



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CAMPUS FLORIANÓPOLIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Núbia Sidene Almeida das Virgens

**INSERÇÃO DA ESTIMAÇÃO DO NÍVEL DE INÉRCIA NO PLANEJAMENTO DA
EXPANSÃO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Florianópolis
2023

Núbia Sidene Almeida das Virgens

**INSERÇÃO DA ESTIMAÇÃO DO NÍVEL DE INÉRCIA NO PLANEJAMENTO DA
EXPANSÃO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-graduação
em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do título de Mestre em Sistemas
de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Mauro Augusto da Rosa

Florianópolis

2023

Ficha de identificação da obra

ALMEIDA DAS VIRGENS, NÚBIA SIDENE
INSERÇÃO DA ESTIMAÇÃO DO NÍVEL DE INÉRCIA NO PLANEJAMENTO DA
EXPANSÃO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NÚBIA
SIDENE ALMEIDA DAS VIRGENS ; orientadora, MAURO AUGUSTO DA ROSA,
2023.

173 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2023.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. SISTEMAS DE ENERGIA. 3.
PLANEJAMENTO. 4. CONFIABILIDADE. 5. INÉRCIA. I. DA ROSA, MAURO
AUGUSTO. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Núbia Sidene Almeida das Virgens

**INSERÇÃO DA ESTIMAÇÃO DO NÍVEL DE INÉRCIA NO
PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

O presente trabalho em nível de mestrado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Leonardo Elizeire Bremermann, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Gabriel Santos Bolacell, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de mestre em Sistemas de Energia.

Prof. Telles Brunelli Lazzarin, Dr.
Coordenação do Programa de Pós-Graduação

Prof. Mauro Augusto Rosa, Dr.
Orientador

Florianópolis, 2023

Este trabalho é dedicado ao futuro dos sistemas de energia.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha profunda gratidão aos meus pais, Rosane Vieira e Alberto Ramão Almeida das Virgens, por todo o amor, apoio e dedicação ao longo da minha vida e especialmente durante a minha trajetória acadêmica.

Agradeço à minha mãe por sempre estar presente em minha vida, me incentivado e encorajando a explorar e descobrir meu potencial e principalmente, por me apoiar em todos os aspectos. Sua dedicação e amor incondicional é uma benção em minha vida e foram fundamentais para a minha motivação e sucesso.

Agradeço ao meu irmão Marcio Leonardo Almeida das Virgens, sua presença em minha vida é uma fonte de conforto e apoio. Sou grata por tê-lo como irmão e melhor amigo.

Agradeço à minha tia e madrinha Sandra Mara Vieira, sua presença em minha vida é um verdadeiro presente, sempre oferecendo seu tempo e recursos para me ajudar a alcançar meus sonhos. Sua generosidade e amor incondicional são uma inspiração. Sinto-me profundamente grata por tê-la como minha madrinha.

Agradeço ao meu melhor amigo desde a graduação em Engenharia Elétrica na Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, Evandro Teófilo de Melo, por ser uma fonte de inspiração, otimismo, força e resiliência, por me encorajar ao longo desse projeto e agora, por ser meu companheiro de vida.

Agradeço às minhas amigas Alessandra Gracielli Pirolli e Ana Paula Zanatta por toda amizade e apoio ao longo desse projeto e por sempre estarem presentes em minha vida.

Agradeço ao amigo Flavio Maia de Lima, por dividir as alegrias e angústias da pós-graduação, e por ser a minha família em Florianópolis.

Agradeço à Universidade Federal de Santa Catarina, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e ao Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia (LabPlan), por fornecer um ambiente de aprendizado enriquecedor e pelas oportunidades que me foram oferecidas.

Agradeço à amiga, Luciana Cabral Teixeira, por ter me recebido no LabPlan e dividido comigo cafés e histórias.

Agradeço ao amigo e colega de laboratório e pesquisa, Eduardo Toniazzi por toda colaboração ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e a o INESC P&D Brasil, pelo incentivo e apoio financeiro.

Agradeço à presença, disposição e contribuição do prof. Leonardo Elizeire Bremermann e do prof. Gabriel Santos Bolacell como membros da banca avaliadora.

Agradeço ao meu orientador e prof. Mauro Augusto Rosa, pela orientação que me proporcionou durante todo o nosso trabalho. Seu conhecimento, experiência e paixão pela pesquisa foram inspiradores e me ajudaram a me tornar uma pesquisadora mais confiante. Agradeço por aceitar me orientar, por me ensinar valiosas lições nesses anos de trabalho e a superar desafios durante o processo de pesquisa.

*Uma nação que não consegue controlar suas fontes de energia não pode controlar o
seu futuro.*

Barack Obama.

RESUMO

O cenário de transição energética ao redor do mundo e o aumento da utilização das fontes de energias renováveis intermitentes e não controláveis, com destaque para a geração eólica, podem, por um lado beneficiar o sistema elétrico na perspectiva energética, e por outro lado tornar os sistemas de energia mais vulneráveis, reduzindo aspectos importantes da confiabilidade pelo lado da segurança na operação interligada. Um dos impasses existentes é que fontes de energia (geração eólica e solar fotovoltaica), são mais restritas para a resposta inercial ao sistema elétrico, impondo alguma fragilidade para o balanço carga-geração. Neste contexto, surge a necessidade de acompanhamento de requisitos de inércia total do sistema elétrico em diferentes etapas de planejamento da expansão. No entanto, os avanços nessa linha de pesquisa ainda são complexos e escassos, e exigem um grande esforço metodológico e computacional que inclui a modificação e construção de base de dados, necessários para a realização de simulações que envolvam adequação e segurança concomitantemente. Sendo assim, o principal objetivo desta dissertação de mestrado é introduzir aspectos de monitoramento de inércia no planejamento da expansão. Neste documento, é realizada a análise do *IEEE Reliability Test System: A Proposed 2019 Update*. Este sistema teste está preparado para abordar temas voltados a nova realidade dos sistemas de energia elétrica, considerando grande participação de fontes renováveis em sua matriz energética. De forma a ilustrar o potencial da metodologia são realizadas análises do sistema interligado nacional (SIN) do Brasil, para os cenários de planejamento contidos no plano decenal 2020 e 2030 elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Palavras-chave: Sistema Elétrico, Planejamento da Expansão, Fontes Renováveis, Confiabilidade, Inércia.

ABSTRACT

The scenario of energy transition around the world and the increasing use of intermittent and uncontrollable renewable energy sources, with a focus on wind power generation, can, on one hand, benefit the electricity system from an energy perspective, but on the other hand, make energy systems more vulnerable, reducing important aspects of reliability from the security standpoint of interconnected operation. One of the existing impediments is that energy sources (wind and photovoltaic solar generation) are more restricted in providing inertial response to the electrical system, imposing some fragility to the load-generation balance. In this context, there is a need to monitor the total inertia requirements of the electrical system at different stages of expansion planning. However, advances in this research area are still complex and scarce, requiring significant methodological and computational efforts, including the modification and construction of databases, necessary to carry out simulations that involve adequacy and safety simultaneously. Therefore, the main objective of this master's dissertation is to introduce aspects of inertia monitoring in expansion planning. In this document, an analysis is carried out on the IEEE Reliability Test System: A Proposed 2019 Update. This test system is prepared to address topics related to the new reality of electrical energy systems, considering a large participation of renewable sources in its energy matrix. In order to illustrate the potential of the methodology, analyses are carried out on Brazil's national interconnected system (SIN) for the planning scenarios contained in the 2020 and 2030 decennial plans developed by the Energy Research Company (EPE).

Keywords: Electrical System, Expansion Planning, Renewable Sources, Reliability, Inertia.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Evolução do conceito de inércia	22
Figura 2 - Exemplo do cálculo da inércia de um sistema de geração.....	25
Figura 3- Efeito da variação da constante de inércia na taxa de variação de frequência	33
Figura 4 - Operação confiável na ocorrência de contingência	34
Figura 5 – Exemplo Resposta típica de um sistema de energia elétrica à perda de geração com resposta inercial, regulação primária e com regulação primária + CAG	35
Figura 6 - Variação da resposta típica da frequência após a perda de geração com a inércia equivalente do sistema.....	36
Figura 7 - Conexão gerador eólico de velocidade fixa com à rede de energia – Tipo 1	44
Figura 8 - Conexão gerador eólico de velocidade variável com à rede de energia – Tipo 2....	44
Figura 9 - Conexão gerador eólico de velocidade fixa com à rede de energia através de conversor AC/DC/AC – Tipo 3	45
Figura 10 - Conexão gerador eólico de velocidade fixa com à rede de energia através de conversor completo de CA/CC/CA invertido - Tipo 4.....	46
Figura 11- Conexão gerador fotovoltaico com à rede de energia utilizando eletrônica de potência.....	47
Figura 12 - Conexão gerador solar fotovoltaico com à rede de energia utilizando eletrônica	48
Figura 13 - Conexão gerador solar fotovoltaico com à rede de energia utilizando eletrônica de potência e filtro.....	48
Figura 14 - Estabilidade dos sistemas de energia elétrica	55
Figura 15 - Diferentes balanços entre carga e geração	56
Figura 16 - Controle de contingências.....	57
Figura 17- Proposta metodológica.....	60
Figura 18 - Contextualização da avaliação probabilística da estabilidade do sistema de energia	61
Figura 19 - Fluxograma Método de Monte Carlo	63
Figura 20 - Tríade de performance	65
Figura 21 - Composição da classe de geração das termelétricas do sistema teste IEEE RTS 2019	69
Figura 22 - Características energéticas do 1º conjunto de hidrelétricas.....	71
Figura 23 - Características energéticas do 2º conjunto de hidrelétricas.....	71

Figura 24 - Características energéticas do 3º conjunto de hidrelétricas.....	72
Figura 25 - Características energéticas de todos os conjuntos de hidrelétricas.....	72
Figura 26 - Características energéticas do 1º parque de geração eólica.....	74
Figura 27- Características energéticas do 2º parque de geração eólica.....	75
Figura 28 - Características energéticas do 3º parque de geração eólica.....	75
Figura 29 - Características energéticas do 4º parque de geração eólica.....	76
Figura 30 - Características energéticas simultâneas dos parques de geração eólica	76
Figura 31- Média das características energéticas do tipo PV ao longo do ano	78
Figura 32 - Características energéticas do tipo CSP ao longo do ano.....	79
Figura 33- Características energéticas do tipo RTPV ao longo do ano.....	79
Figura 34 - Evolução da capacidade instalada existente e contratada do SIN	82
Figura 35 - Planejamento e horizontes	86
Figura 36 - Inércia estimada literatura x Inércia estimada operador (SIN - 2020).....	110
Figura 37 - Inércia estimada literatura x inércia estimada operador (SIN - 2030).....	110
Figura 38 - Avaliação da Inércia Síncrona (MWs).....	111
Figura 39 - Avaliação da Inércia Sintética/Assíncrona (MWs).....	112
Figura 40 - Planejamento para o Sistema IEEE RTS 2019	113
Figura 41 - Confiabilidade e Segurança	114

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Lista de tecnologias de contribuição de inércia.....	24
Tabela 2 - Constantes de inércia das geradoras hidrelétricas em MWs/MVA.....	30
Tabela 3 - Constantes de inércia para geradoras hidrelétricas em s.....	31
Tabela 4 - Constantes de inércia para geradoras termelétricas em MWs/MVA e s.....	31
Tabela 5 - Constantes de inércia para termelétricas em s.....	32
Tabela 6 - Constantes de inércia para turbinas eólicas em s.....	37
Tabela 7 - Indicadores de confiabilidade IEEE RTS 2019.....	87
Tabela 8 - Indicadores de confiabilidade nos cenários de planejamento com crescimento da carga sistêmica.....	88
Tabela 9 - Transição energética.....	89
Tabela 10 - Índices de confiabilidade com nova configuração de geração sistêmica.....	89
Tabela 11 - Índices abertos para o planejamento no curto prazo – parte 1.....	91
Tabela 12 - Índices abertos para o planejamento no curto prazo – parte 2.....	92
Tabela 13 - Ações e modificações no sistema de transmissão no curto prazo.....	93
Tabela 14 - Índices abertos para o planejamento no curto prazo – parte 3.....	94
Tabela 15 - Índices para o planejamento no médio prazo – parte 1.....	95
Tabela 16 - Índices para o planejamento no médio prazo – parte 2.....	97
Tabela 17 - Ações e modificações no sistema de transmissão no médio prazo.....	98
Tabela 18 - Índices para o planejamento no médio prazo – parte 3.....	99
Tabela 19 - Índices para o planejamento no longo prazo – parte 1.....	101
Tabela 20 - Índices para o planejamento no longo prazo - parte 2.....	102
Tabela 21 - Ações e modificações no sistema de transmissão no longo prazo.....	103
Tabela 22 - Índices para o planejamento de longo prazo – parte 3.....	105
Tabela 23 - Índices de estados inseguros no planejamento de curto prazo.....	107
Tabela 24 - Índices de Estados Inseguros no Planejamento de Médio Prazo.....	108
Tabela 25 - Índices de Estados Inseguros no Planejamento de Longo Prazo.....	108
Tabela 26 - Características elétricas termelétricas IEEE RTS 2019.....	125
Tabela 27 - Classificação das termelétricas IEEE RTS 2019.....	127
Tabela 28 - Parâmetros estocásticos termelétricas por tecnologia de geração IEEE RTS 2019.....	128
Tabela 29 - Parâmetros estocásticos termelétricas por classe de potência IEEE RTS 2019..	128

Tabela 30 - Características dinâmicas termelétricas IEEE RTS 2019.....	129
Tabela 31 - Características elétricas hidrelétricas IEEE RTS 2019	132
Tabela 32 - Parâmetros estocásticos hidrelétricas IEEE RTS 2019	132
Tabela 33 - Características dinâmicas hidrelétricas IEEE RTS 2019	133
Tabela 34 - Características elétricas eólicas IEEE RTS 2019.....	134
Tabela 35 - Parâmetros estocásticos eólicas IEEE RTS 2019.....	134
Tabela 36 - Características dinâmicas eólicas IEEE RTS 2019	134
Tabela 37 - Características elétricas solar fotovoltaica IEEE RTS 2019	135
Tabela 38 - Parâmetros estocásticos solar fotovoltaica IEEE RTS 2019	137
Tabela 39 - Parâmetros estocásticos solar fotovoltaica por classe de potência IEEE RTS 2019	137
Tabela 40 - Características dinâmicas solar fotovoltaica IEEE RTS 2019	137
Tabela 41 - Características elétricas compensador síncrono IEEE RTS 2019	140
Tabela 42 - Características dinâmicas do compensador síncrono IEEE RTS 2019	140
Tabela 43 - Características elétricas das linhas de transmissão IEEE RTS 2019.....	140
Tabela 44 - Classificação barras IEEE RTS 2019.....	144
Tabela 45 - Características elétricas e dinâmicas das termelétricas – SIN 2020.....	147
Tabela 46 - Características elétricas e dinâmicas das hidrelétricas – SIN 2020.....	152
Tabela 47 - Contribuição inércia SIN 2020 - Literatura.....	161
Tabela 48 - Contribuição inércia SIN 2030 - Literatura.....	161
Tabela 49 - Contribuição inércia SIN 2020 - ONS	162
Tabela 50 - Contribuição inércia SIN 2030 - ONS	162

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CA - Corrente Alternada

CC - Corrente Contínua

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

ERAC - Esquema Regional de Alívio de Carga

FV - Fotovoltaica

MMC - Método de Monte Carlo

MCS - Método de Monte Carlo Sequencial

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH - Pequena Central Hidrelétrica

ROCOF - Taxa de Mudança de Frequência

SEP - Sistemas Elétricos de Potência

SIN - Sistema Interligado Nacional (Brasileiro)

UHE - Usina Hidrelétrica

SUMÁRIO

Capítulo 1

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	CONTEXTO E MOTIVAÇÃO	15
1.2	OBJETIVOS E QUESTÕES DE PESQUISA	16
1.2.1	Objetivo Geral	17
1.2.2	Objetivos Específicos	17
1.2.3	Questões de Pesquisa	17
1.3	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	18

Capítulo 2

2	INÉRCIA EM SISTEMAS DE ENERGIA	20
2.1	INTRODUÇÃO	20
2.1.1	Inércia e Energia Potencial Elétrica	22
2.1.2	Contribuição de Inércia por Tecnologias	23
2.1.3	Inércia e Máquinas Síncronas	24
2.1.3.1	<i>Inércia e Equações de Balanço</i>	26
2.1.3.2	<i>Cálculo da Constante de Tempo da Inércia</i>	29
2.1.3.3	<i>Inércia e Geradoras Hidrelétricas</i>	30
2.1.3.4	<i>Inércia e Geradoras Termelétricas</i>	31
2.1.3.5	<i>Inércia no Controle de Frequência</i>	32
2.1.3.6	<i>Inércia e Confiabilidade na Vertente da Segurança e Operação dos Sistemas de Energia Convencional</i>	33
2.1.4	Inércia e Máquinas Assíncronas	36
2.1.4.1	<i>Inércia e Geradoras Eólicas</i>	37
2.1.4.2	<i>Inércia e Geradoras Solar Fotovoltaica</i>	38
2.1.5	Inércia e Sistema de Transmissão de Energia Elétrica	39
2.1.6	Inércia e Carga Sistêmica	39

2.1.7	Inserção da Inércia no Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão	39
2.2	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO 2.....	40
Capítulo 3		
3	SISTEMAS DE ENERGIA.....	41
3.1	INTRODUÇÃO.....	41
3.2	RECURSOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA	41
3.2.1	Fontes de Potência	41
3.2.1.1	<i>Hidrelétricas.....</i>	<i>41</i>
3.2.1.2	<i>Termelétricas</i>	<i>42</i>
3.2.2	Fontes de Energia	42
3.2.2.1	<i>Eólicas</i>	<i>43</i>
3.2.2.1.1	Topologias Eólica	43
3.2.2.2	<i>Solar Fotovoltaica</i>	<i>46</i>
3.2.2.2.1	Topologias Solar Fotovoltaica.....	47
3.2.2.3	<i>Híbridas</i>	<i>49</i>
3.2.2.4	<i>Sistemas de Armazenamento</i>	<i>49</i>
3.3	CONFIABILIDADE DOS SISTEMAS DE ENERGIA	49
3.3.1	Adequação da capacidade de geração.....	50
3.3.1.1	<i>Reservas Operacionais e Reservas de Planejamento.....</i>	<i>50</i>
3.3.1.1.1	Classificação e Controle de Reserva de Potência Operativa em Fontes de Potência.....	51
3.3.1.1.2	Classificação e Controle de Reserva de Potência Operativa em Fontes de Energia.....	52
3.3.1.1.3	Reservas Operativa Mínimas e Estudos Probabilísticos.....	53
3.3.2	Segurança e Estabilidade e Dinâmica dos Sistemas de Energia.....	54
3.3.2.1	<i>Comportamento dinâmico e classificações de estabilidade</i>	<i>54</i>

3.3.3	Controle e Estabilidade da Frequência	55
3.3.3.1	<i>ROCOF</i>	56
3.3.3.2	<i>Recursos de Controle de Frequência</i>	56
3.3.4	Perspectivas de longo prazo no Brasil	57
3.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO 3.....	58
Capítulo 4		
4	METODOLOGIA.....	59
4.1	INTRODUÇÃO.....	59
4.2	MÉTODOS PROBABILÍSTICOS APLICADOS EM SISTEMAS DE ENERGIA.....	61
4.2.1	Processo Estocástico	62
4.2.2	Método de Monte Carlo	62
4.2.3	Método de Monte Carlo Sequencial.....	64
4.3	FERRAMENTA COMPUTACIONAL E SIMULAÇÃO ESTÁTICA.....	64
4.4	ÍNDICES CLÁSSICOS DE CONFIABILIDADE.....	65
4.5	ÍNDICES CLÁSSICOS DE SEGURANÇA E RESTRIÇÃO INERCIAL	66
4.6	BASE DE DADOS - IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM 2019.....	67
4.6.1	RECURSOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA	68
4.6.1.1	<i>Termelétricas IEEE RTS 2019</i>	68
4.6.1.1.1	Características Elétricas Termelétricas.....	68
4.6.1.1.1	Características Energéticas Termelétricas	68
4.6.1.1.2	Características Estocásticas Termelétricas	69
4.6.1.1.3	Características Dinâmicas Termelétricas.....	69
4.6.1.2	<i>Hidrelétricas IEEE RTS 2019</i>	70
4.6.1.2.1	Características Elétricas Hidrelétricas IEEE RTS 2019	70
4.6.1.2.2	Características Energéticas Hidrelétricas IEEE RTS 2019	70
4.6.1.2.3	Características Estocásticas Hidrelétricas IEEE RTS 2019.....	73
4.6.1.2.4	Características Dinâmicas Hidrelétricas IEEE RTS 2019	73

4.6.1.3	<i>Eólicas IEEE RTS 2019</i>	73
4.6.1.3.1	Características Elétricas Eólicas IEEE RTS 2019	73
4.6.1.3.2	Características Energéticas Eólicas IEEE RTS 2019	73
4.6.1.3.3	Parâmetros Estocásticos Eólicas IEEE RTS 2019.....	77
4.6.1.3.4	Características Dinâmicas Eólica IEEE RTS 2019	77
4.6.1.4	<i>Energia Solar IEEE RTS 2019</i>	77
4.6.1.4.1	Características Elétricas da Energia Solar IEEE RTS 2019	77
4.6.1.4.2	Características Energéticas da Energia Solar IEEE RTS 2019	78
4.6.1.4.3	Características Estocásticas Solar Fotovoltaica IEEE RTS 2019.....	80
4.6.1.4.4	Características Dinâmicas Solar Fotovoltaica IEEE RTS 2019	80
4.6.1.5	<i>Compensadores Síncronos IEEE RTS 2019</i>	80
4.6.1.5.1	Características Elétricas Compensadores Síncronos IEEE RTS 2019	80
4.6.1.5.2	Características Dinâmicas Compensadores Síncronos IEEE RTS 2019	80
4.6.1.6	<i>Armazenamento IEEE RTS 2019</i>	81
4.6.1.7	<i>Linhas de Transmissão IEEE RTS 2019</i>	81
4.6.1.8	<i>Barras IEEE RTS 2019</i>	81
4.7	BASE DE DADOS GERAÇÃO SIN	81
4.7.1	RECURSOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA	82
4.7.1.1	<i>Termelétricas SIN 2020</i>	82
4.7.1.2	<i>Hidrelétricas SIN 2020</i>	82
4.7.1.3	<i>Eólicas SIN 2020</i>	83
4.7.1.4	<i>Solar Fotovoltaica SIN 2020</i>	83
4.8	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO 4.....	83
Capítulo 5		
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	85
5.1	INTRODUÇÃO.....	85
5.2	ESPECIFICAÇÕES COMPUTACIONAIS E DO SISTEMA OPERACIONAL	86

5.3	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO SISTEMA IEEE RTS 2019.....	86
5.3.1	PRIMEIRA ETAPA - AVALIAÇÃO GLOBAL IEEE RTS 2019.....	87
5.3.2	SEGUNDA ETAPA - AVALIAÇÃO GLOBAL NO PLANEJAMENTO COM AUMENTO DA CARGA SISTÊMICA	87
5.3.3	TERCEIRA ETAPA - AVALIAÇÃO GLOBAL NO PLANEJAMENTO COM AUMENTO DA CARGA SISTÊMICA E TRANSIÇÃO ENERGÉTICA.....	88
5.3.4	QUARTA ETAPA - AVALIAÇÃO GLOBAL DO PLANEJAMENTO.....	90
<i>5.3.4.1</i>	<i>Planejamento no Curto Prazo</i>	<i>90</i>
5.3.4.1.1	Planejamento no Curto Prazo - parte 1	91
5.3.4.1.2	Planejamento no Curto Prazo - parte 2	92
5.3.4.1.3	Planejamento no Curto Prazo - parte 3	93
<i>5.3.4.2</i>	<i>Planejamento no Médio Prazo</i>	<i>95</i>
5.3.4.2.1	Planejamento no Médio Prazo - parte 1	95
5.3.4.2.2	Planejamento no Médio Prazo – parte 2	96
5.3.4.2.3	Planejamento no Médio Prazo – parte 3	97
<i>5.3.4.3</i>	<i>Planejamento no Longo Prazo</i>	<i>100</i>
5.3.4.3.1	Planejamento no Longo Prazo – parte 1	100
5.3.4.3.2	Planejamento no Longo Prazo – parte 2	101
5.3.4.3.3	Planejamento no Longo Prazo – parte 3	103
5.3.5	QUINTA ETAPA - AVALIAÇÃO DOS ESTADOS INSEGUROS NO PLANEJAMENTO.....	106
<i>5.3.5.1</i>	<i>Planejamento no Curto Prazo – Estados Inseguros.....</i>	<i>107</i>
<i>5.3.5.2</i>	<i>Planejamento no Médio Prazo – Estados Inseguros.....</i>	<i>107</i>
<i>5.3.5.3</i>	<i>Planejamento no Longo Prazo – Estados Inseguros.....</i>	<i>108</i>
5.4	PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SIN	109
5.4.1	PRIMEIRA ETAPA - AVALIAÇÃO INÉRCIA TOTAL SIN	109
<i>5.4.1.1</i>	<i>Avaliação Inércia Total (MWs) SIN - 2020.....</i>	<i>109</i>
<i>5.4.1.2</i>	<i>Avaliação Inércia Total (MWs) SIN - 2030.....</i>	<i>110</i>

5.4.2	SEGUNDA ETAPA - AVALIAÇÃO INÉRCIA SÍNCRONA E ASSÍNCRONA.....	111
5.4.2.1	<i>Avaliação da Inércia Síncrona</i>	<i>111</i>
5.4.2.2	<i>Avaliação da Inércia Sintética/Assíncrona</i>	<i>112</i>
5.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO 5.....	112
Capítulo 6		
6	CONCLUSÃO.....	115
6.1	CONSIDERAÇÕES FINAIS	115
6.2	AVALIAÇÕES FINAIS	117
6.3	INDICAÇÕES DE TRABALHOS FUTUROS	119
7	BIBLIOGRAFIA	121
ANEXO A - SISTEMA IEEE RTS 2019		125
ANEXO B – SIN 2020		147
ANEXO C - INÉRCIA LITERATURA		161
ANEXO D – INÉRCIA ONS		162

Capítulo 1

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO E MOTIVAÇÃO

O movimento de transição energética e tecnológica em todos os sistemas elétricos do globo, é destaque mundial. Os incentivos à utilização de energias renováveis e o aumento de debates sobre esse assunto nos últimos anos foram intensificados pelo *Acordo de Paris*, realizado em 2015. Esse acordo rege medidas de redução de emissão de dióxido de carbono a partir de 2020, derivados, em parte, da produção de energia elétrica e tem por objetivos fortalecer a resposta à ameaça da mudança do clima, substituindo as fontes energéticas térmicas pelas fontes energéticas renováveis e intermitentes: eólicas e solares. Com isso, diferentes preocupações surgem ao redor do sistema de geração de cada sistema elétrico.

O planejamento estratégico alcançado em nível global, em função da percepção conjunta de diferentes países sobre as mudanças climáticas, vem conduzindo os operadores dos sistemas elétricos a perseguirem orientações estratégicas em benefício do orbe terrestre. Diretrizes como descarbonização, descentralização e digitalização também fazem parte da pauta de planejadores e operadores em todo o mundo. Nesse contexto, a principal aposta dos países é o investimento massivo na geração de energia elétrica limpa e sustentável através da geração eólica e solar fotovoltaica com o objetivo de reduzir a necessidade pelas fontes energéticas convencionais e poluidoras.

O melhor exemplo à substituição da geração de energia convencional, em nível mundial, é a Alemanha, que mostrou ao mundo nos últimos anos a sua revolução *energiewende*, através da priorização de soluções sustentáveis como a produção de energia solar fotovoltaica e eólica para a substituição das usinas termelétricas e nucleares do país. No entanto, essa revolução levantou preocupações sobre a estabilidade e confiabilidade da rede elétrica à medida que fontes renováveis intermitentes se tornam mais dominantes.

Por outro lado, países localizados na Europa e os EUA que possuem sistemas predominantemente térmicos, vêm centrando suas ações em princípios de descarbonização. Enquanto, em países como Brasil e Canadá, onde os sistemas são predominantemente hídricos, a descarbonização possui menor relevância no setor elétrico, sendo deslocada para o setor como o transporte e indústria de base, onde a utilização de veículos motores a combustão e máquinas

com base em combustíveis fósseis formam a base do problema de lançamento de carbono na atmosfera.

No entanto, em ambas as situações, Europa e EUA, bem como Brasil e Canadá, as mudanças na forma de operar os sistemas elétricos comungam da mesma dificuldade. Em ambos os casos, a redução de utilização de máquinas síncronas conectadas à rede e a proliferação do uso de máquinas assíncronas baseadas em inversores traz consigo a redução de alguns serviços de sistemas importantes para a operação interligada de sistemas elétricos, tais como os serviços ancilares que impactam nas mesmas questões enfrentadas pela Alemanha.

Esta dissertação abordará um dos aspectos vinculados aos serviços de sistemas, mais especificamente a inércia, buscando inseri-la nos objetivos do planejamento da expansão dos sistemas elétricos.

No Brasil, o ONS adota desde 2001 referências mínimas no que tange ao conceito de inércia, que envolvem: estabilidade da frequência elétrica, amortecimento de oscilações eletromecânicas e estabilidade eletromecânica (ONS Nota Técnica 137/2018, 2018). Para se ter um bom entendimento da estabilidade de um sistema de energia é imprescindível que parâmetros como: características das máquinas síncronas, desempenho geral e configuração das linhas de transmissão, sejam considerados.

Todas as informações apresentadas são essenciais para se discutir a inserção da estimação do nível de inércia de um sistema elétrico composto por uma matriz em transição elétrica e diversificada como são os casos dos sistemas IEEE RTS 2019 e o SIN.

Ainda, neste documento, foram reunidos conhecimentos sobre fontes de energia renováveis, física clássica, programação computacional, planejamento e operação de sistemas de energia ao redor do mundo e o panorama energético nacional.

1.2 OBJETIVOS E QUESTÕES DE PESQUISA

Nas seções abaixo estão descritos o objetivo geral, os objetivos específicos e as questões que envolvem essa pesquisa de dissertação de mestrado acadêmico.

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho de dissertação é discutir a importância da inércia em sistemas de energia elétrica e trazer este conceito/preocupação operativa para o planejamento da expansão de longo prazo, estabelecendo a necessidade de observação da modernização da infraestrutura dos sistemas elétricos de potência para a manutenção de um nível de inércia adequado aos sistemas do futuro.

A abordagem estabelecida para este trabalho está amparada por meio de simulações estáticas que avaliam a adequação dos sistemas elétricos possibilitando suporte a avaliações de segurança dinâmica.

1.2.2 Objetivos Específicos

- I. Revisão bibliográfica sobre os principais elementos que envolvem a operação dos sistemas elétricos com foco na inércia.
- II. Revisão bibliográfica detalhada sobre o conceito de inércia e sua aplicação em sistemas elétricos.
- III. Analisar os requisitos de inércia a partir de uma perspectiva estática, os quais impactam, diretamente, a estabilidade de configurações do sistema elétrico futuro.
- IV. Estabelecer uma forma indireta de monitoramento da inércia por meio de indicadores de confiabilidade no âmbito da adequação dos sistemas elétricos.
- V. Afirmar a inércia como uma preocupação do planejamento a longo prazo nos sistemas elétricos.

1.2.3 Questões de Pesquisa

O movimento de transição das fontes de energia para a geração elétrica abre desafios e oportunidades para os operadores e planejadores do sistema elétrico ao redor do mundo. O estudo que este trabalho se propõe a realizar, busca esclarecer algumas questões atuais que envolvem o planejamento e a inércia do sistema elétrico.

Dentre as várias questões vinculadas ao tema desta dissertação, podem-se destacar algumas cuja abordagem da adequação permite buscar respostas em diferentes níveis de profundidade, como por exemplo:

- 1) Como contabilizar a inércia existente em um *unit commitment* (ou despacho)?
- 2) Como estabelecer as necessidades de inércia de um sistema elétrico de energia no longo prazo?
- 3) Como avaliar os requisitos de inércia para um sistema de energia?
- 4) Como estimar o nível de inércia para um sistema elétrico futuro?

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

O trabalho de pesquisa desenvolvido no âmbito desta dissertação é organizado em 6 capítulos.

Este documento está organizado da seguinte forma:

Capítulo 1: Contém uma breve contextualização do trabalho e o escopo do problema da pesquisa em estudo. São apresentados a motivação, objetivos, bem como a estrutura do documento.

Capítulo 2: Contém uma revisitação de conceitos e posicionamento no estado da arte. Apresenta-se uma breve revisão sobre inércia e como ela se aplica nos sistemas de energia.

Capítulo 3: Contém uma revisitação de conceitos e posicionamento no estado da arte. Apresenta-se uma breve revisão de conceitos necessários para o desenvolvimento desta pesquisa e dos conceitos utilizados em sistemas de energia. De forma mais específica são apresentados os principais conceitos de um sistema de energia: geração de energia elétrica e confiabilidade do sistema.

Capítulo 4: Contém a apresentação da metodologia a ser utilizada e o banco de dados construído para a realização das simulações;

Capítulo 5: Apresenta-se os resultados obtidos nas simulações computacionais e projeção dos níveis de inércia para o SIN.

Capítulo 6: Apresentam-se as conclusões deste trabalho de pesquisa, as respostas para as perguntas que balizaram essa pesquisa, as principais contribuições ao conhecimento científico e indica perspectivas para trabalhos futuros.

Capítulo 2

2 INÉRCIA EM SISTEMAS DE ENERGIA

2.1 INTRODUÇÃO

Para entender o conceito de inércia é necessário retornarmos à época de Aristóteles (385 – 323 a.C.), o qual acreditava que o movimento dos corpos era dividido em duas categorias: natural e violento. Os corpos se movimentavam por eles mesmo, ou seja, já possuíam movimento natural, como por exemplo: seres humanos e animais, enquanto outros corpos inanimados necessitavam de movimentos violentos para saírem do seu estado de repouso. Segundo Aristóteles “Ninguém pode dizer que um objeto uma vez colocado em movimento deveria parar em algum lugar, pois, por que ele deveria parar aqui e não ali? Assim um objeto estará em repouso ou então se moverá até o infinito, a menos que alguma coisa mais poderosa o impeça de assim o fazer” (Pires, 2008).

Do ponto de vista de Aristóteles, se não houvesse nenhuma resistência interferindo no movimento do objeto que sofre a ação do movimento violento, o objeto nunca iria parar de se mover. Essa perspectiva é o ponto inicial para os estudos que o sucederam até alcançarmos a definição conhecida de *inércia*.

Chegando na idade média, surgiram as distinções entre cinemática e dinâmica. O movimento passou a ser estudado sob duas perspectivas, a primeira da causa e a segunda do efeito. Durante esse período foram estabelecidos os conceitos de velocidade e velocidade instantânea, além das definições dos conceitos de movimento uniforme e movimento variável. Nessa época o filósofo e religioso francês Jean Buridan (1300 – 1358 d.C.) atribuiu ao movimento uma causa interna chamada de *impetus* que seria uma força que permite um corpo se movimentar em uma determinada direção.

No entanto, a palavra *inércia* ficou conhecida anos mais tarde, através de Johannes Kepler (1571 – 1630 d.C.), o qual acreditava que qualquer corpo não se movimentava por ele mesmo, indo na contramão do que os cientistas anteriores acreditavam.

Galileu Galilei (1564 – 1642 d.C.) em seus estudos e contribuições concluiu que movimento e repouso são estados de um corpo, colocando fim na crença de Aristóteles de que os movimentos deveriam ser divididos em natural ou violento e na crença de Buridan no

impetus e aperfeiçoou a perspectiva alcançada por Johannes Kepler. Segundo Galileu, o estado de movimento de um corpo persevera e não precisa de um agente externo para isso, ou seja, a definição de *inércia* que conhecemos hoje foi apresentada pela primeira vez por Galileu Galilei.

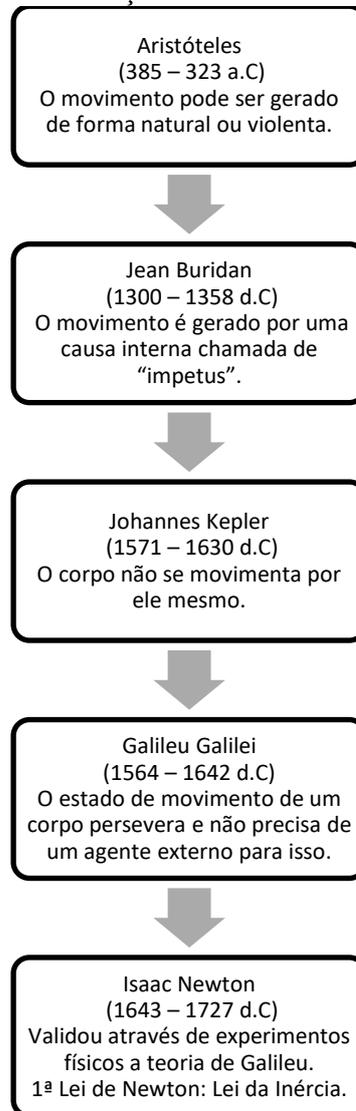
Anos mais tarde após a morte de Galileu, o físico, astrônomo e matemático inglês, Isaac Newton (1643 – 1727 d.C.) validou a teoria de Galileu através de experimentos físicos e por isso a *lei da inércia* é conhecida como a *primeira lei de Newton* e não como a “lei de galileu”.

De forma geral e bastante intuitiva, a *lei da inércia* nos diz que *todo objeto permanece em seu estado de repouso ou de velocidade uniforme a menos que uma força resultante não nula seja exercida sobre ele*, ou seja, um objeto não pode mudar seu estado de movimento por conta própria.

Conforme apresentado, a primeira lei de Newton é fruto de séculos de trabalho. O nosso trabalho hoje é entender exatamente o conceito apresentado, melhorá-lo, aplicá-lo e obter respostas para os mais diversos campos científicos e tecnológicos.

A seguir, na figura 1, é apresentada uma linha do tempo, a qual permite visualizar a evolução do conceito de inércia ao longo da história.

Figura 1 - Evolução do conceito de inércia



Fonte: Autora, 2022

2.1.1 Inércia e Energia Potencial Elétrica

Na seção anterior, foi apresentado a definição de inércia: o estado de movimentação de um corpo será alterado, somente, se nele for aplicado uma força resultante não nula.

Para o entendimento do conceito de energia potencial elétrica, é realizada uma rápida revisão sobre o processo de geração de energia elétrica. Nesse momento, convida-se o leitor a desconsiderar qualquer tipo de sistema, tecnologia ou fonte energética responsável pela geração

de energia elétrica e focar nos princípios físicos e matemáticos que respondem à simples pergunta: o que é energia potencial elétrica ou, simplesmente, o que é energia elétrica?

Da física clássica é conhecido o conceito de que energia elétrica é a energia potencial de um campo eletrostático. De forma mais profunda, a energia potencial elétrica é a energia necessária para movimentar uma carga contra um campo elétrico, matematicamente, o exposto é traduzido da forma apresentada na equação (1).

$$E_p = W = \frac{K \cdot Q \cdot q}{d} \quad (1)$$

Em que:

E_p - Energia potencial elétrica (J);

W - Trabalho realizado (J);

Q - Carga pontual (C);

q - Carga pontual (C);

d - Distância que separa as duas cargas (m);

K - Constante da lei de Coulomb a qual se aproxima do valor de $9 \cdot 10^9 N \cdot \frac{m^2}{C^2}$.

Da equação (1), é possível concluir que a existência de energia potencial elétrica depende do estado de movimentação das cargas elétricas, conseqüentemente, a natureza física da energia potencial elétrica está intimamente conectada ao conceito físico de inércia (que representa o estado de movimentação das cargas).

