

RONY NAKANO VITORINO

Expansão da Matriz Energética Brasileira: Requisitos do Sistema Elétrico e Modelos de Negócio para Viabilizar a Inserção Massiva da Fonte Eólica

São Paulo
2023

RONEY NAKANO VITORINO

Expansão da Matriz Energética Brasileira: Requisitos do Sistema Elétrico e Modelos de Negócio para Viabilizar a Inserção Massiva da Fonte Eólica

Versão Corrigida

Tese apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção do
título de Doutor em Ciências

Área de Concentração: Sistemas de Potência

São Paulo
2023

RONEY NAKANO VITORINO

Expansão da Matriz Energética Brasileira: Requisitos do Sistema Elétrico e Modelos de Negócio para Viabilizar a Inserção Massiva da Fonte Eólica

Versão Corrigida

Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Doutor em Ciências

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

**São Paulo
2023**

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 10 de Outubro de 2023.

Assinatura do autor:



Assinatura do orientador:



Catálogo-na-publicação

Vitorino, Roney Nakano

Expansão da Matriz Energética Brasileira: Requisitos do Sistema Elétrico e Modelos de Negócio para viabilizar a inserção massiva da Fonte Eólica / R. N. Vitorino -- São Paulo, 2023.

118 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Mercado de energia 2.Suprimento de energia elétrica 3.Recursos renováveis 4.Planejamento energético 5.Otimização econômica I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

Nome: Roney Nakano Vitorino

Título: Expansão da Matriz Energética Brasileira: Requisitos do Sistema Elétrico e Modelos de Negócio para Viabilizar a Inserção Massiva da Fonte Eólica

Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Doutor em Ciências.

Aprovado em: / / .

Banca Examinadora

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos (Presidente da Banca)

Instituição: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Assinatura: _____

Prof. Dr. Diogo Mac Cord de Faria

Instituição: Ernest Young

Assinatura: _____

Prof. Dr. Erik Eduardo Rego

Instituição: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Assinatura: _____

Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima

Instituição: Universidade Federal de Itajubá

Assinatura: _____

Prof. Dr. Roberto Castro

Instituição: MRTS Consultoria em Engenharia S.S.

Assinatura: _____

Aos meus pais, João (*in memoriam*) e Kenko,
pela educação, paciência, inspiração, carinho e
incentivo à sabedoria e ao autoconhecimento.

Às minhas irmãs, Caroline e Carine,
pela convivência, amizade e respeito,
que me permitem aprender a cada dia.

Agradecimentos

À Universidade de São Paulo, por fazer parte do meu desenvolvimento acadêmico e profissional.

Ao Programa de Pós-Graduação em Energia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, pela oportunidade de cursar o doutorado nesta instituição que prima pela excelência técnica.

Ao Prof Dr Dorel Soares Ramos pela orientação e pelo apoio constantes ao longo do desenvolvimento desta Tese de doutoramento.

À Empresa de Pesquisa Energética (EPE), pelo incentivo em poder cursar a pós-graduação e apoiar o aprimoramento dos trabalhos técnicos em desenvolvimento na instituição.

Ao Programa Fulbright, Doctoral Dissertation Research Award, pela participação como bolsista e pesquisador visitante no Massachusetts Institute of Technology (MIT).

Ao Massachusetts Institute of Technology (MIT) por me receber, como bolsista e pesquisador visitante no programa Science and Policy of Global Change, orientado pelos professores Dr. John Reilly e Dr. Sergey Paltsev.

Ao MIT Energy Initiative, na pessoa da pesquisadora Karen Tapia-Ahumada, pelo apoio durante o período de pesquisa no MIT.

A todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram nas diferentes etapas envolvidas no desenvolvimento desta Tese.

*Cada pessoa que passa em nossa vida, passa sozinha,
é porque cada pessoa é única e
nenhuma substitui a outra.
Cada pessoa que passa em nossa vida passa sozinha e
não nos deixa só porque deixa um pouco de si e
leva um pouquinho de nós.
Essa é a mais bela responsabilidade da vida
e a prova de que as pessoas não se encontram por acaso.*

Charles Chaplin

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	17
1.1. MOTIVAÇÃO.....	21
1.2. OBJETIVO.....	22
1.3. ESTRUTURA DA TESE.....	23
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	25
3. CARACTERIZAÇÃO DA OPERAÇÃO ELETRO-ENERGÉTICA DO NORDESTE.....	31
3.1. USINAS HIDRELÉTRICAS	31
3.2. USINAS TERMELÉTRICAS	32
3.3. USINAS EÓLICAS E SOLARES FOTOVOLTAICAS.....	32
3.4. LIMITES DOS INTERCÂMBIOS DE ENERGIA	32
3.5. DISTRIBUIÇÃO PERCENTUAL POR FONTE DE GERAÇÃO DE ENERGIA	33
3.6. HISTÓRICO DO BALANÇO ELETRO-ENERGÉTICO MENSAL DO NE	34
3.7. A FUNÇÃO DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NO CONTEXTO DO SIN	37
3.8. MODALIDADE DE OPERAÇÃO DOS RESERVATÓRIOS DAS UHES DO SIN.....	40
4. METODOLOGIA.....	42
4.1. REQUISITOS ELETRO-ENERGÉTICOS DO SIN	43
4.2. REQUISITO DE ENERGIA DISTRIBUÍDO EM PATAMARES DE CARGA.....	46
4.3. REQUISITO DE ENERGIA EM ESCALA HORÁRIA.....	49
4.4. REQUISITO LÍQUIDO DE DEMANDA DE ENERGIA, EM ESCALA HORÁRIA	51
4.5. O ENCADEAMENTO DAS SIMULAÇÕES DO PLANEJAMENTO ELETRO-ENERGÉTICO	52
4.6. O COMPARTILHAMENTO DE INFORMAÇÕES ENTRE AS SIMULAÇÕES DO SIN	55
4.7. EQUACIONAMENTO DO MODELO HORÁRIO E RESTRIÇÕES DAS UHES	57
4.8. O PAPEL DAS UHRs E O PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DO SIN.....	64
4.9. ASPECTOS METODOLÓGICOS DAS UHRs NO SIN.....	66
4.10. MODELAGEM E EQUACIONAMENTO DAS CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DAS UHRs	68
4.11. ALTERNATIVA METODOLÓGICA PARA AS UHRs NO SIN	71
4.12. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E REQUISITO ELETROENERGÉTICO DO SIN	74
5. PREMISSAS E RESULTADOS	76
5.1. RESULTADOS PARA A CONFIGURAÇÃO DO SIN EM 2019	80
5.2. RESULTADOS PARA A CONFIGURAÇÃO DO SIN EM 2029	86
5.3. ESTUDO DE CASO (EC-BASE).....	87
5.4. ESTUDO DE CASO (EC-UHR)	94
5.5. ESTUDO DE CASO (EC-UHR-ALT)	99
5.6. ESTIMATIVAS PARA MODELO DE NEGÓCIO ENVOLVENDO AS UHR	105
6. CONCLUSÕES.....	110

RESUMO

VITORINO, R. N. **Expansão da Matriz Energética Brasileira: Requisitos do Sistema Elétrico e Modelos de Negócio para Viabilizar a Inserção Massiva da Fonte Eólica**. 2023. Tese (Doutorado em Ciências – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2023).

No panorama da matriz energética mundial, a fonte renovável eólica vem aumentando a sua participação percentual no portfólio de geração de eletricidade. Essa transição energética, com inserção massiva de fontes renováveis de produção variável (VRE) no balanço de atendimento à carga de energia dos sistemas elétricos, demanda alternativas que permitam a adequação do suprimento, mesmo em condições de incerteza quanto à oferta firme de energia e da própria projeção da carga a ser atendida. Por isso, os requisitos operativos do sistema elétrico, uma vez aferidos, representam uma medida de escassez dos recursos disponíveis no sistema e, desse modo, são elementos chave para incentivar um despacho econômico eficiente e, também, sinalizar uma expansão de novas capacidades para o sistema, sejam estas associadas à geração e transmissão e, inclusive, à recursos gerenciáveis de demanda. Portanto, nesta Tese é avaliada a mudança do perfil de atendimento eletroenergético da região Nordeste do País, no âmbito da operação e despacho econômico hidrotérmico do Sistema Interligado Nacional (SIN), uma vez que o incremento de capacidade através das VREs, com alto potencial de penetração nesta região, tem alterado rapidamente a distribuição do seu portfólio de geração para o atendimento da curva de carga horária, com reflexos para as soluções de operação e expansão do sistema elétrico brasileiro, tais como: flexibilidade operativa dos geradores controláveis hidrelétricos e termelétricos, no sentido de serem despacháveis pelo Operador do Sistema, expansões de capacidade associadas à essas modalidades de geração, o gerenciamento dos níveis de armazenamento de energia nos reservatórios das usinas hidrelétricas, ou ainda a implementação de usinas hidrelétricas reversíveis ou recursos de armazenamento de menor escala, quando comparados aos reservatórios de hidrelétricas existentes e, finalmente, as ampliações e reforços dos intercâmbios de energia inter-regionais que integram o SIN.

Palavras-Chave: Mercado de Energia, Suprimento de Energia Elétrica, Recursos Renováveis, Planejamento Energético, Expansão de Sistemas Elétricos de Potência, Despacho Econômico Horário

ABSTRACT

VITORINO, R. N. **Expansion of the Brazilian Energy Portfolio: Power System Requirements and Business Models to make Feasible to Integrate Massive Wind Source**. 2023. Thesis (Doctor of Science – Polytechnic School of the University of São Paulo, University of São Paulo, São Paulo, 2023).

In the worldwide energy outlook, wind generation has growing shares of the total electricity portfolio. Such characteristic of the energy transition, with massive integration of Variable Renewable Energy (VRE) has consequences in terms of generation technologies to balance the load of power systems, even in conditions of uncertainty regarding the firm supply of energy and the demand projection. Therefore, the operational requirements of power systems, once they are measured, represent the scarcity of resources in the system. Additionally, they form keys to incentivizing an efficient hourly economic dispatch, indicating the capacity expansion to the power system and even demand response participation. Thereby, the present Thesis evaluates the change in the generation mix in Brazil, Northeast region, considering the operation and hydrothermal economic dispatch of its Centralized Power System (SIN). Since the capacity increment of VRE, with high potential in such region, has rapidly modified the electricity portfolio to meet the hourly load, the proposition of alternative solutions to adequate the supply, operation, and expansion of the power system were made: operational flexibility of hydro and thermal plants, management of hydroelectric reservoir levels, thus far the implementation of pumped-hydro plants or storage systems and, finally, the expansion and reinforcement of transmission system that connects and integrates resources and regions in the SIN context.

