

**UNIVERSIDADE DE CAXIAS DO SUL
ÁREA DO CONHECIMENTO DE CIÊNCIAS EXATAS E
ENGENHARIAS
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

ALEXIA MARCHETTO DE SOUZA

**ANÁLISE DOS CUSTOS DE OPERAÇÃO DO DESPACHO
ENERGÉTICO EMPREGANDO FONTES RENOVÁVEIS DE
ENERGIA E SEU IMPACTO NO PLD HORÁRIO**

CAXIAS DO SUL

2022

ALEXIA MARCHETTO DE SOUZA

**ANÁLISE DOS CUSTOS DE OPERAÇÃO DO DESPACHO
ENERGÉTICO EMPREGANDO FONTES RENOVÁVEIS DE
ENERGIA E SEU IMPACTO NO PLD HORÁRIO**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado como requisito parcial
à obtenção do título de Bacharel
em Engenharia Elétrica na Área do
Conhecimento de Ciências Exatas e
Engenharias da Universidade de Caxias
do Sul.

Orientador: Prof. Ms. André Ber-
nardes Michel

CAXIAS DO SUL

2022

ALEXIA MARCHETTO DE SOUZA

**ANÁLISE DOS CUSTOS DE OPERAÇÃO DO DESPACHO
ENERGÉTICO EMPREGANDO FONTES RENOVÁVEIS DE
ENERGIA E SEU IMPACTO NO PLD HORÁRIO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica na Área do Conhecimento de Ciências Exatas e Engenharias da Universidade de Caxias do Sul.

Aprovado em 13/07/2022

BANCA EXAMINADORA

Prof. Ms. André Bernardes Michel
Universidade de Caxias do Sul - UCS

Prof. Ms. Cícero Zanoni
Universidade de Caxias do Sul - UCS

Prof. Dr. Odacir Deonísio Graciolli
Universidade de Caxias do Sul - UCS

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus, por me proporcionar perseverança para que meus objetivos fossem alcançados durante todos os meus anos de estudos.

Aos meus pais, por tornarem o sonho da graduação em Engenharia Elétrica realidade, pelo incentivo nos momentos difíceis e compreensão da minha ausência enquanto eu me dedicava às inúmeras tarefas do curso.

Aos meus colegas de graduação, pelas trocas de ideias e ajuda mútua. Juntos conseguimos avançar e ultrapassar todos os obstáculos.

Aos meus amigos, que me incentivaram durante todo o período de graduação, transmitindo energias positivas e possibilitando os diversos momentos de descontração tão importantes para um bom desempenho nos estudos.

Agradeço ao professor André Bernardes Michel, responsável pela orientação deste trabalho. Também sou grata ao professor Cícero Zanoni, pelo apoio e disponibilidade durante a execução desta pesquisa.

À Universidade de Caxias do Sul, pela excelente infraestrutura e todos os seus professores que sempre proporcionaram um ensino de qualidade.

Por fim, a todos aqueles que, de forma direta ou indireta, contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho e para meu crescimento pessoal e profissional ao longo da graduação.

“Eu não falhei. Apenas encontrei 10.000 maneiras que não funcionarão.”

Thomas Alva Edison

RESUMO

O despacho de energia elétrica no Brasil é predominantemente hídrico, com participação eólica e aporte térmico, porém, a participação de fontes hidroelétricas tem diminuído ao longo dos anos. Para manter o fornecimento de energia brasileiro é necessária a ampliação e inclusão de outras fontes de energia no despacho, como eólicas e solares. A capacidade instalada dessas fontes intermitentes no país é representativa e as projeções de crescimento futuro são ainda mais positivas. Em razão dessas fontes, como o próprio nome diz, serem caracterizadas por sua intermitência e incerteza de geração, o ideal é a implementação de sistemas de armazenamento atrelados à geração. Em locais como Europa e Estados Unidos, os sistemas de armazenamento são bastante utilizados, principalmente os que utilizam baterias, já no Brasil ainda não há plantas geradoras conectadas ao sistema de energia que utilizem tecnologias de armazenamento. O principal propósito da utilização desses sistemas, além da disponibilidade de energia a qualquer momento, é a estabilização do fornecimento e redução de variações de demanda na rede. A fim de analisar a atratividade da operação do despacho de energia com fontes intermitentes e aporte dos sistemas de armazenamento, foi realizada uma modelagem do despacho hidrotérmico com a inserção de fontes eólicas a fim de obter um novo custo marginal de operação horário. A partir desse custo obtido na modelagem, foi calculado um novo preço de liquidação das diferenças horário e comparado ao preço do despacho real atual. Ao mesmo tempo foi calculada a capacidade necessária dos sistemas de armazenamento e seus custos. Por fim, foram comparados ambos os preços de liquidação das diferenças horários, considerando os custos de armazenamento. A conclusão, a partir desses resultados, foi de que o despacho hidrotérmico proposto, em conjunto com um sistema de armazenamento mostrou-se inviável por conta, principalmente, dos custos do sistema de baterias e por não ser considerado na modelagem, o intercâmbio de energia entre subsistemas.

Palavras-chave: Despacho de Energia. Fontes Intermitentes. Armazenamento. PLD. Fontes Eólicas. Modelagem Matemática.

ABSTRACT

The dispatch of electric energy in Brazil is predominantly hydroelectric, with wind and thermal input, however, the participation of hydroelectric sources has decreased over the years. To maintain the Brazilian energy supply, it is necessary to expand and include other energy sources in the dispatch, such as wind and solar energy. The installed capacity of these intermittent sources in the country is representative and future growth projections are even more positive. Because these sources, as the name says, are characterized by their intermittency and generation uncertainty, the ideal is the implementation of storage systems linked to generation. In places like Europe and the United States, storage systems are widely used, especially those that use batteries, while in Brazil there are still no generating plants connected to the energy system that use storage technologies. The main purpose of using these systems, in addition to the availability of energy at any time, is to stabilize supply and reduce demand variations in the electricity grid. In order to analyze the attractiveness of the energy dispatch operation with intermittent sources and input of storage systems, a modeling of the hydrothermal dispatch was carried out with the insertion of wind sources in order to obtain a new marginal cost of hourly operation. From this cost obtained in the modeling, a new hourly spot market price was calculated and compared to the current actual dispatch price. At the same time, the required capacity of the storage systems and their costs were calculated. Finally, both hourly spot market prices were compared, considering the storage costs. The conclusion, from these results, was that the proposed hydrothermal dispatch, together with a storage system, proved to be unfeasible, mainly due to the costs of the battery system and for not being considered in the modeling, the exchange of energy between subsystems.

Keywords: Power Dispatch. Intermittent Sources. Storage. PLD. Wind Sources. Mathematical Modeling.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mapa do Sistema de Transmissão - Horizonte 2024	17
Figura 2 – Incertezas nos Modelos de Planejamento de Operação do Sistema Interli- gado Nacional (SIN)	19
Figura 3 – Representação dos submercados, Reservatórios Equivalentes de Energia e intercâmbios de energia do SIN no modelo NEWAVE	20
Figura 4 – Funções de Custo Imediato, Futuro e Total	21
Figura 5 – Árvore de Cenários para 4 Estágios	24
Figura 6 – Representação do Balanço Energético	28
Figura 7 – Valores de PLD Mínimo, Máximo Estrutural e Horário	30
Figura 8 – Capacidade Instalada no SIN no Ano de 2021	33
Figura 9 – Capacidade Instalada Prevista no SIN no Ano de 2025	34
Figura 10 – Matriz de Energia Elétrica (Hidráulica e Térmica) por Subsistema	34
Figura 11 – Velocidade média anual para a altura de 100 metros	35
Figura 12 – Matriz de Energia Elétrica por fonte	36
Figura 13 – Projeções do Custo Nivelado de Armazenamento	38
Figura 14 – Carga do Alimentador em um dia útil com jogo de futebol a noite	40
Figura 15 – Fluxo das Etapas de Desenvolvimento do Trabalho	44
Figura 16 – Geração de Energia no Subsistema Norte durante o ano de 2021	46
Figura 17 – Geração de Energia no Subsistema Nordeste durante o ano de 2021	47
Figura 18 – Geração de Energia no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante o ano de 2021	47
Figura 19 – Geração de Energia no Subsistema Sul durante o ano de 2021	48
Figura 20 – Exemplo de Análise da Potência Necessária do Sistema de Armazenamento	51
Figura 21 – Média Mensal do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) Horário no Ano de 2021 no Subsistema Norte	56
Figura 22 – Média Mensal do PLD Horário no Ano de 2021 no Subsistema Nordeste . .	56
Figura 23 – Média Mensal do PLD Horário no Ano de 2021 no Subsistema Sudeste/Centro- Oeste	57
Figura 24 – Média Mensal do PLD Horário no Ano de 2021 no Subsistema Sul	57
Figura 25 – Média Mensal do PLD Horário Calculado no Ano de 2021 no Subsistema Norte	58
Figura 26 – Média Mensal do PLD Horário Calculado no Ano de 2021 no Subsistema Nordeste	59
Figura 27 – Média Mensal do PLD Horário Calculado no Ano de 2021 no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste	59
Figura 28 – Média Mensal do PLD Horário Calculado no Ano de 2021 no Subsistema Sul	60

Figura 29 – Comparativo entre PLDs Real e Calculado para o Subsistema Norte	61
Figura 30 – Comparativo entre PLDs Real e Calculado para o Subsistema Nordeste . . .	62
Figura 31 – Comparativo entre PLDs Real e Calculado para o Subsistema Sudeste/Centro- Oeste	62
Figura 32 – Comparativo entre PLDs Real e Calculado para o Subsistema Sul	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados do Problema	49
Tabela 2 – Dados das Usinas	49
Tabela 3 – Custos Projetados de Sistemas de Armazenamento com Baterias até 2030 .	51
Tabela 4 – Temperaturas médias calculadas a partir do histórico de temperaturas mínimas e máximas nas estações Verão e Outono por submercado.	54
Tabela 5 – Temperaturas médias calculadas a partir do histórico de temperaturas mínimas e máximas nas estações Inverno e Primavera por submercado.	55
Tabela 6 – Patamares de Carga por Posto Horário nos Subsistemas do SIN	55
Tabela 7 – Limites para Cálculo do PLD horário	58
Tabela 8 – Dados Obtidos para o Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias .	60
Tabela 9 – Valor Total dos Battery Energy Storage Systems (<i>BESS</i>) para cada Subsistema	61
Tabela 10 – Resultado Financeiro da Diferença entre os PLDs Real e Calculado no ano de 2021	63
Tabela 11 – Resultado Financeiro da Diferença entre os PLDs Real e Calculado Somado ao Custo do Sistema de Armazenamento no ano de 2021	63

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage Systems</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
FCI	Função de Custo Imediato
FCF	Função de Custo Futuro
MCP	Mercado de Curto Prazo
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDE	Programação Dinâmica Estocástica
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PEN	Planejamento Anual da Operação Energética
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PMO	Programa Mensal da Operação Energética
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	JUSTIFICATIVA DO TRABALHO	14
1.1.1	Objetivo geral	14
1.1.2	Objetivos Específicos	14
1.2	ESCOPO	15
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	15
2	REFERENCIAL TEÓRICO	16
2.1	SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	16
2.1.1	Sistema Interligado Nacional	16
2.1.2	Operação do Sistema Elétrico	17
2.1.2.1	Modelo NEWAVE	19
2.1.2.2	Modelo DECOMP	21
2.1.2.3	Modelo DESSEM	22
2.1.2.4	Despacho hidrotérmico de curto prazo	23
2.1.3	Mercado de Curto Prazo	27
2.1.4	Preço de Liquidação das Diferenças	28
2.2	GERAÇÃO DE ENERGIA	33
2.3	ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	35
2.3.1	Armazenamento com uso de baterias	39
2.4	TRABALHOS CORRELATOS	41
3	METODOLOGIA	44
3.1	Dados de Entrada	45
3.1.1	Consumo de Energia Horário	45
3.1.2	Geração de Energia Horária	46
3.1.3	Preço de Liquidação das Diferenças Horário	47
3.2	Modelagem Matemática	48
3.3	Sistema de Armazenamento	50
3.4	Análise Comparativa	52
4	RESULTADOS	54
4.1	Patamares de Carga por Subsistema	54
4.2	Preço de Liquidação das Diferenças Horário	55
4.3	Resultados do Custo Marginal de Operação	56
4.4	Potência do Sistema de Armazenamento por Baterias	58

4.5	Comparação entre os Preços de Liquidação das Diferenças	61
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS	64
	REFERÊNCIAS	65

1 INTRODUÇÃO

O Sistema Interligado Nacional, conforme diz o nome, interliga o sistema de fornecimento de energia elétrica de 99% dos consumidores brasileiros e é composto por quatro subsistemas: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul. O órgão responsável pelos sistemas de produção e transmissão de energia no país é o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e esses sistemas são hidro-termo-eólicos, ou seja, o despacho de energia é realizado, predominantemente, por fontes geradoras hídricas, térmicas e eólicas (ONS, 2021e). Atualmente, o país detém de uma capacidade instalada de usinas hidroelétricas de aproximadamente 63%, 11% de usinas eólicas e 13% de usinas térmicas entre gás e GNL, óleo diesel e carvão (ONS, 2021d).

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é a câmara responsável, dentre diversas atribuições, por realizar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no SIN além de promover a liquidação financeira da energia utilizada no mercado de curto prazo. A valoração da energia aplicada a esse mercado é realizada por meio do PLD e esse preço é calculado diariamente para cada hora do dia seguinte pela CCEE a partir de modelos computacionais (CCEE, 2021d).

De acordo com (EPE, 2020), a participação das usinas hidroelétricas na oferta interna de energia diminuiu ao longo dos anos, na década de 80 essa fonte ultrapassava 90% de participação, e atualmente, conforme mencionado, essa fonte representa pouco mais de 60%. Em contrapartida, a evolução de fontes como eólica, térmicas a gás e solares, são significativas. Estima-se um crescimento de 35% na capacidade instalada de usinas eólicas e 20% para as usinas térmicas a gás até o ano de 2025 e para as usinas solares fotovoltaicas, a estimativa para o mesmo período é praticamente dobrar a capacidade instalada atual (ONS, 2021d).

Esse crescimento, somado à diminuição na participação das usinas hidrelétricas, faz surgir a necessidade de incluir no despacho de energia atual as fontes intermitentes de energia. As fontes intermitentes são geradoras de energia que apresentam certa intermitência e imprevisibilidade de geração, como é o caso das fontes eólica e solar. A intermitência dessas fontes de energia, quando participam do despacho, exige uma maior potência de geração disponível a partir das fontes firmes, tais como hidroelétricas ou térmicas, para que seja possível suprir a demanda do sistema em casos de queda na geração. A fim de mitigar a imprevisibilidade e intermitência de geração, sistemas de armazenamento de energia podem ser introduzidos em conjunto às unidades geradoras (PINHEIRO, 2020).

Tecnologias de armazenamento de energia compreendem uma série de sistemas capazes de armazenar e despachar energia elétrica e, além do benefício de fornecer a energia gerada a qualquer momento, provocam reduções nas variações extremas de demanda na rede de distribuição e auxiliam na estabilização do fornecimento de energia. Dentre as mais variadas tecnologias

de armazenamento existentes, os sistemas de baterias têm se destacado principalmente por sua rápida velocidade de resposta às mudanças de demanda na rede de energia (BREEZE, 2018a).

No Brasil, conforme mencionado, o despacho de energia atual é realizado, principalmente, a partir das fontes de energia hidroelétrica, eólica e térmica. Para o aumento da utilização das fontes eólicas no despacho, o ideal é a utilização de sistemas de armazenamento acoplados à geração. A viabilidade da utilização desses sistemas está atrelada ao preço da energia e pode ser analisada a partir de modelagens do despacho de energia considerando a utilização de unidades geradoras intermitentes (PINHEIRO, 2020).

1.1 JUSTIFICATIVA DO TRABALHO

A análise da inclusão de fontes de energia intermitentes no despacho energético brasileiro é necessária e importante uma vez que a participação das fontes hídricas apresenta redução ao longo dos anos, comportamento contrário à demanda do país que apresenta constantes crescimentos. Além da garantia do atendimento à demanda, as fontes intermitentes como a eólica, são energias limpas e renováveis e contribuem na redução de emissão de gases de efeito estufa.

Os sistemas de armazenamento, além de melhorar o desempenho no atendimento à demanda a partir das fontes intermitentes, auxilia na estabilização da rede de energia. A fonte geradora eólica dispõe de baixo custo operacional (PINHEIRO, 2020) e a melhora nas condições da rede, como estabilização e diminuição dos picos de demanda, proporcionados principalmente pelos sistemas de baterias, diminuem a frequência de manutenções na rede elétrica, os custos envolvidos nessas operações e ainda proporcionam a entrega de uma energia de maior qualidade aos consumidores finais.

1.1.1 Objetivo geral

Este trabalho tem como objetivo principal a avaliação e simulação do impacto da entrada de geração eólica no PLD horário. No modelo serão utilizados os dados reais de geração e carga de energia do SIN durante o ano de 2021.

1.1.2 Objetivos Específicos

A fim de alcançar o objetivo geral, o trabalho é composto de algumas etapas, como:

1. Analisar a carga e geração dos quatro subsistemas do SIN no ano de 2021;
2. Definir horários de maior consumo de energia para utilização dos sistemas de armazenamento;
3. Modelar matematicamente o despacho hidrotérmico de curto prazo com fontes eólicas, visando calcular o Custo Marginal de Operação (CMO), utilizando como método compu-

tacional a Programação Dinâmica Dual Estocástica em cima dos dados fornecidos pelo DESSEM;

4. Calcular o PLD horário a partir do CMO obtido na modelagem;
5. Realizar uma análise comparativa entre preços obtidos pós modelagem e o valor real do PLD no mesmo período.

1.2 ESCOPO

Atualmente, no Brasil ainda não são utilizados métodos de armazenamento de energia para fontes de geração intermitentes de grande porte, o que pode causar distorções nos custos considerados para esses sistemas, uma vez que serão utilizadas referências externas. Além disso, os métodos utilizados para o cálculo do PLD em diferentes períodos são de autoria do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e precisam ser executados em softwares específicos não acessíveis ao público geral.

Por fim, em sistemas elétricos sempre há a presença de perdas de energia, além de, no caso específico do SIN, haver intercâmbio de geração entre subsistemas. A análise do despacho de energia considerando esses dois pontos exige pesquisas aprofundadas além de um longo período de desenvolvimento, motivos pelos quais ambos pontos não serão considerados nesse trabalho.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O presente trabalho é composto de cinco capítulos. No Capítulo 1 é feita uma introdução ao assunto abordado, além da apresentação da justificativa, objetivos gerais e específicos e escopo do trabalho. Já o Capítulo 2 contém o referencial teórico, no qual são apresentados os conceitos e dados necessários para alcançar o objetivo desse trabalho. O Capítulo 3 traz a metodologia do trabalho, apresentando toda a análise de dados e modelagem matemática utilizada. O Capítulo 4 apresenta os resultados obtidos na metodologia realizada e, por fim, o Capítulo 5 compreende as considerações finais sobre a pesquisa além de sugestões para trabalhos futuros.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Neste capítulo serão abordadas as características do Sistema Elétrico Brasileiro, explicando o Sistema Interligado Nacional e suas conexões, além da operação do sistema e os modelos matemáticos utilizados nessa operação. O Mercado de Curto Prazo e o cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças também serão explorados. O potencial eólico brasileiro, as fontes intermitentes de energia e os métodos de armazenamento dessas fontes finalizam esse capítulo.

2.1 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1.1 Sistema Interligado Nacional

O SIN de energia elétrica engloba as cinco regiões do Brasil e está disposto em quatro submercados (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte). Essa divisão diz respeito, principalmente, às restrições elétricas existentes relevantes aos fluxos de energia no país (CCEE, 2021d).

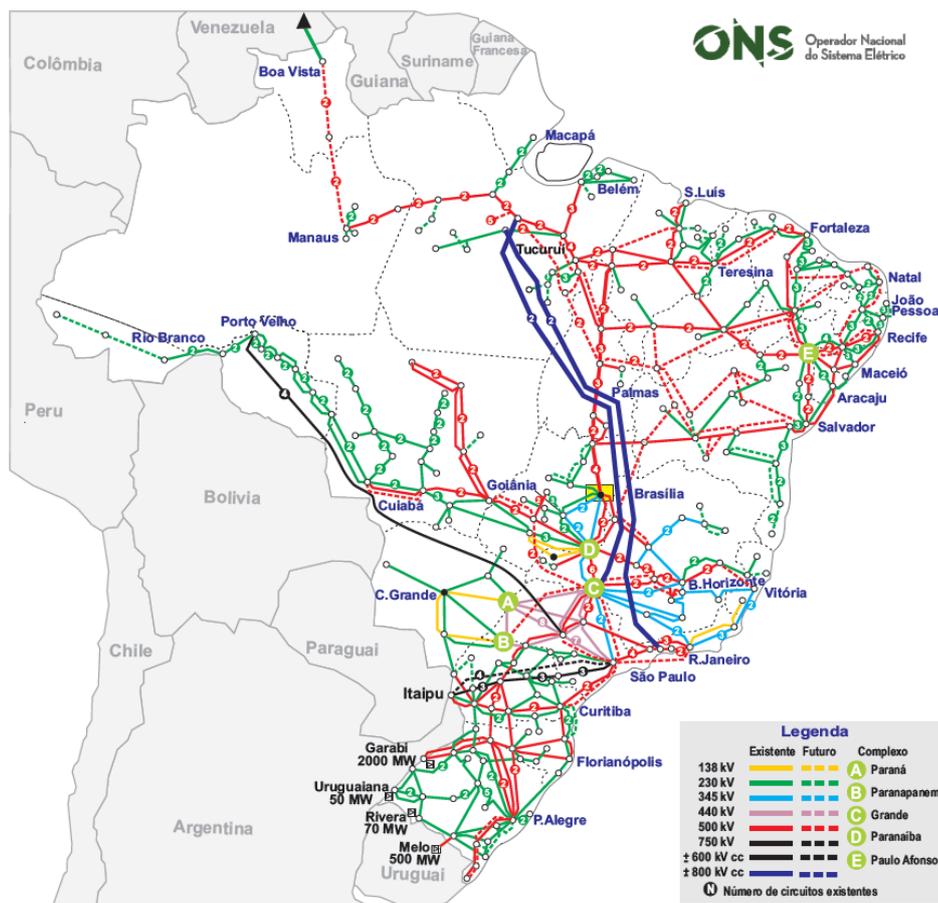
O sistema de produção e transmissão de energia elétrica brasileiro, é um sistema hidrotermo-eólico, predominantemente hídrico, com relevante participação eólica e grande aporte térmico. O sistema interligado, dentre suas diversas vantagens, garante a transferência de energia entre subsistemas e permite a exploração das diversidades entre os regimes hidrológicos das bacias (ONS, 2021e).