2.1.2 Contribuição de Inércia por Tecnologias

Na tabela 1 são apresentados os tipos de tecnologias que geram e consomem energia potencial elétrica e contribuem com inércia nos sistemas de energia. Nesta dissertação, os focos de pesquisa são as máquinas elétricas do tipo: síncronas e assíncronas

Tabela 1 - Lista de tecnologias de contribuição de inércia

Tecnologia	Tipo	Contribuição de Inércia
Armazenamento de energia por ar comprimido	Armazenamento e Síncrono	Sim
Armazenamento de energia por baterias	Armazenamento	Não
Carga (ar-condicionado e refrigeradores)	Carga	Sim
Carga (ventiladores)	Carga	Sim
Carga motor (com acionamento de velocidade variável (VSD))	Carga	Não
Cargas industriais (rotativas)	Carga	Sim
Cargas resistivas ou acopladas eletronicamente	Carga	Não
Compensadores síncronos	Síncrono	Sim
Eólica tipo 1 - IG	Indução	Sim
Eólica tipo 2 - IG	Indução	Não
Eólica tipo 3 - DFIG	Assíncrono	Não
Eólica tipo 4 - PMSG	Assíncrono	Não
Hidrelétrica	Síncrono	Sim
Microturbinas	Síncrono	Sim
Motores de combustão	Síncrono	Sim
Pequenas centrais hidrelétricas	Síncrono	Sim
Solar CSP	Síncrono	Sim
Solar fotovoltaica	Assíncrono	Não
Termelétrica	Síncrono	Sim

Fonte: Autora, 2022

2.1.3 Inércia e Máquinas Síncronas

A inércia é a propriedade física que determina a resistência de um objeto à mudança em seu estado de movimento. As máquinas síncronas, por sua vez, são tipos de geradores elétricos que possuem um rotor em sincronismo com o campo magnético do estator, produzindo corrente alternada à uma frequência fixa.

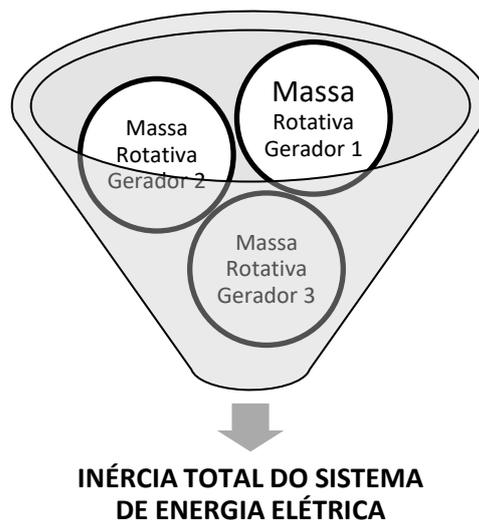
No contexto da geração de energia elétrica, a inércia é importante pois ajuda a manter a estabilidade do sistema elétrico. Por exemplo, quando há uma demanda de energia elétrica

maior do que a oferta, a frequência do sistema elétrico começa a cair. A inércia das máquinas síncronas ajuda a manter essa frequência estável, permitindo que o sistema elétrico continue operando de forma confiável e segura.

Nos sistemas de energia, a inércia é determinada pela massa das máquinas síncronas em movimento e por sua velocidade e, por essa razão, a inércia pode ser medida em segundos de tempo que a máquina precisa para atingir a velocidade nominal. Quanto maior a massa e a velocidade da máquina síncrona, maior será a sua inércia e quanto menor a massa e a velocidade, menor será a sua inércia. Isso significa que o sistema de energia é menos propenso a impactos de flutuações de frequência em caso de um desequilíbrio entre a carga e geração, quanto maior a inércia disponível.

Na figura 2, é apresentado um exemplo, de como é calculado a inércia total de um grupo de geração contendo três geradores convencionais. De acordo com (Ertugrul, 2020) a estimação do nível de inércia em tempo real do sistema de energia nórdico é realizada dessa mesma forma: em grupos, sendo realizado a estimação do nível de inércia dos grupos geradores e na sequência essa estimação é combinada para realizar uma estimativa total do sistema elétrico.

Figura 2 - Exemplo do cálculo da inércia de um sistema de geração



Fonte: Autora, 2022

Matematicamente, o exemplo apresentado, na Figura 2, é traduzido conforme a equação (2):

$$M(G_1) + M(G_2) + M(G_3) = Inércia_{total} \quad (2)$$

A inércia também é importante na partida da máquina síncrona. Quando a máquina é acionada, é necessário apenas uma injeção de energia para começar a girar, visto que por inércia, o rotor tende a continuar em movimento mesmo que a energia seja removida, garantindo que a máquina entre em funcionamento com maior facilidade.

2.1.3.1 Inércia e Equações de Balanço

A inércia está relacionada às equações de balanço em sistemas físicos, pois é a propriedade fundamental que descreve a resistência de um corpo à mudança em seu estado de movimento. As equações de balanço, por outro lado, são equações que descrevem as forças que agem sobre um corpo e como essas forças influenciam o movimento do corpo.

Em sistemas mecânicos rotativos a inércia também é uma propriedade importante que influencia as equações de balanço. Por exemplo, na rotação de um corpo rígido, a equação de balanço é dada pela segunda lei de Newton para rotação, que relaciona o torque aplicado em um corpo rígido à sua aceleração angular. Essa equação pode ser escrita como (3):

$$T = I\alpha = I \frac{d\omega}{dt} = I \frac{d^2\theta}{dt^2} \quad (3)$$

Em que:

T - Torque aplicado (Nm);

I - Momento de inércia das massas rotativas (kgm²);

α - aceleração angular (rad/s);

ω - velocidade angular (rad/s);

θ - deslocamento angular (rad/s).

Reescrevendo a equação de balanço (3) para o rotor da máquina síncrona, temos a equação (4):

$$I\alpha_m = I \frac{d\omega_m}{dt} = I \frac{d^2\theta'}{dt^2} = T_a \quad (4)$$

Em que:

I - Momento de inércia das massas rotativas, total do eixo (kg.m²);

α_m - Aceleração angular do rotor (rad/s²);

ω_m - Velocidade angular do rotor (rad/s);

θ' - Deslocamento angular do rotor com relação a uma referência síncrona (rad);

T_a - Torque acelerante resultante do eixo (Nm).

Da equação (4) tem-se a equação (5), em que:

$$T_{inércia} = I\alpha_m \quad (5)$$

Em que: $T_{inércia}$ é o torque de inércia dado em Nm.

No caso da operação da máquina síncrona como gerador, existe um torque mecânico de impulsão e um torque elétrico de retardo podendo a equação (5) ser reescrita da forma apresentada na equação (6):

$$T_a = T_m - T_e \quad (6)$$

Em que:

T_m - Torque mecânico (Nm);

T_e - Torque elétrico (Nm).

A constante de tempo de inércia H também pode ser representada da forma apresentada na equação (7), e pode ser interpretada como o tempo necessário para que a energia cinética armazenada nas partes rotativas do gerador síncrono seja capaz restaurar o equilíbrio entre carga

e geração e tem como possíveis unidades: (s), (MWs/MVA) e (MJ/MV). É importante destacar que ainda não existe um consenso na academia sobre a forma em que são definidas as unidades.

$$H = \frac{1}{2} \cdot \frac{I \cdot \omega_b^2}{S_b} \quad (7)$$

Em que:

H – Constante de tempo de inércia (s, MWs/MVA ou MJ/MV);

I – Momento de inércia (kg.m²);

ω_b – Velocidade síncrona nominal (rad/s);

S_b – Potência nominal do gerador (MVA)

Ainda, como a velocidade do rotor das unidades geradoras varia muito pouco, pode-se admitir a relação de $\omega \cong 1$ p.u, e assim escrever $P_a(p.u) \cong T_a(p.u)$, conforme apresentado na equação (8):

$$\frac{2H}{\omega_s} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a(p.u) = P_m(p.u) - P_e(p.u) \quad (8)$$

A expressão (8) é a equação de balanço da máquina síncrona, podendo ser escrita ainda conforme a equação (9):

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_s}{2H} (P_m - P_e) \quad (9)$$

Em que:

P_m - Potência mecânica (p.u.);

P_e - Potência elétrica em (p.u.);

δ - Deslocamento angular do rotor (rad/s);

ω_s - Velocidade síncrona (rad/s);

H - Constante de tempo de inércia (s, MWs/MVA ou MJ/MV).

Por fim, a inércia nas máquinas síncronas é a própria resistência que a máquina apresenta em opor-se às alterações que ocorrem na frequência por meio da energia cinética armazenada nas suas massas rotativas, quando estão em movimento contínuo.

2.1.3.2 Cálculo da Constante de Tempo da Inércia

A constante de tempo de inércia das máquinas síncronas pode ser calculada através do momento de inércia I ou do valor associado ao momento de inércia, conforme apresentado nas equações (10) e (11).

- Constante de inércia das máquinas síncronas através do momento de inércia

$$H = 5.4831136 \times 10^{-9} \frac{I_n^2}{S_b} \quad (10)$$

Em que:

H – Constante de tempo de inércia (s, MWs/MVA ou MJ/MV).

I – Momento de inércia das massas rotativas, total do eixo (kg.m²);

n – Rotação da máquina síncrona (rad/s);

S_b – Potência base da máquina (MVA).

- Constante de inércia das máquinas síncronas através do valor associado ao momento de inércia

$$H = 2.3090379 \times 10^{-10} \frac{WR^2 n^2}{S_b} \quad (11)$$

Em que:

H – Constante de tempo de inércia (s, MWs/MVA ou MJ/MV).

n – Rotação da máquina síncrona (rad/s);

S_b – Potência base da máquina (MVA).

$WR^2 = \frac{32.2I}{1.356}$, com I (momento de inércia) dado em kg.m².

2.1.3.3 Inércia e Geradoras Hidrelétricas

Nas tabelas 2 e 3, são apresentados os dados típicos de constantes de inércia das geradoras hidrelétricas, encontrados na literatura. Os dados foram classificados de acordo com a rotação e potência das máquinas.

Tabela 2- Constantes de inércia das geradoras hidrelétricas em MWs/MVA

Hidrelétricas		
Rotação (r/min)	Potência (MVA)	Inércia (MWs/MVA)
450 - 514	20	2.0 - 3.0
	40	3.0 - 4.0
	60	3.0 - 4.0
	80	-
	100	-
200 - 400	20	2.0 - 3.0
	40	2.0 - 3.0
	60	3.0 - 4.0
	80	-
	100	-
138 - 180	20	2.0 - 3.0
	40	2.0 - 3.0
	60	2.0 - 3.0
	80	2.0 - 3.0
	100	-
80 - 120	20	1.0 - 2.0
	40	2.0 - 3.0
	60	2.0 - 3.0
	80	2.0 - 3.0
	100	-

Fonte: Dados extraídos de (Fouad, 2002)

Tabela 3 - Constantes de inércia para geradoras hidrelétricas em s

Hidrelétricas		
Rotação (r/min)	Potência (MW)	Inércia (s)
450 - 514	10 MW - 65 MW	2.0 - 4.3
200 – 400	10 MW - 75 MW	2.0 - 4.0
138 – 180	10 MW - 90 MW	2.0 - 3.3
80 - 120	10 MW - 85 MW	1.75 - 3.0

Fonte: Dados extraídos de (Ana Fernández-Guillamóna, 2019)

2.1.3.4 Inércia e Geradoras Termelétricas

Nas tabelas 4 e 5, são apresentados os dados típicos de constantes de inércia das geradoras termelétricas, encontrados na literatura. Enquanto na tabela 4, os dados foram classificados de acordo com a potência, pressão e rotação, na tabela 5, os dados foram classificados de acordo com a tecnologia da termelétrica e faixas de potência.

Tabela 4 - Constantes de inércia para geradoras termelétricas em MWs/MVA e s

Termelétricas		
Potência (MVA)	Inércia - Alta pressão (MWs/MVA)	Inércia - Baixa pressão (MWs/MVA)
100	3.0 – 4.0	9.0 – 10.0
200	2.0 – 3.0	6.0 – 7.0
300	1.0 - 2.0	6.0 – 7.0
400	1.0 - 2.0	5.0 – 6.0
500	1.0 - 2.0	5.0 - 6.0
Potência (MVA)	Inércia (s)	
	3600 r/min fossil	1800 r/min nuclear
600	2.0 - 2.5	-
800	2.0 - 2.5	3.0 - 3.5
1000	2.0 – 2.5	3.0 - 3.5
1200	2.0 – 2.5	3.0 - 3.5
1400	2.0 – 2.5	3.0

1600	-	2.5 – 3.0
1800	-	2.5 – 3.0
2000	-	2.5 – 3.0

Fonte: Dados extraídos de (Fouad, 2002)

Tabela 5 - Constantes de inércia para termelétricas em s

Tecnologia	Potência (MVA)	Inércia (s)
Térmicas	500-1500 MW	2.3 – 2.0
	1000 MW	4.0 – 5.0
	10 MW	4.0
	-	4.0 - 5.0
Térmicas (2 polos)	-	2.5 – 6.0
Térmicas (4 polos)	-	4.0 - 10.0
Térmicas (vapor)	130 MW	4.0
	60 MW	3.3
Térmicas (ciclo combinado)	115 MW	4.3
Térmicas (gás)	90 - 120 MW	5.0
Térmicas	-	2.0 - 8.0

Fonte: Dados extraídos de (Ana Fernández-Guillamóna, 2019)

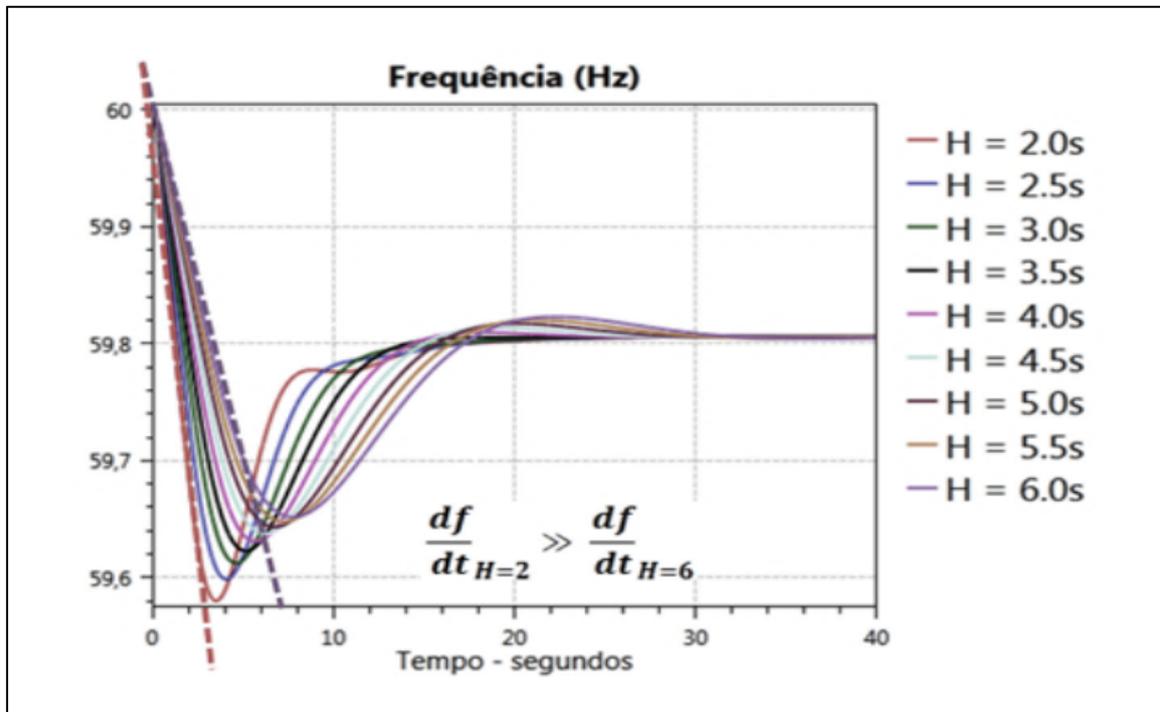
2.1.3.5 Inércia no Controle de Frequência

O principal controle de frequência é realizado na geração, por máquinas rotativas sincronizadas a rede (máquinas síncronas e compensadores síncronos), os quais têm a capacidade de armazenar energia cinética e inércia em sua massa rotativa, possibilitando o controle da potência produzida e impactando, na estabilidade da frequência do sistema elétrico.

Estudos realizados pela EPE mostram que quanto maior o valor da constante de inércia de uma máquina, menor é a taxa de variação da frequência imediatamente após a ocorrência de um evento perturbador, conforme apresentado na figura 3.

No entanto, embora o controle por inercia não resolva o desbalanço carga e geração de forma sustentável, é essencial para que o equilíbrio instantâneo seja restaurado. Conseqüentemente, o nível de inércia proporciona uma avaliação útil dos desafios emergentes para o sistema operacional (ENTSO-E, 2019).

Figura 3- Efeito da variação da constante de inércia na taxa de variação de frequência



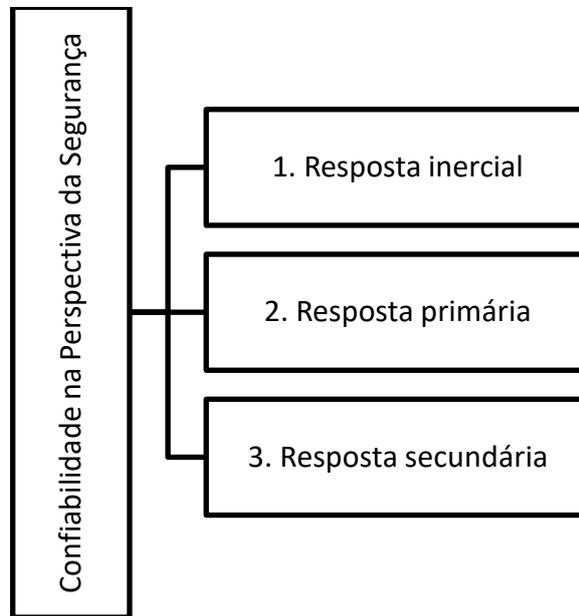
Fonte: (EPE, 2021)

Da figura 3, podemos observar que quanto menor a inércia equivalente disponível no sistema, maior será a taxa de variação da frequência (Rate of Change of Frequency - RoCoF) diante de uma mesma perturbação, o que pode significar uma maior necessidade de atuações de sistemas especiais de proteção como o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), riscos de danos em máquinas sincronizadas ou mesmo colapsos de grandes porções (EPE, 2021).

2.1.3.6 *Inércia e Confiabilidade na Vertente da Segurança e Operação dos Sistemas de Energia Convencional*

O que essencialmente torna a operação de um sistema elétrico confiável e seguro é a sua resposta rápida a diferentes níveis de contingências (perturbações), a qual pode ser dividida em três tipos de respostas, conforme apresentado na figura 4.

Figura 4 - Operação confiável na ocorrência de contingência



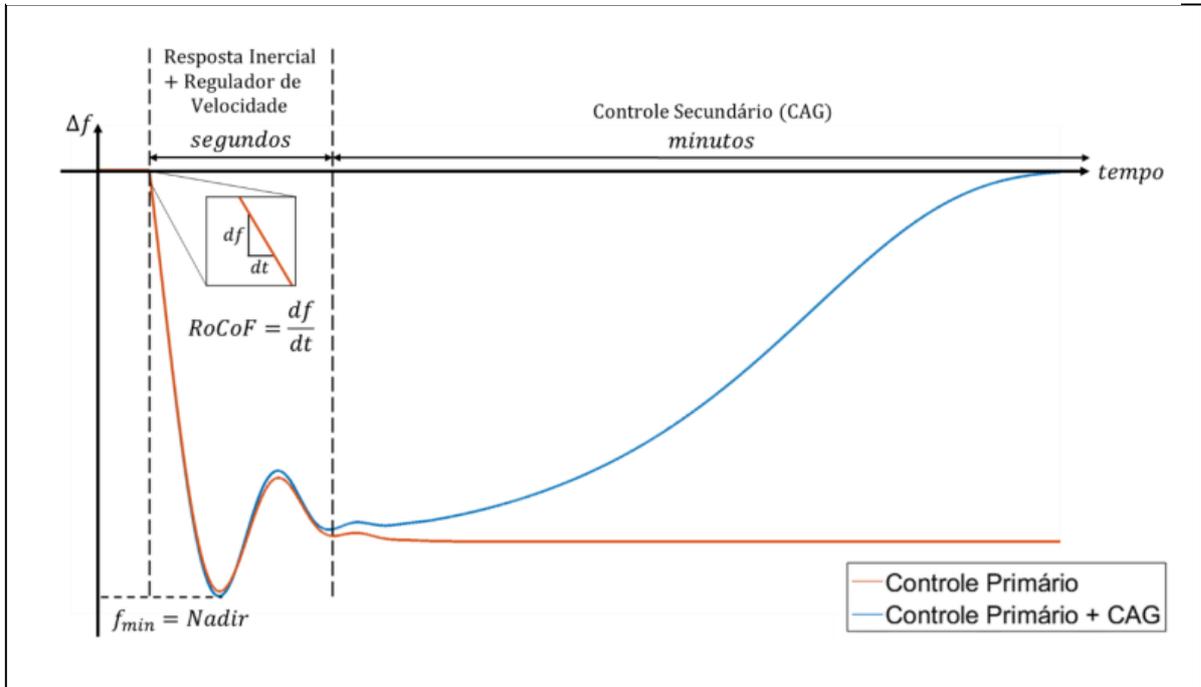
Fonte: Autora, 2022

Quando ocorre uma contingência no sistema elétrico, figura 5, a primeira resposta do sistema é tentar voltar ao equilíbrio. Dessa forma, a primeira ação do sistema é efetuar o controle através da resposta inercial, ou seja, é solicitado ao sistema de geração síncrona que envie mais potência elétrica ao sistema e reduza o torque da potência mecânica.

Por meio de ações de controle aplicados a inércia, o controle primário passa a atuar como uma proteção do sistema, isto é, estabiliza a perturbação através do ajuste da velocidade das máquinas, com o intuito de frear a oscilação na frequência. Na prática, quanto maior a inércia disponível, mais lentamente a frequência cairá, e conseqüentemente, menor a chance de perda do sincronismo (estabilidade) estará o operador do sistema elétrico (Daly, 2016).

Ao final da atuação do controle primário, é iniciado o controle secundário, também conhecido como Controle Automático de Geração (CAG) que irá atuar durante a restauração do equilíbrio.

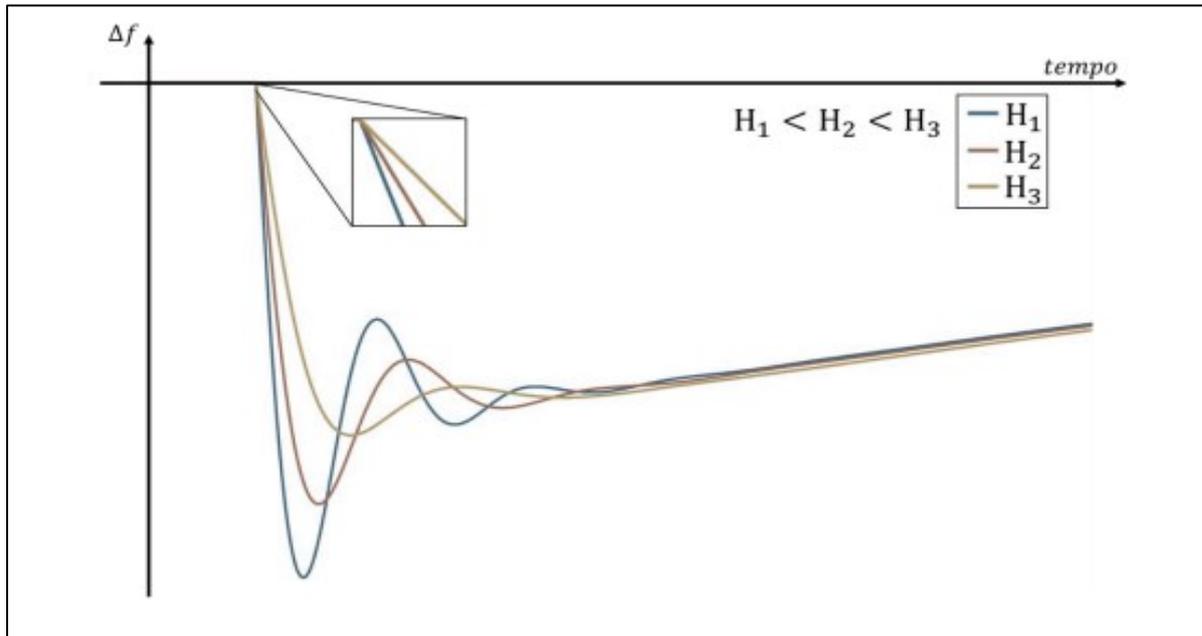
Figura 5 – Exemplo resposta típica de um sistema de energia elétrica à perda de geração



Fonte: (Rosa, 2019)

Na figura 6, podemos observar que, ao reduzir o valor de H (inércia), a frequência do sistema varia mais rapidamente, ou seja, o valor absoluto da RoCoF aumenta. Como a frequência varia mais rapidamente, no tempo que a regulação primária leva para atuar, o desvio de frequência é maior, o que se traduz em um nadir menor. Conclui-se então que, do ponto de vista de estabilidade de frequência, uma inércia alta é algo positivo pois a frequência muda mais lentamente e com isso desvios menores de frequência ocorrem no sistema (Rosa, 2019).

Figura 6 - Variação da resposta típica da frequência após a perda de geração com a inércia equivalente do sistema



Fonte: (Rosa, 2019)

É importante destacar que as condições mínimas de inércia podem variar conforme a composição da matriz energética e a configuração do sistema de transmissão interligado. Dessa forma, eventual necessidade de recurso adicional associado ao controle rápido de frequência deverá ser identificada a partir de diagnósticos obtidos em estudos elétricos aprofundados, principalmente no âmbito dos transitórios eletromecânicos (EPE, 2021).

Outro ponto a ser considerado é que os sistemas de energia (independente da fonte de geração), se comportam de forma estocástica, seguindo parâmetros vinculados ao comportamento de seus componentes (falha e reparação).

2.1.4 Inércia e Máquinas Assíncronas

As máquinas assíncronas consistem em um estator, que é o enrolamento fixo, e um rotor, que é o componente móvel. O estator é responsável por criar um campo magnético rotativo por meio da alimentação de corrente alternada trifásica. Esse campo magnético interage com o rotor, induzindo correntes eletromagnéticas nele e gerando o torque necessário para o movimento.

Quando uma carga é aplicada ao motor assíncrono, ocorrem mudanças na força eletromagnética exercida sobre o rotor. A inércia do rotor se manifesta como uma resistência à mudança na velocidade de rotação. Essa resistência é determinada pela massa e distribuição dos materiais no rotor, além de outras características mecânicas. Assim, a inércia atua como um fator limitante para a aceleração e desaceleração do motor.

2.1.4.1 Inércia e Geradoras Eólicas

A geração de energia elétrica por eólicas, se dividem em máquinas assíncronas e de indução e podem contribuir apenas com a inércia sintética. No próximo capítulo serão explorados com maiores detalhes esse tipo de geração.

Na tabela 6, são apresentados os dados típicos de constantes de inércia (em segundos) das eólicas classificados de acordo com o tipo de turbina eólica e a potência, encontrados na literatura.

Tabela 6 - Constantes de inércia para turbinas eólicas em s

Eólicas		
Tipo de Turbina Eólica	Potência (MVA)	Inércia (s)
Não indicada	-	2.0 - 5.0
	2 MW	4.45
	2 MW	2.5
	16.600 kW	3.7
Eixo horizontal (HAWT witch SCIG)	200 kW	1.2
Velocidade fixa	10.500 kW	3.2
	-	3.5
Velocidade variável (VSWT)	2 MW	6
	3.6 MW	5.19
Tipos 1,2,3	1 - 5 MW	2.4 - 6.8
	2 MW	3.5
	660 kW	4
	1.5 MW	6.35

Indução duplamente alimentado (DFIG)	1.5 MW	4.41
	3.6 MW	4.29
	2 MW	3.5
	2 MW	2.5
	660 KW	4
	300 MW	1
	750 MW	5.4
	2 MW	3
	1.5 MW	3
	2 MW	0.5
	2 MW	3.5
Imã permanente (PMSG)	455 kW	2.833

Fonte: (Ana Fernández-Guillamóna, 2019)

2.1.4.2 *Inércia e Geradoras Solar Fotovoltaica*

Todo o processo da geração solar fotovoltaica é realizado sem a presença de massas rotativas, esse tipo de geração apresenta similaridade com as máquinas assíncronas que apresentam um comportamento estático, conseqüentemente, esse comportamento resulta em redução do nível de inércia disponível e podem impactar diretamente na estabilidade dos sistemas de energia.

A tecnologia que vindo sendo empregada, neste contexto, de forma a manter a estabilidade no sistema é de manter uma inércia sintética, através dos próprios inversores que mandam um comando para aumentar, instantaneamente, a geração de energia elétrica que está sujeita aos limites de geração dos módulos fotovoltaicos. Ainda, a inserção massiva desse tipo de geração, impactará em uma redução significativa da inércia e estudos ainda são necessários para estabelecer um limiar mínimo que garanta uma inércia mínima de segurança para o sistema elétrico.

2.1.5 Inércia e Sistema de Transmissão de Energia Elétrica

Os sistemas de transmissão são projetados para ter inércia suficiente para garantir a estabilidade da frequência do sistema. Além disso, existem dispositivos de controle de frequência que ajudam a manter a frequência dentro de limites aceitáveis.

Em resumo, a inércia é um conceito importante em sistemas de transmissão pois ajuda a estabilizar a frequência do sistema e garantir a confiabilidade da distribuição de energia elétrica.

2.1.6 Inércia e Carga Sistêmica

Carga inercial, carga de inércia ou momento de inércia, é a resistência de qualquer objeto físico a qualquer mudança em sua velocidade da perspectiva do eixo de rotação. Ainda, de acordo com (Carvalho, 2013) a carga inercial é definida como o montante de carga fornecida por um conjunto fixo de unidades geradoras, independentemente da variação da carga horária. O valor da carga inercial deve ser definido de acordo com as características dinâmicas das unidades geradoras disponíveis e dos procedimentos operacionais adotados pelo sistema operador.

Autores como (Carvalho, 2013) definiram cenário otimistas da carga inercial do sistema em 75% da carga nominal do sistema. No entanto, com o objetivo de atingir um cenário mais realístico, neste trabalho, a carga inercial é definida como 50% do valor da carga nominal.

2.1.7 Inserção da Inércia no Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão

O aumento de fontes de energia na matriz energética trouxe novos desafios para o planejamento e operação do sistema elétrico, principalmente em função da variabilidade de geração dessas fontes e pela sua pouca contribuição em relação à inércia e potência de curto-circuito (EPE, 2021).

O planejamento da expansão de longo prazo no setor elétrico é balizado em três pilares, que envolvem: o equilíbrio entre as tecnologias disponíveis e economia, a quantificação de todos os custos e por fim, a qualificação e identificação dos impactos de cada decisão do planejamento da expansão (GIZ, 2019). Neste contexto, o primeiro aspecto a ser priorizado para

inserir a inércia como uma preocupação do planejamento da expansão dos sistemas de transmissão, é avaliar as reservas de potência operativa.

Nesta seção é importante destacar que uma turbina eólica ou um painel solar fotovoltaico, não tem impactos significativos no estudo de estabilidade dos sistemas elétricos. No entanto, grandes grupos de turbinas eólicas e/ou painéis solares fotovoltaicos podem influenciar negativamente o sistema do ponto de vista da segurança e da estabilidade. Para lidar com estes aspectos, a concepção da integração será focada nas turbinas eólicas para a realização de um estudo aprofundado para que a inércia seja, definitivamente, inserida no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão.

2.2 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO 2

Especificamente sobre a inércia do sistema, é esperado que as questões surjam em termos do controle de frequência e, por isso, torna-se importante acompanhar a evolução da matriz energética e reservas operacionais, bem como a expansão do sistema de transmissão no sentido de se identificar eventuais impactos quanto à capacidade de recuperação de sistema elétricos frente às perturbações naturais do sistema elétrico.

Capítulo 3

3 SISTEMAS DE ENERGIA

3.1 INTRODUÇÃO

O presente capítulo apresenta os conceitos que envolvem os sistemas de energia, sendo divididos em dois grupos: recursos de geração e confiabilidade dos sistemas de energia elétrica. Ambos os grupos, estão diretamente relacionados com a adequação, confiabilidade e segurança dos sistemas de energia.

3.2 RECURSOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA

3.2.1 Fontes de Potência

Com o surgimento e adoção de novas formas de conversão de energia pelo setor elétrico, nomeadamente eólica e solar, surgiu a necessidade de se estabelecer novos conceitos relativos as fontes de energia utilizadas em sistemas elétricos de potência. Neste contexto, o termo fontes de potência se apresenta amparado nas tecnologias de máquinas síncronas, ou seja, são vistos pelo sistema elétrico como máquinas rotativas que fornecem energia e potência para o sistema, sendo o gerador síncrono um componente fundamental para o suprimento de energia às cargas, mantendo os níveis de tensão dentro de uma faixa estreita pré-estabelecida, e garantindo a continuidade e a estabilidade do sistema (KINDERMANN, 2007). Fontes convencionais de potência com recursos de controle bastante conhecidos e difundidos pela infraestrutura dos sistemas elétricos são as usinas hidrelétricas e termelétricas, atualmente responsáveis por um conjunto indispensável de serviços de sistemas.

3.2.1.1 Hidrelétricas

As hidrelétricas são geradoras de energia elétrica que utiliza a força da água para girar turbinas e gerar eletricidade. Essa energia é gerada a partir da transformação da energia potencial da água em energia cinética, que é utilizada para movimentar as turbinas.

Geralmente, são construídas em rios ou lagos, onde a água é represada para criar uma diferença de altura entre a água na parte superior e na parte inferior da barragem. Quando a água é liberada da parte superior da barragem, ela flui para as turbinas, que acionam um gerador que converte a energia mecânica em energia elétrica.

A energia oriunda de hidrelétricas é considerada renovável e limpa, com baixas emissões de gases de efeito estufa e outros poluentes. Além disso, podem ser operadas de forma flexível, permitindo que a geração de energia elétrica seja ajustada para atender à demanda e prover uma série de serviços ancilares, como o controle automático de geração, controle de tensão e de frequência.

3.2.1.2 Termelétricas

As termelétricas são usinas geradoras de energia elétrica que utilizam combustíveis fósseis, como carvão mineral, gás natural, óleo combustível, ou ainda combustíveis atômicos, para produzir vapor que movimenta turbinas e geradores elétricos.

A energia elétrica produzida por termelétricas é considerada não renovável, já que os combustíveis fósseis utilizados em sua geração são finitos e não são regenerados naturalmente. Além disso, a queima desses combustíveis libera dióxido de carbono (CO₂) e outros poluentes na atmosfera, contribuindo para o aquecimento global e a poluição do ar. Por essa razão, os impactos ambientais e sociais dessa tecnologia são significativos e seu uso é cada vez mais questionado em um contexto de transição energética para fontes de energia renovável e de baixo carbono.

3.2.2 Fontes de Energia

Ao contrário das fontes de potência, as fontes de energia são baseadas em tecnologia de máquinas assíncronas ou máquinas de indução (velocidade variável) e, são vistas pelo sistema elétrico como máquinas que não fornecem significativo apoio com serviços de sistemas. Sem dúvidas, da perspectiva da eficiência energética as fontes de energia trazem grande benefício ao sistema elétrico, principalmente devido ao seu caráter distribuído e de fácil implementação. Contudo, atualmente apresentam limitações para contribuir com a manutenção

dos níveis de tensão, de continuidade e estabilidade do sistema. Nesta categoria, as duas principais fontes de geração de energia elétrica com recursos de geração de controle não clássico, são: eólica e solar.

3.2.2.1 *Eólicas*

Em nível mundial, as turbinas eólicas já atingiram um certo nível de maturidade. No entanto, ainda não existe um controle absoluto dessa tecnologia, por duas razões principais: conexão com a rede elétrica por componentes eletrônicos e por ser uma fonte intermitente. (Rosa, et al.)

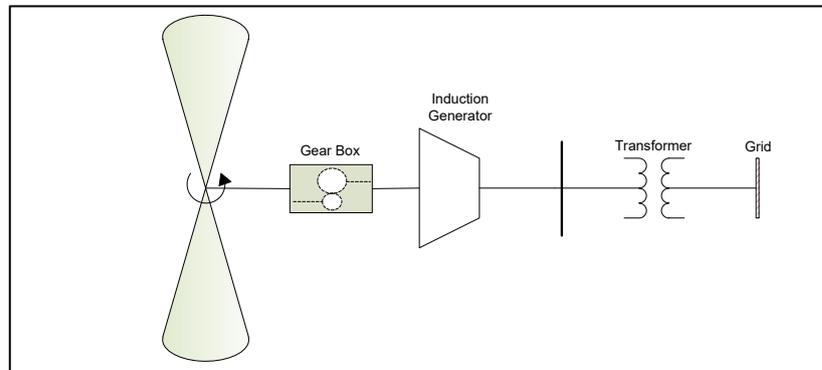
No Brasil, o uso do vento para geração de energia elétrica se tornou relevante a partir dos anos 1990 através de significativo avanço tecnológico e grande incentivo proveniente das preocupações ambientais, com foco nas emissões de gases de efeito estufa, e da independência energética dos países não produtores de carvão, óleo e gás (EPE, 2022).

3.2.2.1.1 Topologias Eólica

Historicamente, as turbinas eólicas são classificadas em duas categorias: as turbinas eólicas de eixo horizontal e as de eixo vertical. A tecnologia mais utilizada em todo o mundo é o eixo horizontal. As tecnologias também podem ser classificadas em quatro grupos: Tipo 1, Tipo 2, Tipo 3 e Tipo 4.

Na figura 7, é apresentada a tecnologia do Tipo 1, conectada à rede elétrica. As principais características dessa tecnologia, são facilmente identificadas: controle relativamente simples, funciona a uma velocidade quase constante; absorve energia reativa; emprega máquinas de indução à gaiola de esquilo diretamente ligadas à rede.

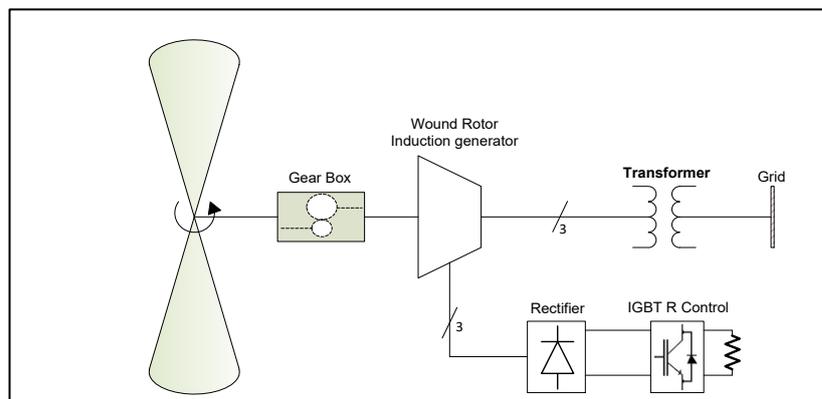
Figura 7 - Conexão gerador eólico de velocidade fixa com à rede de energia – Tipo 1



Fonte: (Armando M. Leite da Silva, 2015)

Na figura 8, é apresentada a tecnologia eólica de velocidade variável também conhecida como tecnologia do Tipo 2. Essa tecnologia combina várias tecnologias para permitir capacidades flexíveis de controle. Outro ponto a ser mencionado é a capacidade de inclinação das pás que permite ajustes rápidos na resistência do rotor, a fim de poder operar a níveis de deslizamento variáveis (J. G. Slootweg, 2003). Este controle adicional de velocidade e potência também permite a este tipo de gerador extrair maior potência do vento, quando comparado ao Tipo 1.