Keywords: Energy Market, Power supply, Renewable Resources, Energy Planning, Power System Expansion, Hourly Economic Dispatch

Lista de Figuras

Figura 1 – Matriz mundial de geração de eletricidade	18
Figura 2 – Matriz mundial de geração renovável de eletricidade.....	19
Figura 3 – Participação das fontes de geração na capacidade instalada total do SIN ..	20
Figura 4 – Incremento de capacidade instalada do SIN por tipo de fonte de geração...	20
Figura 5 – Capacidade instalada por fonte no Nordeste	33
Figura 6 – Evolução da capacidade instalada do Nordeste (2012 a 2019).....	34
Figura 7 – Histórico do balanço energético mensal do subsistema Nordeste	34
Figura 8 – Energia máxima armazenada nos reservatórios das UHEs do SIN	38
Figura 9 – Projeção da carga de energia e demanda máxima do SIN	44
Figura 10 – Demanda Máxima Instantânea verificada para o SIN, 2005 a 2020.....	45
Figura 11 – Projeção do requisito mensal de energia do SIN para 2029	47
Figura 12 – Energia armazenada no SIN, verificada para o período de 2015 a 2020 ..	47
Figura 13 – Requisitos de energia do SIN, projeção para o ano de 2029.....	48
Figura 14 – Requisitos horários de energia do SIN em 2029.....	50
Figura 15 – Requisitos líquidos horários de energia do SIN em 2029	52
Figura 16 – Etapas do planejamento da expansão do SIN.....	53
Figura 17 – Fluxograma das etapas propostas para a simulação do SIN.....	55
Figura 18 – Fluxograma da simulação do SIN e acoplamento dos modelos	56
Figura 19 – Diagrama de distintos arranjos de projetos de UHR.....	66
Figura 20 – Tecnologias de armazenamento, modularidade e aplicações	68
Figura 21 – Fluxograma para o cálculo do parâmetro de custo de despacho da UHR..	74
Figura 22 – Diagrama esquemático das regiões simuladas do SIN	80
Figura 23 – Balanço eletro-energético horário da região Nordeste (EC-Alt-2019)	82
Figura 24 – Balanço eletro-energético horário da região Nordeste (EC-Alt-2019)	83
Figura 25 – Simulação da geração de energia horária das UHEs da região NE	85
Figura 26 – Distribuição acumulada de CMOs horários para 2019 (EC-Alt-2019)	86
Figura 27 – Balanço energético horário da região Nordeste (EC-Base)	88
Figura 28 – Balanço energético horário do SIN (EC-Base)	89
Figura 29 – Balanço energético horário do SIN (EC-Base)	90
Figura 30 – Balanço energético horário do SIN (EC-Base)	91
Figura 31 – Balanço energético horário da região Nordeste (EC-Base)	91
Figura 32 – Balanço energético horário do SIN (EC-Base)	92
Figura 33 – Balanço energético horário do SIN (EC-Base)	93
Figura 34 – Permanência dos valores horários de CMO do NE (EC-Base)	94
Figura 35 – Balanço energético horário da região Nordeste (EC-UHR).....	95
Figura 36 – Balanço energético horário do SIN (EC-UHR).....	96
Figura 37 – Balanço energético horário do SIN (EC-UHR).....	96
Figura 38 – Balanço energético horário do SIN (EC-UHR).....	97
Figura 39 – Balanço energético horário da região Nordeste (EC-UHR).....	97
Figura 40 – Balanço energético horário do SIN (EC-UHR).....	98
Figura 41 – Balanço energético horário do SIN (EC-UHR).....	99
Figura 42 – Permanência dos valores horários de CMO do NE (EC-UHR).....	100
Figura 43 – Balanço energético horário da região Nordeste (EC-UHR-Alt).....	101

Figura 44 – Permanência dos valores horários de CMO do NE (2029).....	102
Figura 45 – Ciclo diário de operação da UHR (Nov/2029): EC-UHR-Alt.....	103
Figura 46 – Curtailment eólico e solar (Nov/2029)	104
Figura 47 – Percentual de horas de operação da capacidade UHR em 2029	106
Figura 48 – Permanência do CMO horário do NE e modo carga da UHR	106
Figura 49 – Permanência do CMO horário do NE e modo gerador da UHR	108

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Características operativas – usinas termelétricas	39
Tabela 2 – Características operativas – usinas reversíveis e baterias	41
Tabela 3 – Capacidade instalada de geração centralizada (GW) do SIN	76
Tabela 4 – Grupos de tecnologias termelétricas (2019).....	77
Tabela 5 – Grupos de tecnologias termelétricas (2029).....	78
Tabela 6 – Valor da água médio mensal por região (1931-2017), aplicado a 2019	79
Tabela 7 – Valor da água médio mensal por região (1931-2017), aplicado a 2029	79
Tabela 8 – Estudos de Caso para 2019	81
Tabela 9 – Estudos de Caso para 2029	87
Tabela 10 – Parâmetros da capacidade UHR modelada no Nordeste	94
Tabela 11 – Parâmetros de custo para a tecnologia UHR.....	108
Tabela 12 – Custos e Receitas simulados para a capacidade UHR.....	109
Tabela 13 – Custos (%) e Receitas (%) simulados para a capacidade UHR	109

Lista de Abreviaturas e Siglas

ANA	Agência Nacional de Águas
BE	Bateria Eletroquímica
BP	Balanco de Potência
CBPE	Congresso Brasileiro de Planejamento Energético
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CME	Custo Marginal de Expansão
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CO ₂	Dióxido de Carbono
COVID	Corona Virus Disease
CVU	Custo Variável Unitário
EIA	U.S. Energy Information Administration
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ENS	Energia Não Suprida
EUR	Euro
IEO	International Energy Outlook
IRENA	International Renewable Energy Agency
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases do Efeito Estufa
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LOLP	Loss of Load Probability
MME	Ministério de Minas e Energia
MDI	Modelo de Decisão de Investimentos
NE	Nordeste
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças

PMO	Programa Mensal da Operação Energética
PNS	Potência Não Suprida
RPO	Reserva de Potência Operativa
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHE	Usina Hidrelétrica
UHR	Usina Hidrelétrica Reversível
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
USD	United States Dollar
VRE	Variable Renewable Energy

1. INTRODUÇÃO

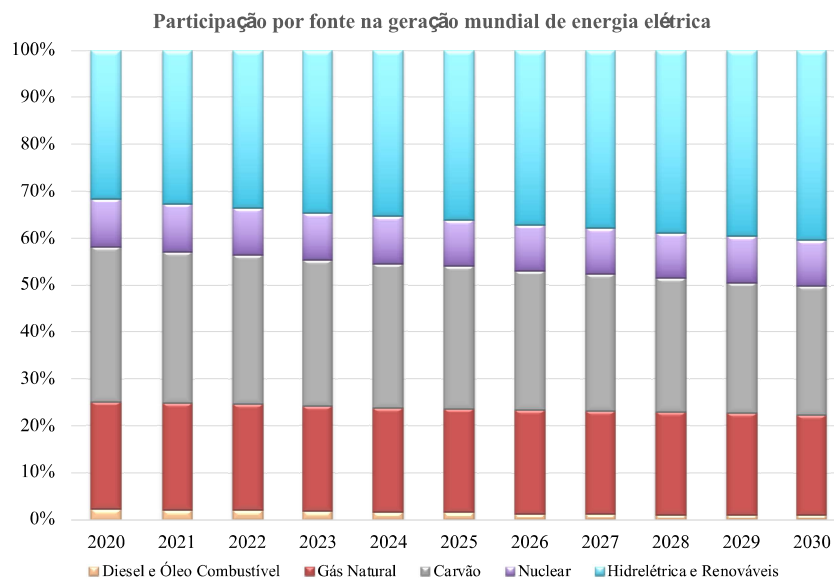
O desenvolvimento econômico sustentável está incorporado à realidade do planejamento energético das diversas nações signatárias do acordo de Paris (2015), dentre as quais, o Brasil. Visando este tipo de desenvolvimento e o processo de adaptação às mudanças climáticas, ressalta-se que o principal objetivo do acordo de cooperação internacional é disseminar ações globais para mitigar os efeitos da mudança climática sobre o planeta Terra e, desse modo, suportar o cumprimento da meta mundial de limitar o aquecimento médio global em 1.5°C acima dos níveis pré-industriais, conforme estabelecido pela Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) [1].

A inserção crescente de fontes renováveis, como a eólica e a solar, na matriz energética mundial é um dos mecanismos adotados para mitigar as emissões dos gases do efeito estufa (GEE) na atmosfera, reduzindo os impactos adversos causados por estes elementos quando dispersados descontroladamente no meio ambiente. Em recente publicação, a *International Renewable Energy Agency* (IRENA, 2020) mapeou ações reforçando que a relevância da redução de emissões de dióxido de carbono (CO₂) não deve se restringir às iniciativas do setor elétrico e, portanto, precisa de estímulos para que possam ocorrer em outros setores da economia como transporte e indústria [2].

O foco inicial da descarbonização, principalmente, através do setor elétrico foi importante para trazer investimentos e desenvolvimento tecnológico para o aproveitamento dos recursos renováveis variáveis – da sigla em inglês, *variable renewable energy* (VRE) –, implicando em um círculo virtuoso de adoção dessas modalidades de geração para o fornecimento de eletricidade, dada a contínua redução de custos para a implantação dos projetos dessas fontes [3].

Nesse contexto, o desenvolvimento de novas tecnologias de geração de energia como as usinas eólicas, aliado tanto às questões econômicas, como também às exigências ambientais, tem contribuído para uma crescente participação percentual deste tipo de fonte na matriz de geração elétrica mundial de forma geral, e brasileira, em particular. Com relação à participação das fontes renováveis, incluindo as usinas hidrelétricas, na matriz de geração de energia elétrica mundial, segundo o *International*

Energy Outlook 2019 (IEO, 2019), o percentual é de 31% no ano de 2020, estimando-se que o valor alcance 40% em 2030, conforme apresentado na Fig. 1 [4].

