



Daniel de Lessa Borba

**Dimensionamento da Reserva de Potência Operativa do
Sistema Elétrico Brasileiro Utilizando a Simulação Monte
Carlo**

Dissertação de Mestrado

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

Orientador: André Milhorange de Castro

Coorientador: Armando Martins Leite da Silva

Coorientador: José Filho da Costa Castro

Rio de Janeiro
Setembro de 2024



Daniel de Lessa Borba

**Dimensionamento da Reserva de Potência Operativa do
Sistema Elétrico Brasileiro Utilizando a Simulação Monte
Carlo**

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

André Milhorce de Castro

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Armando Martins Leite da Silva

Coorientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

José Filho da Costa Castro

Coorientador

Universidade Federal de Pernambuco – UFPE

Érica Telles Carlos

LAMPS Consultoria e Desenvolvimento

Fernando Aparecido de Assis

Universidade Federal de São João del-Rei– UFSJ

Rio de Janeiro, 19 de setembro de 2024

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

Daniel de Lessa Borba

Graduou-se em Engenharia Elétrica pelo Instituto Federal Sul-Rio-Grandense, IFSUL/RS, em 2019. Atualmente trabalha como engenheiro de estudos energéticos no Operador Nacional do Sistema Elétrico.

Ficha Catalográfica

Borba, Daniel de Lessa

Dimensionamento da reserva de potência operativa do sistema elétrico brasileiro utilizando a Simulação Monte Carlo / Daniel de Lessa Borba; orientador: André Milhorange de Castro ; coorientadores: Armando Martins Leite da Silva, José Filho da Costa Castro. – 2024.

124 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2024.

Inclui bibliografia.

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Confiabilidade de sistemas elétricos. 3. Estimação de risco. 4. Reserva de potência operativa. 5. Simulação Monte Carlo. I. Castro, André Milhorange de. II. Silva, Armando Martins Leite da. III. Castro, José Filho da Costa. IV. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. V. Título.

CDD: 621.3

Agradecimentos

Inicialmente, gostaria de agradecer o suporte dos meus orientadores, André Milhorce de Castro, Armando Martins Leite da Silva e José Filho da Costa Castro. Obrigado pela dedicação de tempo, conhecimentos compartilhados e toda a confiança em mim depositada, que foram fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho.

À PUC Rio, pela oportunidade e toda qualidade de ensino fornecida durante o Mestrado.

À minha família, pelo apoio incondicional e incentivo ao meu desenvolvimento pessoal, acadêmico e profissional.

Um agradecimento especial à Josiane Lima Born, pelo convívio diário, carinho e companheirismo em mais um desafio.

Aos grandes amigos, pela parceria e incentivo em todas as horas.

Aos colegas de ONS, pela colaboração diária e por todos os conhecimentos transmitidos.

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

Resumo

Borba, Daniel de Lessa; Milhorange, André; Leite da Silva, Armando Martins; Castro, José Filho da Costa. **Dimensionamento da Reserva de Potência Operativa do Sistema Elétrico Brasileiro Utilizando a Simulação Monte Carlo**. Rio de Janeiro, 2024. 124p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A reserva de potência operativa é a parcela da geração responsável por assegurar a confiabilidade dos sistemas elétricos na ocorrência de contingências dos equipamentos, bem como erros na previsão de carga e geração. A crescente penetração de fontes renováveis variáveis nas redes elétricas, como as fontes eólica e solar fotovoltaica, vem agregando ainda mais incertezas no planejamento, na programação da operação e na própria operação. Sendo assim, a metodologia para o cálculo da reserva potência operativa deverá acompanhar as transformações do sistema, sendo necessária a representação das incertezas e a consideração das taxas de falhas dos equipamentos, para o adequado dimensionamento. Um sobredimensionamento da reserva incorre em elevado custo ao consumidor, enquanto um subdimensionamento, expõe o sistema a riscos. Dadas as características estocásticas do sistema, a utilização de métodos probabilísticos se apresenta como mais apropriada para o dimensionamento da reserva operativa. Nesta dissertação, o principal objetivo é aplicar a simulação Monte Carlo para estimar os índices de confiabilidade para o sistema elétrico brasileiro. Os desvios da previsão de carga e geração eólica são representados através de distribuições obtidas a partir de dados históricos. As gerações das usinas hidrelétricas e termelétricas adotadas são baseadas no resultado do modelo de otimização energética, utilizado na programação diária da operação do sistema elétrico brasileiro. São realizados diversos testes com intuito de avaliar os impactos nos índices de confiabilidade do sistema elétrico brasileiro.

Palavras-chave

Confiabilidade de sistemas elétricos; estimação de risco; reserva de potência operativa; Simulação Monte Carlo.

Abstract

Borba, Daniel de Lessa; Milhorange, André (Advisor); Leite da Silva, Armando Martins (Co-Advisor); Castro, José Filho da Costa (Co-Advisor). **Sizing of the Operating Power Reserve of the Brazilian Electrical System Using Monte Carlo Simulation**. Rio de Janeiro, 2024. 124p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The operating power reserve is the share of generation responsible for ensuring the reliability of electrical systems in the event of equipment contingencies, as well as errors in load and generation forecasting. The increasing penetration of variable renewable sources in electrical grids, such as wind and solar photovoltaic sources, has been adding even more uncertainty to planning, operation scheduling and the operation itself. Therefore, the method for calculating the operating power reserve should follow the transformations of the system, requiring the representation of uncertainties and consideration of equipment failure rates for adequate sizing. Oversizing the operating reserve incurs high costs to the consumer, while undersizing exposes the system to risks. Given the stochastic characteristics of the system, the use of probabilistic methods is more appropriate for sizing the operating reserve. In this dissertation, the main objective is to apply Monte Carlo simulation to estimate reliability indices for the Brazilian electrical system. Deviations from the wind load and generation forecast are represented by distributions obtained from historical data. The power generations of the adopted hydroelectric and thermoelectric plants are based on the results of the energy optimization model, used in the daily programming of the Brazilian electrical system operation. Several tests are carried out in order to evaluate the impacts on the reliability indices of the Brazilian electrical system.

Keywords

Reliability of electrical systems; risk estimation; operating power reserve; Monte Carlo Simulation;

Sumário

1	Introdução	16
1.1	Fontes Renováveis e a Matriz Elétrica Brasileira	18
1.2	Desenvolvimento Histórico	21
1.3	Objetivos	25
1.4	Estrutura da Dissertação	26
2	Requisitos de Reserva Operativa em Sistemas de Geração	28
2.1	Serviços Ancilares	29
2.2	Reserva Operativa	31
2.3	Classificação dos Tipos de Reserva	32
2.3.1	Reserva de Regulação	32
2.3.2	Reserva Girante	32
2.3.3	Reserva Não Girante	33
2.3.4	Reserva de Reposição	33
2.4	Crítérios, Nomenclaturas e Metodologias no Brasil	33
2.4.1	Tratamento da Carga	34
2.4.2	Taxas de Desligamento Forçado das Unidades Geradoras	34
2.4.3	Repartição, Alocação e Utilização da Reserva de Potência Operativa	35
2.4.4	Folga de Potência Monitorada (FPM) e Folga de Potência Monitorada Sincronizada (FPMS)	36
2.5	Conclusões	39
3	Avaliação da Reserva de Potência Operativa Considerando Incertezas	40
3.1	Índices de Confiabilidade	41
3.2	Confiabilidade da Capacidade de Geração	44
3.3	Métodos de Avaliação da Confiabilidade	46
3.3.1	Método Analítico	48
3.3.2	Simulação Monte Carlo	51
3.4	Incertezas na Previsão da Demanda	55
3.5	Incertezas na Previsão da Geração Eólica	60
3.6	Avaliação do Risco Utilizando Simulação Monte Carlo	62
3.6.1	Reserva Operativa Considerando Fontes Renováveis e Incertezas da Carga	63

3.6.2	Algoritmo da SMC com Representação das Incertezas	64
3.7	Conclusões	67
4	Estudos de Caso: Dados, Simulações e Resultados	68
4.1	Modelagem da Carga	69
4.2	Modelagem da Geração Eólica	73
4.3	Taxas de Falha	78
4.4	Modelo DESSEM	79
4.4.1	Geração Hidrelétrica	80
4.4.2	Geração Termelétrica	81
4.4.3	Pequenas Usinas	81
4.5	Simulações e Resultados	82
4.5.1	Teste 1 – Caso Base	83
4.5.2	Teste 2 – Avaliação do Caso Sem Reserva Terciária	88
4.5.3	Teste 3 – Considerando Importação de 800 MW	89
4.5.4	Teste 4 – Avaliando Diferentes <i>Lead Times</i>	91
4.5.5	Teste 5 – Análises por Subsistema	91
4.5.6	Teste 6 – Simulação Considerando um Esquema Especial de Proteção	94
4.5.7	Teste 7 – Utilizando Como Entrada um Critério de LOLP Máxima	96
4.6	Conclusões	103
5	Conclusões	105
5.1	Trabalhos Futuros	106
	Referências Bibliográficas	108
	Apêndice A Despacho Hidrelétricas	116
	Apêndice B Despacho Termelétricas	120
	Apêndice C Comparação do Despacho Térmico	123

Lista de figuras

Figura 1.1 – Utilização de fontes renováveis para geração de energia elétrica no Brasil e no mundo (2021) [7].	19
Figura 1.2 – Evolução da capacidade instalada no SIN – Junho 2024 a Dezembro/2028 [8].....	20
Figura 1.3 – Evolução da capacidade instalada eólica no Brasil [9].	20
Figura 1.4 – Evolução da capacidade instalada solar fotovoltaica no Brasil [10].	21
Figura 2.1 – Níveis de criticidade da FPM e FPMS na etapa de programação [57].	38
Figura 2.2 – Níveis de criticidade da FPM e FPMS em tempo real [57].	38
Figura 3.1 – LOLE padrão utilizada em alguns países europeus [62].....	43
Figura 3.2 – Níveis hierárquicos e zonas funcionais [63].	44
Figura 3.3 – Modelo do sistema barra única.	45
Figura 3.4 – Diagrama de espaço de estados.....	49
Figura 3.5 – Carga do SIN no ano de 2020 [68].....	55
Figura 3.6 – Carga do SIN no ano de janeiro a julho de 2024 [68].....	56
Figura 3.7 – Carga do SIN de 05 a 14/02/2024 [68].	57
Figura 3.8 – <i>Duck Curve</i> [69].....	57
Figura 3.9 – Geração eólica do SIN no ano de 2023 [68].	61
Figura 3.10 – Geração eólica do SIN no dia 09/01/2024 [68].....	61
Figura 3.11 – Fluxograma do algoritmo implementado.....	65
Figura 4.1 – Dispersão do erro de previsão de carga para cada subsistema: (a) Sudeste/Centro-Oeste, (b) Sul, (c) Nordeste e (d) Norte.....	70
Figura 4.2 – <i>Boxplot</i> do erro de previsão de carga em relação ao mês do ano para cada subsistema: (a) Sudeste/Centro-Oeste, (b) Sul, (c) Nordeste e (d) Norte.	71
Figura 4.3 – <i>Boxplot</i> do erro de previsão de carga em relação a hora do dia para cada subsistema: (a) Sudeste/Centro-Oeste, (b) Sul, (c) Nordeste e (d) Norte.	71
Figura 4.4 – Normal do erro de previsão de carga para cada subsistema: (a) Sudeste/Centro-Oeste, (b) Sul, (c) Nordeste e (d) Norte.....	72
Figura 4.5 – Dispersão do erro de previsão de geração eólica para cada subsistema: (a) Sul, (b) Nordeste e (c) Norte.	75
Figura 4.6 – <i>Boxplot</i> do erro de previsão de geração eólica em relação ao mês do ano para cada subsistema: (a) Sul, (b) Nordeste e (c) Norte.	75

Figura 4.7 – <i>Boxplot</i> do erro de previsão de geração eólica em relação a hora do dia para cada subsistema: (a) Sul, (b) Nordeste e (c) Norte.	76
Figura 4.8 – Normal do erro de previsão de geração eólica para cada subsistema: (a) Sul, (b) Nordeste e (c) Norte.	76
Figura 4.9 – Geração eólica considerando as incertezas no Teste 1.	84
Figura 4.10 – Carga do SIN considerando as incertezas no Teste 1.	84
Figura 4.11 – Carga total considerando as incertezas no Teste 1.	85
Figura 4.12 – Carga líquida considerando as incertezas no Teste 1.	85
Figura 4.13 – Capacidade disponível das fontes convencionais considerando as falhas no Teste 1.	86
Figura 4.14 – Geração total do sistema no Teste 1.	86
Figura 4.15 – Reserva de potência operativa no Teste 1.	87
Figura 4.16 – Reserva de potência operativa do Teste 2.	89
Figura 4.17 – Reserva de potência operativa do Teste 3.	90
Figura 4.18 – Dados dos sistemas.	92
Figura 4.19 – LOLP versus intercâmbio Sudeste/Centro-Oeste.	92
Figura 4.20 – LOLP versus intercâmbio Sul.	93
Figura 4.21 – LOLP versus intercâmbio Nordeste.	93
Figura 4.22 – LOLP versus intercâmbio Norte.	94
Figura 4.23 – Reserva de potência operativa no Teste 6.	95
Figura 4.24 – Capacidade disponível das fontes convencionais do Teste 7 (Apenas CVU).	98
Figura 4.25 – Capacidade disponível das fontes convencionais do Teste 7 (CVU e <i>ton</i>).	99
Figura 4.26 – Geração total do sistema do Teste 7 (Apenas CVU).	99
Figura 4.27 – Geração total do sistema do Teste 7 (CVU e <i>ton</i>).	100
Figura 4.28 – Reserva de potência operativa do sistema do Teste 7 (Apenas CVU).	100
Figura 4.29 – Reserva de potência operativa do sistema do Teste 7 (CVU e <i>ton</i>).	101

Lista de tabelas

Tabela 3.1 – Classificação do Risco pela Severidade [14, 58, 59, 61].	43
Tabela 4.1 – Média e desvio padrão do erro de previsão de carga para cada subsistema.	72
Tabela 4.2 – Carga de cada subsistema e total do SIN.	73
Tabela 4.3 – Capacidade instalada eólica de cada subsistema no dia 09/01/2024.	74
Tabela 4.4 – Média e desvio padrão do erro de previsão de geração eólica para cada subsistema.	77
Tabela 4.5 – Geração eólica de cada subsistema e total do SIN.	77
Tabela 4.6 – Taxas de falha dos equipamentos [88].	78
Tabela 4.7 – Dados de PCH e PCT.	82
Tabela 4.8 – Índices de risco e dados da simulação do Teste 1.	87
Tabela 4.9 – Alocação da RPO conforme os procedimentos de rede do ONS.	88
Tabela 4.10 – Índices de risco e dados da simulação do Teste 2.	89
Tabela 4.11 – Índices de risco e dados da simulação do Teste 3.	90
Tabela 4.12 – Índices de risco e dados da simulação do Teste 4.	91
Tabela 4.13 – Índices de risco e dados da simulação do Teste 6.	95
Tabela 4.14 – Blocos adicionais de geração.	97
Tabela 4.15 – Índices de risco e dados da simulação do Teste 7.	98
Tabela 4.16 – Despacho adicional e custo considerando apenas ordem de mérito.	102
Tabela 4.17 – Despacho adicional e custo considerando CVU e ton.	102
Tabela A.1 – Despacho hidrelétricas indicado pelo DESSEM [86].	116
Tabela B.1 – Despacho termelétricas indicado pelo DESSEM [86].	120
Tabela C.1 – Comparação do despacho térmico.	123

Lista de abreviaturas

ANDE	<i>Administración Nacional de Electricidad</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAISO	<i>California Independent System Operator</i>
CAG	Controle Automático de Geração
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
COPT	<i>Capacity Outage Probability Table</i>
CR	Carga de Referência
CVU	Custo Variável Unitário
ECE	Esquemas de Controle de Emergência
ECS	Esquemas de Controle de Segurança
EENS	<i>Expected Energy Not Supplied</i>
EPNS	<i>Expected Power Not Supplied</i>
FOR	<i>Forced Outage Rate</i>
FPM	Folga de Potência Monitorada
FPMS	Folga de Potência Monitorada Sincronizada
GCR	<i>Generation Capacity Reliability</i>
LOLC	<i>Loss of Load Cost</i>
LOLD	<i>Loss of Load Duration</i>
LOLE	<i>Loss of Load Expectation</i>
LOLF	<i>Loss of Load Frequency</i>
LOLP	<i>Loss of Load Probability</i>
MM	Maior Máquina do Sistema
MMGD	Mini e Microgeração Distribuída
MTTF	<i>Mean Time to Failure</i>
MTTR	<i>Mean Time to Repair</i>
NERC	<i>North American Electric Reliability Corporation</i>
NH	Nível Hierárquico
NYISO	<i>New York Independent System Operator</i>

ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ORR	<i>Outage Replacement Rate</i>
PIB	Produto Interno Bruto
PJM	<i>Pennsylvania-New Jersey-Maryland</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
RPO	Reserva de Potência Operativa
SEP	Sistema Especial de Proteção
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMC	Simulação Monte Carlo
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
UTN	Usina Termonuclear

Lista de símbolos

λ	Taxa de falha
μ	Taxa de reparo
p	Probabilidade
R	Reserva
G	Geração
L	Carga equivalente do sistema
C	Vetor de capacidades das unidades geradoras
f	Frequência incremental
δ	Vetor de desvios de previsão de carga e renováveis
m	Tempo médio para reparo
r	Tempo médio para a falha
RGA_i	Responsabilidade própria de geração da área de controle i
L_i	Carga da área de controle i
Int_{liq}	Intercâmbio líquido
MM_i	Maior máquina da área de controle i
MM_{prob}	Maior máquina probabilística
$R1$	Reserva primária
$R2$	Reserva secundária
$R2e$	Reserva secundária de elevação
$R2r$	Reserva secundária de redução
$R3$	Reserva terciária
$Reol_i$	Parcela da reserva para fazer face à variabilidade da geração eólica
$GEOL$	Geração Eólica
S	Índice de Severidade
t_{on}	Tempo mínimo de operação
P_A	Período de análise
P_{BASE}	Potência de base
x	Estado do componente

\mathbf{X}	Vetor de estados
n	Número de elementos
N	Total de iterações
NU	Número de unidades geradoras
H	Função teste do vetor \mathbf{X}
E	Valor esperado
Ω	Conjunto de todos os estados dos componentes
t	Instante de tempo
T	<i>Lead time</i>
U	Distribuição uniforme unitária
V	Variância amostral
σ	Desvio padrão amostral
Δ_p	Potência não suprida
β	Coefficiente de variação
ε	Erro de previsão
Ψ	Conjunto de todos os estados do sistema

1 Introdução

A energia elétrica é um dos principais insumos para a sociedade, impactando diretamente a economia dos países e a qualidade de vida das pessoas. Para garantir o fornecimento deste bem essencial de forma segura, confiável e ao menor custo possível, as redes elétricas precisam ser criteriosamente planejadas, programadas e operadas.

Os sistemas elétricos de potência são complexos e com particularidades únicas de cada país ou região. Há muitos fatores que elevam o desafio do planejamento e operação da geração, transmissão e distribuição de energia, tais como: a extensão territorial, economia, dispersão demográfica, interligações entre subsistemas, sazonalidades hidrológicas, variáveis climáticas, incertezas atreladas ao consumo de energia, aumento da capacidade instalada de fontes renováveis variáveis, entre outros aspectos.

Diante de todos estes pontos, os sistemas requerem constante evolução, com a expansão da infraestrutura da rede elétrica e a inserção de novas fontes de energia, para garantir o atendimento eletroenergético no presente e futuro.

Sob o ponto de vista da expansão da geração, observa-se uma mudança significativa na matriz elétrica mundial, devido principalmente à necessidade global de descarbonização, incentivando a ampliação do parque gerador com as fontes renováveis eólicas e solar fotovoltaicas, que são de natureza variável [1].

No Brasil, os recursos vento e irradiação solar são abundantes, favorecendo a implantação de empreendimentos que utilizam este tipo de fonte primária. Com o crescimento deste tipo de aproveitamento, há uma maior diversificação da matriz elétrica que ainda é predominantemente hidráulica, propiciando uma complementariedade entre os recursos sazonais. Porém, aumenta-se o nível de incertezas atreladas à produção e disponibilidade real da geração para o provimento energético.

Na perspectiva da demanda, além dos fatores típicos temporais e socioeconômicos, há o crescimento da mini e microgeração distribuída (MMGD),

refletindo em uma mudança do perfil de carga visto pelo operador e distribuidoras. Além disso, esta alteração da carga líquida trouxe consigo maiores desafios, principalmente na transição da geração solar fotovoltaica ao final da tarde, sendo necessária a realização de rampas íngremes com as fontes convencionais hidráulicas e térmicas em um curto intervalo de tempo.

Os sistemas elétricos são compostos por um conjunto de equipamentos (e.g., unidades geradoras, transformadores, linhas de transmissão, compensadores, disjuntores etc.) desde a geração de energia elétrica até o ponto de entrega no consumidor final. Estes elementos precisam operar adequadamente para cumprir com sua finalidade, porém, nenhum dispositivo estará disponível em todo o horizonte de sua vida útil.

Para desempenhar suas funções, todos os elementos precisam realizar manutenções periódicas programadas. Além disso, todas as partes integrantes do sistema estão sujeitas à ocorrência de falhas intempestivas podendo ser ocasionadas por questões intrínsecas ao equipamento, contingências múltiplas e/ou eventos externos.

Diante das incertezas mencionadas, do planejamento à operação é necessário dimensionar uma capacidade de geração suficiente para atender a demanda, e assegurar o fornecimento contínuo de energia, mesmo na ocorrência de desvios de previsão, manutenções e falhas dos equipamentos. Este excedente de geração em relação à carga é denominado de reserva de geração, que pode ser conceitualmente dividida em dois tipos: reserva de capacidade estática e operativa [2].

A reserva de capacidade estática está relacionada à avaliação dos requisitos no longo prazo, definindo os reforços a serem implementados no sistema para o atendimento futuro da carga [2]. Enquanto a reserva de capacidade operativa, refere-se à análise de curto prazo, considerando os mesmos aspectos da reserva estática, porém tendo que lidar com a atual configuração da rede sem expansão, utilizando as unidades geradoras sincronizadas, e também aquelas que poderão sincronizar em tempo hábil de manter o equilíbrio da operação [2, 3].

Esta dissertação consiste em dimensionar a reserva operativa de curto prazo do sistema elétrico brasileiro, com dados da etapa de programação diária da operação para o dia seguinte, considerando as incertezas existentes.

1.1 Fontes Renováveis e a Matriz Elétrica Brasileira

A transição energética tem sido uma das principais pautas dos fóruns mundiais, devido a necessidade premente de reduzir as emissões de carbono das matrizes elétricas e energéticas.

A capacidade instalada de produção de energia renovável cresceu exponencialmente nos últimos anos no mundo todo, impulsionada pelos subsídios e reduções consideráveis dos custos dos equipamentos, com destaque para a energia eólica e a energia solar fotovoltaica.

Segundo [1], as fontes variáveis possuem uma série de características específicas que as diferem em relação as fontes convencionais (e.g., hidráulicas e térmicas), sob a ótica da contribuição para os sistemas de energia, operação e investimentos:

- Variabilidade devido à sua fonte primária (e.g., vento e irradiação solar);
- Elevada incerteza na previsão principalmente no médio-longo prazo;
- A capacidade nominal de uma turbina eólica ou módulo fotovoltaico é bem reduzida comparada a geradores hidrelétricos, nucleares, térmicos, entre outros;
- Restrições de localização, pois em cada local haverá um fator de capacidade;
- Baixo custo no curto prazo;
- Ao contrário das fontes convencionais que possuem unidades geradoras síncronas interligadas eletromecanicamente à rede, as fontes renováveis são em sua maioria assíncronas, conectadas ao sistema através de dispositivos baseados em eletrônica de potência, trazendo dificuldades para estabilidade do sistema.

Em busca de soluções para alguns dos desafios elencados acima, em [4, 5] é proposta a utilização de sistemas de armazenamentos (e.g., baterias, usinas hidrelétricas reversíveis, supercapacitores, hidrogênio etc.) que podem contribuir para flexibilidade operativa, compensar a variabilidade das fontes renováveis, fornecer serviços ancilares e melhorar a qualidade de energia da rede.

Segundo [6], o Brasil possui um enorme potencial de energia solar fotovoltaica, eólica e biomassa, sendo a implantação destas fontes uma oportunidade estratégica para depender menos do combustível fóssil e das grandes usinas hidrelétricas. Conforme pode ser visto na Figura 1.1 [7], o Brasil é referência mundial na utilização de fontes renováveis para a produção de energia elétrica.

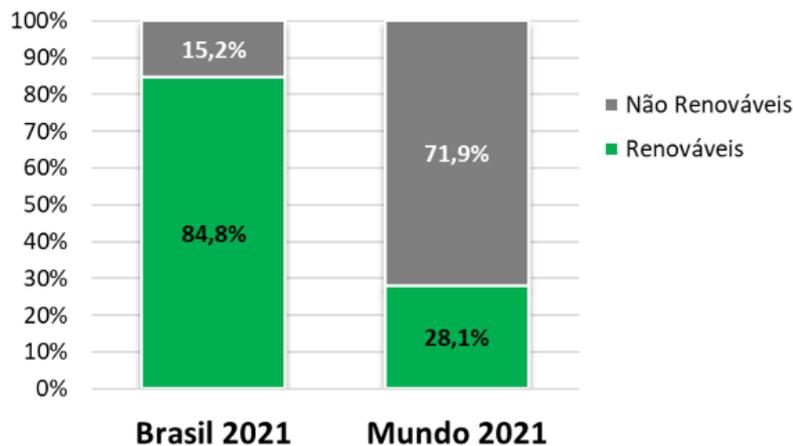


Figura 1.1 – Utilização de fontes renováveis para geração de energia elétrica no Brasil e no mundo (2021) [7].

Historicamente o Brasil tem apresentado posição de destaque no cenário internacional em relação à presença de fontes de baixa emissão, principalmente pelas condições vantajosas dos recursos hídricos no território brasileiro. Há diversos rios onde estão instaladas grandes usinas hidrelétricas.

No entanto, a dependência do recurso hídrico para geração de energia elétrica tem como consequência a exposição do sistema aos ciclos climáticos e hidrológicos que podem ser desfavoráveis. Portanto, a contribuição de outras fontes de energia renováveis (e.g., eólica e solar fotovoltaica) é de suma importância para a diversificação da matriz elétrica brasileira, sendo recursos complementares para o atendimento eletroenergético do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Conforme dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), na Figura 1.2 [8] são apresentados a atual configuração (2024) e o futuro esperado da matriz elétrica brasileira (2028), por meio do qual é possível observar a tendência de crescimento da participação de fontes eólicas e fotovoltaicas.

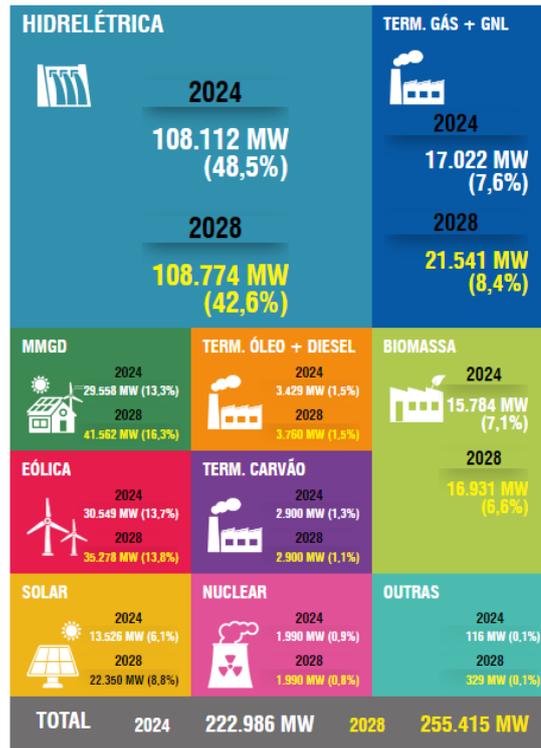


Figura 1.2 – Evolução da capacidade instalada no SIN – Junho 2024 a Dezembro/2028 [8].

Na Figura 1.3 e na Figura 1.4 são apresentadas, respectivamente, o crescimento exponencial nos últimos anos da geração eólica e da geração solar fotovoltaica no sistema elétrico brasileiro.

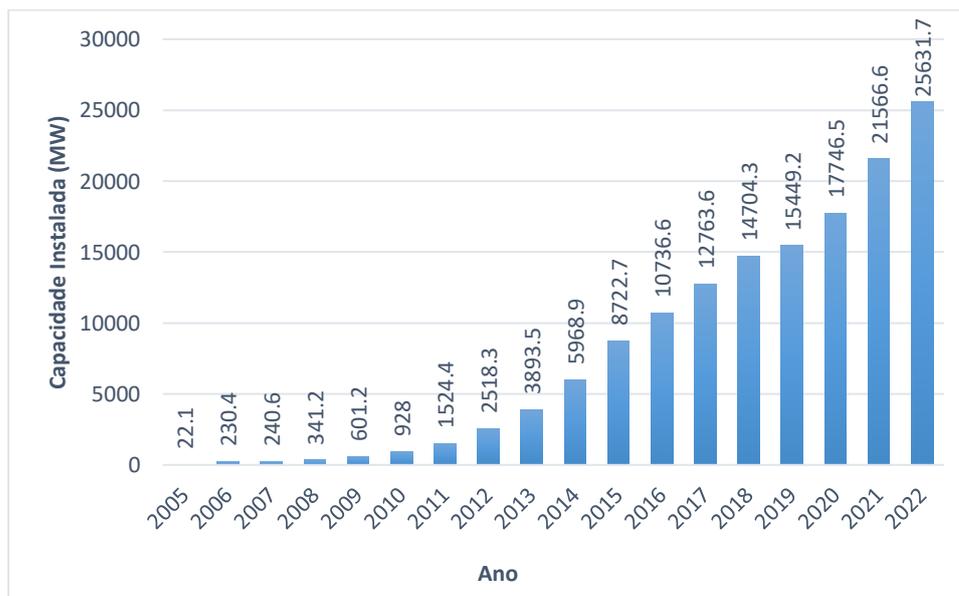


Figura 1.3 – Evolução da capacidade instalada eólica no Brasil [9].

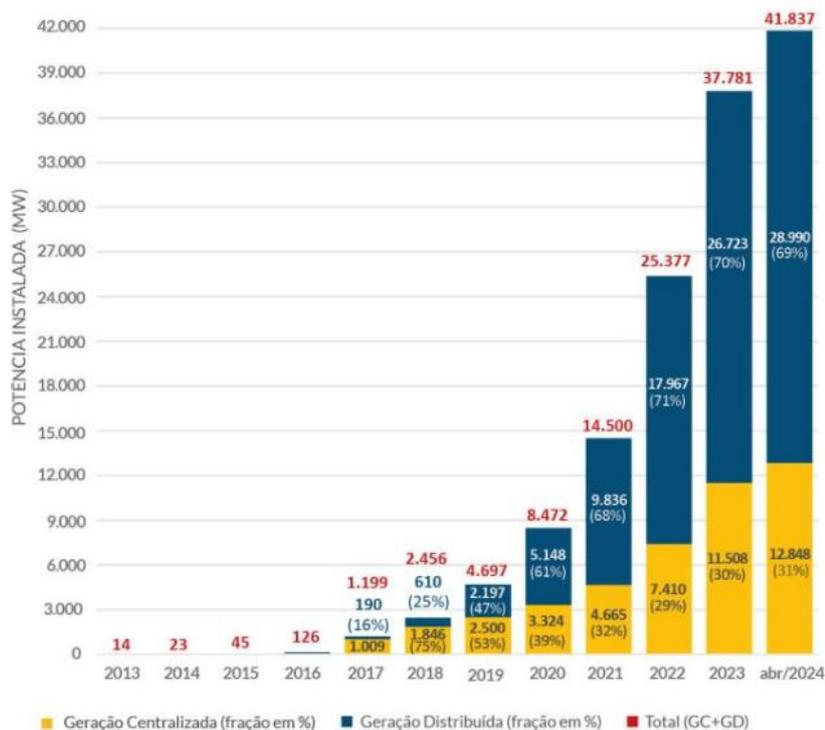


Figura 1.4 – Evolução da capacidade instalada solar fotovoltaica no Brasil [10].

1.2 Desenvolvimento Histórico

O montante de geração disponível, sincronizado ao sistema e que não está realizando o atendimento da carga é denominado de reserva girante, sendo uma parcela da reserva operativa. Este montante é capaz de responder imediatamente aos déficits de geração que poderão ocorrer no curto prazo [11]. Para o cálculo da reserva girante, podem ser utilizadas técnicas determinísticas e/ou probabilísticas.

Pelo método determinístico, normalmente os requisitos de reserva são predefinidos em função da maior máquina do sistema, percentual do pico de carga ou ambos. Embora este método seja facilmente compreendido e implementado, não reflete de forma explícita e precisa, o risco real de não atendimento à carga, podendo incorrer em interrupções no fornecimento de energia, ou em elevados custos, no caso de um sobredimensionamento da reserva [2, 12].

Já o método probabilístico pode fornecer uma avaliação abrangente do risco, considerando a natureza estocástica dos componentes do sistema e o comportamento da carga e das fontes renováveis. A reserva probabilística pode

ser dimensionada mediante a utilização de índices de risco e avaliações de diversos cenários, estimando a confiabilidade de diferentes configurações do sistema permitindo a seleção da mais adequada, observando os critérios preestabelecidos [2, 12].