Figura 8 - Conexão gerador eólico de velocidade variável com à rede de energia – Tipo 2



Fonte: (Armando M. Leite da Silva, 2015)

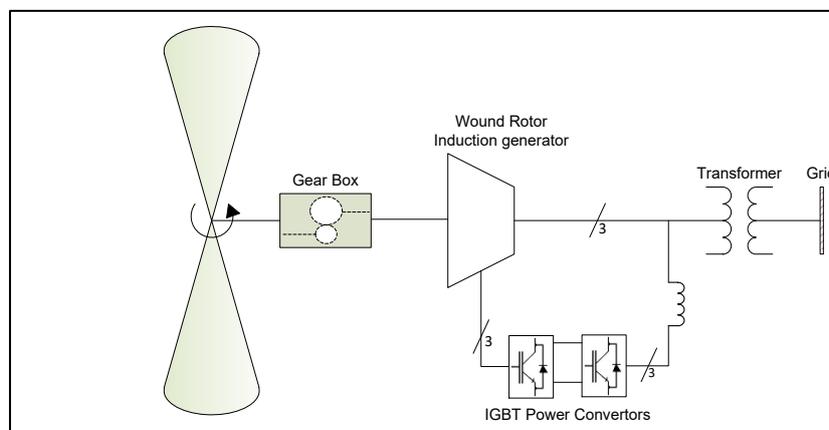
Os outros tipos de turbinas eólicas de velocidade variável baseiam-se na eletrônica de potência com interface com a rede elétrica. Do ponto de vista do comportamento estável e

dinâmico, as principais características destas interfaces conversores de potência são que permitem ao gerador operar em várias gamas de velocidade e manter o controle de potência ativo e reativo de forma independente, essencialmente baseado em eletrônica de potência pura (L. H. Hansen et al., 2001).

Esta melhoria no sistema de geração, utilizando o controle por eletrônica de potência, eleva estes tipos de turbinas eólicas como participante nos serviços ancilares do sistema, essencialmente no controle de tensão/reactivo (Volt/Var) em estado estacionário e dinâmico (Armando M. Leite da Silva, 2015). Dentro desta categoria, a turbina eólica *Double Fed Induction Generator* (DFIG) é também baseada em máquinas de indução. Enquanto o Tipo 2, tem as capacidades de controle sobre um rotor enrolado, o qual naturalmente provoca perdas de potência como calor dentro do rotor, o Tipo 3 utiliza um conversor AC/DC/AC *back-to-back* no circuito do rotor como ação corretiva para mitigar as perdas de potência e para melhorar o controle da velocidade variável.

Em particular, a figura 9, representa a tecnologia do tipo 3 e possui um desenho interessante para evitar uma alta tensão de ligação DC durante perturbações do sistema, principalmente para permitir que o gerador funcione como um gerador de indução. Do ponto de vista do comportamento dinâmico e sob estas circunstâncias de perturbação do sistema, esta propriedade torna o Tipo 3 igual ao Tipo 1, considerando a sua ligação indireta à rede (Armando M. Leite da Silva, 2015).

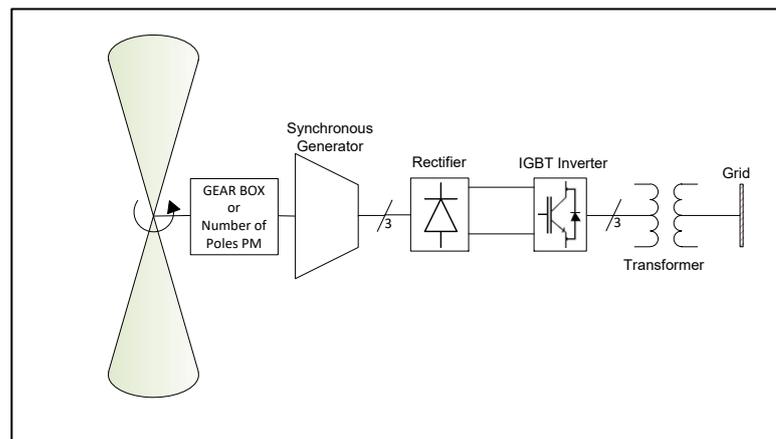
Figura 9 - Conexão gerador eólico de velocidade fixa com à rede de energia através de conversor AC/DC/AC – Tipo 3



Fonte: (Armando M. Leite da Silva, 2015)

Por fim, na figura 10 é apresentada a tecnologia do Tipo 4 que possui um conversor completo de CA/CC/CA invertido criando um único caminho para o fluxo de energia diretamente para a rede, não permite a característica de concepção do Tipo 3. Pelo contrário, o Tipo 4 permite a utilização de diferentes tecnologias de geração tais como gerador síncrono magnético permanente ou máquinas de indução, e oferece um controle de potência real e reativo independente baseado na eletrônica de potência, onde um conversor completo é ligado à rede (Armando M. Leite da Silva, 2015).

Figura 10 - Conexão gerador eólico de velocidade fixa com à rede de energia através de conversor completo de CA/CC/CA invertido - Tipo 4



Fonte: (Armando M. Leite da Silva, 2015)

3.2.2.2 Solar Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade e tem como base o efeito fotovoltaico, que é o aparecimento de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semicondutor, produzida pela absorção da luz. A geração fotovoltaica possui grande flexibilidade locacional, principalmente no caso da geração distribuída, assim como facilidade de instalação, dado o curto tempo necessário para execução dos projetos (EPE, 2022).

Dentre os principais benefícios da utilização de energia solar, observa-se que durante sua conversão em eletricidade não há emissão de poluentes, como material particulado, NOx, SO2, CO e, tampouco, gases de efeito estufa, fato extremamente positivo ao meio ambiente em

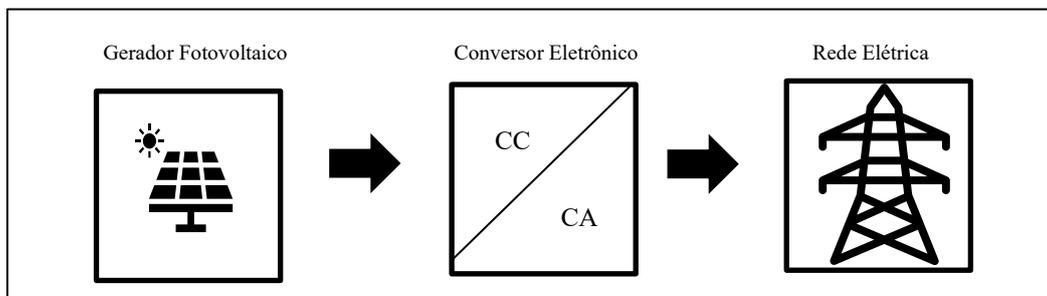
escala local e global (EPE, 2022), também possuem baixa manutenção, alta confiabilidade e uma vida útil média de 25 anos para os módulos fotovoltaicos.

O Brasil é um país de grande potencial para a utilização desta fonte para geração de energia elétrica, em especial em larga escala. Isto ocorre por uma série de características naturais favoráveis, tais como os altos níveis de insolação. Tais fatores potencializam a atração de investidores e o desenvolvimento da fonte, permitindo que se vislumbre um papel importante na matriz elétrica para esta fonte (EPE, 2022).

3.2.2.2.1 Topologias Solar Fotovoltaica

Existem três topologias para conectar a geração solar fotovoltaica à rede elétrica. A primeira, apresentada na figura 11, ocorre quando a incidência de luz solar (fótons) é absorvida pelas células fotovoltaicas e liberam elétrons, os quais geram fluxo de energia elétrica em corrente contínua, o qual passa por um inversor para poder ser transformada em corrente alternada, de acordo com os parâmetros da rede elétrica.

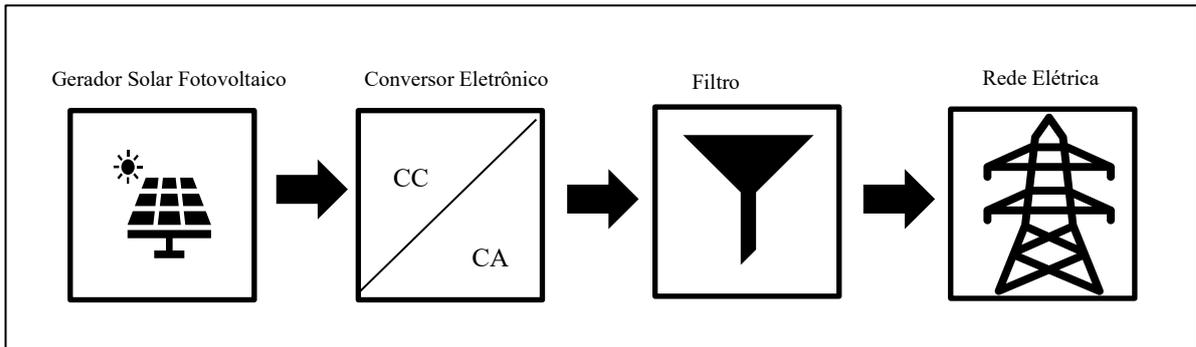
Figura 11- Conexão gerador fotovoltaico com à rede de energia utilizando eletrônica de potência



Fonte: Autora, 2022.

Na segunda forma é adicionado um filtro na saída do conversor eletrônico, conforme apresentado na figura 12. Esta topologia tem a vantagem da economia de hardware em relação à disposição. Como desvantagem, é possível mencionar a maior complexidade introduzida na concepção das técnicas de controle, as quais devem realizar tanto o MPPT como a sincronização com a rede no mesmo conversor (Armando M. Leite da Silva, 2015).

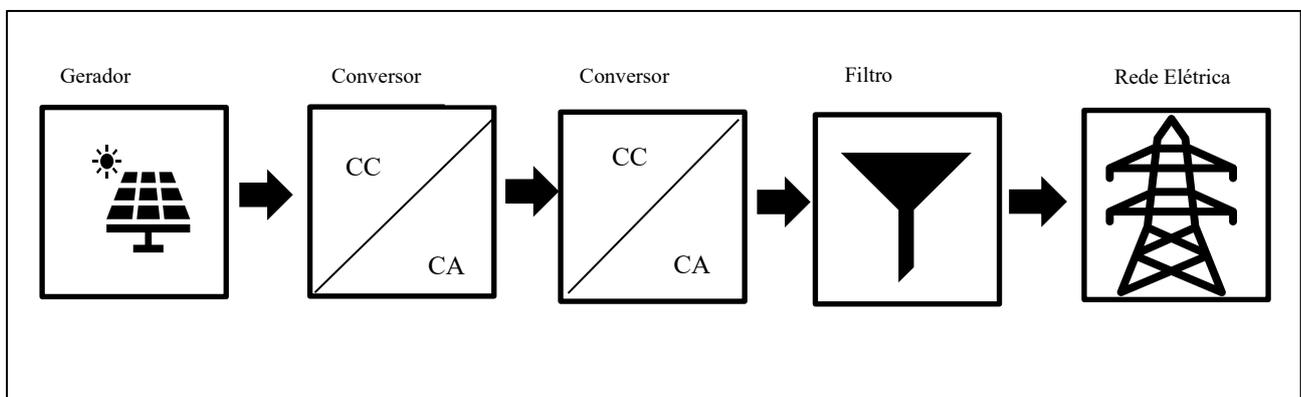
Figura 12 - Conexão gerador solar fotovoltaico com à rede de energia utilizando eletrônica



Fonte: Autora, 2022

Por fim, é apresentado na figura 13, a terceira topologia mais comum presente na literatura, principalmente, devido às suas vantagens: (i) controle de MPPT realizado no conversor CC/CC e sincronização com a rede realizada no conversor CC/CA, separadamente; (ii) a possibilidade de MPPT para qualquer tensão inicial, desde que seja feita a escolha adequada do conversor CC. Esta topologia também apresenta o filtro entre o conversor e a rede elétricas pelas mesmas razões. Esta configuração do sistema pode ser encontrada em (R. Teodorescu, 2011) e (BOSE, 2002). Além disso, na prática, a maioria das topologias requer um elemento de armazenamento de energia entre o conversor CC/CA e os conversores CC/CA, que também desacopla a saída do conversor CC/CA da entrada do conversor CC/CA.

Figura 13 - Conexão gerador solar fotovoltaico com à rede de energia utilizando eletrônica de potência e filtro



Fonte: Autora, 2022

3.2.2.3 *Híbridas*

Entende-se como hibridismo à complementaridade energética, a capacidade de dois ou mais recursos (da mesma fonte ou de fontes distintas) apresentarem disponibilidade energética complementar no tempo. A complementaridade "perfeita" entre dois recursos ocorreria quando um deles estivesse com grande disponibilidade e o outro com pouca ou nenhuma disponibilidade (EPE, 2022), como por exemplo, a combinação de usinas eólicas e solares fotovoltaicas, visando a diversificação da matriz energética e a garantia de um suprimento mais sustentável.

3.2.2.4 *Sistemas de Armazenamento*

Dispositivos de armazenamento energético podem ser úteis para balancear as flutuações das fontes renováveis intermitentes. O conceito é armazenar a energia excedente em períodos de abundância de geração para utilizá-la posteriormente, em períodos de ponta ou em intervalos de baixa geração. As baterias, impulsionadas pelo desenvolvimento do veículo elétrico, tiveram grande avanço tecnológico nos últimos anos e ainda têm potencial para redução de custos. A depender dessa redução e com a vantagem de implantação em várias escalas, as baterias podem vir a ser utilizadas como fonte de armazenamento para o sistema elétrico tanto no nível da oferta como ferramenta de resposta à demanda (EPE, 2022).

3.3 CONFIABILIDADE DOS SISTEMAS DE ENERGIA

A inserção de novas tecnologias para a produção de energia nos sistemas elétricos, estabelece novos e diferentes desafios para os campos de modelagem e análise de sistemas interligados. Em geral, a confiabilidade é definida como a capacidade de um sistema de executar sua função pretendida em condições normais de operação durante um determinado período. Em sistemas de energia, a avaliação da confiabilidade é, tradicionalmente, dividida em dois conceitos fundamentais: adequação e segurança (Carvalho, 2013). A adequação é estudada sob a ótica da capacidade do sistema, com o objetivo de assegurar o atendimento a carga; por outro lado a segurança é estudada sob a ótica da dinâmica do sistema de energia, onde aspectos da

estabilidade são modelados e avaliados dentro das perspectivas de pequenas e grandes perturbações. De forma geral, o objetivo do estudo de confiabilidade em sistemas de energia é quantificar numericamente os riscos e incertezas que podem tornar o sistema de energia instável.

Um dos pontos onde a abordagem da adequação se aproxima bastante da abordagem da segurança é na definição dos montantes de reservas de geração para garantir uma condição operativa adequada e segura dos sistemas elétricos. Neste contexto, o adequado montante de reserva é definido por estágios segmentados de reserva primária, secundária e terciária (podendo variar conforme o operador), os quais são destinados a garantir uma resposta segura para as estabilidades de frequência, angular e tensão. Em um contexto de grande utilização de fontes de potência, a avaliação adequada dos recursos de geração poderá ser conduzida com certa tranquilidade apenas no domínio da adequação. Contudo, em um contexto de grande utilização de fontes de energia, surge a necessidade de se investigar com maior detalhamento a presença de fontes de potência suficientes para apoiar os requisitos da estabilidade dos sistemas elétricos.

3.3.1 Adequação da capacidade de geração

A adequação da capacidade de geração no estudo da confiabilidade, busca lidar com as incertezas de geração do sistema, bem como as interrupções forçadas de equipamentos e/ou unidades geradores, previsão de carga e demais incertezas.

3.3.1.1 Reservas Operacionais e Reservas de Planejamento

As reservas operacionais são um excesso de potência em um determinado dia, sendo um dos aspectos fundamentais dos serviços ancilares (EPE, 2021) e são úteis no espaço do curto prazo (minutos). Matematicamente, a reserva operacional ao longo do tempo é igual a diferença entre o que é gerado pelo sistema e o que é consumido pela carga, conforme apresentado na equação (12):

$$Reserva = Geração - Carga \quad (12)$$

Por outro lado, as reservas de planejamento ou a adequação de recursos referem-se a ações usadas para garantir que recursos estejam disponíveis no futuro (médio e longo prazo), conforme necessário (EPE, 2021).

Os conceitos, no entanto, estão interconectados: sem envolver esforços da adequação de recursos de longo prazo o operador do sistema provavelmente não terá opções de reserva necessárias para manter o sistema em equilíbrio no curto prazo. Portanto, o planejador e o operador devem estar em sinergia no que tange à utilização dos serviços ancilares e reservas operacionais (EPE, 2021).

Ainda, o estudo realizado em (GIZ, 2019) enfatiza que as metodologias e ferramentas de planejamento são pontos-chaves para a remodelagem da matriz energética que devem seguir alguns parâmetros de estabilidade, confiabilidade e segurança. Com um planejamento bem estruturado é possível que a inserção massiva de fontes renováveis atenda aos pilares do planejamento da expansão no longo prazo, considerando as reservas operacionais.

3.3.1.1.1 Classificação e Controle de Reserva de Potência Operativa em Fontes de Potência

De acordo com (ONS, 2003) a composição da Reserva de Potência Operativa é dividida em quatro reservas:

(a) Reserva Primária - R1 – é destinada à regulação da frequência do sistema interligado pela atuação dos reguladores de velocidade das unidades geradoras;

A reserva primária é definida como 1% da responsabilidade de geração de cada área de controle do sistema, e é distribuída por todas as unidades geradoras com regulador de velocidade desbloqueado e que não estejam com geração maximizada (EPE, 2018).

(b) Reserva Secundária - R2 – é destinada a recuperar a frequência do sistema, para os valores nominais por atuação do CAG, devido às variações da carga;

A reserva secundária é subdividida em duas parcelas: para elevação e para redução da geração, de modo a garantir sempre a correta atuação do controle, independentemente dos sentidos das variações na demanda. A alocação dessa reserva é feita nas usinas hidrelétricas pertencentes ao Controle Automático de Geração (CAG) (EPE, 2018).

(c) Reserva Terciária – R3 – é destinada a cobrir saídas ou limitações não programadas de unidades geradoras;

Essa última possui caráter complementar as outras duas, com valor diferente de zero quando o cálculo da reserva probabilística resulta em necessidade maior que 5% da demanda. A alocação da reserva terciária é feita, preferencialmente, nas usinas do Controle Automático de Geração (CAG) (EPE, 2018).

(d) Reserva Complementar – R4 – é constituída do acréscimo de potência sincronizada ao sistema, possível de estar disponível em um período de até 24 horas.

Também é conhecida como Reserva de Prontidão ou Quaternária, que é a reserva necessária para recompor a reserva de potência operativa do sistema quando está se esgotar em caso de indisponibilidades por parte de geradores, além de desvios no valor da carga em relação ao previsto. Esta parcela não precisa estar sincronizada, mas deve estar disponível em até 30 minutos contados a partir de sua solicitação e ser mantida por pelo menos 4 horas consecutivas (EPE, 2018).

3.3.1.1.2 Classificação e Controle de Reserva de Potência Operativa em Fontes de Energia

Com o aumento da participação das renováveis na matriz, há uma tendência de aumento da necessidade de reserva operativa (EPE, 2019). No entanto as fontes de energia, podem fornecer apenas parte dos serviços de reserva (EPE, 2018).

Os requisitos mínimos para conexão atualmente no Brasil exigem que turbinas eólicas com potência instalada superior a 10 MW devem 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. O benefício disso é contribuir para a regulação primária de frequência do SIN, sem comprometer o ponto ótimo de operação da central geradora.

Estudos adicionais devem ser realizados para o adequado diagnóstico dos requisitos de Controle Secundário, como o dimensionamento da reserva operativa com análise probabilística (EPE, 2019).

3.3.1.1.3 Reservas Operativa Mínimas e Estudos Probabilísticos

Reserva mínima é o montante necessário para atender a variações de oferta e demanda, que podem ocorrer devido as variações de carga entre intervalos de despacho, erros de previsão de carga, saídas forçadas de operação de unidades geradoras e linhas de transmissão (EPE, 2018).

No contexto em que está inserido esta dissertação, também é necessário considerar que a maior penetração de fontes de energia não controláveis também afeta o montante necessário para atendimento da carga. Nesse caso, a reserva deverá ser dimensionada para cobrir a variação combinada dos efeitos descritos acima com as incertezas inerentes às fontes com variações não controláveis de curto prazo e o erro de previsão do recurso, que pode ser significativo em relação à própria incerteza do recurso (EPE, 2018).

Uma das primeiras metodologias aplicada sob o ponto de vista de reservas mínimas é o risco do cálculo da reserva de capacidade, conhecido como (PJM) método *pennsylvania-jersey-maryland* (Rosa, et al.). O método visa identificar os riscos, em termos probabilísticos, da geração não atender a carga e por isso é recomendado o seu uso.

O método determinístico não é recomendado para a avaliação de reservas mínimas, pois não considera a natureza estocástica dos elementos que compõe o SEP, sendo, portanto, um método incompleto. Parâmetros estocásticos possibilitam obter as probabilidades de os equipamentos dos sistemas de energia estarem em operação (sucesso – estado de up) ou fora de operação (falha – estado de down).

Como está relacionada a valores que possuem incertezas (projeções de carga e da geração de fontes não controláveis, além dos eventos de falha dos equipamentos), a definição do requisito pelos métodos probabilísticos se mostra mais adequada, apesar de envolver maior complexidade no cálculo (EPE, 2018).

3.3.2 Segurança e Estabilidade e Dinâmica dos Sistemas de Energia

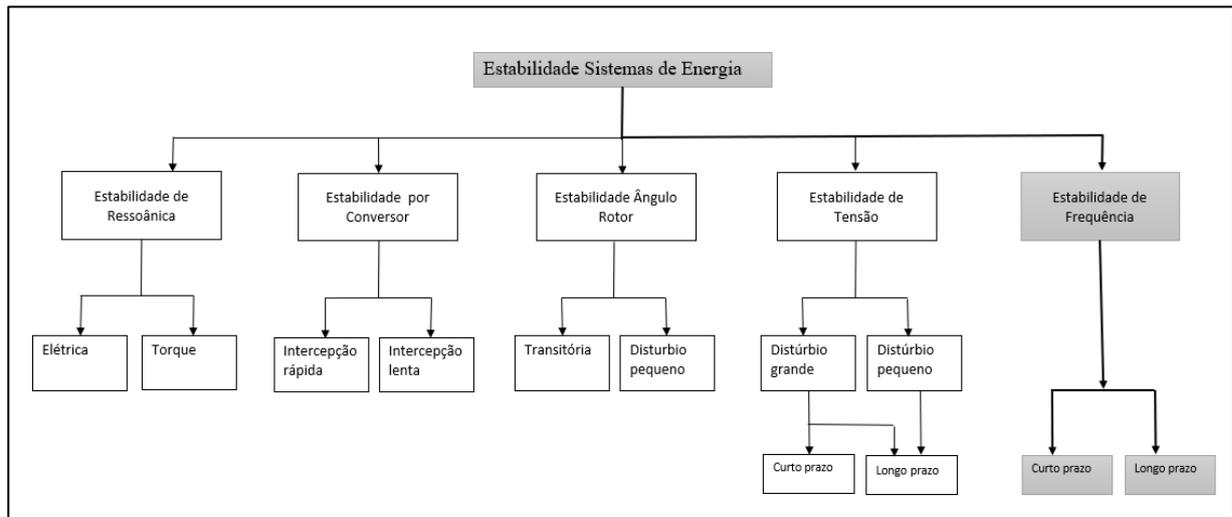
A estabilidade do sistema de energia é a capacidade do sistema em recuperar o seu estado de equilíbrio de funcionamento após ter sido submetido a uma perturbação física (Hatzargyriou, 2020) e depende das características de todos os componentes que o compõe. Isto inclui as características de resposta dos equipamentos de controle dos geradores, características dinâmicas das cargas, equipamentos suplementares de controle instalado, bem como o tipo e as configurações do equipamento de proteção utilizado (Fouad, 2002).

3.3.2.1 Comportamento dinâmico e classificações de estabilidade

O comportamento dinâmico dos sistemas de energia mudou gradativamente devido ao aumento significativo da penetração de tecnologias de geração por meio de conversores (Hatzargyriou, 2020), entre essas tecnologias encontram-se as gerações eólica e solar fotovoltaica. Em 2016 surgiu a necessidade de reclassificar os tipos de estabilidade dos sistemas de energia, devido aos diferentes comportamentos dinâmicos provocados pela inserção de conversores na rede elétrica. A seguir, na figura 14, é apresentada a nova classificação de estabilidade, baseada em três pilares (i) natureza física do modo de instabilidade resultante do distúrbio, (ii) tamanho do distúrbio considerado e (iii) nos dispositivos, processos e intervalo de tempo que deve ser levado em consideração para avaliar a estabilidade (Hatzargyriou, 2020).

Neste estudo, as questões de estabilidade surgem ao redor da frequência, devido à interação entre a tecnologia de geração por fonte renovável e a eletrônica de potência (conversor) que impacta na redução da inércia total do sistema de energia.

Figura 14 - Estabilidade dos sistemas de energia elétrica



Fonte: Adaptado de (Hatziargyriou, 2020)

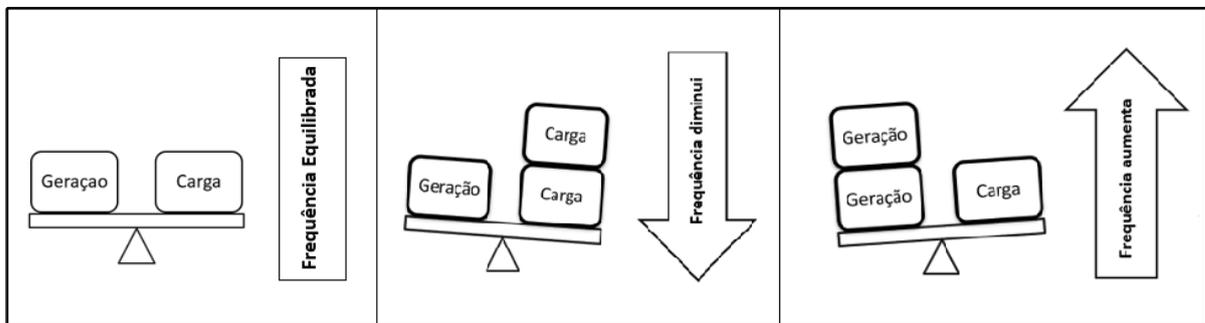
3.3.3 Controle e Estabilidade da Frequência

Uma das principais características da energia elétrica é que ela não pode ser armazenada em grandes quantidades. Isso significa que, para o correto funcionamento do sistema elétrico, em que é respeitado os limites operacionais dos componentes elétricos, a geração de energia elétrica deve corresponder ao consumo de forma precisa e instantânea. Ou seja, deve existir equilíbrio entre geração e carga em tempo real para evitar desequilíbrios que se traduzam em desvios de frequência em relação ao valor nominal da frequência. A estabilidade de frequência traduz esse equilíbrio ou mesmo balanço entre carga-geração. Por outro lado, a instabilidade da frequência está associada com as insuficiências nas respostas, coordenação deficiente dos controles e proteção ineficiente dos equipamentos que compõe o sistema elétrico.

Em todos os sistemas de potência, a frequência deve ser mantida dentro de uma faixa de controle, no Brasil essa faixa é em torno de 60 Hz. Os mecanismos de controle de frequência são essenciais para garantir a estabilidade dinâmica do sistema elétrico de potência.

Conforme apresentado na figura 15, as variações de frequência ocorrem sempre que há um desequilíbrio entre carga-geração. Quando a geração é menor do que a carga, a frequência do sistema decresce e vice-versa.

Figura 15 - Diferentes balanços entre carga e geração



Fonte: Autora, 2022

3.3.3.1 ROCOF

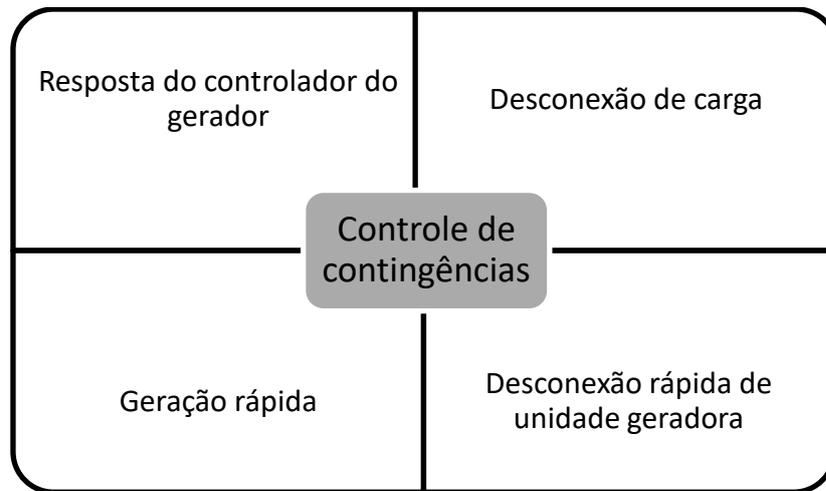
A taxa inicial de mudança de frequência (ROCOF) e a magnitude do desvio da frequência dependem do desbalanço entre carga-geração em comparação com o tamanho do sistema. O ROCOF inicial também depende do total da energia cinética armazenada (dependendo da inércia do sistema) no momento em que o desequilíbrio ocorre, bem como sobre a dependência entre carga-frequência (efeito de auto-regulação) (ENTSO-E, 2019).

Basicamente, quanto maior o desequilíbrio entre a carga-geração e quanto menor a inércia, maior é o ROCOF. A resposta alta do ROCOF reduz o tempo necessário para a implantação das ações de equilíbrio rápidas necessárias e, adicionalmente, para algumas unidades, poderia levar à desconexão e, portanto, uma maior deterioração da segurança do sistema. Com uma inércia muito baixa, o sistema experimentaria excursões de alta frequência e podem até mesmo apagões como resultado de um descompasso relativamente baixo entre carga-geração (ENTSO-E, 2019).

3.3.3.2 Recursos de Controle de Frequência

Na ocorrência de contingências, é possível realizar o controle através da identificação das falhas e correção da frequência através das soluções apresentadas na figura 16.

Figura 16 - Controle de contingências



Fonte: Adaptado de (Limited, 2021)

3.3.4 Perspectivas de longo prazo no Brasil

O aumento de fontes de energia renováveis no sistema elétrico e a crise hídrica de 2020, são indicadores fortíssimos de mudança na matriz energética. De acordo com os últimos Planos Decenais de Expansão, foi observado algumas tendências:

- Penetração crescente de novos recursos renováveis;
- Mudança na forma de operação das hidrelétricas;
- Expansão da geração utilizando critérios de atendimento a capacidade de potência;
- Inserção de Recursos Energéticos Distribuídos.

De forma geral, essas tendências chamam a atenção para a necessidade de disponibilidade por serviços ancilares de reserva operativa e estabilidade.

Ainda, do ponto de vista do planejamento, no horizonte de longo prazo, se vislumbra uma maior necessidade da integração de prestadores de serviços ancilares em todos os segmentos do sistema, muito em razão do progressivo aumento da inserção de geração renovável variável e de recursos energéticos distribuídos (RED).

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO 3

Com o aumento da penetração de fontes de energias renováveis intermitentes e não controláveis, como a geração eólica e solar fotovoltaica, que não possuem inércia natural, o sistema elétrico fica mais vulnerável a distúrbios. Isso ocorre porque essas fontes de energia possuem uma capacidade limitada de fornecer suporte à frequência elétrica.

Neste capítulo foram discutidas as principais vertentes do planejamento da expansão do setor elétrico: recursos de geração de energia elétrica e a confiabilidade dos sistemas de energia.

Também foi apresentado a importância das reservas operacionais no controle da estabilidade do sistema elétrico, principalmente, ao redor do controle e da estabilidade de frequência.

Nos próximos capítulos serão apresentados a metodologia utilizada para o desenvolvimento da estimação do nível de inércia no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão de energia elétrica, e os resultados obtidos através de simulações computacionais considerando a reserva do sistema.

Capítulo 4

4 METODOLOGIA

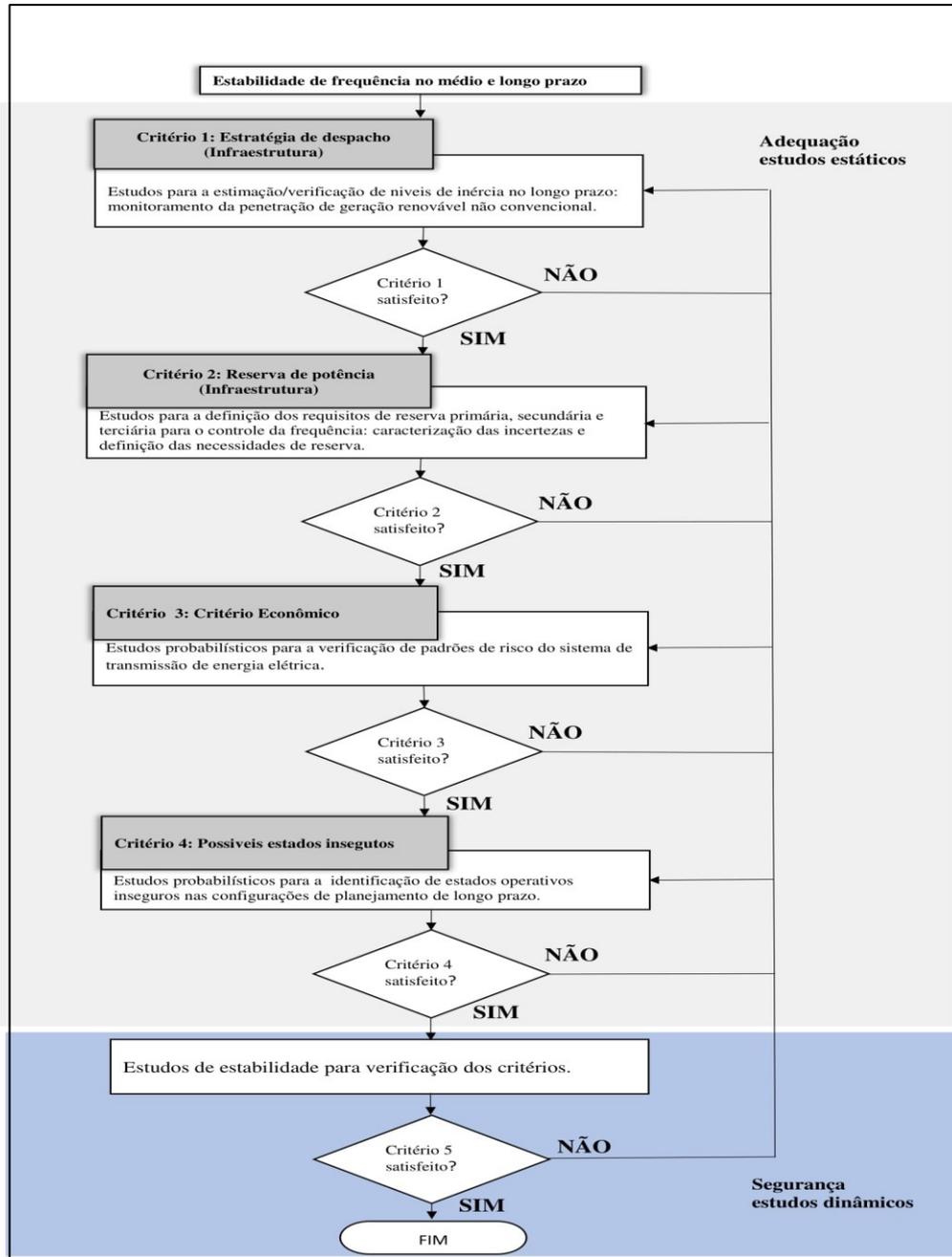
4.1 INTRODUÇÃO

De modo a dar mais um passo no entendimento do funcionamento do sistema elétrico futuro, será apresentado nesse capítulo uma proposta de metodologia, que se baseia no fluxograma apresentado na figura 17, adaptado de (Alexandre Rocco, 2022), com foco na adequação de estudos estáticos que permite a realização de estudos para a definição de níveis de inércia mínima para diferentes configurações de planejamento. A proposta metodológica também define critérios importantes para os avanços na vertente da avaliação da performance, como por exemplo: estudos para a identificação de infraestrutura de reserva de geração, estudos para a identificação de padrões de risco de sistemas de geração e transmissão e estudos para a definição de padrões de estados operativos inseguros.

O foco na adequação de estudos estáticos permite expandir a metodologia para objetivos mais específicos que serão vistos com maior detalhamento nas seções seguintes:

- Aplicação de métodos probabilísticos (Monte Carlo);
- Desenvolvimento de modelo computacional;
- Simulações estáticas;
- Determinação de índices de confiabilidade;
- Verificação do nível de inércia.

Figura 17- Proposta metodológica

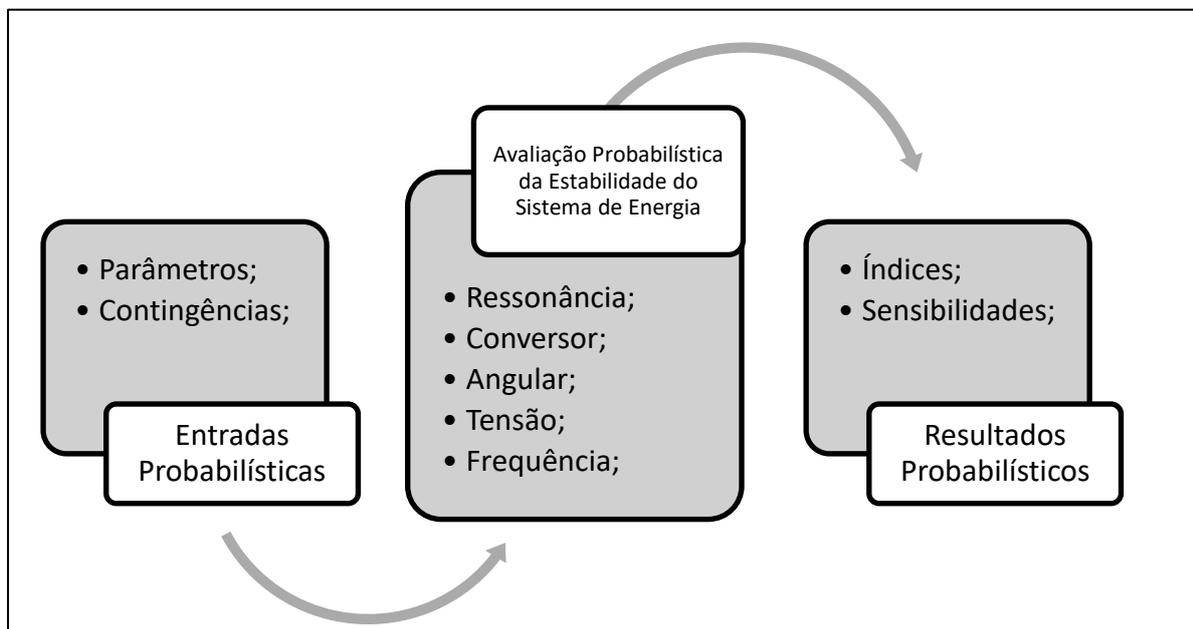


Fonte: Adaptado de (Alexandre Rocco, 2022)

4.2 MÉTODOS PROBABILÍSTICOS APLICADOS EM SISTEMAS DE ENERGIA

Os métodos probabilísticos facilitam a análise de um sistema com incerteza ou variabilidade (Kazi Nazmul Hasan, 2019), como é o caso dos sistemas que envolvem energia elétrica. Na figura 18 é apresentada a contextualização da avaliação probabilística da estabilidade do sistema elétrico.

Figura 18 - Contextualização da avaliação probabilística da estabilidade do sistema de energia



Fonte: Adaptado (Kazi Nazmul Hasan, 2019)

A análise probabilística consiste nos três componentes seguintes: (i) modelagem de variáveis de entrada e condições de funcionamento incertas, (ii) aplicação dos métodos computacionais probabilísticos, e (iii) cálculo de índices de estabilidade probabilística (Kazi Nazmul Hasan, 2019).