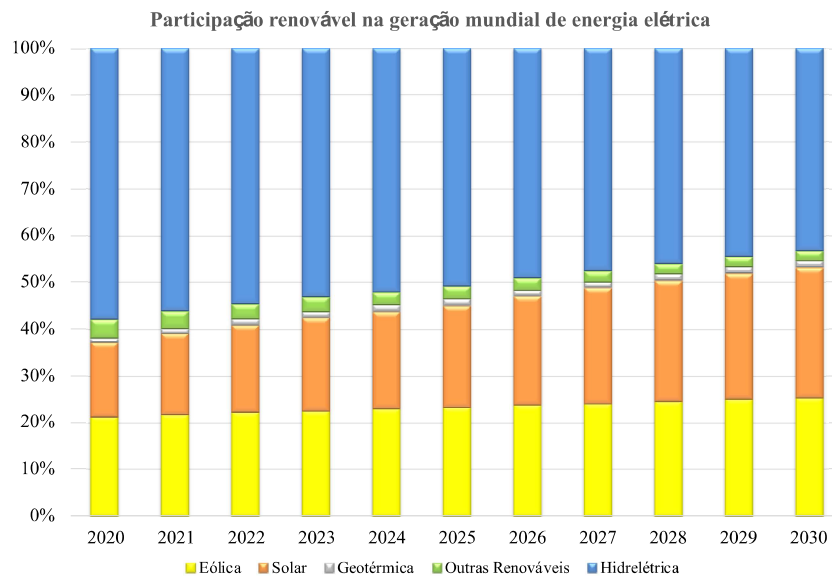


Fonte: *Energy Outlook 2019* (IEO, 2019)

Figura 1 – Matriz mundial de geração de eletricidade

A Fig. 2 mostra o portfólio de oferta mundial de eletricidade a partir de fontes renováveis. Também no cenário do IEO2019, é possível verificar o aumento percentual da geração eólica, passando de 21% em 2020 para 25% em 2030. No mesmo período, a contribuição da geração solar também tem um incremento significativo, passando de 15% para 27% da oferta renovável global de energia elétrica. A participação das usinas hidrelétricas, em percentual da oferta renovável de eletricidade, é reduzida de 57% para 43% no mesmo período.

As outras fontes referenciadas neste estudo contemplam a geração de energia elétrica a partir de biomassa e resíduos e, quando somadas a geração geotérmica, representam 4% do fornecimento de eletricidade em 2030. Ademais, de acordo com o *Global Wind Report 2019*, os países líderes na incorporação de nova capacidade eólica, em 2019, foram: China 26 GW, Estados Unidos 9 GW, Reino Unido 2.4 GW, Índia 2.3 GW e Espanha 2.2 GW [5].



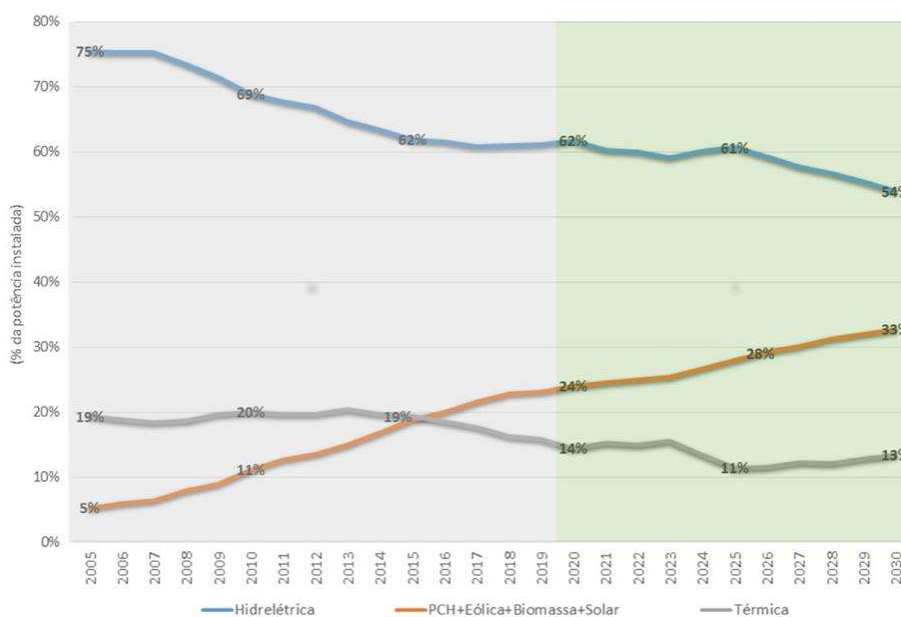
Fonte: *Energy Outlook 2019* (IEO, 2019)

Figura 2 – Matriz mundial de geração renovável de eletricidade

Considerando o sistema elétrico brasileiro, a presença de geração renovável é bastante relevante, 86% da capacidade instalada total do SIN em 2020, percentual este que contabiliza tanto a potência das usinas hidrelétricas, como a potência das usinas eólicas, solares e movidas a biomassa – Fig. 3. Observando o horizonte do planejamento decenal, ano de 2030, segundo os dados do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE2030, 2020) o portfólio de oferta de geração de energia elétrica será composto por 87% de recursos renováveis [6].

Adicionalmente, na Fig. 4 identifica-se o incremento de capacidade instalada do SIN por tipo de fonte. Verifica-se que do incremento total de capacidade de cerca de 37 GW previsto para este período, 12 GW é referente às usinas eólicas e 4 GW às usinas solares fotovoltaicas.

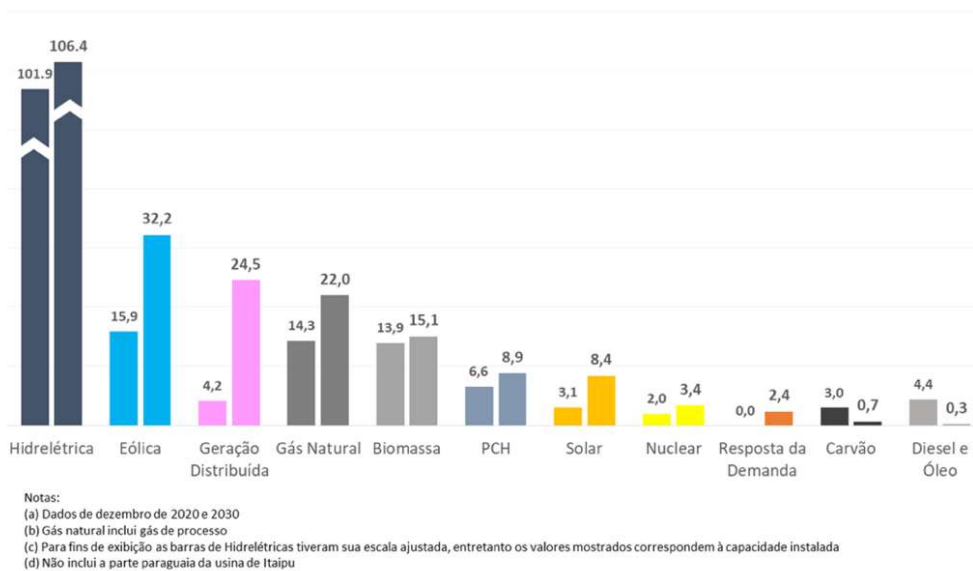
Participação das fontes de geração, em percentual da potência instalada do SIN



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Figura 3 – Participação das fontes de geração na capacidade instalada total do SIN

Incremento de capacidade instalada no SIN de 2020 a 2030



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Figura 4 – Incremento de capacidade instalada do SIN por tipo de fonte de geração

Apesar dos custos reduzidos das usinas eólicas (53 USD/MWh) e também das solares fotovoltaicas (68 USD/MWh), valores que refletem, para o ano de 2019, o *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) [7], outros aspectos operativos também devem ser enfatizados, de forma que, a inserção progressiva das VREs, atrelado ao baixo custo unitário da energia destas fontes renováveis, imprime custos indiretos ao sistema elétrico, especialmente no que se refere à flexibilidade operativa das unidades geradoras que fornecem capacidade firme ao sistema [8], com o intuito de cumprir com os requisitos de reserva exigidos pelo operador da rede de transmissão e que visam à manutenção dos níveis de confiabilidade elétrica [9],[10],[11].

1.1. Motivação

O sistema elétrico brasileiro, Sistema Interligado Nacional (SIN), tem característica marcante no que se refere à utilização de usinas hidrelétricas para o fornecimento de eletricidade. Em 2020, as Usinas Hidrelétricas (UHE) de despacho centralizado, – ou seja, conjunto de geradores submetidos aos mecanismos de comando e controle do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e disponíveis para serem despachados por mérito econômico para o atendimento do requisito de carga do sistema elétrico –, somavam cerca de 102 GW de potência instalada, esse montante corresponde à aproximadamente 62% da potência instalada total do SIN.

Além disto, historicamente, como foi apresentado na Fig. 3, para suportar esse cenário de transição energética com progressiva participação de VRE, o SIN combinou a presença dominante de capacidade instalada associada às UHEs com reservatório e capacidade de regularização de vazões afluentes a estes aproveitamentos hidrelétricos. Sabe-se, no entanto, que a participação desse tipo de UHE, em percentual da capacidade instalada total do SIN, decresce a cada ano, de modo que o valor verificado de 75% em 2005, tem perspectiva de ser reduzido para 54% em 2030 [6]. Também é importante ressaltar que as UHEs que foram incorporadas ao SIN nos últimos anos, como exemplo as usinas do Madeira, UHE Jirau e UHE Santo Antônio e a UHE Belo Monte têm operação à fio d'água, dispondo, portanto, de pouca capacidade de

regularização ou gestão das vazões afluentes às respectivas usinas e, dessa maneira, ficam mais susceptíveis à sazonalidade da disponibilidade dos recursos hídricos.

Nesse sentido, a confluência de rápida evolução da matriz de geração elétrica orientada pela presença massiva de VRE e perda relativa, em percentual da capacidade instalada total do SIN, da participação das UHEs com reservatórios de regularização, traz consigo desafios, tanto para o planejamento do sistema elétrico, como também para a sua operação futura, dado que os incrementos de capacidade instalada, que além de associados à geração de energia intermitente, vêm se concentrando principalmente nos recursos eólicos na Região Nordeste do país, e solares fotovoltaicos – ambos têm vocação para a produção de energia à custo marginal de operação (CMO) nulo e, ao mesmo tempo, incerteza quanto à disponibilidade firme de produção, o que confere uma nova dinâmica na avaliação dos riscos e benefícios para o suprimento eletro-energético do SIN.

