



Raphael Bottino Arcos

**Sistema de Monitoração e Cálculo de Inércia
Mínima Sincronizada para a Tomada de
Decisão em Tempo Real**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador : Prof. Ricardo Bernardo Prada
Coorientador: Luiz Cláudio de Araújo Ferreira

Rio de Janeiro
Agosto de 2022



Raphael Bottino Arcos

**Sistema de Monitoração e Cálculo de Inércia
Mínima Sincronizada para a Tomada de
Decisão em Tempo Real**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo.

Prof. Ricardo Bernardo Prada

Orientador

Departamento Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Luiz Cláudio de Araújo Ferreira

Coorientador

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

Jorge Luiz de Araújo Jardim

HPPA Consultoria – HPPA

Prof. Júlio Cesar Stacchini de Souza

Universidade Federal Fluminense – UFF

Rio de Janeiro, 18 de Agosto de 2022

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Raphael Bottino Arcos

Graduou-se em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Potência pela UFF em 2017. Atualmente trabalha como engenheiro de sistemas de potência no ONS.

Ficha Catalográfica

Arcos, Raphael Bottino

Sistema de Monitoração e Cálculo de Inércia Mínima Sincronizada para a Tomada de Decisão em Tempo Real / Raphael Bottino Arcos; orientador: Ricardo Bernardo Prada; coorientador: Luiz Cláudio de Araújo Ferreira. – 2022.

v., 165 f: il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2022.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Sistema de Potência – Teses. 3. Inércia sincronizada. 4. Reserva de potência operativa. 5. Controle de frequência. 6. Operação em tempo real. 7. Simulação dinâmica de contingências. I. Prada, Ricardo Bernardo. II. Ferreira, Luiz Cláudio de Araújo. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD: 621.3

Agradecimentos

À minha mãe, Carmen, pois não há palavras no dicionário para descrever tudo o que ela fez por mim.

Ao meu pai, João, por todo o apoio e conselhos ao longo da minha vida.

À minha querida avó Vera, que sempre me recebe com seu sorriso único.

Ao meu orientador, prof. Ricardo Prada, por todo o auxílio e suporte durante todo o período de mestrado.

Ao meu coorientador e chefe, Luiz Cláudio, por ter acreditado em mim anos atrás, quando eu era um estagiário, e por continuar me apoiando hoje.

Ao ONS, por sempre incentivar os estudos e aperfeiçoamento dos seus colaboradores.

Agradeço aos meus companheiros de trabalho de hoje e de ontem, por terem me ensinado tanto. Em especial, agradecimentos grandiloquentes aos engenheiros João Tito e Arthur Mouco, que sempre me ajudaram com argúcia e diligência enquanto eu engendrava o presente trabalho.

À minha amiga Renata, por me mostrar que grandes amizades podem surgir em um *leg press* 45º.

À PUC-RIO e à CAPES por todo o suporte concedido. O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

Resumo

Arcos, Raphael Bottino; Prada, Ricardo Bernardo; Ferreira, Luiz Cláudio de Araújo. **Sistema de Monitoração e Cálculo de Inércia Mínima Sincronizada para a Tomada de Decisão em Tempo Real**. Rio de Janeiro, 2022. 165p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Centros de operação ao redor do mundo têm verificado o aumento da complexidade ao longo dos anos, principalmente pela grande quantidade de novas informações que devem ser consideradas. No sistema elétrico brasileiro não é diferente, impactado pela participação cada vez mais ativa de fontes renováveis, como eólicas e fotovoltaicas, além de elos de corrente contínua. Seguindo uma tendência global, a consideração de valores de inércia sincronizada para a avaliação do desempenho da frequência e de fluxos sistêmicos se faz necessária, configurando-se como uma nova informação a ser exposta à operação em tempo real. Visando garantir mais segurança e confiabilidade ao ambiente de tempo real, o presente trabalho tem como objetivo traduzir os estudos realizados pela equipe de planejamento do ONS para a operação, através de um sistema capaz de monitorar parâmetros como a inércia sincronizada, reserva de potência operativa e outras informações associadas, ampliando a consciência situacional dos usuários. Além disso, o sistema deve promover simulações de contingências severas que possam provocar atuações de esquemas de corte de carga e indicar ações que possam ser realizadas para mitigar o problema.

Palavras-chave

Inércia sincronizada Reserva de potência operativa Controle de frequência Operação em tempo real Simulação dinâmica de contingências

Abstract

Arcos, Raphael Bottino; Prada, Ricardo Bernardo (Advisor); Ferreira, Luiz Cláudio de Araújo (Co-Advisor). **Minimum Synchronous Inertia Monitoring and Calculation System for Real-Time Decision Making**. Rio de Janeiro, 2022. 165p. Dissertação de mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Operation centers around the world have verified an increase of the complexity throughout the years, mostly due to huge amounts of new information that must be considered. The Brazilian electric system is no different, impacted by the increasingly active participation of renewable sources, such as wind and photovoltaic, as well as direct current links. Following a global trend, the consideration of values of synchronous inertia for the evaluation of the performance of the frequency is necessary, configuring as a new information to be exposed to real-time operation. With the purpose of guaranteeing more safety and reliability to the real-time environment, this work has the goal of translating the studies carried out by the ONS planning team to the operation, through a system capable of monitoring parameters such as synchronous inertia, operating reserve and other associated informations, increasing users' situational awareness. Besides that, the system must promote simulations of severe contingencies that may trigger load shedding schemes and indicate actions that can be taken to soften the problem.

Keywords

Synchronous inertia Operating reserve Frequency control Real-time operation Dynamic simulation of contingencies

Sumário

1	Introdução	16
1.1	Considerações Iniciais	16
1.2	Estrutura do Trabalho	17
2	Motivação	19
3	Fundamentação Teórica e Pesquisa	24
3.1	Controle de Frequência	24
3.1.1	Resposta Inercial	25
3.1.1.1	Experiência Internacional de Inércia Sincronizada e Inércia Crítica	26
3.1.1.2	Inércia Sincronizada no SIN	31
3.1.2	Regulação Própria do Sistema	32
3.1.3	Controle Primário de Frequência	33
3.1.3.1	Característica Estática do Regulador	34
3.1.3.2	Regulação Primária em Áreas de Controle	36
3.1.4	Controle Secundário de Frequência	37
3.1.4.1	Regulação Secundária em Áreas de Controle	37
3.1.4.2	CAG no ONS	39
3.1.5	Controle Terciário de Frequência	42
3.1.6	Reserva de Potência Operativa	42
3.1.6.1	Folga de Potência Monitorada	43
3.1.6.2	Quantificação de Reserva de Potência Operativa	44
3.2	Sistemas Especiais de Proteção	45
3.2.1	Contingência Dupla nos Bipolos de Xingu	46
3.2.1.1	Lógica 2.A.2	47
3.2.1.2	Lógica 2.B.1	47
3.2.1.3	Lógica 3	48
3.2.1.4	Parametrização de Limites por Inércia Mínima Sincronizada para Perdas Duplas nos Bipolos	49
3.2.2	Contingência Dupla no Tronco de 765 kV	53
3.2.2.1	Lógica 14	56
3.2.2.2	Lógica 15	57
3.2.2.3	Lógica 19	58
3.2.2.4	Parametrização de Limites por Inércia Mínima Sincronizada para Perdas Duplas no Tronco 765 kV	58
3.3	IHM de Alta Performance	61
4	Desenvolvimento do Sistema	65
4.1	Aquisição, Preparação, Cálculo de Dados e Simulação	65
4.1.1	Elaboração de Heurística Evolutiva para Otimização de Fluxos nos Bipolos de Xingu	69
4.1.2	Proposta de Otimização de Geração em Belo Monte	73
4.1.2.1	Geração em Belo Monte Abaixo do Necessário	73
4.1.2.2	Geração em Belo Monte Acima do Necessário	75

4.1.3	Proposta de Redução de Fluxo FNS	77
4.2	IHM De Alto Desempenho	79
4.2.1	Previsão de Inércia Sincronizada por Redes Neurais	101
5	Simulações	106
5.1	Caso Real de Bloqueio de Bipolo de Xingu-Estreito	106
5.2	Caso Fictício de Bloqueio de Bipolo de Xingu-Terminal Rio com Xingu-Estreito em Configuração Monopolar	110
5.3	Caso Fictício de Perdas Duplas no Tronco de 765 kV	115
5.4	Caso Fictício de Desempenho de Cenários Preditivos para Contingências nos Bipolos	118
6	Conclusões	126
7	Trabalhos Futuros	127
	Referências bibliográficas	130
A	Áreas de Controle e Submercados de Energia	134
B	Fluxos do SIN	135
C	Programas Desenvolvidos	138
C.1	Tempo de Execução	139
D	Conceituação REGER	141
E	Integração de Sistemas ONS	144
F	Organon	150
F.1	Arquivos	150
G	Geração de Cenários Preditivos no Organon	153
H	Algoritmos Genéticos	155
H.1	Operadores Genéticos	157
H.1.1	Seleção	157
H.1.1.1	Torneio	157
H.1.2	Cruzamento	157
H.1.2.1	Múltiplos Pontos	158
H.1.3	Mutação	158
H.1.3.1	Uniforme	158
I	Redes Neurais	159
I.1	Redes Neurais	159
I.1.1	Modelos de Rede <i>Perceptron</i> e <i>Multi-Layer Perceptron</i>	161
J	Nova Lógica 3	164

Lista de Figuras

Figura 1	Gráfico de Carga Verificada x Programada em 12/04/2022 (Fonte: <i>PI Vision</i>)	19
Figura 2	Gráfico de Inércia Sincronizada em 12/04/2022 (Fonte: <i>PI Vision</i>)	20
Figura 3	Excursão de Frequência no Organon: Comparativo 1 (Fonte: Autor)	21
Figura 4	Excursão de Frequência no Organon: Comparativo 2 (Fonte: Autor)	22
Figura 5	Contingências nos Bipolos de Xingu: Exposição do SIN ao ERAC em 2021 (Fonte: Autor)	23
Figura 6	Excursão da Frequência [6]	24
Figura 7	Estimação de Inércia do Sistema Nórdico para 2020 [10]	27
Figura 8	Tendência de Inércia Sincronizada em 2030 para Sistemas do Continente Europeu, Nórdico, Grã-Bretanha e Irlanda [12]	28
Figura 9	Tendência de Inércia Sincronizada em 2030 para os Sistemas Nórdico, Grã-Bretanha e Irlanda [12]	29
Figura 10	Painel de Alarmes do ERCOT [13]	30
Figura 11	Inércia Crítica Baseada em Reserva para Controle Primário de Frequência [13]	30
Figura 12	Valores de Inércia Mínima na Austrália para Diferentes Cenários [14]	31
Figura 13	Inércia Sincronizada do SIN em 2021 (Fonte: Autor)	32
Figura 14	Porcentagem de Tempo de Patamares de Inércia Sincronizada do SIN em 2021 (Fonte: Autor)	32
Figura 15	Variação da Carga com a Frequência pela Regulação Própria [16]	33
Figura 16	Variação de Geração com a Frequência pela Regulação Primária [16]	35
Figura 17	Diagrama de Blocos de Unidade Geradora Suprindo uma Carga [16]	36
Figura 18	Diagrama de Blocos de Unidade Geradora Suprindo uma Carga com Regulação Secundária [16]	38
Figura 19	Limite de FNS para Patamar de Inércia Abaixo de 270 GW.s [5]	50
Figura 20	Limite de FNS para Patamar de Inércia entre 270 GW.s e 310 GW.s [5]	51
Figura 21	Limite de FNS para Patamar de Inércia entre 310 GW.s e 350 GW.s [5]	51
Figura 22	Limite de FNS para Patamar de Inércia entre 350 GW.s e 410 GW.s [5]	52
Figura 23	Tronco 765 kV: Configuração Completa [26]	53
Figura 24	Tronco 765 kV: Exemplo de Configuração Intermediária 1 [26]	54

Figura 25	Tronco 765 kV: Exemplo de Configuração Intermediária 2 [26]	55
Figura 26	Tronco 765 kV: Configuração Incompleta [26]	55
Figura 27	Lógica 14 – Referências [26]	56
Figura 28	Lógica 15 – Referências [26]	57
Figura 29	Limite de FIV e FSE para Patamar de Inércia Abaixo de 270 GW.s [5]	59
Figura 30	Limite de FIV e FSE para Patamar de Inércia entre 270 GW.s e 310 GW.s [5]	60
Figura 31	Limite de FIV e FSE para Patamar de Inércia entre 310 GW.s e 350 GW.s [5]	60
Figura 32	Limite de FIV e FSE para Patamar de Inércia entre 350 GW.s e 410 GW.s [5]	61
Figura 33	Limite de FIV e FSE para Patamar de Inércia Acima de 410 GW.s [5]	61
Figura 34	Fluxograma da Ferramenta de Simulação (Fonte: Autor)	66
Figura 35	Comparativo entre Inércia Calculada pelo Organon e Inércia Verificada (Fonte: Autor)	67
Figura 36	Caso de Remanejamento de Fluxo nos Bipolos: Comparativo de Simulações (Fonte: Autor)	72
Figura 37	Mínima Potência CC Perdida por Fluxo XGES (Fonte: Autor)	73
Figura 38	Caso I de Redespacho de Geração: Comparativo de Simulações (Fonte: Autor)	75
Figura 39	Caso II de Redespacho de Geração: Comparativo de Simulações (Fonte: Autor)	77
Figura 40	Painel de Nível 1: Tela Principal (Fonte: <i>PI Vision</i>)	82
Figura 41	Blocos de Alarmes de Simulações Organon (Fonte: <i>PI Vision</i>)	83
Figura 42	Painel de Nível 2: Tela do Submercado Norte (Fonte: <i>PI Vision</i>)	85
Figura 43	Painel de Nível 2: Tela do Submercado Nordeste (Fonte: <i>PI Vision</i>)	86
Figura 44	Painel de Nível 2: Tela do Submercado Sul (Fonte: <i>PI Vision</i>)	87
Figura 45	Painel de Nível 2: Tela do Submercado Sudeste (Fonte: <i>PI Vision</i>)	88
Figura 46	Disposição de Geração por Usina (Fonte: <i>PI Vision</i>)	89
Figura 47	Painel de Nível 3: Tela por Usina (Fonte: <i>PI Vision</i>)	90
Figura 48	Painel de Nível 3: Integração com SICOP (Fonte: <i>PI Vision</i>)	91
Figura 49	Painel de Nível 2: Limite de FNS (Fonte: <i>PI Vision</i>)	93
Figura 50	Painel de Nível 2: Simulações Organon de Cenário de Tempo Real (Fonte: <i>PI Vision</i>)	96
Figura 51	Painel de Nível 2: Simulações Organon de Cenário Preditivo (Fonte: <i>PI Vision</i>)	97
Figura 52	Painel de Nível 3: Propostas de Soluções de Cenário de Tempo Real (Fonte: <i>PI Vision</i>)	99

Figura 53	Painel de Nível 3: Propostas de Soluções de Cenário Preditivo (Fonte: <i>PI Vision</i>)	100
Figura 54	Previsão de Inércia: Comparativo entre Verificado e 30 Minutos à Frente (Fonte: Autor)	105
Figura 55	Previsão de Inércia: Tendência até 90 Minutos à Frente (Fonte: Autor)	105
Figura 56	Evento de 21/01/2022 (Fonte: <i>Phasor Analytics</i>)	107
Figura 57	Caso Real de Bloqueio de XGES: Excursão da Frequência em Simulação Organon (Fonte: Autor)	107
Figura 58	Caso Real de Bloqueio de XGES: Comparativo de Simulação com Proposta de Otimização em Belo Monte (Fonte: Autor)	109
Figura 59	Caso Fictício de Bloqueio de Bipolo de XGTR com XGES em Configuração Monopolar: Inércia Sincronizada (Fonte: <i>PI Vision</i>)	111
Figura 60	Caso Fictício de Bloqueio de Bipolo de XGTR com XGES em Configuração Monopolar: Resumo de Simulações de Eventos (Fonte: <i>PI Vision</i>)	112
Figura 61	Caso Fictício de Bloqueio de Bipolo de XGTR com XGES em Configuração Monopolar: Propostas de Otimização (Fonte: <i>PI Vision</i>)	114
Figura 62	Caso Fictício de Perdas Duplas no Tronco de 765 kV: Simulação (Fonte: Autor)	115
Figura 63	Caso Fictício de Perdas Duplas no Tronco de 765 kV: Interface de Simulações (Fonte: <i>PI Vision</i>)	117
Figura 64	Caso Fictício de Perdas Duplas no Tronco de 765 kV: Interface de Simulações (Fonte: <i>PI Vision</i>)	119
Figura 65	Caso de Desempenho de Cenários Preditivos: Indicativo de Simulações Preditivas para 19:00 (Fonte: <i>PI Vision</i>)	120
Figura 66	Caso de Desempenho de Cenários Preditivos: Tela de Limites (Fonte: <i>PI Vision</i>)	122
Figura 67	Caso de Desempenho de Cenários Preditivos: Indicativo de Simulações de Tempo Real para 18:30 (Fonte: <i>PI Vision</i>)	123
Figura 68	Linhas que Compõem o FNS (Fonte: SAGE)	135
Figura 69	Representação de FIV e FSE no Tronco 765 kV (Fonte: SAGE)	136
Figura 70	Bipolos de Xingu (Fonte: SAGE)	136
Figura 71	Linhas que Compõem o FNESE (Fonte: SAGE)	137
Figura 72	Arquitetura REGER [34]	142
Figura 73	Integrador REGER	144
Figura 74	Visão de Regiões de Segurança do COSR-SE no Organon (Fonte: Autor)	145
Figura 75	Base de Inércia em <i>PI AF: Tags</i> e Cálculos (Fonte: <i>PI AF</i>)	146
Figura 76	Base de Inércia em <i>PI AF: Dados</i> de Simulações Organon (Fonte: <i>PI AF</i>)	147

Figura 77	Sistema de Apoio ao Controle de Intercâmbio (Fonte: SACI)	147
Figura 78	Exemplo e Previsões Armazenadas no <i>Data Lake</i> (Fonte: Autor)	149
Figura 79	Geração de Cenários Preditivos no Organon (Fonte: Autor)	154
Figura 80	Dados do Cenário Preditivo (Fonte: Autor)	154
Figura 81	Fluxograma de Processo Padrão de Algoritmos Genéticos (Fonte: Autor)	155
Figura 82	Modelo de Rede <i>Perceptron</i> [43]	162
Figura 83	Modelo de Rede <i>Multi-Layer Perceptron</i> [43]	162
Figura 84	Corte de Geração da Nova Lógica 3 em Função de FNS+FNESE e Potência CC Perdida [45]	164
Figura 85	Ordem de Corte de Máquinas por Patamar de Perda CC e Fluxo FNS+FNESE [45]	165

Lista de Tabelas

Tabela 1	Cenários de Carga Distinta e Inércia Similar (Fonte: Autor)	20
Tabela 2	Cenários de Carga Similar e Inércia Distinta (Fonte: Autor)	21
Tabela 3	Composição de Usinas para FPM e FPMS [5]	43
Tabela 4	Corte de Geração da Lógica 3 em Função de FNS e Potência CC Perdida [5]	46
Tabela 5	Número Máximo de Máquinas Cortadas por Patamar de Inércia Mínima Sincronizada [5]	50
Tabela 6	Número Máximo de Máquinas Cortadas por Patamar de Inércia Mínima Sincronizada [5]	59
Tabela 7	Parâmetros Genéticos Utilizados (Fonte: Autor)	70
Tabela 8	Dados do Caso Original (Fonte: Autor)	70
Tabela 9	Geração 1: População dos 5 Melhores Indivíduos (Fonte: Autor)	71
Tabela 10	Geração 100: População dos 5 Melhores Indivíduos (Fonte: Autor)	71
Tabela 11	Dados do Caso Geneticamente Modificado (Fonte: Autor)	71
Tabela 12	Comparativo de Cenários (Fonte: Autor)	72
Tabela 13	Caso I de Redespacho de Geração: Dados do Caso Original (Fonte: Autor)	74
Tabela 14	Caso I de Redespacho de Geração: Dados do Caso Modificado (Fonte: Autor)	74
Tabela 15	Caso I de Redespacho de Geração: Comparativo de Frequências Mínimas para Bloqueio de XGTR (Fonte: Autor)	75
Tabela 16	Caso II de Redespacho de Geração: Dados do Caso Original (Fonte: Autor)	76
Tabela 17	Caso II de Redespacho de Geração: Dados do Caso Modificado (Fonte: Autor)	76
Tabela 18	Caso II de Redespacho de Geração: Comparativo de Frequências Mínimas para Bloqueio de XGES (Fonte: Autor)	77
Tabela 19	Caso de Redução de Fluxo FNS: Dados do Caso Original (Fonte: Autor)	78
Tabela 20	Caso de Redução de Fluxo FNS: Dados do Caso Modificado (Fonte: Autor)	78
Tabela 21	Parâmetros de Redes Neurais Utilizados (Fonte: Autor)	102
Tabela 22	Representação de Variáveis (Fonte: Autor)	102
Tabela 23	Comparativo de Previsões de 30 Minutos à Frente (Fonte: Autor)	103
Tabela 24	Comparativo de Previsões de 60 Minutos à Frente (Fonte: Autor)	103
Tabela 25	Comparativo de Previsões de 90 Minutos à Frente (Fonte: Autor)	104
Tabela 26	Diferença Entre Valores Verificados e Previstos (Fonte: Autor)	104

Tabela 27	Patamares de Inércia Sincronizada [5]	105
Tabela 28	Caso Real de Bloqueio de XGES: Dados Pré-Contingência (Fonte: Autor)	106
Tabela 29	Caso Real de Bloqueio de XGES - Comparativo de Excursão da Frequência (Fonte: Autor)	108
Tabela 30	Caso Fictício de Bloqueio de Bipolo de XGTR com XGES em Configuração Monopolar: Dados dos Bipolos de Xingu (Fonte: Autor)	110
Tabela 31	Caso Fictício de Bloqueio de Bipolo de XGTR com XGES em Configuração Monopolar: Dados Complementares (Fonte: Autor)	110
Tabela 32	Caso Fictício de Perdas Duplas no Tronco de 765 kV: Dados (Fonte: Autor)	115
Tabela 33	Frequências Mínimas dos Cenários de Tempo Real e Preditivos em Bloqueio de Xingu-Estreito (Fonte: Autor)	124
Tabela 34	Frequências Mínimas dos Cenários de Tempo Real e Preditivos em Bloqueio de Xingu-Terminal Rio (Fonte: Autor)	124
Tabela 35	Tempos de Execução (Fonte: Autor)	139
Tabela 36	Dados do <i>Notebook</i> das Simulações (Fonte: Autor)	140
Tabela 37	Exemplo de Cruzamento de Múltiplos Pontos (Fonte: Autor)	158
Tabela 38	Exemplo de Mutação Uniforme (Fonte: Autor)	158

Lista de Abreviaturas

ACO - Área de Controle
BDT - Base de Dados Técnica
CAG - Controle Automático de Geração
ECA - Erro de Controle de Área
ENTSO-E - *European Network of Transmission System Operators*
ERAC - Esquema Regional de Alívio de Carga
ERCOT - *Electric Reliability Council of Texas*
EMS - *Energy Management System*
ESP - Esquema Suplementar de Proteção
FF - *Flat Frequency Control*
FPM - Folga de Potência Monitorada
FPMS - Folga de Potência Monitorada Sincronizada
FPMS.CS - Folga de Potência Monitorada Sincronizada de Compensadores Síncronos
FPMS.UG - Folga de Potência Monitorada Sincronizada de Unidades Geradoras
FTL - *Flat-Tie-Line Control*
HVDC - *High Voltage Direct Current*
IHM - Interface Homem-Máquina
NERC - *North American Electric Reliability Corporation*
ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCCP - Previsor de Carga de Curto Prazo
PCH - Pequena Central Hidrelétrica
PDP - Programa Diário de Produção
PMU - *Phasor Measurement Unit*
REGER - Rede de Gerenciamento de Energia
RPO - Reserva de Potência Operativa
SACI - Sistema de Apoio ao Controle de Intercâmbio
SAGE - Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia
SCADA - *Supervisory Control and Data Acquisition*
SICOP - Sistema de Gestão de Intervenções para os Centros de Operação
SIN - Sistema Interligado Nacional
SIPS - *System Integrity Protection Schemes*
SME - Submercado
TLB - *Tie-Line-Bias Control*
TSO - *Transmission System Operator*

1 Introdução

1.1 Considerações Iniciais

Sistemas elétricos de todo o mundo têm enfrentado o aumento expressivo de complexidade ao longo dos anos. O uso cada vez mais significativo de fontes eólicas e fotovoltaicas já representa aproximadamente 10% da matriz elétrica brasileira [1]. No terceiro trimestre de 2021, a contribuição das fontes eólicas e fotovoltaicas seria suficiente para abastecer cerca de 15% da carga sistêmica por mais de 60% do tempo [2]. Além disso, a utilização de elos de corrente contínua também deve ser levada em consideração, já que os bipolos de Xingu (Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio), com capacidade nominal de 4000 MW cada, transmitem boa parte da geração da usina hidrelétrica de Belo Monte, na região Norte do país, para a região Sudeste. Ambos os bipolos operam em paralelo ao sistema de corrente alternada existente, aumentando a flexibilidade na operação, mas também impondo desafios, uma vez que seus limites de transferência de potência passam a se relacionar com variáveis dinâmicas, como a carga do SIN (Sistema Interligado Nacional), intercâmbio FNS (Fluxo Norte-Sudeste), fluxos em linhas de transmissão, além da geração e da quantidade de unidades geradoras sincronizadas em Belo Monte.

O ONS estabelece premissas e critérios para garantir o desempenho consistente da frequência e de fluxos sistêmicos, permitindo a coordenação, supervisão e operação do SIN de forma segura. Para tanto, são definidos limites para o desempenho destas grandezas, muitas vezes em função dos valores da carga sistêmica, como é o caso dos fluxos nas interligações Norte/Sudeste [3] e Sul/Sudeste [4]. Contudo, os valores de carga podem não ser bons parâmetros para a avaliação do desempenho do sistema, principalmente nos períodos de carga leve ou mínima frente às contingências mais severas, como as envolvendo a perda de bipolos em Xingu ou de linhas de transmissão de grandes interligações. Isso se dá pela baixa contribuição de inércia de fontes intermitentes, além da incerteza de geração distribuída na transmissão e na carga do sistema interligado.

Desta maneira, a monitoração e o cálculo da inércia sincronizada em

tempo real se tornam fundamentais para a garantia do desempenho seguro e para a otimização energética do sistema.

Para enfrentar este desafio, o presente trabalho busca, em primeiro lugar, integrar uma quantidade elevada de dados, sendo alguns deles inéditos para o ambiente de tempo real e provenientes de diferentes fontes, permitindo a monitoração da inércia sincronizada no SIN. Em segundo lugar, o sistema desenvolvido avalia em tempo real a segurança do SIN em função da inércia sincronizada, apoiando ações de controle das equipes de tempo real através de interfaces de alto desempenho.

1.2

Estrutura do Trabalho

No Capítulo 2 é apresentada a principal motivação do trabalho, com comparativos de simulações de cenários reais levando em consideração os valores de carga sistêmica e inércia sincronizada. Além disso, são apresentadas as contingências duplas trabalhadas no desenvolvimento do sistema.

O Capítulo 3 reúne pesquisas realizadas e a fundamentação teórica para a compreensão do trabalho. É introduzido o processo de controle de frequência dividido em seus períodos e com a devida conceituação dos níveis de controle primário, secundário e terciário. Cada nível proporciona contribuições distintas, com destaque para a resposta inercial, com apresentação de sua definição e importância em casos no mundo e no contexto do ONS. Destacam-se também as seções de CAG (Controle Automático de Geração) e RPO (Reserva de Potência Operativa), com a contextualização de ambas à realidade do SIN. Em paralelo, são introduzidas as lógicas de proteção consideradas para as contingências duplas estudadas. Por fim, são definidas algumas premissas utilizadas para o desenvolvimento da interface do sistema, baseada em IHM (Interface Homem-Máquina) de Alta Performance.

O Capítulo 4 apresenta, em duas partes, o sistema de apoio à decisão desenvolvido: Na primeira é apresentada a ferramenta de simulação, um programa em *python* que utiliza um sistema de avaliação automática de segurança – Organon – como motor de cálculo para avaliar o desempenho do SIN, tanto em tempo real quanto preditivamente (horas à frente). O programa também propõe ações de controle para garantir o desempenho seguro, evitar a atuação desnecessária de esquemas de corte de carga automático, além de evitar a desotimização energética do sistema. A segunda parte apresenta o sistema desenvolvido para apoio à decisão em tempo real, respeitando os rigorosos requisitos exigidos por este ambiente para a monitoração e controle, através de uma interface de alto desempenho.

O Capítulo 5 apresenta os resultados da avaliação do desempenho do SIN, utilizando o sistema de apoio desenvolvido.

O Capítulo 6 reúne as conclusões do trabalho.

O Capítulo 7 apresenta algumas propostas de trabalhos futuros para a evolução do sistema desenvolvido.

O Apêndice oferece informações diversas para complementação de entendimento do trabalho, como detalhamento de conceitos de submercado, área de controle e de fluxos do SIN. Os programas desenvolvidos no presente trabalho, todos em *python*, são descritos. Também são apresentados os tipos de arquivos utilizados pelo Organon no processo, bem como a funcionalidade de geração de cenários preditivos. São conceitualizados, também, algoritmos genéticos, utilizados para otimização do desempenho do SIN frente às contingências e redes neurais, que auxiliam no processo de previsão de inércia para dar mais robustez ao sistema desenvolvido. Por fim, considerando a importância de uma correta integração do sistema desenvolvido aos sistemas de apoio à decisão em operação no ONS, também é apresentado o atual *Energy Management System* (EMS) do ONS (REGER), além da proposta para a integração de dados do sistema de apoio desenvolvido com o REGER.

2 Motivação

Atualmente, os limites relacionados ao desempenho da frequência e de fluxos sistêmicos no ONS são parametrizados por patamares de carga do SIN e pelo número mínimo de máquinas sincronizadas, visando assegurar a inércia do sistema. Esta estratégia esteve sempre apoiada pela maior facilidade em calcular os valores de carga e pela proximidade entre sua curva e a de inércia sincronizada.

Contudo, com o aumento de geração proveniente de fontes intermitentes, cujas contribuições aos valores de inércia sincronizada não são significativas, além da participação mais expressiva de elos de corrente contínua, é possível visualizar uma diferenciação nas tendências de curvas de carga e inércia sincronizada do sistema. A Figura 1 introduz comportamento da carga no dia 12/04/2022, enquanto a Figura 2 traduz os valores de inércia sincronizada. Como é possível visualizar, a inércia é capaz de manter seus valores ainda que a carga apresente variações, por exemplo.

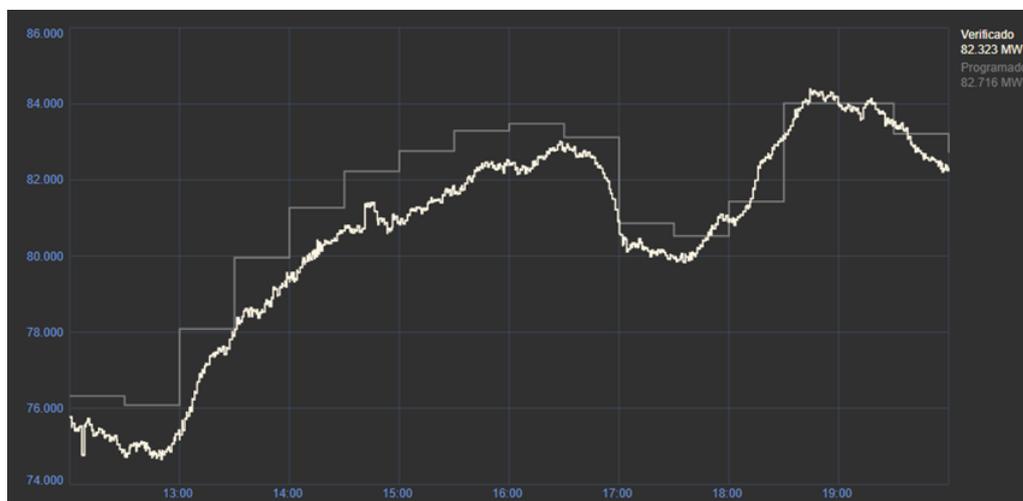


Figura 1: Gráfico de Carga Verificada x Programada em 12/04/2022 (Fonte: *PI Vision*)



Figura 2: Gráfico de Inércia Sincronizada em 12/04/2022 (Fonte: *PI Vision*)

Essa dissensão entre as curvas aponta para a necessidade do cálculo e da monitoração constante dos valores de inércia sincronizada, além de estimular a análise comparativa do desempenho do SIN, considerando ambos os parâmetros.

A Tabela 1 indica as principais informações de dois cenários bastante distintos: O cenário 1 apresenta uma carga consideravelmente maior do que a do cenário 2, mas ambos apresentam valores de inércia no mesmo patamar.

Tabela 1: Cenários de Carga Distinta e Inércia Similar (Fonte: Autor)

Cenário	Data	Carga (MW)	Inércia (GW.s)	Subfreq. (Hz)
1	08/03/22 16:00	88368	400,118	58,947
2	17/03/22 08:30	76155	400,421	58,964

O gráfico da Figura 3 representa a aplicação da contingência do bloqueio do bipolo de Xingu-Estreito para ambos os cenários. O cenário 1, de maior carga, representado pela curva em verde, apresentou uma subfrequência mínima próxima ao cenário 2, de menor carga, representado pela curva em amarelo.

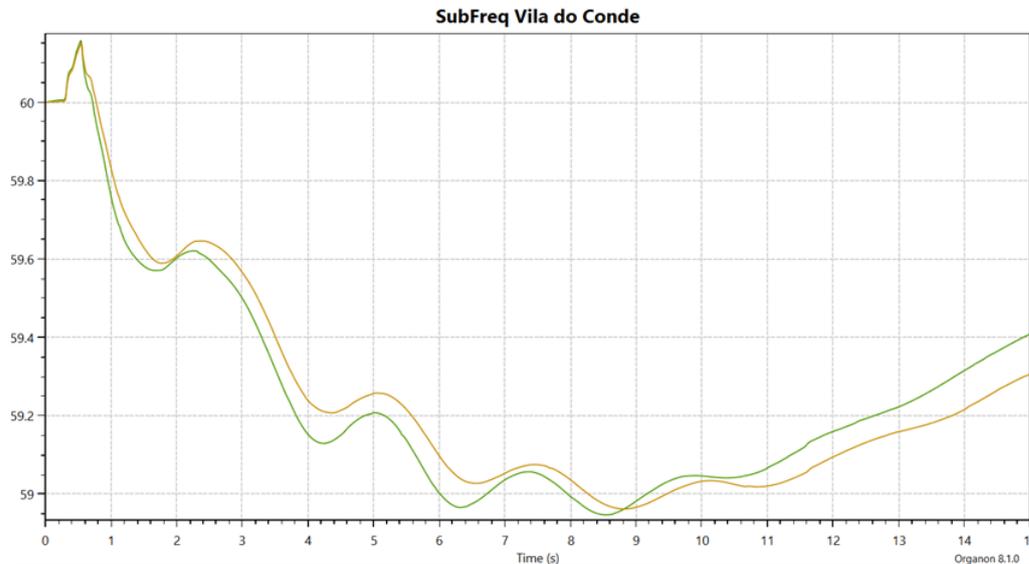


Figura 3: Excursão de Frequência no Organon: Comparativo 1 (Fonte: Autor)

De forma análoga, são comparadas simulações de períodos com carga similar e inércia distinta (Tabela 2). O cenário 3 apresenta inércia sincronizada consideravelmente menor do que o cenário 4, mas ambos possuem valores de carga próximos.

Tabela 2: Cenários de Carga Similar e Inércia Distinta (Fonte: Autor)

Cenário	Data	Carga (MW)	Inércia (GW.s)	Subfreq. (Hz)
3	11/04/22 13:30	77336	367,146	58,897
4	17/03/22 12:30	77371	405,094	59,043

O gráfico da Figura 4 representa a aplicação da contingência do bloqueio do bipolo de Xingu-Estreito para ambos os cenários. O cenário 3, de menor inércia, representado pela curva em verde, apresentou uma subfrequência mínima inferior ao cenário 2, de maior inércia, representado pela curva em amarelo.

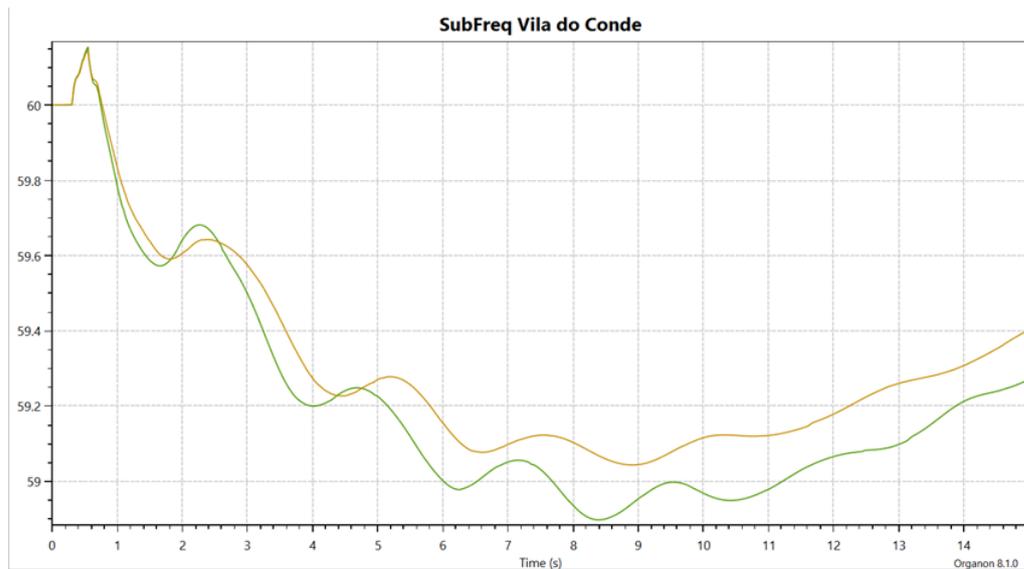


Figura 4: Excursão de Frequência no Organon: Comparativo 2 (Fonte: Autor)

É evidente que a excursão da frequência depende também de outros fatores, como a alocação de geração em usinas sincronizadas, altura de queda d'água em usinas hidráulicas, reserva de potência operativa e valores de fluxos sistêmicos. Contudo, a monitoração dos valores de inércia sincronizada pode permitir a visualização e interpretação mais confiável dos eventos pós-distúrbio do que a utilização de apenas valores de carga.

Em consonância com essa premissa, a equipe de planejamento do ONS elaborou [5], um documento pioneiro no setor elétrico brasileiro que estabelece limites associados ao desempenho do SIN, parametrizados por patamares de inércia mínima sincronizada. Os limites foram calculados considerando as contingências de perdas duplas nos bipolos de Xingu (Seção 3.2.1.4) e perda dupla de circuitos no tronco de 765 kV (Seção 3.2.2.4). As contingências foram escolhidas pelo grau de criticidade e por poderem provocar a atuação de lógicas de proteção, que têm como objetivo o corte adicional de máquinas sincronizadas, visando evitar a abertura de interligações sistêmicas e consequente ilhamento entre submercados.

As referências de [5] relacionam patamares de inércia mínima sincronizada com o número máximo de máquinas cortadas por atuação das lógicas de proteção para as contingências duplas definidas, de forma a evitar a atuação do Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC).

A Figura 5 indica a porcentagem de tempo por mês, para o ano de 2021, em que o SIN se encontrou com risco de atuação do ERAC para as contingências de Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio. É possível perceber que a exposição do sistema frente às contingências nos bipolos é de caráter

sazonal, atingindo a máxima exposição no trimestre de Março, Abril e Maio, principalmente pela necessidade de maior exploração da geração do Norte do país neste período do ano.

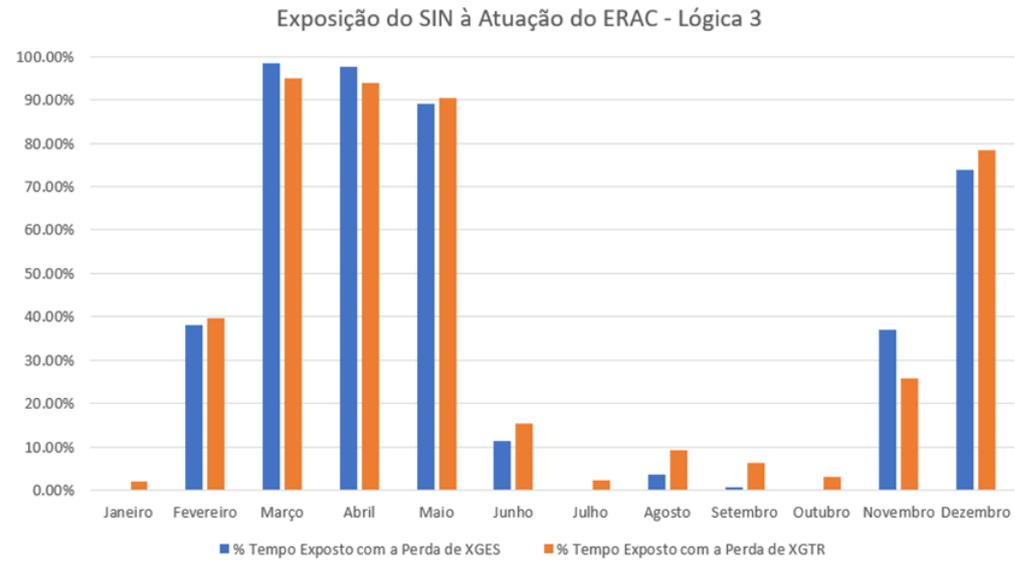


Figura 5: Contingências nos Bipolos de Xingu: Exposição do SIN ao ERAC em 2021 (Fonte: Autor)

Dessa forma, o presente trabalho tem como motivação a aproximação entre os estudos realizados pela equipe de planejamento do ONS e o ambiente de operação em tempo real, utilizando dados atualizados de inércia sincronizada, folga de potência e outras informações exibidas em uma Interface Homem-Máquina (IHM) de alto desempenho, apoiando a consciência situacional e o processo de tomada de decisão das equipes de operação em tempo real. Através da integração de diferentes informações, objetiva-se desenvolver um sistema que forneça o grau de segurança do estado operativo vigente à operação em tempo real, contando com simulações no *software* Organon para analisar as principais contingências duplas do sistema tanto em cenários de tempo real quanto preditivas. O sistema também deve ser capaz de sugerir alterações no ponto operativo para aumentar a segurança do SIN, considerando novas ações de controle em elos HVDC, redistribuição ou redespacho de geração em usinas.