Ao todo, participantes do SIN, existem dezesseis bacias hidrográficas situadas no território nacional. As usinas térmicas contribuem para a segurança do SIN, isso porque são despachadas em momentos estratégicos baseados nas condições hidrológicas vigentes permitindo uma gestão eficiente dos estoques hídricos disponíveis nos reservatórios das usinas hidroelétricas a fim de assegurar o atendimento futuro (ONS, 2021e).

O Brasil tem, de acordo os dados disponíveis em (ONS, 2021d), linhas de transmissão de 138kV até 750kV, além das redes de transmissão em tensão contínua de 600kV e 800kV. Até o ano de 2020, o SIN dispunha de uma rede de transmissão com extensão superior a 145 mil quilômetros e a previsão para o ano de 2025 é de pouco mais de 184 mil quilômetros de extensão, um crescimento estimado de 26% num período de cinco anos (2021-2025). A Figura 1 ilustra as linhas de transmissão disponíveis no Brasil e as novas linhas previstas num horizonte até o ano de 2024.

Algumas regiões do Brasil ainda não compõem o SIN devido às características que dificultam o acesso à interligação de rede, como rios e alta densidade de vegetação. Ao todo são 212 localidades, situadas principalmente na região Norte do país. De acordo com (ONS, 2021f), essas unidades representam cerca de 1% da carga total brasileira e são atendidas, principalmente,

Figura 1 – Mapa do Sistema de Transmissão - Horizonte 2024



Fonte: (ONS, 2021c)

por termoeletricas.

2.1.2 Operação do Sistema Elétrico

Em razão da matriz energética brasileira ser predominantemente hídrica, é necessário um ótimo planejamento de operação do despacho de energia. O planejamento dessa operação abrange um vasto espectro de atividades, partindo do planejamento plurianual até a programação diária de operação. Em razão da grandiosidade do SIN e da complexidade de sua operação, ela é dividida em etapas (CCEE, 2021d).

O foco principal no planejamento da operação do sistema, além do atendimento com excelência a todos os consumidores, é a minimização do custo total da operação. Para alcançar esse objetivo, são utilizados modelos computacionais com diferentes graus de detalhamento de representação do sistema, abrangendo períodos de estudo com diferentes horizontes como médio, curto e curtíssimo prazo (CCEE, 2021d). O CEPEL realiza pesquisas aplicadas em sistemas de energia e equipamentos elétricos com intuito de fornecer soluções tecnológicas voltadas aos sistemas brasileiros de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia.

As metodologias de análise do sistema nos horizontes a médio, curto e curtíssimo prazo, bem como os programas computacionais que envolvem esses estudos, são desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas e permitem a definição de planos coordenados de expansão do sistema além da operação desse em bases sustentáveis. A utilização de modelos computacionais de otimização e simulação garantem a operação coordenada do SIN e elevam a produção de energia elétrica em 20% (CEPEL, 2018).

O despacho é a alocação da energia gerada pelas unidades geradoras conectadas ao SIN e é por meio dessa operação que a demanda do país é atendida (ANEEL, 2018). O ONS é quem realiza o despacho de todas as usinas do SIN e essa operação é programada, principalmente, a partir do viés econômico, de maneira a fornecer, inicialmente, energia com menor custo de geração e após energias de maior custo agregado, conforme necessidade.

Via de regra, as fontes as quais possuem menor custo, são as renováveis como hidroelétricas e eólicas, porém essas fontes necessitam de uma complementaridade de fontes firmes, como termoeletricas ou nucleares. O despacho ótimo de operação ocorre quando toda a energia necessária é fornecida e o custo desse fornecimento é otimizado (ENGIE, 2020).

Em casos excepcionais de estratégias de despacho, o Operador Nacional pode optar por fornecer uma quantidade maior de energia produzida por fontes mais caras, o que é conhecido como despacho fora da ordem de mérito. Essa estratégia está relacionada, principalmente, às condições hidrológicas em que o país se encontra no momento do despacho e permite um controle dos estoques de armazenamento de água das usinas, a fim de garantir o atendimento futuro (ENGIE, 2020).

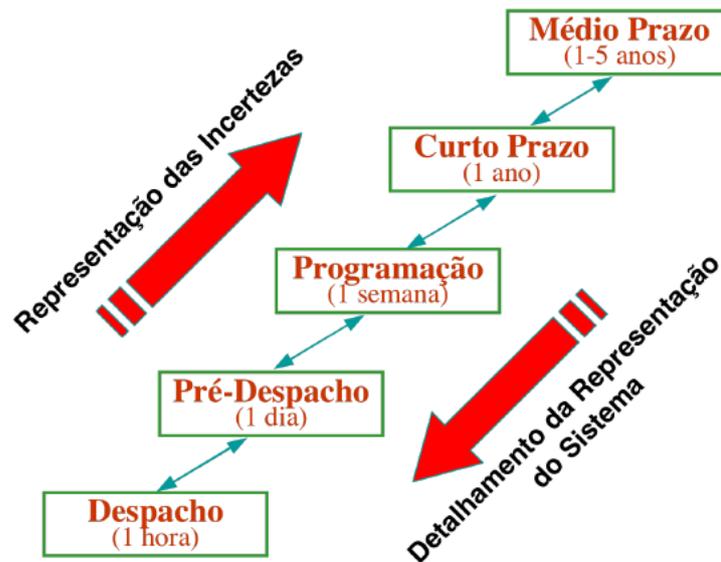
O planejamento de operação do sistema energético pode ser dividido em planejamento de expansão e planejamento de operação. Desenvolvidos pelo CEPEL, o planejamento de expansão e de operação considera, respectivamente, horizontes de tempo longos, como 10 ou 30 anos. e períodos mais curtos, desde horizontes de 5 anos até diários (DIAS, 2010a).

Ambas operações utilizam os modelos de planejamento de acordo com seus horizontes. O modelo utilizado para análise a médio prazo, denominado NEWAVE, realiza um estudo mensal dentro de um período de 5 anos, de otimização da geração termoeletrica por usina e da geração hidroelétrica por reservatório equivalente de energia. A etapa de curto prazo realiza uma análise num período de 2 meses, com discretização semanal no primeiro mês. Denominado DECOMP, esse modelo, a partir das informações obtidas a médio prazo e de um detalhamento dos intercâmbios de energia entre submercados, permite a definição das metas de geração individuais das usinas hidroelétricas e termoeletricas do sistema (CCEE, 2021d).

O modelo DESSEM é o que caracteriza a etapa de curtíssimo prazo, com discretização semi-horária para o primeiro dia e período total de análise de 7 dias. Esse modelo tem por objetivo o planejamento diário da operação hidrotérmica a partir das variações características das fontes intermitentes, da representação das restrições de operação das unidades termoeletricas

e das restrições de segurança (CCEE, 2021d). Os modelos mencionados são utilizados para o planejamento de operação do sistema energético anual, mensal e diário. Conforme mostra a Figura 2, quanto mais longo o período de análise, maiores são as representações das incertezas na tomada de decisões da operação e, conseqüentemente, menor o detalhamento da representação do sistema (CEPEL, 2021).

Figura 2 – Incertezas nos Modelos de Planejamento de Operação do SIN



Fonte: (CEPEL, 2021)

Para a determinação de estratégias operativas e avaliação das condições de suprimento ao SIN, o ONS faz o uso de modelos matemáticos de otimização e simulação da operação. No Planejamento Anual da Operação Energética (PEN) são realizadas avaliações probabilísticas do atendimento ao mercado e ainda, dos riscos envolvidos na ocorrência de déficits. Além disso, há um vínculo entre os dados obtidos no PEN e a elaboração do Programa Mensal da Operação Energética (PMO), já que esses dados são empregados no processamento do modelo de médio prazo (CCEE, 2021d).

A fim de garantir a transparência no processo de operação do sistema, o ONS em conjunto com os agentes, elabora o PMO, cujos estudos são realizados mensalmente, dispondo de discretizações semanais e por patamar de carga. O Programa estabelece políticas de geração hidrotérmica e de intercâmbio de energia e ainda, propicia metas e diretrizes eletro energéticas de curto prazo, permitindo a otimização da operação do SIN de acordo com procedimentos e critérios homologados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (CCEE, 2021d).

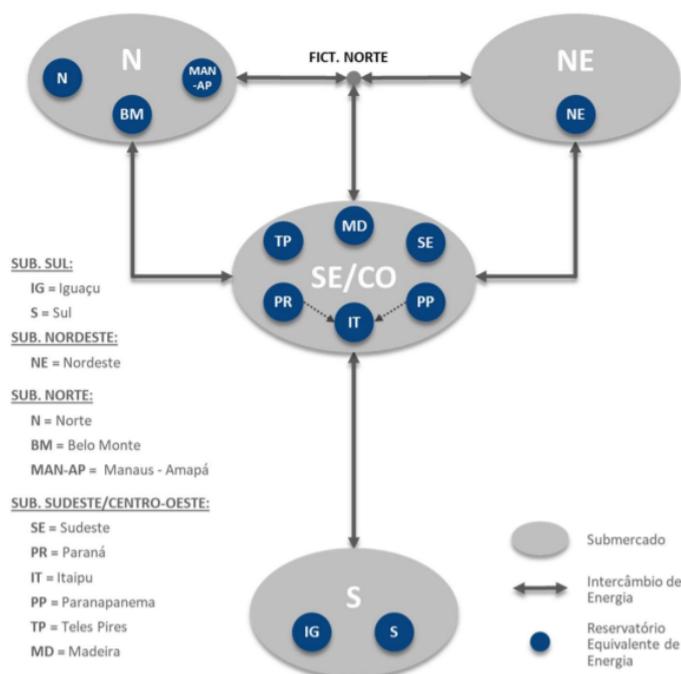
2.1.2.1 Modelo NEWAVE

A fim de minimizar os custos de operação num período planejado, o modelo de médio prazo, denominado NEWAVE, define estratégias de geração de energia para as unidades geradoras (DIAS, 2010a). Nesse modelo há a representação individualizada dos parques termoeletrônicos

e, para usinas hidroelétricas, agregação por Reservatórios Equivalentes de Energia (REE). Já as demais fontes são caracterizadas como Usinas Não Simuladas Individualmente (UNSI) e atendem parte da carga dos submercados onde estão instaladas.

A fim de simplificar a modelagem das linhas de transmissão do sistema, os intercâmbios de energia, que interligam os submercados, são representados por conexões equivalentes (CCEE, 2021d). A Figura 3 ilustra a topologia dos submercados, reservatórios equivalentes de energia e intercâmbios de energia.

Figura 3 – Representação dos submercados, Reservatórios Equivalentes de Energia e intercâmbios de energia do SIN no modelo NEWAVE



Fonte: (CCEE, 2021d)

Desenvolver uma política de operação que atenda a demanda do sistema e minimize o custo de operação ao longo do período do planejamento é o principal objetivo do modelo NEWAVE. A Função de Custo Futuro (FCF) é um dos resultados obtidos pela estratégia do modelo NEWAVE e permite a valoração do custo de operação esperado de acordo com a tendência hidrológica e níveis dos reservatórios durante o período do planejamento. O cálculo dessa função permite a minimização do custo imediato e do custo futuro de operação do sistema. Por esse motivo e pela possibilidade de acoplamento ao modelo de curto prazo (DECOMP), a FCF, dentre os resultados obtidos no modelo NEWAVE, é uma das mais relevantes (CCEE, 2021d).

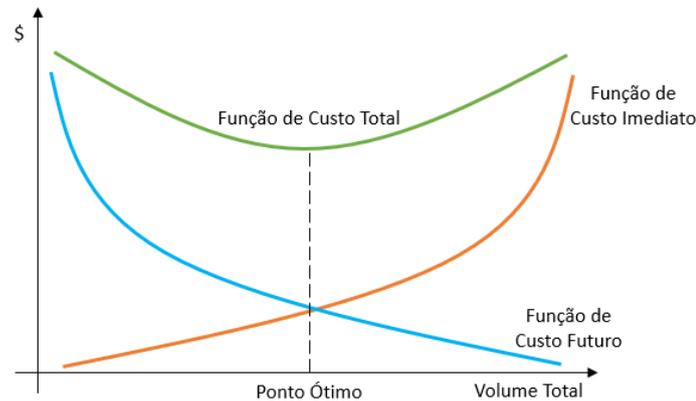
A operação de despacho hidrotérmico deve considerar não somente os custos de geração térmica no período t , normalmente semanal ou mensal, mas também os custos esperados e déficits dessa geração no final desse período t , início de $t+1$. As funções de custo futuro e imediato expressam essa lógica matematicamente, ao passo que a *Função de Custo Imediato*

(*FCI*) representa os ganhos do uso imediato da água disponível e a *FCF* os benefícios de utilizar essa água no futuro, mantendo seu armazenamento no presente (MEDEIROS, 2004).

No âmbito da geração térmica, a *FCI* representa o custo do fornecimento dessa fonte para atendimento à demanda no período *t* e a *FCF*, como o próprio nome diz, representa o custo futuro do fornecimento de energia de fontes térmicas ao longo do período de operação, levando em conta o nível dos reservatórios ao final desse estágio. A relação do armazenamento de água disponível é inversamente proporcional ao custo futuro, isso porque quanto maior o nível dos reservatórios de água, menor a necessidade de complementaridade do despacho pelas fontes térmicas, o que diminui a *FCF* (MEDEIROS, 2004).

A Figura 4 ilustra a relação entre as funções de custo e o ponto ótimo de operação, com base nesses custos.

Figura 4 – Funções de Custo Imediato, Futuro e Total



Fonte: (O autor, 2021)

O ponto ótimo de despacho ilustrado na Figura 4 é referente ao ponto mínimo da curva da Função de Custo Total (FCT). Esse ponto representa o custo mínimo de operação e é obtido quando a derivada desse em relação ao Volume Final (*VF*) for igual a zero, ou ainda, quando as derivadas de *FCF* e *FCI* em relação ao volume final forem iguais em módulo. Essas relações podem ser vistas nas Equações 2.1 e 2.2 (DIAS, 2010a).

$$FCT = FCI + FCF \quad (2.1)$$

$$\frac{\partial FCT}{\partial VF} = \frac{\partial(FCI + FCF)}{\partial VF} = 0 \rightarrow \frac{\partial FCI}{\partial VF} = -\frac{\partial FCF}{\partial VF} \quad (2.2)$$

2.1.2.2 Modelo DECOMP

Assim como o NEWAVE, o DECOMP é um modelo de planejamento de operação de sistemas hidrotérmicos porém, com representação individualizada tanto dos parques térmicos,

quanto das usinas hidroelétricas. A modelagem dos intercâmbios de energia entre os submercados também é realizada de maneira semelhante ao modelo NEWAVE (CCEE, 2021d).

Conforme os demais, o modelo DECOMP tem por objetivo a minimização do custo de operação do sistema durante o período de planejamento e para isso, esse modelo determina o despacho de geração das usinas hidroelétricas e térmicas, dado o conjunto de informações disponíveis como previsões de cargas, vazões dos reservatórios, disponibilidades de despacho, limites de transmissão entre submercados a FCF obtida no NEWAVE, dentre outros. O DECOMP também fornece a FCF, resultado da estratégia do planejamento de curto prazo que pode ser acoplado no modelo de curtíssimo prazo (DESSEM) (CCEE, 2021d).

2.1.2.3 Modelo DESSEM

Seguindo a linha dos demais modelos, o DESSEM tem por objetivo a determinação de um despacho ótimo de geração hidroelétrica e termoelétrica a fim de minimizar o custo de operação do sistema ao longo do período de planejamento. Porém, conta com um conjunto de informações mais detalhadas, como previsões de carga, vazões dos reservatórios, geração eólica, disponibilidades de despacho, limites de transmissão entre subsistemas e a FCF obtida no modelo DECOMP. O modelo de curtíssimo prazo é aplicado ao planejamento de sistemas hidrotérmicos, com representação individual das usinas termoelétricas e, para as usinas hidroelétricas, representação por unidades geradoras (CCEE, 2021d).

Em (CCEE, 2021a) são obtidos os arquivos gerados por esse modelo de despacho. Os arquivos são disponibilizados com discretização mensal e os dados neles contidos são de trinta em trinta minutos ao longo de todos os dias do mês. Os diversos arquivos de entrada e saída disponíveis contêm todos os dados mencionados no parágrafo anterior. Em alguns arquivos de saída do DESSEM, conforme a listagem abaixo, há os dados de carga e geração do despacho hidrotérmico desse modelo.

- No arquivo “PDO_OPER_TERM.DAT” estão disponíveis os dados de geração e custos marginais por unidades térmicas.
- No arquivo “PDO_OPER_UCT.DAT” estão disponíveis os dados de despacho das unidades térmicas.
- No arquivo “PDO_OPER_USIH.DAT” estão disponíveis o resultado da operação das usinas hidroelétricas.
- No arquivo “PDO_OPERACAO.DAT” estão disponíveis o resultado final da operação do despacho hidrotérmico.

2.1.2.4 Despacho hidrotérmico de curto prazo

Conforme mencionado no item 2.1.2, o principal objetivo no despacho de energia do SIN é a minimização do custo total de operação. O planejamento de sistemas hidrotérmicos permite o suprimento da demanda de energia de maneira mais eficiente e econômica e leva em consideração os custos de produção de cada unidade geradora, além de considerar o custo de déficit de energia, que nada mais é do que o não atendimento à demanda do sistema (DIAS, 2010a).

O planejamento da operação de curto prazo, compreende um horizonte de alguns meses e a incerteza das afluições dos reservatórios de água das usinas hidroelétricas é representada por uma árvore de vazões. Nesse modelo, as usinas são representadas de maneira individualizada e o principal objetivo é gerar uma função que retrate o valor da água armazenada nos reservatórios em função dos níveis de armazenamento, a partir da Função do Custo Futuro (FCF) fornecida pelo modelo de médio prazo (DIAS, 2010a).

A aplicação de técnicas matemáticas de otimização à operação de hidrossistemas não é tarefa simples, uma vez que deve tratar com incertezas, não linearidades e multi objetividade (RANI; MOREIRA, 2009). Dentre as técnicas de otimização matemática aplicadas à operação e despacho econômico de sistemas hidrotérmicos, tem destaque a Programação Dinâmica Estocástica (PDE) por encontrar a solução ótima considerando a distribuição de probabilidade das vazões afluentes em cada estágio do problema e por ser flexível ao lidar bem com não linearidades e até mesmo descontinuidades (BARROS, 2003).

Entretanto, a PDE sofre do chamado mal da dimensionalidade requerendo grande esforço computacional e sendo inviável para sistemas hidrotérmicos maiores. Visando tornar possível o emprego da PDE para grandes sistemas de reservatórios, (PEREIRA; PINTO, 1991) apresentaram a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) que evita a discretização ao tratar de forma analítica e resolver o problema iterativamente em dois estágios (um regressivo, *backward*, e outro progressivo, *forward*) por meio da decomposição de Benders para aproximar as funções de custo futuro a funções lineares por partes.

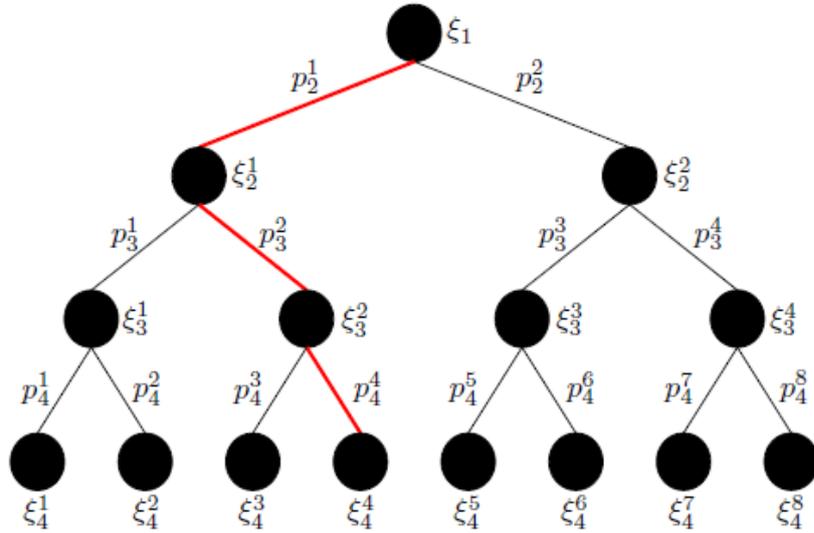
Desta forma, a PDDE não sofre do mal da dimensionalidade, por não necessitar da discretização das variáveis, porém necessita a linearização do problema. A PDDE é a técnica de otimização empregada no modelo DESSEM, desenvolvido pelo CEPEL, que é utilizado pelo ONS para operar todo o sistema de produção de energia hidrotérmica no Brasil (CCEE, 2021b).

Para problemas de planejamento que envolvem diversos estágios, o ideal é utilizar a programação dinâmica dual estocástica de multiestágios. Nessa programação, ao longo do tempo, são relevadas as incertezas do processo estocástico e todos os dados revelados até o momento farão com que seja tomada a decisão, sem que haja a necessidade de realizações futuras (BUTYN, 2021).

Uma maneira de facilitar a visualização de cada estágio da programação estocástica

é a representação do problema por uma árvore de cenários. A Figura 5 ilustra um exemplo dessa representação para um sistema de quatro estágios. A representação é composta por *nós* e *arcos*, os quais são representados, respectivamente, pelos círculos e pelas interligações entre eles (BUTYN, 2021).

Figura 5 – Árvore de Cenários para 4 Estágios



Fonte: (BUTYN, 2021)

Na Figura 5, os valores representados pela variável p_i^j os quais estão sobre os arcos, definem a probabilidade condicional de mover um nó ao próximo. Pode-se definir por cenário, qualquer trajeto que inicia no primeiro estágio e percorre, uma única vez, os demais estágios até chegar no último. O produto das probabilidades da sequência de nós que antecedem um nó, até o primeiro estágio, dá a probabilidade desse nó ocorrer. Para problemas estocásticos de despacho hidrotérmico, conforme já mencionado, são considerados processos independentes por estágios. Cada processo, na árvore de cenários é representado por ξ_t (BUTYN, 2021).

Na PDDE de despachos hidrotérmicos, o objetivo é a minimização do custo de operação do despacho, considerando as restrições e condições do sistema. Inicialmente, na modelagem é considerado nulo o valor da FCF para os estágios $t = 1, 2, \dots, T$ já que não é considerada nenhuma informação referente aos demais estágios.