Na primeira componente a representação probabilística das variáveis de entrada é a chave para a avaliação probabilística. As distribuições de probabilidade de entrada são geralmente decididas com base nos tipos e propriedades das variáveis e condições de funcionamento incertas (Kazi Nazmul Hasan, 2019).

Na segunda componente a avaliação das variáveis probabilísticas do sistema através de um método probabilístico está no centro da avaliação probabilística. Vários métodos

probabilísticos estabelecidos podem ser utilizados para incorporar estudos de estabilidade do sistema no quadro probabilístico. (Kazi Nazmul Hasan, 2019).

Por fim, na terceira e última componente os índices de saída probabilísticos mostram o impacto de incerteza de entrada na resposta do sistema. As variáveis probabilísticas de saída podem descrever o planejamento, operação e desempenho de segurança do sistema numa vasta gama de cenários (Kazi Nazmul Hasan, 2019). Este quadro probabilístico colabora com a visão de se introduzir aspectos da avaliação da estabilidade em uma análise de adequação.

4.2.1 Processo Estocástico

O processo estocástico refere-se a um processo de representação de um sistema com algumas variáveis cujas alterações estão sujeitas a variações aleatórias. A simulação probabilística é uma abordagem em que um conjunto de (ou todas) entradas são modeladas utilizando as suas distribuições de probabilidade. A modelização da incerteza representa a investigação da incerteza das variáveis, que é importante para os processos de tomada de decisão e a quantificação da magnitude e importância da incerteza (Kazi Nazmul Hasan, 2019).

4.2.2 Método de Monte Carlo

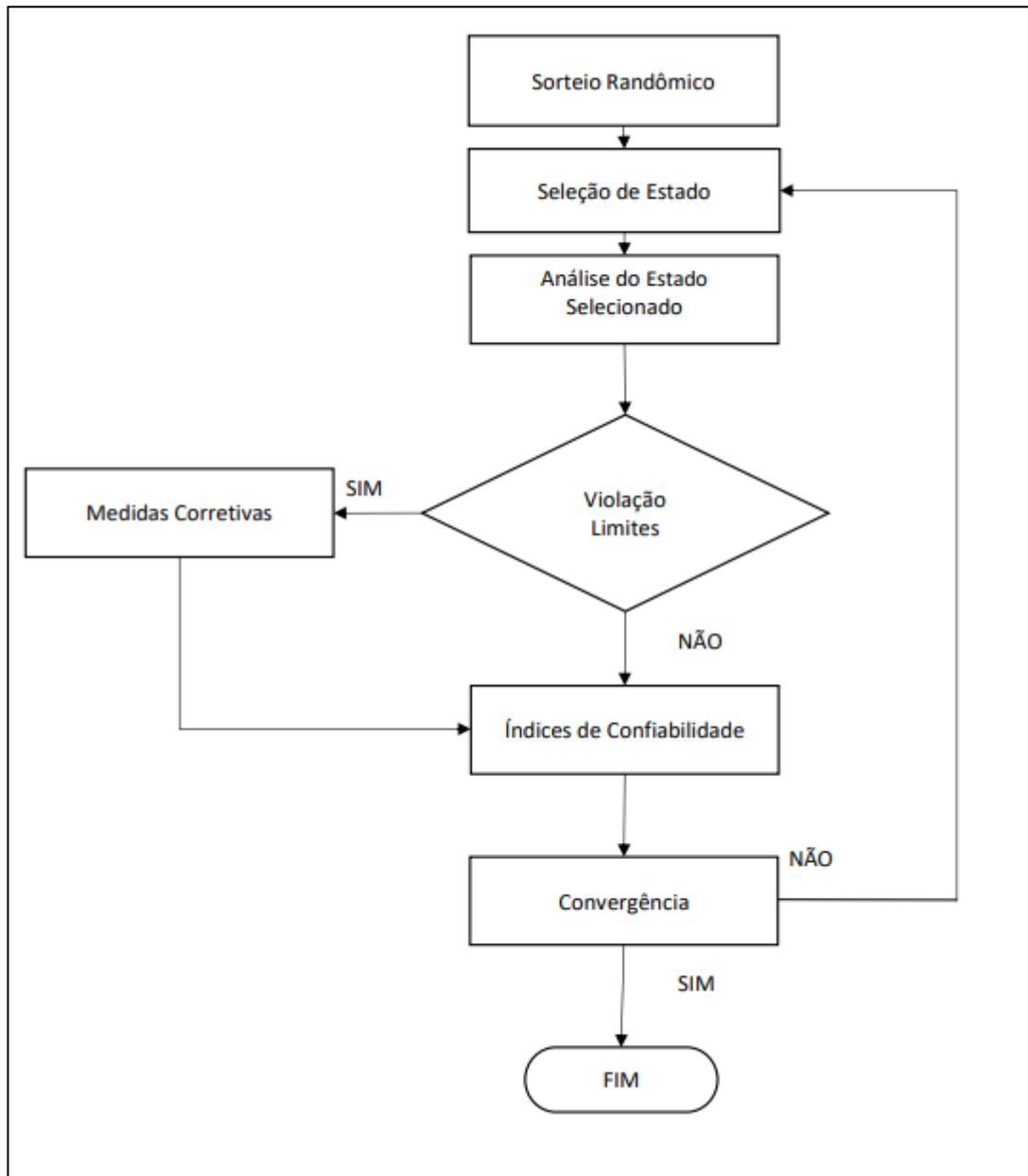
As simulações baseadas no Método de Monte Carlo (MMC) têm se destacado como uma referência e uma ferramenta amplamente aceita para a análise probabilística (Kazi Nazmul Hasan, 2019). Esse método é utilizado para resolver problemas complexos e cálculos numéricos que envolvem aleatoriedade, tornando-se uma poderosa abordagem para lidar com incertezas e variações em sistemas de energia.

Em uma simulação pelo MMC, o objetivo é obter um conjunto de dados numéricos significativo, e para isso, são realizadas muitas amostras aleatórias das incertezas do sistema. O fluxograma do MMC, apresentado na Figura 19, ilustra a sequência de passos envolvidos na simulação.

A aplicação do MMC envolve várias etapas: primeiro, é necessário definir o domínio das possíveis entradas que afetam o sistema. Em seguida, amostras aleatórias dessas entradas são geradas, levando em consideração suas distribuições de probabilidade. Posteriormente, para

cada amostra gerada, são executadas simulações e análises determinísticas para avaliar o comportamento do sistema. Por fim, os resultados das simulações são empiricamente analisados para obter informações sobre o desempenho, riscos, intervalos de confiança e distribuições de probabilidade associados ao sistema (Kazi Nazmul Hasan, 2019).

Figura 19 - Fluxograma Método de Monte Carlo



Fonte: Autora 2022

4.2.3 Método de Monte Carlo Sequencial

O presente trabalho tem como base o Método de Monte Carlo Sequencial (MCS), uma variação do Método de Monte Carlo que se destaca pela sua adaptabilidade e eficiência. Dentre as vantagens do MCS em relação ao MMC convencional, está a sua abordagem adaptativa, que permite a geração de novas amostras com base nos resultados das amostras anteriores, em vez de requerer um grande número fixo de amostras aleatórias. Essa característica torna o MCS especialmente indicado para situações em que há limitações de recursos computacionais, possibilitando a obtenção de resultados iterativos que convergem gradualmente para a solução exata à medida que mais amostras são geradas.

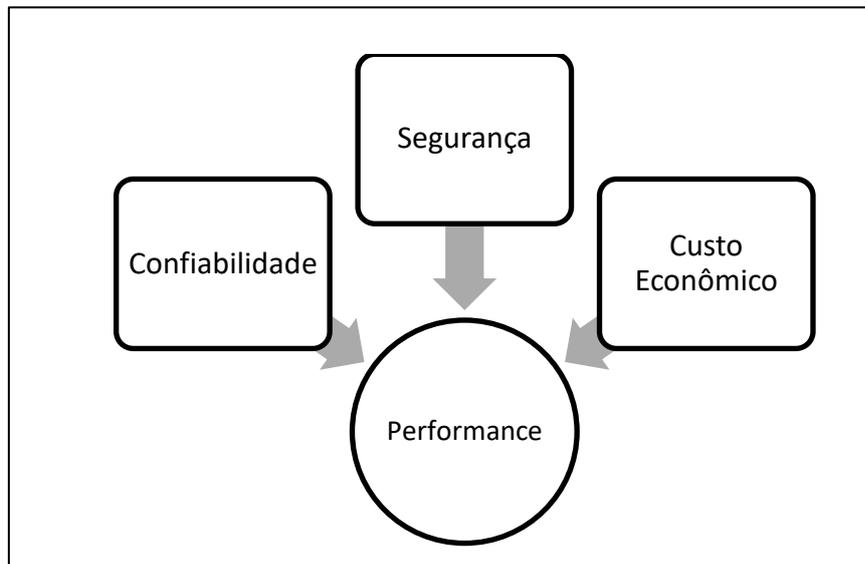
A escolha do Método de Monte Carlo Sequencial como a metodologia principal deste trabalho se deve às suas vantagens em termos de eficiência e precisão na análise de problemas complexos. A abordagem adaptativa do MCS permite uma otimização dos recursos computacionais disponíveis, tornando-o uma ferramenta poderosa para lidar com desafios que envolvem variabilidade e aleatoriedade. Com o MCS, podemos obter resultados aproximados cada vez mais precisos à medida que aumentamos o número de amostras, o que é essencial para garantir a confiabilidade dos resultados obtidos.

4.3 FERRAMENTA COMPUTACIONAL E SIMULAÇÃO ESTÁTICA

A ferramenta computacional utilizada para estimar os índices de confiabilidade de um sistema de energia, no contexto desta dissertação, é o PSMORA versão 2.0.

O algoritmo base do PSMORA está preparado para estimar índices de confiabilidade e estabelecer critérios para carga inercial, estabelecendo uma possibilidade de avaliar por meio da avaliação de adequação a existência de máquinas síncronas para cumprir um critério fixo de inércia. Na figura 20, é apresentada a tríade de performance que envolve a avaliação da confiabilidade, com aspectos de segurança, levando em consideração um escalonamento baseado em custos marginais.

Figura 20 - Tríade de performance



Fonte: Autora 2022

4.4 ÍNDICES CLÁSSICOS DE CONFIABILIDADE

Os índices clássicos de confiabilidade em sistemas de energia são parâmetros utilizados para avaliar o desempenho e a segurança do fornecimento de energia elétrica em uma determinada rede ou sistema elétrico. Esses índices fornecem informações sobre a qualidade do serviço elétrico prestado, a frequência e a duração das interrupções no fornecimento de energia, bem como a capacidade do sistema de responder a eventos inesperados.

Os índices clássicos de confiabilidade são descritos a seguir:

Índices de probabilidade

- Loss of Load Probability (LOLP): Probabilidade de perda de carga.
- Loss of Load Expectation (LOLE): Expectativa de perda de carga em h/a.

Índices de energia

- Expected Power Not Supplied (EPNS): Expectativa de potência não suprida em MW.
- Expected Energy Not Supplied (EENS): Expectativa de energia não suprida em MWh/ano.

Índices de frequência e duração

- Loss of Load Frequency (LOLF): Expectativa da frequência de ocorrências de eventos de perda (corte) de carga.
- Loss of Load Duration (LOLD): Expectativa da Duração média dos eventos de perda (corte) de carga.

4.5 ÍNDICES CLÁSSICOS DE SEGURANÇA E RESTRIÇÃO INERCIAL

O estado de segurança de qualquer sistema de energia depende da característica dinâmica das unidades geradoras que são programadas durante a operação do sistema, bem como alguns procedimentos adotados pelo operador do sistema. Somente através de estudos de avaliação dinâmica é possível determinar o grau real de segurança do sistema.

O procedimento para verificação da ocorrência de restrição inercial, pela perspectiva estática (adequação), está baseado no conceito de carga inercial. Este conceito estabelece uma forma de marcar estados visitados ao longo do processo de simulação, que não cumpram um critério determinístico de identificação de inércia, como estado inseguro. Da mesma forma que ocorrem eventos de perda de carga, o conceito de índices de confiabilidade pode ser estendido para caracterizar eventos de estado inseguro, como se segue (Carvalho, 2013):

Índices de probabilidade

- Insecure State Probability (ISP): probabilidade de um evento de estado inseguro.
- Insecure State Expectation (ISE): Expectativa de horas em que ocorrem estados inseguros (horas/ano);

Índice de profundidade

- Expected Inertial Load Not Supplied (EILNS): Energia esperada pela qual o conjunto de unidades geradoras falham em fornecer a carga inercial (MW).

Índices de frequência e duração

- Insecure State Frequency (ISF): frequência média de eventos de estado inseguro (ocorrência/ano);

- Insecure State Duration (ISD): Duração média dos eventos de estado inseguro (hora/ocorrência).

4.6 BASE DE DADOS - IEEE RELIABILITY TEST SYSTEM 2019

Nesta seção é apresentada a base de dados que contém as características elétricas, energéticas e estocásticas do sistema teste proposto pelo artigo *The IEEE Reliability Test System: A Proposed 2019 Update*, que propõe um processo de modernização do sistema teste RTS-96, com a inclusão de fontes de energia renováveis não controláveis (eólica e solar) e permite a realização de simulações operacionais para o período de um ano de operação, por hora e a cada 5 minutos, sendo atualmente o sistema de testes que melhor se adequa às mudanças do comportamento de geração ao redor do mundo.

De forma geral, o IEEE RTS 2019 é uma amostra de uma região geográfica de aproximadamente 250x250 milhas, localizada no sudoeste dos EUA. O sistema é dividido em três regiões, identificadas pelo dígito inicial (por exemplo, quando o barramento 13 é mencionado, ele se refere aos nós 113, 213 e 313).

Os dados de carga e geração possuem séries temporais por hora, ou a cada 5 minutos, estendidas para o horizonte anual de 2020. Os três perfis normalizados para a carga regional de pico no RTS constituem: 2850 MW e 580MVAR.

A rede elétrica da região 01 e 02 possuem 24 barramentos, enquanto a rede da região 03 possui 025 barramentos. A malha do RTS é composta por 120 ramos, com 1 trecho de transmissão DC de ± 500 kV (barra 113 – 316) e tensões nominais: 138 kV e 230 kV.

Ainda, nesta seção são apresentados e relacionados os componentes de geração e transmissão que compõem o sistema teste.

4.6.1 RECURSOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA

4.6.1.1 Termelétricas IEEE RTS 2019

O subsistema térmico conta com 73 unidades térmicas, com uma potência efetiva instalada de 8076 MW, representando 52,64% da capacidade total instalada.

Parte da geração a carvão e óleo do sistema teste RTS-96 foi substituída por turbinas de combustão a gás natural de 55 MW (GasCT) e geradores de ciclo combinado a gás natural de 350 MW (GasCC).

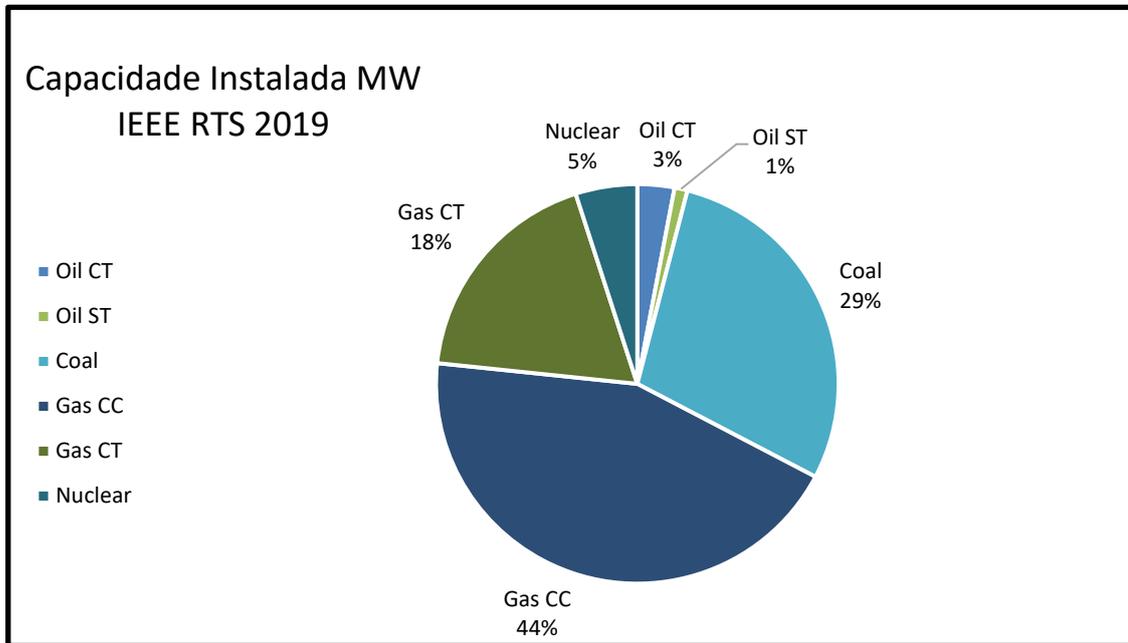
4.6.1.1.1 Características Elétricas Termelétricas

As termelétricas correspondem à mais de 50% do sistema do IEEE RTS 2019. A capacidade e número de unidade de cada geradora térmica do sistema, bem como a potência efetiva total instalada por classe de tecnologia são apresentados no Anexo A, nas tabelas A.1 e A.2, respectivamente.

4.6.1.1.1 Características Energéticas Termelétricas

O parque termelétrico do sistema IEEE RTS 2019 é composto por vários tipos de tecnologia térmica. A figura 21, ilustra a composição da capacidade termelétrica instalada por categoria de geração.

Figura 21 - Composição da classe de geração das termelétricas do sistema teste IEEE RTS 2019



Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub (<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>)

4.6.1.1.2 Características Estocásticas Termelétricas

Os parâmetros estocásticos (tempo médio para o reparo - MTTR, tempo médio para a falha - MTTF, respectiva taxa de falha - λ , e sua correspondente indisponibilidade - U) processados para os geradores termelétricos organizados por tecnologia de geração são apresentados no Anexo A, na tabela A.3, enquanto os parâmetros organizados por classe de potência e tecnologia, são apresentados na tabela A.4 do mesmo anexo.

4.6.1.1.3 Características Dinâmicas Termelétricas

As características dinâmicas das geradoras termelétricas, que inclui os parâmetros de inércia podem ser consultadas no Anexo A, na tabela A.5.

4.6.1.2 Hidrelétricas IEEE RTS 2019

O subsistema hídrico conta com 20 geradoras hidrelétricas que abrigam um total 62 unidades de geração, totalizando uma capacidade instalada de 1000 MW, e representando 6,87% da capacidade instalada total do sistema de geração.

4.6.1.2.1 Características Elétricas Hidrelétricas IEEE RTS 2019

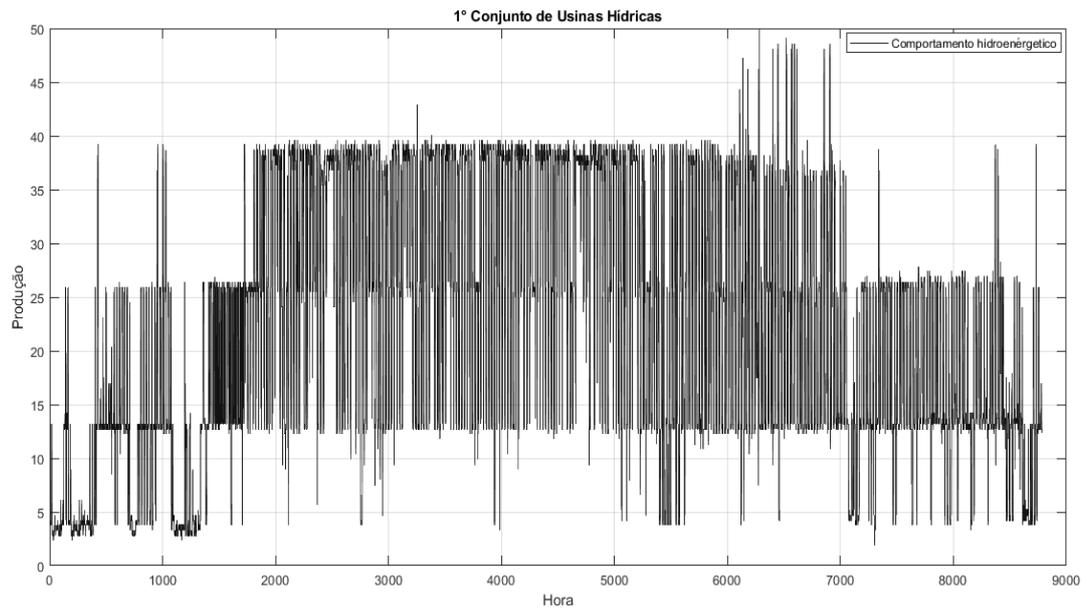
O sistema de geração é caracterizado conforme tabela A.6 do Anexo A, indicando: referência, capacidade efetiva e o número de unidades de cada grupo gerador.

4.6.1.2.2 Características Energéticas Hidrelétricas IEEE RTS 2019

Para fins didáticos, as características energéticas das hidrelétricas do sistema teste, foram classificadas em três conjuntos de geração. Nas figuras 22, 23 e 24 é possível visualizar as características de cada grupo de geração em MW, por hora no período de um ano. De forma geral, essa classificação das características energéticas é valiosa para identificar padrões e tendências na geração hidrelétrica e, assim, destacar a necessidade de diversificar as fontes de potência e energia.

Por fim, a figura 25 mostra o comportamento geral das hidrelétricas ao longo do ano, fornecendo uma visão panorâmica da variação da geração de energia. Essa visualização é importante para entender a sazonalidade na produção hidrelétrica, bem como a importância de outras fontes de potência e energia para complementar as variações na geração hidrelétrica.

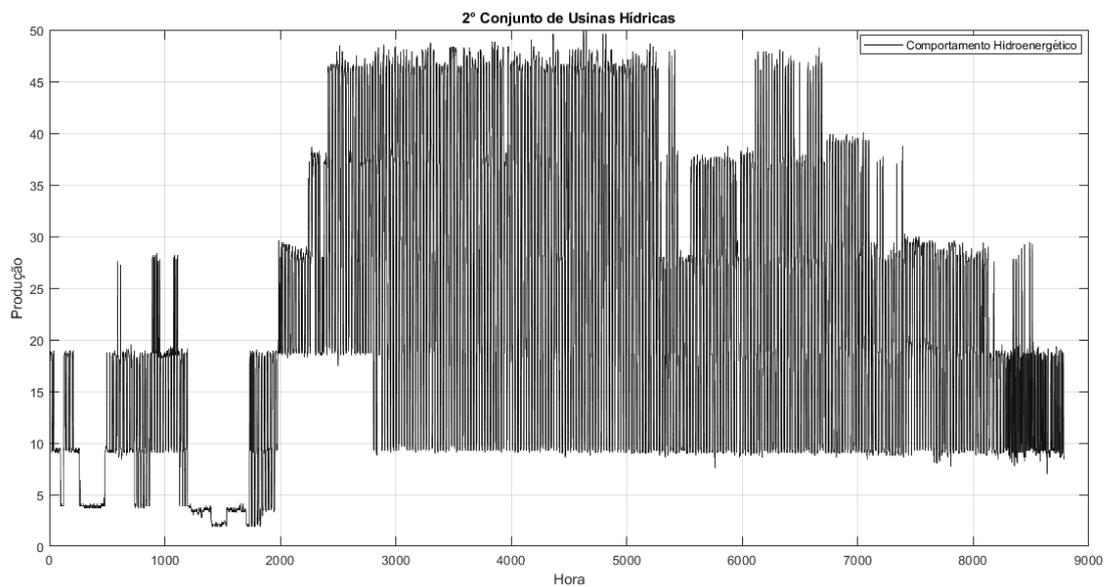
Figura 22 - Características energéticas do 1º conjunto de hidrelétricas



Fonte: RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub

(<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>)

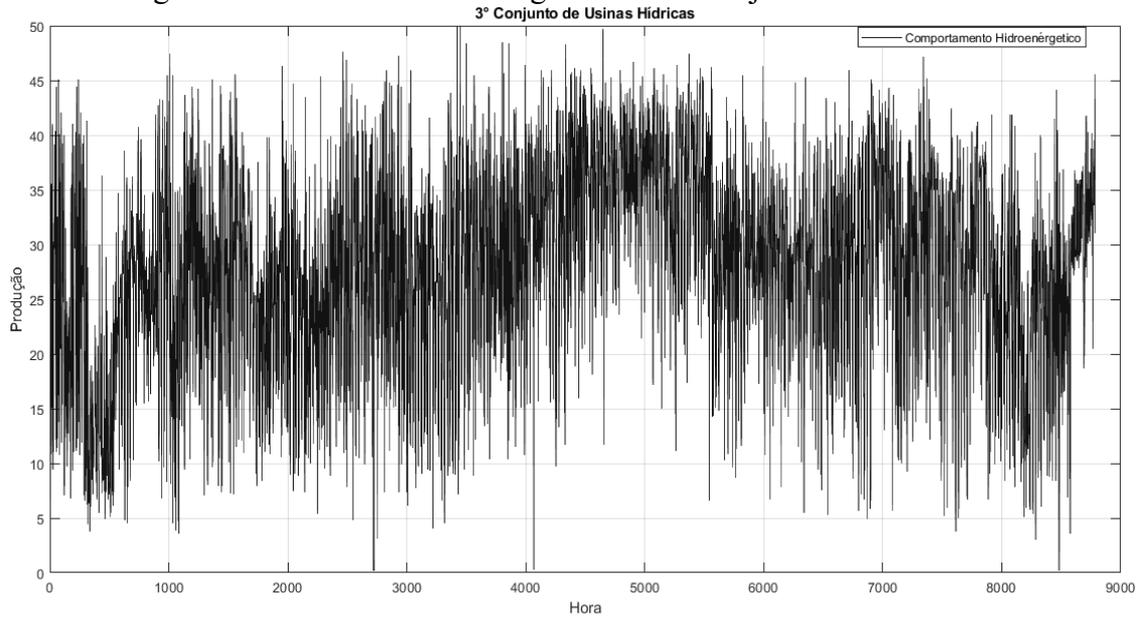
Figura 23 - Características energéticas do 2º conjunto de hidrelétricas



Fonte: RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub

(<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>)

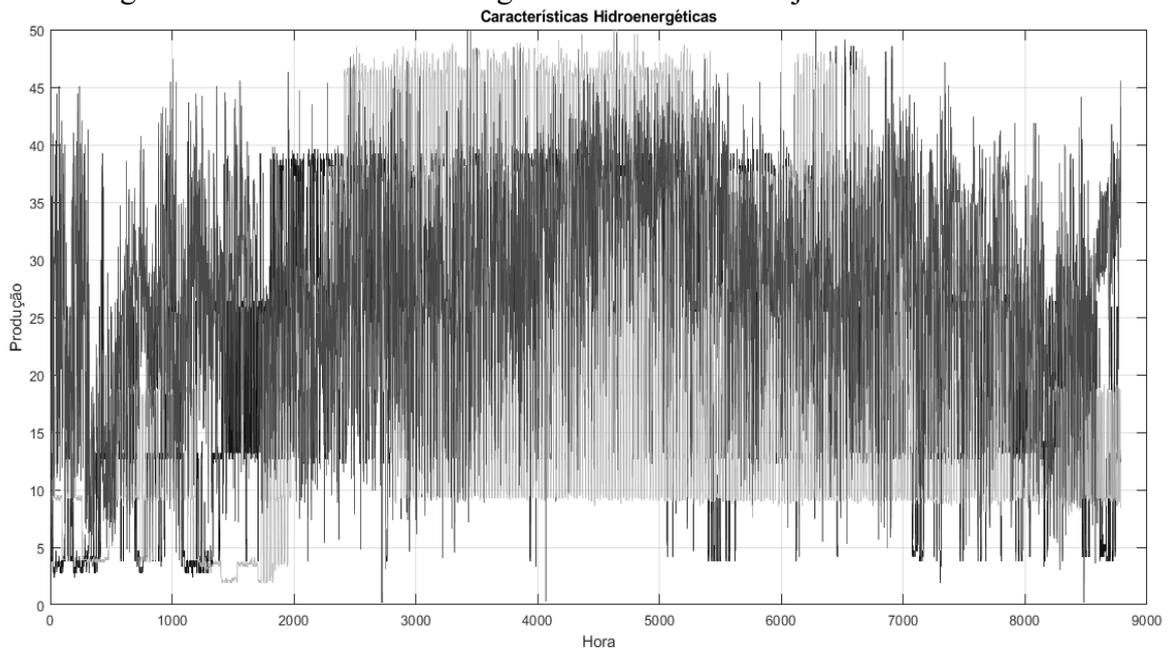
Figura 24 - Características energéticas do 3º conjunto de hidrelétricas



Fonte: RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub

(<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>)

Figura 25 - Características energéticas de todos os conjuntos de hidrelétricas



Fonte: RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub

(<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>)

4.6.1.2.3 Características Estocásticas Hidrelétricas IEEE RTS 2019

Os parâmetros estocásticos processados para os geradores hidráulicos, organizados por tecnologia de geração são apresentados no Anexo A, na tabela A.7, os parâmetros não foram organizados por classes de potência visto que todos apresentam a mesma classe.

4.6.1.2.4 Características Dinâmicas Hidrelétricas IEEE RTS 2019

As características dinâmicas das geradoras hidrelétricas são apresentadas no Anexo A, na tabela A.8, onde são apresentadas as informações de inércia.

4.6.1.3 Eólicas IEEE RTS 2019

Geradores eólicos foram conectados ao barramento de geração mais próximo no RTS geo-localizado. Perfis de geração foram selecionados do conjunto de dados do estudo WWSIS-2 (The Western Wind and Solar Integration Study Phase 2 – NREAL)

De forma geral, o RTS-2019 é composto por 4 parques eólicos que abrigam um total de 4 turbinas, totalizando uma capacidade instalada de 2507,9 MW, o que representa 17,23% da capacidade total do sistema de geração proposto na atualização.

4.6.1.3.1 Características Elétricas Eólicas IEEE RTS 2019

O subsistema de geração eólico é caracterizado conforme se apresenta na Tabela A.9 do Anexo A, indicando a capacidade efetiva e número de turbinas de cada parque eólico do sistema.

4.6.1.3.2 Características Energéticas Eólicas IEEE RTS 2019

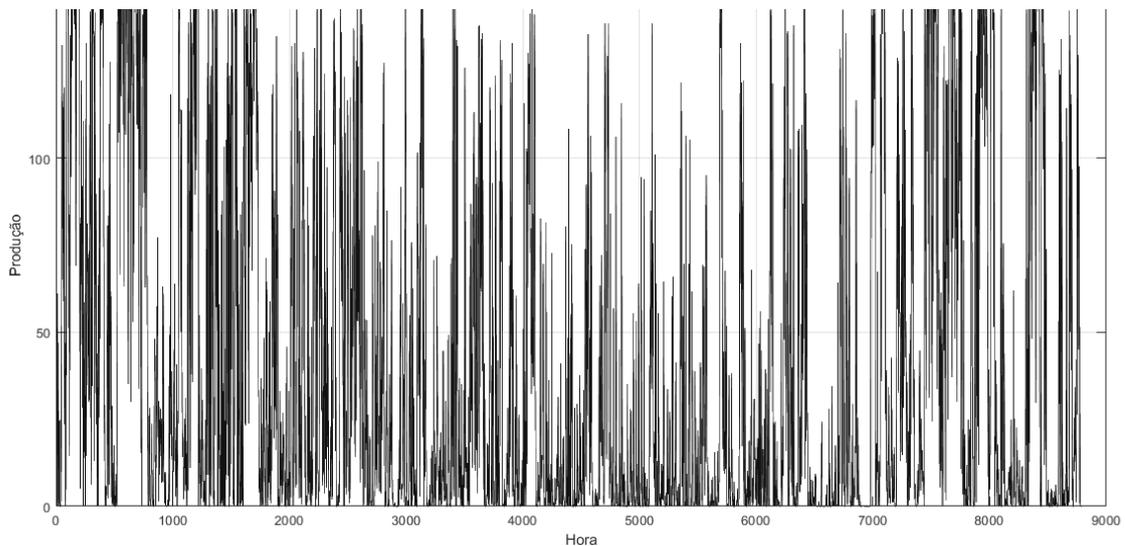
As características energéticas dos parques eólicos do sistema IEEE RTS 2019 são apresentadas nas figuras 26, 27, 28 e 29, que ilustram o comportamento variável e intermitente do vento por meio da produção horária ao longo de um ano. Essa análise proporciona uma

compreensão detalhada da natureza flutuante da energia eólica e sua influência na produção horária de energia ao longo de um ano.

Ao observar a figura 30, é possível visualizar o comportamento das quatro geradoras eólicas operando simultaneamente durante todo o ano. Isso destaca a importância de considerar a contribuição coletiva desses parques eólicos para a matriz energética, mesmo diante da variabilidade do vento.

É importante ressaltar que a geração de energia eólica está sujeita às flutuações do vento, que podem ser imprevisíveis e variar ao longo do tempo. Essa característica intermitente exige uma abordagem estratégica para garantir a estabilidade do sistema elétrico, considerando a integração de outras fontes de energia e o gerenciamento eficiente da demanda.

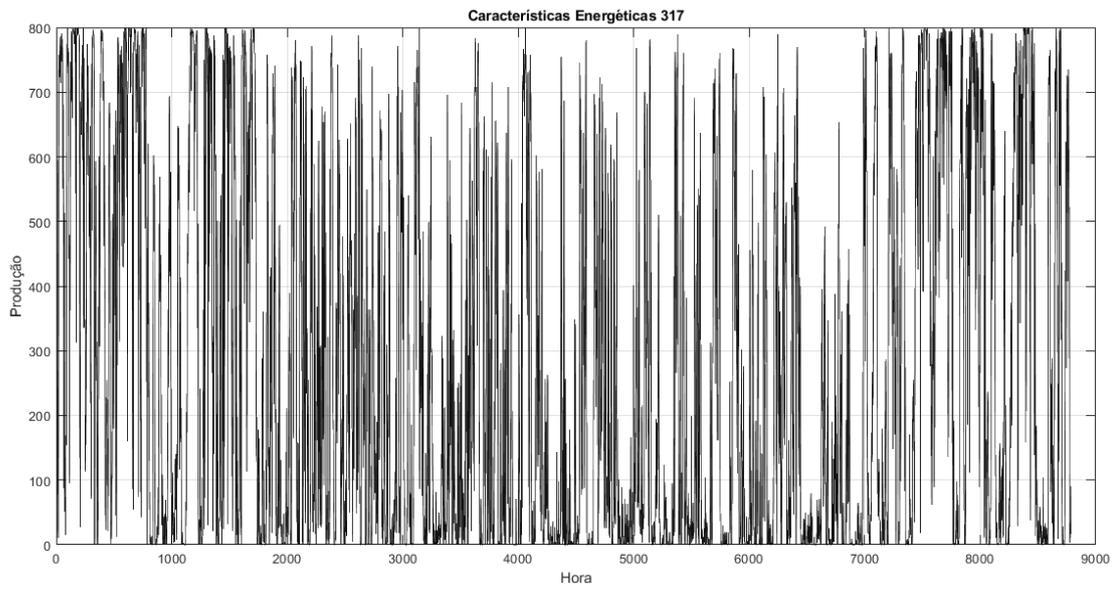
Figura 26 - Características energéticas do 1º parque de geração eólica



Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub

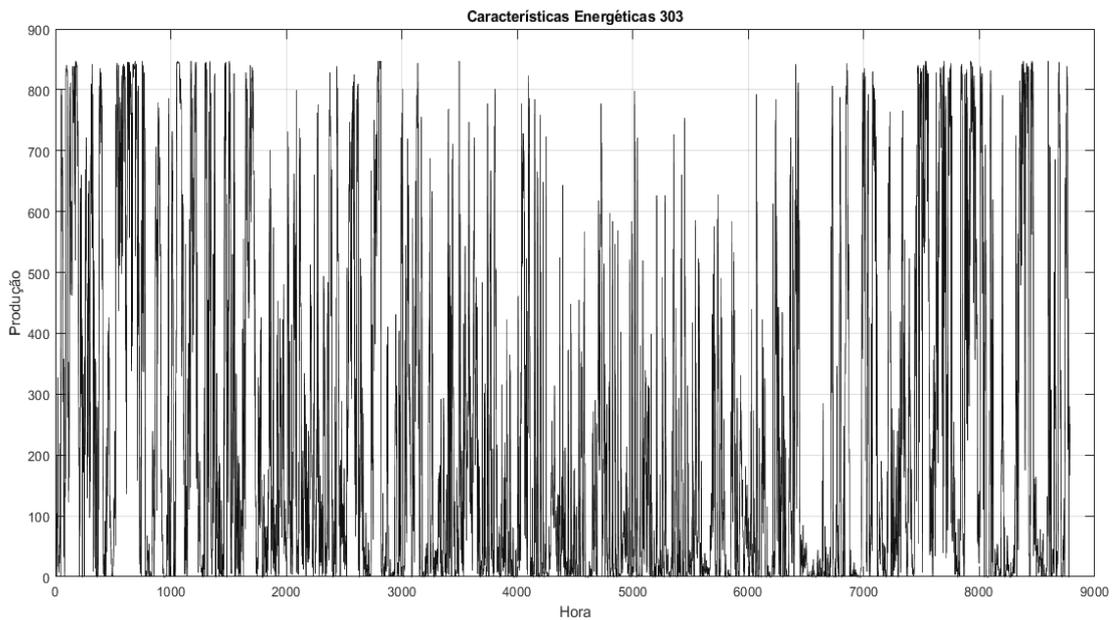
(<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>)

Figura 27- Características energéticas do 2º parque de geração eólica



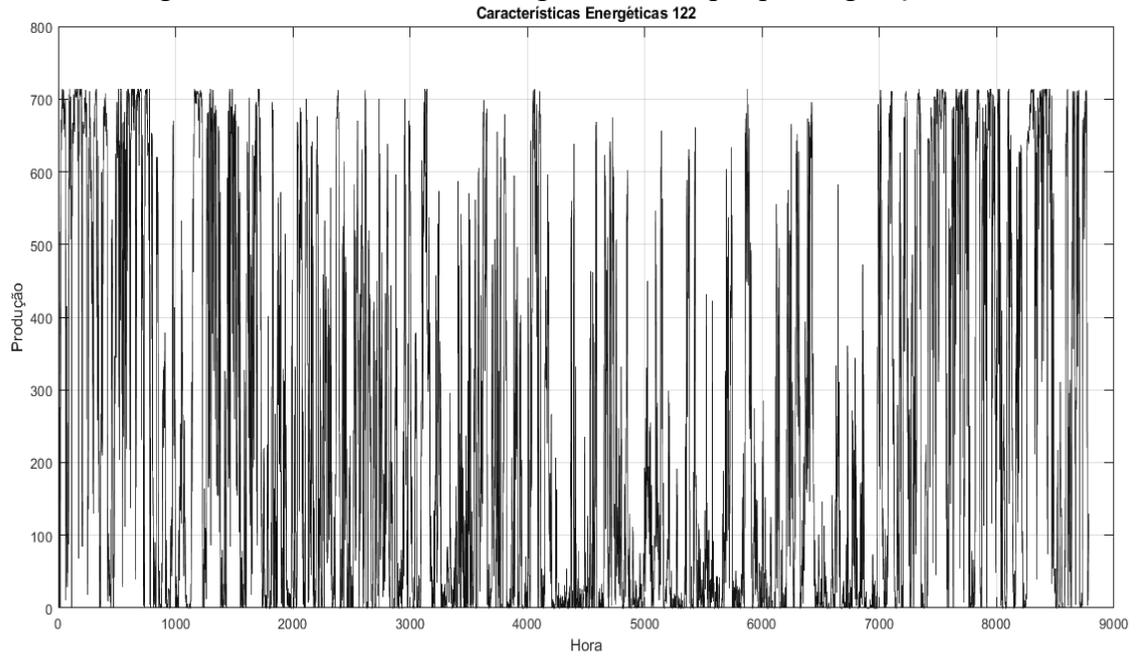
Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub
(<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>)

Figura 28 - Características energéticas do 3º parque de geração eólica



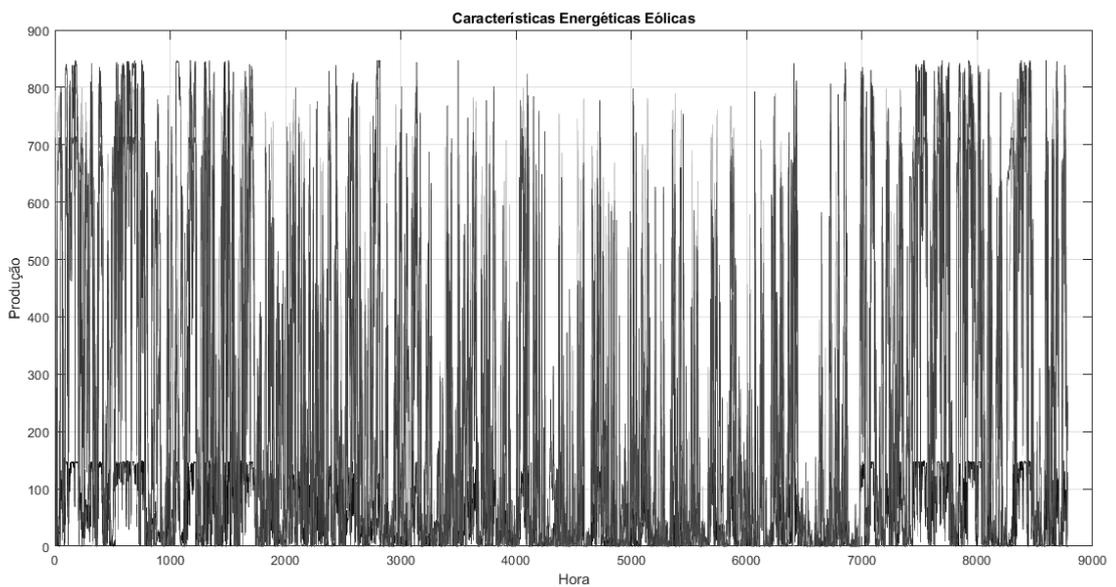
Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub
(<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>)

Figura 29 - Características energéticas do 4º parque de geração eólica



Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub
(<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>)

Figura 30 - Características energéticas simultâneas dos parques de geração eólica



Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub
(<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>)

4.6.1.3.3 Parâmetros Estocásticos Eólicas IEEE RTS 2019

Os parâmetros estocásticos estabelecidos para as geradoras eólicas apresentados no Anexo A, na tabela A.10.