3 Fundamentação Teórica e Pesquisa

3.1 Controle de Frequência

As variações de frequência em um sistema elétrico são decorrentes de desequilíbrios entre geração e carga. Cenários de sobrefrequência ocorrem quando a quantidade de geração excede a carga e as perdas elétricas do sistema. Cenários de subfrequência, por outro lado, são experienciados após o aumento abrupto de carga ou distúrbios com perdas de blocos de geração.

A Figura 6 indica o comportamento da excursão de frequência em casos de perdas de blocos de geração, com os devidos tipos de controle bem explicitados.

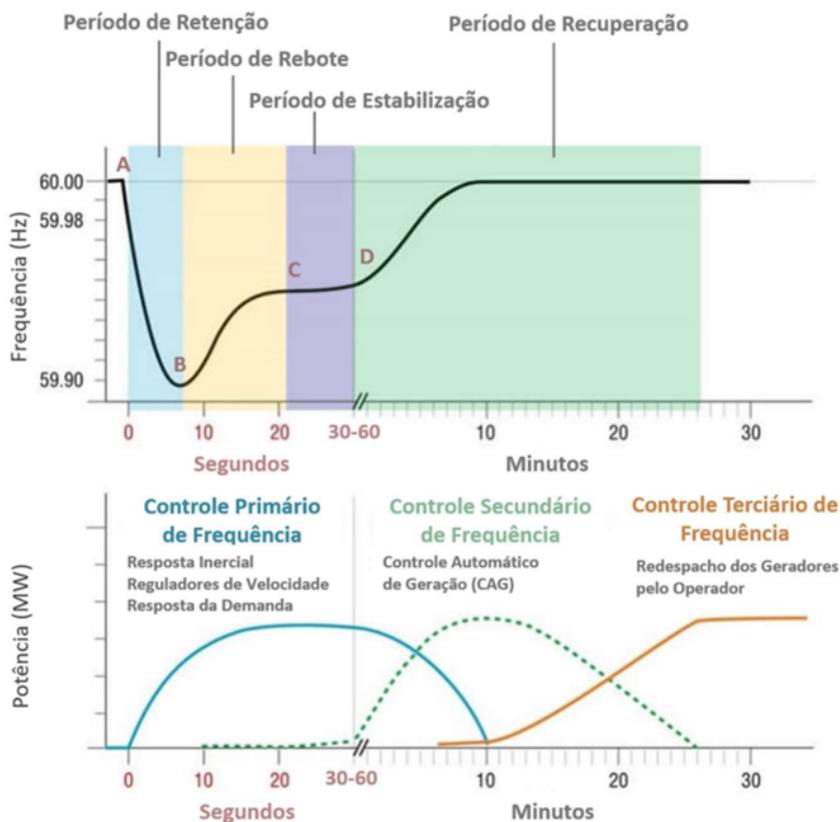


Figura 6: Excursão da Frequência [6]

O período de decaimento da frequência até seu mínimo, em uma primeira instância, é classificado como "período de retenção". A queda de frequência só é propriamente retida quando os esforços combinados de variações e amortecimento da carga, da resposta da demanda e da regulação primária igualam o valor de geração perdida. Após esse período, o comportamento da frequência depende dos efeitos não apenas da regulação primária, mas também da regulação secundária e de variações de carga.

O "período de rebote" compreende o intervalo de ligeira recuperação da frequência, a partir do momento que atinge seu valor mínimo, até 20 (vinte) segundos após o início do distúrbio. Após este período, há o "período de estabilização", ocorrendo de 20 (vinte) até 60 (sessenta) segundos do início do evento, marcado por um novo balanço entre geração e carga em uma frequência inferior à nominal. O restabelecimento da frequência nominal ocorre no "período de recuperação", através de ações da regulação secundária de frequência, envolvendo intervalos acima de 5 (cinco) minutos para completar este objetivo.

As seções a seguir apresentam os conceitos referentes à resposta inercial e aos controles primário, secundário e terciário de frequência, bem como as particularidades dos períodos contidos em cada.

3.1.1

Resposta Inercial

Durante os primeiros segundos do distúrbio, a resposta inercial é fundamental para diminuir a taxa de variação de frequência (RoCoF) e auxiliar em seu processo de estabilidade. A resposta inercial é a quantidade de energia cinética armazenada nos rotores das unidades síncronas sincronizadas no sistema, contrapondo-se ao distúrbio, provocando a redução nas velocidades angulares das máquinas e a consequente redução da frequência elétrica. Isso ocorre até a atuação de sistemas de regulação de velocidade, responsáveis pelo aumento da potência mecânica das máquinas.

Uma certa capacidade de energia armazenada no sistema é necessária para uma adequada resposta da frequência. Se a quantidade de energia armazenada for insuficiente, o desempenho dinâmico do sistema pode ser severamente prejudicado, principalmente em distúrbios. A resposta rápida dessa energia também é um requisito crítico, uma vez que a resposta primária de frequência nas unidades tradicionais é, comparativamente, lenta.

A constante de inércia H normalizada de uma máquina síncrona é definida como a razão entre a energia cinética armazenada à rotação nominal e a potência aparente da máquina. Segundo [7], conforme:

$$H_j = \frac{J_{0m}^2}{2 \cdot VA_{base}} \quad (3.1)$$

Sendo:

J - Momento de inércia de todas as partes girantes síncronas da máquina;

w_{0m}^2 - Velocidade mecânica nominal (em rad/s);

VA_{base} - Potência aparente nominal da máquina.

Assim, a inércia sincronizada de um conjunto de unidades síncronas que compõem uma área pode ser determinada pela equação a seguir [7]:

$$InérciaSincronizada = \sum_{j=1}^k H_j \cdot S_{base,j} \quad (3.2)$$

Sendo:

k - Quantidade de máquinas síncronas no sistema;

H_j - Constante de inércia da máquina j ;

$S_{base,j}$ - Potência aparente da máquina j .

Uma forma alternativa de mensurar a inércia é pela constante de inércia global do sistema de potência, de acordo com a equação abaixo [8]:

$$H_{sis} = \frac{\sum_{j=1}^N H_j \cdot S_{base,j}}{\sum_{j=1}^N S_{base,j}} \quad (3.3)$$

Em que $S_{base,j}$ é a potência aparente de máquinas síncronas sincronizadas.

3.1.1.1

Experiência Internacional de Inércia Sincronizada e Inércia Crítica

Sistema Elétrico Europeu No continente europeu entrou em vigor em 2017 o decreto *Commission Regulation* (EU) 2017/1485 da *European Commission* [9], que especifica a todos os *Transmission System Operators* (TSOs) a obrigatoriedade dos itens a seguir no que tange ao cálculo e monitoração de inércia.

1. Todos os TSOs devem conduzir, em até 2 (dois) anos da entrada em vigência do documento, um estudo por área visando identificar se um valor mínimo de inércia deve ser estabelecido. O estudo deve levar em consideração custos e benefícios, assim como potenciais alternativas.

Todos os TSOs devem revisar periodicamente seus estudos a cada 2 (dois) anos;

2. Se uma determinada área indicar a necessidade de cálculo de inércia mínima, os TSOs desta devem propor uma metodologia para a definição do valor em questão, visando manter a segurança operacional e prevenir violações de estabilidade. A metodologia deve ser desenvolvida em até 6 (seis) meses após a finalização de cada estudo;
3. Todos os TSOs devem implantar o cálculo e monitoração de inércia mínima de suas áreas em ambiente de tempo real, caso se encaixem nas condições anteriores.

Para a área relativa ao sistema nórdico, a inércia mínima para estabilidade era de 120 GW.s no ano de 2020 e tende ao valor de 134 GW.s em 2025 [10]. É importante notar que já em 2015 os operadores do sistema de transmissão da área nórdica apresentavam um estimador de energia cinética implantado em seu SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) e EMS. Esse processo possibilitou a estimação dos valores em 2020, indicando inércia acima da mínima definida.

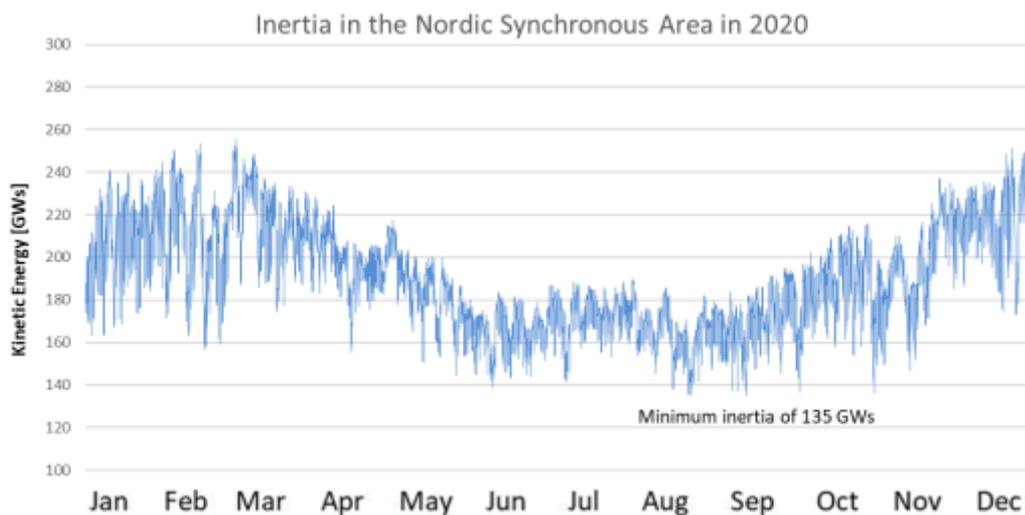


Figura 7: Estimação de Inércia do Sistema Nórdico para 2020 [10]

Os valores de inércia sincronizada no continente europeu, contudo, tendem a sofrer decréscimos nos anos futuros, podendo aumentar a vulnerabilidade do sistema frente a distúrbios [11]. De acordo com o *Ten-Year Network Development Plan* (TYNDP), plano de desenvolvimento do sistema de potência europeu para anos à frente, do *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E), essa tendência se deve ao acréscimo de

integração de fontes intermitentes de geração, tais como eólicas e fotovoltaicas, assim como de geração distribuída.

A Figura 8 e a Figura 9 apresentam a tendência de tempo, em porcentagem, em que a inércia sincronizada deve se encontrar com valores iguais ou superiores aos indicados no gráfico para o ano de 2030 [12], de acordo com cenário estabelecido para contentar os *National Energy and Climate Plans* (NECPs).

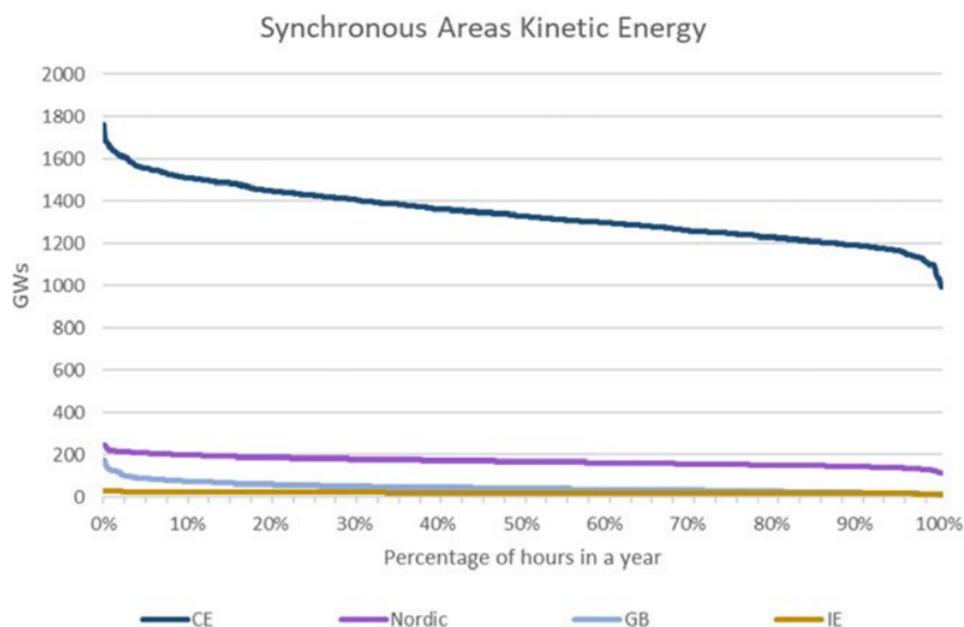


Figura 8: Tendência de Inércia Sincronizada em 2030 para Sistemas do Continente Europeu, Nórdico, Grã-Bretanha e Irlanda [12]

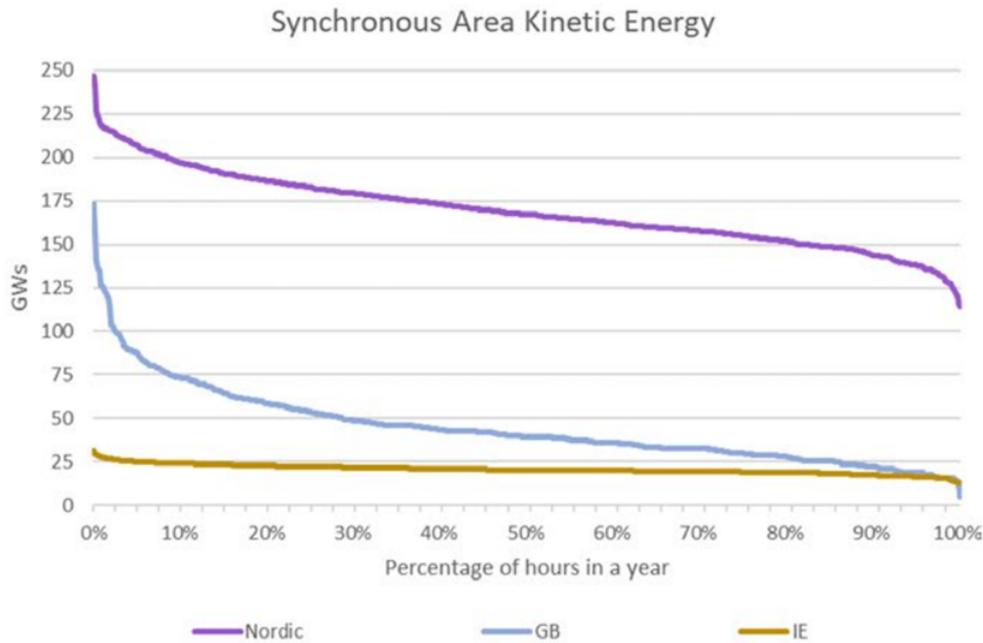


Figura 9: Tendência de Inércia Sincronizada em 2030 para os Sistemas Nórdico, Grã-Bretanha e Irlanda [12]

Sistema Elétrico Norte-Americano Para o sistema elétrico norte-americano, o *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT) indicou a inércia crítica como o mínimo para operação confiável do sistema com as práticas vigentes de controle de frequência [13]. Abaixo do valor crítico, as reservas de potência podem não possuir tempo suficiente para manter os níveis de subfrequência, mesmo com o recurso de corte de carga.

Baseado em simulações com inércia variando de 98 GW.s até 202 GW.s, foi elaborado um painel de alarme para o ambiente de tempo real indicando 3 (três) níveis de severidade de inércia sincronizada (Figura 10). Para valores entre 110 GW.s e 119,999 GW.s é considerado o alarme de atenção (em amarelo). Valores entre 100,001 GW.s e 109,999 GW.s, estão relacionados ao alarme de urgência (em laranja). Valores abaixo de 100 GW.s estão associados a um alarme de emergência (em vermelho), indicando um limite crítico violado.

Emergency BPs	Inactive	Emergency BPs	Inactive	Emergency BPs	Inactive
System Inertia	119,999 MW-s	System Inertia	109,999 MW-s	System Inertia	99,999 MW-s
SCED	00:03:08	SCED	00:03:24	SCED	00:04:00
RLC	00:00:06	RLC	00:00:06	RLC	00:00:06
STLF Forecast High	21.6	STLF Forecast High	21.6	STLF Forecast High	21.6
STLF Next 30 Mins	Normal	STLF Next 30 Mins	Normal	STLF Next 30 Mins	Normal
QSE ICCP	Normal	QSE ICCP	Normal	QSE ICCP	Normal

Figura 10: Painel de Alarmes do ERCOT [13]

Em complemento, o ERCOT relacionou os valores de inércia crítica com a reserva para controle primário de frequência, vide Figura 11.

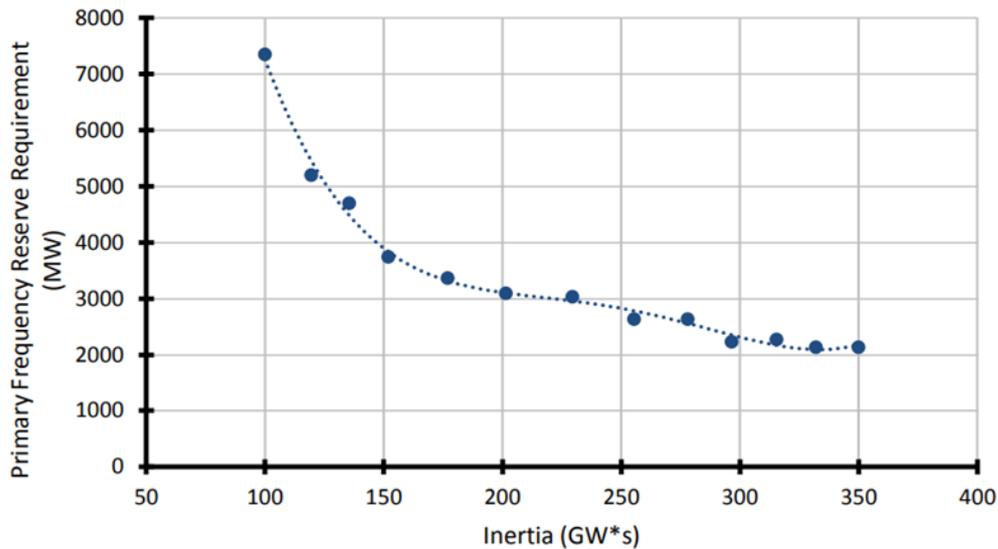


Figura 11: Inércia Crítica Baseada em Reserva para Controle Primário de Frequência [13]

Sistema Elétrico Australiano Para o sistema elétrico australiano foram definidos valores de inércia mínima sincronizada de acordo com cenários de contingências de diferentes tipos, levando em consideração a probabilidade de ocorrência. São considerados os cenários de contingência de maior risco para o sistema intacto (perda única da maior unidade geradora), distúrbios improváveis que causem ilhamentos (perdas duplas), distúrbios prováveis que causem ilhamentos (perda de um circuito que cause ilhamento em eventual

contingência/intervenção de seus pares) e contingência de maior risco em situação de ilhamento [14].

System condition	Managed event	Inertia limit										
System intact	Credible trip of Largest Credible Risk (single unit)	Mainland: This report recommends consideration of an initial inertia safety net in the range of 55,000 MWs to 65,000 MWs in the mainland, with staged reduction towards a minimum inertia available thorough system strength requirements (currently 45,350 MWs). Tasmania: Minimum threshold level of inertia, or secure level of inertia is always applicable.										
System intact	Non-credible separation event	Regional inertia and reserve levels to survive non-credible separations not generally defined. These types of events are subject to periodic review through the Power System Frequent Risk Review (PSFRR).										
System intact	Credible or protected risk of separation	Defined as <i>Minimum threshold level of inertia, calculated as per the Inertia Requirements and Shortfalls Methodology</i> . Current values: <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <tr><td>Queensland</td><td>12,800 MWs</td></tr> <tr><td>New South Wales</td><td>10,000 MWs</td></tr> <tr><td>Victoria</td><td>12,600 MWs</td></tr> <tr><td>South Australia</td><td>4,400 MWs</td></tr> <tr><td>Tasmania</td><td>3,200 MWs</td></tr> </table>	Queensland	12,800 MWs	New South Wales	10,000 MWs	Victoria	12,600 MWs	South Australia	4,400 MWs	Tasmania	3,200 MWs
Queensland	12,800 MWs											
New South Wales	10,000 MWs											
Victoria	12,600 MWs											
South Australia	4,400 MWs											
Tasmania	3,200 MWs											
Islanded region following separation	Credible trip of Largest Credible Risk within islanded region	Defined as <i>Secure operating level of inertia calculated as per the Inertia Requirements and Shortfalls Methodology</i> . Current values: <table border="1" style="margin-left: 20px;"> <tr><td>Queensland</td><td>16,000 MWs</td></tr> <tr><td>New South Wales</td><td>12,500 MWs</td></tr> <tr><td>Victoria</td><td>15,400 MWs</td></tr> <tr><td>South Australia</td><td>6,000 MWs</td></tr> <tr><td>Tasmania</td><td>3,800 MWs</td></tr> </table>	Queensland	16,000 MWs	New South Wales	12,500 MWs	Victoria	15,400 MWs	South Australia	6,000 MWs	Tasmania	3,800 MWs
Queensland	16,000 MWs											
New South Wales	12,500 MWs											
Victoria	15,400 MWs											
South Australia	6,000 MWs											
Tasmania	3,800 MWs											

Figura 12: Valores de Inércia Mínima na Austrália para Diferentes Cenários [14]

3.1.1.2 Inércia Sincronizada no SIN

A inércia sincronizada é representada pela quantidade de inércia possível de ser determinada, dadas as informações disponibilizadas. Dessa forma, no contexto do ONS, a inércia sincronizada é proveniente de unidades síncronas (unidades hidráulicas, térmicas e compensadores síncronos) que são supervisionadas, de acordo com o Submódulo 2.12 do ONS [15]. É importante ressaltar que, dadas as restrições, não são consideradas as contribuições inerciais por parte de fontes de geração não supervisionadas ou distribuídas na carga do sistema. Além disso, também não são considerados os valores ainda em validação de inércia sintética, oriundos de fontes eólicas.

Os valores de inércia sincronizada para o ano de 2021 são dispostos no gráfico da Figura 13.

É possível perceber uma tendência de sazonalidade nos dados de inércia do SIN, com valores elevados ao início e fim do ano, e valores reduzidos no meio. O menor valor de inércia sincronizada registrado foi de 265,616 GW.s, em 20/06/2021 às 08:30, enquanto o maior foi de 419,423 GW.s, em 11/11/2021 às 19:30.

Uma análise similar à realizada para o continente europeu da Figura 8 é exposta para o SIN no ano de 2021, conforme Figura 14.



Figura 13: Inércia Sincronizada do SIN em 2021 (Fonte: Autor)

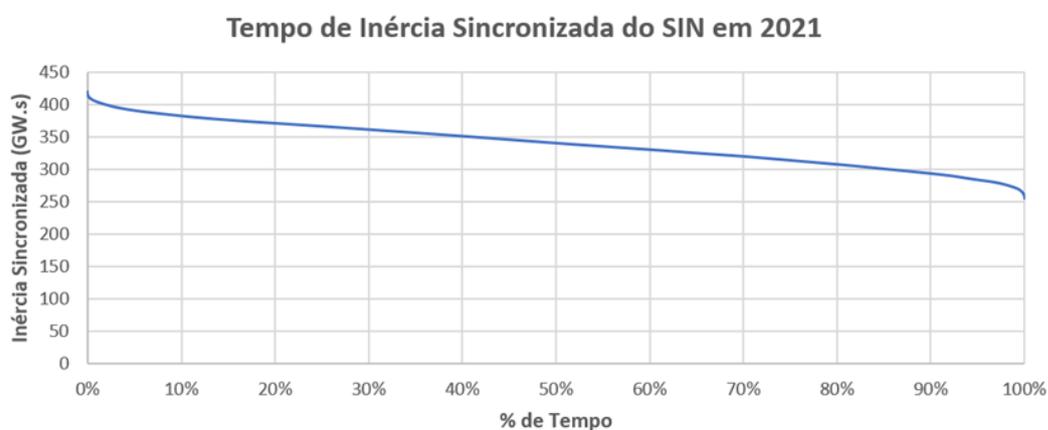


Figura 14: Porcentagem de Tempo de Patamares de Inércia Sincronizada do SIN em 2021 (Fonte: Autor)

3.1.2 Regulação Própria do Sistema

A regulação própria do sistema é a capacidade deste de alcançar um novo estado de equilíbrio após um cenário de variação de carga. Como consequência, o estado de equilíbrio ocorre em um valor inferior ao da frequência nominal, conforme a Figura 15.

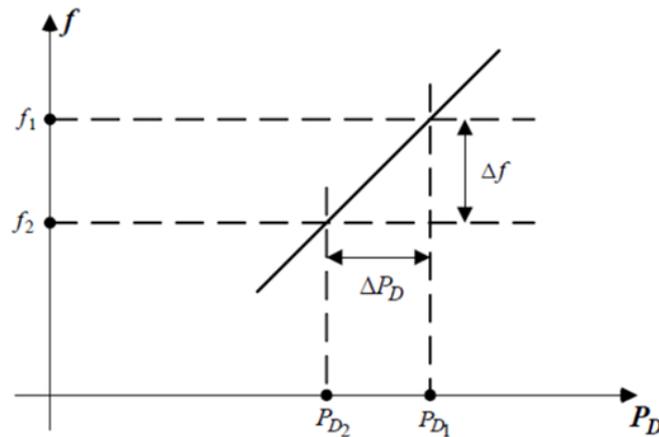


Figura 15: Variação da Carga com a Frequência pela Regulação Própria [16]

A regulação própria é expressa através do coeficiente de amortecimento D , definido como a razão entre a variação de carga e a variação de frequência, de acordo com a fórmula abaixo [16]:

$$D = \frac{\Delta P_D}{\Delta f} \quad (3.4)$$

É importante observar que, na prática, os valores do coeficiente de amortecimento D são pequenos, implicando em valores de frequência fora do limite normal de operação ao atingir o novo estado de equilíbrio. Por esse motivo, é imprescindível a utilização de controladores para balancear a geração e a carga em sistemas elétricos de grande porte, como o SIN.

3.1.3 Controle Primário de Frequência

O controle primário de frequência abrange os períodos de ações de reguladores de velocidade e resposta da demanda, conforme representado em Figura 6. Dado um evento de perda de geração, a partir do momento em que a frequência atinge valores inferiores à banda morta, são iniciadas as ações promovidas pelo controle primário.

Como as unidades geradoras apresentam meios de regulação automática de velocidade, é possível reduzir ou elevar sua potência gerada quando sua velocidade se afasta da referência. Supondo a perda de um bloco de geração do sistema, o valor da carga necessariamente será superior ao da geração. De maneira a suprir momentaneamente o valor deficitário, é necessário fazer

uso de parte da energia cinética das massas girantes do sistema. Com essa ação, haverá a redução da velocidade das máquinas e, conseqüentemente, da frequência. Visando evitar a redução acentuada de velocidade, as máquinas do sistema fazem uso de reguladores de velocidade que tem por objetivo aumentar suas potências, auxiliando no processo de suprimento de carga.

Há diversas situações em que um gerador pode não contribuir para o controle primário de frequência. Para hidráulicas, se uma usina estiver com altura de queda d'água muito abaixo da nominal ou sem reserva operativa, sua resposta pode estar limitada à componente inercial. Para usinas térmicas, há casos que também são considerados por provável contribuição inercial apenas, destacados a seguir [17]:

1. Usinas operando em carga base;
2. Usinas operando com parâmetros deslizantes;
3. Usinas nucleares; e
4. Usinas a gás operando no limite da temperatura do exaustor.

As usinas nucleares operam na carga base. Usinas a gás podem ter sua potência limitada devido à temperatura do exaustor. Usinas térmicas a vapor operadas no modo de parâmetros deslizantes, usinas despachadas nos seus valores máximos, geradores com malha de controle de potência e bandas mortas intencionais ou não intencionais não respondem às variações de frequência.

3.1.3.1

Característica Estática do Regulador

É definido como característica estática do regulador o estado de equilíbrio atingido após cada variação de frequência, encontrado através da Equação 3.5 [16]:

$$P_G - P_{G0} = \frac{1}{R} \cdot (f - f_0) \quad (3.5)$$

Dessa forma, os novos valores de frequência e potência gerada se relacionam com os valores prévios através de $\frac{1}{R}$, que representa a energia de regulação da máquina.

De maneira análoga à Figura 15, a representação de variação de geração com a frequência pela regulação primária pode ser representada pela Figura 16.

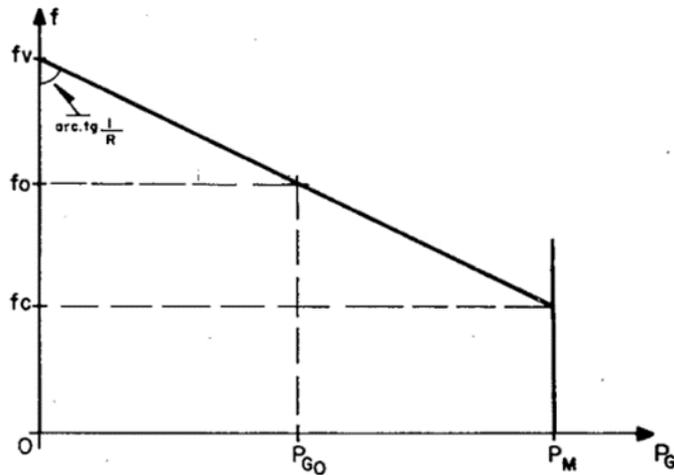


Figura 16: Variação de Geração com a Frequência pela Regulação Primária [16]

A variação de velocidade da carga zero até a máxima é definida como estatismo de um gerador, expressa em p.u. da sua velocidade nominal [16]:

$$s = \frac{f_v - f_c}{f_n} \cdot 100 \quad (3.6)$$

O estatismo pode ser relacionado à constante de regulação R através de associação entre a Equação 3.5 e Equação 3.6. A Equação 3.7 indica o cenário com carga zero, e a Equação 3.8 indica o cenário com carga máxima:

$$-P_{G0} = \frac{-1}{R} \cdot (f_v - f_0) \quad (3.7)$$

$$P_M - P_{G0} = \frac{-1}{R} \cdot (f_c - f_0) \quad (3.8)$$

Subtraindo a Equação 3.7 da Equação 3.8 e relacionando com a Equação 3.6, é possível chegar na Equação 3.9:

$$s = \frac{P_M}{f_n \cdot \frac{1}{R}} \quad (3.9)$$

Logo, com o estatismo calculado em p.u., e considerando a potência máxima da unidade geradora como sua potência nominal (1 p.u.), comprova-se

sua relação com a constante de regulação R.

$$s = R \tag{3.10}$$

O diagrama de blocos abaixo representa o modelo de um sistema atuando sob regulação primária.

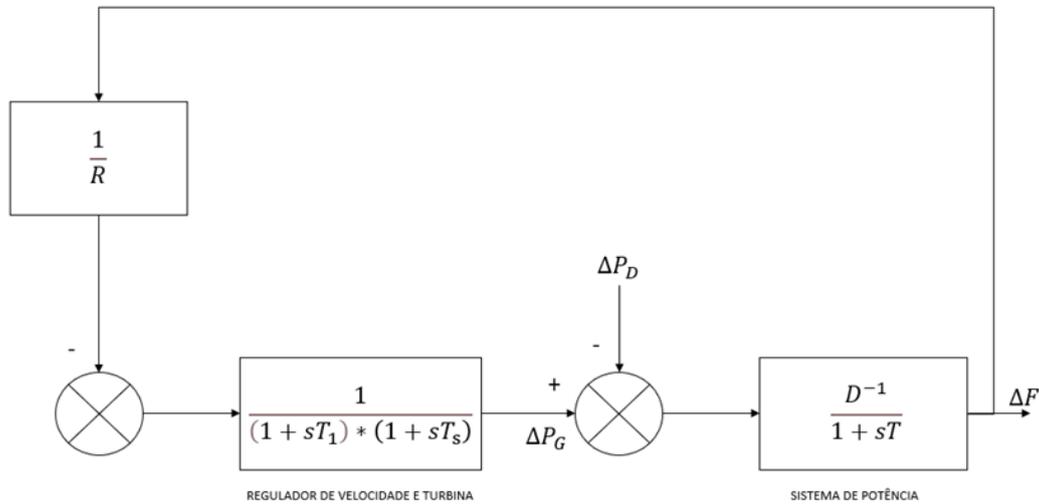


Figura 17: Diagrama de Blocos de Unidade Geradora Suprindo uma Carga [16]

3.1.3.2 Regulação Primária em Áreas de Controle

As Áreas de Controle (ACOs) são partições do sistema completo. Cada área, em comparação com as demais, é diferente em termos de geração e carga. Entende-se que cada área não apresenta geração e carga balanceadas, isto é, é usual a exportação e importação de energia de outras áreas. Contudo, a geração de cada área deve ser capaz de lidar com as variações de sua carga.

O diagrama de blocos representado na Figura 17 é válido para representar uma área de controle por completo através de uma máquina equivalente. Assim, assumindo uma variação em degrau da carga, a resposta da frequência será delimitada pela equação a seguir [16]:

$$\Delta f_{reg.perm.} = \lim_{s \rightarrow 0} s \cdot \Delta F(s) \tag{3.11}$$

Aplicando os desenvolvimentos necessários, chega-se à equação simplificada abaixo, em que $D + \frac{1}{R}$ representam uma característica inerente à ACO [16]. Essa característica pode ser representada por β , também chamada de característica natural da ACO.

$$\Delta f_{reg.perm.} = -\frac{\Delta P_D}{D + \frac{1}{R}} \quad (3.12)$$

$$\Delta f_{reg.perm.} = -\frac{\Delta P_D}{\beta} \quad (3.13)$$

Supondo que há mais de uma área de controle no sistema, podem ser determinadas as equações de movimento para cada uma após o regime permanente ser atingido (Equação 3.14) [16]. É importante destacar o conceito de ΔT_i , que representa o intercâmbio entre as áreas:

$$\Delta P_{Gi} - \Delta P_{Di} = D_i \cdot \Delta f_{reg.perm.} + \Delta T_i \quad (3.14)$$

Em função da característica natural da área de controle, a Equação 3.14 é desenvolvida para a equação a seguir:

$$-\Delta P_{Di} = \beta \cdot \Delta f_{reg.perm.} + \Delta T_i \quad (3.15)$$

3.1.4 Controle Secundário de Frequência

A regulação secundária tem, como objetivo principal, levar a frequência e o intercâmbio entre áreas de controle aos valores originais após a atuação da regulação primária. Em relação à Figura 17, há a adição de um sinal $-\frac{\tau}{s}$ para esse objetivo.

3.1.4.1 Regulação Secundária em Áreas de Controle

De forma análoga à representação do diagrama de blocos da regulação primária, o diagrama da Figura 18 pode representar uma máquina equivalente de uma determinada área de controle, desde que as suas máquinas tenham atuação na regulação secundária.

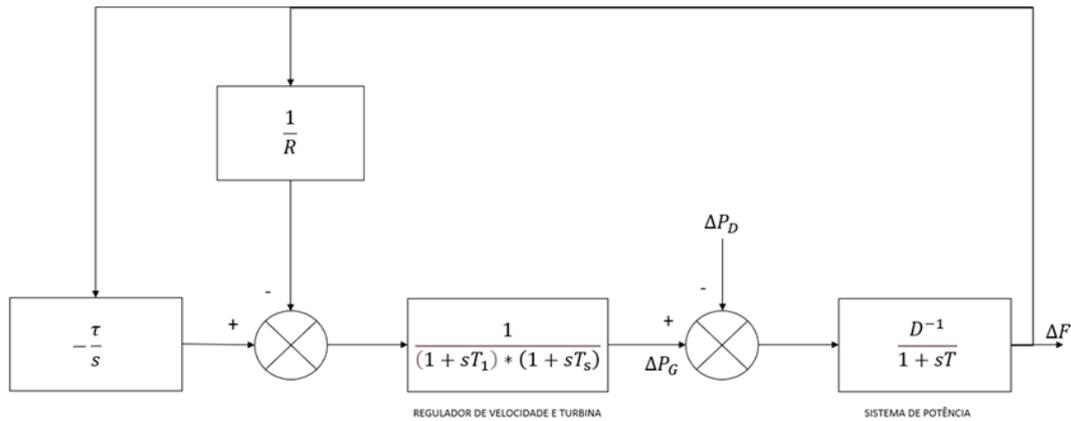


Figura 18: Diagrama de Blocos de Unidade Geradora Suprindo uma Carga com Regulação Secundária [16]

O valor injetado para alimentar o sinal $-\frac{\tau}{s}$ da Figura 18 é o Erro de Controle de Área (ECA) e corresponde, no exemplo visto, ao desvio da frequência, ou seja, à grandeza cujo desvio deve ser nulo [16]:

$$ECA = \Delta F \tag{3.16}$$

Para um sistema com mais de uma área de controle, é importante a consideração das premissas essenciais [16]:

1. Erro de frequência nulo em regime permanente;
2. Variação nula de potência de intercâmbio entre áreas de controle.

Por definição, então, as áreas de controle devem ser capazes de absorver suas próprias variações de carga, de forma a retornar os valores de intercâmbios entre áreas aos valores prévios aos acréscimos de carga percebidos. Como consequência das premissas vistas, o ECA pode ser calculado por [16]:

$$ECA_i = B_i \cdot \Delta f_i + \Delta T_i \tag{3.17}$$

Em que B_i , denominado de *bias*, é o fator que converte o desvio de frequência em unidade de potência.

Os ECAs das áreas de controle devem ser iguais a zero após a atuação da regulação secundária.

É importante notar que a Equação 3.17, que indica a necessidade de restabelecimento de valores de intercâmbio e frequência aos valores prévios, pode ser adaptada para cada área de controle, dependendo do interesse de modalidade de operação. As modalidades distintas são definidas a seguir:

1. Controle de Intercâmbio e Frequência (TLB) – A área de controle responde tanto às variações de frequência quanto às variações de intercâmbio, de maneira a manter seus valores de acordo com o programa estabelecido. Dessa forma, a Equação 3.17 se mantém;
2. Controle de Frequência (FF) – A área de controle somente responde às variações de frequência, não apresentando nenhum controle sobre os fluxos de interligações. Assim, o ECA é adaptado à Equação 3.18;

$$ECA_i = B_i \cdot \Delta f_i \quad (3.18)$$

3. Intercâmbio Constante (FTL) – A área de controle responde apenas às variações de fluxo nas interligações, não sendo sensível aos desvios de frequência. Assim, o ECA é adaptado à Equação 3.19;

$$ECA_i = \Delta T_i \quad (3.19)$$

3.1.4.2 CAG no ONS

O Controle Automático de Geração (CAG) é um processo sistêmico que tem por objetivo a manutenção da frequência e intercâmbio entre as áreas de controle, por meio de despachos centralizados por usina ou por unidade geradora.

Os estudos de controle carga-frequência no ONS levam em consideração variações naturais de carga, além de impactos de perturbações, relativos à perda de unidades geradoras de grande porte. Os ECAs devem ser minimizados para evitar diferenças de intercâmbio em relação ao valor programado, que normalmente acarretam acréscimos de custo à operação.

Em consonância com as premissas básicas de uso de regulação secundária, os princípios para o correto uso do CAG no ONS são listados a seguir, de acordo com a Nota Técnica NT-ONS DGL 0157/2021 do ONS [18]:

1. O desempenho do CAG de uma área de controle não deve trazer prejuízo ao desempenho de outras áreas;
2. Os desvios de frequência devem ser anulados o mais rapidamente possível a fim de garantir a inexistência de desequilíbrios prolongados entre geração e carga;
3. Os desvios dos intercâmbios entre as áreas de controle devem ser anulados de forma que cada área de regulação absorva integralmente suas próprias variações de carga e de geração;
4. As áreas de regulação devem dispor de reserva de potência suficiente e adequadamente alocada para que possam absorver suas próprias variações de carga de geração.

