

Luiz Felipe Ferreira Marques da Silva

**Quantificação e Análise das Taxas de Variação de
Frequência no Sistema Interligado Nacional Considerando
a Expansão de Geração Eólica e Fotovoltaica**

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

Co-Orientador: Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino

Rio de Janeiro
setembro de 2021

Luiz Felipe Ferreira Marques da Silva

**Quantificação e Análise das Taxas de Variação de
Frequência no Sistema Interligado Nacional Considerando
a Expansão de Geração Eólica e Fotovoltaica**

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

Prof. Ricardo Bernardo Prada

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Antonio Felipe da Cunha de Aquino

Co-Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC

Prof. Andre Della Rocca Medeiros

ONS

Prof. Daniel Dotta

UNICAMP

Rio de Janeiro, 15 de setembro de 2021

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

Luiz Felipe Ferreira Marques da Silva

Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro em 2013. Trabalhou nas empresas Telvent (Schneider Electric) e Jordão Engenharia. Atualmente trabalha como engenheiro de sistemas de potência no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Ficha Catalográfica

Silva, Luiz Felipe Ferreira Marques da

Quantificação e análise das taxas de variação de frequência no Sistema Interligado Nacional considerando a expansão de geração eólica e fotovoltaica / Luiz Felipe Ferreira Marques da Silva; orientador: Ricardo Bernardo Prada; co-orientador: Antonio Felipe da Cunha de Aquino. – Rio de Janeiro PUC, Departamento de Engenharia Elétrica, 2021.

136 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2021.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Controle de frequência. 3. Taxa de Variação da Frequência. 4. RoCoF 5. Inércia. 6. Análise Dinâmica. I. Prada, Ricardo Bernardo. II. Aquino, Antonio Felipe da Cunha de. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD: 621.3

Agradecimentos

Aos meus pais, Maria Helena Ferreira e Luiz Carlos Marques, por toda a educação que me deram, todos os ensinamentos morais e por todo o apoio em todos os momentos da minha vida.

À minha esposa, Paula Furno, por todo o apoio e incentivo que sempre me deu desde o início do nosso relacionamento e que, com certeza, fizeram toda diferença para que eu me tornasse a pessoa e o profissional que me tornei. Além de toda a compreensão por conta da minha ausência em alguns momentos durante o curso de mestrado.

À minha irmã, Thaiana Ferreira Marques, por toda o amor e amizade durante toda nossa vida.

Aos meus orientadores, Antonio Felipe C. de Aquino e Ricardo B. Prada, pela dedicação e apoio no desenvolvimento deste trabalho e por compartilharem todo o seu conhecimento e, a todos os professores do programa de pós-graduação da PUC-Rio pelos ensinamentos durante o curso de mestrado.

Ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), por possibilitar a minha participação no curso de mestrado e particularmente aos amigos Fernando Machado, Fabrício Mourinho, Jardel Camelo, Elibia Colaço, Elder Sant’Anna, Vinicius Salles, Rafael Zymler e Jessica Felix por toda ajuda durante o curso, no desenvolvimento deste trabalho e pela amizade.

À PUC – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro pela oportunidade de realizar o curso de mestrado e, em especial, pelo apoio concedido.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Resumo

Silva, Luiz Felipe Ferreira Marques da; Prada, Ricardo Bernardo; Aquino, Antonio Felipe da Cunha. **Quantificação e análise das taxas de variação de frequência no Sistema Interligado Nacional considerando a expansão de geração eólica e fotovoltaica**. Rio de Janeiro, 2021. 136p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Os sistemas elétricos de grande porte estiveram sempre fortemente associados à utilização de máquinas síncronas para a geração de energia e atendimento às cargas, tendo como outros benefícios, a possibilidade de prover o controle dinâmico do perfil de tensão da rede e a regulação da frequência elétrica. Em relação ao controle da frequência, as máquinas síncronas agregam resposta inercial, ou seja, convertem em energia elétrica parte da energia cinética armazenada em seus rotores, e vice-versa, sempre que caracterizado um desequilíbrio entre carga e geração. Este comportamento determina as taxas iniciais de variação da frequência elétrica (RoCoF – Rate of Change of Frequency), as quais podem ser definidas principalmente por dois fatores: a magnitude do desbalanço de potência ativa e a inércia global do sistema, sendo esse último dependente do número de geradores sincronizados e da inércia de cada gerador. O crescimento cada vez maior na matriz de energia elétrica de usinas eólicas e solares fotovoltaicas, que usualmente conectam-se à rede por meio de conversores eletrônicos e, portanto, não agregam resposta inercial ao sistema, trará impactos na regulação da frequência e nos valores de RoCoF. Nesse cenário, o principal objetivo deste trabalho é apresentar uma análise quantitativa da evolução das taxas de variação da frequência no SIN durante perdas de grandes blocos de geração. Os valores de RoCoF são analisados tanto do ponto de vista global, através da frequência no centro de inércia do sistema, quanto do ponto de vista regional, a partir de barras que representam as regiões do SIN.

Palavras-chave

Controle de Frequência; Taxa de Variação da Frequência; RoCoF; Inércia; Análise Dinâmica.

Abstract

Silva, Luiz Felipe Ferreira Marques da; Prada, Ricardo Bernardo (Advisor); Aquino, Antonio Felipe da Cunha. **Measurement and analysis of Rate of Change of Frequency in the Brazilian Electrical System considering the expansion of wind and photovoltaic generation.** Rio de Janeiro, 2021. 136p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Large electrical systems have always been strongly associated with the use of synchronous machines for power generation and load service, with other benefits, possibility of providing dynamic control of the system voltage profile and frequency regulation. Regarding frequency control, synchronous machines aggregate inertial response, i.e., convert part of the kinetic energy stored in their rotors into electrical energy (and vice-versa), whenever there is an imbalance between load and generation. This behavior determines the initial Rate of Change of Frequency (RoCoF), determined mainly by two factors: a magnitude of the active power unbalance and the global inertia of the system, that is dependent on the number of synchronized generators and the inertia of each generator. The increase of wind and solar photovoltaic plants in electrical energy matrix, which are usually connected to the system through inverters and do not aggregate inertial response to the system, will impact on frequency regulation and RoCoF values. In this scenario, the main objective of this thesis is to present a quantitative analysis of the evolution of RoCoF in the Brazilian Electrical System during outages of large generation blocks. RoCoF values are analyzed from a global point of view, through the frequency at the center of inertia of the system, and from a local point of view, through buses that represent the Brazilian Electrical Subsystems.

Keywords

Frequency Control; Rate of Change of Frequency; RoCoF; Inertia; Dynamic Analysis

Sumário

Resumo	5
Abstract	6
1 Introdução	18
1.1. Considerações Gerais	18
1.2. Panorama da Participação de Fontes de Energia Renováveis na Matriz de Energia Elétrica	19
1.3. Objetivos	24
1.4. Estrutura da Dissertação	25
2 Controle da Frequência e a Taxa de Variação da Frequência	26
2.1 Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência	26
2.2 Equação de Oscilação da Máquina Síncrona e a Taxa de Variação de Frequência	29
2.3 Aplicações e Uso da Taxa de Variação da Frequência	34
3 RoCoF: Técnicas para Cálculo Existentes e Metodologia Adotada para Cálculo em Estudos de Estabilidade Eletromecânica	38
3.1 Técnicas para Cálculo da Taxa de Variação da Frequência	38
3.2 Metodologia Adotada para Medição da Taxa de Variação da Frequência em Estudos de Estabilidade Eletromecânica	43
4 Requisitos de Suportabilidade à Variação de Frequência no Brasil e no Mundo	46
4.1 Panorama no Brasil	46
4.2 Panorama Mundial	50
5 Simulações e Análises	53
5.1 Sistema Teste	54
5.1.1 Análise Global	56
5.1.2 Análise Local	61
5.2 Sistema Interligado Nacional (SIN)	70
5.2.1 Perda do Bipolo de Xingu – Terminal Rio + Corte 7MQ Belo Monte	71
5.2.2 Perda do Bipolo de Itaipu	90
5.2.3 Análise de Ilhamento de Sistemas Radiais	107

5.2.4	Análise da Metodologia de Medição de RoCoF no SIN	117
5.2.5	Curvas Referenciais para Ajuste de Proteções Baseadas em RoCoF	119
6	Conclusões	124
6.1	Trabalhos Futuros	126
7	Referências bibliográficas	127
A	Apêndice	131

Lista de figuras

Figura 1-1 – Evolução da Capacidade de Geração Instalada no SIN prevista nos próximos 5 anos [2].....	19
Figura 1-2 – Previsão de Crescimento da Demanda no SIN nos próximos 5 anos [2].....	20
Figura 1-3 – Razão da Potência Instalada por Fonte em Relação à Demanda ..	20
Figura 1-4 – Razão da Potência Instalada de Geração Síncrona e Assíncrona em Relação à Demanda	21
Figura 1-5 – Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração no Brasil em 2020 e 2030 [4]	22
Figura 1-6 – Evolução da Capacidade Instalada da Geração Distribuída [4].....	22
Figura 1-7 – Evolução da Participação de Cada Fonte de Geração Centralizada na Matriz de Energia Elétrica do Brasil [4].....	23
Figura 1-8 – Razão da Potência Instalada de Geração Síncrona e Assíncrona em relação à Capacidade Instalada Total em 2020 e 2030 – adaptado de [4] ...	23
Figura 2-1 – Classificação da Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência [8]	27
Figura 2-2 – Ilustração da Frequência do Centro de Inércia do Sistema e da Frequência de Máquina	33
Figura 3-1 – Comportamento do Ângulo da Tensão de Barra e da Frequência – Barramento 500 kV SE Terminal Rio	40
Figura 3-2 – Comportamento da Frequência Elétrica Medida pelo Anatem e da Taxa de Variação da Frequência – Barramento 500 kV SE Terminal Rio	40
Figura 3-3 – Queda de Tensão e Mudança Temporária de Fase em Cruzamentos de Zero [21]	41
Figura 3-4 – Medição RoCoF Instantâneo e RoCoF médio [26].....	42
Figura 3-5 – Metodologia Adotada – Cálculo da Frequência Média a Cada 16 ms.....	44
Figura 3-6 – Metodologia Adotada – Cálculo do RoCoF a Cada 16 ms	44
Figura 3-7 – Metodologia Adotada – Cálculo do RoCoF Médio a Cada 16 ms, Numa Janela Móvel de 96 ms.....	45
Figura 4-1 – Requisitos Técnicos para Operação em Regime de Frequência Não Nominal para Unidades Geradoras Conectadas ao SIN (Rede Básica) – Adaptado de [27]	47

Figura 4-2 – Requisito de Inércia Sintética de Central Geradora Eólica [27]	48
Figura 4-3 – Requisito para Controle de Sobrefrequência de Geradores de Usinas Eólicas e Solar Fotovoltaica [27]	49
Figura 4-4 – Metas de Percentuais Mínimos de Energia Renovável na Matriz de Energia Elétrica por País na União Europeia [34]	50
Figura 5-1 – Diagrama Unifilar do Sistema Elétrico Teste – IEEE Nordic32 Test System.....	54
Figura 5-2 – Sistema Teste – Frequência do Centro de Massa após Perda do Gerador 1 – CB.....	56
Figura 5-3 – Sistema Teste – Rocof do Centro de Massa após Perda do Gerador 1 – CB.....	57
Figura 5-4 – Sistema Teste – FCMS após Perda do Gerador 01 – CB, CM1 e CM2.....	58
Figura 5-5 – Sistema Teste –RoCoF no Centro de Massa - Perda do Gerador 01 – CB, CM1 e CM2.....	58
Figura 5-6 – Sistema Teste – RoCoF do Centro de Massa em Detalhe- Perda do Gerador 01 – CB, CM1 e CM2.....	59
Figura 5-7 – Sistema Teste – Tempo para Frequência Inferior à Nominal – CB, CM1 e CM2.....	60
Figura 5-8 – Sistema Teste – Frequência dos Geradores após Perda do Gerador 01 – CB.....	62
Figura 5-9 – Sistema Teste – Frequência dos Geradores após Perda do Gerador 01 em detalhe –CB	62
Figura 5-10 – Sistema Teste –RoCoF dos Geradores após Perda do Gerador 01 – CB.....	63
Figura 5-11 – Sistema Teste – RoCoF dos Geradores após Perda do Gerador 01 em Detalhe – CB	63
Figura 5-12 – Sistema Teste – Frequência dos Barramentos após Perda do Gerador 01 em Detalhes – CB.....	64
Figura 5-13 – Sistema Teste – RoCoF dos Barramentos após Perda do Gerador 01 em Detalhe – CB.....	65
Figura 5-14 – Sistema Teste – Frequência dos Geradores após Perda do Gerador 01 em Detalhe – CM2	66
Figura 5-15 – Sistema Teste – RoCoF dos Geradores após Perda do Gerador 01 em Detalhes – CM2	66
Figura 5-16 – Sistema Teste – Frequência dos Barramentos após Perda do Gerador 01 – CM2	67

Figura 5-17 – Sistema Teste – Frequência dos Barramentos após Perda do Gerador 01 em Detalhe – CM2	68
Figura 5-18 – Sistema Teste – RoCoF dos Barramentos após Perda do Gerador 01 em Detalhes – CM2	69
Figura 5-19 – SIN – Comparação FCMS – BM21-IP x BM21-MI.....	72
Figura 5-20 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS – BM21-IP x BM21-MI.....	73
Figura 5-21 – SIN – Comparação FCMS e Frequência dos Geradores – BM21-IP.....	74
Figura 5-22 – SIN – Comparação FCMS e Frequência dos Geradores – BM21-MI	74
Figura 5-23 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência dos Geradores – BM21-IP	75
Figura 5-24 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência dos Geradores – BM21-MI	76
Figura 5-25 – SIN – Comparação FCMS e Frequência de Barramento – BM21-IP.....	76
Figura 5-26 – SIN – Comparação FCMS e Frequência de Barramento – BM21-MI	77
Figura 5-27 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência de Barramento – BM21-IP	78
Figura 5-28 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência de Barramento – BM21-MI.....	78
Figura 5-29 – SIN – Comparação FCMS – BM25-IP x BM25-MI.....	80
Figura 5-30 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS – BM25-IP x BM25-MI.....	81
Figura 5-31 – SIN – Comparação FCMS e Frequência dos Geradores – BM25-IP.....	82
Figura 5-32 – SIN – Comparação FCMS e Frequência dos Geradores – BM25-MI	82
Figura 5-33 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência dos Geradores – BM25-IP	83
Figura 5-34 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência dos Geradores – BM25-MI	83
Figura 5-35 – SIN – Comparação FCMS e Frequência de Barramento – BM25-IP.....	84
Figura 5-36 – SIN – Comparação FCMS e Frequência de Barramento – BM25-MI	85

Figura 5-37 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência de Barramento – BM25-IP	86
Figura 5-38 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência de Barramento – BM25-MI.....	86
Figura 5-39 – Mapa Brasil BM21-MI e BM25-MI –Valores Máximos de RoCoF Não Coincidentes nos Barramentos da Rede Básica.....	88
Figura 5-40 – Mapa Brasil BM21-MI – Maiores Valores de RoCoF em Barramentos em Diferentes Instantes da Simulação	89
Figura 5-41 – SIN – Comparação FCMS – IT21-IP x IT21-MI.....	91
Figura 5-42 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS – IT21-IP x IT21-MI.....	91
Figura 5-43 – SIN – Comparação FCMS e Frequência dos Geradores – IT21-IP	92
Figura 5-44 – SIN – Comparação FCMS e Frequência dos Geradores – IT21-MI	93
Figura 5-45 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência dos Geradores – IT21-IP	93
Figura 5-46 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência dos Geradores – IT21-MI.....	94
Figura 5-47 – SIN – Comparação FCMS e Frequência de Barramento – IT21-IP	95
Figura 5-48 – SIN – Comparação FCMS e Frequência de Barramento – IT21-MI	95
Figura 5-49 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência de Barramento – IT21-IP	96
Figura 5-50 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência de Barramento – IT21-MI.....	96
Figura 5-51 – SIN – Comparação FCMS – IT25-IP x IT25-MI.....	98
Figura 5-52 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS – IT25-IP x IT25-MI.....	98
Figura 5-53 – SIN – Comparação FCMS e Frequência dos Geradores – IT25-IP	99
Figura 5-54 – SIN – Comparação FCMS e Frequência dos Geradores – IT25-MI	99
Figura 5-55 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência dos Geradores – IT25-IP	100
Figura 5-56 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência dos Geradores – IT25-MI.....	100

Figura 5-57 – SIN – Comparação FCMS e Frequência de Barramento – IT25-IP	101
Figura 5-58 – SIN – Comparação FCMS e Frequência de Barramento – IT25-MI	101
Figura 5-59 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência de Barramento – IT25-IP	102
Figura 5-60 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência de Barramento – IT25-MI.....	102
Figura 5-61 – Mapa Brasil IT21-MI e IT25-MI –Valores Máximos de RoCoF Não-Coincidentes Calculados em Barramentos da Rede Básica.....	105
Figura 5-62 – Mapa Brasil IT21-MI – Valores de RoCoF em Barramentos em Diferentes Instantes da Simulação.....	106
Figura 5-63 – Mapa Eletrogeográfico – Sistema Manaus [41].....	107
Figura 5-64 – SIN – Comparação FCMS – MA21 x MA25	108
Figura 5-65 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS – AM21 x AM25	109
Figura 5-66 – SIN – Comparação FCMS, Frequência de Gerador e de Barramento– AM21.....	110
Figura 5-67 – SIN – Comparação FCMS, Frequência de Gerador e de Barramento – AM25.....	110
Figura 5-68 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS, da Frequência dos Geradores e dos Barramentos – AM21.....	111
Figura 5-69 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS, da Frequência dos Geradores e dos Barramentos – AM25.....	111
Figura 5-70 – Mapa Eletrogeográfico – Sistema Acre-Rondônia [42].....	112
Figura 5-71 – SIN – Comparação FCMS – ACRO21 x ACRO25	113
Figura 5-72 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS – ACRO21 x ACRO25	114
Figura 5-73 – SIN – Comparação FCMS, Frequência de Gerador e de Barramento– ACRO21	115
Figura 5-74 – SIN – Comparação FCMS, Frequência de Gerador e de Barramento – ACRO25.....	115
Figura 5- 75 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS, da Frequência dos Geradores e dos Barramentos – ACRO21.....	116
Figura 5-76 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS, da Frequência dos Geradores e dos Barramentos – ACRO25.....	116
Figura 5-77 – SIN – Comparação RoCoF Instantâneo x RoCoF 1 ciclo X RocoF médio – IT21-MI	118

Figura 5-78 – Região Sudeste – Curva Referencial para Ajuste de Proteção Baseada em RoCoF	119
Figura 5-79 – Região Norte – Curva Referencial para Ajuste de Proteção Baseada em RoCoF	120
Figura 5-80 – Região Nordeste – Curva Referencial para Ajuste de Proteção Baseada em RoCoF	120
Figura 5-81 – Região Sul – Curva Referencial para Ajuste de Proteção Baseada em RoCoF	121
Figura 5-82 – ACRO – Curva Referencial para Ajuste de Proteção Baseada em RoCoF	121
Figura 5-83 – Manaus – Curva Referencial para Ajuste de Proteção Baseada em RoCoF	122

Lista de tabelas

Tabela 4-1 – Requisitos Mínimos de Suportabilidade a RoCoF (Europa).....	52
Tabela 5-1 – Características Básicas do Ponto de Operação Inicial - IEEE Nordic32 Test System.....	54
Tabela 5-2 – Características Principais dos Geradores - IEEE Nordic32 Test System	55
Tabela 5-3 – Características do Caso Modificado 1 e Caso Modificado 2 - IEEE Nordic32	58
Tabela 5-4 – Valores Calculados de RoCoF para CB, CM1 e CM2	60
Tabela 5-5 – Valores Calculados de RoCoF para CB e CM2.....	69
Tabela 5-6 – Características Básicas do Cenários Analisados para o SIN.....	71
Tabela 5-7 – Tabela Resumo – Resultados para Perda do Bipolo Xingu – Terminal Rio	87
Tabela 5-8 – Tabela Resumo – Resultados para Perda do Bipolo de Itaipu	103
Tabela A-1 – Barramentos do SIN Monitorados para o Cálculo do RoCoF	136

Nomenclatura

J – momento de inércia do conjunto turbina – gerador

ω_m - velocidade angular mecânica do rotor

ω_r - velocidade angular elétrica do rotor

T_m – torque mecânico

T_e – torque eletromagnético

H – constante de inércia

ω_{0m} – velocidade angular nominal mecânica do rotor

ω_0 – velocidade angular nominal elétrica do rotor

p_f – número de polos do gerador

VA_{base} – potência aparente do gerador

P – potência

P_m – potência mecânica

P_e – potência elétrica

f – frequência elétrica

f_0 – frequência nominal

H_{sis} – constante de inércia equivalente do sistema

H_i – constante de inércia do gerador i

$S_{i\ nom}$ – capacidade nominal do gerador i sincronizado ao sistema

S_{total} – capacidade nominal dos geradores sincronizados ao sistema

f_{coi} – frequência do centro de inércia

$RoCoF_m$ – taxa de variação da frequência média

Siglas e Abreviações

ERAC: Esquema Regional de Alívio de Carga

GDs: Geração Distribuída

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers

LOM: Loss of Mains Protection

NREAP: National Renewable Energy Action Plans

ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

PDE: Plano Decenal de Expansão de Energia

PLL: Phase Locked Loop

PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

RED: Recursos Energéticos Distribuídos

RACRO: Recebimento dos Estados do Acre e Rondônia

ROCOF: Rate of Change of Frequency (Taxa de Variação da Frequência)

SIN: Sistema Interligado Nacional

UE: União Europeia

Introdução

1.1.

Considerações Gerais

Os sistemas elétricos de grande porte estiveram sempre fortemente associados à utilização de máquinas síncronas para a geração de energia e atendimento às cargas, tendo como uma das vantagens em termos de benefícios sistêmicos o controle dinâmico do perfil de tensão da rede e a regulação da frequência elétrica do sistema. Em relação ao controle da frequência, as máquinas síncronas diretamente conectadas à rede agregam resposta inercial, ou seja, convertem em energia elétrica parte da energia cinética armazenada em seus rotores, e vice-versa, sempre que caracterizado um desequilíbrio entre carga e geração no sistema. Este comportamento determina as taxas de variação da frequência elétrica (RoCoF – Rate of Change of Frequency), as quais podem ser definidas principalmente por dois fatores, a magnitude do desbalanço de potência ativa e a inércia global do sistema, sendo esse último dependente do número de geradores convencionais sincronizados e da inércia de cada gerador [1].

O aumento da participação da geração eólica e solar fotovoltaica é uma realidade não só no Sistema Interligado Nacional (SIN), mas também em diversos sistemas elétricos ao redor do mundo. No SIN essa expansão tem ocorrido principalmente na região Nordeste do Brasil, entretanto também se observa na região Sul (geração eólica) e nas regiões Sudeste/Centro-Oeste (geração fotovoltaica). As usinas de geração eólica e fotovoltaica não agregam resposta inercial ao sistema, como é natural nas usinas convencionais baseadas em máquinas síncronas diretamente conectadas à rede. À medida que a geração convencional (máquinas síncronas) é substituída por geração que não agrega inércia ao sistema, ocorre o aumento das taxas de variação de frequência (RoCoF), condição que pode resultar na degradação do desempenho do controle de frequência e no desligamento indesejável de elementos do sistema elétrico durante perturbações.

1.2.

Panorama da Participação de Fontes de Energia Renováveis na Matriz de Energia Elétrica

O Sistema Interligado Nacional (SIN) está passando por uma mudança em sua matriz de energia elétrica com o aumento significativo de usinas de geração fotovoltaica e, principalmente, usinas eólicas, conforme relatado no Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN [2]. Considerando o horizonte do último ciclo desse plano, que vai até 2025, é esperado um aumento percentual significativo da potência instalada de usinas solares fotovoltaicas e eólicas, além de um aumento de usinas termelétricas compatível com o aumento esperado da demanda, em termos percentuais. No entanto, o aumento de grandes usinas hidrelétricas é praticamente inexistente no horizonte dos próximos 5 anos. Nas Figura 1-1, Figura 1-2 e Figura 1-3 são ilustradas a evolução da capacidade instalada de geração no SIN, a previsão do aumento da demanda e uma comparação da capacidade instalada de cada uma das principais fontes em relação à demanda.

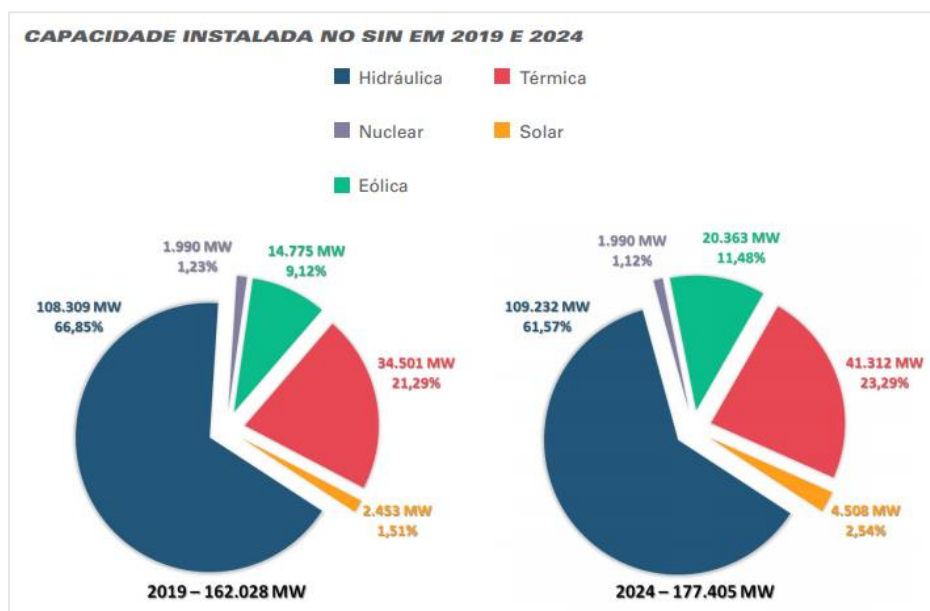


Figura 1-1 – Evolução da Capacidade de Geração Instalada no SIN prevista nos próximos 5 anos [2]



Figura 1-2 – Previsão de Crescimento da Demanda no SIN nos próximos 5 anos [2]

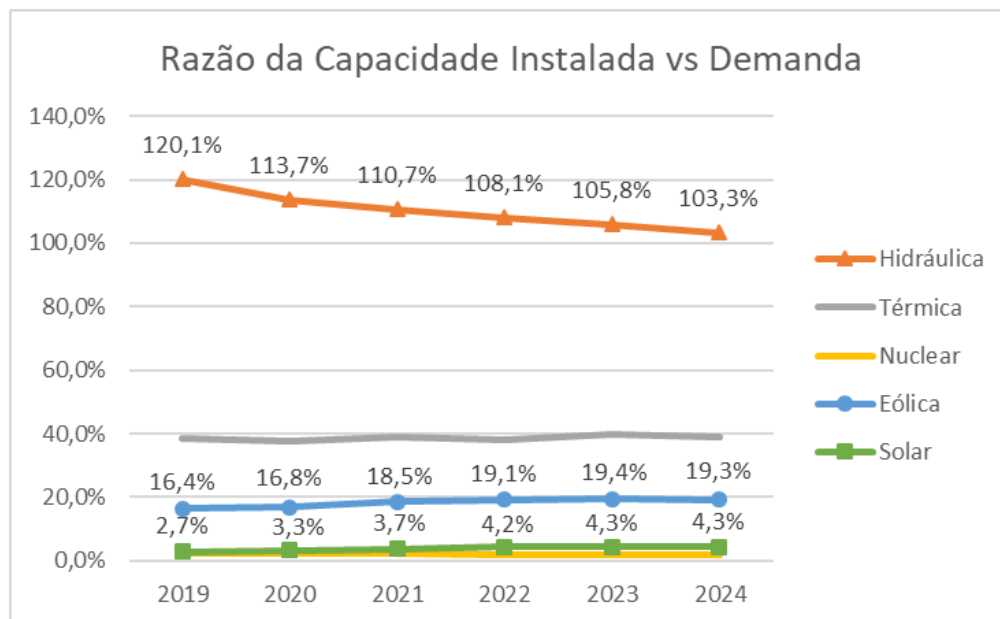


Figura 1-3 – Razão da Potência Instalada por Fonte em Relação à Demanda

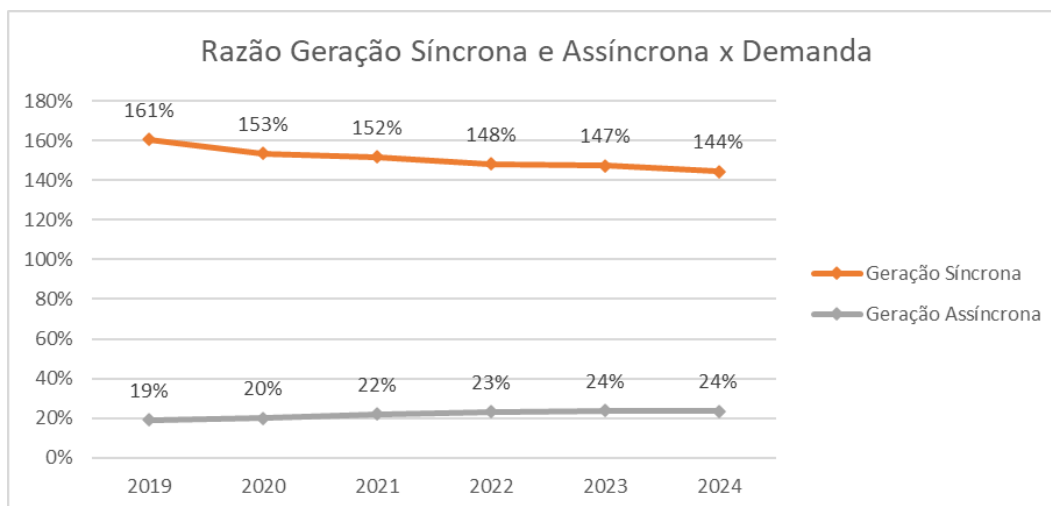


Figura 1-4 – Razão da Potência Instalada de Geração Síncrona e Assíncrona em Relação à Demanda

Conforme Figura 1-3 e Figura 1-4, o crescimento da demanda do sistema não está sendo acompanhado de um crescimento de usinas que agregam inércia ao SIN. Como consequência, a operação do SIN estará mais suscetível a cenários onde o atendimento à carga será feito numa maior proporção por usinas eólicas e fotovoltaicas em relação à situação atual, podendo significar cenários com menor inércia sincronizada.

Cumprir destacar que apesar das usinas hidráulicas representarem uma capacidade instalada equivalente ou superior à previsão da demanda, elas têm um comportamento sazonal ao longo do ano e sua capacidade de geração tem relação com a energia armazenada nos reservatórios das principais usinas, que além de servirem ao propósito de geração de energia elétrica, também exercem outras funções não ligadas a esta última, como por exemplo abastecimento residencial e industrial, irrigação, entre outros usos [3]. Por esses motivos, a geração de energia elétrica por essa fonte costuma ser bastante inferior à capacidade instalada em determinadas épocas do ano.

A tendência de crescimento de usinas fotovoltaicas e eólicas se mantém num horizonte de mais longo prazo, conforme previsto no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030 [4]. De acordo com esse documento, é esperado um aumento expressivo do montante de geração das usinas eólicas e solares fotovoltaicas no SIN até o ano de 2030, além da geração distribuída, que será composta principalmente por usinas fotovoltaicas, aumentando dessa forma a participação de fontes de energia renovável na matriz de energia elétrica.

Conforme observado na Figura 1-5, a capacidade instalada de usinas fotovoltaicas sai de 3,1 GW para um montante de 8,4 GW, um aumento superior a 170%, comportamento semelhante ao das usinas eólicas, que saem de 15,9 GW para 32,2 GW (aumento de 102%). No entanto, o maior aumento percentual previsto é para o segmento da micro e minigeração distribuída, que sai de 4,2 GW para 24,5 GW (aumento de 483%). Nesse segmento, a tecnologia solar fotovoltaica é a preponderante, respondendo por mais de 90% dessa expansão, conforme pode ser observado na Figura 1-6.

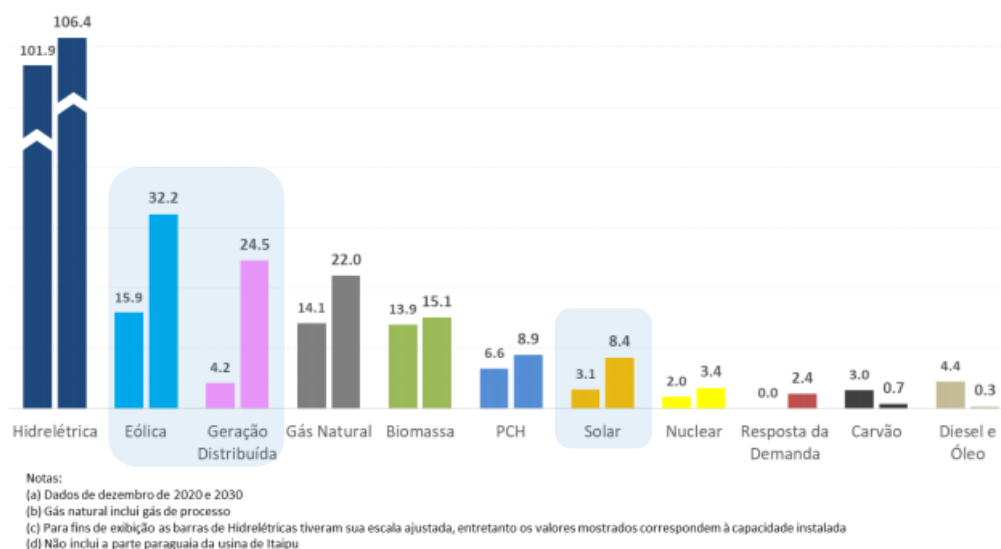


Figura 1-5 – Evolução da Capacidade Instalada por Fonte de Geração no Brasil em 2020 e 2030 [4]

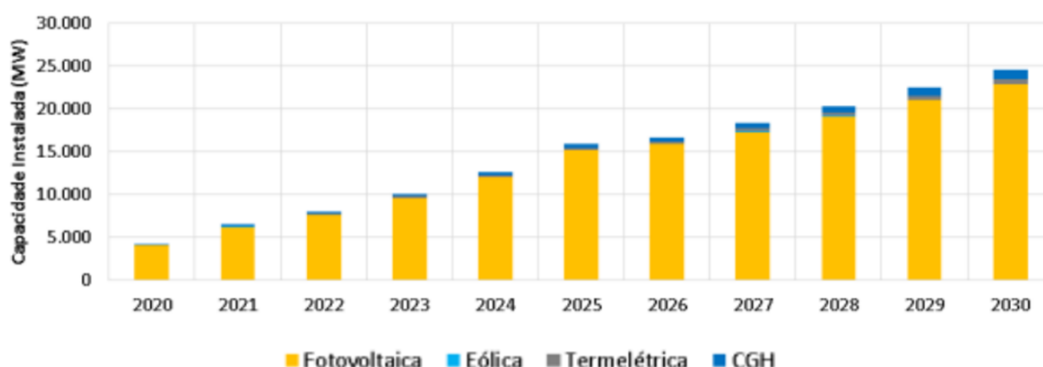


Figura 1-6 – Evolução da Capacidade Instalada da Geração Distribuída [4]

Por fim, na Figura 1-7 é possível notar o aumento da participação das fontes renováveis de energia e a redução da participação das usinas hidrelétricas na matriz de energia elétrica e na Figura 1-8 observa-se o aumento da participação da geração assíncrona em relação à capacidade instalada total prevista para o ano de 2030.

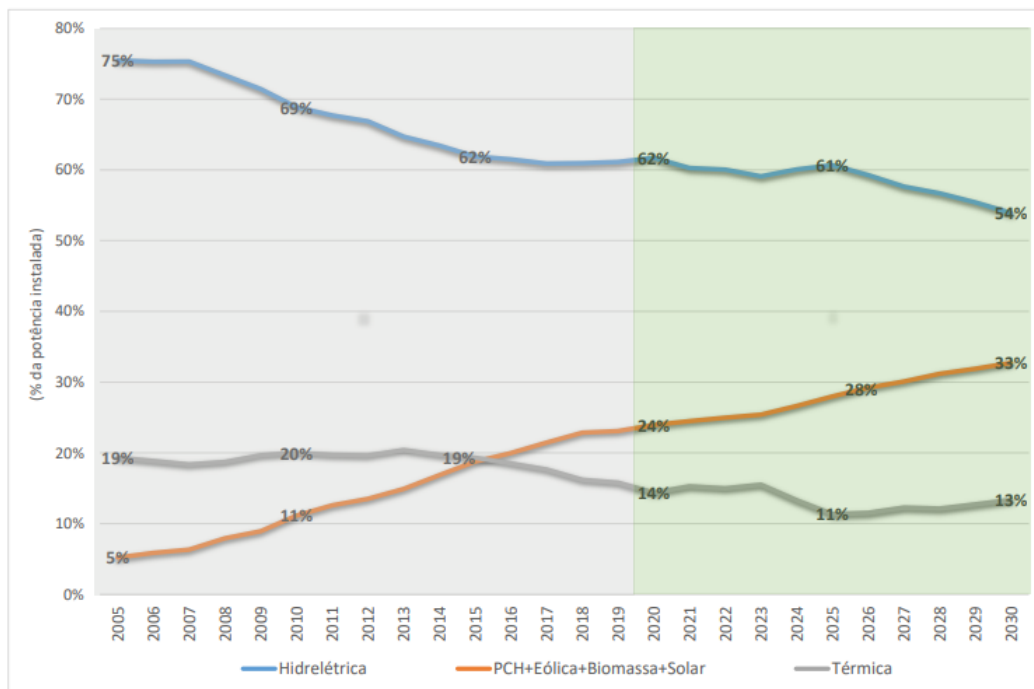


Figura 1-7 – Evolução da Participação de Cada Fonte de Geração Centralizada na Matriz de Energia Elétrica do Brasil [4]

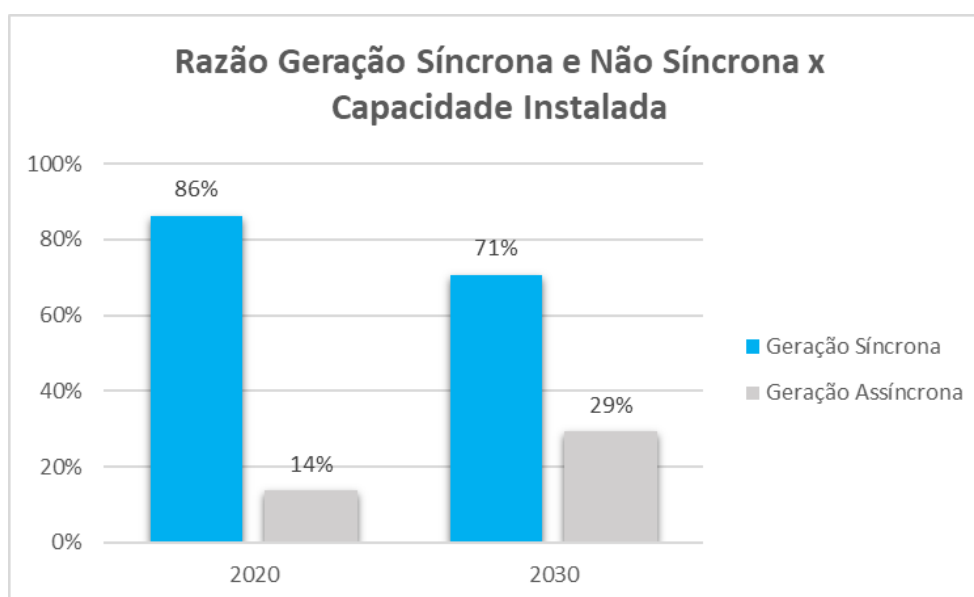


Figura 1-8 – Razão da Potência Instalada de Geração Síncrona e Assíncrona em relação à Capacidade Instalada Total em 2020 e 2030 – adaptado de [4]

1.3.

Objetivos

O principal objetivo desse trabalho é avaliar os impactos do aumento de geração que não agrega resposta inercial ao sistema, principalmente geração eólica e solar fotovoltaica (geração não síncrona), nos valores de RoCoF, tanto em valores nominais quanto em valores percentuais.

Para tanto, um sistema teste do IEEE da força tarefa que estuda os fenômenos de estabilidade de tensão e de avaliação de segurança de sistemas elétricos é utilizado para avaliações iniciais, no qual a geração síncrona convencional é progressivamente substituída por geração não síncrona e assim, são avaliados os valores de RoCoF para cada nível de geração não síncrona.

Posteriormente, avaliações semelhantes são realizadas no Sistema Interligado Nacional (SIN). Dessa forma, pretende-se conhecer os maiores valores de RoCoF para os quais o SIN pode estar submetido, sob o ponto vista global e por região/área, considerando o horizonte de planejamento da operação, principalmente em cenários de alta penetração de geração fotovoltaica e eólica. Tais valores são de especial interesse no contexto da definição de requisitos mínimos para conexão de geradores ao SIN e de ajustes de proteções baseadas em RoCoF. É o caso, por exemplo, das proteções anti-ilhamento de geradores conectados no sistema de distribuição, que não devem ser desligados na ocorrência de perdas de grandes blocos de geração no Sistema Interligado Nacional (SIN), o que degradaria ainda mais o desempenho de frequência do SIN.

A avaliação do desempenho dinâmico tanto do sistema teste quanto do SIN é realizada por meio de simulações computacionais utilizando a base de dados disponibilizada pelo ONS [5] e pelo IEEE [6], compatíveis com o programa de análise de transitórios eletromecânicos Anatem [7]. Para verificar situações críticas de excursão da frequência do sistema elétrico, foram simulados eventos que provoquem grandes desequilíbrios entre carga e geração, como por exemplo desligamento de geradores ou perda de grandes blocos de injeção de energia (elos de corrente contínua, por exemplo).

1.4.

Estrutura da Dissertação

Essa dissertação possui a seguinte estrutura:

- No Capítulo 2 são abordadas as principais consequências de elevados valores de RoCoF para o desempenho dinâmico da frequência de um sistema elétrico e consequentemente, a importância de se conhecer esses valores. Inicialmente são apresentadas as principais definições de estabilidade de um sistema elétrico de potência, seguido da equação de oscilação da máquina síncrona. Posteriormente, é abordada a relação da taxa de variação da frequência e o fenômeno físico para os quais os geradores síncronos ficam sujeitos em situações de elevados valores de RoCoF e suas consequências.
- No Capítulo 3 é apresentada a evolução da geração fotovoltaica e eólica no Brasil e no mundo e o consequente impacto nos valores de RoCoF e no desempenho do sistema elétrico. Logo após, são apresentadas alternativas para mensurar os valores de RoCoF tanto em simulações computacionais quanto por equipamentos de medição instalados em campo. Em seguida, é feito um panorama dos principais esquemas de proteção que utilizam a medição da frequência como referência e das dificuldades de coordenar esses esquemas de proteções.
- No Capítulo 4 é realizado um panorama dos requisitos mínimos de suportabilidade à variação de frequência no Brasil e no mundo, exigidos de geradores/usinas que se conectam em sistemas elétricos de grande porte.
- No Capítulo 5 apresenta-se as simulações realizadas tanto para o sistema teste quanto para o SIN, para cenários que consideram diferentes níveis de geração fotovoltaica e eólica. São realizadas medições dos valores de RoCoF obtidos, sob o ponto vista global e por região/área.
- No Capítulo 6 apresentam-se as conclusões e as sugestões para trabalhos futuros.

2

Controle da Frequência e a Taxa de Variação da Frequência

2.1

Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência

Antes de iniciar a discussão sobre RoCoF e a sua relação com a estabilidade de um sistema elétrico de potência, é necessário compreender e distinguir as diferentes formas que um problema de estabilidade se manifesta e os fenômenos físicos relacionados.

De uma forma geral, a estabilidade de um sistema elétrico de potência pode ser entendida como a capacidade do sistema, dada certas condições iniciais, de recuperar o seu estado de equilíbrio após ser submetido à um distúrbio físico [8].

Os sistemas elétricos estão sujeitos a diversos tipos de distúrbio, desde a mudança da carga que deve ser suprida (consumo de energia) e que varia constantemente, até distúrbios mais severos como por exemplo curto-circuito em uma linha de transmissão ou a desconexão intempestiva de um gerador. A resposta do sistema elétrico para esses distúrbios acontece por meio da atuação de diversos tipos de equipamentos e controles associados, como por exemplo os reguladores de tensão e de velocidade dos geradores síncronos, mudança dos taps dos transformadores com comutação automática sob carga, chaveamento de capacitores e reatores, a própria energia cinética armazenada nos rotores dos geradores, além da resposta natural das próprias cargas conectadas ao sistema que são sensíveis às variações de tensão e frequência. Devido à alta complexidade e dimensionalidade dos problemas de estabilidade, algumas simplificações são importantes para que seja possível analisar tipos específicos de problemas usando um nível suficiente de detalhes do sistema e técnicas de análise apropriadas.

A classificação dos fenômenos de estabilidade em diferentes categorias facilita a identificação dos principais fatores que conduzem o sistema elétrico a

instabilidades e, dessa forma, contribui para a concepção de soluções que preservem a operação estável do sistema elétrico[8].

A classificação dos problemas de estabilidade de um sistema elétrico é baseada (1) na natureza física do modo de instabilidade resultante do distúrbio, (2) no tamanho do distúrbio considerado e (3) nos dispositivos, processos e intervalo de tempo que deve ser levado em consideração para avaliar a estabilidade[8]. Na Figura 2-1 ilustram-se as categorias e subcategorias dos problemas de estabilidade de um sistema elétrico.

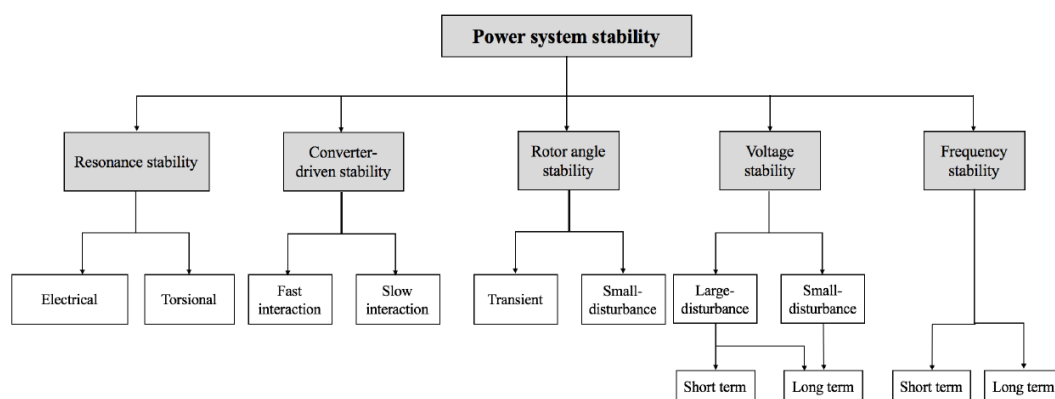


Figura 2-1 – Classificação da Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência [8]

Conforme pode ser observado na Figura 2-1, existem cinco categorias principais para a classificação da estabilidade de um sistema elétrico [8]. São elas:

- a) **Estabilidade de ressonância:** a ressonância, em geral, ocorre quando a troca de energia entre o sistema elétrico e o gerador ocorre periodicamente de forma oscilatória. Essas oscilações crescem em caso de dissipação insuficiente dessa energia e se manifestam por meio do aumento dos níveis das tensões e correntes. Se esses níveis excedem as referências especificadas, diz-se que ocorreu uma instabilidade de ressonância.
- b) **Estabilidade conduzida por conversores eletrônicos:** um gerador conectado à rede por meio de conversores é dependente de algoritmos e loops de controle com um tempo de resposta rápido, como o *phase locked loop* (PLL) e o *inner-current control loop*. Desse modo, a ampla escala de tempo relacionada aos controles dos geradores conectados por meio de conversores pode impactar em fenômenos de natureza eletromecânica de máquinas síncronas e de transitórios eletromagnéticos da rede, o que pode levar a oscilações instáveis no sistema elétrico.