A avaliação probabilística da confiabilidade de sistemas elétricos pode ser realizada por meio de métodos analíticos ou via simulação computacional estocástica, sendo que a diferença entre elas está na estratégia de avaliação dos índices.

O método analítico pioneiro e mais consolidado para o cálculo da reserva operativa é o PJM (*Pennsylvania-New Jersey-Maryland*), sendo proposto em 1963 para avaliar os requisitos de confiabilidade do sistema interligado dos três estados americanos. Essa técnica é descrita em [13] e será abordada mais detalhadamente no decorrer deste trabalho.

O método PJM, em suma, considera um intervalo de tempo denominado *lead time* ou tempo de processamento, em que não é possível sincronizar as unidades geradoras que não estão operando. A partir desse pressuposto, determinam-se as probabilidades de não suprimento da demanda, considerando as saídas intempestivas das máquinas que estão operando, conforme a taxa de falha de cada equipamento [2].

Na etapa de programação, acrescenta-se um número de geradores suficientes para que o risco de não atendimento à carga seja inferior a um valor definido como aceitável. Nessa abordagem, não são consideradas restrições de capacidade da rede, tampouco possíveis falhas que venham a ocorrer nos equipamentos de transmissão [14].

Ao longo dos anos, trabalhos foram desenvolvidos refinando o método PJM tradicional realizando algumas variações nas considerações em relação à ideia inicial. Como por exemplo, no estudo realizado em [15] são modeladas as perdas parciais de capacidade das unidades geradoras, a partir da inclusão de mais estados operativos em relação ao modelo original de dois estados apenas. Já em [16], foi analisado o efeito de utilizar unidades geradoras com diferentes tempos de partida. Em [2], é mostrado como considerar a incerteza da carga considerando uma distribuição normal discretizada em alguns níveis com uma probabilidade associada.

No Brasil, o programa computacional chamado RESPROB, possibilita o cálculo da reserva operativa do sistema brasileiro utilizando a metodologia PJM [17, 18].

Os métodos analíticos representam o sistema por um modelo matemático que muitas vezes é simplificado. Através de simulação computacional, pode-se estudar o comportamento de sistemas reais que são muito difíceis de examinar analiticamente. A simulação computacional há muito tempo se tornou uma ferramenta importante em diversas áreas: engenharia, pesquisa operacional e ciências de gestão, estatística, matemática, física, economia, biologia, medicina, engenharia, química e ciências sociais [19].

Pelo método de simulação Monte Carlo (SMC), os indicadores de confiabilidade são estimados a partir de séries de iterações, simulando o comportamento real e aleatório do sistema, calculando os indicadores e as probabilidades em relação à ocorrência de um evento, sendo uma ferramenta útil para aplicação em sistemas de grande porte [20].

A SMC envolve a geração aleatória de eventos, com base nas funções densidade de probabilidade dos estados representativos dos componentes do sistema. Essa amostragem aleatória é realizada repetidamente, simulando as diversas condições possíveis do sistema, até que os resultados obtidos se estabilizem dentro de um intervalo de confiança predefinido.

Tipicamente, os métodos baseados em SMC podem ser divididos em não sequenciais e sequenciais. As técnicas sequenciais são mais adequadas para avaliação de sistemas complexos de forte dependência temporal, pois durante o processo de simulação toda a cronologia é considerada; por exemplo, nas representações de fontes renováveis intermitentes. Porém, o esforço computacional é significativamente maior em relação às não sequenciais, que também se demonstram úteis em avaliação da confiabilidade de sistemas de geração e/ou transmissão [21]. Há algumas variações do algoritmo padrão não sequencial, que permitem avaliar eventos cronológicos, denominadas pseudo-cronológica [22, 23] e quase sequencial [14, 21].

A principal desvantagem dos métodos fundamentados em SMC, frente aos analíticos, está no esforço computacional. Esse desafio se impõe principalmente para estimar eventos raros com precisão, quando se requisita um elevado número de amostras. Como alternativa, podem ser aplicadas técnicas de redução de

variância para aumentar a eficiência de amostragem e diminuir o tempo de simulação [14, 24–27].

Conforme mencionado anteriormente, com o aumento de inserção de renováveis variáveis no sistema, as incertezas atreladas a essas fontes precisam ser representadas, para se obter um dimensionamento de reserva adequado. Em [25, 28–31], a reserva operativa é dimensionada e avaliada para sistemas com alta penetração de fontes renováveis intermitentes.

Há algumas pesquisas que otimizam a reserva girante no curto prazo, considerando a incerteza de fontes variáveis, com a função objetivo de minimizar o custo da operação e o risco de corte de carga, conforme apresentado em [32–34]. Nos artigos [35] e [36] são abordadas formas de precificação dos diferentes tipos de reserva em um ambiente competitivo de mercado.

No estudo realizado em [37], são apresentadas comparações de abordagens probabilística e determinística para avaliação da influência da geração eólica na reserva de potência operativa. Os autores concluem que a reserva necessária para o sistema depende tanto da escala de tempo quanto da velocidade da resposta requerida. Sendo assim, há uma oportunidade para evolução dos mercados de serviços auxiliares, que poderão fornecer uma variedade de produtos de reserva que podem ser adaptados para atender às necessidades de sistemas com grandes quantidades de energia eólica.

Já no artigo [38], são apresentados os resultados da reserva operativa para o dia seguinte de um sistema com fontes variáveis, considerando o envelhecimento das unidades geradoras e o efeito de falha comum entre equipamentos que compartilham a mesma fonte de falha.

No trabalho desenvolvido em [39], é utilizada a abordagem analítica baseada no método PJM modificado. É utilizado um modelo de confiabilidade multiestado que considera as falhas em componentes compostos e variações de potência gerada nos conjuntos renováveis de grande porte. Para redução do elevado número de estados, é usada a técnica de clusterização *fuzzy c-means*.

Em [40], foi avaliada a utilização de sistemas de armazenamento integrados com a geração eólica, com intuito de aumentar a reserva operativa de curto prazo e complementar a variabilidade da fonte renovável. Também neste artigo, foi estudada a inserção de veículos elétricos na demanda, aspecto que, com a adição

em massa na rede, afeta o planejamento da expansão do sistema, conforme abordado em [41].

Uma metodologia para o dimensionamento e planejamento da reserva girante, usando técnicas de simulação com amostragem por importância via método entropia cruzada, considerando inserção de fontes renováveis e restrições de transmissão em sistemas multiáreas é proposta em [14]. Para estimar o risco de corte de carga foi utilizada a SMC quase sequencial, permitindo a representação das fontes renováveis e de eventos com correlação temporal.

Os artigos [42] e [27] também discutem o problema de dimensionamento da reserva operativa em ambientes multiáreas. Nos artigos [26] e [27], são apresentadas técnicas de avaliação de reserva operativa considerando restrições de transmissão.

Dentre outros trabalhos, cita-se, por fim, [43], onde é utilizada a SMC não sequencial para análise do impacto das incertezas da demanda e das fontes renováveis no dimensionamento da reserva operativa.

Conforme abordado nesta seção, diversas abordagens podem ser utilizadas para o dimensionamento da reserva de potência operativa do sistema. Na presente dissertação, é utilizada SMC não sequencial para dimensionar a reserva de potência do sistema elétrico brasileiro. Em comparação aos trabalhos anteriores, uma das principais contribuições é utilizar os dados do sistema elétrico brasileiro, considerando pontos operativos definidos a partir de modelos reais de operação.

1.3 Objetivos

O objetivo desta dissertação de Mestrado é propor uma metodologia probabilística, baseada em SMC, para dimensionar a reserva de potência operativa do sistema elétrico brasileiro, para o dia subsequente, portanto em etapa de programação diária da operação. A reserva é determinada para o semi-horário mais crítico do dia, que representa a maior carga líquida do sistema.

O estudo de caso, que será apresentado e amplamente discutido, possui ponto operativo de maior exigência do sistema ocorrendo no período noturno, portanto, sem influência da geração solar fotovoltaica. Porém, as incertezas associadas à geração eólica e à demanda, de cada subsistema elétrico, são

analisadas, a partir do histórico de dados verificados e programados, e representadas em funções de distribuição de probabilidade do erro de previsão.

Como na matriz elétrica brasileira ainda há a predominância de usinas hidrelétricas, os dados assumidos de geração em tais usinas são primordiais para o cálculo do excedente energético. A decisão de despacho hidrotérmico é um cálculo complexo e depende dos níveis dos reservatórios, das afluências e da coordenação dos múltiplos usos da água, das diversas bacias hidrográficas. Então, decidiu-se utilizar, como base de despacho, o resultado do modelo de otimização energética DESSEM¹ [44], que discretiza o tempo em intervalos semi-horários e considera os níveis de carga, disponibilidade dos equipamentos, previsão de afluências, estimativa de geração das fontes renováveis, além de representar a rede elétrica e limites de fluxos.

Na metodologia apresentada, são consideradas todas as unidades geradoras despachadas centralizadamente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em configuração barra única, ou seja, considerando as linhas de transmissão irrestritas e sem falhas.

Foram realizadas diversas simulações e testes para avaliação dos índices de confiabilidade do sistema, em diversos cenários. Todos os dados utilizados neste estudo são públicos e serão referenciados no decorrer desta dissertação.

1.4 Estrutura da Dissertação

A dissertação está dividida em cinco capítulos que são brevemente descritos a seguir. O presente capítulo contextualizou a relevância do tema, abordou brevemente o conceito de reserva de potência, métodos de simulação, apresentou a atual matriz elétrica brasileira, o crescimento exponencial das fontes renováveis variáveis no Brasil e os aspectos que influenciam a demanda de um país. Por fim, foi apresentado o objetivo desta dissertação.

No Capítulo 2, são aprofundados os conceitos de reserva e confiabilidade, com enfoque na reserva de potência operativa, que é o cerne deste trabalho.

¹DESSEM: Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo, *software* desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica).

Também são apresentados os critérios e metodologias utilizadas atualmente no Brasil, conforme os Procedimentos de Rede e instruções operativas do ONS.

No Capítulo 3, são detalhados os índices de confiabilidade e os métodos de avaliação de risco existentes. Na abordagem analítica é detalhado o método PJM, enquanto em técnicas de simulação é aprofundado o algoritmo da SMC não sequencial. Também, são apresentadas as modelagens de representação do erro de previsão de carga e geração eólica.

No Capítulo 4, inicialmente são apresentadas as premissas, origem dos dados utilizados, simulações e resultados. Os estudos foram feitos com base no sistema brasileiro e foram realizados alguns testes para avaliação.

No Capítulo 5 são descritas as conclusões obtidas e as propostas para trabalhos futuros.

2

Requisitos de Reserva Operativa em Sistemas de Geração

Para assegurar os requisitos de confiabilidade, os sistemas elétricos devem ser planejados, programados e operados com capacidade de produção de energia elétrica suficiente para atender a demanda, e com níveis de reserva adequados para suportar eventuais contingências dos equipamentos, desvios de previsões de carga e geração [2].

A depender do horizonte de análise, a reserva de potência pode ser dividida em dois subgrupos: reserva estática, atrelada ao planejamento de médio e longo prazo, e a reserva operativa, relacionada ao curto prazo. Em ambas, são consideradas as manutenções periódicas dos equipamentos, falhas dos ativos, erros de previsão de carga e geração [2, 14, 29].

Nos estudos de longo prazo da expansão do sistema, são definidos os reforços tanto na transmissão quanto na geração, para atender os critérios de reserva estática [45]. Porém, dada à antecedência do estudo, os desvios dos insumos utilizados são significativamente maiores em relação às análises de curto e curtíssimo prazo, nas quais é possível utilizar as informações mais precisas por estarem mais próximas do instante de interesse.

Em relação à reserva operativa, o objetivo é indicar para a semana, o dia ou hora seguinte, quais são as condições do sistema para o atendimento eletroenergético, com a configuração existente, unidades geradoras e linhas de transmissão disponíveis. Não se pode, aqui, considerar a expansão da rede, tendo em vista que não há tempo hábil para execução de obras.

Apesar das diferenças temporais e de possibilidades, o dimensionamento preciso de ambas as reservas é primordial para que o sistema cumpra sua função com confiabilidade, pois as alternativas da reserva operativa do presente estão atreladas à decisão do planejamento da reserva estática no passado.

O foco deste trabalho está na reserva operativa de curto prazo, onde o dimensionamento é definido na etapa de programação da operação. Neste capítulo

são apresentados os serviços ancilares no Brasil, a classificação dos tipos de reserva operativa, os critérios e metodologia adotados no país.

2.1 Serviços Ancilares

Os serviços ancilares são fundamentais para garantir a confiabilidade de um sistema elétrico, desde a geração até o consumo, mantendo a estabilidade do sistema e a operação contínua e segura, mesmo diante de perturbações e flutuações de carga e geração.

Atualmente, as regras vigentes para administração e prestação deste tipo de serviço no Brasil estão estabelecidas na Resolução Normativa ANEEL nº 1.030 de 2022 [46]. No entanto, desde 2019, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em conjunto com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), as associações representantes dos agentes e os próprios agentes, estão discutindo meios de melhorar e ampliar a prestação deste tipo de serviço no Brasil [47].

Os serviços ancilares podem ser classificados conforme sua contribuição para os requisitos do sistema. Dentre os serviços ancilares definidos em [46], estão:

- *Autorrestabelecimento integral*: capacidade de uma central geradora de sair de uma condição de parada total para uma condição de operação, independentemente de fonte externa para alimentar seus serviços auxiliares, contribuindo para o processo de recomposição do sistema elétrico, partindo o número de unidades geradoras definido pelo ONS;
- *Controle secundário de frequência*: controle realizado por unidades geradoras participantes do controle automático de geração (CAG), destinado a restabelecer ao valor programado a frequência de um sistema e/ou o montante de intercâmbio de potência ativa entre subsistemas;
- *Despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa*: despacho de unidades geradoras de usinas termelétricas despachadas centralizadamente, com finalidade exclusiva de

preservar a reserva de potência operativa nas unidades geradoras hidráulicas participantes do CAG em qualquer subsistema [48];

- *Sistema Especial de Proteção (SEP)*: abrange os Esquemas de Controle de Emergência (ECE) e Esquemas de Controle de Segurança (ECS), que a partir da detecção de condição de risco para o sistema elétrico, realiza ações automáticas para preservar a integridade do Sistema Interligado Nacional (SIN) ou dos seus equipamentos; e
- *Suporte de reativos*: é o fornecimento ou a absorção de energia reativa por unidade geradora, destinados ao controle de tensão da rede de operação, mantendo-a dentro dos limites de variação estabelecidos nos Procedimentos de Rede e nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

Diante do novo perfil da demanda líquida do Brasil apresentado em [49], com rampas de carga cada vez mais íngremes nos períodos de transição de geração solar fotovoltaica no período da tarde, coincidindo com o instante de maior carga do sistema, está sendo discutida a inclusão de baterias no leilão de reserva capacidade [50]. Nesses leilões realizados pela ANEEL, se busca a contratação de usinas com capacidade de fornecer energia em um período estabelecido.

As baterias fornecem uma rápida resposta, podendo ser utilizadas em serviços de controle de frequência, pois mesmo não sendo máquinas rotativas, podem prover a chamada inércia sintética, possibilitando tempo hábil para a correta atuação do controle primário de frequência.

Países em que os serviços ancilares são contratados por oferta e não por tecnologia, permitindo a concorrência entre diversas soluções, os sistemas de armazenamento com baterias já foram contratados para prestar serviços de controle de frequência de rápida resposta, como nos operadores PJM (*Pennsylvania-New Jersey-Maryland*) e CAISO (*California Independent System Operator*) nos EUA, e no operador do Reino Unido [51].

Também foi mencionado em [51], que em um leilão realizado pelo operador do Reino Unido, havia requisitos para a contratação de geradores visando a

regulação de frequência, com 100% da capacidade de resposta em até 1 segundo, além da prestação contínua do serviço por no mínimo 15 minutos. A remuneração seria baseada na disponibilidade e no desempenho do sistema. Entre as 64 soluções propostas, 61 utilizavam sistemas de armazenamento com baterias.

A reserva de geração é um dos serviços mais importantes, sendo responsável por uma parcela significativa dos custos relativos aos serviços ancilares [52].

2.2 Reserva Operativa

A reserva operativa é um serviço ancilar importante para garantir a confiabilidade de um sistema elétrico de potência, assegurando a manutenção da frequência e da tensão da rede dentro de níveis desejados. Sua relevância reside na capacidade de prevenir e corrigir desequilíbrios entre oferta e demanda, originados por diversos fatores e/ou contingências nos equipamentos do sistema, preservando a estabilidade e a operação segura da rede elétrica.

Para o dimensionamento da reserva de potência operativa podem ser utilizados o critério determinístico e/ou probabilístico. Na abordagem determinística, a reserva é calculada em função de um percentual do pico de carga ou da maior máquina sincronizada. Já pelo método probabilístico, que considera o comportamento estocástico do sistema, a reserva é mensurada através de indicadores de risco atendendo requisitos mínimos preestabelecidos [14].

Os critérios e conceitos para o dimensionamento da reserva operativa são estabelecidos por normas, procedimentos e instruções operativas de diferentes entidades, como os operadores do sistema, órgãos reguladores, conselhos de confiabilidade, entre outros, a depender de cada país ou região [53]. Não há uma regra universal em relação ao critério a ser implementado nos sistemas elétricos de potência, tendo em vista as características intrínsecas e a aversão ao risco de não atendimento à demanda ser diferente em cada local.

Há duas categorias de reserva operativa: em condições normais, considerando as variações que ocorrem continuamente no sistema, ou em condições de contingências, em que ocorrem eventos mais raros como as falhas dos equipamentos. Os tipos normal e de contingência podem ser classificadas com base na velocidade de resposta necessária. Contudo, em ambos os casos, os

operadores devem garantir a correção do balanço de potência para que a frequência seja mantida em seu valor nominal e que a reserva seja então recomposta para que o sistema esteja preparado para um evento subsequente [53].

2.3 Classificação dos Tipos de Reserva

A classificação da reserva operativa possui diferentes definições, de acordo com cada país ou até mesmo região. Segundo o NERC (*North American Electric Reliability Corporation*), a reserva pode ser classificada em: reserva de regulação, reserva girante, reserva não girante e reserva de reposição, cuja as definições são abordadas nos subtópicos a seguir [14, 54, 55].

2.3.1 Reserva de Regulação

Reserva com rápida resposta, provida por usinas pertencentes ao CAG, podendo realizar o controle tanto na elevação quanto na redução de geração com atualizações praticamente instantâneas.

2.3.2 Reserva Girante

Reserva alocada em unidades geradoras sincronizadas e/ou interconectadas ao sistema e que podem responder rapidamente a um distúrbio, atingindo seu valor de geração nominal em um intervalo de até 10 minutos.

Conforme [14], a reserva girante requerida para atender a um determinado nível de confiabilidade é função da disponibilidade dos equipamentos, capacidade de geração das unidades geradoras, probabilidade de falha de cada unidade despachada no intervalo de tempo, do nível de carga e dos erros de previsão das variáveis aleatórias envolvidas:

$$R(G^{spin}, L, t) = G^{spin}(C, \lambda, \delta_G, t) - L(\delta_L, t) \quad (2.1)$$

onde R é a reserva girante; G^{spin} é a máxima geração sincronizada/despachada ou possível de ser atingida em um determinado instante de tempo t ; L é a carga

equivalente do sistema; C é o vetor de capacidades das unidades geradoras; λ é o vetor de taxa de falha das máquinas; δ_L e δ_G são vetores que representam, respectivamente, os desvios de previsão pelo lado do consumo e pelas fontes renováveis.

Conforme demonstrado na equação (2.1), a reserva apresenta características aleatórias, exigindo a consideração de seu comportamento estocástico para qualquer inferência. A avaliação do risco associado aos eventos de perda de carga é fundamental para a determinação quantitativa dessa reserva. Estabelecidos o risco e seus níveis aceitáveis, torna-se possível definir a reserva operativa [14].

2.3.3 Reserva Não Girante

Montante da reserva prontamente disponível para sincronização ao sistema em até 10 minutos, ou cargas interruptíveis com capacidade de desconexão no mesmo intervalo de tempo.

2.3.4 Reserva de Reposição

Parcela da reserva que poderá ser sincronizada para reestabelecer a reserva pré-contingenciamento ou um desvio significativo de carga e/ou geração dentro de um período predefinido. O tempo de sincronismo deste montante não deverá exceder 60 minutos.

2.4 Critérios, Nomenclaturas e Metodologias no Brasil

No Brasil, a divisão e classificação da reserva são realizadas segundo as diretrizes do ONS, nas quais os tipos de reserva operativa são [18]:

Reserva primária: destinada à regulação da frequência do sistema interligado pela atuação dos reguladores de velocidade das unidades geradoras;

Reserva secundária: destinada à recuperação da frequência do sistema para os valores nominais por atuação do CAG, quando ocorrem variações da carga ou de geração. Para garantir a correta atuação do CAG, independentemente do sentido das variações de carga, é necessário dispor simultaneamente de:

(1) reserva secundária para elevação de geração (R2e);

(2) reserva secundária para redução de geração (R2r).

Reserva terciária: destinada a complementar a reserva de potência operativa do sistema para elevação de geração ($R1 + R2e$), sendo calculada probabilisticamente, quando esta ultrapassar o valor de 5% da carga do sistema. É considerada nula se a reserva calculada probabilisticamente for igual ou inferior a 5% da carga do sistema.

Conforme [18], o cálculo da reserva de potência operativa (RPO) é realizado por método probabilístico com o intuito de racionalizar o dimensionamento da reserva girante, admitindo-se um risco aceitável de não atendimento à carga. Para este cálculo, é necessário o conhecimento da carga, do risco considerado aceitável de não atendimento à carga e das taxas de falha das unidades geradoras do sistema. A ferramenta utilizada é o programa RESPROB [17].

Em [56], são definidos os critérios e premissas para o tratamento da carga, risco de não atendimento à carga, taxas de desligamento forçado das unidades geradoras, repartição, alocação e utilização da reserva de potência operativa. A seguir são descritos cada um desses itens.

2.4.1 Tratamento da Carga

As cargas globais em cada área são modeladas como distribuições normais, com desvio padrão equivalente a um terço do erro de previsão de carga, admitido como 5%. Para a demanda horária é considerada a ponta instantânea com duração de duas horas [56].

2.4.2 Taxas de Desligamento Forçado das Unidades Geradoras

O cálculo das taxas de desligamento forçado das unidades geradoras deve seguir a formulação estabelecida no Submódulo 9.2 do ONS – Indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções transmissão e geração. A consistência e classificação dos dados devem ser realizadas conforme a rotina operacional no Submódulo 5.13 do ONS – Rotinas Operacionais. As unidades geradoras eólicas, devido ao seu porte reduzido e representação do grupo

em usinas e/ou conjuntos, são consideradas com taxa de desligamento forçado nulo [56].

2.4.3

Repartição, Alocação e Utilização da Reserva de Potência Operativa

Conforme [56], a RPO do sistema, calculada probabilisticamente, é repartida entre as áreas de controle do sistema, conforme equação (2.2):

$$RPO_i = R1_i + R2_i + R3_i \quad (2.2)$$

onde $R1_i$ é a reserva primária; $R2_i$ reserva secundária e $R3_i$ reserva terciária e i é o índice da área de controle.

As equações que definem estas reservas são apresentadas a seguir:

$$R1_i = 1\%RGA_i \quad (2.3)$$

$$R2e_i = 4\%L_i + Reol_i \quad (2.4)$$

$$R2r_i = 2,5\%L_i + Reol_i \quad (2.5)$$

$$R3_i = \frac{MM_i \times RGA_i}{\sum MM_i \times RGA_i} \times MM_{prob} \quad (2.6)$$

$$RGA_i = L_i + Int_{liq} \quad (2.7)$$

$$Int_{liq} = \sum Int_{fornecimento} - \sum Int_{recebimento} \quad (2.8)$$

$$Reol_{NE} = 6\% \text{ da GEOL prevista no NE} \quad (2.9)$$

$$Reol_S = 15\% \text{ da GEOL prevista no S} \quad (2.10)$$

$$MM_{prob} = RPO_{sistema} - 5\%Carga_{sistema} \quad (2.11)$$

sendo, RGA_i responsabilidade própria de geração da área de controle i ; L_i carga da área de controle i , incluindo os consumidores livres conectados; Int_{liq} intercâmbio líquido da área; $Reol_i$ parcela para fazer face à variabilidade da geração eólica ($GEOL$) das regiões Sul e Nordeste; MM_i maior máquina da área de controle i ; MM_{prob} maior máquina probabilística.

A reserva primária é distribuída e utilizada entre todas as unidades geradoras da área de controle que estão com os reguladores de velocidade desbloqueados e que não estejam operando em sua capacidade máxima [56].

A secundária é constituída por reserva girante, sendo obrigatoriamente alocada em unidades geradoras sob o controle do CAG. A reserva secundária de elevação (R2e) deverá operar entre o limite máximo de geração das unidades geradoras e a geração efetivamente realizada, enquanto a de redução (R2r) entre a geração efetivamente realizada e o limite inferior de geração definido pela zona proibitiva de operação por problemas de cavitação [56].

A terciária deve ser girante e preferencialmente alocada em unidades sob o controle do CAG da área de controle correspondente. Em caso de limitações no sistema, a mesma pode ser alocada em unidades não pertencentes a um CAG, sendo utilizada para complementar a reserva de potência, calculada deterministicamente [56].

2.4.4 Folga de Potência Monitorada (FPM) e Folga de Potência Monitorada Sincronizada (FPMS)

Na etapa de programação diária da operação e na operação em tempo real, há dois parâmetros de monitoramento que indicam a necessidade ou não de despacho de geração adicional para garantir a segurança do sistema observando o controle de frequência do sistema, visando atender às variações de carga e geração. Estes parâmetros são: folga de potência monitorada (FPM) e folga de potência monitorada sincronizada (FPMS). Os critérios e definições se encontram em [57], e são explorados na sequência.

Ambos os indicadores são o somatório do excedente de potência em usinas pré-selecionadas, que não estão sendo utilizadas para o atendimento da carga. O critério de escolha das usinas é pela capacidade de geração e flexibilidade

aderente aos tempos de variações elétricas e energéticas em tempo real para atendimento à ponta de carga.

A diferença entre os parâmetros está que no cálculo da FPMS são consideradas apenas as unidades geradoras sincronizadas ou que estão operando como compensador síncrono e possuem recurso de rápida conversão para gerador. Já a FPM engloba também usinas disponíveis e desligadas por conveniência operativa.

A seguir, são informadas quais usinas são consideradas para compor a FPM de cada subsistema e do SIN:

- $FPMS_{SE/CO}$: Nova Ponte, Três Irmãos, L. C. Barreto, Furnas, Água Vermelha, Marimbondo, São Simão, Theodomiro Carneiro Santiago, Itumbiara², Serra da Mesa², Ilha Solteira² e Lajeado.
- $FPMS_{Sul}$: Passo Fundo, Barra Grande², Campos Novos², Salto Osório², Machadinho, Gov. José Richa², Gov. Ney Aminthas de Barros Braga², Salto Santiago², Itá², Gov. Bento Munhoz da Rocha Netto², Foz do Chapecó² e Gov. Parigot de Souza².
- $FPMS_{NE}$: Paulo Afonso IV, Xingó e Luiz Gonzaga.
- $FPMS_{Norte}$: Tucuruí² e Estreito.
- $FPMS_{SIN}$: Somatório das folgas dos quatro subsistemas.

Como premissas, a ponta de carga é definida pelo patamar com duração de trinta minutos de maior carga do SIN. Já a maior máquina do sistema (MM) equivale à unidade geradora de maior potência nominal disponível, podendo ser a UTN³ Angra 2 (1350 MW) ou UHE⁴ Itaipu (700 MW). A carga de referência (CR) é a própria carga do SIN, quando houver disponibilidade de transmissão dos subsistemas Norte e Nordeste para os subsistema Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Caso os limites de intercâmbio tenham sido atingidos, são utilizadas apenas as cargas do Sudeste/Centro-Oeste e do Sul [57].

²Usinas com unidades geradoras que entram na composição da FPMS quando estão operando como compensador síncrono.

³A abreviatura UTN refere-se à usina termonuclear.

⁴A abreviatura UHE refere-se à usina hidrelétrica.

A FPM e a FPMS são diariamente calculadas na fase de programação e monitoradas na operação em tempo real, sendo necessária a manutenção do valor estabelecido para manter a segurança operativa do sistema.

Na fase de programação, os valores de FPM e FPMS são calculados e discretizados em níveis de criticidade (verde, amarelo e vermelho) de acordo com margem de segurança disponível seguindo a referência da Figura 2.1 [57].

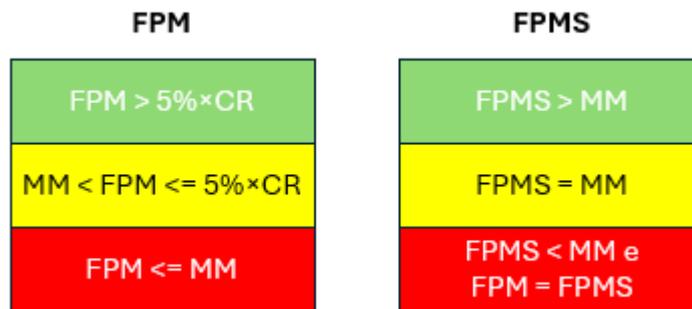


Figura 2.1 – Níveis de criticidade da FPM e FPMS na etapa de programação [57].

Visando a segurança da operação, a depender do nível de criticidade da FPMS, poderá ser solicitado, tanto em fase de programação quanto em tempo real, que os agentes sincronizem o maior número de unidades geradoras possíveis. Após as medidas de flexibilização operativa, caso seja identificada a criticidade amarela ou vermelha para a FPM e/ou FPMS, o despacho de geração deve ser complementado com usinas termelétricas por razão elétrica e/ou resposta a demanda e/ou importação de energia, seguindo o critério de menor custo total de operação, no intuito de manter a segurança elétrica e energética do SIN [57].

Na Figura 2.2 [57], são apresentados os níveis de criticidade de referência do tempo real.

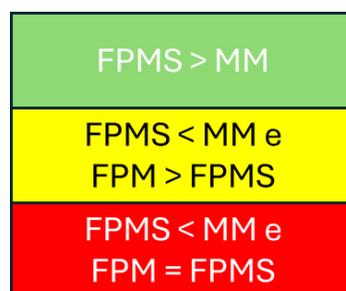


Figura 2.2 – Níveis de criticidade da FPM e FPMS em tempo real [57].

Segundo [57], a FPM e a FPMS devem ser constantemente monitoradas, prospectando as condições ao longo do dia e identificando a perspectiva de esgotamento de recursos para manter a FPMS dentro da criticidade verde. Caso identificada a perspectiva de esgotamento de recursos e após a solicitação de maximização de geração e sincronismo de unidades geradoras, o tempo real avaliará as seguintes alternativas:

- i. realocação ou cancelamento de manutenção/testes das unidades geradoras ou em equipamentos de transmissão que impliquem limitação de transferência de energia;
- ii. redução ou cancelamento de exportação de energia vertida turbinável;
- iii. ordem de prioridade de menor custo dentre os itens: redução ou cancelamento de exportação de energia por termoeletricas, alterando a titulação da geração para razão elétrica;
- iv. elevação ou despacho da geração termoeletrica;
- v. importação emergencial de energia de outros países.

2.5

Conclusões

Neste capítulo foram explorados os conceitos de reserva estática e operativa, as definições de serviços ancilares, a classificação de reserva operativa típica em função da sua temporalidade, e os critérios e premissas utilizados para o dimensionamento da reserva no Brasil.

O dimensionamento da reserva de potência operativa é um aspecto crucial para planejadores e operadores de sistemas elétricos de potência. O cálculo da reserva pode utilizar métodos determinísticos e/ou probabilístico. Não há uma metodologia universal a ser utilizada por todos os sistemas, tendo em vista que cada um possui características específicas e diferentes aversões ao risco de não atendimento da demanda.

No próximo capítulo, serão apresentados os índices de confiabilidade que refletem as características do sistema de potência, os métodos de avaliação da confiabilidade, as incertezas associadas à previsão de carga e geração renováveis, além do algoritmo da simulação Monte Carlo.

3

Avaliação da Reserva de Potência Operativa Considerando Incertezas

A confiabilidade dos sistemas elétricos é descrita através de métricas numéricas específicas, que indicam a capacidade de desempenhar as funções para que foram planejados. Estes índices denotam medidas quantitativas das características de uma barra, área ou do sistema como um todo, permitindo a análise das condições operativas, além da determinação e previsão do comportamento futuro das partes correspondentes [14].

Os sistemas elétricos de potência precisam ser planejados, programados e operados buscando o equilíbrio entre a economicidade e a segurança. Sob a ótica do dimensionamento da reserva de potência operativa, um excesso de recursos incorrerá em custos elevados para os consumidores, enquanto uma rede, operando com escassez, estará sujeita a riscos de corte de carga, que causam transtornos para a sociedade.

De forma a evitar os problemas mencionados, é fundamental para o cálculo da reserva de potência representar o conjunto de incertezas inerentes ao sistema, intrínsecas tanto à geração quanto ao consumo. Há também incertezas associadas às falhas dos equipamentos em operação, que podem ser representadas através de taxas de falha obtidas das bases de dados históricos.