1.2. Objetivo

A pesquisa desta Tese tem como objetivo explorar a evolução da matriz energética brasileira de modo a permitir avaliar a contribuição da produção de energia das distintas fontes de geração e, portanto, perfazer análises referentes aos requisitos físicos e operativos do sistema elétrico, tais como a demanda remanescente, após o abatimento da geração das fontes não despacháveis (VRE), vista pelo sistema de potência, a complementaridade entre as opções de geração, além da caracterização do atendimento da demanda de ponta do sistema elétrico interligado.

Vale sublinhar a questão do atendimento à demanda horária do SIN receberá especial ênfase na pesquisa, particularmente no que respeita à busca de soluções para a integração massiva de fontes intermitentes, em maior grau de penetração na região Nordeste (NE), principalmente a fonte eólica, comparando-se a eficácia da flexibilidade de operação das usinas hidrelétricas versus a implementação de termelétricas de base ou flexíveis, a implementação de usinas hidrelétricas reversíveis, ou ainda o uso de intercâmbios inter-regionais para suportar as modalidades de importação e exportação de energia do NE.

Como a demanda a ser atendida pelo sistema elétrico centralizado é também impactada diretamente pelo nível de adesão e incorporação de geração distribuída (GD), ademais, é trazida uma discussão e pontos para análise sobre os diferentes arranjos desta modalidade de gerador de escala reduzida e seus rebatimentos para o requisito remanescente de demanda, comumente denominada demanda líquida, percebido pelo SIN.

1.3. Estrutura da Tese

No primeiro capítulo, apresenta-se uma contextualização da transição energética vivenciada pelos sistemas elétricos mundial e nacional. Também foi ressaltada a característica do SIN, no tocante à “renovabilidade” do seu portfólio de geração de energia elétrica, o que motivou o desenvolvimento desta Tese.

No capítulo dois, é descrita a revisão bibliográfica e que relaciona os temas relevantes para o entendimento e aprimoramento da proposta de metodologia apresentada neste trabalho, quais sejam: critérios de suprimento de energia elétrica, cadeia de modelos oficiais empregados no planejamento da operação do SIN, complementariedade da geração de energia hidrelétrica e eólica no Brasil, caracterização dos requisitos de flexibilidade operativa horária para suportar a integração massiva de VRE, oportunidades de serviços ancilares associados às fontes eólicas, além dos riscos associados à operação hidrotérmica e ao despacho econômico de sistemas elétricos de dimensão continental, como é o caso brasileiro.

O terceiro capítulo, inicia-se com a caracterização de variáveis chave para o despacho hidrotérmico do SIN e, em seguida, são exibidos os resultados do histórico recente da operação eletro-energética da região Nordeste do país, mostrando a influência da inserção da fonte eólica sobre o perfil de fornecimento de energia desta região. Também são enfatizadas as medidas operativas atualmente disponíveis para o Operador do Sistema e que reforçam a adaptação do papel das UHEs com reservatório para o atendimento do balanço eletroenergético da região e do SIN, de modo que as características e restrições operativas dessa fonte impactam a decisão ótima para o despacho econômico sistêmico.

Já no capítulo quatro, a metodologia proposta para a simulação do modelo de otimização, em escala horária, é descrita e inserida como uma etapa adicional dentro do processo de planejamento, servindo como uma estimativa da adequação do suprimento eletroenergético nacional. Para tanto, é feita uma comparação acerca das diferenças entre a representação do requisito eletroenergético do SIN representado em escala mensal e que relaciona as durações e níveis da curva de carga e a representação cronológica e horária, que é objeto de análise desta Tese. Faz-se necessário também, mencionar o equacionamento utilizado para simular as características operativas das usinas hidrelétricas reversíveis (UHR), uma vez que essa modalidade de geração ganha importância no contexto mundial e brasileiro de inserção de VRE. Por isso, são propostos estudos de sensibilidade referentes à expansão de capacidade UHR para a região NE, como uma das alternativas de geração para suportar a integração massiva de VRE. Ainda neste capítulo, por conta da semelhança da flexibilidade operativa proporcionada pelas UHRs para o SIN, discute-se o benefício dos sistemas geradores acoplados a sistemas de armazenamento e que oferecem distintos serviços elétricos à rede de distribuição, porém focados em projetos de menor escala, como ocorre com a geração distribuída.

O quinto capítulo traz as premissas e os resultados da simulação do despacho econômico do SIN através do modelo de otimização linear e em escala cronológica horária. Adicionalmente, a operação das plantas reversíveis para atendimento do balanço de energia e capacidade do sistema elétrico brasileiro é detalhada, bem como uma análise de sensibilidade, para o mesmo cenário de despacho econômico ótimo do SIN, sobre a relação de custos e receitas para a capacidade de UHR que foi simulada para a região NE do país.

Finalmente, as conclusões e recomendações para trabalhos futuros são apresentados no sexto e último capítulo da Tese.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Ao mesmo tempo em que os sistemas elétricos em nível mundial vêm elevando a participação de VRE em linha com a descarbonização do portfólio de geração de energia do setor, aumenta-se o grau de complexidade da operação e do planejamento destes sistemas; em outras palavras, os sistemas elétricos, por contarem com uma maior diversificação de fontes de geração conectadas à rede, precisam ser dimensionados adequadamente e com nível de flexibilidades operativas suficientes para lidar com cenários variados de disponibilidade dos geradores e dos sistemas de transmissão que o caracterizam.

Nesse sentido, *Jiang, R., Conejo, A.J., & Wang, J. (2017)*, exploram os conceitos de uma operação econômica eficiente de sistemas elétricos com integração crescente de VRE. A mitigação de riscos de fornecimento de energia é abordada através do dimensionamento de reservas estocásticas, que dependem dos cenários de geração, para a manutenção do balanço entre oferta e demanda quando o sistema elétrico é submetido a contingências [12].

Kondziella, H., Bruckner, T. (2016), propõem critérios para classificar o nível de flexibilidade de sistemas elétricos que contem também com significativa participação de VRE. A metodologia é aplicada, como exemplo, aos sistemas elétricos da Alemanha e Europeu para subsidiar discussões acerca do potencial de novos mercados para tecnologias de geração que possam prover flexibilidade e compensação para as variabilidades de produção espacial e temporal associadas às VREs [13].

Papavasiliou, A., Oren, S.S., O'Neil, R.P. (2011), focam, em seu trabalho, o estudo de cenários para a geração eólica que analisa o sistema elétrico da Califórnia nos Estados Unidos, utilizando um modelo de programação estocástica para estimar o montante de reserva e seu respectivo custo para compensar a variabilidade de produção das usinas eólicas. Na metodologia proposta, não foram simuladas as restrições associadas à rede de transmissão de energia elétrica [14].

Ainda em relação às usinas eólicas, devido à natureza intermitente do recurso primário utilizado por essa modalidade de geração, muitas vezes, subestima-se o potencial de prestação de serviços ancilares pelos geradores eólicos. Os autores,

MacDowell, J., Dutta, S., Richwine, M., Achilles, S., & Miller, N. (2015), avaliam a evolução das tecnologias de controle que podem ser empregadas nas usinas eólicas, permitindo essas usinas desempenhar ou ofertar serviços ancilares e atender aos requisitos de conexão à rede elétrica, quais sejam: controle de potência, resposta à frequência, controle de rampa de potência, inércia sintética, regulação de tensão e controle de injeção de potência reativa [15].

Outro estudo importante, publicado em 1996, *Hirst, E., Kirby, B. (1996)*, aferiu para distintas *utilities*, que podem ser comparadas às empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, seus custos ligados à contratação de serviços ancilares, classificados como: acionamento e despacho, acompanhamento da carga, reserva para confiabilidade do sistema, reserva suplementar ou que substitui a reserva de confiabilidade, modulação da carga, substituição de perdas elétricas e controle de tensão. Para o ano do estudo, os serviços ancilares representaram cerca de 2% dos custos totais do fornecimento de energia das empresas de distribuição analisadas [16].

Em termos de avaliação da aquisição, em mercados de energia elétrica, do produto energia e dos serviços ancilares, *Banshwar, A., Sharma, N.K., Sood, Y.R., & Shrivastava, R. (2016)*, formulam um modelo matemático para obtenção conjunta de energia e reserva girante, além de reserva suplementar. Os autores mostram que tanto as usinas eólicas e solares poderiam participar do mercado de *day-ahead* e, dessa maneira, assegurar o atendimento de requisitos físicos para o despacho eficiente do sistema elétrico. O estudo foi conduzido utilizando um sistema elétrico típico, porém traz recomendações relevantes para os sistemas elétricos do futuro e que se baseiam em mercados de energia e serviços ancilares [17].

No caso do planejamento eletro-energético brasileiro, para um período de estudo de médio prazo e compatível com a entrada em operação de novos empreendimentos de geração e transmissão, o objetivo é proporcionar a adequada expansão do sistema elétrico, de modo a garantir um atendimento confiável e seguro da demanda por eletricidade. O instrumento utilizado para avaliar e balizar o suprimento eletro-energético nacional é o documento do PDE, realizado e publicado anualmente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e que segue as diretrizes do Ministério de Minas e Energia (MME).

O relatório do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE2030, 2020), que também indica a transição energética nacional com participação massiva de fontes renováveis não despacháveis no balanço de atendimento à carga de energia do SIN, enseja a revisão e o aprimoramento dos critérios de suprimento para orientar as futuras expansões do sistema elétrico do país e, assim, ter condições de avaliar os requisitos físico operativos do SIN e, conseqüentemente, incentivar a contratação e a operação através do despacho econômico eficiente do portfólio de recursos disponíveis no sistema.

À princípio, de acordo com a Resolução N°. 9 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), de julho de 2008, o risco explícito de insuficiência de oferta de energia do SIN, inicialmente, estabelecia que o valor não poderia exceder a 5% do total de cenários hidrológicos simulados na operação energética, em cada um dos subsistemas que compõe o Sistema Interligado Nacional [18], onde subsistema refere-se à região ou zona geoeletrica sem restrições internas de escoamento de energia e que possuem mesmo preço de energia para fins de comercialização na Câmara de Comercialização de Energia (CCEE). Em 2008, o critério econômico de igualdade entre Custo Marginal de Operação (CMO) e Custo Marginal de Expansão (CME) também foi implementado para complementar o critério de insuficiência de oferta.