- c) **Estabilidade do ângulo do rotor:** refere-se à capacidade dos geradores síncronos de um sistema interligado manterem-se em sincronismo após a ocorrência de um distúrbio. Para isso, é necessário manter ou reestabelecer o equilíbrio entre os torques eletromagnético e mecânico de cada um dos geradores sincronizados ao sistema elétrico.
- d) **Estabilidade de frequência:** refere-se à capacidade do sistema elétrico de manter a frequência constante depois de submetido à um distúrbio que provoque um desequilíbrio entre carga e geração. Para tanto, é necessário manter ou reestabelecer o equilíbrio entre essas grandezas, com um mínimo de corte intencional de carga ou geração.
- e) **Estabilidade de tensão:** refere-se à capacidade do sistema elétrico de manter a tensão constante em todas as barras do sistema depois de submetido a um distúrbio, dada uma condição inicial. Para tanto, é necessário manter ou reestabelecer o equilíbrio entre o que está sendo demandado pela carga e a potência fornecida para atendimento à essa carga.

No desenvolvimento desse trabalho, que pretende investigar o impacto nos valores de RoCoF em função do aumento de geração não síncrona, e suas consequências para um sistema elétrico, o principal conceito envolvido é o da estabilidade de frequência. No entanto, cabe destacar que em determinadas situações os conceitos de estabilidade mencionados acima podem não ocorrer em sua forma pura, principalmente em sistemas que trabalham em seus limites de transmissão e/ou em situações de instabilidade que provoquem eventos em cascata, fazendo com que uma forma de instabilidade provoque outra. Por isso, é importante saber distinguir os conceitos de estabilidade para identificar as causas de um determinado problema e assim evitar que estes aconteçam ou que não provoquem grandes consequências para o sistema elétrico.

2.2

Equação de Oscilação da Máquina Síncrona e a Taxa de Variação de Frequência

A principal equação utilizada nas análises de estabilidade angular de um sistema elétrico de potência é aquela que descreve a dinâmica do rotor de uma máquina síncrona em situações de desbalanço entre o torque eletromagnético e o torque mecânico [9], conhecida como equação de oscilação. Essa equação relaciona o momento de inércia do conjunto gerador/turbina e a velocidade angular do rotor com a diferença entre os torques mecânico e eletromagnético, conforme (2.1):

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e \quad (2.1)$$

onde:

$J \rightarrow$ Momento de inércia do conjunto turbina – gerador [$kg.m^2$];

$\omega_m \rightarrow$ Velocidade angular mecânica do rotor [rad/s];

$T_m \rightarrow$ Torque mecânico [$N.m$];

$T_e \rightarrow$ Torque eletromagnético [$N.m$];

$t \rightarrow$ tempo [s];

Quando não há desbalanço entre os torques mecânico e eletromagnético no eixo do gerador síncrono, a velocidade angular do rotor é constante e não há aceleração ou desaceleração da máquina. No entanto, quando ocorre variação abrupta da carga (potência elétrica) vista pelo gerador síncrono, ocorre uma correspondente mudança no torque eletromagnético, de forma que a diferença entre os torques não é mais nula, ocorrendo então aceleração ou desaceleração do rotor do gerador síncrono.

Geralmente o momento de inércia do conjunto turbina-gerador é representado nos estudos de estabilidade por meio da constante de inércia, que é definida como a energia cinética armazenada no conjunto rotor/turbina dividida pela potência aparente do gerador, conforme (2.2):

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_{0m}^2}{VA_{base}} \quad (2.2)$$

onde:

$\omega_{0m} \rightarrow$ Velocidade angular nominal mecânica do rotor [rad/s];

$VA_{base} \rightarrow$ Potência aparente do gerador [W];

$H \rightarrow$ Constante de inércia [s];

O valor da constante de inércia geralmente fica restrito a uma pequena faixa de valores, uma vez que essa constante é normalizada pela potência nominal do gerador. Esse fato torna interessante a utilização da constante de inércia em detrimento ao momento de inércia, uma vez que o momento de inércia pode assumir uma faixa muito grande de valores pois tem relação direta com o tamanho do gerador, ou seja, geradores com rotores de maior raio e maior massa têm momento de inércia maiores.

A inércia de um gerador síncrono atua como um elemento armazenador de energia, liberando ou absorvendo-a quando ocorre um desbalanço entre geração e carga no sistema [10]. Reescrevendo o momento de inércia J em função de H , tem-se:

$$J = \frac{2H}{\omega_{0m}^2} VA_{base} \quad (2.3)$$

Substituindo (2.3) em (2.1), tem-se:

$$\frac{2H}{\omega_{0m}^2} VA_{base} \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e \quad (2.4)$$

Sabendo que a relação entre a potência aparente nominal e o torque nominal de uma máquina é dada por $T_{nom} = VA_{nom}/\omega_{0m}$, (2.4) pode ser reescrita em p.u. como:

$$2H \frac{d}{dt} \left(\frac{\omega_m}{\omega_{0m}} \right) = \frac{T_m - T_e}{VA_{base}/\omega_{0m}} \quad (2.5)$$

$$2H \frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = \bar{T}_m - \bar{T}_e \quad (2.6)$$

Em (2.7) tem-se que:

$$\bar{\omega}_r = \frac{\omega_m}{\omega_{0m}} = \frac{\omega_r/p_f}{\omega_0/p_f} = \frac{\omega_r}{\omega_0} = \frac{2\pi f_r}{2\pi f_0} = \bar{f}_r \quad (2.7)$$

onde:

$\omega_r \rightarrow$ Velocidade angular elétrica do rotor [rad/s];

$\omega_0 \rightarrow$ Velocidade angular nominal elétrica do rotor [rad/s];

$p_f \rightarrow$ Número de polos do gerador;

Multiplicando ambos os lados de (2.8) por $\bar{\omega}_r$, considerando que o desvio de velocidade em relação à velocidade nominal é pequeno e que, portanto, $\bar{\omega}_r \approx 1$, a equação de oscilação é dada por:

$$2H\bar{\omega}_r \frac{d\bar{\omega}_r}{dt} = (\bar{T}_m - \bar{T}_e)\bar{\omega}_r \quad (2.8)$$

$$2H \frac{d\bar{f}_r}{dt} = \bar{P}_m - \bar{P}_e \quad (2.9)$$

Pode ser observado em (2.9) que a taxa com que a frequência elétrica nos terminais de um gerador varia logo após o distúrbio, em p.u., depende da inércia do gerador sincronizado ao sistema e da magnitude do distúrbio observada por aquele gerador, representada pela diferença $\bar{P}_m - \bar{P}_e$, em p.u. Quanto maior for a inércia desse gerador, para um mesmo distúrbio, menor será a sua taxa inicial de variação da frequência.

O impacto causado pela ocorrência de um distúrbio (aumento ou diminuição de carga, por exemplo) em uma determinada barra do sistema é inicialmente distribuído entre os geradores sincronizados, de acordo com os seus coeficientes de potência sincronizante em relação à barra onde ocorreu o distúrbio.

O coeficiente de potência sincronizante relaciona a variação da potência elétrica nos terminais de um gerador com a variação do ângulo do rotor desse gerador [11], conforme (2.10) e (2.11):

$$P_\Delta = (P_M \cos \delta_0) \delta_\Delta \quad (2.10)$$

$$P_s \triangleq P_M \cos \delta_0 = \left. \frac{\partial P}{\partial \delta} \right|_{\delta=\delta_0} \quad (2.11)$$

$P_\Delta \rightarrow$ Variação da potência elétrica [W];

$P_M \rightarrow$ Potência elétrica máxima [W];

$\delta_0 \rightarrow$ Ângulo inicial do rotor do gerador [°];

$\delta_\Delta \rightarrow$ Variação do ângulo do rotor do gerador [°];

Dessa forma, os geradores eletricamente mais próximos do distúrbio irão assumir a maior parte do déficit ou do excedente de energia causado pelo distúrbio, independente da sua constante de inércia. Porém, a taxa com que a frequência de cada máquina irá variar inicialmente, dependerá do seu valor de constante de inércia, além de sua proximidade com o impacto [11]. Dessa forma, inicialmente algumas máquinas estarão sujeitas a valores mais elevados de RoCoF do que outras.

Nesse contexto, logo após a ocorrência do distúrbio inicia-se a fase da resposta inercial, na qual cada gerador irá oscilar em torno de uma taxa de variação de frequência média, que representa a resposta equivalente do sistema, considerando uma resposta coerente de todos os geradores. Essa taxa determinada pela resposta inercial é definida principalmente por dois fatores: a magnitude do distúrbio e a inércia equivalente do sistema, sendo esse último dependente do número de geradores sincronizados e da inércia de cada gerador.

A inércia equivalente de um sistema pode ser determinada pelo somatório da inércia individual de cada gerador multiplicada por sua capacidade nominal e normalizada pela capacidade total do sistema, conforme (2.12):

$$H_{sis} = \frac{\sum_{i=1}^N H_i \cdot S_{i\,nom}}{S_{total}} \quad (2.12)$$

$H_i \rightarrow$ Constante de inércia do gerador i [s];

$S_{i\,nom} \rightarrow$ Capacidade nominal do gerador i sincronizado ao sistema [MVA];

$S_{total} \rightarrow$ Capacidade nominal dos geradores sincronizados ao sistema [MVA];

$H \rightarrow$ Constante de inércia do sistema [s];

A partir de (2.9), é possível então mensurar a taxa de variação de frequência do sistema como um todo. Para tanto, entende-se que todas as máquinas de um sistema podem ser representadas por uma única máquina conectada à um único barramento, com constante de inércia (2.12) igual à inércia equivalente das máquinas desse sistema [10]. Além disso, essa é a frequência em torno da qual cada máquina irá oscilar, e é conhecida como frequência do centro de inércia (f_{coi}) do sistema [11].

Dessa forma, a dinâmica da frequência do centro de inércia do sistema (f_{coi}) pode ser descrita por (2.13) e está ilustrada na Figura 2-2:

$$\frac{df_{coi}}{dt} = \frac{\bar{P}_m - \bar{P}_e}{2H_{sis}} \quad (2.13)$$

$H_{sis} \rightarrow$ Constante de inércia equivalente do sistema elétrico [s];

$\bar{P}_m - \bar{P}_e \rightarrow$ Magnitude do distúrbio [p.u.];

Na Figura 2-2 está ilustrado um exemplo do desempenho da frequência do centro de inércia, representada pela curva preta, após a ocorrência de um distúrbio, comparativamente com o desempenho da frequência de alguns geradores. Nota-se que a frequência dos geradores oscila em torno da frequência do centro de inércia.

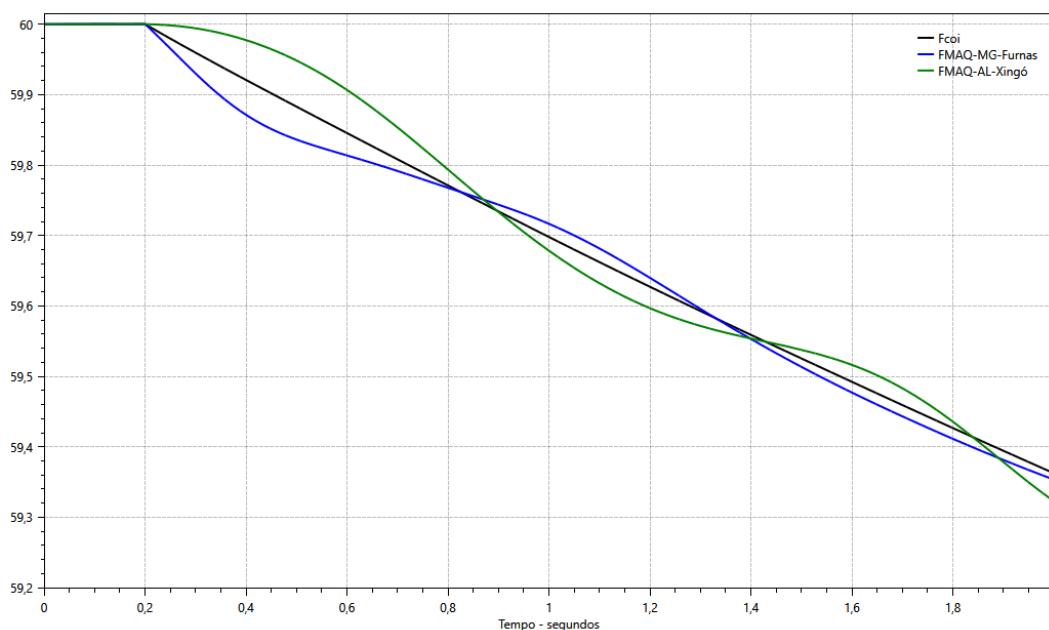


Figura 2-2 –Ilustração da Frequência do Centro de Inércia do Sistema e da Frequência de Máquina

2.3

Aplicações e Uso da Taxa de Variação da Frequência

Por (2.13) é possível observar que os valores iniciais de RoCoF sistêmico estão relacionados com a inércia equivalente do sistema e com a magnitude do distúrbio. Em eventos que acarretam excesso de geração no sistema, como por exemplo um desligamento intempestivo de carga, a taxa de variação da frequência será positiva e ocorrerá sobrefrequência, até que comece a atuação da regulação de velocidade dos geradores. Em eventos que acarretam déficit de geração, como por exemplo o desligamento intempestivo de uma usina, a taxa de variação da frequência será negativa e consequentemente ocorrerá subfrequência nos geradores.

Na operação de um sistema elétrico de potência tanto valores positivos quanto negativos de RoCoF que acarretem sobre ou subfrequência, podem desencadear uma sequência de eventos que, caso não sejam tratados corretamente, podem degradar ainda mais as condições operativas, conforme exemplificado nos itens a seguir:

- a) *Desligamento de geradores síncronos por atuação da proteção de sobrefrequência (81/o), subfrequência (81/u) ou volts/hertz (24)*

No caso de RoCoF positivo, que acarrete sobrefrequência no sistema, os eixos dos rotores dos geradores síncronos atingem velocidades superiores à velocidade nominal. Nessa situação, é esperada atuação dos reguladores de velocidade para que a velocidade dos rotores (e a frequência elétrica) retorne a valores próximos ao nominal. Caso ocorra alguma falha na atuação do regulador de velocidade ou a sua atuação ocorra de forma lenta, esse gerador poderá ser desconectado do sistema por atuação de proteções de sobrefrequência (81/o) [12]. Para esses casos de sobrefrequência, o desligamento de geradores contribui para minimizar os valores elevados de frequência, não agravando as condições sistêmicas. No entanto, ainda assim não é desejável a desconexão de geradores, tanto do ponto de vista sistêmico, que passará a operar por um certo período com um menor número de geradores sincronizados, quanto do ponto de vista do agente gerador, que terá que executar uma série de ações e manobras para

sincronizar novamente o equipamento a rede, caso não tenha ocorrido nenhum tipo de dano que o impeça de retornar à operação.

Em situações de RoCoF negativo, que tenha como consequência subfrequência, existe uma especial preocupação com as turbinas dos geradores de usinas termoeletricas de operarem em frequências abaixo da nominal. Isso se deve ao fato de que em alguns casos, existe a possibilidade de ressonância mecânica nas lâminas da turbina devido à velocidade do eixo da turbina nessa situação coincidir com a frequência de oscilação natural, podendo danificar as lâminas em casos mais severos [12] [13]. Para evitar tal situação, pode ocorrer a atuação da proteção de subfrequência (81/u) e consequente desconexão do gerador do sistema elétrico.

Ademais, também existe a preocupação com valores de fluxos magnéticos superiores aos previstos em projetos causados em equipamentos durante fenômenos que acarretem subfrequência. O fluxo magnético em um equipamento é diretamente proporcional a razão entre a tensão e frequência, de modo que caso essa razão supere os valores previstos em projeto, poderá ocorrer a saturação do núcleo desses equipamentos. Como consequência, o fluxo magnético passa a enlaçar componentes metálicos externos ao núcleo, acarretando aquecimento por correntes induzidas [12].

A função de proteção contra sobrefluxo ou volts/hertz realiza a medição dessa razão entre a tensão e a frequência, promovendo o desligamento do gerador quando são alcançados os valores de segurança previamente ajustados. É importante que tais valores estejam coordenados com o limitador volts/hertz do regulador de tensão, de forma que, em caso de uma eventualidade, o regulador tenha a capacidade de retornar a excitação para uma condição segura, sem que ocorra antes o desligamento da máquina por atuação dessa função de proteção [12].

Para esses casos de subfrequência, seja qual for a proteção do gerador que atue, o seu desligamento irá agravar as condições sistêmicas, acentuando ainda mais a queda da frequência.

b) Desligamento de geração conectada na rede de distribuição por *atuação de proteção anti-ilhamento*

A operação ilhada é um modo de operação em que uma porção do sistema de distribuição, eletricamente separada do resto do sistema, é mantida energizada por geradores distribuídos (GDs), muitas vezes sem o conhecimento prévio e/ou respaldo técnico da concessionária. Essa operação de forma não intencional dos sistemas de distribuição pode apresentar riscos à segurança das equipes de manutenção, violação dos limites de qualidade de energia elétrica, religamento inadequado, dentre outros problemas. Dessa forma, um dos requisitos exigidos pelas distribuidoras para a conexão de geração em seus sistemas é a proteção anti-ilhamento, responsável pela desconexão dessa geração em situações de ilhamento. Essa proteção geralmente é baseada em medidas de tensão e frequência e, dependendo dos seus ajustes, podem atuar para condições que não caracterizem de fato o ilhamento da geração com as cargas da distribuidora [14].

De modo geral, os ajustes das proteções anti-ilhamento buscam evitar a operação ilhada, mesmo em condições de baixo desequilíbrio carga-geração na ilha formada, situações em que o ilhamento teria maiores chances de ser bem sucedido. Assim, para garantir a detecção dos ilhamentos nessas condições, é prática comum a utilização de ajustes bastante sensíveis para a função de subfrequência dos GDs. Em contrapartida, perturbações no sistema de transmissão com consequente subfrequência podem implicar na atuação incorreta das proteções anti-ilhamento destes dispositivos, inserindo distúrbios adicionais ao sistema e agravando ainda mais as condições sistêmicas [14].

c) *Atuação de Esquemas Regionais de Alívio de Carga (ERAC)*

Uma maneira de tentar reestabelecer o equilíbrio entre carga e geração de um sistema elétrico, em situações de perda de grandes blocos de geração (ou abertura de interligações), é por meio de corte controlado de carga. Para tanto, são implementados os Esquemas Regionais de Alívio de Carga (ERAC), que efetuam o corte de carga por meio de relés de frequência ajustados para atuarem por frequência absoluta ou por taxa de variação de frequência, que por sua vez atuam desligando automaticamente as cargas previamente estabelecidas, sempre que forem atingidos os valores de RoCoF, frequência absoluta e temporização, caso exista [15].

- d) *Atuação de outros sistemas especiais de proteção (conversão automática de de compensador síncrono – gerador, corte controlado de unidades geradoras ou esquemas para formação de ilhas com equilíbrio de carga e geração em eventos de separação de subsistema)*

Conforme exemplificado nos itens acima, a operação em sobrefrequência ou subfrequência pode representar risco a equipamentos e à segurança das pessoas, além de indicar um desequilíbrio entre carga e geração. Para tentar corrigir tais situações, existem esquemas de proteção baseados em medição tanto da frequência absoluta quanto do RoCoF para desconectar equipamentos e preservar sua integridade, detectar ilhamento de geradores com a rede de distribuição e desconectá-los da rede e, para identificar desequilíbrio entre carga e geração e tentar corrigi-lo através do corte controlado de carga.

Portanto, é de extrema importância conhecer os valores das taxas de variação de frequência e os valores de frequência absoluta mínima para as quais o sistema elétrico está sujeito, oriundas de diversos tipos de eventos com impactos sistêmicos e localizados em pontos distintos do sistema de transmissão. Esses valores são referências para a atuação das proteções mencionadas anteriormente, de modo que ajustes fora dessas referências podem provocar atuações indevidas que possivelmente irão degradar ainda mais as condições operativas, podendo tornar o sistema instável tanto do ponto de vista da frequência quanto dos ângulos dos rotores dos geradores síncronos.

3

RoCoF: Técnicas para Cálculo Existentes e Metodologia Adotada para Cálculo em Estudos de Estabilidade Eletromecânica

3.1

Técnicas para Cálculo da Taxa de Variação da Frequência

Em teoria, por meio de (2.13) é possível calcular o valor médio da taxa de variação de frequência que os geradores síncronos de um sistema elétrico estão submetidos para um dado distúrbio. No entanto, esse valor calculado pode não ser representativo para todos os geradores de um sistema elétrico, uma vez que a taxa com que a frequência de cada máquina irá variar inicialmente, dependerá do seu valor de constante de inércia, além de sua proximidade elétrica com o distúrbio que ocorreu no sistema [11].

Uma das grandes preocupações na ocorrência de distúrbios é a desconexão indevida de geração em momentos de degradação da frequência do sistema elétrico, seja por atuação da proteção de sub/sobrefrequência ou, no caso da geração distribuída, por atuação da proteção anti-ilhamento.

Dessa forma, é importante que as entidades responsáveis pela operação dos sistemas elétricos conheçam os valores de sub/sobrefrequência e os valores de RoCoF, que é uma das referências para atuação de proteções anti-ilhamento, para os quais o seu sistema está submetido, com o objetivo de entender os riscos envolvidos na operação do sistema em determinados cenários. Além disso, conhecendo esses valores também é possível determinar requisitos mínimos que podem ser exigidos dos geradores que pretendem se integrar ao sistema, independentemente do tipo de fonte (solar, eólica, hidráulica, etc), tipo de conexão (de forma síncrona ou assíncrona) e do ponto de conexão do gerador (rede de distribuição ou rede de transmissão), de modo a garantir que esses permaneçam conectados por um tempo mínimo, em eventos que acarretem grandes excursões da frequência elétrica. A exigência de requisitos mínimos relacionados a

frequência elétrica para qualquer gerador é especialmente importante, uma vez que todo o sistema está submetido aos efeitos de um evento que provoque desbalanço carga x geração, notadamente perda de grandes blocos de geração, em função da resposta inercial dos geradores síncronos.

Para tanto, é fundamental que esses requisitos sejam obtidos da forma mais parecida possível tanto no ambiente de simulação, por meio de softwares de análise de estabilidade eletromecânica, quanto em campo, por meio de relés de proteção.

As análises relacionadas à estabilidade eletromecânica de sistemas de grande porte são realizadas a partir de ferramentas fasoriais de sequência positiva, tais como Anatem [16], Organon [17], PSS/E [18], dentre outros. Nestes programas, a rede elétrica é considerada como equilibrada e modelada através de sua admitância na frequência fundamental.

Dessa forma, existem diferentes técnicas para estimar o valor da frequência em cada uma das barras representadas no sistema simulado, sendo a mais comum aquela que relaciona a frequência com a derivada do ângulo de fase da tensão do barramento [19]. Assim, são obtidos valores de frequência a cada passo de integração, sendo possível calcular valores de RoCoF a cada intervalo entre esses passos. No entanto, os valores de RoCoF obtidos podem ser bastante elevados, uma vez que a frequência de barra calculada pode sofrer variações consideráveis em eventos que causem descontinuidades no ângulo da tensão da barra e por sua vez na frequência elétrica. Na Figura 3-1 e Figura 3-2 ilustram-se esse comportamento a partir do resultado de uma simulação exemplo com o SIN, onde foi realizado um evento de bloqueio do elo CC de Xingu – T.Rio, que acarreta uma mudança instantânea da potência injetada por esse elo CC no barramento de 500 kV da SE Terminal Rio.

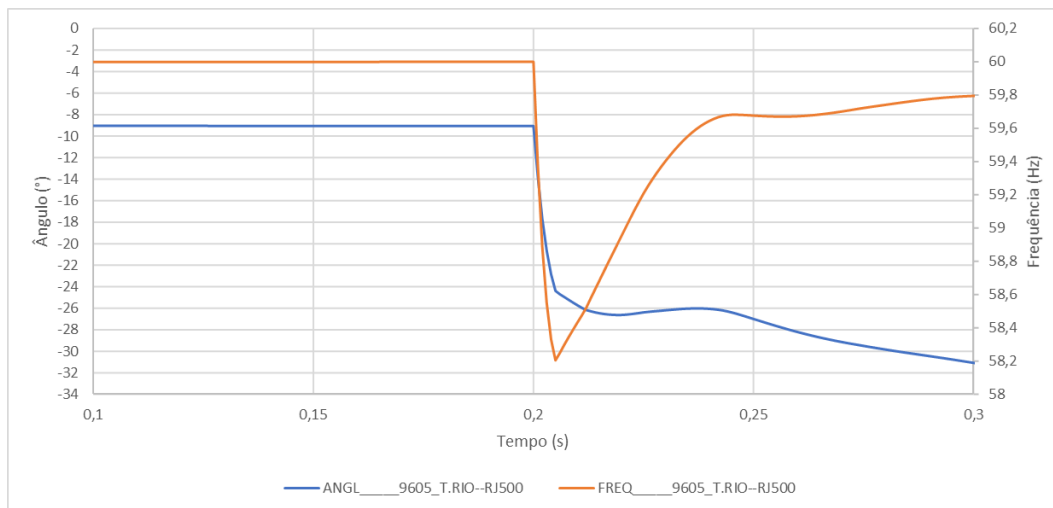


Figura 3-1 – Comportamento do Ângulo da Tensão de Barra e da Frequência – Barramento 500 kV SE Terminal Rio

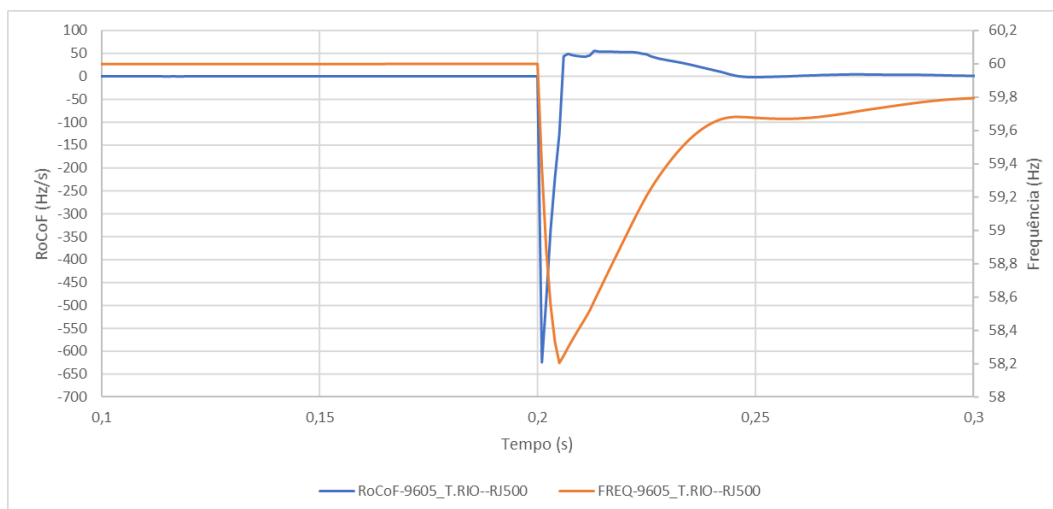


Figura 3-2 – Comportamento da Frequência Elétrica Medida pelo Anatem e da Taxa de Variação da Frequência – Barramento 500 kV SE Terminal Rio

Conforme pode ser observado na Figura 3-1 e Figura 3-2, existe uma descontinuidade no valor do ângulo de fase da tensão calculado no barramento de 500 kV da SE Terminal Rio durante a simulação do evento de bloqueio do elo CC Xingu – Terminal Rio, o que acarreta um valor de derivada bastante elevado. Como o valor da frequência elétrica é calculado em função dessa derivada, essa descontinuidade acarreta valores elevados de RoCoF.

Nota-se que a taxa de variação da frequência está sujeita a valores elevados em função de descontinuidades da frequência elétrica, e que tal situação constitui-se como um desafio para identificar e medir taxas consequentes de um evento caracterizado por desbalanço carga x geração a partir de softwares como Anatem, Organon, PSS/E, dentre outros. Vale destacar que não é usual esses programas fornecerem os valores de RoCoF de forma direta para os usuários, sendo necessário processar os valores de frequência obtidos nas simulações utilizando outros softwares para que se possa obter os valores de RoCoF.

Dificuldades semelhantes podem ocorrer em campo, onde existem diversos algoritmos utilizados por relés de proteção comerciais para medição da frequência a partir do sinal da tensão da rede, como a Transformada Discreta de Fourier, a Medição de Cruzamento por Zero da Tensão ou os circuitos PLL (Phase Locked Loop) [20]. Determinados eventos que ocorrem no sistema, como por exemplo curto-circuito, podem causar distorções na forma de onda da tensão que está sendo lida pelos relés, e assim provocar desvios na frequência mesmo sem ocorrer um desbalanço entre carga e geração. Na Figura 3-3 está ilustrado um exemplo de distorção na forma de onda da tensão que é provocado por um curto-circuito, e não por um desequilíbrio carga e geração, mas que irá influenciar nos tempos de cruzamento da tensão por zero, influenciando assim o valor da frequência medida.

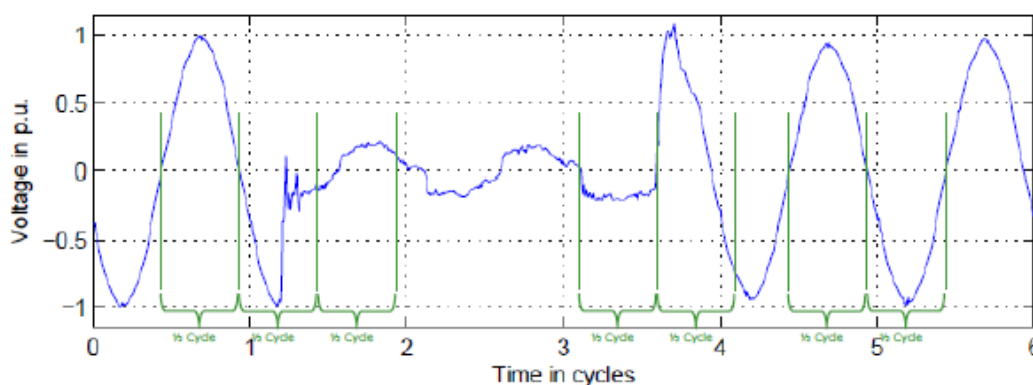


Figura 3-3 – Queda de Tensão e Mudança Temporária de Fase em Cruzamentos de Zero [21]

Para minimizar esse tipo de efeito na medição da frequência, alguns relés utilizam mais de um ciclo da forma de onda da tensão para o cálculo da frequência, ao invés de utilizarem apenas um ciclo. [21] [22] [23] [24].

Para a medição da taxa de variação da frequência, cada fabricante de relés digitais tem seu próprio algoritmo de cálculo. Alguns realizam o cálculo a partir de

um valor de referência de frequência que, quando violado, um temporizador é iniciado até que um tempo estabelecido previamente seja atingido, e então a diferença de frequência é calculada, obtendo-se um valor médio de RoCoF [22] [24]. Outros fabricantes realizam o cálculo instantâneo da taxa de variação da frequência, ou seja, o cálculo é baseado em dois valores sucessivos da frequência [23][25] e por fim, existe também o cálculo instantâneo de RoCoF baseado numa janela móvel com uma quantidade determinada de ciclos da forma de onda de tensão [22]. A Figura 3-4 ilustra os conceitos de medição de RoCoF médio e instantâneo.

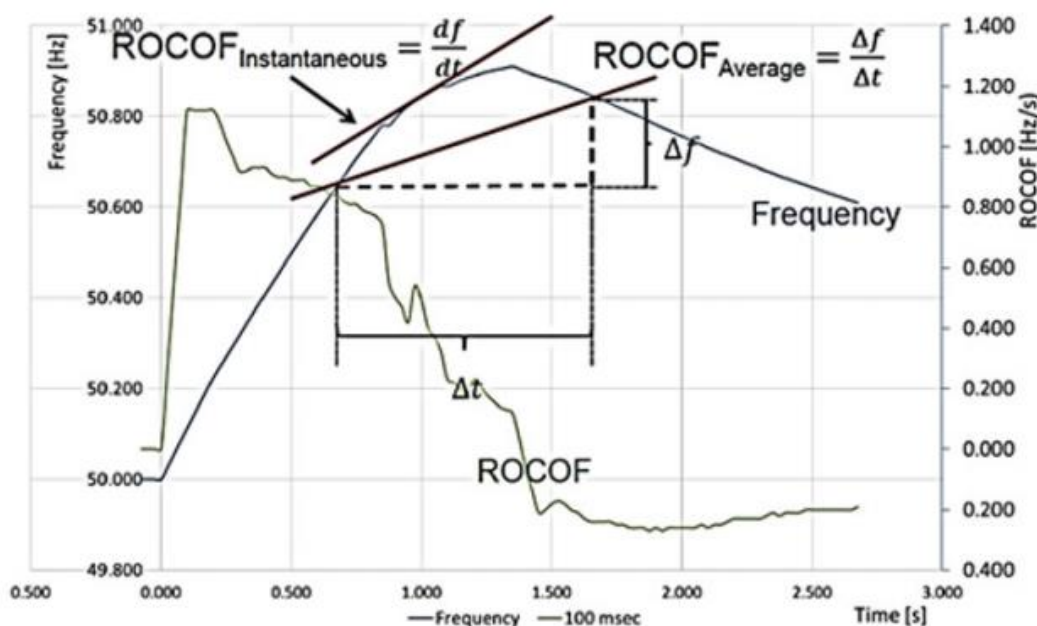


Figura 3-4 – Medição RoCoF Instantâneo e RoCoF médio [26]

Portanto, tanto no ambiente de simulação quanto em campo a medição da frequência, e consequentemente da taxa de variação da frequência, está sujeita a ruídos que se constituem como um desafio para correta medição e interpretação desses valores e dos distúrbios correspondentes.

Ademais, comparar os valores de RoCoF obtidos em simulações de programas fasoriais de sequência positiva com os valores que são estimados por relés comerciais instalados em campo ou por modelos de relés implementados em aplicações com a representação trifásica da rede, no domínio do tempo, é um outro desafio quando se deseja estudar os valores de RoCoF que um sistema real está sujeito e dessa forma criar requisitos mínimos de suportabilidade, dado que essas taxas são obtidas de formas distintas.

3.2

Metodologia Adotada para Medição da Taxa de Variação da Frequência em Estudos de Estabilidade Eletromecânica

Atualmente, existem diferentes formas de se obter valores das taxas de variação da frequência pelos relés comerciais instalados em campo, tendo cada fabricante desenvolvido sua própria metodologia de cálculo tanto para o valor de RoCoF instantâneo quanto para o RoCoF médio, conforme [22][23][24][25]. No entanto, existem algumas semelhanças entre essas metodologias, sendo a principal delas relacionada a utilização de mais ciclos da forma de onda de tensão para obtenção do valor da frequência e, conseqüentemente, da taxa de variação da frequência.

Nas simulações relacionadas à estabilidade eletromecânica de sistemas de grande porte realizadas a partir de softwares tais como Anatem, Organon, PSS/E, não é usual que esses programas forneçam valores de taxa de variação de frequência de forma direta para o usuário, seja para RoCoF instantâneo ou para RoCoF médio. Sendo assim, cabe ao usuário realizar o cálculo a partir dos valores de frequência fornecidos pelos programas.

Dessa forma, foi adotada neste trabalho uma metodologia de cálculo de RoCoF para simulações de estabilidade eletromecânica que tem como base premissas muito similares às utilizadas por grande parte por dos relés comerciais [22] [24], facilitando assim a comparação entre as grandezas.

A metodologia adotada consiste no uso de uma média móvel simples com um total de 6 amostras de RoCoF calculadas a cada 16 ms, de modo que o período considerado no cálculo da média móvel é de 96 ms. A escolha da quantidade de amostras é uma tentativa de aproximar o período equivalente a 6 ciclos da forma de onda de tensão (100 ms) utilizado por alguns fabricantes de relés de proteção e, a adoção da média móvel tem o objetivo de atenuar valores elevados de RoCoF quando esses são calculados a cada 16 ms.

Antes de utilizar a média móvel para obter valores de RoCoF, foram calculados valores médios de frequência a cada 16 ms para a partir desses valores, calcular um valor de RoCoF a cada 16 ms. Essa é uma forma de

aproximar no ambiente de simulação, o período equivalente a 1 ciclo da forma de onda de tensão (16,667 ms) utilizado por relés de proteção. De posse de valores de RoCoF a cada 16 ms, utiliza-se as 6 amostras mais recentes no cálculo da média móvel para obter um valor médio de RoCoF em um período de 96 ms, com uma atualização desse valor médio a cada 16 ms. As Figura 3-5, Figura 3-6 e Figura 3-7 ilustram a metodologia adotada:

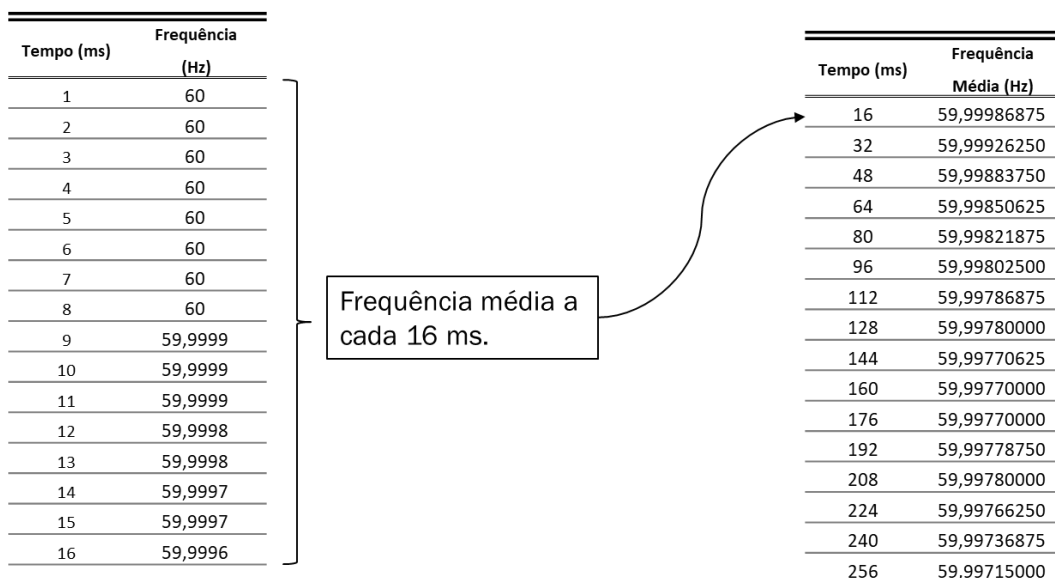


Figura 3-5 – Metodologia Adotada – Cálculo da Frequência Média a Cada 16 ms

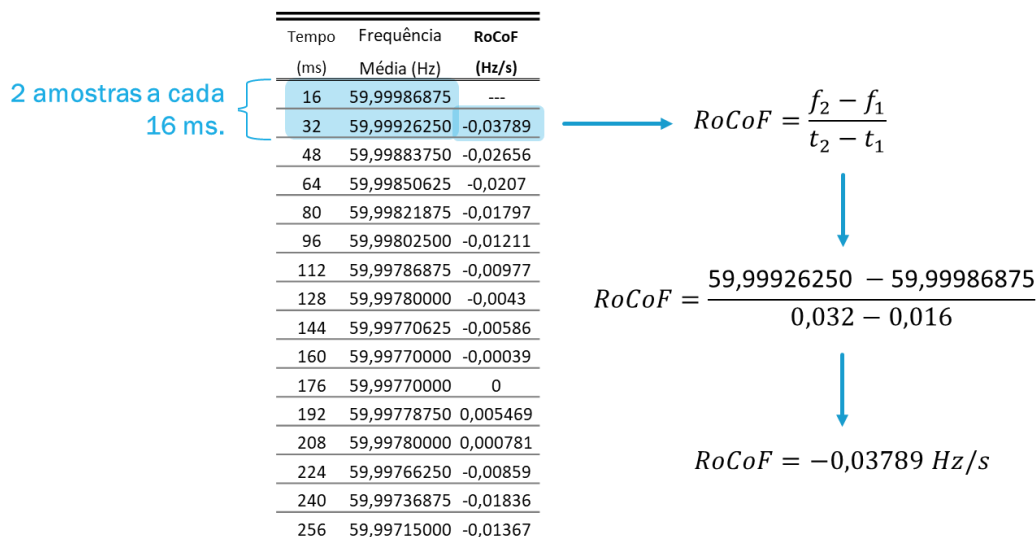


Figura 3-6 – Metodologia Adotada – Cálculo do RoCoF a Cada 16 ms

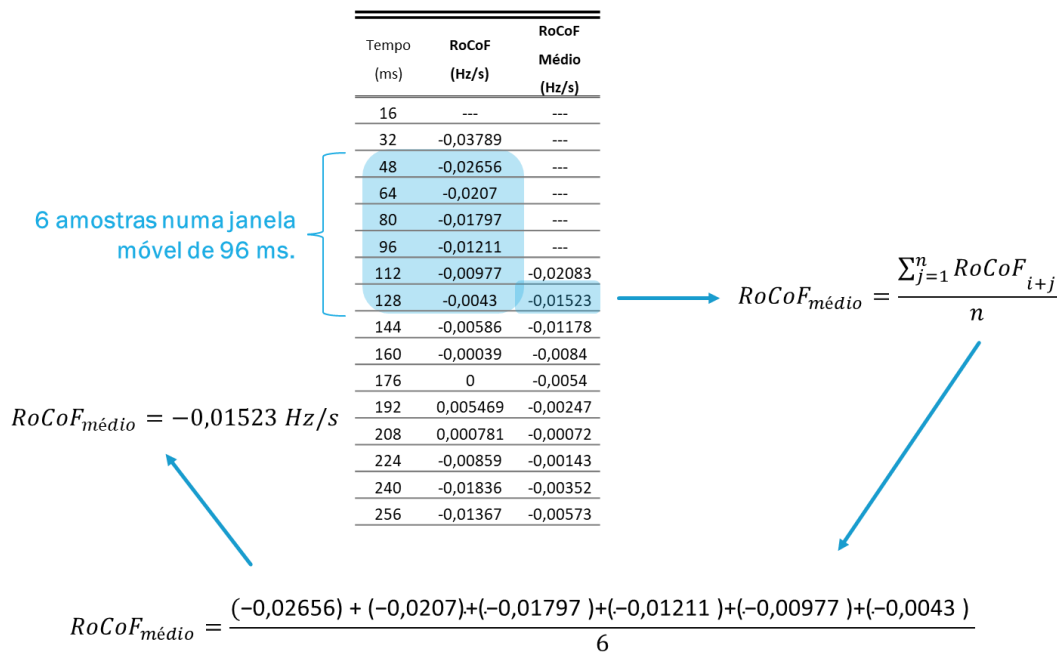


Figura 3-7 – Metodologia Adotada – Cálculo do RoCoF Médio a Cada 16 ms, Numa Janela Móvel de 96 ms

Para utilização da metodologia proposta, algumas premissas de simulação foram assumidas, são elas:

- Passo de integração de 1 ms;
- Frequência de gravação dos valores das variáveis selecionadas para plotagem igual a 1 ou seja, a cada passo de integração serão gravados os valores de todas as variáveis selecionadas.

A partir desta metodologia de cálculo, os valores de RoCoF obtidos a partir das simulações serão calculados com premissas muito similares de alguns relés comerciais, facilitando a comparação entre as grandezas, além de diminuir ruídos de alta frequência provocados por descontinuidades.

Requisitos de Suportabilidade à Variação de Frequência no Brasil e no Mundo

Como já mencionado na Seção 3.1, uma das grandes preocupações na ocorrência de distúrbios é a desconexão indevida de geração em momentos de degradação da frequência do sistema elétrico, seja por atuação de proteções de sub/sobrefrequência ou, no caso da geração distribuída, por atuação da proteção anti-ilhamento. Dessa forma, é de fundamental importância estabelecer requisitos mínimos associados à operação em regime de frequência não nominal, que devam ser exigidos dos geradores que pretendem se integrar ao sistema, de modo a garantir que esses permaneçam conectados em eventos que acarretem grandes excursões da frequência elétrica, para não degradar ainda mais o desempenho da frequência do sistema.

Nesse capítulo, será dado um panorama de requisitos mínimos, relacionados com a frequência elétrica, atualmente exigidos de geradores que se conectam em sistemas elétricos de grande porte do Brasil e de outros países.

4.1

Panorama no Brasil

Atualmente no Brasil, do ponto de vista da Rede Básica, não existem requisitos mínimos de valores de RoCoF tanto para usinas já conectadas ou para usinas que pretendem se conectar em instalações sob responsabilidade das empresas de transmissão ou em instalações sob responsabilidade das distribuidoras em nível de tensão superior à 69 kV. O mesmo acontece do ponto de vista dos sistemas elétricos das distribuidoras, onde nem o PRODIST e nem normas próprias das distribuidoras fornecem valores de referência de RoCoF. Tanto do ponto de vista da Rede Básica quanto das distribuidoras os requisitos existentes referem-se à valores de frequência absoluta.

Dessa forma, não são fornecidas referências de taxas de variação de frequência para as quais essas usinas podem estar submetidas para eventos

ocorridos na Rede Básica e que não devem acarretar a desconexão delas do SIN. Os requisitos existentes sob o ponto de vista da frequência elétrica do sistema [27], são resumidos na Figura 4-1:



Figura 4-1 – Requisitos Técnicos para Operação em Regime de Frequência Não Nominal para Unidades Geradoras Conectadas ao SIN (Rede Básica) – Adaptado de [27]

Na Figura 4-1 são ilustrados os requisitos técnicos para operação de unidades geradoras de usinas hidráulicas, térmicas, eólicas e fotovoltaicas. A região vermelha indica que é permitida a desconexão instantânea das unidades geradoras a partir da violação de um valor de frequência de referência, que varia de acordo com o tipo da usina. Ressalta-se que essa desconexão instantânea não é obrigatória, mas é facultada aos agentes geradores. Na prática o agente gerador é incentivado a adotar alguma temporização, quando possível. As regiões amarela e laranja (usinas térmicas) indicam a necessidade de um tempo mínimo que os geradores devem permanecer conectados ao sistema a partir da violação de uma frequência de referência. No caso da operação em subfrequência, o valor de referência é sempre 58,5 Hz independentemente do tipo da usina. No entanto, no caso das usinas térmicas o tempo mínimo exigido é de 10 segundos, inferior ao tempo exigido para usinas hidráulicas, eólicas e fotovoltaicas, que é de pelo menos 20 segundos. Vale destacar que 58,5 Hz é o ajuste usual de referência das regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul para o qual os esquemas regionais de alívio de carga (ERAC) estão ajustados para atuar. Ressalta-se que embora o ERAC esteja implementado em toda a área de atuação do SIN, há diferentes ajustes para cada região geoeletrica [15].