Neste capítulo, abordam-se os indicadores de confiabilidade e os métodos e técnicas que podem ser utilizados para estimar os riscos. Também são discutidas as incertezas e fatores de influência, que precisam ser considerados. Por fim, o algoritmo, utilizado para o dimensionamento da reserva operativa, é devidamente apresentado.

3.1 Índices de Confiabilidade

A avaliação de confiabilidade de sistemas elétricos é realizada através de índices, também denominados como indicadores de riscos, que são estimativas numéricas de eventos ou grandezas que se deseja quantificar [58, 59].

Os índices de confiabilidade podem estar relacionados à probabilidade, frequência, duração e severidade de eventos. Avalia-se, por exemplo, o risco de corte de carga, desconsiderando a possibilidade de atuação de medidas corretivas (redespacho, atuação de esquemas de proteção etc.) e/ou também as ocorrências que persistem após a atuação de tais medidas [14, 58].

A determinação dos índices de perda de carga depende da análise conjunta dos modelos de carga e de capacidade de geração, considerando o período específico em que se deseja realizar a avaliação. Seguem as definições destes indicadores segundo [14, 59]:

- *LOLP (Loss of Load Probability)*: Representa a probabilidade de perda de carga do sistema.
- *LOLE (Loss of Load Expectation)*: A expectativa de perda de carga é calculada através do produto da LOLP pelo período de análise, P_A , usualmente igual a 1 ano (i.e., $P_A = 8760$ horas), conforme equação (3.1). Este indicador reflete o número médio de horas em que o sistema permanece do estado de falha dentro do período total.

$$LOLE = LOLP \times P_A \quad (3.1)$$

- *EPNS (Expected Power Not Supplied)*: O valor esperado da potência não suprida indica o valor médio da potência em MW, não fornecida durante o período de indisponibilidade do sistema.
- *EENS (Expected Energy Not Supplied)*: O valor esperado da energia não suprida é obtido através do produto da EPNS pelo período de

análise (em geral, $P_A = 1$ ano ou 8760 horas), conforme descrito na equação (3.2), sendo normalmente dado em MWh/ano.

$$EENS = EPNS \times P_A \quad (3.2)$$

- *LOLC (Loss of Load Cost)*: O valor esperado do custo de interrupção refere-se à perda monetária devido à interrupção do fornecimento de energia, sendo usualmente indicado em unidades monetárias por ano (\$/ano).
- *LOLF (Loss of Load Frequency)*: A frequência de perda de carga determina o número médio de ocorrências de não suprimento no período, usualmente em ocorrências por ano.
- *LOLD (Loss of Load Duration)*: É a duração média da perda de carga indicada em unidade temporal, sendo geralmente em horas.

$$LOLD = \frac{LOLP}{LOLF} \quad (3.3)$$

Em [14, 58–61], também é apresentado o índice de severidade (S), que representa um tempo hipotético necessário em minutos para uma perturbação fictícia acumular energia não suprida equivalente àquela calculada, caso toda a carga do sistema fosse impactada:

$$S = \frac{EENS}{P_{BASE}} \times 60 \quad (3.4)$$

onde P_{BASE} refere-se a uma potência de base em MW, que é geralmente o pico de carga do sistema. Como a EENS tem unidade usual MWh/ano, no cálculo do índice S , é necessária a multiplicação por 60, para se obter o dado em minutos.

A severidade é um índice normalizado, permitindo a comparação de sistemas de diferentes extensões, complexidades e naturezas. Sendo assim, ele é um dos poucos indicadores probabilísticos que já dispõe de uma escala

internacional de valoração classificatória, apresentada na Tabela 3.1 [14, 58, 59, 61].

Tabela 3.1 – Classificação do Risco pela Severidade [14, 58, 59, 61].

Classificação	S (Sistema Minuto)	Interpretação	Comentário
Grau 0	$S < 1$	Favorável	Baixíssimo risco
Grau 1	$1 \leq S < 10$	Satisfatório	Baixo risco
Grau 2	$10 \leq S < 100$	Limítrofe	Risco Médio
Grau 3	$100 \leq S < 1000$	Grave	Sério impacto
Grau 4	$S \geq 1000$	Muito Grave	Colapso do sistema

Nas dissertações [59, 60], estes indicadores são calculados para o sistema elétrico brasileiro, através do programa computacional NH2 do CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), que permite análises probabilísticas da rede, incluindo o cálculo da confiabilidade composta (i.e., geração e transmissão).

Na Figura 3.1 são apresentados os valores típicos de LOLE máxima admitida em alguns países europeus, conforme abordado em [62].

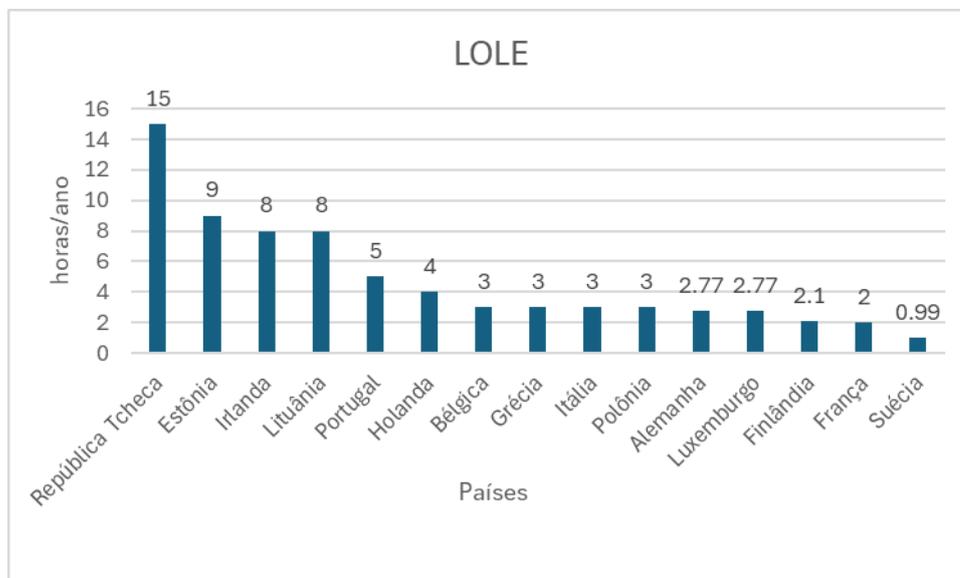


Figura 3.1 – LOLE padrão utilizada em alguns países europeus [62].

3.2 Confiabilidade da Capacidade de Geração

Os sistemas elétricos de potência são normalmente divididos em três áreas funcionais: geração, transmissão e distribuição [2]. Nas avaliações da confiabilidade, essas zonas podem ser combinadas para composição de diferentes níveis hierárquicos, que são normalmente divididos em quatro classes principais, conforme apresentado na Figura 3.2 [63].

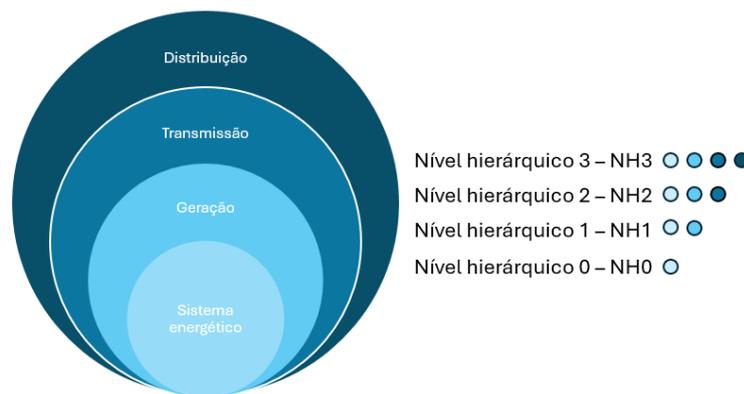


Figura 3.2 – Níveis hierárquicos e zonas funcionais [63].

O objetivo da avaliação em nível hierárquico 0 (NH0) é equilibrar as disponibilidades e demandas energéticas de todo o sistema elétrico de potência, focando apenas na disponibilidade de energia na sua forma primária. Portanto, as falhas são ocasionadas basicamente por déficits de energia. A produção e o transporte de energia são considerados 100% confiáveis e irrestritos, independentemente da quantidade necessária. No Brasil, o NH0 é influenciado prioritariamente pelo regime hidrológico [63].

No nível hierárquico 1 (NH1), é avaliada a capacidade de geração do sistema para atender a uma determinada demanda. O sistema de transmissão e suas limitações em transportar a energia gerada à carga são desconsiderados, adotando-se a representação de sistema em barra única, conforme mostrado na Figura 3.3 [2, 45, 63].

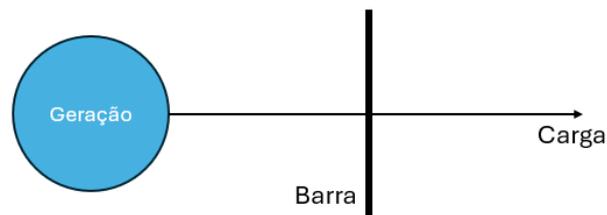


Figura 3.3 – Modelo do sistema barra única.

Os métodos de avaliação da capacidade de geração (*generation capacity reliability* – GCR) são baseados na caracterização da distribuição de probabilidade da capacidade de geração disponível, que é então comparada à distribuição da carga a ser suprida [45].

No NH1, as principais causas de corte de carga são devidas às variações do pico de carga e interrupções de geração. Às vezes, são consideradas interconexões em estudos multiáreas. Nesse caso, também é levada em conta uma representação simplificada das restrições de intercâmbio entre as regiões [63].

Nos sistemas com predominância de usinas hidrelétricas, como no caso do Brasil, há outros fatores que precisam ser considerados. A capacidade de geração dessas usinas depende do nível de armazenamento e das afluências, que estão diretamente ligados ao regime hidrológico e à política operativa adotada pelo operador do sistema, buscando a coordenação ótima das cascatas.

Segundo [64], as falhas no atendimento eletroenergético dos sistemas com predominância de recursos hídricos podem ser ocasionadas por déficit de energia e/ou potência.

Em estudos de confiabilidade, outras fontes renováveis, como a geração eólica e solar fotovoltaica, também devem ser modeladas, pois a variabilidade delas pode ocasionar déficit em algum cenário de análise.

No nível hierárquico 2 (NH2), o modelo geração/carga é estendido para contemplar as limitações de transmissão na análise, sendo a avaliação neste nível usualmente denominada de avaliação da confiabilidade composta. A inclusão da rede de transmissão torna o cálculo da confiabilidade do sistema ainda mais complexo e requer a execução de um algoritmo de análise de fluxo de potência convencional ou ótimo [2, 14, 45, 63].

Por fim, ao nível hierárquico 3 (NH3), que engloba as três zonas funcionais, adiciona-se a classe da distribuição. No entanto, devido à complexidade e dimensões do problema, o sistema de distribuição tem sido geralmente estudado separadamente, considerando os sistemas de geração e transmissão representado por pontos de fornecimento com capacidade ilimitada e sem falhas [2, 45, 63].

Nas últimas duas décadas, a estrutura da Figura 3.2 relativa aos níveis hierárquicos tem se modificado com a inserção da geração distribuída. Tais fontes estão localizadas nos sistemas de subtransmissão e, principalmente, nas redes de distribuição, de modo que são criadas conexões direta dessas fontes de geração com os consumidores [65].

Pelas dimensões e complexidade do sistema elétrico brasileiro, nesta dissertação de mestrado é analisado o nível hierárquico 1.

3.3 Métodos de Avaliação da Confiabilidade

A avaliação da confiabilidade de sistemas elétricos pode ser realizada através de métodos analíticos ou de simulação computacional estocástica, sendo que a diferença entre elas está na estratégia de avaliação dos índices [20].

Utilizando-se as técnicas analíticas, o sistema é representado através de um modelo matemático, sendo o principal para aplicações em confiabilidade o modelo de Markov. Esse modelo, usualmente simplificado, permite a obtenção de índices de confiabilidade por meio de soluções matemáticas diretamente extraídas de suas equações, permitindo alta eficiência computacional [14]. A abordagem de Markov pode ser aplicada ao comportamento aleatório de sistemas que variam discreta ou continuamente em relação ao tempo e ao espaço, conhecido como processo estocástico [19].

Já através das técnicas de simulação computacional, pode-se estudar as características reais e o comportamento estocástico do sistema, até mesmo para redes complexas e de grande porte. Por esse método, as probabilidades são calculadas realizando repetidos experimentos aleatórios e simulações, contabilizando o número de ocorrências do evento de interesse [20].

Um modelo de sistema de potência é composto por n equipamentos, como unidades geradoras, linhas de transmissão, transformadores, entre outros. Cada um dos equipamentos pode possuir um estado operativo dentre um conjunto de

estados possíveis. Dado o estado definido pelo vetor $\mathbf{X} = (x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_n)$, onde x_j representa o estado do j -ésimo componente, com $x \in \Omega$, em que Ω representa o conjunto de todos os estados possíveis dos componentes do sistema.

Para cada estado do j -ésimo componente há uma probabilidade de ocorrência associada $p(x_j)$. Considerando a probabilidade de cada elemento, e que as falhas entre os equipamentos são independentes, é possível calcular a probabilidade referente ao vetor $p(\mathbf{X})$:

$$p(\mathbf{X}) = \prod_{j=1}^n p(x_j) \quad (3.5)$$

O desempenho de cada estado \mathbf{X} é avaliado através de funções teste $H(\mathbf{X})$. O objetivo da função teste é verificar se, com aquele conjunto de equipamentos disponíveis, é possível atender a carga, por exemplo. Os índices de confiabilidade correspondem ao valor esperado da função teste, $E(H)$ [14, 43, 45]:

$$E(H) = \sum_{\mathbf{X} \in \Omega} H(\mathbf{X}) \times p(\mathbf{X}) \quad (3.6)$$

A função teste quantifica numericamente a ocorrência do evento de interesse. Por exemplo, a função teste do índice LOLP assumirá o valor “1”, quando houver corte de carga, e valor “0”, no caso de sucesso no atendimento da carga [14, 43, 45].

Dentre os métodos analíticos, o mais utilizado é conhecido como abordagem da LOLE, tanto pela sua flexibilidade quanto simplicidade de aplicação. Esse método utiliza técnicas de convolução discreta para combinar os estados individuais das unidades geradoras com o modelo de carga a ser atendida, permitindo gerar uma tabela de probabilidades, a COPT (*capacity outage probability table*), e a partir dela obter os índices de confiabilidade [24].

Porém, o método LOLE tradicional não indica a frequência de ocorrência de uma condição de incapacidade de atendimento a carga e a duração nesta situação. Para esses casos o método da frequência e duração (F&D) é aplicado, possibilitando o cálculo da LOLF e LOLD, conforme proposto em [66].

Em sistemas de grande porte os métodos analíticos baseados em enumeração de estados podem se tornar proibitivos, dada a relação exponencial entre o número de estados e o número de componentes do sistema, fenômeno conhecido “*combinatorial curse*” ou “maldição da dimensionalidade” [14].

Para estes sistemas complexos e de grande porte, poderão ser utilizados para avaliação da confiabilidade, métodos de simulação estocástica, dos quais o mais consolidado é a simulação Monte Carlo (SMC), sendo uma técnica robusta para lidar com vasta complexidade.

Por outro lado, devido à estratégia de amostragem baseada na probabilidade histórica de ocorrência dos eventos, a SMC apresenta dificuldades em relação aos tempos de execução, para configurações altamente confiáveis com eventos raros de inadequações (por exemplo, com probabilidades na ordem de 10^{-5} ou inferiores) [24]. Nesse tipo de problema, pode ser utilizada alguma técnica de redução de variância como amostragem por importância, para reduzir o tempo de simulação e elevar a eficiência computacional [14].

3.3.1 Método Analítico

O procedimento fundamental dos métodos analíticos é a enumeração dos estados do sistema, para se obter as tabelas de dados de capacidade, probabilidades e/ou frequências dos estados, a partir das quais os índices de confiabilidade serão calculados. O sistema é descrito em termos dos modelos equivalentes da capacidade de geração e carga, e pela diferença entre ambos se determina o nível da reserva [14].

Conforme [14, 24], combinando o modelo da capacidade geração, representado pela variável aleatória G , com o modelo da carga descrito pela variável aleatória L , é possível obter o modelo de reserva de potência R :

$$R = G - L \quad (3.7)$$

sendo $R = \{C_R; p_R; f_R\}$, onde C é a capacidade, p a probabilidade e f a frequência incremental. De maneira semelhante, a geração $G = \{C_G; p_G; f_G\}$ e a carga $L = \{C_L; p_L; f_L\}$ utilizam os parâmetros representativos [14, 66].

Através da equação (3.7), é possível avaliar tanto a reserva estática, quanto a reserva operativa, dependendo de quais considerações foram utilizadas para o modelo de geração equivalente do sistema. Se G representar todas as máquinas disponíveis para o sistema, incluindo as não sincronizadas e disponíveis a longo prazo, R indicará a reserva estática. Caso sejam consideradas apenas as unidades geradoras sincronizadas, ou disponíveis em um curto intervalo de tempo preestabelecido, R representará a reserva operativa.

Conforme mencionado no capítulo inicial, um dos métodos analíticos mais consolidados para o dimensionamento da reserva de potência operativa dos sistemas elétricos é o PJM [2]. Esse método tem sido constantemente utilizado e segue como o mais versátil e de simples implementação para avaliação dos requisitos de reserva operativa.

A técnica básica do método PJM consiste em determinar as probabilidades de não atendimento da demanda, considerando uma configuração de geração que não poderá ser acrescida em um intervalo de tempo que é conhecido como *lead time*. O *lead time* reflete o tempo necessário para sincronizar a próxima unidade geradora do sistema. Portanto, para o dimensionamento da reserva, também é importante considerar as unidades de partida rápida tais como as unidades a gás e as hidráulicas, cargas interruptíveis, interconexões etc. [3].

Caso a carga não seja modelada por um único nível, ou seja, carga variável, o *lead time* deve ser discretizado em intervalos de tempo para que a carga possa ser considerada constante [14].

Conforme apresentado na Figura 3.4, cada unidade geradora é representada por um modelo Markoviano de dois estados: disponível (Up) e indisponível ($Down$). Assume-se que dentro do *lead time* não é possível realizar o reparo do equipamento em caso de falha.

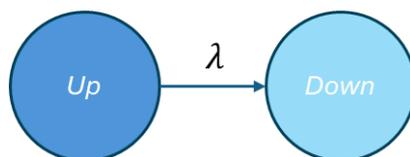


Figura 3.4 – Diagrama de espaço de estados.

Segundo [2], se os tempos associados às falhas e reparos são distribuídos exponencialmente, a probabilidade de encontrar a unidade geradora no estado *Down* no tempo T , dado que estava *Up* em $t=0$, é definido por:

$$p_{Down}(T) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} - \frac{\lambda}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)T} \quad (3.8)$$

onde $\lambda = r^{-1}$, $\mu = m^{-1}$, sendo r o tempo médio para falha (*mean time to failure*, MTTF) e m o tempo médio de reparo (*mean time to repair*, MTTR).

Assumindo que as unidades geradoras não podem ser reparadas durante o tempo de processamento ($m \gg T$), a taxa de reparo é nula ($\mu=0$), portanto tem-se:

$$p_{Down}(T) = 1 - e^{-\lambda T} \quad (3.9)$$

Como $\lambda T \ll 1$, a equação acima pode ser linearizada através da expansão em séries de Taylor, com um único termo em torno da origem, conforme abaixo:

$$p_{Down}(T) \approx p_{Down}(t_{up} \leq T) = 1 - e^{-\lambda T} \cong \lambda T \quad (3.10)$$

A probabilidade λT é denominada como ORR (*outage replacement rate*) e representa a probabilidade de uma unidade geradora falhar e não ser substituída durante o intervalo T . O parâmetro ORR é semelhante à taxa de saída forçada FOR (*forced outage rate*), utilizada em estudos de planejamento da expansão. Porém, a ORR representa uma característica do gerador que depende do tempo *lead time* considerado [2, 3].

A partir dos dados de ORR dos componentes do sistema, constrói-se a tabela COPT, por meio da qual é possível avaliar a capacidade de geração do sistema e a probabilidade de não atendimento a carga.

Conforme [14], caso seja considerada uma carga constante L e uma capacidade de geração G , o risco do sistema no instante t é definido por:

$$Risco(G) = p\{R(G^{spin}, L, t) = G^{spin}(C, \lambda, \delta_G, t) - L(\delta_L, t) < 0\} \quad (3.11)$$

Até aqui se presumiu que a demanda era constante, fato que na prática sabe-se que não ocorre, pois, a carga varia a todo instante e há incertezas relacionadas ao modelo de previsão. A incerteza do consumo geralmente é modelada por uma distribuição normal, que pode ser discretizada em níveis distintos, cada um com sua probabilidade de ocorrência. Portanto, para avaliação do risco em um determinado intervalo, deverá ser ponderada a probabilidade de ocorrência daquele cenário e a probabilidade daquele nível de carga [2, 14].

Para dimensionar a reserva de curto prazo, o operador do sistema segue um procedimento em etapas. Primeiramente, determina a máxima demanda do período de estudo com base em dados de previsão. Em seguida, considerando o valor de risco preestabelecido como aceitável, combina as unidades geradoras seguindo critérios de otimização energética e ordem de mérito econômica, até que o conjunto atenda ao critério de confiabilidade definido [3].

Para o problema estar mais próximo da realidade, é necessário um detalhamento mais aprofundado, o que aumenta o número de estados e dificulta a implementação da técnica de enumeração. Nesse caso, o sistema poderá ser representado através da SMC. As técnicas via simulação também podem avaliar características correlacionadas com o tempo, de forma a representar adequadamente todas as características inerentes aos sistemas de energia elétrica [14].

3.3.2 Simulação Monte Carlo

Os métodos de simulação estocástica são robustos, mesmo quando aplicados a problemas com elevado número de estados, como em sistemas de grande porte e/ou com múltiplos níveis de carga e geração com penetração de fontes renováveis variáveis.

Utilizando a técnica de simulação Monte Carlo (SMC), é possível estimar os índices de confiabilidade através da condução de sucessivos experimentos computacionais envolvendo o modelo matemático-lógico que descreve o comportamento do sistema [19].

Os métodos baseados em SMC podem ser classificados em duas categorias: não sequencial e sequencial/cronológica. A SMC não sequencial amostra os estados do sistema de acordo com sua função distribuição de probabilidade de

ocorrência dos estados. Já a sequencial efetua a amostragens dos estados do sistema em ordem cronológica, em função das distribuições de probabilidade associadas aos tempos de operação e reparo dos componentes e outros eventos presentes no sistema. A grande vantagem da utilização da simulação sequencial é sua capacidade de correlacionar os eventos com seu tempo de ocorrência. Porém, exige um esforço computacional elevado para estimar os índices de confiabilidade comparados com a técnica não sequencial [24].

Os métodos de enumeração de estados e de SMC não sequenciais são exemplos de algoritmos baseados em espaço de estados, onde os modelos de Markov são usados tanto para equipamentos quanto para transições de estado da carga. Portanto, os estados são selecionados e avaliados sem considerar qualquer conexão cronológica ou memória [22].

Os índices GCR podem ser estimados via SMC não sequencial como o valor esperado ou média amostral da função da função teste $H(\mathbf{X}_i)$. A estimativa de todos os índices de confiabilidade pode ser realizada através da equação (3.12), dependendo da definição da função teste. Os equacionamentos são apresentados conforme [3, 14, 24, 43, 67]:

$$\tilde{E}[H] = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N H(\mathbf{X}_i), \quad (3.12)$$

onde \mathbf{X}_i representa o vetor de estados dos componentes do sistema incluindo a carga, na i -ésima iteração; N o número de iterações. Os componentes disponíveis são representados pelo conjunto Ω_{up} , enquanto os indisponíveis pelo Ω_{down} . Cada elemento do vetor \mathbf{X}_i pode ser representado por:

$$X_{i,j} = \begin{cases} 0, & \text{se } x_j \in \Omega_{Down} \\ 1, & \text{se } x_j \in \Omega_{Up} \end{cases} \quad (3.13)$$

Para o j -ésimo componente representado por um modelo Markoviano a dois estados possíveis (*Up* e *Down*), dadas as taxas de falha (λ_j) e de reparo (μ_j), é possível determinar a probabilidade de falha, ou seja, quais as chances de o equipamento estar indisponível. Salienta-se que, conforme definido na análise de curto prazo, como a adotada nesta dissertação, a probabilidade de falha de um

equipamento é representada pela ORR (*Outage Replacement Rate*), definida na equação (3.10).

Os estados dos equipamentos do sistema são definidos amostrando-se um vetor de variáveis aleatórias com distribuição uniforme unitária $U[0,1]$. Com isso, compara-se o vetor de variáveis aleatórias com o vetor que possui a probabilidade de falha dos componentes. Portanto o j -ésimo elemento estará disponível se $U_j > p_{Downj}$, caso contrário estará em falha.

A incerteza da estimativa é dada pela variância amostral do estimador:

$$V(\tilde{E}[H]) = \frac{V(H)}{N} \quad (3.14)$$

A variância da função teste, $V[H]$, pode ser calculada através da equação:

$$V[H] = E[H^2] - E^2[H] \quad (3.15)$$

O desvio padrão amostral é definido por:

$$\sigma = \sqrt{V(\tilde{E}[H])} \quad (3.16)$$

A relação entre o desvio padrão amostral e o valor esperado da função teste, representa a incerteza em relação à estimação do índice, sendo denominado coeficiente de variação (β), que é utilizada como variável de controle da convergência do processo iterativo [21].

$$\beta = \frac{\sigma}{\tilde{E}[H]} \quad (3.17)$$

A SMC não sequencial pode facilmente estimar os índices GCR pelo estimador não tendencioso definido na equação (3.12), utilizando a função teste associada aos eventos para os quais o índice está relacionado. Como por exemplo nas funções testes H_{LOLP} e H_{EPNS} :

$$H_{LOLP}(\mathbf{X}_i) \begin{cases} 0, & \text{se } \mathbf{X}_i \in \Psi_{Sucesso} \\ 1, & \text{se } \mathbf{X}_i \in \Psi_{falha} \end{cases} \quad (3.18)$$

$$H_{EPNS}(\mathbf{X}_i) \begin{cases} 0, & \text{se } \mathbf{X}_i \in \Psi_{Sucesso} \\ \Delta P_i, & \text{se } \mathbf{X}_i \in \Psi_{falha} \end{cases} \quad (3.19)$$

onde $\Psi = \Psi_{Sucesso} \cup \Psi_{falha}$ é o conjunto de todos os estados possíveis \mathbf{X}_i , dividido em dois subespaços: sucesso e falha. O ΔP_i é a quantidade de potência não suprida no estado de falha \mathbf{X}_i . O índice LOLP representa o somatório das probabilidades dos estados onde houve corte de carga.

Segundo [14], a precisão do experimento é tão melhor quanto maior for o número de experimentos realizados durante a simulação. Usualmente, adota-se um valor de tolerância ($\beta_{máx}$) para o coeficiente de variação, sendo 5% um valor típico, como critério de convergência da SMC.

O algoritmo de SMC não sequencial, utilizados nesta dissertação segue os passos básicos apresentados a seguir [3, 14, 43, 45, 67]:

- 1) Iniciar o número de simulações $k = 0$;
- 2) Sortear um vetor $\mathbf{X}_k \in \Omega$ baseado em sua distribuição de probabilidade $p(x)$ e atualizar o número de simulações $k = k + 1$;
- 3) Avaliar a função teste $H(\mathbf{X}_k)$ para o vetor de equipamentos do sistema da amostra k ;
- 4) Estimar o índice por meio de $E[H]$;
- 5) Determinar o coeficiente de variação β_k . Se $\beta_k > \beta_{máx}$, retornar para o Passo 2, se for menor ou o número máximo de simulações for atingido, parar a simulação e exibir os resultados.

O método SMC não sequencial se destaca por sua notável capacidade de estimar índices de confiabilidade para sistemas de potência de grande porte, pois o número de amostras necessárias para alcançar uma estimativa com um nível de incerteza predeterminado (β) independe das dimensões do sistema, e sim da raridade do evento de interesse que se deseja analisar [14, 45].

Além disso, esse método permite a inserção de incertezas da carga e geração, que são abordadas nas próximas seções.

3.4 Incertezas na Previsão da Demanda

O consumo de energia elétrica dos países é afetado por diversos fatores, por exemplo:

- Climatológicos: Temperatura, umidade, precipitações, irradiação solar, entre outros;
- Temporais: Sazonalidades, horários, dias úteis, finais de semana, feriados, estações, entre outros;
- Econômicos: Demografia, produto interno bruto (PIB), industrialização, entre outros;
- Diversos: Greves, pandemias, crises, entre outros.

A seguir, são ilustrados alguns dos aspectos mencionados, com base nos dados do sistema elétrico brasileiro [68].

Na Figura 3.5 é apresentada a carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) verificada no ano de 2020, onde é possível observar o impacto da pandemia a partir do mês de março daquele ano, reduzindo a carga total do sistema.

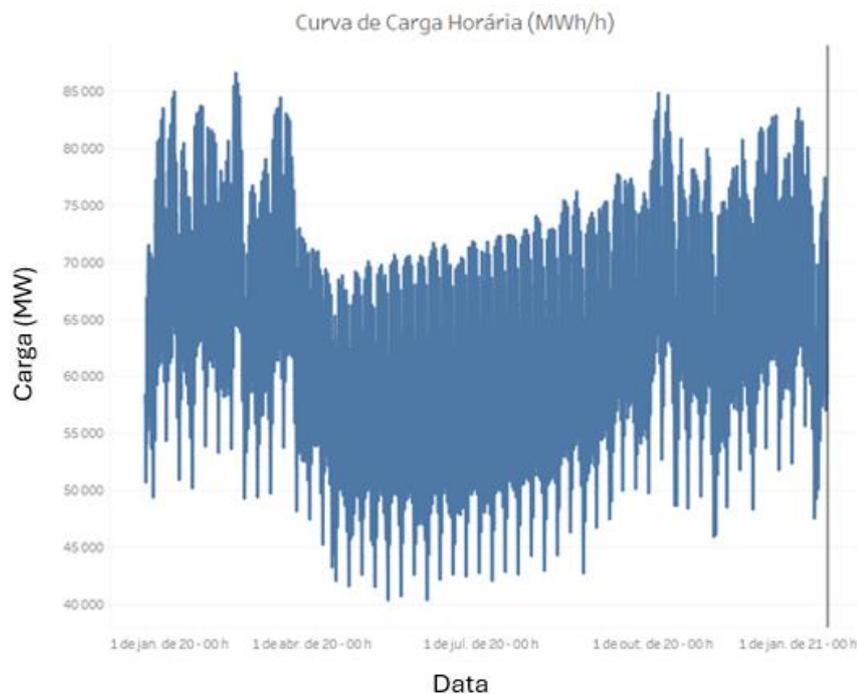


Figura 3.5 – Carga do SIN no ano de 2020 [68].

De forma a avaliar o impacto da temperatura e estações do ano, na Figura 3.6 é apresentada a carga de janeiro a julho de 2024, onde se nota que os maiores picos ocorreram no verão de janeiro a abril.

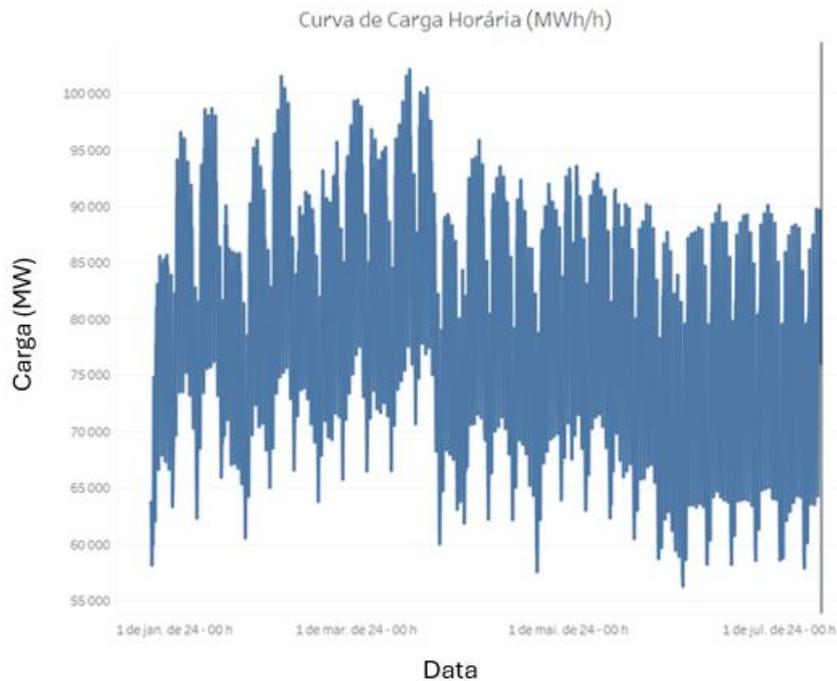


Figura 3.6 – Carga do SIN no ano de janeiro a julho de 2024 [68].

Por fim, na Figura 3.7 é apresentada a demanda de 05 a 14/02/2024, onde se observa que nos dias úteis há um perfil típico, com a maior ponta bruta no período da tarde e um segundo pico noturno. A partir de 10/02, há uma redução considerável da carga em função do final de semana e feriado prolongado de carnaval.