Além disso, o limite inferior do custo, Z_{inf} , será considerado igual a zero, já que corresponde ao custo de operação no primeiro estágio adicionado ao valor da FCF. O limite superior do custo, Z_{sup} , assume o valor do limite inferior para o início da otimização, pois equivale à média do custo imediato de todos os estágios de planejamento (OLIVEIRA, 2013). Na simulação *forward* inicial, para cada cenário em todos os estágios considerados, a função é modelada da seguinte forma:

$$\min f = c_1 x_1 + (p_1 c_2 x_{2,1} + p_1 c_2 x_{2,2} + \dots + p_1 c_2 x_{2,m}) \quad (2.3)$$

Onde:

c_1 e c_2 são vetores que representam os custos relacionados ao primeiro e segundo estágios, respectivamente

x_1 e x_2 são vetores que representam todas as variáveis de decisão do problema

p_1 representa a probabilidade relacionada ao primeiro estágio

A Equação 2.3 está sujeita às restrições:

$$\begin{aligned}
 A_1x_1 &\geq b_1 \\
 E_1x_1 + A_2x_{2,1} &\geq b_{2,1} \\
 &\dots \\
 E_1x_1 + A_2x_{2,m} &\geq b_{2,m}
 \end{aligned} \tag{2.4}$$

Onde:

A_1 e A_2 são matrizes que representam o acoplamento espacial

E_1 é uma matriz que descreve o acoplamento temporal

O vetor $(b_{2,1}, b_{2,2}, \dots, B_{2,m})$, o qual representa os limites impostos para cada restrição, está associado às probabilidades (p_1, p_2, \dots, p_m) . A restrição $A_1x_1 \geq b_1$ permite que sejam encontrados os vetores com as soluções viáveis para as variáveis de decisão, x'_1 , para a FCF, α'_1 . Assim, o problema de otimização apresentado nas Equações 2.3 e 2.4 pode ser dividido em m subproblemas, conforme segue:

$$\begin{aligned}
 \min f &= c_1x_{2,1} \\
 \text{sujeito a:} \\
 A_2x_{2,1} &\geq b_{2,1} - E_1x'_1 \\
 &\dots \\
 \min f &= c_2x_{2,m} \\
 \text{sujeito a:} \\
 A_2x_{2,m} &\geq b_{2,m} - E_1x'_1
 \end{aligned} \tag{2.5}$$

A partir desse ponto da modelagem, é possível obter os valores esperados para cada um dos m cenários, caracterizados por $(\omega'_1, \omega'_2, \dots, \omega'_m)$, ponderados a partir do vetor de probabilidades. Além disso, há a obtenção dos multiplicadores simplex, $(\pi_1, \pi_2, \dots, \pi_m)$, os quais serão utilizados na construção do corte de Benders (OLIVEIRA, 2013).

O corte de Benders é a equação a qual relaciona o estado de armazenamento com o final de um estágio, considerando o custo de operação do estágio seguinte. A equação do corte de benders é vista na Equação 2.6 (DIAS, 2010b).

$$\frac{custo_2 - custo_2^*}{V_1 - V_1^*} \geq \pi_2 \quad (2.6)$$

Onde

$custo_2$ é custo do estágio seguinte

$custo_2^*$ é custo do estágio anterior

V_1 é estado do armazenamento seguinte

V_1^* é estado do armazenamento anterior

π_2 é o preço dual obtido no estágio anterior

Os resultados obtidos na solução da Equação 2.5 levam às soluções ótimas para as variáveis de decisão ($x'_{1,1}, x'_{1,2}, \dots, x'_{1,m}$) e das funções de custo futuro ($\alpha'_{1,1}, \alpha'_{1,2}, \dots, \alpha'_{1,m}$). O passo seguinte consiste em calcular os limites superior e inferior, Z_{sup} e Z_{inf} , de acordo com (SANTOS, 2018).

$$\overline{Z}_{sup} = \sum_{t=1}^T \frac{1}{S} \sum_{s=1}^S c_t x_{t,s} \quad (2.7)$$

$$\overline{Z}_{inf} = \frac{1}{S} \sum_{s=1}^S \omega'_{1,s} \quad (2.8)$$

$$z_{sup_s} = \sum_{t=1}^T c_t x'_t \quad (2.9)$$

$$\sigma_{z_{sup}}^2 = \frac{1}{S^2} \sum_{s=1}^S (z_{sup_s} - \overline{Z}_{sup})^2 \quad (2.10)$$

Onde:

S é o número de amostras no processo *forward*

$\sigma_{z_{sup}}^2$ é a variância relacionada ao valor esperado do limite superior do problema

z_{sup_s} é o custo imediato superior associado a cada sequência definida no processo *forward*

Caso o valor absoluto da diferença entre Z_{sup} e Z_{inf} seja menor que a tolerância estabelecida no problema, o conjunto de soluções obtido fornece uma solução ótima, havendo assim uma convergência do modelo. De acordo com (OLIVEIRA, 2013) caso isso não ocorra, é necessário iniciar o processo recurso inverso, denominado *backward*. Esse processo cria novos cortes de Benders para cada estágio anterior do processo.

A execução do *backward* consiste em formar restrições para os estágios anteriores, utilizando como base as soluções ótimas resultantes do *forward*. Segundo (OLIVEIRA, 2013), o novo conjunto de soluções do problema, composto pelos multiplicadores simplex, geram uma nova expressão para o corte de Benders:

$$\bar{\omega}' + \bar{\pi}E_1(x'_1 - x_1) \leq \alpha \quad (2.11)$$

Os valores representados por $\bar{\omega}'$ e $\bar{\pi}$ na inequação 2.11, correspondem, respectivamente, ao valor esperado dos custos de operação e dos multiplicadores simplex para todos os cenários. Segundo (OLIVEIRA, 2013), a variação do custo de operação dos estágios do horizonte de planejamento, que tem relação com as variações marginais dos níveis de armazenamento dos reservatórios considerados no início do processo, é medida pelos multiplicadores simplex.

Assim, ocorre a reestruturação do problema de otimização, de maneira que c_1x_1 represente o custo imediato e $\alpha(x_1, x_2, \dots, x_m)$ o valor esperado da FCF. Essa função, de maneira iterativa, é linearmente aproximada pelos cortes de Benders.

$$\begin{aligned} \min f &= c_1x_1 + \alpha(x_1, x_2, \dots, x_m) \\ \text{sujeito a:} & \\ A_1x_1 &\geq B_1 \\ \bar{\omega}' + \bar{\pi}E_1(x'_1 - x_1) &\leq \alpha \end{aligned} \quad (2.12)$$

O algoritmo prossegue com um novo *forward*, incluindo os cortes, agora como restrições, em todos os n estágios. Desse processo são obtidos novos valores para as variáveis de decisão, além da FCF e dos multiplicadores simplex em todos os m cenários. O algoritmo só encerra sua execução quando o valor absoluto da diferença entre os limites superior e inferior for menor que a tolerância estipulada para o processo, ou seja, o mesmo irá convergir (OLIVEIRA, 2013).

2.1.3 Mercado de Curto Prazo

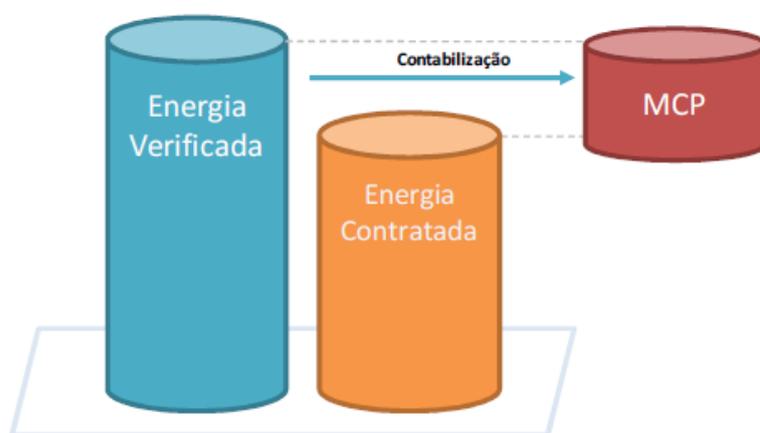
A CCEE tem, como uma de suas principais atribuições, a responsabilidade pela contabilização dos montantes de energia comercializados nos submercados do SIN. Além de, a partir das operações de compra e venda de energia no Mercado de Curto Prazo (MCP), promover a liquidação financeira dos valores decorrentes desse mercado (CCEE, 2020).

A Liquidação Financeira é o processo no qual ocorre o pagamento dos débitos ou créditos de montantes de energia do agente valorados ao PLD (OLIVEIRA, 2020). O balanço energético representa a diferença entre as energias verificada e contratada por cada agente da CCEE e essa contabilização de energia pode ser negociada no MCP.

O volume de energia verificada corresponde à geração ou consumo de cada ativo do agente. Já a energia contratada representa a posição contratual líquida do agente, ou seja, é o volume referente à diferença entre o total de contratos de compra e venda de energia.

O balanço energético do agente pode ser positivo, negativo ou zero. Em outras palavras, no caso de balanço positivo, o agente pode comercializar esse montante de energia no MCP, valorado ao PLD praticado no momento e, em caso negativo, o agente precisará adquirir o montante de energia representado pelo balanço também no MCP e sob o PLD praticado (CCEE, 2020). A Figura 6 ilustra a representação do balanço energético, dividindo-o em fatias de energia, mostrando também qual será a energia disponível para liquidação no MCP.

Figura 6 – Representação do Balanço Energético



Fonte: (CCEE, 2020)

O PLD é o preço para valoração dos montantes liquidados no MCP e é apurado pela CCEE, em base horária, para cada submercado existente no país. Por esse motivo, os agentes expostos ao MCP podem obter lucros ou prejuízos nas transações de compra ou venda de energia (CCEE, 2021d).

2.1.4 Preço de Liquidação das Diferenças

A formação do PLD depende diretamente do processamento dos modelos NEWAVE, DECOMP E DESSEM, já citados nesse texto. Isso porque esses modelos tem como resultado o CMO semi-horário, elemento fundamental na determinação do PLD, porém de base horária, que define qual o custo de produção de cada MWh adicional fornecido aos submercados. A CCEE recebe os dados processados nos modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM pelo ONS a cada mês, semana e dia, respectivamente. No processamento dos dados obtidos em cada modelo, a CCEE não considera restrições elétricas dos submercados e define que a disponibilidade de energia é a mesma em todos os pontos de consumo de um mesmo submercado (CCEE, 2021d).

Os dados de entrada utilizados pela CCEE para o cálculo do PLD são o CMO semi-horário, fornecido pelo modelo matemático DESSEM e o PLD mínimo, máximo estrutural e

máximo horário, fornecidos pela ANEEL (CCEE, 2021d). O CMO, custo base para determinação do PLD, tem sua variação relacionada, principalmente, com o nível dos reservatórios de água. Caso haja vertimento, o custo marginal é baixo, representando basicamente os custos necessários para manutenção e operação das usinas hidroelétricas.

Já em cenários de baixo vertimento, o custo marginal aumenta e varia de acordo com a operação das hidroelétricas, em função da definição de utilizar a água armazenada no momento ou futuramente. Além disso, em cenários nos quais há a necessidade de utilização da geração termoelétrica, o CMO irá aumentar proporcionalmente aos custos de operação dessas usinas (OLIVEIRA, 2020).

O PLD mínimo tem por base o maior valor entre a Tarifa de Energia de Otimização da UHE Itaipu (TEOItaipu) e a Tarifa de Energia de Otimização (TEO) das demais usinas hidroelétricas participantes do SIN. O PLD máximo horário é calculado com base na média ponderada, de acordo com a potência instalada, dos Custos Variáveis Unitários (CVUs) das usinas termoelétricas a óleo diesel e esses custos estão disponíveis no deck do PMO referente ao mês de Setembro de 2019 (ANEEL, 2019).

O PLD máximo estrutural é um dado de entrada que visa a proteção do mercado em relação a riscos sistêmicos, a preservação dos níveis de eficiência alocativa e, ainda, a apresentação de um sinal econômico dentro de uma perspectiva estrutural. Esse preço é correspondente ao nível de proteção ao risco de 95% da função densidade das probabilidades da renda inframarginal, benefício obtido a partir da integral da diferença entre o preço de equilíbrio e a curva de oferta de energia do mercado (ANEEL, 2019).

Na construção das curvas de oferta de energia, para posterior cálculo da renda inframarginal, devem ser consideradas as gerações de energia de hidroelétricas, termoelétricas e das não despachadas centralizadamente, assim como as inflexibilidades relacionadas às usinas térmicas. Além disso, a atualização das variáveis inclusas no cálculo do PLD máximo estrutural, como o CMO e o CVU e a conversão dos resultados para base anual, já que no cálculo do modelo NEWAVE são realizadas análises de médio prazo, períodos de cinco anos (ANEEL, 2019).

A Figura 7 ilustra os valores de PLD Mínimo, Máximo Estrutural e Horário calculados para o ano de 2021, a partir do histórico de preços a partir do ano de 2017. O PLD Máximo Horário entrou em vigor a partir do terceiro trimestre do ano de 2019, por essa razão não apresenta dados históricos anteriores a essa data.

A portaria (MME, 2019) definiu, a partir de 1 de Janeiro de 2021, a formação do PLD horário. Até essa data, o PLD era definido semanalmente. A alteração da contabilização desse preço se deu principalmente pela diminuição da participação hídrica e aumento da participação das fontes intermitentes (solar, eólica e fio d'água) no fornecimento de energia. As fontes de energia intermitentes afetam a previsibilidade do sistema, além de dificultar sua operação. Isso porque não há um sistema para armazenamento dos recursos para geração, expondo o sistema

Figura 7 – Valores de PLD Mínimo, Máximo Estrutural e Horário

	PLD Mínimo (R\$/MWh)	PLD Máximo Estrutural (R\$/MWh)	PLD Máximo Horário (R\$/MWh)
2017	33,68	533,82	-
2018	40,16	505,18	-
2019	42,35	513,89	-
2020	39,68	559,75	1148,36
2021	49,77	583,88	1197,87

Fonte: Adaptado de (CCEE, 2021b)

ao caráter sazonal dessas fontes.

A maior participação de fontes intermitentes resulta num aumento da participação de fontes controláveis, como usinas termoeletricas de partida rápida, além de impulsionar a busca por sistemas de armazenamento para essas fontes. O PLD horário apresentará diversos ganhos ao sistema, já que, dentre suas diversas vantagens, permitirá uma melhor análise da operação do sistema de acordo com a variação de carga horária e conseqüentemente, repasse mais rápido e correto do custo de operação (OLIVEIRA, 2020).

Conforme já mencionado, o PLD é determinado a partir do CMO horário e dos limites mínimo e máximos estrutural e horário estabelecidos pela ANEEL. O cálculo do PLD é um método iterativo e composto por diversas etapas. Esse método realiza iterações de $\sigma=1$ até $\sigma=n$, com incrementos unitários, e encerra quando a média dos valores diários do PLD atingir um patamar menor ou igual ao Limite Máximo Estrutural.

Inicialmente é calculado o CMO de base semi-horária a partir do modelo DESSEM, já descrito no Item 2.1.2.3. Após, é necessária a conversão desse custo para a base horária, conforme mostra a Equação 2.13 (CCEE, 2021d).

$$CMO_{SR_EA_{s,j}} = \frac{\sum_{j \in e_j} CMO_{SH_{s,j_s}}}{2} \quad (2.13)$$

Onde:

$CMO_{SR_EA_{s,j}}$ é o Custo Marginal de Operação Sem Restrição Ex-Ante determinado por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$CMO_{SH_{s,j_s}}$ é o Custo Marginal de Operação Semi-Horário determinado por submercado “s”, no período semi-horário “js”

A partir do novo CMO determinado, o PLD Intermediário é calculado, conforme mostram as Equações 2.14 e 2.15. A média dos PLDs Intermediários calculados é utilizada na Equação 2.16 para a obtenção do PLD Médio Diário.

O Fator Estrutural, expresso pela Equação 2.17, para cada iteração, estabelece o percentual de ajuste necessário nos valores do CMO sem Restrição Ex-Ante para que a média dos PLDs atinja o Limite Máximo Estrutural definido pela ANEEL (CCEE, 2021d).

Se $\sigma = 1$, então

$$PLD_INTER_{s,j,\sigma} = \min(\max(CMO_SR_EA_{s,j}; PLD_MIN_f); PLD_MAX_H_f) \quad (2.14)$$

Senão,

$$PLD_INTER_{s,j,\sigma} = (\max(PLD_AJUST_EST_{s,j,\sigma}; PLD_MIN_f)) \quad (2.15)$$

Onde:

$PLD_INTER_{s,j,\sigma}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças Intermediário ajustado aos limites estipulados pela ANEEL, sendo determinado por submercado “s”, no período de comercialização “j”, na iteração “ σ ”

$CMO_SR_EA_{s,j}$ é o Custo Marginal de Operação Sem Restrição Ex-Ante determinado por submercado “s”, no período de comercialização “j”

PLD_MIN_f é o Preço de Liquidação das Diferenças Mínimo determinado para o ano de apuração “f”

$PLD_MAX_H_f$ é o Preço de Liquidação das Diferenças Máximo Horário determinado para o ano de apuração “f”

$PLD_AJUST_EST_{s,j,\sigma}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças Ajustado ao Limite Estrutural estipulado pela ANEEL, calculado por submercado “s”, no período de comercialização “j”, na iteração “ σ ”

$$PLD_MD_{s,d,\sigma} = \frac{\sum_{j \in d} PLD_INTER_{s,j,\sigma}}{D_HORAS_d} \quad (2.16)$$

Onde:

$PLD_MD_{s,d,\sigma}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Diário calculado por submercado “s”, que tenha os períodos de comercialização compreendidos no dia “d”, na iteração “ σ ”

$PLD_INTER_{s,j,\sigma}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças Intermediário ajustado aos limites estipulados pela ANEEL, sendo determinado por submercado “s”, no período de comercialização “j”, na iteração “ σ ”

D_HORAS_d é a quantidade de horas que compõem o dia “d”

“d” é a dimensão que contém o número de horas que representa um dia, composto pelos 24 períodos de comercialização “j”

$$F_EST_{s,d,\sigma} = \frac{PLD_MAX_EST_f}{PLD_MD_{s,d,\sigma}} \quad (2.17)$$

Onde:

$F_EST_{s,d,\sigma}$ é o Fator Estrutural calculado por submercado “s”, para o dia “d”, na iteração “ σ ”

$PLD_MAX_EST_f$ é o Limite Estrutural do Preço de Liquidação das Diferenças determinado para o ano de apuração “f”

$PLD_MD_{s,d,\sigma}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Diário calculado por submercado “s”, que tenha os períodos de comercialização compreendidos no dia “d”, na iteração “ σ ”

As etapas de cálculo do PLD se encerram quando o PLD Médio Diário para cada submercado atinge um patamar inferior ou igualitário ao Limite Máximo Estrutural. Caso isso não ocorra, há a necessidade de determinar o PLD Ajustado ao Limite Estrutural. Esse preço é definido a partir da aplicação do Fator Estrutural, da iteração atual, conforme mostra a sequência de Equações 2.18 a 2.21 (CCEE, 2021d).

Nos casos em que:

Para $\sigma = 1$

$$PLD_MD_{s,d,\sigma} \leq PLD_MAX_EST_f \quad (2.18)$$

Ou para $\sigma > 1$

$$PLD_MD_{s,d,\sigma} = PLD_MAX_EST_f \quad (2.19)$$

É aplicado:

$$PLD_{s,j} = PLD_INTER_{s,j,\sigma} \quad (2.20)$$

Caso contrário:

$$PLD_AJUST_EST_{s,j,\sigma+1} = F_EST_{s,d,\sigma} \times PLD_INTER_{s,j,\sigma} \quad (2.21)$$

Onde:

$PLD_{s,j}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças determinado por submercado “s”, no período de comercialização “j”

$PLD_MD_{s,d,\sigma}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças Médio Diário calculado por submercado “s”, que tenha os períodos de comercialização compreendidos no dia “d”, na iteração “ σ ”

$PLD_MAX_EST_f$ é o Limite Estrutural do Preço de Liquidação das Diferenças determinado para o ano de apuração “f”

$PLD_INTER_{s,j,\sigma}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças Intermediário ajustado aos limites estipulados pela Aneel, sendo determinado por submercado “s”, no período de comercialização “j”, na iteração “ σ ”

$PLD_AJUST_EST_{s,j,\sigma}$ é o Preço de Liquidação das Diferenças Ajustado ao Limite Estrutural estipulado pela Aneel, calculado por submercado “s”, no período de comercialização “j”, na iteração “ σ ”

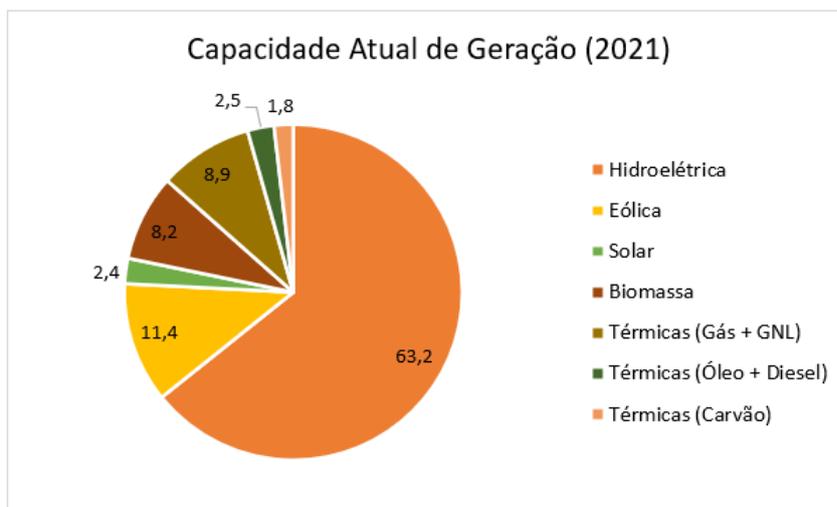
$F_EST_{s,d,\sigma}$ é o Fator Estrutural calculado por submercado “s”, para o dia “d”, na iteração “ σ ”

2.2 GERAÇÃO DE ENERGIA

Conforme anteriormente mencionado no Item 2.1.1, o sistema elétrico brasileiro é um sistema hidro-termo-eólico, com predominância hídrica. Para atendimento a carga do sistema, são utilizadas diversas fontes de energia somadas à importação de países vizinhos, quando necessário. De acordo com (ANEEL, 2021), no mês de Setembro de 2021, foram registradas 9.587 usinas geradoras de energia no Brasil, dentre seus diversos tipos, tais como Centrais Geradoras Eólicas, Hidroelétricas e Solares Fotovoltaicas, além de usinas Termoelétricas e Termonucleares.