Outro requisito relacionado à frequência elétrica do sistema refere-se à inércia sintética de centrais geradoras eólicas. Segundo [28], o recurso de inércia sintética (IS) permite que a usina eólica emule a resposta inercial dos geradores convencionais, injetando um adicional de potência ativa de 5% a 15% do despacho

de geração da usina no instante do evento, ao ser sensibilizado pelo afundamento de frequência. Esse suporte é mantido por alguns segundos. A Figura 4-2 ilustra o requisito de inércia sintética constante nos Procedimentos de Rede do ONS [27]:

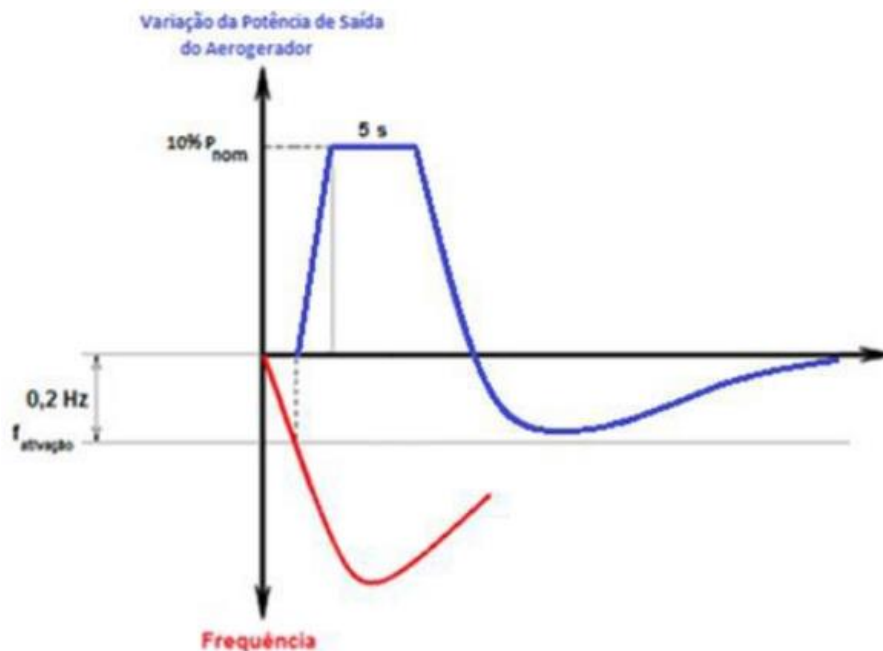


Figura 4-2 – Requisito de Inércia Sintética de Central Geradora Eólica [27]

Os aerogeradores de centrais com potência instalada superior a 10 MW deverão dispor de controladores sensíveis às variações de frequência, de modo a emular a inércia (inércia sintética) através de modulação transitória da potência de saída, contribuindo com pelo menos 10% de sua potência nominal, por um período mínimo de 5 segundos, quando em regime de subfrequência, para desvios de frequência superiores a 0,2 Hz. A injeção inicial de potência ativa deverá ser proporcional à variação da frequência, a uma taxa mínima de 0,8 pu da potência nominal do aerogerador para cada hertz de desvio da frequência [27].

Por fim, há ainda requisitos exigidos de geradores eólicos e fotovoltaicos para controle de sobrefrequência, que consiste na redução de potência de saída quando submetidos a valores de sobrefrequência entre 60,2 Hz e 62,5 Hz. Para tanto, usinas desse tipo com potência instalada superior a 10 MW devem dispor de controladores sensíveis às variações de frequência do tipo proporcional com ganho de 3% / 0,1 Hz na base da potência disponível no gerador [27], conforme Figura 4-3:

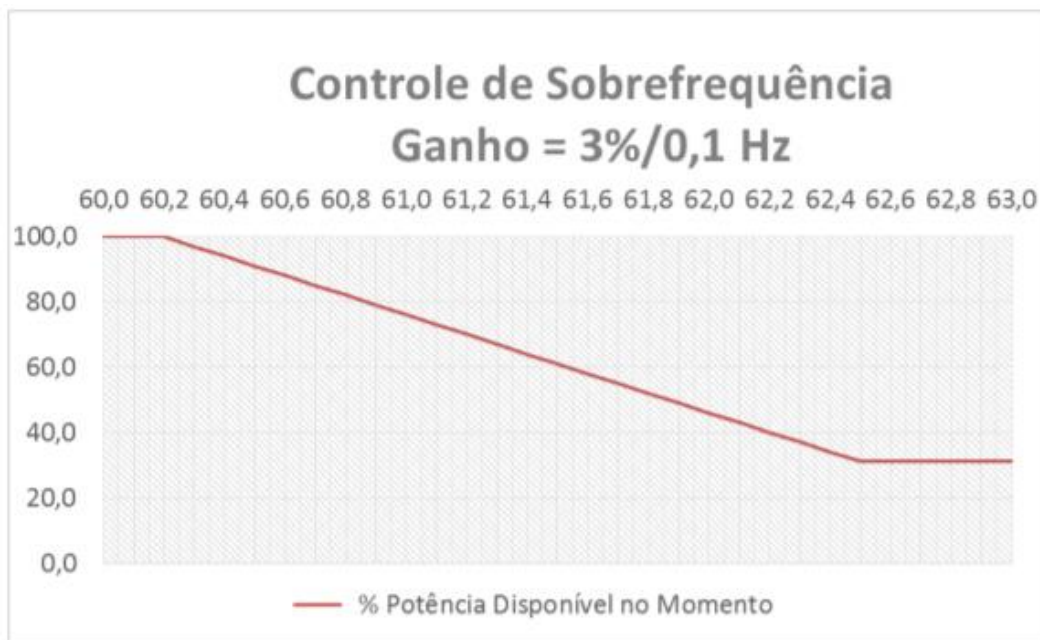


Figura 4-3 – Requisito para Controle de Sobrefrequência de Geradores de Usinas Eólicas e Solar Fotovoltaica [27]

Embora na legislação brasileira ainda não exista requisitos de RoCoF para geradores que pretendem se conectar à Rede Básica ou à rede das distribuidoras, existem iniciativas com o objetivo de garantir a segurança da operação do SIN. Em [29] são fornecidos elementos para o desenvolvimento de metodologia para determinação de níveis mínimos de inércia no SIN, em decorrência da integração das fontes eólica e solar em larga escala. Em [30] é determinado o número mínimo de unidades geradoras por usina que devem ser mantidas sincronizadas ao SIN. Já em [31] os valores limites de fluxo entre algumas interligações entre subsistemas do SIN foram parametrizados em função da inércia e da reserva girante de potência operativa, para evitar a atuação do ERAC, e não mais em função do montante de carga previsto. Por fim, em [32] são ilustrados os impactos da desconexão em cascata de GDs na estabilidade e desempenho dinâmico do Sistema Interligado Nacional, e são propostos alguns requisitos mínimos de suportabilidade para GDs e REDs.

4.2

Panorama Mundial

No ano de 2009, foi lançado pela União Europeia (UE) um plano de ação, chamado “National Renewable Energy Action Plans - NREAP”, com o objetivo de promover o uso de energia nos setores de eletricidade, aquecimento e transporte por meio de fontes renováveis de energia. Cada país membro da UE estabeleceu objetivos mínimos de uso dessas fontes em cada um desses setores para serem cumpridos até o ano de 2020, levando em consideração os seus potenciais existentes e o estágio atual de utilização dessas fontes, de modo que até o final do plano, 20% do consumo de energia na UE deveria ser proveniente de fontes renováveis. No final de 2018 esse plano foi revisado com uma nova meta de 32% até 2030 [33].

No caso da Irlanda, por exemplo, foi estabelecido como objetivo para o setor de eletricidade uma meta de no mínimo 40% de participação das fontes de energia renováveis até 2020, no caso da Dinamarca essa meta foi de 72% e no caso da Itália foi de 26%, conforme ilustrado na Figura 4-4.

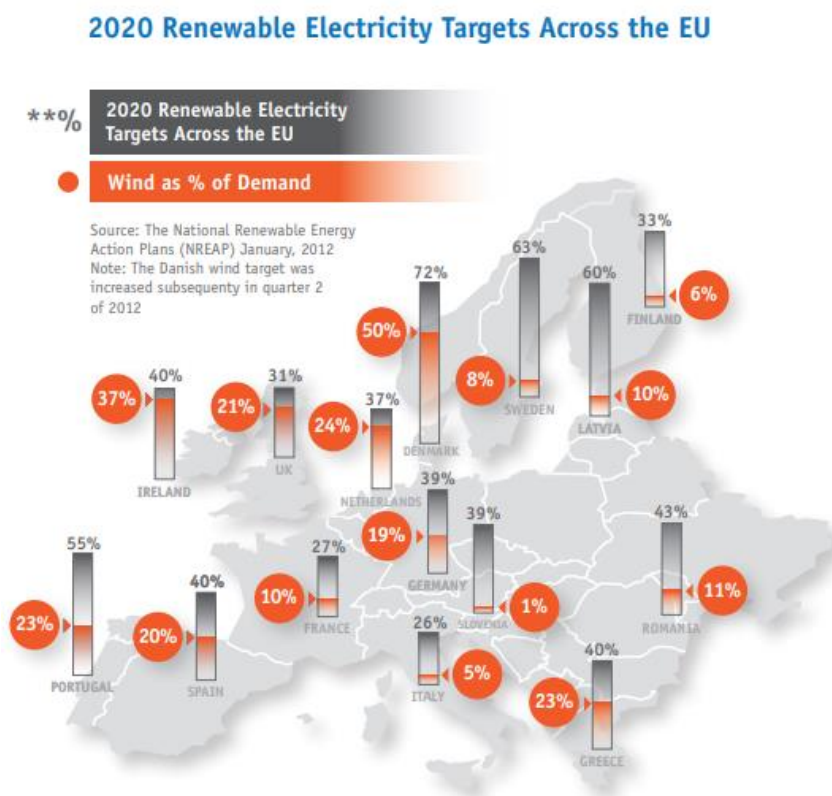


Figura 4-4 – Metas de Percentuais Mínimos de Energia Renovável na Matriz de Energia Elétrica por País na União Europeia [34]

Como cada país tem maior ou menor disponibilidade de determinadas fontes de energia renováveis, os percentuais mínimos a serem atingidos são bastante diferentes para cada um dos países, porém, em sua grande maioria, essas metas serão cumpridas utilizando principalmente usinas eólicas e fotovoltaicas.

Dependendo das características do sistema elétrico de cada um desses países, os percentuais mencionados anteriormente podem representar um desafio para a operação dos sistemas elétricos, de modo que com o aumento da participação na matriz de energia elétrica desse tipo de fonte, é também esperado um aumento dos valores de RoCoF [26]. Por conta disso diversos países têm buscado investigar valores máximos de RoCoF para os quais seus sistemas estarão submetidos, segundo certas premissas, e dessa forma buscar soluções para mitigar as consequências de elevados valores de RoCoF [35].

Em [34], numa iniciativa dos operadores do sistema de transmissão da Irlanda e Irlanda do Norte (The EirGrid Group), é mencionado pelos autores que com aumento da participação das fontes de energia renováveis no sistema elétrico da Irlanda e da Irlanda do Norte (meta era de 40% até 2020, e atualmente encontra-se em 70 % até 2030), é esperado diminuição da inércia desses sistemas e um aumento do RoCoF, uma vez que de forma geral a conexão ao sistema elétrico de usinas com fonte de energia renovável (usinas fotovoltaicas, usinas eólicas) é feita por meio de conversores eletrônicos. Para esses países está sendo proposta uma mudança do valor padrão de RoCoF, passando de 0,5 Hz/s para 1,0 Hz/s, medido em uma janela de 500 ms. Ou seja, toda a geração conectada na rede de transmissão não deve desconectar-se para as condições mencionadas. Além disso, para permitir uma maior penetração de renováveis, também estão sendo investigadas outras medidas, tais como: instalação de compensadores síncronos, usinas de bombeamento, baterias, entre outras.

Já em [36], onde é estipulado pelo operador do sistema de transmissão da Dinamarca (Energinet) os requisitos para conexão de geradores no sistema elétrico da Dinamarca, são estipulados valores de RoCoF iguais a 2,0 Hz/s em uma janela de medição de 200 ms, e de 2,5 Hz/s durante 80 ms, para o caso de proteção de geradores conectados no sistema de transmissão e para geradores conectados na distribuição (proteção anti-ilhamento, Loss of Mains protection - LOM), respectivamente. De acordo com os relatórios mensais de produção e consumo de energia disponibilizados pela agência de energia da Dinamarca (Danish Energy Agency) [37], usinas eólicas e solar fotovoltaica foram

responsáveis por suprir 58% e 4%, respectivamente, da produção de energia elétrica na Dinamarca no ano de 2020.

Em [38], onde o operador do sistema de transmissão da Itália (TERNA) determina os requisitos mínimos para acesso ao sistema de transmissão da Itália, o valor estipulado de RoCoF é de 2,5 Hz/s em uma janela de medição de 100 ms. Conforme disponibilizado pela TERNA em [39], as usinas eólicas e solar fotovoltaica foram responsáveis por suprir 16% da demanda por energia elétrica na Itália no ano de 2019.

A Tabela 4-1 a seguir resume os requisitos mínimos de suportabilidade a taxa de variação da frequência mencionados anteriormente.

País	Entidade	Requisito de RoCoF	
		Valor (Hz/s)	Janela (ms)
Irlanda / Irlanda do Norte	The EirGrid Group	1,0	500
Dinamarca	Energinet	2,0 / 2,5 ¹	200 / 80 ¹
Itália	Terna	2,5	100

¹ – Requisito exigido para geradores conectados na rede de distribuição.

Tabela 4-1 – Requisitos Mínimos de Suportabilidade a RoCoF (Europa)

Conforme relatado nos parágrafos anteriores, cada país ou entidade responsável pela operação dos sistemas de transmissão de energia elétrica exige valores mínimos de RoCoF de geradores que pretendem se conectar a esses sistemas, de modo que tais valores são bastante diferentes entre si, assim como a janela de tempo em que deve ser efetuada a medição desses valores. Dessa forma, é muito importante conhecer os valores de RoCoF para os quais o SIN está sujeito levando em consideração as particularidades do sistema elétrico bastante extenso, que transmite grandes blocos de energia entre seus subsistemas, e a composição da matriz de energia elétrica, para a qual espera-se um aumento considerável de usinas eólicas e solares.

Simulações e Análises

Esse capítulo tem como objetivo principal apresentar os valores de RoCoF obtidos durante perdas de grandes blocos de geração no SIN e a evolução desses valores considerando a expansão da geração eólica e solar fotovoltaica.

Para tanto, inicialmente são realizadas simulações com um sistema teste do IEEE composto por 74 barras para avaliar o efeito de cenários com elevada penetração de geração eólica e solar no desempenho dinâmico da frequência do sistema.

Em seguida, são realizadas simulações de perdas de grandes blocos de geração no SIN em diferentes cenários de penetração de geração eólica e fotovoltaica e em diferentes configurações da rede de transmissão. Os valores de RoCoF, obtidos utilizando a metodologia proposta na Seção 3.2, são analisados tanto do ponto de vista global, através da frequência do centro de inércia do sistema, quanto do ponto de vista regional, a partir de geradores e barramentos que representam melhor o comportamento das regiões do SIN. Para tanto, será considerado o horizonte de planejamento da operação e o aumento da participação da geração eólica e fotovoltaica, examinando diferentes níveis de geração dessas duas fontes.

Os valores obtidos também poderão servir como insumos para futuros requisitos mínimos de RoCoF para geradores conectados aos sistemas de distribuição e que possuem proteções anti-ilhamento baseadas em RoCoF. Cumpre ressaltar que estão em curso no Brasil debates sobre requisitos mínimos de suportabilidade de RoCoF, tomando como base normas internacionais que já passaram a exigir tal requisito para mitigar desconexões incorretas de geradores distribuídos durante eventos na transmissão [32].

5.1

Sistema Teste

Inicialmente, é utilizado um sistema teste do IEEE composto por 74 barras [6] e originalmente dividido em 4 áreas distintas, sendo que as áreas 1 e 4 exportam energia para as áreas 2 e 3 por meio de 5 linhas de transmissão de 400 kV. Na Figura 5-1 está representado o diagrama unifilar das áreas exportadoras de energia (1 e 4) e na Tabela 5-1 e Tabela 5-2 estão ilustradas as características principais do sistema e dos geradores modelados nesse sistema.

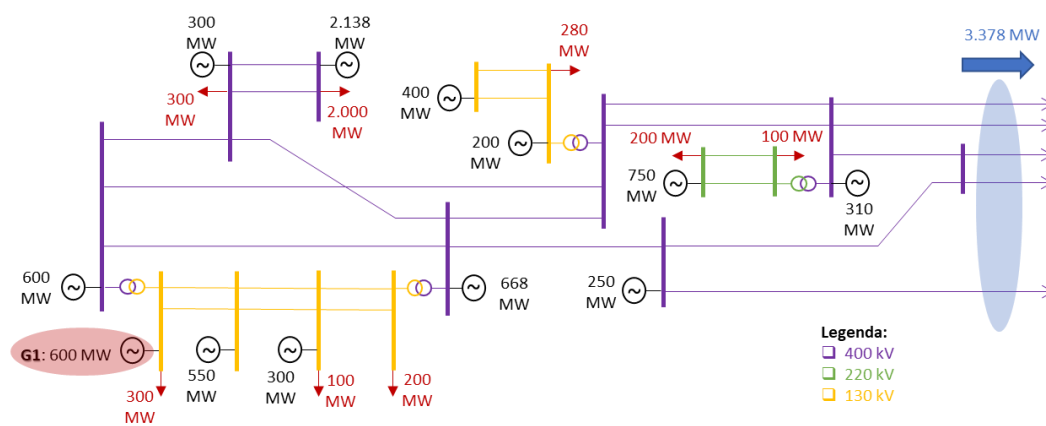


Figura 5-1 – Diagrama Unifilar do Sistema Elétrico Teste – IEEE Nordic32 Test System

Área	Geração Total (MW)	Carga (MW)	Energia Cinética (MW.s)	Modelo da Carga Pot. Ativa	Modelo da Carga Pot. Reativa
1	4.628	1.180	18.750	Corrente Constante	Impedância Constante
4	2.438	2.300	15.000		
2	2.850	6.190	19.200		
3	1.590	1.390	10.800		
-	11.506	11.060	63.750	-	-

Tabela 5-1 – Características Básicas do Ponto de Operação Inicial - IEEE Nordic32 Test System

Área	Usina	Potência Nominal (MVA)	Geração no Caso (MW)	H (s)	Energia Cinética (MW.s)	Regulador de Velocidade?
1	Gerador 01	800	600	3	2.400	Sim
1	Gerador 02	600	300	3	1.800	Sim
1	Gerador 03	700	550	3	2.100	Sim
1	Gerador 04	600	400	3	1.800	Sim
1	Gerador 05	250	200	3	750	Sim
1	Gerador 08	850	750	3	2.550	Sim
1	Gerador 09	1.000	668	3	3.000	Sim
1	Gerador 10	800	600	3	2.400	Sim
1	Gerador 11	300	250	3	900	Sim
1	Gerador 12	350	310	3	1.050	Sim
4	Gerador 19	500	300	3	1.500	Não
4	Gerador 20	4.500	2.138	3	13.500	Não
2	Gerador 06	400	360	6	2.400	Não
2	Gerador 07	200	180	6	1.200	Não
2	Gerador 13	300	0	2	0	Não
2	Gerador 14	700	630	6	4.200	Não
2	Gerador 15	1.200	1.080	6	7.200	Não
2	Gerador 16	700	600	6	4.200	Não
3	Gerador 17	600	530	6	3.600	Não
3	Gerador 18	1.200	1.060	6	7.200	Não
-	-	16.550	11.506		63.750	

Tabela 5-2 – Características Principais dos Geradores - IEEE Nordic32 Test System

Conforme mencionado em [6], os geradores pertencentes às áreas exportadoras de energia (1 e 4) são equivalentes aos de usinas hidráulicas, com valores de constante de inércia (H) iguais a 3s. Já os geradores das áreas importadoras de energia possuem valores de H iguais a 6s, equivalentes a valores típicos de máquinas de usinas térmicas [40]. O montante de geração no ponto de operação inicial, chamado de caso base (CB), é 11,5 GW, o montante da carga a ser atendida é de 11 GW e a energia cinética total armazenada nos rotores dos geradores do sistema é de 63,75 GW.s.

5.1.1 Análise Global

Para fazer uma análise global do comportamento dinâmico da frequência, foi utilizado como referência a frequência do centro de massa (FCMS) do sistema elétrico em análise. Conforme [7] essa variável representa a frequência angular média da ilha elétrica à qual a barra escolhida para ser monitorada pertence, representando, um comportamento médio das frequências das máquinas síncronas da ilha elétrica.

Para verificar o comportamento da taxa de variação de frequência e o valor de frequência mínima, foi simulada a perda do gerador 01, com capacidade instalada de 800 MW e injetando 600 MW no sistema, no instante de tempo igual a 2,00 s. Esse montante de geração corresponde a um déficit de 5% da geração total do caso base. A Figura 5-2 e a Figura 5-3 ilustram os resultados obtidos.

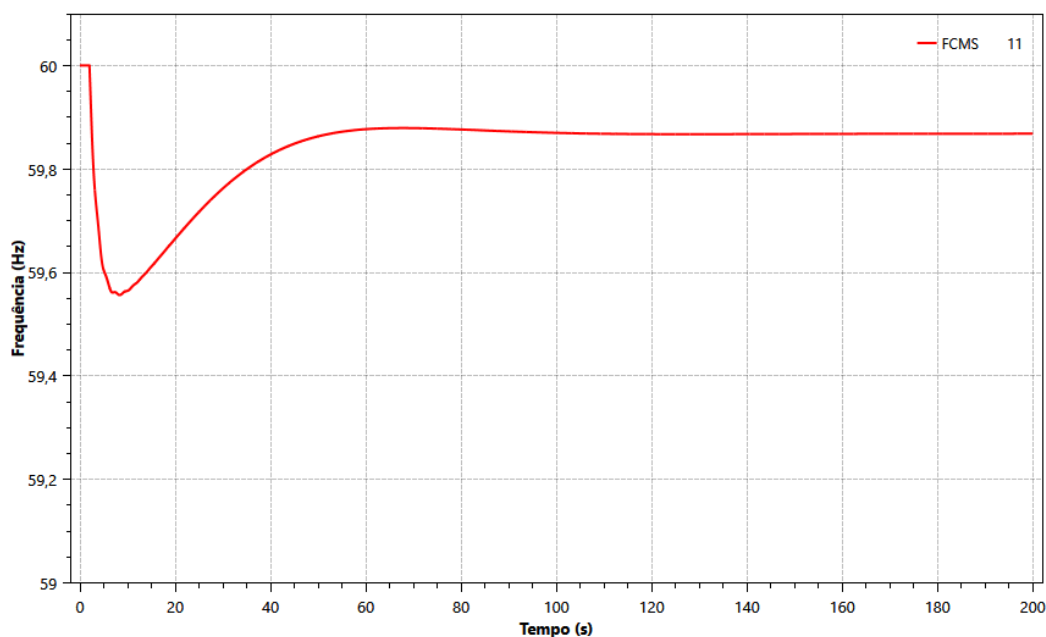


Figura 5-2 – Sistema Teste – Frequência do Centro de Massa após Perda do Gerador 1 – CB

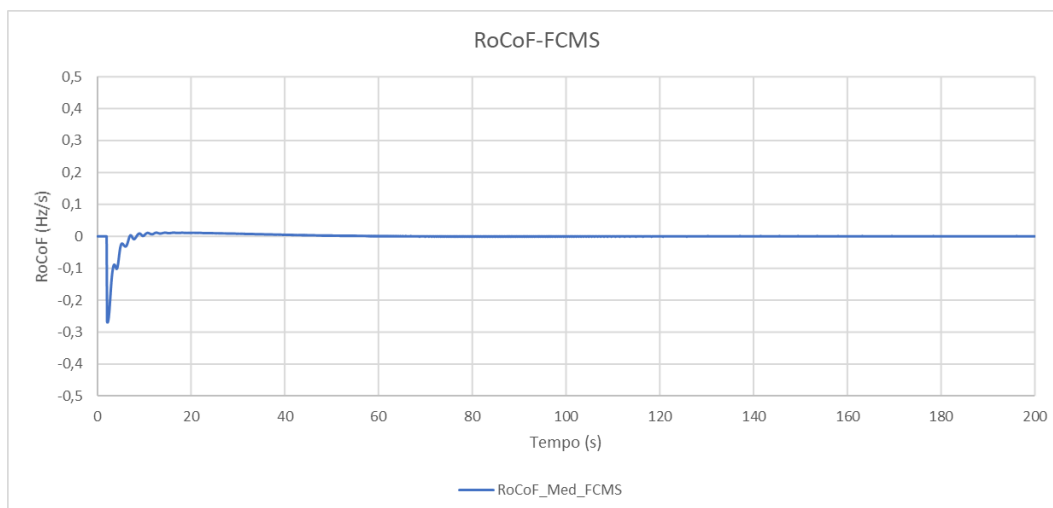


Figura 5-3 – Sistema Teste – Rocof do Centro de Massa após Perda do Gerador 1 – CB

Para a perda do gerador 01 no caso CB, a frequência do centro de massa do sistema atingiu seu valor mínimo 6,26 s após o desligamento do gerador 01 e foi de 59,56 Hz. Com relação a taxa de variação da frequência, o valor mais crítico de RoCoF ocorreu 0,192 s após o distúrbio e foi de -0,270 Hz/s.

A partir do caso base, foram montados dois novos pontos de operação com o objetivo de diminuir a inércia total sincronizada ao sistema. Para o primeiro ponto, os geradores 02, 04 e 05 que antes estavam modelados como geradores síncronos foram agora considerados como uma geração conectada à rede por meio de inversores com um modelo dinâmico equivalente ao de uma usina fotovoltaica, ou seja, estão conectados de forma assíncrona. Esses geradores estão conectados na região exportadora de energia do sistema e juntos estão injetando 900 MW no caso base.

Para o segundo ponto de operação, além dos geradores 02, 04 e 05, também foram representados como uma geração conectada por meio de inversores os geradores 03, 08, 09 e 10, que estão injetando 2.568 MW e estão localizados na região exportadora.

A Tabela 5-3 ilustra as novas condições do sistema para esses dois novos pontos de operação, chamados de caso modificado 1 (CM1) e caso modificado 2 (CM2), e a Figura 5-4, Figura 5-5 e Figura 5-6 ilustram o comportamento da frequência do centro de massa e de sua taxa de variação.

Área	Geração Síncrona (MW)		Geração Assíncrona (MW)		Energia Cinética (MW.s)	
	CM1	CM2	CM1	CM2	CM1	CM2
1	3.728 (81%)	1.160 (25%)	900 (19%)	3.468 (75%)	14.400	3.450
4	2.438 (100%)	2.438 (100%)	0	0	15.000	15.000
2	2.850 (100%)	2.850 (100%)	0	0	19.200	19.200
3	1.590 (100%)	1.590 (100%)	0	0	10.800	10.800
Total	10.606 (92%)	8.038 (70%)	900 (8%)	3.468 (30%)	59.400	48.450

Tabela 5-3 – Características do Caso Modificado 1 e Caso Modificado 2 - IEEE Nordic32

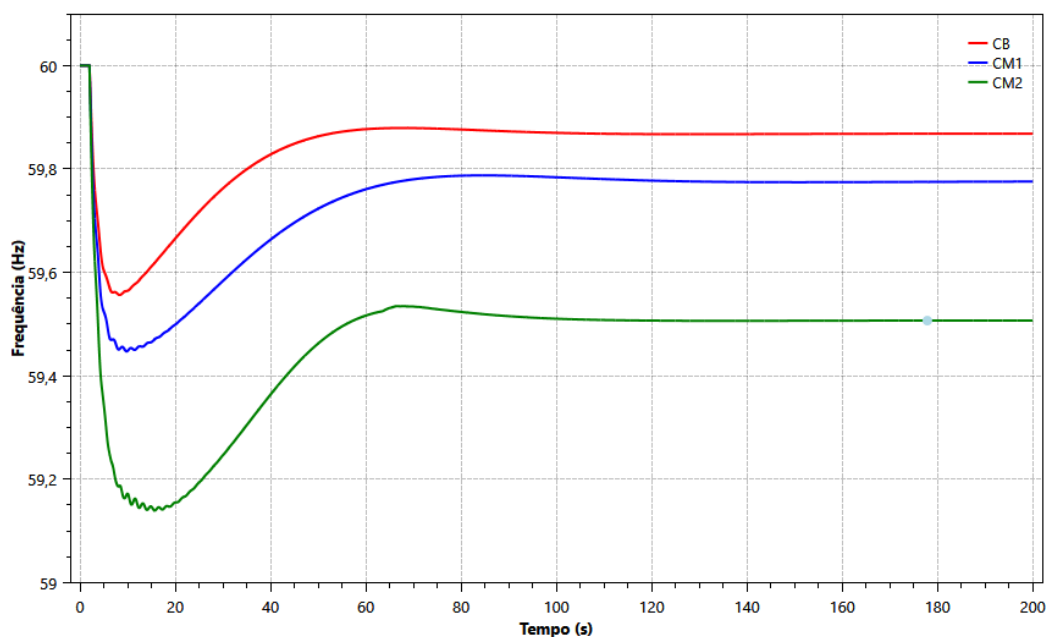


Figura 5-4 – Sistema Teste – FCMS após Perda do Gerador 01 – CB, CM1 e CM2

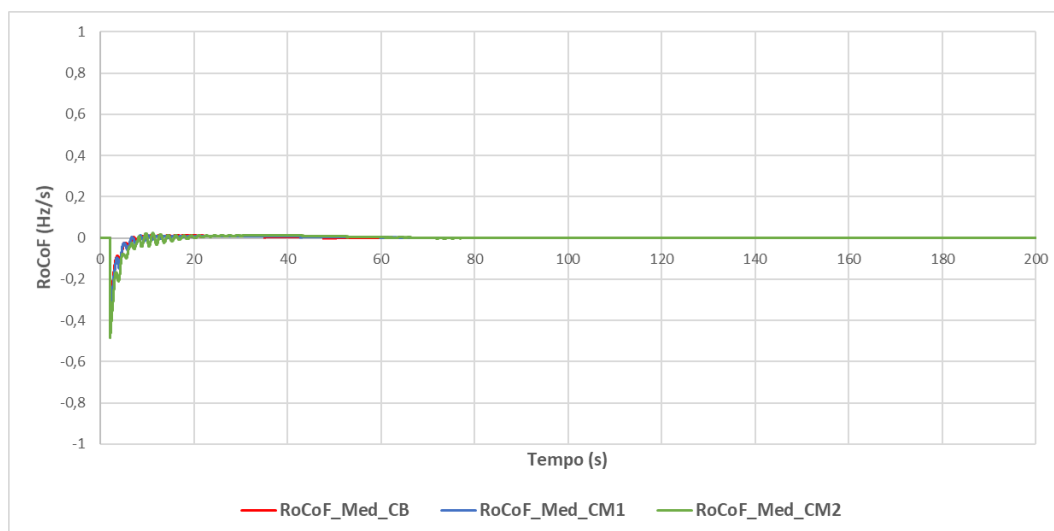


Figura 5-5 – Sistema Teste –RoCoF no Centro de Massa - Perda do Gerador 01 – CB, CM1 e CM2

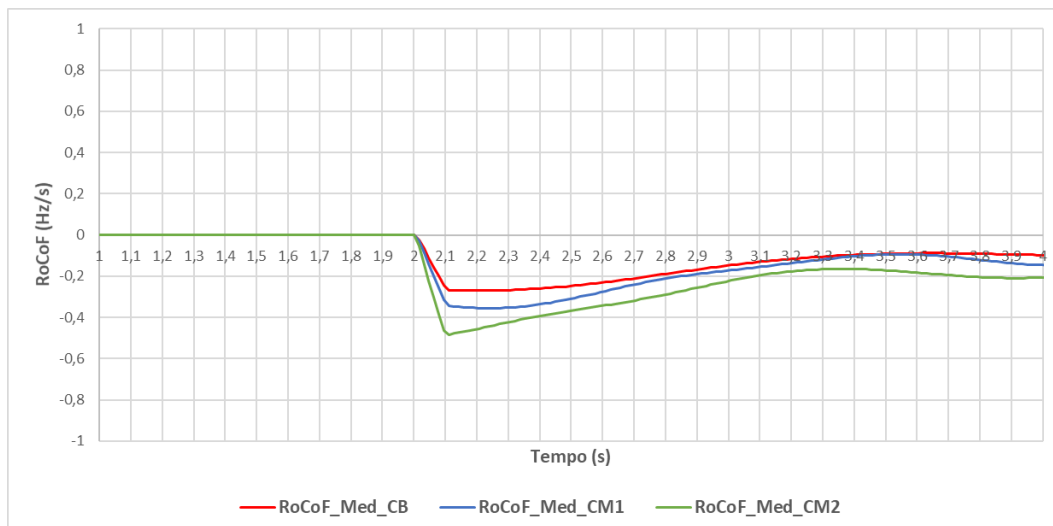


Figura 5-6 – Sistema Teste – RoCoF do Centro de Massa em Detalhe- Perda do Gerador 01 – CB, CM1 e CM2

Ao analisar a Figura 5-4 observa-se que o valor mínimo de frequência após a perda do gerador 01 é mais crítico no caso CM2 e seu valor é de 59,14 Hz, enquanto nos casos CM1 e CB seu valor é menos crítico, de 59,44 Hz e 59,56 Hz, respectivamente. Ou seja, nos pontos de operação com menor inércia sincronizada foi observado que a frequência atinge valores mínimos mais baixos do que em casos com maior inércia, como esperado.

O mesmo comportamento acontece com a taxa de variação da frequência, cujo valor mais crítico observado foi de -0,486 Hz/s no caso CM2, enquanto nos casos CM1 e CB os valores mais críticos foram de -0,355 Hz/s e de - 0,270 Hz/s, conforme ilustrado nas Figura 5-5 e Figura 5-6.

Comparativamente, utilizando (2.13) é possível obter uma estimativa do valor de RoCoF logo após a ocorrência do distúrbio. Para tanto, considera-se que $\bar{P}_m - \bar{P}_e$ equivale a magnitude do distúrbio ocorrido no sistema, que nesse caso é a perda do gerador 1 e representa um déficit de 600 MW, normalizada por S_{total} , e que H_{sis} equivale à energia cinética total armazenada nos rotores dos geradores síncronos considerando o desligamento do gerador 1, e também normalizada por S_{total} . Dessa forma, tem-se que:

$$\frac{d\bar{f}_{coi}}{dt} = \frac{\bar{P}_m - \bar{P}_e}{2H_{sis}} = \frac{-600/S_{total}}{2x \text{ Energia}_{cinética}/S_{total}} = \frac{-600}{2x \text{ Energia}_{cinética}} \times 60 \quad (2.14)$$

Com base em (2.14), foram estimados os valores de RoCoF para os casos mencionados anteriormente, e os resultados encontram-se na Tabela 5-4.

Caso	Energia Cinética Total (MW.s)	RoCoF Estimado (Hz/s)	RoCoF Calculado (Hz/s)
CB	$63.750 - 2.400 = 61.750$	-0,293	-0,270
CM1	$59.400 - 2.400 = 57.000$	-0,316	-0,355
CM2	$48.450 - 2.400 = 46.050$	-0,391	-0,486

Tabela 5-4 – Valores Calculados de RoCoF para CB, CM1 e CM2

Nota-se que tanto para o RoCoF estimado por meio de (2.14) quanto para o calculado pela metodologia descrita na Seção 3.2, ocorre um aumento no valor de RoCoF conforme ocorre uma diminuição da energia cinética total dos casos analisados, o que é esperado.

Ademais, nota-se pelos resultados exibidos anteriormente que nos casos de menor inércia o sistema está sujeito a atingir valores de frequência inferiores ao nominal com uma maior velocidade, em função dos maiores valores de RoCoF.

Pela análise da Figura 5-7 e tomando como base o valor de frequência de 59,6 Hz, é possível notar que no caso de menor inércia CM2 a frequência atinge esse valor 1,245 s após o distúrbio, enquanto que no caso com maior inércia CB, esse mesmo valor de frequência é atingido 3,145 s após o distúrbio, uma diferença de 1,9 s. Ou seja, para um mesmo distúrbio, dependendo do percentual de penetração de geração não síncrona e da inércia equivalente do sistema, os geradores síncronos estarão sujeitos a maiores valores de RoCoF e, conseqüentemente, a maiores desvios de frequência com uma velocidade maior, além de valores mínimos de frequência mais críticos.

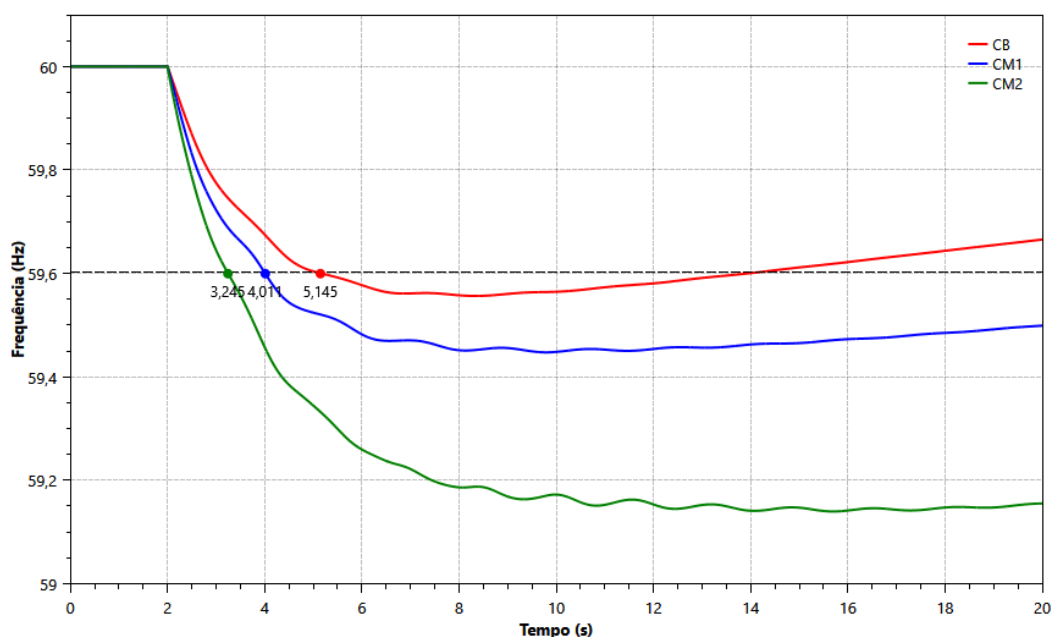


Figura 5-7 – Sistema Teste – Tempo para Frequência Inferior à Nominal – CB, CM1 e CM2

5.1.2 Análise Local

Para fazer uma análise local do comportamento dinâmico da frequência, foram utilizadas as frequências dos geradores síncronos e a frequência elétrica dos barramentos do sistema elétrico em análise. Os cenários e eventos analisados são os mesmos descritos no item anterior da análise global do sistema, ou seja, serão analisados pontos de operação distintos com diferentes níveis de inércia sincronizada e, o evento simulado é a perda do gerador 01.

5.1.2.1 Caso Base (CB)

Para a perda do gerador 01 no caso CB, observa-se um comportamento distinto da frequência de cada um dos geradores, conforme Figura 5-8 e Figura 5-9, onde as curvas em vermelho representam a frequência dos geradores conectados às áreas 1 e 4, região onde ocorreu o evento de desligamento do gerador 01, as curvas em verde representam a frequência dos geradores da região importadora e a curva preta representa a frequência do centro de massa do sistema. Nota-se que nos instantes iniciais logo após o desligamento do gerador 01, os geradores conectados na região exportadora sofrem uma queda de frequência mais acentuada do que os geradores da região importadora. Isso acontece devido ao coeficiente de potência sincronizante desses geradores em relação ao ponto do distúrbio (barra de conexão do gerador 01), o que irá determinar o comportamento transitório da potência elétrica fornecida pelos geradores, e devido a constante de inércia dos mesmos, conforme Seção 2.2.

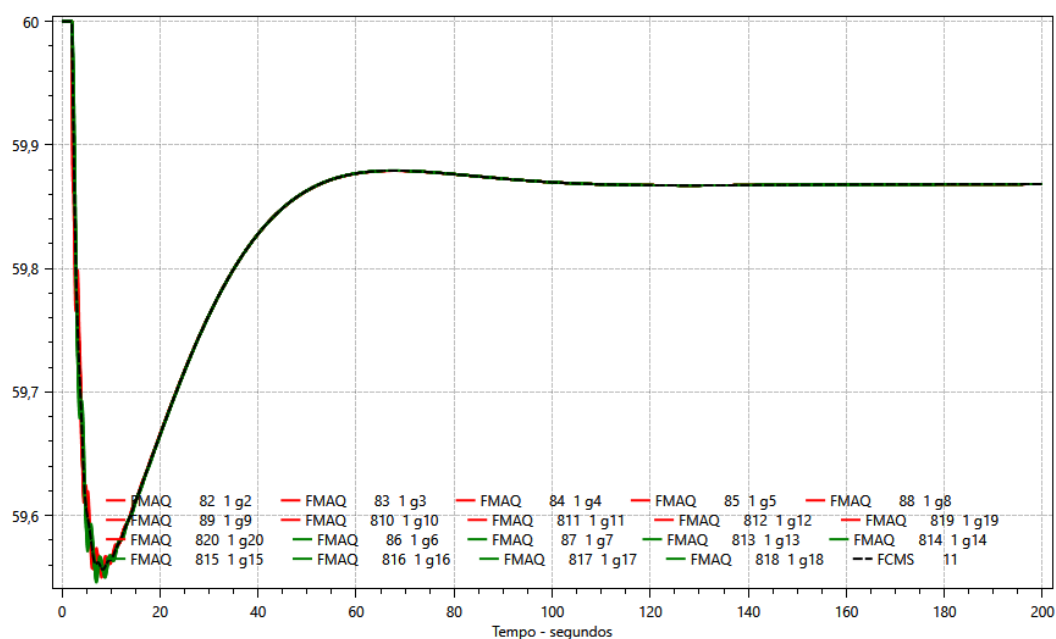


Figura 5-8 – Sistema Teste – Frequência dos Geradores após Perda do Gerador 01 – CB

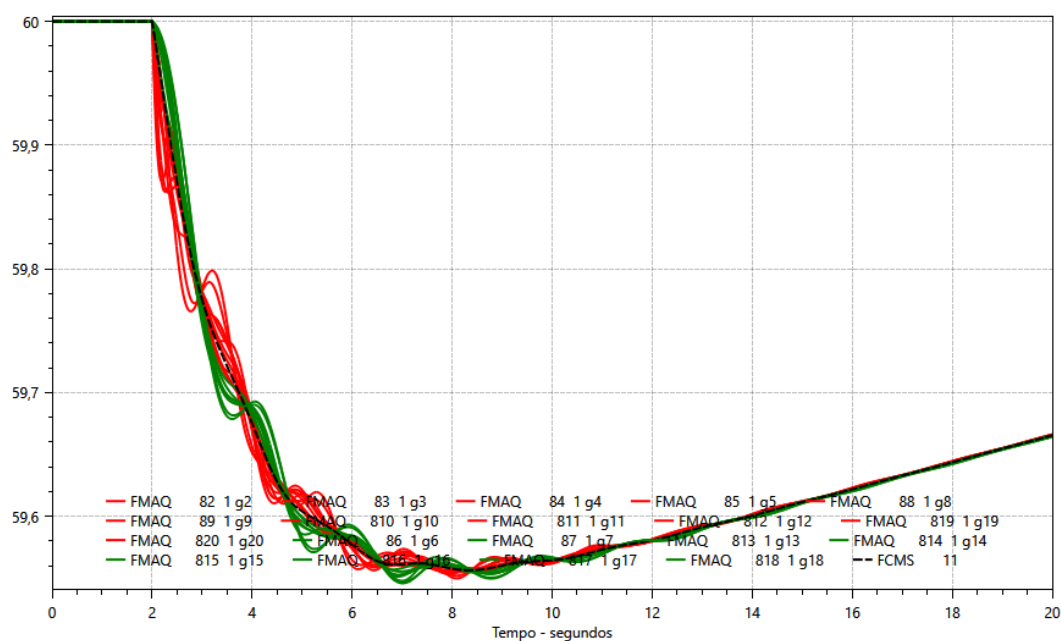


Figura 5-9 – Sistema Teste – Frequência dos Geradores após Perda do Gerador 01 em detalhe – CB

Observa-se que a frequência mínima mais crítica em um gerador atingiu o valor de 59,55 Hz no gerador 18, localizado na região importadora de energia. Esse valor é muito próximo ao observado na análise global por meio da frequência do centro de massa, que foi de 59,56 Hz.

Com relação a taxa de variação da frequência, nota-se pela Figura 5-10 e Figura 5-11 que o valor mais crítico medido em um gerador foi de $-0,991 \text{ Hz/s}$ no gerador 10 e ocorreu $0,096 \text{ s}$ após o distúrbio, valor bastante superior ao calculado para a frequência do centro de massa, que foi de $-0,270 \text{ Hz/s}$. De forma análoga, observa-se que nesse mesmo instante de tempo o valor menos crítico foi de $-0,040 \text{ Hz/s}$ medido no gerador 18, cujo valor mais crítico de RoCoF ocorreu $0,832 \text{ s}$ após o distúrbio e foi de $-0,327 \text{ Hz/s}$, ou seja, alguns milissegundos após a ocorrência do pior RoCoF no gerador 10. Observa-se esse mesmo comportamento nos demais geradores da área importadora de energia (curvas em verde).

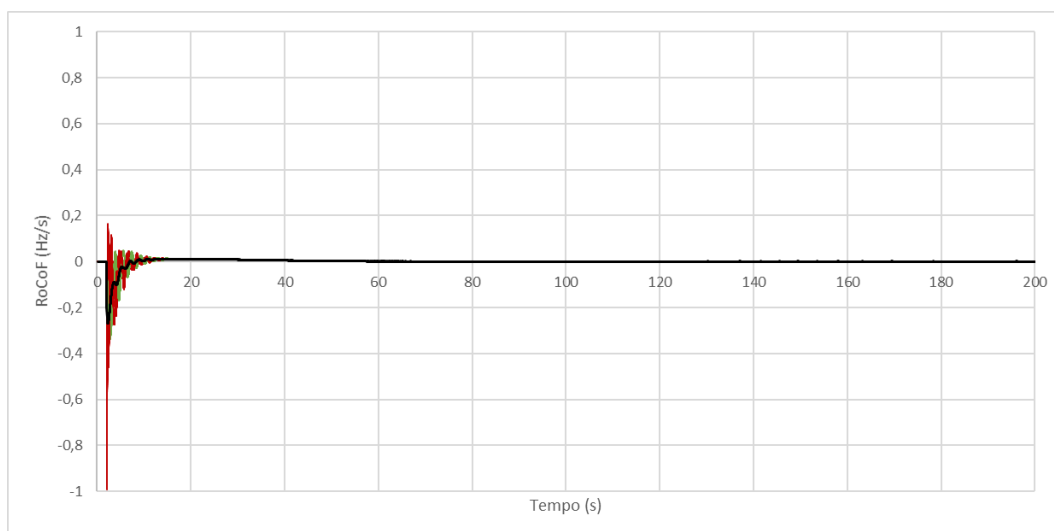


Figura 5-10 – Sistema Teste –RoCoF dos Geradores após Perda do Gerador 01 – CB

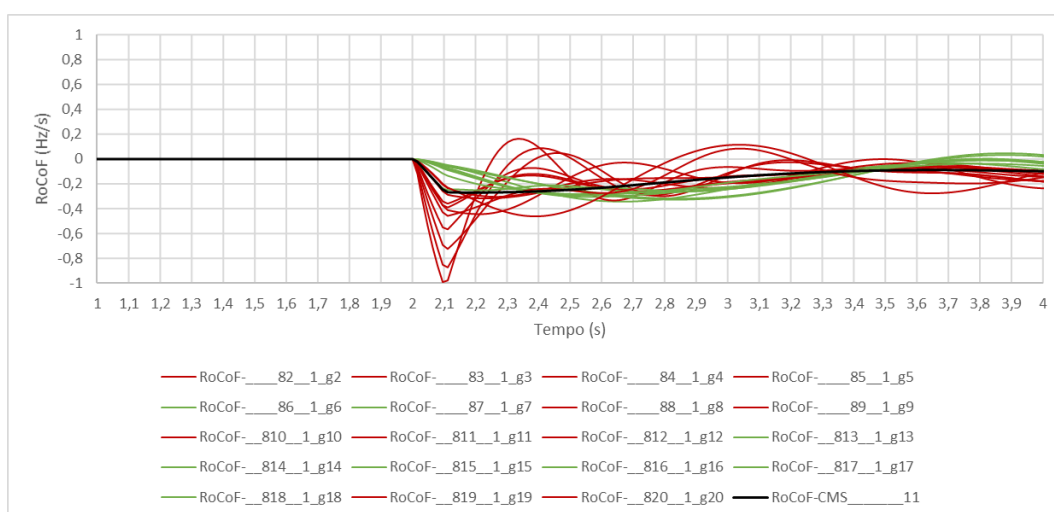


Figura 5-11 – Sistema Teste – RoCoF dos Geradores após Perda do Gerador 01 em Detalhe – CB

Com a relação à frequência medida nos barramentos do sistema, observa-se, Figura 5-12, comportamento semelhante ao das frequências dos geradores, ou seja, para os barramentos próximos eletricamente da região onde ocorreu o evento de desligamento do gerador 01, a queda de frequência foi mais acentuada do que nos barramentos mais distantes.