Em operação normal, o CAG do ONS deve respeitar as premissas essenciais explicitadas no Submódulo 5.12 dos Procedimentos de Rede [19], sendo as principais destacadas a seguir:

1. O Controle Automático de Geração se encontra em operação normal quando uma ou mais áreas de controle estão com CAG ligado e operando na modalidade FF ou quando todas as áreas de controle estão com CAG ligado e operando na modalidade TLB;
 - a. Em caso de duas áreas de controle adjacentes estarem operando na modalidade FF ou com uma área de controle sob FF e outra com CAG desligado, deve haver supervisão contínua dos intercâmbios e fluxos sistêmicos para evitar violação de limites;
2. A modalidade de operação FTL deve ser utilizada somente em situações em que o intercâmbio da área deve ser mantido exatamente igual ao valor programado, essencial em situações de otimização energética;
3. A operação de uma área de controle na modalidade FTL requer que ao menos uma outra área opere na modalidade FF;
4. O CAG de todos os Centros de Operação do ONS devem ser ajustados para desligamento automático sempre que houver desvios de frequência no sistema iguais ou superiores a 0,5 Hz;
5. A atuação da operação no despacho de unidades geradoras é essencial, tanto nas usinas controladas quanto nas não controladas, de forma que as usinas sob controle do CAG tenham margem suficiente para elevar e reduzir a geração de acordo com os valores recomendados para a regulação secundária;

6. Em caso de ECA positivo, é essencial reduzir a geração em usinas fora do CAG, ou elevar o intercâmbio, em montante próximo ao módulo do ECA;
7. Em caso de ECA negativo, é essencial aumentar a geração em usinas fora do CAG, ou reduzir o intercâmbio, em montante próximo ao módulo do ECA.

Os dois últimos tópicos apresentam importância significativa, uma vez que a reserva de potência sob controle do CAG normalmente é insuficiente para compensar os desbalanços entre carga e geração no SIN, principalmente em períodos com intensa rampa de carga.

O CAG, sob o contexto do ONS, está estruturado em 4 (quatro) ACOs (N, NE, S e SE), cada uma controlada por um centro de operação. Contudo, os principais fluxos sistêmicos do SIN não representam pontos de interligação entre áreas, tornando o intercâmbio entre áreas de controle um conceito em desuso. Portanto, as modalidades TLB e FTL não são mais utilizadas, restando apenas a FF.

Como consequência, não é raro verificar o CAG de apenas uma área de controle ligado, o que implica em deficiência de reserva de elevação e redução, haja vista que somente são encaminhados pulsos de controle às usinas sob sua jurisdição. Além disso, o CAG da área de controle NE não é ligado há anos por conta de restrições de variação de defluência do rio São Francisco.

Com isso, a NT-ONS DGL 0157/2021 [18] propõe as seguintes medidas para adaptar e melhorar o desempenho do CAG, considerando as restrições apresentadas:

1. Especificar um CAG único, operando na modalidade FF, dotado de recursos para a monitoração dos principais fluxos sistêmicos e seus respectivos limites, de forma a definir fatores de participação dinamicamente ajustáveis para as usinas, de forma que essas elevem ou reduzam sua geração sem violar limites de segurança essenciais;
2. Identificar novas usinas para incorporação ao CAG, analisando restrições técnicas e/ou ambientais;
3. Propor revisão e alterações nos Procedimentos de Rede vigentes.

3.1.5

Controle Terciário de Frequência

O controle terciário de frequência ocorre no “período de recuperação” posterior a um distúrbio e consiste no processo de redespacho de geração objetivando a recuperação da reserva de potência operativa existente anterior à perturbação. Como esse processo é executado manualmente pela operação em tempo real, é fundamental a correta identificação dos valores de reserva alocados em cada usina do sistema.

Para esse tipo de controle, é fundamental compreender a importância de mexer pouco em redespacho por conta do “ótimo sistêmico”, que pode trazer ganhos em termos de otimização energética em tempo real.

3.1.6

Reserva de Potência Operativa

A RPO (Reserva de Potência Operativa) leva em consideração as reservas de geração hidráulica provenientes de unidades já sincronizadas com a rede, além de unidades convertidas em compensadores síncronos com capacidade de rápida reversão, havendo necessidade para tal. O acompanhamento correto de reserva é fundamental não apenas em períodos pós-distúrbio, visando a recuperação dos valores prévios, como também no cotidiano da operação, buscando identificar se há diversidade e quantidade suficiente de geração para suprir contingências severas no sistema.

O cálculo de reserva de potência pode se dar de formas distintas, tais como:

1. Método determinístico baseado em experiência prática, levando em consideração dados históricos;
2. Método estatístico baseado na distribuição de carga esperada, levando em consideração um risco aceitável de não atendimento à carga.

Além disso, conforme dados do *site* do ONS [20], as fontes de geração intermitente representam, atualmente, cerca de 14.1% da capacidade instalada do SIN, com tendência de aumento para aproximadamente 19.9% até o ano de 2026. Dessa forma, a reserva de potência também assume papel fundamental na compensação de geração proveniente de reduções inesperadas de geração de eólicas e fotovoltaicas.

A partir desses conceitos, a reserva de potência operativa pode ser calculada através do somatório da disponibilidade das usinas e reduzindo as parcelas de geração verificada e indisponível, conforme a Equação 3.20:

$$RPO_{SIN} = \sum_{j=1}^N Disp \cdot U_{sina,j} - Verificado_{U_{sina,j}} - Indisponível_{U_{sina,j}} \quad (3.20)$$

3.1.6.1

Folga de Potência Monitorada

Objetivando lidar com o cenário de crise hídrica de 2021, o ONS elaborou um documento que não entrou em vigência, mas que estabeleceu parâmetros importantes para a monitoração.

A Minuta Operativa MOP/ONS 1009142144-S/2021 [21] introduziu os conceitos de Folga de Potência Monitorada Sincronizada (FPMS) e Folga de Potência Monitorada (FPM), que indicam o somatório de folgas de potência de usinas pré-selecionadas de acordo com a capacidade elevada de geração e a rapidez na execução de ações. As usinas determinadas para a composição destes parâmetros apresentam características de reservatório ou fio d'água, ampla capacidade de geração e resposta rápida às necessidades e se encontram detalhadamente na Tabela 3, divididas por submercado (SME), atributo presente na Base de Dados Técnica (BDT) do ONS e explicado em mais detalhes no Apêndice A.

Tabela 3: Composição de Usinas para FPM e FPMS [5]

Submercado	Usinas
N	Tucuruí e Estreito
NE	Luiz Gonzaga, Paulo Afonso IV, Sobradinho e Xingó
S	Barra Grande*, Campos Novos*, Gov. José Richa*, Foz do Chapecó*, Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto*, Gov. Ney Aminthas de Barros Braga*, Gov. Parigot de Souza*, Itá*, Machadinho, Passo Fundo, Salto Osório* e Salto Santiago*
SE/CO	Água Vermelha, Emborcação, Furnas, Ilha Solteira*, Itumbiara*, Lajeado, L.C. Barreto, Marimbondó, Nova Ponte, São Simão, Serra da Mesa* e Três Irmãos

As usinas sucedidas de “*” na Tabela 3 são aquelas com compensadores síncronos de rápida capacidade de reversão, permitindo a consideração na

parcela de FPMS.

A FPMS engloba as unidades configuradas como geradoras que se encontram ligadas e as unidades que se encontram como síncronas de reversão rápida, característica comum em várias usinas do Sul do Brasil. A FPMS.UG, portanto, apresenta a folga de potência das unidades que já se encontram como geradoras. A FPMS.CS, de forma análoga, se refere à folga de potência das unidades que se encontram como síncronas.

A FPM engloba as unidades síncronas ligadas que não possuem reversão rápida e as unidades que se encontram desligadas.

3.1.6.2

Quantificação de Reserva de Potência Operativa

De acordo com o Submódulo 2.3 do ONS [22], a reserva de potência é fundamental para que a operação em tempo real compreenda a alocação dos valores por ACO. Assim, havendo divergências significativas entre o valor verificado e o calculado probabilisticamente, é possível atuar para reduzir essas diferenças e, conseqüentemente, tornar o ponto de operação mais seguro.

A reserva de potência operativa é composta por 3 (três) parcelas, conforme a equação abaixo [22]:

$$RPO_i = R1_i + R2_i + R3_i \quad (3.21)$$

A reserva de potência $R1_i$, destinada ao controle primário, é alocada em todas as áreas do sistema e proporcionalmente à geração de cada área. Com isso, objetiva-se lidar com as variações de carga minuto a minuto, permitindo a atuação da regulação primária de forma contínua. O cálculo de $R1$ depende da responsabilidade própria de geração da ACO_i , conforme a Equação 3.22:

$$R1_i = 1\% \cdot RGA_i \quad (3.22)$$

A responsabilidade própria de geração depende do intercâmbio líquido programado de fornecimento da área de controle e de sua carga:

$$RGA_i = C_i + IntercâmbioLíquidoProgramado_i \quad (3.23)$$

A reserva de potência $R2_i$ de elevação, destinada ao controle secundário, é responsável por lidar com a ponta de cada patamar de carga previsto, ou seja,

deve levar em consideração as variações de carga ao longo do tempo. Conforme indicado na Equação 3.24, a parcela compreende uma porcentagem da carga e um adicional para fazer frente à variabilidade de geração eólica. Na área de controle do Nordeste, $Reol_i$ abarca 6% da geração eólica prevista, enquanto no Sul representa 15%. É importante notar que a parcela $R2_i$ deve ser alocada em unidades sob o CAG.

$$R2_i = 4\%C_i + Reol_i \quad (3.24)$$

A reserva de potência $R3_i$ deve ser considerada para cobrir a perda de unidades geradoras em cenários de perturbação. Portanto, a perda da maior unidade geradora representa a configuração de pior distúrbio. Visto que a reserva é para lidar com anormalidades, não há preocupação quanto a sua alocação, pois no caso de um distúrbio, todas as áreas vão responder imediatamente com aumento de geração.

$$R3_i = \frac{MM_i \cdot RGA_i}{\sum_{i=1}^N MM_i \cdot RGA_i} \cdot MM_{prob} \quad (3.25)$$

3.2 Sistemas Especiais de Proteção

Na presente seção serão detalhadas contingências duplas severas do SIN, que podem promover a atuação de lógicas de proteção e, conseqüentemente, corte de máquinas para evitar abertura de interligações sistêmicas.

A contingência dupla sistêmica mais severa em termos de perda de geração atualmente é a de bloqueio de um dos bipolos de Xingu (Xingu-Estreito ou Xingu-Terminal Rio), que pode acarretar atuação da Lógica 3 de proteção, com corte de até 7 (sete) máquinas de Belo Monte, podendo afetar também até 4 (quatro) unidades de Tucuruí.

Há também a contingência dupla de circuitos no tronco de 765 kV, que pode provocar atuação das Lógicas 14, 15 e 19 de proteção, com corte de até 4 (quatro) máquinas de Itaipu 60 Hz, podendo se estender a 2 (duas) unidades de Tucuruí.

As contingências levam em consideração alguns fluxos sistêmicos presentes em Procedimentos de Rede do ONS. Todos os fluxos considerados são definidos em detalhes no Apêndice B.

3.2.1 Contingência Dupla nos Bipolos de Xingu

A contingência de um dos bipolos (Xingu-Estreito ou Xingu-Terminal Rio) pode promover a atuação da Lógica 3 dos SIPS (*System Integrity Protection Schemes*) de Belo Monte. A partir dessa, é determinado um número de máquinas de Belo Monte a ser cortado (podendo se estender à Tucuruí), de maneira a evitar a perda de sincronismo do sistema e consequente abertura das interligações. Haja vista que a Lógica 3 só deve atuar se a Lógica 2.A.2. e a Lógica 2.B.1. não atuarem, os detalhes de acionamento e execução destas são explorados nas seções seguintes.

A Tabela 4 indica o valor de geração, em MW, a ser cortado de Belo Monte/Tucuruí a partir do valor do fluxo FNS pré-falta e da potência CC perdida com a saída de um dos bipolos, já levando em consideração a atuação de *run-up* do remanescente para enternecer a perda [5].

Tabela 4: Corte de Geração da Lógica 3 em Função de FNS e Potência CC Perdida [5]

Potência CC Perdida (MW)	FNS (MW)		
	<= 1500	<= 3000	> 3000
MW < 0	0	540	540
MW <= 50	0	1080	1080
MW <= 100	0	1080	1620
MW <= 250	0	1620	2160
MW <= 400	0	2160	2160
MW <= 600	0	2160	3240
MW <= 800	540	2700	3240
MW <= 1000	540	3240	3780
MW <= 1200	1080	3780	3780
MW <= 1600	1620	3780	3780
MW <= 2000	2160	3780	3780
MW <= 2400	2700	3780	3780
MW <= 2800	3240	3780	3780
MW > 2800	3780	3780	3780

Com a definição do montante a ser cortado, é possível calcular a quantidade necessária de máquinas para suprir esse valor, levando em consideração que podem ser cortadas unidades adicionais de Tucuruí caso o número de unidades geradoras ligadas em Belo Monte não seja suficiente.

3.2.1.1

Lógica 2.A.2

A Lógica 2.A.2 apresenta condicionais de acionamento que devem ser parametrizadas para a simulação adequada. Além disso, deve obedecer a um conjunto de etapas. Dessa forma, são definidas a seguir as etapas e os conjuntos de informações analisados, de acordo com a Carta ONS – 0122/DPL/2020 [23].

1. Perda simples ou dupla dos circuitos Xingu-Tucuruí;
 - a. Cenário de Norte exportador (Xingu-Estreito ou Xingu-Terminal Rio);
2. Verificação se a margem de *runback* atende ao fluxo Tucuruí-Xingu;
 - a. Caso a margem de *runback* seja insuficiente, há a verificação se o bloqueio do bipolo 2 (Xingu-Terminal Rio) e a margem de *runback* do bipolo 1 (Xingu-Estreito) atendem ao fluxo Tucuruí-Xingu;
3. Caso ambas as soluções do item anterior sejam insuficientes, há o bloqueio de ambos os bipolos e sinal para inibição da Lógica 3;
 - a. Se o somatório do absoluto dos fluxos nos circuitos Xingu-Tucuruí pré-falta estiver entre 600 MW e 1000 MW, são cortadas 2 (duas) unidades geradoras em Tucuruí;
 - b. Se o somatório do absoluto dos fluxos nos circuitos Xingu-Tucuruí pré-falta estiver acima de 1000 MW, são cortadas 4 (quatro) unidades geradoras em Tucuruí.

3.2.1.2

Lógica 2.B.1

A Lógica 2.B.1, de forma análoga à Lógica 2.A.2, tem a atuação de acordo com os seguintes passos [23]:

1. Perda simples ou dupla dos circuitos Xingu-Tucuruí;
 - a. Cenário de Sudeste exportador (Estreito-Xingu ou Terminal Rio-Xingu);
2. Verificação se a margem de *runback* atende ao fluxo Tucuruí-Xingu;
 - a. Caso a margem de *runback* seja insuficiente, há a verificação se o bloqueio do bipolo 2 (Xingu-Terminal Rio) e a margem de *runback* do bipolo 1 (Xingu-Estreito) atendem ao fluxo Xingu-Tucuruí;
3. Caso ambas as soluções do item anterior sejam insuficientes, há o bloqueio de ambos os bipolos e sinal para inibição da Lógica 3.

3.2.1.3 Lógica 3

A Lógica 3 apresenta condicionais de acionamento que devem ser parametrizadas para a simulação adequada. Além disso, deve obedecer a um conjunto de etapas. A seguir, são definidas as etapas e os conjuntos de informações analisados [24].

1. Perda de um bipolo de Xingu (ou último polo);
 - a. Norte exportador (Xingu-Estreito ou Xingu-Terminal Rio);
 - b. Não atuação da Lógica 2.A.2 e da Lógica 2.B.1;
2. Ordem de *run-up* do bipolo remanescente [25];
 - a. Caso a perda seja do bipolo 1 (Xingu-Estreito), se o bipolo 2 (Xingu-Terminal Rio) estiver em modo bipolar, o valor de *run-up* deve ser de acordo com a Equação 3.26:

$$Run - Up_{XGTR} = \text{Mín}(3333 - 0,33 \cdot XGTR; XGES; 3000) \quad (3.26)$$

Sendo:

XGTR - Fluxo pré-falta, em MW, de Xingu-Terminal Rio;

XGES - Fluxo pré-falta, em MW, de Xingu-Estreito;

- b. Caso a perda seja do bipolo 1 (Xingu-Estreito), se o bipolo 2 (Xingu-Terminal Rio) estiver em modo monopolar, o valor de *run-up* deve ser de acordo com a Equação 3.27:

$$Run - Up_{XGTR} = \text{Mín}(3333 - 0,33 \cdot XGTR; XGES; 3000 - XGES) \quad (3.27)$$

- c. Caso a perda seja do bipolo 2 (Xingu-Terminal Rio), se o bipolo 1 (Xingu-Estreito) estiver em modo bipolar, o valor de *run-up* deve ser de acordo com a Equação 3.28.

$$Run - Up_{XGES} = \text{Mín}(XGTR; 2000) \quad (3.28)$$

d. Caso a perda seja do bipolo 2 (Xingu-Terminal Rio), se o bipolo 1 (Xingu-Estreito) estiver em modo monopolar, o valor de *run-up* deve ser de acordo com a Equação 3.29.

$$Run - Up_{XGES} = \text{Mín}(XGTR; 2000; 3000 - XGES) \quad (3.29)$$

3. Definição de geração a ser cortada;
 - a. Se ao menos um circuito Xingu-Tucuruí estiver ligado, a geração segue o curso da Tabela 4;
 - b. Se ambos os circuitos estiverem desligados, utiliza-se a potência CC perdida com opção de *under-trip*, levando em conta o *run-up* do elo remanescente;
4. Corte de unidades geradoras;
 - a. Se a geração a ser cortada for inferior à geração vigente de Belo Monte, corta-se o menor número de máquinas para cobrir o valor, em ordem decrescente de geração (limitado a 7 máquinas);
 - b. Se o número de máquinas remanescentes em Belo Monte for igual a 0 (zero), as máquinas cortadas forem inferiores a 7 (sete) e ainda houver geração a ser cortada, o excedente é cortado de Tucuruí (limitado ao mínimo de cinco máquinas em operação);
 - c. Se o excedente for inferior a 611 MW, são cortadas 2 (duas) máquinas de Tucuruí;
 - d. Se o excedente for superior a 611 MW, são cortadas 4 (quatro) máquinas de Tucuruí.

3.2.1.4

Parametrização de Limites por Inércia Mínima Sincronizada para Perdas Duplas nos Bipolos

A Tabela 5 oferece um quantitativo máximo de máquinas a serem cortadas para garantir a não atuação do ERAC de acordo com o patamar de inércia do SIN, conforme com estudos da área de planejamento do ONS [5]. Vale ressaltar que uma unidade de Belo Monte equivale a duas de Tucuruí pela Lógica 3.

A Tabela 5 sinaliza que, para uma inércia sincronizada de 400 GW.s, por exemplo, se forem cortadas 6 (seis) máquinas pela Lógica 3 de proteção,

o sistema conseguirá suportar sem a atuação do ERAC. Caso o número de máquinas cortadas seja de 7 (sete), não é garantida a não atuação do ERAC.

Tabela 5: Número Máximo de Máquinas Cortadas por Patamar de Inércia Mínima Sincronizada [5]

Inércia do SIN (GW.s)	Inércia Simulada (GW.s)	Máximo de Corte de Máquinas em Belo Monte (Lógica 3)
≤ 270	245	3
≤ 310	270	4
≤ 350	310	5
≤ 410	350	6
> 410	410	7

A Figura 19, a Figura 20, a Figura 21 e a Figura 22 oferecem limites para o fluxo sistêmico FNS, visando a operação sem risco do ERAC por patamar de inércia mínima sincronizada, de acordo com fluxos nos bipolos medidos em Xingu.

F_{XGET} / F_{XGTR}	400 $\leq F_{XGTR} \leq 1.200$	1.200 $< F_{XGTR} \leq 1.450$	1.450 $< F_{XGTR} \leq 1.700$	1.700 $< F_{XGTR} \leq 2.200$	2.200 $< F_{XGTR} \leq 2.450$	2.450 $< F_{XGTR} \leq 2.700$	2.700 $< F_{XGTR} \leq 2.950$	2.950 $< F_{XGTR} \leq 4.000$
$400 \leq F_{XGET} \leq 2.700$	4.100	4.100	3.000(*)	1.500	1.500	1.500(*)	1.500(*)	(1)
$2.700 < F_{XGET} \leq 2.950$	4.100(*)	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500(*)	1.500(*)	(1)
$2.950 < F_{XGET} \leq 3.200$	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500(*)	1.500(*)	(1)	(1)
$3.200 < F_{XGET} \leq 3.450$	1.500	1.500	1.500	1.500(*)	1.500(*)	(1)	(1)	(1)
$3.450 < F_{XGET} \leq 3.700$	1.500	1.500	1.500(*)	1.500(*)	(1)	(1)	(1)	(1)
$3.700 < F_{XGET} \leq 4.000$	1.500	1.500	1.500(*)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)

FXGET: Elo CCAT Xingu-Estreito e FXGTR: Elo CCAT Xingu-Terminal Rio (Fluxos medidos em Xingu).
 (1): risco de atuação do ERAC para qualquer valor de FNS, dado que o SEP (Lógica 3) promoverá o corte de geração superior a 1.620 MW nas UHE Belo Monte e/ou UHE Tucuruí.
 caso a potência média das unidades geradoras da UHE Belo Monte esteja menor que 540 MW, não operar nesses pontos.
 (*): caso a potência média das unidades geradoras da UHE Belo Monte esteja menor que 540 MW, não operar nesse ponto.

Figura 19: Limite de FNS para Patamar de Inércia Abaixo de 270 GW.s [5]

F_{XGET} / F_{XGTR}	400	1.200	1.450	1.700	1.950	2.200	2.700	2.950	3.200	3.450
	$\leq F_{XGTR} \leq 1.200$	$< F_{XGTR} \leq 1.450$	$< F_{XGTR} \leq 1.700$	$< F_{XGTR} \leq 1.950$	$< F_{XGTR} \leq 2.200$	$< F_{XGTR} \leq 2.700$	$< F_{XGTR} \leq 2.950$	$< F_{XGTR} \leq 3.200$	$< F_{XGTR} \leq 3.450$	$< F_{XGTR} \leq 4.000$
$400 \leq F_{XGET} \leq 2.700$	4.100	4.100	4.100 ^(*)	3.000 ^(*)	1.500	1.500	1.500	1.500 ^(*)	1.500 ^(*)	(1)
$2.700 < F_{XGET} \leq 2.950$	4.100	4.100 ^(*)	3.000 ^(*)	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500 ^(*)	1.500 ^(*)	(1)
$2.950 < F_{XGET} \leq 3.200$	4.100 ^(*)	3.000 ^(*)	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500 ^(*)	1.500 ^(*)	(1)	(1)
$3.200 < F_{XGET} \leq 3.450$	3.000 ^(*)	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500 ^(*)	1.500 ^(*)	(1)	(1)	(1)
$3.450 < F_{XGET} \leq 3.700$	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500 ^(*)	(1)	(1)	(1)	(1)
$3.700 < F_{XGET} \leq 4.000$	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500 ^(*)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)

FXGET: Elo CCAT Xingu-Estreito e FXGTR: Elo CCAT Xingu-Terminal Rio (Fluxos medidos em Xingu).
 (1): risco de atuação do ERAC para qualquer valor de FNS, dado que o SEP (Lógica 3) promoverá o corte de geração superior a 2.160 MW nas UHE Belo Monte e/ou UHE Tucuruí.
 (*): caso a potência média das unidades geradoras da UHE Belo Monte esteja menor que 540 MW, não operar nesse ponto.

Figura 20: Limite de FNS para Patamar de Inércia entre 270 GW.s e 310 GW.s [5]

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821128/CA

F_{XGET} / F_{XGTR}	400	1.200	1.450	1.700	1.950	2.200	2.700	3.200	3.450	3.700
	$\leq F_{XGTR} \leq 1.200$	$< F_{XGTR} \leq 1.450$	$< F_{XGTR} \leq 1.700$	$< F_{XGTR} \leq 1.950$	$< F_{XGTR} \leq 2.200$	$< F_{XGTR} \leq 2.700$	$< F_{XGTR} \leq 3.200$	$< F_{XGTR} \leq 3.450$	$< F_{XGTR} \leq 3.700$	$< F_{XGTR} \leq 4.000$
$400 \leq F_{XGET} \leq 2.700$	4.100	4.100	4.100	3.000	3.000 ^(*)	1.500	1.500	1.500	1.500 ^(*)	(1)
$2.700 < F_{XGET} \leq 2.950$	4.100	4.100	3.000	3.000 ^(*)	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500 ^(*)	(1)
$2.950 < F_{XGET} \leq 3.200$	4.100	3.000	3.000 ^(*)	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500 ^(*)	1.500 ^(*)	(1)
$3.200 < F_{XGET} \leq 3.450$	3.000	3.000 ^(*)	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500 ^(*)	1.500 ^(*)	(1)	(1)
$3.450 < F_{XGET} \leq 3.700$	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500 ^(*)	(1)	(1)	(1)
$3.700 < F_{XGET} \leq 4.000$	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500 ^(*)	(1)	(1)	(1)	(1)

FXGET: Elo CCAT Xingu-Estreito e FXGTR: Elo CCAT Xingu-Terminal Rio (Fluxos medidos em Xingu).
 (1): risco de atuação do ERAC para qualquer valor de FNS, dado que o SEP (Lógica 3) promoverá o corte de geração superior a 2.700 MW nas UHE Belo Monte e/ou UHE Tucuruí.
 (*): caso a potência média das unidades geradoras da UHE Belo Monte esteja menor que 540 MW, não operar nesse ponto.

Figura 21: Limite de FNS para Patamar de Inércia entre 310 GW.s e 350 GW.s [5]

F_{XGET} / F_{XGTR}	400	1.200	1.450	1.700	1.950	2.200	2.450	3.450	3.700
	$\leq F_{XGTR} \leq 1.200$	$< F_{XGTR} \leq 1.450$	$< F_{XGTR} \leq 1.700$	$< F_{XGTR} \leq 1.950$	$< F_{XGTR} \leq 2.200$	$< F_{XGTR} \leq 2.450$	$< F_{XGTR} \leq 3.450$	$< F_{XGTR} \leq 3.700$	$< F_{XGTR} \leq 4.000$
$400 \leq F_{XGET} \leq 2.700$	4.100	4.100	4.100	4.100 ⁽⁴⁾	4.100 ⁽⁴⁾	3.000 ⁽³⁾	1.500	1.500	1.500 ⁽²⁾
$2.700 < F_{XGET} \leq 2.950$	4.100	4.100	4.100 ⁽⁴⁾	4.100 ⁽⁴⁾	3.000 ⁽³⁾	1.500	1.500	1.500	1.500 ⁽²⁾
$2.950 < F_{XGET} \leq 3.200$	4.100	4.100 ⁽⁴⁾	4.100 ⁽⁴⁾	3.000 ⁽³⁾	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500 ⁽²⁾
$3.200 < F_{XGET} \leq 3.450$	4.100 ⁽⁴⁾	4.100 ⁽⁴⁾	3.000 ⁽³⁾	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500 ⁽²⁾
$3.450 < F_{XGET} \leq 3.700$	3.000 ⁽³⁾	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1500 ⁽²⁾	(1)
$3.700 < F_{XGET} \leq 4.000$	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500 ⁽²⁾	1.500 ⁽²⁾	(1)	(1)

FXGET: Elo CCAT Xingu-Estreito e FXGTR: Elo CCAT Xingu-Terminal Rio (Fluxos medidos em Xingu).
 (1): risco de atuação do ERAC para qualquer valor de FNS, dado que o SEP (Lógica 3) promoverá o corte de geração superior a 3.240 MW nas UHE Belo Monte e/ou UHE Tucuruí;
 (2): para potência média das UGs da UHE Belo Monte menor que 540 MW, não operar nesse ponto;
 (3): para potência média das UGs da UHE Belo Monte menor que 540 MW, reduzir o FNS para valores inferiores a 1.500 MW ou operar em outro ponto;
 (4): para potência média das UGs da UHE Belo Monte menor que 540 MW, reduzir o FNS para valores inferiores a 3.000 MW ou operar em outro ponto.

Figura 22: Limite de FNS para Patamar de Inércia entre 350 GW.s e 410 GW.s [5]

De acordo com [5], para patamares de inércia acima de 410 GW.s não há risco de atuação do ERAC, desde que o corte de geração em Belo Monte, representado na Tabela 4, seja otimizado de tal forma que as máquinas não excedam, ou excedam pouco, o valor de 540 MW por unidade.

É possível perceber pela comparação entre as tabelas acima que o aumento de inércia sincronizada reduz a quantidade de intervalos que indicam risco de atuação do ERAC para qualquer valor de FNS. Em contrapartida, para valores de inércia sincronizada elevada, a preocupação com a otimização de despacho em Belo Monte também aumenta.

3.2.2

Contingência Dupla no Tronco de 765 kV

Contingências no tronco de 765 kV podem causar atuação de esquema de proteção que desliga unidades geradoras em Itaipu 60 Hz (podendo se estender à Tucuruí) em função do número de unidades ativas e dos fluxos FIV e FSE [26].

A atuação da proteção varia de acordo com a configuração vigente no tronco de 765 kV e equipamentos adjacentes. Dessa forma, é essencial definir as condições que colocam a configuração vigente em cada situação.

1. Configuração Completa – Os 9 (nove) circuitos do Tronco 765 kV ligados, além da LT 525 kV Foz/C. Oeste e de pelo menos um transformador 765/525 kV de Ivaiporã (Figura 23);

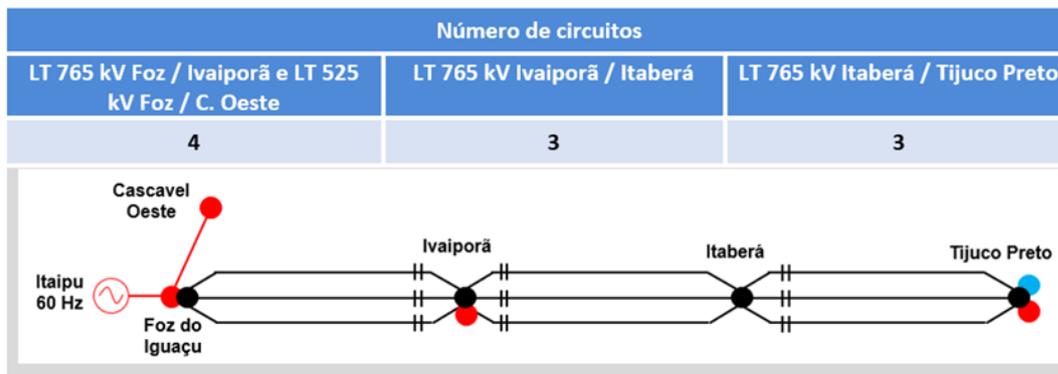


Figura 23: Tronco 765 kV: Configuração Completa [26]

2. Configuração Completa sem 1 ou $\frac{1}{2}$ Banco de Capacitores Série – Configuração que tenha em operação todos os 9 (nove) circuitos de 765 kV, pelo menos um dos transformadores 765/525 kV da SE Ivaiporã ligado e 1 ou $\frac{1}{2}$ banco de capacitores série indisponível entre a SE Foz do Iguaçu e SE Tijuco Preto;
3. Configuração Intermediária 1 – Configuração que tenha pelo menos uma das condições a seguir atendidas:
 - a. Um circuito da LT 765 kV Itaberá/Ivaiporã desligado e pelo menos um dos transformadores 765/525 kV da SE Ivaiporã ligado;
 - b. Um circuito da LT 765 kV Itaberá/Tijuco Preto desligado e pelo menos um dos transformadores 765/525 kV da SE Ivaiporã ligado (Figura 24);

- c. Um circuito da LT 765 kV Itaberá/Ivaiporã e um circuito da LT 765 kV Itaberá/Tijuco Preto desligados e pelo menos um dos transformadores 765/525 kV da SE Ivaiporã ligado;

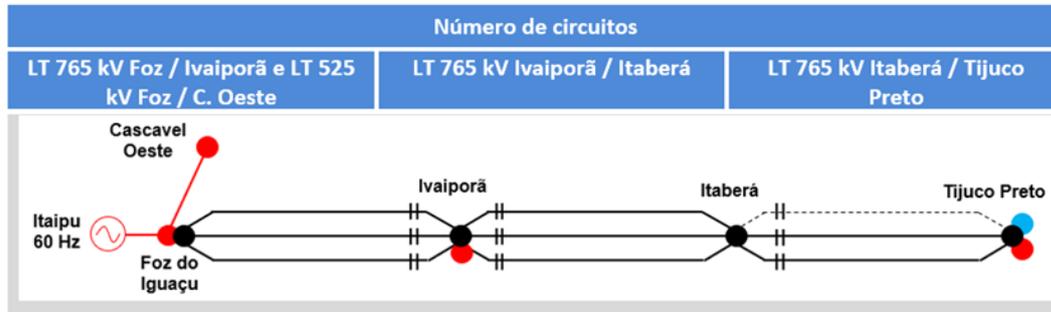


Figura 24: Tronco 765 kV: Exemplo de Configuração Intermediária 1 [26]

4. Configuração Intermediária 2 – Configuração que tenha pelo menos uma das condições a seguir atendidas (Figura 25):
 - a. Um circuito da LT 765 kV Foz/Ivaiporã desligado e pelo menos um dos transformadores 765 kV/525 kV da SE Ivaiporã ligado;
 - b. A LT 525 kV Cascavel Oeste/Foz do Iguaçu desligada;
 - c. Um circuito da LT 765 kV Foz/Ivaiporã e um circuito da LT 765 kV Itaberá/Ivaiporã desligados e pelo menos um dos transformadores 765/525 kV da SE Ivaiporã ligado;
5. Configuração Incompleta – Configuração que tenha pelo menos uma das condições a seguir atendidas (Figura 26):
 - a. Mais circuitos desligados do que as configurações anteriores;
 - b. Transformação da SE Ivaiporã fora de operação;
 - c. Configuração Intermediária 1 sem banco de capacitor série entre Foz e Tijuco Preto;
 - d. Configuração Intermediária 2 sem banco de capacitor série entre Foz e Tijuco Preto;
 - e. Indisponibilidade de pelo menos $\frac{1}{2}$ bancos de capacitores série em circuitos de 765 kV distintos.

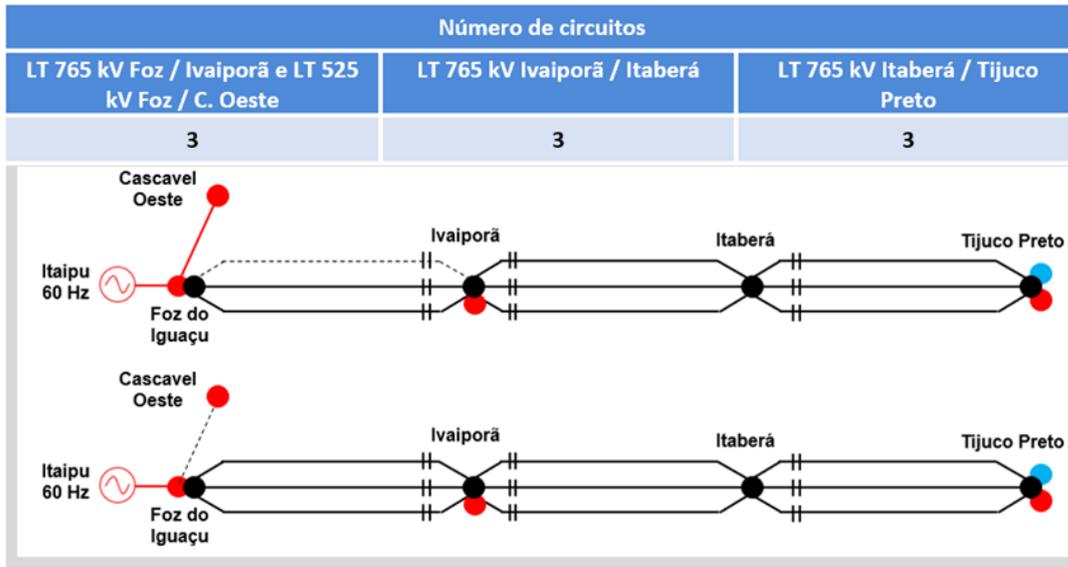


Figura 25: Tronco 765 kV: Exemplo de Configuração Intermediária 2 [26]

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1821128/CA

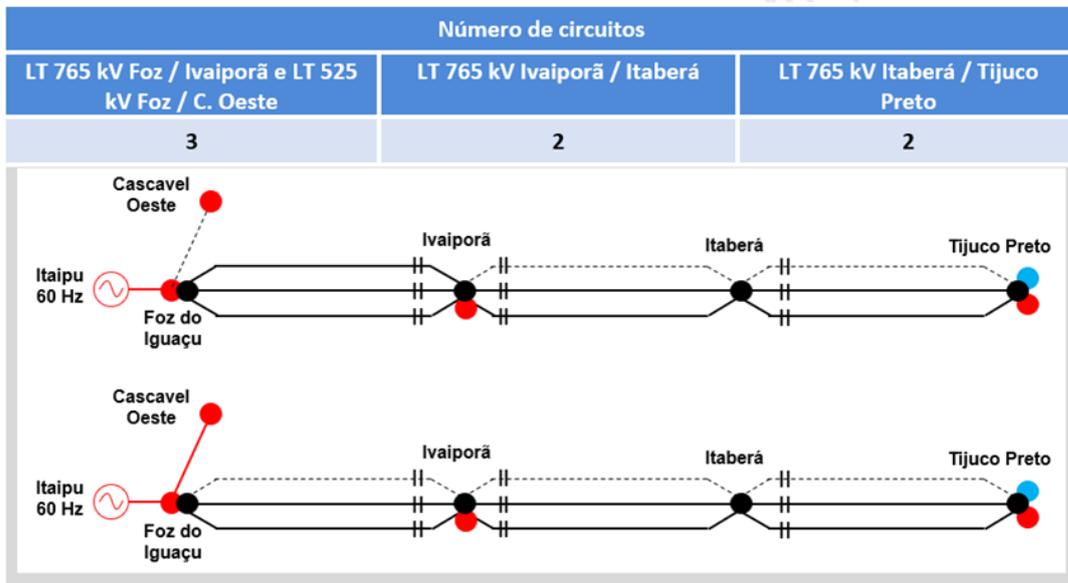


Figura 26: Tronco 765 kV: Configuração Incompleta [26]

3.2.2.1 Lógica 14

A Lógica 14 sinaliza o corte de máquinas de Itaipu 60 Hz de acordo com a configuração vigente, em conformidade com os valores fluxos FIV, FSE e do número de máquinas em Itaipu 60 Hz da Figura 27.

7.3.6. REFERÊNCIAS PARA ATUAÇÃO DA LÓGICA 14

Configuração	N° UGs na UHE Itaipu (**)	Seleciona 1 unidade para o corte		Seleciona 2 unidades para o corte		Seleciona 3 unidades para o corte		Seleciona 4 unidades para o corte	
		FIV (MW)	FSE (MW)	FIV (MW)	FSE (MW)	FIV (MW)	FSE (MW)	FIV (MW)	FSE (MW)
	5	1500	3900	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)
	6	1500	4100	1600	4700	(*)	(*)	(*)	(*)
	7	1500	4300	1600	4700	1700	4800	(*)	(*)
	8	4000	4300	4600	4800	4800	4900	5400	5100
	9	4200	4400	4800	4800	5000	4900	5500	5500
	10	4400	4500	4900	4900	5200	5000	5600	5800

(*) Não existe referência de FIV e FSE para este nº de UGs em Itaipu 60 Hz, portanto não haverá seleção de UGs para este corte.

(**) Não existe referência de FIV e FSE estando a UHE Itaipu 60 Hz com menos de 5(cinco) UGs, portanto não haverá seleção de UGs para corte.

Figura 27: Lógica 14 – Referências [26]

A proteção vai atuar havendo contingência dupla (paralela) em circuitos no trecho de Foz do Iguaçu/Ivaiporã (estando três circuitos em operação) ou contingência de um circuito do trecho Foz do Iguaçu/Ivaiporã e a LT 525 kV Cascavel Oeste/Foz do Iguaçu.

Dessa forma, o conjunto de etapas a seguir é necessário para haver atuação da Lógica 14 [26]:

1. Verificação da configuração vigente do tronco de 765 kV (Completa/Intermediária 1 ou Intermediária 2/Incompleta);
2. Verificação de perda de 2 (dois) circuitos em Foz do Iguaçu/Ivaiporã ou de 1 (um) circuito de Foz do Iguaçu/Ivaiporã e da LT 525 kV Cascavel Oeste/Foz do Iguaçu;
3. Definição do número de máquinas cortadas em Itaipu 60 Hz;
 - a. Verificação de fluxo FIV pré-falta;
 - b. Verificação de fluxo FSE pré-falta;
 - c. Verificação de unidades geradoras sincronizadas em Itaipu 60 Hz pré-falta.

3.2.2.2 Lógica 15

A Lógica 15 sinaliza o corte de máquinas de Itaipu 60 Hz de acordo com a configuração vigente, em conformidade com os valores fluxos FIV, FSE, do número de máquinas em Itaipu 60 Hz e da configuração vigente do tronco 765 kV da Figura 28.

Configuração	N° UGs sincronizadas na UHE Itaipu (***)	Seleciona 1 unidade para o corte		Seleciona 2 unidades para o corte		Seleciona 3 unidades para o corte		Seleciona 4 unidades para o corte	
		FIV (MW)	FSE (MW)	FIV (MW)	FSE (MW)	FIV (MW)	FSE (MW)	FIV (MW)	FSE (MW)
Completa ou Intermediária 1	5	3500	3700	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)
	6	(*)	(*)	4100	3900	(*)	(*)	(*)	(*)
	7	(*)	(*)	4600	3900	5200	4600	(*)	(*)
	8	(*)	(*)	4800	4100	5600	5000	5800	5500
	9	(*)	(*)	5000	4100	5900	5000	6500	5500
	10	(*)	(*)	5000	4100	5900	5000	6500	5800
Intermediária 2 ou Incompleta	4	2800	3700(**)	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)	(*)
	5	(*)	(*)	3300	3800(**)	(*)	(*)	(*)	(*)
	6	(*)	(*)	3800	3800	4200	4600	(*)	(*)
	7	(*)	(*)	4200	4000	4900	4800	5200	5200
	8	(*)	(*)	4500	4000	5100	4800	5500	5200
	9 ou 10	(*)	(*)	4900	4000	5400	4800	5800	5200

(*) Não existe referência de FIV e FSE para este nº de UGs em Itaipu 60 Hz, portanto não haverá seleção de UGs para este corte.