Em (ONS, 2021d) são apresentadas projeções de crescimento para a capacidade instalada do SIN. Os dados para o ano de 2025 mostram um crescimento significativo das fontes de geração eólica, solar e termoelétricas a gás e Gás Natural Liquefeito (GNL), enquanto as usinas hidroelétricas diminuem significativamente sua participação, assim como as termoelétricas a carvão. As Figuras 8 e 9 mostram o percentual de participação de cada fonte geradora na capacidade instalada do SIN no ano de 2021, bem como o percentual de participação estimado para o ano de 2025.

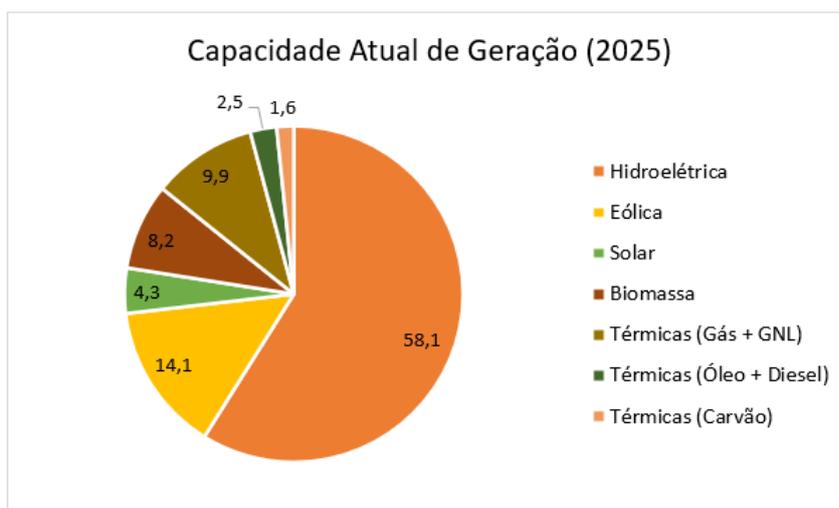
Figura 8 – Capacidade Instalada no SIN no Ano de 2021



Fonte: Adaptado de (ONS, 2021d)

No ano de 2020, de acordo com os dados disponíveis em (ANEEL, 2021), foram despachados mais de 300 trilhões de GWh produzidos em usinas hidroelétricas, incluindo a usina de

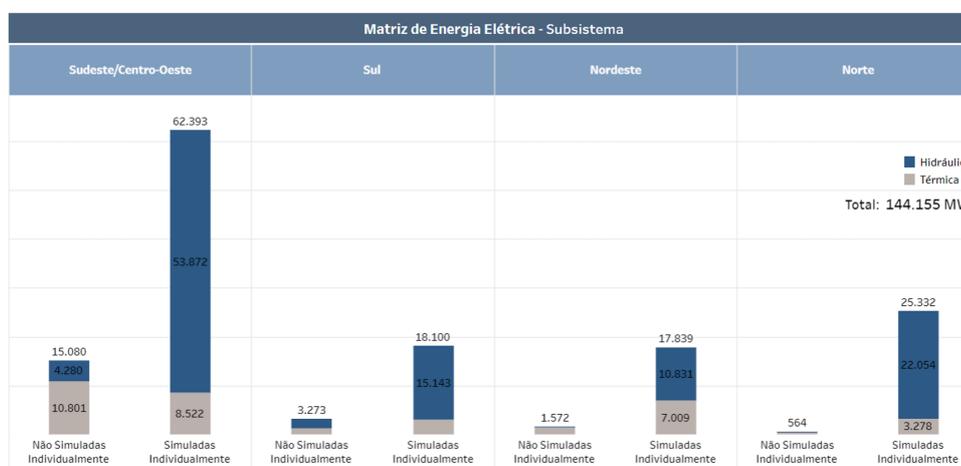
Figura 9 – Capacidade Instalada Prevista no SIN no Ano de 2025



Fonte: Adaptado de (ONS, 2021d)

Itaipu. Já a geração de energia térmica, incluindo fontes que utilizam gás natural, carvão e óleo diesel, apresentou um despacho de aproximadamente 30 trilhões de GWh. A Figura 10 ilustra a capacidade instalada de usinas térmicas e hidroelétricas em cada subsistema do Brasil.

Figura 10 – Matriz de Energia Elétrica (Hidráulica e Térmica) por Subsistema



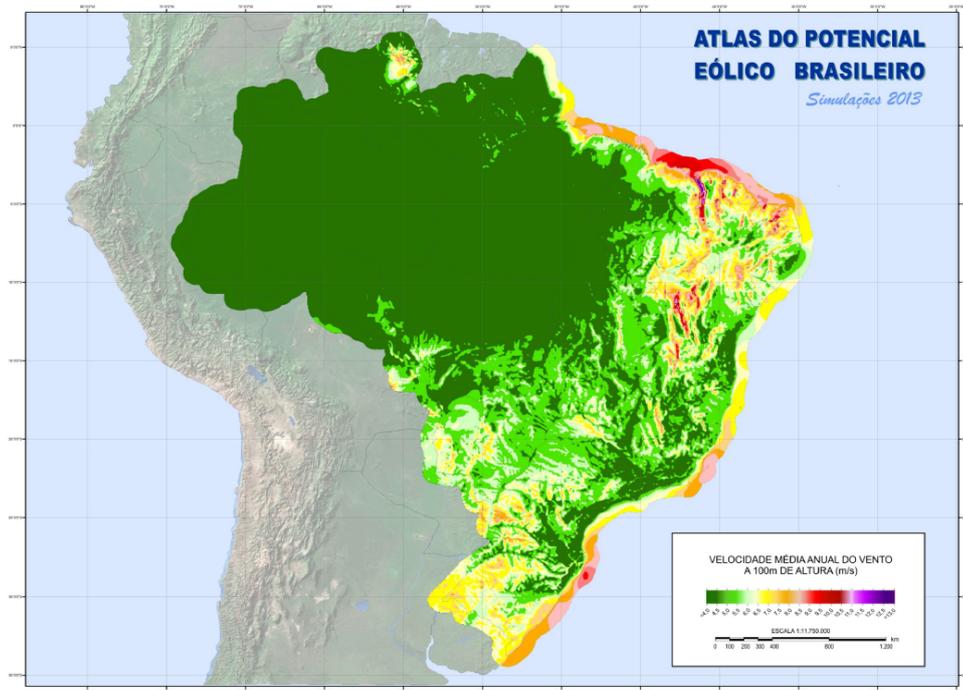
Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2021)

Apesar de possuírem baixo impacto ambiental na geração de energia e baixos custos de operação, as fontes de energia renováveis, em destaque a eólica, detêm de algumas desvantagens se comparada às fontes de energia tradicionais. Essas desvantagens são referentes a sua intermitência de geração e, conseqüentemente, imprevisibilidade de atendimento ao sistema (PINHEIRO, 2020).

O potencial de geração eólica no Brasil pode ser analisado a partir da velocidade dos ventos em diferentes altitudes. Em (CEPEL, 2017) são apresentadas diversas análises do desempenho eólico brasileiro a partir do uso de modelos numéricos para previsões do tempo. A Figura

11 ilustra a velocidade média dos ventos a uma altura de 100m, uma das alturas utilizada na instalação de aerogeradores de usinas eólicas. O mapa mostra maiores velocidades nas regiões Sul/Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do país.

Figura 11 – Velocidade média anual para a altura de 100 metros



Fonte: (CEPEL, 2017)

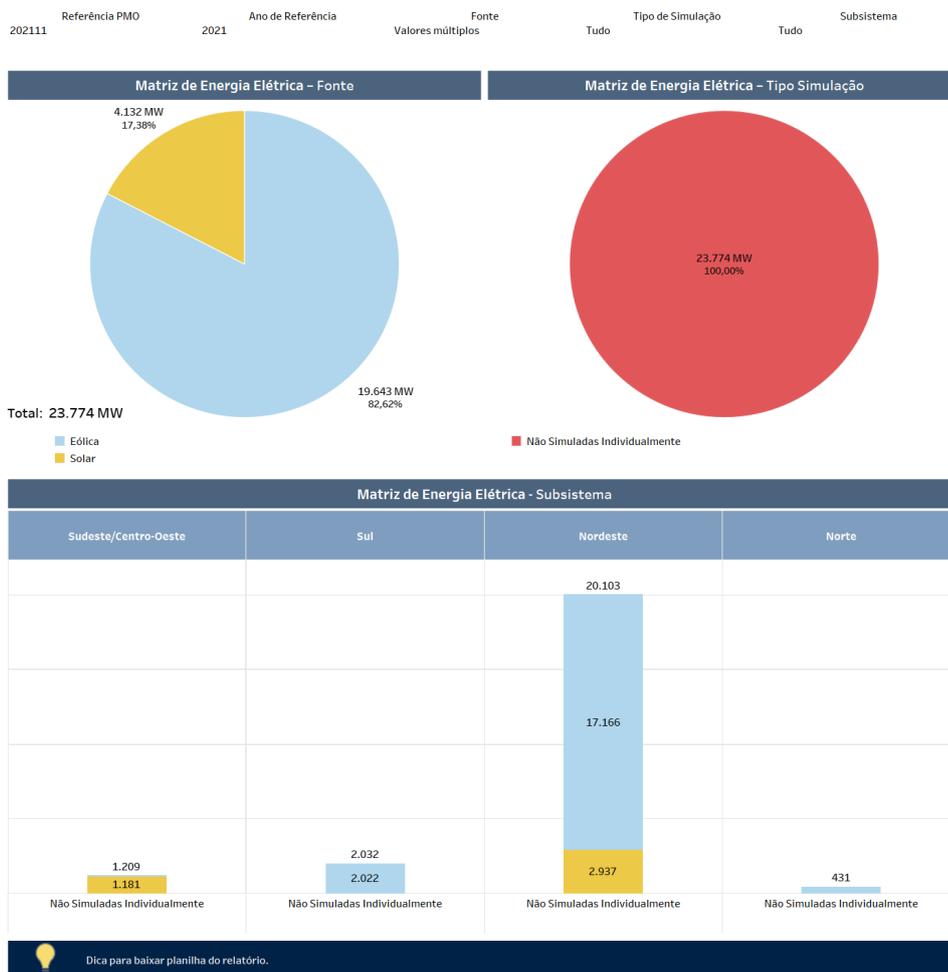
A Matriz Energética Brasileira, quando se trata de usinas eólicas, no ano de 2021, apresenta instalações em todos os subsistemas, com maior densidade no Subsistema Nordeste (ONS, 2021d). A Figura 12 ilustra a capacidade instalada em cada subsistema dessa fonte renovável.

Em razão das barreiras tecnológicas existentes em relação ao armazenamento de energia de forma direta, a fonte de energia eólica é utilizada, na maioria das vezes, para o abatimento do consumo instantâneo. Conforme já mencionado, as fontes de energia intermitentes representam imprevisibilidade em relação à velocidade de resposta à demanda, além da intermitência de geração, já que os recursos de geração dessas fontes não estão disponíveis a todo o momento. Dessa maneira, para que essas fontes de energia possam ser agregadas ao despacho de energia, é necessária a mitigação dessas incertezas de geração e demanda a qual pode ser realizada a partir de tecnologias de armazenamento (PINHEIRO, 2020).

2.3 ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

Ao decorrer do tempo ocorrem alterações nos padrões de consumo de energia elétrica, devido, principalmente, a mudanças tecnológicas, climáticas e comportamentais. Atividades e

Figura 12 – Matriz de Energia Elétrica por fonte



Fonte: (ONS, 2021d)

comportamentos praticados por indivíduos caracterizam as variações de demanda de energia ao longo do dia e, conforme (PINHEIRO, 2020), estudos apontam uma alteração, nos últimos anos, no horário e magnitude dos picos de demanda no SIN durante o verão.

Essas alterações na curva de demanda de energia são um desafio ao planejamento e operação do sistema elétrico, isso porque a variação de demanda ao longo do dia deve ser acompanhada pela variação da potência gerada. Ou seja, a variabilidade da demanda e picos diários é diretamente proporcional à necessidade de unidades geradoras despacháveis no sistema. Fontes de geração de energia eólicas e solares são possibilidades ambientalmente atrativas quando se trata da expansão da matriz energética, porém, se interligadas diretamente ao sistema, não têm aplicabilidade para atendimento à demanda na ponta devido a sua imprevisibilidade de geração (PINHEIRO, 2020).

Conforme (BREEZE, 2018a), tecnologias de armazenamento de energia compreendem uma série de sistemas capazes de absorver e armazenar energia elétrica e variam de acordo com sua capacidade (quantidade de energia que pode ser armazenada) e tempo (máximo tempo em

que não há perdas significativas de energia no processo) de armazenamento. Os benefícios do armazenamento não estão somente em fornecer a qualquer momento uma energia já gerada. Independente do nível de operação, armazenadores de energia provocam reduções de variações extremas de demanda da rede de distribuição além de estabilização do fornecimento de energia.

A implementação de unidades geradoras eólicas, conforme abordado no Item 2.2, tende a crescer no Brasil. Se combinadas a tecnologias de armazenamento podem ser operadas de maneira a armazenar a energia gerada em períodos fora de pico de demanda e despachar essa energia nos períodos de pico. Conhecida por Arbitragem ou *Time-shifting*, essa operação é lucrativa, pois permite a armazenagem de energia nos momentos em que o patamar de carga e seu custo são menores para realizar o despacho dessa energia em períodos de carga e custos elevados. Arelado a esse, outro benefício dos sistemas de armazenamento é o atendimento à ponta, já que a energia gerada pode ser despachada em momentos de carga mais elevada em complementação a geração de base do sistema elétrico (PINHEIRO, 2020).

Quando se trata de tecnologias de armazenamento para grande escala, podem ser citadas as usinas hidroelétricas reversíveis, sistemas com utilização de ar comprimido, baterias eletroquímicas, supercondutores de energia, sistemas a hidrogênio, volantes de inércia e capacitores/supercapacitores. Tanto as usinas reversíveis, quanto o armazenamento por baterias, são tecnologias já amplamente utilizadas ao redor do mundo (PINHEIRO, 2020).

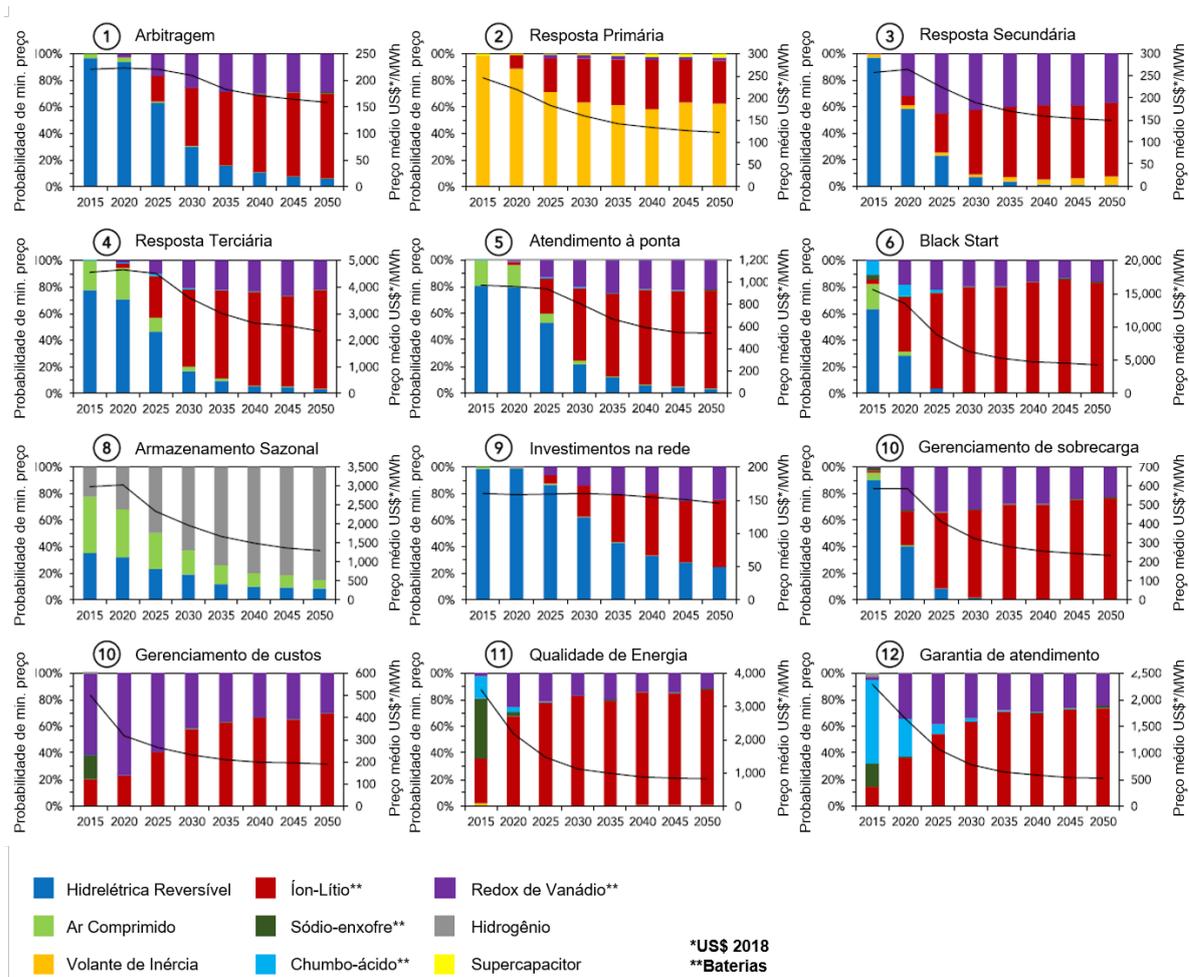
A definição do sistema de armazenamento mais adequado depende da análise de alguns parâmetros técnicos e econômicos, tais como: tempo de resposta e vida útil do sistema, eficiência de cada ciclo de carga e descarga e número máximo de ciclos, custo de implementação, energia gerada e operação e manutenção (PINHEIRO, 2020).

Um estudo realizado por um laboratório de Londres analisou o custo nivelado de armazenamento de nove tecnologias em doze diferentes aplicações. Esse custo pode ser descrito como a razão entre o custo total da vida útil do investimento em uma tecnologia de armazenamento de energia e sua capacidade cumulativa de fornecimento de energia. Em outras palavras, o custo nivelado reflete o preço médio interno pelo qual a energia pode ser vendida para que o valor presente líquido do investimento seja nulo (SCHMIDT *et al.*, 2019). A Figura 13 ilustra o comportamento do preço de cada tecnologia de armazenamento analisada no estudo de acordo com diferentes aplicações.

Dos doze cenários analisados, de acordo com (PINHEIRO, 2020), é possível destacar algumas aplicações mais relevantes se analisada a aplicabilidade dos sistemas de armazenamento no SIN, tais como:

- Arbitragem, já anteriormente mencionada;
- Resposta Primária que diz respeito à correção de alterações na tensão e frequência da rede;

Figura 13 – Projeções do Custo Nivelado de Armazenamento



Fonte: Adaptado de (SCHMIDT *et al.*, 2019)

- Atendimento à ponta que é a garantia de disponibilidade de geração quando ocorrem picos de demanda;
- *Black-start* é a capacidade de manter o atendimento à demanda em casos de paradas completas devido a distúrbios na rede e;
- Armazenamento Sazonal que corresponde ao armazenamento de energia para utilização meses mais tarde.

Em praticamente todos os cenários apresentados, as baterias, principalmente as de íon de lítio, se destacam. As tecnologias de baterias para armazenamento têm se destacado nos últimos anos e demonstram uma possibilidade de redução no seu custo a partir do ano de 2030 em todas as aplicações ilustradas na Figura 13, exceto quando se trata de armazenamento sazonal. Além da minimização do custo futuro das tecnologias de armazenamento, a pesquisa (SCHMIDT *et al.*, 2019) também apresenta a evolução da duração de descarga e quantidades de ciclos anuais

que cada tecnologia suportará até o ano de 2050 e, novamente, as baterias de íon de lítio se destacam.

2.3.1 Armazenamento com uso de baterias

A disseminação mundial das tecnologias de geração de energia de fontes renováveis, principalmente as não hídricas, somada a preocupação com a intermitência dessas fontes incentivou os estudos de viabilidade de sistemas de armazenamento de energia, principalmente os que utilizam baterias. As Fontes Renováveis Não Despacháveis (FRND), como são denominadas as fontes de energia não controladas pelo ONS, tem toda a sua energia produzida injetada diretamente na rede elétrica e sua produção varia de acordo com a disponibilidade do recurso natural primário, usinas eólicas e solares são exemplos dessas fontes (IEMA, 2016).

Inventadas no século 19, as baterias são o meio mais amplamente explorado quando se trata de armazenamento de energia. Dispositivos muito utilizados para o funcionamento de veículos, no fornecimento de energia elétrica para celulares e até para mecanismos de auxílio às pessoas como aparelhos auditivos. Recentemente, a utilização de baterias se tornou frequente no campo das energias renováveis, tanto em pequena como em larga escala, para armazenamento de energia em sistemas isolados ou conectados em rede e também, para estabilização de sistemas (BREEZE, 2018b).

Seu princípio básico é a conversão da sua energia armazenada, a qual provém de reações químicas, em energia elétrica. Dentre as diversas vantagens no uso das baterias, há o fato de que elas reagem rapidamente às mudanças de demanda de energia da rede elétrica, isso porque, quando utilizadas em conjunto à geração de energia, são capazes de, ligeiramente, fornecer e absorver energia (BREEZE, 2018b).

Existem diversos tipos de baterias que podem ser utilizadas para o armazenamento, as baterias de chumbo-ácido são mais frequentemente utilizadas além das baterias de íon de lítio que têm sido opção de diversos projetos. As baterias de chumbo-ácido foram as primeiras dessa categoria a serem desenvolvidas e inicialmente, eram muito utilizadas para nivelamento de carga em sistemas de distribuição de energia (BREEZE, 2018b).

Se utilizadas sob condições de temperatura ambiente e com ciclos de carga e descarga corretos, podem ter uma durabilidade que varia entre 15 a 30 anos. As baterias de íon de lítio, por outro lado, tornaram-se populares para o uso de dispositivos eletrônicos em razão de sua longa vida útil e por sua leveza. Foram desenvolvidas no século 20, porém sua ascensão ocorreu apenas no final da primeira década do século 21 (BREEZE, 2018b).