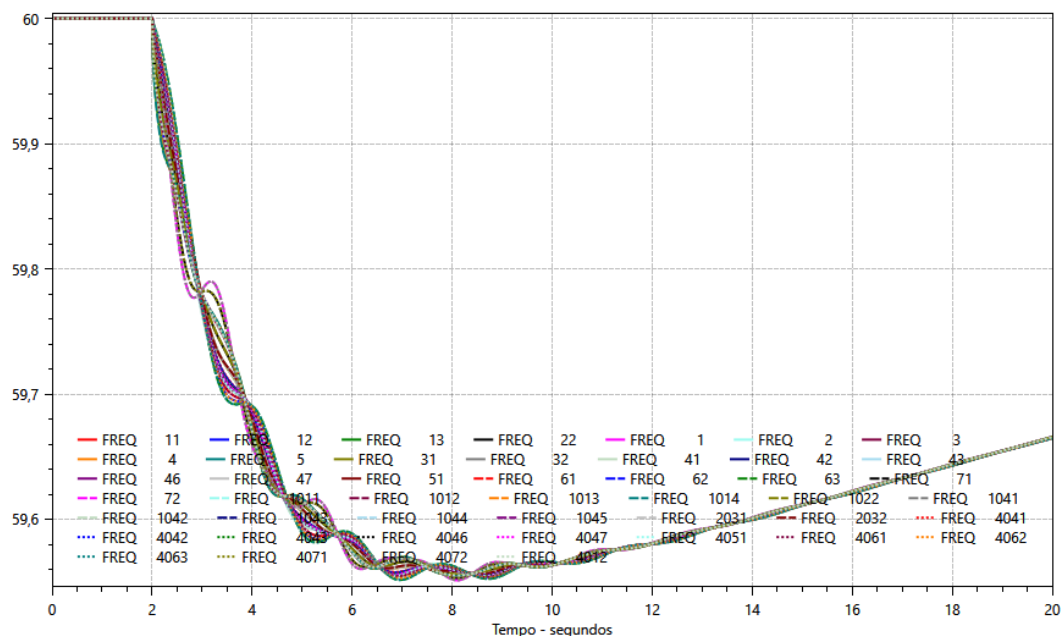


Figura 5-12 – Sistema Teste – Frequência dos Barramentos após Perda do Gerador 01 em Detalhes – CB

Nota-se que a frequência mínima mais crítica em um barramento ocorreu 6,07 s após o distúrbio e atingiu o valor de 59,55 Hz no barramento 4072, localizado na região exportadora de energia. Esse valor é muito próximo ao observado na análise global por meio da frequência do centro de massa e ao observado no gerador 18, cujos valores foram de 59,56 Hz (6,26 s após o evento) e de 59,55 Hz (4,99 s após o evento), respectivamente.

Com relação à taxa de variação da frequência, nota-se por meio da Figura 5-13 que o valor mais crítico medido em um barramento foi de -0,758 Hz/s (0,096 s após o distúrbio) no barramento 1014, valor inferior ao calculado para o gerador 10, que foi de -0,991 Hz/s, porém bastante superior ao da frequência do centro de massa, que foi de -0,270 Hz/s. Destaca-se que o barramento 1014 está conectado ao barramento de alta tensão do gerador 01, cujo desligamento está sendo analisado, por meio de duas linhas de transmissão. De forma análoga, observa-se que nesse mesmo instante de tempo o valor menos crítico foi de

- 0,121 Hz/s no barramento 4063 (barra de conexão do gerador 18) localizado na região importadora de energia. Ademais, nota-se que o valor mais crítico de RoCoF nesse barramento, - 0,285 Hz/s, ocorre 0,767 s após a ocorrência do pior RoCoF no barramento 1014. Observa-se esse mesmo comportamento nos demais geradores da área importadora de energia (curvas em verde).

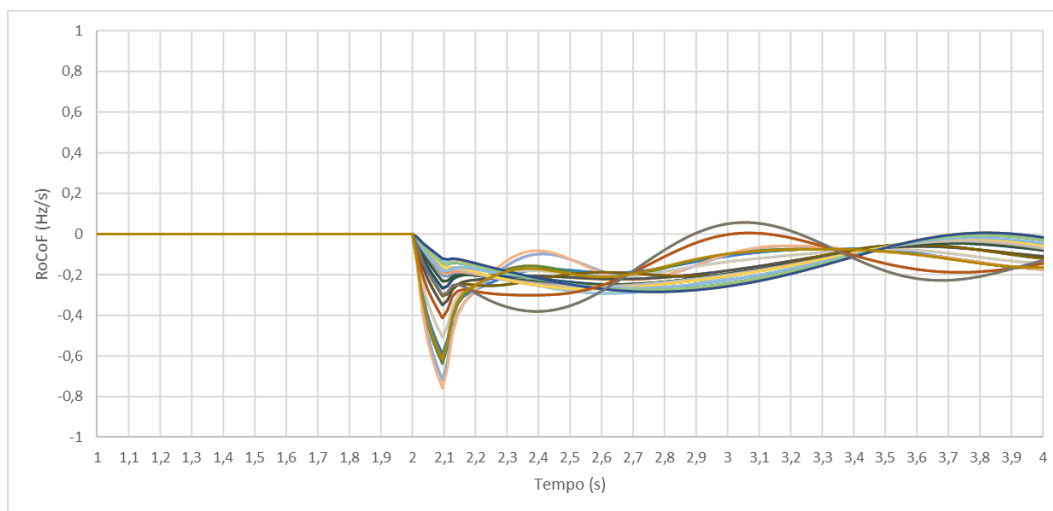


Figura 5-13 – Sistema Teste – RoCoF dos Barramentos após Perda do Gerador 01 em Detalhe – CB

5.1.2.2 Caso Modificado 2 (CM2)

Para a perda do gerador 01 no caso modificado 2, que possui uma menor inércia sincronizada, observa-se por meio da Figura 5-14 que os geradores conectados na região exportadora sofrem uma queda de frequência mais acentuada do que os geradores da região importadora devido ao coeficiente de potência sincronizante desses geradores em relação ao ponto do distúrbio (barra de conexão do gerador 01) e devido a constante de inércia dos mesmos, conforme Seção 2.2.

No entanto, observa-se que a frequência mínima mais crítica em um gerador atingiu o valor de 59,11 Hz, no gerador 18, localizado na região importadora de energia. Em comparação com o CB, a frequência mínima mais crítica de um gerador foi de 59,55 Hz também no gerador 18. Ou seja, no caso de menor inércia a frequência mínima foi mais crítica se comparada com a frequência mínima do CB. Novamente, nota-se que o valor de frequência mínima obtida no CM2, 59,11 Hz, é muito próximo ao observado na análise global por meio da frequência do centro de massa, que foi de 59,14 Hz.

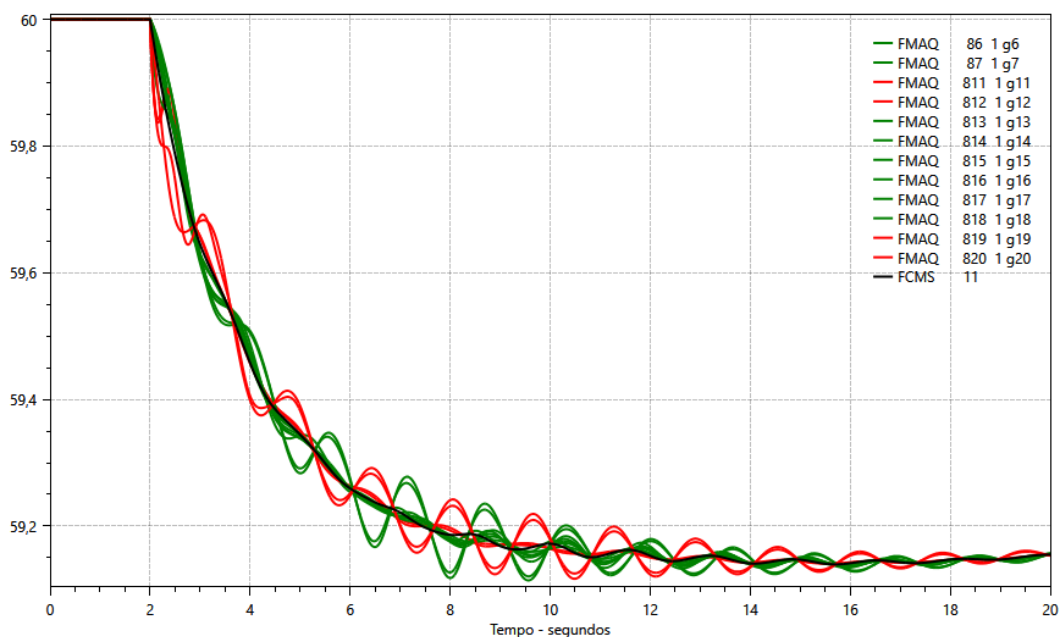


Figura 5-14 – Sistema Teste – Frequência dos Geradores após Perda do Gerador 01 em Detalhe – CM2

Com relação a taxa de variação da frequência, nota-se pela Figura 5-15 que o valor mais crítico medido em um gerador ocorreu 0,096 s após o distúrbio e foi de - 1,396 Hz/s no gerador 11, valor bastante superior ao calculado para a frequência do centro de massa, que foi de - 0,486 Hz/s. De forma análoga, observa-se que nesse mesmo instante de tempo o valor menos crítico foi de - 0,168 Hz/s medido no gerador 18, cujo valor mais crítico de RoCoF ocorreu 0,816 s após o distúrbio e foi de - 0,479 Hz/s, ou seja, alguns milissegundos após a ocorrência do pior RoCoF no gerador 11. Observa-se o mesmo comportamento nos demais geradores da área importadora de energia (curvas em verde).

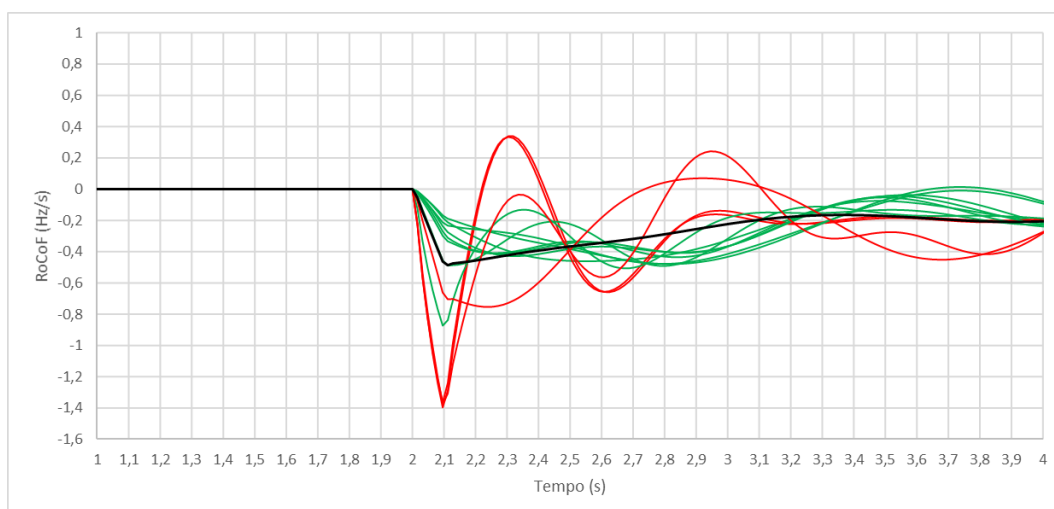


Figura 5-15 – Sistema Teste – RoCoF dos Geradores após Perda do Gerador 01 em Detalhes – CM2

Com a relação à frequência medida nos barramentos do sistema, novamente observa-se na Figura 5-16 e Figura 5-17 comportamento semelhante ao das frequências dos geradores, ou seja, para os barramentos próximos eletricamente da região onde ocorreu o evento de desligamento do gerador 01, a queda de frequência foi mais acentuada do que nos barramentos mais distantes.

Observa-se que a frequência mínima mais crítica em um barramento atingiu o valor de 59,12 Hz no barramento 1014, localizado na região exportadora de energia. Esse valor é muito próximo ao observado na análise global por meio da frequência do centro de massa e do observado no gerador 18, cujos valores foram de 59,14 Hz e de 59,11 Hz, respectivamente.

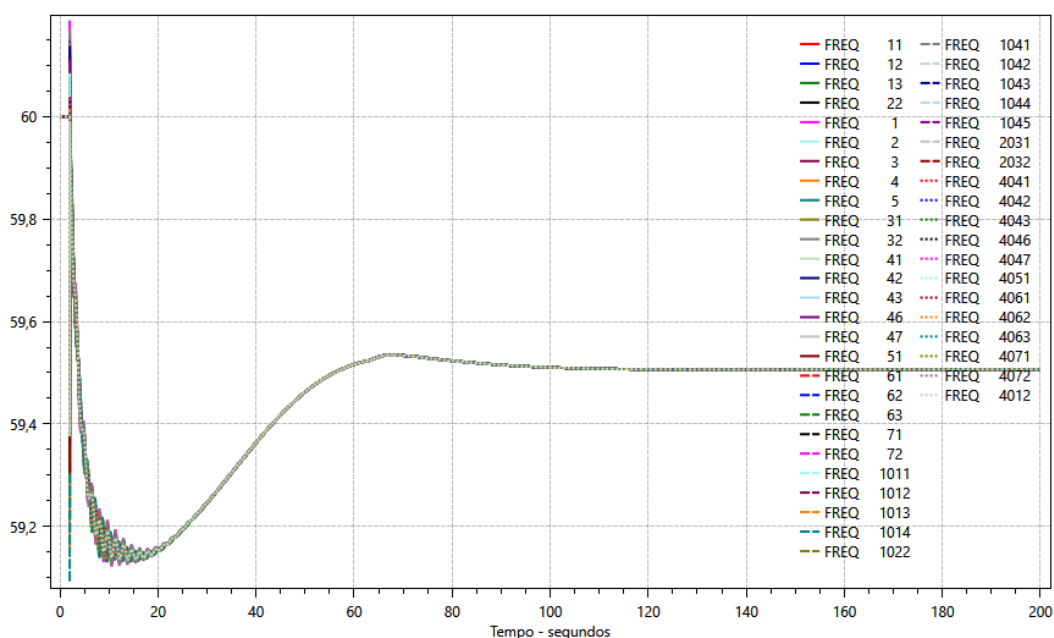


Figura 5-16 – Sistema Teste – Frequência dos Barramentos após Perda do Gerador 01 – CM2

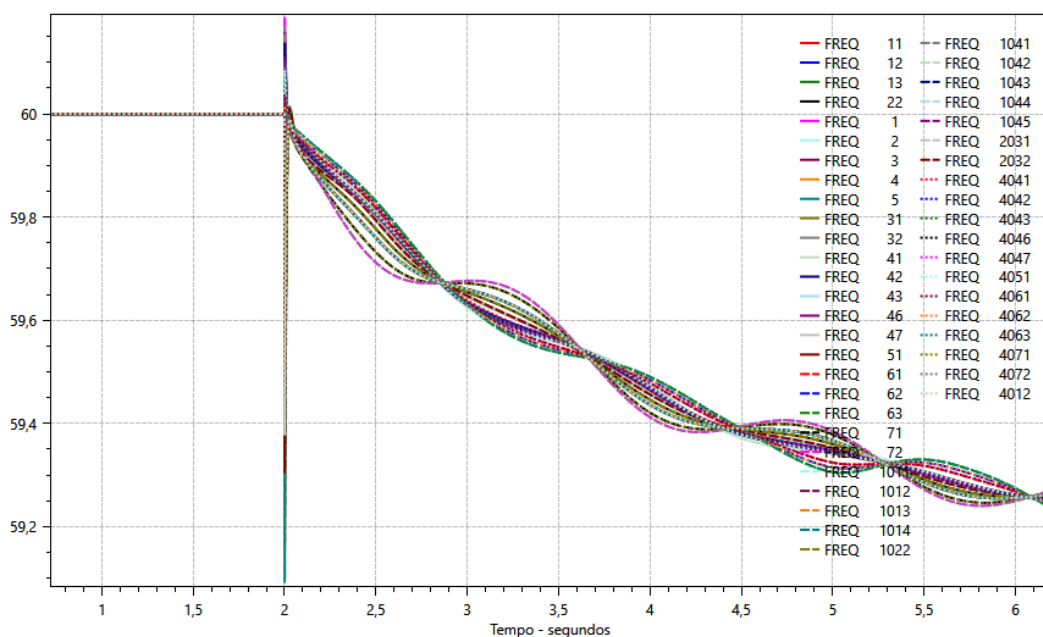


Figura 5-17 – Sistema Teste – Frequência dos Barramentos após Perda do Gerador 01 em Detalhe – CM2

Ademais, nota-se que no instante do desligamento do gerador 01 ($t = 2,0s$) ocorre uma descontinuidade no valor da frequência de alguns barramentos, notadamente com maior amplitude naqueles próximos ao gerador 01, fazendo com que a frequência saia de um valor de 60,0 Hz para 59,09 Hz num intervalo de apenas 1 ms, equivalente a 1 passo de integração nas simulações.

Com relação a taxa de variação da frequência, nota-se por meio da Figura 5-18 valores bastante elevados em função das descontinuidades nos valores da frequência mencionadas anteriormente, com medições de RoCoF atingindo valores da ordem de -4,24 Hz/s. No entanto, tais valores não refletem o desempenho global média do sistema após o evento.

Por fim, observa-se que ao se desconsiderar as medições iniciais de RoCoF, o valor mais crítico medido em um barramento ocorreu 0,144 s após o distúrbio e foi de - 0,981 Hz/s no barramento 1014, valor inferior ao calculado para o gerador 11, que ocorreu 0,096 s após a perturbação e foi de - 1,396 Hz/s, porém bastante superior ao da frequência do centro de massa, que foi de - 0,486 Hz/s. Destaca-se que o barramento 1014 está conectado ao barramento de alta tensão do gerador 01, cujo desligamento está sendo analisado, por meio de duas linhas de transmissão. De forma análoga, observa-se que nesse mesmo instante de tempo o valor menos crítico foi de - 0,312 Hz/s no barramento 4063, cujo valor mais crítico observado ocorreu 0,736 s após o distúrbio e foi de - 0,435 Hz/s, ou seja,

alguns milissegundos após a ocorrência do pior RoCoF no barramento 1014. Observa-se esse mesmo comportamento nos demais geradores da área importadora de energia (curvas em verde). Por fim, a Tabela 5-5 resume os valores obtidos de RoCoF para os casos CB e CM2, tanto do ponto de vista global quanto do ponto de vista local.

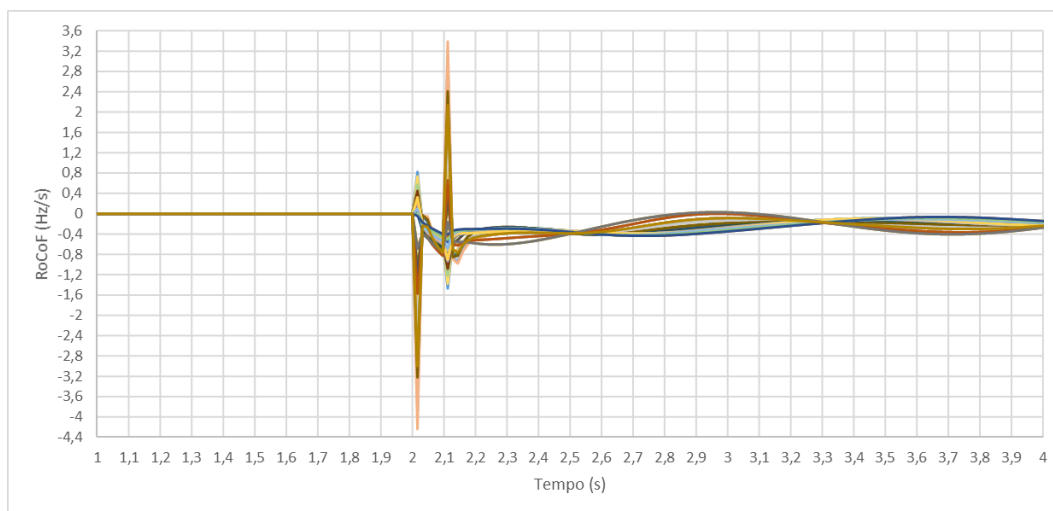


Figura 5-18 – Sistema Teste – RoCoF dos Barramentos após Perda do Gerador 01 em Detalhes – CM2

Visão	Ponto de Cálculo do RoCoF	Pior RoCoF Calculado (Hz/s)	
		CB	CM2
Global	FCMS	-0,270	-0,486
Local	Gerador de Usina	-0,991	-1,396
	Barramento	-0,758	-0,981
Energia Cinética (MW.s)		63.750	48.450

Tabela 5-5 – Valores Calculados de RoCoF para CB e CM2

5.2

Sistema Interligado Nacional (SIN)

Nesse capítulo são realizadas simulações de desligamentos de grandes blocos de geração no SIN com o objetivo de verificar o comportamento das taxas de variação da frequência frente a esses distúrbios.

O objetivo principal das simulações é analisar os valores de RoCoF no ambiente de planejamento da operação considerando a rede de transmissão e a geração previstas para os anos de 2021 e 2025. As análises foram realizadas utilizando casos de carga leve, nos quais há um menor número de máquinas sincronizadas e consequentemente uma menor inércia. Para esse patamar de carga foram analisados dois cenários distintos de níveis de geração síncrona, sendo um chamado de “Inércia Padrão (IP)” e outro chamado de “Menor Inércia (MI)”.

Foram simulados os eventos de bloqueio do elo CC Xingu – Terminal Rio com corte de 7 máquinas em Belo Monte, o que representa um déficit de geração de 4,2 GW com perda da inércia das unidades geradoras desligadas, e o bloqueio do elo CC de Itaipu, que representa um déficit de 3,5 GW, nesse caso sem perda de inércia no SIN.

Adicionalmente, foram realizadas simulações específicas de ilhamento em relação ao SIN dos subsistemas Manaus e Acre-Rondônia. Para esses casos de estudo foram utilizados cenários de carga média nos quais esses subsistemas importam energia do restante do SIN, de modo que a abertura da interligação representa um déficit de geração nesses subsistemas. No caso do subsistema Manaus esse déficit foi de até 760 MW, o que representa até 48% da potência dos geradores sincronizados na ilha a depender do ano considerado na análise (2021 ou 2025), e no subsistema Acre-Rondônia foi de 400 MW, o que representa até 76% da potência dos geradores sincronizados na ilha.

A Tabela 5-6 resume as principais informações de todos os casos analisados.

Caso	Contingência Simulada	Energia Cinética (GW.s)	RoCoF estimado (Hz/s)	Carga (GW)	Geração Síncrona ¹ (GW)	Geração Não Síncrona ¹ (GW)
BM21-IP	Bipolo Xingu-Trio + Corte 7MQ em Belo Monte Déficit de 4 GW	322	-0,378	58	41	6
BM25-IP		332	-0,367	63	43	9
BM21-MI		254	-0,481	56	33	6
BM25-MI		248	-0,493	63	36	11
IT21-IP	Bipolo de Itaipu Déficit de 3,5 GW	272	-0,386	53	33	3
IT25-IP		278	-0,378	58	34	6
IT21-MI		254	-0,413	56	33	6
IT25-MI		248	-0,423	63	36	11
MA21	Perda Dupla LT 500 kV Lechuga – Silves – Déficit até 0,76 GW	6,16 ²	-2,776	1,70 ²	1,17 ²	0 ²
MA25		6,34 ²	-3,596	1,94 ²	1,21 ²	0 ²
ACRO21	Perda Tripla LT 230 kV Jauru – Vilhena – Déficit até 0,4 GW	0,90 ³	-13,333	0,92 ³	0,23 ³	0,4 ³
ACRO25		1,72 ³	-6,977	1,12 ³	0,44 ³	0,4 ³

1 – Contabilizado apenas geração que tem seu despacho controlado pelo ONS, não inclui geração conectada na rede de distribuição.

2 – Valores referentes apenas ao subsistema Manaus.

3 – Valores referentes apenas ao subsistema Acre – Rondônia.

Tabela 5-6 – Características Básicas do Cenários Analisados para o SIN

Destaca-se que o principal parâmetro de referência para as análises dos valores de RoCoF é a energia cinética sincronizada à rede, sendo esse o principal balizador para os resultados relatados a seguir. Além desse parâmetro, também foram utilizados como referência os valores estimados de RoCoF conforme (2.14).

5.2.1 Perda do Bipolo de Xingu – Terminal Rio + Corte 7MQ Belo Monte

5.2.1.1 Casos BM21-IP e BM21-MI

Para o ano de 2021 e contingência do Bipolo Xingu – Terminal Rio seguido de corte de 7 máquinas em Belo Monte, foram considerados dois cenários distintos. O primeiro é um cenário típico de geração que caracteriza o período úmido da região Norte do Brasil, no qual essa região exporta energia para as regiões Sudeste – Centro/Oeste que, por sua vez, exportam energia para a região Sul do Brasil. Esse cenário foi caracterizado como um cenário de Inércia Padrão (IP). O segundo cenário é caracterizado pelo recebimento de energia da região Sudeste pelas demais regiões do Brasil, onde quase toda geração síncrona dessa região foi considerada desligada, à exceção das UHE Itaipu 60 Hz, UHE Ilha

Solteira e as usinas hidrelétricas do rio Tocantins, que escoam sua energia por meio das linhas de transmissão da interligação Norte – Sudeste/Centro-Oeste, e além disso, foram utilizadas os geradores das usinas que podem operar como compensador síncrono, para ajudar no controle de tensão da região. Esse cenário foi caracterizado como um cenário de Menor Inércia (MI).

Observa-se na Figura 5-19 que para o caso BM21-MI, curva em azul, a frequência do centro de massa atinge seu valor mínimo num instante anterior em relação ao caso BM21-IP, com uma diferença de aproximadamente 2,4 s. Os valores mínimos de frequência obtidos em ambos os casos são iguais (58,46 Hz) devido a atuação do esquema regional de alívio de carga (ERAC) por frequência absoluta em todos os subsistemas. Destaca-se que ambos os casos são pontos de operação em que o SIN opera com a máxima transferência de energia entre os seus subsistemas, e a contingência analisada é umas das que definem essa máxima transferência.

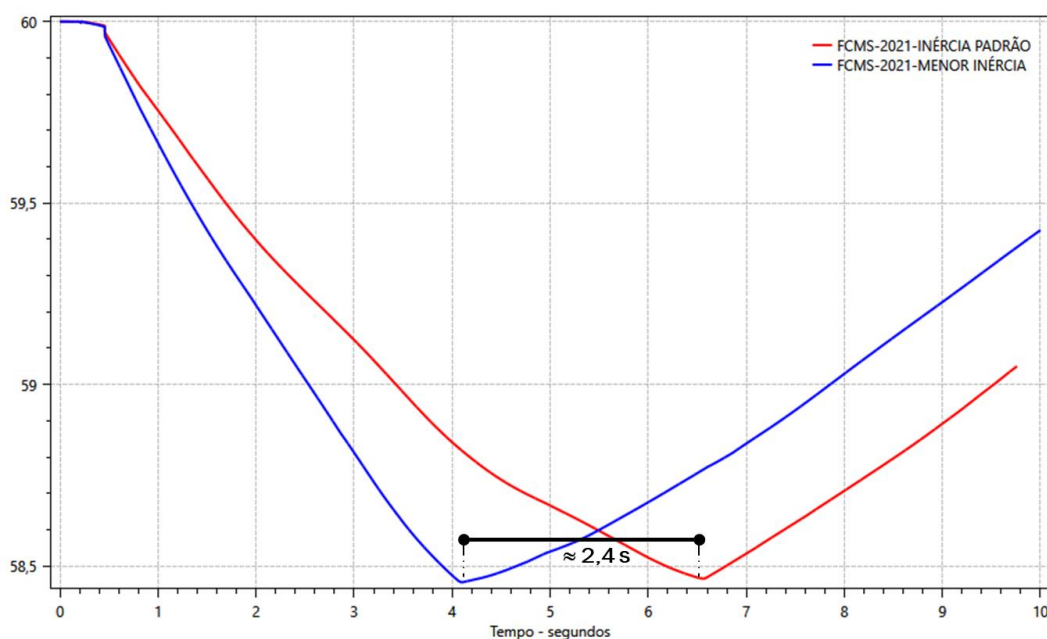


Figura 5-19 – SIN – Comparação FCMS – BM21-IP x BM21-MI

Com relação a taxa de variação da frequência nota-se por meio da Figura 5-20 que o valor mais crítico calculado ocorre no caso BM21-MI, curva em azul, com o valor de - 0,74 Hz/s, enquanto para o caso BM21-IP o valor mais crítico foi de - 0,56 Hz/s. Destaca-se que para essa contingência do Bipolo Xingu – Terminal Rio, o primeiro evento é o bloqueio desse bipolo no instante $t = 0,2$ s, o que provoca um déficit de geração instantâneo na região Sudeste e um desvio

negativo da frequência do centro de massa. No instante $t = 0,46$ s ocorre o corte de 7 máquinas na usina de Belo Monte, provocando um déficit permanente de geração em todo o SIN, acentuando a queda da frequência do centro de massa e consequentemente do valor de RoCoF calculado.

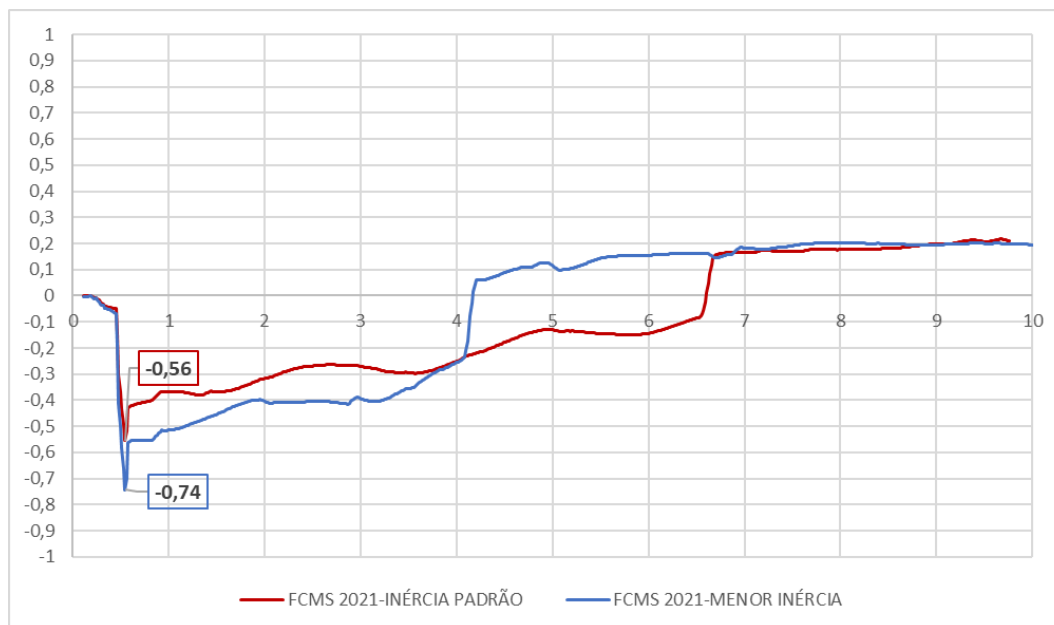


Figura 5-20 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS – BM21-IP x BM21-MI

Ademais, observa-se que os valores mais críticos de RoCoF não são sustentados por um longo período, sendo observados apenas em uma medição no instante $t = 0,544$ s. Após essa medição, os valores de RoCoF retornam para níveis um pouco menores.

Ao analisar o desempenho da frequência não somente do ponto de vista global, por meio da frequência do centro de massa, mas também do ponto de vista local, por meio da frequência de geradores conectados em cada subsistema do SIN, nota-se, para o caso BM21-IP (Figura 5-21), que no momento do bloqueio do Bipolo Xingu – Terminal Rio ($t = 0,2$ s) ocorre uma redução no valor da frequência dos geradores das usinas de Ilha Solteira e Passo Real, localizados nos subsistemas Sudeste e Sul, e um aumento no valor da frequência dos geradores das usinas de Luiz Gonzaga e Belo Monte, localizadas nos subsistemas Norte e Nordeste. No entanto, no instante que ocorre o corte de 7 máquinas na UHE Belo Monte, observa-se uma redução na frequência de todos os geradores, principalmente nos geradores remanescentes da própria usina de Belo Monte.

Para o caso BM21-MI (Figura 5-22), nota-se comportamento semelhante ao descrito anteriormente, à exceção dos geradores da usina de Luiz Gonzaga, no

subsistema Nordeste, onde no momento do bloqueio do Bipolo Xingu – Terminal Rio ($t = 0,2$ s) ocorre uma redução no valor da frequência dos geradores dessa usina, comportamento oposto ao ocorrido no caso BM21-IP.

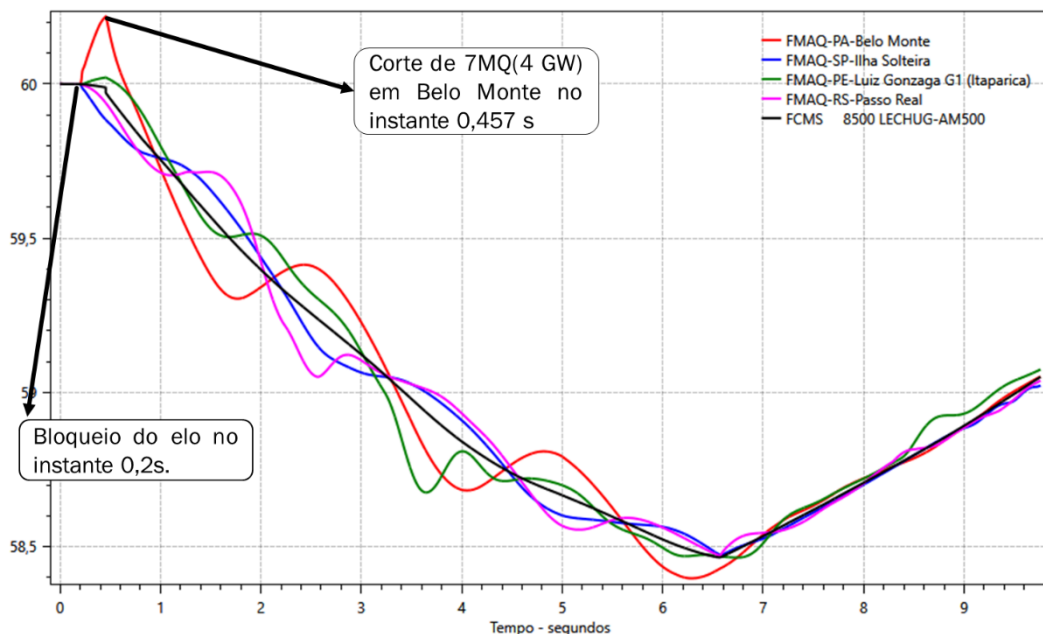


Figura 5-21 – SIN – Comparação FCMS e Frequência dos Geradores – BM21-IP

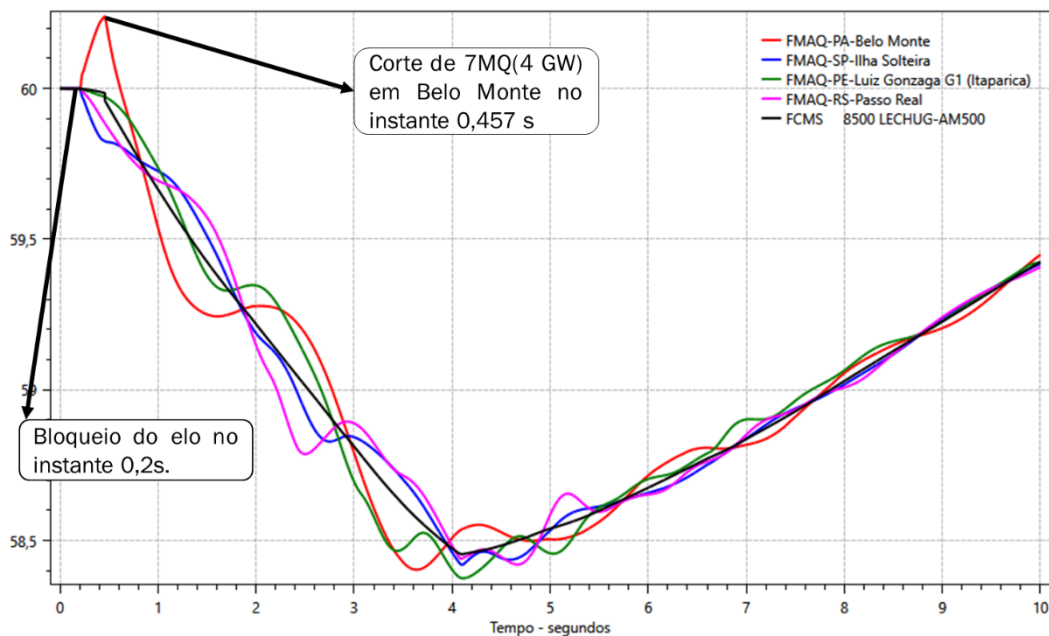


Figura 5-22 – SIN – Comparação FCMS e Frequência dos Geradores – BM21-MI

Com relação à taxa de variação da frequência dos geradores, nota-se para o caso BM21-IP (Figura 5-23) que o maior valor de RoCoF, - 1,347 Hz/s, ocorre

nos geradores remanescentes da usina de Belo Monte no instante $t = 0,56$ s, valor bastante superior ao valor de RoCoF da FCMS, que foi de $-0,56$ Hz/s no instante $t = 0,544$ s. Além disso, observa-se que os maiores valores de RoCoF dos geradores das outras usinas ocorrem em instantes distintos ao ocorrido nos geradores da usina de Belo Monte.

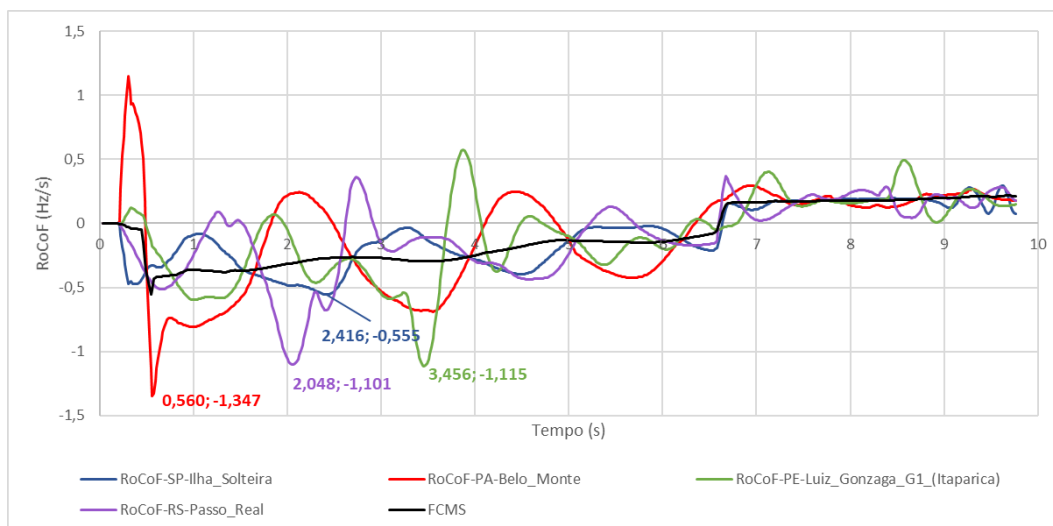


Figura 5-23 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência dos Geradores – BM21-IP

Para o caso BM21-MI (Figura 5-24), observa-se que o maior valor de RoCoF foi de $-1,633$ Hz/s no instante $t = 0,576$ s nos geradores remanescentes da usina de Belo Monte, valor bastante superior ao da frequência do centro de massa que foi de $-0,74$ Hz/s no instante $t = 0,544$ s. Além disso, nota-se que houve um aumento no maior valor de RoCoF dos geradores da usina de Ilha Solteira, que para esse caso foi de $-0,757$ Hz/s no instante $t = 2,496$ s.

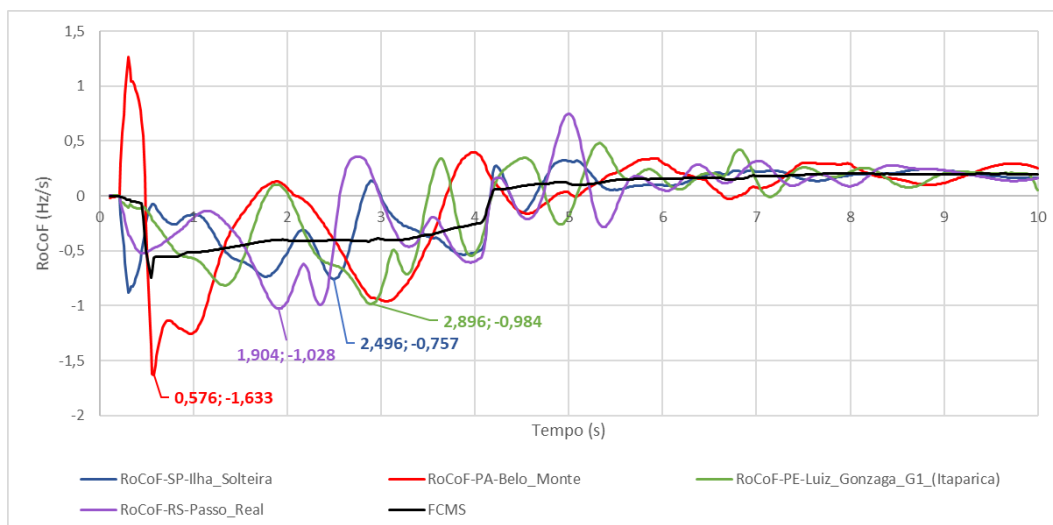


Figura 5-24 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência dos Geradores – BM21-MI

Além da análise de desempenho da frequência dos geradores, também foi realizada uma análise do desempenho da frequência de barramentos do SIN a partir dos quais as empresas distribuidoras de energia têm contratação para atendimento de suas cargas. Essa medida teve por objetivo verificar se o comportamento da taxa de variação da frequência, para um mesmo evento, é muito diferente em cada região do Brasil, de modo que cada distribuidora possa estar sujeita a valores muito diferentes de RoCoF.

Nota-se para o caso BM21-IP (Figura 5-25), que no momento do bloqueio do Bipolo Xingu – Terminal Rio ($t = 0,2$ s) ocorre uma mudança abrupta no valor da frequência dos barramentos das subestações de Tapajós e Morro Agudo, oriunda da descontinuidade do ângulo de fase da tensão nesses barramentos. Ademais, assim como foi observado na frequência dos geradores das usinas de Luiz Gonzaga e Belo Monte, nota-se um aumento no valor da frequência dos barramentos de Arco Verde e Tapajós, localizados nos subsistemas Nordeste e Norte, respectivamente. No entanto, no instante que ocorre o corte de 7 máquinas na UHE Belo Monte, observa-se uma redução na frequência de todos os barramentos, comportamento semelhante ao observado na análise dos geradores.

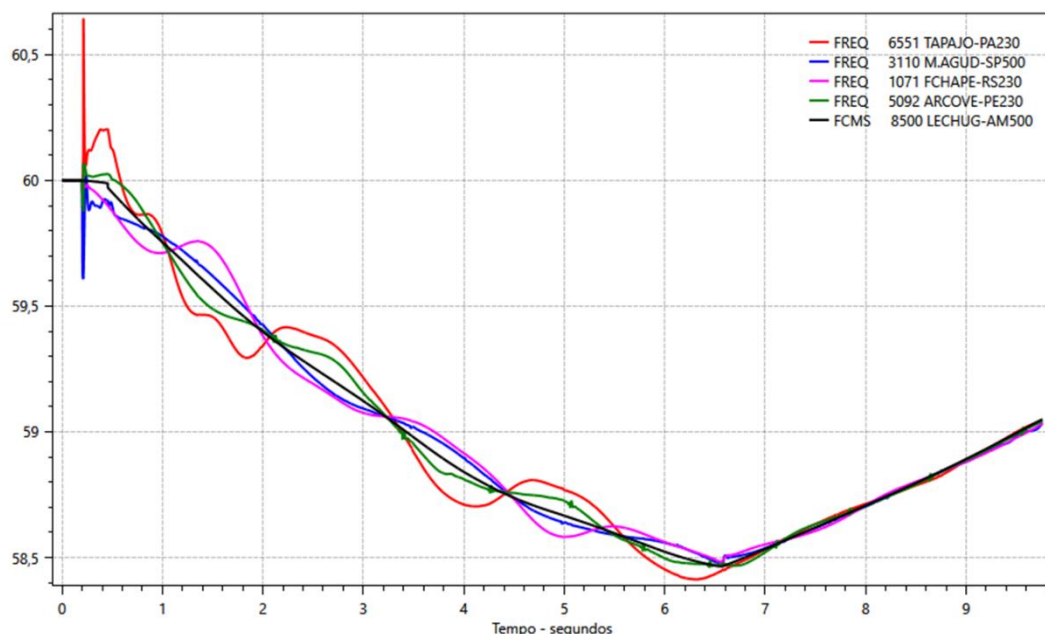


Figura 5-25 – SIN – Comparação FCMS e Frequência de Barramento – BM21-IP

Para o caso BM21-MI (Figura 5-26), nota-se comportamento semelhante ao descrito anteriormente, à exceção do barramento de Arco Verde, no subsistema Nordeste, onde no momento do bloqueio do Bipolo Xingu – Terminal Rio ($t = 0,2$ s) ocorre uma redução no valor da frequência desse barramento, comportamento oposto ao ocorrido no caso BM21-IP.

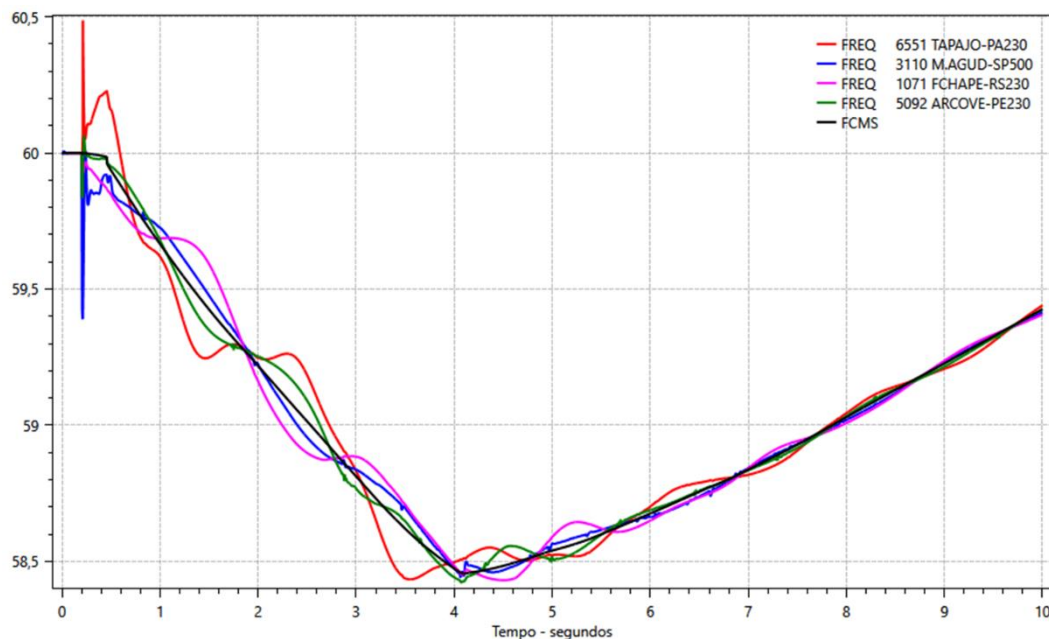


Figura 5-26 – SIN – Comparação FCMS e Frequência de Barramento – BM21-MI

Com relação à taxa de variação da frequência dos barramentos, nota-se para o caso BM21-IP (Figura 5-27) e para o caso BM21-MI (Figura 5-28) valores de RoCoF iguais a $-3,078$ Hz/s e $-4,904$ Hz/s, respectivamente, no barramento de Morro Agudo no instante $t = 0,224$ s. Tais valores são oriundos da descontinuidade no valor da frequência desse barramento em função do evento de bloqueio do bipolo Xingu – Terminal Rio, que provoca uma alteração no ângulo de fase da tensão do barramento de Xingu e Terminal Rio, e por consequência dos outros barramentos da região.