(**) O desligamento de unidade(s) geradora(s) só ocorre se a LT 765 kV Foz do Iguaçu / Ivaiporã estiver operando com um ou dois circuitos ligados.

(***) Não existe referência de FIV e FSE estando a UHE Itaipu 60 Hz com número inferior de UGs indicados na tabela acima, portanto não haverá seleção de UGs para corte.

Figura 28: Lógica 15 – Referências [26]

A proteção vai atuar havendo contingência dupla (paralela) em circuitos no trecho de Ivaiporã/Itaberá, estando três circuitos em operação, ou no trecho de Itaberá/Tijuco Preto, estando três circuitos em operação.

Dessa forma, o conjunto de etapas a seguir é necessário para haver atuação da Lógica 15 [26]:

1. Verificação da configuração vigente do tronco de 765 kV (Completa/Intermediária 1 ou Intermediária 2/Incompleta);
2. Verificação de perda de 2 (dois) circuitos em Ivaiporã/Itaberá ou Itaberá/Tijuco Preto;
 - a. Verificação se o número de circuitos do trecho pré-falta é de 3 (três);

3. Definição do número de máquinas cortadas em Itaipu 60 Hz;
 - a. Verificação de fluxo FIV pré-falta;
 - b. Verificação de fluxo FSE pré-falta;
 - c. Verificação de unidades geradoras sincronizadas em Itaipu 60 Hz pré-falta.

3.2.2.3

Lógica 19

A Lógica 19 envia o comando de desligamento de até 2 (duas) unidades geradoras em Tucuruí quando houver atuação prévia de lógica que indique o corte de 3 (três) ou mais unidades geradoras em Itaipu 60 Hz. O objetivo da lógica é evitar a abertura da interligação Norte/Sudeste [26].

Dessa forma, o conjunto de etapas a seguir é necessário para haver atuação da Lógica 19:

1. Atuação de Esquema Suplementar de Proteção (ESP) com desligamento de 3 (três) ou mais unidades geradoras de Itaipu 60 Hz;
 - a. Verificação se a chave 43, localizada na SE Imperatriz, está na posição “ON”;
 - b. Verificação de FNS superior à 2000 MW.

3.2.2.4

Parametrização de Limites por Inércia Mínima Sincronizada para Perdas Duplas no Tronco 765 kV

A Tabela 6 indica o número máximo de máquinas a serem cortadas em Itaipu 60 Hz e Tucuruí para garantir o não acionamento do ERAC [5].

Tabela 6: Número Máximo de Máquinas Cortadas por Patamar de Inércia Mínima Sincronizada [5]

Inércia SIN (GW.s)	Corte Máximo de Máquinas	
	Corte Itaipu (Núm.)	Corte Tucuruí (Núm.)
≤ 270	2	0
≤ 310	3	0
≤ 350	3	2
	4	0
	2	4
≤ 410	4	2
	3	4
> 410	4	4

Visando oferecer mais detalhes, a Figura 29, a Figura 30, a Figura 31, a Figura 32 e a Figura 33 indicam o número máximo de máquinas a serem cortadas em Itaipu 60 Hz e Tucuruí para garantir o não acionamento do ERAC, para os diferentes patamares de inércia mínima sincronizada no sistema e intervalos dos fluxos FIV, FSE e FNS [5].

N° UGs na UHE Itaipu	FNS [MW]	FIV [MW]	FSE [MW]	Corte Itaipu [Num.]	Corte Tucuruí [Num.]
≤ 7	3.400	1.700	4.600	2	0
8		4.800	4.900		
9		5.000	4.900		
10		5.200	5.000		

Figura 29: Limite de FIV e FSE para Patamar de Inércia Abaixo de 270 GW.s [5]

N° UGs na UHE Itaipu	FNS [MW]	FIV [MW]	FSE [MW]	Corte Itaipu [Num.]	Corte Tucuruí [Num.]
≤ 8	≤ 2.000	5.400	5.100	3	0
9		5.500	5.500		
10		5.600	5.800		
≤ 7	3.400	1.700	4.600	2	0
8		4.800	4.900		
9		5.000	4.900		
10		5.200	5.000		

Figura 30: Limite de FIV e FSE para Patamar de Inércia entre 270 GW.s e 310 GW.s [5]

N° UGs na UHE Itaipu	FNS [MW]	FIV [MW]	FSE [MW]	Corte Itaipu [Num.]	Corte Tucuruí [Num.]
≤ 8	FNS < 2.000	Sem limitação (*)	Sem limitação (*)	4	0
9					
10					
≤ 8	2.000 < FNS ≤ 3.200	5.400	5.100	3	2
9		5.500	5.500		
10		5.600	5.800		
≤ 7	3.200 < FNS ≤ 4.100	1.700	4.600	2	4
8		4.800	4.900		
9		5.000	4.900		
10		5.200	5.000		

Figura 31: Limite de FIV e FSE para Patamar de Inércia entre 310 GW.s e 350 GW.s [5]

N° UGs na UHE Itaipu	FNS [MW]	FIV [MW]	FSE [MW]	Corte Itaipu [Num.]	Corte Tucuruí [Num.]
≤ 8	0 < FNS ≤ 3.000	Sem limitação (*)	Sem limitação (*)	4	2
9					
10					
≤ 8	3.000 < FNS ≤ 4.100	5.400	5.100	3	4
9		5.500	5.500		
10		5.600	5.800		

Figura 32: Limite de FIV e FSE para Patamar de Inércia entre 350 GW.s e 410 GW.s [5]

N° UGs na UHE Itaipu	FNS [MW]	FIV [MW]	FSE [MW]	Corte Itaipu [Num.]	Corte Tucuruí [Num.]
≤ 8	≤ 4.100	Sem limitação (*)	Sem limitação (*)	4	4
9					
10					

Figura 33: Limite de FIV e FSE para Patamar de Inércia Acima de 410 GW.s [5]

Como é possível perceber, os patamares representados na Figura 32 e na Figura 33 superam o máximo de corte de máquinas possível pela atuação das lógicas 14, 15 e 19, configurando como patamares seguros de atuação do ERAC para cenários de contingência dupla no tronco de 765 kV.

3.3

IHM de Alta Performance

Uma IHM é uma coleção de *hardware*, sob a forma de telas físicas e dispositivos de *input*, além de *software*, sob a forma de *displays* elaborados para representar as operações em tempo real, permitindo ao usuário monitorar e gerenciar os processos [27].

Os conceitos de IHM de Alta Performance são essenciais para a elaboração de uma ferramenta de monitoração e tomada de decisão em tempo hábil. Esses conceitos, cada vez mais importantes, compõem o núcleo da operação em tempo real e estratégias de consciência situacional, conferindo um ambiente seguro e confiável para o operador gerenciar situações normais e anormais [27].

Isso é potencializado pelo fato de que, há muito, já se sabe que o maior desafio para o ambiente de operação em tempo real não é a falta de informação, mas encontrar a informação necessária para uma clara consciência da situação e consequentes tomadas de decisão [28].

As etapas que caracterizam o conceito de consciência situacional são:

1. Percepção dos elementos;
2. Compreensão de seus significados;
3. Projeção das soluções.

Em essência, com as três etapas bem expostas em uma IHM, aliadas ao conhecimento e treinamento do usuário, é possível detectar, diagnosticar e responder a eventos diversos com antecedência, minimizando consequências adversas. Conforme [29], a forma mais eficaz para apoiar a consciência situacional das equipes de operação é prover tecnologias com capacidade para integrar diferentes sistemas de apoio à decisão.

De acordo com [27], há 4 (quatro) níveis de telas que devem ser utilizados, considerando o princípio de exposição progressiva de detalhes. Os níveis são descritos a seguir:

1. Nível 1 – Visão Geral da Área - Providencia indicação clara da performance do processo através da monitoração de indicadores essenciais. Pode conter os subitens listados abaixo:
 - a. Indicadores de performance principais (Valores, gráficos e desvios dos indicadores de performance principais);
 - b. Alarmes principais para percepção de distúrbios;
 - c. Indicadores de situações anormais, com referido grau de severidade;
 - d. *Status* dos principais equipamentos monitorados;
 - e. Valores dos principais parâmetros calculados e suas condições;
2. Nível 2 – Controle de Unidade de Processo - Providencia as informações necessárias para o operador performar ações específicas, envolvendo tanto ações de rotina quanto situações anormais. Em alguns casos, múltiplos *displays* desse nível são necessários. As informações são as mesmas do item anterior, com a ressalva de detalhamento de um equipamento ou área específica;

3. Nível 3 – Detalhamento de Unidade de Processo - Providencia informações detalhadas que não sejam críticas no tempo. Pode conter os subitens listados abaixo:
 - a. Detalhes de subunidades, itens individuais de um certo equipamento e seus controles e indicadores associados;
 - b. Gráficos customizados para diagnósticos específicos;
4. Nível 4 – Diagnóstico e Apoio de Processo - Providencia detalhes de subsistemas, sensores individuais e outros componentes. Pode conter os subitens abaixo:
 - a. Alarmes que tratam de *status* de equipamentos;
 - b. Informações detalhadas sobre equipamentos.

Para determinar a qualidade de uma IHM são elaboradas notas de acordo com o sistema norte-americano (A, B, C, D e F). Para cada nota exposta a seguir, são explicados seus critérios mínimos [27]. A ausência dos critérios da nota “D” coloca a IHM, necessariamente, na nota “F”.

1. Nota "D";
 - a. Operadores têm facilidade em controlar o processo em condições normais (informações suficientes, confiança em sensores e *displays*, ausência de dependência de outros operadores, ausência de distrações);
 - b. Operadores têm informações adequadas para monitorar condições anormais;
 - c. Operadores podem acompanhar o processo durante condições anormais utilizando apenas a IHM, sem a necessidade de reunir informações relevantes de outros *displays* e manuais de procedimentos operativos;
2. Nota "C";
 - a. Operadores devem ter autonomia para perceber, compreender e projetar a situação, sem distrações;
3. Nota "B";
 - a. Operadores devem ter um ambiente livre de processos desnecessários que demandem sua atenção durante situações anormais;
4. Nota "A";
 - a. A IHM deve atender aos critérios ótimos de elaboração (exposição gráfica, navegação entre telas, gerenciamento de alarmes) aliados a critérios externos (estação de trabalho e práticas de trabalho).

A ênfase em alguma informação necessária é feita através de espessura de linha (não mais do que três tipos distintos), e não por meio de cores diferentes, que podem chamar a atenção do operador desnecessariamente. Além disso, cores são percebidas fracamente pela visão periférica humana, o que é configurado como um problema para o ambiente de operação, que utiliza múltiplos monitores para suas tarefas.

Os textos estáticos devem ser reduzidos, mas não inteiramente eliminados. Estes devem ter uma cor específica e não apresentar recursos como serifa. Textos isolados, títulos e designações particulares de equipamentos devem estar em letra maiúscula. As variáveis apresentadas devem ser dispostas de maneira diferente do que textos estáticos. É recomendada uma cor distinta visando essa diferenciação. Suas precisões decimais devem ser definidas pela necessidade e as unidades de medidas, quando necessárias, devem ser apresentadas como textos estáticos.

Os alarmes devem ter cores distintas de acordo com seus níveis, em ordem decrescente de severidade: vermelho, amarelo, laranja e magenta. De maneira geral, o nível 4, representado pelo magenta, deve ser reservado para diagnósticos, envolvendo mau funcionamento de equipamentos alheios à atuação do operador. Se mais de um alarme estiver ativo para um valor específico, o de maior prioridade deve ser indicado. A cor da variável envolvida nunca deve mudar, ainda que tenha algum alarme ativo. Cada alarme deve ter um *display* de Nível 2 ou Nível 3 associado que auxilie no processo de tomada de decisão para solucioná-lo.

4

Desenvolvimento do Sistema

O desenvolvimento do sistema é dividido em duas partes:

1. Aquisição, Preparação, Cálculo de Dados e Simulação – Programas, desenvolvidos em *python*, que calculam e preparam dados para a avaliação automática da segurança em tempo real, como também horas à frente (avaliação preditiva) utilizando o Organon.

Os programas desenvolvidos no trabalho se encontram no Apêndice C, assim como informações da máquina utilizada e tempos de execução.

2. IHM de Alto Desempenho – Interfaces, desenvolvidas em *PI Vision*, que concentram informações obtidas em tempo real através do REGER do ONS e das simulações Organon realizadas, para apoio à consciência situacional e à decisão em tempo real.

Para informações sobre o projeto REGER e sua importância à realidade do ONS, é possível consultar o Apêndice D.

Para mais detalhes dos sistemas integrados à solução desenvolvida, é possível consultar o Apêndice E.

O *software* Organon é apresentado com mais detalhes no Apêndice F.

4.1

Aquisição, Preparação, Cálculo de Dados e Simulação

Envolve o conjunto de passos detalhados no fluxograma da Figura 34, com cada etapa explicada na sequência.

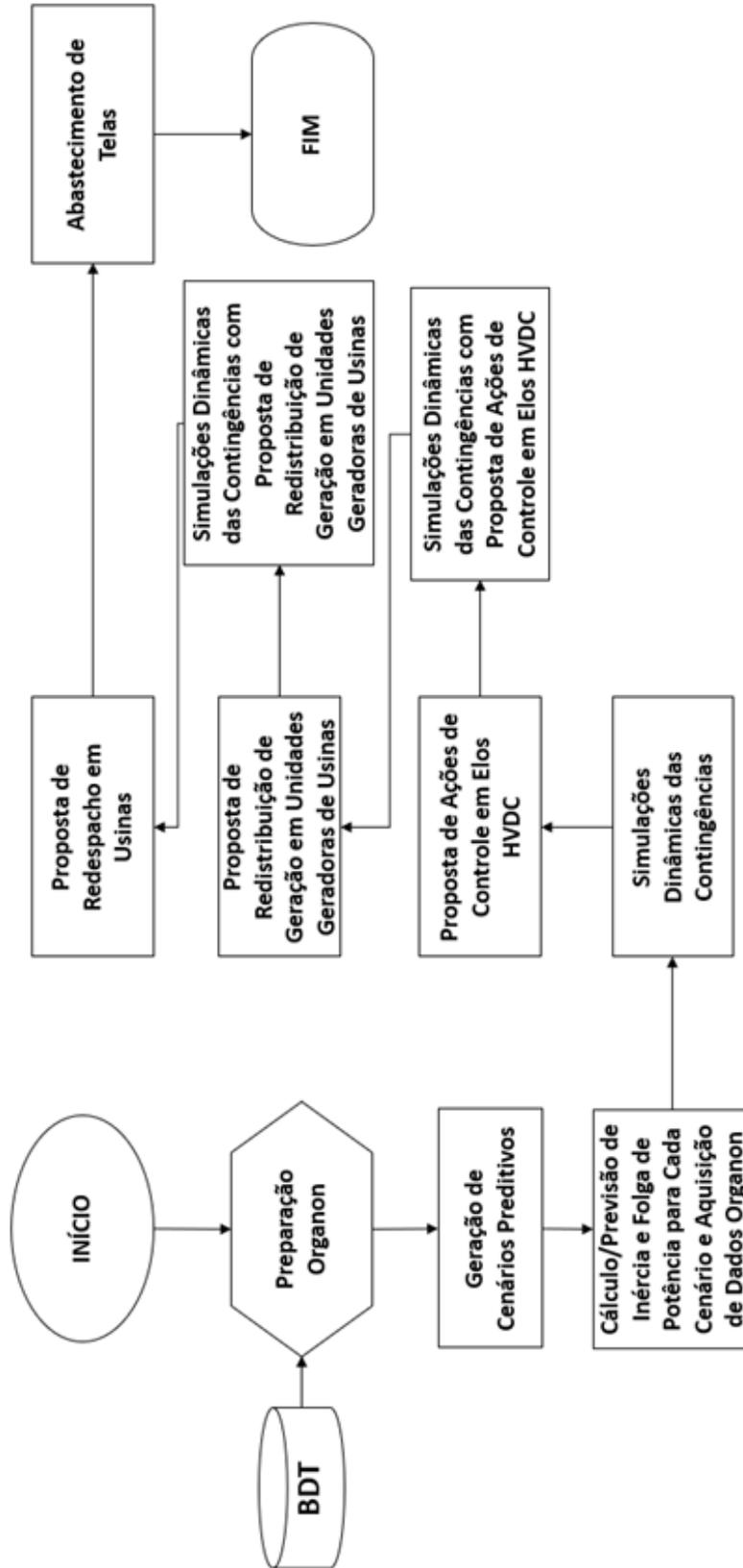


Figura 34: Fluxograma da Ferramenta de Simulação (Fonte: Autor)

1. Preparação Organon – Etapa que consiste na aquisição de arquivos Organon (Apêndice F) para as simulações e de dados da BDT. Os dados provenientes da BDT são descritos a seguir:
 - a. Disponibilidade hidráulica – Valor, em MW, de disponibilidade hidráulica por unidades geradoras, representadas no Organon por barras do sistema;
 - b. Altura de queda d'água – Valor, em porcentagem, da altura de queda d'água das unidades hidráulicas em relação ao valor da altura para a potência nominal;
 - c. Constante de inércia H das unidades síncronas;
 - d. Potência aparente das unidades síncronas;
 - e. Disposição por submercado das unidades síncronas;
2. Geração de Cenários Preditivos – Elaboração de 3 (três) cenários preditivos em patamares de 30 (trinta) minutos à frente (Apêndice G). A Figura 35 compara a inércia calculada pelo sistema desenvolvido com a inércia calculada pelo Organon para um cenário de tempo real (04/07/2022 às 22:00) e os preditivos (04/07/2022 às 22:30, 04/07/2022 às 23:00 e 04/07/2022 às 23:30);

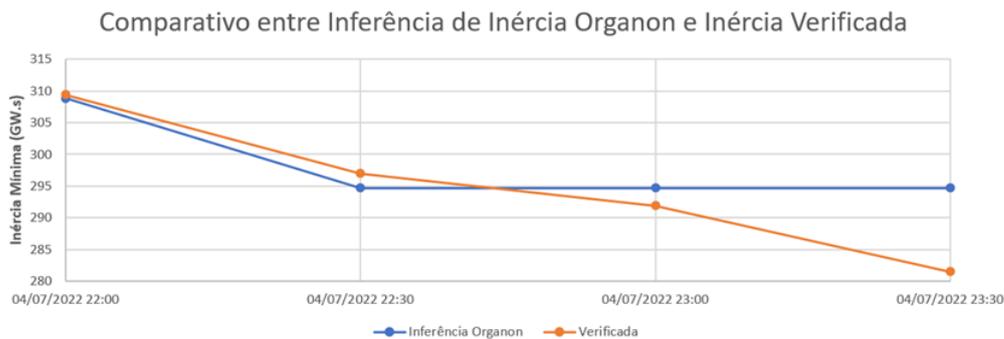


Figura 35: Comparativo entre Inércia Calculada pelo Organon e Inércia Verificada (Fonte: Autor)

3. Cálculo/Previsão da Inércia e Folga de Potência – Para cada cenário Organon (tempo real e preditivos), o programa calcula e prevê a inércia sincronizada, além de calcular a Folga de Potência Monitorada (FPM) e a Folga de Potência Monitorada Sincronizada (FPMS), considerando dados adquiridos no Item 1.
4. Aquisição de Dados Organon – Etapa complementar à anterior, que consiste na aquisição de dados de configuração de rede essenciais para

a apresentação em alto nível dos parâmetros-chave considerados na simulação:

- a. Fluxos verificados de FNS, FSE e FIV;
 - b. Geração verificada nas usinas de Belo Monte, Tucuruí e Itaipu 60 Hz;
 - c. Número de unidades geradoras ligadas nas usinas de Belo Monte, Tucuruí e Itaipu 60 Hz;
 - d. Fluxos verificados nos bipolos de Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio;
 - e. Configuração verificada do tronco de 765 kV.
5. Simulações Dinâmicas de Contingências – Execução de simulações dinâmicas de contingências no sistema, considerando a atuação de SIPS e do ERAC. Para cada contingência, é possível obter as informações essenciais a seguir:
- a. Número de máquinas cortadas pelos SIPS;
 - b. Indicativo de estabilidade da simulação;
 - c. Indicativo de atuação do ERAC;
 - d. Subfrequência mínima assistida, em Hz, nas barras que acionam o ERAC;
 - e. Rejeição de geração, em MW.
6. Proposta de Ações de Controle nos Elos HVDC – Processo de otimização que utiliza os conceitos de algoritmos genéticos para remanejar os fluxos verificados nos bipolos, de forma a eliminar ou reduzir o impacto da atuação dos SIPS ou ERAC. Um exemplo é apresentado em detalhes na Seção 4.1.1.
7. Simulações Dinâmicas das Contingências com Proposta de Ações de Controle em Elos HVDC - Repetição do Item 5, considerando as ações de controle propostas nos Elos HVDC;
8. Proposta de Redistribuição de Geração nas Unidades Geradoras de Usina Monitorada – Sugestão de redistribuição da geração de unidades geradoras de uma usina monitorada de forma a eliminar ou reduzir o impacto da atuação dos SIPS ou ERAC. Um exemplo é apresentado em detalhes na Seção 4.1.2;

9. Simulações Dinâmicas das Contingências com Proposta de Redistribuição de Geração nas Unidades Geradoras de Usina Monitorada - Repetição do Item 5, considerando a proposta de redistribuição da geração de unidades geradoras de uma usina monitorada;
10. Proposta de Redespacho de Geração – Proposta de redespacho em usinas do SIN para o atendimento de limites de intercâmbio estabelecidos nos estudos de planejamento da operação. Esta etapa é apoiada pelo Sistema de Apoio ao Controle de Intercâmbio (SACI), uma solução do ONS que calcula a sensibilidade de usinas para os diversos fluxos do SIN através do Organon (Apêndice E);
11. Abastecimento de Telas – Captação dos dados simulados em cada etapa anterior visando o abastecimento das telas da Seção 4.2.

Visando constantes atualizações das informações dispostas na interface, propõe-se a atuação do programa, pelo menos, a cada 30 (trinta) minutos.

4.1.1

Elaboração de Heurística Evolutiva para Otimização de Fluxos nos Bipolos de Xingu

Conforme explicitado na Seção 3.2.1.3, as ordens de *run-up* dos bipolos Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio são diferentes. A capacidade de *run-up* também muda de acordo com a configuração vigente de cada um dos bipolos (monopolar ou bipolar). Dessa forma, para um determinado fluxo CC nos bipolos, há uma configuração ótima para minimização de perda de potência CC e, conseqüentemente, de corte de potência nas usinas de Belo Monte e Tucuruí.

A solução proposta em algoritmos genéticos adquire o fluxo verificado nos bipolos (somatório de fluxo de Xingu-Estreito e de Xingu-Terminal Rio) e promove as alterações genéticas no fluxo de Xingu-Estreito. Através da definição de um novo valor de fluxo de Xingu-Estreito, é possível determinar o fluxo em Xingu-Terminal Rio necessário para complementar a potência transmitida nos bipolos, preservando o valor do caso original. Com os novos valores de fluxos de Xingu-Estreito e de Xingu-Terminal Rio, o programa verifica a potência CC perdida para a contingência de cada bipolo, levando em consideração as taxas de *run-up* do bipolo remanescente. O melhor indivíduo é aquele que apresenta a menor potência CC perdida para as contingências de ambos os bipolos.

Portanto, utilizando os conceitos de algoritmos genéticos detalhados no Apêndice H, o sistema desenvolvido é capaz de oferecer a configuração ótima

de fluxo em cada um dos bipolos, preservando a quantidade de potência transferida do submercado Norte para o submercado Sudeste.

Os parâmetros genéticos utilizados pelo programa são expostos na tabela a seguir:

Tabela 7: Parâmetros Genéticos Utilizados (Fonte: Autor)

Parâmetros	Valores
População de Indivíduos	100
Conjunto Elite	10%
Número de Gerações	100
Taxa de Mutação	8%

Para exemplificar a proposta, foi simulado um caso referente à data de 01/05/2022 às 10:00:00. A Tabela 8 indica um resumo dos valores de fluxos em Xingu-Estreito e Xingu-Terminal para o caso original, além da consequência de corte de máquinas em eventuais casos de contingências duplas. É possível ver que, caso o bipolo de Xingu-Terminal Rio seja bloqueado, devem ser cortadas 7 (sete) máquinas em Belo Monte. Caso o bipolo de Xingu-Estreito seja bloqueado, devem ser cortadas apenas 2 (duas) máquinas.

Tabela 8: Dados do Caso Original (Fonte: Autor)

Parâmetros	Valores
Fluxo XGES	1993 MW
Fluxo XGTR	3313 MW
Corte de Máquinas em Belo Monte (Bloqueio de XGES)	2 Máquinas
Corte de Máquinas em Belo Monte (Bloqueio de XGTR)	7 Máquinas

Os itens armazenados em cada indivíduo são, respectivamente:

1. Fluxo, em MW, de XGES;
2. Geração, em MW, a ser cortada em Belo Monte/Tucuruí;
3. Potência CC máxima perdida.

Para efeito comparativo, a Tabela 9 apresenta os 5 (cinco) melhores indivíduos da primeira geração dos algoritmos genéticos, sorteada randomicamente. A Tabela 10, por sua vez, apresenta os 5 (cinco) melhores indivíduos da 100^a (e última) geração, indicando o mais apto do processo na primeira posição.

Tabela 9: Geração 1: População dos 5 Melhores Indivíduos (Fonte: Autor)

Ranking do Indivíduo	Fluxo em XGES (MW)	Geração a ser Cortada em Belo Monte/Tucuruí (MW)	Potência Máxima CC Perdida (MW)
1	2936	2160	392,70
2	2913	2160	393
3	2951	2160	402,70
4	3012	2160	443,37
5	3042	2160	463,37

Tabela 10: Geração 100: População dos 5 Melhores Indivíduos (Fonte: Autor)

Ranking do Indivíduo	Fluxo em XGES (MW)	Geração a ser Cortada em Belo Monte/Tucuruí (MW)	Potência Máxima CC Perdida (MW)
1	2922	2160	384
2	2922	2160	384
3	2922	2160	384
4	2922	2160	384
5	2922	2160	384

Tabela 11: Dados do Caso Geneticamente Modificado (Fonte: Autor)

Parâmetros	Valores
Fluxo XGES	2922 MW
Fluxo XGTR	2384 MW
Corte de Máquinas em Belo Monte (Bloqueio de XGES)	5 Máquinas
Corte de Máquinas em Belo Monte (Bloqueio de XGTR)	5 Máquinas

O caso alterado geneticamente apresenta, então, as seguintes informações, de acordo com o melhor indivíduo da 100^a geração:

É possível perceber, pela comparação, que o caso de bloqueio do bipolo de Xingu-Terminal Rio teve a redução de duas máquinas cortadas em comparação com o cenário original. O bloqueio de Xingu-Estreito, por sua vez, teve o aumento de três máquinas cortadas, mas seu cenário mais nocivo, o de sete máquinas cortadas, não ocorre. Para efeito de comparação, a Tabela 12 exhibe a diferença entre as subfrequências atingidas em cada simulação.

A Figura 36 exhibe um comparativo da excursão da frequência entre as simulações de bloqueio de Xingu-Terminal Rio do caso original, em verde, e o

Tabela 12: Comparativo de Cenários (Fonte: Autor)

Cenário	Frequência Mínima (Hz) - Bloqueio de XGES	Frequência Mínima (Hz) - Bloqueio de XGTR
Original	59,64	58,71
Geneticamente Modificado	59,15	59,15

caso geneticamente modificado, em amarelo e com valores mais brandos.

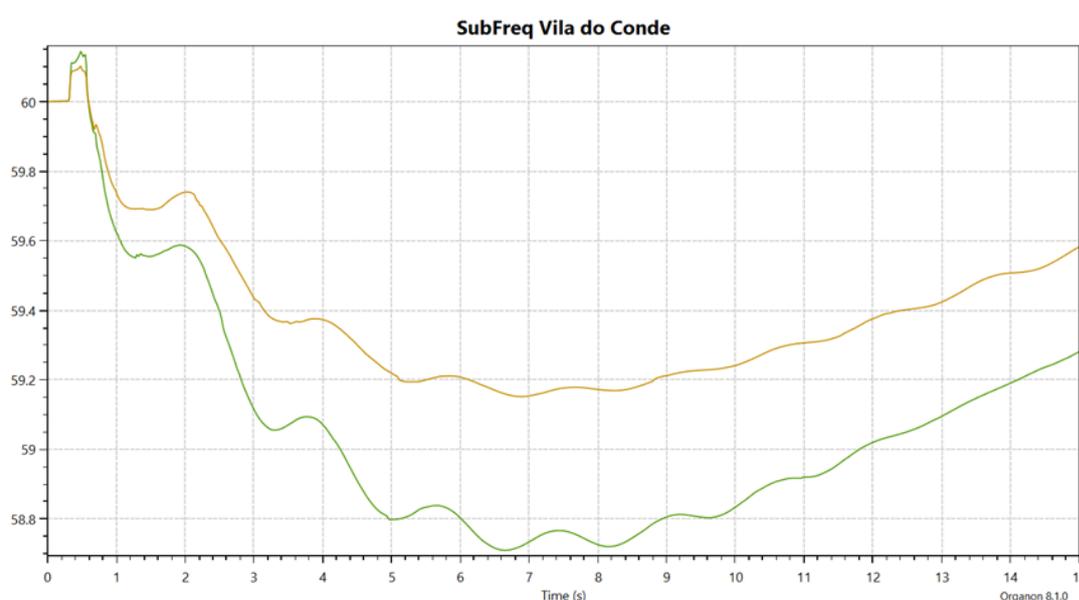


Figura 36: Caso de Remanejamento de Fluxo nos Bipolos: Comparativo de Simulações (Fonte: Autor)

É fundamental explicitar que o mínimo global foi apropriadamente atingido, haja vista que a solução ótima obtida minimiza a potência CC máxima perdida para as perdas dos bipolos para 384 MW. A continuação de elevação do fluxo de Xingu-Estreito provocaria aumento da potência CC máxima perdida, conforme a Figura 37 expõe. Esse exemplo corrobora que os parâmetros genéticos adotados foram suficientes para a exploração adequada da região.

Vale complementar que essa configuração desbalanceada de bipolos perdurou até 16:30 do mesmo dia, contribuindo para o aumento dos riscos caso houvesse bloqueio de Xingu-Terminal Rio.

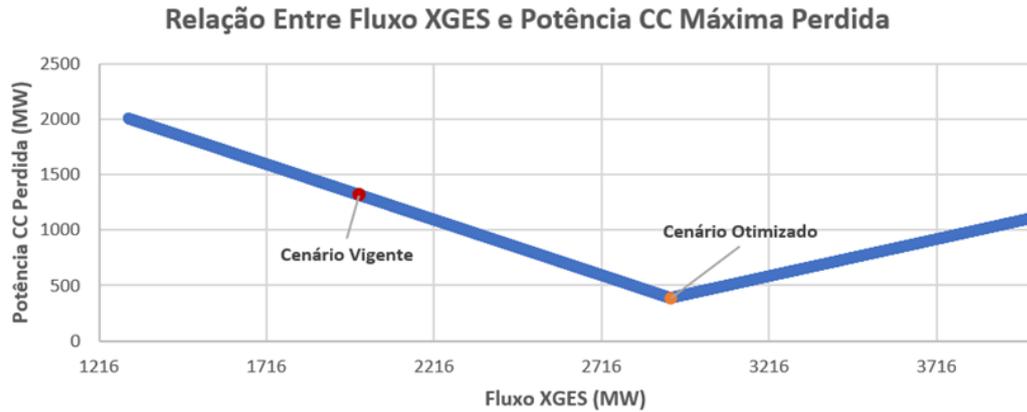


Figura 37: Mínima Potência CC Perdida por Fluxo XGES (Fonte: Autor)

4.1.2

Proposta de Otimização de Geração em Belo Monte

A Tabela 4 da Seção 3.2.1 relaciona a potência CC perdida no processo de bloqueio de um bipolo com a geração, em MW, a ser cortada na usina de Belo Monte, levando em consideração 3 (três) patamares do fluxo FNS. É possível perceber que o corte de geração, quando ocorre, se dá através de valores múltiplos de 540 MW. Dessa forma, quando a geração das unidades geradoras selecionadas para corte for inferior a esse valor, a atuação da Lógica 3 pode exigir o corte de uma máquina extra para alcançar a potência cortada desejada. Por outro lado, se a geração de cada unidade geradora selecionada para corte for superior a 540 MW, a potência cortada será de um valor acima do necessário.

Levando em consideração os cenários acima, a ferramenta de simulação oferece uma proposta de otimização de geração em Belo Monte com posterior simulação do cenário. A seguir, são apresentados dois cenários: um com geração média em Belo Monte abaixo do necessário e outro com valores acima.

4.1.2.1

Geração em Belo Monte Abaixo do Necessário

Para exemplificar a proposta, foi simulado um caso referente à data de 15/05/2022 às 02:00:00. A Tabela 13 indica o valor de geração a ser cortada em Belo Monte e a potência média das suas unidades geradoras ligadas para o caso original, além da consequência de corte de máquinas em eventuais casos de contingências duplas nos bipolos.

É possível ver que, na ocorrência de bloqueio do bipolo de Xingu-Estreito,

a potência a ser cortada em Belo Monte é de 2160 MW. Já no evento de bloqueio de Xingu-Terminal Rio, o valor é de 3240 MW. Contudo, como a geração média das unidades é de 528,5 MW, valor inferior a 540 MW, para cada contingência há o corte adicional de uma máquina em Belo Monte para completar o montante mandatório. Portanto, para o caso de bloqueio de Xingu-Estreito, o montante real cortado seria 2642,5 MW, ou seja, 482,5 MW a mais do que o necessário. Para o bloqueio de Xingu-Terminal Rio, o corte real seria de 3699,5 MW, com 459,5 MW cortados desnecessariamente.

Tabela 13: Caso I de Redespacho de Geração: Dados do Caso Original (Fonte: Autor)

Parâmetros	Valores
Potência a ser Cortada em Belo Monte - Bloqueio XGES	2160 MW
Potência a ser Cortada em Belo Monte - Bloqueio XGTR	3240 MW
Geração Média de UGEs em Belo Monte	528,5 MW
Corte de Máquinas em Belo Monte - Bloqueio XGES	5 Máquinas
Corte de Máquinas em Belo Monte - Bloqueio XGTR	7 Máquinas

A proposta envolve o aumento da geração média das unidades de Belo Monte para atingir 540 MW. Dessa forma, há a redução de uma máquina cortada em ambos os casos pela atuação da Lógica 3, conforme a Tabela 14 mostra.

Tabela 14: Caso I de Redespacho de Geração: Dados do Caso Modificado (Fonte: Autor)

Parâmetros	Valores
Potência a ser Cortada em Belo Monte - Bloqueio XGES	2160 MW
Potência a ser Cortada em Belo Monte - Bloqueio XGTR	3240 MW
Geração Média de UGEs em Belo Monte	540 MW
Corte de Máquinas em Belo Monte - Bloqueio XGES	4 Máquinas
Corte de Máquinas em Belo Monte - Bloqueio XGTR	6 Máquinas

A Tabela 15 fornece os valores de subfrequência mínima atingida nas simulações do caso original e do caso com a proposta de redespacho para o

evento de bloqueio de Xingu-Terminal Rio, o caso mais severo. A Figura 38, por sua vez, complementa a informação da tabela com a excursão de ambas as frequências no tempo: A curva verde representa o caso original, enquanto a curva amarela concebe o caso modificado.

Tabela 15: Caso I de Redespacho de Geração: Comparativo de Frequências Mínimas para Bloqueio de XGTR (Fonte: Autor)

Parâmetros	Valores (Hz)
Original	58,81
Modificado	58,98

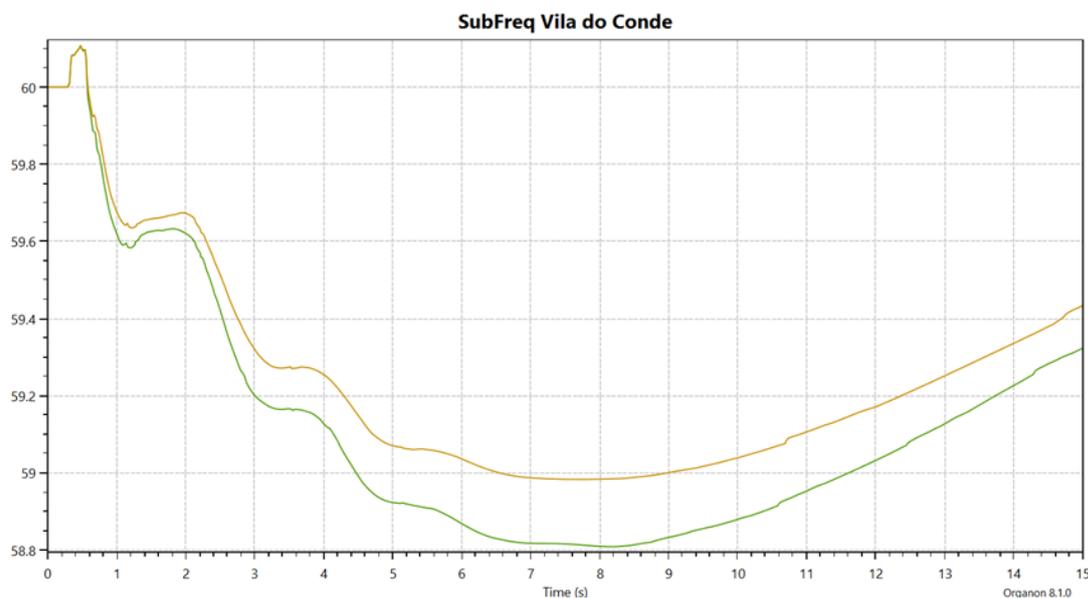


Figura 38: Caso I de Redespacho de Geração: Comparativo de Simulações (Fonte: Autor)

4.1.2.2

Geração em Belo Monte Acima do Necessário

Alternativamente à seção anterior, foi simulado um caso referente à data de 16/04/2022 às 17:30:00. A Tabela 16 indica o valor de geração a ser cortado em Belo Monte e a potência média das suas unidades geradoras ligadas para o caso original, além da consequência de corte de máquinas em eventuais casos de contingências duplas nos bipolos.

É possível ver que, na ocorrência de bloqueio de qualquer bipolo, a potência a ser cortada é de 3780 MW, exibindo o desligamento forçado de 7 (sete) máquinas em Belo Monte. Contudo, como a geração média das

unidades geradoras se encontra em 603,8 MW, acima do valor de 540 MW, há uma parcela de potência que seria cortada de forma evitável. Analisando as máquinas cortadas, 446,6 MW poderiam ser poupados se a geração média das unidades em Belo Monte se encontrassem em 540 MW.

Tabela 16: Caso II de Redespacho de Geração: Dados do Caso Original (Fonte: Autor)

Parâmetros	Valores
Potência a ser Cortada em Belo Monte - Bloqueio XGES	3780 MW
Potência a ser Cortada em Belo Monte - Bloqueio XGTR	3780 MW
Geração Média de UGEs em Belo Monte	603,8 MW
Corte de Máquinas em Belo Monte - Bloqueio XGES	7 Máquinas
Corte de Máquinas em Belo Monte - Bloqueio XGTR	7 Máquinas

A proposta, então, envolve a redução da geração média das unidades de Belo Monte para atingir 540 MW. Ao contrário do caso anterior, o número de máquinas cortadas não diminui, embora o valor cortado seja enternecido.

Tabela 17: Caso II de Redespacho de Geração: Dados do Caso Modificado (Fonte: Autor)

Parâmetros	Valores
Potência a ser Cortada em Belo Monte - Bloqueio XGES	3780 MW
Potência a ser Cortada em Belo Monte - Bloqueio XGTR	3780 MW
Geração Média de UGEs em Belo Monte	540 MW
Corte de Máquinas em Belo Monte - Bloqueio XGES	7
Corte de Máquinas em Belo Monte - Bloqueio XGTR	7

A Tabela 18 fornece os valores de subfrequências mínimas atingidas nas simulações do caso original e do caso com a proposta de redespacho para o evento de bloqueio de Xingu-Estreito. Da mesma forma que na seção anterior, é exposto um gráfico (Figura 39) comparando a excursão da frequência do caso original, através da curva em verde, e o caso modificado, representado pela curva amarela.