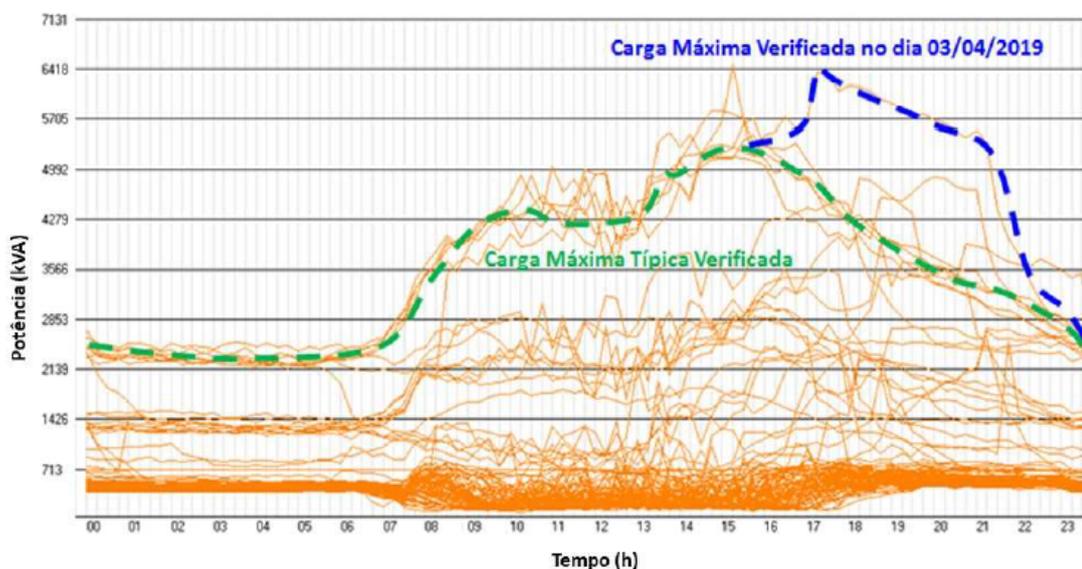
O Brasil ainda não dispõe de legislações definidas para sistemas de armazenamento, porém já existem incentivos e estudos para implantação dos *BESS*. Em 2016, a ANEEL lançou um projeto estratégico para inserção de sistemas de armazenamento de energia no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e a CEMIG Distribuição junto a algumas entidades terceiras, submeteu uma

proposta de projeto a fim de implantar um *BESS* em conjunto com uma rede de distribuição (LEITE *et al.*, 2019).

A CEMIG Distribuição formulou um projeto para conexão de dois sistemas de armazenamento, totalizando uma potência de 1MW e 1MWh de energia. Esses sistemas seriam instalados em pontos estratégicos de um alimentador de média tensão (13,8kV). A fim de obter uma maior abrangência de investigação, a CEMIG escolheu esse alimentador específico por nele haver uma usina fotovoltaica de 1,4MWp conectada. Dessa maneira, seria possível analisar a utilização de sistemas de armazenamento para controle do fluxo de energia, gerada por fontes intermitentes, na rede de distribuição (LEITE *et al.*, 2019).

Dos sistemas de armazenamento implantados pela distribuidora, um deles utilizou baterias de Chumbo-Ácido e o outro baterias de íons de Lítio. Foram escolhidas diferentes tecnologias para os sistemas a fim de obter análises distintas de cada uma e aprofundar o conhecimento sobre cada sistema, além da possibilidade de fazer comparações entre eles e suas possíveis aplicações futuras. A usina fotovoltaica envolvida no projeto foi construída na cobertura de um estágio de futebol e a Figura 14 ilustra as curvas de carga máxima típica e máxima verificada no local em um dia de jogo de futebol (LEITE *et al.*, 2019).

Figura 14 – Carga do Alimentador em um dia útil com jogo de futebol a noite



Fonte: (LEITE *et al.*, 2019)

Algumas funcionalidades do *BESS* foram previstas nessa aplicação. Dentre elas, a suavização da potência da fonte solar, já que o *BESS* gerencia a taxa de rampa de geração de energia solar fornecendo assim, uma potência de saída equivalente à potência de saída média projetada ao longo do dia. Essa suavização permite um equilíbrio na rede ao passo que absorve os picos de geração de energia e compensa as quedas em momentos de descarga (LEITE *et al.*, 2019).

Além disso, o sistema de armazenamento com baterias pode ser utilizado para o forneci-

mento de energia em momentos de perdas de linhas de transmissão ou falhas em alimentadores, atuando como backup durante eventos de emergência. Existe também o chamado *peak-shaving*, que é quando o sistema de armazenamento fornece energia em períodos de maior demanda do sistema, como horário de ponta, aliviando as flutuações de recarga do alimentador e deixando-as mais previsíveis (LEITE *et al.*, 2019).

Após a finalização do experimento com o *BESS* conectado à rede de distribuição foram percebidos alguns impactos nesse sistema. O *BESS*, de acordo com sua capacidade, pode contribuir parcial ou totalmente na regulação de frequência e tensão na rede elétrica. Se associado à eletrônica de potência, o *BESS* pode auxiliar na compensação de potência reativa, harmônicos de cargas não lineares e desbalanço de correntes (PINHEIRO, 2020).

Uma estratégia relacionada às distorções harmônicas geradas principalmente por dispositivos elétricos com características não lineares, é associar ao *BESS* conversores. Dessa maneira, o sistema auxilia na redução dos impactos causados por esse distúrbio. O experimento realizado pela CEMIG atestou alguns dos benefícios das tecnologias de armazenamento aplicadas à geração de fontes intermitentes apresentados em (PINHEIRO, 2020).

2.4 TRABALHOS CORRELATOS

A pesquisa de (LIMA, 2021) desenvolveu um algoritmo capaz de avaliar a aplicabilidade de sistemas de armazenamento, em especial de baterias de íon de Lítio, no SIN, considerando a variação horária do PLD. O estudo utilizou como base as fontes geradoras de três complexos existentes no país que estão situados nos estados do Rio Grande do Norte (RN), Bahia (BA) e Rio Grande do Sul (RS).

Para a modelagem foram utilizados como dados de entrada o histórico do PLD horário, dados históricos de geração de energia horária dos parques eólicos e potência nominal, capacidade de carga e descarga e eficiência dos *BESS*. A partir da análise do histórico do PLD foram definidos quais os melhores períodos para armazenamento da energia gerada e também, qual seria o momento de descarga de energia pelas baterias na rede elétrica. Como o principal objetivo da pesquisa foi a identificação do melhor resultado financeiro diário, o período definido para injeção de energia na rede elétrica foi no qual o PLD estava mais caro (LIMA, 2021).

A metodologia desenvolvida nesse trabalho também considerou as perdas na conversão de energia pelos sistemas de armazenamento, desse modo, se a variação horária do PLD não for suficiente para compensar as perdas na conversão, o sistema decide por não realizar o processo de armazenamento, fornecendo energia de maneira direta. Os resultados finais apresentaram grande potencial econômico para a instalação de sistemas de armazenamento no subsistema Nordeste, devido às variabilidades intradiárias da região e verificou que, apesar de não serem muito atrativos em função de seu alto custo, os *BESS* são viáveis se analisadas as diversas aplicações as quais esses sistemas podem colaborar (LIMA, 2021).

Em (PINHEIRO, 2020) foi desenvolvido um modelo numérico de otimização determinística para modelagem do planejamento do despacho hidrotérmico do sistema elétrico, considerando a utilização de sistemas de armazenamento de energia e também, um modelo estocástico para operação e planejamento a curto prazo do SEB. A modelagem de ambos os casos foi realizada considerando a operação das usinas do subsistema Nordeste e desconsidera a operação da transmissão de energia e possíveis perdas nesse processo.

As usinas utilizadas para o modelo são eólicas, fotovoltaicas, hidroelétricas e térmicas de operação lenta e rápida. O modelo de otimização determinística foi o primeiro executado nessa pesquisa, nele foram considerados como dados de entrada as características operacionais das usinas do despacho hidro-térmico e dos sistemas de armazenamento, demanda do subsistema Nordeste e curvas de geração das fontes intermitentes eólica e fotovoltaica. Além desses, são utilizados os custos unitários das fontes térmicas e da energia importada de outros subsistemas. As perdas envolvidas na conversão de energia dos sistemas de armazenamento foram consideradas no modelo. O objetivo desse modelo é a obtenção do menor custo de operação diário do sistema, de acordo com as características consideradas (PINHEIRO, 2020).

Foram realizadas três simulações, das quais a primeira considerou a operação do SEB sem nenhum sistema de armazenamento, a segunda considerou um sistema de armazenamento de potência instalada equivalente a 5% da potência total das unidades geradoras e a última simulação considerou a um sistema de armazenamento com potência de 10% da total das geradoras. Os sistemas de armazenamento foram considerados com operação agregada, ou seja, uma única unidade (PINHEIRO, 2020).

O modelo determinístico desenvolvido em (PINHEIRO, 2020) prioriza o despacho de fontes com menor custo agregado e só adiciona ao despacho uma fonte geradora mais cara quando a potência da mais barata atinge seu patamar máximo. Os resultados obtidos nas simulações apresentaram, para o sistema cuja operação utilizou um sistema de armazenamento equivalente a 5% da potência total de geração, um redução de 4,52% nos custos de operação em relação à simulação na qual não utilizou sistemas de armazenamento. Já a simulação cujo sistema de armazenamento corresponde a 10% da potência total das unidades geradoras, o custo em relação à primeira simulação, que desconsiderou a utilização do armazenamento, apresentou uma redução de 7,59%.

O modelo estocástico, também simulado nessa pesquisa, tem como principal diferença em relação ao modelo determinístico, a tomada de decisões em relação ao despacho. Nesse caso, são realizados despachos estratégicos, não necessariamente esgotando as fontes geradoras mais baratas para, após, despachar as demais. As simulações desse modelo, justamente por ser um método mais detalhado que considera uma composição maior de dados de entrada a estratégias de operação, concluíram que, para o sistema energético simulado, a utilização do sistema de armazenamento de energia é muito mais vantajosa se o sistema for aplicado para operação de reserva, operação que permite a reserva de energia para melhor operação da capacidade hidro-

elétrica disponível do que se utilizada para arbitragem, operação já mencionada anteriormente (PINHEIRO, 2020).

Em (HEREDIA; CUADRADO; CORCHERO, 2018) é realizada uma análise do efeito do *BESS* na operação diária de uma planta de geração de energia eólica e também, da aplicação de um sistema de armazenamento atrelado à participação do mercado de energia de reserva. Para essa análise, foi realizado um modelo de programação estocástica que considerou uma usina de energia virtual composta por um gerador eólico e um *BESS*, ofertas de energia do gerador eólico para os mercados do dia seguinte, intradiário e de reserva secundária e manutenção de desequilíbrios da rede pelo sistema de baterias.

A função objetivo do modelo desenvolvido buscou a maximização do lucro da unidade de geração eólica e os dados utilizados como referência da planta de geração eólica são de uma geradora localizada no Norte da Espanha com uma potência nominal de 18MW. Conforme previamente mencionado, esse estudo foi realizado em três cenários, dos quais o cenário 01 considerou a operação do gerador sem nenhum sistema de armazenamento instalado, já o cenário 02 considerou a operação diária do gerador em conjunto a um *BESS* e, o cenário 03 considerou a operação do gerador também com o sistema de armazenamento porém, participando do mercado de reserva de energia (HEREDIA; CUADRADO; CORCHERO, 2018).

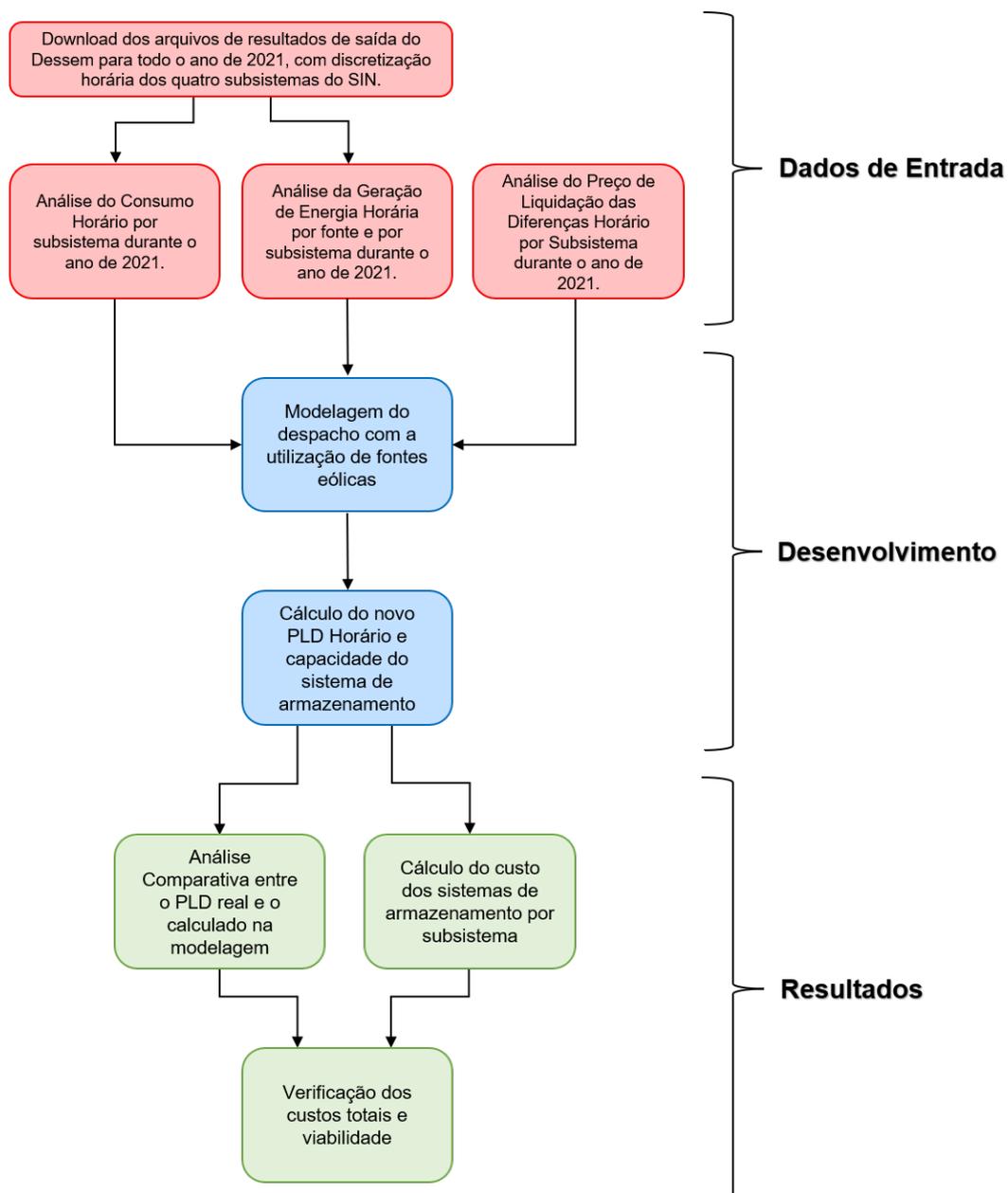
A principal diferença entre a operação da planta virtual no mercado diário e no de reserva é que, o valor do MWh gerado na banda de reserva é aproximadamente cinco vezes maior se comparado ao aplicado no mercado de curto prazo ou diário. As simulações dos cenários 01 e 02 apresentaram um ganho de 10,4% na utilização de baterias em conjunto ao gerador eólico, o que representa um ganho positivo porém, insuficiente para justificar o investimento no sistema de armazenamento, se analisado exclusivamente o viés econômico. No cenário 02 também foi visualizado que, ao contrário do que a maioria das literaturas indicam, a redução dos desequilíbrios na rede a partir dos sistemas de armazenamento com baterias não é tão significativa ao ponto de justificar o investimento nesses sistemas e, em alguns casos, a introdução de um *BESS* ao sistema pode aumentar ligeiramente os desequilíbrios na rede (HEREDIA; CUADRADO; CORCHERO, 2018).

O cenário 03 permitiu a conclusão de que é mais vantajosa a implementação do sistema eólico em conjunto com um sistema de armazenamento de baterias quando sua operação é voltada ao mercado de energia de reserva, tanto pela valorização do valor de energia nesse mercado, quanto pela melhor operação do gerador, já que, se aplicado a utilização no mercado de reserva, poderá produzir energia numa potência otimizada, em relação à operação no mercado diário, tendo um melhor aproveitamento do funcionamento do sistema, e armazenando essa energia até haver necessidade de despacho (HEREDIA; CUADRADO; CORCHERO, 2018).

3 METODOLOGIA

O presente trabalho foi dividido em etapas a fim de facilitar sua compreensão, bem como a visualização de cada tema abordado. Diante disso, este capítulo é constituído pela metodologia adotada nas etapas do desenvolvimento. A Figura 15 mostra o fluxo das etapas. Os procedimentos realizados nesse trabalho tem por objetivo a análise dos custos de operação do despacho de energia empregando fontes geradoras eólicas utilizando como apoio sistemas de armazenamento.

Figura 15 – Fluxo das Etapas de Desenvolvimento do Trabalho



Fonte: (O autor, 2022)

3.1 DADOS DE ENTRADA

Para o desenvolvimento da metodologia foram utilizados alguns dados de entrada, tais como:

- Consumo horário por subsistema no ano de 2021;
- Geração horária por fonte e por subsistema no ano de 2021;
- Preço de Liquidação das Diferenças horário durante o ano de 2021.

3.1.1 Consumo de Energia Horário

A análise do consumo de energia foi realizada com base nos dados disponibilizados pelo ONS. Em (ONS, 2021a) é possível acessar os dados históricos de consumo de energia elétrica durante o período desejado, no caso dessa análise, nos doze meses de 2021, nos quatro subsistemas do SIN.

Para simplificar a análise dos dados de consumo, foram identificados períodos para servirem como padrões. Essa identificação foi realizada a partir da análise das temperaturas mensais históricas de cada estado do Brasil. Isso porque o consumo de energia elétrica está diretamente relacionado com as temperaturas de cada estação, uma vez que quanto maior amplitude térmica e temperaturas extremas, maior a utilização de sistemas que auxiliem para o bem estar, tais como ares-condicionados, estufas, umidificadores e etc (ANDRADE; SANT'ANNA, 2013).

Em (INPE, 2022) estão disponíveis os dados históricos de temperatura mínima e máxima de cada capital brasileira, de acordo com as estações meteorológicas desses locais. A análise foi realizada, inicialmente, tabelando as temperaturas mínimas e máximas mensais de cada capital e separando-as por submercado (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul) e por estações do ano (Verão, Outono, Inverno e Primavera).

Após, foram calculadas as temperaturas médias, entre as mínimas e máximas históricas, por mês de cada capital. Cada estação do ano compreende três meses, então foram analisadas as temperaturas médias entre eles e definido qual mês melhor representa as características de temperatura daquela estação.

Além da definição desses padrões, foi analisado o consumo horário durante as 24 horas de cada dia a fim de identificar patamares de carga. Inicialmente, foram calculadas as médias dos consumos a cada seis horas. Dessa forma, a partir das maiores médias, foram definidos quatro postos horários para identificação dos patamares de carga, conforme segue:

- Posto horário 01: 00h00 às 05h00;
- Posto horário 02: 06h00 às 11h00;

- Posto horário 03: 12h00 às 17h00;
- Posto horário 04: 18h00 às 23h00.

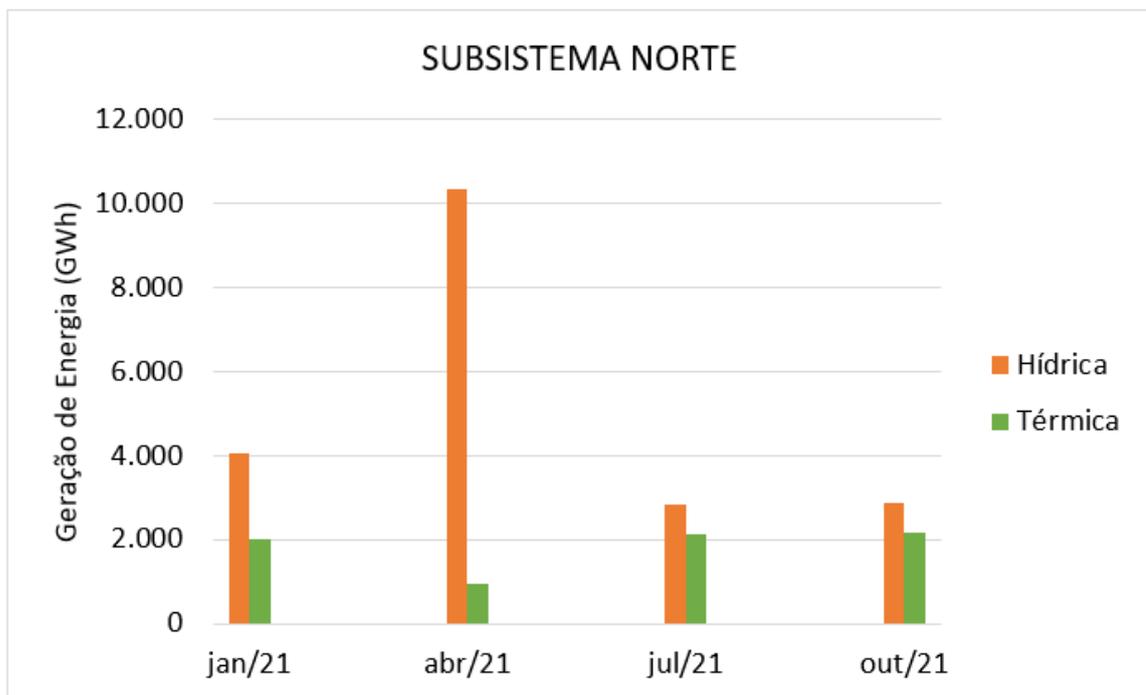
3.1.2 Geração de Energia Horária

Em (ONS, 2021b) estão disponíveis os dados de geração de energia horária, por subsistema e por fonte geradora. A partir desses dados é possível verificar quais usinas foram despachadas nos períodos em que foi analisado o consumo horário, abordados no item 3.1.1.

Durante os doze meses de 2021, em todos os subsistemas, houve despacho de energia a partir de fontes hídricas, eólicas e térmicas. Além dessas, no subsistema Sudeste/Centro-Oeste houve despacho de energia gerada por usinas nucleares.