Com o intuito de aprimorar os critérios de suprimento até então vigentes e acompanhar a evolução do portfólio de oferta e do sistema de transmissão do SIN, em dezembro de 2019, o CNPE publicou a Resolução N°. 29, trazendo novas métricas para avaliar a garantia do suprimento de energia e potência do Sistema Interligado Nacional [19]. E, mais recentemente, a Portaria N°. 59 de Fevereiro de 2020, do MME, estabeleceu os parâmetros para serem aplicados nas métricas de suprimento e de custo marginal de operação do sistema, aqui relacionados resumidamente: (i) energia não suprida (ENS), referente ao valor condicionado à risco dos 1% maiores cenários de demanda de energia, seja menor ou igual a 5% da demanda de energia do SIN, em base anual, (ii) CMO de energia, referente ao valor condicionado à risco (CVaR) dos 10% maiores valores de custo marginal de operação, seja menor ou igual a 800 R\$/MWh, (iii) potência não suprida (PNS), referente ao valor condicionado à risco dos 5% maiores cenários de demanda de potência, seja menor ou igual a 5% da demanda máxima instantânea de

potência do SIN, em base mensal e (iv) probabilidade de perda de potência, do termo em inglês – Loss of Load Probability (LOLP) deve ser inferior a 5% do total de cenários simulados na operação para o atendimento à demanda máxima do SIN, em base anual [20].

De modo a contemplar a aferição dos critérios de suprimento eletro-energéticos e, assim, avaliar periodicamente o SIN, o processo de planejamento do PDE envolve, basicamente, três etapas de simulação: (i) expansão do sistema de geração e intercâmbios inter-regionais, (ii) operação energética e despacho econômico do sistema elétrico e (iii) alocação de capacidade para atendimento da demanda máxima instantânea do sistema elétrico centralizado e associado a determinada configuração de oferta futura. O foco desse processo é obter a minimização do custo de atendimento à demanda do sistema elétrico, ao adotar modelos de otimização de modo encadeado, ou seja, uma vez simulada uma etapa, os resultados servem como parâmetros para alimentar a etapa seguinte prevista no processo do planejamento. Assim, as representações da geração de energia e características operativas das respectivas fontes são detalhadas especificamente em cada etapa do processo, seja para solucionar o problema da expansão e/ou da operação eletro-energética e da alocação de capacidade do sistema de geração e dos intercâmbios inter-regionais indicados para o SIN [6].

Portanto, para a simulação da expansão do sistema elétrico interligado nacional, o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI), *Gandelman, D. A. (2015)*, propõe a solução ótima do problema da expansão, conjugando variáveis inteiras e contínuas via algoritmo de programação linear inteira mista, com maior grau de detalhamento quando comparado ao problema da operação do despacho hidrotérmico de energia – portanto, a etapa inicial do processo de planejamento, é baseada no modelo MDI, que simula um horizonte de dez a quinze anos, dos quais dez anos são elegíveis à entrada de nova oferta de geração e do sistema de transmissão de energia entre submercados e, adicionalmente, os estágios do problema de otimização são mensais e discretizados por quatro patamares associados à curva de duração mensal da carga (ponta, pesada, média e leve) e, também, se representa a restrição de atendimento à capacidade máxima do SIN, definida em base mensal [21],[22].

Já a segunda etapa descrita no processo de planejamento do PDE, envolve a operação eletro-energética do portfólio de geração e do sistema de transmissão do SIN, uma vez que já tenham sido definidas, na etapa anterior, as expansões de capacidade do sistema elétrico pelo MDI. Em oposição ao problema do investimento da expansão, a simulação do despacho ótimo hidrotérmico do SIN, agora mais detalhada do ponto de vista da operação energética, utiliza o modelo Newave, do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), sendo que o cálculo da solução de mínimo custo é baseada na técnica de otimização estocástica denominada Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE), *Pereira, M.V., et al (1991)*, pela qual a decisão de uso do recurso hidráulico estocado nos reservatórios equivalentes das UHEs, em cada estágio mensal do problema, é utilizada como estimativa do custo associado aos níveis de armazenamento de energia e às incertezas quanto às afluências simuladas para os estágios futuros e dentro do horizonte do planejamento da operação do SIN. Ressalta-se que o horizonte simulado no MDI e no Newave é o mesmo e igual a dez ou quinze anos e com discretização mensal em quatro patamares representativos da duração da curva de carga mensal de cada subsistema do sistema elétrico interligado [23],[24].

A terceira etapa do processo de planejamento é descrita no documento do PDE com o intuito de aferir a adequação do SIN quanto ao suprimento de potência, através da simulação do balanço de capacidade para o atendimento da demanda máxima de potência do SIN, *Nota Técnica da EPE – Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência (2017)* [25]. Para a solução deste problema de otimização, novamente, o horizonte de simulação é o mesmo das etapas 1 e 2 anteriores, 10 ou 15 anos, porém a capacidade de potência do SIN é avaliada para o balanço oferta e demanda associada a um único valor máximo instantâneo e representado a cada mês do horizonte de planejamento. Por conta da representação instantânea e associada à demanda máxima planejada em base mensal, não se utiliza a cronologia da curva de carga ao longo do período mensal e assume-se que a demanda máxima como o requisito de capacidade a ser atendido a cada mês do horizonte de planejamento.

Não obstante a adequada identificação dos requisitos físico operativos do SIN vistos dentro do processo de planejamento do sistema elétrico centralizado, também é fundamental que o desenho da contratação, ou seja, modalidades de contratação da

expansão estejam pautadas em métricas que reflitam as reais necessidades sistêmicas. Por isso, a dinâmica do planejamento eletro-energético indica a evolução também em termos de contratação da expansão para acompanhar a alteração das características operativas do portfólio de oferta do SIN – nesse sentido, destaca-se a realização do primeiro leilão de reserva de capacidade com o objetivo de contratar o produto potência para o sistema elétrico centralizado, de acordo com a Portaria MME N°. 20, de agosto de 2021 [26].

Tendo em vista aprimorar o processo de avaliação da adequação do suprimento eletro-energético do SIN, na presente Tese, propõe-se uma etapa complementar no processo do planejamento decenal e que incorpora a simulação do balanço energético horário para aferir novos requisitos do sistema elétrico, permitindo maior granularidade temporal e obedecendo a respectiva cronologia e, conseqüentemente, com expectativa de melhor aderência com a operação em tempo real do sistema elétrico, incentivando a contratação de modalidades de geração e serviços de rede que garantam o fornecimento de energia elétrica de forma econômica e podendo fomentar a competição entre as opções de tecnologia para a oferta de produtos que atendam aos requisitos sistêmicos.

Por conseguinte, as simulações são realizadas objetivando a minimização do custo total do SIN, não obstante o foco da pesquisa estar direcionado para a região Nordeste, uma vez que a inserção das fontes VREs, majoritariamente eólicas, com alto potencial de penetração nesta região, têm alterado a distribuição do seu portfólio de geração, com reflexos para as estratégias de expansão e operação do sistema elétrico, inclusive perfazendo uma análise de sensibilidade sobre as receitas de capacidade associada à Usina Hidrelétrica Reversível (UHR), como será apresentado nos próximos capítulos desta Tese de doutoramento.

3. CARACTERIZAÇÃO DA OPERAÇÃO ELETRO-ENERGÉTICA DO NORDESTE

Antes de mostrar os resultados da operação eletro-energética para o histórico recente do SIN e com foco na região NE, as informações da capacidade instalada associada à esta região do país são apontadas. Os dados fazem parte do artigo, *Aspectos relevantes do Planejamento Energético de Sistemas Elétricos com integração massiva de Recursos Renováveis não Despacháveis*, publicado nos anais do Congresso Brasileiro de Planejamento Energético (CBPE XII, 2020) [27].

Em dezembro de 2019, o NE registrou 32,5 GW de capacidade instalada total e, adicionalmente, salienta-se a alteração da composição do *mix* de oferta de energia e o rápido crescimento da participação VRE, principalmente eólica, nesta região. As informações referentes à geração mensal verificada por fonte foram obtidas do site do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) [28].

3.1. Usinas hidrelétricas

Tomado como referência o ano de 2019, o parque gerador hidrelétrico da região Nordeste tem capacidade instalada de cerca de 11 GW. As usinas hidrelétricas estão localizadas nas seguintes bacias hidrográficas: Atlântico Leste, Parnaíba e São Francisco. O potencial hidrelétrico aproveitado concentra-se na Bacia do São Francisco e atinge 10,4 GW. As usinas hidrelétricas deste aproveitamento são: Três Marias, Queimado, Sobradinho, Itaparica, Complexo Paulo Afonso e Xingó. Os reservatórios de Três Marias e Sobradinho tem um papel fundamental para a regularização das vazões do rio São Francisco.

O acompanhamento do nível dos reservatórios da região Nordeste é feito pela Agência Nacional de Águas (ANA), em conjunto com os estados e instituições responsáveis por suas respectivas operações – este acompanhamento é quinzenal e envolve 553 reservatórios [29]. O subsistema Nordeste representa 18% do armazenamento máximo de energia do SIN – aferindo o total de usinas que possuem

reservatórios com capacidade de acumulação de energia hidráulica no sistema elétrico centralizado. Este percentual é equivalente a um armazenamento de energia da ordem de 51,7 GWmês, com base na configuração de usinas hidrelétricas existentes em 2019 [28].

3.2. Usinas termelétricas

Com relação ao parque termelétrico do subsistema Nordeste, a capacidade instalada registrou 7,227 GW, incluindo as usinas despachadas pelo ONS e que utilizam como combustível gás natural, óleo, diesel e carvão – utilizando como base para contabilização desta oferta o mês de dezembro de 2019.

3.3. Usinas eólicas e solares fotovoltaicas

Em relação ao parque gerador eólico, localizado na região Nordeste, a capacidade instalada alcançou 12,8 GW, e a potência instalada da fonte solar fotovoltaica somou 1,525 MW – a referência é de dezembro de 2019.