Tabela 18: Caso II de Redespacho de Geração: Comparativo de Frequências Mínimas para Bloqueio de XGES (Fonte: Autor)

Parâmetros	Valores (Hz)
Original	58,57
Modificado	58,60

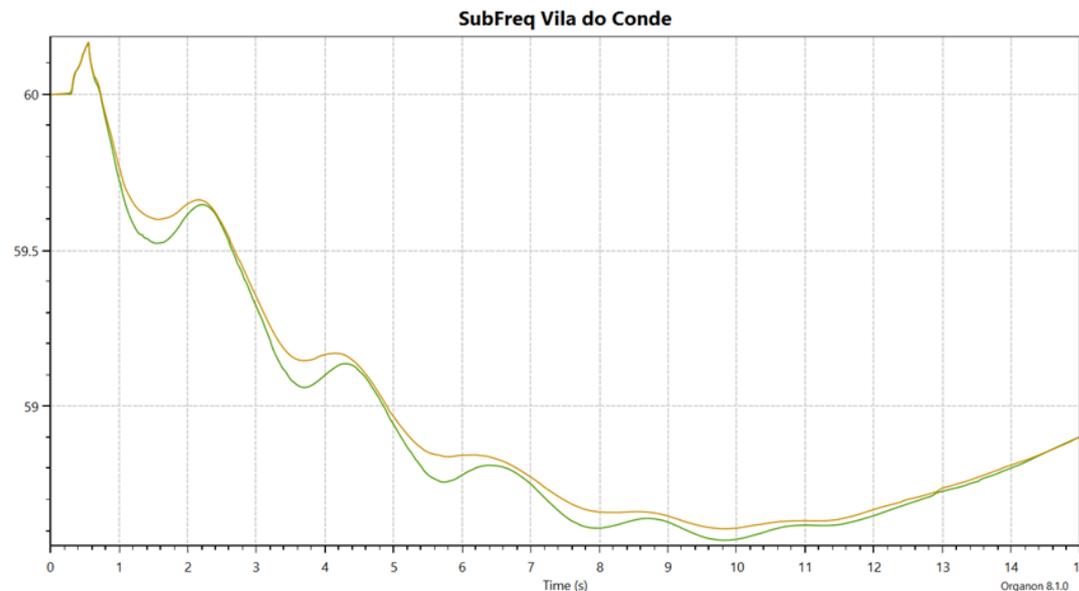


Figura 39: Caso II de Redespacho de Geração: Comparativo de Simulações (Fonte: Autor)

4.1.3

Proposta de Redução de Fluxo FNS

Conforme a Tabela 4 da Seção 3.2.1 indica, para identificar o corte de geração promovido pela Lógica 3 é necessário saber não apenas a potência CC perdida, mas o valor vigente de fluxo FNS. O corte pode variar de acordo com o estado de FNS em 3 (três) patamares distintos.

Por consequência, uma proposta de solução para a redução do corte de máquinas é a redução de FNS a um patamar inferior, se possível. Evidentemente, a redução do FNS, um fluxo sistêmico, impacta em custos na operação. Contudo, o ONS estabelece como missão a garantia do suprimento de energia no país, com qualidade e equilíbrio entre segurança e custo global da operação [30], o que flexibiliza a operação a tomar decisões que impactem em custos para aumentar a segurança do sistema, principalmente em circunstâncias e eventos especiais.

Para exemplificar a proposta, foi estudado um caso referente à data de 17/05/2022 às 03:30:00. As informações essenciais se encontram na Tabela 19.

Tabela 19: Caso de Redução de Fluxo FNS: Dados do Caso Original (Fonte: Autor)

Parâmetros	Valores
Fluxo FNS	1613,5 MW
Potência CC Perdida - Bloqueio XGES	237,03 MW
Potência CC Perdida - Bloqueio XGTR	0 MW
Potência a ser Cortada em Belo Monte - Bloqueio XGES	1620 MW
Potência a ser Cortada em Belo Monte - Bloqueio XGTR	540 MW
Corte de Máquinas em Belo Monte - Bloqueio XGES	4 Máquinas
Corte de Máquinas em Belo Monte - Bloqueio XGTR	2 Máquinas

Vale ressaltar que a geração em Belo Monte se encontrava abaixo de 540 MW por máquina, o que exigia um corte adicional e, conseqüentemente, aumentava a severidade do caso. Como é possível notar, o fluxo FNS se apresenta bem próximo do limite do patamar inferior de corte de máquinas, de até 1500 MW. Promovendo a redução dos 113,35 MW excedentes, o cenário passaria a apresentar a configuração da Tabela 20.

Tabela 20: Caso de Redução de Fluxo FNS: Dados do Caso Modificado (Fonte: Autor)

Parâmetros	Valores
Fluxo FNS	1500 MW
Potência CC Perdida - Bloqueio XGES	237,03 MW
Potência CC Perdida - Bloqueio XGTR	0 MW
Potência a ser Cortada em Belo Monte - Bloqueio XGES	0 MW
Potência a ser Cortada em Belo Monte - Bloqueio XGTR	0 MW
Corte de Máquinas em Belo Monte - Bloqueio XGES	0 Máquinas
Corte de Máquinas em Belo Monte - Bloqueio XGTR	0 Máquinas

Portanto, com a redução do excedente de FNS, a contingência mais severa passaria de 4 (quatro) máquinas em Belo Monte para 0 (zero). Levando em

consideração que a configuração se manteve com aproximadamente os mesmos valores durante todo o período de madrugada da referida data, e com valores de inércia em patamares reduzidos (aproximadamente 300 GW.s), a eliminação de máquinas cortadas pela atuação da Lógica 3 de proteção poderia evitar riscos.

Para a análise das usinas que apresentam maior influência no fluxo FNS, a ferramenta deve ser integrada com o Sistema de Apoio ao Controle de Intercâmbio do ONS, responsável pelo cálculo de sensibilidade das usinas em tempo real a partir do Organon, mencionado previamente.

4.2 IHM De Alto Desempenho

Com o objetivo de monitorar os parâmetros essenciais apresentados no presente trabalho, além de dados das simulações da Seção 4.1, foram desenvolvidos painéis respeitando requisitos para a construção de uma IHM de Alto Desempenho (Seção 3.3), apresentados a seguir:

1. Ausência de animações gratuitas durante situações normais;
2. Informações essenciais e indicadores de performance sob o formato de gráficos;
3. Valores expostos em tela com valor informativo;
4. Uso limitado de cores em telas;
5. *Layout* consistente com o modelo mental do processo pelo operador;
6. Modelo lógico e consistente de navegação entre telas;
7. Estrutura hierárquica que apoia exposição progressiva de detalhes da informação;
8. Técnicas utilizadas para minimizar a possibilidade de erros por parte do operador;
9. *Displays* contendo visual consistente e padronização de cores.

Os gráficos desenvolvidos apresentam características bem definidas, como [27]:

1. Escala ajustada para valores próximos, permitindo a detecção imediata da mudança de valores, por menor que seja;
2. Intervalo de tempo bem definido e aderente ao processo;

3. Limites normais e intervalos de operação desejáveis indicados, caso necessários, se baseando no estado vigente do processo.

A Figura 40 apresenta o painel de monitoração de Nível 1, que deve estar aberto em condições normais do sistema. Através dele, é possível ao usuário monitorar:

1. Em gráfico, o valor verificado da carga sistêmica, assim como a sua tendência até uma hora à frente através do Programa Diário de Produção (PDP), definido pelo ONS no dia útil anterior;
2. Em gráfico, a frequência sistêmica e suas excursões, com indicativo de desvios em relação ao valor de 60 Hz;
3. Em barras, o valor verificado de geração por fonte, comparando com o valor programado;
 - a. Caso alguma fonte esteja acima do programa, o valor apresentado estará em amarelo;
 - b. Caso alguma fonte esteja abaixo do programa, o valor apresentado estará em branco;
 - c. Ao lado de cada valor verificado da fonte, há um indicativo em seta sinalizando se a tendência para os 30 (trinta) minutos seguintes será de subida, descida ou manutenção;
4. Em gráfico, a inércia sincronizada sistêmica, assim como o patamar em que esta se encontra, de acordo com o estabelecido nas Seções 3.2.1.4 e 3.2.2.4;
5. Em barras, os fluxos sistêmicos envolvidos nas contingências analisadas, assim como seus limites para evitar a atuação do ERAC, de acordo com o estabelecido nas Seções 3.2.1.4 e 3.2.2.4;
 - a. Caso algum limite esteja violado, seu valor será exposto em vermelho;
6. Em gráfico, os valores de FPMS, assim com a contribuição diferenciada promovida pela parcela de unidades geradoras e unidades operando como compensadores síncronos;
7. Em barra, o valor verificado de geração no CAG, assim como suas margens de elevação e redução, além das usinas que se encontram alocadas para o controle secundário de frequência;

8. Em barras, os principais indicadores de reserva de potência do sistema, comparando com os valores estabelecidos em Procedimentos de Rede, de acordo com as condições vigentes do sistema;
 - a. O indicador de folga de potência compara o valor verificado de FPMS.UG (Seção 3.1.6.1) com o valor desejado da Equação 3.21;
 - b. O indicador de reserva do CAG compara o valor verificado de folga de elevação do CAG com o valor desejado da Equação 3.24;
9. Em painel de alarmes, um indicativo de resultado da simulação dinâmica Organon mais severa entre as realizadas. A contingência mais severa pode acionar um dos blocos a seguir;
 - a. “OK”, se a simulação apresentar subfrequência mínima acima de 59 Hz;
 - b. “Proximidade ERAC”, se a simulação apresentar subfrequência mínima abaixo de 59 Hz, mas sem acionamento do ERAC ou perda de estabilidade;
 - c. “ERAC”, se a simulação provocar o acionamento do ERAC, mas sem perda de estabilidade;
 - d. “Instabilidade”, se a simulação provocar perda de estabilidade.



Figura 40: Painel de Nível 1: Tela Principal (Fonte: *PI Vision*)

A Figura 41 apresenta um dos blocos de alarmes de simulações com mais detalhes. Para esse cenário de tempo real, a simulação mais severa não causou impactos graves no sistema. É importante notar que, caso alguma simulação dinâmica apresente erro de simulação, seja por problema de dados estimados da rede, falha de leitura de arquivos ou outro motivo, todos os blocos vão se encontrar apagados, chamando a atenção da operação para mais informações em um nível de tela seguinte (Figura 50).



Figura 41: Blocos de Alarmes de Simulações Organon (Fonte: *PI Vision*)

No canto superior direito da tela principal, o usuário pode ser direcionado para telas de Nível 2, divididas por submercado do SIN: Norte (Figura 42), Nordeste (Figura 43), Sul (Figura 44) e Sudeste (Figura 45), considerando que as diversas equipes podem demandar diferentes requisitos para a compreensão e projeção da situação operativa [31]. Uma tela única com as informações de todos os submercados poderia provocar sobrecarga informacional para os operadores. Estas apresentam a mesma disposição de informações, permitindo ao usuário monitorar a nível de submercado:

1. Em gráfico, o valor verificado da carga, assim como a sua tendência até uma hora à frente através do PDP;
2. Em barras, o valor verificado de geração por fonte, comparando com o valor programado;
 - a. Caso alguma fonte esteja acima do programa, o valor apresentado estará em amarelo;
 - b. Caso alguma fonte esteja abaixo do programa, o valor apresentado estará em branco;
 - c. Ao lado de cada valor verificado da fonte, há um indicativo em seta mostrando se a tendência para os 30 (trinta) minutos seguintes será de subida, descida ou manutenção;

3. Em gráfico, os valores de FPM;
4. Em gráfico, os valores de FPMS, assim com a contribuição diferenciada promovida pela parcela de unidades geradoras e unidades operando como compensadores síncronos;
5. Em barras, a disposição de geração por usina que compõe o conceito de folga de potência. A Figura 46 exibe, em detalhes, a disposição de geração da usina de Tucuruí, como exemplo. As informações dispostas, para cada usina, são:
 - a. Em cor cinza, a geração vigente da usina;
 - b. Em cor azul escuro, a disponibilidade máxima da usina;
 - c. Em cor azul claro, as contribuições de folga de potência (Seção 3.1.6.1);
 - d. Em cor verde, a geração sob intervenção da usina, tida como indisponível.

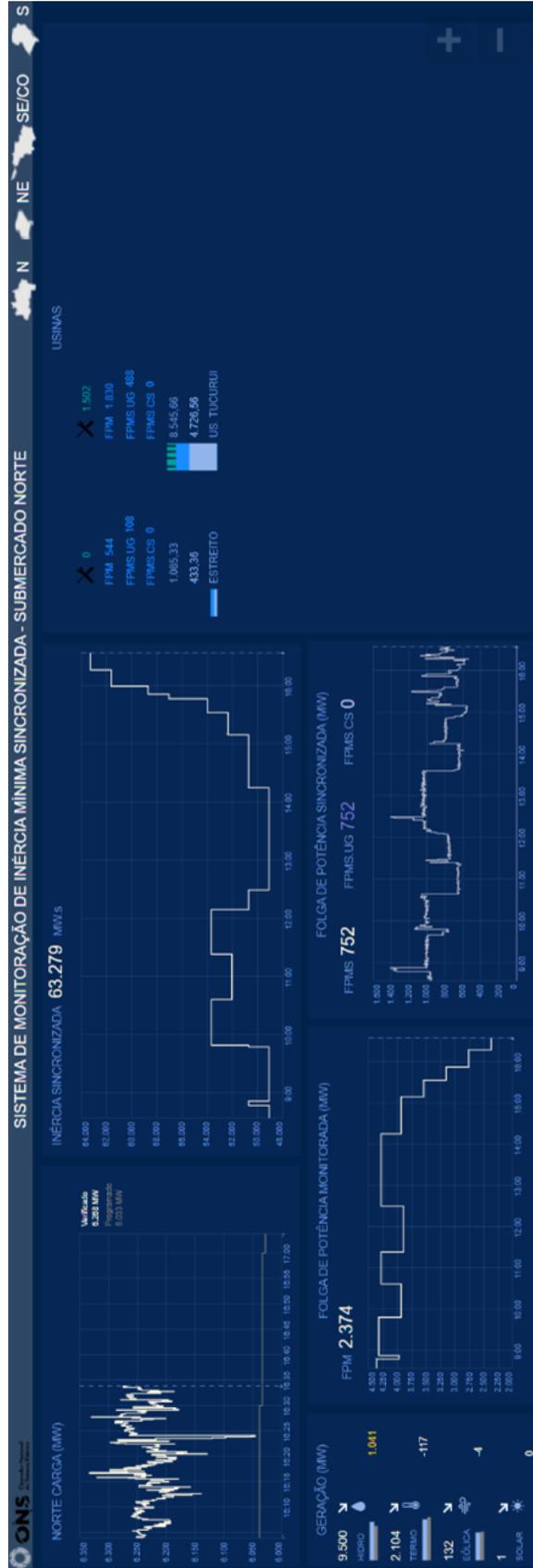


Figura 42: Painel de Nível 2: Tela do Submercado Norte (Fonte: *PI Vision*)

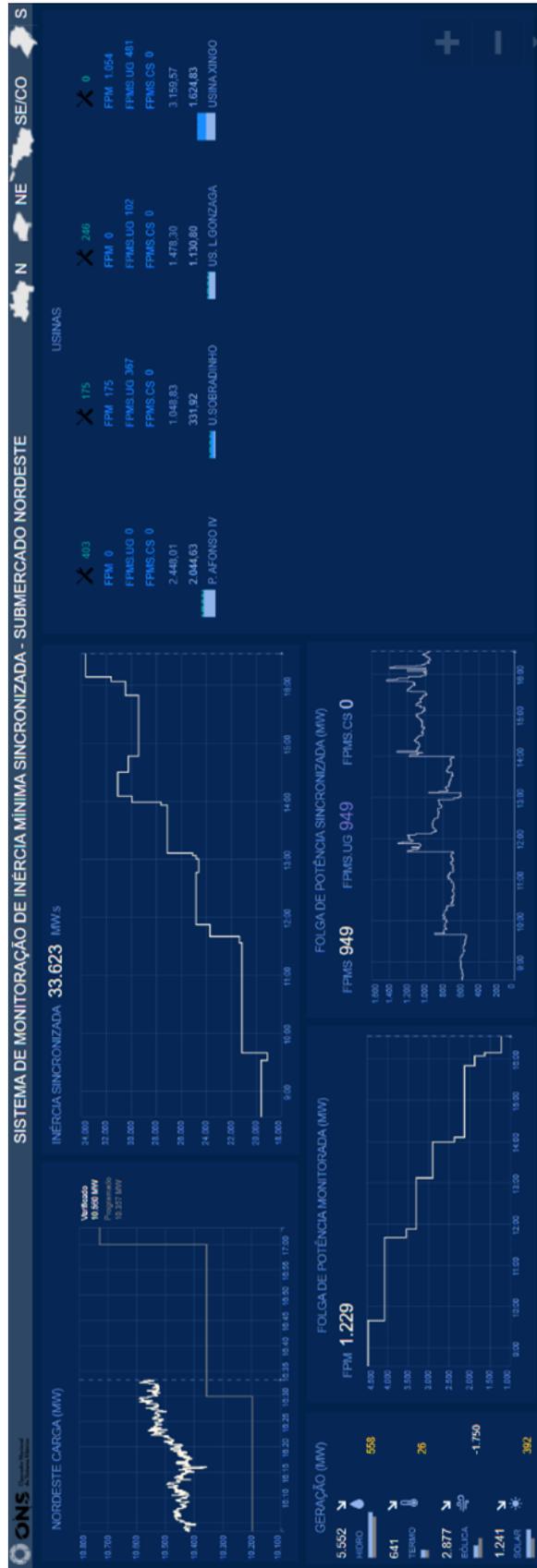


Figura 43: Painel de Nível 2: Tela do Submercado Nordeste (Fonte: *PI Vision*)



Figura 44: Painel de Nível 2: Tela do Submercado Sul (Fonte: *PI Vision*)



Figura 45: Painel de Nível 2: Tela do Submercado Sudeste (Fonte: *PI Vision*)

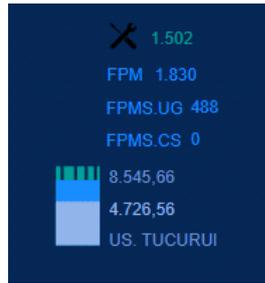


Figura 46: Disposição de Geração por Usina (Fonte: *PI Vision*)

Clicando em qualquer usina nas telas de Nível 2, o usuário é levado à tela de Nível 3 da Figura 47, que mostra o detalhamento das unidades geradoras por usina. As unidades geradoras são representadas de forma similar à da Figura 46. As unidades são divididas em 4 (quatro) grupos distintos, de acordo com seus estados vigentes. Esses estados são descritos a seguir.

1. Unidades Geradoras Ligadas – Conjunto de unidades que se encontram sincronizadas como geradores;
2. Unidades Síncronas Ligadas - Conjunto de unidades que se encontram sincronizadas como compensadores síncronos;
3. Unidades Desligadas - Conjunto de unidades que se encontram desligadas;
4. Unidades sob Intervenção – Conjunto de unidades que se encontram sob intervenção, seja envolvendo desligamento compulsório, restrição de geração ou sem restrição. Essas unidades apresentam informações a mais, integradas do Sistema de Gestão de Intervenções para os Centros de Operação (SICOP) do ONS, tais como:
 - a. Número de cadastro do SICOP;
 - b. Início efetivo do SICOP;
 - c. Descrição do Serviço.

A descrição do serviço do SICOP pode ser acessada via recurso de *tooltip*, conforme indicado na Figura 48. Através do posicionamento do cursor em cima do campo de descrição, a mensagem com detalhes da intervenção aparece ao usuário.

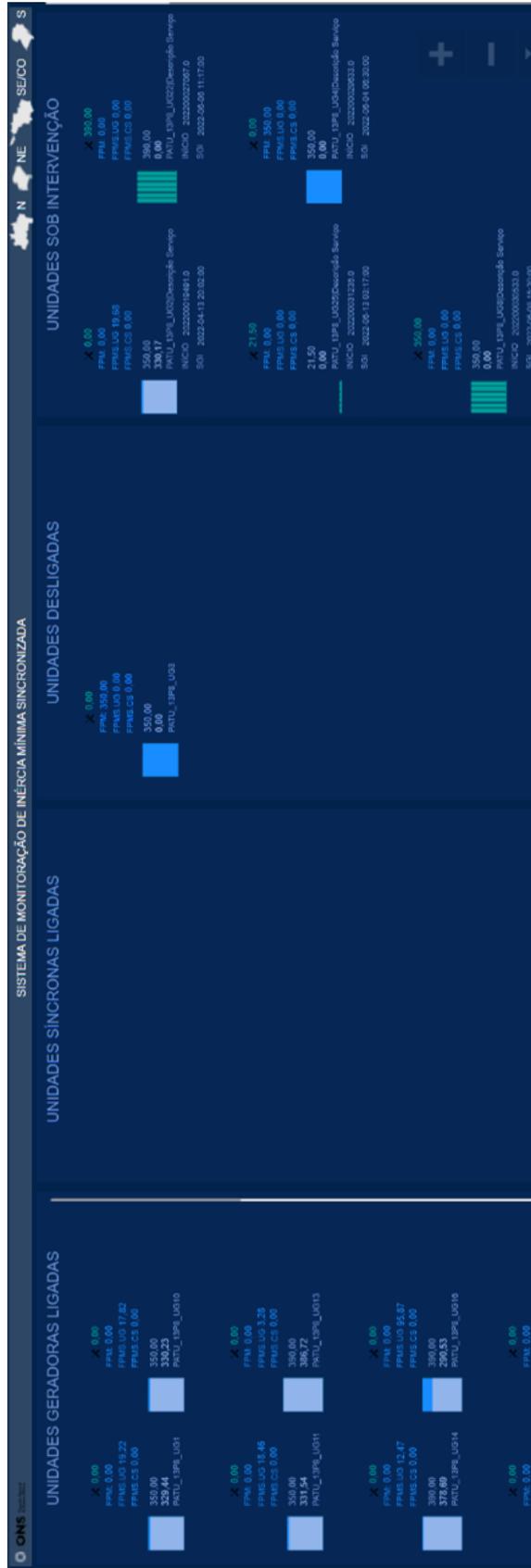


Figura 47: Painel de Nível 3: Tela por Usina (Fonte: *PI Vision*)

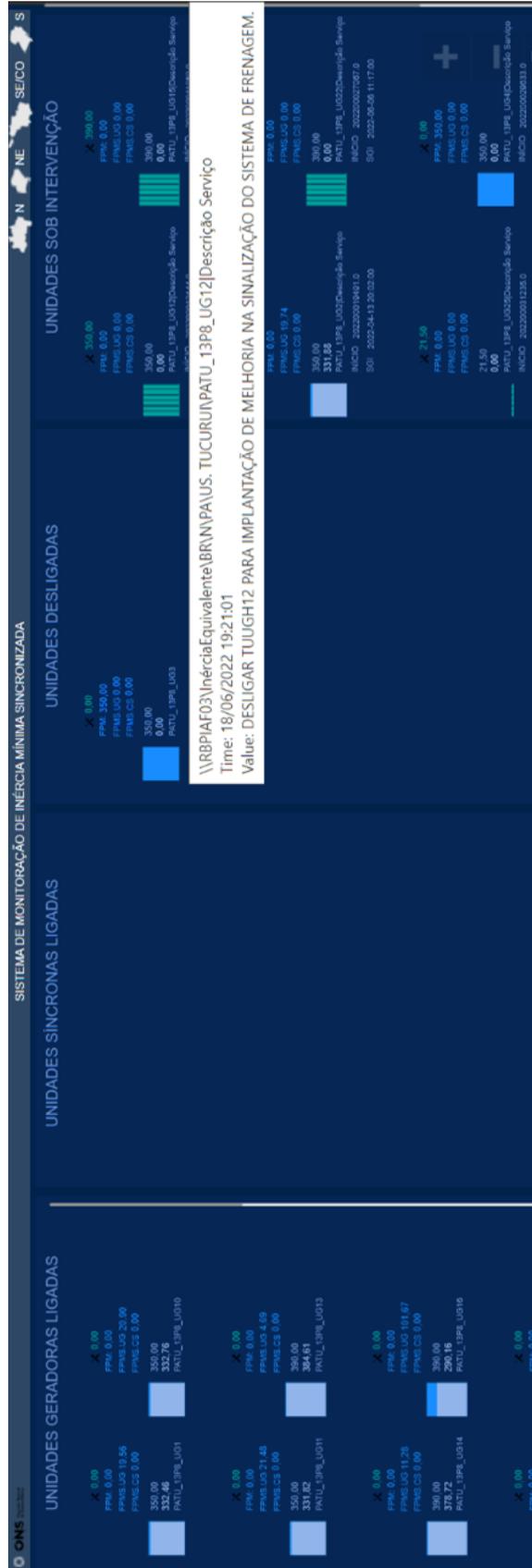


Figura 48: Painel de Nível 3: Integração com SICOP (Fonte: PI Vision)

Ao clicar na tela principal, no descritivo de uma grande interligação, o usuário é direcionado à tela da Figura 49, contendo os limites da interligação, considerando os valores de inércia mínima para evitar a atuação do ERAC. A tela apresenta a condição vigente das tabelas dispostas da Seção 3.2.1.4, servindo como forma alternativa de monitorar limites sistêmicos pelo parâmetro de inércia mínima. Além da tabela, a tela apresenta as informações a seguir:

1. Parâmetros de tempo real essenciais para a compreensão da tabela;
 - a. Inércia sincronizada, em MW.s;
 - b. Fluxos sistêmicos, em MW.
2. Dados de usinas, que são essenciais para a compreensão da tabela;
 - a. Geração média das unidades geradoras, em MW;
 - b. Número de unidades geradoras ligadas;
 - c. Número de unidades geradoras com geração acima de um valor crítico;
3. Alarmes, de acordo com a situação vigente da tabela de limites e os dados dos itens anteriores, como;
 - a. Indicador de possível atuação do ERAC para qualquer valor vigente de fluxo de uma interligação;
 - b. Indicador de ponto operativo inseguro, caso a geração média das unidades de uma usina monitorada esteja abaixo de um valor crítico;
 - c. Indicador de redução de um fluxo de uma interligação monitorada para um patamar inferior a um limite estabelecida, caso a geração média de uma usina monitorada esteja abaixo de um valor crítico;
 - d. Indicador de um fluxo de uma interligação monitorada acima do limite para evitar a atuação do ERAC.

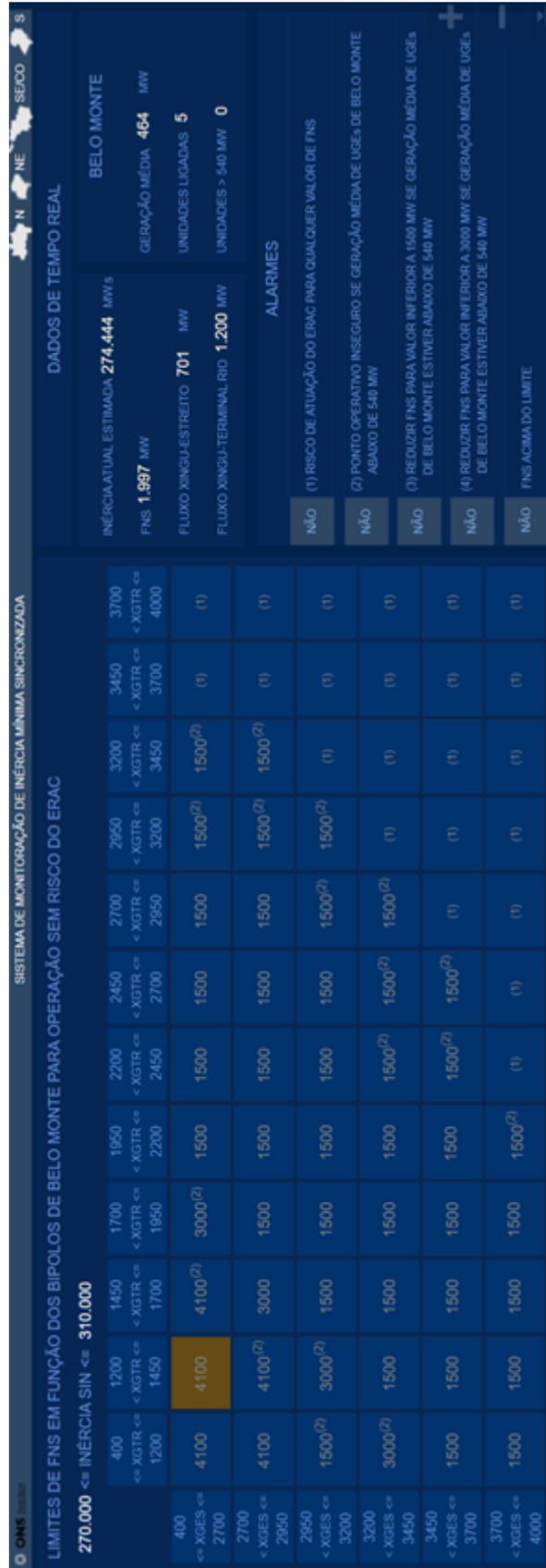


Figura 49: Painel de Nível 2: Limite de FNS (Fonte: PI Vision)

Ao clicar em algum resumo de simulação Organon da tela principal, o usuário é direcionado à tela com dados de simulações do cenário correspondente, seja de tempo real ou preditivo. A Figura 50 apresenta a tela de Nível 2 com informações da simulação de tempo real, enquanto a Figura 51 introduz a tela com dados de simulação de um cenário preditivo. Como se pode notar, ambas as telas apresentam a mesma disposição de informações, descritas a seguir:

1. No canto superior esquerdo, o horário do caso simulado;
2. Os parâmetros das simulações Organon;
 - a. Inércia sincronizada, em MW.s;
 - b. Folgas de potência, em MW: FPMS.UG, FPMS.CS e FPMS;
3. Em barras, os valores de geração simulada nas principais usinas monitoradas. Ao lado das barras, também são apresentadas:
 - a. Geração média por unidade geradora ligada;
 - b. Número de unidades geradoras ligadas;
4. Em barras, os valores dos principais fluxos sistêmicos simulados das interligações monitoradas;
5. As principais informações de cada contingência considerada nas simulações dinâmicas, como:
 - a. Indicativo de corte de máquinas em usinas, bem como a potência perdida, em MW, para as simulações das contingências;
 - b. Rejeição de geração em Elos HVDC, em MW, para as simulações de bloqueio dos bipolos;
 - c. Indicativo de subfrequência mínima atingida, em Hz, nas barras monitoradas para atuação do ERAC;
6. No painel de alarmes, um indicativo de resultado de cada simulação dinâmica Organon do item anterior. Os níveis de alarmes são similares à tela de Nível 1:
 - a. “OK”, se a simulação apresentar subfrequência mínima acima de 59 Hz;
 - b. “Proximidade ERAC”, se a simulação apresentar subfrequência mínima abaixo de 59 Hz, mas sem a atuação do ERAC ou perda de estabilidade;

- c. “ERAC”, se a simulação provocar a atuação do ERAC, mas sem perda de estabilidade;
- d. “Instabilidade”, se a simulação provocar perda de estabilidade.

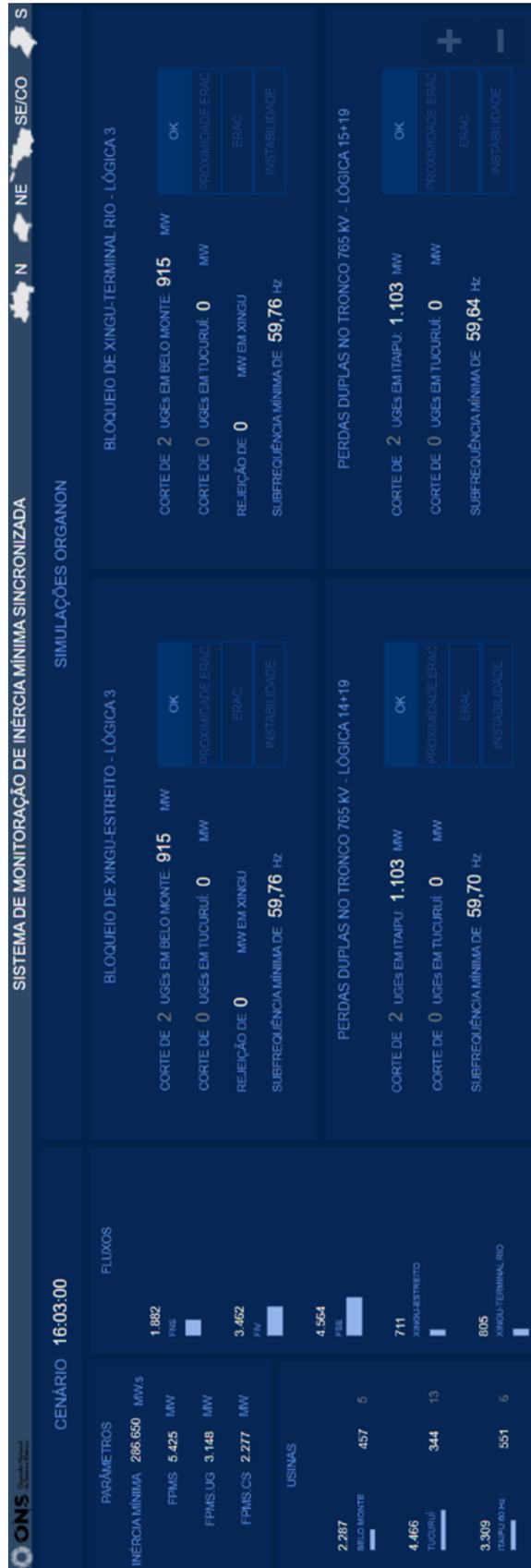


Figura 50: Painel de Nível 2: Simulações Organon de Cenário de Tempo Real (Fonte: *PI Vision*)

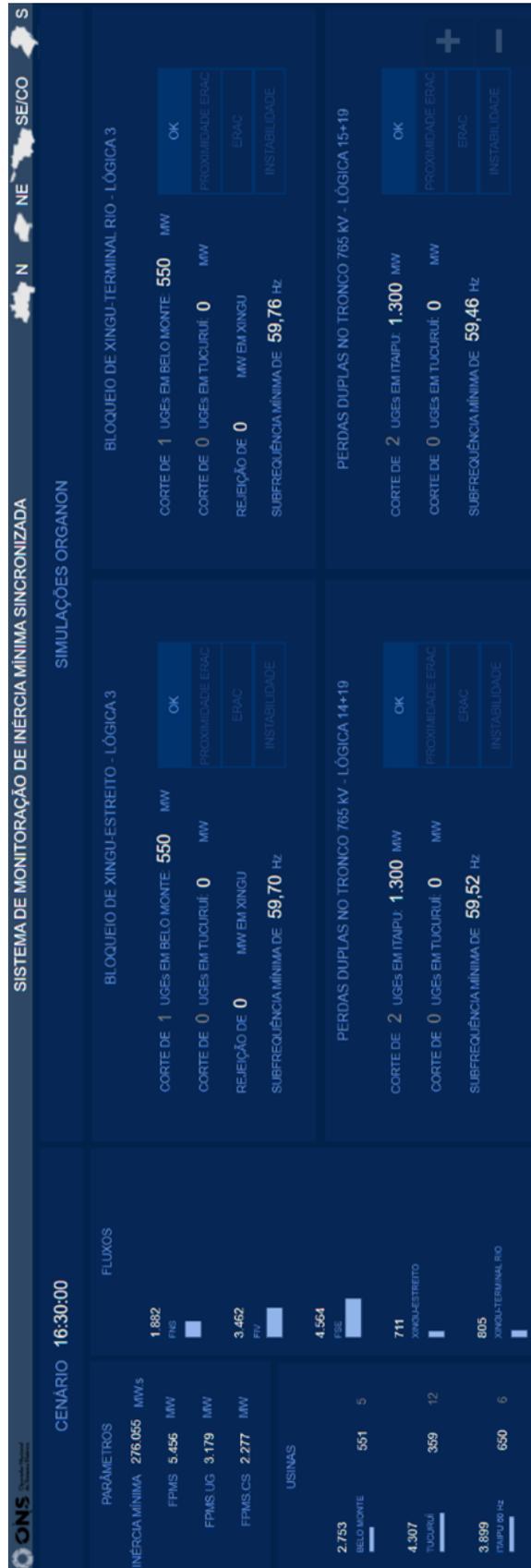


Figura 51: Painel de Nível 2: Simulações Organon de Cenário Preditivo (Fonte: *PI Vision*)

O usuário pode clicar em qualquer um dos blocos de bloqueio de bipolos exemplificados na Figura 50 para chegar à tela de Nível 3 de informações, representada na Figura 52. De forma análoga, uma tela com simulações preditivas, como a da Figura 51, pode permitir o acesso à tela de Nível 3 de informações de cenários preditivos, da Figura 53. As telas de Nível 3 introduzem propostas de possíveis soluções para enternecimento das contingências duplas analisadas. As informações contidas nas telas são descritas a seguir:

1. No canto superior esquerdo, o horário do caso simulado;
2. Os parâmetros das simulações Organon;
 - a. Inércia sincronizada, em MW.s;
 - b. Folgas de potência, em MW: FPMS.UG, FPMS.CS e FPMS;
3. Os valores de geração simulada nas principais usinas monitoradas. Ao lado das barras são apresentadas as informações a seguir;
 - a. Geração média por unidade geradora ligada;
 - b. Número de unidades geradoras ligadas;
4. Os valores dos principais fluxos sistêmicos simulados;
5. No bloco superior, a proposta de remanejamento de fluxo nos bipolos. O bloco em cor preta introduz os parâmetros alterados. É possível ver a diferença entre a proposta e o valor verificado de fluxos nos bipolos, apresentado no item 4 anterior;
6. No bloco intermediário, a proposta de redistribuição da geração de unidades geradoras de uma usina monitorada. O bloco em cor preta introduz os parâmetros alterados, no caso, a geração em Belo Monte. É possível ver a diferença entre a proposta e o valor verificado de geração, apresentado no Item 3;
7. No bloco inferior, a proposta de redução de fluxo em uma interligação monitorada. O bloco em cor preta introduz o parâmetro alterado, no caso, o fluxo FNS. É possível ver a diferença entre a proposta e o valor verificado de fluxo FNS, apresentado no item 4.

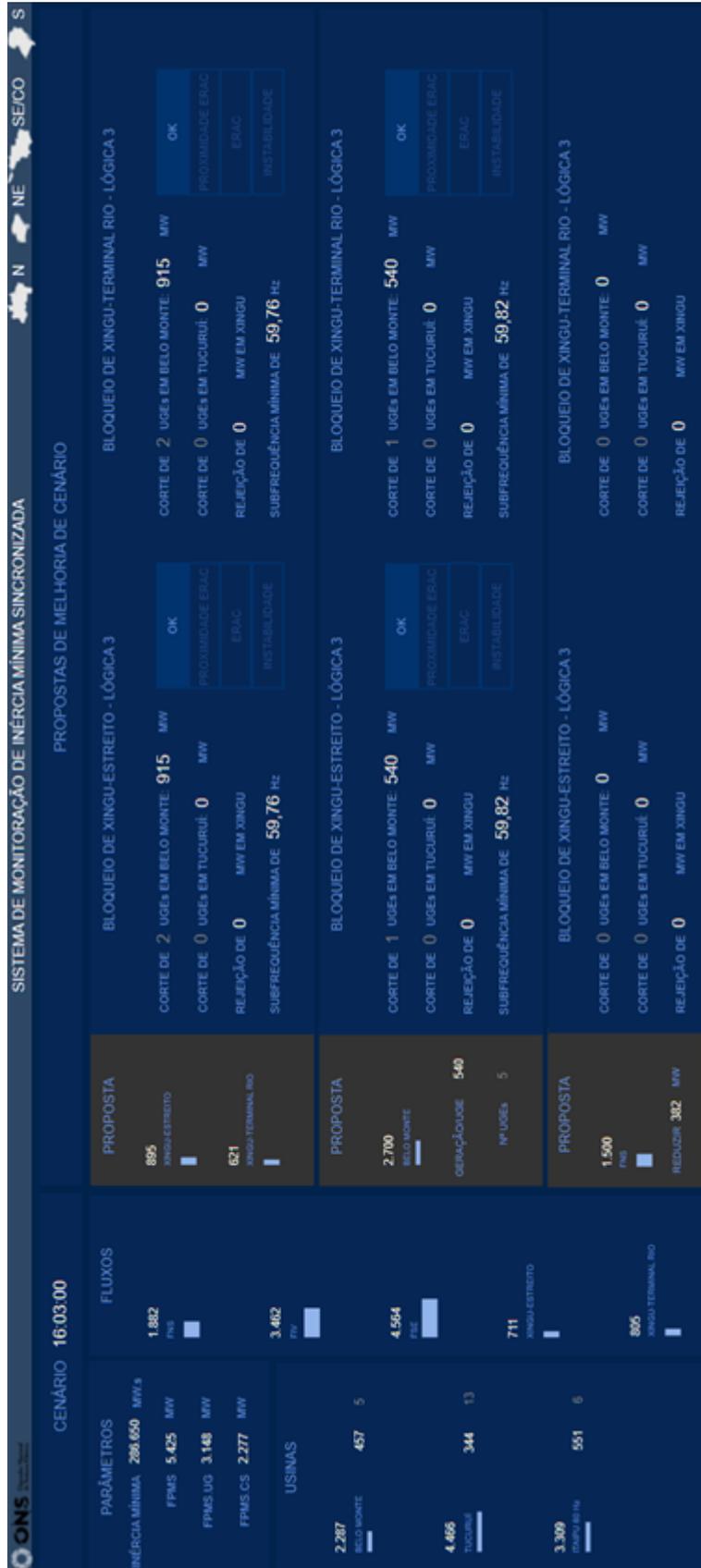


Figura 52: Painel de Nível 3: Propostas de Soluções de Cenário de Tempo Real (Fonte: *PI Vision*)

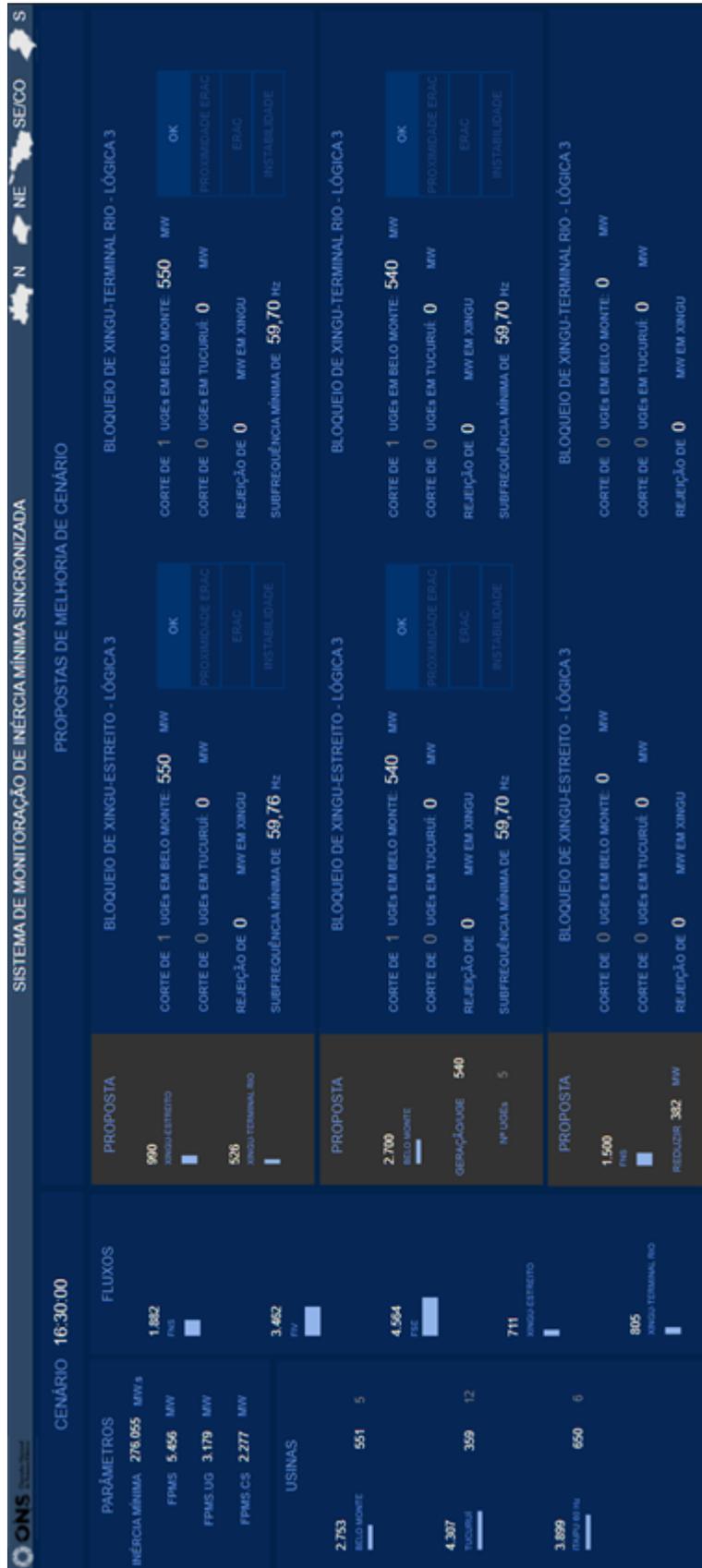


Figura 53: Painel de Nível 3: Propostas de Soluções de Cenário Preditivo (Fonte: PI Vision)

Através de análise do cenário de tempo real, por exemplo, o usuário pode verificar que as simulações dinâmicas de bloqueio dos bipolos (Figura 50) produzem subfrequência mínima de 59,76 Hz, dado o corte de 2 (duas) máquinas em Belo Monte. Observando a tela com proposta de soluções (Figura 52), o usuário pode identificar que a proposta de aumento de geração em Belo Monte reduz o corte de máquinas da Lógica 3 para apenas 1 (uma) unidade geradora. Com isso, a subfrequência mínima passa ao valor de 59,82 Hz.