4.6.1.3.4 Características Dinâmicas Eólica IEEE RTS 2019

As características dinâmicas das geradoras eólicas são apresentadas no Anexo A, na tabela A.11.

4.6.1.4 *Energia Solar IEEE RTS 2019*

Geradores fotovoltaicos foram conectados ao barramento de geração mais próximo no RTS geo-localizado. Os geradores fotovoltaicos de telhado (Solar RTPV) foram conectados ao barramento de carga mais próximo. Perfis de geração foram selecionados do conjunto de dados do estudo WWSIS-2 (The Western Wind and Solar Integration Study Phase 2 – NREAL).

A CSP (Concentrating Solar Power) utiliza a disponibilidade solar e, em seguida, despacha a parte da turbina a vapor da planta, dadas as restrições de energia solar e as características operacionais da própria turbina.

Ainda, o subsistema de geração solar fotovoltaica, conta com 57 geradoras que abrigam um total 213 unidades totalizando uma capacidade instalada de 2915,9 MW, representando 20,04 % da capacidade total do sistema elétrico.

4.6.1.4.1 Características Elétricas da Energia Solar IEEE RTS 2019

O sistema de geração solar é caracterizado conforme tabela A.12 do Anexo A, indicando o número de unidades de cada geradora e sua capacidade efetiva.

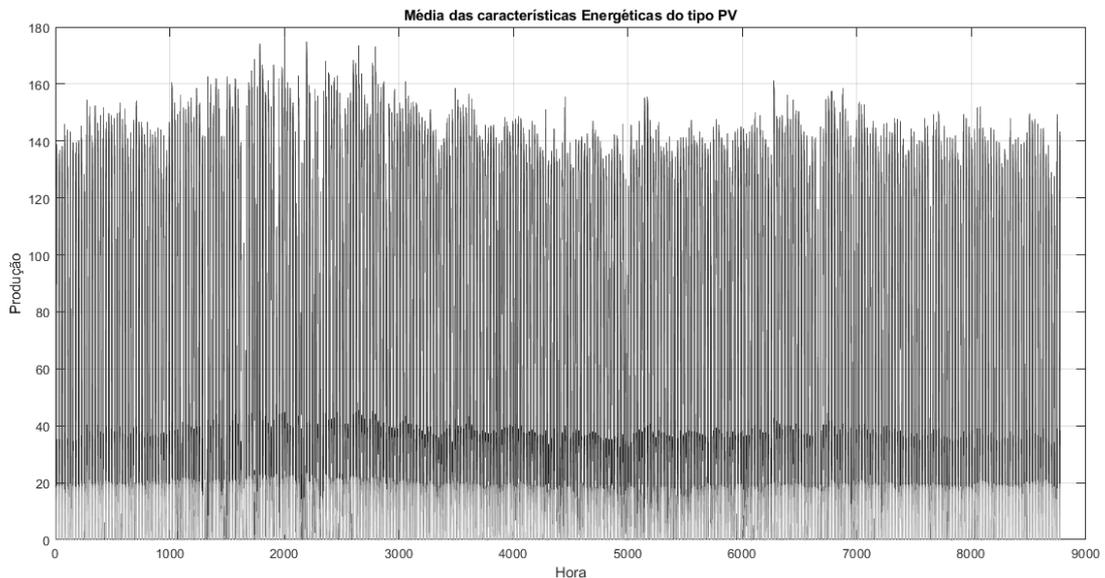
4.6.1.4.2 Características Energéticas da Energia Solar IEEE RTS 2019

Na figura 31, são apresentadas as gerações de energia máxima, intermediária e mínima das plantas fotovoltaicas em escala de serviço público ao longo do ano, em intervalos de uma hora. Essa representação permite observar as variações na geração de energia solar fotovoltaica ao longo do tempo e entender a capacidade de produção dessas plantas.

Já na figura 32, é apresentado o potencial de energia solar da planta CSP (Concentrated Solar Power) ao longo do ano, também em intervalos horários. Essa figura oferece insights sobre a disponibilidade e o aproveitamento da energia solar concentrada ao longo das diferentes épocas do ano.

Por fim, a figura 33 apresenta a geração de energia média prevista para as plantas fotovoltaicas de telhado (RTPV) por hora ao longo do ano. Essa figura permite analisar a produção média de energia solar nessas instalações específicas e entender sua contribuição para a matriz energética ao longo das diferentes horas do dia e estações do ano.

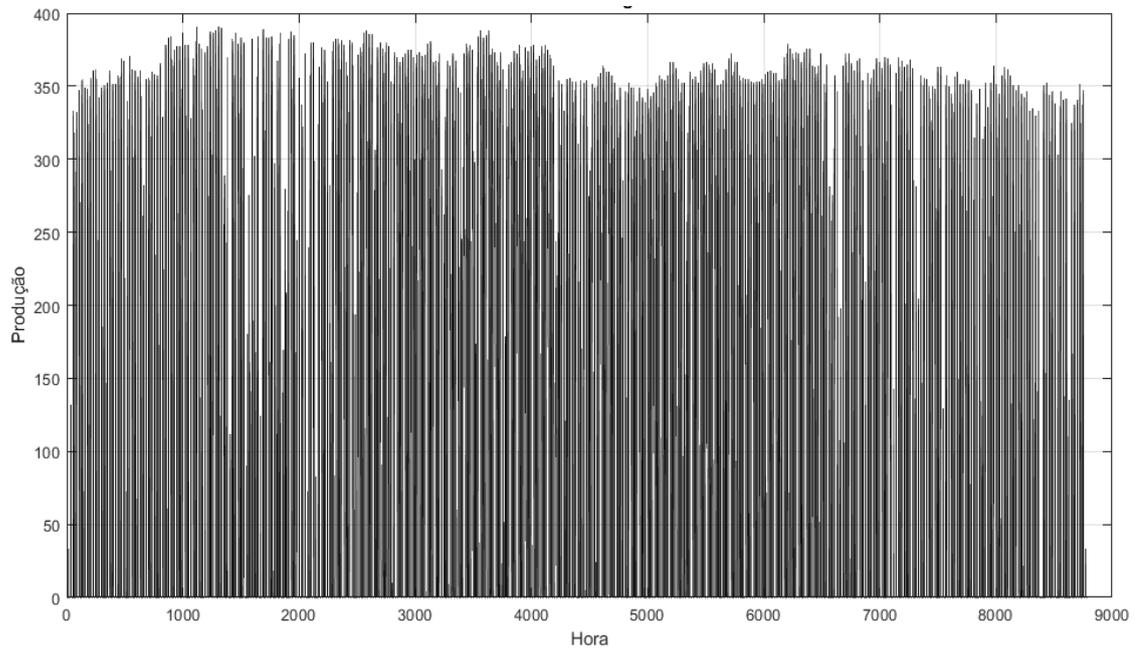
Figura 31- Média das características energéticas do tipo PV ao longo do ano



Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub

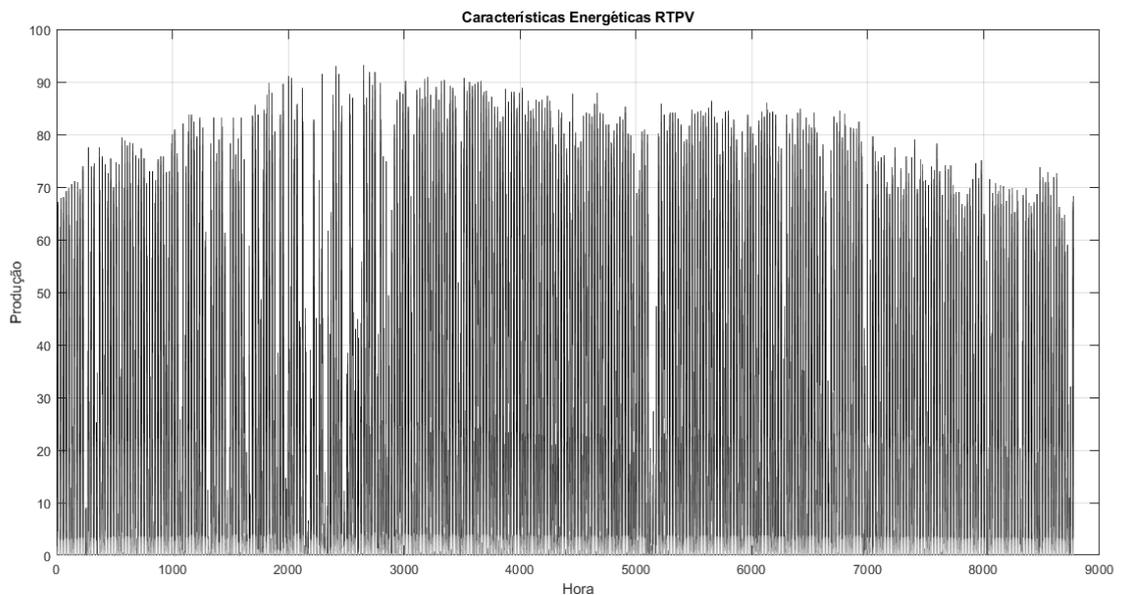
<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>

Figura 32 - Características energéticas do tipo CSP ao longo do ano



Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub
(<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>)

Figura 33- Características energéticas do tipo RTPV ao longo do ano



Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub
(<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>)

4.6.1.4.3 Características Estocásticas Solar Fotovoltaica IEEE RTS 2019

Os parâmetros estocásticos processados para as geradoras solares fotovoltaicas são apresentados no Anexo A na tabela A.13., enquanto os parâmetros organizados por classe de potência e tecnologia, são apresentados no item A.14 do mesmo anexo.

4.6.1.4.4 Características Dinâmicas Solar Fotovoltaica IEEE RTS 2019

As características dinâmicas das geradoras solares são apresentadas no Anexo A, na tabela A.15. Conforme era esperado, as informações de inércia são nulas, ou seja, não é fornecido inércia.

4.6.1.5 *Compensadores Síncronos IEEE RTS 2019*

Os compensadores síncronos são máquinas síncronas que geram potência reativa para o sistema elétrico. Devido à grande massa rotativa do rotor, o compensador síncrono também pode ser utilizado para fornecer inércia para o sistema elétrico. Ainda, a aplicação de compensadores síncronos em sistemas com alta penetração de renováveis não controláveis e conectadas à rede elétrica por meio de dispositivos de eletrônica de potência torna-se interessante.

4.6.1.5.1 Características Elétricas Compensadores Síncronos IEEE RTS 2019

As informações elétricas dos compensadores síncronos do sistema, são apresentadas no Anexo A, na tabela A.16.

4.6.1.5.2 Características Dinâmicas Compensadores Síncronos IEEE RTS 2019

As informações dinâmicas dos compensadores síncronos do sistema, são apresentadas no Anexo A, na tabela A.17.

4.6.1.6 *Armazenamento IEEE RTS 2019*

O dispositivo de armazenamento possui uma taxa máxima de carga e descarga de 50 MW, uma eficiência de ida e volta de 85% e uma capacidade de armazenamento de energia utilizável de até 150 MWh. A bateria totalmente carregada pode operar na taxa de descarga máxima por um período de três horas.

4.6.1.7 *Linhas de Transmissão IEEE RTS 2019*

O sistema é caracterizado por 3 (três) áreas geográficas interligadas, localizadas no sudoeste dos Estados Unidos. No Anexo A, na tabela A.18 são apresentados os detalhes das 120 linhas de transmissão do sistema.

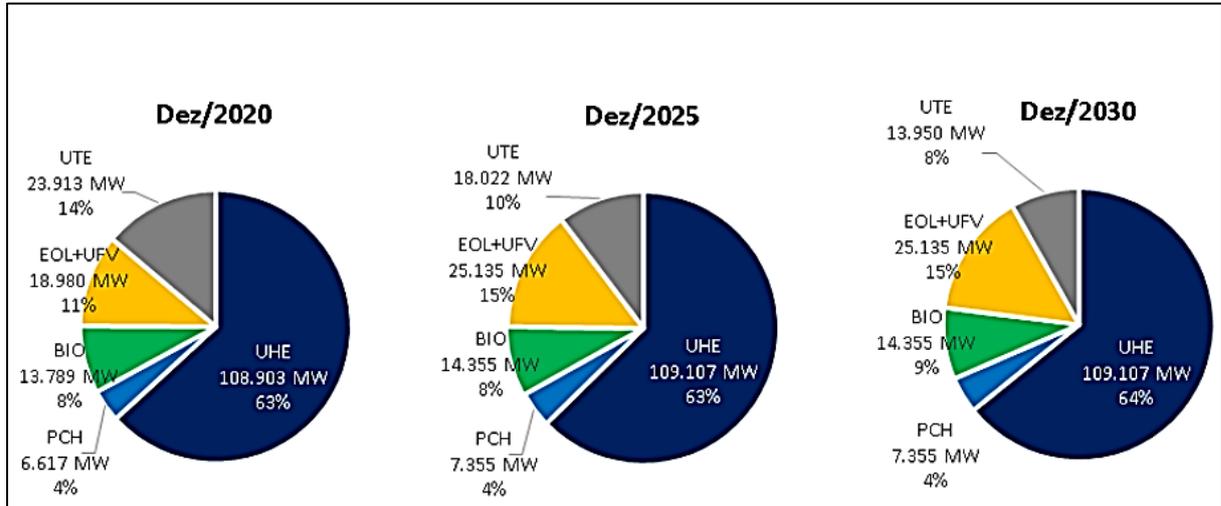
4.6.1.8 *Barras IEEE RTS 2019*

O sistema de transmissão é composto por 73 barramentos. Os níveis de tensão são divididos em 138 kV e 230 kV. No Anexo A, na tabela A.19 são apresentados os detalhes dos tipos de barras e suas respectivas localizações.

4.7 BASE DE DADOS GERAÇÃO SIN

A figura 34 apresenta a Evolução da Capacidade Instalada Existente e Contratada do SIN ilustra a variação da composição dessa oferta ao longo dos anos de 2020, 2025 e 2030. Observa-se que a participação hidrelétrica na matriz se mantém praticamente inalterada. Por outro lado, identifica-se crescimento relevante das fontes eólica e solar fotovoltaica centralizada que, juntas, correspondem a aumento de 4%, ao acrescentarem em torno de 6 GW na capacidade instalada já em implantação, de dezembro de 2020 até o final de 2030 (EPE, 2021).

Figura 34 - Evolução da capacidade instalada existente e contratada do SIN



Fonte: (EPE, 2021)

4.7.1 RECURSOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA

Os dados apresentados nessa seção foram extraídos do banco de dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico, por meio da plataforma do SINtegre. Ainda, os dados apresentados correspondem à versão de março de 2020.

4.7.1.1 Termelétricas SIN 2020

As principais informações das características elétricas e dinâmicas das termelétricas instaladas no SIN 2020, são apresentadas no Anexo B, na tabela B.1.

4.7.1.2 Hidrelétricas SIN 2020

As principais informações das características elétricas e dinâmicas das hidrelétricas instaladas no SIN 2020, são apresentadas no Anexo B, na tabela B.2.

4.7.1.3 *Eólicas SIN 2020*

No caso do SIN, é importante destacar que ao estimar o nível de inércia, é considerado que os parques de geração eólicas fornecem serviço de inércia sintética de acordo com os requisitos de inércia sintética especificados pelo Submódulo 2.10 dos Procedimentos de Rede do operador (ONS). No Submódulo 3.6 dos Requisitos Técnicos Mínimos para a Conexão às instalações de transmissão do operador é definido que a inércia sintética que deverá ser fornecida por essa tecnologia em centrais com potência instalada superior a 10 MW seja de pelo menos 10% da potência nominal, por um período mínimo de 5 segundos.

4.7.1.4 *Solar Fotovoltaica SIN 2020*

O banco de dados estudado não apresenta informações específicas para a geração solar. No entanto, conforme apresentado nos capítulos anteriores, essa tecnologia não apresenta contribuição de inércia ou inércia sintética e por isso a sua contribuição pode ser definida como nula.

4.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO 4

Neste capítulo, foram abordadas a proposta metodológica e a aplicação da avaliação de planejamento da expansão dos sistemas de transmissão de energia elétrica, com foco nos aspectos relacionados ao monitoramento da inércia. Além disso, foram discutidas as características específicas do sistema teste, fornecendo um contexto relevante para as análises que serão realizadas.

Do sistema teste, foram verificados a composição da capacidade termelétrica instalada por categorias de geração e suas respectivas distribuições no sistema elétrico. Essa verificação auxilia na avaliação do perfil de geração do parque termelétrico, contribuindo para a tomada de decisões estratégicas no setor energético.

As características energéticas das hidrelétricas enfatizam a importância de uma matriz energética diversificada, uma vez que as hidrelétricas estão sujeitas a variações sazonais e podem não ser capazes de atender sozinhas à demanda energética de forma constante. A análise

dessas características energéticas contribui para uma melhor compreensão do sistema de geração de energia e auxilia na tomada de decisões para garantir a estabilidade e a sustentabilidade do suprimento energético.

As características energéticas dos parques eólicos evidenciam o comportamento variável e intermitente da produção de energia eólica ao longo de um ano. A análise desses dados é fundamental para compreender a contribuição desses parques eólicos para a matriz energética e para tomar decisões informadas sobre o planejamento e a gestão da energia, visando um sistema elétrico resiliente e sustentável.

Finalmente, as características energéticas de geração de energia solar fotovoltaica, destaca a variabilidade ao longo do ano e a importância de diferentes tipos de plantas fotovoltaicas.

Essa análise auxilia no planejamento e na gestão eficiente da energia solar, visando um aproveitamento sustentável e eficaz desse recurso renovável.

Neste capítulo também foram apresentadas informações sobre o Sistema Interligado Nacional (SIN).

No próximo capítulo serão apresentados os resultados das simulações computacionais, bem como as respectivas análises ao redor da inércia e dos indicadores de confiabilidade dos sistemas estudados da perspectiva da reserva operacional estática.

Capítulo 5

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 INTRODUÇÃO

Para a realização dos estudos de planejamento da expansão vinculados a esta dissertação, é utilizado como base a configuração do sistema teste IEEE RTS 2019 em cenários de planejamento, conforme figura 35, e um exemplo de sistema real baseado na configuração do SIN 2020-2030 do Brasil. Adicionalmente, neste trabalho foram integradas as séries eólicas disponíveis pela EPE no sistema do IEEE RTS 2019.

Uma das formas de planejar um sistema elétrico é avaliar e estimar os índices de confiabilidade vinculados ao sistema, por essa razão, as análises do sistema IEEE RTS 2019 se dividem em cinco etapas. Na primeira etapa será avaliado o conjunto de índices globais de confiabilidade para o sistema original. Na segunda etapa, serão avaliados os índices globais dos cenários de planejamento considerando apenas o aumento da carga sistêmica em três horizontes. Na terceira etapa serão avaliados, os índices globais para os cenários de planejamento considerando o aumento da carga sistêmica e a transição energética, a qual envolve neste trabalho a substituição do sistema térmico pelo sistema eólico. Na quarta etapa, serão avaliados os índices de confiabilidade isolados da perspectiva do sistema de geração, sistema de transmissão e do sistema composto de geração e transmissão, para os cenários propostos. Finalmente, na quinta etapa serão avaliados os índices dos estados inseguros vinculados aos cenários de planejamento propostos, considerando o conceito de carga inercial.

As análises do sistema real discutido neste trabalho (SIN), se dividem em duas etapas. De forma geral, assume-se as previsões estabelecidas pelo plano decenal EPE nos anos de 2020 e 2030. Na primeira etapa, será comparado e avaliado o sistema com os parâmetros de inércia, encontrados na literatura e parâmetros de inércia encontrados em banco de dados do ONS. Na segunda etapa, serão avaliadas as componentes da inércia total, ou seja, a inércia síncrona e inércia assíncrona/sintética de acordo com os parâmetros encontrados na literatura e parâmetros de inércia encontrados em banco de dados do ONS.

Figura 35 - Planejamento e horizontes



Fonte: Autora 2022

5.2 ESPECIFICAÇÕES COMPUTACIONAIS E DO SISTEMA OPERACIONAL

As especificações computacionais e do sistema operacional utilizado para as simulações são descritas a seguir:

- Processor Intel(R) Core (TM) i7-5500U CPU @ 2.40GHz 2.40 GHz;
- Installed RAM 8.00 GB;
- System type 64-bit operating system, x64-based processor;
- Sistema Operacional Windows;

5.3 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO SISTEMA IEEE RTS 2019

O planejamento da expansão do sistema IEEE RTS 2019 será realizado de acordo com os índices de confiabilidade apresentados no capítulo anterior, com destaque para a avaliação do índice LOLE que apresenta a probabilidade de falha esperada do sistema revestida pela unidade de tempo utilizada (período anual (h/anos)) em que o sistema ficará sem atender a carga sistêmica plenamente.

5.3.1 PRIMEIRA ETAPA - AVALIAÇÃO GLOBAL IEEE RTS 2019

Na tabela 7 são apresentados os índices globais de confiabilidade para o sistema *IEEE RTS 2019*. O critério de convergência (β) utilizado para determinar quando os resultados da simulação são suficientemente precisos e confiáveis para representar a simulação do sistema teste de energia corresponde a 5%.

Na primeira etapa do planejamento, devido à alta carga computacional, as simulações foram interrompidas sem alcançar a convergência estabelecida para todos os índices de confiabilidade. O número total de amostras simuladas corresponde a 15.850 anos amostrais. Ainda, de acordo com os resultados apresentados na tabela 7, podemos observar que a LOLE de referência para esse estudo, corresponde à 0.113 h/a, enquanto a LOLF de referência para esse estudo, corresponde à 0.064 oc./a.

Tabela 7 - Indicadores de confiabilidade IEEE RTS 2019

Índices Globais	Original IEEE RTS19	
	Índices	β (%)
LOLP (prob.)	1.30E-05	4.44
LOLE (h/a)	0.113	4.44
EPNS (MW)	0.002	7.08
EENS (MWh/a)	14.597	7.08
LOLF (oc./a)	0.064	3.69
LOLD (h/oc.)	1.768	4.71
Anos Simulados (amostras)	15850	

Fonte: Autora 2022

5.3.2 SEGUNDA ETAPA - AVALIAÇÃO GLOBAL NO PLANEJAMENTO COM AUMENTO DA CARGA SISTÊMICA

A segunda etapa do planejamento é realizada com o objetivo de ajustar os níveis de carga para os cenários de planejamento e avaliar os índices obtidos. Dessa forma, as cargas foram ajustadas em 10% no curto prazo, 15% no médio prazo e 20% no longo prazo. Vale

destacar que neste estudo a configuração do IEEE RTS 2019 foi mantida para os três aumentos de cargas propostos, com o objetivo de verificar os níveis de degradação esperados apenas pelo aumento da carga. O critério de convergência (β) estabelecido para as simulações corresponde à 5%, na tabela 8 são apresentados os resultados obtidos.

Tabela 8 – Indicadores de confiabilidade nos cenários de planejamento com crescimento da carga sistêmica

Índices Globais	Original RTS19		Curto Prazo (aumento de 10% na carga)		Médio Prazo (aumento de 15% na carga)		Longo Prazo (aumento de 20% na carga)	
	Índices	β (%)	Índices	β (%)	Índices	β (%)	Índices	β (%)
LOLP (prob.)	1.30E-05	4.44	1.53E-04	3.26	4.46E-04	2.90	1.50E-03	3.10
LOLE (h/a)	0.113	4.44	1.34	3.26	3.91	2.90	13.12	3.10
EPNS (MW)	0.002	7.08	0.01	5.22	0.06	4.99	0.29	4.99
EENS (MWh/a)	14.597	7.08	82.80	5.22	527.41	4.99	2521.51	4.99
LOLF (oc./a)	0.064	3.69	0.45	2.43	1.49	2.34	4.87	2.40
LOLD (h/oc.)	1.768	4.71	2.98	-	2.63	-	2.69	-
Anos Simulados	15850		5000		1909		546	

Fonte: Autora 2022

Nesta etapa, podemos observar que a medida em que ocorre o aumento da carga sistêmica, os índices globais de confiabilidade também aumentam, piorando a adequação do sistema. Esse aumento é justificado visto que a geração e a transmissão permaneceram constantes, sem quaisquer reforços estabelecidos.

5.3.3 TERCEIRA ETAPA - AVALIAÇÃO GLOBAL NO PLANEJAMENTO COM AUMENTO DA CARGA SISTÊMICA E TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

A terceira etapa do planejamento é realizada com o objetivo de avaliar os índices de confiabilidade, de acordo com o aumento da carga sistêmica e uma gradual substituição do sistema térmico por um sistema eólico, conforme apresentado na tabela 9, onde foram executadas substituições com reduções próximas de 1/3 da capacidade instalada de térmicas em

cada cenário de planejamento. Ainda, as térmicas foram descomissionadas, proporcionalmente, em cada uma das três áreas do sistema teste, começando pelas térmicas de maior custo econômico. Adicionalmente, foram inseridas nos mesmos cenários de planejamento as eólicas que, equivalem a mesma quantidade de térmicas desativadas, respeitando o fator de conversão de térmicas por eólicas igual à 3.75, conforme definido por (Carvalho, 2013). A expansão das linhas de transmissão e os seus respectivos limites operacionais, foram realizadas no médio prazo considerando as linhas identificadas no curto prazo e no longo prazo, considerando as linhas identificadas no curto e médio prazo.

Tabela 9 – Transição energética

Ações	Original IEEE RTS19	Curto Prazo	Médio Prazo	Longo Prazo
Redução Térmica (%)	0	32.43%	66.36%	100.00%
Redução Térmica (MW)	0	2619.00	5359	8076
Acréscimo Eólica (MW)	0	8184.38	16709.20	25200.70
Capacidade Térmica Total (MW)	8076	5457	2717	0
Capacidade Eólica Total (MW)	2508.6	10693	19218	27709

Fonte: Autora 2022

Os índices globais de confiabilidade para essas configurações do sistema de geração, são apresentados na tabela 10 e serão discutidos com maior profundidade na próxima seção, no entanto, são indicativos de que a redução da geração térmica em benefício da geração eólica, além de reduzir a inércia disponível no sistema elétrico também reduzirá a confiabilidade do sistema.

Tabela 10 – Índices de confiabilidade com nova configuração de geração sistêmica

Índices Globais	Original RTS19		Curto Prazo (aumento de 10% na carga e substituição de 32.43% cap. Térmica)		Médio Prazo (aumento de 15% na carga e substituição de 66% cap. Térmica)		Longo Prazo (aumento de 20% na carga e substituição de 100% térmica)	
	Índices	β (%)	Índices	β (%)	Índices	β (%)	Índices	β (%)
LOLP (prob.)	1.30E-05	4.44	2.21E-03	3.7	2.51E-02	4.17	9.61E-03	3.59
LOLE (h/a)	0.113	4.44	19.36	3.7	220.17	4.17	84.14	3.59
EPNS (MW)	0.002	7.08	0.15	5.0	9.98	4.99	6.29	4.99

EENS (MWh/a)	14.597	7.08	1270.83	5.0	87408.42	4.99	55105.44	4.99
LOLF (oc./a)	0.064	3.69	8.28	3.2	57.94	4.07	23.85	2.75
LOLD (h/oc.)	1.768	4.71	2.34332	4.6	3.80	5.47	3.53	4.33
Anos Simulados	15850		332		18		140	

Fonte: Autora 2022

De forma geral, no planejamento de curto prazo, aumentando a carga sistêmica em 10% e realizando a substituição de 32.43% da capacidade disponível das térmicas pelas eólicas, o índice da LOLE aumenta para 19.36 h/a, enquanto a LOLF aumenta para 8.28 oc./a.

No planejamento de médio prazo, aumentando a carga sistêmica em 15% e realizando a substituição de 66% da capacidade disponível das térmicas pelas eólicas e expandindo o sistema de transmissão de acordo com as linhas identificadas no curto prazo o índice da LOLE aumenta para 220.17 h/a, enquanto a LOLF aumenta para 57.94 oc./a.

Finalmente, no planejamento de longo prazo, aumentando a carga sistêmica em 20% e realizando a substituição de 100% da capacidade disponível das térmicas pelas eólicas e expandindo o sistema de transmissão de acordo com as linhas identificadas no curto e médio prazo, o índice da LOLE aumenta para 84.14 h/a, enquanto a LOLF aumenta para 23.85 oc./a.

5.3.4 QUARTA ETAPA - AVALIAÇÃO GLOBAL DO PLANEJAMENTO

Nesta seção, serão apresentados os detalhes dos cenários de planejamento de curto, médio e longo prazo. Os detalhes serão discutidos em subseções e abordarão questões imprescindíveis para o contexto em que está inserida essa dissertação.

5.3.4.1 Planejamento no Curto Prazo

Nesta seção serão apresentadas as informações e índices globais de confiabilidade, obtidos para os cenários de planejamento no curto prazo. Também, serão avaliados, os indicadores abertos das perspectivas dos sistemas: geração, transmissão e composto (geração e transmissão). Adicionalmente, também serão apresentadas as modificações que forem necessárias para a obtenção de indicadores mais seguros e confiáveis.

5.3.4.1.1 Planejamento no Curto Prazo - parte 1

No planejamento da expansão do sistema elétrico no curto prazo – parte 1, é considerado apenas o aumento da carga sistêmica em 10% e a configuração proposta pelo sistema IEEE RTS 2019.

Na tabela 11 são apresentados os resultados obtidos em simulação com os índices para os sistemas de geração, transmissão e composto. O tempo total de simulação para essa configuração, corresponde à 2.11:09:41.64 (dois dias e onze horas e nove minutos e quarenta e um segundos e sessenta e quatro milissegundos), totalizando 5000 anos amostrais de simulação.

Neste cenário, a maior contribuição nos índices da LOLE e da LOLF estão apontados para o sistema de transmissão com 0.998 h/a e 0.317 oc./a. Por ora, esses resultados são apenas indicativos de que o aumento da carga sistêmica, mantendo a geração constante, terá maior impacto no sistema de transmissão.

Tabela 11 – Índices abertos para o planejamento no curto prazo – parte 1

Resultados curto prazo – parte 1:			
<ul style="list-style-type: none"> • 10 % de aumento na carga (séries eólicas PDE 2030). 			
Nº de anos simulados	5000	Tempo de simulação:	2.11:09:41.64
Índices Globais	Estimativa	β (%)	ÍNDICES GLOBAIS
LOLP (prob)	1.53E-04	3.26	
LOLE (h/a)	1.34	3.26	
EPNS (MW)	0.01	5.22	
EENS (MWh/a)	82.80	5.22	
LOLF (oc./a)	0.45	2.43	
LOLD (h/oc.)	2.98	-	
Índices Abertos	Falha de geração	Falha de transmissão	
LOLP (prob)	3.56E-05	1.14E-04	3.09E-06
LOLE (h/a)	0.312	0.998	0.027
EPNS (MW)	0.006	0.003	0.000
EENS (MWh/a)	56.860	23.730	2.200

LOLF (oc./a)	0.157	0.317	0.027
LOLD (h/oc.)	1.992	3.144	1.003

Fonte: Autora 2022

5.3.4.1.2 Planejamento no Curto Prazo - parte 2

No planejamento da expansão do sistema elétrico no curto prazo – parte 2, é considerado o aumento da carga sistêmica em 10% e o início da substituição de térmicas por eólicas (tabela 9 – curto prazo), que modifica a configuração do sistema de geração proposto pelo IEEE RTS 2019.

Na tabela 12 são apresentados os resultados obtidos em simulação com os índices para os sistemas de geração, transmissão e composto. O tempo total de simulação para esse cenário, corresponde à 08:56:28 (oito horas e cinquenta e seis minutos e vinte e oito segundos) totalizando 332 anos de simulação.

Neste cenário, a maior contribuição nos índices da LOLE e da LOLF também estão apontados para o sistema de transmissão com 19.13 h/a e 8.26 oc./a, respectivamente. Esses resultados, são indicativos de que a substituição de térmicas por eólicas iniciada, aumentará às ocorrências de corte de carga no sistema elétrico de potência e, ações ao redor do sistema de transmissão deverão ser tomadas com o objetivo de reduzir riscos.

Tabela 12 – Índices abertos para o planejamento no curto prazo – parte 2

Resultados curto prazo – parte 2:			
<ul style="list-style-type: none"> • 10 % de aumento na carga; • Substituição de 32% da capacidade térmica por eólica (séries PDE 2030) 			
Nº de anos simulados	332	Tempo de simulação:	08:56:28
Índices Globais	Estimativa	β (%)	ÍNDICES GLOBAIS
LOLP (prob)	2.21E-03	3.7%	
LOLE (h/a)	19.36	3.7%	
EPNS (MW)	0.15	5.0%	
EENS (MWh/a)	1270.83	5.0%	
LOLF (oc./a)	8.28	3.2%	

LOLD (h/oc.)	2.34	4.6%	
Índices Abertos	Falha de geração	Falha de transmissão	Falha composta (geração e transmissão)
LOLP (prob)	2.02E-05	2.18E-03	6.12E-06
LOLE (h/a)	0.18	19.13	0.05
EPNS (MW)	0.00	0.14	0.00
EENS (MWh/a)	38.10	1223.06	9.67
LOLF (oc./a)	0.11	8.26	0.05
LOLD (h/oc.)	1.68	2.32	1.11

Fonte: Autora 2022

5.3.4.1.3 Planejamento no Curto Prazo - parte 3

No planejamento da expansão do sistema elétrico no curto prazo – parte 3, é considerado o aumento da carga sistêmica em 10%, o início da substituição de térmicas por eólicas (tabela 9 – curto prazo), que modifica a configuração do sistema de geração proposto pelo *IEEE RTS 2019* e modifica o sistema de transmissão da parte 2, com base no monitoramento realizado nas linhas sobrecarregadas do sistema. No total foram adicionados 1200 MW em circuitos duplos no sistema de transmissão, conforme apresentado na tabela 13.

Tabela 13 - Ações e modificações no sistema de transmissão no curto prazo

Reforço do sistema de transmissão no curto prazo – parte 3:		
Linhas novas	Motivo	Capacidade (MVA)
Linha A11: 107-108 (adicionado 2º circuito)	Suporte a barra 108	175
Linha A12-1: 108-109 (adicionado 2º circuito)	Suporte a barra 108	175
Linha A13-2: 108-110 (adicionado 2º circuito)	Suporte a barra 108	175
Linha AB1: 107-203 (adicionado 2º circuito)	Aliviar carregamento	175
Linha A27: 116-117 (adicionado 2º circuito)	Aliviar carregamento	500
Total de capacidade de transmissão adicionado ao sistema:		1200

Fonte: Autora 2022

Na tabela 14, são apresentados os índices de confiabilidade obtidos para o cenário de planejamento de curto prazo, após os ajustes realizados no sistema de transmissão. O tempo de

simulação para obtenção dos novos indicadores foi de 23:47:49 (vinte e três horas e quarenta e sete minutos e quarenta e nove segundos) totalizando 1808 anos amostrais de simulação.

Neste cenário, a maior contribuição nos índices da LOLE e da LOLF permaneceram no sistema de transmissão, no entanto, os resultados dos índices reduziram, expressivamente. Ainda, esses resultados indicam que as ações ao redor do sistema de transmissão melhoram a confiabilidade do sistema elétrico e devem melhorar os indicadores no planejamento de médio prazo.

Tabela 14 - Índices abertos para o planejamento no curto prazo – parte 3

Resultados curto prazo – parte 3:			
<ul style="list-style-type: none"> • 10 % de aumento na carga; • Substituição de 32% da capacidade térmica por eólica (séries PDE 2030); • Reforço nos circuitos de transmissão (linhas de circuito duplo) 			
Nº de anos simulados	1808	Tempo de simulação:	23:47:40
Índices Globais	Estimativa	β (%)	ÍNDICES GLOBAIS
LOLP (prob)	2.58E-04	4.0%	
LOLE (h/a)	2.26	4.0%	
EPNS (MW)	0.02	5.0%	
EENS (MWh/a)	187.75	5.0%	
LOLF (oc./a)	1.00	2.9%	
LOLD (h/oc.)	2.26	4.4%	
Índices Abertos	Falha de geração	Falha de transmissão	
LOLP (prob)	2.84E-05	2.28E-04	1.83E-06
LOLE (h/a)	0.25	2.00	0.02
EPNS (MW)	0.01	0.02	0.00
EENS (MWh/a)	48.86	135.35	3.53
LOLF (oc./a)	0.15	0.86	0.02
LOLD (h/oc.)	1.68	2.31	1.03

Fonte: Autora 2022

5.3.4.2 Planejamento no Médio Prazo

Nesta seção serão apresentadas as informações e índices globais de confiabilidade, obtidos para os cenários de planejamento no médio prazo. Também, serão avaliados, os índices abertos das perspectivas dos sistemas: geração, transmissão e composto (geração e transmissão). Adicionalmente, também serão apresentadas as modificações que forem necessárias para a obtenção de indicadores mais seguros, confiáveis e realísticos.

5.3.4.2.1 Planejamento no Médio Prazo - parte 1

No planejamento da expansão do sistema elétrico no médio prazo – parte 1, é considerado apenas o aumento da carga sistêmica em 15% e a configuração proposta pelo sistema IEEE RTS 2019.