No entanto, observa-se que ao analisar os valores de RoCoF após o evento de corte de geração na usina de Belo Monte, os maiores valores de RoCoF observado nos casos BM21-IP e BM21-MI foram de $-1,580$ Hz/s e $-1,964$ Hz/s, respectivamente, nos instantes $t = 0,560$ s e $t = 0,640$ s, no barramento de Tapajós 230 kV, próximo ao local do evento de corte de geração da usina de Belo Monte. Além disso, observa-se que os maiores valores de RoCoF dos outros barramentos ilustrados ocorrem em instantes distintos ao ocorrido no barramento de Tapajós 230 kV.

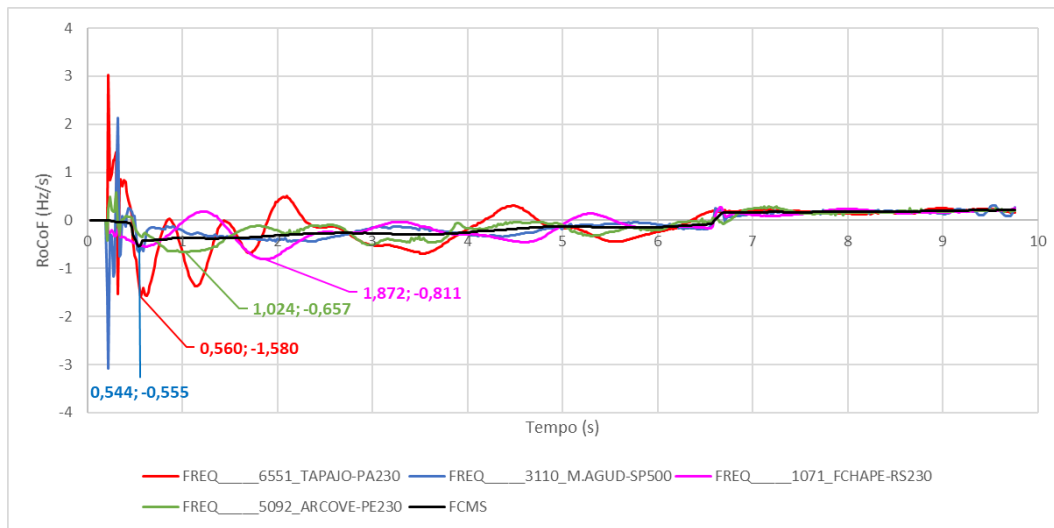


Figura 5-27 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência de Barramento – BM21-IP

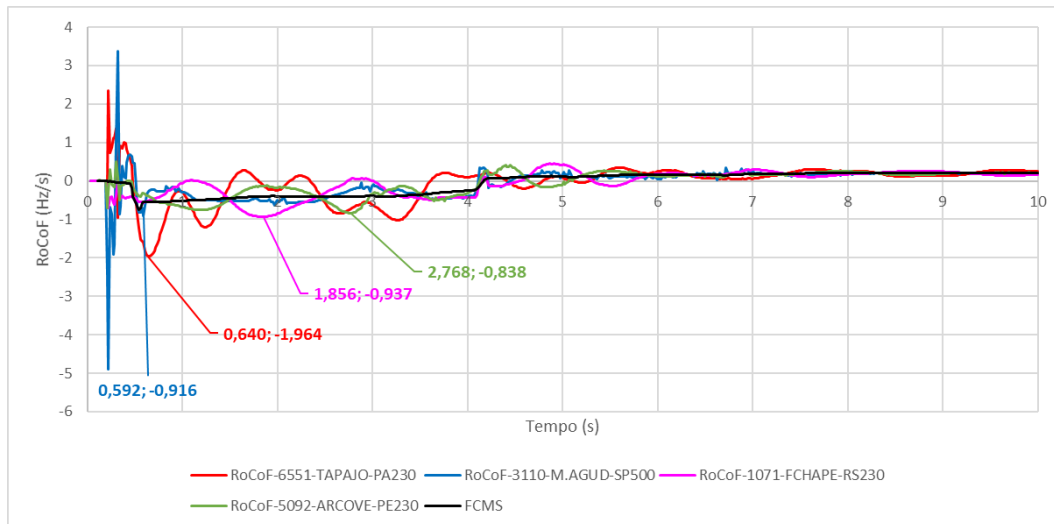


Figura 5-28 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência de Barramento – BM21-MI

5.2.1.2 Casos BM25-IP e BM25-MI

Para o ano de 2025 e contingência do Bipolo Xingu – Terminal Rio seguida de corte de 7 máquinas em Belo Monte, foram considerados dois cenários distintos, assim como foi feito para o ano de 2021. Ou seja, um cenário típico de geração que caracteriza o período úmido da região Norte do Brasil, no qual essa região exporta energia para as regiões Sudeste – Centro/Oeste que, por sua vez, exportam energia para a região Sul do Brasil, caracterizado como um cenário de Inércia Padrão (IP), e outro cenário caracterizado pelo recebimento de energia da região Sudeste pelas demais regiões do Brasil, onde quase toda geração síncrona dessa região foi considerada desligada, caracterizado como um cenário de Menor Inércia (MI).

Destaca-se que o aumento de carga do ano de 2025 em relação ao ano de 2021 foi atendido prioritariamente com aumento de geração de usinas fotovoltaicas nas regiões SECO e NNE, com o objetivo de manter uma menor inércia sincronizada ao SIN.

Observa-se pela Figura 5-29 que para o caso BM25-MI, curva em azul, a frequência do centro de massa atinge seu valor mínimo num instante anterior em relação ao caso BM25-IP, com uma diferença de aproximadamente 2,0 s. Os valores mínimos de frequência obtidos em ambos os casos são iguais a 58,48 Hz devido a atuação do esquema regional de alívio de carga (ERAC) por frequência absoluta (58,5 Hz) em todos os subsistemas. Destaca-se que ambos os casos são pontos de operação em que o SIN opera com a máxima transferência de energia entre os seus subsistemas, e a contingência analisada é umas das que definem essa máxima transferência.

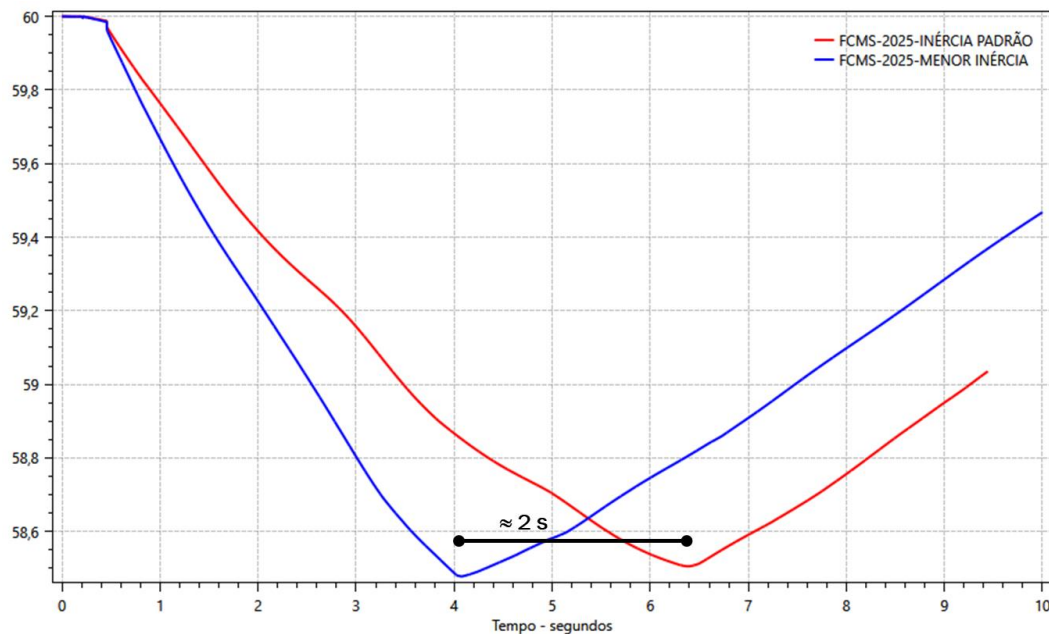


Figura 5-29 – SIN – Comparação FCMS – BM25-IP x BM25-MI

Com relação a taxa de variação da frequência nota-se por meio da Figura 5-30 que o valor mais crítico calculado ocorre no caso BM25-MI, curva em azul, com o valor de $-0,71 \text{ Hz/s}$, enquanto para o caso BM25-IP o valor mais crítico foi de $-0,53 \text{ Hz/s}$. Destaca-se que para essa contingência do Bipolo Xingu – Terminal Rio, o primeiro evento é o bloqueio desse bipolo no instante $t = 0,2 \text{ s}$, o que provoca um déficit de geração instantâneo na região Sudeste e um desvio negativo da frequência do centro de massa. No instante $t = 0,46 \text{ s}$ ocorre o corte de 7 máquinas na usina de Belo Monte, provocando um déficit permanente de geração em todo o SIN, acentuando a queda da frequência do centro de massa e consequentemente do valor de RoCoF calculado.

Ademais, observa-se que os valores mais críticos de RoCoF não são sustentados por um longo período, sendo observados apenas em uma medição no instante $t = 0,544 \text{ s}$. Após essa medição, os valores de RoCoF retornam para níveis um pouco menores.

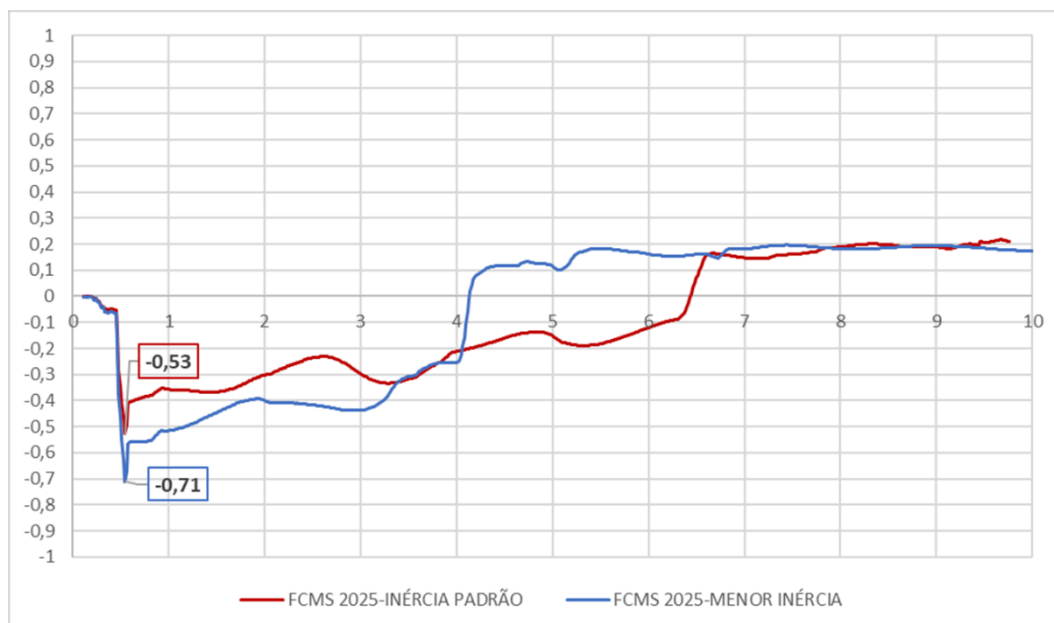


Figura 5-30 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS – BM25-IP x BM25-MI

Ao analisar o desempenho da frequência do ponto de vista local, por meio da frequência de geradores conectados em cada subsistema do SIN, nota-se, tanto para o caso BM25-IP (Figura 5-31) quanto para o caso BM25-MI (Figura 5-32), que no momento do bloqueio do Bipolo Xingu – Terminal Rio (t = 0,2 s) ocorre uma redução no valor da frequência dos geradores das usinas de Ilha Solteira, Passo Real e Luiz Gonzaga, localizados nos subsistemas Sudeste, Sul e Nordeste, e um aumento no valor da frequência dos geradores da usina de Belo Monte, localizada no subsistema Norte. No entanto, no instante que ocorre o corte de 7 máquinas na UHE Belo Monte, observa-se uma redução na frequência de todos os geradores, principalmente nos geradores remanescentes da própria usina de Belo Monte.

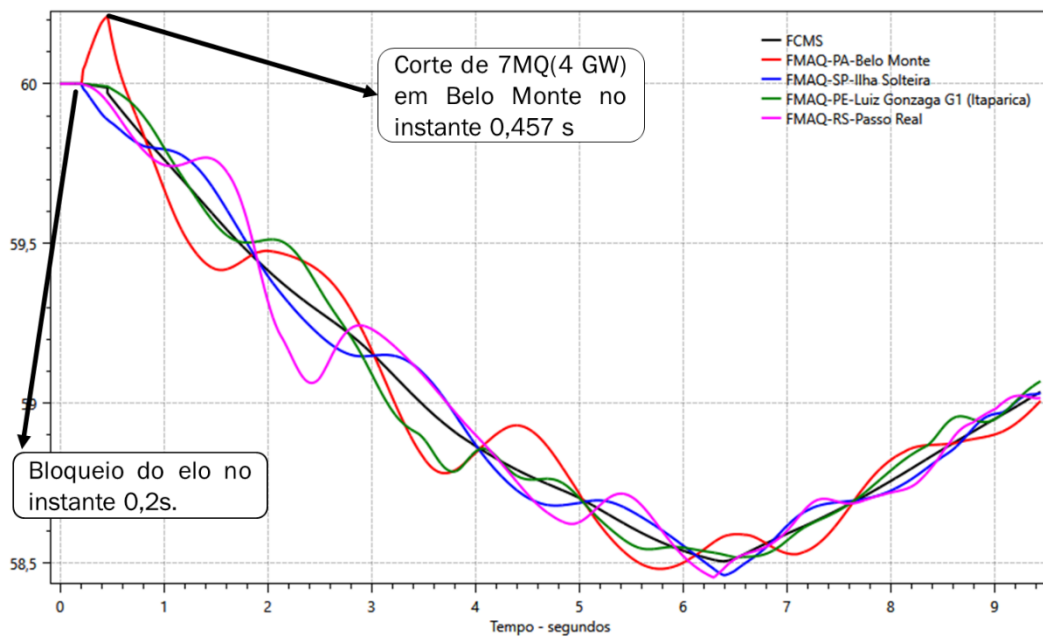


Figura 5-31 – SIN – Comparação FCMS e Frequência dos Geradores – BM25-IP

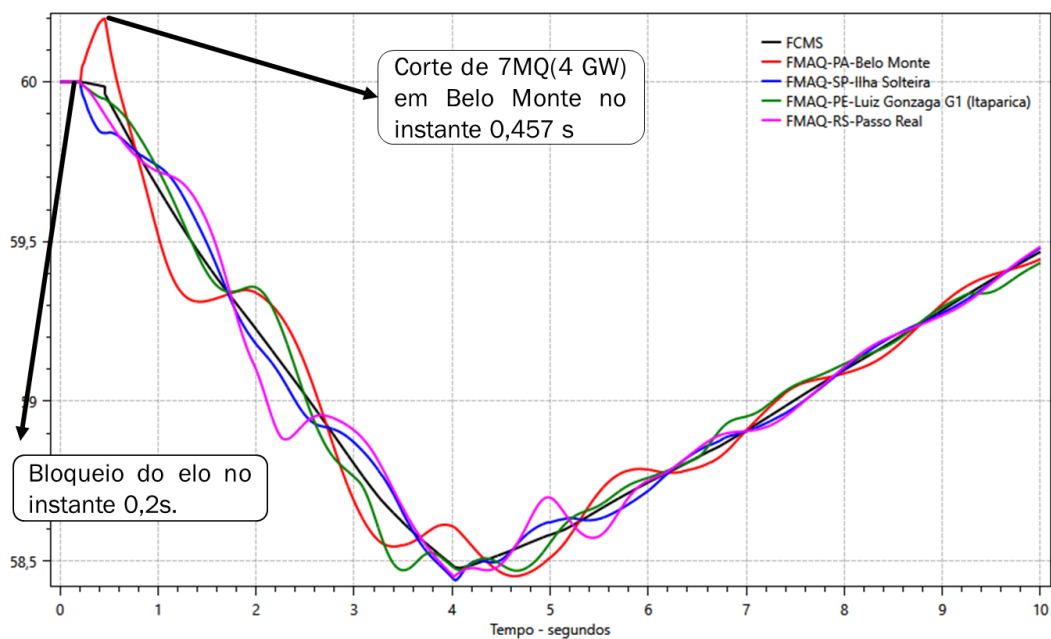


Figura 5-32 – SIN – Comparação FCMS e Frequência dos Geradores – BM25-MI

Com relação à taxa de variação da frequência dos geradores, nota-se para o caso BM25-IP (Figura 5-33) que o maior valor de RoCoF, - 1,494 Hz/s, ocorre nos geradores remanescentes da usina de Belo Monte no instante $t = 0,56$ s, valor bastante superior ao valor de RoCoF da FCMS, que foi de - 0,53 Hz/s no instante $t = 0,544$ s. Além disso, observa-se que os maiores valores de RoCoF dos

geradores das outras usinas ocorrem em instantes distintos ao ocorrido nos geradores da usina de Belo Monte.

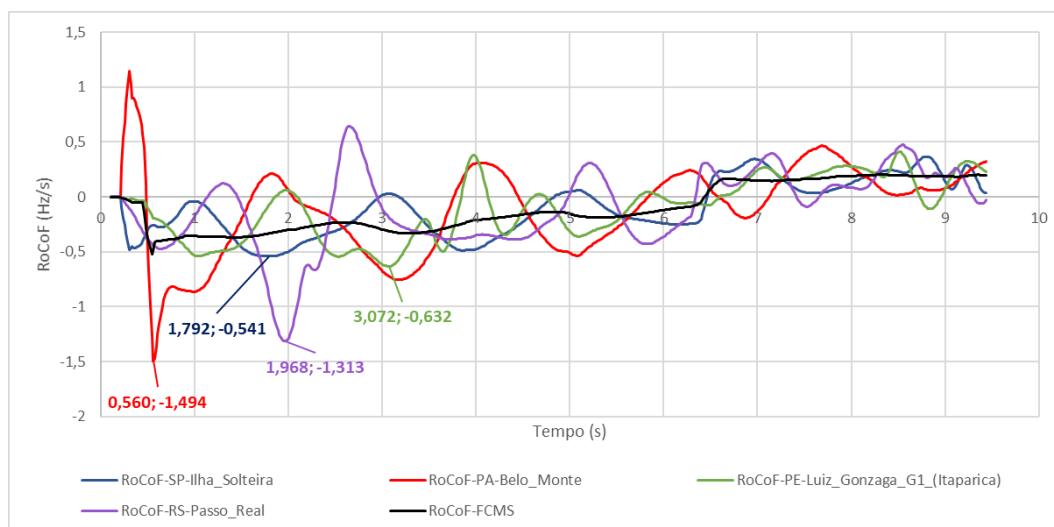


Figura 5-33 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência dos Geradores – BM25-IP

Para o caso BM25-MI (Figura 5-34), observa-se que o maior valor de RoCoF foi de $-1,609 \text{ Hz/s}$ no instante $t = 0,576 \text{ s}$ nos geradores remanescentes da usina de Belo Monte, valor bastante superior ao da frequência do centro de massa que foi de $-0,71 \text{ Hz/s}$ no instante $t = 0,544 \text{ s}$.

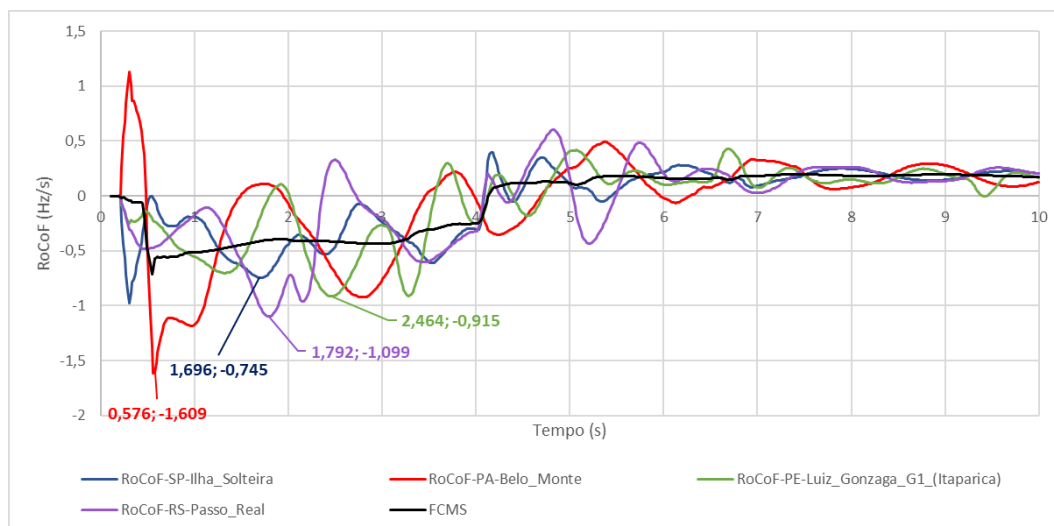


Figura 5-34 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência dos Geradores – BM25-MI

Nota-se tanto para o caso BM25-IP (Figura 5-35) quanto para o caso BM25-MI (Figura 5-36), que no momento do bloqueio do Bipolo Xingu – Terminal Rio ($t = 0,2 \text{ s}$) ocorre uma mudança abrupta no valor da frequência dos barramentos

das subestações de Tapajós e Morro Agudo, oriunda da descontinuidade do ângulo de fase da tensão nesses barramentos. Esse comportamento é esperado tanto para o sistema exportador quanto para o importador, ou seja, a redução da potência na região Sudeste em função do bloqueio do elo CC resulta no atraso do ângulo de fase nessa região e no avanço do avanço do ângulo na região Norte. Ademais, assim como foi observado na frequência dos geradores das usinas de Belo Monte, nota-se um aumento no valor da frequência do barramento de Tapajós, localizado no subsistema Norte. No entanto, no instante que ocorre o corte de 7 máquinas na UHE Belo Monte, observa-se uma redução na frequência de todos os barramentos, comportamento semelhante ao observado na análise dos geradores.

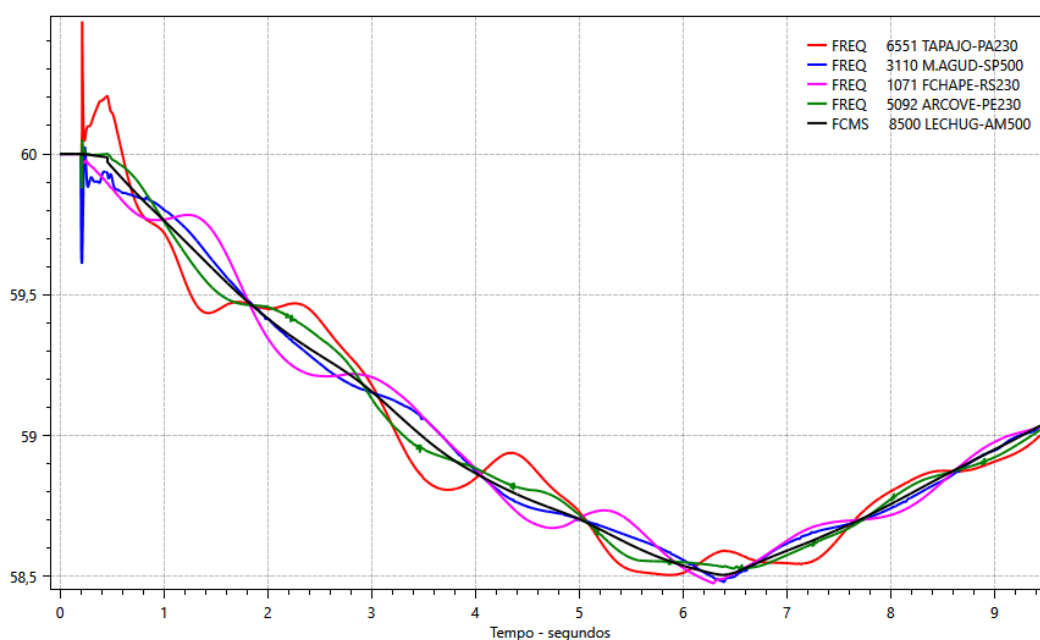


Figura 5-35 – SIN – Comparação FCMS e Frequência de Barramento – BM25-IP

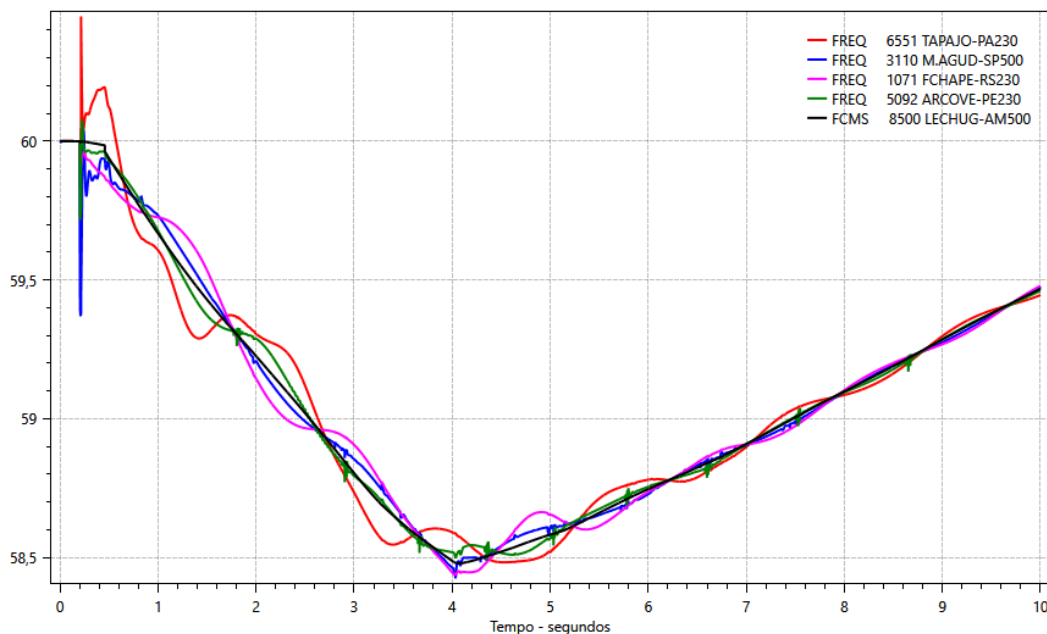


Figura 5-36 – SIN – Comparação FCMS e Frequência de Barramento – BM25-MI

Com relação à taxa de variação da frequência dos barramentos, nota-se para o caso BM25-IP (Figura 5-37) e para o caso BM25-MI (Figura 5-38) valores de RoCoF iguais a -3,054 Hz/s e -4,972 Hz/s, respectivamente, no barramento de Morro Agudo no instante $t = 0,224$ s. Tais valores são oriundos da descontinuidade no valor da frequência desse barramento em função do evento de bloqueio do bipolo Xingu – Terminal Rio, que provoca uma alteração no ângulo de fase da tensão do barramento de Xingu e Terminal Rio, e por consequência dos outros barramentos da região.

No entanto, observa-se que ao analisar os valores de RoCoF após o evento de corte de geração na usina de Belo Monte, os maiores valores de RoCoF observados nos casos BM25-IP e BM25-MI foram de -1,616 Hz/s e -1,960 Hz/s, respectivamente, no instante $t = 0,640$ s, no barramento de Tapajós 230 kV, próximo ao local do evento de corte de geração da usina de Belo Monte. Além disso, observa-se que os maiores valores de RoCoF dos outros barramentos ilustrados ocorrem em instantes distintos ao ocorrido no barramento de Tapajós 230 kV.

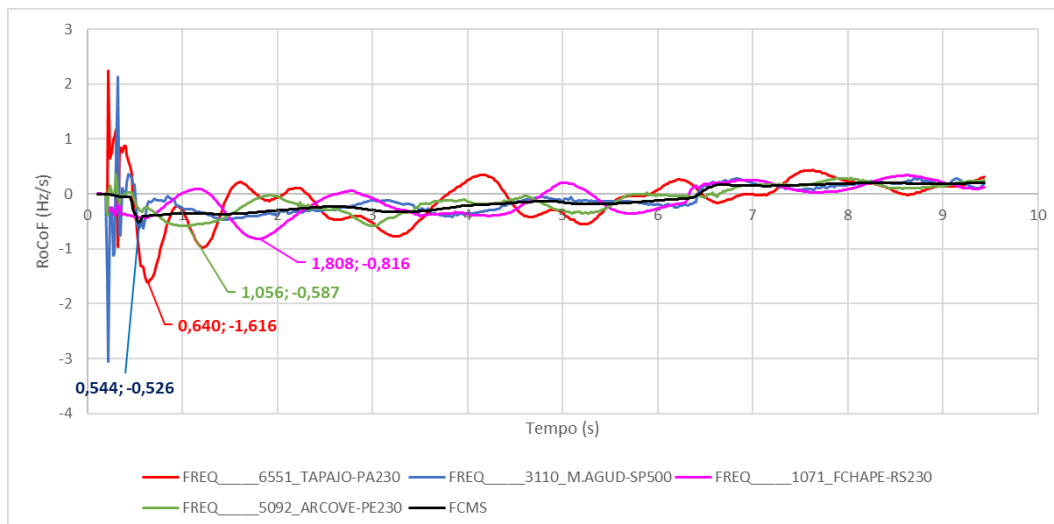


Figura 5-37 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência de Barramento – BM25-IP

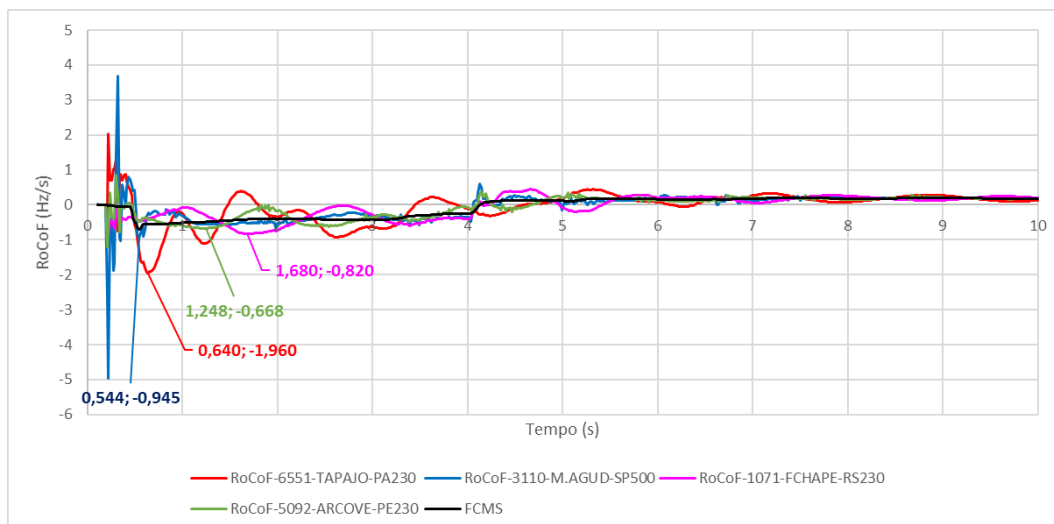


Figura 5-38 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência de Barramento – BM25-MI

5.2.1.3 Síntese dos Resultados – Perda do Bipolo Xingu-Terminal Rio seguida do corte de 7 UGs em BM

Para sintetizar alguns dos resultados obtidos com a simulação da perda do bipolo Xingu – Terminal seguida do corte de 7 máquinas em Belo Monte, foi elaborada a Tabela 5-7 com um resumo dos principais resultados.

Subsistema	Ponto de Cálculo do RoCoF	Pior RoCoF Calculado / Estimado (Hz/s)			
		BM21-IP	BM25-IP	BM21-MI	BM25-MI
	FCMS	- 0,560 / -0,378	- 0,530 / -0,367	- 0,740 / -0,481	- 0,710 / -0,493
	<i>Energia Cinética Global (GW.s)</i>	322	332	254	248
Norte	Gerador de Usina	- 1,347	- 1,494	- 1,633	- 1,609
	Barramento	- 1,580	- 1,616	- 1,964	- 1,960
	<i>Energia Cinética (GW.s)</i>	101	101	90	96
Sudeste	Gerador de Usina	- 0,555	- 0,541	- 0,757	- 0,745
	Barramento	- 0,555	- 0,526	- 0,916	- 0,945
	<i>Energia Cinética (GW.s)</i>	142	142	84	72
Nordeste	Gerador de Usina	- 1,115	- 0,632	- 0,984	- 0,915
	Barramento	- 0,657	- 0,587	- 0,838	- 0,668
	<i>Energia Cinética (GW.s)</i>	23	34	23	23
Sul	Gerador de Usina	- 1,101	- 1,313	- 1,028	- 1,099
	Barramento	- 0,811	- 0,816	- 0,937	- 0,820
	<i>Energia Cinética (GW.s)</i>	55	55	56	56

Tabela 5-7 – Tabela Resumo – Resultados para Perda do Bipolo Xingu – Terminal Rio

Nota-se que para o evento de perda do bipolo Xingu – Terminal Rio seguido do corte de 7 máquinas em Belo Monte, os maiores valores de RoCoF são negativos para qualquer ponto de medição, gerador ou usina, e para qualquer subsistema, como esperado, uma vez que esse evento representa um déficit de geração para o SIN.

Observa-se também que os maiores valores de RoCoF do subsistema Norte, medido nos geradores, são bastante superiores se comparados aos valores obtidos para a frequência do centro de massa, que representa um comportamento médio dos geradores do SIN. A maior diferença encontrada foi para o caso BM25-IP, no qual o maior valor de RoCoF em um gerador foi de -1,494 Hz/s e o da FCMS foi de -0,530 Hz/s, uma diferença de -0,964 Hz/s (182%).

Ademais, nota-se que não houve um aumento do valor de RoCoF da FCMS para o ano de 2025 quando comparado com o ano de 2021, tanto para os casos de inércia padrão (IP) quanto para os casos de menor inércia (MI). Isso se deve a possibilidade de manutenção da inércia global em níveis muito próximos de um ano para o outro, em ambos os casos analisados (IP ou MI).

Além disso, destaca-se comportamento semelhante para os valores de RoCoF estimados por meio de (2.12) e aqueles calculados conforme seção 3.2, ou seja, nos casos de menor inércia houve um aumento dos valores de RoCoF se comparados com os respectivos casos de inércia padrão.

Por fim, observa-se que os piores valores calculados tanto para geradores de usinas quanto para barramento da região Norte são bastante superiores aos obtidos para a FCMS e para os outros subsistemas. Tomando como exemplo o caso BM21-IM, observa-se uma diferença de 134% entre o pior RoCoF calculado para barramento da região Sudeste e o pior da região Nordeste, e de 116% entre o calculado para geradores de usina, quando comparadas as regiões Norte e Sudeste.

Além da Tabela 5-7, são exibidos em um mapa do Brasil, Figura 5-39, os maiores valores de RoCoF calculados nos barramentos monitorados nas simulações para o evento de perda do bipolo Xingu – Terminal Rio seguido do corte de 7 máquinas em Belo Monte, apenas para o caso de “menor inércia” (MI), dado que este último é o mais crítico.

Para o cálculo desses valores críticos, foram plotadas as curvas de RoCoF dos barramentos para o evento mencionado acima, conforme ilustrado nas figuras exibidas nos itens 5.2.1.1 e 5.2.1.2. A partir dessas curvas, foram identificados os maiores valores de RoCoF em cada um dos barramentos, que não necessariamente ocorrem no mesmo instante de tempo, conforme observado nos itens anteriores. Esses valores foram plotados em um mapa do Brasil utilizando as coordenadas geográficas das subestações que os barramentos monitorados pertencem. Para tanto, foi utilizado o software Microsoft Power BI.

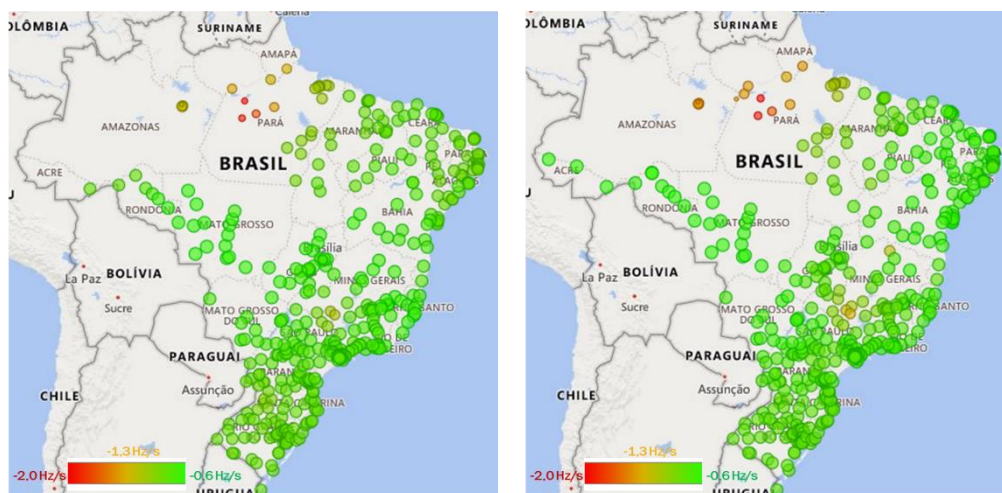


Figura 5-39 – Mapa Brasil BM21-MI e BM25-MI –Valores Máximos de RoCoF Não Coincidentes nos Barramentos da Rede Básica

Do ponto de vista local, nota-se que os maiores valores de RoCoF ocorreram nos barramentos das subestações ou usinas da região Norte, subsistema onde

ocorreu o evento de desbalanço carga x geração (corte de 7 máquinas em Belo Monte).

Destaca-se que, nas Seções 5.2.1.1 e 5.2.1.2, os piores valores de RoCoF em cada subsistema podem ocorrer em instantes distintos, com seus valores podendo não ter uma relação direta com a formulação (5.1) que determina o valor médio de RoCoF, em função de possíveis atuações de sistemas de controle presentes no SIN (reguladores de velocidade, por exemplo). Além disso, variações de frequência decorrentes de oscilações eletromecânicas superpostas à queda média da frequência podem resultar em valores elevados de RoCoF.

Por fim, para ilustrar como a taxa de variação da frequência se comporta em cada barramento do SIN nos instantes posteriores ao evento que causa desbalanço entre a carga e a geração, foi elaborado por meio do software Microsoft Power BI uma ferramenta para reproduzir em um mapa do Brasil os valores de RoCoF em cada um dos barramentos monitorados em cada instante de tempo da simulação, de modo que fosse possível observar dinamicamente o comportamento do RoCoF para a contingência analisada. A Figura 5-40 exibe três retratos obtidos por meio dessa ferramenta para três instantes distintos da simulação.

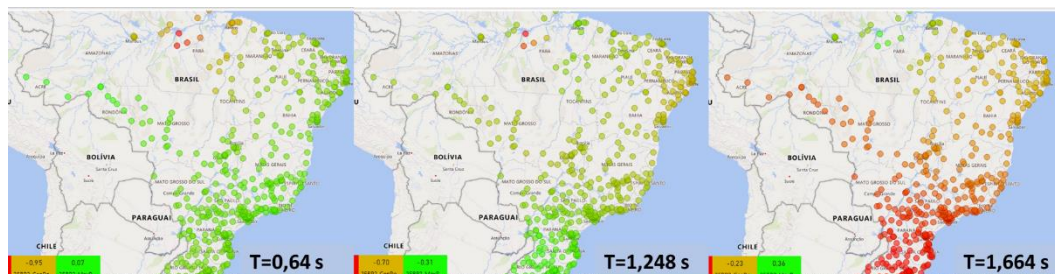


Figura 5-40 – Mapa Brasil BM21-MI – Maiores Valores de RoCoF em Barramentos em Diferentes Instantes da Simulação

Observa-se que no instante $t = 0,640$ s, logo após o corte de 7 máquinas na UHE Belo Monte ocorrido no instante $t = 0,46$ s, os barramentos da região Norte, notadamente os do estado do Pará e do Amazonas, experimentam os maiores valores de RoCoF, comportamento muito influenciado pela resposta inercial dos geradores síncronos dessa região, eletricamente mais próximos ao ponto do evento de corte de máquina em Belo Monte. Posteriormente, no instante $t = 1,248$ s, os valores mais críticos de RoCoF são observados notadamente na região Nordeste, porém em níveis bem inferiores aos observados no instante $t = 0,640$ s. Por fim, no instante $t = 1,664$ s, as regiões Sudeste e Sul são as que

estão sujeitas aos maiores valores de RoCoF, porém em níveis bastante inferiores aos observados na região Norte no instante $t = 0,640$ s.

5.2.2 Perda do Bipolo de Itaipu

5.2.2.1 Casos IT21-IP e IT21-MI

Para o ano de 2021 e contingência do Bipolo de Itaipu, foram simulados dois cenários distintos. O primeiro é um cenário característico do período de geração elevada nas usinas da região Sul e na usina de Itaipu e, de recebimento dessa energia pela região Sudeste. Esse cenário foi caracterizado como um cenário de Inércia Padrão (IP). O segundo cenário é caracterizado pelo recebimento de energia da região Sudeste pelas demais regiões do Brasil, onde quase toda geração síncrona dessa região foi considerada desligada, à exceção das UHE Itaipu 60 Hz, UHE Ilha Solteira e as usinas hidrelétricas do rio Tocantins, que escoam sua energia por meio das linhas de transmissão da interligação Norte – Sudeste/Centro-Oeste e além disso, foram utilizadas as máquinas das usinas que podem operar como compensador síncrono, para ajudar no controle de tensão da região. Esse cenário foi caracterizado como um cenário de Menor Inércia (MI).

Observa-se na Figura 5-41 que para o caso IT21-MI, curva em azul, a frequência do centro de massa atinge seu valor mínimo num instante anterior em relação ao caso BM21-IP, com uma diferença de aproximadamente 1,5 s. Os valores mínimos da frequência do centro de massa em ambos os casos são iguais (58,5 Hz) devido a atuação do esquema regional de alívio de carga (ERAC) por frequência absoluta em todos os subsistemas. Destaca-se que ambos os casos são pontos de operação em que o SIN opera com a máxima transferência de energia entre os seus subsistemas.

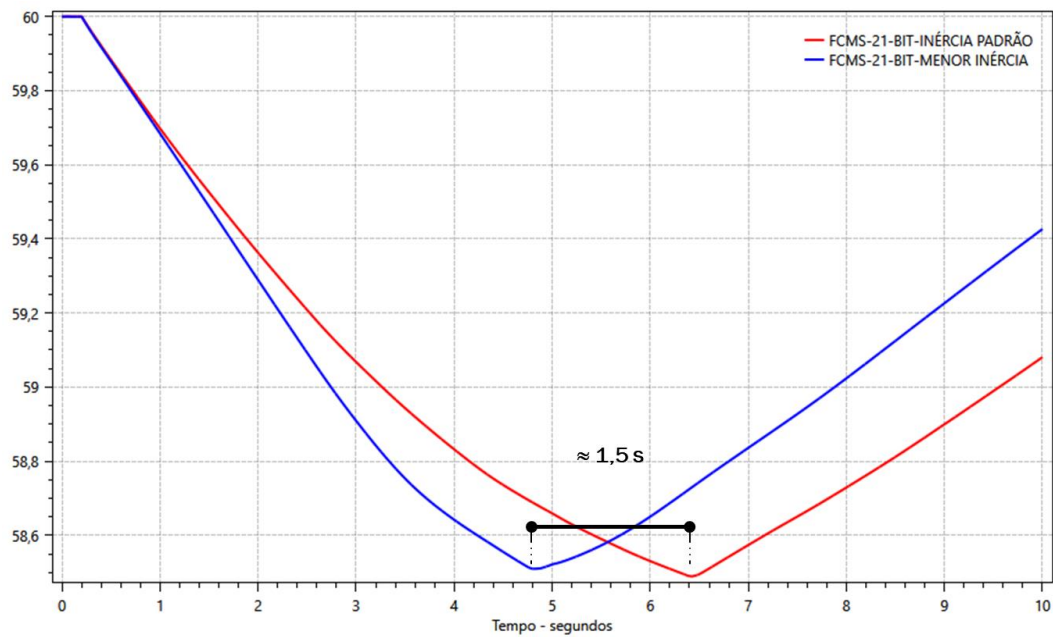


Figura 5-41 – SIN – Comparação FCMS – IT21-IP x IT21-MI

Com relação a taxa de variação da frequência nota-se por meio da Figura 5-42 que o valor mais crítico calculado ocorre no caso IT21-MI, curva em azul, com o valor de $-0,42\text{ Hz/s}$, enquanto para o caso IT21-IP o valor mais crítico foi de $-0,40\text{ Hz/s}$.

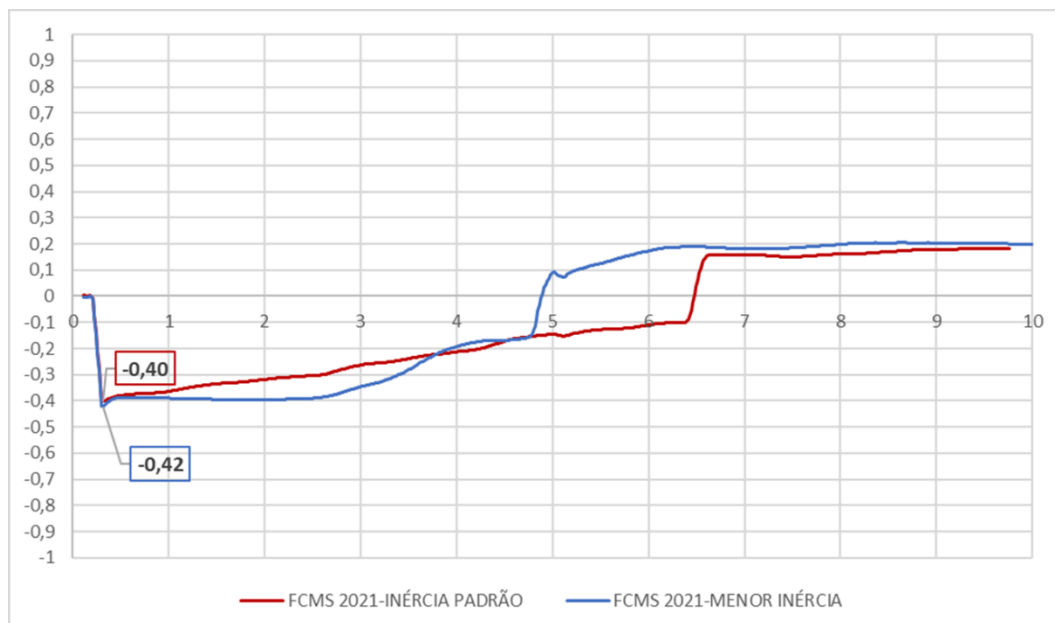


Figura 5-42 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS – IT21-IP x IT21-MI

Ademais, observa-se que os valores mais críticos de RoCoF são sustentados por um certo tempo, notadamente no caso de menor inércia, onde o maior valor de RoCoF se manteve por pelo menos 2 segundos, aproximadamente.