Além dessa solução, o usuário pode identificar que a redução de 382 MW no fluxo FNS elimina por completo a necessidade de corte de máquinas. Essa ação, aliada ao dado de rejeição de 0 MW de potência CC em Xingu (indicativo de que o bipolo remanescente é capaz de realizar *run-up* completo da potência CC perdida), indica a efetividade da proposta.

A proposta de remanejamento de fluxo nos bipolos, contudo, não provocou alteração de subfrequência mínima em relação ao caso real, dado o exemplo.

4.2.1

Previsão de Inércia Sincronizada por Redes Neurais

Com o objetivo de adicionar à tela de monitoração de Nível 1 da Figura 40 a tendência de inércia sincronizada para patamares de horas à frente, foi elaborado um modelo de previsão de inércia por redes neurais.

Com o auxílio da curva de tendência, a operação pode identificar possíveis alterações de patamar de inércia mínima e comparar os valores previstos com os calculados pelo Organon, oferecendo, às equipes de operação, oportunidade de ações preventivas de controle.

Os conceitos teóricos utilizados para a elaboração do modelo se encontram no Apêndice I.

Com todos os dados do ano de 2021 de inércia sincronizada presentes na Figura 13 da Seção 3.1.1.2, foi desenvolvido um modelo de redes neurais *Multi-Layer Perceptron* (MLP) para a previsão de inércia em patamares de 30 (trinta), 60 (sessenta) e 90 (noventa) minutos à frente.

Dessa forma, o valor previsto de 30 (trinta) minutos à frente vai ser insumo para prever o dado de 60 (sessenta) minutos à frente, e ambos serão variáveis de entrada para prever o dado de 90 (noventa) minutos a frente. Esse modelo de previsão é configurado como *Multi-Step*.

A Tabela 21 apresenta as informações essenciais do modelo.

O modelo realizou aprendizado (janela de treino) com as informações de até 2 (dois) meses antes da hora verificada. Ou seja, para a previsão de 01/01/21 às 00:30 foram inseridos no aprendizado do modelo os valores de inércia de 01/11/20 às 00:30 até 01/01/2021 às 00:00.

Tabela 21: Parâmetros de Redes Neurais Utilizados (Fonte: Autor)

Parâmetro	Valor
Número de Épocas	75
Número de Neurônios (Camada Escondida)	12
Grupo de Teste	5,0%
Taxa de Aprendizado	7,5%
Função de Ativação	Sigmóide

As variáveis utilizadas e suas representações para a previsão de um valor são dispostas na Tabela 22:

Tabela 22: Representação de Variáveis (Fonte: Autor)

Variáveis	Representação
Horário Previsto	Binarizada
Valor de Inércia da Semana Anterior no Horário Correspondente	Numérica
Valor de Inércia de T-4	Numérica
Valor de Inércia de T-3	Numérica
Valor de Inércia de T-2	Numérica
Valor de Inércia de T-1	Numérica
Valor de Inércia de T	Numérica

Para prever os dados de inércia sincronizada de 06/07/2021 às 09:30, por exemplo, as variáveis seriam:

- Horário Previsto – “10011”;
09:30 é o 19º patamar de hora do dia, sendo 00:00 iniciada por 0. “10011” é a binarização do valor 19;
- Valor de Inércia Sincronizada de 29/06 às 09:30;
- Valor de Inércia Sincronizada de 06/07/2021 às 07:00;
- Valor de Inércia Sincronizada de 06/07/2021 às 07:30;
- Valor de Inércia Sincronizada de 06/07/2021 às 08:00;
- Valor de Inércia Sincronizada de 06/07/2021 às 08:30;
- Valor de Inércia Sincronizada de 06/07/2021 às 09:00.

Como cada *bit* binarizado compõe uma entrada, o modelo desenvolvido apresenta 11 (onze) entradas.

Dessa forma, com o objetivo de avaliar a qualidade de previsões realizadas para o ano de 2021, e utilizando os dados de inércia representados da Figura 13, foram elaboradas as tabelas a seguir. Cada tabela indica os patamares dos valores previstos em comparação com os verificados, levando em consideração os horizontes de 30 (trinta), 60 (sessenta) e 90 (noventa) minutos mencionados previamente.

Tabela 23: Comparativo de Previsões de 30 Minutos à Frente (Fonte: Autor)

	Prev. <= 270 GW.s	270 < Prev. <= 310 GW.s	310 < Prev. <= 350 GW.s	350 < Prev. <= 410 GW.s	Prev. > 410 GW.s
Verif. <= 270 GW.s	0	24	0	0	0
270 < Verif. <= 310 GW.s	1	2216	168	0	0
310 < Verif. <= 350 GW.s	0	154	5931	264	0
350 < Verif. <= 410 GW.s	0	0	263	8411	8
Verif. > 410 GW.s	0	0	0	68	14

Tabela 24: Comparativo de Previsões de 60 Minutos à Frente (Fonte: Autor)

	Prev. <= 270 GW.s	270 < Prev. <= 310 GW.s	310 < Prev. <= 350 GW.s	350 < Prev. <= 410 GW.s	Prev. > 410 GW.s
Verif. <= 270 GW.s	1	23	0	0	0
270 < Verif. <= 310 GW.s	2	2112	271	0	0
310 < Verif. <= 350 GW.s	0	283	5623	442	0
350 < Verif. <= 410 GW.s	0	0	464	8206	13
Verif. > 410 GW.s	0	0	0	70	11

Tabela 25: Comparativo de Previsões de 90 Minutos à Frente (Fonte: Autor)

	Prev. ≤ 270 GW.s	270 < Prev. ≤ 310 GW.s	310 < Prev. ≤ 350 GW.s	350 < Prev. ≤ 410 GW.s	Prev. > 410 GW.s
Verif. ≤ 270 GW.s	0	24	0	0	0
270 < Verif. ≤ 310 GW.s	3	2008	374	0	0
310 < Verif. ≤ 350 GW.s	0	420	5236	691	0
350 < Verif. ≤ 410 GW.s	0	0	685	7976	22
Verif. > 410 GW.s	0	0	0	68	13

As previsões de 30 (trinta) minutos à frente apresentaram taxa de acerto de 94,58%; as de 60 (sessenta) minutos à frente obtiveram 91,05%; e as de 90 (noventa) minutos resultaram em 86,95%.

Visando complementar a análise, a Tabela 26 indica a diferença, em porcentagem, entre os valores previstos e verificados para os patamares de previsões à frente.

Tabela 26: Diferença Entre Valores Verificados e Previstos (Fonte: Autor)

Patamar	30 Minutos à Frente	60 Minutos à Frente	90 Minutos à Frente
< 1%	11601	7541	5469
≥ 1% e < 2%	4686	5350	4636
≥ 2% e < 5%	1227	4437	6453
≥ 5%	8	193	962

Objetivando ilustrar a qualidade das previsões de 30 minutos à frente, é apresentada a Figura 54, que indica um comparativo dos valores verificados de inércia sincronizada para o dia 01/11/2021 e todas as previsões realizadas 30 minutos antes do horário.

Com esse modelo, objetiva-se facilitar a análise de tendência de crescimento ou redução de inércia sincronizada no tempo. A Figura 55 indica os valores reais de inércia do dia 11/10/2021 até o horário de 20:00, com os valores previstos de 20:30, 21:00 e 21:30.

Com a curva de tendência de inércia, a operação pode inferir que se encontra com disposição de estabilização de inércia sincronizada, mantendo-

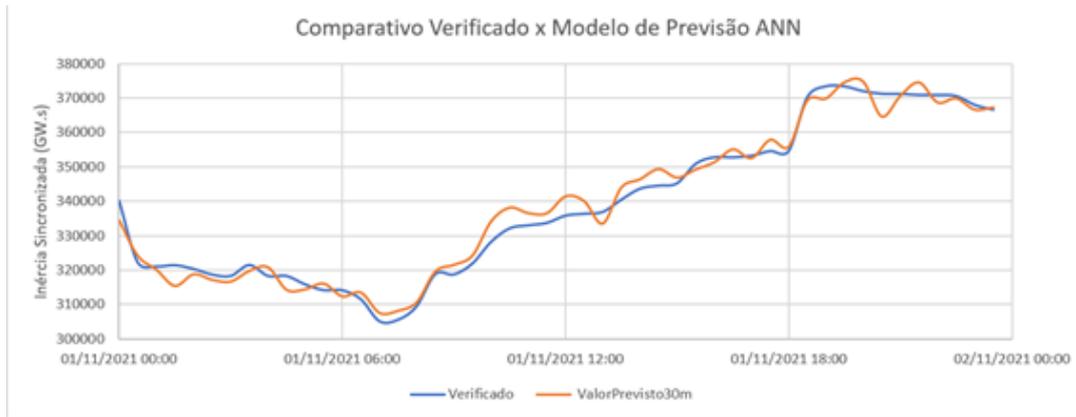


Figura 54: Previsão de Inércia: Comparativo entre Verificado e 30 Minutos à Frente (Fonte: Autor)



Figura 55: Previsão de Inércia: Tendência até 90 Minutos à Frente (Fonte: Autor)

se no patamar entre 350 GW.s e 410 GW.s da Tabela 27, que apresenta um resumo dos patamares elaborados da Tabela 5 e da Tabela 6.

Tabela 27: Patamares de Inércia Sincronizada [5]

Patamares de Inércia Sincronizada (GW.s)
<= 270
> 270 e <= 310
> 310 e <= 410
> 410

5 Simulações

5.1

Caso Real de Bloqueio de Bipolo de Xingu-Estreito

Na data de 21/01/2022 às 04:32 houve o bloqueio do bipolo de Xingu-Estreito, a única contingência nesse elo de corrente contínua ocorrida no primeiro semestre de 2022, o que levou à atuação da Lógica 3 de SIPS.

Os dados essenciais pré-contingência estão sumarizados na tabela a seguir.

Tabela 28: Caso Real de Bloqueio de XGES: Dados Pré-Contingência (Fonte: Autor)

Parâmetros	Valores (MW)
Fluxo XGES	3982,5
Fluxo XGTR	3991,1
Fluxo FNS	2658,7
Geração em Belo Monte	8795,2

A contingência promoveu o corte de 7 (sete) unidades geradoras em Belo Monte, através da atuação do SIPS parametrizado pela potência CC perdida e pelo fluxo FNS. A excursão da frequência, vista por medição sincrofasorial através de PMU da subestação de PATC (Tucuruí), pode ser visualizada na Figura 56.

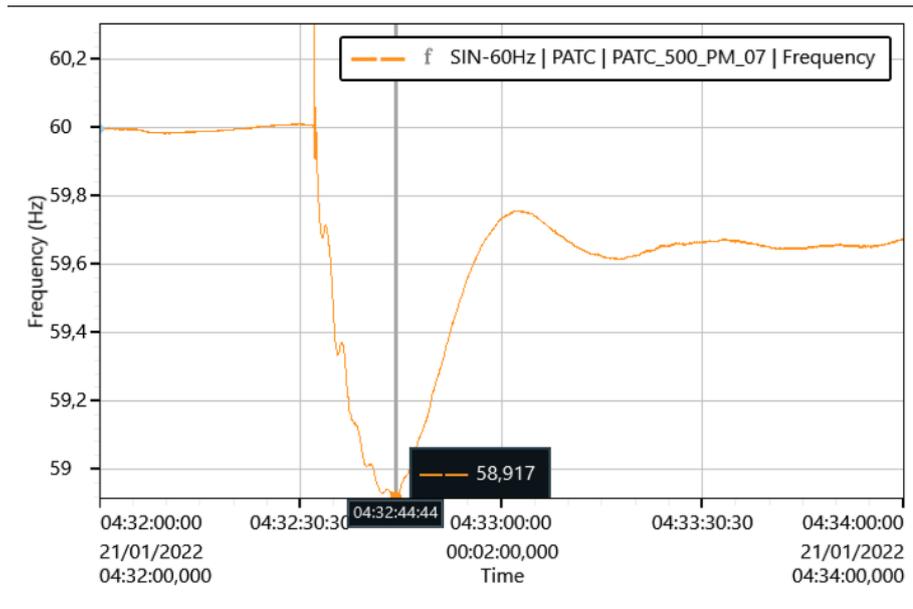


Figura 56: Evento de 21/01/2022 (Fonte: *Phasor Analytics*)

A simulação Organon, utilizando o último arquivo gerado com dados estimados pré-contingência, de 21/01/2022 04:24, acusou a excursão da frequência da Figura 57.

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1821128/CA

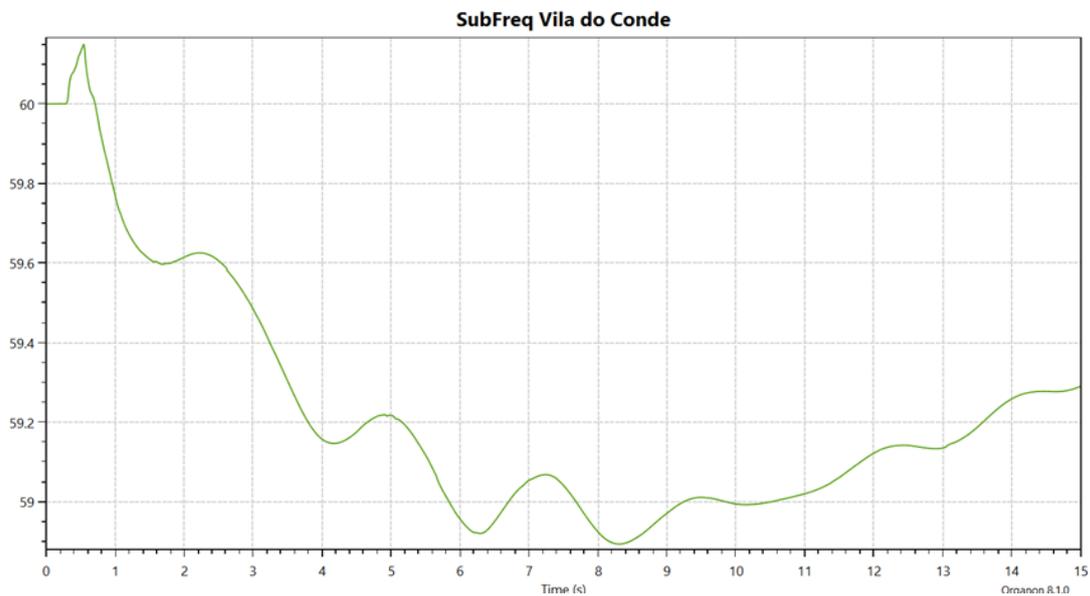


Figura 57: Caso Real de Bloqueio de XGES: Excursão da Frequência em Simulação Organon (Fonte: Autor)

A Tabela 29 compara a subfrequência mínima calculada pelo Organon e a verificada.

Tabela 29: Caso Real de Bloqueio de XGES - Comparativo de Excursão da Frequência (Fonte: Autor)

Cenário	Frequência Mínima (Hz) - Bloqueio de XGES
Verificado	58,91
Simulado	58,89

O evento considerado superou o limite máximo de corte de máquinas para garantir a não atuação do ERAC para o patamar de inércia mínima estabelecido pelo planejamento do ONS [5], já que a inércia sincronizada calculada pelos dados do Organon era de 392,83 GW.s. De acordo com os patamares da Tabela 5, a não atuação do ERAC era garantida com o corte de até 6 (seis) máquinas, ou seja, a contingência ocorreu em um horário de exposição do sistema.

Contudo, a não atuação do ERAC apresenta uma explicação. É importante destacar que a contingência ocorreu em condições bastante favoráveis, além do valor elevado e atípico de inércia sincronizada para o período da madrugada, pois no horário analisado não havia contribuição de geração fotovoltaica. Outro detalhe é que o mês de Janeiro normalmente apresenta baixa incidência de contribuição de geração distribuída. Ambas as ausências reduzem consideravelmente a parcela de geração, que é desligada por acionamento de proteção, sejam com ajustes corretos ou indevidos.

Os limites de inércia em patamares estabelecidos pela equipe de planejamento utilizam uma margem de segurança de redução de 0,5 Hz na subfrequência mínima em simulações [5]. O objetivo dessa margem é abarcar a severidade da saída da geração distribuída, de acionamento indevido de proteção de usinas, de altura de queda d'água mais restritiva de fontes hidráulicas de geração e de reserva de potência mais limitada (e próxima da realidade), sendo as duas últimas responsáveis por afetar o controle de frequência, conforme visto na Seção 3.1.

Todas as simulações Organon realizadas no presente trabalho já consideram algumas premissas conservativas nas simulações dinâmicas executadas para aproximá-las de eventos reais. As premissas conservativas utilizadas são destacadas a seguir:

1. Disponibilidade Máxima de Geração por Unidade Hidráulica; e
2. Altura de Queda d'Água por Unidade Hidráulica.

A proximidade do resultado obtido com o caso real torna necessária a discussão de nova parametrização e a possibilidade de melhorias nas simulações,

como a inserção de parcelas de geração saindo de acordo com a sazonalidade, por exemplo.

A redução da geração na usina de Belo Monte para 8640 MW, minimizando a saída de geração promovida pelo corte das 7 (sete) máquinas, promoveria um enternecimento do cenário visto em simulação. A Figura 58 ilustra o comparativo entre a simulação da Figura 57, em verde, e a proposta de otimização, em amarelo, registrando subfrequência mínima de 58,94 Hz.

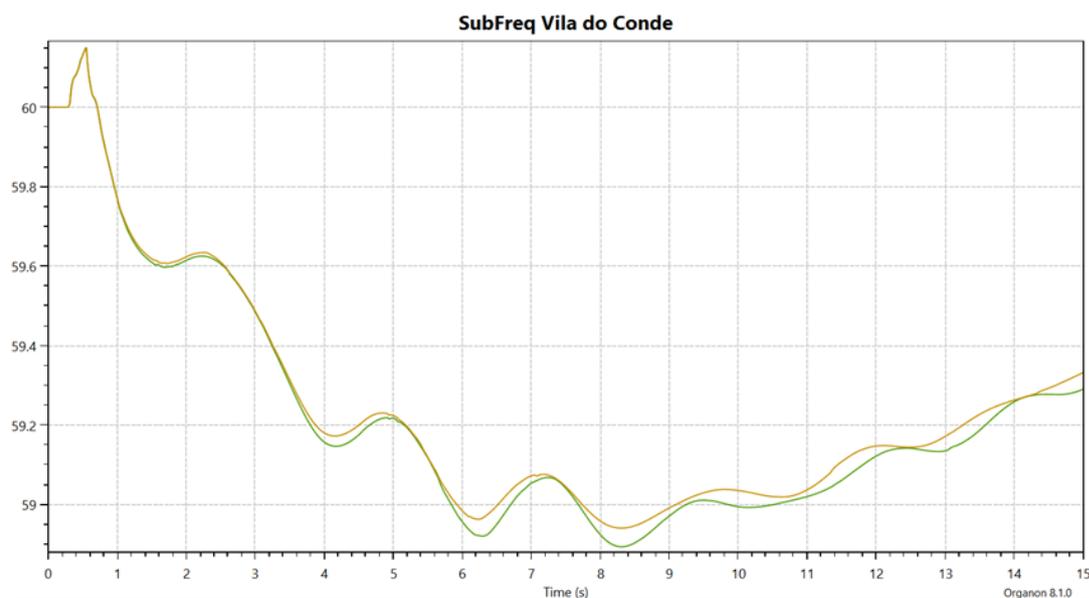


Figura 58: Caso Real de Bloqueio de XGES: Comparativo de Simulação com Proposta de Otimização em Belo Monte (Fonte: Autor)

5.2

Caso Fictício de Bloqueio de Bipolo de Xingu-Terminal Rio com Xingu-Estreito em Configuração Monopolar

Conforme mencionado previamente, o caso de bloqueio de um bipolo representa uma contingência dupla de alto risco. Esse caso pode ser agravado caso o bipolo remanescente esteja em configuração monopolar, ou seja, com metade de sua capacidade, reduzindo ainda mais sua capacidade de *run-up*.

No horário de 04/07/2022 às 22:00 o bipolo de Xingu-Estreito se encontrava em configuração monopolar e a usina de Belo Monte apresentava apenas 4 (quatro) unidades geradoras atuando.

Os dados de fluxo nos bipolos do caso se encontram na tabela a seguir:

Tabela 30: Caso Fictício de Bloqueio de Bipolo de XGTR com XGES em Configuração Monopolar: Dados dos Bipolos de Xingu (Fonte: Autor)

Parâmetros	Valores
Fluxo XGES	1410 MW
Fluxo XGTR	2611 MW
Número de Polos em XGES	1 Polo
Número de Polos em XGTR	2 Polos

Em complemento, a Tabela 31 resume as outras informações essenciais para melhor entendimento.

Tabela 31: Caso Fictício de Bloqueio de Bipolo de XGTR com XGES em Configuração Monopolar: Dados Complementares (Fonte: Autor)

Parâmetros	Valores
Fluxo FNS	975 MW
Geração em Belo Monte	2094 MW
Número de UGEs em Belo Monte	4 Unidades
Geração em Tucuruí	3934 MW
Número de UGEs em Tucuruí	14 Unidades

A inércia do sistema se encontrava no limite superior do patamar entre 270 GW.s e 310 GW.s, conforme mostra a Figura 59.



Figura 59: Caso Fictício de Bloqueio de Bipolo de XGTR com XGES em Configuração Monopolar: Inércia Sincronizada (Fonte: *PI Vision*)

A interface da Figura 60 resume o resultado das simulações Organon. Como é possível perceber, o evento de bloqueio de XGTR é o de maior severidade, exigindo o corte de 3 (três) unidades em Belo Monte. É importante ressaltar que, como a própria tela indica, a geração média de unidades de Belo Monte é inferior a 540 MW, ou seja, o corte da terceira máquina em Belo Monte poderia ser evitado. Além disso, o corte de máquinas em Belo Monte se encontra próximo do limite de 4 (quatro) máquinas ligadas, aumentando a possibilidade de corte de máquinas em Tucuruí na ocorrência de desligamento de novas unidades em Belo Monte.

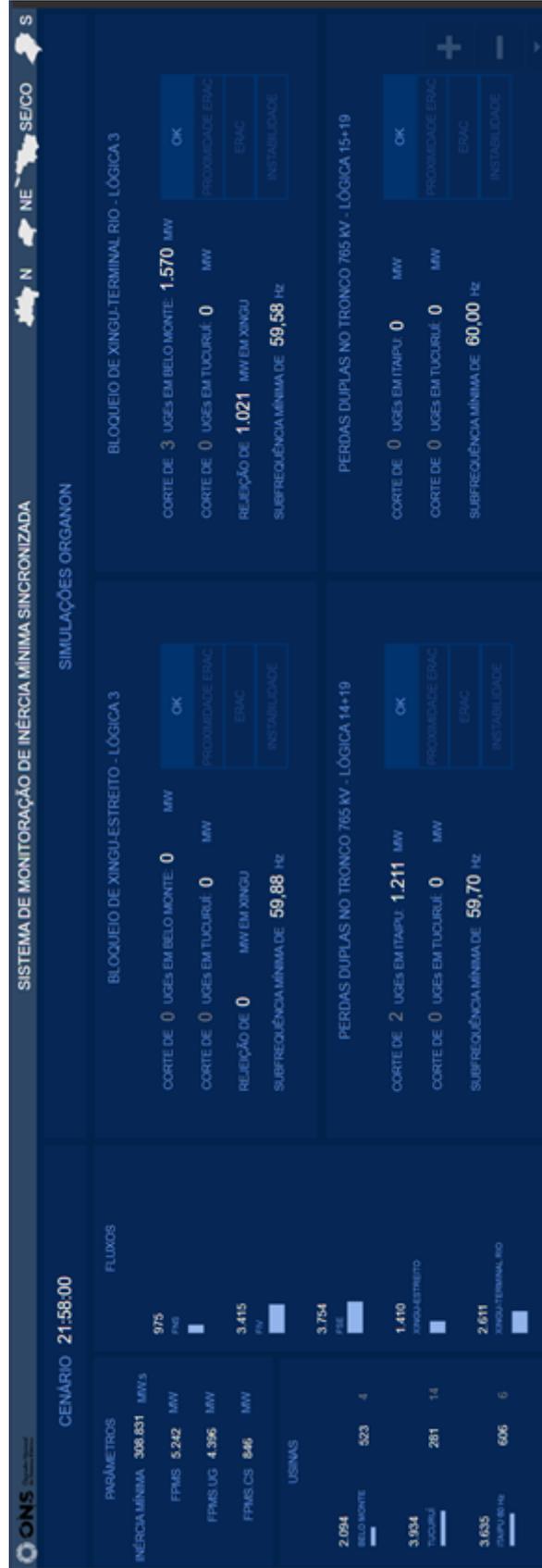


Figura 60: Caso Fictício de Bloqueio de Bipolo de XGTR com XGES em Configuração Monopolar: Resumo de Simulações de Eventos (Fonte: *PI Vision*)

A Figura 61 indica as propostas de otimização de cenários. Como se pode ver, o aumento de 17 MW em cada uma das 2 (duas) unidades de Belo Monte evitaria o corte adicional de uma máquina. A subfrequência mínima atingida apresenta uma ligeira melhora. A operação em tempo real tem, portanto, as bases de informações para a tomada de decisão. O remanejamento de fluxo em bipolos, similarmente, também produz melhora do cenário. A redução no fluxo FNS não produz efeito de melhora, haja vista que este já se encontra no menor patamar de corte de unidades.

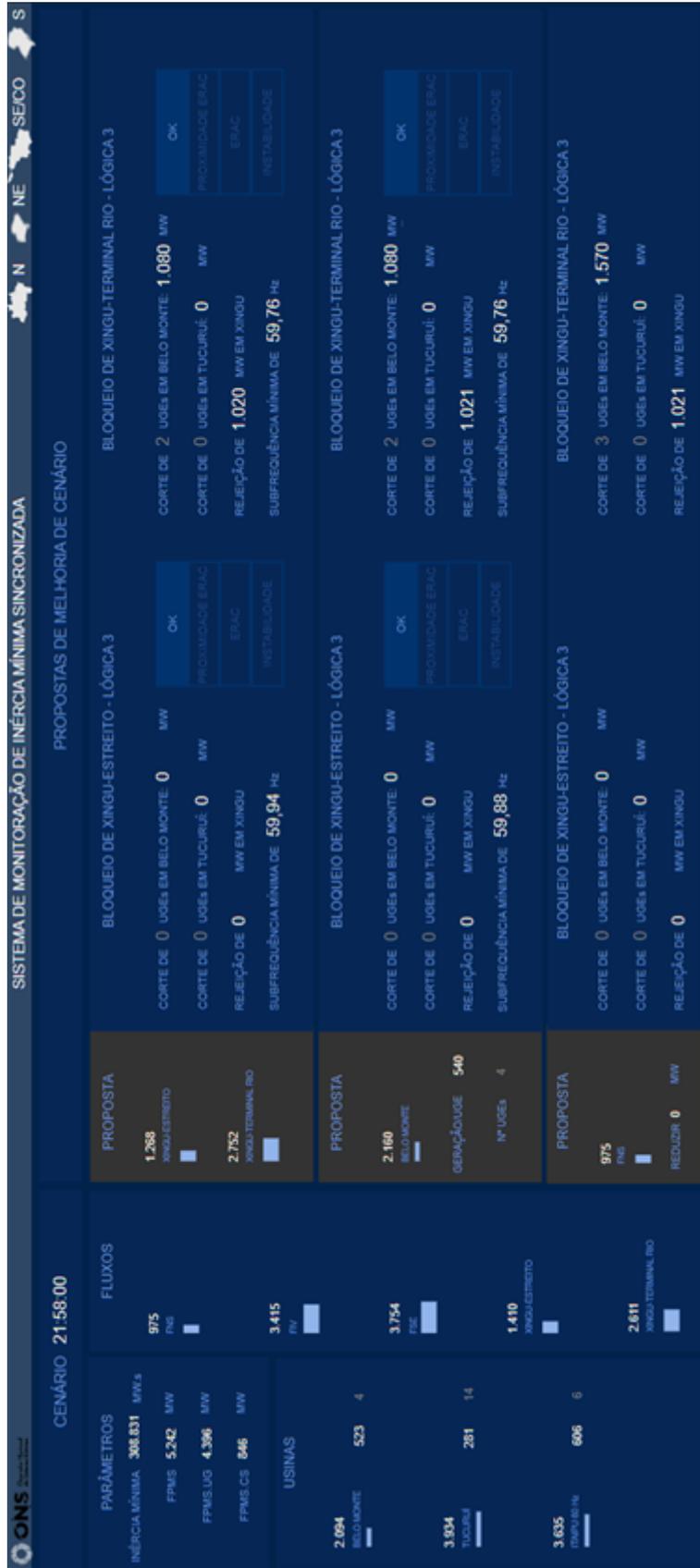


Figura 61: Caso Fictício de Bloqueio de Bipolo de XGTR com XGES em Configuração Monopolar: Propostas de Otimização (Fonte: *PI Vision*)

5.3

Caso Fictício de Perdas Duplas no Tronco de 765 kV

As perdas duplas no tronco de 765 kV, conforme mencionado previamente, normalmente representam um caso menos severo do que as perdas em bipolos. Apesar disso, o cenário da data de 08/07/2022 foi simulado para ilustrar a excursão da frequência pela atuação da Lógica 14. Os dados do cenário são disponibilizados na Tabela 32.

Tabela 32: Caso Fictício de Perdas Duplas no Tronco de 765 kV: Dados (Fonte: Autor)

Parâmetros	Valores
Configuração do Tronco	Completa
Número de UGEs em Itaipu 60 Hz	7 Unidades
Fluxo FIV	4226 MW
Geração em Belo Monte	4050 MW

Com os valores introduzidos, a simulação apontou o corte de 3 (três) unidades geradoras em Itaipu 60 Hz, com a excursão da frequência representada na Figura 62, vista através da barra de 230 kV de Porto Alegre 13, localizada próxima à contingência, além de ser uma das barras capazes de acionar o ERAC.

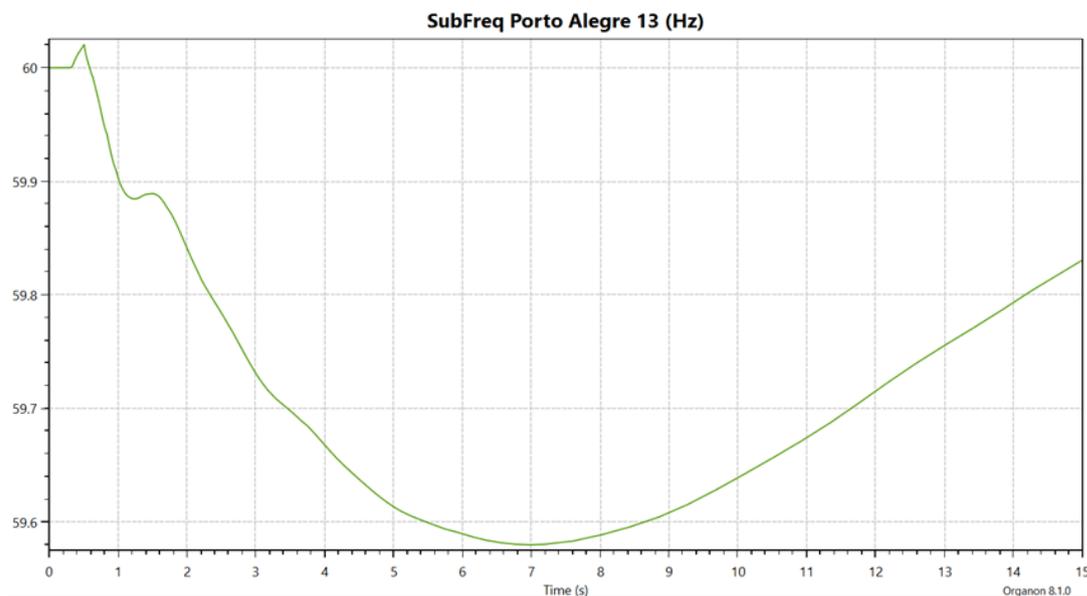


Figura 62: Caso Fictício de Perdas Duplas no Tronco de 765 kV: Simulação (Fonte: Autor)

Conforme dados da Figura 63, a inércia do caso simulado indicava, aproximadamente, 341 GW.s. De acordo com a Tabela 6, que contém os limites

de inércia estabelecidos pelo planejamento para o caso do tronco de 765 kV, o patamar de inércia mínima até 350 GW.s só poderia apresentar risco de atuação do ERAC se houvesse o corte de 4 (quatro) unidades em Itaipu ou 3 (três) unidades em Itaipu, acrescidas de 2 (duas) em Tucuruí.

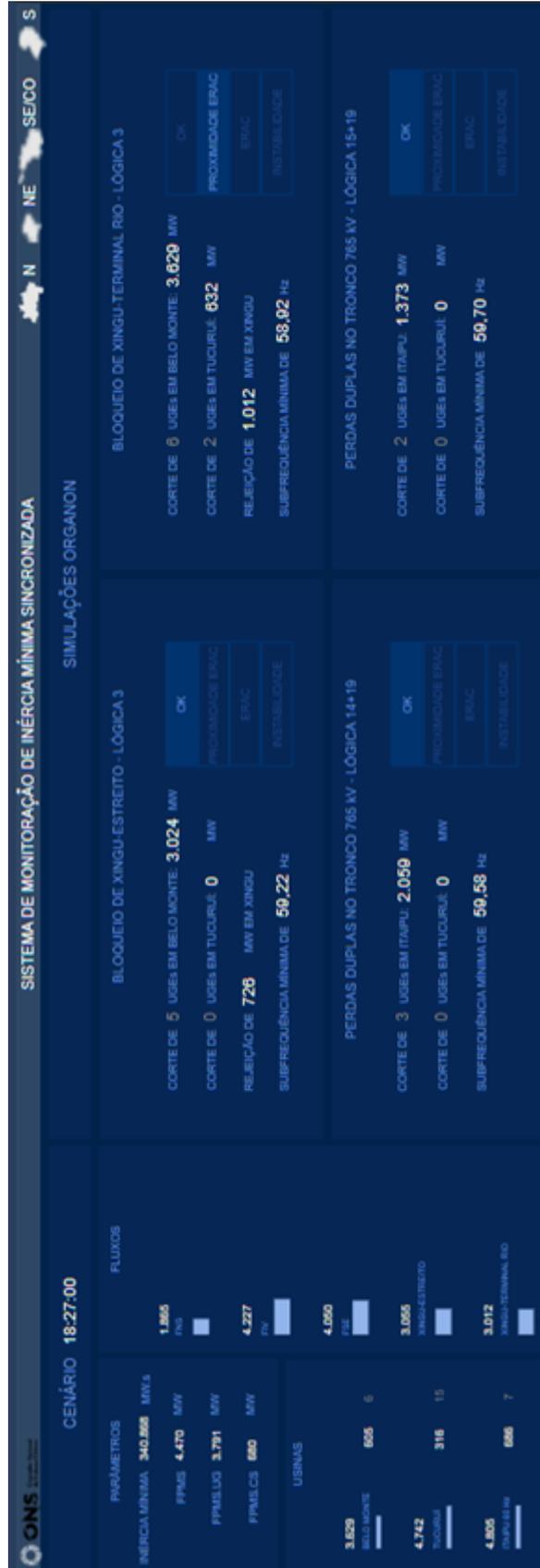


Figura 63: Caso Fictício de Perdas Duplas no Tronco de 765 kV: Interface de Simulações (Fonte: *PI Vision*)

5.4

Caso Fictício de Desempenho de Cenários Preditivos para Contingências nos Bipolos

Visando analisar o desempenho das simulações de caráter preditivo, é apresentado um caso referente à data de 08/07/2022.

A proposta do caso é promover simulações em horários consecutivos e avaliar a proximidade entre a excursão da frequência dos 3 (três) cenários preditivos gerados e de seus cenários de tempo real correspondentes.

Às 18:00 houve o início das simulações. A Figura 64 exhibe as principais informações do SIN no momento. É possível perceber que há uma tendência de crescimento da inércia sincronizada e da carga sistêmica. Esta última dispõe de uma participação de hidráulicas menor do que o esperado, enquanto térmicas e eólicas são responsáveis por suprir a diferença, já que o valor de fotovoltaicas é praticamente nulo. A FPMS se encontra acima do necessário estabelecido pelo ONS. O fluxo FNS apresenta um valor acima do limite baseado em inércia mínima proposto pela equipe de planejamento [5] para mitigar riscos de atuação do ERAC.

A simulação de tempo real não indicou problemas. A preditiva de 30 (trinta) minutos à frente sinalizou a proximidade do ERAC. A preditiva de 60 (sessenta) minutos à frente não apresentou alarmes por problemas em seu processo de ângulo máximo atingido para simulação de contingência no tronco de 765 kV (Figura 65), mas sem impactos nas simulações de cenários dos bipolos, que se traduzem em proximidade ao ERAC. Por fim, a simulação de 90 (noventa) minutos à frente não sinalizou severidade.