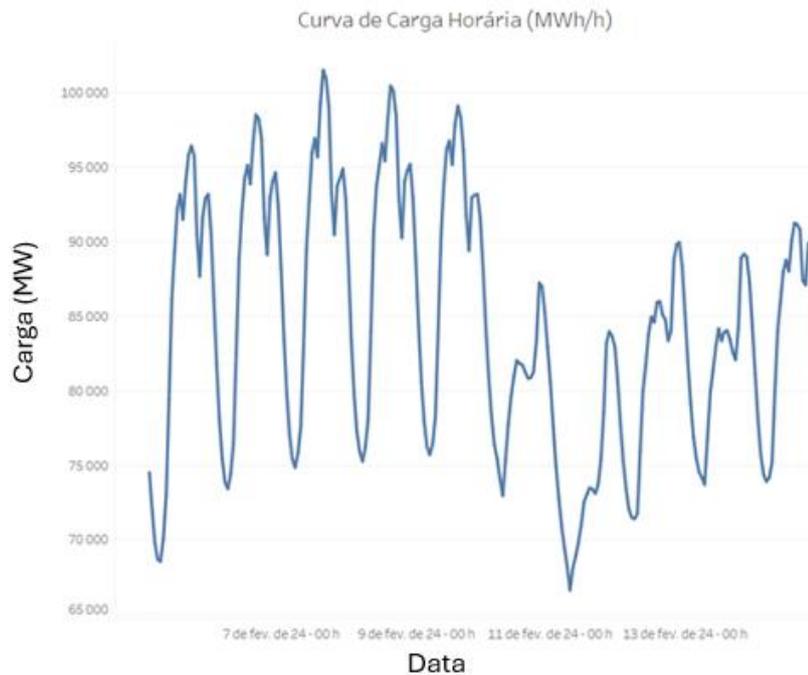


Figura 3.7 – Carga do SIN de 05 a 14/02/2024 [68].

Além dos aspectos mencionados, a geração descentralizada, intitulada de mini e microgeração distribuída (MMGD), recentemente foi agregada ao conjunto de incertezas nos patamares de carga, elevando a complexidade de previsão tanto pelas distribuidoras quanto pelo operador do sistema.

Em 2013, o *California Independent System Operator (CAISO)* publicou um gráfico que relaciona a diferença entre a carga e a geração solar fotovoltaica ao longo do dia. Dada a semelhança do perfil com um pato, esta curva tornou-se popularmente conhecida como *Duck Curve*, conforme apresentada na Figura 3.8.

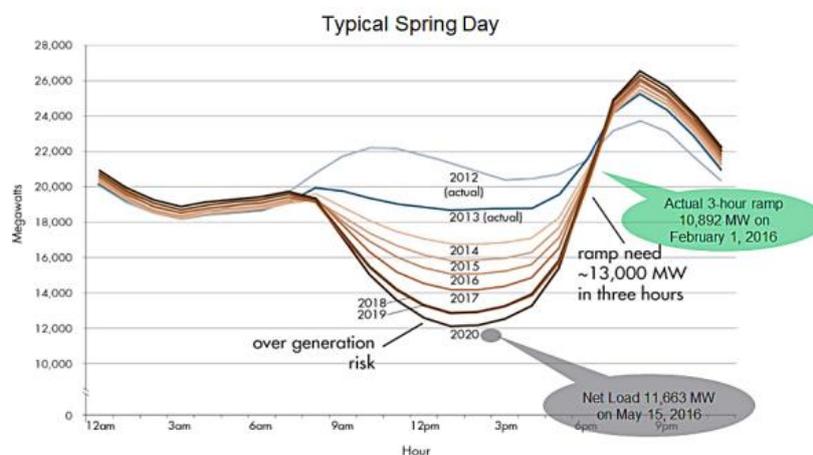


Figura 3.8 – *Duck Curve* [69].

Conforme [69], para assegurar a confiabilidade sob condições de rede variáveis, o operador precisa de recursos flexíveis e com capacidade de partir e parar várias vezes por dia. Para garantir a correspondência entre oferta e demanda em todos os momentos, recursos controláveis precisarão de flexibilidade para alterar os níveis de geração conforme as condições de rede em tempo real. As condições de rampa da rede irão variar ao longo do ano. Na Figura 3.8, nota-se o requisito de geração por outras fontes para atender os 13.000 MW adicionais em um período de três horas apenas.

Segundo [69], dentre algumas medidas para contornar este problema estão: aumentar a área de controle, de modo que o excedente de energia possa atender uma grande área geográfica; realizar a transição de transportes a combustível fóssil para movidos a eletricidade; promover tarifas vantajosas para o consumo de energia nos momentos de maior geração solar fotovoltaica; instalar sistemas de armazenamento de energia; e aumentar a flexibilidade das demais fontes de geração para atender rapidamente as instruções do operador.

Com aumento da geração solar fotovoltaica no Brasil, este efeito já vem sendo verificado, apresentando um perfil de carga líquida com ponta mais acentuada no período noturno, quando a geração solar fotovoltaica é nula. Esse instante é o que exige mais das fontes convencionais para manter o atendimento eletroenergético, por ser o momento mais crítico para reserva operativa.

Diante de todos os pontos elencados, a previsão de carga é um fator preponderante para a definição do despacho ótimo e definição da reserva de potência necessária para uma operação segura e confiável.

Conforme [70], a previsão da demanda pode ser subdividida conforme os horizontes de análise:

- Longo prazo: Previsão além de 1 ano.
- Médio prazo: Previsão a partir de 1 mês até 1 ano à frente.
- Curto prazo: Previsão de 1 dia até algumas semanas.
- Curtíssimo prazo: Previsão de horas e minutos dentro do dia.

Para cada horizonte de previsão, haverá métodos mais apropriados para realizar a estimativa de carga, com influências maiores ou menores dos fatores citados no início dessa seção. Em [70], são abordadas diversas técnicas possíveis para realizar a previsão de demanda.

Nesta dissertação, é utilizado o horizonte curto prazo, com a previsão de carga para o dia seguinte no Brasil. É utilizado o horário de maior carga líquida do sistema para o dimensionamento da reserva operativa, de forma a restringir as incertezas e suas consequências para a segurança sistêmica.

A etapa de programação da operação no Brasil é realizada em intervalos semi-horários. Porém, naturalmente a carga varia a todo instante em tempo real, sendo assim, dentro do período programado há variações em torno do ponto médio considerado.

Para modelar o comportamento aleatório da carga, muitos estudos assumem a teoria do limite central [71], tendo em vista a ampla dispersão geográfica combinada com diversas classes de consumo. Sendo assim, é possível utilizar uma distribuição Normal/Gaussiana, como visto em [43, 72–75].

Em [76] são utilizados os desvios de carga do ano de 2010 com horizonte de previsão de 1 e 2 dias a frente para os sistemas *California Independent System Operator* (CAISO) e *New York Independent System Operator* (NYISO), com o objetivo de avaliar a distribuição que melhor representa o erro.

Neste trabalho, o erro de previsão da carga é modelado por subsistema, considerando os dados históricos de valores previstos e verificados para o SIN, no ano de 2023. Opta-se por utilizar os dados do último ano consolidado, pois os previsores evoluem ao longo dos anos.

Como é importante a magnitude do erro para avaliar se a previsão está subdimensionada ou sobredimensionada, é utilizado o erro relativo, conforme equação (3.20).

$$\mathcal{E}_L = \frac{L_{programada} - L_{verificada}}{L_{programada}} \quad (3.20)$$

sendo \mathcal{E}_L o erro de previsão da carga L .

A distribuição adotada é a Gaussiana e justificada com os dados no próximo capítulo.

A carga em cada iteração é definida em função do valor programado e do erro amostrado:

$$L = L_{programada} \times (1 - \varepsilon_L) \quad (3.21)$$

Como na equação (3.20) adotou-se que um erro positivo indica uma carga inferior ao valor programado, na equação (3.21) no valor programado se subtrai o erro.

3.5 Incertezas na Previsão da Geração Eólica

O mundo está vivenciando uma grande transição energética, com um crescimento exponencial de fontes renováveis variáveis, destacando-se a geração eólica e solar fotovoltaica, ambas dependentes de recursos intermitentes. Países que antes dependiam majoritariamente de usinas térmicas, onde a incerteza da produção estava ligada principalmente ao risco de falhas nos equipamentos, agora precisam considerar essa nova realidade.

No caso do Brasil, a inserção de fontes renováveis variáveis torna a operação ainda mais complexa, pois já contava com uma matriz predominantemente limpa e renovável, baseada em hidrelétricas que trazem consigo as incertezas hidrológicas.

Um dos principais aspectos positivos da diversificação da matriz elétrica, está na complementariedade destas fontes. Por exemplo, na Figura 3.9 é apresentada a geração eólica do SIN no ano de 2023, onde é possível observar que os maiores picos ocorreram no período de julho a setembro. Esses meses correspondem ao período seco das principais bacias hidrográficas do país.

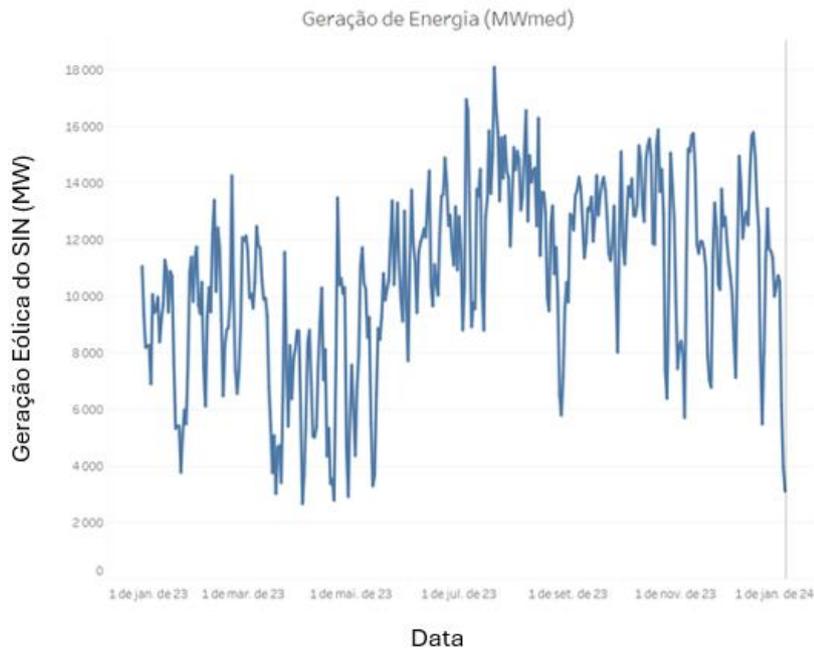


Figura 3.9 – Geração eólica do SIN no ano de 2023 [68].

Já na Figura 3.10, é mostrada a geração eólica do SIN no dia 09/01/2024 que é o dia do caso de estudo. Pela ilustração, é possível observar uma grande variação dentro do dia, onde a geração mínima chega a 5 GW e o máximo em torno de 13 GW, representando uma variação de 8 GW.

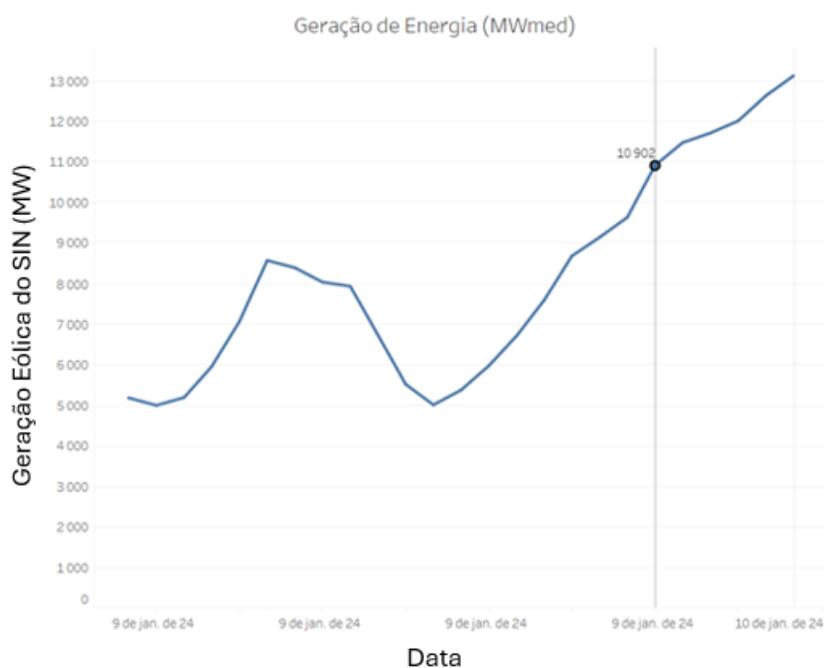


Figura 3.10 – Geração eólica do SIN no dia 09/01/2024 [68].

Para a modelagem do erro de previsão da geração eólica, também é possível utilizar o teorema do limite central [71] e supor que o erro de previsão eólica é normalmente distribuído, considerando o grande número de aerogeradores e a dispersão espacial [72, 74, 75, 77].

Assim como para a carga, no próximo capítulo são apresentadas as distribuições normais com os parâmetros estatísticos para cada subsistema que possui conjunto eólico despachado centralizadamente. Para isso, foram utilizados os dados programados e verificados do ano de 2023.

Diferentemente da carga, como a variabilidade da geração eólica é significativa, o erro relativo é calculado em função da capacidade instalada de cada subsistema, conforme equação (3.22).

$$\mathcal{E}_{eólica} = \frac{GEOL_{programada} - GEOL_{verificada}}{Capacidade\ Instalada} \quad (3.22)$$

sendo $\mathcal{E}_{eólica}$ o erro de previsão da geração eólica.

A geração eólica em cada iteração é determinada a partir do valor programado e do erro amostrado:

$$GEOL = GEOL_{programada} - (Capacidade\ Instalada \times \mathcal{E}_{eólica}) \quad (3.23)$$

Como na equação (3.22) adotou-se que um erro positivo indica uma geração eólica inferior ao valor programado, portanto na equação (3.23) no montante programado se subtrai o erro.

No código computacional foram inseridos limites, de forma a não permitir a geração negativa, nem que a geração extrapole a capacidade instalada de cada subsistema.

3.6

Avaliação do Risco Utilizando Simulação Monte Carlo

A avaliação do risco do SIN é realizada por meio SMC não sequencial, onde os estados são selecionados e avaliados conforme a sua probabilidade de ocorrência, sem considerar a sequência cronológica dos eventos.

A variabilidade da geração eólica e da carga são simuladas por meio de um processo de amostragem aleatória, considerando os parâmetros estatísticos da distribuição normal do erro de previsão de cada subsistema.

Neste item, são detalhadas as equações de risco considerando as incertezas da carga e da geração eólica, bem como o algoritmo utilizado.

3.6.1

Reserva Operativa Considerando Fontes Renováveis e Incertezas da Carga

Conforme já mencionado neste trabalho, a capacidade de geração de um sistema elétrico tem que ser suficiente para atender a demanda, suportar eventuais falhas, além de cobrir desvios de carga e geração.

A geração sincronizada das fontes convencionais do sistema é definida em função do tempo t e do número de unidades NU , por:

$$G^{spin}(t, NU) = G_{hidráulica}(t) + G_{térmica}(t) \quad (3.24)$$

Já as fontes renováveis variáveis G^{renov} possuem a incerteza do erro de previsão δ_G , sendo definidas por:

$$G^{renov}(t) = G_{eólica}(t, \delta_G) + G_{solar}(t, \delta_G) \quad (3.25)$$

A reserva requerida R para fornecer um nível de confiabilidade no tempo t é obtida através da equação:

$$R(G^{spin}, G^{renov}, L, t) = G^{spin}(C, \lambda, t) + G^{renov}(C, \delta_G, t) - L(t, \delta_L) \quad (3.26)$$

onde R é a reserva girante; G^{spin} é a máxima geração sincronizada/despachada ou possível de ser atingida em um determinado intervalo de tempo; G^{renov} é a geração das fontes não convencionais; L é a carga equivalente do sistema; C é o vetor de capacidades das unidades geradoras; λ é a taxa de falha das máquinas e δ_L representa os desvios de previsão pelo lado do consumo e δ_G pelas fontes renováveis, sendo também vetores esses três últimos parâmetros.

Considerando o elevado número de aerogeradores, bem como a capacidade instalada individual reduzida em relação as unidades geradoras hidráulicas e térmicas, as taxas de falhas para eólicas são desconsideradas.

Diante das incertezas inerentes à avaliação da reserva de geração, torna-se necessária a utilização de métodos probabilísticos. O risco é definido pela probabilidade de a reserva ser negativa [14].

$$Risco(R, G^{spin}, G^{renov}, L, t) = p\{R(G^{spin}, G^{renov}, L, t) < 0\} \quad (3.27)$$

A partir dos recursos energéticos disponíveis, o operador irá sincronizar unidades geradoras até que o critério de risco máximo preestabelecido seja satisfeito.

$$Risco(R, G^{spin}, G^{renov}, L, t) < Risco_{máximo} \quad (3.28)$$

As incertezas da carga e geração podem ser diretamente implementadas através da SMC, necessitando apenas das funções densidades de probabilidade referentes a estes desvios. Não há restrições para as técnicas de SMC em termos de modelagem [43].

3.6.2

Algoritmo da SMC com Representação das Incertezas

A seguir, é apresentado o fluxograma do algoritmo de SMC não sequencial implementado, considerando as incertezas através da inserção de variáveis aleatórias na composição da geração e da carga.

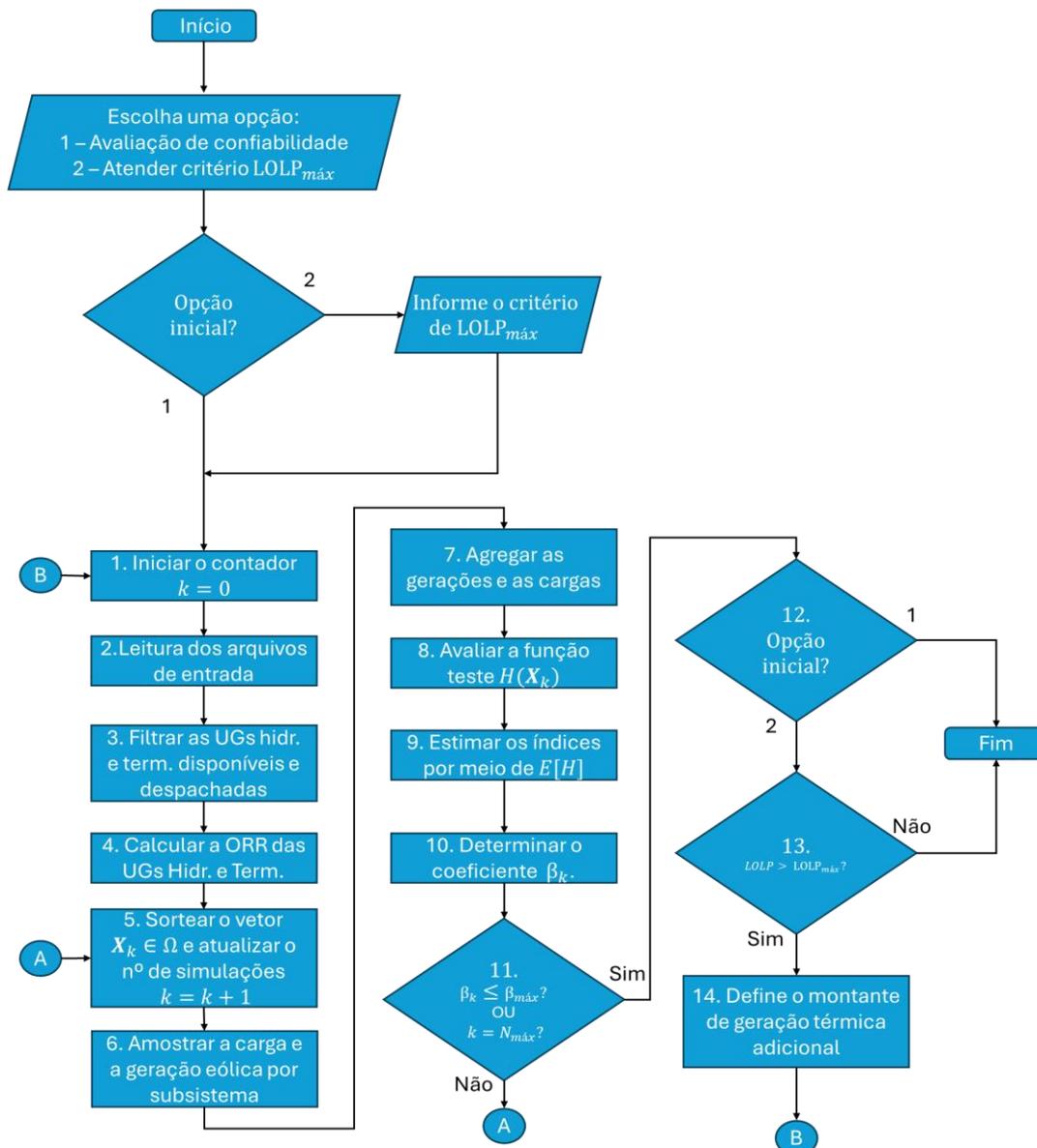


Figura 3.11 – Fluxograma do algoritmo implementado.

Inicialmente o usuário poderá entrar com a opção de calcular a confiabilidade do sistema para a condição preestabelecida ou informar uma LOLP máxima a ser atendida. Na segunda opção, poderá ser necessária a inserção de geração térmica adicional para que o critério seja satisfeito. A seguir serão detalhados os passos do fluxograma.

- 1) Iniciar o número de simulações $k = 0$;
- 2) Leitura dos seguintes dados de entrada: geração, taxas de falhas e disponibilidades das unidades geradoras hidráulicas e térmicas, geração

das PCH (Pequenas Centrais Hidrelétricas), PCT (Pequenas Centrais Termelétricas), geração eólica, dados de carga por subsistema, demanda de Itaipu pelo Paraguai e consumo das estações de bombeamento;

- 3) Filtrar apenas as unidades geradoras hidráulicas, térmicas e nucleares disponíveis e despachadas;
- 4) Calcular a ORR das unidades geradoras hidráulicas, térmicas e nucleares do Passo 3;
- 5) Sortear um vetor $\mathbf{X}_k \in \Omega$ baseado em sua distribuição de probabilidade $p(x)$ e atualizar o número de simulações $k = k + 1$;
- 6) Amostrar a carga e geração eólica por subsistema, considerando os parâmetros especificados de desvio dessas grandezas;
- 7) Agregar as gerações e as cargas;
- 8) Avaliar a função teste $H(\mathbf{X}_k)$ para o vetor de equipamentos do sistema da amostra k .
- 9) Estimar os índices por meio de $E[H]$;
- 10) Determinar o coeficiente de variação β_k .
- 11) Caso $\beta_k > \beta_{máx}$ retornar para o Passo 5. Se $\beta_k \leq \beta_{máx}$ ou o número máximo de simulações for atingido avançar para o Passo 12.
- 12) Se a escolha inicial foi '1' para calcular a reserva para a condição inicial os resultados serão exibidos e o algoritmo será encerrado. Caso seja a opção '2', atender um critério de LOLP máxima, avançar para o Passo 13.
- 13) Se $LOLP \leq LOLP_{máx}$, apresentar os resultados e finalizar o programa.
- 14) Se $LOLP > LOLP_{máx}$, comparar o quão distante o critério está de ser atingido e definir um bloco de geração a ser adicionado (conforme é apresentado na Seção 4.5.7). Retornar para o Passo 1, e na etapa de dados de entrada o programa, distribuir o bloco de geração adicional nas unidades geradoras térmicas disponíveis, que inicialmente não foram despachadas. Para isso, serão abordados métodos baseados apenas no custo variável unitário (CVU), e no outro método, utilizando também o tempo de mínimo de operação (t_{on}). A geração térmica adicional será inserida até que o critério seja satisfeito.

3.7 Conclusões

Este capítulo apresentou os principais indicadores de confiabilidade e os níveis hierárquicos da confiabilidade derivados das combinações de diferentes zonas. Também, foram abordados os diversos métodos de avaliação da confiabilidade, destacando o método PJM na abordagem analítica e a SMC não sequencial entre as técnicas de simulação. Além disso, o capítulo enfatizou a importância de considerar as incertezas da carga e da geração eólica no dimensionamento da reserva de potência operativa.

O dimensionamento da reserva de potência operativa assume papel crucial para planejadores e operadores de sistemas elétricos de potência. A reserva girante, parcela sincronizada da reserva operativa, apresenta características específicas, sendo sua representação mais adequada obtida por meio de técnicas probabilísticas, como no método PJM ou através de métodos de simulação como este trabalho propõe.

A SMC não sequencial se apresenta com uma ferramenta robusta para estimar a confiabilidade de sistemas de grande porte. Além disso, é uma técnica de implementação robusta e com capacidade de representar o comportamento estocástico dos elementos do sistema, permitindo inclusive a inserção de fontes variáveis e os desvios por parte da demanda na simulação.

No próximo capítulo, serão apresentados os dados, resultados e análise do estudo de caso.

4

Estudos de Caso: Dados, Simulações e Resultados

Visando a segurança sistêmica e economicidade da operação, os sistemas elétricos precisam operar com um dimensionamento de reserva operativa em níveis adequados. Com a evolução dos sistemas elétricos e com o aumento de incertezas da geração e da demanda, a utilização de metodologias probabilísticas, que consideram a natureza estocástica do sistema, torna-se cada vez mais relevante.

Diante disso, este trabalho propõe a utilização da simulação Monte Carlo (SMC) não sequencial, para o cálculo da reserva de potência operativa probabilística do sistema elétrico brasileiro. Para o dimensionamento, é considerado o nível hierárquico 1 (NH1), ou seja, considerando a rede de transmissão confiável e irrestrita.

Os dados do Sistema Interligado Nacional (SIN) utilizados nesta dissertação foram coletados de fontes públicas, e estão disponíveis em duas plataformas: a página de dados abertos do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) [78] e o portal SINTEGRE [79].

Para realização do estudo foi escolhido um dia útil de verão (09/01/2024). A partir dos dados desse dia, definiu-se o semi-horário de análise como o que possuía a maior carga líquida que deve ser atendida com as fontes convencionais. A carga líquida representa a diferença entre a carga bruta e as fontes eólicas e fotovoltaicas. Conforme o balanço de energia DESSEM, divulgado em [80], e o relatório executivo da programação diária da operação, publicado em [81], o semi-horário de maior exigência eletroenergética desse dia foi entre às 19h30 e 20h00.

O número de unidades geradoras convencionais (hidráulicas, térmicas e nucleares), despachadas centralizadamente pelo ONS e consideradas no estudo, é igual a 1.061.

O algoritmo apresentado na Figura 3.11 foi implementado no *software Matlab* [82].

4.1 Modelagem da Carga

Na Seção 3.4 deste trabalho, foram apresentados os aspectos que influenciam a demanda dos sistemas e as incertezas associadas à previsão, além da importância de se modelar estas variáveis para um adequado dimensionamento da reserva operativa.

Para modelar o erro de previsão de carga para o SIN, optou-se por utilizar os dados históricos de carga prevista e verificada apenas do último ano (2023), tendo em vista que os modelos de previsão evoluem. Os dados de carga programados podem ser acessados em [83], enquanto os verificados em [84]. O tratamento dos dados foi realizado utilizando a linguagem de programação Julia [85].

Após o carregamento de todos os dados, o desvio entre o valor programado e o verificado foi calculado⁵ pela equação (3.20), para cada semi-horário do ano de 2023. Para cada subsistema, o conjunto de dados totaliza 17.520 amostras.

Na Figura 4.1, é apresentado o gráfico de dispersão do erro de previsão de carga para cada subsistema, onde é possível observar uma maior concentração em torno do zero. Também, se nota a presença de alguns *outliers* que podem ter sido ocasionados por algum dado espúrio.

⁵Diante da incorporação da mini e microgeração distribuída (MMGD) à carga global programada a partir de 29/04/2023, foi necessário ajustar o cálculo do desvio da previsão de demanda. Para tanto, utilizou-se a carga verificada sem MMGD até 28/04 e, posteriormente, a carga verificada com MMGD, tendo em vista que o dado de carga programada é único, sem distinção da consideração ou não da MMGD.

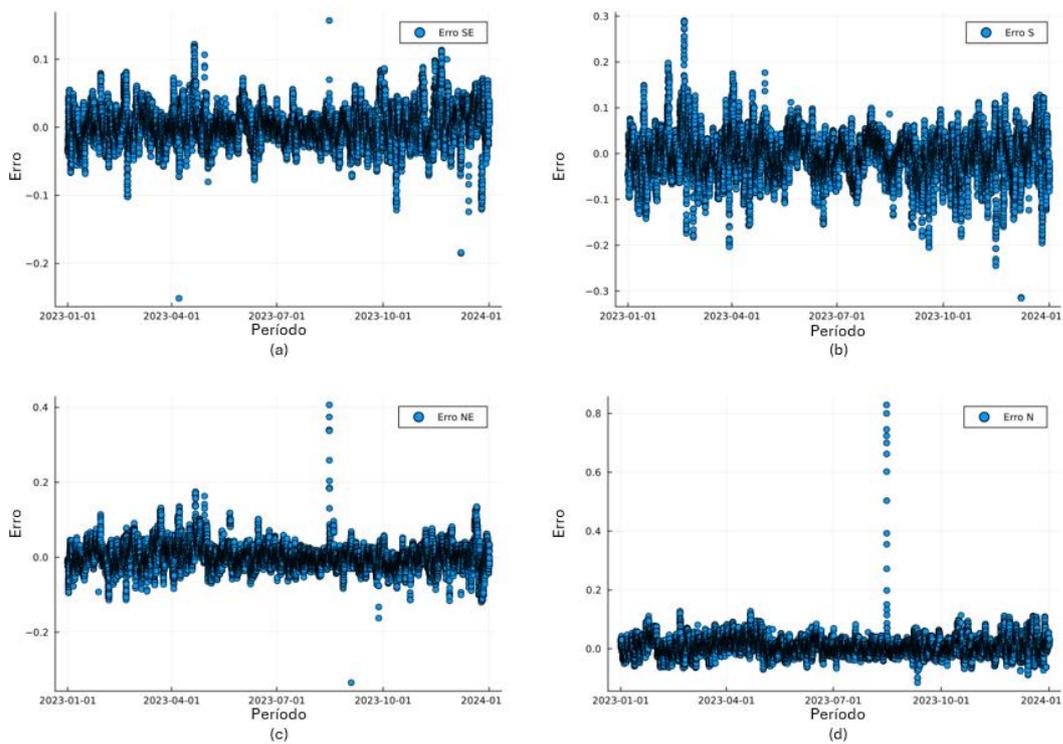


Figura 4.1 – Dispersão do erro de previsão de carga para cada subsistema: (a) Sudeste/Centro-Oeste, (b) Sul, (c) Nordeste e (d) Norte.

A fim de se aprofundar na análise da distribuição dos dados e sua relação temporal, foi utilizada a ferramenta gráfica *boxplot*, também conhecida como diagrama de caixa. Primeiramente se apurou a relação entre o desvio da previsão de carga e o mês do ano, conforme ilustrado na Figura 4.2. Em seguida, na Figura 4.3, se explorou a possível relação com a hora do dia, pois a presença da MMGD poderia afetar o erro no período de geração solar fotovoltaica.

Analisando ambas as figuras, observa-se que a mediana dos *boxplots* se posiciona próximo à linha zero em ambas as situações. Essa característica corrobora com a escolha da distribuição normal para representar a incerteza da carga, pois indica uma simetria da distribuição dos dados em torno do valor médio.

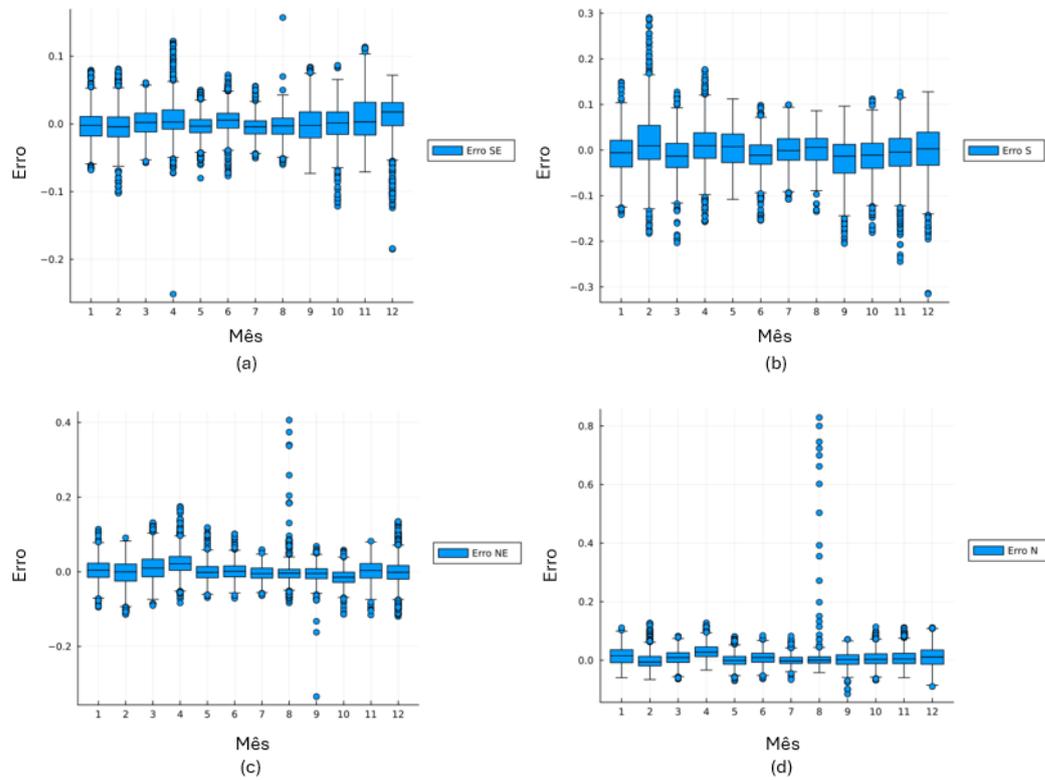


Figura 4.2 – *Boxplot* do erro de previsão de carga em relação ao mês do ano para cada subsistema: (a) Sudeste/Centro-Oeste, (b) Sul, (c) Nordeste e (d) Norte.