Ao analisar o desempenho da frequência não somente do ponto de vista global, por meio da frequência do centro de massa, mas também do ponto de vista local, por meio da frequência de geradores conectados em cada subsistema do SIN, nota-se, tanto para o caso IT21-IP (Figura 5-43) quanto para o caso IT21-MI (Figura 5-44), que no momento do bloqueio do Bipolo de Itaipu ($t = 0,2$ s) ocorre uma redução na frequência de todos os geradores, com destaque para os geradores da UHE Ilha Solteira (IT21-IP) e da UHE Henry Borden (IT21-MI), cuja queda da frequência é mais acentuada.

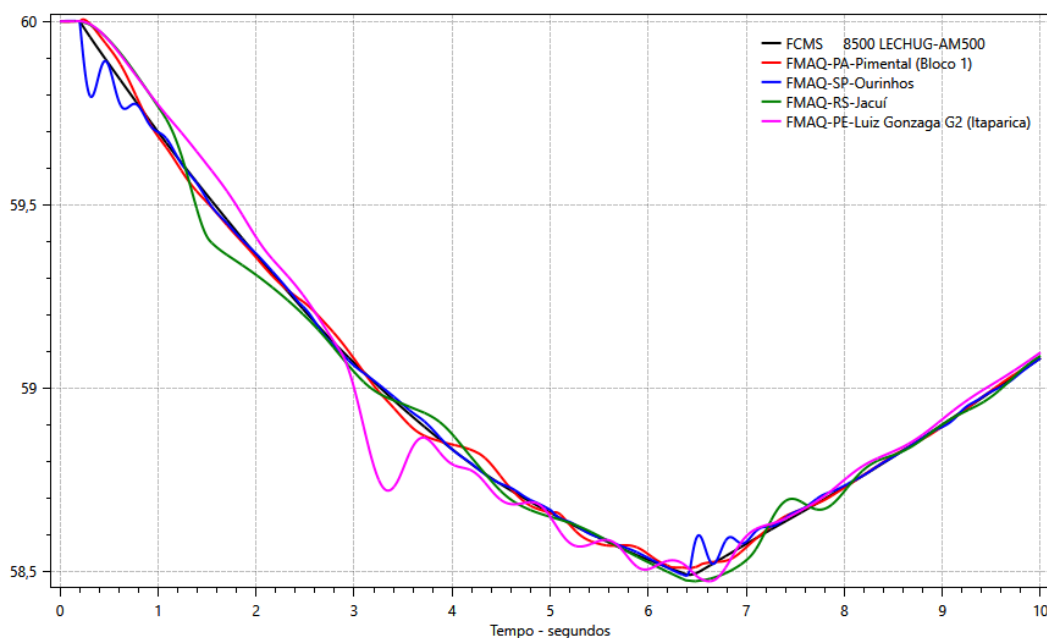


Figura 5-43 – SIN – Comparação FCMS e Frequência dos Geradores – IT21-IP

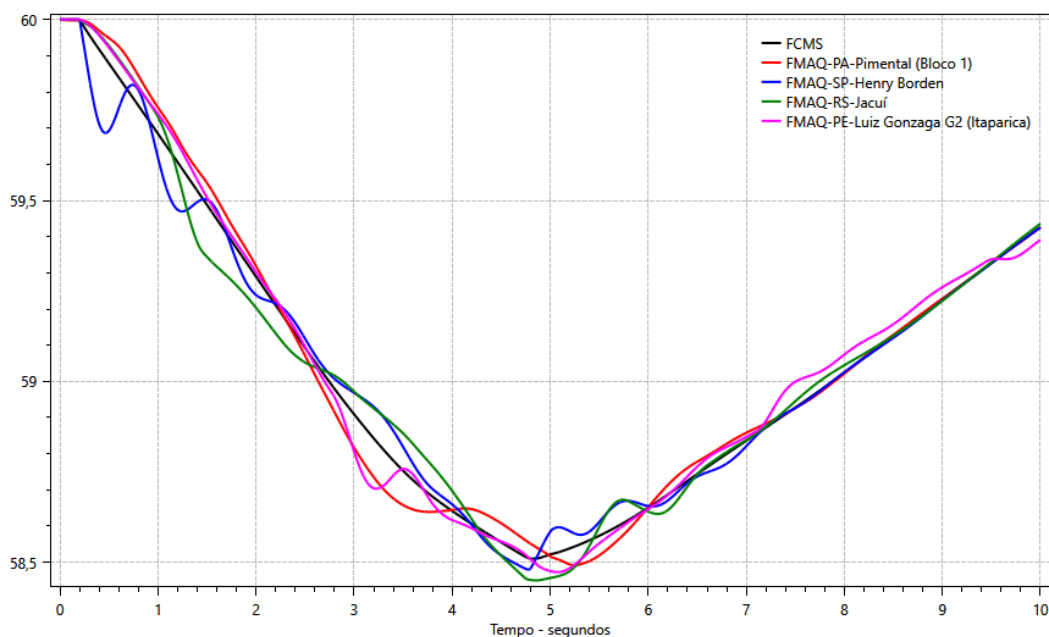


Figura 5-44 – SIN – Comparação FCMS e Frequência dos Geradores – IT21-MI

Com relação à taxa de variação da frequência dos geradores, nota-se para o caso IT21-IP (Figura 5-45) que nos instantes iniciais, logo após o evento de perda do bipolo de Itaipu em $t = 0,2$ s, o maior valor de RoCoF ocorre nos geradores da usina de Ourinhos e foi de $-2,008$ Hz/s no instante $t = 0,304$ s, valor bastante superior ao valor de RoCoF da FCMS, que foi de $-0,40$ Hz/s no instante $t = 0,32$ s. Além disso, observa-se que os maiores valores de RoCoF dos geradores das outras usinas ocorrem em instantes distintos ao ocorrido nos geradores da usina de Ourinhos.

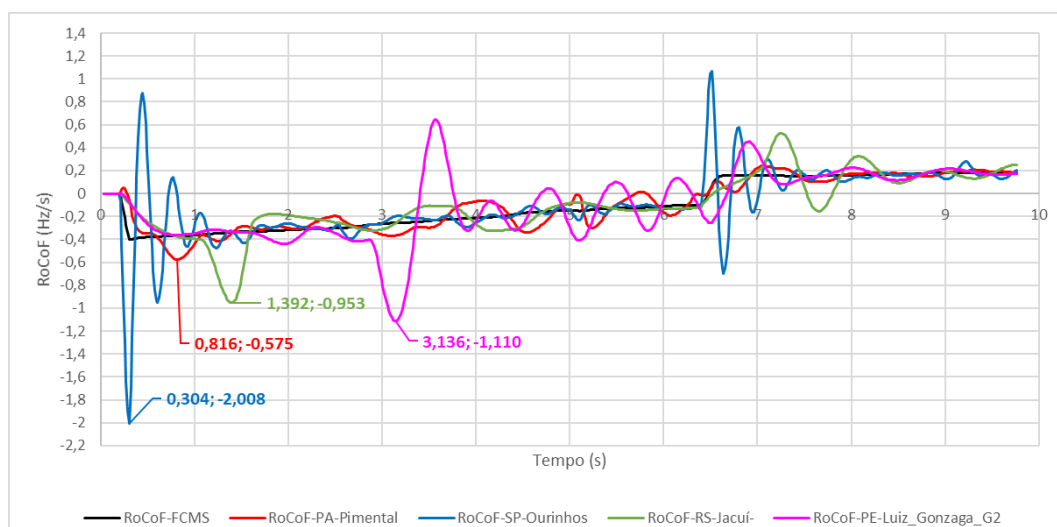


Figura 5-45 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência dos Geradores – IT21-IP

Para o caso IT21-MI (Figura 5-46), observa-se que o maior valor de RoCoF foi de $-1,686 \text{ Hz/s}$ no instante $t = 0,320 \text{ s}$ nos geradores da usina de Henry Borden, valor bastante superior ao da frequência do centro de massa que foi de $-0,42 \text{ Hz/s}$ no instante $t = 0,320 \text{ s}$. Destaca-se que para o caso IT21-MI a usina de Ourinhos estava desligada, por se tratar do caso de menor inércia.

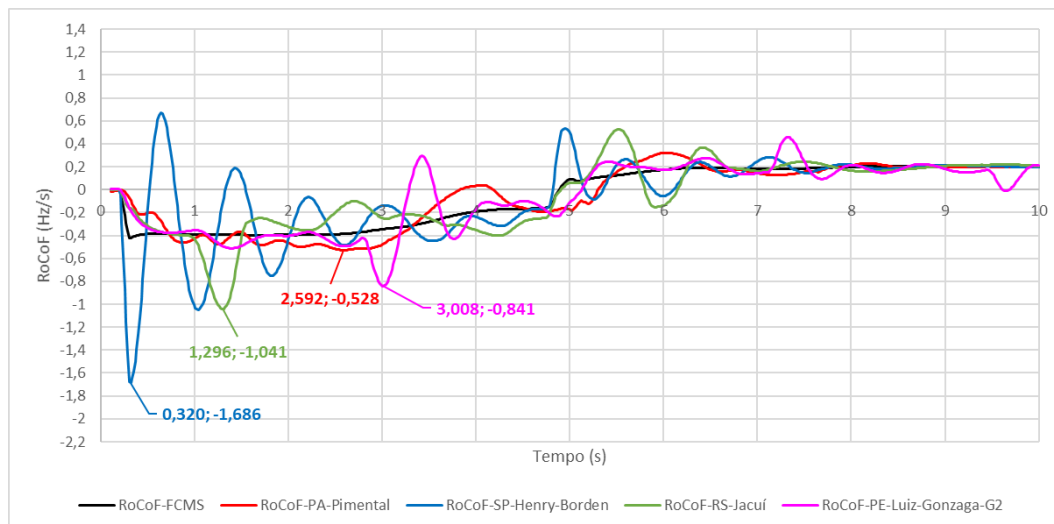


Figura 5-46 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência dos Geradores – IT21-MI

Além da análise de desempenho da frequência dos geradores, também foi realizada uma análise do desempenho da frequência de barramentos do SIN a partir dos quais as empresas distribuidoras de energia têm contratação para atendimento de suas cargas. Essa medida teve por objetivo verificar se o comportamento da taxa de variação da frequência, para um mesmo evento, é muito diferente em cada região do Brasil, de modo que cada distribuidora possa estar sujeita a valores muito diferentes de RoCoF.

Nota-se que tanto para o caso IT21-IP (Figura 5-47) quanto para o caso IT21-MI (Figura 5-48), ocorre uma redução na frequência de todos os barramentos no instante da perda do bipolo de Itaipu ($t = 0,2 \text{ s}$), comportamento semelhante ao observado na análise dos geradores.

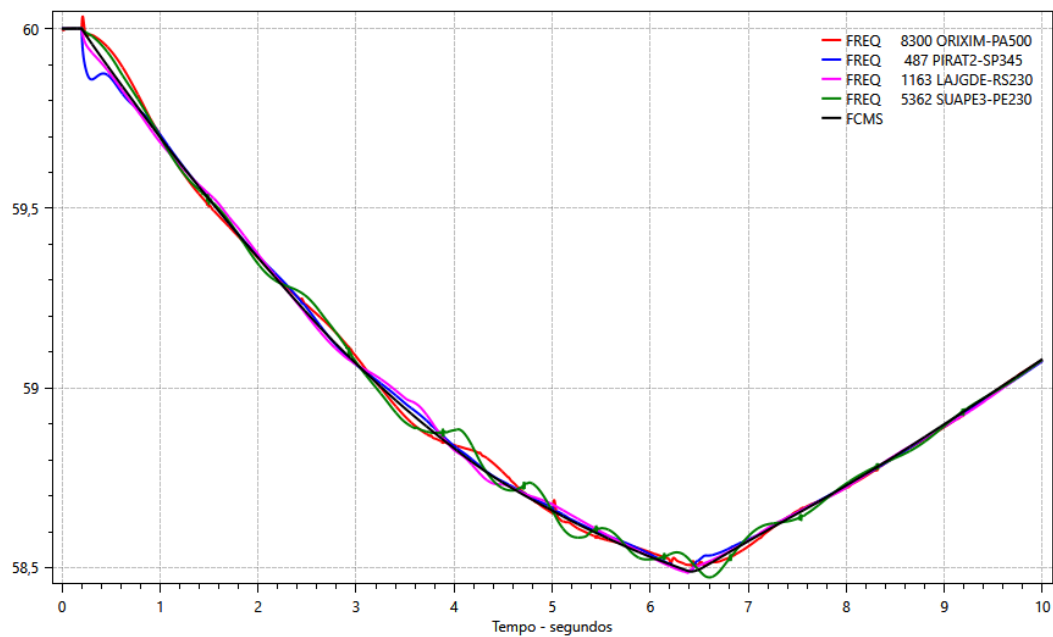


Figura 5-47 – SIN – Comparação FCMS e Frequência de Barramento – IT21-IP

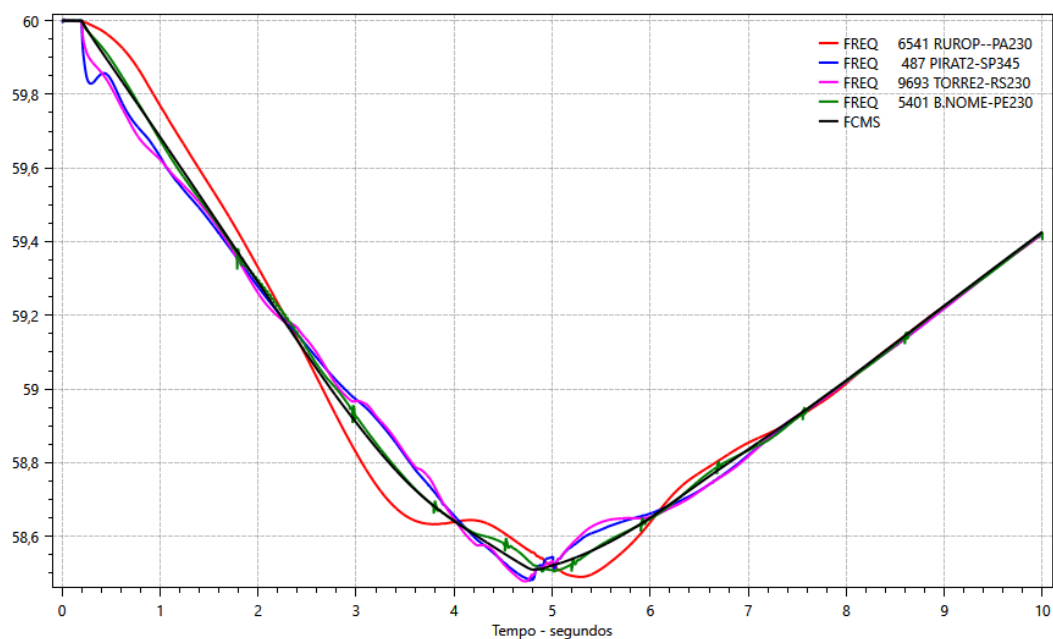


Figura 5-48 – SIN – Comparação FCMS e Frequência de Barramento – IT21-MI

Com relação à taxa de variação da frequência dos barramentos, nota-se para o caso IT21-IP (Figura 5-49) e para o caso IT21-MI (Figura 5-50) que os maiores valores de RoCoF foram iguais a -1,444 Hz/s e -1,761 Hz/s, respectivamente, no barramento de Piratininga 2 no instante $t = 0,288$ s, próximo ao local do evento de bloqueio do bipolo de Itaipu. Além disso, observa-se que os

maiores valores de RoCoF dos outros barramentos ilustrados ocorrem em instantes distintos ao ocorrido no barramento de Piratininga 2 345 kV.

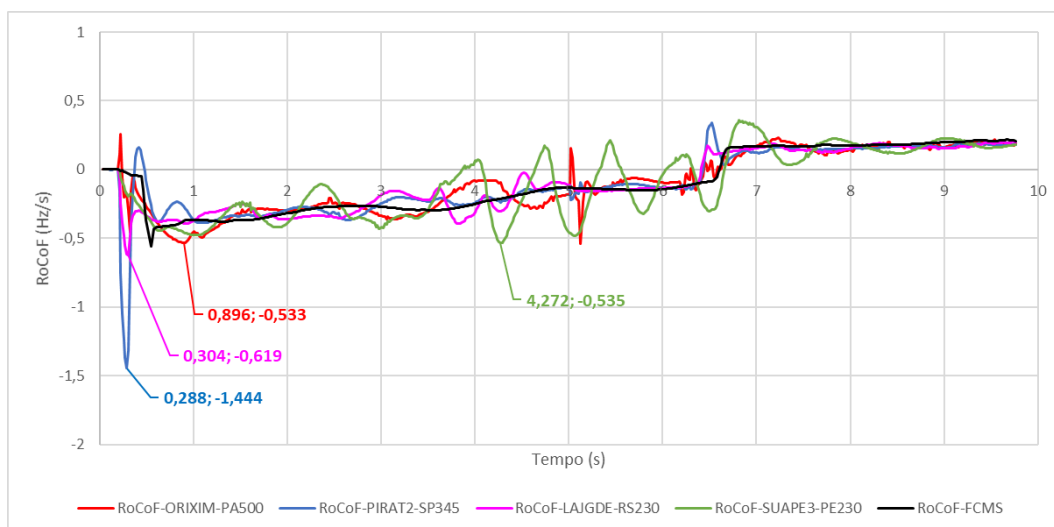


Figura 5-49 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência de Barramento – IT21-IP

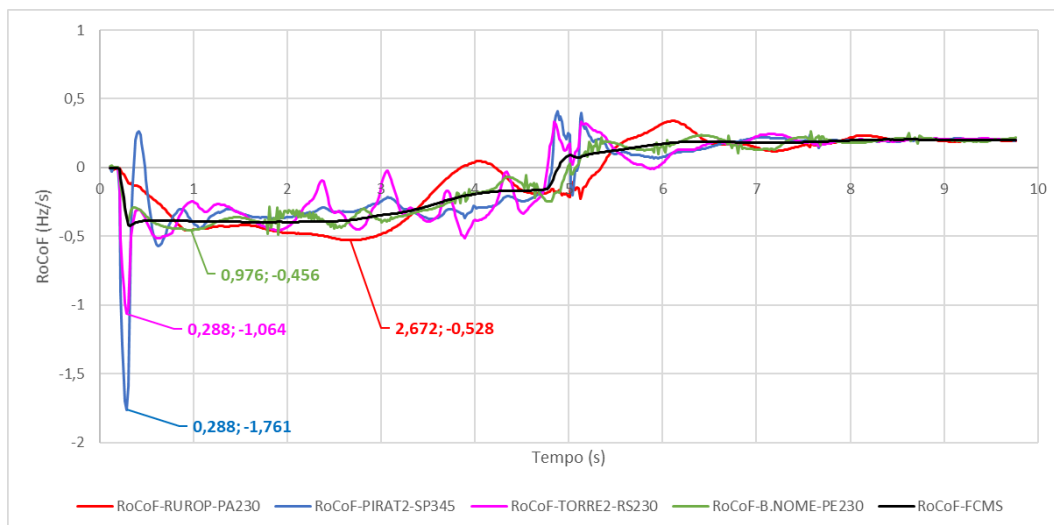


Figura 5-50 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência de Barramento – IT21-MI

5.2.2.2 Casos IT25-IP e IT25-MI

Para o ano de 2025 e contingência do Bipolo de Itaipu, também foram simulados dois cenários distintos, assim como foi feito para o ano de 2021. Ou seja, um cenário característico do período de geração elevada nas usinas da região Sul e na usina de Itaipu e, de recebimento dessa energia pela região Sudeste, caracterizado como um cenário de Inércia Padrão (IP), e outro cenário caracterizado pelo recebimento de energia da região Sudeste pelas demais regiões do Brasil, onde quase toda geração síncrona dessa região foi considerada desligada, caracterizado como um cenário de Menor Inércia (MI).

Destaca-se que o aumento de carga do ano de 2025 em relação ao ano de 2021 foi atendido prioritariamente com aumento de geração de usinas fotovoltaicas nas regiões SECO e NNE, com o objetivo de manter uma menor inércia sincronizada ao SIN.

Observa-se pela Figura 5-51 que para o caso IT25-MI, curva em azul, a frequência do centro de massa atinge seu valor mínimo num instante anterior em relação ao caso IT25-IP, com uma diferença de aproximadamente 2,0 s. Os valores mínimos de frequência obtidos em ambos os casos são iguais a 58,48 Hz devido a atuação do esquema regional de alívio de carga (ERAC) por frequência absoluta (58,5 Hz) em todos os subsistemas. Destaca-se que ambos os casos são pontos de operação em que o SIN opera com a máxima transferência de energia entre os seus subsistemas.

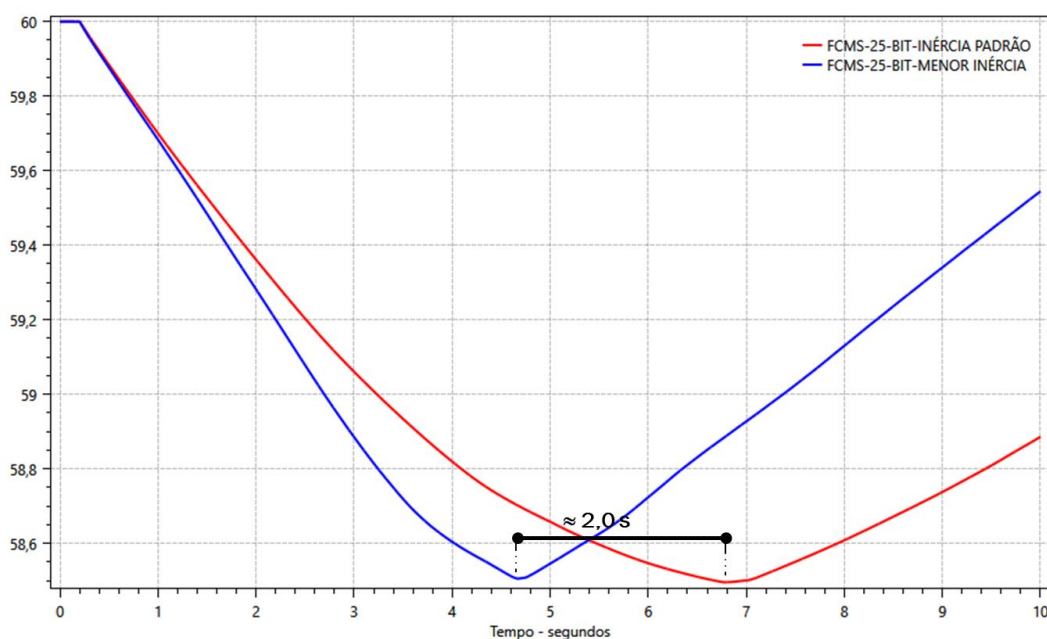


Figura 5-51 – SIN – Comparação FCMS – IT25-IP x IT25-MI

Com relação a taxa de variação da frequência nota-se por meio da Figura 5-52 que o valor mais crítico calculado ocorre no caso IT25-MI, curva em azul, com o valor de - 0,44 Hz/s, enquanto para o caso IT25-IP o valor mais crítico foi de -0,40 Hz/s.

Ademais, observa-se que os valores mais críticos de RoCoF são sustentados por um certo tempo, notadamente no caso de menor inércia, onde o maior valor de RoCoF se manteve por pelo menos 2 segundos, aproximadamente.

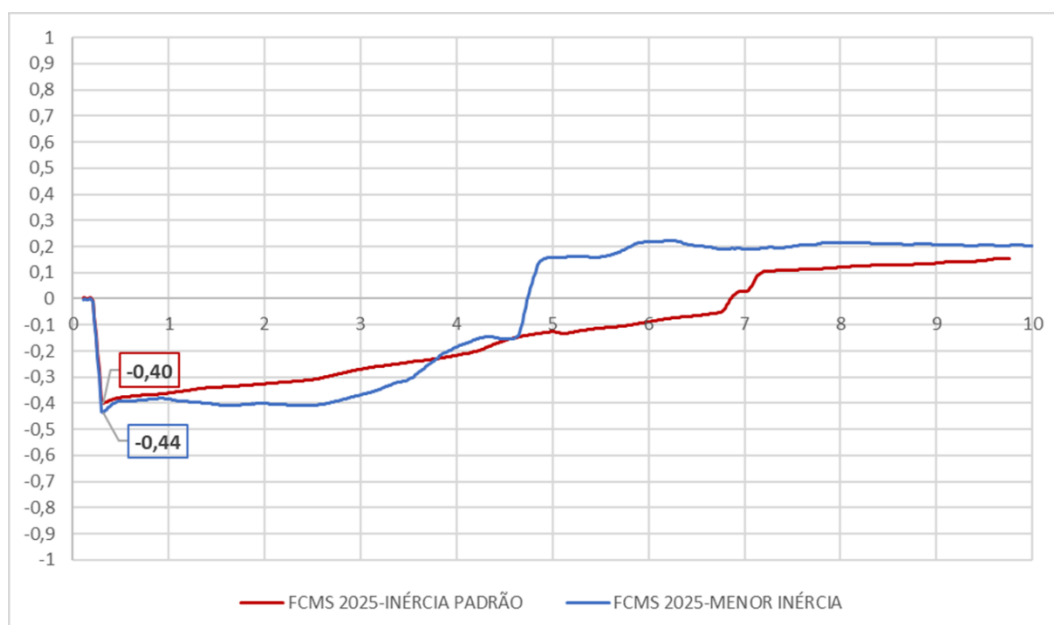


Figura 5-52 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS – IT25-IP x IT25-MI

Ao analisar o desempenho da frequência não somente do ponto de vista global, por meio da frequência do centro de massa, mas também do ponto de vista local, por meio da frequência de geradores conectados em cada subsistema do SIN, nota-se, tanto para o caso IT25-IP (Figura 5-53) quanto para o caso IT25-MI (Figura 5-54), que no momento do bloqueio do Bipolo de Itaipu ($t = 0,2$ s) ocorre uma redução na frequência de todos os geradores, com destaque para os geradores da UHE Ourinhos (IT25-IP) e da UHE Henry Borden (IT25-MI), cuja queda da frequência é mais acentuada.

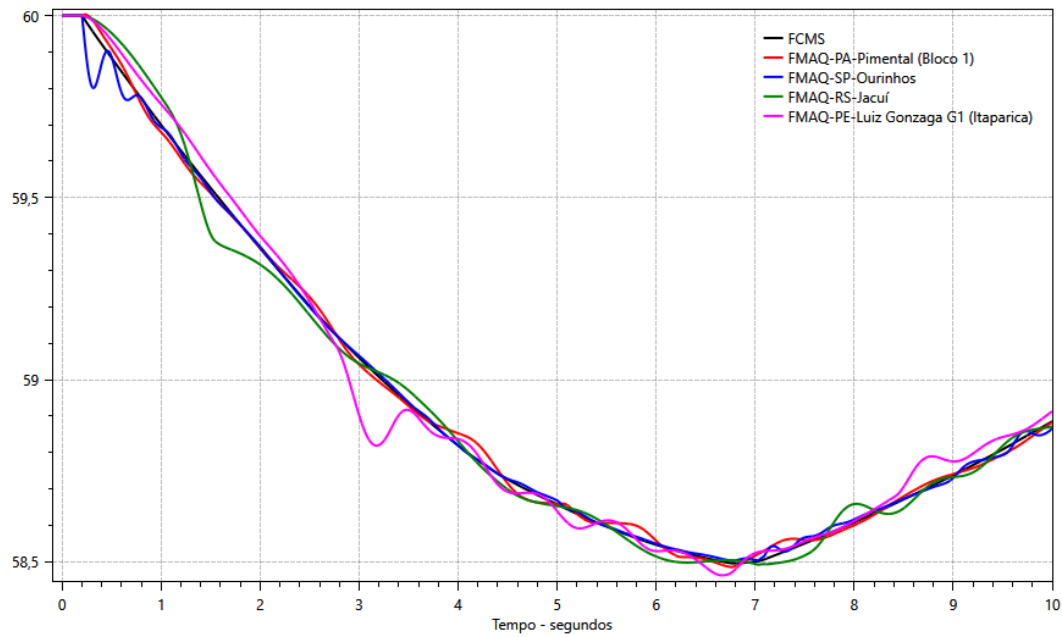


Figura 5-53 – SIN – Comparação FCMS e Frequência dos Geradores – IT25-IP

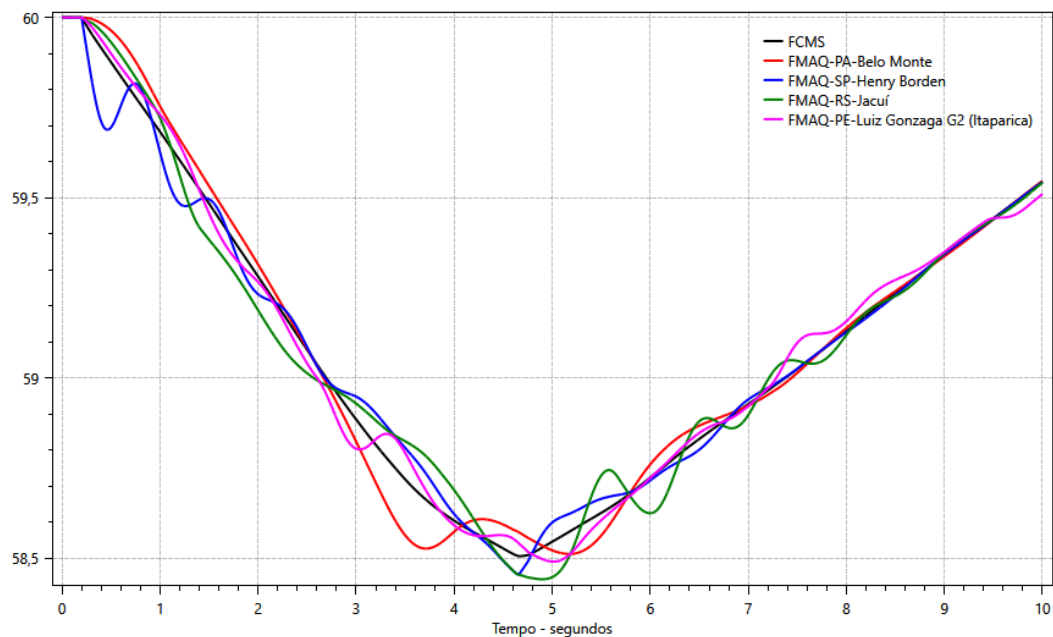


Figura 5-54 – SIN – Comparação FCMS e Frequência dos Geradores – IT25-MI

Com relação à taxa de variação da frequência dos geradores, nota-se para o caso IT25-IP (Figura 5-55) que nos instantes iniciais, logo após o evento de perda do bipolo de Itaipu em $t = 0,2$ s, o maior valor de RoCoF ocorre nos geradores da usina de Ourinhos e foi de $-1,951$ Hz/s no instante $t = 0,304$ s, valor bastante superior ao valor de RoCoF da FCMS, que foi de $-0,40$ Hz/s no instante $t = 0,32$ s. Além disso, observa-se que os maiores valores de RoCoF dos

geradores das outras usinas ocorrem em instantes posteriores ao ocorrido nos geradores da usina de Ourinhos.

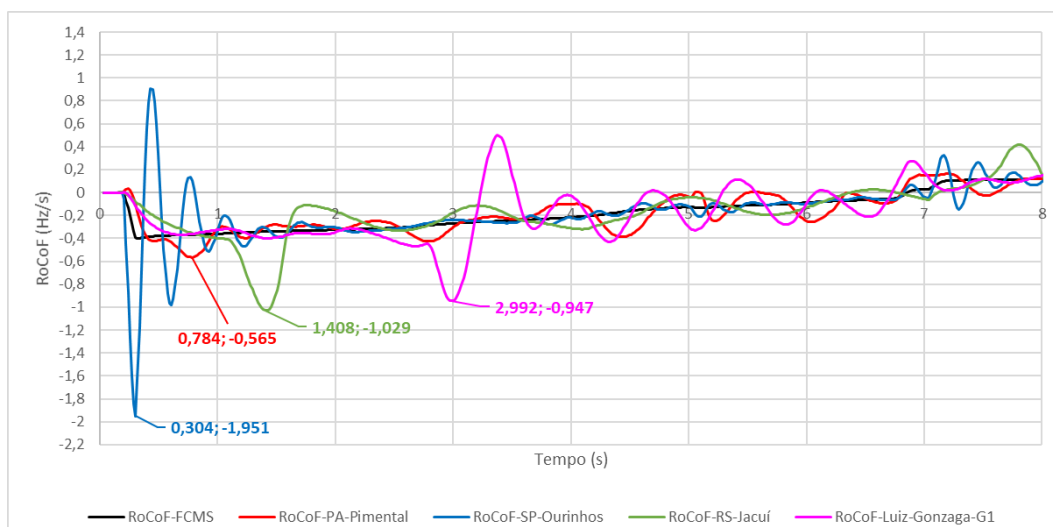


Figura 5-55 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência dos Geradores – IT25-IP

Para o caso IT25-MI (Figura 5-56), observa-se que o maior valor de RoCoF foi de $-1,686 \text{ Hz/s}$ no instante $t = 0,320 \text{ s}$ nos geradores da usina de Henry Borden, valor bastante superior ao da frequência do centro de massa que foi de $-0,44 \text{ Hz/s}$ no instante $t = 0,320 \text{ s}$. Destaca-se que para o caso IT25-MI a usina de Ourinhos estava desligada, por se tratar do caso de menor inércia.

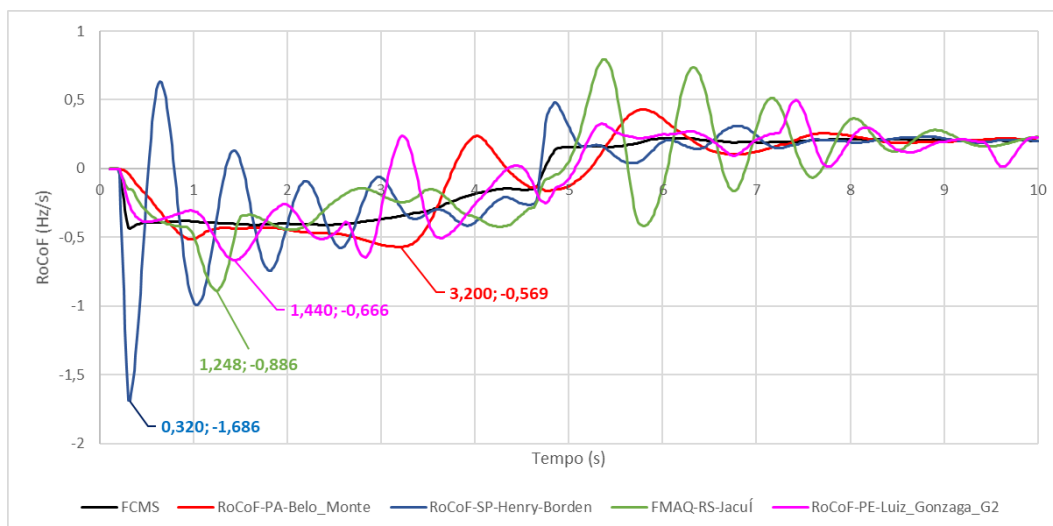


Figura 5-56 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência dos Geradores – IT25-MI

Nota-se que tanto para o caso IT25-IP (Figura 5-57) quanto para o caso IT25-MI (Figura 5-58), ocorre uma redução na frequência de todos os barramentos

no instante da perda do bipolo de Itaipu ($t = 0,2$ s), comportamento semelhante ao observado na análise dos geradores.

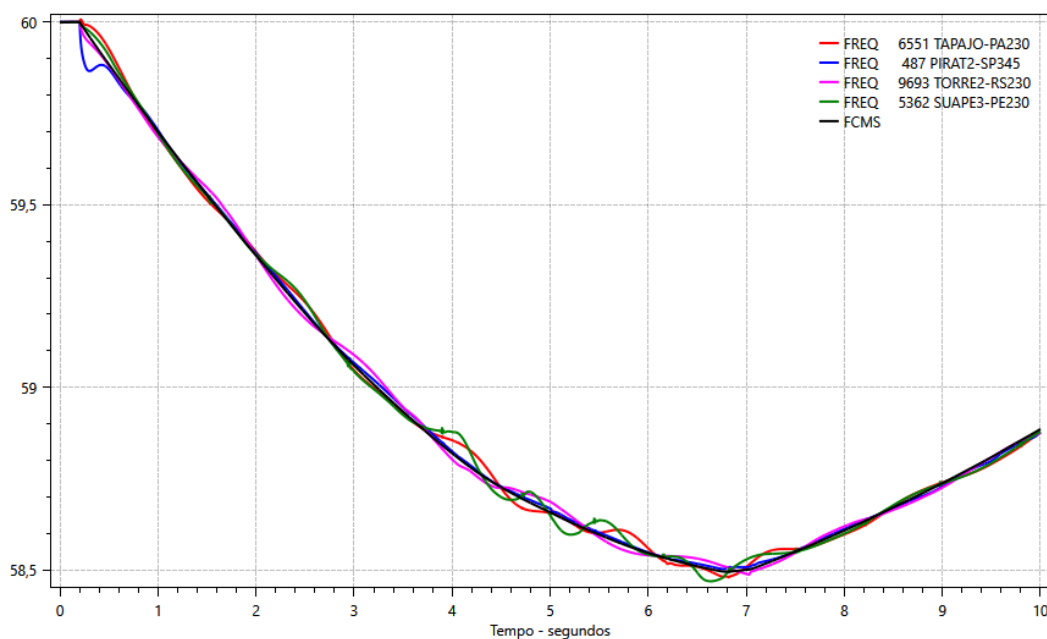


Figura 5-57 – SIN – Comparação FCMS e Frequência de Barramento – IT25-IP

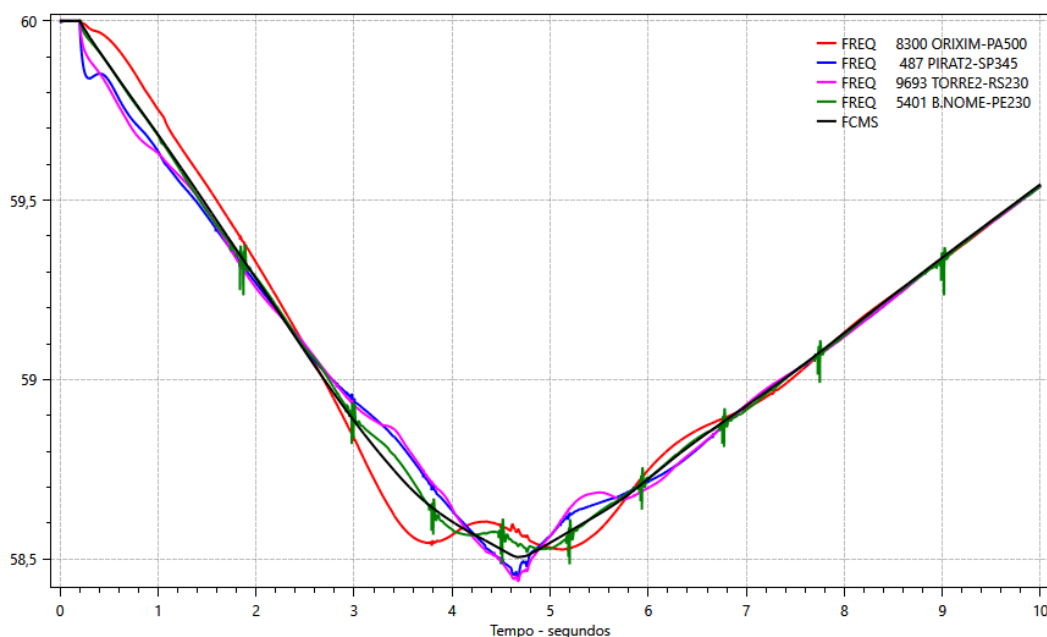


Figura 5-58 – SIN – Comparação FCMS e Frequência de Barramento – IT25-MI

Com relação à taxa de variação da frequência dos barramentos, nota-se para o caso IT25-IP (Figura 5-59) e para o caso IT25-MI (Figura 5-60) que os maiores valores de RoCoF foram iguais a $-1,371$ Hz/s e $-1,645$ Hz/s,

respectivamente, no barramento de Piratininga 2 no instante $t = 0,288$ s, próximo ao local do evento de bloqueio do bipolo de Itaipu. Além disso, observa-se que os maiores valores de RoCoF dos outros barramentos ilustrados ocorrem em instantes distintos ao ocorrido no barramento de Piratininga 2 345 kV.

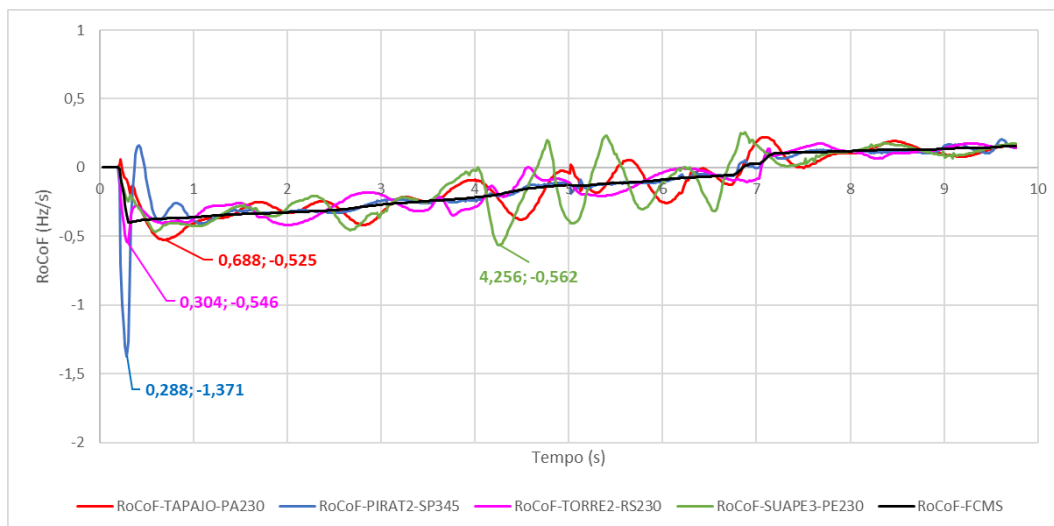


Figura 5-59 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência de Barramento – IT25-IP

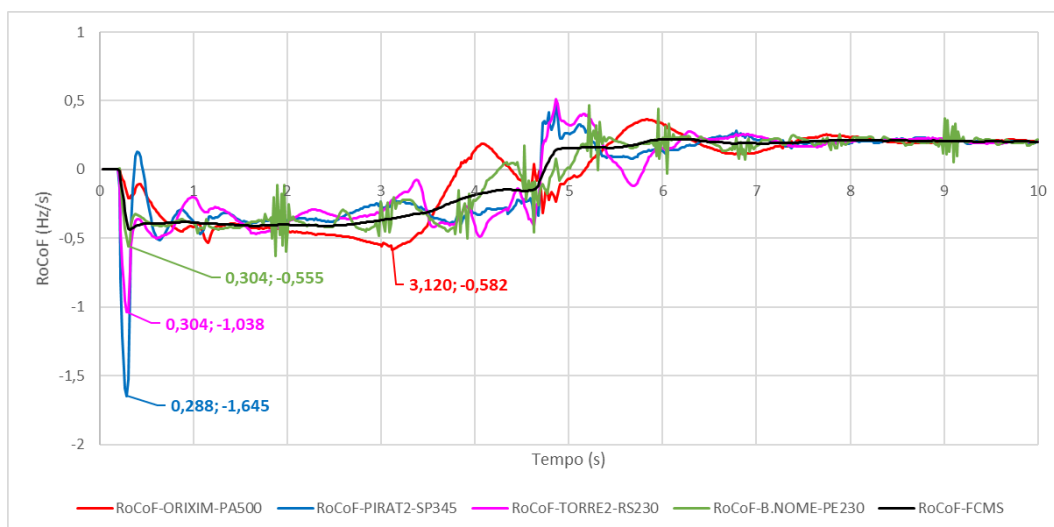


Figura 5-60 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS e da Frequência de Barramento – IT25-MI

5.2.2.3 Síntese dos Resultados – Perda do Bipolo de Itaipu

Para sintetizar alguns dos resultados obtidos com a simulação da perda do bipolo de Itaipu, foi elaborada a Tabela 5-8 com um resumo dos principais resultados.

Subsistema	Ponto de Cálculo do RoCoF	Pior RoCoF Calculado / Estimado (Hz/s)			
		IT21-IP	IT25-IP	IT21-MI	IT25-MI
	FCMS	- 0,40 / -0,39	- 0,40 / -0,38	- 0,42 / -0,41	- 0,44 / -0,42
	<i>Energia Cinética Global (GW.s)</i>	272	278	254	248
Norte	Gerador de Usina	- 0,575	- 0,565	- 0,528	- 0,569
	Barramento	- 0,533	- 0,525	- 0,528	- 0,582
	<i>Energia Cinética (GW.s)</i>	30	30	90	96
Sudeste	Gerador de Usina	- 2,008	- 1,951	- 1,686	- 1,686
	Barramento	- 1,444	- 1,371	- 1,761	- 1,645
	<i>Energia Cinética (GW.s)</i>	149	152	84	72
Nordeste	Gerador de Usina	- 1,110	- 0,947	- 0,841	- 0,666
	Barramento	-0,535	- 0,562	- 0,456	- 0,555
	<i>Energia Cinética (GW.s)</i>	24	27	23	23
Sul	Gerador de Usina	- 0,953	- 1,029	- 1,041	- 0,886
	Barramento	- 0,619	- 0,546	- 1,064	- 1,038
	<i>Energia Cinética (GW.s)</i>	69	69	56	56

Tabela 5-8 – Tabela Resumo – Resultados para Perda do Bipolo de Itaipu

Nota-se que para o evento de perda do bipolo de Itaipu, os maiores valores de RoCoF são negativos para qualquer ponto de medição, gerador ou usina, e para qualquer subsistema, como esperado, uma vez que esse evento representa um déficit de geração para o SIN.

Observa-se também que os maiores valores de RoCoF do subsistema Sudeste, medido nos geradores, são bastante superiores se comparados aos valores obtidos para a frequência do centro de massa, que representa um comportamento médio dos geradores do SIN. A maior diferença encontrada foi para o caso IT21-MI, no qual o maior valor de RoCoF em um gerador foi de - 1,761 Hz/s e o da FCMS foi de - 0,42 Hz/s, uma diferença de - 1,341 Hz/s (319 %).

Ademais, nota-se que não houve um aumento do valor de RoCoF da FCMS para o ano de 2025 quando comparado com o ano de 2021, para o caso de inércia padrão (IP), devido a possibilidade de manutenção da inércia global em níveis

muito próximos de um ano para o outro. Já para o caso de menor inércia (MI) nota-se um pequeno aumento no valor de RoCoF da FCMS, saindo de - 0,42 Hz/s para - 0,44 Hz/s, aumento de 5%.

Além disso, destaca-se comportamento semelhante para os valores de RoCoF estimados por meio de (2.14) e aqueles calculados conforme seção 3.2, ou seja, nos casos de menor inércia houve um aumento dos valores de RoCoF se comparados com os respectivos casos de inércia padrão.

Por fim, observa-se que os piores valores calculados tanto para geradores de usinas quanto para barramento da região Sudeste são bastante superiores aos obtidos para a FCMS e para os outros subsistemas. Tomando como exemplo o caso IT21-IM, observa-se uma diferença de 233% entre o pior RoCoF calculado para barramento da região Sudeste e o pior da região Norte, e de 219 % entre o calculado para geradores de usina, quando comparadas as regiões Norte e Sudeste.

Além da Tabela 5-8, são exibidos em um mapa do Brasil, Figura 5-61, os maiores valores de RoCoF calculados nos barramentos monitorados nas simulações para o evento de perda do bipolo de Itaipu, apenas para o caso de “menor inércia” (MI), dado que este último é o mais crítico.

Para o cálculo desses valores críticos, foram plotadas as curvas de RoCoF dos barramentos para o evento mencionado acima, conforme ilustrado nas figuras exibidas nos itens 5.2.2.1 e 5.2.2.2. A partir dessas curvas, foram identificados os maiores valores de RoCoF em cada um dos barramentos, que não necessariamente ocorrem no mesmo instante de tempo, conforme observado nos itens anteriores. Esses valores foram plotados em um mapa do Brasil utilizando as coordenadas geográficas das subestações que os barramentos monitorados pertencem. Para tanto, foi utilizado o software Microsoft Power BI.