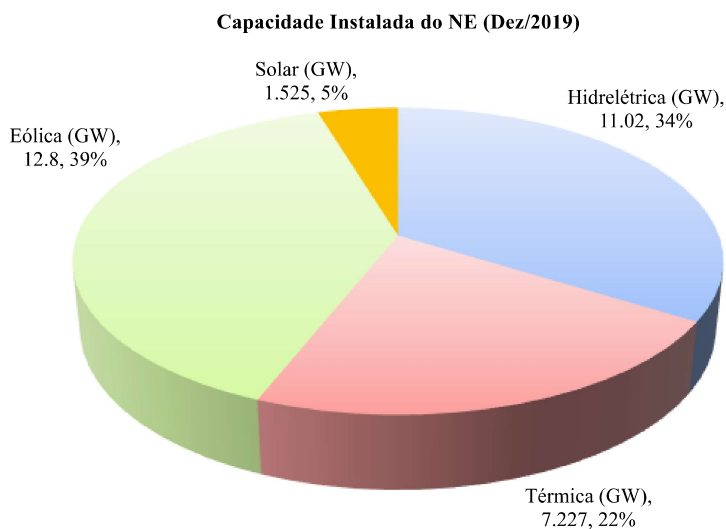
3.4. Limites dos intercâmbios de energia

Em complemento às opções de fonte de geração listadas até então, também é importante destacar o elemento intercâmbio dentre as alternativas que complementam o suprimento energético da região Nordeste. De acordo com os dados do Planejamento de Ampliações e Reforços (PAR 2017-2019) [30], formulado pelo ONS, o subsistema Nordeste registrou as capacidades para permitir os fluxos energéticos inter-regionais descritas a seguir, com destaque para a capacidade de exportação do NE equivalente a 4,2 GW. Por outro lado, os limites referentes à importação de energia pelo NE variam e dependem da região que desempenha a função exportadora. Portanto, se o cenário é caracterizado pelo subsistema Norte exportador, esta capacidade de importação pelo NE é de 4,8 GW, e se o cenário é definido pelo subsistema Sudeste exportador, a capacidade é de cerca de 2,2 GW. No âmbito desta Tese, além da configuração atual do

sistema de transmissão do SIN em 2019, também foi simulada uma configuração futura do sistema de transmissão e prevista nos estudos do plano decenal (PDE, 2031).

3.5. Distribuição percentual por fonte de geração de energia

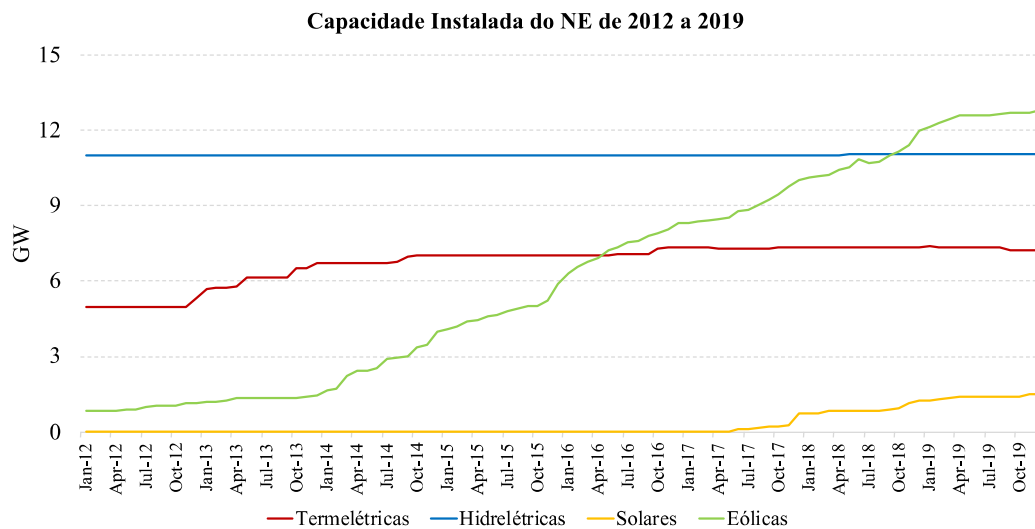
O *mix* de oferta de energia do subsistema Nordeste é apresentado na Fig. 5. As fontes renováveis respondem por 77,8% da capacidade instalada total da região. As usinas termelétricas correspondem a 22,2% da capacidade instalada total deste subsistema.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Figura 5 – Capacidade instalada por fonte no Nordeste

A Fig. 6 mostra a evolução da capacidade instalada, por fonte de geração, entre os anos de 2012 e 2019. Neste período, o incremento da potência instalada associada às usinas eólicas foi de 11,9 GW. Em vista desse rápido crescimento, já em outubro de 2018, a potência instalada eólica superou a capacidade do parque hidrelétrico presente no subsistema NE. Quando comparada à capacidade das termelétricas, a partir de abril de 2016, as eólicas já superavam a capacidade instalada dessa modalidade despachável.

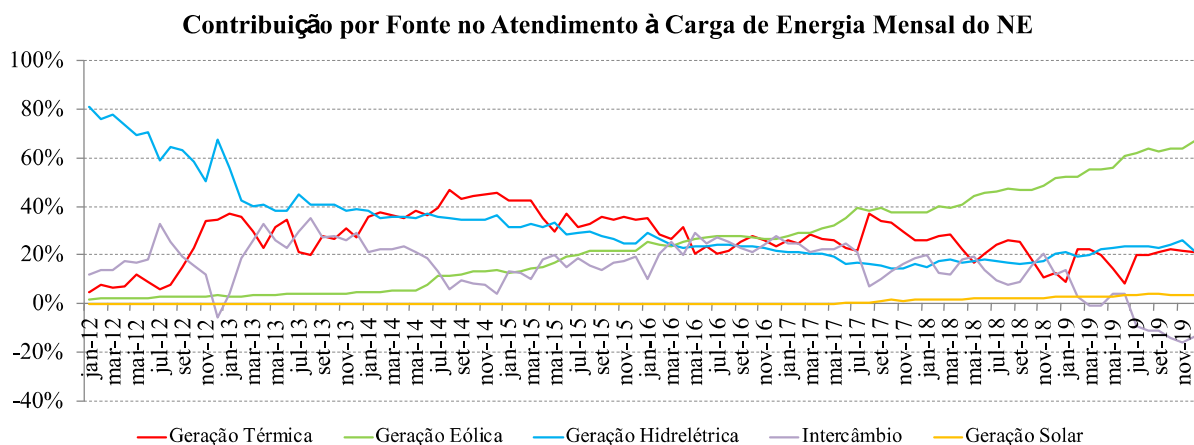


Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Figura 6 – Evolução da capacidade instalada do Nordeste (2012 a 2019)

3.6. Histórico do balanço eletro-energético mensal do NE

Com base no parque gerador instalado no subsistema NE, a Fig. 7 apresenta o histórico associado ao suprimento eletro-energético, por tipo de fonte de geração e, em percentual da carga de energia mensal, verificada entre 2012 e 2019 [28].



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Figura 7 – Histórico do balanço energético mensal do subsistema Nordeste

A geração hidrelétrica é gradativamente reduzida dentro do histórico apresentado. A produção desta fonte, em percentual da carga de energia mensal, alcançou 80% em janeiro de 2012 e, a partir de abril de 2017, a participação das hidrelétricas representou cerca de 20% da carga de energia mensal do NE.

Apesar do cenário verificado de progressiva redução da geração hidrelétrica na região Nordeste, a bacia do São Francisco tem um importante papel de regularizar as vazões ao longo deste aproveitamento, uma vez que possui usinas com reservatórios com capacidade de acumulação e que representam 97% do armazenamento máximo de energia presente neste subsistema ou região. Os principais reservatórios desta bacia são, em percentual da capacidade de armazenamento máximo do subsistema: Sobradinho (58%), Três Marias (31%) e Itaparica (7%).

Em razão das condições hidrológicas adversas e do longo período de estiagem vivenciado pela região desde 2013, a ANA, com vistas a preservar os volumes estratégicos dos reservatórios, bem como a segurança hídrica da bacia e os usos múltiplos da água, através da Resolução Nº. 1.291 de julho de 2017, autorizou a redução da vazão defluente mínima de 1.300 m³/s para 550 m³/s, em valores médios diários, nos reservatórios de Sobradinho e Xingó [31]. O nível de armazenamento dos reservatórios do subsistema NE chegou à apenas 16% – em percentual da sua capacidade máxima de acumulação, em dezembro de 2016. No final do período mostrado nesta análise, também é possível observar que a partir de dezembro de 2018, a participação das hidrelétricas atingiu valores pouco acima de 20% da carga de energia mensal do NE, sendo que em novembro de 2019, a parcela hidrelétrica foi de 19% do atendimento da carga total do NE.

Com relação à produção de energia eólica, verifica-se o aumento da participação dessa fonte no atendimento à carga mensal de energia, este valor passou de 3% para 66%, comparando-se os meses de janeiro de 2012 e dezembro de 2019. Por oportuno, é importante destacar: (i) aumento da capacidade instalada eólica no período, indicado na Fig. 6, e (ii) a complementaridade sazonal entre a disponibilidade dos recursos hidráulico e eólico, em razão dos meses tipicamente mais secos e, portanto, de escassez hídrica, apresentarem ventos mais abundantes. Convém frisar que pela natureza intermitente do recurso eólico, essa modalidade de geração tem vocação energética e

sua complementariedade com a produção de energia hidrelétrica é analisada na Tese, *Uma contribuição metodológica para a otimização da operação e expansão do sistema hidrotérmico brasileiro mediante a representação estocástica da geração eólica*, de doutorado de Mummey, J.F.C (2017) que propõe uma modelagem alternativa para as usinas eólicas serem simuladas na etapa da operação eletro-energética e do despacho econômico através do modelo Newave [32]. A complementariedade da geração hidráulica e eólica também é estudada especificamente para a região de Pernambuco, assim como o efeito para a economia da geração hidrelétrica na bacia do São Francisco por P. Araújo e M. Marinho [33]. Uma vez que as vazões na Bacia do São Francisco registraram valores bastante reduzidos dentro do histórico estudado, verificou-se o impacto direto sobre a produção de energia das usinas hidrelétricas localizadas nesta região, impondo rigorosas restrições operativas aos reservatórios dessas usinas.

Ainda a partir da análise da Fig. 7, se considerados os meses de janeiro de 2012 a agosto de 2014, a geração termelétrica, também em percentual da carga mensal de energia, aumentou a sua participação de 5% para 46% nesse período. De setembro de 2014 a julho de 2017, nota-se a redução gradativa da parcela de geração térmica mensal, até atingir cerca de 20% da carga total de energia deste subsistema. Por fim, verifica-se que, apesar da geração térmica alcançar 38% da carga mensal desse subsistema, em agosto de 2017, esse patamar de participação térmica foi se reduzindo para cerca de 20% do requisito mensal de energia no final do período analisado.