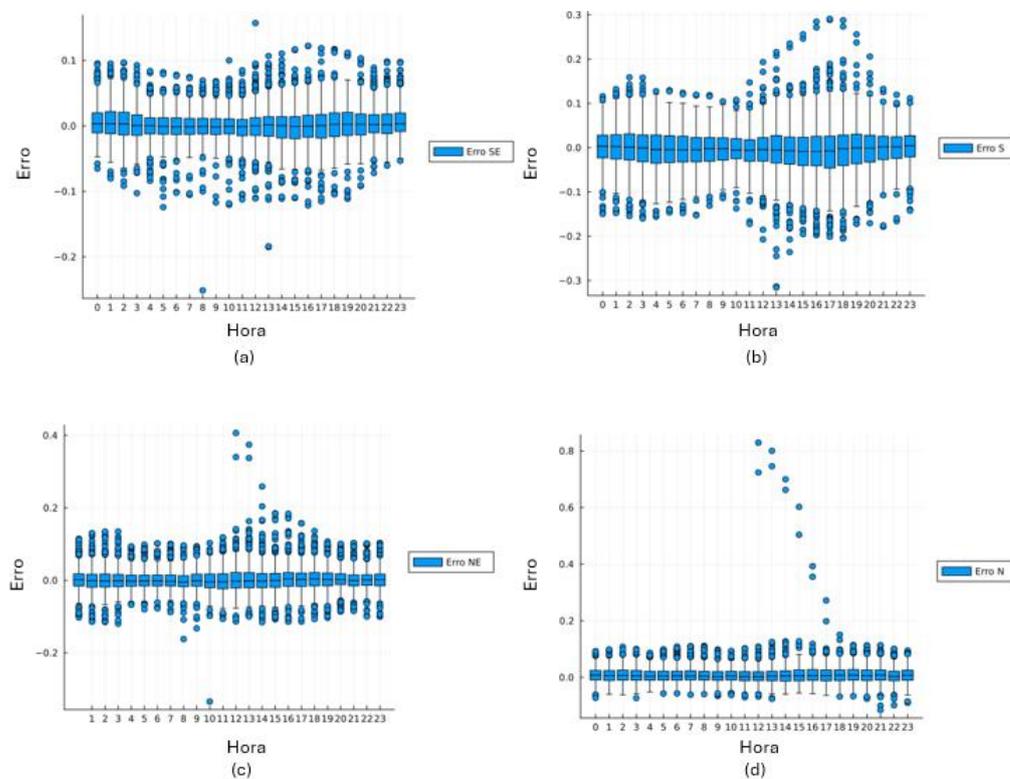


Figura 4.3 – *Boxplot* do erro de previsão de carga em relação a hora do dia para cada subsistema: (a) Sudeste/Centro-Oeste, (b) Sul, (c) Nordeste e (d) Norte.

Os dados, então, foram normalizados, conforme apresentado na Figura 4.4. Na Tabela 4.1, são informados a média e desvio padrão das distribuições de cada subsistema.

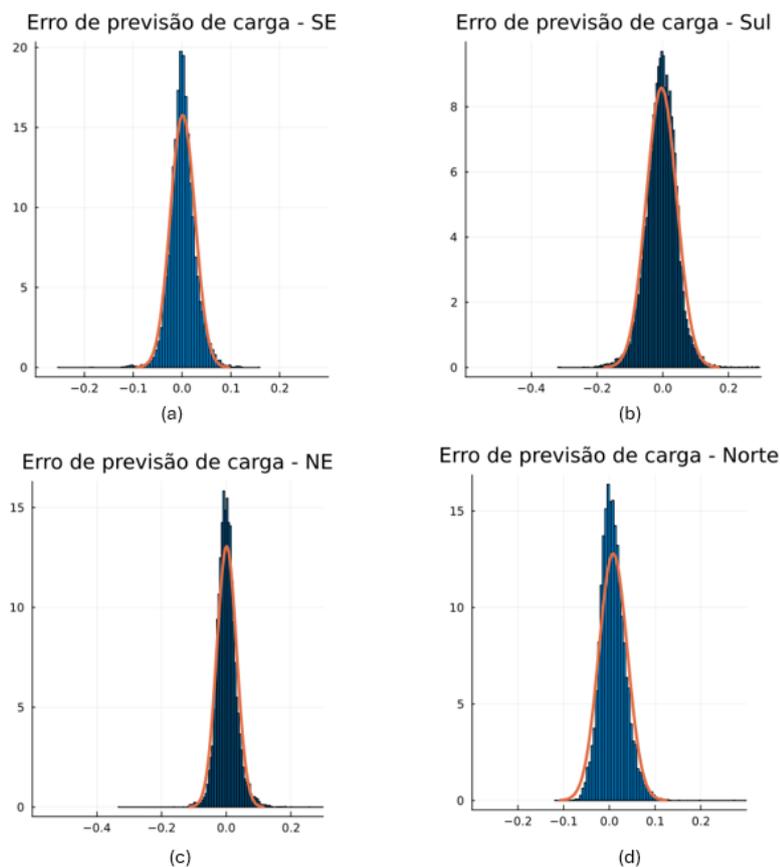


Figura 4.4 – Normal do erro de previsão de carga para cada subsistema: (a) Sudeste/Centro-Oeste, (b) Sul, (c) Nordeste e (d) Norte.

Tabela 4.1 – Média e desvio padrão do erro de previsão de carga para cada subsistema.

Subsistema	Média (%)	Desvio Padrão (%)
Sudeste/Centro-Oeste	0,1334	2,5310
Sul	-0,3578	4,6493
Nordeste	0,1287	3,0567
Norte	0,8193	3,1192

A Tabela 4.2 apresenta os valores de carga utilizados para cada subsistema, com base nos dados de entrada do DESSEM para o semi-horário do estudo de caso⁶.

Tabela 4.2 – Carga de cada subsistema e total do SIN.

Subsistema	Carga (MW)
Sudeste/Centro-Oeste	51.877
Sul	16.848
Nordeste	14.077
Norte	7.403
Total do SIN	90.205

Em cada iteração da SMC, o valor de carga é amostrado por subsistema, sendo calculado através da equação (3.21). Logo após, as cargas dos subsistemas são agregadas para a estimação da confiabilidade do SIN.

Na simulação, também são consideradas as cargas das estações de bombeamento⁷ (5,57 MW) e a carga da ANDE⁷ (*Administración Nacional de Electricidad*) do Paraguai (3.232 MW). A carga da ANDE é considerada, tendo em vista que no dimensionamento da reserva entram todas as unidades geradoras da UHE Itaipu, incluindo as do setor de 50 Hz.

4.2 Modelagem da Geração Eólica

A importância de modelar as incertezas das fontes variáveis para um dimensionamento adequado da reserva operativa foi destacada na Seção 3.5 deste trabalho.

O procedimento realizado para modelagem do desvio de previsão de carga foi executado também para modelagem do erro de previsão da geração eólica. Os dados utilizados estão divulgados em [87]. Para o caso das eólicas, o dado é publicado por mês e por conjunto, sendo necessário nesse estudo agregar os

⁶Os dados de carga para o semi-horário de 19h30-20h00 podem ser obtidos através do bloco 'DP' do arquivo 'entdados.dat' do modelo DESSEM, publicado em [86] ou através de [80].

⁷A carga da ANDE pode ser consultada no arquivo 'entdados.dat' do DESSEM, enquanto o consumo das estações de bombeamento no arquivo 'pdo_operacao.dat'.

conjuntos por subsistema. Além disso, os dados são horários, portanto considerando o ano de 2023, cada subsistema possui uma amostra de 8.760 dados.

Os subsistemas Sul, Nordeste e Norte possuem conjuntos eólicos conectados à rede de operação, sendo o foco dessa análise. No subsistema Norte basicamente há um único conjunto, então diferentemente da carga, ao aplicar um erro relativo em relação ao valor programado as informações de desvios poderiam ser distorcidas.

Considerando, por exemplo, uma previsão baixa de geração, em torno de 5 MW, se no dia em questão não houver vento suficiente para a operação dos aerogeradores, a energia verificada será nula. Com isso, haverá um erro de 100%, mesmo que a diferença entre a geração programada e a verificada seja de apenas 5 MW. Para contornar esse problema, optou-se por utilizar o erro relativo em relação à capacidade instalada, conforme a equação (3.22).

A capacidade instalada no dia 09/01/2024 foi consultada em [87], sendo apresentado na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Capacidade instalada eólica de cada subsistema no dia 09/01/2024.

Subsistema	Capacidade Instalada (MW)
Sul	1.946,39
Nordeste	25.245,22
Norte	426,00

Na Figura 4.5, é mostrado o gráfico de dispersão do erro de previsão de geração eólica para cada subsistema. Como esperado, nota-se uma variação muito maior em relação ao apresentado para a carga. Adicionalmente, observa-se a presença de alguns *outliers* que podem ser de origem de algum dado espúrio.

Em relação à geração eólica, existem fatores que podem impactar nos desvios, como a geração de aerogeradores em teste que não é programada, além de cortes que podem ter sido efetuados na etapa de tempo real, devido ao atingimento de limites, controle de tensão e entre outros fatores. Esses aspectos são mais observados no subsistema Nordeste, onde está a maior capacidade instalada, bem como onde há maior inserção de novos parques.

Na Figura 4.6, são apresentados os *boxplots* por subsistema em relação aos meses do ano, enquanto na Figura 4.7 em função da hora do dia.

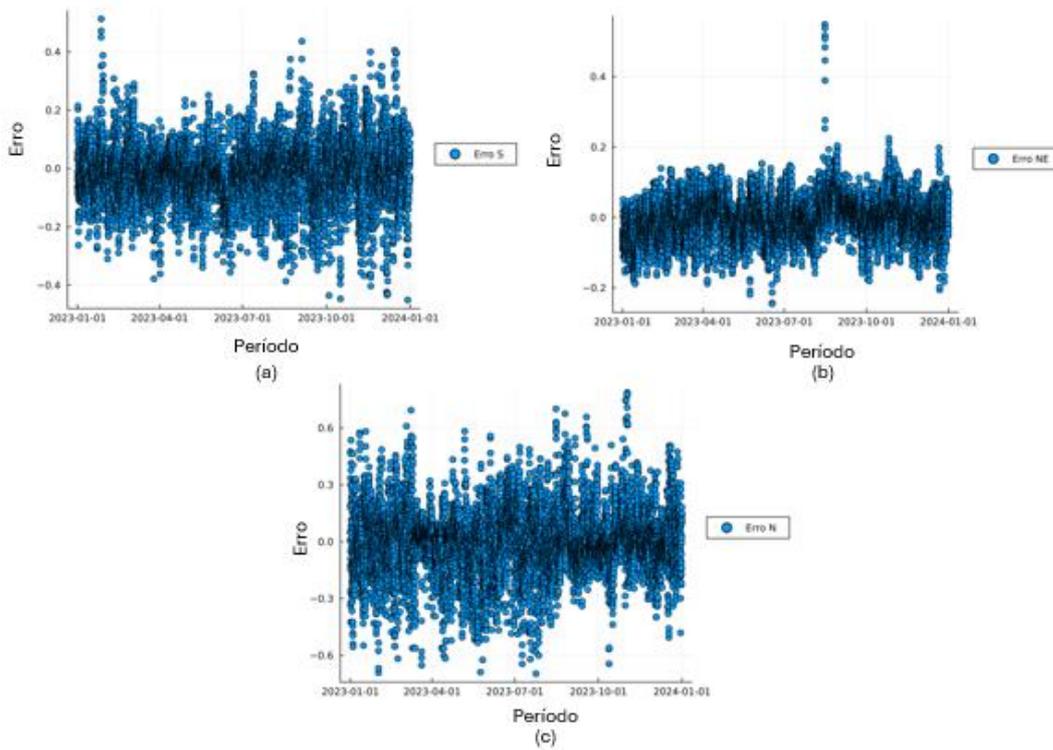


Figura 4.5 – Dispersão do erro de previsão de geração eólica para cada subsistema: (a) Sul, (b) Nordeste e (c) Norte.

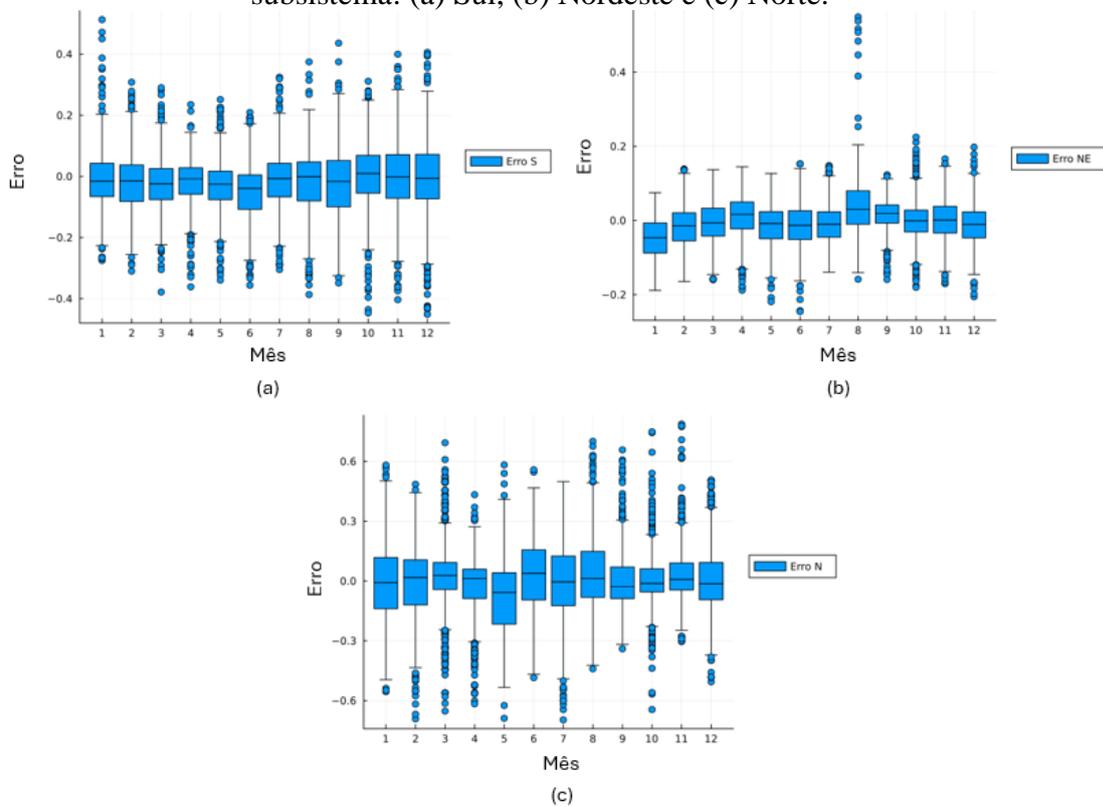


Figura 4.6 – *Boxplot* do erro de previsão de geração eólica em relação ao mês do ano para cada subsistema: (a) Sul, (b) Nordeste e (c) Norte.

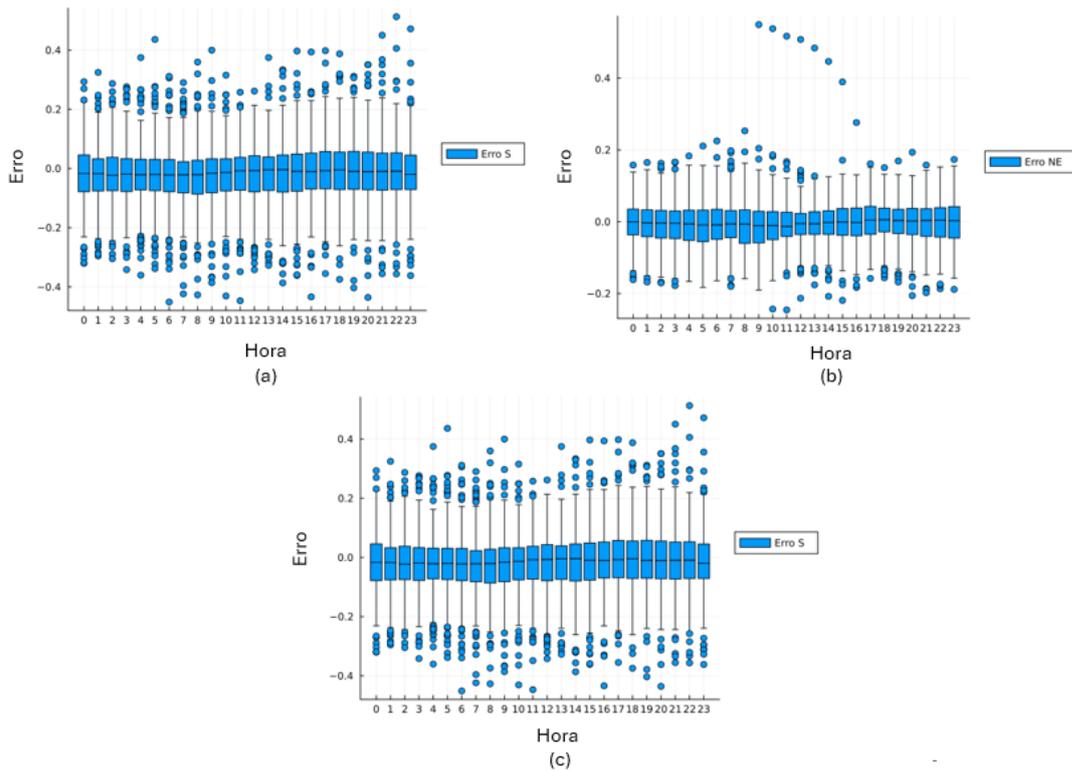


Figura 4.7 – *Boxplot* do erro de previsão de geração eólica em relação a hora do dia para cada subsistema: (a) Sul, (b) Nordeste e (c) Norte.

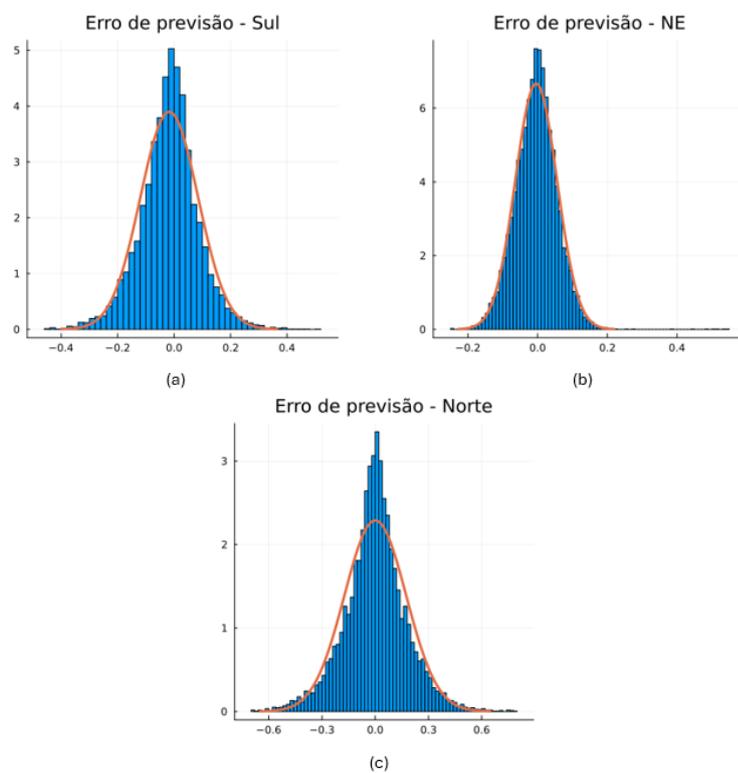


Figura 4.8 – Normal do erro de previsão de geração eólica para cada subsistema: (a) Sul, (b) Nordeste e (c) Norte.

Avaliando a Figura 4.6 e a Figura 4.7, nota-se que apesar de uma maior variação em relação à distribuição da carga, a mediana dos *boxplots* se localiza próximo à linha zero em ambas as situações e há certa simetria da distribuição dos dados em torno do valor médio. Essa característica respalda a escolha da distribuição normal para representar a incerteza da geração.

Os dados foram normalizados em linguagem Julia, sendo as distribuições normais apresentadas na Figura 4.8 e os dados estatísticos informados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Média e desvio padrão do erro de previsão de geração eólica para cada subsistema.

Subsistema	Média (%)	Desvio Padrão (%)
Sul	-1,7188	10,2383
Nordeste	-0,4047	5,9844
Norte	0,0152	17,4353

Os dados de geração eólica para o semi-horário de estudo foram obtidos através de [80] e são apresentados na Tabela 4.5. Para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste há um montante pequeno fora da rede de operação. Essa geração entra no balanço energético do caso, porém sem considerar o erro de previsão.

Tabela 4.5 – Geração eólica de cada subsistema e total do SIN.

Subsistema	Geração Eólica (MW)
Sudeste/Centro-Oeste	5
Sul	750
Nordeste	9.651
Norte	286
Total do SIN	10.692

Aplicando os dados da Tabela 4.3, Tabela 4.4 e Tabela 4.5 na equação (3.23), é possível amostrar a geração eólica por subsistema. Logo após, as gerações são agregadas para o cálculo da confiabilidade do SIN.

No código computacional são inseridos limites de forma a evitar gerações negativas ou acima da capacidade instalada de cada subsistema.

4.3 Taxas de Falha

As taxas de falhas das unidades geradoras são utilizadas para calcular o parâmetro ORR (*outage replacement rate*) de cada equipamento, conforme a equação (3.10). Neste trabalho, considera-se a saída forçada apenas das máquinas de usinas de fontes convencionais. Os aerogeradores são considerados integralmente confiáveis, tendo em vista sua potência nominal individual reduzida comparada às demais fontes e ao elevado número unidades geradoras em cada conjunto eólico.

Como não foi possível obter as taxas de falha reais dos equipamentos, optou-se por utilizar os dados de taxas de falha do sistema brasileiro, por classe de combustível e capacidade nominal, conforme apresentado no trabalho [88].

Tabela 4.6 – Taxas de falha dos equipamentos [88].

Tipo	Capacidade nominal (MW)	Taxa de falha (ocor./ano)
Hidráulica	< 29	1,6240
Hidráulica	< 59	1,7599
Hidráulica	< 199	1,8692
Hidráulica	< 499	1,3286
Hidráulica	< 720	0,7822
Térmica	< 59	1,5806
Térmica	< 89	6,7605
Térmica	< 129	5,5811
Térmica	< 199	27,2429
Térmica	< 389 ⁸	0,4765

Para o *lead time*, foi considerado inicialmente um tempo de 30 minutos, tendo em vista que há unidades geradoras de partida rápida no sistema⁹. Para avaliar o impacto do tempo considerado no *lead time*, também, foram realizados alguns testes com períodos mais elevados.

⁸Para unidades geradoras térmicas e nucleares com valores acima de 389 MW foi considerada a taxa de falha de 0,4765 ocorrências/ano.

⁹No arquivo ‘rampas.dat’ do modelo DESSEM, é indicado o tempo de rampa para cada configuração das usinas.

4.4 Modelo DESSEM

Conforme apresentado no Capítulo 1, a matriz elétrica brasileira possui uma capacidade instalada superior a um pico de carga típico. Entretanto, normalmente, nem toda a potência disponível estará sincronizada no sistema, e o despacho depende da política operativa adotada. Sob o ponto de vista das fontes variáveis, há um fator de capacidade em relação à disponibilidade do recurso em cada instante. Em relação às usinas convencionais, as hidrelétricas dependem das condições hidrológicas e coordenação das cascatas, enquanto as usinas térmicas dependem do custo e das condições do sistema.

Para embasar a decisão ótima de quanto será despachado em cada usina hidrelétrica, e qual a geração térmica necessária para o atendimento da carga, são utilizados os modelos de otimização. No Brasil, são utilizados os modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM, encadeados através de uma função de custo futuro. O DESSEM é o modelo final da cadeia, sendo utilizado na etapa de programação diária da operação, discretizando o dia seguinte em 48 patamares semi-horários [89].

Portanto, para aproximar o dimensionamento da reserva operativa do despacho que será praticado no dia seguinte, optou-se pela utilização do despacho indicado pelo modelo de otimização DESSEM, com arquivos de entrada e saída publicados em [86].

O modelo DESSEM não dimensiona a reserva operativa, porém aloca no conjunto de usinas¹⁰ que compõe a folga de potência monitorada (FPM) dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, o requisito¹¹ mínimo de reserva de 5% da carga desses subsistemas.

¹⁰Conforme listadas no arquivo 'areacont.dat'.

¹¹Conforme consta no arquivo 'respot.dat'.

4.4.1 Geração Hidrelétrica

O despacho ótimo base do estudo de caso é indicado pelo modelo DESSEM¹². No Apêndice A, são apresentados, por usina, a geração e o turbinamento definidos pelo modelo, e a geração máxima e o turbinamento máximo possível de ser realizado.

Como premissa do estudo, estabeleceu-se que a reserva deve ficar alocada nas usinas que compõe a FPM definida na Seção 2.4.4, pois são usinas de maior flexibilidade operativa.

Utilizando os dados do Apêndice A, determinou-se que as usinas que não compõe a FPM assumem a geração definida pelo modelo DESSEM. Naquelas que constituem a FPM, é considerada a máxima geração disponível, desde que o turbinamento máximo não tenha sido atingido. Do contrário, essas usinas também assumem o despacho indicado pelo modelo de otimização.

Para distribuir a geração entre as unidades geradoras da usina, também é consultado o arquivo que possui as manutenções consideradas no DESSEM¹³. Nesse arquivo, constam todos os equipamentos hidráulicos, térmicos e nucleares indisponíveis no instante em questão, sendo, então, desconsiderados do cálculo da reserva. Com o número de unidades geradoras disponíveis em cada usina, de maneira simplificada, a alocação é realizada proporcionalmente à capacidade nominal de cada equipamento.

Uma particularidade operativa considerada no estudo de caso: no dia 09/01/2024, a UHE Tucuruí estava com nível em torno de 15,3%, sendo assim, não era possível o sincronismo de máquinas na segunda casa de força. Portanto, as unidades geradoras 13 a 23 dessa usina não foram consideradas na simulação, o que equivale a uma indisponibilidade nominal de 4.290 MW.

¹²Os valores de despacho são obtidos no arquivo 'pdo_operacao.dat', gerado pelo DESSEM.

¹³As informações sobre a disponibilidade das máquinas podem ser consultadas no arquivo 'pat40.afp'.

4.4.2 Geração Termelétrica

O despacho térmico utilizado no estudo de caso também é resultado do modelo DESSEM¹⁴ e é apresentado no Apêndice B, com montante total de 7.818,80 MW. A disponibilidade total de geração térmica no semi-horário de estudo é de 19.288,12 MW, portanto, a disponibilidade térmica não despachada pelo modelo de otimização é de 11.469,32 MW.

No mesmo arquivo ‘pdo_operacao.dat’ é indicado o despacho térmico do modelo DESSEM e apresentado no Apêndice B, junto com o CVU¹⁵ de cada usina e o tempo mínimo que a unidade geradora deverá permanecer operando caso seja despachada (t_{on})¹⁶.

O mesmo procedimento para checar as manutenções e distribuir a geração proporcionalmente entre as unidades geradoras disponíveis, realizado para as unidades geradoras hidrelétricas, é realizado para as unidades geradoras térmicas e nucleares.

Salienta-se que as UTE¹⁷ Santa Cruz, UTE¹⁷ Luiz O. R. Melo e UTE¹⁷ Porto de Sergipe I utilizam o combustível gás natural liquefeito, com a particularidade de indicação do despacho com 9 semanas de antecedência, pelo modelo DECOMP. Para a semana operativa do dia em estudo essas usinas não haviam sido despachadas, e, portanto, não foram consideradas na simulação.

4.4.3 Pequenas Usinas

O estudo de caso também considera as usinas não despachadas centralizadamente, compostas por PCH (pequenas centrais hidrelétricas) e as PCT (pequenas centrais termelétricas). Os dados são apresentados na Tabela 4.7, conforme [80].

¹⁴Os valores de despacho térmico podem ser obtidos no arquivo ‘pdo_operacao.dat’, gerados pelo do modelo DESSEM e apresentado no Apêndice B.

¹⁵O CVU é obtido do arquivo ‘operut.dat’, exceto para as usinas que possuem parcelas de de geração e CVU, como no caso das usinas Do Atlântico e Nortefluminense, que podem ser encontrados no arquivo ‘entdados.dat’. Neste estudo, para ambas foi utilizado o maior CVU.

¹⁶O t_{on} de cada usina pode ser obtido através do arquivo do modelo DESSEM ‘termdat.dat’.

¹⁷A abreviatura UTE refere-se à usina termelétrica.

Tabela 4.7 – Dados de PCH e PCT.

Subsistema	PCH (MW)	PCT (MW)
Sudeste/Centro-Oeste	1.928	827
Sul	1.177	55
Nordeste	98	409
Norte	51	201
Total do SIN	3.254	1.492

4.5 Simulações e Resultados

Para dimensionar e avaliar a reserva de potência operativa (RPO) do sistema elétrico brasileiro, foram realizadas diversas simulações, que são discutidas detalhadamente nas próximas seções:

- Teste 1 – Caso Base: considerando os dados e premissas apresentados nas Seções de 4.1 a 4.4;
- Teste 2 – Avaliação do Caso Base sem Reserva Terciária: tem o intuito de avaliar o impacto de não ter o montante de reserva terciária disponível no SIN;
- Teste 3 – Considerando a Importação de 800 MW: neste caso é considerada a importação que houve da Argentina no dia de estudo;
- Teste 4 – Avaliando Diferentes *Lead Times*: com o objetivo de avaliar o efeito de utilizar maiores *lead times*;
- Teste 5 – Análises por Subsistema: visando realizar o estudo de cada subsistema com um intercâmbio fixo;
- Teste 6 – Simulação Considerando um Esquema Especial de Proteção: de forma a analisar a inserção de uma unidade geradora fictícia representando a atuação de um esquema de proteção cortando geração do sistema;
- Teste 7 – Utilizando Como Entrada um Critério de LOLP máxima: nesse teste o usuário informa um critério de LOLP máxima a ser atendido. O programa computacional insere a geração térmica necessária para satisfazer o critério preestabelecido.

Para fins de testes e análises, a reserva também é alocada com os critérios e metodologias atualmente adotados no Brasil, conforme apresentado na Seção 2.4.

4.5.1 Teste 1 – Caso Base

O chamado caso base considera os dados e premissas que foram detalhados nas Seções de 4.1 a 4.4, dimensionando a reserva para uma condição, sem um critério de LOLP máxima preestabelecido. A geração térmica utilizada é a definida pelo DESSEM com montante próximo dos 7.818 MW.

A carga a cada iteração foi amostrada a partir dos dados que constam na Tabela 4.1 e na Tabela 4.2. Na carga total, também são consideradas as cargas das estações de bombeamento (5,57 MW) e a carga da ANDE (3.232 MW).

A demanda líquida desconta, da carga total, a geração eólica amostrada a partir dos dados das Tabela 4.3 e Tabela 4.4 e apresentada na Figura 4.9, e os dados de pequenas usinas, indicados na Tabela 4.7.

As figuras 4.10, 4.11 e 4.12 apresentam respectivamente os histogramas de carga do SIN, a carga total (incluindo ANDE e consumo de estações elevatórias) e a carga líquida, considerando os desvios de previsão.

A Figura 4.13 ilustra a disponibilidade total do sistema com as fontes convencionais, considerando a ORR calculada a partir da Tabela 4.6, e a disponibilidade de cada usina, conforme premissa estabelecida na Seções 4.4.1 e 4.4.2. Nota-se que o montante máximo de indisponibilidade durante as iterações é em torno de 1,3 GW.