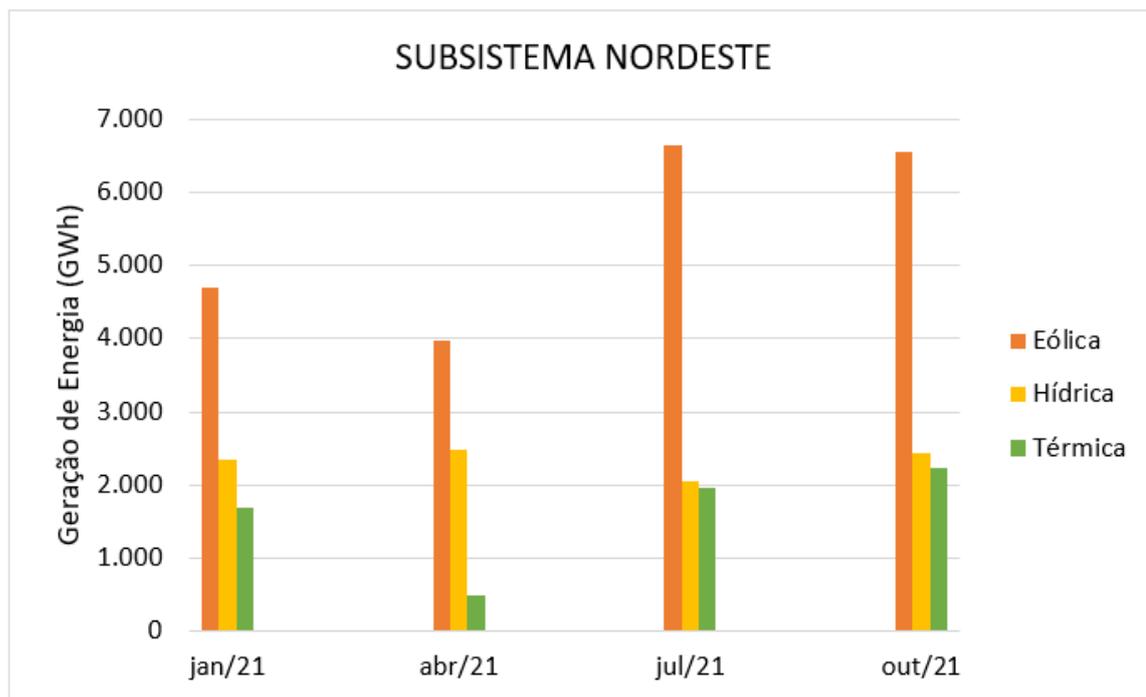
As Figuras 16, 17, 18 e 19 mostram o perfil de geração de cada fonte nos subsistemas Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul, respectivamente. Nos gráficos são evidenciadas as gerações nos meses de Janeiro, Abril, Julho e Outubro, considerados como bases para o desenvolvimento desse trabalho. Vale ressaltar que assim como nos demais, o subsistema Norte teve geração eólica durante o período, porém nos meses analisados não foram computados valores de geração dessa fonte e, por esse motivo, a mesma não consta no gráfico desse subsistema.

Figura 16 – Geração de Energia no Subsistema Norte durante o ano de 2021



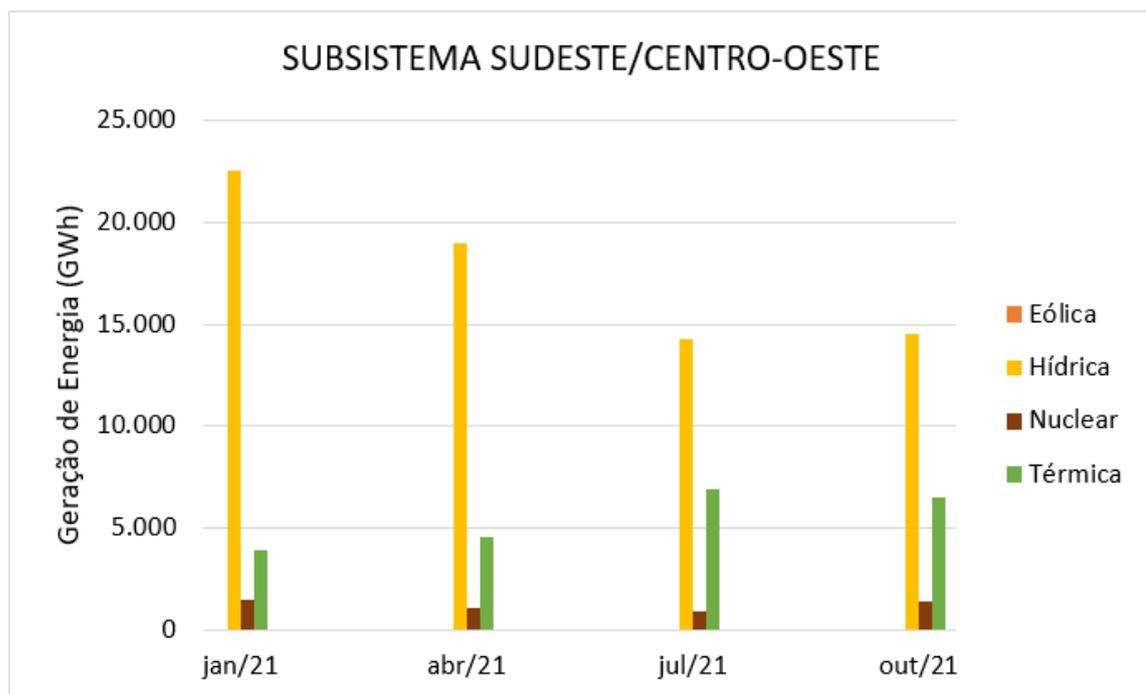
Fonte: (O autor, 2022)

Figura 17 – Geração de Energia no Subsistema Nordeste durante o ano de 2021



Fonte: (O autor, 2022)

Figura 18 – Geração de Energia no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste durante o ano de 2021

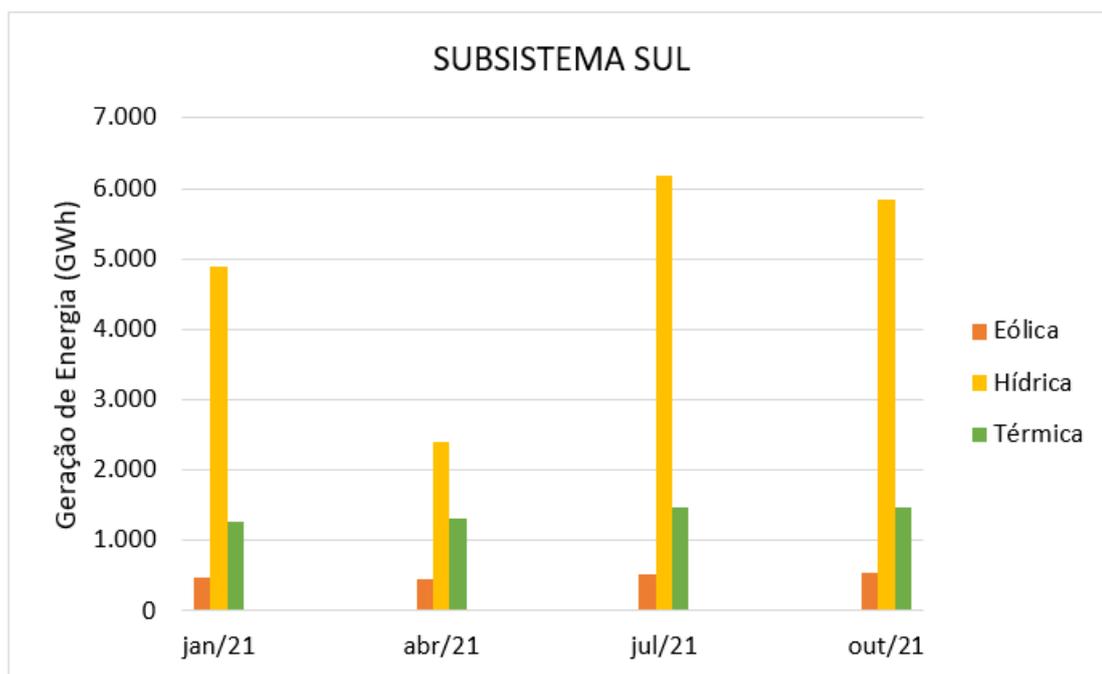


Fonte: (O autor, 2022)

3.1.3 Preço de Liquidação das Diferenças Horário

Os dados do PLD horário durante os doze meses de 2021 estão disponíveis em (CCEE, 2021c). A partir dos preços horários de cada subsistema foram calculados os valores médios do

Figura 19 – Geração de Energia no Subsistema Sul durante o ano de 2021



Fonte: (O autor, 2022)

PLD por posto horário, conforme Seção 3.1.1, a cada mês do ano.

Essa análise permite que, posteriormente, os preços durante o ano de 2021 sejam comparados aos novos preços calculados a partir dos resultados da modelagem matemática do despacho hidrotérmico. Essa comparação se faz necessária para justificar a proposta de despacho sugerida, uma vez que o novo preço tende a ser menor do que o preço atual se comparado horário a horário.

3.2 MODELAGEM MATEMÁTICA

A fim de obter o CMO do sistema hidrotérmico, priorizando a inclusão de fontes eólicas no despacho de energia nos horários de maior consumo e reduzindo a entrada de fontes térmicas, foi utilizada uma modelagem matemática baseada na programação dinâmica dual estocástica. A PDDE tem uma lógica de análise de cenários anteriormente descrita na Seção 2.1.2.4.

O modelo matemático utilizado, o qual é denominado *PySDDP* e utilizado no software *Phyton*, disponível em (MARCATO, 2020), foi desenvolvido por um grupo de pesquisadores, orientado pelo professor André Luís Marques Marcato, da Universidade Federal de Juiz de Fora, a fim de utilizar os dados de entrada do DESSEM para a modelagem do planejamento de operação de sistema hidrotérmicos, a partir da PDDE.

Nesse trabalho, inicialmente foram utilizados os arquivos de saída do DESSEM, disponíveis em (CCEE, 2021a) e citados na Seção 2.1.2.3, os quais contém os dados de geração e carga do sistema. Esses arquivos foram modificados de modo a ser adicionada a probabilidade

de armazenamento de energia eólica, nos momentos de baixa demanda do sistema e, inserção dessa geração no despacho em momentos em que há alta demanda, ou seja, o consumo é maior do que a geração disponível.

Para a adição da energia eólica nos momentos de demandas elevadas do sistema, os quais no despacho atual são utilizadas usinas térmicas, foram retiradas do despacho essas usinas e inserida a energia armazenada de fonte eólica. Caso, mesmo com a inserção da usina eólica não seja possível atender a demanda de energia do sistema, a complementaridade desse consumo é efetuada com as usinas térmicas.

A modelagem realizada considerou os quatro subsistemas do SIN. Sabe-se que, no despacho atual, existe o intercâmbio de energia entre subsistemas. Esse intercâmbio acontece quando a geração de energia em uma região é maior do que sua demanda e essa sobra de energia é enviada para outra região onde a geração não foi suficiente.

Na modelagem realizada nesse trabalho, não foram considerados os intercâmbios entre subsistemas, de maneira a considerar cada região independente energeticamente. Dessa forma, a geração total, entre todas as fontes, utilizada como base em cada uma das quatro regiões é suficiente para suprir sua demanda, sem que haja déficits ou sobras.

Na Tabela 1 são exibidas algumas características do problema, como horizonte de planejamento e demanda de cada subsistema. A Tabela 2 mostra os dados agrupados de geração por fonte. Ambos dados de carga e geração apresentados, são dos arquivos do DESSEM utilizados.

Tabela 1 – Dados do Problema

Horizonte de planejamento	Diário, por 12 meses
Demanda do Subsistema N	4.289,75 GWmês
Demanda do Subsistema NE	8.170,08 GWmês
Demanda do Subsistema SE/CO	28.447,76 GWmês
Demanda do Subsistema S	8.650,30 GWmês

Fonte: (O autor, 2022)

Tabela 2 – Dados das Usinas

Geração Hídrica	36.688,22 GWmês
Geração Eólica	5.496,28 GWmês
Geração Térmica	8.152,49 GWmês

Fonte: (O autor, 2022)

A modelagem do despacho foi iniciada com o recebimento dos arquivos do DESSEM modificados no software *Phyton*, após a inserção da biblioteca *PySDDP*, para execução do

planejamento do despacho, utilizando a PDDE. Nesse momento, inicia-se o processo *forward*, conforme descrito na Seção 2.1.2.4, considerando um cenário.

A modelagem é executada de maneira a, inicialmente, resolver a equação linear do sistema no primeiro estágio, considerando um determinado posto horário e calculando um CMO inicial. Em seguida, é executado o segundo estágio, resolvendo novamente a equação linear e somando o CMO obtido ao custo do primeiro estágio, obtendo o custo real. Conforme explicado na Seção 2.1.2.4, após calculados os custos em ambos estágios, é analisada a diferença entre eles. Sobre essa diferença é aplicado o corte de Benders, já mostrado na Equação 2.6.

Após, os cortes de Benders são inseridos novamente no primeiro estágio e essa série se repete iterativamente, a quantidade de vezes necessária, até que a diferença entre os custos do primeiro e segundo estágios seja nula ou muito próxima disso, quando é considerado que o sistema convergiu. Assim, são obtidas as raízes do sistema, ou no caso desse trabalho, os custos marginais de operação horários no ano de 2021 em cada um dos subsistemas. A partir desses valores, foi calculado o novo PLD horário, considerando os limites mínimos e máximos para o período, disponíveis em (CCEE, 2021b).

3.3 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO

O sistema de armazenamento escolhido para análise nesse trabalho foi o que utiliza baterias de lítio. De acordo com a revisão realizada na Seção 2.3.1, as baterias de lítio mostram uma crescente utilização nos últimos tempos, inclusive já sendo testadas para armazenamento de energia em sistemas geradores de grande porte no Brasil.

Apesar dos testes, não existem, até o momento, referências nacionais que apresentem dados concretos em relação aos custos de utilização dessa tecnologia em sistemas de energia. Por esse motivo, para a análise proposta nesse trabalho, foram utilizados dados disponibilizados por um laboratório estadunidense.

No ano de 2021 esse laboratório atualizou uma pesquisa realizada nos anos anteriores sobre os custos de utilização de sistemas de armazenamento de baterias. Esse relatório técnico, (NREL, 2021), considerou diversos fatores para precificar o sistema. Dentre eles estão a implementação, vida útil das baterias, tempo necessário para carregamento (fixado em quatro horas), manutenções que serão realizadas no sistema durante seus anos de funcionamento, dentre outros.

A análise realizada por essa pesquisa apresentou os custos até 2050 desse sistema de armazenamento. Um ponto importante nesses dados é a diminuição dos custos ao longo dos anos. A Tabela 3 mostra os dados obtidos nessa análise, até o ano de 2030 (NREL, 2021).

Dos custos apresentados na Tabela 3, na análise desse trabalho será utilizado o valor médio referente ao ano de 2021. Vale ressaltar que a moeda dos valores apresentados é o dólar,

Tabela 3 – Custos Projetados de Sistemas de Armazenamento com Baterias até 2030

Custo do Sistema de Armazenamento de 04 Horas 2020\$/kW			
Ano	Baixo	Médio	Alto
2020	345	345	345
2021	316	324	333
2022	290	304	323
2023	264	283	315
2024	238	263	305
2025	212	242	295
2026	199	233	286
2027	184	225	276
2028	170	216	267
2029	157	207	258
2030	143	198	248

Fonte: (O autor, 2022)

por isso é necessária a conversão para o real. O preço de conversão utilizado foi U\$\$=1 equivale a R\$5,30.

A análise do sistema de armazenamento foi realizada em duas etapas. Primeiro foi definida a capacidade necessária para esse sistema, de acordo com os dados de geração utilizados no despacho hidrotérmico. A segunda etapa foi analisar o custo total desse sistema em diferentes períodos. Ambas análises foram realizadas a partir da utilização de macros do Excel.

Para a definição da potência do sistema de armazenamento, foi realizada uma análise da demanda do sistema e geração em discretização horária, em cada um dos quatro subsistemas por fonte geradora de energia. A Figura 20 mostra uma prévia dessa análise.

Figura 20 – Exemplo de Análise da Potência Necessária do Sistema de Armazenamento

Data e Hora		Demanda de Energia (MWh)	Geração Hidrelétrica (MWh)	Geração Eólica (MWh)	Diferença de Energia - Despacho Hídrico	Sobra de Energia - Despacho Eólico
14/01/2021	03:00	5617,19	5398,515	315,5	218,675	-96,825
14/01/2021	04:00	5526,685	5388,97	306,5	137,715	-168,785
14/01/2021	05:00	5418,695	5359,82	300,5	58,875	-241,625

Fonte: (O autor, 2022)

Conforme a ideia mencionada na Seção 3.2, o despacho de energia proposto prioriza a utilização das fontes de energia hidrelétrica e eólica e, somente após a utilização de toda a capacidade geradora de ambas, é aplicada ao despacho a fonte térmica, de acordo com a necessidade. Na Figura 20 há um exemplo da análise realizada para a determinação da potência do sistema de armazenamento de baterias.

Partindo da ideia do despacho hidrotérmico proposto, inicialmente foi utilizada toda

a geração hidrelétrica para suprir a demanda do sistema. No item da Figura 20 denominado “Diferença de Energia - Despacho Hídrico” há o valor de demanda de energia que não foi atendido pela geração hídrica. Após utilizada toda a capacidade hídrica, utiliza-se a eólica para suprimento do restante de carga.

No item da Figura 20 denominado “Sobra de Energia - Despacho Eólico” há a quantidade de energia eólica restante após o atendimento da carga horária do sistema. Essa sobra de energia, em valor absoluto, será armazenada e despachada em momentos futuros.

Para definição da potência do sistema de armazenamento, foram somadas todas as sobras de energia do período de análise, e calculada a capacidade horária de armazenamento que o sistema precisará ter. A Equação 3.1 representa o cálculo da potência de armazenamento horária do sistema de baterias.

$$pothArmaz = \frac{\sum sobraEnergiaEol}{totalHoras} \quad (3.1)$$

Onde,

pothArmaz é a potência horária de armazenamento do sistema de baterias

sobraEnergiaEol é a quantidade de energia eólica disponível para armazenamento

totalHoras é a quantidade total de horas em que houve energia eólica disponível para armazenamento

A segunda etapa de análise do sistema de armazenamento é composta pelo cálculo do seu custo. Para isso, conforme já mencionado, o custo utilizado como base do sistema de armazenamento de baterias foi de US\$ 324 /kW, custo médio equivalente ao ano de 2021 disponível em (NREL, 2021) e apresentado na Tabela 3.

Vale ressaltar que esse custo considera um carregamento de quatro horas, ou seja, para que seja calculado o custo do sistema de armazenamento é necessário, conforme a potência definida pela Equação 3.1, utilizar o preço horário do sistema de baterias. Então, o custo total do sistema de armazenamento necessário será o custo horário multiplicado pela potência horária do sistema.

3.4 ANÁLISE COMPARATIVA

Obtidos o CMO horário do despacho hidrotérmico com a inserção de usinas eólicas, calculado pela modelagem matemática e o custo do sistema de armazenamento de baterias necessário, será realizada uma análise comparativa dos resultados.

Inicialmente, serão comparados os valores do PLD horário fornecido pela (CCEE, 2021c) com os valores calculados do novo PLD horário obtido a partir do CMO dado pela modelagem. Após essa análise, serão computados os ganhos horários em relação ao novo PLD calculado.

Por fim, considerando o custo do sistema de armazenamento calculado, será realizado um cálculo simples de retorno desse investimento. Ou seja, o valor total do sistema de baterias será dividido pelo ganho horário calculado pelo PLD. Dessa maneira, é possível saber em quanto tempo o sistema de armazenamento terá seu custo abatido pela economia no despacho priorizando as fontes eólicas.

4 RESULTADOS

O presente capítulo apresenta os resultados obtidos nesse trabalho, de acordo com a metodologia descrita no Capítulo 3. Inicialmente, serão apresentados os resultados os valores calculados do PLD horário, obtidos a partir do CMO resultante da modelagem matemática.

Após, serão apresentados os sistemas de armazenamento, *BESS*, calculados conforme a disponibilidade de energia eólica em cada subsistema e seus respectivos custos. Por fim, a análise comparativa entre os PLDs horários real e calculado será evidenciada, assim como a análise de custos do novo sistema de despacho proposto. O valor do *BESS* será analisado em conjunto com os resultados financeiros no despacho proposto.

4.1 PATAMARES DE CARGA POR SUBSISTEMA

Para a definição de períodos padrões para as análises, foi realizado um levantamento das temperaturas médias dos patamares mínimos e máximos de cada mês e submercado nas quatro estações durante o ano de 2021. As Tabelas 4 e 5 mostram os resultados dessa análise, com as temperaturas calculadas e o mês correspondente para cada estação do ano.

Tabela 4 – Temperaturas médias calculadas a partir do histórico de temperaturas mínimas e máximas nas estações Verão e Outono por submercado.

Submercado	Verão		Outono	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
	Janeiro		Abril	
Sul	19,2°C	27,9°C	15,8°C	24,3°C
Sudeste/Centro-Oeste	20,9°C	29,9°C	19,9°C	29,9°C
Norte	22,4°C	30,5°C	22,7°C	30,6°C
Nordeste	23,1°C	30,6°C	22,9°C	29,9°C

Fonte: (O autor, 2022)

A análise das temperaturas mostrou que os meses de Janeiro, Abril, Julho e Outubro podem ser considerados como padrões de temperatura para cada uma das estações do ano, Verão, Outono, Inverno e Primavera, respectivamente. Com isso, na análise do consumo horário do ano de 2021 foram utilizados como períodos padrões esses quatro meses do ano.

Além da definição de padrões pelas temperaturas, o consumo dos subsistemas foi analisado a partir de postos horários, descritos em 3.1.1. Esse estudo mostrou que, durante o ano, apesar das alterações de carga ao longo do período, a distribuição do consumo se manteve na mesma proporção. Porém, se comparados os patamares de carga entre os subsistemas, é possí-

Tabela 5 – Temperaturas médias calculadas a partir do histórico de temperaturas mínimas e máximas nas estações Inverno e Primavera por submercado.

Submercado	Inverno		Primavera	
	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.
	Julho		Outubro	
Sul	10,7°C	19,8°C	15,8°C	23,3°C
Sudeste/Centro-Oeste	15,5°C	27,8°C	19,4°C	29,3°C
Norte	21,6°C	31,5°C	21,5°C	32,4°C
Nordeste	21,0°C	28,2°C	22,5°C	30,1°C

Fonte: (O autor, 2022)

vel verificar que cada região compreende um perfil diferente de consumo. A Tabela 6 mostra os resultados dessa análise.