Figura 64: Caso Fictício de Perdas Duplas no Tronco de 765 kV: Interface de Simulações (Fonte: *PI Vision*)

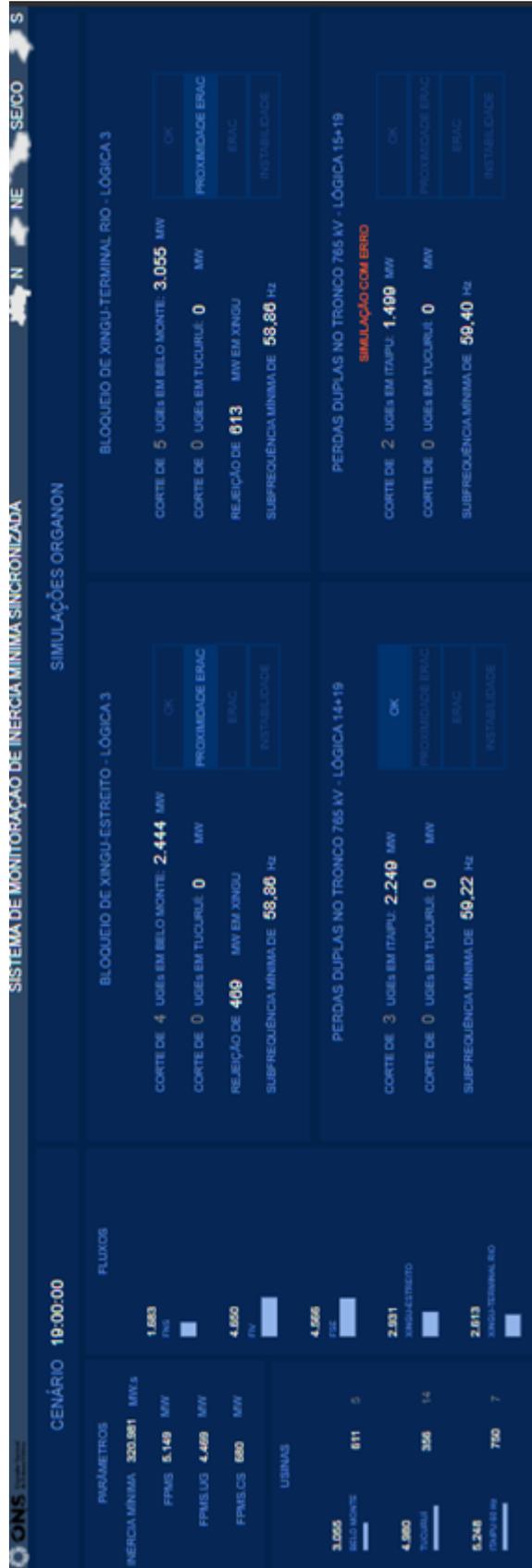


Figura 65: Caso de Desempenho de Cenários Preditivos: Indicativo de Simulações Preditivas para 19:00 (Fonte: *PI Vision*)

Aproximadamente 10 (dez) minutos após essa primeira simulação já foi possível identificar mudanças significativas nos valores em tempo real. Conforme a Figura 66 exhibe, o fluxo FNS reduziu cerca de 200 MW, apesar de ainda apresentar valores acima do limite proposto. Os fluxos nos bipolos também aumentaram, o que aponta para uma próxima simulação com corte mais severo de máquinas.

A simulação de 18:30 é realizada e, como consequência do aumento de fluxo nos bipolos, acaba trazendo os resultados da Figura 67. As simulações de 19:00, 19:30 e 20:00 são realizadas posteriormente.

PUC-Rio - Certificação Digital Nº 1821128/CA

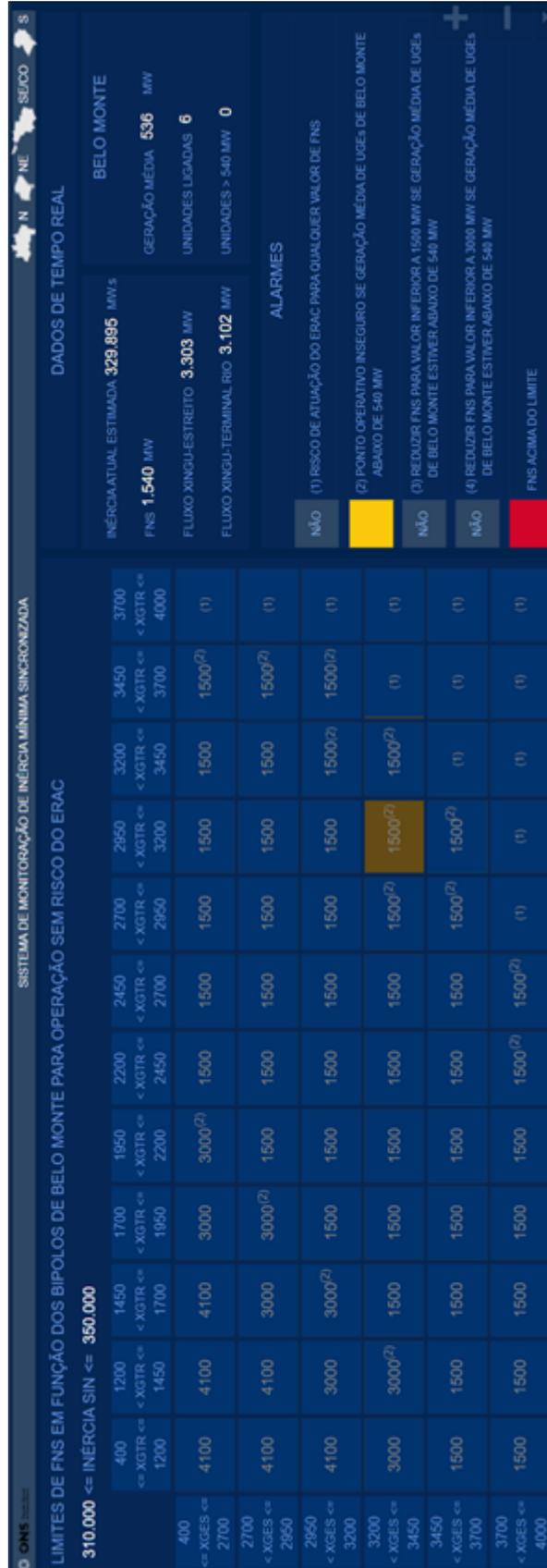


Figura 66: Caso de Desempenho de Cenários Preditivos: Tela de Limites (Fonte: *PI Vision*)

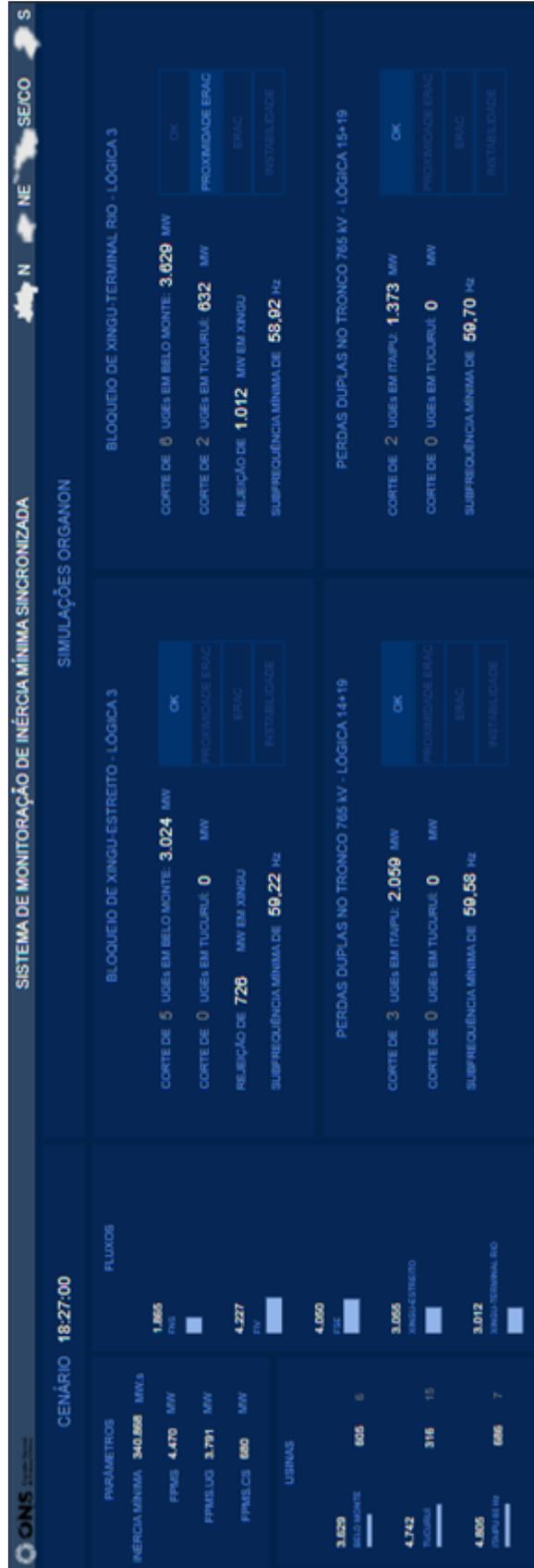


Figura 67: Caso de Desempenho de Cenários Preditivos: Indicativo de Simulações de Tempo Real para 18:30 (Fonte: *PI Vision*)

A Tabela 33 e a Tabela 34 exibem os valores de subfrequência mínima atingida com os bloqueios de bipolos para os cenários de tempo real e preditivos dos horários descritos. As colunas indicam os horários de execução das simulações; enquanto as linhas apontam os horários dos cenários. Portanto, os campos preenchidos indicam os valores das simulações em tempo real.

Para a Tabela 33, por exemplo, para o horário de 18:00, a subfrequência atingida pela aplicação da contingência foi de 59,34 Hz para o cenário de tempo real; 58,74 Hz para o cenário de 18:30; 58,86 Hz para o preditivo de 19:00; e 59,22 Hz para o cenário de 19:30. Todos os resultados preditivos apresentaram subfrequências mais severas em comparação aos resultados de tempo real.

Tabela 33: Frequências Mínimas dos Cenários de Tempo Real e Preditivos em Bloqueio de Xingu-Estreito (Fonte: Autor)

Frequências Mínimas (Hz) em Bloqueio de XGES					
	18:00	18:30	19:00	19:30	20:00
18:00	59,34				
18:30	58,74	59,22			
19:00	58,86	59,04	59,22		
19:30	59,22	59,16	59,10	59,70	
20:00		59,16	59,16	59,64	59,76
20:30			59,10	59,58	59,76
21:00				59,64	59,76
21:30					59,76

Tabela 34: Frequências Mínimas dos Cenários de Tempo Real e Preditivos em Bloqueio de Xingu-Terminal Rio (Fonte: Autor)

Frequências Mínimas (Hz) em Bloqueio de XGTR					
	18:00	18:30	19:00	19:30	20:00
18:00	59,28				
18:30	58,68	58,92			
19:00	58,86	58,74	58,92		
19:30	59,16	58,86	58,92	59,51	
20:00		58,92	58,98	59,52	59,94
20:30			58,86	59,40	59,88
21:00				59,46	59,88
21:30					59,88

Como é possível notar, todas as simulações preditivas apresentaram subfrequências mínimas inferiores aos valores vistos utilizando os cenários de tempo real. Isso é positivo, pois são apresentadas à operação simulações de caráter mais conservativo do que a realidade.

Esses valores são obtidos principalmente por conta de um parâmetro do Organon que propõe metodologia de inércia mínima para geração de cenários

preditivos. Através da habilitação deste, o excesso de máquinas é desligado, oferecendo um caso mais conservativo.

6

Conclusões

Sistemas elétricos de todo o mundo vêm enfrentando desafios de aumento da complexidade operativa, introduzidos, principalmente, pela penetração da geração intermitente e distribuída na transmissão e na carga. Estes desafios são traduzidos na escalada de incertezas, dados e informações necessárias à operação em tempo real, aumentando ainda mais a sobrecarga cognitiva das equipes de operação.

No sistema elétrico brasileiro, o aumento das parcelas da geração eólica e solar, conjugados com a crise hídrica, reduziu a capacidade de regulação da geração do SIN para fazer frente à variação de carga, demandando uma operação ótima e segura a um mínimo custo, acrescentando ainda mais desafios às equipes de operação.

Para enfrentar estes desafios, este trabalho propôs um sistema de apoio à decisão em tempo real, perfeitamente integrado ao Sistema de Supervisão e Controle do ONS, contendo duas dimensões.

Na primeira dimensão este trabalho propôs, através de soluções para a aquisição e preparação de dados, a monitoração em tempo real da inércia sincronizada do SIN, para a simulação automática – em tempo real e preditiva (horas à frente) – do desempenho do sistema, mudando o procedimento tradicional de cálculo de limites, parametrizados pela carga do SIN e pelo número de máquinas sincronizadas.

Na segunda dimensão, buscando aliviar a sobrecarga cognitiva das equipes de operação, o sistema de apoio desenvolvido propôs a apresentação de todas as informações através de IHM de alto desempenho, permitindo uma rápida identificação de requisitos-chave e uma navegação intuitiva, através de poucas telas, na busca de medidas preventivas de controle.

Adicionalmente, o sistema desenvolvido se mostrou, utilizando casos reais do sistema elétrico brasileiro, capaz de propor ações de controle para evitar, frente a contingências críticas, a atuação de SIPS e do ERAC durante a exploração de limites de intercâmbio entre as áreas do SIN, visando a otimização energética e um mínimo custo global da operação.

7

Trabalhos Futuros

A solução proposta representa uma mudança considerável no processo atual do ONS. Conseqüentemente, há diversas possibilidades de trabalhos a serem explorados e desenvolvidos a partir deste, mencionados a seguir:

1. Estimação de Geração Perdida Pós-Eventos de Grande Porte – Em cenários de eventos de grande porte, como os de contingências duplas tratados, além da rejeição de geração promovida pelo distúrbio e pela atuação de lógicas de proteção através de corte de máquinas, é comum a saída de unidades geradoras por ajustes de proteção não corretamente parametrizados. Essas unidades podem estar sob supervisão do ONS ou serem parte da geração distribuída do SIN. Objetivando maior aderência à realidade, um trabalho possível é estimar perdas de geração extra no sistema, fornecendo essas informações ao Organon para simulações em cenários otimistas ou pessimistas. Há caminhos diferentes para o desenvolvimento dessa frente, descritos abaixo:
 - a. Verificação de geração extra perdida, supervisionada pelo ONS, em cada evento de grande porte, visando estimar uma média a ser adicionada na simulação da contingência no Organon;
 - b. Verificação de geração distribuída perdida, não supervisionada pelo ONS, em cada evento de grande porte. Uma forma simples de se fazer essa análise é pela quantidade de carga acrescida ao montante pré-evento, com a identificação das barras de carga impactadas.
 - c. Verificação de sazonalidade de geração distribuída no SIN, de forma a estimar montantes de geração perdidos por distúrbio em épocas distintas do ano. Esses valores podem ser adicionados às simulações, aumentando o impacto sentido;
2. Proposta de Alteração de Procedimentos de Rede – A partir dos estudos realizados e dos casos simulados, é possível oferecer uma proposta de alteração dos Procedimentos de Rede do ONS, visando inserir a monitoração de inércia sincronizada no processo de tomada de decisão da operação. Conseqüentemente, com a experiência adquirida das simulações, podem ser adicionadas informações importantes na documentação,

como o nível mínimo de tensão em certas barras do sistema e geração mínima ou máxima em usinas de maneira a evitar distúrbios maiores no sistema;

3. Preparação do Sistema para a Nova Lógica 3 – O sistema deve estar preparado para comportar a nova Lógica 3 de proteção, com a consideração do fluxo FNESE no processo. O Apêndice J introduz as novas informações consideradas na Lógica 3;
4. Evolução do Sistema para Eventos de Grande Porte - A atuação do ERAC é, em condições normais, compreendida e aceita pela operação em tempo real do ONS, embora se tente evitá-la ao máximo. Contudo, em datas específicas, a atuação do ERAC pode trazer riscos e exposição midiática negativa em elevadas proporções. Em épocas de período eleitoral, Copa do Mundo e Olimpíadas, por exemplo, é completamente desejável que não haja corte de carga compulsória no sistema. Dessa forma, a utilização do sistema desenvolvido pode trazer ganhos significativos, já que não apenas fornece a situação do sistema em cenários de tempo real e preditivos, como fornece soluções e alternativas para aumentar sua robustez. Assim, dados alguns eventos específicos, o sistema pode sofrer adaptações para indicar os horários nevrálgicos de monitoração, bem como o comportamento da rede frente às simulações;
5. Acompanhamento de Qualidade do Organon Preditivo – Visando a elaboração de cenários preditivos cada vez mais coesos, deve ser realizado um trabalho de acompanhamento de qualidade. Através deste, deve ser possível identificar possíveis erros e sugerir melhorias, além de perceber, de forma alígera, se os insumos fornecidos pelo ONS se encontram coerentes. Este último é de extrema importância, haja vista que a alocação de carga nas barras do sistema pode ser feita através de dados do PDP ou PCCP, por exemplo, assim como a geração eólica disposta depende de dados de previsão;
6. Elaboração de Sistema Especialista com Dados de Simulações – A partir do uso contínuo do sistema, é possível aproveitar os dados de simulação gerados para a criação de sistema especialista em *machine learning*. Este pode conter dados essenciais de inércia, folga de potência, fluxos sistêmicos e resultados simulados, por exemplo, visando a detecção de padrões e respostas do sistema. Dessa forma, a partir de determinada configuração do SIN, o sistema pode indicar a reação esperada frente a distúrbios diversos, com a indicação de ações bem-sucedidas para

o enternecimento da contingência. Evidentemente, o fato do SIN se encontrar em constantes evoluções deve ser considerado.

7. Utilização de Medições Sincrofasoriais para o Cálculo de Inércia – A utilização de medição sincrofasorial deve trazer valores mais próximos da inércia real do sistema quando comparada com a proposta de inércia mínima. Dessa forma, uma frente paralela de trabalho pode promover esse cálculo, permitindo compreender a proximidade entre a inércia sincronizada e a inércia real do sistema. Importante ressaltar, contudo, que a parametrização de limites pela inércia mínima não será afetada pela nova informação.

Referências bibliográficas

- [1] EPE. Matriz energética e elétrica. Online; Acessado em 10 de Julho de 2022.
- [2] ONS. Resultados da operação: Inserção de geração eólica e fotovoltaica. Online; Acessado em 10 de Julho de 2022.
- [3] ONS. Submódulo 5.12 - operação normal da interligação norte/sudeste, Maio 2022. Online; Acessado em 09 de Julho de 2022.
- [4] ONS. Submódulo 5.12 - operação normal da interligação sul/sudeste, Julho 2022. Online; Acessado em 09 de Julho de 2022.
- [5] ONS. Avaliação da excursão de frequência do sin com base em parâmetros de inércia e reserva de potência operativa, 2020.
- [6] NERC RELIABILITY GUIDELINE. Primary frequency control. NERC: Washington, DC, USA, May 2019.
- [7] KUNDUR,P.. Power system stability and control. McGraw-Hill, California, 1994.
- [8] AGATHOKLEOUS, C.; EHNBERG, J.. The need for additional inertia in the european power system until 2050 and the contribution of wind power. In: PROCEEDINGS OF THE 4TH INTERNATIONAL HYBRID POWER SYSTEMS WORKSHOP, CRETE, GREECE, p. 22–23, 2019.
- [9] EUROPEAN COMMISSION. Commission regulation (eu) 2017/1485 of 2 august 2017, establishing a guideline on electricity transmission system operation, 2017.
- [10] NORDIC ANALYSIS GROUP. Requirement for minimum inertia in the nordic power system, June 2021. Online; accessed 02, July, 2022.
- [11] ENTSO-E. Ten-year network development plan 2020 - completing the map power system needs in 2030 and 2040, August 2021. Online; accessed 02, July, 2022.

- [12] ENTSO-E. **The inertia challenge in europe - present and long-term perspective**, August 2021. Online; accessed 02, July, 2022.
- [13] NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION. **Forward looking frequency trends**, March 2018. Online; accessed 02, July, 2022.
- [14] AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR. **Renewable integration study: Stage 1 report**. 2020. Online; accessed 02, July, 2022.
- [15] ONS. **Submódulo 2.12 - requisitos mínimos de supervisão e controle para a operação**, Dezembro 2020. Online; acessado em 02 de Julho de 2022.
- [16] FILHO, X. V.. **Operação de sistemas de potência com controle automático de geração**. Campus, 1984.
- [17] ZYMLER, R.. **Validação de simulações dinâmicas sistêmicas utilizando registros sincrofasoriais**. Mestrado em engenharia elétrica, Pontifícia Universidade Católica - PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2020.
- [18] ONS. **Reavaliação da reserva de potência operativa e do controle automático de geração do sistema interligado nacional**, 2021.
- [19] ONS. **Submódulo 5.12 - operação normal do controle automático de geração**, Outubro 2021. Online; Acessado em 02 de Julho de 2022.
- [20] ONS. **O sistema em números**. <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Online; Acessado em 02 de Julho de 2022.
- [21] ONS. **Operação do sin para auxílio do controle de frequência**, 2021.
- [22] ONS. **Submódulo 2.3 - premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos**, Junho 2021. Online; Acessado em 02 de Julho de 2022.
- [23] ONS. **Relatório de implantação do sep do sistema de transmissão hvdc associado à se xingu**, 2020.
- [24] ONS. **Esquemas especiais da interligação em corrente contínua de xingu**, Junho 2022. Online; Acessado em 06 de Setembro de 2022.
- [25] ONS. **Operação em contingência na interligação em corrente contínua de xingu**, Agosto 2022. Online; Acessado em 06 de Setembro de 2022.

- [26] ONS. Esquemas especiais da interligação sul/sudeste, Fevereiro 2022. Online; Acessado em 02 de Julho de 2022.
- [27] HOLLIFIELD, B. R.; OLIVER, D.; NIMMO, I. ; HABIBI, E.. **The high performance HMI handbook: A comprehensive guide to designing, implementing and maintaining effective HMIs for industrial plant operations**. Pas Houston, 2008.
- [28] FERREIRA, L. C. DE A.. **O futuro da operação - introdução**. Online; Acessado em 09 de Julho de 2022.
- [29] FERREIRA, L. C. DE A.. **O futuro da operação - aprimoramento das instruções de operação**. Online; Acessado em 09 de Julho de 2022.
- [30] ONS. **Planejamento estratégico do ons**. <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/orientacoes-estrategicas/planejamento-estrat%C3%A9gico>. Online; Acessado em 24 de Junho de 2022.
- [31] FERREIRA, L. C. DE A.. **O futuro da operação - capítulo 1f**. "<https://www.linkedin.com/pulse/o-futuro-da-opera%C3%A7%C3%A3o-cap%C3%ADtulo-i-f-luiz-claudio-araujo-ferreira>". Online; Acessado em 09 de Julho de 2022.
- [32] **Site do ons: Glossário**. <http://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/glossario>. Online; Acessado em 03 de Julho de 2022.
- [33] ONS. **Submódulo 5.12 - operação normal da interligação sudeste/nordeste**, Abril 2022. Online; Acessado em 09 de Julho de 2022.
- [34] JUNIOR, J. P. DA S.; SILVA, J. DE A.; SANTOS, H. T. DOS ; MANO, R.. **Reger - uma metodologia para evolução dos ssc dos centros de operação do ons**. In: X EDAO - ENCONTRO PARA DEBATES DE ASSUNTOS DE OPERAÇÃO, 2008.
- [35] JARDIM, J.; NETO, C. ; DOS SANTOS, M.G.. **Brazilian system operator online security assessment system**. In: 2006 IEEE PES POWER SYSTEMS CONFERENCE AND EXPOSITION, p. 7–12. IEEE, 2006.
- [36] HPPA. **Organon user manual**, 2018.
- [37] MITCHELL, M.. **An introduction to genetic algorithms**. MIT press, 1998.

- [38] MICHALEWICZ, Z.. **Genetic algorithms+ data structures= evolution programs**. In: COMPUTATIONAL STATISTICS, p. 372–373. Springer-Verlag, 1996.
- [39] GOLDBERG, D. E.; DEB, K.. **A comparative analysis of selection schemes used in genetic algorithms**. In: FOUNDATIONS OF GENETIC ALGORITHMS, volumen 1, p. 69–93. Elsevier, 1991.
- [40] HOLLAND, J. H.. **Adaptation in natural and artificial systems**. Ann Arbor: University of Michigan Press, 1975.
- [41] HAYKIN, S.. **Redes neurais: princípios e prática**. Bookman Editora, 2001.
- [42] REFENES, A.N.; AZEMA-BARAC, M. ; TRELEAVEN, P.C.. **Financial modelling using neural networks**. London:[sn]. Department of Computer Sciences, University College London, p. 1–31, 1993.
- [43] SILVA, I. N. DA; SPATTI, D. H. ; FLAUZINO, R. A.. **Redes Neurais Artificiais para Engenharia e Ciências Aplicadas**. Artliber Editora Ltda, São Paulo, 2016.
- [44] REFENES, A. N.; AZEMA-BARAC, M.; CHEN, L. ; KAROUSSOS, S.A.. **Currency exchange rate prediction and neural network design strategies**. Neural Computing & Applications, 1(1):46–58, 1993.
- [45] ONS. **Reavaliação do sistema especial de proteção do sistema associado aos bipolos de belo monte**, 2021.

A

Áreas de Controle e Submercados de Energia

As Áreas de Controle (ACOs) são áreas do SIN sobre as quais os Centros de Operação, por meio do CAG, têm a responsabilidade pelo controle de frequência e intercâmbio de energia elétrica [32].

Os Submercados (SMEs) são subdivisões do sistema interligado, correspondentes a áreas de mercado, para as quais são estabelecidos preços diferenciados e cujas fronteiras são definidas em função da presença e duração de restrições relevantes de transmissão [32]. Isso significa que os submercados não necessariamente abarcam estados brasileiros por completo. Por exemplo, o estado do Pará tem usinas hidráulicas que pertencem ao submercado N, como Belo Monte e Tucuruí, assim como usinas que participam do submercado SE/CO, vide Teles Pires e São Manoel.

Conforme especificado na Seção 3.1.4.2, os principais fluxos sistêmicos do SIN não representam pontos de interligação entre ACOs, potencializando o desuso desse conceito.

As usinas que participam do cálculo de inércia, divididas em caráter de submercado, são as do Tipo I e Tipo II. O primeiro grupo é de usinas conectadas à Rede Básica do SIN e que promovem impactos na segurança da Rede de Operação. Já o segundo grupo é composto por usinas que afetam os processos de planejamento, programação e operação do sistema [32].

As modalidades acima são, em outras palavras, de usinas que o ONS possui a supervisão e, por consequência, apresenta mais informações e maior confiabilidade nestas. Atualmente, o sistema de inércia leva em consideração 106 usinas térmicas, 155 usinas hidrelétricas e 42 compensadores síncronos.

3. FSE – Fluxo para o Sudeste, representado pelos somatórios dos fluxos nas linhas a seguir [4]:

- a. LT 765 kV Ivaiporã / Itaberá C1;
- b. LT 765 kV Ivaiporã / Itaberá C2;
- c. LT 765 kV Ivaiporã / Itaberá C3.

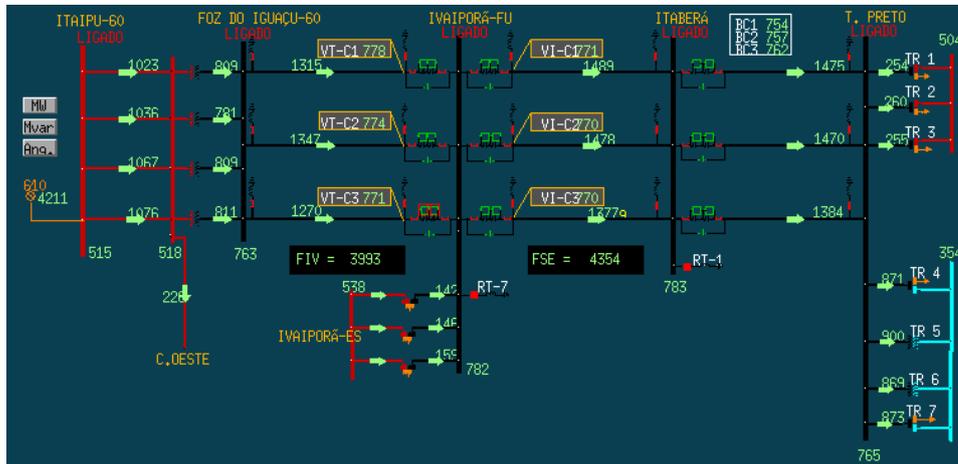


Figura 69: Representação de FIV e FSE no Tronco 765 kV (Fonte: SAGE)

4. Bipolos de Xingu-Estreito e Xingu-Terminal Rio;



Figura 70: Bipolos de Xingu (Fonte: SAGE)

5. FNESE – Fluxo Nordeste/Sudeste, representado pelo somatório de fluxos nas linhas a seguir [33]. A Figura 71 exibe o fluxo FSENE, que é o inverso do fluxo FNESE. As linhas de transmissão apresentadas nos itens abaixo estão representadas na própria figura:

- a. LT 500 kV Rio das Éguas/Luziânia C1;
- b. LT 500 kV Rio das Éguas/Serra da Mesa 2 C1;

- c. LT 500 kV Rio das Éguas/Arinos 2 C1;
- d. LT 500 kV Padre Paraíso II/Poções III C1;
- e. LT 500 kV Janaúba 3/Bom Jesus da Lapa II C1;
- f. LT 500 kV Janaúba 3/Igaporã III C1;
- g. LT 500 kV Janaúba 3/Igaporã III C2.



Figura 71: Linhas que Compõem o FNESE (Fonte: SAGE)

C

Programas Desenvolvidos

Objetivando a realização dos estudos apresentados e da ferramenta de tomada de decisão, foram elaborados os programas e classes a seguir, todos em *python*:

1. TomadaDecisão_Principal – Programa principal que centraliza as ações chamando as classes a seguir sempre que necessário;
2. TomadaDecisão_ClasseOrganon – Classe que executa o Organon para simulações diversas (fluxo de potência, geração de cenários, análise dinâmica, etc.), manipula arquivos essenciais do Organon e produtos das simulações para extrair todas as informações dos cenários;
3. TomadaDecisão_ClasseSEP – Classe que promove as análises teóricas e práticas de SIPS e fornece insumos para otimização de soluções por algoritmos genéticos;
4. TomadaDecisão_ClasseDiretórios – Classe que realiza manipulações diversas de diretórios e arquivos, tais como geração e leitura de arquivos .JSON;
5. TomadaDecisão_ClasseAlgoritmoGenético – Classe que recebe informações para otimização e executa as ações inerentes de algoritmo genético: seleção, cruzamento e mutação;
6. TomadaDecisão_ClasseAcessoBDT – Classe que permite a realização de acessos à BDT para fins diversos, tais como busca de intervenções, disponibilidade hidráulica, altura de queda d'água e inércia de máquinas;
7. AtualizaBaseAF – Programa que busca os dados teóricos e de simulações Organon comprimidos em arquivos .JSON da ferramenta de tomada de decisão e insere na base de dados que subsidia as telas;
8. DisponibilidadeHidro – Programa que adquire dados coerentes de disponibilidade hidráulica e adiciona na base de dados que subsidia as telas;

9. Intervenções – Programa que busca dados atualizados de intervenções em unidades geradoras/usinas e adiciona na base de dados que subsidia as telas;
10. Estudo_ModeloRedesNeurais – Programa que lê os dados de inércia sincronizada de uma base .CSV em patamares de 30 (trinta) minutos, gera um modelo de redes neurais para previsão de inércia sincronizada e oferece os dados previstos utilizando o método *Multi-Step* de previsão.

C.1

Tempo de Execução

O programa de tomada de decisão da Seção 4.1, quando executado, necessita de tempo até sua finalização e fornecimento de resultados.

Abaixo seguem os tempos acumulados de execução do protótipo, que conta com todas as etapas informadas no presente documento para as contingências duplas. É importante ressaltar que foram trabalhadas as etapas para 1 (um) cenário de tempo real e 3 (três) cenários preditivos.

Tabela 35: Tempos de Execução (Fonte: Autor)

Data Simulada	Tempo (mm:ss)
08/07/2022	06:20
18/06/2022	12:25
15/05/2022	15:30

Algumas considerações devem ser feitas sobre o tempo definido acima.

1. O programa usa processamento distribuído para reduzir o tempo de execução. Cada processo é responsável por um cenário, de tempo real ou preditivo. Para a utilização de um cenário de tempo real e três preditivos, o programa faz uso de 4 (quatro) processos distintos.
2. O programa ainda é executado na máquina local de usuário, que precisa realizar conexão remota à rede corporativa do ONS. Quando a solução entrar em ambiente de produção, será necessário dispor de uma máquina diretamente conectada ao servidor do ONS.
3. As simulações podem apresentar grande variação de tempo, conforme exemplos da Tabela 35. Isso porque as simulações dinâmicas podem apresentar problemas com algumas barras (ângulo máximo alcançado, desvio de frequência, etc.). O programa retira algumas barras menores para mitigar o problema e promover o fim da simulação, exigindo novos

cálculos de simulação dinâmica, e, conseqüentemente, aumentando o tempo de execução.

4. Para as simulações, foi utilizado um *notebook* com as características da Tabela 36.

Tabela 36: Dados do *Notebook* das Simulações (Fonte: Autor)

Sistema Operacional	<i>Windows 10 Enterprise</i>
Processador	<i>Intel® Core™ i7-10610U CPU @ 1.80GHz 2.30GHz</i>
Memória Instalada RAM	16,0 GB

D

Conceituação REGER

O projeto REGER (Rede de Gerenciamento de Energia) do ONS foi oriundo do Plano Diretor de Evolução dos Centros de Controle. O escopo do Plano Diretor é destacado a seguir [34]:

1. Avaliar a situação vigente e identificar os requisitos operacionais dos Centros de Operação do ONS;
2. Estudar aspectos de segurança da informação para Centros de Operação e definir as diretrizes a serem aplicadas às arquiteturas de sistemas;
3. Determinar abordagens viáveis para a nova Arquitetura do Sistema e para a evolução dos Centros de Operação do ONS;
4. Identificar benefícios e custos das abordagens viáveis e selecionar a alternativa mais adequada para determinar a nova Arquitetura de Sistemas dos futuros Centros de Operação;
5. Recomendar um plano de ações de longo prazo para a evolução dos Centros de Operação com projeções de custos, incluindo novas políticas de manutenção e atualização dos SSCs (Sistemas de Supervisão e Controle).

As principais premissas do Plano Diretor são [34]:

1. Manutenção dos Centros de Operação vigentes, com a distribuição geográfica e hierarquia de operação;
2. Os SSCs devem ser concebidos e implantados como um único sistema homogêneo e distribuído geograficamente (Figura 72);
3. Interface de usuário padronizada e única para os Centros de Operação;
4. Base de dados única, promovendo unicidade dos dados fonte, tempo real e históricos;
5. Utilização de um sistema aberto, aderente aos padrões da indústria, possibilitando a manutenção e atualizações contínuas (evergreen) e viabilizando a implantação de novas tecnologias e funcionalidades;

6. Ampliação de garantias de continuidade e confiabilidade das funções de operação, atendendo às necessidades de contingência dos Centros de Operação do ONS.

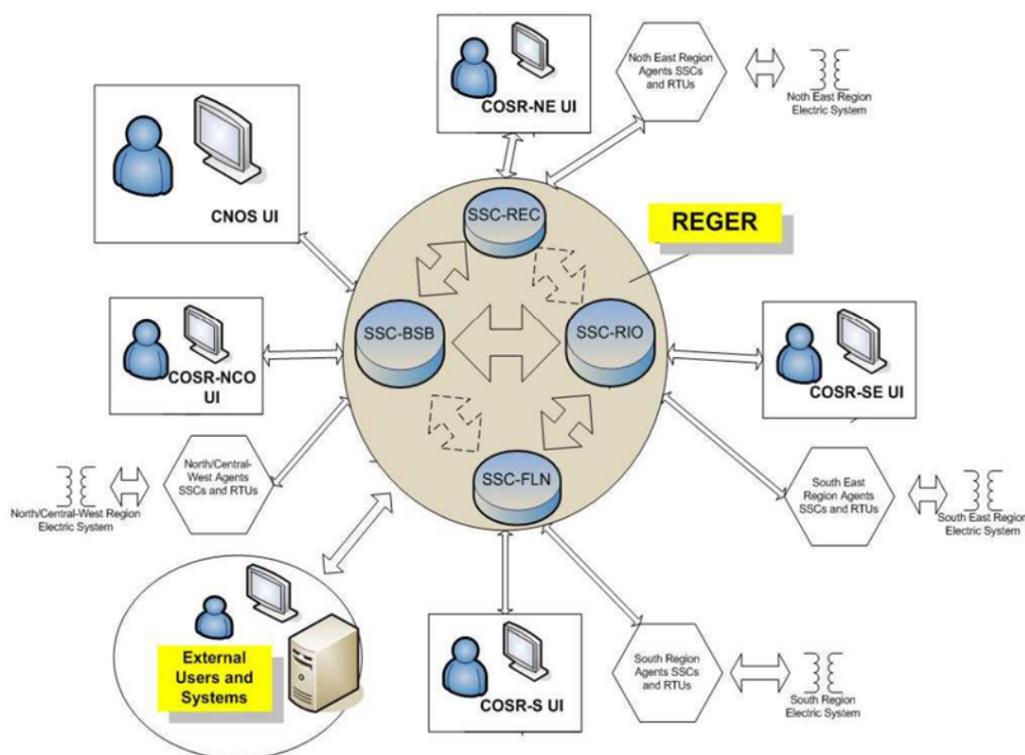


Figura 72: Arquitetura REGER [34]

O sistema REGER, portanto, teve enfoque em fornecer uma arquitetura nova e confiável, além de evoluir o SSC vigente do ONS. Os seus cânones essenciais envolvem [34]:

1. Fornecer uma rede integrada SCADA/EMS para monitorar e controlar o Sistema de Potência Brasileiro de forma segura, confiável e econômica;
2. Possibilitar a recuperação rápida e organizada em caso de grandes perturbações;
3. Fornecer o recurso de um abrangente sistema para usuários externos e/ou corporativos, que servirá aos diversos usuários do ONS, permitindo acesso às informações históricas e em tempo real;
4. Fornecer a máxima capacidade de melhorias e expansão do REGER;
5. Fornecer Nós de Aquisição de Dados (NADs) modernos e distribuídos que permitam a implantação e a aquisição de informações dos agentes,

independentemente da quantidade e localização física dos núcleos de tempo real do SSC e facilitem o apoio e a transição das instalações existentes de comunicação dos agentes com o ONS.

Todos os elementos acima são alimentados por uma infraestrutura de TI robusta, altamente disponível, segura e que garanta a interoperabilidade de sistemas de serviços diversos do ONS. A proposta de implantação do REGER, por conta da complexidade, é faseada, iniciando sua operação no ano de 2009.

A segunda fase do REGER, chamada de REGER 2.0, leva em consideração os seguintes pontos:

1. Substituição do *hardware* antigo;
2. Integração de sistemas do ONS ao longo do tempo visando a interoperabilidade, levando em consideração aquisição de dados, atualização e troca de informações de forma padronizada. Alguns sistemas essenciais integrados são:
 - a. Sistema de Aquisição e Análise de Medidas Sincrofasoriais (CCPMS);
 - b. Sistema de Análise de Segurança da Rede Elétrica (Organon de Tempo Real);
3. Aprimoramento de tecnologias levando em consideração IHM de Alta Performance.

E Integração de Sistemas ONS

Em consonância com as premissas do REGER, o sistema de inércia deve ser integrado aos outros sistemas existentes do ONS, fornecendo e obtendo informações de forma padronizada, segura e eficiente, garantindo a unicidade dos dados.

Dessa forma, o Integrador REGER se torna ferramenta essencial para a devida incorporação do sistema de inércia, que prevê a integração de sistemas independentes. O Integrador REGER apresenta uma arquitetura baseada em elemento integrador orientado a serviços, trocando dados em linguagem padrão, assegurando a interoperabilidade entre os sistemas de apoio à decisão. Um exemplo de arquitetura de integração do ONS pode ser visto na Figura 73, com o elemento Integrador representado por um barramento.

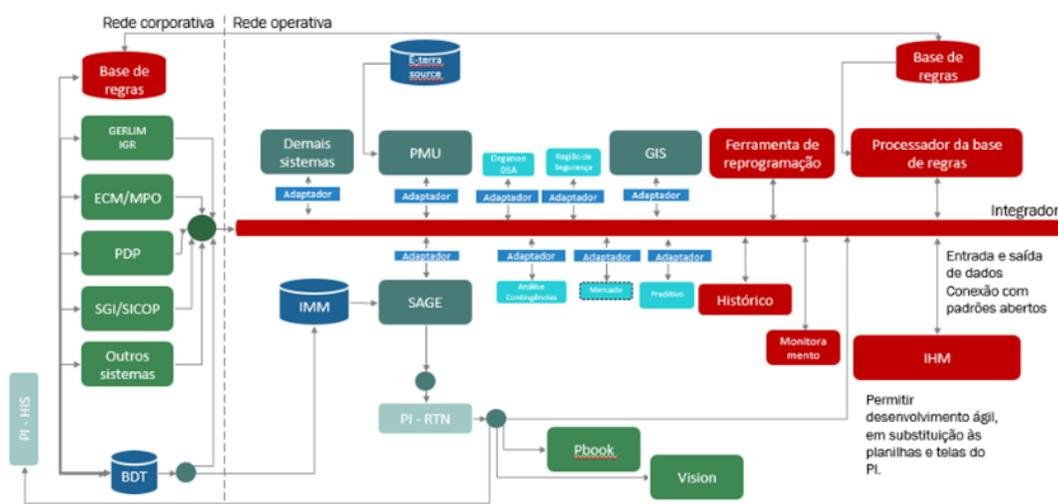


Figura 73: Integrador REGER

O sistema de inércia, dividido em tomada de decisão e monitoração, aquisita e fornece dados e informações de diversos sistemas e serviços.

A etapa de tomada de decisão faz uso das aplicações a seguir.

1. BDT – Base de Dados Técnica que fornece dados de disponibilidade hidráulica, altura de queda d’água de usinas hidráulicas e características inerciais de máquinas síncronas.

2. Organon – Sistema que permite a simulação dinâmica das contingências duplas estudadas, tanto em cenários de tempo real quanto preditivos.

Conforme mencionado previamente, o Organon aquista dados do estimador de estados, uma aplicação elétrica essencial do REGER, além de dados de intervenções em equipamentos, previsões de carga, programa de geração de usinas e de elos CC, por exemplo. Para tanto, é fundamental que o sistema de inércia seja integrado ao ambiente Organon de Tempo Real, que já obtém todos os dados acima do ambiente SAGE, sob o formato de arquivos .STM e .SCD.