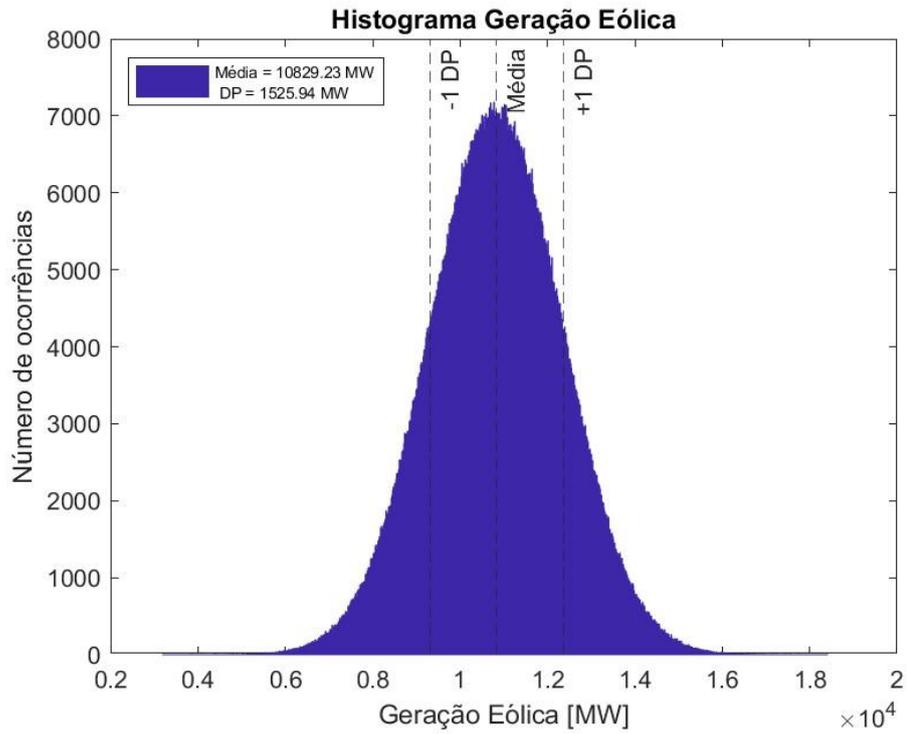


Figura 4.9 – Geração eólica considerando as incertezas no Teste 1.

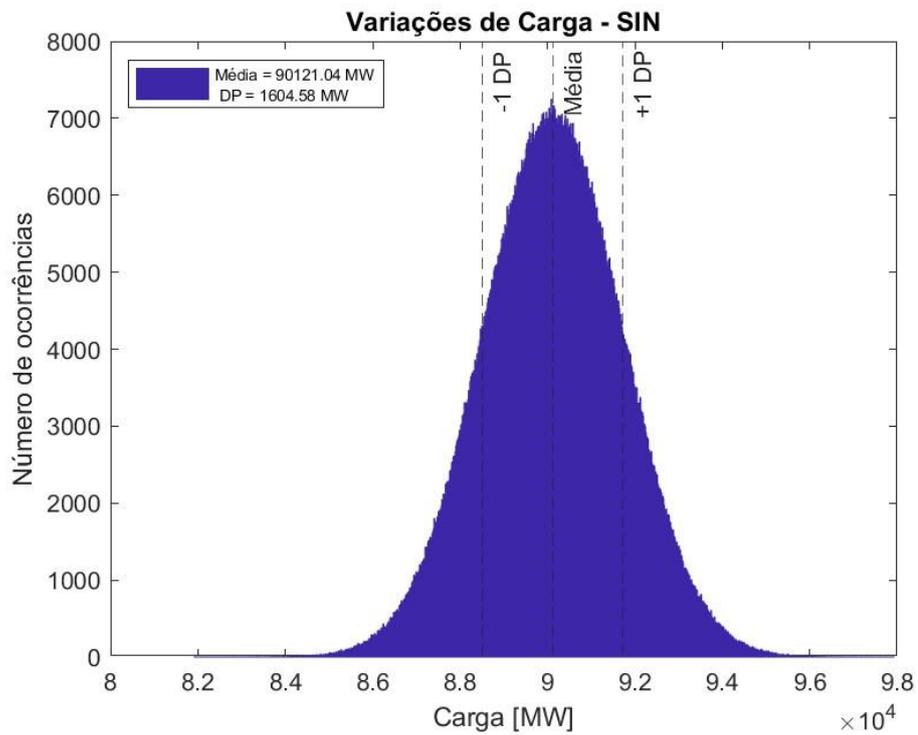


Figura 4.10 – Carga do SIN considerando as incertezas no Teste 1.

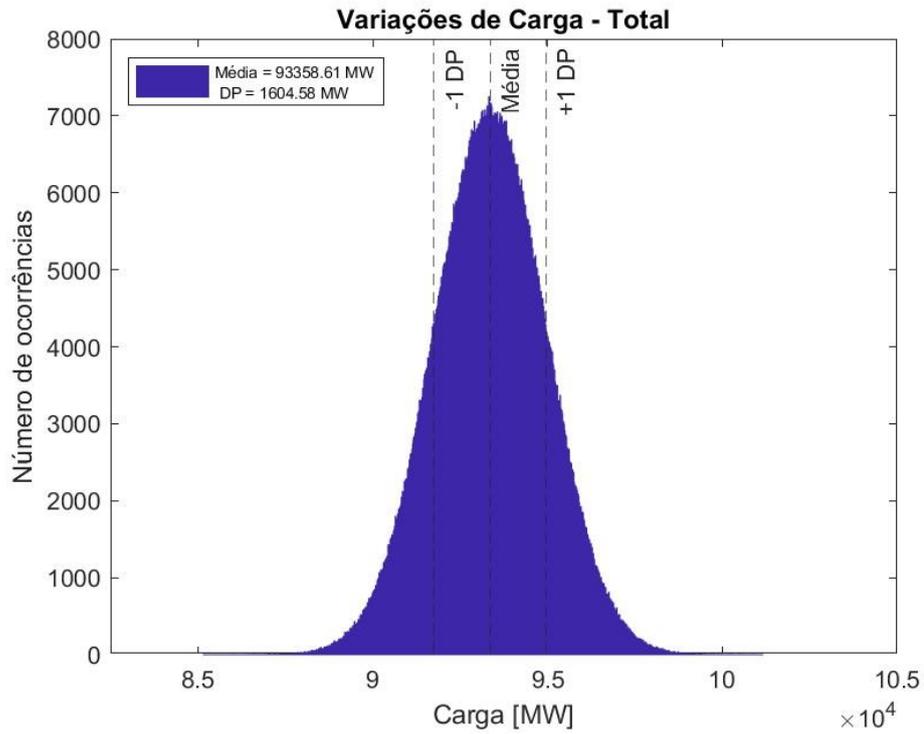


Figura 4.11 – Carga total considerando as incertezas no Teste 1.

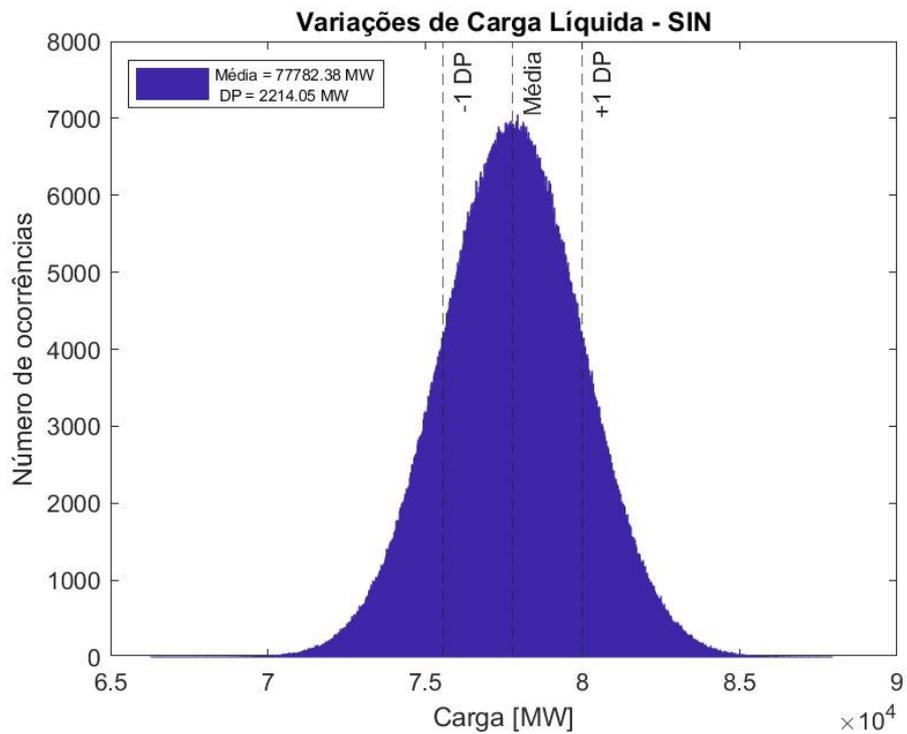


Figura 4.12 – Carga líquida considerando as incertezas no Teste 1.

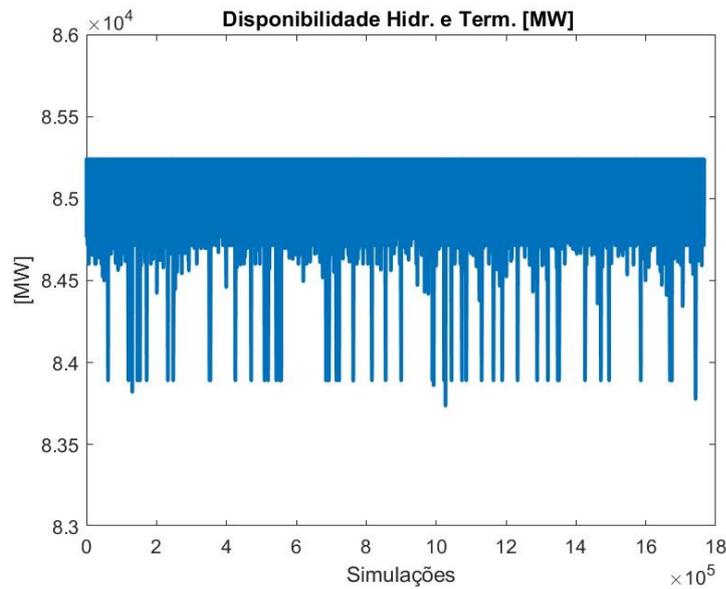


Figura 4.13 – Capacidade disponível das fontes convencionais considerando as falhas no Teste 1.

A geração total no sistema é apresentada na Figura 4.14, com valor médio próximo aos 100,8 GW, frente a uma carga total com valor esperado em torno de 93,3 GW.

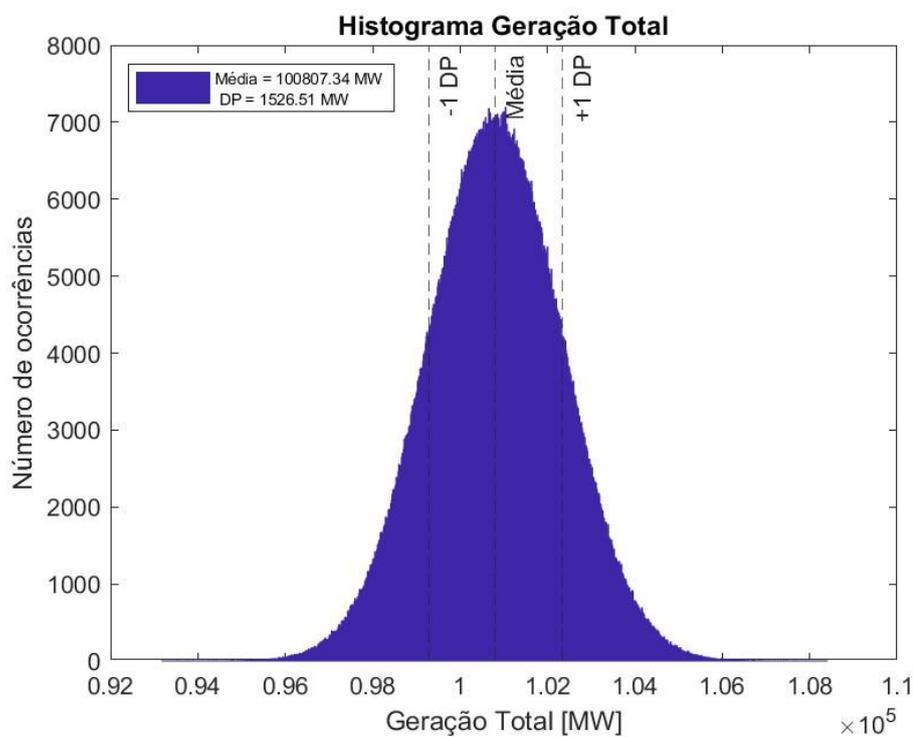


Figura 4.14 – Geração total do sistema no Teste 1.

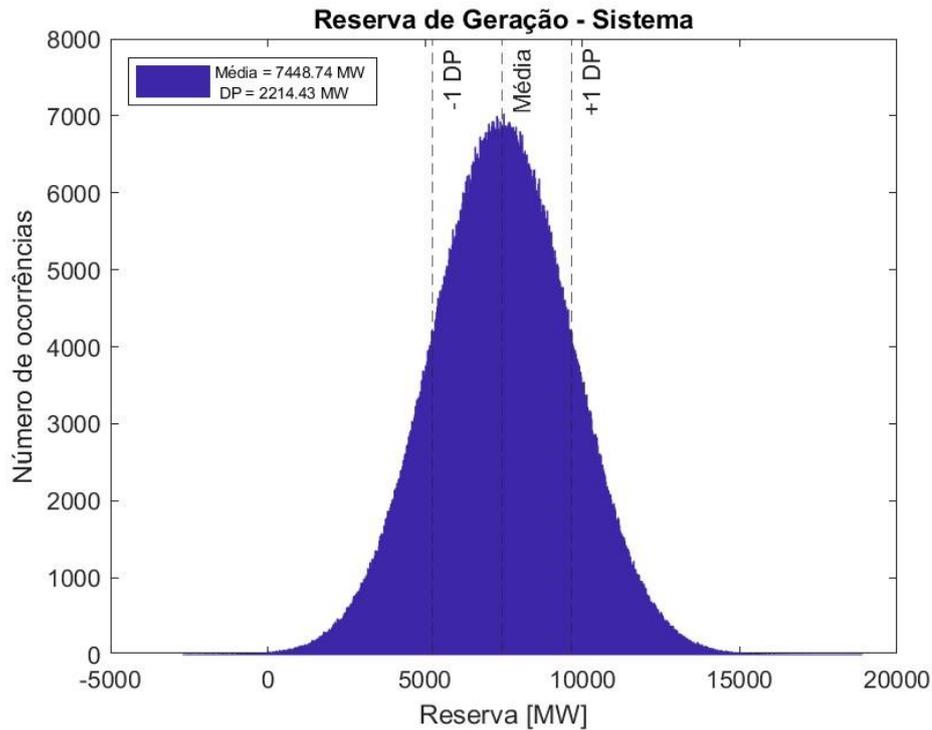


Figura 4.15 – Reserva de potência operativa no Teste 1.

Por fim, a reserva de potência operativa do sistema para essa condição é ilustrada na Figura 4.15, onde é possível observar uma reserva operativa média de 7.448,74 MW. Os índices de risco e os parâmetros da simulação são apresentados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Índices de risco e dados da simulação do Teste 1.

Índices de risco		
Sistema	LOLP [%]	0,0404
	LOLE [h/ano]	3,5432
	EPNS [MW]	0,2402
	EENS [MWh/ano]	2.103,83
	RPO média [MW]	7.448,74
Parâmetros da simulação	Nº de amostras	1,77E+06
	Nº máximo de amostras	1,00E+07
	Beta [%]	4,9970
	Tolerância [%]	5
	Tempo total de simulação [s]	872,38

Em todos os testes realizados, o coeficiente de variação (β) é calculado para cada um dos índices de confiabilidade, sendo a convergência do caso definida

quando todos os coeficientes atendem o critério de tolerância máxima de 5%. O coeficiente de variação do índice EPNS é o último a atingir a convergência.

Para fins de alocação conforme os procedimentos de rede do ONS, foram utilizadas as equações presentes na Seção 2.4.3, e o resultado é apresentado na Tabela 4.9, considerando apenas a carga e desprezando intercâmbios.

Tabela 4.9 – Alocação da RPO conforme os procedimentos de rede do ONS.

Alocação RPO - Procedimento de Rede	
Reserva Primária (MW)	
R1 (SE)	555,23
R1 (S)	166,69
R1 (NE)	134,54
R1 (N)	45,65
R1 (SIN)	902,11
Reserva Secundária (MW)	
R2e (SE)	2.075,30
R2e (S)	786,42
R2e (NE)	1.142,14
R2e (N)	296,12
R2e (SIN)	4.299,98

Calculando a reserva terciária (R3) como a diferença entre a reserva probabilística determinada na simulação e as reservas primária e secundária definidas deterministicamente, conforme os procedimentos de rede do ONS, tem-se o valor de 2.246,65 MW de R3 no SIN.

4.5.2

Teste 2 – Avaliação do Caso Sem Reserva Terciária

O segundo teste tem o intuito de avaliar o impacto de não se ter o montante de 2.246,65 MW de reserva terciária disponível no SIN. Portanto, esse valor foi inserido como uma carga adicional na configuração do caso base estudado. Nesse caso, a reserva terciária é nula e os indicadores de confiabilidade do sistema foram significativamente afetados. Na Figura 4.16, é apresentada a reserva operativa do Teste 2, e na Tabela 4.10, os resultados da simulação.

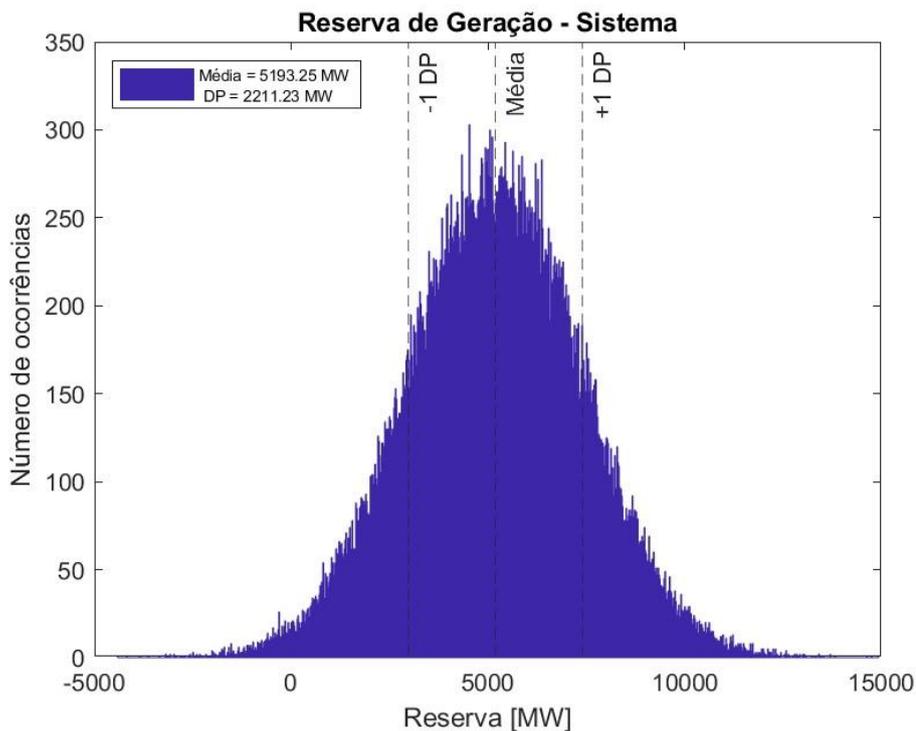


Figura 4.16 – Reserva de potência operativa do Teste 2.

Tabela 4.10 – Índices de risco e dados da simulação do Teste 2.

Índices de risco		
Sistema	LOLP [%]	0,9884
	LOLE [h/ano]	86,5821
	EPNS [MW]	7,4087
	EENS [MWh/ano]	64.900,40
	RPO média [MW]	5.193,25
Parâmetros da simulação	Nº de amostras	7.66E+04
	Nº máximo de amostras	1.00E+07
	Beta [%]	4,9966
	Tolerância [%]	5
	Tempo total de simulação [s]	52,07

4.5.3

Teste 3 – Considerando Importação de 800 MW

Conforme consta no relatório executivo da programação diária da operação [81], no dia 09/01/2024 houve importação da Argentina para o Brasil no montante de 800 MW. Como a importação não é considerada no modelo de otimização, foi realizado um caso teste acrescentando essa quantia no balanço do estudo.

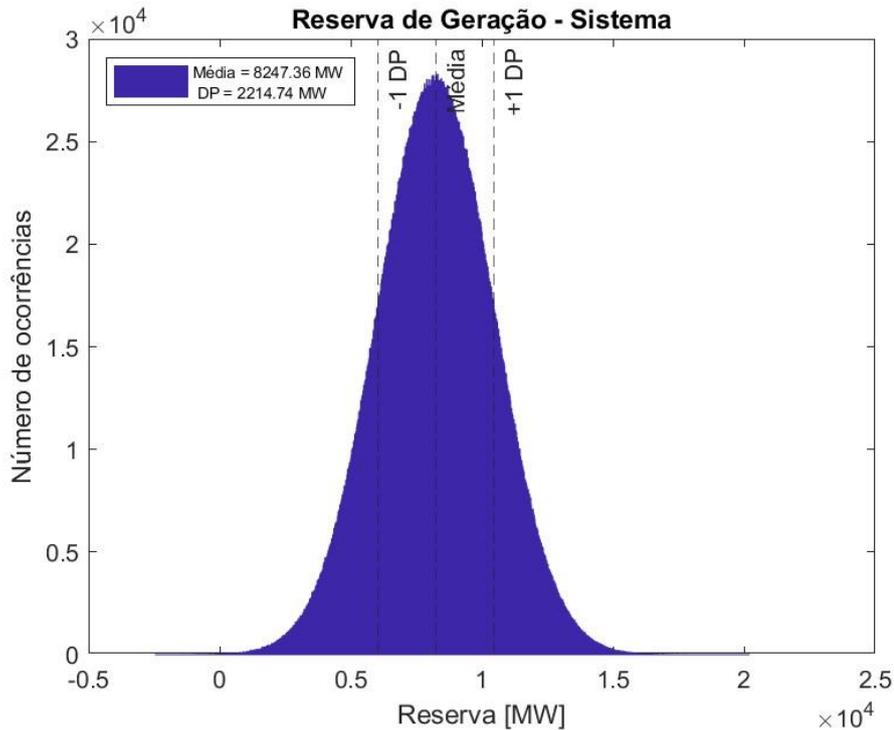


Figura 4.17 – Reserva de potência operativa do Teste 3.

A RPO do Teste 3 é ilustrada na Figura 4.17. Os índices de risco e dados da simulação são apresentados na Tabela 4.11. A reserva terciária para esse caso seria em média 3.045,27 MW.

Nota-se que no Teste 3 há uma melhora considerável nos indicadores de confiabilidade, com a LOLP chegando a níveis de 10^{-4} .

Tabela 4.11 – Índices de risco e dados da simulação do Teste 3.

Índices de risco		
Sistema	LOLP [%]	0,0104
	LOLE [h/ano]	0,9079
	EPNS [MW]	0,0531
	EENS [MWh/ano]	464,77
	RPO média [MW]	8.247,36
Parâmetros da simulação	Nº de amostras	6.86E+06
	Nº máximo de amostras	1,00E+07
	Beta [%]	4,9957
	Tolerância [%]	5
	Tempo total de simulação [s]	2.883,28

4.5.4 Teste 4 – Avaliando Diferentes *Lead Times*

De forma a avaliar diferentes *lead times*, foi realizada a simulação do caso base para períodos de 1 hora, 2 horas, 4 horas e 6 horas, para fins de comparação com o valor de meia hora adotado no caso base.

Na Tabela 4.12, são apresentados os resultados. Nota-se que mesmo aumentando o *lead time*, os indicadores de confiabilidade e a reserva operativa praticamente não foram substancialmente impactados.

Tabela 4.12 – Índices de risco e dados da simulação do Teste 4.

Índices de risco	0,5 h	1 h	2 h	4 h	6 h
LOLP [%]	0,0404	0,0414	0,0435	0,0481	0,0529
LOLE [h/ano]	3,5432	3,6273	3,8125	4,2151	4,6300
EPNS [MW]	0,2402	0,2477	0,2616	0,2909	0,3172
EENS [MWh/ano]	2.103,83	2.169,45	2.291,86	2.547,87	2.778,55
RPO média [MW]	7.448,74	7.438,45	7.417,89	7.376,16	7.335,04
Nº de amostras	1,77E+06	1,72E+06	1,63E+06	1,49E+06	1,38E+06
Nº máximo de amostras	1,00E+07	1,00E+07	1,00E+07	1,00E+07	1,00E+07
Beta [%]	4,9970	4,9978	4,9959	4,9989	4,9979
Tolerância [%]	5	5	5	5	5
Tempo total de simulação [s]	872,38	834,59	812,97	823,13	641,39

4.5.5 Teste 5 – Análises por Subsistema

Nesse trabalho foi adotado o nível hierárquico 1, portanto sem a representação da rede elétrica. Para fins de estudo de cada região isoladamente, decidiu-se utilizar os dados por subsistema, conforme apresentado na Figura 4.18. A consideração dos dados de cada subsistema é baseada na configuração do modelo DESSEM. Foi considerado um intercâmbio líquido fixo entre cada subsistema.

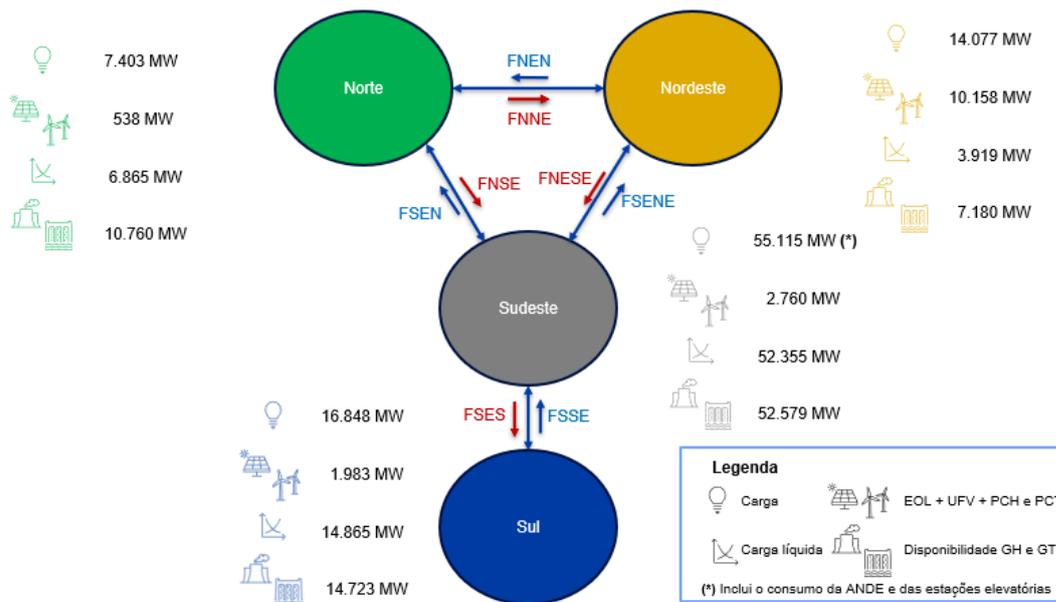


Figura 4.18 – Dados dos sistemas.

Da Figura 4.19 a Figura 4.22, são apresentadas a LOLP em função de um intercâmbio fixo, em sentido de importação, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste, e exportação, para o subsistema Norte. Nota-se que, para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, é necessário um intercâmbio importador de 4.000 MW e 3.000 MW, respectivamente, para a LOLP atingir valores na grandeza de 10^{-4} .

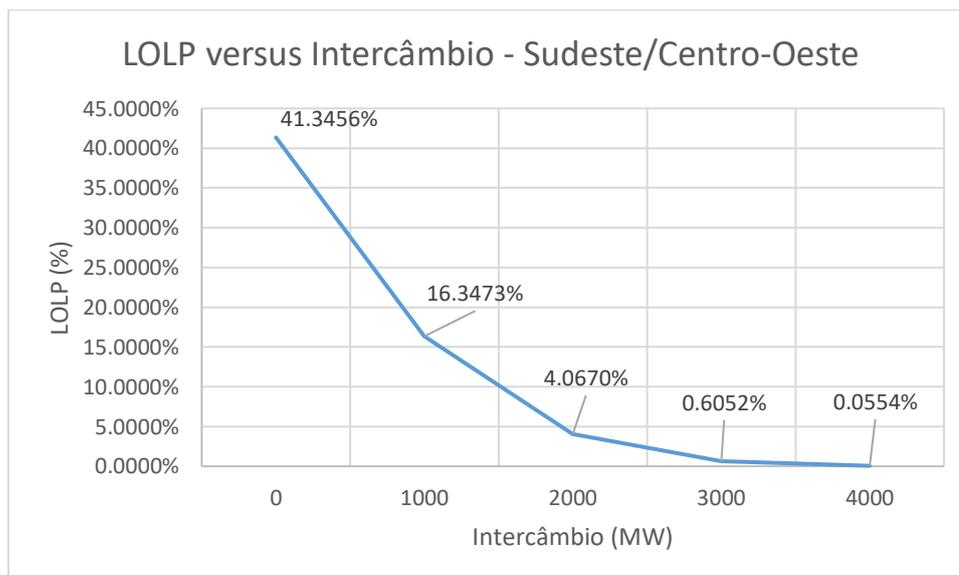


Figura 4.19 – LOLP versus intercâmbio Sudeste/Centro-Oeste.

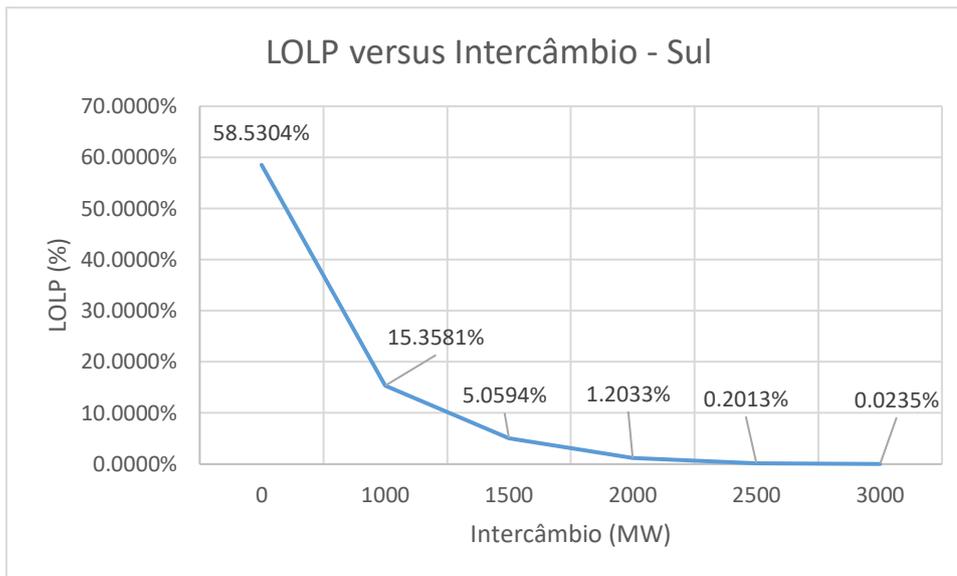


Figura 4.20 – LOLP versus intercâmbio Sul.

Para a região Nordeste, a LOLP atinge magnitude de 10^{-4} ao receber em torno de 2.000 MW. Já o subsistema Norte, que nesse caso possui o maior excedente energético, pode exportar para outras regiões até valores próximos de 3.000 MW, que ainda assim a LOLP apresentará valores na grandeza de 10^{-5} .

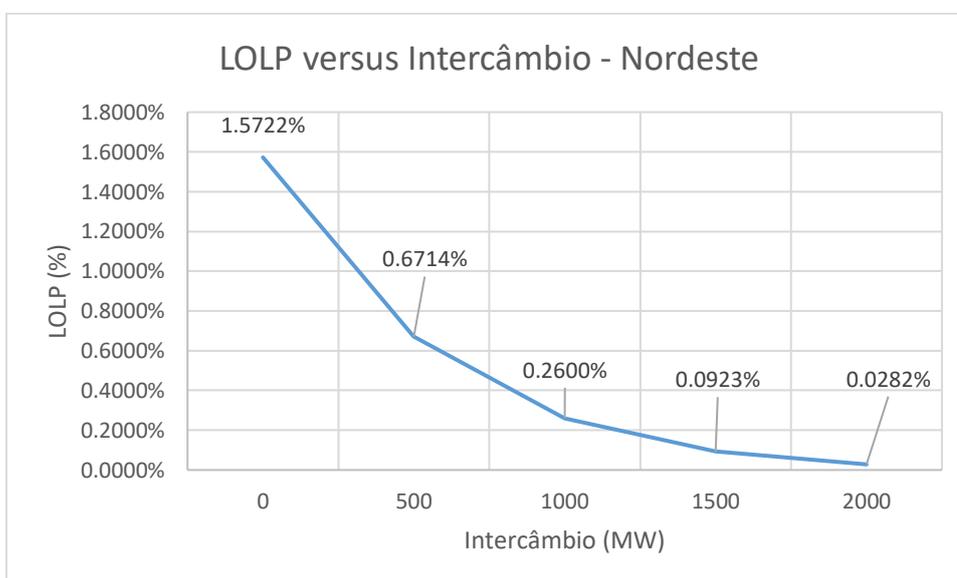


Figura 4.21 – LOLP versus intercâmbio Nordeste.