Na tabela 15 são apresentados os resultados obtidos em simulação com os indicadores para os sistemas de geração, transmissão e composto. O tempo total de simulação para esse cenário, corresponde à 22:29:42 (vinte e duas horas e vinte e nove minutos e quarenta e dois segundos), totalizando 1909 anos amostrais de simulação.

Neste cenário, a maior contribuição nos índices da LOLE e da LOLF estão apontados para o sistema de geração 2.002 h/a e 0.900 oc./a, respectivamente. Por ora, esses resultados são apenas indicativos de que o aumento da carga sistêmica, mantendo a geração constante, terá maior impacto no sistema de geração.

Tabela 15 – Índices para o planejamento no médio prazo – parte 1

Resultados médio prazo – parte 1:			
<ul style="list-style-type: none"> 15% de aumento na carga (séries eólicas PDE 2030). 			
Nº de anos simulados	1909	Tempo de simulação:	22:29:42
Índices Globais	Estimativa	β (%)	ÍNDICES GLOBAIS
LOLP (prob)	4.46E-04	2.90	
LOLE (h/a)	3.91	2.90	
EPNS (MW)	0.06	4.99	
EENS (MWh/a)	527.41	4.99	
LOLF (oc./yr)	1.49	2.34	

LOLD (h/oc.)	2.63	-	
Índices Abertos	Falha de geração	Falha de transmissão	Falha composta (geração e transmissão)
LOLP (prob)	2.29E-04	2.07E-04	1.05E-05
LOLE (h/a)	2.002	1.816	0.092
EPNS (MW)	0.053	0.006	0.001
EENS (MWh/a)	460.710	56.390	10.310
LOLF (oc./a)	0.900	0.710	0.096
LOLD (h/oc.)	2.225	2.559	0.955

Fonte: Autora 2022

5.3.4.2.2 Planejamento no Médio Prazo – parte 2

No planejamento da expansão do sistema elétrico no médio prazo – parte 2, é considerado o aumento da carga sistêmica em 15% e substituição de térmicas por eólicas (tabela 9 – médio prazo), que modifica a configuração do sistema de geração proposto pelo IEEE RTS 2019. Adicionalmente, nesta etapa do planejamento da expansão, foram mantidas as modificações do sistema de transmissão no curto prazo (item 5.3.4.1.3).

Na tabela 16 são apresentados os resultados obtidos em simulação com os indicadores para os sistemas de geração, transmissão e composto. O tempo total de simulação para esse cenário, corresponde à 01:14:02 (uma hora e quatorze minutos e dois segundos) totalizando 18 anos de simulação.

Neste cenário, a maior contribuição nos índices da LOLE e da LOLF estão apontados para o sistema de transmissão com 220.17 h/a e 57.94 oc./a, respectivamente. Esses resultados, são indicativos de que a substituição de térmicas por eólicas, aumentará às ocorrências de eventos de corte de carga no sistema de transmissão e, por essa razão, as ações definidas anteriormente, devem passar por nova avaliação.

Tabela 16 - Índices para o planejamento no médio prazo – parte 2

Resultados médio prazo – parte 2:			
<ul style="list-style-type: none"> • 15% de aumento na carga; • Substituição de 66% da capacidade térmica por eólica (séries PDE 2030); • Reforço nos circuitos de transmissão (considerando apenas linhas identificadas no Curto Prazo). 			
Nº de anos simulados	18	Tempo de simulação:	01:14:02
Índices Globais	Estimativa	β (%)	ÍNDICES GLOBAIS
LOLP (prob)	2.51E-02	4.2	
LOLE (h/a)	220.17	4.2	
EPNS (MW)	9.98	5.0	
EENS (MWh/a)	87408.42	5.0	
LOLF (oc./a)	57.94	4.1	
LOLD (h/oc.)	3.80	5.5	
Índices Abertos	Falha de geração	Falha de transmissão	
LOLP (prob)	1.26E-03	2.31E-02	7.98E-04
LOLE (h/a)	11.00	202.18	6.99
EPNS (MW)	0.65	8.73	0.60
EENS (MWh/a)	5671.06	76488.57	5248.79
LOLF (oc./a)	4.50	57.17	4.50
LOLD (h/oc.)	2.44	3.54	1.55

Fonte: Autora 2022

5.3.4.2.3 Planejamento no Médio Prazo – parte 3

No planejamento da expansão do sistema elétrico no médio prazo – parte 3, é considerado o aumento da carga sistêmica em 15%, substituição de térmicas por eólicas (tabela 9 – médio prazo), que modifica a configuração do sistema de geração proposto pelo IEEE RTS 2019 e modifica o sistema de transmissão da parte 2, com base no monitoramento realizado nas linhas sobrecarregadas do sistema. No total foram adicionados 7422 MW em circuitos duplos e novos circuitos no sistema de transmissão, incluindo transformadores, sendo 1200 MW de

linhas identificados no planejamento de curto prazo e 6222 MW de linhas e transformadores identificados no planejamento de médio prazo, conforme apresentado na tabela 17.

Tabela 17 - Ações e modificações no sistema de transmissão no médio prazo

Reforço do sistema de transmissão no médio prazo – parte 3:		
Linha nova	Motivo	Capacidade (MVA)
Linha A11: 107-108 (adicionado 2º circuito)	Suporte a barra 108	175
Linha A12-1: 108-109 (adicionado 2º circuito)	Suporte a barra 108	175
Linha A13-2: 108-110 (adicionado 2º circuito)	Suporte a barra 108	175
Linha AB1: 107-203 (adicionado 2º circuito)	Aliviar carregamento	175
Linha A27: 116-117 (adicionado 2º circuito)	Aliviar carregamento	500
Linha C11: 307-308 (adicionado 2º circuito)	Suporte a barra 308	175
Linha C12-1: 308 - 309 (adicionado 2º circuito)	Suporte a barra 308	175
Linha C13-2: 308-310 (adicionado 2º circuito)	Suporte a barra 308	175
Linha C6: 303-309 (adicionado 2º circuito)	Aliviar carregamento	175
Linha C27: 316-317 (adicionado 2º circuito)	Aliviar carregamento	500
Linha CA-1: 325-121 (adicionado 2º circuito)	Aliviar carregamento	500
Linha CB-1: 318-223 (adicionado 2º circuito)	Aliviar carregamento	500
Linha C28: 316-319 (adicionado 2º circuito)	Aliviar carregamento	500
Linha B29: 217-218 (adicionando 2º circuito)	Aliviar carregamento	500
Linha A11: 107-108 (adicionando 3º circuito)	Aliviar carregamento	175
Linha AB1: 107-203 (adicionando 3º circuito)	Aliviar carregamento	175
Linha A1: 101-102 (adicionando 2º circuito)	Suporte a barra 101	175
Linha A2: 101-103 (adicionando 2º circuito)	Suporte a barra 101	175
A14 Transformador: 109-111 (adicionado 2º unidade)	Aliviar carregamento	400
A15 Transformador: 109-112 (adicionado 2º unidade)	Aliviar carregamento	400
C14 Transformador: 309-311 (adicionado 2º unidade)	Aliviar carregamento	400
C15 Transformador: 309-312 (adicionado 2º unidade)	Aliviar carregamento	400

C35 Transformador: 323-325 (adicionado 2ª unidade)	Aliviar carregamento	722
Total de capacidade de transmissão adicionado só no MÉDIO PRAZO:		6222
Total de capacidade de transmissão adicionado ao sistema:		7422

Fonte: Autora 2022

Na tabela 18, são apresentados os índices de confiabilidade obtidos para o cenário de planejamento de médio prazo, após os ajustes realizados no sistema de transmissão.

O tempo de simulação para obtenção dos novos indicadores foi de 03:46:36 (três horas e quarenta e seis minutos e trinta e seis segundos) totalizando 140 anos amostrais de simulação.

Neste cenário, a maior contribuição nos índices da LOLE e da LOLF saíram do sistema de transmissão e migraram para o sistema de geração com 16.46 h/a e 11.46 oc/a, respectivamente.

Esses resultados, são a confirmação de que a substituição de térmicas por eólicas, deve passar por uma análise criteriosa no sistema de transmissão e geração.

Tabela 18 - Índices para o planejamento no médio prazo – parte 3

Resultado médio prazo – parte 3:			
<ul style="list-style-type: none"> • 15% de aumento na carga; • Substituição de 66% da capacidade térmica por eólica (séries PDE 2030); • Reforço nos circuitos de transmissão (considerando linhas identificadas no Curto Prazo e Médio Prazo). 			
Nº de anos simulados	140	Tempo de simulação:	03:46:36
Índices Globais	Estimativa	β (%)	ÍNDICES GLOBAIS
LOLP (prob)	3.30E-03	3.4%	
LOLE (h/a)	28.87	3.4%	
EPNS (MW)	1.19	5.0%	
EENS (MWh/a)	10408.76	5.0%	
LOLF (oc./yr)	11.68	3.0%	
LOLD (h/oc.)	2.47	4.0%	
Índices Abertos	Falha de geração	Falha de transmissão	Falha composta (geração e transmissão)
LOLP (prob)	1.88E-03	1.31E-03	1.09E-04
LOLE (h/a)	16.46	11.46	0.95

EPNS (MW)	0.94	0.22	0.03
EENS (MWh/a)	8219.28	1907.10	282.39
LOLF (oc./a)	5.91	6.40	0.87
LOLD (h/oc.)	2.78	1.79	1.10

Fonte: Autora 2022

5.3.4.3 Planejamento no Longo Prazo

Nesta seção serão apresentadas as informações e indicadores globais de confiabilidade, obtidos para os cenários de planejamento no longo prazo. Também, serão avaliados, os indicadores abertos das perspectivas dos sistemas: geração, transmissão e composto (geração e transmissão). Adicionalmente, serão apresentadas as modificações que forem necessárias para a obtenção de indicadores mais seguros, confiáveis e realísticos.

5.3.4.3.1 Planejamento no Longo Prazo – parte 1

No planejamento da expansão do sistema elétrico no longo prazo – parte 1, é considerado apenas o aumento da carga sistêmica em 20% e a configuração proposta pelo IEEE RTS 2019.

Na tabela 19 são apresentados os resultados obtidos em simulação com os índices para os sistemas de geração, transmissão e composto. O tempo total de simulação para esse cenário, corresponde à 12:32:52 (doze horas e vinte e trinta e dois minutos e cinquenta e dois segundos), totalizando 546 anos amostrais de simulação.

Neste cenário, a maior contribuição nos índices da LOLE e da LOLF estão apontados para o sistema de geração com 8.354 h/a e 3.321 oc./a, respectivamente. Por ora, esses resultados são apenas indicativos de que o aumento da carga sistêmica, mantendo a geração constante, terá maior impacto no sistema de geração.

Tabela 19 - Índices para o planejamento no longo prazo – parte 1

Resultados longo prazo – parte 1:			
<ul style="list-style-type: none"> • 20% de aumento na carga (séries eólicas PDE 2030) 			
Nº de anos simulados	546	Tempo de simulação:	12:32:52
Índices Globais	Estimativa	β (%)	ÍNDICES GLOBAIS
LOLP (prob)	1.50E-03	3.10	
LOLE (h/a)	13.12	3.10	
EPNS (MW)	0.29	4.99	
EENS (MWh/a)	2521.51	4.99	
LOLF (oc./a)	4.87	2.40	
LOLD (h/oc.)	2.69	-	
Índices Abertos	Falha de geração	Falha de transmissão	
LOLP (prob)	9.54E-04	5.07E-04	3.64E-05
LOLE (h/a)	8.354	4.445	0.318
EPNS (MW)	0.259	0.023	0.005
EENS (MWh/a)	2269.870	204.380	47.250
LOLF (oc./a)	3.321	2.064	0.322
LOLD (h/oc.)	2.516	2.153	0.988

Fonte: Autora 2022

5.3.4.3.2 Planejamento no Longo Prazo – parte 2

No planejamento da expansão do sistema elétrico no longo prazo – parte 2, é considerado o aumento da carga sistêmica em 20% e finalização da substituição de térmicas por eólicas (tabela 9 – longo prazo), que modifica a configuração do sistema de geração proposta pelo IEEE RTS 2019 e adiciona uma capacidade de geração por hidrelétrica de 500 MW, justificada por não existir mais nenhuma contribuição de inércia no sistema por unidades térmicas. Adicionalmente, nesta etapa do planejamento da expansão, foram mantidas as modificações do sistema de transmissão no médio prazo (item 5.3.4.2.3).

Na tabela 20 são apresentados os resultados obtidos em simulação com os índices para os sistemas de geração, transmissão e composto. O tempo total de simulação para esse cenário,

corresponde à 07:33:11 (sete horas e trinta e três minutos e onze segundos), totalizando 140 anos amostrais de simulação.

Neste cenário, a maior contribuição nos índices da LOLE e da LOLF estão apontados para o sistema de geração com 52.21 h/a e 23.19 oc./a, respectivamente. No entanto, o sistema de transmissão também apresenta valores elevados com 28.63 h/a e 12.66 oc./a, respectivamente. Esses resultados, são apenas indicativos de que a substituição de térmicas por eólicas, não será finalizada com segurança e confiabilidade adequada.

Tabela 20 - Índices para o planejamento no longo prazo - parte 2

Resultados longo prazo - parte 2:			
<ul style="list-style-type: none"> • 20% de aumento na carga; • Substituição de 100% da capacidade térmica por eólica (séries PDE 2030); • Reforço nos circuitos de transmissão (considerando linhas identificadas no Curto Prazo e Médio Prazo); • Acréscimo de +500 MW na capacidade hídrica. 			
Nº de anos simulados	140	Tempo de simulação:	07:33:11
Índices Globais	Estimativa	β (%)	ÍNDICES GLOBAIS
LOLP (prob)	9.61E-03	3.6%	
LOLE (h/a)	84.14	3.6%	
EPNS (MW)	6.29	5.0%	
EENS (MWh/a)	55105.44	5.0%	
LOLF (oc./a)	23.85	2.8%	
LOLD (h/oc.)	3.53	4.3%	
Índices Abertos	Falha de geração	Falha de transmissão	
LOLP (prob)	5.96E-03	3.27E-03	3.78E-04
LOLE (h/a)	52.21	28.63	3.31
EPNS (MW)	5.26	0.74	0.29
EENS (MWh/a)	46076.69	6523.55	2505.19
LOLF (oc./a)	13.19	12.66	2.03
LOLD (h/oc.)	3.96	2.26	1.63

Fonte: Autora 2022

5.3.4.3.3 Planejamento no Longo Prazo – parte 3

No planejamento da expansão do sistema elétrico no longo prazo – parte 3, é considerado o aumento da carga sistêmica em 20%, e finalização da substituição de térmicas por eólicas (tabela 9 – longo prazo), que modifica a configuração do sistema de geração proposto pelo IEEE RTS 2019 e modifica o sistema de transmissão da parte 2, com base no monitoramento realizado nas linhas sobrecarregadas do sistema. No total foram adicionados 14047 MW em circuitos duplos e novos circuitos no sistema de transmissão, considerando transformadores, sendo 1200 MW de linhas identificados no planejamento de curto prazo, 6222 MW de linhas e transformadores identificados no planejamento de médio prazo e 6625 MW de linhas e transformadores identificados no planejamento de longo prazo, conforme apresentado na tabela 21.

Tabela 21 - Ações e modificações no sistema de transmissão no longo prazo

Reforço do sistema de transmissão no longo prazo – parte 3:		
Linha nova	Motivo	Capacidade (MVA)
Linha A11: 107-108 (adicionado 2º circuito)	Suporte à barra 108	175
Linha A12-1: 108-109 (adicionado 2º circuito)	Suporte à barra 108	175
Linha A13-2: 108-110 (adicionado 2º circuito)	Suporte à barra 108	175
Linha AB1: 107-203 (adicionado 2º circuito)	Aliviar carregamento	175
Linha A27: 116-117 (adicionado 2º circuito)	Aliviar carregamento	500
Linha C11: 307-308 (adicionado 2º circuito)	Suporte à barra 308	175
Linha C12-1: 308 - 309 (adicionado 2º circuito)	Suporte à barra 308	175
Linha C13-2: 308-310 (adicionado 2º circuito)	Suporte à barra 308	175
Linha C6: 303-309 (adicionado 2º circuito)	Aliviar carregamento	175
Linha C27: 316-317 (adicionado 2º circuito)	Aliviar carregamento	500
Linha CA-1: 325-121 (adicionado 2º circuito)	Aliviar carregamento	500
Linha CB-1: 318-223 (adicionado 2º circuito)	Aliviar carregamento	500
Linha C28: 316-319 (adicionado 2º circuito)	Aliviar carregamento	500
Linha B29: 217-218 (adicionado 2º circuito)	Aliviar carregamento	500
Linha A11: 107-108 (adicionado 3º circuito)	Aliviar carregamento	175

Linha AB1: 107-203 (adicionado 3º circuito)	Aliviar carregamento	175
Linha A1: 101-102 (adicionado 2º circuito)	Suporte à barra 101	175
Linha A2: 101-103 (adicionado 2º circuito)	Suporte à barra 101	175
A14 Transformador: 109-111 (adicionado 2º unidade)	Aliviar carregamento	400
A15 Transformador: 109-112 (adicionado 2º unidade)	Aliviar carregamento	400
C14 Transformador: 309-311 (adicionado 2º unidade)	Aliviar carregamento	400
C15 Transformador: 309-312 (adicionado 2º unidade)	Aliviar carregamento	400
C35 Transformador: 323-325 (adicionado 2º unidade)	Aliviar carregamento	722
Linha A3: 101 - 105 (adicionado 2º circuito)	Suporte à barra 101	175
Linha A4: 102 - 104 (adicionado 2º circuito)	Suporte à barra 102	175
Linha A5: 102 - 106 (adicionado 2º circuito)	Suporte à barra 102	175
Linha A6: 103 - 109 (adicionado 2º circuito)	Suporte à barra 103	175
Linha A8: 104 - 109 (adicionado 2º circuito)	Suporte à barra 104	175
Linha A9: 105 - 110 (adicionado 2º circuito)	Suporte à barra 105	175
Linha A10: 106 - 110 (adicionado 2º circuito)	Suporte à barra 106	175
Linha A18: 111 - 113 (adicionado 2º circuito)	Aliviar carregamento	500
Linha A20: 112 - 113 (adicionado 2º circuito)	Aliviar carregamento	500
Linha A22: 113 - 123 (adicionado 2º circuito)	Aliviar carregamento	500
Linha AB2: 113 - 215 (adicionado 2º circuito)	Aliviar carregamento	500
Linha A34: 121 - 122 (adicionado 2º circuito)	Aliviar carregamento	500
Linha B4: 202 - 204 (adicionado 2º circuito)	Suporte à barra 202	175
Linha B5: 202 - 206 (adicionado 2º circuito)	Suporte à barra 202	175
Linha B6: 203 - 209 (adicionado 2º circuito)	Suporte à barra 203	175
Linha B8: 204 - 209 (adicionado 2º circuito)	Suporte à barra 204	175
A7 Transformador: 103-124 (adicionado 2º unidade)	Suporte área 1	400
A16 Transformador: 110-111 (adicionado 2º unidade)	Suporte área 2	400
A17 Transformador: 110-112 (adicionado 2º unidade)	Suporte área 3	400
Linha CA-1: 325-121 (adicionado 2º circuito)	Interligação entre áreas	500
Linha CB-1: 318-223 (adicionado 2º circuito)	Interligação entre áreas	500
Total de capacidade de transmissão adicionado só no LONGO PRAZO:		6625

Total de capacidade de transmissão adicionado ao sistema:	14047
--	--------------

Fonte: Autora 2022

Finalmente, na tabela 22 são apresentados os novos índices de confiabilidade obtidos para o cenário de planejamento de longo prazo, após a identificação e ampliação no sistema de transmissão.

O tempo de simulação para obtenção dos novos índices corresponde à 08:03:25 (oito horas e três minutos e vinte e cinco segundos), totalizando 182 anos de simulação.

Neste cenário, a maior contribuição nos índices da LOLE e da LOLF continua sendo do sistema de geração com 59.97 h/a e 14.78 oc./a, respectivamente. Esse resultado é a confirmação de que a substituição de 100% da capacidade térmica em benefício das eólicas, mesmo com o aumento da capacidade hídrica, podem levar o planejador do sistema elétrico a aceitar maior nível de risco de corte de carga devido as características dos sistemas renováveis. Ainda, a expansão do sistema de transmissão realizada, apresentam melhores resultados para o subsistema de transmissão, reduzindo os índices de falhas.

Tabela 22 - Índices para o planejamento de longo prazo – parte 3

Resultados Longo Prazo - parte 3			
<ul style="list-style-type: none"> • 20% de aumento na carga • Substituição de 100% da capacidade térmica por eólica (séries PDE 2030); • Reforço nos circuitos de transmissão (considerando linhas identificadas no Curto Prazo e Médio Prazo e <u>Longo Prazo</u>); • Acréscimo de +500 MW na capacidade hídrica. 			
Nº de anos simulados	182	Tempo de simulação:	08:03:25
Índices Globais	Estimativa	β (%)	ÍNDICES GLOBAIS
LOLP (prob)	7.69E-03	4.6%	
LOLE (h/a)	67.41	4.6%	
EPNS (MW)	6.13	5.0%	
EENS (MWh/a)	53724.34	5.0%	
LOLF (oc./a)	16.72	4.5%	
LOLD (h/oc.)	4.03	6.3%	

Índices Abertos	Falha de geração	Falha de transmissão	Falha composta (geração e transmissão)
LOLP (prob)	6.85E-03	6.59E-04	1.90E-04
LOLE (h/a)	59.97	5.78	1.66
EPNS (MW)	5.95	0.09	0.09
EENS (MWh/a)	52157.99	781.50	784.84
LOLF (oc./a)	14.78	3.15	1.12
LOLD (h/oc.)	4.06	1.83	1.49

Fonte: Autora 2022

5.3.5 QUINTA ETAPA - AVALIAÇÃO DOS ESTADOS INSEGUROS NO PLANEJAMENTO

Atualmente, no contexto do planejamento dos sistemas elétricos, há necessidade de visitar novas formas de verificação da adequação dos sistemas. A verificação de eventos de corte de carga permanece como elemento crucial na avaliação da performance de uma configuração de planejamento. Contudo, há necessidade de verificar se os estados de sucesso obtidos nas avaliações de adequação apresentam condições mínimas para a manutenção da estabilidade do sistema. Essa verificação, na perspectiva do planejamento (adequação) poderá ser realizada por meio do conceito de carga inercial, a qual indica se o estado visitado ao longo das simulações cumpre um critério fixo de estabilidade, por meio da verificação da presença de máquinas síncronas capazes de fornecer inércia ao sistema estudado. Este tipo de verificação identifica a existência de estados inseguros no contexto da simulação probabilística, gerando indicadores estatísticos para esta avaliação.

O estado inseguro ocorre quando a capacidade de geração disponível, embora seja suficiente para atender ao consumo de eletricidade, não atende ao critério de carga inercial estabelecido, devido às falhas e/ou interrupções no sistema elétrico. Neste contexto, é definido um critério fixo e otimista para carga inercial mínima, em cada sistema avaliado. Para o IEEE RTS 2019 corresponde à 50% do valor da menor carga registrada em cada um dos cenários de planejamento. Dessa forma, o estado deve ser avaliado com a perspectiva de verificação de existência de máquinas síncronas no despacho/escalonamento capazes de fornecer inércia ao sistema.

Nesta seção serão apresentadas as avaliações de identificação de estados inseguros do IEEE RTS 2019 para os cenários de planejamento obtidos através de simulação computacional.

5.3.5.1 Planejamento no Curto Prazo – Estados Inseguros

No planejamento no curto prazo, a carga inercial mínima a ser atendida corresponde à 1314 MW. Conforme apresentado na tabela 23 o índice ISE é estimado em 0 h/a (zero h/a), ou seja, a substituição de térmicas por eólicas, nos níveis estabelecidos para o curto prazo, não acarretaram estados inseguros. O sistema síncrono estabelecido pelos subsistemas hídrico e térmico foram suficientes para se alcançar o critério de carga inercial estabelecido nesta simulação. Evidencia-se que para níveis mais baixos de substituição de térmicas por eólicas, os riscos da perspectiva da estabilidade permanecem aceitáveis.

Tabela 23 - Índices de estados inseguros no planejamento de curto prazo

Resultados Estados Inseguros – Curto Prazo	Estimativa
Índices de Segurança	
ISP (prob.)	0
ISE (h/a)	0
EIPNS (MW)	0
EIENS (MWh/a)	0
ISF (oc./a)	0
ISD (h/oc.)	0

Fonte: Autora 2022

5.3.5.2 Planejamento no Médio Prazo – Estados Inseguros

No planejamento no médio prazo, a carga inercial mínima a ser atendida corresponde à 1374 MW. Conforme apresentado na tabela 24 o índice ISE é estimado em 2709.82 h/a, ou seja, com a substituição de térmicas por eólicas propostas neste cenário, a ocorrência de estados inseguros se torna mais frequente. O ISF registrou 17.13 oc./a com duração média (ISD) de 158.17 h/oc. Observa-se que a duração média dos eventos demonstra uma insuficiência de máquinas síncronas significativa na configuração do IEEE RTS 2019 estudada.

Tabela 24 - Índices de Estados Inseguros no Planejamento de Médio Prazo

Resultados Estados Inseguros – Médio Prazo	Estimativa
Índices de Segurança	
ISP (prob.)	3.09E-01
ISE (h/a)	2709.82
EIPNS (MW)	43.03
EIENS (MWh/a)	376967.92
ISF (oc./a)	17.13
ISD (h/oc.)	158.17

Fonte: Autora 2022

5.3.5.3 Planejamento no Longo Prazo – Estados Inseguros

No planejamento no longo prazo, a carga inercial mínima a ser atendida corresponde à 1434 MW. Conforme apresentado na tabela 25 o índice ISE é estimado em 8760 h/a, ou seja, a redução de 100% das térmicas e o aumento da penetração eólica resultam em 100% de estados inseguros, ou probabilidade 1 para a violação do critério de carga inercial. Em outras palavras, a finalização da substituição de térmicas por eólicas desejada coloca o sistema elétrico em um nível de condições de insegurança na perspectiva da adequação. Obviamente, o estudo estabelece um caso extremo ilustrativo, com o objetivo de salientar a necessidade de monitoramento deste tipo de indicadores. É importante lembrar que este cenário contou com um aumento no subsistema hídrico (Sistema Síncrono), na ordem de 500 MW. Contudo, o cenário ainda apresenta a violação do critério de carga inercial. Neste contexto, as funções testes (mapeamento) dos indicadores de energia, frequência e duração não foram contabilizadas, pois o sistema permanece em condições abaixo do critério de carga inercial por todo, ou quase todo o tempo de simulação.

Tabela 25 - Índices de Estados Inseguros no Planejamento de Longo Prazo

Resultados Estados Inseguros – Longo Prazo	Estimativa
Índices de Segurança	
ISP (prob.)	1.00E+00
ISE (h/a)	8760.00
EIPNS (MW)	1113.28
EIENS (MWh/a)	-
ISF (oc./a)	-

ISD (h/oc.)	-
--------------------	---

Fonte: Autora 2022

5.4 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SIN

Para fins de ilustração da proposta desta dissertação, serão apresentados nessa secção duas avaliações dos níveis de inércia para o SIN (Brasil) no cenário energético de 2020 e 2030 em perspectivas. Sendo a primeira, a avaliação da estimacão do nível de inércia total, de acordo com os parâmetros estabelecidos pela literatura e pelo ONS. E a segunda, a avaliação da estimacão do nível de inércia síncrona/sintética, de acordo com os parâmetros estabelecidos pela literatura e pelo ONS.

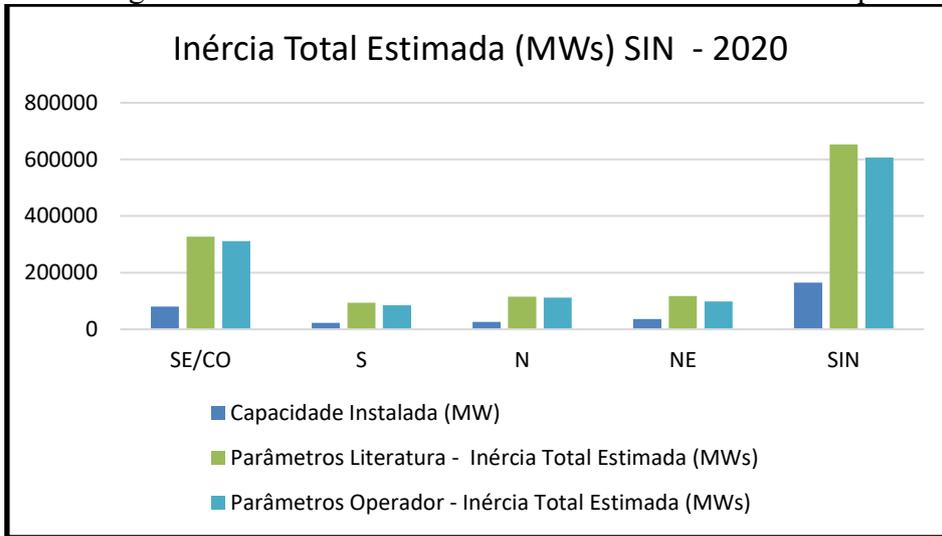
5.4.1 PRIMEIRA ETAPA - AVALIAÇÃO INÉRCIA TOTAL SIN

No Anexo C, são apresentados os resultados detalhados da estimacão do nível de inércia para as configurações do SIN 2020 e 2030, de acordo com os parâmetros de inércia encontrados na literatura. No Anexo D, são apresentados os resultados detalhados da estimacão do nível de inércia para as configurações do SIN 2020 e 2030, de acordo com e os parâmetros de inércia fornecidos e estimados pelo operador do sistema, ainda no Anexo D, podem ser encontradas informações dos níveis de inércia classificados por região e tipo de tecnologia de geracão.

5.4.1.1 Avaliação Inércia Total (MWs) SIN - 2020

Na figura 36 é apresentado graficamente a comparacão entre os resultados obtidos pelos dados disponíveis na literatura e os resultados obtidos pelos dados do operador para o ano de 2020. Podemos observar facilmente que os níveis de inércia estimado para o SIN são maiores quando são utilizados os parâmetros disponíveis na literatura.

Figura 36 - Inércia estimada literatura x Inércia estimada operador (SIN - 2020)

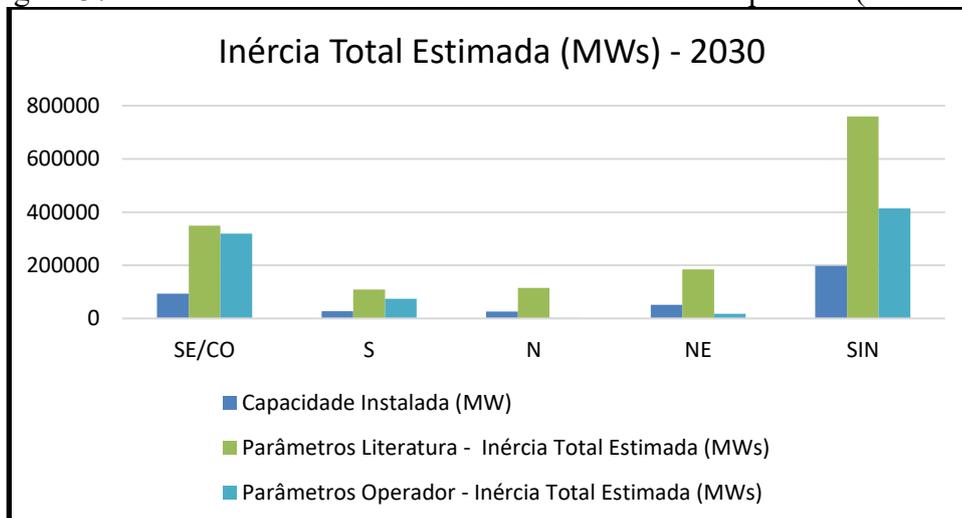


Fonte: Autora, 2022

5.4.1.2 Avaliação Inércia Total (MWs) SIN - 2030

Na figura 37 é apresentado graficamente a comparação entre os resultados obtidos pelos dados disponíveis na literatura e os resultados obtidos pelos dados do operador para o ano de 2030. Podemos observar facilmente que os níveis de inércia estimado para o SIN são expressivamente maiores quando são utilizados os parâmetros disponíveis na literatura.

Figura 37 - Inércia estimada literatura x inércia estimada operador (SIN - 2030)



Fonte: Autora, 2022

Na comparação entre os parâmetros encontrados para os horizontes 2020 e 2030, na perspectiva do ONS, é possível notar uma redução significativa em MWs vinculada as ações de planejamento da expansão. Cabe salientar a necessidade de monitoramento da inercia neste ambiente de decisões de planejamento.

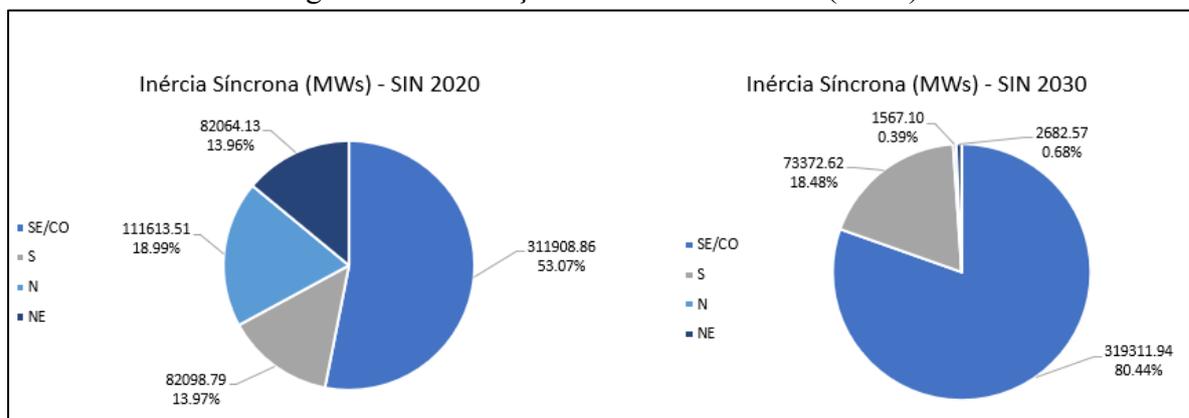
5.4.2 SEGUNDA ETAPA - AVALIAÇÃO INÉRCIA SÍNCRONA E ASSÍNCRONA

Nesta etapa é realizada a avaliação das componentes da inércia total (inércia síncrona e inércia sintética/assíncrona) considerando os dados obtidos através dos parâmetros apresentados pelo operador.

5.4.2.1 Avaliação da Inércia Síncrona

Na figura 38 são apresentados os cenários da inércia síncrona para os anos de 2020 e 2030, respectivamente. Podemos observar o aumento de 27.37% na contribuição da inércia síncrona fornecida pela região sudeste e centro-oeste. A região sul aumenta a sua contribuição de inércia em 4.51%. Em contrapartida, as regiões norte e nordeste reduzem as suas participações em 18.6% e 13.28%. Adicionalmente, as mudanças que devem ocorrer na matriz energética nos próximos 8 anos, que indicam o aumento da capacidade instalada e inclui a alta penetração de energia eólica e solar fotovoltaica no sistema, reduz o nível de inércia síncrona em 32.46%, na comparação com o sistema de 2020.

Figura 38 - Avaliação da Inércia Síncrona (MWs)

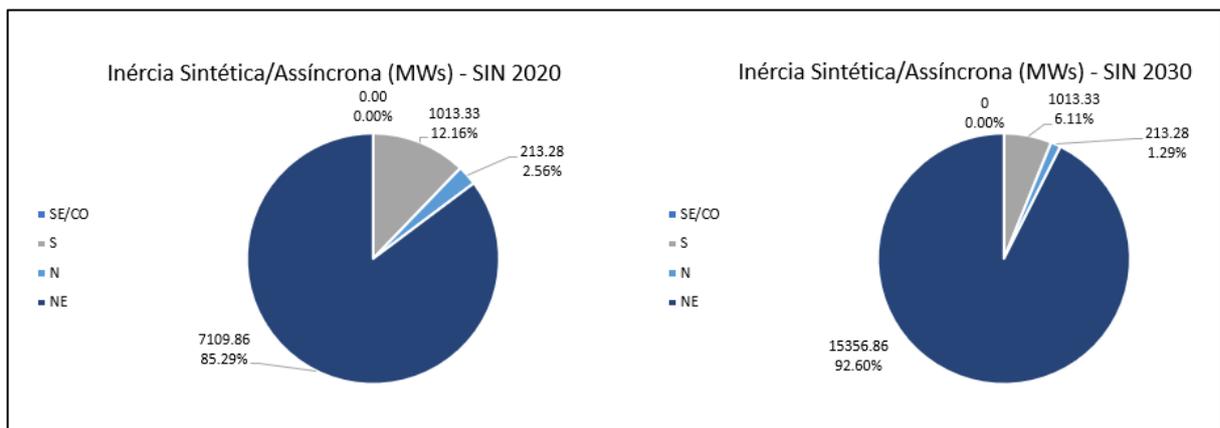


Fonte: Autora 2022

5.4.2.2 Avaliação da Inércia Sintética/Assíncrona

Na figura 39 são apresentados os cenários da inércia sintética para os anos de 2020 e 2030, respectivamente. Podemos observar que em 2020, a maior contribuição de inércia sintética foi realizada pelas regiões Nordeste, seguida do Sul e do Norte, respectivamente. Com o aumento esperado da capacidade instalada, em 2030, é esperado que o Nordeste continue liderando o fornecimento de inércia sintética, contribuindo com um aumento de 7.35% em relação a 2020. Adicionalmente, observa-se uma redução de mais de 50% na contribuição de inércia sintética oriundas do Sul e do Norte.

Figura 39 - Avaliação da Inércia Sintética/Assíncrona (MWs)

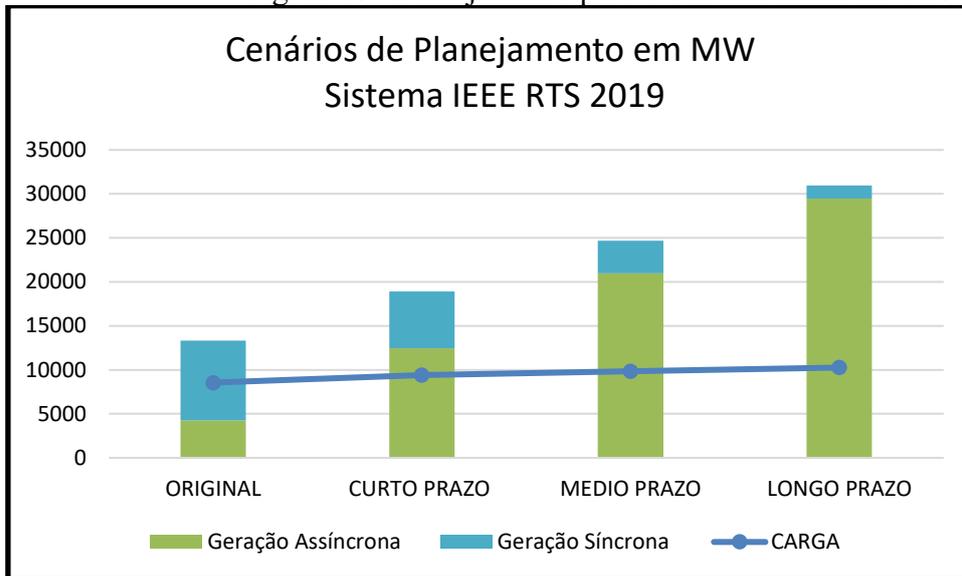


Fonte: Autora, 2022

5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO 5

A configuração final do sistema de geração do planejamento para a expansão do sistema IEEE RTS 2019 com a substituição de térmicas por eólicas é apresentada na figura 40. Conforme visto, o nível de inércia disponível por meio de máquinas síncronas no sistema elétrico é reduzido significativamente.