No que diz respeito aos intercâmbios de energia, para complementar o atendimento à carga mensal de energia, podem ser destacados: (i) os percentuais indicados como valores positivos que demonstram a importação de energia pela região NE, sendo que essa modalidade de operação foi predominante durante o período examinado, onde frisa-se o mês de agosto de 2013, com 35% da energia deste mês sendo suprida pela importação de energia de outros subsistemas do SIN; no entanto, (ii) a exportação de energia do subsistema NE, valores indicados como percentuais negativos na Fig. 7, ocorre com menos frequência durante os meses em análise – valor verificado de 5% em dezembro de 2012. Importante ainda observar que a partir de julho de 2019, tem ocorrido uma inversão da modalidade de operação, de modo que o NE

passa a ser caracterizado como exportador de energia para os outros subsistemas do sistema interligado no final do período analisado.

Por conta da análise dos dados históricos, é importante ressaltar o papel do planejamento energético, de modo a garantir o suprimento de energia da região NE, possibilitando que mesmo nos momentos de indisponibilidade produtiva das fontes renováveis, hidráulica e não despacháveis eólica e solar, exista a complementação de geração, como as plantas termelétricas eficientes ou outras opções de armazenamento compatível com o período de compensação da geração intermitente, e que possa oferecer capacidade firme de produção [34]. Ademais, como mostrado através do histórico de atendimento energético da região, os intercâmbios entre o NE e os outros subsistemas do SIN, também desempenharam a função de complementação de produção e, portanto, devem ser levados em consideração na diversificação da expansão do ponto de vista sistêmico. Isto porque difere do dimensionamento das conexões locais de empreendimentos eólicos que, em suma, buscam uma relação de benefício entre a quantidade de energia escoada e o nível de *curtailment* esperado na operação de uma planta eólica [35]. E, por isso, a importância dos estudos de expansão de capacidade de intercâmbio inter-regiões e da geração regional, dada a ocorrência de períodos críticos nos quais a disponibilidade de recursos renováveis não despacháveis ou VRE encontra-se desfavorável ou nula.

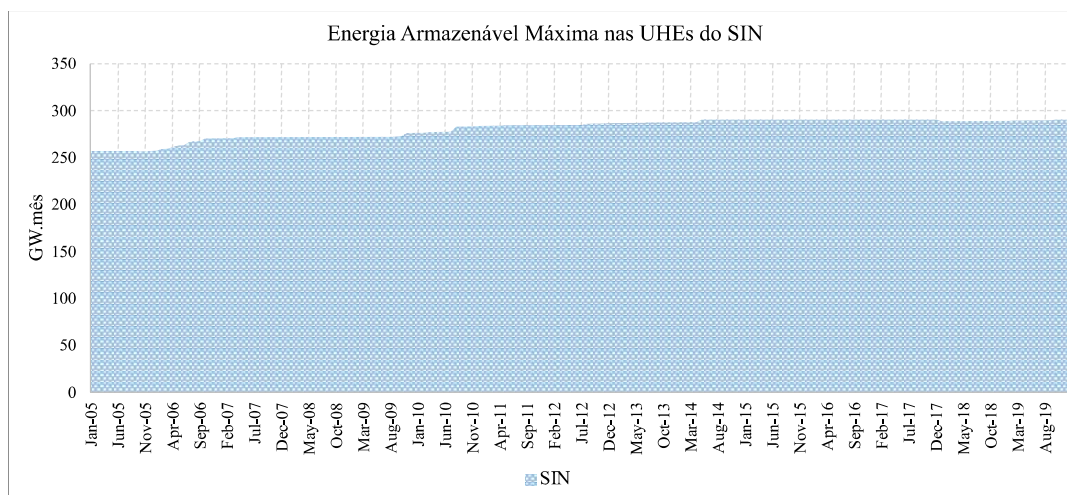
3.7. A função de armazenamento de energia no contexto do SIN

As informações e tabelas que complementam esse item da Tese, fazem parte do artigo, *Energy Supply in Electrical Systems: Remarks on the Growing Participation of Renewable and Variable Resources*, publicado na revista Espaço Energia (2020) [36].

Em sistemas hidrotérmicos tradicionais, como é o caso do sistema elétrico brasileiro, as usinas hidrelétricas, com a maior capacidade instalada em relação a potência total do SIN, assim como as termelétricas podem, respeitando seus limites físicos operativos e de armazenamento de seus recursos (água ou combustível fóssil), gerenciar sua produção, com base nas condições de despacho programadas pelo operador do sistema. Assim sendo, estas usinas têm capacidade de administrar sua

produção, oferecendo a garantia da disponibilidade dos seus recursos para o atendimento da demanda elétrica, o que difere da característica de operação e disponibilidade de geração intermitente das VREs. Desse modo, o sistema interligado que possua usinas hidrelétricas com capacidade de regularização e/ou usinas termelétricas, pode desempenhar maior flexibilidade operativa durante os instantes de escassez de recursos das VRE [9], [37].

Como foi apresentado na Fig. 3, para comportar o cenário de transição energética com progressiva participação de VRE, o SIN tem como característica a predominância de UHEs com reservatório e capacidade de regularização de vazões afluentes aos respectivos reservatórios. Em contrapartida, também foi mostrado que a participação das usinas com capacidade importante de reserva, em percentual da capacidade instalada total do SIN, decresce a cada ano. Em termos de armazenamento máximo de energia nos reservatórios das UHEs do SIN, através da Fig. 8, nota-se que desde 2014, o total de energia armazenada não se alterou significativamente, sendo que o valor histórico registrado foi de aproximadamente 290 GWmês (ao considerar a produtividade teórica das usinas hidrelétricas com altura de queda associada ao percentual de 65% do volume útil dos seus respectivos reservatórios) [28].



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Figura 8 – Energia máxima armazenada nos reservatórios das UHEs do SIN

Do ponto de vista da oferta de geração, em relação às usinas termelétricas, também é possível verificar pela análise da Fig.3, que esta fonte se apresenta como uma das alternativas disponíveis para suportar a incorporação crescente das VRE na matriz de geração de energia elétrica do SIN. Além de ser uma tecnologia madura, estes tipos de empreendimentos têm parcelas de custos fixos e variáveis já bem caracterizadas. No caso dos custos variáveis, estes dependem da tecnologia aplicada, e são relacionados ao tipo de combustível. A respeito do uso do gás natural, é importante ressaltar que os investimentos na rede de transporte e distribuição do combustível são essenciais para viabilizar modelos de negócio e permitir a disponibilidade operativa dessas usinas [38].

Na Tabela 1, alguns atributos físico operativos são informados por tipo de tecnologia de geração termelétrica, de acordo com *Klimstra, J. et al. (2011)* [39]. As características operativas, os custos de investimento, bem como os tempos de implantação demandados por cada tipo de empreendimento diferem significativamente. Um atributo relevante, dada as políticas energéticas das nações integrantes do acordo de Paris e que visam mitigar as emissões de GEEs, é a taxa de produção de CO₂ por energia gerada. Dentre as tecnologias aqui listadas, a menor estimativa é associada as usinas a gás, 370 g/kWh quando operando em ciclo combinado. No caso das usinas nucleares, as emissões são nulas.

Tabela 1 – Características operativas – usinas termelétricas

(Fonte: Adaptado Klimstra [39])

Atributos	Unidade	C*	N*	GCC*	GCA*
Eficiência	%	40	33	55	47
Custo O&M	EUR/MWh	10	10	10	10
Emissão CO₂	g/kWh	820	-	370	450
Tempo de implantação	meses	40	60	24	12
Tempo de partida	minutos	300	300	5	1
Taxa de rampa	%/minuto	3	3	3-5	20

(*) C: carvão, N: nuclear, GCC: gás ciclo combinado e GCA: gás ciclo aberto

O nível de eficiência das turbinas movidas a gás alcança valores da ordem de 55% e, com relação ao tempo de sincronização da geração, as térmicas a gás têm tempos variando em média de 1 a 5 minutos e, adicionalmente, a taxa de tomada de carga, em percentual da capacidade instalada da usina e medida em minutos, está compreendida entre 3% por minuto a 5% por minuto no caso das térmicas a ciclo combinado e, em torno de 20% por minuto nas termelétricas operando a ciclo aberto.

No que se refere ao armazenamento de energia, no contexto de incremento de participação de VRE, as outras opções aqui descritas são as UHRs, para o modo turbinamento operam como as UHEs, e as baterias eletroquímicas [39], [40]. Porém, outras tecnologias de armazenamento de energia também são estudadas atualmente para operarem integradas aos sistemas elétricos, dentre as quais pode-se destacar aquelas baseadas em ar comprimido e hidrogênio [41].

Em termos de flexibilidade operativa para compensar a variabilidade da geração das VREs, a Tabela 2, indica para as UHRs e as baterias o atributo tempo de rampa. Para as usinas reversíveis, este tempo está compreendido entre 15s e 60s. Já para as baterias, este atributo é assumido como sendo instantâneo. Além disso, as UHRs têm um longo tempo de vida do empreendimento, estimado em 100 anos.

As baterias têm seu tempo de vida útil designado em ciclos, dependente, portanto, do tipo de aplicação para a qual será empregada e profundidade da descarga/carga dos ciclos de operação especificados. Quando operam acopladas às fontes intermitentes adota-se 2.000 ciclos como o tempo de vida útil dos componentes desempenhando a função de armazenamento. Em relação à eficiência, o armazenamento baseado em baterias tem um percentual de perda relacionado ao tempo pelo qual a energia permanece estocada no sistema, este valor gira em torno de 10% a cada dia.

3.8. Modalidade de operação dos reservatórios das UHEs do SIN

Neste panorama de alteração do portfólio de geração para o atendimento do balanço de suprimento eletro-energético do SIN, é importante avaliar o papel que as UHEs existentes e com reservatórios de acumulação do SIN também podem desempenhar para complementar a necessidade de potência do sistema, especialmente nos momentos de indisponibilidade produtiva das VREs.