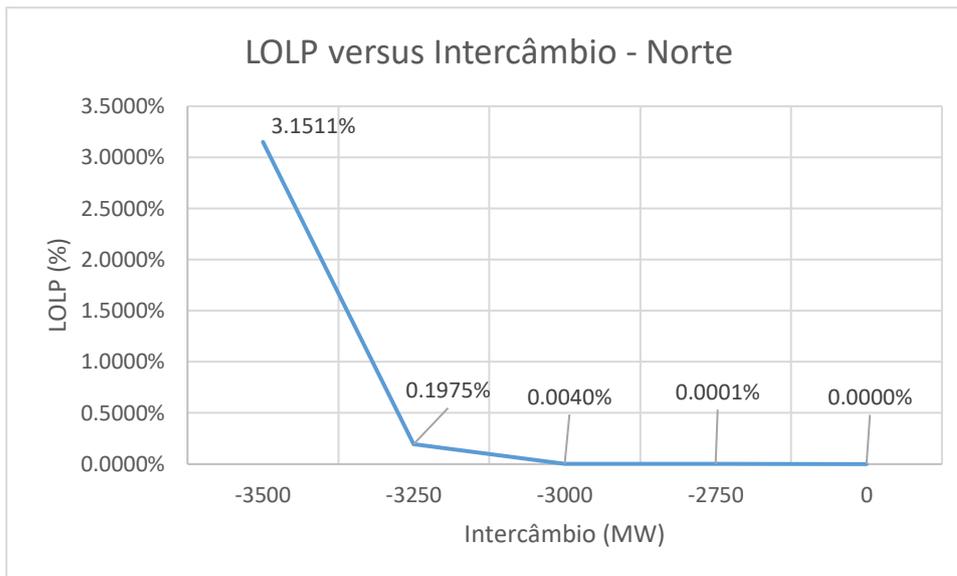


Figura 4.22 – LOLP versus intercâmbio Norte.

Utilizando apenas como referência o relatório de limites do programa mensal da operação para o mês de janeiro de 2024, os limites na carga pesada de recebimento dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste, são respectivamente, 21.966 MW, 11.400 MW e 11.000 MW. O limite de exportação da região Norte, é de 16.000 MW na carga pesada [90]. Portanto, todos os intercâmbios simulados não violam os limites máximos.

4.5.6

Teste 6 – Simulação Considerando um Esquema Especial de Proteção

Os sistemas elétricos possuem esquemas especiais de proteção, que em uma eventual contingência, atuam rapidamente para evitar impactos de maiores proporções. No SIN, um dos esquemas de proteção mais relevante, é para atuação na contingência de um dos bipolos em corrente contínua ± 800 kV Xingu-Estreito ou Xingu-Terminal Rio, conforme [91]. Segundo a instrução operativa, na condição mais crítica, há o corte de 3.780 MW, sendo prioritariamente cortados na UHE Belo Monte, e logo após na UHE Tucuruí.

De forma a simular essa perda, mesmo não tendo a rede simulada, considerou-se uma unidade geradora fictícia de 3.780 MW, retirando-se o mesmo montante no balanço do caso. Em [88] não há uma taxa de falha que se enquadre especificamente para esse bipolo, portanto foi considerado o valor atribuído para

as linhas de 765 kV, correspondente a 0,0102 ocorrências por quilômetro ano. Utilizando para o caso o bipolo de maior extensão, que é o Xingu-Terminal Rio, com 2.543 quilômetros [92], tem-se hipoteticamente para consideração no caso, uma taxa de falha de 25,9386 falhas por ano.

Os resultados podem ser observados na Tabela 4.13 e a reserva na Figura 4.23. É possível observar que o impacto dessa consideração é mínimo em relação ao caso base. Em um curto intervalo de tempo a probabilidade de ocorrência da falha é baixa.

Tabela 4.13 – Índices de risco e dados da simulação do Teste 6.

Índices de risco		
Sistema	LOLP [%]	0,0499
	LOLE [h/ano]	4,3751
	EPNS [MW]	0,3337
	EENS [MWh/ano]	2.923,09
	RPO média [MW]	7.442,79
Parâmetros da simulação	Nº de simulações	1,45E+06
	Nº máximo de simulações	1,00E+07
	Beta [%]	4,9961
	Tolerância [%]	5
	Tempo total de simulação [s]	586,08

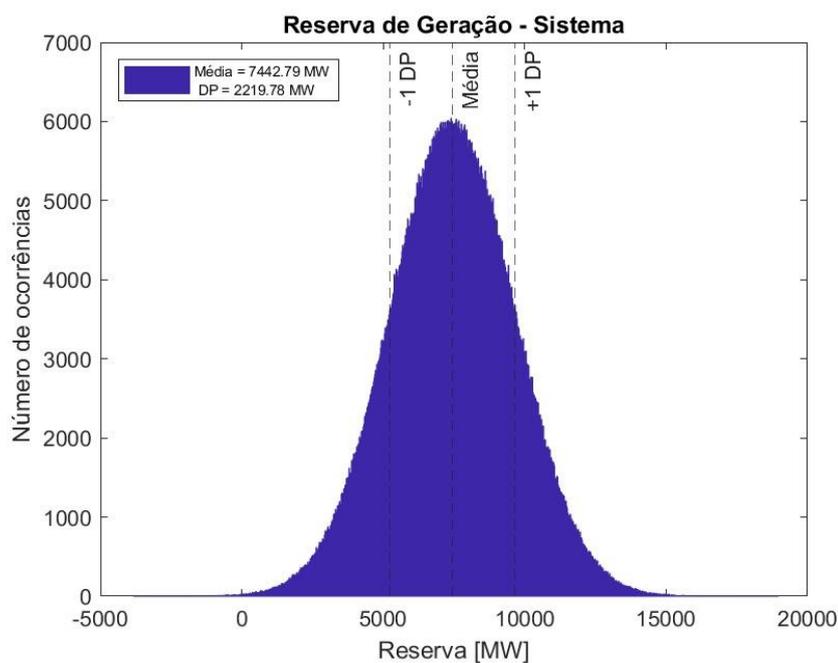


Figura 4.23 – Reserva de potência operativa no Teste 6.

4.5.7

Teste 7 – Utilizando Como Entrada um Critério de LOLP Máxima

Inicialmente, o programa consulta o usuário para definir se deseja calcular a condição única apresentada nos testes anteriores ou para atender um critério de LOLP máxima, que é o teste aqui abordado. Após a escolha da opção de execução, deve ser informado o limite de LOLP tolerável.

O programa parte do caso base apresentado anteriormente, com a geração térmica indicada pelo DESSEM, em torno de 7.818 MW. Após a convergência da SMC, o índice LOLP estimado é comparado com o valor limite predefinido. Caso a LOLP calculada seja igual ou inferior ao máximo estabelecido pelo usuário, a simulação é encerrada e os resultados são exibidos. Caso seja superior ao limite, compara-se o quão distante está do critério, e define-se o bloco de geração térmica a ser acrescentado, conforme condições estabelecidas na Tabela 4.14. Esse montante acrescentado é proveniente da disponibilidade de geração térmica não despachada pelo DESSEM.

Para acrescentar o bloco de geração térmica adicional, estabeleceu-se uma relação entre a LOLP estimada e a LOLP máxima estabelecida pelo usuário. Por exemplo, considere que a LOLP máxima estabelecida foi de 5×10^{-4} , e o caso base estimou uma LOLP de 5×10^{-3} , ou seja, uma relação de dez vezes maior. Ao se consultar a Tabela 4.14, haveria a consideração de um bloco adicional de 1.250 MW, a ser distribuído nas unidades geradoras térmicas. Refaz-se, então, a SMC considerando a geração adicional, até nova convergência. Esse processo se repete até que a LOLP estimada seja igual ou inferior a LOLP máxima preestabelecida.

Os valores da Tabela 4.14 foram definidos pela experiência de simulação, e visam uma solução mais célere do caso, pois se a cada critério de LOLP não satisfeito fosse adicionando uma unidade geradora por vez, o caso ficaria com um tempo de execução longo.

Após definição do montante adicional, o programa retorna à etapa de entrada de dados e automaticamente distribui o montante adicional nas unidades geradoras térmicas disponíveis. Foram realizados dois experimentos em relação a inserção de geração adicional: por ordem de mérito de custo considerando apenas o CVU, e pela ordem de custo global, levando em conta o produto do CVU e o

tempo mínimo de operando (t_{on}). Para as usinas com requisito de tempo nulo, foi considerado o valor de 1 hora para fins de cálculo.

Tabela 4.14 – Blocos adicionais de geração.

Relação LOLP estimada e LOLP máx.	Bloco Adicional (MW)
$LOLP > 15 \times LOLP_{máx}$	2.000
$13 \times LOLP_{máx} < LOLP \leq 15 \times LOLP_{máx}$	1.750
$10 \times LOLP_{máx} < LOLP \leq 13 \times LOLP_{máx}$	1.500
$8 \times LOLP_{máx} < LOLP \leq 10 \times LOLP_{máx}$	1.250
$5 \times LOLP_{máx} < LOLP \leq 8 \times LOLP_{máx}$	1.000
$3 \times LOLP_{máx} < LOLP \leq 5 \times LOLP_{máx}$	750
$2 \times LOLP_{máx} < LOLP \leq 3 \times LOLP_{máx}$	500
$1,75 \times LOLP_{máx} < LOLP \leq 2 \times LOLP_{máx}$	250
$1,3 \times LOLP_{máx} < LOLP \leq 1,75 \times LOLP_{máx}$	100
$1,0001 \times LOLP_{máx} < LOLP \leq 1,3 \times LOLP_{máx}$	50

Como no Teste 1, a LOLP do sistema foi de 0,0404%, escolheu-se o critério de 0,01% para a LOLP máxima. Na Tabela 4.15, são apresentados os resultados para ambas as considerações de distribuição da geração adicional.

Em ambos os casos, foi indicada uma necessidade de geração térmica adicional de 800 MW, porém existem pequenas variações decorrentes do último montante de geração acrescentado na pilha, bem como as diferentes taxas de falhas das unidades geradoras selecionadas. Com isso a geração térmica adicional do caso considerando apenas ordem de mérito foi de 863,50 MW, enquanto o caso considerando também o tempo mínimo de operação das unidades geradoras foi de 846,85 MW.

Em relação à geração térmica disponível e não despachada pelo DESSEM, cerca de 11.469 MW, a geração térmica adicional de 800 MW representa uma proporção em torno de 7%. Sendo assim, ainda há uma margem de disponibilidade relevante, em caso de necessidade.

Da Figura 4.24 a Figura 4.29, são apresentadas as disponibilidades, geração total e reserva do sistema para as duas considerações de distribuição da geração térmica adicional.

Tabela 4.15 – Índices de risco e dados da simulação do Teste 7.

Índices de risco	Índices de risco	Apenas CVU	CVU e t_{on}
Sistema	LOLP [%]	0,0086	0,0091
	LOLE [h/ano]	0,7544	0,7944
	EPNS [MW]	0,0444	0,0460
	EENS [MWh/ano]	388,87	403,01
	Geração térmica adicional	863,50	846,85
	RPO média [MW]	8.309,96	8.293,81
Parâmetros da simulação	Nº de amostras	8.30E+06	7.88E+06
	Nº máximo de amostras	1.00E+07	1.00E+07
	Beta [%]	4,9971	4,9951
	Tolerância [%]	5	5
	Tempo total de simulação [s]	7.287,44	7.170,24

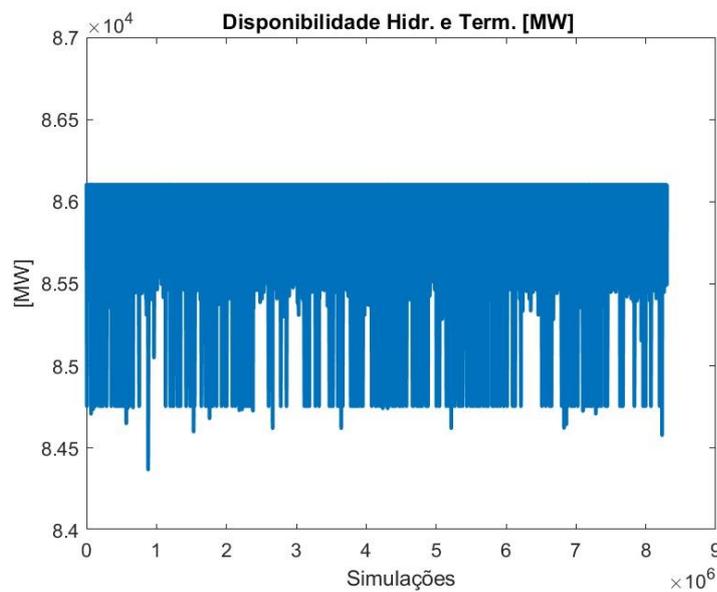


Figura 4.24 – Capacidade disponível das fontes convencionais do Teste 7 (Apenas CVU).

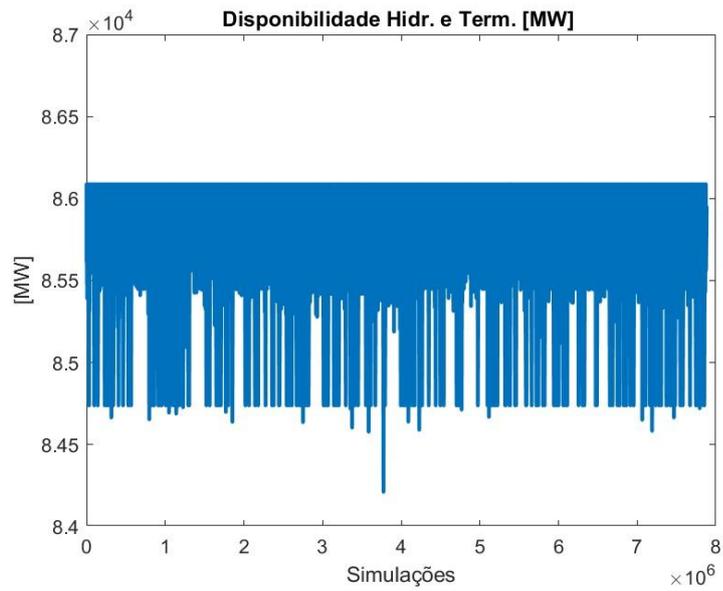


Figura 4.25 – Capacidade disponível das fontes convencionais do Teste 7 (CVU e t_{on}).

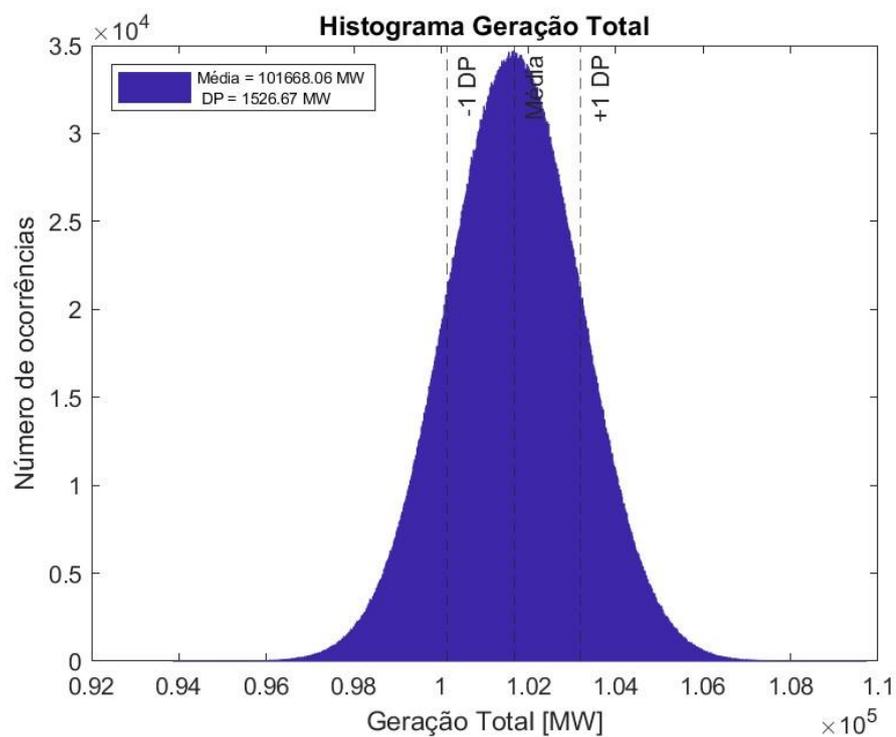


Figura 4.26 – Geração total do sistema do Teste 7 (Apenas CVU).

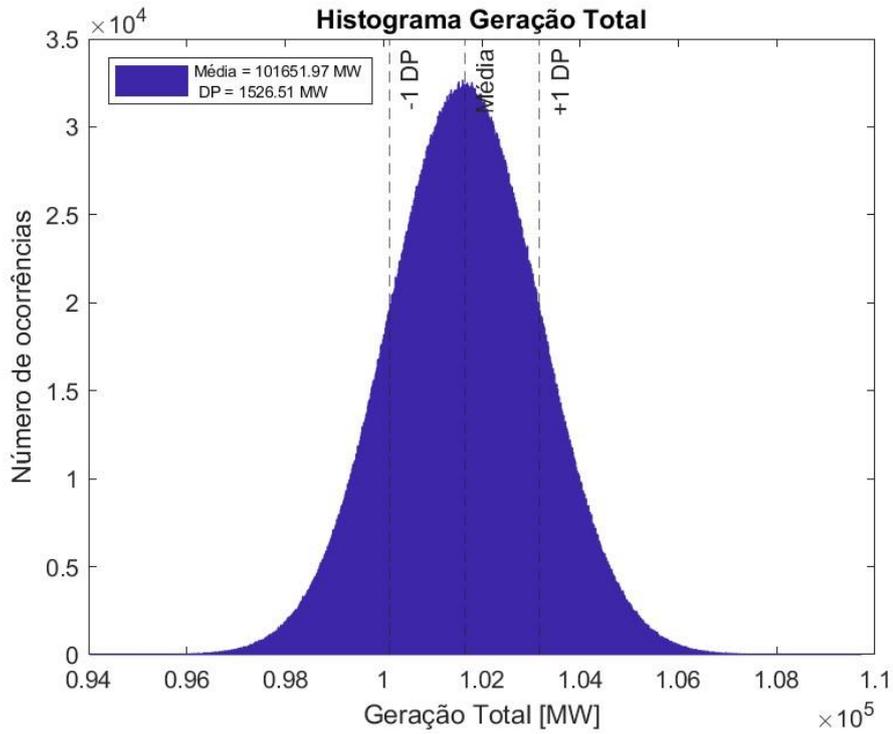


Figura 4.27 – Geração total do sistema do Teste 7 (CVU e t_{on}).

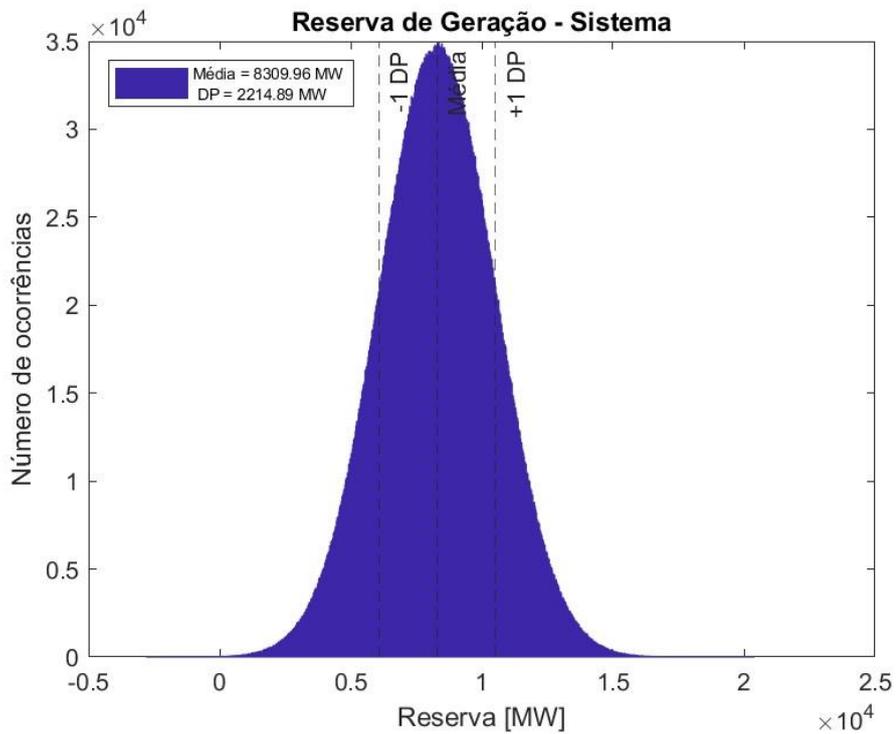


Figura 4.28 – Reserva de potência operativa do sistema do Teste 7 (Apenas CVU).

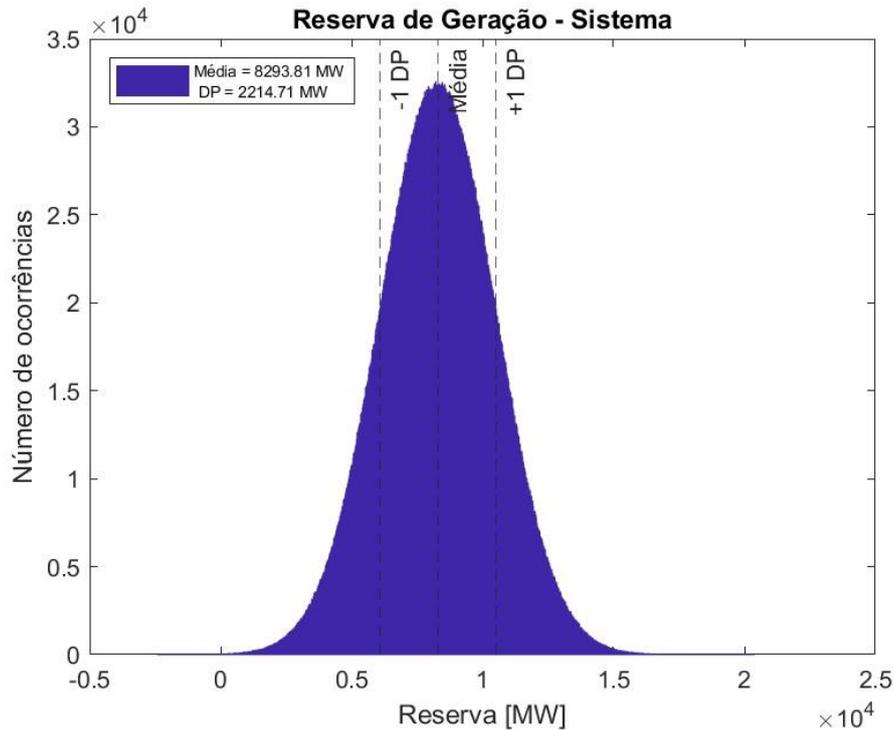


Figura 4.29 – Reserva de potência operativa do sistema do Teste 7 (CVU e t_{on}).

Na Tabela 4.16 e na Tabela 4.17 são mostrados os despachos adicionais por usina e o custo da geração considerando o cumprimento do tempo mínimo em operação.

No Apêndice C, é apresentada a tabela de comparação entre os despachos térmicos do Teste 1 indicado pelo DESSEM, e do Teste 7, que considera também a geração térmica adicional para o atendimento do critério de LOLP máxima. O despacho adicional é indicado para as duas considerações de empilhamento, considerando apenas CVU, bem como o que adicionalmente leva em conta o t_{on} .

Observa-se que ordenando as usinas apenas pelo CVU, seleciona-se aquelas com menores valores. Porém, algumas possuem o t_{on} elevado, podendo incorrer em maiores custos se a mesma for necessária apenas por um curto intervalo de tempo. Salienta-se que de forma simplificada foi considerado que qualquer incremento de geração tenha que cumprir todo o tempo mínimo de operação da usina, independente se a unidade geradora já estava sendo despachada.

A definição de qual despacho é mais vantajoso depende das condições sistêmicas. Caso se vislumbre a necessidade de um despacho contínuo por mais horas e/ou dias, poderá ser mais benéfica a utilização das térmicas de menor CVU,

mesmo que o t_{on} seja longo. Já para situações que necessite de geração em um curto intervalo de tempo é mais favorável economicamente as usinas de menor t_{on} . Essas usinas de t_{on} reduzido, caso possuam partida rápida, poderão inclusive, compor uma parcela de reserva não sincronizada do sistema.

Tabela 4.16 – Despacho adicional e custo considerando apenas ordem de mérito.

Usina	Despacho Adicional (MW)	CVU (R\$/MWh)	t_{on} (h)	Custo (R\$)
Aparecida Parte I	81	90,53	1	7.332,93
ERB Candeias	8,5	108,45	24	22.123,80
Marlim Azul	21	152,79	240	770.061,60
Maranhão 3	28,8	105,87	120	365.886,72
Maranhão 4	137,6	160,27	120	2.646.378,24
Maranhão 5	137,6	160,27	120	2.646.378,24
Mauá 3	296	90,53	48	1.286.250,24
Onça Pintada	50	138,91	408	2.833.764,00
Pampa Sul	95	86,15	37	302.817,25
Parnaíba IV	5	196,74	120	118.044,00
São Sepé	3	108,38	1	325,14
Total (R\$)				10.999.362,16

Tabela 4.17 – Despacho adicional e custo considerando CVU e t_{on} .

Usina	Despacho Adicional (MW)	CVU (R\$/MWh)	t_{on} (h)	Custo (R\$)
Aparecida Parte I	81	90,53	1	7.332,93
Barra Bonita I	5	742,99	1	3.714,95
Karkey 013	220	1.010,63	1	222.338,60
Karkey 019	116	1.010,63	1	117.233,08
Porsud I	115,92	1.161,33	1	134.621,37
Porsud II	76	1.157,28	1	87.953,28
Prosperidade 1	28	204,55	2	11.454,80
Prosperidade 2	37,44	371,9	2	27.847,87
Prosperidade 3	55,99	208,41	2	23.337,75
São Sepé	3	108,38	1	325,14
Termoeará	108,5	567,83	4	246.438,22
Total (R\$)				882.598,00

4.6 Conclusões

Nesse capítulo, foi aplicada a SMC não sequencial para o cálculo da reserva de potência operativa para o sistema elétrico brasileiro. Inicialmente, foram apresentadas as modelagens dos desvios de previsão de carga e geração eólica e as taxas de falhas, que foram consideradas para o cálculo da ORR das unidades geradoras das fontes convencionais.

Em seguida, foi apresentada a metodologia e as premissas adotadas para realização das simulações, de diversos casos para comparação. Nos casos testados, o sistema apresentou indicadores de confiabilidade aderentes e próximos comparados aos índices padrões de alguns países europeus, conforme apresentado na Figura 3.1. A única exceção foi no Teste 2, onde foi retirado o montante de reserva terciária do caso base, ocasionando uma deterioração dos indicadores.

Com a consideração da importação de energia de outro país, elevou-se a confiabilidade do sistema, como já esperado. Na avaliação de diferentes *lead times*, comprovou-se que mesmo aumentando seu valor para algumas horas, a probabilidade de falhas de equipamentos se manteve baixa, não impactando significativamente na confiabilidade do sistema.

Nos experimentos de análise de intercâmbio de cada subsistema, observou-se uma necessidade de recebimento de energia nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Sul e Nordeste. Enquanto isso, o subsistema Norte, com excedentes energéticos em relação à carga local, poderia exportar para os demais subsistemas montantes até em torno de 3.000 MW, sem impactar consideravelmente seus indicadores.

De forma a avaliar o impacto da atuação de um esquema de proteção de um dos bipolos do Xingu, utilizou-se o artifício de considerar uma unidade geradora fictícia, com a potência equivalente à geração de corte. Porém, não se observou grandes efeitos.

Para alocação da reserva probabilística, pode ser estabelecido um critério que o montante sincronizado no sistema seja obrigatoriamente superior à maior perda do sistema. Essa perda deve considerar inclusive a atuação de algum esquema de proteção devido à contingência de um grande tronco de transmissão, ou até mesmo combinar com a perda da maior máquina do sistema. Já para cobrir

eventuais desvios de carga e geração, a reserva poderia ser alocada em unidades geradoras não sincronizadas, mas com partida rápida. Sendo assim, haveria tempo hábil para os operadores em tempo real, sincronizá-las, conforme o acompanhamento instantâneo do desvio.

Por fim, foi apresentado o teste onde é inserido pelo usuário o critério de LOLP a ser atendido. O programa computacional insere automaticamente a geração térmica necessária para que satisfaça o índice de risco máximo estabelecido. Foram apresentadas duas formas de alocar essa geração adicional, por ordem de mérito de custo, e outro caso, considerando também, o tempo mínimo que a geração despachada precisaria seguir sincronizada. Em casos que necessitam de geração por um curto intervalo de tempo, a segunda opção mostrou-se mais vantajosa economicamente, porém é importante uma análise global dos próximos dias, pois alguma térmica de menor CVU e maior tempo ligada poderia ser benéfica.

5 Conclusões

A reserva de geração é necessária para assegurar a operação segura e confiável dos sistemas elétricos. Com a elevação das incertezas ocasionadas pelo crescimento da geração eólica e solar fotovoltaica, bem como as incertezas da demanda, aumenta-se o desafio de se planejar, programar e operar os sistemas com níveis de reserva adequados.

O sobredimensionamento da reserva incorre em custos mais elevados para o consumidor, enquanto um subdimensionamento sujeitará o sistema a um maior risco de não atendimento da demanda. Portanto, para um dimensionamento adequado da reserva operativa é necessário representar todas as incertezas, bem como ter as informações precisas de manutenções programadas, disponibilidade das hidrelétricas considerando os níveis e afluências, disponibilidade do parque térmico e uma base de dados com o histórico de falhas dos equipamentos.

Dada as características estocásticas do sistema, a utilização de SMC mostrou-se como uma excelente ferramenta para estimar a reserva e os indicadores de confiabilidade do sistema. Esse trabalho propôs uma metodologia para o dimensionamento da reserva de potência operativa do sistema elétrico brasileiro, através da SMC não sequencial.

Foram considerados os desvios de previsão eólica e de carga, baseados em dados históricos do ano de 2023. Ambas as incertezas foram modeladas através de distribuição normal e implementadas no código computacional.

A utilização dos resultados do modelo de otimização DESSEM trouxe o ganho de considerar a política operativa ótima das bacias hidrográficas. Dessa forma, considerou-se que nem todas as usinas possuem afluências e níveis de reservatório suficientes para operação nominal das suas unidades geradoras. Além disso, foi utilizada a decisão do modelo para o despacho térmico.

Foram realizadas diversas simulações tomando como referência o caso base, para avaliar o impacto nos índices de confiabilidade. Dentre os variados testes: retirou-se a reserva terciária, se considerou a importação de energia de outro país,

avaliaram-se diferentes *lead times*, analisaram-se intercâmbios por subsistema de forma isolada, atuação de esquemas de proteção, e por fim, atendendo um critério de LOLP máxima adicionando geração térmica.

Os indicadores de confiabilidade obtidos nos testes se mostraram próximos aos valores de referência comumente utilizados na maioria dos países europeus. No entanto, ao simular a remoção da reserva terciária estimada no caso base, observou-se uma deterioração substancial nos índices de confiabilidade.

Os resultados das simulações demonstraram que, para os dados e condições analisados, a existência de uma reserva terciária é fundamental para garantir a confiabilidade do sistema. Essa parcela da reserva não precisa necessariamente estar sincronizada, mas de prontidão, com partida rápida, para suprir eventuais desvios e/ou contingências. Entretanto, essa necessidade não seria possível de ser capturada por meio de critérios determinísticos.

Diante da complexidade crescente dos sistemas elétricos de potência, incluindo o brasileiro, ferramentas robustas de simulação estocástica se tornam indispensáveis para determinar os montantes de reserva operativa de forma adequada. Além disso, a qualidade da base de dados a ser utilizada é um fator determinante para a precisão do dimensionamento da reserva operativa.

5.1 Trabalhos Futuros

A metodologia apresentada nesse trabalho poderá servir com uma ferramenta útil para dimensionar a reserva operativa do Brasil. Algumas implementações futuras poderão ser realizadas, como:

- Representação dos modelos estocásticos (falha/reparo) dos equipamentos de transmissão e subtransmissão e de suas limitações de capacidade;
- Utilização da simulação Monte Carlo sequencial/cronológica como ferramenta de análise, para uma captura mais precisa das variações das fontes renováveis variáveis e possíveis correlações de eventos;
- Modelagem de rampas das usinas termoelétricas;
- Representação de perdas parciais de unidades geradoras de ciclo combinado;

- Discussão e estabelecimento de critérios de risco mais aderentes em sistemas com grande penetração de energia renovável intermitente;
- Estudos de avaliação da reserva operativa de médio e longo prazo em conjunto com a definição de critérios de riscos para tais horizontes de planejamento;
- Incluir a representação de recursos de armazenamento de energia para a definição dos montantes de reserva.

Referências Bibliográficas

- [1] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (ED.). **The power of transformation: wind, sun and the economics of flexible power systems**. Paris, France: International Energy Agency, 2014.
- [2] BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability evaluation of power systems**. 2^a ed. New York: Plenum Press, 1996.
- [3] SALES, W. S. **Planejamento da reserva operativa de sistemas de geração com elevada penetração de energia eólica**. Tese de Doutorado, UNIFEI, dez. 2009.
- [4] ZAKERI, B.; SYRI, S. **Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 42, p. 569–596, fev. 2015.
- [5] AL-FORAIH, R.; SREEKANTH, K. J.; AL-MULLA, A. **A techno-economic analysis of the integration of energy storage technologies in electric power systems**. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, v. 10, n. 5, p. 054102, 1 set. 2018.
- [6] DE MELO, C. A.; JANNUZZI, G. D. M.; BAJAY, S. V. **Nonconventional renewable energy governance in Brazil: Lessons to learn from the German experience**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 61, p. 222–234, ago. 2016.
- [7] EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Matriz Energética e Elétrica**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: 15 jun. 2024.
- [8] ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **O Sistema em números**. Disponível em: < <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 16 jun. 2024.
- [9] ABEEOLICA. **Dados ABEEOLICA**. Disponível em: <<https://abeeolica.org.br/energia-eolica/dados-abeeolica>>. Acesso em: 16 jun. 2024.
- [10] ABSOLAR. **Panorama da Solar Fotovoltaica no Brasil e no Mundo**. Disponível em: < <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico>>. Acesso em: 15 jun. 2024.
- [11] WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F.; SHEBLÉ, G. B. **Power generation, operation and control**. Third edition ed. Hoboken, New Jersey: Wiley, 2014.