Figura 40 - Planejamento para o Sistema IEEE RTS 2019

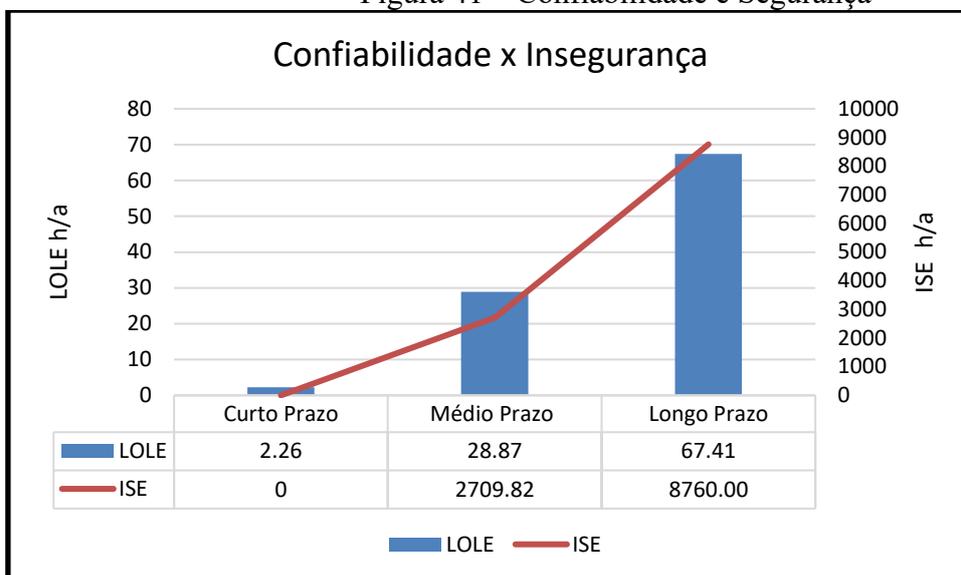


Fonte: Autora 2022

Na figura 41 é apresentado o monitoramento dos índices globais de confiabilidade LOLE e de segurança ISE nos cenários de planejamento que quantificam numericamente esses riscos.

Os dados apresentados validam que o planejamento de curto prazo sofrerá menor impacto na questão da confiabilidade e nenhum impacto em relação aos estados inseguros. No entanto, a medida em que ocorre a substituição de térmicas por eólicas no médio prazo, os índices refletem que o sistema enfrentará problemas na confiabilidade nas vertentes da adequação e na segurança. Finalmente, no longo prazo, apesar de toda manobra realizada no sistema de transmissão, os índices refletem que o sistema planejado enfrentará problemas de segurança, mesmo que os indicadores de adequação possam ser aceitáveis.

Figura 41 – Confiabilidade e Segurança



Fonte: Autora 2022

No SIN, avaliando as informações apresentadas e os parâmetros de inércia disponíveis nos anexos, pode-se depreender que os dados encontrados na literatura não refletem a realidade da operação do SIN. Ainda, estimar o nível de inércia no longo prazo é uma tarefa que requer sensibilidade e para alcançar resultados próximos a realidade, deve ser realizada em conjunto pelos planejadores, operadores e fabricantes das tecnologias disponíveis, que juntos poderão definir estratégias de ação e controle ao redor da inércia disponível no sistema.

Capítulo 6

6 CONCLUSÃO

6.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A transição energética ao redor do globo busca soluções em geração de energia mais sustentáveis e traz consigo novos conjuntos de riscos para a operação dos sistemas elétricos de potência. Entre essas complicações, destacam-se as avaliações de adequação que podem conduzir a conclusões equivocadas na perspectiva da segurança. Há sem dúvida a necessidade de incluir aspectos de segurança nas avaliações de adequação.

Nesta dissertação foram apresentadas formas de avaliação da inércia na perspectiva do planejamento da expansão, inserindo os conceitos de inércia nos estudos com horizontes de longo prazo. Observou-se uma grande dificuldade em se caracterizar a inércia por meio de dados da literatura, e informações utilizadas pelo operador do sistema.

A metodologia aplicada nesta dissertação, consistiu na aplicação do Método de Monte Carlo Sequencial para o desenvolvimento de um modelo computacional apropriado para a realização de simulações estáticas e obtenção de índices de confiabilidade e de estados inseguros para diversos cenários de planejamento energético.

Os bancos de dados utilizados nas simulações estáticas foram cuidadosamente planejados com base no sistema teste IEEE RTS 2019 e na transição energética que o mundo espera alcançar, substituindo a geração térmica em favor da geração eólica.

Na Primeira Etapa do Planejamento da Expansão do Sistema IEEE RTS 2019, foram avaliados os índices de confiabilidade do sistema sem qualquer alteração. Essa etapa foi importante e indispensável para balizar as avaliações subsequentes e definir parâmetros de resultados aceitáveis para os índices da LOLE e LOLF, entre outros.

Na Segunda Etapa do Planejamento da Expansão do Sistema IEEE RTS 2019, foram avaliados os índices de confiabilidade do sistema nos cenários de planejamento de curto, médio e longo prazo, com aumento da carga sistêmica em 10%, 15% e 20%, respectivamente.

Na Terceira Etapa do Planejamento da Expansão do Sistema IEEE RTS 2019, foram avaliados os índices de confiabilidade nos cenários de planejamento com os aumentos propostos da carga sistêmica e a transição energética estabelecida. Nesta etapa, não foi realizada nenhuma

modificação no sistema de transmissão e os resultados obtidos foram importantes e indispensáveis para a validação dos resultados abertos subsequentes.

Na Quarta Etapa do Planejamento da Expansão do Sistema IEEE RTS 2019, foram avaliados os índices de confiabilidade do sistema da perspectiva global e isolada (sistema de geração, sistema de transmissão e sistema composto) dos cenários de planejamento com os aumentos propostos da carga sistêmica e a transição energética estabelecida. Nesta etapa, observou-se uma grande necessidade em expandir o sistema de transmissão para a integração em larga escala da energia eólica na rede elétrica.

Dentre os principais motivos que levam à necessidade de expandir o sistema de transmissão durante essa transição, destacam-se, primeiramente, as características operacionais da geração eólica que são diferentes da geração termelétrica, como sua intermitência e variabilidade, o que exige um planejamento criterioso da operação do sistema de transmissão para garantir a estabilidade da rede elétrica. Outro ponto relevante é o balanceamento de carga, pois durante momentos de baixa geração eólica, é necessário dispor de capacidade suficiente para fornecer energia a partir de outras fontes ou armazená-la para atender à demanda de eletricidade. Isso pode demandar a expansão do sistema de transmissão para possibilitar o transporte eficiente de energia entre diferentes regiões.

A redução de perdas também é um fator importante, pois a construção de novas linhas de transmissão pode contribuir para minimizar as perdas de energia durante o transporte, garantindo uma maior eficiência do sistema. Além disso, a expansão do sistema de transmissão pode aumentar a redundância e resiliência da rede elétrica, permitindo a transferência de energia de diferentes fontes e evitando sobrecargas ou falhas em áreas específicas, o que contribui para a segurança e confiabilidade do fornecimento elétrico.

Em suma, a expansão do sistema de transmissão é fundamental para viabilizar a transição energética para a energia eólica, garantindo a integração dessa fonte renovável na matriz energética e assegurando um fornecimento elétrico confiável, sustentável e resiliente para atender às necessidades crescentes de energia.

Dessa forma, foram realizadas modificações nos sistemas de transmissão ao longo dos horizontes, e os resultados obtidos demonstraram que à medida em que ocorre a transição energética, com a redução das termelétricas e aumento das eólicas, torna-se necessário expandir o sistema de transmissão.

Na Quinta Etapa do Planejamento da Expansão do Sistema IEEE RTS 2019, também foram reunidas as avaliações para os estados inseguros do sistema modificado IEEE RTS 2019 com aumento da carga sistêmica e a transição energética.

No Brasil, as fontes de potência, com destaque, para as hidrelétricas, devem permanecer predominante no SIN ao longo desse período decenal, e os operadores terão a vantagem de operar o sistema elétrico com maior segurança acomodando a geração eólica na base e a geração hidrelétrica no topo do sistema de geração. Essa configuração é essencial para que ocorra o controle da inércia disponível no sistema elétrico.

Em nível mundial, a aplicação do Método de Monte Carlo Sequencial, ajudou a Grã-Bretanha a ter um dos sistemas elétricos mais confiáveis do mundo. Em contrapartida, a redução da geração de energia oriundas de fontes de potência (termelétricas e hidrelétricas) e o aumento da geração por fonte de energia (eólicas e solares), indicam que os sistemas de energia, incluindo a Grã-Bretanha, devem enfrentar grandes desafios no futuro, principalmente, ao estabelecer valores mínimos de inércia para o sistema, visto que as fontes de energia não fornecem inércia natural ao sistema elétrico e o seu controle é mais difícil devido a intermitência desse tipo de geração.

6.2 AVALIAÇÕES FINAIS

No planejamento de curto prazo, foi realizado a redução da geração térmica e aumento da geração eólica em 1/3. Nesse processo, a redução do nível de inércia síncrona é uma consequência direta e inevitável, sendo um indicativo de que nos próximos cenários de planejamento os índices de confiabilidade devem aumentar e o sistema elétrico ficará mais susceptível às instabilidades. Quando os indicadores são avaliados da perspectiva dos subsistemas isoladamente (geração, transmissão e composto), foi indicado que o início da transição energética acarretará problemas maiores no sistema de transmissão. Essa informação é confirmada quando os indicadores melhoram, após a modificação no sistema de transmissão, que nessa etapa do planejamento foi realizada apenas adicionando circuitos duplos nas linhas de transmissão.

No planejamento de médio prazo, foi realizado a redução da geração térmica e aumento da geração eólica em 2/3. Nesse processo, o aumento da redução do nível de inércia síncrona é uma consequência direta e inevitável, sendo um alerta de que os índices de

confiabilidade devem aumentar e o sistema elétrico ficará ainda mais susceptível às instabilidades. Quando os indicadores são avaliados da perspectiva dos subsistemas isoladamente (G, T, G+T), foi indicado que a transição energética em curso acarretará maiores investimentos no sistema de transmissão, confirmado pelo planejamento de curto prazo, além da indicação dos problemas no sistema de geração. Essas informações são confirmadas quando os indicadores melhoram, após a modificação no sistema de transmissão, que nessa etapa do planejamento foi realizada adicionando circuitos duplos nas linhas de transmissão e nos transformadores de potência. O planejamento de médio prazo confirma que a transição energética em busca da redução das térmicas e aumento das eólicas impacta diretamente na redução do nível de inércia disponível e, conseqüentemente, na estabilidade do sistema elétrico.

No planejamento de longo prazo, foi realizada a redução de 100% da geração térmica e aumento da geração eólica seguindo o parâmetro de conversão. Nesse processo, foi reduzida para zero a contribuição do nível de inércia síncrona pelas térmicas, sendo necessário alocar uma contribuição de 500 MW de hidrelétrica. No entanto, a contribuição adicionada não foi suficiente para nivelar a inércia síncrona. A redução da inércia síncrona disponível no sistema é a confirmação da necessidade de monitoramento da redução dos sistemas síncronos e seus impactos diretos na operação interligada do futuro. Quando os indicadores de confiabilidade são avaliados da perspectiva dos subsistemas isoladamente, foi indicado que a finalização da transição energética acarretará problemas nos sistemas de transmissão e geração, confirmados pelo planejamento de médio prazo. Essas informações são confirmadas quando os indicadores melhoram, após adicionar a contribuição de geração hidrelétrica e realizado a nova modificação no sistema de transmissão, que nessa etapa do planejamento foi realizada adicionando circuitos duplos nas linhas de transmissão e nos transformadores de potência

Finalmente, a avaliação dos estados inseguros valida a nova visão sobre o planejamento da expansão de sistemas de energia, em inserir a inércia como uma preocupação do longo prazo. No entanto, a avaliação da inércia do sistema, por si só, não é suficiente para avaliar o impacto das altas penetração de fontes de energia sobre a segurança do sistema e deve ser complementada por uma análise do desempenho dinâmico.

Ainda, do ponto de vista acadêmico a natureza intermitente de alguns recursos renováveis é vista como uma ameaça a continuidade e a segurança do abastecimento de energia elétrica.

Diante o exposto, a inércia é uma variável crucial para garantir condições de segurança

do sistema elétrico, e sua importância aumenta à medida que o sistema passa a depender mais de fontes de energias renováveis intermitentes e não controláveis.

6.3 INDICAÇÕES DE TRABALHOS FUTUROS

À medida em que a transição para fontes renováveis avança, é fundamental considerar o impacto das mudanças na matriz energética no planejamento da expansão do sistema elétrico, principalmente, ao redor da inércia do sistema elétrico. Nesse contexto, são apresentadas algumas indicações de trabalhos futuros que podem aprimorar a análise dinâmica e a precisão das estratégias de inserção de inércia:

- **Estender os estudos da inserção de inércia no planejamento da expansão para a análise dinâmica:** A inserção de inércia é um aspecto crucial para garantir a estabilidade e a confiabilidade do sistema elétrico. Para melhor compreender seu impacto na dinâmica do sistema, futuros trabalhos podem aprofundar os estudos sobre como introduzir a inércia no planejamento da expansão. Isso permitiria avaliar cenários futuros e tomar decisões mais informadas quanto à quantidade necessária de recursos de inércia para atender à demanda crescente de energia.
- **Aprofundar os estudos para a definição do critério de carga inercial:** O critério de carga inercial é um elemento essencial para dimensionar corretamente os recursos de inércia. Trabalhos futuros podem se concentrar em aprofundar os estudos para definir um critério que considere as características específicas do sistema elétrico em análise. Isso garantiria uma alocação mais eficiente e precisa de recursos de inércia para a operação segura do sistema.
- **Desenvolvimento de novas técnicas de estimação do nível de inércia em sistemas de transmissão de energia elétrica:** A estimação adequada do nível de inércia é crucial para garantir a estabilidade do sistema elétrico. Novas técnicas e metodologias podem ser desenvolvidas para melhorar a precisão dessa estimação, utilizando dados em tempo real, modelos computacionais avançados e técnicas de inteligência artificial. Isso permitiria uma abordagem mais assertiva na alocação e gerenciamento de recursos de inércia.
- **Avaliação de métodos para melhorar a resiliência do sistema elétrico à falta de inércia:** A falta de inércia em sistemas dominados por fontes renováveis pode ser um

desafio significativo para a estabilidade do sistema. Trabalhos futuros podem avaliar diferentes métodos para suavizar esse problema, como a implementação de condensadores síncronos. Essa avaliação pode envolver estudos de viabilidade técnica, econômica e operacional, buscando identificar as soluções mais eficazes para garantir a resiliência do sistema elétrico.

7 BIBLIOGRAFIA

BOSE, B. K. Modern Power Electronics and AC Drives. Upper Saddle River [Seção do Livro], 2002.

CARVALHO, Leonel de Magalhães. Advances on the Sequential Monte Carlo Reability Assessment of Generation-Transmission Systems using Cross-Entropy and Population-based Methods. Porto: [s.n.], 2013.

CARVALHO, Leonel de Magalhães. Advances on the Sequential Monte Carlo Reliability Assessment of Generation Transmission Systems using Cross-Entropy and Population-based Methods. PORTO: [s.n.], 2013.

CCPE. Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão dos Sistemas de Transmissão [Relatório], 2002.

DALY, Pádraig. Power System Inertia: Challenges and Solutions.

ENTSO-E. European Power System 2040 Completing the map System Needs Analysis, part of ENTSO-E Development Plan 2018 [Relatório]. 2019.

ENTSO-E. European Power System 2040 Completing the map Technical Appendix Final version after public consultation and ACER opinion [Relatório]. 2019.

EPE. Balanço Energético Nacional [Relatório]. 2021.

EPE. Balanço Energético Nacional 2021: Ano base 2020 [Relatório]. Rio de Janeiro : [s.n.], 2021.

EPE. Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos aos planejamento [Relatório]. 2018.

EPE. MME / Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 [Relatório].

EPE. MME / Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 [Relatório]. Brasília: [s.n.], 2021.

EPE. Nota Técnica - Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento [Relatório]. 2018.

EPE. Nota Técnica - Serviços Ancilares sob a ótica de Planejamento da Expansão [Relatório]. 2021.

EPE. WORKSHOP Serviços Ancilares - Aprimoramento da Prestação de Serviços Ancilares no Sistema Interligado Nacional. 2019.

FERNÁNDEZ-GUILLAMÓN, Ana; GÓMEZ-LÁZAROB, Emilio; MULJADIC, Eduard; MOLINA-GARCÍA, Ángel. Power systems with high renewable energy source: A review of inertia and frequency control strategies over time. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*. 2019.

FOUAD P. Anderson . Power system control and stability [Diário] // IEEE press. - 2002.

GIZ. SISTEMAS ENERGÉTICOS DO FUTURO: Integração de Fontes Variáveis de Energia Renovável na Matriz Energética do Brasil [Relatório].

HALLIDAY, David; RESNICK, Robert; WALKER, Jearl. Fundamentos de física - eletromagnetismo [Livro]. Tradução de Biasi Ronaldo Sérgio de. Rio de Janeiro: LTC, 2016. Vol. 3.

HANSEN, L. H. et al. Generators and Power Electronics Technology for Wind Turbines [Conferência] // The 27th Annual Conference of IEEE Industrial Electronic Society. - 2001. - Vol. 3.

HASAN, Kazi Nazmul; PREECE, Robin; MILANOVIC, Jovica V. Existing approaches and trends in uncertainty modelling and probabilistic [Artigo] // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. - Manchester, UK : [s.n.], 2019.

HATZIARGYRIOU, N. Definition and Classification of Power System [Diário] // *IEEE Transactions on Power Systems*. - 2020.

IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS [Diário]. - January de 2020. - Vol. 35.

KAROUI, Karim; RESE, Leonardo; SINDER, Rebecca (Tractebel). Energy systems of the future: integrating variable renewable energy source in Brazil's energy matrix. *Product 3: Power System Studies*. [Relatório]. - 2019.

KINDERMANN, Geraldo. Curto-circuito [Livro]. - Florianópolis : [s.n.], 2007.

KROPOSKI, B.; JOHNSON, Y.; GEVORGIAN, V.; DENHOLM, P.; HODGE, B. M.; HANNEGAN, B. Achieving a 100% renewable grid: Operating electric power systems with extremely high levels of variable renewable energy. *IEEE Power and Energy Magazine*, 2017. Vol. 15.

LIMITED AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR. GUIDE TO ANCILLARY SERVICES IN THE NATIONAL ELECTRICITY MARKET [Relatório]. - 2021.

MARTINS, Andréa Camila dos Santos; BALBO, Antonio Roberto; JONES, Dylan; NEPOMUCENO, Leonardo; SOLER, Edilaine Martins; BAPTISTA, Edméa Cássia. A Hybrid Multi-Criteria Methodology for Solving the Sustainable Dispatch Problem [Artigo]. 21 de Agosto de 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 [Relatório]. - Brasília : [s.n.], 2021.

NESIMI, Ertugrul. Power System Inertia in High-Renewable Penetration Power Systems and the Emerging Role of Battery Energy Storage [Diário]. Adelaide: 2020 International Conference on Smart Grids and Energy Systems (SGES), 2020. pp. 133-138.

ONS. Escassez Hídrica [Online]. 2021. Acesso em: 03 de Dezembro de 2021. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20210707-escassez-hidrica-2021.aspx>.

ONS. Nota Técnica 137/2018 Metodologia e Critérios para Determinação de Níveis Mínimos de Inércia no SIN, em decorrência da integração das fontes eólica e solar em larga escala [Relatório]. 2018.

ONS. Submódulo 10.8 Norma de Operação - Controle da Geração em Operação Normal [Relatório]. 2003.

ORUM, E.; KUIVANIEMI, M.; LAASONEN, M.; BRUSETH, A. I.; JANSSON, E. A.; DANELL, A.; ELKINGTON, K.; MODIG, N. Future System Inertia, European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSOE) Report. [Relatório].

PIRES, Antônio S. T. Evolução das ideias da física [Livro]. [s.l.] : Livraria da física, 2008.

ROCCO, Alexandre; ROSA, Mauro Augusto. PROJETO PLAN.E.S.T ATUALIZAÇÃO DE CRITÉRIOS E ELABORAÇÃO DE PROCEDIMENTOS PARA O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO BRASILEIRO [Relatório]. Santos: [s.n.], 2022.

ROSA, Bruno Pestana. Impacto da Geração Eólica na Inércia e Estabilidade de Frequência de Sistemas de Energia Elétrica. Rio de Janeiro : [s.n.], 2019.

ROSA, Mauro et al. Operational Reserve Assessment Considering Wind Power Fluctuations in Power Systems [Seção do Livro].

SAUAIA, Rodrigo et al. Grandes usinas solares apoiando a estabilidade da rede elétrica [Online]. Canal Energia. 11 de Agosto de 2020. 12 de Janeiro de 2022. Disponível em: http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/33_sauaia_2020_08_11.pdf.

SILVA, Armando M. Leite da; ROSA, Mauro A.; JARDIM, Jorge Luiz; LIMA, Lucas Ramalho de. Dynamic DG Models for Enhancing Transient Stability Analysis - Hydro One. Itajubá, Brazil/ Toronto Canada: [s.n.], 2015.

SLOOTWEG, J. G.; DE HAAN, S. W. H.; POLINDER, H.; KLING, W. L. General Model for Representation Variable Speed Turbines in Power System Dynamics Simulations [Diário] // IEEE trans. on Power Systems. - Fevereiro de 2003. - Vol. 18.

SOUZA, Daniel José Tavares De et al. Avaliação do desempenho dinâmico do Sistema Interligado Nacional frente à crescente inserção de geração eólica na matriz [Diário]. Belo Horizonte : [s.n.], Novembro de 2019.

SOUZA, Daniel José Tavares de et al. XXV SNPTEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA // Avaliação do desempenho dinâmico do Sistema Interligado Nacional frente à crescente inserção de geração eólica na matriz. Belo Horizonte : [s.n.], 2019.

SYSTEMS, IEEE TRANSACTIONS ON POWERS. The IEEE Reliability Test System: A Proposed 2019 Update [Diário]. Janeiro de 2020. Vol. 35.

TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRÍGUES, P. Wiley Press [Diário]. 2011.

TIELENS, P.; HENNEAUX, P.; COLE, S. Penetration of renewables and reduction of synchronous inertia in the European power system – Analysis and solutions (ASSET Project) [Relatório]. Bussels, Belgium : [s.n.], 2018.

ANEXO A - SISTEMA IEEE RTS 2019

A.1 Características Elétricas – Termelétricas IEEE RTS 2019

Tabela 26 - Características elétricas termelétricas IEEE RTS 2019

Tecnologia	Nome Central	Nº de unidades	Potência Nominal (MW)	Potência Mínima (MW)
CT	101_CT_1	1	20	8
CT	101_CT_2	2	20	8
STEAM	101_STEAM_3	3	76	30
STEAM	101_STEAM_4	4	76	30
CT	102_CT_1	1	20	8
CT	102_CT_2	2	20	8
STEAM	102_STEAM_3	3	76	30
STEAM	102_STEAM_4	4	76	30
CC	107_CC_1	1	355	170
CT	113_CT_1	1	55	22
CT	113_CT_2	2	55	22
CT	113_CT_3	3	55	22
CT	113_CT_4	4	55	22
STEAM	115_STEAM_1	1	12	5
STEAM	115_STEAM_2	2	12	5
STEAM	115_STEAM_3	3	155	62
STEAM	116_STEAM_1	1	155	62
CC	118_CC_1	1	355	170
STEAM	123_STEAM_2	2	155	62
STEAM	123_STEAM_3	3	350	140
CT	123_CT_1	1	55	22
CT	123_CT_4	4	55	22
CT	123_CT_5	5	55	22
CT	201_CT_1	1	20	8
CT	201_CT_2	2	20	8
STEAM	201_STEAM_3	3	76	30

CT	202_CT_1	1	20	8
CT	202_CT_2	2	20	8
STEAM	202_STEAM_3	3	76	30
STEAM	202_STEAM_4	4	76	30
CT	207_CT_1	1	55	22
CT	207_CT_2	2	55	22
CC	213_CC_3	3	355	170
CT	213_CT_1	1	55	22
CT	213_CT_2	2	55	22
CT	215_CT_4	4	55	22
CT	215_CT_5	5	55	22
STEAM	216_STEAM_1	1	155	62
CC	218_CC_1	1	355	170
CC	221_CC_1	1	355	170
STEAM	223_STEAM_1	1	155	62
STEAM	223_STEAM_2	2	155	62
STEAM	223_STEAM_3	3	350	140
CT	223_CT_4	4	55	22
CT	223_CT_5	5	55	22
CT	223_CT_6	6	55	22
CT	301_CT_1	1	20	8
CT	301_CT_2	2	20	8
CT	301_CT_3	3	55	22
CT	301_CT_4	4	55	22
CT	302_CT_1	1	20	8
CT	302_CT_2	2	20	8
CT	302_CT_3	3	55	22
CT	302_CT_4	4	55	22
CT	307_CT_1	1	55	22
CT	307_CT_2	2	55	22
CC	313_CC_1	1	355	170
STEAM	315_STEAM_1	1	12	5

STEAM	315_STEAM_2	2	12	5
STEAM	315_STEAM_3	3	12	5
STEAM	315_STEAM_4	4	12	5
STEAM	315_STEAM_5	5	12	5
CT	315_CT_6	6	55	22
CT	315_CT_7	7	55	22
CT	315_CT_8	8	55	22
STEAM	316_STEAM_1	1	155	62
CC	318_CC_1	1	355	170
CC	321_CC_1	1	355	170
CT	322_CT_5	5	55	22
CT	322_CT_6	6	55	22
CC	323_CC_1	1	355	170
CC	323_CC_2	2	355	170
NUCLEAR	121_NUCLEAR_1	1	400	396

Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub
<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>

A.2 Classificação - Termelétricas IEEE RTS 2019

Tabela 27 - Classificação das termelétricas IEEE RTS 2019

Tecnologia	Potência Efetiva (MW)	Potência Mínima (MW)	Potência Mínima (MVar)	Potência Máxima (MVar)
Oil CT	96	96	0	120
Oil ST	35	35	0	42
Coal	3127	894	-550	1040
Gas CC	3491.97	1700	-250	1500
Gas CT	1364	594	-390	494
Nuclear	400	396	-50	200

Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub
<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>

A.3 Parâmetros Estocásticos – Termelétricas IEEE RTS 2019

Tabela 28 - Parâmetros estocásticos termelétricas por tecnologia de geração IEEE RTS 2019

Tecnologia	MTTR (h)	MTTF (h)	U(%) = FOR
Oil CT	600	5400	1,2
Oil ST	420	20580	0,14
Coal	760	22740	0,58
Gas CC	330	9670	0,33
Gas CT	837	26163	0,837
Nuclear	150	1100	0,12

Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub (<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>)

A.4 Parâmetros Estocásticos em Classes de Potência – Termelétricas IEEE RTS 2019

A segregação em classe de potência permite um refinamento dos parâmetros, possibilitando melhor aderência aos tempos de reparos entre unidades de grande porte e de pequeno porte.

Tabela 29 - Parâmetros estocásticos termelétricas por classe de potência IEEE RTS 2019

Categoria	Classe	Tecnologia	MTTR (h)	MTTF (h)	U (%)
	1 - 49 MW	Oil CT	600	5400	1,2
		Oil ST	420	20580	0,14
		Coal	0	0	0
		Gas CC	0	0	0
		Gas CT	0	0	0
		Nuclear	0	0	0
	50 - 99 MW	Oil CT	0	0	0
		Oil ST	0	0	0
		Coal	280	13720	0,14
		Gas CC	0	0	0
Gas CT		837	26163	0,837	

Termelétricas	100 - 250 MW	Nuclear	0	0	0
		Oil CT	0	0	0
		Oil ST	0	0	0
		Coal	280	6720	0,28
		Gas CC	0	0	0
		Gas CT	0	0	0
		Nuclear	0	0	0
	251 - 400 MW	Oil CT	0	0	0
		Oil ST	0	0	0
		Coal	200	2300	0,16
		Gas CC	330	9670	0,33
		Gas CT	0	0	0
		Nuclear	150	1100	0,12

Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub (<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>)

A.5 Características Dinâmicas – Termelétricas IEEE RTS 2019

Tabela 30 - Características dinâmicas termelétricas IEEE RTS 2019

Central	Tipo	Categoria	Inercia MJ/MW
101_STEAM_3	STEAM	Coal	3
101_STEAM_4	STEAM	Coal	3
102_STEAM_3	STEAM	Coal	3
102_STEAM_4	STEAM	Coal	3
115_STEAM_3	STEAM	Coal	3
116_STEAM_1	STEAM	Coal	3
123_STEAM_2	STEAM	Coal	3
123_STEAM_3	STEAM	Coal	3
201_STEAM_3	STEAM	Coal	3
202_STEAM_3	STEAM	Coal	3
202_STEAM_4	STEAM	Coal	3
216_STEAM_1	STEAM	Coal	3

223_STEAM_1	STEAM	Coal	3
223_STEAM_2	STEAM	Coal	3
223_STEAM_3	STEAM	Coal	3
316_STEAM_1	STEAM	Coal	3
107_CC_1	CC	Gas CC	5
118_CC_1	CC	Gas CC	5
213_CC_3	CC	Gas CC	5
218_CC_1	CC	Gas CC	5
221_CC_1	CC	Gas CC	5
313_CC_1	CC	Gas CC	5
318_CC_1	CC	Gas CC	5
321_CC_1	CC	Gas CC	5
323_CC_1	CC	Gas CC	5
323_CC_2	CC	Gas CC	5
113_CT_1	CT	Gas CT	2.8
113_CT_2	CT	Gas CT	2.8
113_CT_3	CT	Gas CT	2.8
113_CT_4	CT	Gas CT	2.8
123_CT_1	CT	Gas CT	2.8
123_CT_4	CT	Gas CT	2.8
123_CT_5	CT	Gas CT	2.8
207_CT_1	CT	Gas CT	2.8
207_CT_2	CT	Gas CT	2.8
213_CT_1	CT	Gas CT	2.8
213_CT_2	CT	Gas CT	2.8
215_CT_4	CT	Gas CT	2.8
215_CT_5	CT	Gas CT	2.8
223_CT_4	CT	Gas CT	2.8
223_CT_5	CT	Gas CT	2.8
223_CT_6	CT	Gas CT	2.8
301_CT_3	CT	Gas CT	2.8

301_CT_4	CT	Gas CT	2.8
302_CT_3	CT	Gas CT	2.8
302_CT_4	CT	Gas CT	2.8
307_CT_1	CT	Gas CT	2.8
307_CT_2	CT	Gas CT	2.8
315_CT_6	CT	Gas CT	2.8
315_CT_7	CT	Gas CT	2.8
315_CT_8	CT	Gas CT	2.8
322_CT_5	CT	Gas CT	2.8
322_CT_6	CT	Gas CT	2.8
121_NUCLEAR_1	NUCLEAR	Nuclear	5
101_CT_1	CT	Oil CT	2.8
101_CT_2	CT	Oil CT	2.8
102_CT_1	CT	Oil CT	2.8
102_CT_2	CT	Oil CT	2.8
201_CT_1	CT	Oil CT	2.8
201_CT_2	CT	Oil CT	2.8
202_CT_1	CT	Oil CT	2.8
202_CT_2	CT	Oil CT	2.8
301_CT_1	CT	Oil CT	2.8
301_CT_2	CT	Oil CT	2.8
302_CT_1	CT	Oil CT	2.8
302_CT_2	CT	Oil CT	2.8
115_STEAM_1	STEAM	Oil ST	2.8
115_STEAM_2	STEAM	Oil ST	2.8
315_STEAM_1	STEAM	Oil ST	2.8
315_STEAM_2	STEAM	Oil ST	2.8
315_STEAM_3	STEAM	Oil ST	2.8
315_STEAM_4	STEAM	Oil ST	2.8
315_STEAM_5	STEAM	Oil ST	2.8

Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub
(<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>)

A.6 Características Elétricas – Hidrelétricas IEEE RTS 2019

Tabela 31 - Características elétricas hidrelétricas IEEE RTS 2019

Conjuntos	Central	Nº de unidades	Potência Máxima (MW)	Potência Mínima (MW)
1º conjunto	122_HYDRO_1	1	50	0
	122_HYDRO_2	2	50	0
	122_HYDRO_3	3	50	0
	122_HYDRO_4	4	50	0
	122_HYDRO_5	5	50	0
	122_HYDRO_6	6	50	0
	201_HYDRO_4	4	50	0
	215_HYDRO_1	1	50	0
	215_HYDRO_2	2	50	0
	215_HYDRO_3	3	50	0
2º conjunto	222_HYDRO_1	1	50	0
	222_HYDRO_2	2	50	0
	222_HYDRO_3	3	50	0
	222_HYDRO_4	4	50	0
	222_HYDRO_5	5	50	0
	222_HYDRO_6	6	50	0
	322_HYDRO_1	1	50	0
3º Conjunto	322_HYDRO_2	2	50	0
	322_HYDRO_3	3	50	0
	322_HYDRO_4	4	50	0

Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub
<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>

A.7 Parâmetros Estocásticos – Hidrelétricas IEEE RTS 2019

Tabela 32 - Parâmetros estocásticos hidrelétricas IEEE RTS 2019

Tecnologia	MTTR (h)	MTTF (h)	U(%) = FOR
Hydro	400	39600	0,2

Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub
<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>

A.8 Características Dinâmicas – Hidrelétricas IEEE RTS 2019

Tabela 33 - Características dinâmicas hidrelétricas IEEE RTS 2019

Central	Nº de unidades	Inércia MJ/MW
122_HYDRO_1	1	3.5
122_HYDRO_2	2	3.5
122_HYDRO_3	3	3.5
122_HYDRO_4	4	3.5
122_HYDRO_5	5	3.5
122_HYDRO_6	6	3.5
201_HYDRO_4	4	3.5
215_HYDRO_1	1	3.5
215_HYDRO_2	2	3.5
215_HYDRO_3	3	3.5
222_HYDRO_1	1	3.5
222_HYDRO_2	2	3.5
222_HYDRO_3	3	3.5
222_HYDRO_4	4	3.5
222_HYDRO_5	5	3.5
222_HYDRO_6	6	3.5
322_HYDRO_1	1	3.5
322_HYDRO_2	2	3.5
322_HYDRO_3	3	3.5
322_HYDRO_4	4	3.5

Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub
<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>

A.9 Características Elétricas – Eólicas IEEE RTS 2019

Tabela 34 - Características elétricas eólicas IEEE RTS 2019

Central	Nº de unidades	Potência Nominal (MW)	Potência Mínima (MW)
309_WIND_1	1	148.3	0
317_WIND_1	1	799.1	0
303_WIND_1	1	847	0
122_WIND_1	1	713.5	0

Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub (<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>)

A.10 Parâmetros Estocásticos – Eólicas IEEE RTS 2019

Tabela 35 - Parâmetros estocásticos eólicas IEEE RTS 2019

Tecnologia	MTTR (h)	MTTF (h)	FOR
Wind	80	0	4.56250

Fonte: Adaptado de (Rosa, et al.)