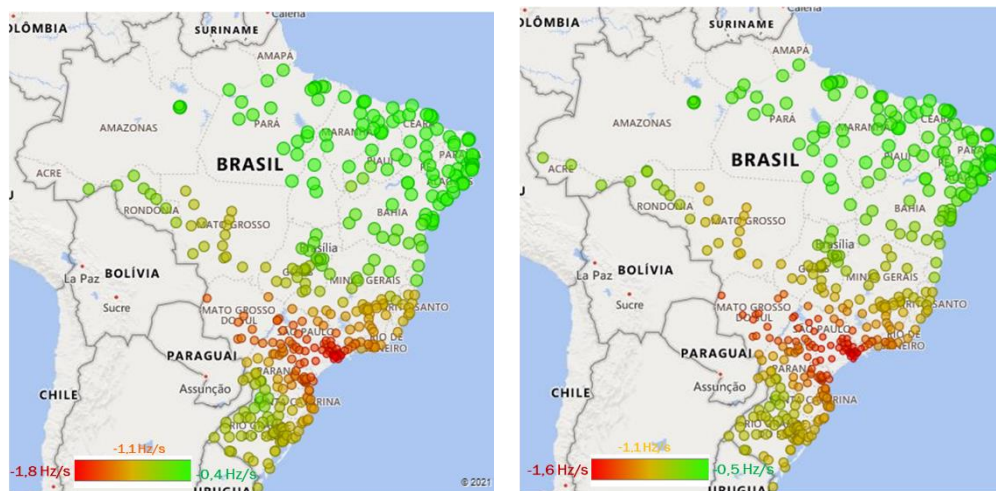


Figura 5-61 – Mapa Brasil IT21-MI e IT25-MI –Valores Máximos de RoCoF Não-Coincidentes Calculados em Barramentos da Rede Básica

Do ponto de vista local, nota-se que os maiores valores de RoCoF ocorreram principalmente nos barramentos das subestações ou usinas da região Sudeste, subsistema onde ocorreu o evento de desbalanço carga x geração (bloqueio do bipolo de Itaipu).

Destaca-se que, nas Seções 5.2.2.1 e 5.2.2.2, os piores valores de RoCoF em cada subsistema podem ocorrer em instantes distintos, com seus valores podendo não ter uma relação direta com a formulação (5.2) que determina o valor médio de RoCoF, em função de possíveis atuações de sistemas de controle presentes no SIN (reguladores de velocidade, por exemplo). Além disso, variações de frequência decorrentes de oscilações eletromecânicas superpostas à queda média da frequência podem resultar em valores elevados de RoCoF.

Por fim, para ilustrar como a taxa de variação da frequência se comporta em cada barramento do SIN nos instantes posteriores ao evento que causa desbalanço entre a carga e a geração, foi elaborado por meio do software Microsoft Power BI uma ferramenta para reproduzir em um mapa do Brasil os valores de RoCoF em cada um dos barramentos monitorados em cada instante de tempo da simulação, de modo que fosse possível observar dinamicamente o comportamento do RoCoF para a contingência analisada. A Figura 5-62 exibe três retratos obtidos por meio dessa ferramenta para três instantes distintos da simulação.

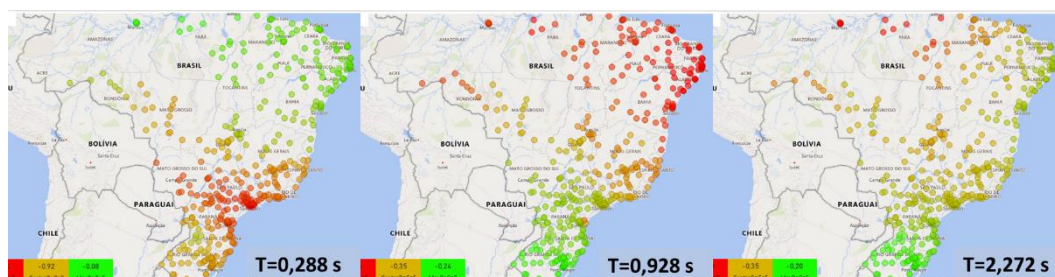


Figura 5-62 – Mapa Brasil IT21-MI – Valores de RoCoF em Barramentos em Diferentes Instantes da Simulação

Observa-se que no instante $t = 0,288$ s, logo após a perda do bipolo de Itaipu no instante $t = 0,2$ s, a região Sudeste e parte da região Sul experimentam os maiores valores de RoCoF, comportamento muito influenciado pela resposta inercial dos geradores síncronos dessas regiões, eletricamente mais próximos ao ponto do evento de perda do bipolo de Itaipu. Posteriormente, no instante $t = 0,928$ s, os valores mais críticos de RoCoF são observados notadamente na região Nordeste, porém em níveis bem inferiores aos observados no instante $t = 0,288$ s. Por fim, no instante $t = 2,272$ s, a região Norte é quem está sujeita aos maiores valores de RoCoF, em níveis semelhantes aos da região Nordeste no instante $t = 0,928$ s, porém bastante inferiores aos observados nas regiões Sudeste e Sul no instante $t = 0,288$ s. Ou seja, nota-se que ocorre uma propagação

5.2.3 Análise de Ilhamento de Sistemas Radiais

A interligação de determinados sistemas elétricos ao SIN é feita de forma radial, de forma que o desligamento dos circuitos que compõem essa interligação provoca o ilhamento desses sistemas. Dessa forma, em situações de importação de energia do SIN, a abertura dessas interligações equivale à um déficit de geração vista por esses sistemas, expondo os mesmos a taxas de variação de frequência negativas.

Neste item, pretende-se analisar a que níveis de RoCoF dois sistemas atendidos de forma radial estão sujeitos em situações de déficit de geração, são eles: sistema Manaus e o sistema Acre-Rondônia.

5.2.3.1 Sistema Manaus – Casos MA21 e MA25

A integração do estado do Amazonas ao SIN é realizada através de um sistema de transmissão em 500 kV, em circuito duplo de mesma torre, pelas margens do rio Amazonas, partindo da SE Tucuruí e passando por cinco subestações em 500 kV: Xingu, Jurupari e Oriximiná, no estado do Pará; Silves e Lechuga, no estado do Amazonas, conforme Figura 5-63. Tal sistema de transmissão é denominado interligação Tucuruí-Macapá-Manaus (TMM), o qual alimenta a área Amazonas a partir dos três autotransformadores 500/230 kV - 600 MVA da SE Lechuga [41].



Figura 5-63 – Mapa Eletrogeográfico – Sistema Manaus [41]

Para análise de desempenho de Manaus, foi simulado o cenário denominado de Amazonas receptor, que é caracterizado pela elevada demanda, de forma que a disponibilidade de geração térmica e hidráulica é insuficiente para atender toda carga do sistema. Tal cenário predomina durante a maior parte do ano, principalmente nos meses de setembro a novembro, nos quais ocorre as demandas máximas da região [41]. Para esse cenário, o evento simulado foi o desligamento dos dois circuitos da LT 500 kV Lechuga – Silves, para os anos de 2021 e 2025.

Observa-se pela Figura 5-64 que para o caso MA21, curva em vermelho, a frequência do centro de massa atinge seu valor mínimo de 57,64 Hz no instante $t = 1,944$ s. Para esse cenário, houve a atuação do 1º estágio do esquema regional de alívio de carga (ERAC) por frequência absoluta da área Manaus e de 4 estágios da área Jorge Teixeira, totalizando um montante de 600 MW.

Para o caso MA25, curva em azul, nota-se que a frequência do centro de massa atinge seu valor mínimo de 57,5 Hz no instante $t = 1,519$ s. Para esse cenário, houve a atuação do 1º e 2º estágio do ERAC da área Manaus e de 4 estágios da área Jorge Teixeira, por frequência absoluta, totalizando um montante de 790 MW.

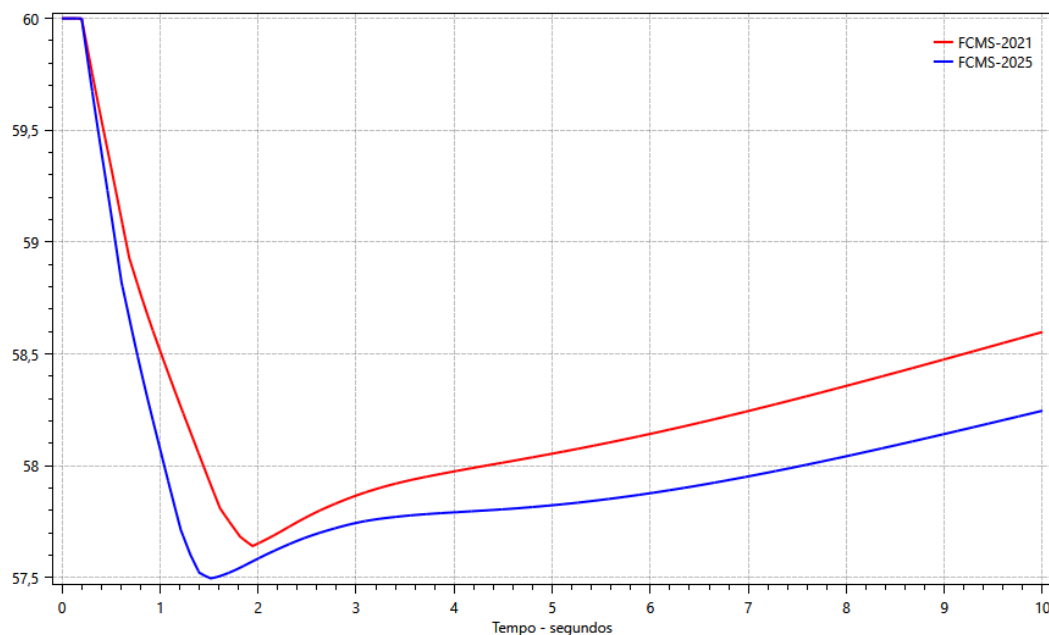


Figura 5-64 – SIN – Comparação FCMS – MA21 x MA25

Destaca-se que ambos os casos são pontos de operação em que o sistema Manaus está importando o máximo possível de energia do SIN, do ponto de vista

de segurança elétrica, sendo 570 MW e 761 MW os valores de importação nos anos de 2021 e 2025, respectivamente.

Com relação a taxa de variação da frequência nota-se por meio da Figura 5-65 que o valor mais crítico calculado ocorre no caso AM25, curva em azul, com o valor de - 3,014 Hz/s, enquanto para o caso AM21 o valor mais crítico foi de - 2,276 Hz/s. Além disso, destaca-se que tais valores apresentam comportamento semelhante aos valores estimados por meio de (2.14) e que constam na Tabela 5-6, que foram de -3,596 Hz/s e de -2,776 Hz/s para os casos AM25 e AM21, respectivamente.

Ademais, observa-se que os níveis mais críticos de RoCoF são sustentados por aproximadamente 300 ms até que ocorre a atuação do ERAC, o que diminui os valores de RoCoF para níveis menores após esse período.

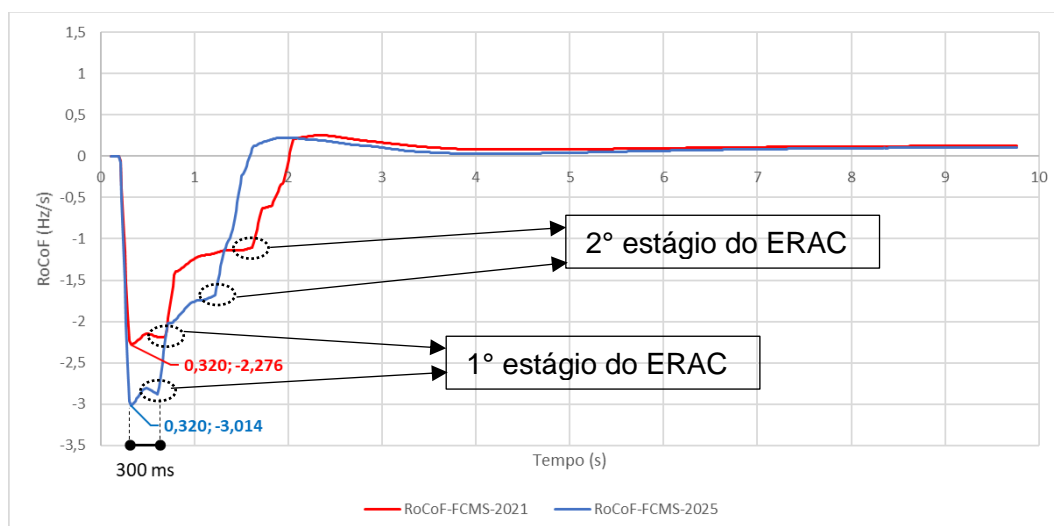


Figura 5-65 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS – AM21 x AM25

Ao analisar o desempenho da frequência não somente do ponto de vista global, por meio da frequência do centro de massa, mas também do ponto de vista local, por meio da frequência de geradores e dos barramentos conectados no subsistema Manaus, nota-se tanto para o caso AM21, Figura 5-66, quanto para o caso AM25, Figura 5-67, redução nas frequências dos geradores da usina térmica de Aparecida e no barramento de 230 kV da subestação de Lechuga, conforme esperado, destacando-se a queda mais acentuada nos geradores da usina de Aparecida. Esses pontos de medição foram plotados por se tratar das medições com maiores valores de RoCoF, conforme detalhado a seguir.

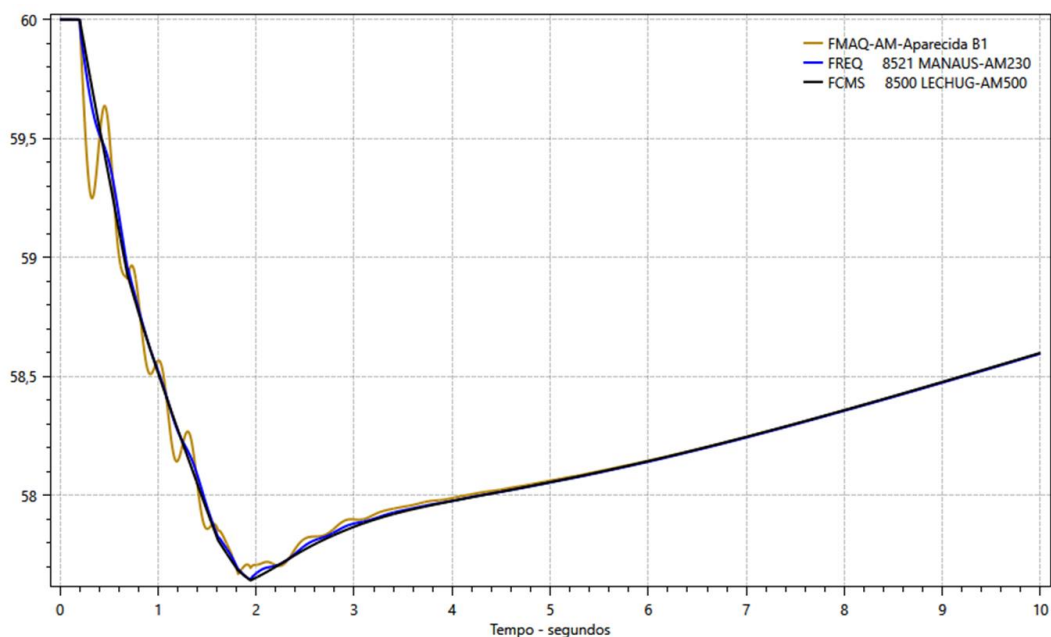


Figura 5-66 – SIN – Comparação FCMS, Frequência de Gerador e de Barramento– AM21

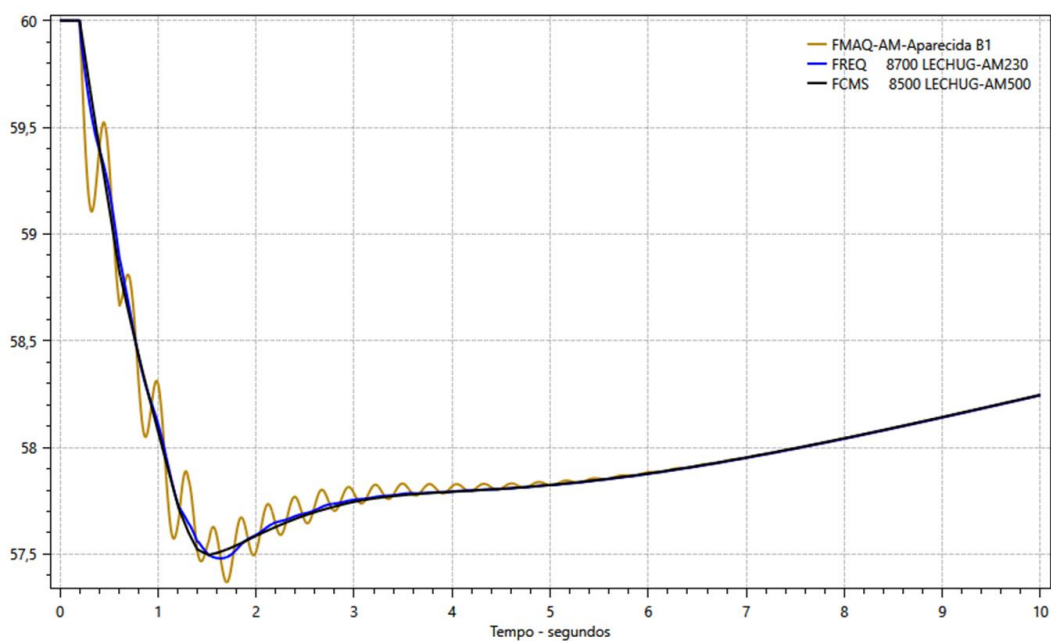


Figura 5-67 – SIN – Comparação FCMS, Frequência de Gerador e de Barramento – AM25

Com relação à taxa de variação da frequência dos geradores, nota-se tanto para o caso AM21 (Figura 5-68) quanto para o caso AM25 (Figura 5-69) valores extremamente elevados de RoCoF para os geradores da usina de Aparecida, de - 7,017 Hz/s e - 8,493 Hz/s, respectivamente. Esses valores são bastante superiores se comparados com os piores valores medidos nos barramentos (- 3,001 Hz/s e - 3,731 Hz/s) e com os valores de RoCoF da FCMS (- 2,276 Hz/s

e $-3,014 \text{ Hz/s}$). Essa situação pode levar a dificuldade para ajuste e coordenação de proteções baseadas em medições de frequência, como por exemplo o ERAC, uma vez que barras mais próximas aos geradores estarão sujeitas a maiores valores de RoCoF. No caso do ERAC, tal situação pode dificultar um corte isonômico das cargas da região.

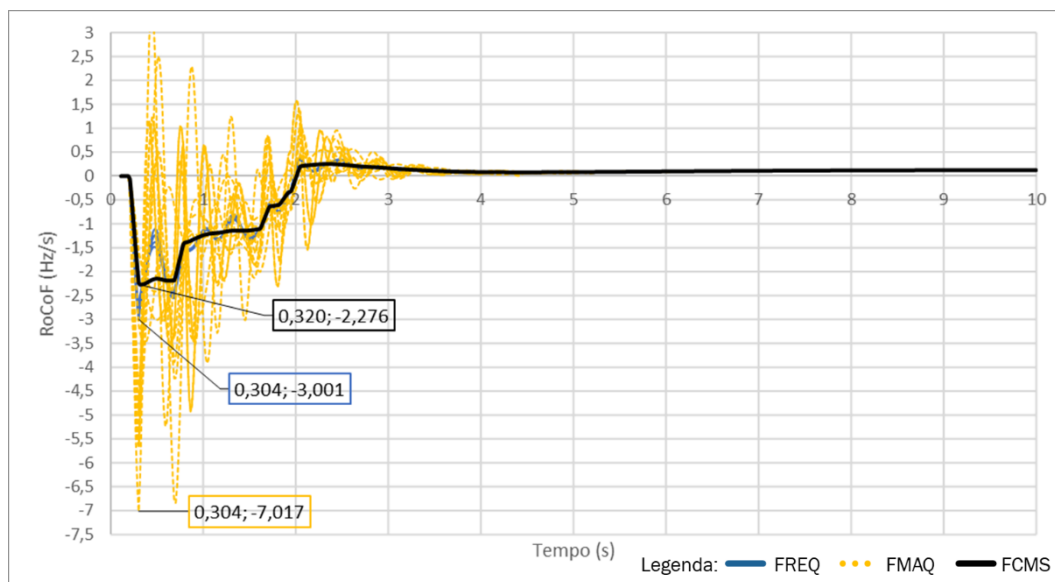


Figura 5-68 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS, da Frequência dos Geradores e dos Barramentos – AM21

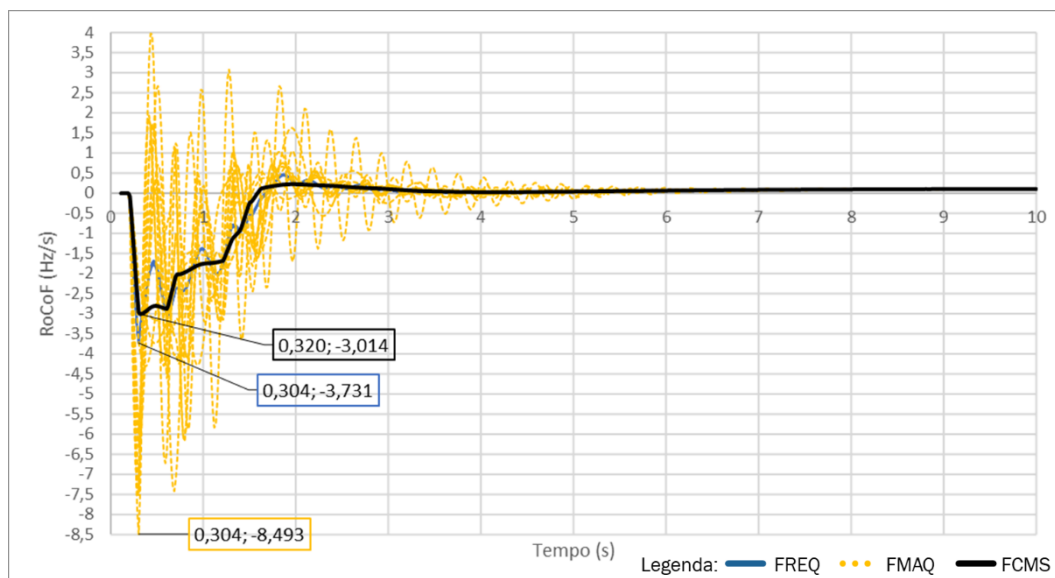


Figura 5-69 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS, da Frequência dos Geradores e dos Barramentos – AM25

5.2.3.2 Sistema Acre-Rondônia – Casos ACRO21 e ACRO25

O sistema de transmissão do Acre e Rondônia (AC/RO) é integrado ao SIN através de três circuitos de transmissão em 230 kV entre as subestações de Porto Velho (RO) e Jauru (MT) e dois circuitos em 230 kV entre as subestações de Porto Velho e Rio Branco (AC), conforme Figura 5-70, totalizando cerca de 1.400 km de extensão, sendo responsável pelo atendimento às cargas destes estados e o escoamento da energia das usinas geradoras locais e do Complexo Gerador do Rio Madeira para o estado de Mato Grosso [42].

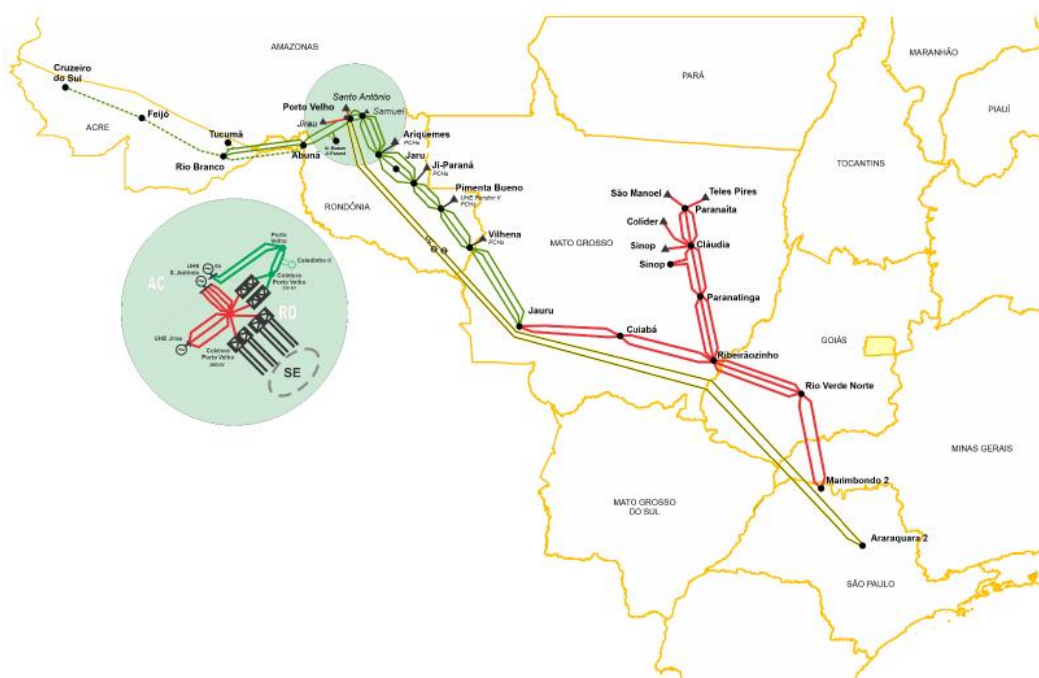


Figura 5-70 – Mapa Eletrogeográfico – Sistema Acre-Rondônia [42]

Para análise de desempenho do sistema Acre-Rondônia, foi simulado o cenário de recebimento máximo dos estados do Acre e Rondônia através da interligação com a região do Mato Grosso (RACRO), típico do período seco, que ocorre entre os meses de junho a outubro [42]. Para esse cenário, o evento simulado foi o desligamento dos três circuitos da LT 230 kV Jauru – Vilhena, para os anos de 2021 e 2025. Destaca-se que o valor máximo do RACRO é definido pela contingência dupla da LT 230 kV Jauru – Vilhena C1 e C2, e atualmente é da ordem de 400 MW para os dois anos de estudo analisados.

Observa-se pela Figura 5-71 que para o caso ACRO21, curva em vermelho, a frequência do centro de massa atinge seu valor mínimo de 57,19 Hz no instante $t = 0,639$ s. Para esse cenário, houve a atuação de 5 estágios do esquema

regional de alívio de carga (ERAC) por frequência absoluta da área Acre e da área Rondônia, totalizando um montante de 546 MW.

Para o caso ACRO25, curva em azul, nota-se que a frequência do centro de massa atinge seu valor mínimo de 57,45 Hz no instante $t = 0,896$ s. Para esse cenário, também houve a atuação de 5 estágios do esquema regional de alívio de carga (ERAC) por frequência absoluta da área Acre e da área Rondônia, totalizando um montante de 660 MW.

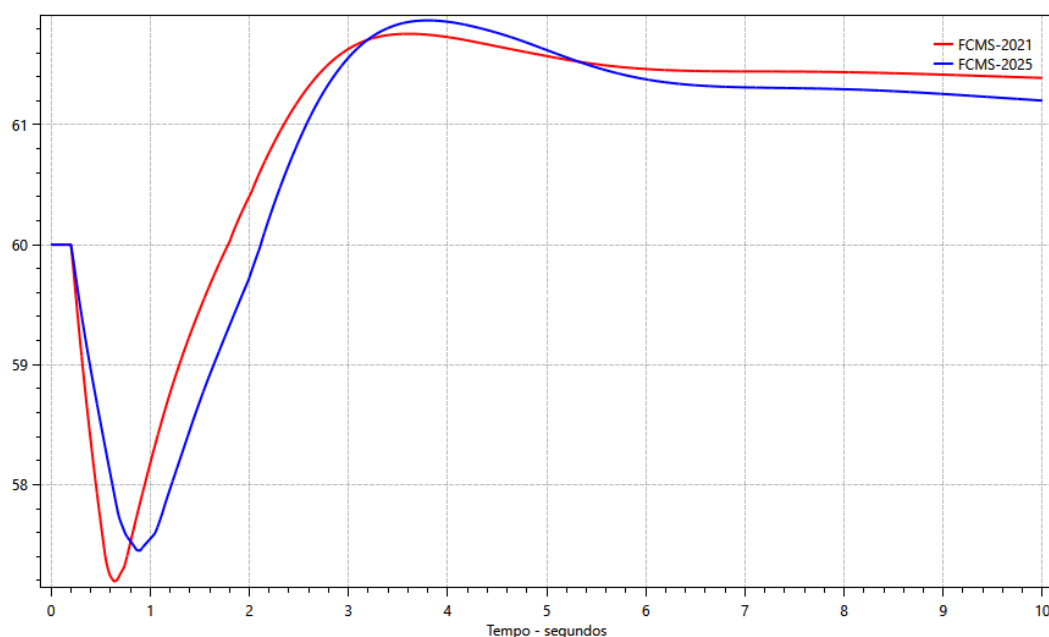


Figura 5-71 – SIN – Comparação FCMS – ACRO21 x ACRO25

Destaca-se que ambos os casos são pontos de operação em que o sistema Acre-Rondônia está importando 400 MW de energia do SIN, atualmente o máximo possível do ponto de vista da segurança elétrica.

Com relação a taxa de variação da frequência nota-se por meio da Figura 5-72 que o valor mais crítico calculado ocorre no caso ACRO21, curva em vermelho, com o valor de $-8,699$ Hz/s, enquanto para o caso ACRO25 o valor mais crítico foi de $-5,515$ Hz/s. Além disso, destaca-se que tais valores apresentam comportamento semelhante aos valores estimados por meio de (2.14) e que constam na Tabela 5-6, que foram de $-13,333$ Hz/s e de $-6,977$ Hz/s para os casos ACRO21 e ACRO25, respectivamente.

Ademais, observa-se que os níveis mais críticos de RoCoF não são sustentados, ocorrendo apenas no instante $t = 0,320$ s e retornando para níveis menores após esse período. Ainda assim, nota-se que valores de RoCoF acima de -4 Hz/s são sustentados por aproximadamente 250 ms até que ocorre a

atuação do ERAC, o que diminui os valores de RoCoF para níveis menores após esse período.

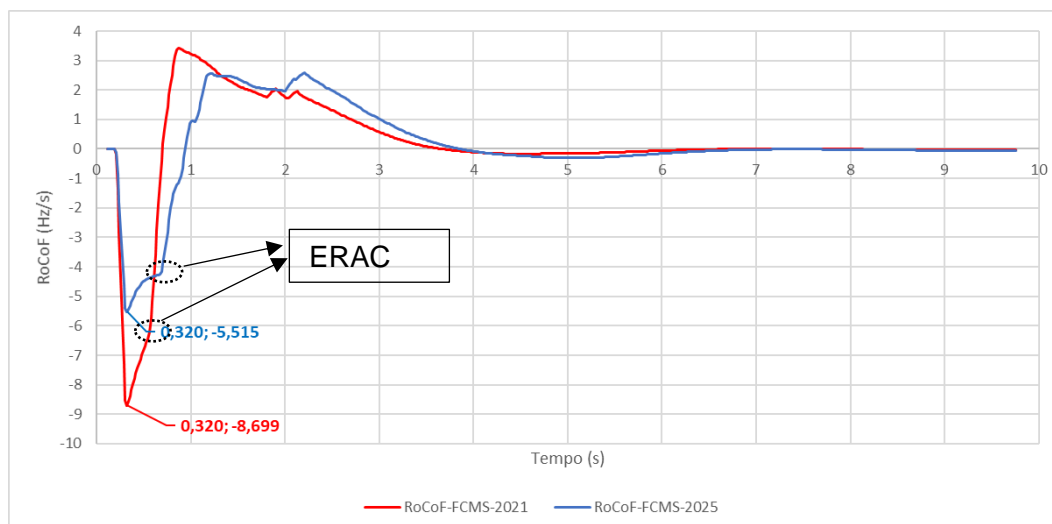


Figura 5-72 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS – ACRO21 x ACRO25

Ao analisar o desempenho da frequência não somente do ponto de vista global, por meio da frequência do centro de massa, mas também do ponto de vista local, por meio da frequência de geradores e dos barramentos conectados no subsistema Acre-Rondônia, nota-se tanto para o caso ACRO21, Figura 5-73, quanto para o caso ACRO25, Figura 5-74, redução nas frequências dos geradores da usina hidrelétrica de Samuel e no barramento de 230 kV da subestação de Rio Branco (2021) e Cruzeiro do Sul (2025), conforme esperado, destacando-se a queda mais acentuada nos geradores da usina de Samuel para o ano de 2021. Esses pontos de medição foram plotados por se tratar das medições com maiores valores de RoCoF, conforme detalhado a seguir:

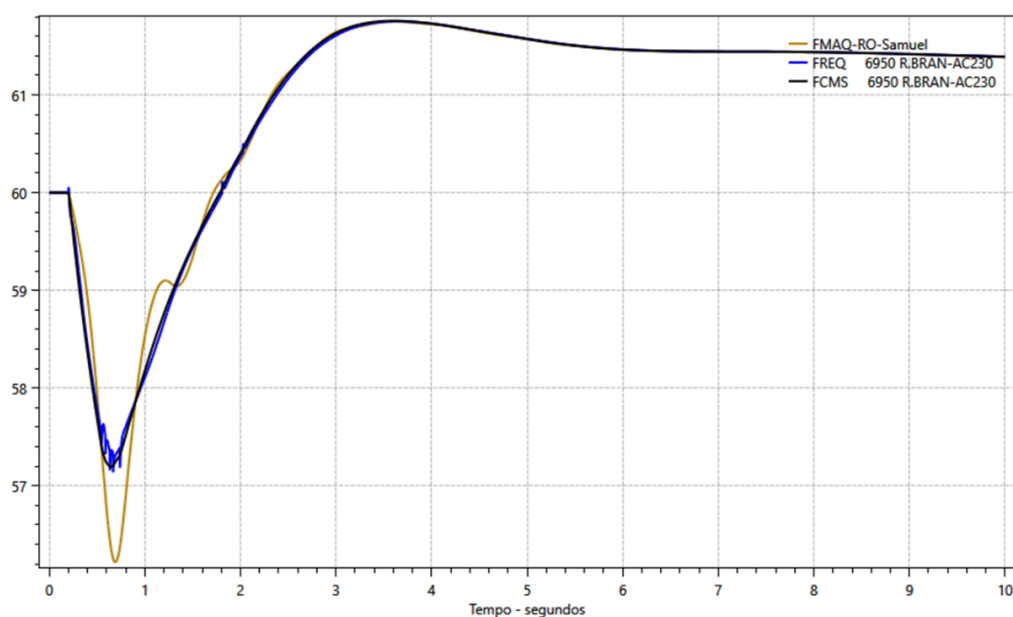


Figura 5-73 – SIN – Comparação FCMS, Frequência de Gerador e de Barramento– ACRO21

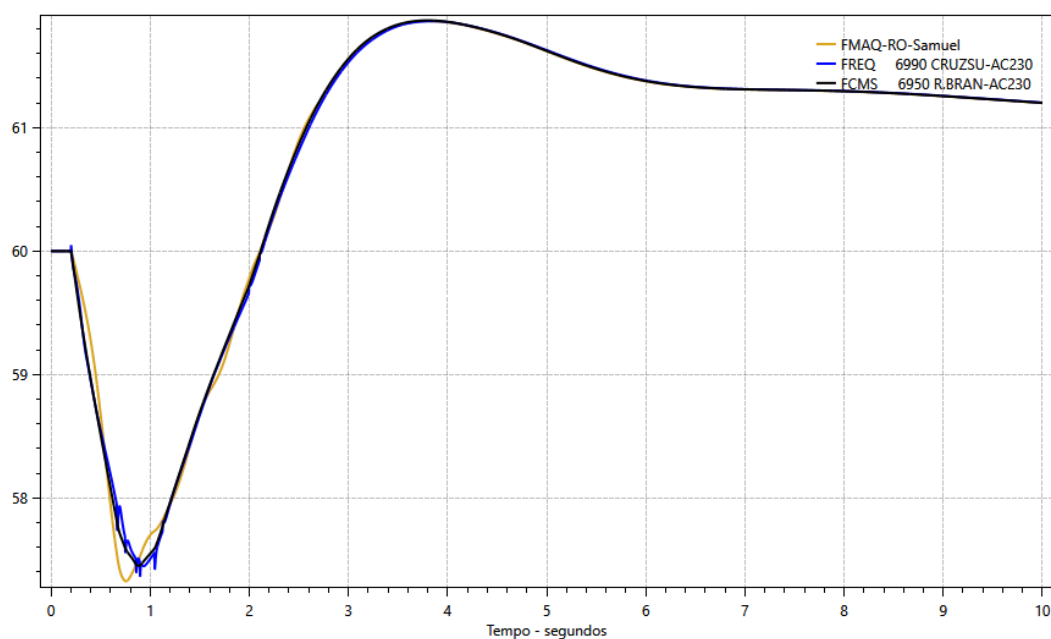


Figura 5-74 – SIN – Comparação FCMS, Frequência de Gerador e de Barramento – ACRO25

Com relação à taxa de variação da frequência dos geradores, nota-se tanto para o caso ACRO21 (Figura 5- 75) quanto para o caso ACRO25 (Figura 5-76) valores extremamente elevados de RoCoF para os geradores da usina de Samuel, de $-11,814$ Hz/s e $-7,322$ Hz/s, respectivamente. Esses valores são superiores se comparados com os piores valores medidos nos barramentos ($-8,469$ Hz/s e $-5,974$ Hz/s) e com os valores de RoCoF da FCMS ($-8,699$ Hz/s e $-5,515$ Hz/s).

Por fim, destaca-se que o ano de 2021 foi o que apresentou os maiores valores de RoCoF quando comparado com 2025, uma vez que o aumento da carga de 2025 foi atendido com aumento da geração interna do sistema Acre-Rondônia, aumentando assim a inércia equivalente desse sistema, conforme pode ser visto na Tabela 5-6. O aumento da geração interna foi necessário devido a uma limitação do valor máximo de importação de energia do SIN por esse sistema no valor de 400 MW, para os dois anos de estudo

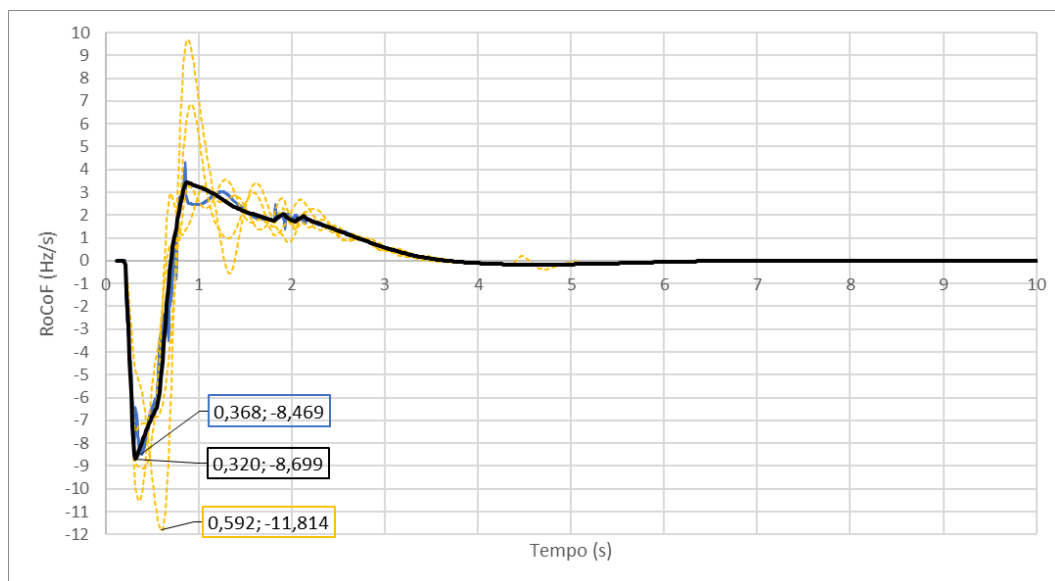


Figura 5- 75 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS, da Frequência dos Geradores e dos Barramentos – ACRO21

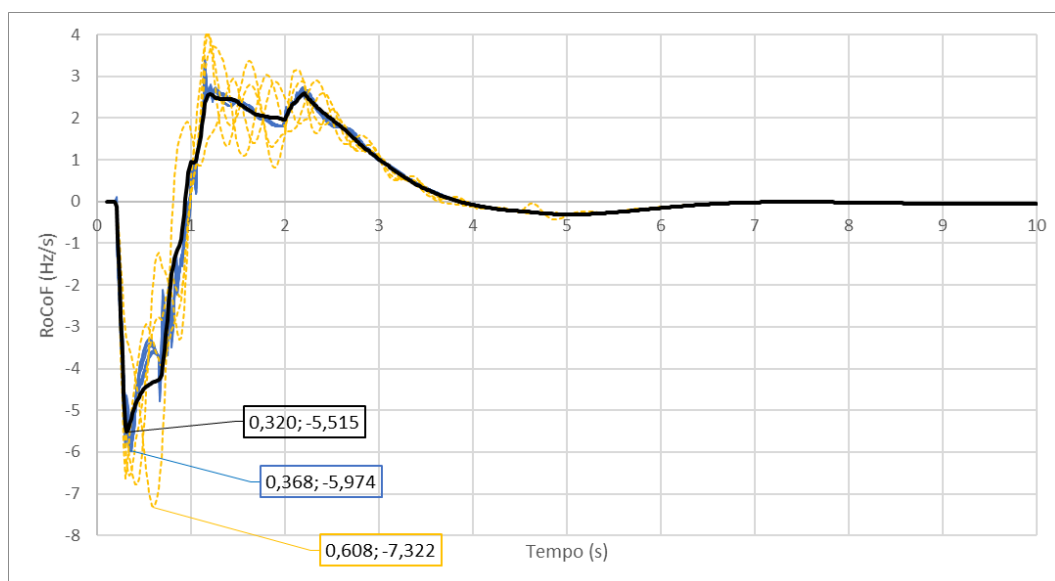


Figura 5-76 – SIN – Comparação RoCoF da FCMS, da Frequência dos Geradores e dos Barramentos – ACRO25

5.2.4 Análise da Metodologia de Medição de RoCoF no SIN

Todos os valores de RoCoF relatados nos itens anteriores foram calculados com base na metodologia descrita na Seção 3.2, que calcula um valor médio de RoCoF com base numa janela móvel de 96 ms utilizando as últimas seis amostras de RoCoF obtidas a cada 16 ms.

Com o objetivo de ilustrar as diferenças nos valores de RoCoF dependendo da metodologia utilizada para esse cálculo, utilizou-se como exemplo o caso IT21-MI e o barramento de 345 kV da SE Piratininga 2.

Dessa forma, o valor de RoCoF foi calculado de três formas distintas, conforme:

- a) A cada passo de integração, ou seja, utilizando os valores instantâneos de frequência calculados a cada passo de integração, que nesse trabalho foi de 1 ms. Para esse cálculo, adotou-se o nome “*RoCoF Instantâneo*”;
- b) A partir de cada valor instantâneo de frequência, calcula-se um valor médio de frequência com 16 amostras (16 ms). A partir das amostras de frequência média, calcula-se um valor de RoCoF, obtendo-se 1 amostra a cada 16 ms. Para esse cálculo, adotou-se o nome “*RoCoF 1 ciclo*”;
- c) A partir das amostras de RoCoF obtidas a cada 16 ms, e com as últimas 6 amostras de RoCoF (96 ms), calcula-se um RoCoF médio, conforme metodologia descrita na Seção 3.2. Para esse cálculo, adotou-se o nome “*RoCoF médio*”

Observa-se pela Figura 5-77 que existe uma grande diferença, notadamente nos instantes iniciais, entre os valores de RoCoF calculados conforme mencionado anteriormente. No cálculo denominado *RoCoF instantâneo*, o maior valor observado foi de - 9,0 Hz/s, enquanto pelo cálculo *RoCoF 1 ciclo* o maior valor foi de - 4,361 Hz/s. Por fim, pelo cálculo *RoCoF médio* o maior valor foi de - 1,761 Hz/s. Destaca-se que essa diferença fica evidente justamente nos instantes logo após a aplicação do distúrbio no sistema (perda do bipolo de Itaipu em $t = 2,0$ s), que acarreta uma mudança instantânea da potência injetada por esse elo CC, que por sua vez provoca uma descontinuidade no valor da frequência elétrica nos barramentos próximos eletricamente desse distúrbio.

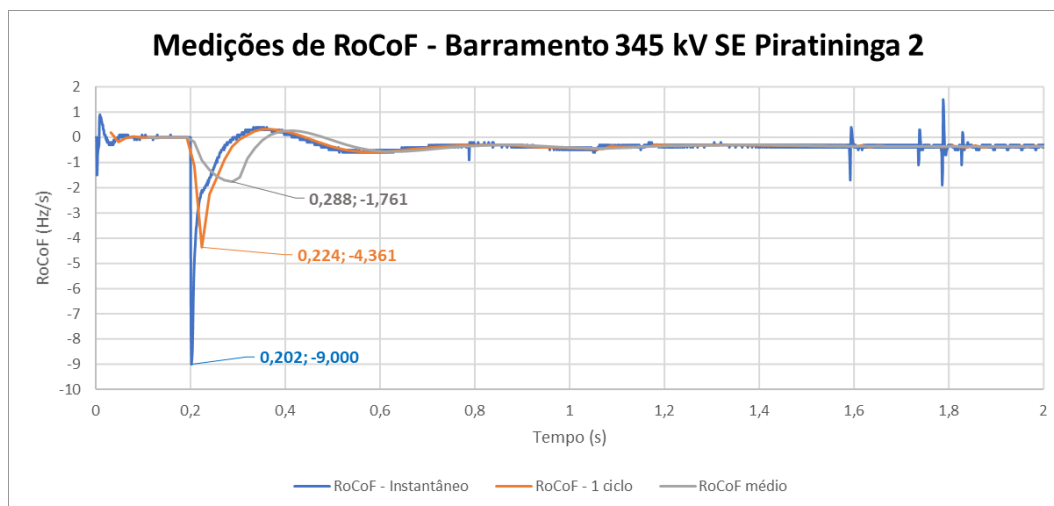


Figura 5-77 – SIN – Comparação RoCoF Instantâneo x RoCoF 1 ciclo X RocoF médio – IT21-MI

Ademais, nota-se que a presença de ruídos na medição do *RoCoF Instantâneo* em função de pequenos desvios de frequência, oriundos não de distúrbios na rede, mas sim em função do próprio algoritmo de cálculo da frequência, que aliado a um passo de integração de 1 ms, produz valores de RoCoF um pouco altos. A título de exemplo, um desvio de frequência de 0,001 Hz com um passo de integração de 1 ms, resulta um valor de RoCoF de 1 Hz/s

Desse modo, nota-se que a forma como o RoCoF é calculado influencia diretamente nos resultados obtidos. Em função disso, deve-se ter especial atenção na aplicação dos valores de RoCoF que são obtidos via simulação e a forma como eles são calculados, para que esses sejam corretamente aplicáveis e minimamente equiparáveis com a sua aplicação.

5.2.5 Curvas Referenciais para Ajuste de Proteções Baseadas em RoCoF

A partir dos resultados obtidos nas Seções 5.2.1, 5.2.2 e 5.2.3, foram elaboradas curvas que relacionam diferentes níveis de valores de RoCoF com a duração de cada um desses níveis, para todos os cenários e contingências analisadas. Para garantir uma representatividade do comportamento do RoCoF em cada subsistema do SIN, foram elaboradas curvas com os barramentos onde observou-se os maiores valores de RoCoF para cada subsistema.

A Figura 5-78, Figura 5-79, Figura 5-80 e Figura 5-81 ilustram essas curvas para os barramentos de Piratininga 2 345 kV, Oriximiná 500 kV, Bom Nome 230 kV e Torres 2 230 kV, que estão localizados, respectivamente, nas regiões Sudeste, Norte, Nordeste, Sul. Além desses barramentos, também foram traçadas curvas para os barramentos de Porto Velho 230 kV e Mauá 3 230 kV, localizados nos subsistemas Acre-Rondônia e Manaus, para situações de ilhamento desses subsistemas, conforme Figura 5-82 e Figura 5-83.