- [12] AHMADI-KHATIR, A.; BOZORG, M.; CHERKAOUI, R. **Probabilistic Spinning Reserve Provision Model in Multi-Control Zone Power System**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 28, n. 3, p. 2819–2829, ago. 2013.
- [13] ANSTINE, L. T.; BURKE, R. E.; CASEY, J. E.; HOLGATE, R.; JOHN, R. S.; STEWART, H. G. **Application of Probability Methods to the Determination of Spinning Reserve Requirements for the Pennsylvania-New Jersey-Maryland Interconnection**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. 82, n. 68, p. 726–735, out. 1963.
- [14] CASTRO, J. F. C. **Planejamento da Reserva Operativa em Sistemas Multiárea com Fontes Renováveis via Método da Entropia Cruzada**. Tese de Doutorado, PUC-Rio, abr. 2018.
- [15] BILLINTON, R.; JAIN, A. **Unit Derating Levels in Spinning Reserve Studies**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-90, n. 4, p. 1677–1687, jul. 1971.
- [16] BILLINTON, R.; JAIN, A. **The Effect of Rapid Start and Hot Reserve Units In Spinning Reserve Studies**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-91, n. 2, p. 511–516, mar. 1972.
- [17] CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resultados da reserva operativa**. Disponível em: <https://dre.cepel.br/manual/nh2/manual/resprob_resultados.html>. Acesso em: jul. 2024.
- [18] ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 2.3 Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos - Metodologia**. ago. 2021.
- [19] RUBINSTEIN, R. Y.; KROESE, D. P. **Simulation and the Monte Carlo method**. Third edition ed. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc, 2017.
- [20] BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **Reliability evaluation of engineering systems: concepts and techniques**. 2ª ed. New York: Plenum Press, 1992.
- [21] FERNÁNDEZ, R. A. G. **Aplicações do Método da Entropia Cruzada na Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Potência**. Tese de Doutorado, UNIFEI, out. 2012.
- [22] LEITE DA SILVA, A. M.; MANSO, L. A. F.; MELLO, J. C. O.; BILLINTON, R. **Pseudo-chronological simulation for composite reliability analysis with time varying loads**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 15, n. 1, p. 73–80, fev. 2000.
- [23] MELLO, J. C. O.; PEREIRA, M. V. F.; LEITE DA SILVA, A. M. **Evaluation of reliability worth in composite systems based on pseudo-sequential Monte Carlo simulation**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 9, n. 3, p. 1318–1326, ago. 1994.

- [24] LEITE DA SILVA, A. M.; FERNANDEZ, R. A. G.; SINGH, C. **Generating Capacity Reliability Evaluation Based on Monte Carlo Simulation and Cross-Entropy Methods**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 25, n. 1, p. 129–137, fev. 2010.
- [25] CORDEIRO VIEIRA, P. C.; ROSA, M. A.; LEITE DA SILVA, A. M. **Long-Term Operating Reserve Assessment of Power Systems with Variable Renewable Generation via Cross-Entropy Method**. 17th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS). Manchester, United Kingdom: IEEE, 12 jun. 2022.
- [26] LEITE DA SILVA, A. M.; CASTRO, J. F. C.; FERNANDEZ, R. A. G. **Spinning Reserve Assessment Under Transmission Constraints Based on Cross-Entropy Method**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 31, n. 2, p. 1624–1632, mar. 2016.
- [27] LEITE DA SILVA, A. M.; COSTA CASTRO, J. F. D.; BILLINTON, R. **Probabilistic Assessment of Spinning Reserve via Cross-Entropy Method Considering Renewable Sources and Transmission Restrictions**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 33, n. 4, p. 4574–4582, jul. 2018.
- [28] MATOS, M.; LOPES, J. P.; ROSA, M.; FERREIRA, R.; LEITE DA SILVA, A.; SALES, W.; RESENDE, L.; MANSO, L.; CABRAL, P.; FERREIRA, M.; MARTINS, N.; ARTAIZ, C.; SOTO, F.; LÓPEZ, R. **Probabilistic evaluation of reserve requirements of generating systems with renewable power sources: The Portuguese and Spanish cases**. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 31, n. 9, p. 562–569, out. 2009.
- [29] LEITE DA SILVA, A. M.; SALES, W. S.; MANSO, L. A. F.; BILLINTON, R. **Long-Term Probabilistic Evaluation of Operating Reserve Requirements With Renewable Sources**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 25, n. 1, p. 106–116, fev. 2010.
- [30] SALES, W. S.; LEITE DA SILVA, A. M.; MANSO, L. A. F.; RESENDE, L. C.; ROSA, M. A. **Operating Reserve Evaluation of Generating Systems with High Penetration of Renewable Sources**. Proceedings of the 2011 CIGRÉ - Int. Symp. on Assessing and Improving Power System Security, Reliability and Performance in Light of Changing Energy Sources, Recife, Brazil, Paper 056. 3 abr. 2011.
- [31] ROSA, M. A.; MATOS, M.; FERREIRA, R.; DA SILVA, A. M.; SALES, W. S. **Operational Reserve Assessment Considering Wind Power Fluctuations in Power Systems**. Book Chapter, Part II - Grid Integration of Wind Power Systems, Handbook of Wind Power Systems, Springer Series in Energy Systems, Series Editor, P.M. Pardalos. Springer, 2013.
- [32] LIU, G.; TOMSOVIC, K. **Quantifying Spinning Reserve in Systems With Significant Wind Power Penetration**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 27, n. 4, p. 2385–2393, nov. 2012.

- [33] YANG, Y.; WEN, Z.; XU, S.; TANG, X.; YANG, M.; SUN, K. **Optimal spinning reserve capacity in power system with wind uncertainties**. 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition. National Harbor, MD, USA: IEEE, jul. 2014.
- [34] PETCHARAKS, N. **Optimal spinning reserve under load and intermittent generation uncertainty using Monte Carlo simulation**. 2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA). Bangkok, Thailand: IEEE, nov. 2015.
- [35] MARANGON LIMA, J. W.; LEITE DA SILVA, A. M. **Spinning reserve requirements in a competitive environment**. Proceedings of the 5th PMAPS-Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Vancouver, BC, Canadá, p. 431–438, set. 1997.
- [36] LEITE DA SILVA, A. M.; ALVAREZ, G. P. **Operating reserve capacity requirements and pricing in deregulated markets using probabilistic techniques**. IET Generation, Transmission & Distribution, v. 1, n. 3, p. 439, maio 2007.
- [37] HOLTINEN, H.; MILLIGAN, M.; ELA, E.; MENEMENLIS, N.; DOBSCHINSKI, J.; RAWN, B.; BESSA, R. J.; FLYNN, D.; GOMEZ LAZARO, E.; DETLEFSEN, N. **Methodologies to determine operating reserves due to increased wind power**. 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting. Vancouver, BC: IEEE, 2013.
- [38] REJC, Ž. B.; ČEPIN, M. **Estimating the additional operating reserve in power systems with installed renewable energy sources**. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 62, p. 654–664, nov. 2014.
- [39] GHAEDI, A.; GORGINPOUR, H. **Spinning reserve scheduling in power systems containing wind and solar generations**. Electrical Engineering, v. 103, n. 5, p. 2507–2526, out. 2021.
- [40] CASTRO, J. F. C.; ROSAS, P. A. C.; MEDEIROS, L. H. A.; LEITE DA SILVA, A. M. **Operating Reserve Assessment in Systems with Energy Storage and Electric Vehicles**. 2020 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS). Liege, Belgium: IEEE, ago. 2020.
- [41] MANRÍQUEZ, F.; SAUMA, E.; AGUADO, J.; DE LA TORRE, S.; CONTRERAS, J. **The impact of electric vehicle charging schemes in power system expansion planning**. Applied Energy, v. 262, p. 114527, mar. 2020.
- [42] MARANGON LIMA, J. M.; DA SILVA, A. L. **Spinning Reserve Requirements for Multi-Area Systems**. Proceedings of 12th PSCC - Power Systems Computation Conference, Dresden, Germany, vol. II, pp. 724-729, ago. 1996.

- [43] MARTINS, B. G. **Impacto das Incertezas de Carga e Fontes Renováveis nos Requisitos de Reserva Operativa em Sistemas Multiárea**. Dissertação de Mestrado, PUC-Rio, abr. 2019.
- [44] CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **DESSEM: Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo**. Disponível em: <<https://cepel.br/linhas-de-pesquisa/dessem>>. Acesso em: 20 jun. 2024.
- [45] PEREIRA, M. V. F.; BALU, N. J. **Composite generation/transmission reliability evaluation**. Proceedings of the IEEE, v. 80, n. 4, p. 470–491, abr. 1992.
- [46] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.030, DE 26 DE JULHO DE 2022**. 26 jul. 2022.
- [47] ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **CONEXÃO ONS: SERVIÇOS ANCILARES (REGULAMENTAÇÃO)**. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20230206-conexaoons-servico-s-ancilares.aspx>>. Acesso em: 20 jun. 2024.
- [48] ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.062, DE 25 DE ABRIL DE 2023**. 25 abr. 2023.
- [49] EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Metodologia de Estimativa de Requisitos e Recursos de Flexibilidade no SIN**. nov. 2023.
- [50] MEGAWHAT. **Silveira diz que sistemas com baterias serão incluídos no leilão de reserva de capacidade**. 20 mar. 2024. Disponível em: <<https://megawhat.energy/leiloes/silveira-diz-que-sistemas-com-baterias-serao-incluidos-no-leilao-de-reserva-de-capacidade>>. Acesso em: 20 jul. 2024.
- [51] EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Sistemas de Armazenamento em Baterias**. nov. 2019.
- [52] PRADA, R. B.; VELASCO, C. J.; DA SILVA, L. X.; MELO, A. C. G. **Provision of generation reserves as an ancillary service in the Brazilian system**. 14th PSCC, Sevilha, p. 24–28, 2002.
- [53] IBANEZ, E.; KRAD, I.; ELA, E. **A systematic comparison of operating reserve methodologies**. 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition. National Harbor, MD, USA: IEEE, jul. 2014.
- [54] KIRBY, B. **Frequency Regulation Basics and Trends**. dez. 2004.
- [55] NERC - NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION. **WECC Standard BAL-STD-002-0 - Operating Reserves**. nov. 2013.
- [56] ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 2.3 Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos - Critérios**. out. 2022.

- [57] ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Controle da Geração em Condição Normal (IO-CG.BR.01)**. 8 maio 2024.
- [58] EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Análise dos índices de confiabilidade do SIN**. 29 jun. 2007.
- [59] CAMARA NETO, F. **Fatores de Influência na Avaliação de Indicadores Probabilísticos da Adequação de Sistemas de Potência**. Dissertação de Mestrado, UNIFEI, nov. 2011.
- [60] SOARES, N. H. M. **Risco probabilístico de referência do sistema elétrico brasileiro**. Dissertação de Mestrado, UNIFEI, maio 2002.
- [61] FONG, C. C.; BILLINTON, R.; GUNDERSON, R. O.; O'NEILL, P. M.; RAKSANY, J.; SCHNEIDER, A. W.; SILVERSTEIN, B. **Bulk system reliability-measurement and indices**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 4, n. 3, p. 829–835, ago. 1989.
- [62] ACER - EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS. **Security of EU electricity supply in 2021: Report on Member States approaches to assess and ensure adequacy**. out. 2022.
- [63] SCHILLING, M. T.; DO COUTTO FILHO, M. B.; LEITE DA SILVA, A. M.; BILLINTON, R.; ALLAN, R. N. **An integrated approach to power system reliability assessment**. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, v. 17, n. 6, p. 381–390, dez. 1995.
- [64] CUNHA, S. H. F.; GANES, F. B. M.; OLIVEIRA, G. C.; PEREIRA, M. V. F. **Reliability Evaluation in Hydrothermal Generating Systems**. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, v. PAS-101, n. 12, p. 4665–4673, dez. 1982.
- [65] GUIMARÃES, I. O. **Avaliação da Confiabilidade de Sistemas de Distribuição com Inserção de Geração Distribuída via Técnicas de Simulação de Monte Carlo**. Tese de Doutorado, PUC-Rio, abr. 2024.
- [66] LEITE DA SILVA, A. M.; MELO, A. C. G.; CUNHA, S. H. F. **Frequency and duration method for reliability evaluation of large-scale hydrothermal generating systems**. IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution, v. 138, n. 1, p. 94, 1991.
- [67] MELO, A. C. G.; PEREIRA, M. V. F.; LEITE DA SILVA, A. M. **Frequency and duration calculations in composite generation and transmission reliability evaluation**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 7, n. 2, p. 469–476, maio 1992.
- [68] ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Resultados da Operação - Dados Gerais**. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais>>. Acesso em: 14 jul. 2024.

- [69] CAISO - CALIFORNIA INDEPENDENT SYSTEM OPERATOR. **What the duck curve tells us about managing a green grid**. 2016.
- [70] KLYUEV, R. V.; MORGEOEV, I. D.; MORGEOVA, A. D.; GAVRINA, O. A.; MARTYUSHEV, N. V.; EFREMENKOV, E. A.; MENGXU, Q. **Methods of Forecasting Electric Energy Consumption: A Literature Review**. *Energies*, v. 15, n. 23, p. 8919, 25 nov. 2022.
- [71] PAPOULIS, A.; PILLAI, S. U. **Probability, random variables, and stochastic processes**. 4th ed ed. Boston: McGraw-Hill, 2002.
- [72] ORTEGA-VAZQUEZ, M. A.; KIRSCHEN, D. S. **Estimating the Spinning Reserve Requirements in Systems With Significant Wind Power Generation Penetration**. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 1, p. 114–124, fev. 2009.
- [73] MAKAROV, Y. V.; LOUTAN, C.; JIAN MA; DE MELLO, P. **Operational Impacts of Wind Generation on California Power Systems**. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 2, p. 1039–1050, maio 2009.
- [74] DOHERTY, R.; O'MALLEY, M. **A New Approach to Quantify Reserve Demand in Systems With Significant Installed Wind Capacity**. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 2, p. 587–595, maio 2005.
- [75] BOUFFARD, F.; GALIANA, F. D. **Stochastic security for operations planning with significant wind power generation**. 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. Pittsburgh, PA, USA: IEEE, jul. 2008.
- [76] HODGE, B.-M.; LEW, D.; MILLIGAN, M. **Short-Term Load Forecast Error Distributions and Implications for Renewable Integration Studies**. 2013 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech). Denver, CO: IEEE, abr. 2013.
- [77] SODER, L. **Reserve margin planning in a wind-hydro-thermal power system**. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 8, n. 2, p. 564–571, maio 1993.
- [78] ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **DADOS ABERTOS**. Disponível em: < <https://dados.ons.org.br>>. Acesso em: jan. 2024.
- [79] ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Portal SINTEGRE**. Disponível em: < <https://sintegre.ons.org.br>>. Acesso em: jan. 2024.
- [80] ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Balanco de Energia DESSEM**. Disponível em: <<https://dados.ons.org.br/dataset/balanco-energia-dessem>>. Acesso em: jan. 2024.
- [81] ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Relatório Executivo da Programação Diária da Operação - REPDOE**. 8 jan. 2024.

- [82] MATHWORKS - **MATLAB**. Disponível em: <<https://www.mathworks.com/products/matlab.html>>. Acesso em: jul. 2024.
- [83] ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Carga Energia Programada**. <<https://dados.ons.org.br/dataset/carga-energia-programada>>. Acesso em: mar. 2024.
- [84] ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Carga de Energia Verificada**. Disponível em: <<https://dados.ons.org.br/dataset/carga-energia-verificada>>. Acesso em: mar. 2024.
- [85] JULIA. **The Julia Programming Language**. Disponível em: <<https://julialang.org/>>. Acesso em: jul. 2024.
- [86] ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Decks de entrada e saída - Modelo DESSEM**. Disponível em: <<https://sintgre.ons.org.br>>. Acesso em: jan. 2024.
- [87] ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **FATOR DE CAPACIDADE DE GERAÇÃO EÓLICA E SOLAR**. Disponível em: <<https://dados.ons.org.br/dataset/fator-capacidade-2>>. Acesso em: jan. 2024.
- [88] SCHILLING, M. T.; SOUZA, J. C. S.; DO COUTTO FILHO, M. B. **Power System Probabilistic Reliability Assessment: Current Procedures in Brazil**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 23, n. 3, p. 868–876, ago. 2008.
- [89] CEPEL - CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Modelos de Otimização Energética do CEPEL**. Disponível em: <https://see.cepel.br/manual/libs/latest/modelos_otimizacao_energetica/modelos_otimizacao_energetica.html>. Acesso em: jul. 2024.
- [90] ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Limites de transmissão para representação no Programa Mensal da Operação - Janeiro/2024**. 28 dez. 2023.
- [91] ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Esquemas Especiais da Interligação em Corrente Contínua de Xingu (IO-EE.8XG)**. 3 jun. 2024.
- [92] STATE GRID. **LINHA DE TRANSMISSÃO XINGU RIO COMPLETA 3 ANOS DE OPERAÇÃO**. 24 out. 2022. Disponível em: <<https://stategrid.com.br/linha-de-transmissao-xingu-rio-completa-3-anos-de-operacao>>. Acesso em: jul. 2024.

Apêndice A

Despacho Hidrelétricas

Na Tabela A.1 é apresentado a geração e o turbinamento das usinas hidrelétricas indicado pelo modelo DESSEM para o dia e semi-horário de estudo, bem com a geração e turbinamento máximo possível de ser realizado.

Tabela A.1 – Despacho hidrelétricas indicado pelo DESSEM [86].

Usina	Geração (MW)	Ger. Máx. (MW)	Turb. (m³/s)	Turb. Máx. (m³/s)
14 de Julho	100	100	344,82	346
Água Vermelha	1.273,76	1.396,2	2.877,75	2.877,75
Aimorés	311,57	330	1.314,3	1.314,3
Amador Aguiar I	240	240	478,61	486
Amador Aguiar II	140	140	335,28	356
Apolônio Sales	39,68	300	210,36	1.671
Baguari	140	140	852,31	896
Baixo Iguaçu	331,91	350,2	2.515,22	2.515,22
Balbina	104,86	249,75	549,72	1.257,27
Bariri	139,1	143,1	774,78	774,78
Barra Bonita	89,87	105,57	542,34	542,34
Barra do Braúna	29,75	39	132,12	192
Barra dos Coqueiros	90	90	279,83	280
Barra Grande	690	690	503,4	504
Batalha	44,83	52,5	150,01	150,01
Belo Monte	3.519,05	11.000	4.245,01	13.878
Boa Esperança	210,44	237,3	605,43	605,43
Cachoeira Caldeirão	116,86	219	827,09	1641
Cachoeira Dourada	553	553	2.125,93	2.152
Caconde	65,63	80,4	86,93	86,93
Caçu	65	65	269,58	270
Camargos	42,04	46	210,66	210,66
Campos Novos	875,6	880	546	546
Cana Brava	436,47	450	1.153,58	1.153,58
Canoas I	54,91	55	370	370
Canoas II	69,2	72	541,77	541,8
Capivara	588,44	643	1.538,22	1.538,22
Castro Alves	118,58	130	156,67	156,67
Chavantes	376,13	414	612,15	633,18

Continuação da Tabela A.1.				
Usina	Geração (MW)	Ger. Máx. (MW)	Turb. (m³/s)	Turb. Máx. (m³/s)
Coaracy Nunes	59,17	78	390,16	390,16
Colíder	300	300	1.551	1.551
Corumbá I	313,78	375	546,39	546,39
Corumbá III	94,06	96,45	287	287
Corumbá IV	129,2	129,2	230,74	233,35
Curuá-Una	34,98	42,8	244,71	244,71
Dardanelos	123,59	261	140,8	306
Dona Francisca	124,1	125	370	370
J. L. M. G. Pereira	68,4	68,4	285,62	302
Espora	28,3	32	70,6	70,6
Estreito	1.056,59	1.087	6.320	6.320
Euclides da Cunha	79,48	108,8	108,67	141,57
Ferreira Gomes	251,66	252	1.656,15	1.737
Fontes Nova	42,99	44	16	16
Fontes Nova	86,36	87,99	33,53	33,55
Foz do Chapecó	855	855	1.932,46	1.936
Fundão	120,17	120,17	149,92	150
Funil (Pb. do Sul)	181,99	216	340,43	340,43
Funil Grande	178,07	180	529,68	573
Furnas	1.216	1.216	1.506	1.506
Garibaldi	186,51	189	522	522
Gov. Bento Munhoz	1.156,47	1.257	1.012,28	1.012,28
Gov. Jayme Canet	351,68	352,08	336	336
Gov. José Richa	1.176,88	1.240	2.144,32	2.144,32
Gov. Ney Braga	1.110,08	1.260	1.239,01	1.239,01
Gov. P. de Souza	255,01	260	40	40
Guaporé	43,26	120	27,98	81
Guilman Amorim	119,72	140	119,61	134,38
H. Borden	718	718	126,61	127
Ibitinga	131,41	131,49	735	735
Igarapava	163,89	210	1.089,86	1.485
Ilha dos Pombos	146,55	187,17	548,97	642,5
Ilha Solteira	1.754,74	3.270	4.529,68	9.125
Irapé	32,2	399	23,4	270,49
Itá	1.158,45	1.160	1.271,22	1.271,22
Itaipu	9.025,84	13.300	8.603,24	12.578
Itapebi	308,07	308,07	441,28	454
Itaúba	451,64	500,4	616,97	616,97
Itiquira I	47,51	60,8	61,79	80
Itiquira II	75,69	96,57	61,79	80
Itumbiara	1.724,96	1.735	2.543,79	2.545,5
Itutinga	52	52	221,28	241
Jacuí	175	180	222,79	231,89

Continuação da Tabela A.1.				
Usina	Geração (MW)	Ger. Máx. (MW)	Turb. (m ³ /s)	Turb. Máx. (m ³ /s)
Jaguara	423,17	424	1076	1076
Jaguari	27,6	27,6	56,49	64
Jauru	54,82	118	58,89	129
Jirau	3.460,33	3.525	25.568	25.568
Jupiá	1.330,91	1.440,4	7.629,72	7.629,72
Jurumirim	98,44	100,96	351,95	368
L. C. Barreto	414,2	1.050	750,67	1.914
Lajeado	902,5	902,5	3.001,48	3.445
Limoeiro	23,49	32	108,66	172
Luiz Gonzaga	360	1.479,6	832,5	3.283,85
Machadinho	1.111,38	1.140	1.286,21	1.286,21
Manso	193,56	210	400,69	400,69
Marimbondo	1.077,45	1.260	2.260,16	2.260,16
Mascarenhas	198	198	1.156,57	1.212
M. de Moraes	454,26	476	1.254,73	1.254,73
Miranda	408	408	665,09	696
Monjolinho	74	74	138,12	156
Monte Claro	77,53	130	220,76	376
Nilo Peçanha	296,79	380,03	110,45	139,64
Nova Avanhandava	347,4	347,4	1.286,14	1.389
Nova Ponte	510	510	561,32	591
Ourinhos	38,79	44	423,87	507
P. Afonso I, II e III	162,38	746,65	210	984
Paraibuna	82,38	87,02	120	128
Passo Fundo	226	226	102,48	104
Passo Real	158	158	474	474
Passo São João	77	77	306,59	332
Paulo Afonso IV	622,64	1.641,6	608,32	1.601,85
Pedra do Cavalo	2,85	160	3	180
Peixe Angical	480,86	498,75	2.087,36	2.087,36
Pereira Passos	51,2	99,9	160	308,48
Picada	24,2	50	20,91	43,95
Pimental	118,11	233,1	959,22	2436
Pirajú	79,73	80	353,8	353,8
Ponte de Pedra	146,19	176,1	66,09	77,63
Porto Colômbia	240	240	1.173,33	1.401
Porto Estrela	105,68	112	248,39	248,39
Porto Primavera	1.475,95	1.540	9.035,93	9.035,93
Promissão	176	176	846,19	866
Quebra Queixo	119,5	120	116,89	116,89
Queimado	12,52	35	7,8	23
Retiro Baixo	16	83,66	48,09	256
Risoleta Neves	138,36	140	317,2	317,2

Continuação da Tabela A.1.				
Usina	Geração (MW)	Ger. Máx. (MW)	Turb. (m ³ /s)	Turb. Máx. (m ³ /s)
Rondon II	72,44	73,5	146,01	146,01
Rosal	55	55	34	34
Rosana	354	354	1.999,2	2.476
Sá Carvalho	77,34	78	82,76	82,76
Salto	51,36	116	113,43	260
S. do Rio Verdinho	46,68	93	123,24	270
Salto Grande (MG)	100,84	102	128	128
Salto Grande (SP)	73,8	73,8	501,89	564
Salto Osório	883,71	896	1.532,62	1.532,62
Salto Pilão	96,77	191,89	54,76	110
Salto Santiago	1.420	1.420	1.540	1.540
Samuel	154,23	216,75	810,94	810,94
Santa Branca	51,67	56,05	138,18	138,18
Santa Clara (MG)	57,15	60	129,47	129,47
Santa Clara (PR)	120,17	120,17	152,82	158
Santo Antônio	2.997,2	2.997,2	22.879,62	24.444
Santo A. do Jari	384,84	389,55	1.774,15	1.774,15
São Domingos	48	48	160,09	161,83
São José	51	51	273,74	282
São Manoel	394,23	735,84	1.705,91	3.680
São Roque	94,6	94,6	202,62	220
São Salvador	243,2	243,2	1.160,81	1.180
São Simão	1.333,8	1.425	2.161,34	2.161,34
Serra da Mesa	661,12	1.275	634,62	1.178,98
Serra do Facão	178,2	212,58	311	311
Simplício	271,42	305,7	280,31	305,85
Sinop	297,4	401,88	1.447,25	1.534,07
Sobradinho	188,18	700,2	800	2.890,51
Sobragi	26,62	60	37,11	87
Taquaruçu	525	525	2.507,09	2.575
Teles Pires	858,9	1.819,8	1.687,42	3.860
T. C. Santiago	1.153,46	1.192	1.000,96	1.000,96
Três Irmãos	144,49	807,5	360	2.200
Três Marias	62,53	396	150	897,73
Tucuruí	2.432,72	3.522,5	5.249,33	5.249,33
Volta Grande	285	285	1155,82	1191
Xingó	884,81	2.635	800	2.510

Apêndice B

Despacho Termelétricas

Na Tabela B.1 é apresentado a geração termelétrica indicada pelo modelo DESSEM para o dia e semi-horário de estudo, bem com a geração máxima disponível, o CVU e t_{on} de cada usina.

Tabela B.1 – Despacho termelétricas indicado pelo DESSEM [86].

Usina	Geração (MW)	Ger. Máx. (MW)	CVU (R\$/MWh)	t_{on} (h)
Angra 1	640	640	31,17	168
Angra 2	1.350	1.350	20,12	168
Aparecida Parte I	75	156	90,53	1
Araucária	0	484	2.305,34	72
B. Fluminense	0	520	168,73	168
Barra Bonita I	4	9	742,99	0
C. Rocha	68,3	68,3	0	11
Campina Grande	0	169	1.020,44	6
Candiota III	300	300	108,24	168
Canoas	0	248,57	1.221,27	80
Cubatão	0	210	417,74	84
Cuiabá	0	0	0	72
Curumim	0	9	1.436,65	5
Daia	0	0	0	1
Do Atlântico	300	300	240,71	24
ERB Candeias	3,5	12	108,45	24
Figueira	0	0	330,64	10
Geramar I	0	159	1.020,40	5
Geramar II	0	159	1.020,40	5
Global I	0	144	1.156,69	7
Global II	0	144	1156,69	7
GNA I	0	1.338,30	323,62	179
Ibirité	235	235	744,34	83
J. Lacerda A	0	80	434,59	216
J. Lacerda A2	50	110	372,62	216
J. Lacerda B	0	220	362,67	216
J. Lacerda C	320	330	311,53	216
Jaraqui	63	63	0	7
Juiz de Fora	0	84	1.067,95	5

Continuação da Tabela B.1.				
Usina	Geração (MW)	Ger. Máx. (MW)	CVU (R\$/MWh)	t_{on} (h)
Karkey 013	31	251	1.010,63	1
Karkey 019	0	116	1.010,63	1
Linhares PCS	0	36	1.483,65	2
Luiz O. R. Melo	0	204	256,08	168
Manauara	71	71	0	2
Maracanaú I	0	142	990,46	6
Maranhão 3	490	518,8	105,87	120
Maranhão 4	200	337,6	160,27	120
Maranhão 5	200	337,6	160,27	120
Marlim Azul	544	565	152,79	240
Mauá 3	264	560	90,53	48
Norte Fluminense	620	826	677,3	120
Nova Piratininga	0	554	957,44	168
Nova Venécia 2	110	178	286,88	120
Onça Pintada	0	50	138,91	408
Palmeiras de GO	0	20	1.729,19	5
Pampa Sul	250	345	86,15	37
Parnaíba 5	290	365	196,74	120
Parnaíba IV	51	56	151,69	120
Paulínia	15	15	1.440,32	0
Pernambuco III	0	131	876,41	3
Petrolina	0	0	0	8
Piratininga	0	0	470,34	0
Ponta Negra	64	64	0	3
Porsud I	0	116	1.161,33	1
Porsud II	0	76	1.157,28	1
Porto de Sergipe I	0	1.593	344,73	179
Porto do Itaqui	0	360	344,68	168
Porto do Pecém I	0	720	346,06	168
Porto do Pecém II	0	365	352,39	168
Potiguar	0	0	0	4
Potiguar III	0	0	0	4
Povoação 1	0	74,96	1.483,65	2
Prosperidade 1	0	28	204,55	2
Prosperidade 2	0	37,44	371,9	2
Prosperidade 3	0	55,99	208,41	2
Santa Cruz	0	0	310,41	0
Santa Cruz Nova	0	500	171,87	0
Santa Vitória	0	0	150,06	24
São Sepé	4	7	108,38	0
Seropédica	0	350	1.040,72	6
Suape II	0	381,26	1.038,29	8
Sykué I	0	0	510,12	720

Continuação da Tabela B.1.				
Usina	Geração (MW)	Ger. Máx. (MW)	CVU (R\$/MWh)	t_{on} (h)
Tambaqui	63	63	0	7
Termobahia	0	170	778,11	168
Termocabo	0	49	1.008,00	4
Termo Ceará	0	217	567,83	4
Termomacaé	0	900	909,05	7
Termonordeste	0	159	1.013,19	12
Termonorte II	0	0	2.997,89	12
Termoparaíba	0	159	1.013,19	12
Termopernambuco	509	533	233,52	132
Termorio	634	725	389,17	86
Três Lagoas	0	360	858,41	81
Uruguaiana	0	0	0	168
Vale do Açú	0	110	450,86	26
Viana	0	175	1.020,43	6
Viana 1	0	37	1.483,65	2
Willian Arjona	0	0	1.413,22	136
Willian Arjona O	0	0	0	136
Xavantes	0	0	0	1

Apêndice C

Comparação do Despacho Térmico

Na Tabela C.1, é apresentado o despacho térmico do DESSEM e utilizado no caso base, e os dois casos utilizados no Teste 7: contemplando a geração adicional empilhada por ordem apenas de CVU, e considerando, o custo do produto CVU e t_{on} .

Tabela C.1 – Comparação do despacho térmico.

Usina	Base (MW)	Apenas CVU (MW)	CVU e t_{on} (MW)
Angra 1	640	640	640
Angra 2	1.350	1.350	1.350
Aparecida Parte I	75	156	156
Barra Bonita I	4	4	9
Candiota III	300	300	300
C. Rocha	68,3	68,3	68,3
Do Atlântico	300	300	300
ERB Candeias	3,5	12	3,5
Ibirité	235	235	235
J. Lacerda A	50	50	50
J. Lacerda C	320	320	320
Jaraqui	63	63	63
Karkey 013	31	31	251
Karkey 019	0	0	116
Marlim Azul	544	565	544
Manauara	71	71	71
Maranhão 3	490	518,8	490
Maranhão 4	200	337,6	200
Maranhão 5	200	337,6	200
Mauá 3	264	560	264
Norte Fluminense	620	620	620
Nova Venécia 2	110	110	110
Onça Pintada	0	50	0
Pampa Sul	250	345	250
Parnaíba 5	290	290	290
Parnaíba IV	51	56	51
Paulínia Verde	15	15	15

Continuação da Tabela C.1.			
Usina	Base (MW)	Apenas CVU (MW)	CVU e t_{on} (MW)
Ponta Negra	64	64	64
Porsud I	0	0	115,92
Porsud II	0	0	76
Prosperidade 1	0	0	28
Prosperidade 2	0	0	37,44
Prosperidade 3	0	0	55,99
São Sepé	4	7	7
Tambaqui	63	63	63
Termo Ceará	0	0	108,5
Termo Pernambuco	509	509	509
Termo Rio	634	634	634
Total	7.818,8	8.682,3	8.665,65