A.11 Características Dinâmicas – Eólicas IEEE RTS 2019

Tabela 36 - Características dinâmicas eólicas IEEE RTS 2019

Central	Nº de unidades	Inercia MJ/MW
309_WIND_1	1	0
317_WIND_1	1	0
303_WIND_1	1	0
122_WIND_1	1	0

Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub (<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>)

A.12 Características Eléctricas – Solares IEEE RTS 2019

Tabela 37 – Características eléctricas solar fotovoltaica IEEE RTS 2019

Central	Nº de unidades	Potência Nominal (MW)	Potência Mínima (MW)
320_PV_1	1	51.6	0
314_PV_1	1	51.6	0
314_PV_2	1	51.6	0
313_PV_1	1	95.1	0
314_PV_3	1	92.7	0
314_PV_4	1	51.6	0
313_PV_2	1	93.3	0
310_PV_1	1	51.7	0
324_PV_1	1	49.7	0
312_PV_1	1	94.1	0
310_PV_2	1	51.6	0
324_PV_2	1	51.6	0
324_PV_3	1	51	0
113_PV_1	1	93.6	0
319_PV_1	1	188.2	0
215_PV_1	1	125.1	0
102_PV_1	1	25.6	0
101_PV_1	1	25.9	0
102_PV_2	1	25.3	0
104_PV_1	1	26.8	0
212_CSP_1	1	200	0
101_PV_2	1	26.7	0
101_PV_3	1	26.2	0
101_PV_4	1	25.8	0
103_PV_1	1	61.5	0
119_PV_1	1	66.6	0
308_RTPV_1	1	100.9	0
313_RTPV_1	1	101.7	0

313_RTPV_2	1	63.1	0
313_RTPV_3	1	65.4	0
313_RTPV_4	1	67	0
313_RTPV_5	1	64.8	0
313_RTPV_6	1	63.8	0
313_RTPV_7	1	64.1	0
313_RTPV_8	1	66.6	0
313_RTPV_9	1	62.4	0
313_RTPV_10	1	66.9	0
313_RTPV_11	1	65.2	0
313_RTPV_12	1	27.8	0
320_RTPV_1	1	27.3	0
320_RTPV_2	1	27	0
320_RTPV_3	1	28.3	0
313_RTPV_13	1	27.2	0
320_RTPV_4	1	27	0
320_RTPV_5	1	28.2	0
118_RTPV_1	1	9.3	0
118_RTPV_2	1	9.7	0
118_RTPV_3	1	9.4	0
118_RTPV_4	1	9.1	0
118_RTPV_5	1	9.1	0
118_RTPV_6	1	9.7	0
320_RTPV_6	1	9.4	0
118_RTPV_7	1	11.8	0
118_RTPV_8	1	11.2	0
118_RTPV_9	1	10.3	0
118_RTPV_10	1	4.5	0
213_RTPV_1	1	13.2	0

Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub
(<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>)

A.13 Parâmetros Estocásticos – Solares IEEE RTS 2019

Tabela 38 - Parâmetros estocásticos solar fotovoltaica IEEE RTS 2019

Tecnologia	MTTR (h)	MTTF (h)	FOR
Solar PV	0	0	0
CSP	24	576	0,04
Solar RTPV	0	0	0

Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub (<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>)

A.14 Parâmetros Estocásticos em Classes de Potência – Solares IEEE RTS 2019

Tabela 39 - Parâmetros estocásticos solar fotovoltaica por classe de potência IEEE RTS 2019

Categoria	Classe	Tecnologia	MTTR (h)	MTTF (h)	U (%)
Solar	1 - 49 MW	Solar PV	0	0	0
		CSP	0	0	0
		Solar RTPV	0	0	0
	50 - 99 MW	Solar PV	0	0	0
		CSP	0	0	0
		Solar RTPV	0	0	0
	100-250 MW	Solar PV	0	0	0
		CSP	24	576	0,04
		Solar RTPV	0	0	0

Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub (<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>)

A.15 Características Dinâmicas – Solares IEEE RTS 2019

Tabela 40 - Características dinâmicas solar fotovoltaica IEEE RTS 2019

Central	Nº de unidades	Inercia MJ/MW
320_PV_1	1	0
314_PV_1	1	0

314_PV_2	2	0
313_PV_1	1	0
314_PV_3	3	0
314_PV_4	4	0
313_PV_2	2	0
310_PV_1	1	0
324_PV_1	1	0
312_PV_1	1	0
310_PV_2	2	0
324_PV_2	2	0
324_PV_3	3	0
113_PV_1	1	0
319_PV_1	1	0
215_PV_1	1	0
102_PV_1	1	0
101_PV_1	1	0
102_PV_2	2	0
104_PV_1	1	0
212_CSP_1	1	0
101_PV_2	2	0
101_PV_3	3	0
101_PV_4	4	0
103_PV_1	1	0
119_PV_1	1	0
308_RTPV_1	1	0
313_RTPV_1	1	0
313_RTPV_2	2	0
313_RTPV_3	3	0
313_RTPV_4	4	0
313_RTPV_5	5	0
313_RTPV_6	6	0

313_RTPV_7	7	0
313_RTPV_8	8	0
313_RTPV_9	9	0
313_RTPV_10	10	0
313_RTPV_11	11	0
313_RTPV_12	12	0
320_RTPV_1	1	0
320_RTPV_2	2	0
320_RTPV_3	3	0
313_RTPV_13	13	0
320_RTPV_4	4	0
320_RTPV_5	5	0
118_RTPV_1	1	0
118_RTPV_2	2	0
118_RTPV_3	3	0
118_RTPV_4	4	0
118_RTPV_5	5	0
118_RTPV_6	6	0
320_RTPV_6	6	0
118_RTPV_7	7	0
118_RTPV_8	8	0
118_RTPV_9	9	0
118_RTPV_10	10	0
213_RTPV_1	1	0

Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub
(<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>)

A.16 Características Elétricas – Compensadores Síncronos IEEE RTS 2019

Tabela 41 - Características elétricas compensador síncrono IEEE RTS 2019

Central	Nº de unidades	Reativo Máx (Mvar)	Reativo Min (Mvar)
114_SYNC_COND_1	1	200	-50
214_SYNC_COND_1	1	200	-50
314_SYNC_COND_1	1	200	-50

Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub
<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>

A.17 Características Dinâmicas – Compensadores Síncronos IEEE RTS 2019

Tabela 42 - Características dinâmicas do compensador síncrono IEEE RTS 2019

Central	Nº de unidades	Inercia MJ/MW
114_SYNC_COND_1	1	0
214_SYNC_COND_1	1	0
314_SYNC_COND_1	1	0

Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub
<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>

A.18 Características Elétricas - Linhas de Transmissão IEEE RTS 2019

Tabela 43 - Características elétricas das linhas de transmissão IEEE RTS 2019

Linha	Origem	Destino	R (p.u)	X (p.u)	B (p.u)	tamanho (mi)
A1	101	102	0.003	0.014	0.461	3
A2	101	103	0.055	0.211	0.057	55
A3	101	105	0.022	0.085	0.023	22
A4	102	104	0.033	0.127	0.034	33
A5	102	106	0.05	0.192	0.052	50
A6	103	109	0.031	0.119	0.032	31
A7	103	124	0.002	0.084	0	0
A8	104	109	0.027	0.104	0.028	27
A9	105	110	0.023	0.088	0.024	23

A10	106	110	0.014	0.061	2.459	16
A11	107	108	0.016	0.061	0.017	16
AB1	107	203	0.042	0.161	0.044	42
A12-1	108	109	0.043	0.165	0.045	43
A13-2	108	110	0.043	0.165	0.045	43
A14	109	111	0.002	0.084	0	0
A15	109	112	0.002	0.084	0	0
A16	110	111	0.002	0.084	0	0
A17	110	112	0.002	0.084	0	0
A18	111	113	0.006	0.048	0.1	33
A19	111	114	0.005	0.042	0.088	29
A20	112	113	0.006	0.048	0.1	33
A21	112	123	0.012	0.097	0.203	67
A22	113	123	0.011	0.087	0.182	60
AB2	113	215	0.01	0.075	0.158	52
A23	114	116	0.005	0.059	0.082	27
A24	115	116	0.002	0.017	0.036	12
A25-1	115	121	0.006	0.049	0.103	34
A25-2	115	121	0.006	0.049	0.103	34
A26	115	124	0.007	0.052	0.109	36
A27	116	117	0.003	0.026	0.055	18
A28	116	119	0.003	0.023	0.049	16
A29	117	118	0.002	0.014	0.03	10
A30	117	122	0.014	0.105	0.221	73
A31-1	118	121	0.003	0.026	0.055	18
A31-2	118	121	0.003	0.026	0.055	18
A32-1	119	120	0.005	0.04	0.083	27.5
A32-2	119	120	0.005	0.04	0.083	27.5
A33-1	120	123	0.003	0.022	0.046	15
A33-2	120	123	0.003	0.022	0.046	15
A34	121	122	0.009	0.068	0.142	47
AB3	123	217	0.01	0.074	0.155	51
B1	201	202	0.003	0.014	0.461	3
B2	201	203	0.055	0.211	0.057	55
B3	201	205	0.022	0.085	0.023	22
B4	202	204	0.033	0.127	0.034	33
B5	202	206	0.05	0.192	0.052	50
B6	203	209	0.031	0.119	0.032	31
B7	203	224	0.002	0.084	0	0

B8	204	209	0.027	0.104	0.028	27
B9	205	210	0.023	0.088	0.024	23
B10	206	210	0.014	0.061	2.459	16
B11	207	208	0.016	0.061	0.017	16
B12-1	208	209	0.043	0.165	0.045	43
B13-2	208	210	0.043	0.165	0.045	43
B14	209	211	0.002	0.084	0	0
B15	209	212	0.002	0.084	0	0
B16	210	211	0.002	0.084	0	0
B17	210	212	0.002	0.084	0	0
B18	211	213	0.006	0.048	0.1	33
B19	211	214	0.005	0.042	0.088	29
B20	212	213	0.006	0.048	0.1	33
B21	212	223	0.012	0.097	0.203	67
B22	213	223	0.011	0.087	0.182	60
B23	214	216	0.005	0.059	0.082	27
B24	215	216	0.002	0.017	0.036	12
B25-1	215	221	0.006	0.049	0.103	34
B25-2	215	221	0.006	0.049	0.103	34
B26	215	224	0.007	0.052	0.109	36
B27	216	217	0.003	0.026	0.055	18
B28	216	219	0.003	0.023	0.049	16
B29	217	218	0.002	0.014	0.03	10
B30	217	222	0.014	0.105	0.221	73
B31-1	218	221	0.003	0.026	0.055	18
B31-2	218	221	0.003	0.026	0.055	18
B32-1	219	220	0.005	0.04	0.083	27.5
B32-2	219	220	0.005	0.04	0.083	27.5
B33-1	220	223	0.003	0.022	0.046	15
B33-2	220	223	0.003	0.022	0.046	15
B34	221	222	0.009	0.068	0.142	47
C1	301	302	0.003	0.014	0.461	3
C2	301	303	0.055	0.211	0.057	55
C3	301	305	0.022	0.085	0.023	22
C4	302	304	0.033	0.127	0.034	33
C5	302	306	0.05	0.192	0.052	50
C6	303	309	0.031	0.119	0.032	31
C7	303	324	0.002	0.084	0	0
C8	304	309	0.027	0.104	0.028	27

C9	305	310	0.023	0.088	0.024	23
C10	306	310	0.014	0.061	2.459	16
C11	307	308	0.016	0.061	0.017	16
C12-1	308	309	0.043	0.165	0.045	43
C13-2	308	310	0.043	0.165	0.045	43
C14	309	311	0.002	0.084	0	0
C15	309	312	0.002	0.084	0	0
C16	310	311	0.002	0.084	0	0
C17	310	312	0.002	0.084	0	0
C18	311	313	0.006	0.048	0.1	33
C19	311	314	0.005	0.042	0.088	29
C20	312	313	0.006	0.048	0.1	33
C21	312	323	0.012	0.097	0.203	67
C22	313	323	0.011	0.087	0.182	60
C23	314	316	0.005	0.059	0.082	27
C24	315	316	0.002	0.017	0.036	12
C25-1	315	321	0.006	0.049	0.103	34
C25-2	315	321	0.006	0.049	0.103	34
C26	315	324	0.007	0.052	0.109	36
C27	316	317	0.003	0.026	0.055	18
C28	316	319	0.003	0.023	0.049	16
C29	317	318	0.002	0.014	0.03	10
C30	317	322	0.014	0.105	0.221	73
C31-1	318	321	0.003	0.026	0.055	18
C31-2	318	321	0.003	0.026	0.055	18
C32-1	319	320	0.005	0.04	0.083	27.5
C32-2	319	320	0.005	0.04	0.083	27.5
C33-1	320	323	0.003	0.022	0.046	15
C33-2	320	323	0.003	0.022	0.046	15
C34	321	322	0.009	0.068	0.142	47
CA-1	325	121	0.012	0.097	0.203	67
CB-1	318	223	0.013	0.104	0.218	72
C35	323	325	0	0.009	0	0

Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub
(<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>)

A.19 Características Gerais – Barras IEEE RTS 2019

Tabela 44 - Classificação barras IEEE RTS 2019

Barra	Nome da Barra	Base KV	Tipo	Area
101	Abel	138	PV	1
102	Adams	138	PV	1
103	Adler	138	PQ	1
104	Agricola	138	PQ	1
105	Aiken	138	PQ	1
106	Alber	138	PQ	1
107	Alder	138	PV	1
108	Alger	138	PQ	1
109	Ali	138	PQ	1
110	Allen	138	PQ	1
111	Anna	230	PQ	1
112	Archer	230	PQ	1
113	Arne	230	Ref	1
114	Arnold	230	PV	1
115	Arthur	230	PV	1
116	Asser	230	PV	1
117	Aston	230	PQ	1
118	Astor	230	PV	1
119	Attar	230	PQ	1
120	Attila	230	PQ	1
121	Attlee	230	PV	1
122	Aubrey	230	PV	1
123	Austen	230	PV	1
124	Avery	230	PQ	1
201	Bach	138	PV	2
202	Bacon	138	PV	2
203	Baffin	138	PQ	2
204	Bailey	138	PQ	2
205	Bain	138	PQ	2
206	Bajer	138	PQ	2
207	Baker	138	PV	2
208	Balch	138	PQ	2
209	Balzac	138	PQ	2

210	Banks	138	PQ	2
211	Bardeen	230	PQ	2
212	Barkla	230	PQ	2
213	Barlow	230	PV	2
214	Barry	230	PV	2
215	Barton	230	PV	2
216	Basov	230	PV	2
217	Bates	230	PQ	2
218	Bayle	230	PV	2
219	Bede	230	PQ	2
220	Beethoven	230	PQ	2
221	Behring	230	PV	2
222	Bell	230	PV	2
223	Bloch	230	PV	2
224	Bordet	230	PQ	2
301	Cabell	138	PV	3
302	Cabot	138	PV	3
303	Caesar	138	PQ	3
304	Caine	138	PQ	3
305	Calvin	138	PQ	3
306	Camus	138	PQ	3
307	Carew	138	PV	3
308	Carrel	138	PQ	3
309	Carter	138	PQ	3
310	Caruso	138	PQ	3
311	Cary	230	PQ	3
312	Caxton	230	PQ	3
313	Cecil	230	PV	3
314	Chain	230	PV	3
315	Chase	230	PV	3
316	Chifa	230	PV	3
317	Chuhsi	230	PQ	3
318	Clark	230	PV	3
319	Clay	230	PQ	3
320	Clive	230	PQ	3
321	Cobb	230	PV	3
322	Cole	230	PV	3
323	Comte	230	PV	3
324	Curie	230	PQ	3

325	Curtiss	230	PQ	3
------------	---------	-----	----	---

Fonte: O RTS-2019 está publicamente disponível online via GitHub
(<https://github.com/GridMod/RTS-GMLC>)

ANEXO B – SIN 2020

B.1 Características Elétricas e Dinâmicas – Termelétricas SIN 2020

Tabela 45 - Características elétricas e dinâmicas das termelétricas – SIN 2020

NOME DA CENTRAL	Nº DE UNIDADES	POTÊNCIA NOMINAL (MVA)	CONSTANTE DE INÉRCIA POR UNIDADE (s)
UTN Angra 1	1	760	3.859
UTN Angra 2	1	1458	4.510
UTE Santa Cruz	1	235	5.435
CTE CSN	2x117.6MW	147	2.400
UTE Igarapé	1	156.3	1.965
UTE Fernando Gasparian UG31 e 32	1	168	6.390
UTE Fernando Gasparian UG41 e 42	1	168	6.390
UTE Piratininga 13.8 - UG01 e 02	1	125	4.880
UTE Piratininga 14.4 - UG03 e 04	1	160	5.000
UTE Araucária - Gás	1	200	6.200
UTE Araucária - Vapor	1	198	5.960
UTE J.Lacerda A - UG01 e UG02	1	58	3.407
UTE J.Lacerda A - UG03 e UG04	1	75	3.833
UTE J.Lacerda B - UG05 e UG06	1	156.2	3.872
UTE J.Lacerda C - UG07	1	411.8	3.229
UTE AlegretE - Revogada exploração REA 4567/2014	1	41.25	2.061
UTE Charqueadas	1	35	2.914
UTE Pres. Medici - A	1	63	3.952
UTE Pres. Medici - B	1	160	3.306
UTE Uruguaiana - Gás	1	208.5	4.232
UTE Uruguaiana - Vapor	1	294	3.166
UTE Prosperidade	1	11.67	1.145
UTE Klacel TG1	1	206.3	4.782
UTE Klacel TG2	1	206.3	2.689

UTE Camaçari	1	80	7.26
UTE Camaçari	1	80	7.26
UTE Maranhão III - Gás	1	208	5.14
UTE Maranhão III - Vapor	1	224	4.507
UTE Parnaíba IV	1	23.44	0.803
UTE Cuiabá - Gás	1	186	6.91
UTE Cuiabá - Vapor	1	216	4.98
UTE Seropédica	1	60	2.45
UTE Mario Lago - Alstom	1	53.25	2.392
UTE Mario Lago - Brush	1	71.18	1.176
UTE Jesus Soares Pereira	1	204.4	5.55
UTE L. Brizola - TRG11-12 - Gás	1	145	6.39
UTE L. Brizola - TRV18 - Vapor	1	208	4.552
UTE L. Brizola - TRG21-22 - Gás	1	145	6.39
UTE L. Brizola - TRV28 - Vapor	1	145	3.964
UTE L. Brizola - TRG31-32 - Gás	1	145	6.39
UTE L. Brizola - TRV38 - Vapor	1	145	3.964
UTE Norte Fluminense - Gás	1	223	5.7
UTE Norte Fluminense - Vapor	1	343	5.61
UTE Celso Furtado (TermoBahia)	1	300	6.400
UTE Sepe Tiaraju - UG1 - Gás	1	234	4.844
UTE Sepe Tiaraju - UG2 - Vapor	1	104	3.49
UTE Aureliano Chaves - Gás	1	234	4.762
UTE Aureliano Chaves - Vapor	1	99	1.5
UTE Luiz Carlos Prestes A - Gás	1	90	6.5
UTE Luiz Carlos Prestes A - Vapor	1	75	2.76
UTE Luiz Carlos Prestes B - Gás	1	90	6.5
UTE Luiz Carlos Prestes B - Vapor	1	75	2.76
UTE Euzébio Rocha - Gás	1	234	4.84
UTE Euzébio Rocha - Vapor	1	90	5.928
UTE Refin. Abreu e Lima - Vapor	1	62.5	1.1
UTE Baixada Fluminense - G1/G2 - Gás	1	214	5.319

UTE Baixada Fluminense - G1 - Vapor	1	230	4.39
UTE Termoceará - Gás	1	71.18	1.787
UTE Termoceará - Vapor	1	100	1.787
UTE Fortaleza - Gás	1	131.6	8.15
UTE Fortaleza - Vapor	1	144.6	4.98
UTE Termopernambuco - G1/G2 - Gás	1	211.7	5.35
UTE Termopernambuco - G3 - Vapor	1	284.6	4.975
UTE Juiz de Fora A - Gás	1	60	2.45
UTE Juiz de Fora B - Gás	1	60	2.45
UTE CST-G1	1	72	10.11
UTE CST-G2	1	72	4.44
UTE CST-G3	1	80	3.963
UTE CST-G4	1	80	9.63
UTE CST-G5/G6 (UTE SOL)	1	115.6	4.181
UTE CST-TRT	1	28.86	3.4
UTE Veracel TG1	1	137.7	2.57
UTE TermoNorte II - Gás	1	115.6	5.413
UTE TermoNorte II - Vapor	1	140	4.797
UTE Potiguar I	1	31.14	6.96
UTE Potiguar III	1	29.06	6.5
UTE Pau Ferro I	(209x0.45 MW)	117.6	4.99
UTE TermoManaus	(317X0.145)	178.3	4.99
UTE Areembepe	1	3.125	0.518
UTE Camacari Muricy I	1	23.15	1.515
UTE Tocantinopolis - Geramar I - TF02	1	10.91	1.145
UTE Tocantinopolis - Geramar I - TF04	1	10.91	1.145
UTE Nova Olinda - Geramar II - TF01	1	1.145	10.91
UTE Nova Olinda - Geramar II - TF03	1	1.145	10.91
UTE Global I	1	1.311	3.1

UTE Global II	1	1.311	3.1
UTE Porto de Itaquí	1	435	3.46
UTE Porto de Pecem I	1	435	3.46
UTE Porto de Pecem II	1	435	3.46
UTE Maranhão IV	(2x168.8MW)	208	5.14
UTE Maranhão V	(2x168.8MW)	208	5.14
UTE Nova Venécia II	(1x168.8 MW + 1x 7.4 MW)	208	5.14
UTE Pernambuco III	1	11.03	0.96
UTE TKCSA UG01 - GÁS	1	160	8.795
UTE TKCSA UG02 - Gás	1	160	8.795
UTE TKCSA - Vapor	1	387.5	5.394
UTE Viana A	1	10.91	1.05
UTE Viana B	1	10.91	1.05
UTE Linhares	1	10.55	0.73
UTE Caarapó-G1-G2-G3-G4	1	47.5	5.47
UTE São Fernando-G1	1	60	0.99
UTE L.Dreyfus G1	1	50	1.2
UTE L.Dreyfus G2	1	62.5	0.99
UTE Amandina	1	50	4.5
UTE Eldorado UG1	1	15	0.71
UTE Eldorado UG4	1	15	0.71
UTE Eldorado UG5 e UG6	1	62.5	0.93
UTE V. Alegre G1	1	37.5	3.6
UTE V. Alegre G2	1	35.44	4.612
UTE V. Alegre G3	1	36.56	4.471
UTE Candiota III	1	412	4.323
UTE Caçu I - 2 x 62.5 MVA	2	62.5	7.5
UTE Caçu I - 1 x 37.5 MVA	1	37.5	4.1
UTE Quirinópolis	1	62.5	7.4
UTE Boa Vista	1	50	7.4
UTE SUAPE II - 1MQ (G1 a G3)	1	28.03	0.89

UTE SUAPE II - 1MQ (G4 a G6)	1	28.03	0.89
UTE SUAPE II - 1MQ (G7 a G9)	1	28.03	0.89
UTE SUAPE II - 1MQ (G10 a G12)	1	28.03	0.89
UTE SUAPE II - 1MQ (G13 a G15)	1	28.03	0.89
UTE SUAPE II - 1MQ (G16 a G17)	1	28.03	0.89
UTE Suzano	1	149.9	2.465
UTE Santana - (4 x 15 MW)	1	18.58	1.486
UTE Santana (3 x 15 MW)	1	18.58	2.14
UTE Aparecida Bloco I - PIE AAUGD-07 e 08	1	58.59	1.057
UTE Aparecida Bloco II - PIE AAUGD-09 e 10	1	71.18	1.023
UTE Mauá Bloco III - 2UG	1	75	6.2
UTE Mauá Bloco IV - SE Distrito Industrial	1	20.79	1.453
UTE Mauá Bloco IV - SE Mauá 3UG	1	20.79	1.453
UTE Manauara	5	21.35	1.385
UTE Ponta Negra	1	21.35	1.416
UTE Cristiano Rocha	1	21.35	1.416
UTE Jaraqui - 4.45 MVA - 11GR - Gás	11	4.45	1.014
UTE Jaraqui - 4.45 MVA - 12GR - Gás	12	4.45	1.014
UTE Jaraqui - 23.04 MVA - 2GR - Óleo	2	23.04	1.24
UTE Jaraqui - 9.32 MVA - 1GR - Óleo	1	9.321	0.82
UTE Jaraqui - 23.04 MVA - 2GR - Óleo	2	23.04	1.24
UTE Tambaqui - 4.45 MVA - 12GR - Gás	12	4.45	1.014
UTE Tambaqui - 4.45 MVA - 11GR - Gás	11	4.45	1.014
UTE Tambaqui - 9.32 MVA -1GR - Óleo	1	9.321	0.82
UTE Tambaqui - 23.04 MVA - 2GR - Óleo	2	23.04	1.24
UTE Tambaqui -23.04 MVA -1GR - Óleo	1	23.04	1.24
UTE Tambaqui-21.95 MVA-1GR - Óleo	1	21.95	1.24

UTE Maracanaú I	1	28.03	1.145
UTE TermoNordeste	(20 x 8.54 MW)	10.68	1.442
UTE TermoParaíba	(20 X 8.54 MW)	10.68	1.442
UTE Petrolina	(8 X 16 MW)	17.9	1.515
UTE Chapadão 55 MVA	1	55	1.3
UTE Chapadão 60 MVA	1	60	1.2
UTE Termocabo	1	21.35	1.385
UTE Campina Grande	1	10.57	1.38
UTE Mauá 3 - Gás	1	20.79	1.453
UTE Mauá 3 - Vapor	1	20.79	1.453
UTE Companhia Sid. do Pecem - TGR1 e TGR2	1	118.5	4.3
UTE Companhia Sid. do Pecem - TRT	1	20	1.515
UTE Porto de Sergipe - Gás	1	435	3.46
UTE Porto de Sergipe - Vapor	1	760	3.859
UTE Pampa Sul	1	406	4.263
UTE GNA I - Gás	1	356	6.06
UTE GNA I - Vapor	1	553	6.204

Fonte: Banco de dados SINtegre – Adaptado

B.2 Características Elétricas e Dinâmicas – Hidrelétricas SIN 2020

Tabela 46 - Características elétricas e dinâmicas das hidrelétricas – SIN 2020

Nome da Central	Nº de Unidades	Potência Nominal (MVA)	Constante de Inércia por Unidade (S)
UHE Luiz Carlos Barreto	1	184	4.3
UHE Luiz Carlos Barreto	1	184	4.3
UHE Funil	1	74	3.491
UHE Furnas	1	160	5
UHE Furnas	1	160	5
UHE Itumbiara	1	365	4.31
UHE Itumbiara	1	365	4.31

UHE Marimbondo	1	190	4.3
UHE Mascarenhas de Moraes A	1	52	2.482
UHE Mascarenhas de Moraes B	1	50	2.2
UHE Porto Colômbia	1	82	3.115
UHE Corumbá	1	139	3.33
UHE Serra da Mesa	1	472.6	5
UHE Serra da Mesa	1	472.6	5
UHE Batalha	1	29.17	2.45
UHE Manso	1	55.5	2.7
UHE Nilo Peçanha (4 x 71 MW)	4	71	4.076
UHE Nilo Peçanha (2 x 48 MW)	2	48	2.917
UHE Fontes (1 X 44 MW)	1	44	3.43
UHE Fontes (2 X 44 MW)	2	44	3.134
UHE Pereira Passos (2 x 50 MW)	2	50	4.334
UHE Ilha dos Pombos (2 x 26 MW)	2	26	3.096
UHE Ilha dos Pombos (1 x 29 MW)	1	29	3.814
UHE Ilha dos Pombos (1 x 49 MW)	1	49	2.52
UHE Ilha dos Pombos (1 x 50 MW)	1	50	2.4
UHE Emborcação	1	313.6	4.722
UHE Emborcação	1	313.6	4.722
UHE Jaguará	1	112	4.244
UHE Nova Ponte	1	179	4.91
UHE Nova Ponte	1	179	4.91
UHE São Simão	1	283	6.228
UHE Tres Marias	1	68	5.853
UHE Volta Grande	1	100	5.6
UHE Volta Grande	1	100	5.6
UHE Guilman-Amorim	1	38.9	3.65
UHE Miranda	1	137	4.1
UHE Igarapava	1	44.2	1.2
UHE Porto Estrela	1	62	2.44
UHE Funil Grande	1	63.2	3.031

UHE Queimado	1	37	2.16
UHE Irape	1	140	3.48
UHE Irape	1	140	3.48
UHE Aimores	1	116	2.86
UHE Baguari	1	39.04	1.137
UHE Henry Borden UG01 e UG02	1	39.06	3.12
UHE Henry Borden UG03, UG05 e UG07	1	66.68	3.215
UHE Henry Borden UG04 e UG06	1	64.78	3.365
UHE Henry Borden UG08	1	64.78	3.365
UHE Henry Borden - S1 - UG11 a UG14	1	70	3.6
UHE Henry Borden - S2 - UG15 e UG16	1	70	3.664
UHE Água Vermelha	1	250	4.03
UHE Ilha Solteira	1	178.6	3.85
UHE Ilha Solteira	1	178.6	3.85
UHE Jupiá 440kV - UG01 a 10 Eng.Souza Dias	1	112	4.5
UHE Jupiá 440kV - UG11 e 12 - Eng.Souza Dias	1	112	4.5
UHE Jupiá 138kV - UG13 e 14 - Eng.Souza Dias	1	112	4.5
UHE Jurumirim _ A. A. Laydner	1	53.7	4.804
UHE Capivara	1	160	6.25
UHE Capivara (UG modernizada)	1	179	5.62
UHE Canoas I	1	28.1	1.249
UHE Canoas II	1	24.5	1.429
UHE Porto Primavera	1	117	3.94
UHE Rosana - UG01 e UG02	1	89	3.854
UHE Rosana - UG03 e UG04	1	89	3.854
UHE Salto Grande	1	18	2.772
UHE Taquarucu Escola Politécnica	1	112	4
UHE Chavantes	1	115	5.639
UHE Bariri-A - UG01 e UG02	1	46	4.761
UHE Bariri-B - UG03	1	46	4.761

UHE Barra Bonita	1	34	2.9
UHE Ibitinga	1	42	3.714
UHE Nova Avanhadava	1	112	4
UHE Promissao M. L. Leão	1	100	5.31
UHE Três Irmãos	1	170	3.571
UHE Caconde	1	42.5	2.941
UHE Euclides da Cunha	1	29.6	2.845
UHE Limoeiro	1	17.5	3.2
UHE Jaguari	1	15	2.467
UHE Paraibuna	1	50	4.34
UHE Cachoeira Dourada-11 - UG1 e 2	1	17	2.941
UHE Cachoeira Dourada-13 - UG3 e 4	1	52	3.481
UHE Cachoeira Dourada-13A - UG5	1	54	3.537
UHE Cachoeira Dourada-13N - UG6,7 e 8	1	84	3.714
UHE Cachoeira Dourada-13K - UG9 e 10	1	100	3.12
UHE Gov. Bento Munhoz	1	419	4.439
UHE Gov. Bento Munhoz	1	419	4.439
UHE Gov. Parigot de Souza	1	73.6	2.35
UHE Gov. Parigot de Souza	1	73.6	2.35
UHE Gov. Ney Braga (Segredo)	1	333	4.071
UHE Gov. Ney Braga (Segredo)	1	333	4.071
UHE Jose Richa (Salto Caxias)	1	333	4.071
UHE Jose Richa (Salto Caxias)	1	333	4.071
UHE Santa Clara	1	66.76	3.26
UHE Fundão	1	66.76	3.26
UHE Passo Fundo	1	130	4.35
UHE Passo Fundo	1	130	4.35
UHE Salto Osório 1-4	4	200	3.281
UHE Salto Osório 1-4	4	200	3.281
UHE Salto Osório 5-6	2	194.5	3.363
UHE Salto Osório 5-6	2	194.5	3.363

UHE Salto Santiago	1	373.7	3.845
UHE Salto Santiago	1	373.7	3.845
UHE Itá	1	305	4.349
UHE Itá	1	305	4.349
UHE Cana Brava	1	163.4	2.848
UHE Machadinho	1	418.5	4.844
UHE Machadinho	1	418.5	4.844
UHE São Salvador	1	135.1	2.77
UHE Alzir dos Santos Antunes	1	41.12	2.33
UHE Salto Pilão	1	101.3	2.8
UHE Itaipu 50 Hz	1	823.65	5.07
UHE Itaipu 60 Hz	1	737	5.389
UHE Itaúba	1	139	3.659
UHE Itaúba	1	139	3.659
UHE Jacuí	1	30	6.44
UHE Passo Real	1	84	2.688
UHE D. Francisca	1	70	3.383
UHE D. Francisca	1	70	3.383
UHE Sao José	1	28.33	2.17
UHE Passo São João	1	44.1	3.722
UHE Mauá	1	130.4	3.11
PCH Mauá	1	6.143	2.25
UHE Garibaldi	(3x63 MW)	74	2.486
UHE Mascarenhas UG1 e UG2	(2x 41 MW)	55	2.269
UHE Mascarenhas UG3 (repotenc.)	(1 x 49.5 MW)	55	2.269
UHE Mascarenhas UG4 (original)	(1 x 49.5 MW)	55	2.725
UHE Suíca	(2 x 15.8 MW)	17.55	2.5
UHE Rio Bonito	(3 x 5.6 MW)	6.22	2.335
UHE Paulo Afonso I - UG 1/2/3	1	61.2	6.69
UHE Paulo Afonso II-A - UG1	1	69.52	5.91
UHE Paulo Afonso II-A - UG2	1	69.52	5.91

UHE Paulo Afonso II-A - UG3	1	69.52	5.91
UHE Paulo Afonso II-B - UG4	1	80	5.42
UHE Paulo Afonso II-B - UG5	1	80	5.42
UHE Paulo Afonso II-B - UG6	1	80	5.42
UHE Paulo Afonso III - UG1 e 3	1	209	4.95
UHE Paulo Afonso III - UG2 e 4	1	209	4.95
UHE Paulo Afonso IV - UG 1/2/3/4/5/6	1	456	4.46
UHE Apolônio Sales - UG1 e UG2	1	122	4.05
UHE Apolônio Sales - UG3 e UG4	1	122	4.05
UHE Luiz Gonzaga - UG 1,2,3	1	274	3.85
UHE Luiz Gonzaga - UG 4,5,6	1	274	3.85
UHE Xingó - UG 1,2,3,4,5,6	1	520	4.5
UHE Sobradinho - UG 1,2,3,4,5,6	1	194.5	4.25
UHE Sobradinho	1	194.5	4.25
UHE Boa Esperanca - UG 1,2	1	52.2	4.1
UHE Boa Esperanca - UG 3,4	1	67	3.92
UHE Boa Esperanca - UG 3,4	1	67	3.92
UHE Tucuruí - GR1 UG 1, 3, 5, 7 e 9	1	350	4.667
UHE Tucuruí - GR2 UG 2, 6, e 10	1	350	4.667
UHE Tucuruí - GR2 UG 2 e 6	1	350	4.667
UHE Tucuruí - GR3 UG 4, 8, 11 e 12	1	350	4.667
UHE Tucuruí - GR3 UG 4	1	350	4.667
UHE Tucuruí2 - GR5 UG 13,15,16,18,19,21 e 23	1	390	4.2
UHE Tucuruí2 - GR6 UG 14, 17 e 20	1	390	4.2
UHE Tucuruí - GRA UG 24	1	25	25
UHE Tucuruí - GRA UG 25	1	25	25
UHE Curuá-Una G1	1	12.5	2.814
UHE Curuá-Una G2	1	12.5	2.814
UHE Curuá-Una G3	1	12.5	2.63
UHE Juba 1	1	12.6	5.587

UHE Juba 2	1	5.587	5.587
UHE Jaurú	1	45	3.488
UHE Guaporé	1	46	3.619
UHE Lajeado	1	190	3.064
UHE Itapebi - M1, M2 e M3	1	160	3.08
UHE Itiquira - M1	1	33.8	2.785
UHE Itiquira - M2	1	52.9	3.192
UHE Simplício	1	113.3	3.01
UHE Pirajú	1	45	2.226
UHE Quebra-Queixo	1	45	3.541
UHE Barra Grande	1	245	3.416
UHE Barra Grande	1	245	3.416
UHE Pedra do Cavalo	1	90	2.17
UHE Ourinhos	1	16.45	1.05
UHE Picada	1	27.8	3.03
UHE Ponte de Pedra	1	61.8	3
UHE Monte Claro	1	72.61	2.526
UHE Castro Alves	1	55.95	2.29
UHE 14 de Julho	1	55.95	2.95
UHE Santa Clara	1	21	2
UHE Candonga	1	52	2.67
UHE Peixe Angical	1	175	2.806
UHE Amador Aguiar I	1	85.5	3.24
UHE Amador Aguiar II	1	74.2	3.186
UHE Campos Novos	1	311	3.63
UHE Campos Novos	1	311	3.63
UHE Corumbá IV	1	68	3.15
UHE Espora	1	11.85	2.99
UHE Samuel	1	51	3.53
UHE Rondon II	1	27.23	2.128
UHE Retiro Baixo	1	46.11	3.165
UHE Dardanelos 1	(4x64.8 MVA)	64.8	3.2

UHE Dardanelos 2	1	32.48	3.5
UHE Estreito	(8 x 151.8 MVA)	151.8	3.55
UHE Foz do Chapeco	(4x225 MVA)	225	4
UHE Foz do Chapeco	(4x225 MVA)	225	4
UHE Caçu	1	36.11	2.94
UHE Salto	1	67.5	2.8
UHE Barra dos Coqueiros	1	50	2.93
UHE Salto do Rio Verdinho	1	47.45	3.062
UHE Eng. José Luiz Muller de Godoy Pereira- UHE Foz do Rio Claro	1	38	2.775
UHE Serra do Facão	1	118.1	3.6
UHE Santo Antonio - MD - CF1 - GR10	1	82.25	1.73
UHE Santo Antonio - MD - CF1 - GR20	1	82.25	1.73
UHE Santo Antonio - ME - CF2 e 3 - GR10	1	82.25	1.73
UHE Santo Antonio - ME - CF2 e 3 - GR20	1	82.25	1.73
UHE Santo Antonio - Leito Rio - CF4 - GR10	1	82.25	1.73
UHE Santo Antonio - Leito Rio - CF4 - GR20	1	82.25	1.73
UHE Santo Antonio - UG adicionais - UG45	1	82.25	1.74
UHE Santo Antonio - UG46	1	82.25	1.74
UHE Santo Antonio - UG47	1	82.25	1.74
UHE Santo Antonio - UG48	1	82.25	1.74
UHE Santo Antonio - UG49	1	82.25	1.74
UHE Santo Antonio - UG50	1	82.25	1.74
UHE Jirau MD (CF1) 28UG - MD	1	83.33	1.625
UHE Jirau ME (CF2) 18UG - ME	1	83.33	1.905
UHE Colider	1	111.1	3.051
UHE Teles Pires	1	404.5	3.452
UHE Pimental - UG01 e UG02	1	40.9	1.27

UHE Pimental - UG03 e UG04	1	40.9	1.27
UHE Pimental - UG05 e UG06	1	40.9	1.27
UHE Coaracy Nunes UG 1 e 2	1	25.3	2.775
UHE Coaracy Nunes UG 3	1	30.4	2.493
UHE Cachoeira Caldeirão	(3x81.145 MVA)	81.25	1.59
UHE Santo Antônio do Jari	(3x137.36)	137.4	2.97
UHE Ferreira Gomes	(3x84 MW)	93.33	2.926
UHE Balbina	5	55.5	3.243
UHE Belo Monte - Grupo 1	1	679	4.779
UHE Belo Monte - Grupo 2	1	679	4.338
UHE Belo Monte - Grupo 3	1	679	4.678
UHE Belo Monte - Grupo 3	1	679	4.678
UHE Sinop	1	223.36	3.22
UHE São Manoel	1	194.56	3.451
UHE Baixo Iguacu	1	130.7	3.1
PCH Anta	1	16	2.29

Fonte: Banco de dados SINtegre – Adaptado

ANEXO C - INÉRCIA LITERATURA

C.1 Contribuição do nível de inércia SIN 2020 - Literatura

Tabela 47 – Contribuição inércia SIN 2020 - Literatura

Região	Capacidade Instalada (MW)	Inércia Síncrona Estimada (MWs)	Inércia Assíncrona Estimada (MWs)	Inércia Total Estimada (MWs)
SE/CO	80297.27	326624.64	0	326624.64
S	22961.34	87847.93	6234.75	94082.67
N	26308.35	113899.40	1279.68	115179.08
NE	35709.9	72316.04	44862.91	117178.94
SIN	165276.86	600688.01	52377.33	653065.34

Fonte: Autora 2022

C.2 Contribuição do nível de inércia SIN 2030 - Literatura

Tabela 48 – Contribuição inércia SIN 2030 – Literatura

Região	Capacidade Instalada (MW)	Inércia Síncrona Estimada (MWs)	Inércia Assíncrona Estimada (MWs)	Inércia Total Estimada (MWs)
SE/CO	93407.27	349338.98	0	349338.98
S	27187.85	102482.27	6645.87	109128.14
N	25906.23	114279.70	1279.68	115559.38
NE	51461.44	67440.32	117507.50	184947.82
SIN	197962.79	633541.26	125433.05	758974.32

Fonte: Autora 2022

ANEXO D – INÉRCIA ONS

D.1 Contribuição do nível de inércia SIN – 2020 Operador

Tabela 49 - Contribuição inércia SIN 2020 – ONS

Região	Capacidade Instalada (MW)	Inércia Síncrona Estimada (MWs)	Inércia Assíncrona Estimada (MWs)	Inércia Total Estimada (MWs)
SE/CO	80297.27	311908.86	0.00	311908.86
S	22961.34	83294.85	1013.33	84308.17
N	26308.35	111929.17	213.28	112142.45
NE	35709.9	91297.77	7109.86	98407.63
SIN	165276.86	598430.64	8336.47	606767.11

Fonte: Autora 2022

D.2 Contribuição do nível de inércia SIN – 2030 Operador

Tabela 50 Contribuição inércia SIN 2030 – ONS

Região	Capacidade Instalada (MW)	Inércia Síncrona Estimada (MWs)	Inércia Assíncrona Estimada (MWs)	Inércia Total Estimada (MWs)
SE/CO	93407.27	319311.94	0	319311.94
S	27187.85	73372.62	1013.33	74385.95
N	25906.23	1567.10	213.28	1780.38
NE	51461.44	2682.57	15356.86	18039.43
SIN	197962.79	396934.24	16583.47	413517.70

Fonte: Autora 2022.

D.3 Inércia Estimada (MWs) classificadas por tecnologia e região – SIN 2020

Tipo	Tecnologia	Região	Capacidade Instalada (MW)	Inércia Estimada (MWs)
Geração Síncrona	Hidrelétrica	SE/CO	53776.64	217616.5433
		S	14705.51	56359.24237
		N	22053.9	99852.41102
		NE	10840.91	52012.7641
	PCH	SE/CO	4279.28	20326.58
		S	2002	9509.5
		N	197.08	936.13
		NE	182.91	868.8225
	Térmica	SE/CO	21347.47	73965.7391
		S	4227.18	16230.04388
		N	3630.81	10824.97334
		NE	8384.32	29182.54809
Geração Assíncrona	Eólica	SE/CO	0	0
		S	2026.65	2209.38
		N	426.56	528.93
		NE	14219.72	16343.49
	Solar FV	SE/CO	893.88	0
		S	0	0
		N	0	0
		NE	2082.04	0

Fonte: Autora 2022

D.4 Inércia Estimada (MWs) classificadas por tecnologia e região – SIN 2030

Tipo	Tecnologia	Região	Capacidade Instalada (MW)	Inércia Estimada (MWs)
Geração Síncrona	Hidrelétrica	SE/CO	56592.64	227701.7333
		S	16295.79	62436.85869
		N	22509.66	599.895

	PCH	NE	11064.2	583.205
		SE/CO	5234.85	24865.5375
		S	3245.55	316.48
		N	197.08	21
		NE	235.27	1117.5325
	Térmica	SE/CO	26947.9	66744.67
		S	5619.86	10619.285
		N	2772.93	946.205
		NE	5756.21	981.835
	Geração Assíncrona	Eólica	SE/CO	0
S			2026.65	1013.325
N			426.56	213.28
NE			30713.72	15356.86
Solar FV		SE/CO	4631.88	0
		S	0	0
		N	0	0
		NE	3692.04	0

Fonte: Autora 2022