Tabela 6 – Patamares de Carga por Posto Horário nos Subsistemas do SIN

Posto Horário	Subsistema			
	Norte	Nordeste	Sudeste/Centro-Oeste	Sul
Patamar 01	18h00 às 23h00	18h00 às 23h00	12h00 às 17h00	18h00 às 23h00
Patamar 02	00h00 às 05h00	12h00 às 17h00	18h00 às 23h00	12h00 às 17h00
Patamar 03	12h00 às 17h00	00h00 às 05h00	06h00 às 11h00	06h00 às 11h00
Patamar 04	06h00 às 11h00	06h00 às 11h00	00h00 às 05h00	00h00 às 05h00

Fonte: (O autor, 2022)

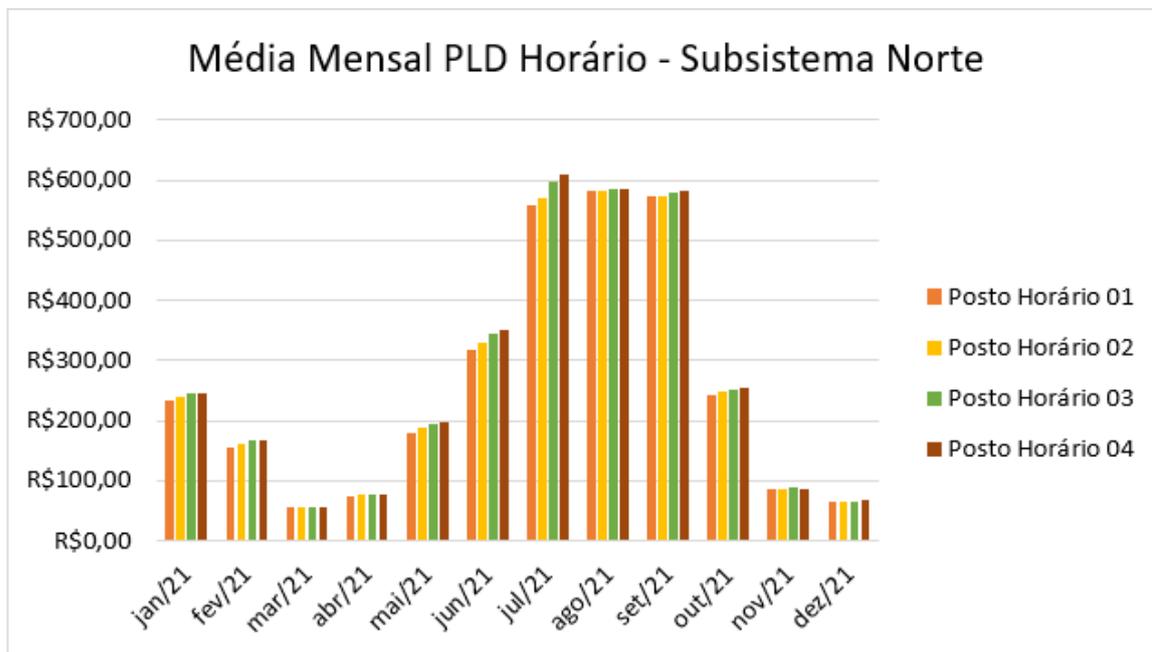
Os resultados apresentados na Tabela 6 mostram que os horários de maior consumo de energia no país são noturnos, pertencentes ao posto horário 04 citado em 3.1.1, o que inclusive justifica o horário de ponta ser, geralmente, entre 18h00 e 21h00. Os demais patamares de carga, predominantemente, seguem a ordem decrescente dos postos horários 03, 02 e 01.

4.2 PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS HORÁRIO

A fim de alcançar um dos objetivos desse trabalho, será realizada uma análise comparativa entre os valores reais do PLD, apresentados na Seção 3.1.3 e os valores do novo PLD, calculado a partir do CMO obtido como resposta da modelagem matemática. Esse comparativo levará em conta os valores médios por postos horários, a cada mês do ano, de ambos PLDs.

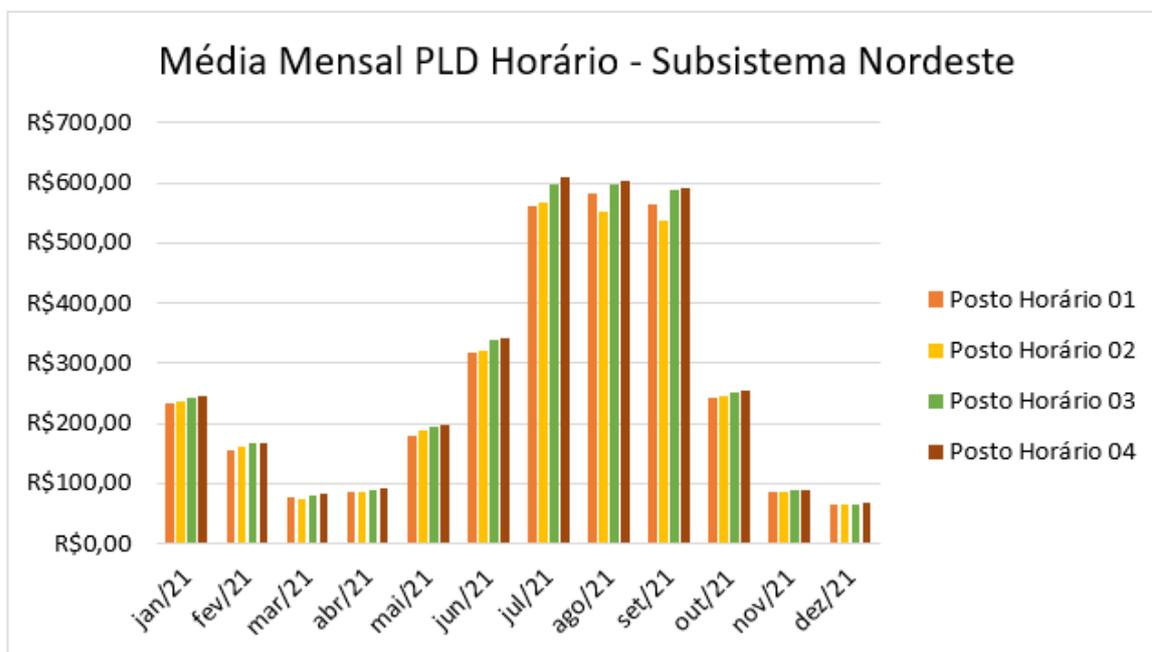
Para isso, é necessária uma análise nos valores reais do PLD durante o ano de 2021. De acordo com o padrão adotado nas demais análises realizadas até o momento, os dados do PLD real serão apresentados graficamente por subsistema, seguindo a ordem Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul, conforme as Figuras 21, 22, 23 e 24.

Figura 21 – Média Mensal do PLD Horário no Ano de 2021 no Subsistema Norte



Fonte: (O autor, 2022)

Figura 22 – Média Mensal do PLD Horário no Ano de 2021 no Subsistema Nordeste

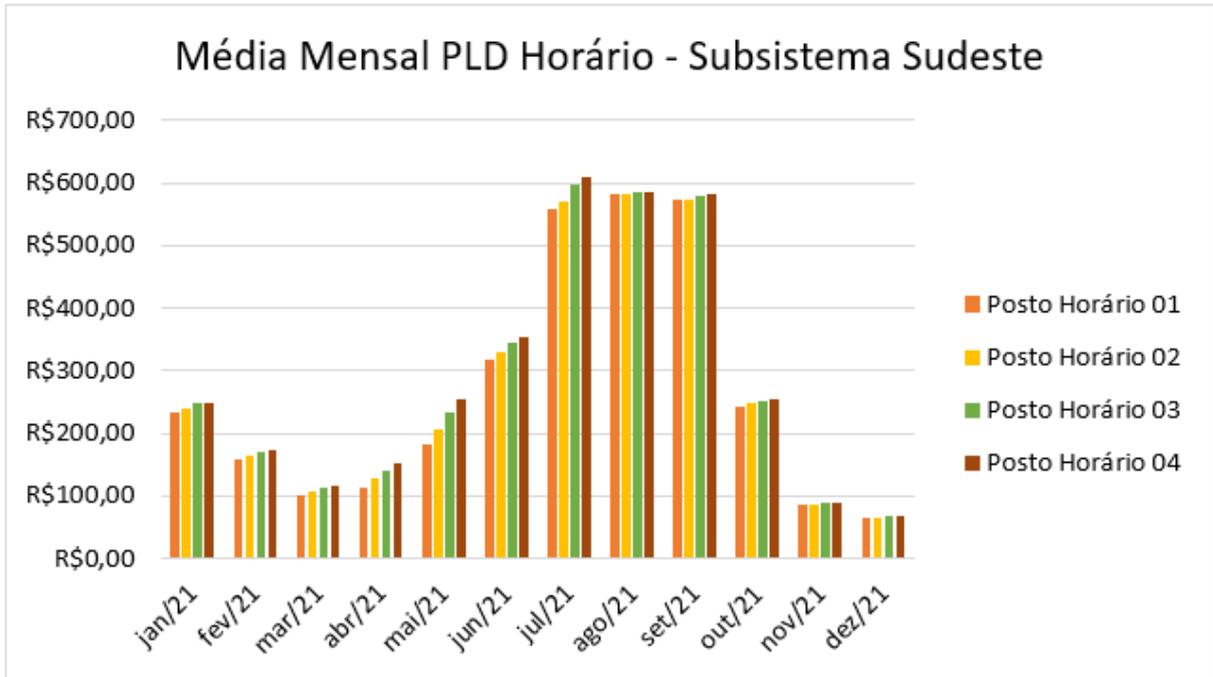


Fonte: (O autor, 2022)

4.3 RESULTADOS DO CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO

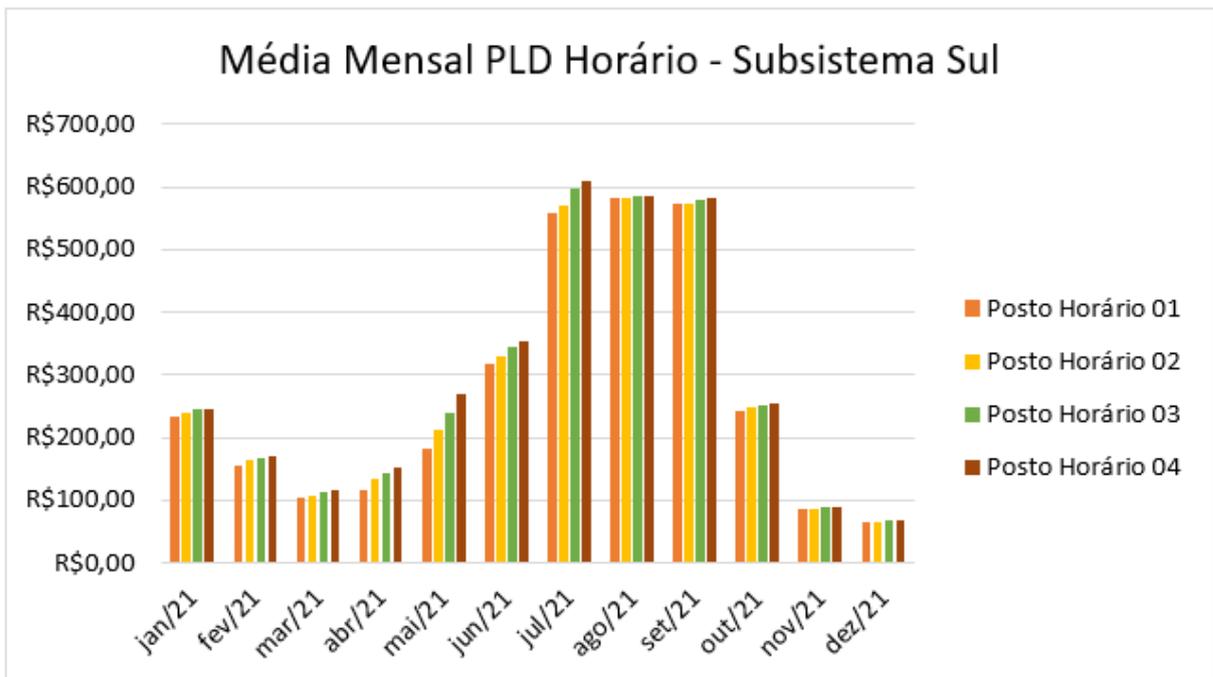
A modelagem matemática descrita na Seção 3.2 resultou no CMO, em R\$/MWh, horário para cada um dos subsistemas do SIN. Após a obtenção desses resultados, foi calculado o novo PLD horário, partindo do CMO.

Figura 23 – Média Mensal do PLD Horário no Ano de 2021 no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste



Fonte: (O autor, 2022)

Figura 24 – Média Mensal do PLD Horário no Ano de 2021 no Subsistema Sul



Fonte: (O autor, 2022)

A regra utilizada para cálculo do PLD, nesse caso, foi baseada nos estudos acadêmicos da CCEE, disponíveis em (CCEE, 2021b), a qual leva em consideração os limites mínimos e máximos do preço de liquidação das diferenças. De acordo com (CPFL, 2022), o método de

cálculo do PLD horário deve se basear nos limites mínimos, máximos e estrutural, os quais são definidos pela ANEEL e podem ser vistos na Tabela 7.

Tabela 7 – Limites para Cálculo do PLD horário

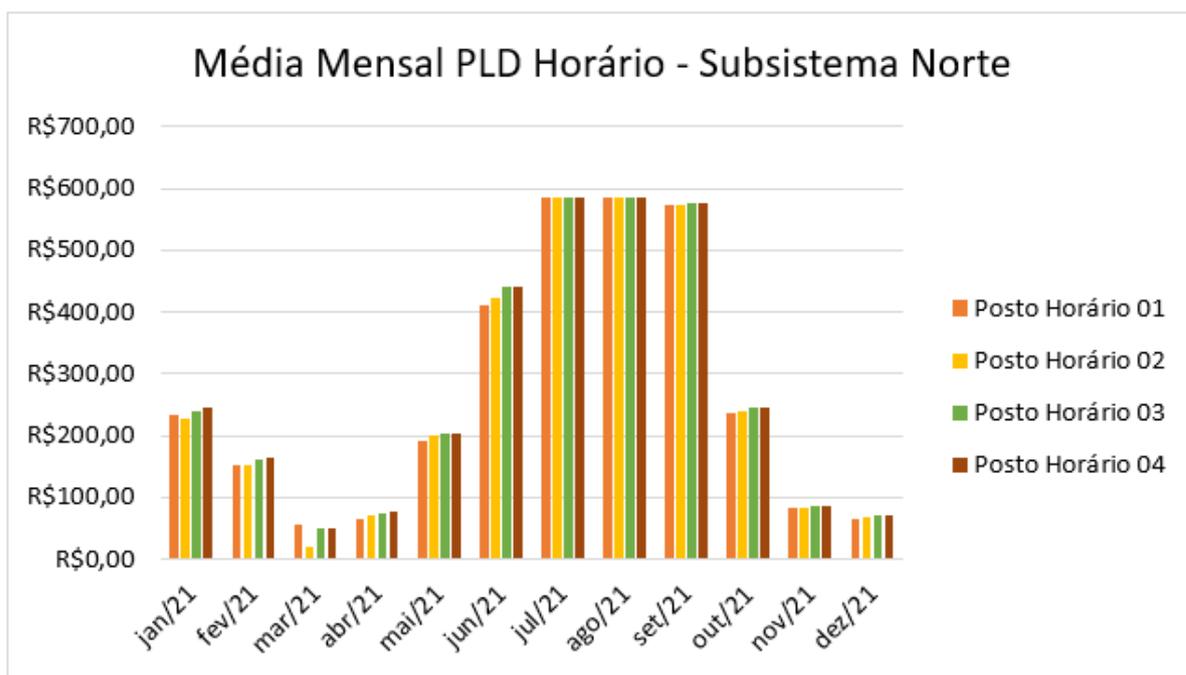
Limite Inferior	Limite Superior	Limite Estrutural
R\$ 49,77	R\$ 1.197,87	R\$ 583,88

Fonte: (O autor, 2022)

Dessa forma, para valores abaixo do limite mínimo, considera-se o limite mínimo. Já para valores acima do limite máximo, considera-se o limite máximo. Porém, se a média entre os valores horários nas 24 horas do dia exceder o limite estrutural, os valores do PLD calculados devem ser ajustados até que essa média seja menor ou igual ao valor estrutural.

As Figuras 25, 26, 27 e 28 contém os resultados dessa análise para os subsistemas Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul, respectivamente. Esses valores obtidos serão utilizados posteriormente para análise da viabilidade do despacho.

Figura 25 – Média Mensal do PLD Horário Calculado no Ano de 2021 no Subsistema Norte

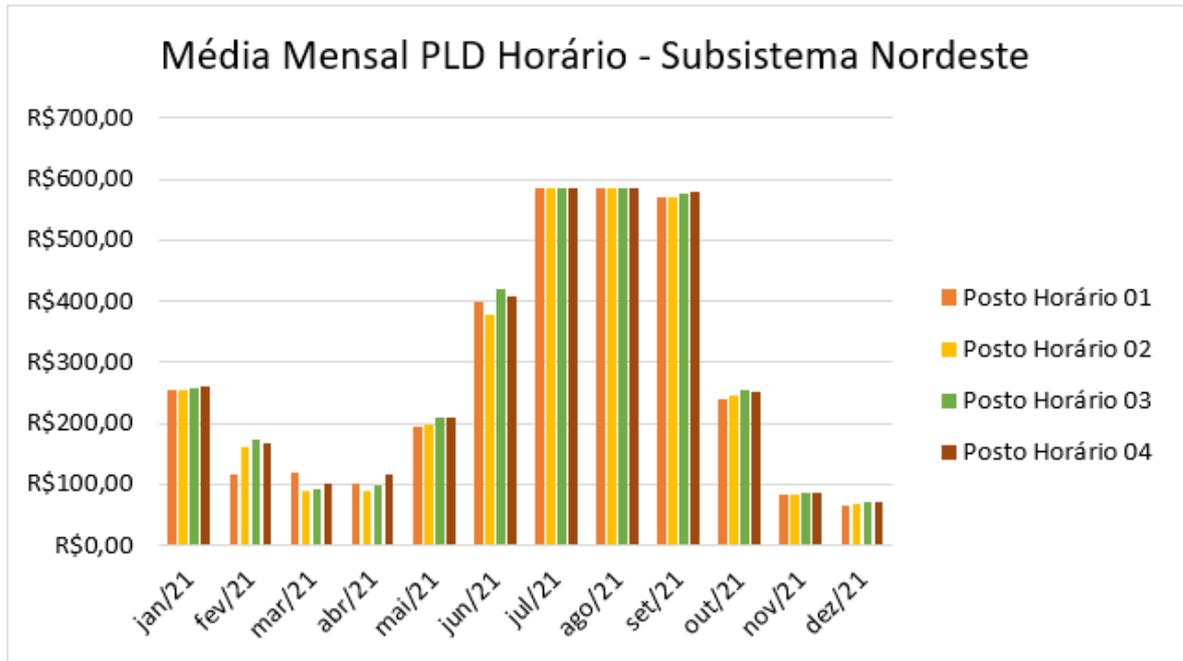


Fonte: (O autor, 2022)

4.4 POTÊNCIA DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO POR BATERIAS

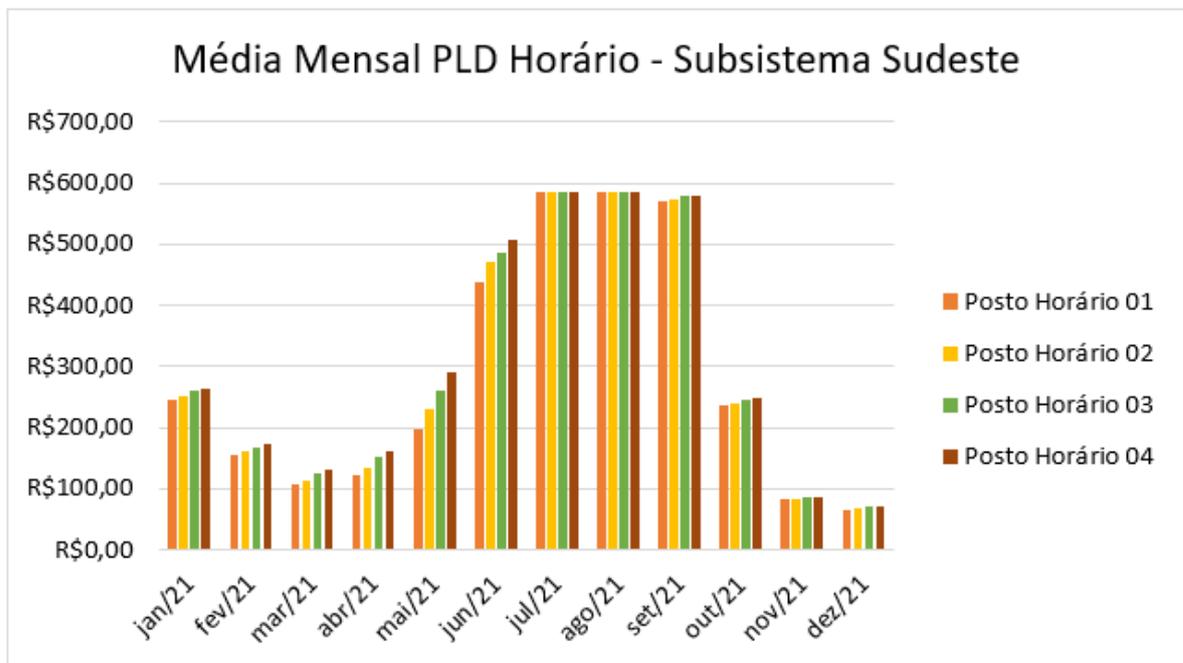
A definição do sistema de armazenamento utilizou, como base, a energia eólica disponível, a qual não foi despachada na modelagem matemática. Ou seja, toda a sobra horária de energia eólica foi armazenada. Como, no caso da proposta desse trabalho, não foram consi-

Figura 26 – Média Mensal do PLD Horário Calculado no Ano de 2021 no Subsistema Nordeste



Fonte: (O autor, 2022)

Figura 27 – Média Mensal do PLD Horário Calculado no Ano de 2021 no Subsistema Sudeste/Centro-Oeste

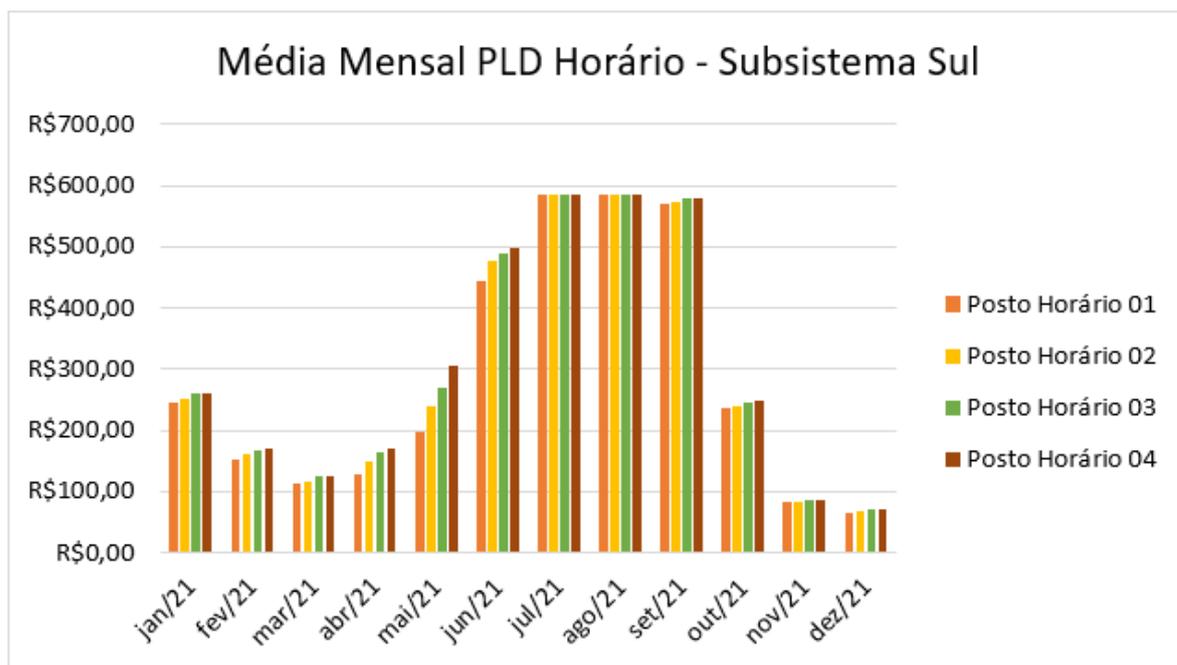


Fonte: (O autor, 2022)

derados intercâmbios de energia entre subsistemas, a análise da quantidade de energia eólica armazenada foi efetuada individualmente para cada região.