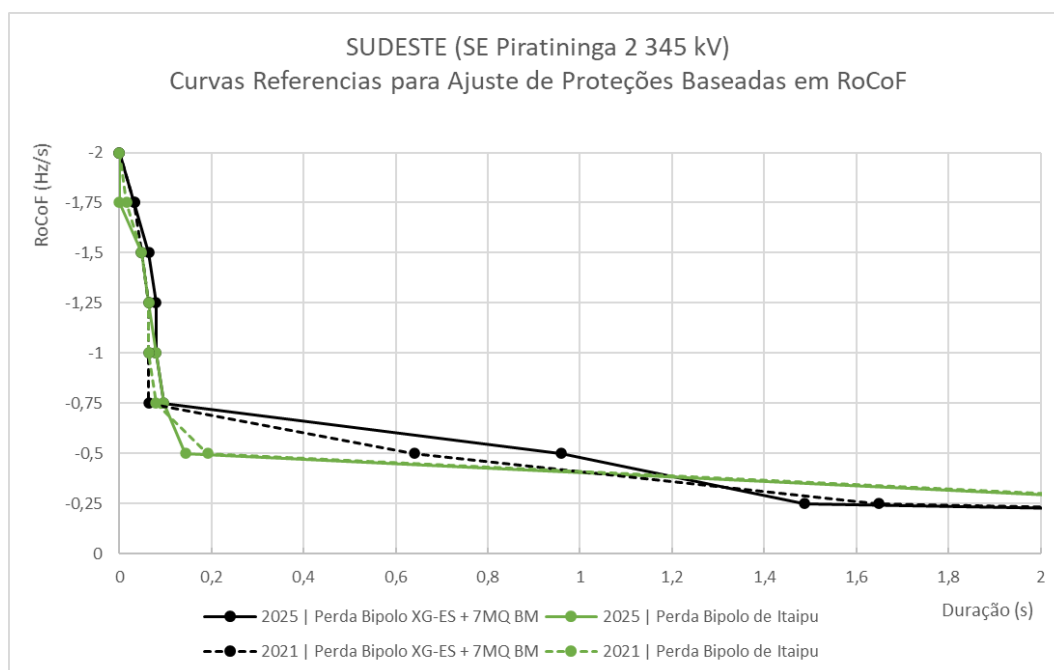


Figura 5-78 – Região Sudeste – Curva Referencial para Ajuste de Proteção Baseada em RoCoF

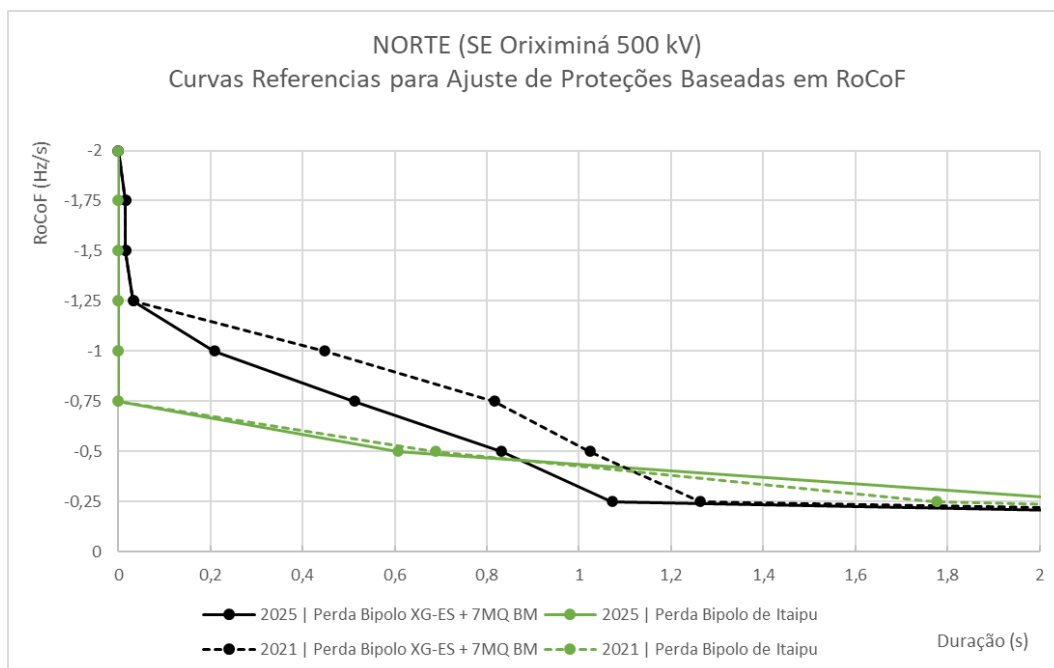


Figura 5-79 – Região Norte – Curva Referencial para Ajuste de Proteção Baseada em RoCoF

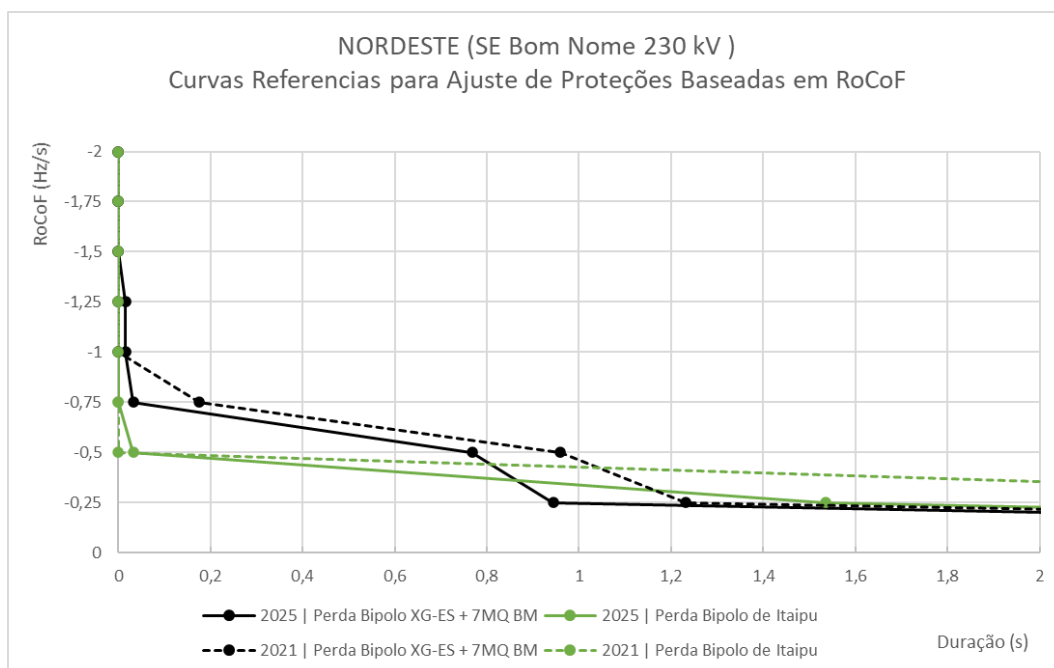


Figura 5-80 – Região Nordeste – Curva Referencial para Ajuste de Proteção Baseada em RoCoF

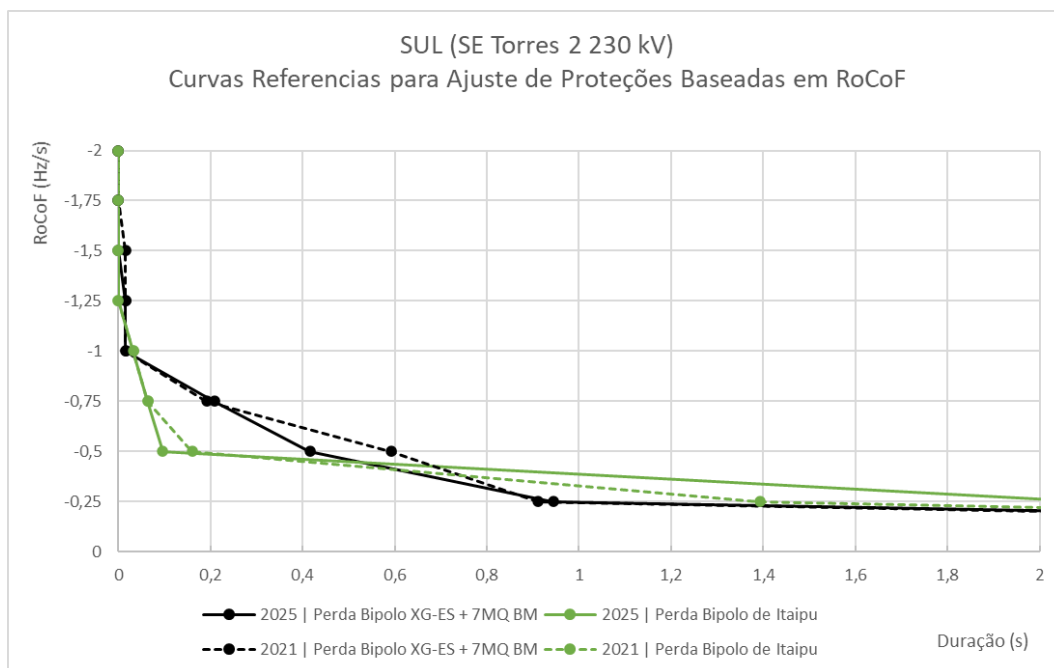


Figura 5-81 – Região Sul – Curva Referencial para Ajuste de Proteção Baseada em RoCoF

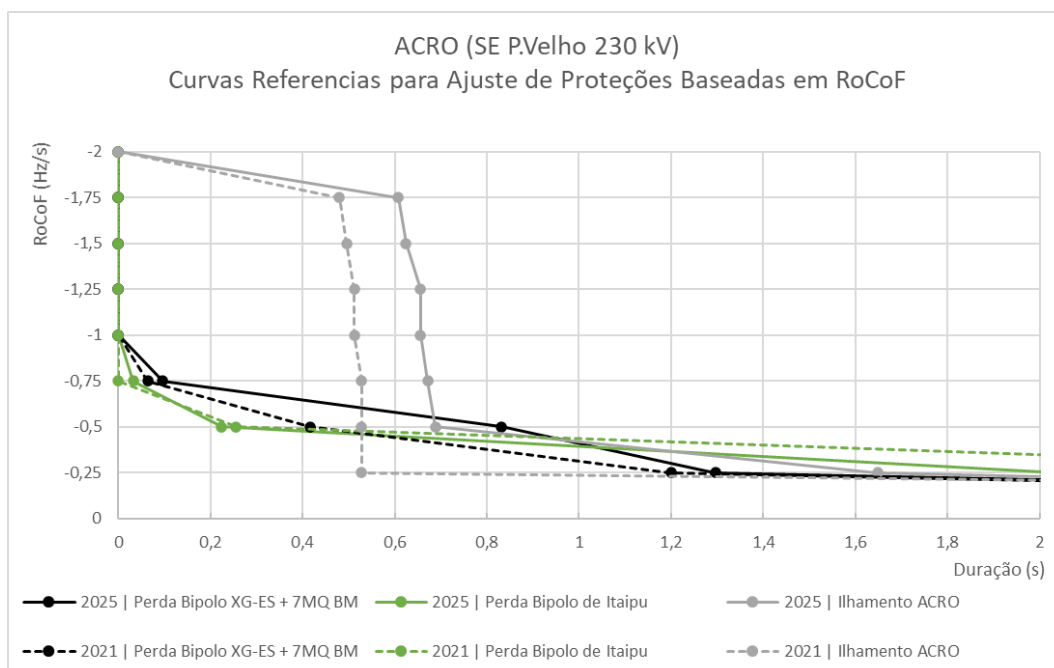


Figura 5-82 – ACRO – Curva Referencial para Ajuste de Proteção Baseada em RoCoF

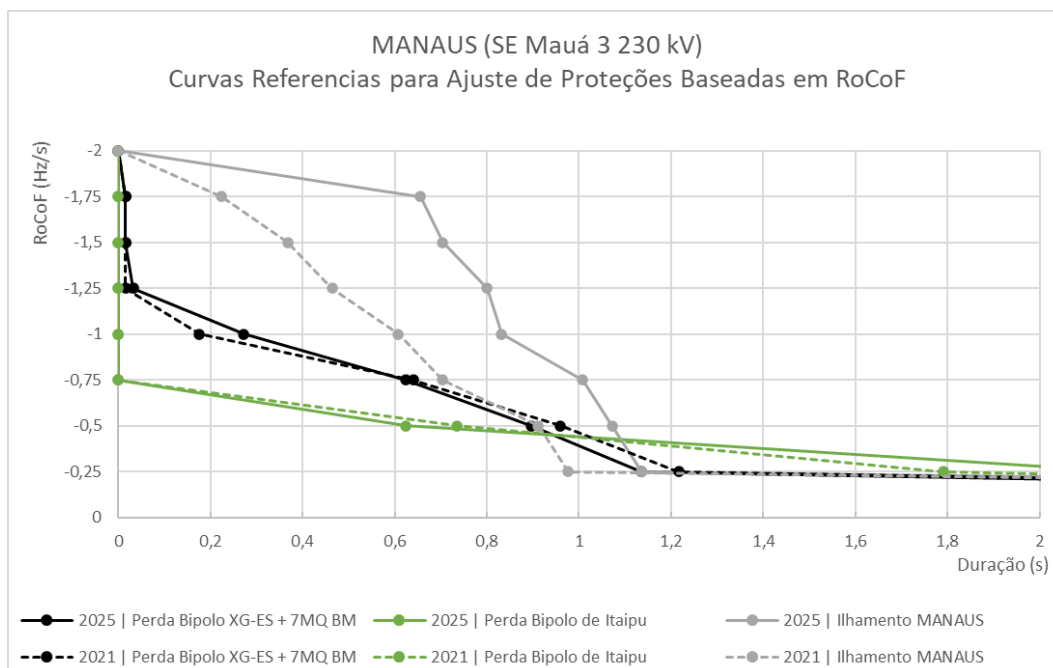


Figura 5-83 – Manaus – Curva Referencial para Ajuste de Proteção Baseada em RoCoF

De uma maneira geral para eventos que não acarretam ilhamento, observa-se que valores de RoCoF superiores a $-0,75$ Hz/s têm duração inferior a 200 ms, à exceção da região Norte, representada pelos barramentos de Oriximiná 500 kV e Mauá 3 230 kV, quando avaliada a contingência do bipolo Xingu – Terminal Rio seguido do corte de 7 máquinas em Belo Monte. Para esse caso, considerando o RoCoF de $-0,75$ Hz/s nota-se no barramento de Oriximiná uma duração de 816 ms e 512 ms para os anos de 2021 e 2025, respectivamente. Já para o barramento de Mauá 3, observa-se uma duração de 640 ms e 624 ms para os anos de 2021 e 2025, respectivamente.

Para o caso de ilhamento de sistemas radiais, observa-se uma duração maior de valores de RoCoF acima de $-0,75$ Hz/s, se comparado com os casos que não provocam ilhamento.

Para o sistema Acre-Rondônia nota-se durações de 528 ms e 672 ms para os anos de 2021 e 2025, respectivamente, em situações de ilhamento. Para esse mesmo valor de referência de RoCoF em situações de não ilhamento, a maior duração nesse subsistema é de 96 ms. Destaca-se que nesse caso ocorre a atuação de ERAC, conforme descrito em 5.2.3.2, diminuindo o valor de RoCoF a partir do momento de sua atuação.

Para o sistema Manaus nota-se durações de 608 ms e 832 ms para os anos de 2021 e 2025, respectivamente, em situações de ilhamento e considerando como referência o valor de RoCoF de $-0,75$ Hz/s. Para esse mesmo valor de referência de RoCoF em situações de não ilhamento, a maior duração nesse subsistema é de 640 ms. Destaca-se que nesse caso também ocorre a atuação de ERAC, conforme descrito em 5.2.3.1, diminuindo o valor de RoCoF a partir do momento de sua atuação.

Por fim, considerando os maiores valores de duração para cada nível de RoCoF, em cada uma das figuras ilustradas acima, obtém-se uma única curva para cada figura que é insumo para ajuste de proteções baseadas em RoCoF, de modo que qualquer ajuste abaixo dessa curva resultaria, por exemplo, na desconexão indevida de geração distribuída, sendo o evento sistêmico interpretado como um evento de ilhamento local.

Conclusões

De acordo com as simulações realizadas tanto no sistema teste quanto no SIN, pode-se concluir que:

- Sistemas elétricos que operam com um nível de inércia reduzido estão mais suscetíveis a atingir valores mínimos de frequência mais críticos e em um menor tempo, quando comparado com sistemas com maiores níveis de inércia. Tal situação pode tornar os sistemas elétricos mais expostos à atuação de esquemas de corte de carga por frequência, seja por frequência absoluta ou por taxa.
- Quando se analisa o comportamento médio da frequência dos geradores, por meio da frequência do centro de massa, os maiores valores de RoCoF têm relação direta com a magnitude do déficit de geração e número de geradores em serviço (energia cinética armazenada). Ou seja, para um mesmo caso de estudo, o maior valor de RoCoF da FCMS ocorre para o evento que de fato provoca o maior déficit.
- No entanto, ao analisar o comportamento local das taxas de variação da frequência, seja para geradores ou para barramentos, notou-se que nem sempre o evento que provoca maior déficit de geração no SIN é o que acarreta maior valor de RoCoF. Utilizando como exemplos o caso de menor inércia e a região Sudeste, observou-se que o evento de corte de geração na UHE Belo Monte, que acarreta 4 GW de déficit no SIN, provocou uma taxa de -0,916 Hz/s, conforme Tabela 5-7 , enquanto o evento de perda do bipolo de Itaipu, que acarreta déficit de 3,5 GW, provocou uma taxa de - 1,761 Hz/s, conforme Tabela 5-8.
- Observou-se nas simulações que os valores mais críticos de RoCoF são bastante diferentes em cada região do SIN, sendo mais elevados nos

barramentos mais próximos eletricamente de onde ocorreu o desbalanço carga x geração. Nesse sentido, a ferramenta elaborada por meio do software Microsoft Power BI para que fosse possível observar dinamicamente o comportamento do RoCoF para cada evento simulado, pode contribuir no entendimento desse fenômeno causado por distúrbios que afetem o desempenho da frequência.

- Os piores valores de RoCoF obtidos em cada subsistema do SIN não ocorrem sempre nos mesmos instantes de tempo. Unidades geradoras e barramentos próximos ao local onde ocorre o déficit de geração estão suscetíveis aos maiores valores de RoCoF em poucos milissegundos após a ocorrência do evento. Em contrapartida, as taxas mais críticas em locais mais distantes são observadas segundos depois da ocorrência do evento, evidenciando-se a propagação de uma oscilação eletromecânica associada a taxa de variação da frequência pelo SIN.
- As curvas de referência que relacionam valores de RoCoF com o tempo de duração são um importante insumo para a definição de requisitos mínimos de conexão de geradores ao SIN e, para ajustes de proteção baseadas em RoCoF.
- Nas simulações de ilhamento de sistemas radiais, observou-se valores extremamente elevados de RoCoF tanto no sistema Manaus quanto no sistema Acre-Rondônia, além de diferenças entre valores de RoCoF medidos em barramentos e usinas. Essa situação pode levar a dificuldade para ajuste e coordenação de proteções baseadas em medições de frequência, como por exemplo o ERAC, uma vez que barras mais próximas aos geradores estarão sujeitas a maiores valores de RoCoF. No caso do ERAC, tal situação pode dificultar um corte isonômico das cargas da região.
- A metodologia adotada para medição de RoCoF por meio de uma janela móvel mostrou-se capaz de atenuar medições de taxas elevadas oriundas de eventos que provocam ruídos no cálculo da frequência. No entanto, para alguns eventos ainda se observou variações um pouco elevadas no cálculo do RoCoF por conta desse tipo de evento.

6.1 Trabalhos Futuros

- Em determinados cenários estudados, observou-se uma relação do aumento/diminuição dos valores de RoCoF com o aumento/diminuição do montante de inércia sincronizada ao subsistema em análise. Nesse sentido, é necessário um estudo mais detalhado para determinar se existe de fato uma influência da inércia local nos valores de RoCoF também locais.
- Como definir requisitos de conexão de GDs em sistemas de transmissão radiais em função dos elevados valores de RoCoF para o qual esses sistemas estão sujeitos.
- Modelar em softwares com a representação trifásica da rede o algoritmo de cálculo de RoCoF de relés comerciais e realizar simulações com o objetivo de verificar a aderência dos resultados de RoCoF obtidos em simulações de programas fasoriais de sequência positiva com os obtidos em aplicações com a representação trifásica da rede, no domínio do tempo.

Referências bibliográficas

- [1] VIEIRA FILHO, Xisto, **Operação de Sistemas de Potência com Controle Automático de Geração** / Xisto Vieira Filho. 1ed. Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Campus: Eletrobrás, 1984
- [2] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, **Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – Sumário Executivo 2020 – PAR/PEL 2021/2025**, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2020
- [3] GALVÃO, J., BERMANN, C. **Crise Hídrica e Energia: Conflitos no Uso Múltiplo das Águas**. USP – Estudos Avançados 84, São Paulo, agosto, 2015.
- [4] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**, Brasília, Brasil, 2021
- [5] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, **Definição das Ampliações e Reforços na Rede Básica, DIT e ICG**, Online
<https://sintegre.ons.org.br/sites/8/42/60/paginas/servicos/produtos.aspx>
- [6] IEEE, **Test Systems for Voltage Stability Analysis and Security Assessment**, Online, Available
<https://cmte.ieee.org/pes-psdp/489-2/>
- [7] Eletrobras Cepel, **Programa ANATEM - Análise de Transitórios Eletromecânicos**, Guia de Utilização 11.7.0, 2019.
- [8] N. Hatziargyriou et al., **Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended**. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 36, no. 4, pp. 3271-3281, July 2021.
- [9] KUNDUR, P., **Power System Control and Stability**. 1 ed. USA, EPRI-Power System Engineering Series McGraw-Hill Inc., 1994
- [10] DOHENY, D; CONLON, M. **Investigation into the Local Nature of Rate of Change of Frequency in Electrical Power Systems**. 2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2017
- [11] P. M. ANDERSON AND A. A. FOUAD, **Power System Control and Stability**, 2nd ed. IEEE Press: John Wiley & Sons, 2003.

- [12] BATISTA, J.C., **Metodologia para Ensaio de Modelos de Sistemas de Proteção de Geradores Síncronos Utilizando Simulador Digital em Tempo Real**, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2015
- [13] EPRI, **Steam Turbine-Generator Torsional Vibration Interaction with the Electrical Network: Tutorial**. EPRI, Palo Alto, CA: 2005.
- [14] MOURINHO, F.A., MOTTER, D., JÚNIOR, J.C.M.V., ASSIS, T.M.L. **Análise da atuação das proteções anti-ilhamento de recursos energéticos distribuídos considerando eventos de grande porte no Sistema Interligado Nacional**, XXV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2019.
- [15] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, **Relatório anual de acompanhamento do esquema regional de alívio de carga - ERAC leituras de 2020**, Rio de Janeiro, RJ, Brazil, 2021
- [16] Anatem, versão 12.0.2: Aplicativo para Simulações Dinâmicas no Domínio do Tempo: Eletrobrás Cepel
- [17] Organon, version 7.1.0: Integrated Platform for Power System Planning and Operational Studies: High Performance Power Systems Applications – HPPA.
- [18] PSS®E, version 35.3.0: High-Performance Transmission Planning and Analysis Software: Siemens PTI.
- [19] Li, Changgang, Yu, Yawei, Sun, Yanli, **Comparison of Bus Frequency Models for Power System Electro-mechanical Simulations**, IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, China, 2017
- [20] M. Grebla, J. Yellajosula and H. K. Hoidalen, **Real Time Hardware-In-The-Loop Comparison of Frequency Estimation Techniques in Application to ROCOF Based Islanding Detection**, IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), 2018
- [21] UIJLINGS, W.; MACKENZIE, C. **RoCoF Alternative Solutions Technology Assessment - Final Report Phase 1**. Londres: DNV GL Energy Advisory – Palace House, 2015, 62p. Relatório Técnico.
- [22] SCHNEIDER ELECTRIC, **MICOM P941, P943 – Frequency Relays**, 2011, Technical Manual.
- [23] ABB, **SPAF 140C – Frequency Relay**, Uder's Manual and Technical Description.
- [24] SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, **SEL-751 Relay**, Instruction Manual

- [25] GENERAL ELECTRIC, **G30 Generator Management Relay**, 2006, UR Series Instruction Manual
- [26] O'DONOVAN, M.; O'CALLAGHAN, E.; BARRY, N.; CONNELL, J. **Implications for the Rate of Change of Frequency on an Isolated Power System**, 2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2019
- [27] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, **Procedimentos de Rede – Submódulo 2.10 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão**, Rio de Janeiro, RJ, Brazil, 2020
- [28] CAMELO, J.C., **Impacto de Diferentes Estratégias de Controle dos Parques Eólicos na Estabilidade de Frequência de Sistemas de Energia Elétrica**, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, COPEE, Uniersidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019
- [29] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, **Metodologia e Critérios para Determinação de Níveis Mínimos de Inércia no SIN, em Decorência da Integração das Fontes Eólica e Solar em Larga Escala**, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2018
- [30] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, **Manual de Procedimentos da Operação – IO-CG.BR.01 - Controle da Geração em Condição Normal**, Revisão 70, julho de 2021
- [31] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, **Avaliação da Excursão de Frequência do SIN com Base em Parâmetros de Inércia e Reserva de Potência Operativa**, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2020
- [32] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, **Evolução dos Requisitos Técnicos Necessários para Potencializar a Inserção de Geração Distribuída sem Impactos Adversos à Estabilidade do Sistema Interligado Nacional**, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2020
- [33] EUROPEAN COMISSION, **Renewable energy directive**, https://ec.europa.eu/energy/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive/overview_en
- [34] EirGrid Group, **The DS3 Programme**, <http://www.eirgridgroup.com/site-files/library/EirGrid/DS3-Programme-Brochure.pdf>
- [35] EUROPEAN COMISSION, **The 2020 national renewable energy action plans**, <https://ec.europa.eu/energy/topics/renewable-energy/directive-targets->

[and-rules/national-renewable-energy-action-plans-2020_en](#)

- [36] ENERGINET, **Requirements laid down under EU regulation 2016/631 – Requirements for grid connection of Generators (RfG)**, Dinamarca, 2019, Online, Available:
<https://en.energinet.dk/Electricity/Rules-and-Regulations/Regulations-for-new-facilities#Generationfacilities>
- [37] DANISH ENERGY AGENCY, **Annual and monthly statistics - Electricity Supply**, Dinamarca, 2020, Online, Available:
<https://ens.dk/en/our-services/statistics-data-key-figures-and-energy-maps/annual-and-monthly-statistics>
- [38] TERNA, **Grid Code Chapter 1 – Access to the national transmission service**, Itália, 2020
https://download.terna.it/terna/Chapter%201_Section%201C_8d80ebf9fdc3e48.pdf
- [39] TERNA, **The evolution of the electricity market: all data**, Itália, 2020
<https://www.terna.it/en/electric-system/statistical-data-forecast/evolution-electricity-market>
- [40] JARDIM, J.L, **Análise Dinâmica de Sistemas de Potência**, Rio de Janeiro, Brasil, 2016.
- [41] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, **Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – Volume III – TOMO 11 – REGIÕES NORTE E NORDESTE – PAR/PEL 2021/2025**, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2020
- [42] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, **Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – Volume III – TOMO 10 – ÁREA ACRE-RONDÔNIA – PAR/PEL 2021/2025**, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2020

A

Apêndice

Na Tabela A-1 estão ilustrados os barramentos pertencentes ao SIN que foram monitorados durante as simulações realizadas para análise quantitativa dos valores de RoCoF.

Estado	Nome do Barramento	Nº Barra Anarede	Estado	Nome do Barramento	Nº Barra Anarede
AC	230 kV RIO BRANCO I	6950	PR	230 kV PONTA G SUL	831
AC	230 kV FEIJÓ	6980	PR	230 kV S.MATEUS SUL	834
AC	230 kV CRUZEIRO DO SUL	6990	PR	230 kV CASCAVEL	839
BA	230 kV CICERO DANTAS	5701	PR	230 kV F.IGUACUNORTE	843
BA	230 kV CAMACARI II	5751	PR	230 kV PATO BRANCO	852
BA	230 kV CATU	5782	PR	230 kV MARINGA	868
BA	230 kV ITABUNA III	5787	PR	230 kV SARANDI	872
BA	230 kV F. SANTANA III	5797	PR	230 kV APUCARANA	878
BA	230 kV COTEGIPE	5802	PR	230 kV FIGUEIRA	884
BA	230 kV JACARACANGA	5822	PR	230 kV IBIPORA	886
BA	230 kV PIRAJÁ	5832	PR	230 kV LONDRINA COT	889
BA	230 kV PITUACU	5842	PR	230 kV FOZ DO CHOPIM	898
BA	230 kV POCOES II	5861	PR	230 kV AREIA	934
BA	230 kV G.MANGABEIRA	5881	PR	230 kV C.MOURAO	954
BA	230 kV STO.A.JESUS	5891	PR	230 kV GUAIRA	978
BA	230 kV FUNIL	5902	PR	230 kV S. OSORIO	1047
BA	230 kV BRUMADO II	5941	PR	230 kV CAMPO ASSOBIO	2353
BA	230 kV EUNAPOLIS	5972	PR	230 kV POSTO FISCAL	2459
BA	230 kV TEIX FREITAS II	5991	PR	230 kV SANTA MONICA	2477
BA	230 kV ALAGOINHAS II	6000	PR	230 kV SANTAQUITERIA	9537
BA	230 kV IGAPORA II	6171	PR	230 kV CASCAVEL NORT	9538
BA	230 kV ZEBU	6262	PR	230 kV CURITIBA NORT	9697
BA	230 kV JUAZEIRO II	6311	PR	230 kV UMUARAMA SUL	9725
BA	230 kV RIO GRANDE II	6316	PR	230 kV REALEZA SUL	9890
BA	230 kV SR.BONFIM II	6331	PR	230 kV ANDIRA LESTE	9892
BA	230 kV IRECE	6341	PR	230 kV LONDRINA SUL	10001
BA	230 kV BARREIRAS	6361	PR	230 kV PARANAVAÍ NORTE	10003
BA	230 kV IBICOARA	6362	PR	230 kV MEDIANEIRA NT	10005

Estado	Nome do Barramento	Nº Barra Anarede	Estado	Nome do Barramento	Nº Barra Anarede
BA	230 kV JUAZEIRO III	6501	PR	230 kV CURIT. CENTRO	10032
BA	230 kV RIO FORMOSO II	8172	PR	230 kV U.VITORIA NORTE	10134
CE	230 kV MARACANAÚ	5081	PR	230 kV GUARAPUAVA OEST	10136
CE	230 kV AQUIRAZ II	5381	PR	230 kV CASTRO NORTE	10138
CE	230 kV MILAGRES	5411	PR	230 kV IRATI NORTE	10140
CE	230 kV BANABUIU	5421	RJ	500 kV RESENDE	87
CE	230 kV RUSSAS II	5431	RJ	500 kV ANGRA FUR	105
CE	230 kV FORTALEZA	5452	RJ	500 kV GRAJAU	107
CE	230 kV DELM. GOUVEIA	5471	RJ	500 kV SAO JOSE	108
CE	230 kV SOBRAL II	5481	RJ	345 kV ADRIANOPOLIS	140
CE	230 kV ACARAU II	5486	RJ	345 kV JACAREPAGUA	144
CE	230 kV TAUA II	5611	RJ	345 kV CAMPOS	147
CE	230 kV ICO	5631	RJ	230 kV NILO PECANHA	252
CE	230 kV PICI II	5641	RJ	345 kV VENDA PEDRAS	1781
CE	230 kV CAUIPE	5651	RJ	345 kV LAGOS	9506
CE	230 kV IBIAPINA II	6011	RJ	500 kV ZONA OESTE	9601
CE	230 kV CRATO II	8319	RJ	500 kV NOVA IGUACU	9608
DF	345 kV BRAS. SUL	219	RN	230 kV LAGOA NOVA II	5071
DF	230 kV BRAS. GERAL	227	RN	230 kV NATAL II	5241
DF	230 kV BRAS. SUL	228	RN	230 kV NATAL III	5245
DF	345 kV SAMAMBAIA	234	RN	230 kV CURR NOVOS II	5262
DF	500 kV BRAS.LESTE	3699	RN	230 kV ACU II	5461
ES	345 kV VIANA	90	RN	230 kV EXTREMOZ II	6131
ES	345 kV VITORIA	149	RN	230 kV CARAÚBAS II	8160
ES	230 kV MASCARENHAS	2654	RO	230 kV VILHENA	6800
ES	230 kV VERONA	2910	RO	230 kV PIMENTA BUENO	6820
ES	230 kV LINHARES	3022	RO	230 kV JI-PARANA	6840
ES	230 kV SAO MATEUS 2	3029	RO	230 kV TAPE DE JIRAU	6862
ES	345 kV RIO NOVO SUL	3032	RO	230 kV JARU	6870
ES	345 kV JOAO NEIVA 2	3035	RO	230 kV ARIQUEMES	6880
GO	230 kV BARRO ALTO	229	RO	230 kV CALADINHO II	6893
GO	230 kV S.DA MESA	230	RO	230 kV PORTO VELHO	6900
GO	230 kV RIO VERDE FUR	231	RO	230 kV ABUNA	6930
GO	230 kV C. DOURADA	749	RS	230 kV FARROUPILHA	962
GO	230 kV ANHANGUERA	760	RS	230 kV CAPIVARI DO SUL	1037
GO	230 kV GOIANIA LESTE	763	RS	230 kV PASSO FUNDO	1041
GO	230 kV XAVANTES	766	RS	230 kV FOZ CHAPECO	1071
GO	230 kV NIQUELANDIA	787	RS	230 kV L.GRANDE	1163
GO	230 kV PLANALTO	790	RS	230 kV ALEGRETE2	1186
GO	230 kV PARANAIBA	2978	RS	230 kV BAGE2	1188
GO	230 kV AGUAS LINDAS	2987	RS	230 kV CAXIAS SUL 5	1192

Estado	Nome do Barramento	Nº Barra Anarede	Estado	Nome do Barramento	Nº Barra Anarede
GO	230 kV ITAPACI	2988	RS	230 kV CAMAQUA	1194
GO	230 kV PALMEIRAS	2990	RS	230 kV CAMPO BOM	1198
GO	230 kV FIRMINOPOLIS	2992	RS	230 kV GUAIBA 2	1199
GO	500 kV LUZIANIA	3007	RS	230 kV CAXIAS SUL 2	1200
GO	230 kV EDEIA	3018	RS	230 kV GARIBALDI 1	1206
GO	230 kV RIO CLARO 2	3501	RS	230 kV GRAVATAI2	1210
GO	230 kV CARAJAS	3714	RS	230 kV GUARITA	1213
GO	230 kV PIRINEUS	3723	RS	230 kV LAJEADO 2	1218
MA	230 kV COELHO NETO	5525	RS	230 kV MACAMBARA	1225
MA	230 kV CAXIAS II	5528	RS	230 kV NOVA PRATA 2	1228
MA	230 kV PERITORO	5531	RS	230 kV LIVRAMENTO 2	1230
MA	230 kV MIRANDA II	5541	RS	230 kV OSORIO 2	1231
MA	230 kV SAO LUIS I	5561	RS	230 kV PELOTAS3	1236
MA	230 kV P.DUTRA	5581	RS	230 kV PRE.MEDICI	1239
MA	230 kV IMPERATRIZ	5591	RS	230 kV PASSO REAL	1243
MA	230 kV PORTO FRANCO	5601	RS	230 kV QUINTA	1246
MA	230 kV CHAPADINHA II	5685	RS	230 kV TAQUARA	1249
MA	230 kV SAO LUIS IV	5689	RS	230 kV SANTO ANGELO2	1250
MA	230 kV SAO LUIS III	5691	RS	230 kV SAO BORJA2	1254
MA	230 kV ENCRUZO NOVO	6001	RS	230 kV SANTA CRUZ1	1256
MG	345 kV POCOS CALDAS	120	RS	230 kV PORTOALEGRE 4	1259
MG	345 kV ITUTINGA	138	RS	230 kV PORTOALEGRE6	1263
MG	345 kV BARBACENA 2	308	RS	230 kV PORTO ALEGRE8	1264
MG	345 kV BARREIRO 1	313	RS	230 kV PORTO ALEGRE9	1267
MG	230 kV CONSE. PENA	319	RS	230 kV PORTOALEGRE10	1268
MG	345 kV JUIZ DE FORA1	331	RS	230 kV PORTOALEGRE13	1270
MG	345 kV LAFAIETE 1	336	RS	230 kV SANTA MARIA 3	1278
MG	345 kV MONTESCLAROS2	341	RS	230 kV SANTA MARTA	1281
MG	500 kV NEVES 1	349	RS	230 kV SANTA ROSA 1	1283
MG	345 kV PIMENTA	367	RS	230 kV S.VICENTE SUL	1286
MG	345 kV TAQUARIL	372	RS	230 kV PASSO DO MEIO	1287
MG	500 kV S. G. DO PARA	378	RS	230 kV TAPERA 2	1291
MG	345 kV TRES MARIAS	380	RS	230 kV URUGUAIANA5	1296
MG	500 kV OURO PRETO 2	384	RS	230 kV V.AIRES	1299
MG	230 kV G.VALADARES 2	394	RS	230 kV GRAVATAI3	1313
MG	345 kV VARZEA PALMA1	398	RS	230 kV IJUI 2	1323
MG	345 kV SETE LAGOAS 4	1475	RS	230 kV L.VERMELHA 2	1325
MG	500 kV ITAJUBA 3	1503	RS	230 kV ATLANTIDA 2	1330
MG	230 kV IPATINGA 1	1530	RS	230 kV CAXIAS 6	1386
MG	230 kV ITABIRA 2	1534	RS	230 kV MISSOES	2078
MG	230 kV ACESITA	1596	RS	230 kV JARDIM BOTANICO	9262
MG	500 kV PARACATU 4	3008	RS	230 kV VIAMAO 3	9263

Estado	Nome do Barramento	Nº Barra Anarede	Estado	Nome do Barramento	Nº Barra Anarede
MG	345 kV PADRE FIALHO	3344	RS	230 kV RESTINGA	9302
MG	230 kV JAÍBA	3389	RS	230 KV CACHOEIRINHA 3	9304
MG	500 kV VESPASIANO 2	4028	RS	230 kV N.PETROPOLIS2	9547
MG	345 kV PIRAPORA 2	4051	RS	230 kV CAMAQUA 3	9569
MG	230 kV ARACUAI 2	4070	RS	230 kV TORRES 2	9693
MG	230 kV TIMOTEO 2	4072	RS	230 kV CERRO CHATO	9731
MG	345 kV SANT.DUMONT 2	4098	RS	230 kV SCHARLAU 2	9780
MG	230 kV JANAUBA 3	4311	RS	230 kV LAJEADO III	9783
MG	230 kV J.MONLEVADE 4	4331	RS	525 kV S V PALMAR 2	9822
MG	345 kV BETIM 6	4337	RS	230 kV VINHEDOS	9836
MG	345 kV VARGINHA 4	4360	RS	230 kV VILA MARIA	9920
MG	345 kV LEOPOLDINA 2	7401	RS	230 KV P.ALEGRE 1	9961
MG	345 KV M.ALEGRE DE MINAS 2	7408	SC	230 kV BLUMENAU	939
MG	345 KV ARAXÁ 3	7410	SC	230 kV DESTERRO	945
MG	345 KV UBERLÂNDIA 10	7413	SC	230 kV BIGUACU	947
MG	230 kV BRAUNAS	9051	SC	230 kV RIO DO SUL	949
MS	440 kV MARECH.RONDON	530	SC	230 kV LAGES	950
MS	230 kV CORUMBA 2	1018	SC	230 kV C.NOVS	956
MS	230 kV CAMPO GRANDE2	1025	SC	230 kV FORQUILHINHA	961
MS	230 kV SIDROLANDIA 2	1085	SC	230 kV ITAJAI	991
MS	230 kV DOURADOS	1086	SC	230 kV J.LACERDA-A	1006
MS	230 kV RIO BRILHANTE	1087	SC	230 kV JOINVILLE	1015
MS	230 kV IVINHEMA 2	1088	SC	230 kV JOINV.NORTE	1020
MS	230 kV CHAPADAO	1089	SC	230 kV PALHOCA ESU	1034
MS	230 kV PARAÍSO 2	1898	SC	230 kV SIDEROPOL.ESU	1057
MS	230 kV DOURADOS 2	10101	SC	230 kV TUBARAO SUL	1063
MS	230 kV IGUATEMI 2	10258	SC	230 kV XANXERE ESU	1069
MT	230 kV PARECIS	4448	SC	230 kV VIDEIRA	1074
MT	230 kV BARRA PEIXE	4502	SC	230 kV GASPAR 2	9533
MT	230 kV RONDONOPOLIS	4522	SC	230 kV PINHALZINHO 2	9840
MT	230 kV COXIPO	4532	SC	230 KV RATONES	9992
MT	230 kV NOBRES	4542	SC	230 KV JOINVILLE SUL	10056
MT	230 kV NOVA MUTUM	4552	SC	230 KV ITAJAÍ 2	10070
MT	230 kV SORRISO	4562	SC	230 KV JARAGUÁ DO SUL	10087
MT	230 kV L.D.RIO VERDE	4573	SC	230 KV INDAIAL 2	10094
MT	230 kV SINOP	4582	SE	230 kV ITABAIANA	5711
MT	230 kV VARZ.GRANDE 2	4711	SE	230 kV JARDIM	5721
MT	230 kV JAURU	4862	SE	230 kV NSA.SRA.SOCORRO	5741
MT	230 kV BRASNORTE	4868	SE	230 kV ITABAIANINHA	5961
MT	230 kV JUBA	4869	SP	500 kV C. PAULISTA	104
MT	230 kV DARDANELOS	4892	SP	345 kV CAMPINAS	123

Estado	Nome do Barramento	Nº Barra Anarede	Estado	Nome do Barramento	Nº Barra Anarede
MT	230 kV JUINA	4894	SP	230 kV EDGARD SOUZA	410
PA	230 kV MARABA	6401	SP	440 kV OESTE	414
PA	230 kV CARAJAS	6407	SP	230 kV MANOEL DA NOBREGA	416
PA	230 kV ITACAIUNAS	6441	SP	230 kV PIRITUBA	421
PA	230 kV VILA DO CONDE	6461	SP	230 kV ROSANA	423
PA	230 kV GUAMA	6471	SP	230 kV CENTRO-CTR	427
PA	230 kV UTINGA	6481	SP	345 kV NORTE	435
PA	230 kV CASTANHAL	6489	SP	345 kV MIGUEL REALE	438
PA	230 kV SANTA MARIA	6491	SP	345 kV ANHANGUERA	439
PA	230 kV ALTAMIRA	6521	SP	345 kV NORDESTE	442
PA	230 kV TRANSAMAZONIC	6531	SP	230 kV MOGI	446
PA	230 kV TOME-ACU	6535	SP	345 kV ITAPETI	449
PA	230 kV RUROPOLIS	6541	SP	440 kV AGUA AZUL	453
PA	230 kV TAPAJOS II	6551	SP	230 kV S.JOSE CAMPOS	454
PA	230 kV SANT. ARAGUAIA	6562	SP	230 kV APARECIDA	458
PA	230 kV ONCA PUMA	6565	SP	230 kV SANTA CABECA	461
PA	230 kV XINGUARA 2	6571	SP	345 kV LESTE	464
PA	230 kV MARITUBA	6661	SP	345 kV RAM REBERT F	466
PA	230 kV MIRAMAR	6710	SP	345 kV B. SANTISTA	471
PA	500 kV ORIXIMINA	8300	SP	345 kV SUL	474
PA	230 kV JURUTI	8321	SP	440 kV BAGUACU	478
PB	230 kV MUSSURE II	5211	SP	230 kV PIRATININGA	484
PB	230 kV C.GRANDE II	5222	SP	345 kV PIRATININGA 2	487
PB	230 kV SANTA RITA II	5271	SP	345 kV BANDEIRANTES	492
PB	230 kV J.PESSOA 2	5837	SP	345 kV M. FORNASARO	495
PE	230 kV GARANHUNS II	5091	SP	440 kV SALTO	527
PE	230 kV ARCOVERDE II	5092	SP	440 kV AGUA VERMELHA	536
PE	230 kV ANGELIM	5101	SP	440 kV JUPIA	539
PE	230 kV TACAIMBO	5121	SP	440 kV GETULINA	540
PE	230 kV PIRAPAMA II	5131	SP	440 kV TRES IRMAOS	542
PE	230 kV BONGI	5152	SP	440 kV TAQUARUCU	547
PE	230 kV PAU FERRO	5181	SP	440 kV CAPIVARA	549
PE	230 kV MIRUEIRA	5191	SP	230 kV ASSIS	551
PE	230 kV GOIANINHA	5201	SP	440 kV BAURU	561
PE	230 kV RIBEIRAO	5281	SP	440 kV RIBEIRAOPRETO	563
PE	230 kV JOAIRAM	5331	SP	440 kV MOGI MIRIM 3	565
PE	230 kV JABOATAO II	5346	SP	440 kV SANTA BARBARA	567
PE	230 kV SUAPE III	5362	SP	440 kV SUMARE	570
PE	230 kV BOM NOME	5401	SP	440 kV MIRASSOL II	572
PE	230 kV FLORESTA II	5420	SP	440 kV PIRACICABA	573
PE	230 kV LAGOA DO CARRO	6663	SP	440 kV BOM JARDIM	574

Estado	Nome do Barramento	Nº Barra Anarede	Estado	Nome do Barramento	Nº Barra Anarede
PI	230 kV CHAPADA I	5303	SP	440 kV EMBU-GUACU	581
PI	230 kV TERESINA III	5321	SP	440 kV CABREUVA	584
PI	230 kV RIB.GONCALVES	5430	SP	440 kV JANDIRA	586
PI	230 kV PIRIPIRI	5491	SP	440 kV ARARAS	589
PI	230 kV TERESINA	5501	SP	440 kV SANTO ANGELO	593
PI	230 kV TERESINA II	5502	SP	440 kV TAUBATE	599
PI	230 kV B. ESPERANCA	5511	SP	230 kV SALTO GRANDE	612
PI	230 kV S.JOAO PIAUI	5571	SP	230 kV CHAVANTES	615
PI	230 kV PICOS	5671	SP	230 kV JURUMIRIM	618
PI	230 kV ELISEU MARTINS	5681	SP	230 kV CAPAO BONITO	623
PI	230 kV PARNAIBA III	5734	SP	230 kV BOTUCATU	625
PI	230 kV BOM JESUS II	7181	SP	230 kV ITARARE II	627
PI	230 kV GILBUES II	7191	SP	230 kV PAR.PAULISTA2	667
PR	230 kV BATEIAS	814	SP	440 kV ALTA PAULISTA	668
PR	230 kV C.I.CURITIBA	815	SP	345 kV ATIBAIA II	697
PR	230 kV C.COMPRIDO	816	SP	230 kV CERQUILHO III	2035
PR	230 kV PARIGOT SOUZA	817	SP	500 kV MORRO AGUDO	3110
PR	230 kV D.S.J.PINHAIS	818	SP	500 kV ITATIBA	6609
PR	230 kV PILARZINHO	819	SP	345 kV SÃO MIGUEL	7691
PR	230 kV UBERABA	820	SP	345 kV S.CAETANO DO SUL	7693
PR	230 kV UMBARA	821	TO	500 kV MIRACEMA	7200
PR	230 kV JAGUARIAIVA	827	TO	230 kV PALMAS	7221
PR	230 kV PONTA G NORTE	829	TO	230 kV DIANÓPOLIS II	7227
ES	345 kV RIO NOVO SUL	3032	TO	500 kV COLINAS	7300
ES	345 kV JOAO NEIVA 2	3035			

Tabela A-1 – Barramentos do SIN Monitorados para o Cálculo do RoCoF