A partir dos arquivos descritos no Apêndice F, os usuários de tempo real do ONS podem gerenciar e analisar regiões de segurança essenciais para seus processos decisórios. A Figura 74 apresenta as regiões de segurança calculadas em tempo real do COSR-SE, vistas através do Organon de um usuário corporativo.

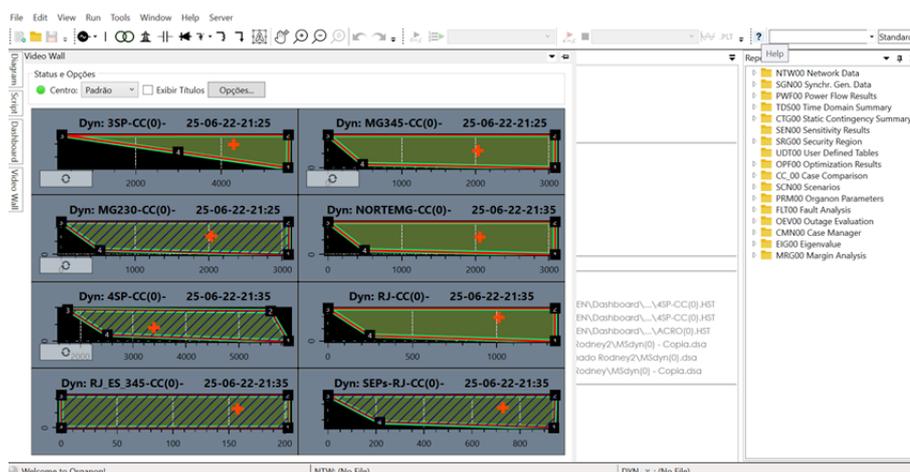


Figura 74: Visão de Regiões de Segurança do COSR-SE no Organon (Fonte: Autor)

Futuramente, o Organon de Tempo Real descrito acima pode consumir dados consistidos de disponibilidade hidráulica e de altura de queda d'água, via Integrador REGER, aumentando a confiabilidade das simulações vistas pela operação em tempo real.

A etapa de monitoração, por sua vez, faz uso das aplicações a seguir.

1. *PI System* – Sistema que permite a coleta, armazenamento, análise e visualização de dados aquistados ao longo do tempo. Entre as ferramentas utilizadas, é possível citar:

- a. *PI AF* – Ferramenta de elaboração e gestão de bases, que podem contemplar dados adquiridos sob o formato de *tags* e cálculos feitos na própria aplicação;
- b. *PI Vision* – Ferramenta de elaboração de interfaces a partir de dados agrupados em bases do *PI AF*, apresentadas na Seção 4.2.

O sistema de inércia agrupa as informações em uma base do *PI AF*, reunindo as informações atualizadas da BDT citadas previamente e promovendo cálculos em tempo real de inércia e folga de potência. Esses cálculos são consistidos em *tags* (históricos), para consumo de todos os usuários do ONS. A Figura 75 ilustra a base elaborada, com o cálculo de inércia sincronizada do SIN em destaque.

Category	Name	Value
Resultados	ACO_N	300
Resultados	ACO_NE	183
Resultados	ACO_S	120
Resultados	ACO_SE	406
Resultados	CA_PROPRIA_MW.v	64470,01953125
Resultados	Frequência	59,959999084472656
Resultados	Gerção Hidráulica	42119,206445549011
Resultados	Gerção Térmica	4764,292233562843
Resultados	MW & Hidráulica GER	224838,75173000002
Resultados	MW & Hidráulica SIN	29557,275799999996
Resultados	MW & Sincrono	12634,614000000001
Resultados	MW & Total	299633,8125
Resultados	MW & Térmica	32413,182250000005
Resultados	MW_Nominal Hidráulicas	97903,832
Resultados	MW_Nominal Térmicas	27134,238271399998
Resultados Base	Reserva Girante Base	12376,154644581919
Resultados Base	Reserva Girante Base Reservatório	7225,62060546875
Server	ID_Server	h61.5

Figura 75: Base de Inércia em *PI AF*: *Tags* e Cálculos (Fonte: *PI AF*)

Além dessas informações, a base de inércia também recebe dados de simulações Organon da ferramenta de tomada de decisão através da leitura de arquivos .JSON. Os indicativos de subfrequência, ERAC e estabilidade, então, podem ser consumidos e vistos nas interfaces da ferramenta de monitoração (Seção 4.2), bem como outras informações das simulações. A Figura 76 apresenta exemplo das informações consumidas pela base em *PI AF* das simulações Organon.

O sistema de inércia também pode fazer uso de outras aplicações do ONS para objetivos diversos, como os descritos abaixo.

1. Sistema de Apoio ao Controle de Intercâmbio (SACI) – Sistema que adquire dados em tempo real, sob o formato de arquivos .STM, e promove análise de sensibilidade dos principais fluxos sistêmicos e linhas de transmissão diversas, através do Organon. Graças ao uso dessa ferramenta,

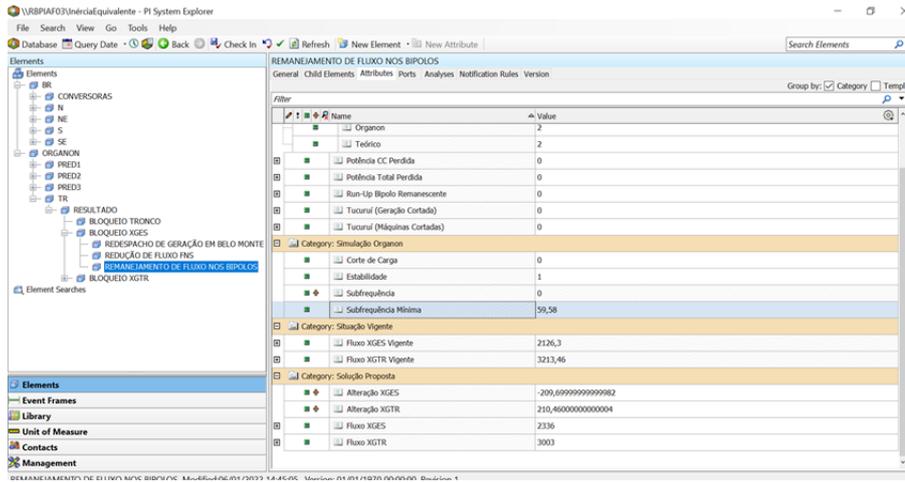


Figura 76: Base de Inércia em PI AF: Dados de Simulações Organon (Fonte: PI AF)

o operador de tempo real pode verificar as principais usinas que afetam os fluxos FNS, FIV e FSE e promover ações para reduzi-los. Com isso, pode ser possível diminuir impactos com cortes de máquinas promovidos pelas lógicas de proteção;

PUC-Rio - Certificação Digital N° 1821128/CA

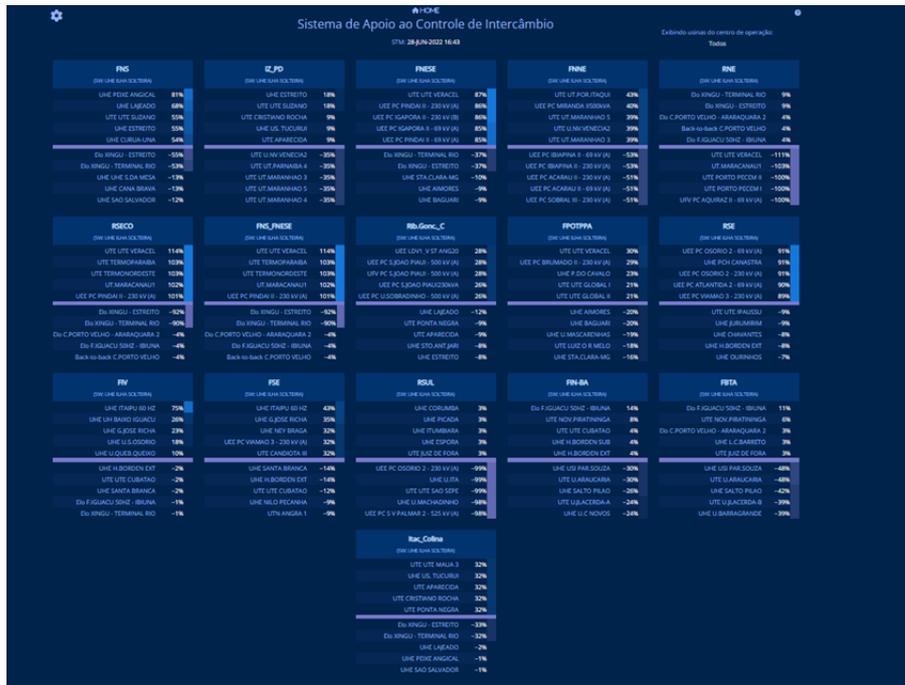


Figura 77: Sistema de Apoio ao Controle de Intercâmbio (Fonte: SACI)

2. *Data Lake* - É um ambiente que dispõe de elementos de armazenamento estruturado e não estruturado, além de permitir o consumo de informações através de ferramentas de machine learning. O *Data Lake*

é categorizado, portanto, como uma função analítica. Através do uso dessa ferramenta integrada, não só será possível armazenar informações para consumo, como para fins de auditabilidade da ferramenta. Abaixo, encontram-se alguns exemplos de dados a serem armazenados:

a. Pontos Operativos e Resultados Organon – As informações essenciais geradas pelo Organon, comprimidas em um arquivo .JSON definido podem ser armazenadas, podendo alimentar modelo de dados para previsões de atuação do ERAC e até mesmo perda de estabilidade;

b. Modelos de Previsão e Inferência de Inércia Sincronizada - A princípio, ambos os modelos geram suas previsões a cada intervalo de 30 minutos, o que resulta em atualização de valores constantemente.

Por exemplo, para o horário de 09:00, devem ser geradas previsões para 09:30, 10:00 e 10:30. Ao chegar o horário de 09:30, devem ser gerados novos valores de previsão para 10:00 e 10:30, além de uma previsão inédita para 11:00. Dessa forma, o simples registro dos valores em *tags* do *PI* pode gerar sobrescrita de resultados, prejudicando conceitos de auditabilidade, haja vista que os valores utilizados pelo ambiente de tempo real para a tomada de decisão em um determinado momento poderiam não ser guardados para análise futura.

Através do *Data Lake*, podem ser armazenadas informações de acordo com a estampa de tempo. Por exemplo, os valores previstos para 10:30 seriam diferenciados e corretamente armazenados de acordo com o horário da previsão. No caso, como são 3 (três) patamares à frente, seriam gerados valores de previsão de 10:30 às 09:00, 09:30 e 10:00. De acordo com o horário registrado de uma tomada de decisão da operação, seria possível identificar qual o valor utilizado.

A Figura 78 apresenta um exemplo de modelo de previsão armazenado em *Data Lake*, com os devidos valores de hora da previsão e hora prevista armazenados adequadamente.

F Organon

O Organon é uma ferramenta de análise de sistemas de potência e avaliação de regiões de segurança. A avaliação de regiões de segurança é essencial para o processo de planejamento da operação e expansão da rede elétrica, visando quantificar a vulnerabilidade do sistema frente a distúrbios severos [35]. Além da possibilidade de utilizar a ferramenta sob a forma *offline*, também é possível utilizá-la no modo *online*, integrada a um EMS.

Os principais componentes do Organon para análise de segurança automatizada são [36]:

1. Ferramentas para a performance de ações como fluxo de potência, redespacho de geração e simulações dinâmicas;
2. Métodos para a extração de diagnósticos de simulações sem a necessidade de interpretação humana ou inspeção visual;
3. Procedimentos para a avaliação automática de aspectos de segurança do sistema, como limites sistêmicos e regiões de segurança;
4. Interface gráfica amigável; e
5. Ferramentas de processamento distribuído.

F.1 Arquivos

Para a correta simulação dos cenários, o Organon é abastecido com tipos diversos de arquivos, definidos a seguir.

1. .STM - Arquivo proveniente do SAGE, gerado constantemente, indicando uma “fotografia” da rede elétrica com dados estimados. Esse estado da rede é utilizado como ponto de partida para as simulações;
2. .SCD – Arquivo utilizado para elaboração de cenários preditivos, contendo as seguintes informações;
 - a. Previsão de Carga;
 - b. Programa Diário de Produção;

- c. Programa de Geração de Usinas;
 - d. Previsão de Geração de Usinas Eólicas;
 - e. Programa de Fluxo nos Elos CC;
 - f. Intervenções em Equipamentos;
3. .NTW - Os arquivos .NTW, assim como os .STM, representam uma “fotografia” da rede. A partir de arquivos de estado de rede inicial .STM e dados futuros do .SCD, o Organon consegue gerar “fotografias” da rede em patamares de 30 (trinta) minutos à frente até o fim do dia analisado. Dessa forma, é possível gerar os cenários preditivos que abastecem as simulações dinâmicas preditivas;
 4. .PRM - Arquivo que contém todos os parâmetros utilizados pelo Organon para realização de simulações de fluxo de potência, análise dinâmica, fluxo de potência ótimo, cálculo de regiões de segurança, entre outros;
 5. .DEF - Arquivo que permite a agregação de dados provenientes de uma simulação para monitoração de uma grandeza específica, como um fluxo sistêmico que representa a soma de fluxo de linhas de transmissão distintas;
 6. *EMSTable.dat* - Arquivo que relaciona o número da barra REGER das usinas com o número de barra original dos arquivos .STM, com indicativo das unidades geradoras que as compõem;
 7. *PlanningKB.dat* - Arquivo que relaciona os dados de planejamento com os dados de Tempo Real, como indicativo de nomes de usinas;
 8. .DYN - Arquivo que contém dados dinâmicos das máquinas do sistema, dos elos de corrente contínua, além de dispositivos de proteção, como o ERAC;
 9. .EVT - Arquivo que contém as contingências a serem aplicadas nas simulações dinâmicas;
 10. .SPT – Arquivo de *script* que permite a referência de arquivos a serem utilizados em simulação Organon, a definição e alteração de dados de rede e a indicação do tipo de simulação utilizado (fluxo de potência, geração de cenários, simulação dinâmica, análise de sensibilidade, etc.);
 11. .SPS SEP de Belo Monte - Arquivo que apresenta a lógica de atuação de SIPS de Belo Monte, baseado nas lógicas da Seção 3.2.1, após o bloqueio de um dos bipolos de Xingu. A partir destes dados, o Organon consegue

realizar o corte de máquinas da lógica de proteção ativada, simulando de maneira fidedigna a perturbação;

12. .SPS Tronco 765 kV - Arquivo que apresenta a lógica de atuação de SIPS de 765 kV, baseado nas lógicas da Seção 3.2.2. A partir destes dados, o Organon consegue realizar o corte de máquinas da lógica de proteção ativada, simulando de maneira fidedigna a perturbação.

G

Geração de Cenários Preditivos no Organon

O Organon possibilita a geração de cenários para patamares de horas à frente, configurados como cenários preditivos.

Para a geração de cenários preditivos (arquivos .NTW), há a necessidade, principalmente, de um arquivo modelo de rede (.STM) como base, e de um arquivo com programa/previsões de carga, geração de usinas, geração em elos e intervenções (.SCD).

A Figura 79 apresenta as opções de escolha do usuário para a geração de um cenário.

1. Para definição de carga, é possível escolher entre a carga do caso de referência, do PCCP (Previsor de Carga de Curto Prazo) e PDP (Programa Diário de Produção);
2. A geração alvo do OPF (*Optimal Power Flow*) pode ser a mesma do caso de referência ou do PDP;
3. Para o caso de geração eólica, pode ser escolhido o valor do caso de referência ou de previsão gerada pelo ONS;
4. A tensão pode partir com os valores do caso de referência, *flat* (1 p.u.) ou mista (1 p.u. para barras PQ e valor do caso de referência para barras PV);
5. As intervenções consideradas podem ser selecionadas por vários tipos, como aprovadas, em execução, interrompidas, etc.

Após as definições acima, o usuário escolhe o primeiro cenário preditivo a ser gerado, o último e o intervalo de patamares para a geração de cenários. No caso da própria Figura 79, como o cenário inicial é o mesmo do final, somente será gerado o cenário de 14:30. O insumo principal é um conjunto de cenários preditivos (.NTW), que contêm informações da , exploráveis pelo usuário. É importante verificar se o cenário sofreu convergência, tanto em seus PF (*Power Flow*) pré-OPF e pós-OPF, além do próprio OPF.

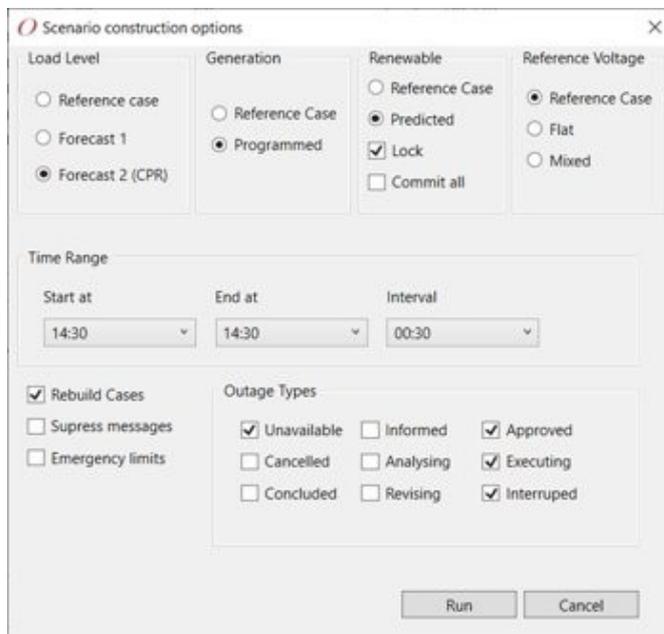


Figura 79: Geração de Cenários Preditivos no Organon (Fonte: Autor)

Scenario	OPF Converged	PF Converged	High Voltages	Low Voltages	High Flows	Vmax	Vmin	MVAmax (%)	Time	Load In	Load Out
30	Yes	Yes: Yes	22: 38	58: 75	0: 0	1.13: 1.20	0.82: 0.82	91.: 90.	14:30	68843.9	69520.5

Figura 80: Dados do Cenário Preditivo (Fonte: Autor)

H

Algoritmos Genéticos

Algoritmos Genéticos (AG) correspondem a um princípio estocástico de determinação de resultados para um problema especificado. O conceito se baseia na teoria evolutiva de Charles Darwin, em que os mais aptos apresentam maiores condições de reprodução e de permanecerem em gerações futuras.

Um sistema computacional que simula as qualidades de algoritmos genéticos possibilita a exploração de variáveis representativas sem a necessidade de percorrer por todo o conjunto do espaço amostral. Com isso, é possível identificar máximos e mínimos de uma função, por exemplo, através de menos tempo e esforço computacional.

Os modelos de algoritmos genéticos apresentam conceitos basilares em comum, tais como população de indivíduos, processo seletivo baseado em aptidão, reprodução para a geração seguinte e mutação de genes [37]. Dessa forma, o fluxograma a seguir resume o processo padronizado de um modelo.

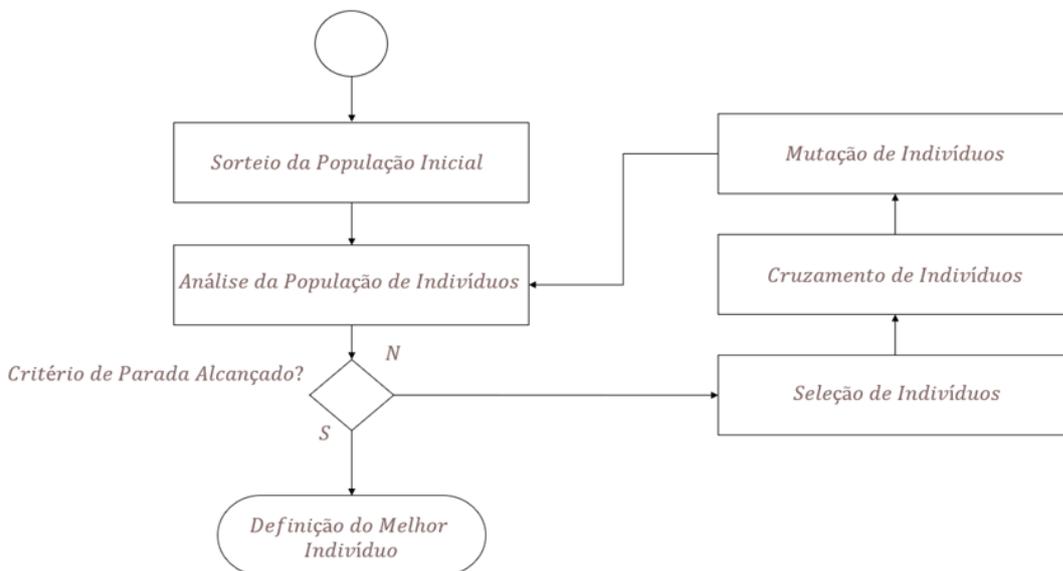


Figura 81: Fluxograma de Processo Padrão de Algoritmos Genéticos (Fonte: Autor)

O processo tem início com a elaboração da população inicial, normalmente escolhida de forma aleatória. A população é composta por uma ou mais

variáveis, tratadas como genes, que representam parâmetros de entrada para uma função, por exemplo, que gera um resultado. O desempenho dessas variáveis em uma função objetivo representa o grau de aptidão de cada indivíduo da população. Os indivíduos mais aptos representam o conjunto elite, e podem receber vantagens tanto no processo de seleção para cruzamento quanto para a progressão à geração seguinte.

Caso o critério de parada do algoritmo não seja alcançado, os indivíduos dessa geração de população são selecionados para reprodução e, após os processos de cruzamento e mutação, é gerada a população da geração seguinte. Os métodos de seleção e cruzamento ajudam a preservar características da geração anterior, enquanto a mutação pode oferecer características evolutivas diversas.

O programa se encerra com o critério de parada sendo satisfeito, podendo ser um número predeterminado de gerações, convergência ou redundância nos resultados ou o alcance (com uma tolerância) do resultado desejado. Assim, o indivíduo mais apto da última geração é considerado o melhor, sendo o escolhido para satisfazer a função objetivo.

Os principais parâmetros que afetam o desempenho de um algoritmo genético são descritos a seguir:

1. Tamanho da população – Um número reduzido de população de indivíduos pode gerar convergência prematura dos resultados, enquanto um número elevado pode causar desperdício de recursos computacionais. Uma proposta de solução é apontada por [38], que sugere uma população de indivíduos variável com o tempo. Com esse paralelo ao conceito de adaptabilidade, cada indivíduo sobrevive a um certo número de gerações, considerando o desempenho na função aptidão.
2. Quantidade de gerações – Critério que ajuda a determinar o tempo de execução do programa. Um número de gerações reduzido pode comprometer o resultado final em termos de aptidão, enquanto um número elevado pode promover gerações redundantes.
3. Tamanho do conjunto elite – Conjunto de indivíduos que apresenta melhor desempenho na função aptidão, compondo o conceito de elitismo. É comum os indivíduos pertencentes a esse conjunto sobreviverem à geração seguinte. Contudo, caso essa quantidade seja elevada, o algoritmo perde em diversidade, o que pode dificultar o processo de convergência.
4. Taxa de mutação – Taxas elevadas de mutação de genes podem incorrer em perdas significativas de padrões genéticos passados pelos indivíduos-

pais, transformando o algoritmo em um modelo completamente randômico de busca de resultados. Por outro lado, modelos com taxas muito reduzidas de mutação podem acarretar vícios do algoritmo por mínimos ou máximos locais.

A seção a seguir indica os principais operadores genéticos, bem como os métodos utilizados no presente trabalho.

H.1 **Operadores Genéticos**

H.1.1 **Seleção**

O processo de seleção tem por objetivo eleger os indivíduos da população que vão realizar o cruzamento de genes e transmitir características à população da geração seguinte. Alguns processos seletivos são considerados mais estocásticos do que outros.

H.1.1.1 **Torneio**

Proposta baseada na seleção aleatória de um grupo predeterminado de indivíduos de uma população, no qual o mais apto é selecionado para realização do cruzamento [39]. O processo de seleção ocorre de forma contínua até que todos os indivíduos considerados para realizar o cruzamento sejam determinados.

H.1.2 **Cruzamento**

Operador que define como os indivíduos selecionados para o cruzamento vão compartilhar suas variáveis (genes) para a geração de um novo indivíduo. As variáveis podem ser codificadas de diversas formas, tais como reais ou binárias. A codificação binária, contudo, é bastante utilizada pelo paralelismo implícito que propõe, dado que a troca de apenas um *bit* pode acarretar na exploração de uma região completamente diferente, promovendo a busca mais abrangente do espaço amostral [40].

H.1.2.1 Múltiplos Pontos

Processo de cruzamento de dados em que cada *bit* é selecionado de forma aleatória de um dos indivíduos-pais. Dessa forma, as características genéticas são preservadas para as gerações futuras, conforme exemplo da Tabela 37.

Tabela 37: Exemplo de Cruzamento de Múltiplos Pontos (Fonte: Autor)

Indivíduo 1	1	0	0	1	0
Indivíduo 2	1	1	1	1	1
Indivíduo Gerado	1	0	1	1	0

H.1.3 Mutação

Operador que tem por objetivo a promo o de aleatoriedade no processo de cruzamento, permitindo a possibilidade de explora o de espaços de busca não explorados. O processo de muta o pode ocorrer de diversas formas, mas o tipo uniforme   o explorado no presente trabalho.

H.1.3.1 Uniforme

A partir de uma taxa predeterminada, cada *bit* gerado para o indivíduo-filho tem uma probabilidade de sofrer inversão. Dessa forma,   possível que um indivíduo-filho apresente um bit diferente de ambos os seus indivíduos genitores, conforme Tabela 38.

Tabela 38: Exemplo de Muta o Uniforme (Fonte: Autor)

Indivíduo 1	1	0	0	1	0
Indivíduo 2	1	1	1	1	1
Indivíduo Gerado	1	0	1	0	0

I

Redes Neurais

I.1

Redes Neurais

Redes Neurais Artificiais são sistemas inspirados em neurônios biológicos e na estrutura paralela do cérebro, com capacidade de adquirir, armazenar e utilizar conhecimento experimental. A inspiração no cérebro humano permite a exploração de características inerentemente humanas, tais como a capacidade de aprendizado, generalização, associação e reconhecimento de padrões.

Os neurônios artificiais são configurados como os principais elementos de um modelo de redes neurais e funcionam como processadores. Os neurônios podem ser de camadas distintas da rede, variando suas funcionalidades:

1. Neurônios de *input* - Recebem os dados de entrada;
2. Neurônios de *output* – Apresentam os dados de saída;
3. Neurônios de camada escondida – Permanecem com suas entradas e saídas dentro do sistema.

O modelo de um neurônio apresenta os elementos principais a seguir:

1. Sinais de Entrada – Conjunto de sinapses, cada uma apresentando um peso sináptico particular, que serão somadas por um combinador linear;
2. Pesos Sinápticos - Estabelecem a comunicação entre cada elemento processador, determinam o efeito da entrada sobre este e armazenam o conhecimento da rede. Durante a fase de aprendizado, os pesos são adaptados de forma contínua por estimulação de sinapses;
3. *Bias* – Tem o efeito de aumentar ou diminuir a entrada líquida da função de ativação, dependendo se ele é positivo ou negativo [41];
4. Função de Ativação – Visa restringir a amplitude de saída de um neurônio a um intervalo permissível [41];
 - a. Sigmóide – Função utilizada na maioria das aplicações de redes neurais, principalmente pelo desempenho satisfatório observado na aprendizagem da rede, por ser não-linear e diferenciável [42].

Segundo [41], um neurônio pode ser descrito pela Equação I.1 e Equação I.2:

$$u_k = \sum_{j=1}^m w_{kj} \cdot x_j \quad (\text{I.1})$$

$$y_k = \phi(u_k + b_k) \quad (\text{I.2})$$

Em que:

x_j representa os sinais de entrada;

w_{kj} representa os pesos sinápticos;

u_k é a saída do combinador linear devido aos sinais de entrada;

b_k é o *bias*;

ϕ é a função de ativação;

y_k é o sinal de saída do neurônio.

Um exemplo de função sigmóide é apresentado na equação a seguir [41]:

$$y_j = \frac{1}{1 + \exp(-v_j)} \quad (\text{I.3})$$

Em que:

v_j é a soma ponderada de todas as entradas sinápticas acrescidas do *bias* do neurônio j ;

y_j é a saída do neurônio.

Em termos de arquitetura de uma rede neural, é possível distinguir 3 (três) tipos de estruturas, listados a seguir [41]:

1. *FeedForward* de 1 Camada – Rede de uma camada de processadores cujo fluxo de dados é sempre unidirecional, ou seja, não existe realimentação;
2. *FeedForward* de Múltiplas Camadas – Rede de mais de uma camada, de maneira que tenham neurônios em camadas ocultas. A habilidade dos neurônios escondidos é focada principalmente em extrair estatísticas de ordem elevada, bastante útil se a camada de entrada é grande.
3. Recorrente (com Realimentação) – Rede com conexões entre processadores da mesma camada ou de anteriores, exigindo processo de realimentação.

O treinamento de um modelo de redes neurais pode ser realizado por três tipos básicos, apresentados abaixo:

1. *Supervisionado* – Treinamento que consiste no processo de ajuste de pesos sinápticos através de comparação com resultados desejados. O processo, portanto, consiste na ação de minimização de erro calculado na saída;
2. *Não Supervisionado* – Treinamento que não requer valor desejado de saída da rede. O sistema é responsável por extrair as características dos conjuntos de padrões;
3. *Reinforcement Learning* – Treinamento que promove uma avaliação da resposta como positiva ou negativa, cujo objetivo é maximizar a quantidade de reforços positivos.

A velocidade de aprendizado de um modelo de redes neurais tem importância nevrálgica para seus resultados. Modelos com velocidade baixa de aprendizado permitem melhor percepção de complexidades inerentes ao problema, mas com risco de adquirir vícios. Por outro lado, a alta velocidade de aprendizado permite uma convergência mais rápida, mas o sistema pode não aprender adequadamente alguns detalhes. A determinação da velocidade depende de diversos fatores, tais como a complexidade da rede, o número de camadas e a precisão desejada.

1.1.1

Modelos de Rede *Perceptron* e *Multi-Layer Perceptron*

O modelo de rede *Perceptron* tem sua simplicidade associada à condição de ser constituída de apenas uma camada neural, apresentando somente um neurônio nesta [43].

Contudo, o modelo *Perceptron* simples apresenta divergência se o problema representado não for linearmente separável [43]. A solução para esse problema é adicionar ao menos uma camada de neurônios escondida, introduzindo o conceito de *Multi-Layer Perceptron* (MLP).

As redes MLPs apresentam pelo menos uma camada escondida de neurônios. De acordo com [43], estas redes apresentam aplicabilidade em diversos tipos de problemas, tais como reconhecimento de padrões, otimização de sistemas e, também, previsão de séries temporais. É importante ressaltar que as MLPs só apresentam vantagens em relação às de uma camada se existir uma função não-linear entre suas camadas [44].

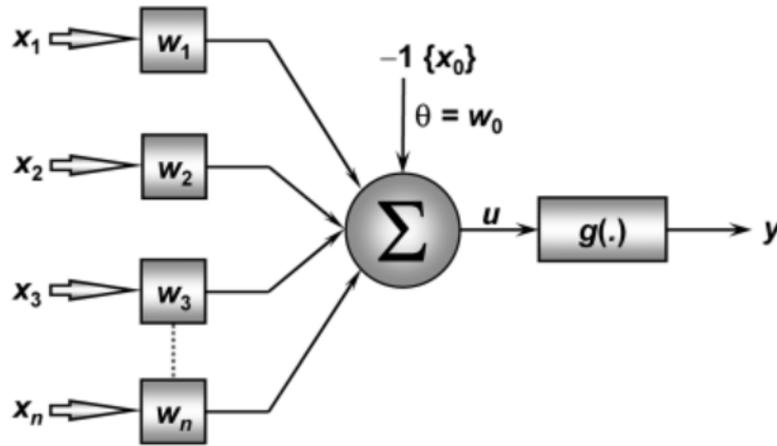


Figura 82: Modelo de Rede *Perceptron* [43]

O modelo é caracterizado por arquitetura *FeedForward* de Múltiplas Camadas, com treinamento efetivado de forma supervisionada. É possível perceber também, pelo exemplo de rede de duas camadas escondidas da Figura 83, que não existe retroalimentação no processo.

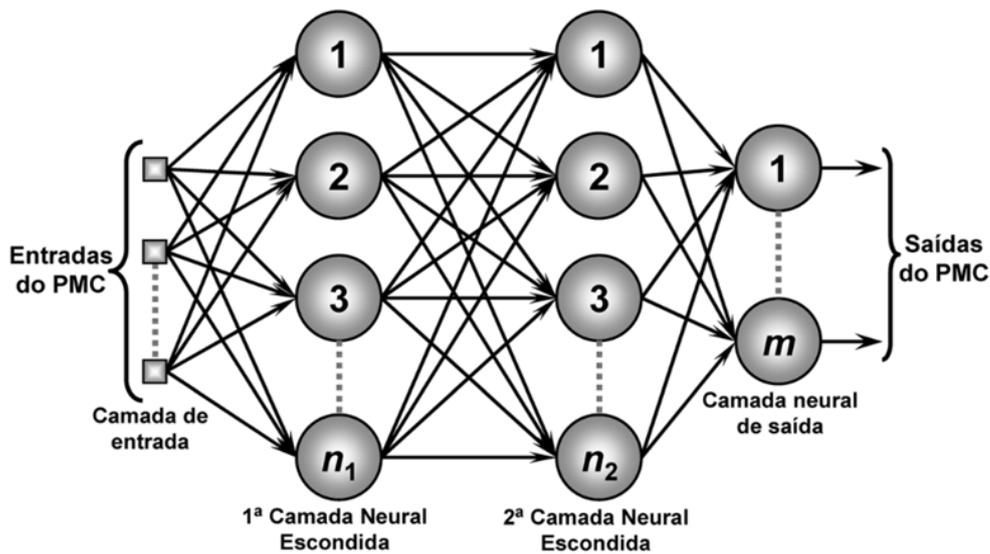


Figura 83: Modelo de Rede *Multi-Layer Perceptron* [43]

As redes MLP também contam com o algoritmo de retropropagação de erro (*Back-Propagation*), que consiste em duas etapas distintas [41]:

1. Propagação – Etapa em que um padrão de atividade é aplicado aos nós da rede e seu efeito se propaga por meio desta, camada por camada, produzindo um conjunto de saídas, configurado como a resposta real;

2. Retropropagação – Etapa de ajuste de pesos sinápticos com uma regra de correção de erro. Esse valor é obtido pela subtração entre a resposta real e a desejada da rede, existente por conta do aprendizado supervisionado do modelo.

Esse modelo também apresenta 3 (três) características essenciais [41]:

1. Função de ativação não linear e diferenciável em qualquer ponto. A não-linearidade é importante, pois, do contrário, a relação entrada-saída da rede poderia ser reduzida àquela de um perceptron de camada única;
2. Uma ou mais camadas de neurônios ocultos, capacitando a rede para aprender tarefas complexas e extrair progressivamente as características mais significativas dos padrões de entrada;
3. Alto grau de conectividade, determinado pelas sinapses.

J Nova Lógica 3

Com a data limite de implantação até 30/09/2022, a nova Lógica 3 visa conferir mais robustez ao sistema, levando em consideração cenários críticos de carga leve. Foi elaborado, então, o Relatório Técnico RT-ONS-DPL 0396-2021 [45], em parceria com agentes envolvidos do setor elétrico.

A Tabela 4, que indica o corte de máquinas em Belo Monte a partir da perda de potência CC do bipolo contingenciado e do valor do fluxo FNS, deve ser substituída pela Figura 84.

POTÊNCIA CC PERDIDA (MW)	FNS + FNESE (MW)								
	≤ 2000	> 2000 ≤ 3000	> 3000 ≤ 4000	> 4000 ≤ 5000	> 5000 ≤ 6000	> 6000 ≤ 7000	> 7000 ≤ 8000	> 8000 ≤ 9000	> 9000
PCC ≤ - 300	0	0	0	0	0	0	0	0	1080
- 300 < PCC ≤ - 200	0	0	0	0	0	540	540	1080	1080
- 200 < PCC ≤ - 100	0	540	540	540	540	540	540	1080	1080
- 100 < PCC ≤ 0	0	540	540	540	540	1080	1080	1080	2160
0 < PCC ≤ 100	0	540	540	540	1080	1080	1080	2160	2160
100 < PCC ≤ 200	0	540	540	540	1080	1620	1620	2160	3240
200 < PCC ≤ 300	0	540	540	540	1620	1620	1620	2160	3240
300 < PCC ≤ 400	0	540	540	1080	1620	1620	2160	2160	3780
400 < PCC ≤ 500	0	540	1080	1080	1620	1620	2160	2160	3780
500 < PCC ≤ 600	540	540	1080	1620	1620	2160	2700	3240	3780
600 < PCC ≤ 700	540	540	1620	1620	2160	2160	2700	3240	3780
700 < PCC ≤ 800	540	540	1620	2160	2160	2160	2700	3240	3780
800 < PCC ≤ 900	540	540	1620	2160	2700	2700	2700	3780	3780
900 < PCC ≤ 1100	540	540	2160	2700	2700	2700	3240	3780	3780
1100 < PCC ≤ 1200	540	1080	2700	2700	2700	2700	3240	3780	3780
1200 < PCC ≤ 1300	540	1080	2700	3240	3240	3240	3780	3780	3780
1300 < PCC ≤ 1400	540	1620	3240	3240	3240	3240	3780	3780	3780
1400 < PCC ≤ 1600	1080	1620	3240	3240	3240	3240	3780	3780	3780
1600 < PCC ≤ 1800	1080	1620	3780	3780	3780	3780	3780	3780	3780
1800 < PCC ≤ 2000	1080	2160	3780	3780	3780	3780	3780	3780	3780
2000 < PCC ≤ 2500	1620	2700	3780	3780	3780	3780	3780	3780	3780
2500 < PCC ≤ 3000	2160	3240	3780	3780	3780	3780	3780	3780	3780
PCC > 3000	2700	3780	3780	3780	3780	3780	3780	3780	3780

Figura 84: Corte de Geração da Nova Lógica 3 em Função de FNS+FNESE e Potência CC Perdida [45]

Entre as alterações percebidas, é possível destacar que a geração a ser cortada passa a considerar o fluxo FNS+FNESE (Apêndice B), em substituição ao FNS, além da potência CC perdida. Esta última, inclusive, pode promover corte de máquinas caso o bipolo remanescente consiga suportar toda a perda com sua capacidade de *run-up*, haja vista que a tabela apresenta cenários de potência CC perdida negativa.

Caso as unidades de Belo Monte cortadas estejam acima de 540 MW, valor já discutido no presente trabalho, o corte de máquinas projetado é apresentado na Figura 85.

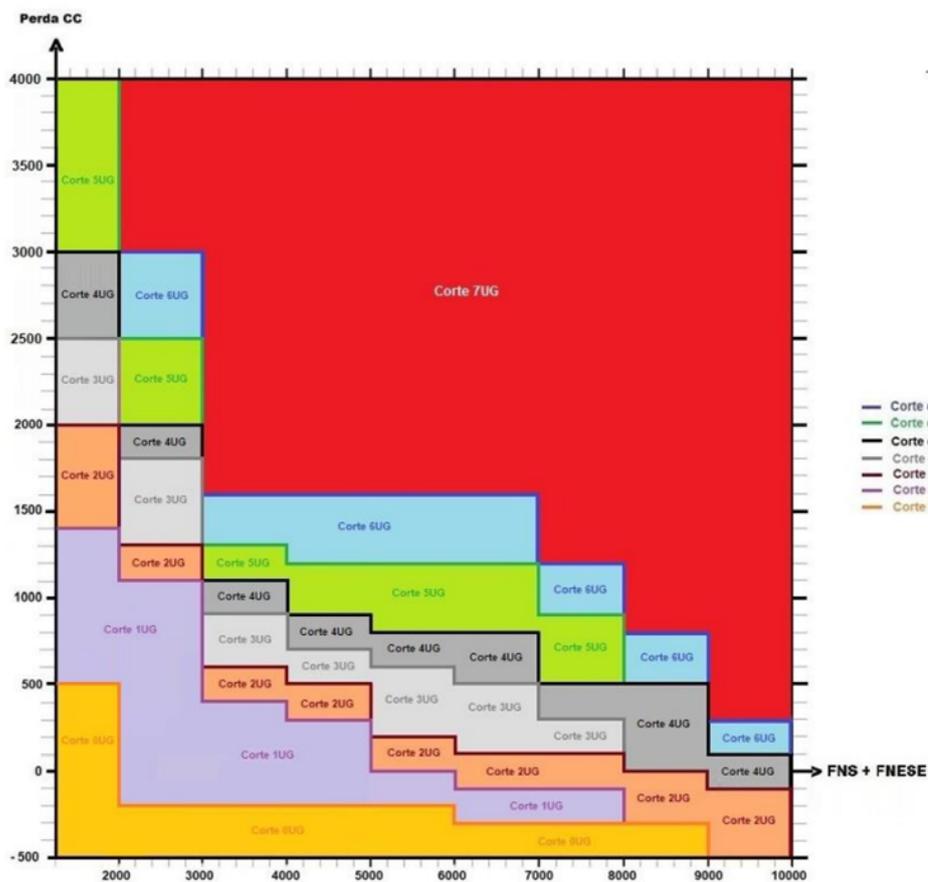


Figura 85: Ordem de Corte de Máquinas por Patamar de Perda CC e Fluxo FNS+FNESE [45]