Os dados utilizados na modelagem do DESSEM, disponíveis em (CCEE, 2021a), os

Figura 28 – Média Mensal do PLD Horário Calculado no Ano de 2021 no Subsistema Sul



Fonte: (O autor, 2022)

quais foram utilizados para a modelagem matemática, compreendem dos dados de energia despachada a cada horário. Para o cálculo da potência de armazenamento, conforme já apresentado na Seção 3.3, foi realizada a análise horária, dentro dos doze meses de 2021, da quantidade de energia eólica, por subsistema, a qual estaria disponível para ser armazenada.

A Tabela 8 apresenta os resultados obtidos nessa análise da quantidade de potência a ser armazenada, período de armazenamento e a capacidade do *BESS* calculada a partir da Equação 3.1.

Tabela 8 – Dados Obtidos para o Sistema de Armazenamento de Energia por Baterias

	Subsistema			
	Norte	Nordeste	Sudeste/Centro-Oeste	Sul
Potência Armazenada (MW)	14.988	9.096.000	8,4	310.247
Tempo Total de Armaz.(horas)	126	4.060	1	704
Capacidade de Armaz. (MWh)	118,95	2.240,39	8,4	440,69

Fonte: (O autor, 2022)

Conforme ilustrado na Figura 12, os subsistemas Nordeste e Sul são os que detêm de capacidade de geração eólica, se comparados aos demais. Isso justifica as grandes disponibilidades de energia encontradas em ambos subsistemas.

A partir da determinação da capacidade de armazenamento de cada *BESS*, foram calculados seus custos, considerando os valores disponíveis em (NREL, 2021) para o ano de 2021. A Equação 4.1 apresenta o cálculo do custo considerado para cada kWh armazenado.

$$custo_{kWh_{armazenado}} = \frac{US\$ 324}{4 \text{ horas}} \times R\$ 5,30 = R\$ 429,30 /kWh \quad (4.1)$$

A partir do custo de armazenamento obtido, foram calculados os custos totais de cada um dos sistemas de armazenamento propostos nos quatro subsistemas. A Tabela 9 apresenta esses valores por subsistema.

Tabela 9 – Valor Total dos *BESS* para cada Subsistema

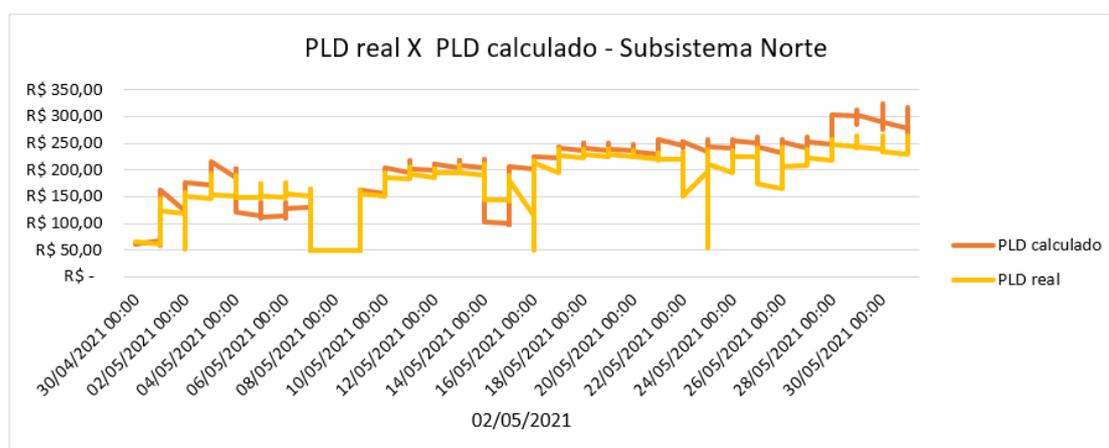
Subsistema	Custo Total do Sistema de Armazenamento
Norte	R\$ 51.067.330,39
Nordeste	R\$ 961.801.311,80
Sudeste/Centro-Oeste	R\$ 3.606.120,00
Sul	R\$ 189.189.031,08

Fonte: (O autor, 2022)

4.5 COMPARAÇÃO ENTRE OS PREÇOS DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS

Por fim, foi realizada uma análise comparativa entre o PLD horário calculado a partir do CMO obtido na modelagem matemática e o real. Para essa análise foi calculada a diferença, em R\$/MWh, dos preços real e calculado, durante os doze meses de 2021 e para cada subsistema do SIN. As Figuras 29, 30, 31 e 32 mostram um comparativo entre ambos PLDs horários durante um mês no ano de 2021, para cada subsistema.

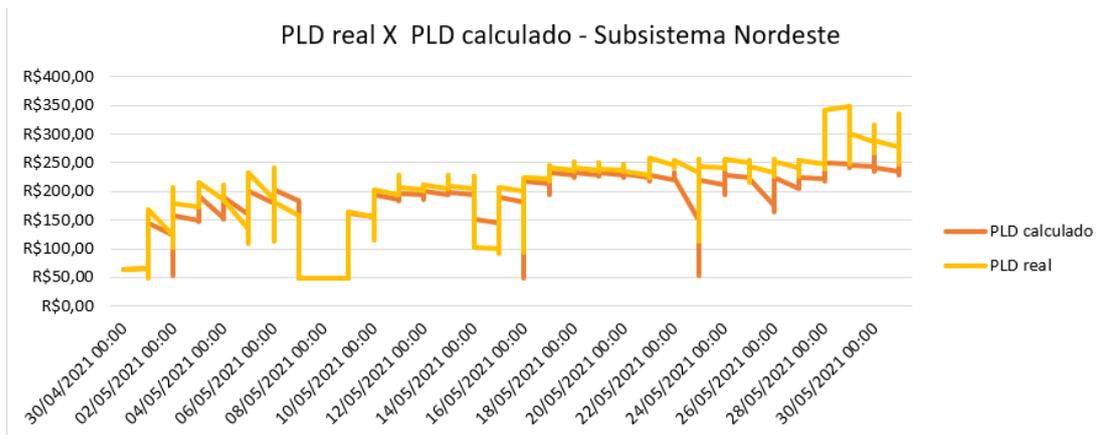
Figura 29 – Comparativo entre PLDs Real e Calculado para o Subsistema Norte



Fonte: (O autor, 2022)

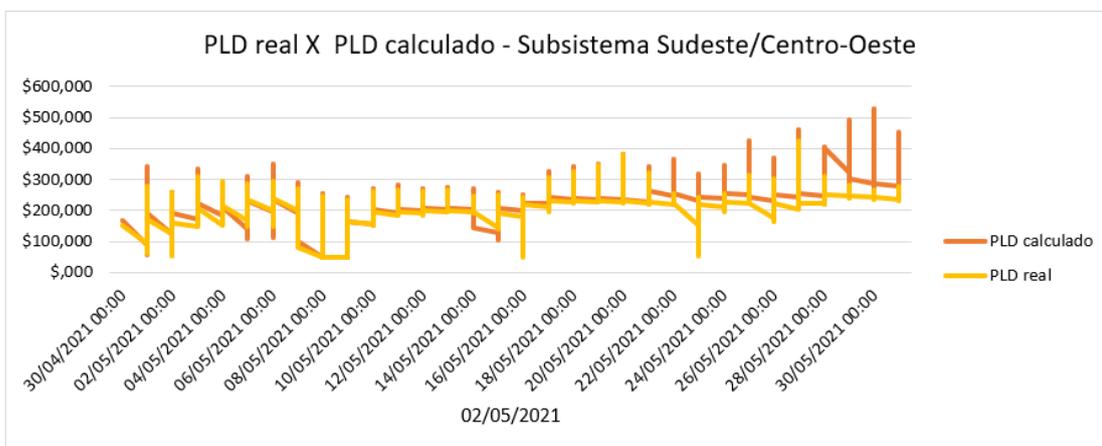
Os exemplos mostram que existem momentos em que a diferença entre o PLD horário real e o calculado é positiva, porém em outros momentos ela é negativa. Isso se deve, principalmente, à disponibilidade de energia eólica em cada horário e às aproximações realizadas no

Figura 30 – Comparativo entre PLDs Real e Calculado para o Subsistema Nordeste



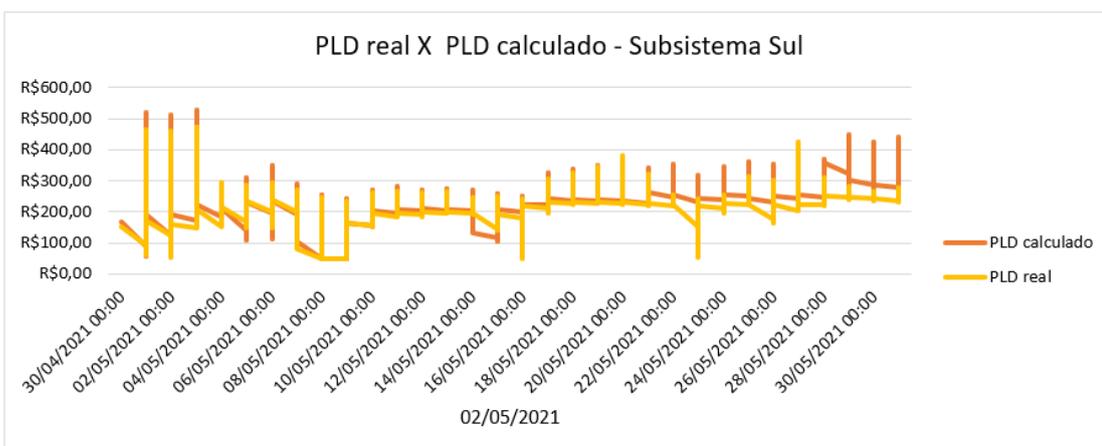
Fonte: (O autor, 2022)

Figura 31 – Comparativo entre PLDs Real e Calculado para o Subsistema Sudeste/Centro-Oeste



Fonte: (O autor, 2022)

Figura 32 – Comparativo entre PLDs Real e Calculado para o Subsistema Sul



Fonte: (O autor, 2022)

cálculo do PLD para que as médias diárias não excedam o PLD estrutural, conforme explicado na Seção 4.3.

Para uma análise macro do resultado dessa proposta, foram somadas essas diferenças entre os PLDs real e calculado durante todos os horários dos doze meses do ano de 2021, por subsistema e o resultado pode ser visto na Tabela 10.

Tabela 10 – Resultado Financeiro da Diferença entre os PLDs Real e Calculado no ano de 2021

Norte	-R\$ 968.283.363,00
Nordeste	-R\$ 1.289.986.285,82
Sudeste/Centro-Oeste	-R\$ 4.931.939.910,97
Sul	-R\$ 847.727.262,61

Fonte: (O autor, 2022)

Nota-se que o resultado final da análise foi negativo, o que representa que o custo real do PLD horário, na análise anual, ainda é mais baixo se comparado com o PLD obtido após a modelagem desse trabalho. O subsistema Sudeste/Centro-Oeste apresentou resultado mais pessimista em relação aos demais. Isso se explica devido à geração eólica nesse subsistema ser baixa, conforme mostra a Figura 18. Se forem adicionados ao custo final, o valor do armazenamento de energia necessário para que esse despacho seja realizado, os resultados ficam ainda menos atraentes, conforme mostra a Tabela 11.

Tabela 11 – Resultado Financeiro da Diferença entre os PLDs Real e Calculado Somado ao Custo do Sistema de Armazenamento no ano de 2021

Norte	-R\$ 1.019.305.963,39
Nordeste	-R\$ 2.251.787.597,62
Sudeste/Centro-Oeste	-R\$ 4.935.546.030,97
Sul	-R\$ 1.036.916.293,69

Fonte: (O autor, 2022)

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS

Nesse trabalho foi realizada uma análise dos custos de operação entre o despacho atual de energia e uma modelagem de despacho que prioriza a utilização de energia de fontes eólicas, com o apoio de um sistema de armazenamento com baterias. Foi utilizado um modelo matemático baseado na programação dinâmica dual estocástica, a fim de obter um custo marginal de operação que representasse o despacho hidrotérmico com a priorização de uma fonte renovável, no caso em questão, eólica e redução da utilização de fontes térmicas.

As análises realizadas mostraram que, apesar de haver diversos horários em que o PLD horário calculado é menor do que o real, em virtude da utilização de uma fonte geradora mais barata (eólica) no despacho, o resultado anual da modelagem proposta se mostrou inviável. O que contribui para esse resultado é a não inclusão do intercâmbio de energia na modelagem realizada.

Além disso, as aproximações efetuadas no cálculo do novo PLD horário, as quais não seguem exatamente os mesmos critérios utilizados pela CCEE, pois esses não são abertos ao público geral, contribuem para o resultado negativo. O que também contribui para a não viabilidade são o custo da tecnologia de armazenamento de energia, que apesar das projeções apresentarem diminuição ao longo dos anos, se mantém elevado e ainda, não ter sido realizada uma otimização do armazenamento de energia para identificar os horários mais viáveis economicamente de sua utilização.

Para trabalhos futuros que sejam relacionados a esse estudo, sugere-se a utilização de uma modelagem matemática que considere o intercâmbio de energia entre subsistemas. Além disso, uma análise por meio de recurso computacional dos horários nos quais há ganhos econômicos no armazenamento de energia e no despacho posterior dessa energia armazenada. Agregado a isso, também é recomendado realizar uma análise das perdas dos sistemas de baterias.

Ainda para trabalhos futuros, pode ser considerado um estudo aprofundado dos sistemas de armazenamento com baterias, a fim de realizar uma modelagem que inclua, no custo marginal de operação, os custos desse sistema. Nesse caso, também é interessante a análise dos melhores períodos de carregamento e descarregamento do *BESS* para garantir a otimização do uso desse sistema.

REFERÊNCIAS

ANDRADE, G. N. d.; SANT'ANNA, A. P. Estimativa do impacto das variações de temperatura sobre o consumo residencial de energia elétrica no rio de janeiro. **Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**, Natal, p. 12, 2013. XLVSBPO.

ANEEL. Prodist - módulo 01. v. 1, 2018. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo1_Revis%C3%A3o10/f6c63d9a-62e9-af35-591e-5fb020b84c13>. Acesso em: 25 set. 2021.

_____. Resolução normativa nº 858. 2019.

_____. Dados abertos - geração. 2021. *Open access*. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/dados/geracao>>. Acesso em: 20 out. 2021.

BARROS, M. T. L. e. a. Optimization of large-scale hydropower system operations. **Journal of Water Resources Planning and Management**, v. 129, p. 11, 2003. Doi:10.1061/(ASCE)0733-9496(2003)129:3(178).

BREEZE, P. Chapter 1 - an introduction to energy storage technologies. **Academic Press**, p. 1–11, 2018. Doi.org/10.1016/B978-0-12-812902-9.00001-8.

_____. Chapter 4 - large-scale batteries. **Academic Press**, p. 33–45, 2018. Doi.org/10.1016/B978-0-12-812902-9.00004-3.

BUTYN, E. **Programação Linear Determinística e Estocástica Aplicada ao Problema de Despacho Hidrotérmico**. 98 f. Tese (Pós-Graduação em Matemática) — Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2021.

CCEE. Regras de comercialização - balanço energético. 2020. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/mercado/regras-de-comercializacao>>. Acesso em: 24 set. 2021.

_____. Arquivos para cálculo do dessem. 2021. *Open access*. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/acervo-ccee?especie=44884&periodo=365>>. Acesso em: 01 mai. 2022.

_____. Conceitos de preços. 2021. *Open access*. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/conceitos-precos>>. Acesso em: 22 set. 2021.

_____. Painel de preços. 2021. *Open access*. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/painel-precos>>. Acesso em: 22 set. 2021.

_____. Regras de comercialização - preço de liquidação das diferenças. 2021. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/mercado/regras-de-comercializacao>>. Acesso em: 24 set. 2021.

CEPEL. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013**. [s.n.], 2017. Disponível em: <https://www.observatoriodocarvao.org.br/wp-content/uploads/2020/01/Novo-Atlas-do-Potencial-Eolico-Brasileiro-SIM_2013.pdf>. Acesso em: 08 out 2021.

CEPEL. Otimização energética. 2018. *Open access*. Disponível em: <http://srvlumis02.cepel.br/pt_br/linhas-de-pesquisa/otimizacao-energetica.htm>. Acesso em: 19 set. 2021.

- _____. Dessem: Modelo de despacho hidrotérmico de curto prazo. 2021. *Open access*. Disponível em: <<http://www.cepel.br/linhas-de-pesquisa/dessem/>>. Acesso em: 22 nov. 2021.
- CPFL. Início do pld horário. 2022. *Open access*. Disponível em: <<https://cpflsolucoes.com.br/inicio-do-pld-horario/>>. Acesso em: 26 mai. 2022.
- DIAS, B. H. Capítulo 2 - estado da arte em planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. **Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-RIO**, p. 22–51, 2010. Doi.org/10.17771/PUCRio.acad.16409.
- _____. Capítulo 3 - programação dinâmica estocástica e algoritmo de fechos convexos. **Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-RIO**, p. 52–71, 2010. Doi.org/10.17771/PUCRio.acad.16409.
- ENGIE. Você sabe como funciona o setor elétrico no brasil? 2020. *Open access*. Disponível em: <<https://www.alemnaenergia.engie.com.br/voce-sabe-como-funciona-o-setor-eletrico-no-brasil/>>. Acesso em: 21 out. 2021.
- EPE. Balanço energético nacional 50 anos. v. 1, 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/ben-50-anos>>. Acesso em: 08 nov. 2021.
- HEREDIA, F. J.; CUADRADO, M. D.; CORCHERO, C. On optimal participation in the electricity markets of wind power plants with battery energy storage systems. **Computers Operations Research**, v. 96, p. 316–329, 2018. Doi.org/10.1016/j.cor.2018.03.004.
- IEMA. Prioridades para a integração das fontes renováveis variáveis no sistema elétrico. 2016. Disponível em: <http://energiaeambiente.org.br/wp-content/uploads/2016/01/NT_integracao_final.pdf>. Acesso em: 28 set. 2021.
- INPE. Temperaturas históricas - estações do ano. 2022. *Open access*. Disponível em: <<http://clima1.cptec.inpe.br/estacoes/pt#>>. Acesso em: 18 abr. 2022.
- LEITE, L. H. M. *et al.* Impactos de um sistema de armazenamento de energia de 1 mw na rede de distribuição de 13, 8 kv-desafios técnicos, econômicos e regulatórios. **Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica**, Belo Horizonte, n. 25, p. 4, 2019. XXV SNPTEE.
- LIMA, M. M. d. **Sistemas de Armazenamento em Parques Eólicos Considerando o PLD Horário e Situações de Constrained Off**. 96 f. Tese (Pós-Graduação em Sistemas de Energia) — Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2021.
- MARCATO, A. Pysddp. 2020. *Open access*. Disponível em: <<https://github.com/AndreMarcato/PySDDP/blob/master/PySDDP/dadosgerais.py>>. Acesso em: 03 mai. 2022.
- MEDEIROS, L. Capítulo 3 - formação do preço da energia elétrica. **Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-RIO**, p. 39–63, 2004. Doi.org/10.17771/PUCRio.acad.4777.
- MME. Portaria nº 301, de 31 de julho de 2019. **Diário Oficial da União**, Brasília, 2019.
- NREL. Cost projections for utility-scale battery storage: 2021 update. 2021. *Open access*. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79236.pdf>>. Acesso em: 16 mai. 2022.

OLIVEIRA, C. R. d. **Estudo do futuro preço horário de energia e seu efeito sobre os contratos de consumidores livres no setor elétrico brasileiro**. 93 f. Tese (Bacharel em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2020.

OLIVEIRA, F. L. C. Capítulo 3 - modelos de otimização no contexto do planejamento do despacho hidrotérmico. **Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-RIO**, p. 37–52, 2013. Doi.org/10.17771/PUCRio.acad.34492.

ONS. Histórico de operação - carga de energia. 2021. *Open access*. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx>. Acesso em: 04 abr. 2022.

_____. Histórico de operação - geração de energia. 2021. *Open access*. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 27 abr. 2022.

_____. Mapas. 2021. *Open access*. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 22 set. 2021.

_____. O sistema em números. 2021. *Open access*. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 16 set. 2021.

_____. O sistema interligado nacional. 2021. *Open access*. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 27 set. 2021.

_____. Sistemas isolados. 2021. *Open access*. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sinhttp://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>>. Acesso em: 15 set. 2021.

PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. **Mathematical Programming**, v. 52, p. 359–375, 1991. Doi:10.4236/ajor.2011.14023.

PINHEIRO, V. d. C. N. **Despacho Ótimo de Sistemas Elétricos com Armazenamento de Energia para Fontes Intermitentes de Geração no Brasil**. 191 f. Tese (Doutorado em Engenharia Civil) — Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2020.

RANI, D.; MOREIRA, M. M. Simulation–optimization modeling: A survey and potential application in reservoir systems operation. **Water Resources Management**, v. 24, p. 1107–1138, 2009. Doi:10.1007/s11269-009-9488-0.

SANTOS, R. d. **Despacho hidrotérmico considerando restrições de gás natural**. 93 f. Tese (Bacharel em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal do Ouro Preto, João Monlevade, 2018.

SCHMIDT, O. *et al.* Projecting the future levelized cost of electricity storage technologies. **Joule**, v. 3, p. 81–100, 2019. Doi.org/10.1016/j.joule.2018.12.008.