Tabela 2 – Características operativas – usinas reversíveis e baterias

(Fonte: Adaptado Klimstra [39])

Atributos	Unidade	UHR*	BE*
Investimento armazenamento	EUR/kWh	30-60	150-400
Investimento	EUR/kW	750-1000	> 1800
Eficiência global (Carga/Descarga)	%	75-85	< 85
Tempo de rampa	s	15-60	0
Perdas	%/dia	-	1-10
Custo O&M	% do Investimento	< 2	10
Tempo de vida	anos/ciclos	100 anos	2000 ciclos

(*) UHR: usinas hidrelétricas reversíveis, BE: baterias eletroquímicas

Essa modalidade de operação das UHEs, com foco na complementação de potência do SIN, foi trazida nos estudos do relatório do PDE (PDE2030, 2020), com destaque ao fato de que a gestão dos reservatórios existentes, seja pela própria vocação energética das VRE, ou ainda pela operação de usinas termelétricas, para recompor os estoques de energia, também é estudada como uma opção para o atendimento da demanda máxima do SIN. Nesse sentido, é oportuno citar o trabalho que analisa o dilema do aumento de custo operativo incorrido por definir volumes mínimos operativos nos reservatórios das UHEs do SIN e, assim, garantir potência disponível nessas usinas versus a economia de investimento em nova capacidade de usinas termelétricas flexíveis, caso as UHEs fossem priorizadas para garantir suas disponibilidades de potência para o SIN. Explicitamente, o artigo é: *O trade off entre o custo da operação hidrotérmica garantindo níveis elevados de armazenamento e a expansão de capacidade para o atendimento dos requisitos de potência no horizonte de Planejamento*, XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (XXV SNPTEE, 2019) [42].

4. METODOLOGIA

Em virtude do conteúdo elaborado no capítulo anterior, que expôs a evolução do *mix* de geração elétrica do SIN, com rápida inserção de VRE e perda relativa da participação hidrelétrica em relação à potência total do sistema interligado e, também, trouxe a caracterização de elementos que podem desempenhar a função de armazenamento de energia em sistema hidrotérmicos, a metodologia proposta nesta Tese visa calcular o despacho ótimo do SIN, através da simulação de modelo horário aplicado como etapa complementar para a avaliação, em termos de requisitos sistêmicos, da configuração de geração e do sistema de transmissão indicados para o SIN e no horizonte do planejamento decenal do PDE.

Portanto, primeiro, pontua-se, através de exemplificação da curva de carga típica, a diferença entre considerar a curva de duração da carga do sistema discretizada por conjuntos de horas, que estão associados a níveis de demanda do sistema elétrico (pesada, média e leve), versus a representação cronológica da demanda de energia horária, sendo que, em seguida, descrevem-se as equações do modelo horário proposto para as simulações e análises.

O intuito de adotar essa representação (horária e cronológica), com menor intervalo de tempo entre os instantes de simulação do despacho hidrotérmico ótimo e que obedece a cronologia das horas ao longo do ano, é aprimorar a identificação dos requisitos físico operativos do SIN e, desse modo, garantir o balanço e o suprimento de energia elétrica compatível com esse nível de discretização temporal e aderente com a resposta do sistema para compensar a variabilidade de geração de energia das VREs. Desse modo, calcula-se o impacto sobre o custo total da operação eletro-energética do sistema elétrico e que relaciona o atendimento dos requisitos de flexibilidade operativa e reserva de capacidade a cada uma das horas de um horizonte anual de simulação do despacho ótimo horário, onde podem ser destacados: (i) custo de combustível decorrente do despacho de termelétricas operando na modalidade de complementação de potência, (ii) custos associados aos ciclos de partida/parada das unidades geradoras termelétricas, (iii) restrição de despacho das usinas eólicas e/ou solares fotovoltaicas (*curtailment*) e (iv) consequência para as expansões, tanto de interligação das usinas

eólicas à rede elétrica, uma vez que estes empreendimentos, em geral, localizam-se distantes dos pontos de conexão, como também, das ampliações dos intercâmbios inter-regionais, que permitem o escoamento de suas produções para o sistema elétrico interligado [43], [44].

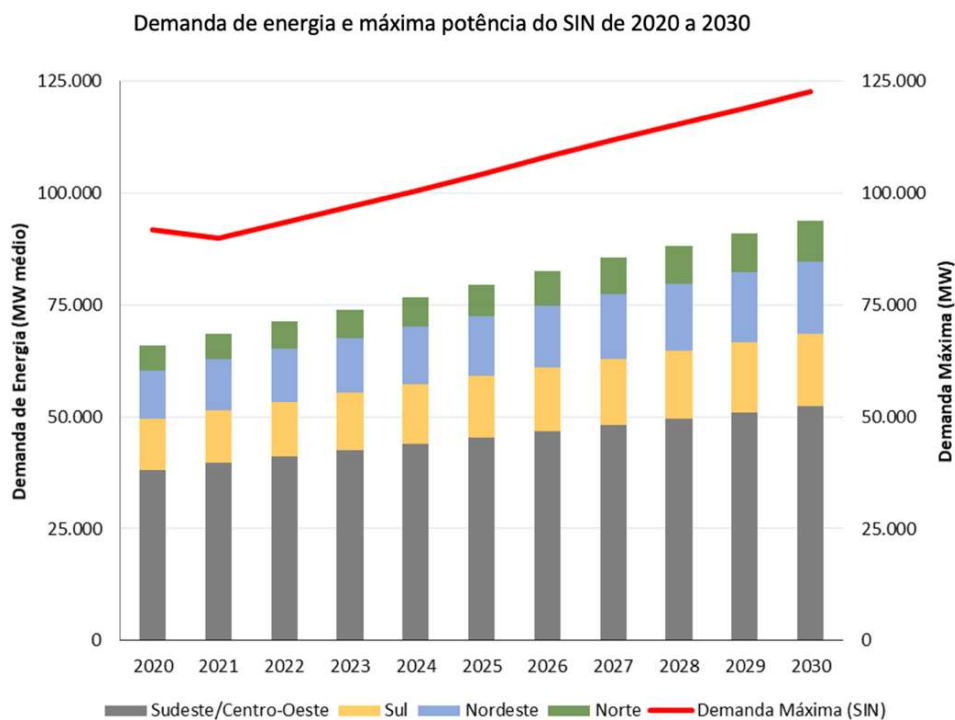
4.1. Requisitos eletro-energéticos do SIN

Para o horizonte do planejamento da expansão da geração e do sistema de transmissão de energia do SIN, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), através da publicação, com periodicidade anual, do relatório do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) [6], analisa o balanço de atendimento do requisito de potência do SIN, de acordo com a metodologia descrita na nota técnica – Análise do Atendimento à Demanda Máxima de Potência [25].

O requisito de potência ou capacidade do sistema elétrico é definido como a máxima demanda instantânea a ser atendida pelo SIN a cada mês do horizonte de simulação, compreendendo todo o período em análise. Portanto, o sistema elétrico planejado deve assegurar o suprimento da máxima necessidade de potência total do SIN, que é caracterizada pela soma das demandas instantâneas dos subsistemas simulados, que podem não ser coincidentes com a demanda máxima do SIN, acrescido de um percentual de 5% para exprimir a reserva de potência operativa (RO) deste mesmo sistema.

A Fig. 9 mostra a projeção do requisito de potência máxima anual para o horizonte do planejamento decenal (PDE, 2030), bem como o montante de energia a ser atendido pelo SIN neste período. O fator de carga médio previsto para o período de 2026 a 2030, ou seja, a razão entre a carga de energia (MWmed) e a demanda máxima instantânea do sistema de despacho centralizado é de 76%. A cada ciclo do planejamento decenal, o primeiro ano do período, neste caso 2020, compreende dados verificados e consolidados até a data de corte a ser utilizada como referência para a oferta e a demanda dos estudos do planejamento da expansão da geração de energia elétrica. Assim, na Fig. 9, com base no PDE 2030, o ano de 2020 considerou a oferta e a demanda verificadas até abril deste ano, com base nos dados a serem utilizados no Programa

Mensal de Operação Energética (PMO) de maio de 2020. Portanto, os meses subsequentes a essa data e que compreendem todo o horizonte de estudo do planejamento decenal, 2021 a 2030, não se referem aos dados realizados ou verificados, mas sim às projeções de demandas a serem atendidas pelo SIN.

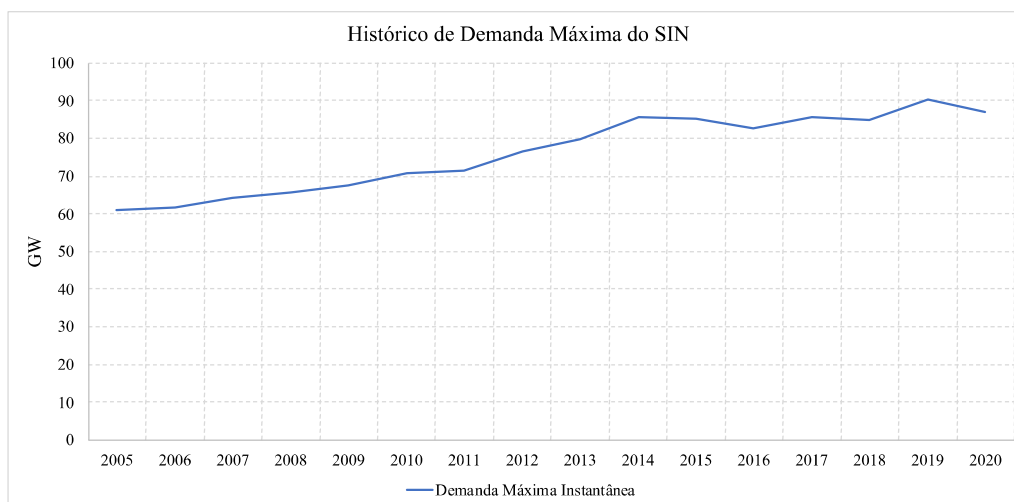


Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Figura 9 – Projeção da carga de energia e demanda máxima do SIN

A Fig. 10 traz o histórico da potência máxima instantânea verificada para o SIN para cada ano de 2005 a 2020, dados do ONS [28]. O requisito de potência ou capacidade foi de cerca de 90 GW no ano de 2019 e, por conta dos efeitos da pandemia de COVID-19 sobre a atividade econômica mundial, nota-se que o valor verificado para a demanda máxima, em 2020, foi inferior àquela do ano de 2019, que registrou cerca de 87 GW.

O requisito de potência máxima anual representa um único valor instantâneo de demanda máxima, em MW, que é planejado para ser atendido pelo SIN a qualquer momento do ano.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Figura 10 – Demanda Máxima Instantânea verificada para o SIN, 2005 a 2020

No entanto, em termos do atendimento da curva de demanda elétrica, como mencionado no objetivo desta Tese, é importante destacar que a demanda tem característica contínua no tempo e, dessa maneira, é exigido o equilíbrio ou balanço entre a oferta e a demanda para todo intervalo de tempo que constitui a operação real do sistema elétrico. Em outras palavras, a partir da premissa de intervalo de tempo que se objetiva simular a operação eletro-energética do SIN, o sistema elétrico planejado deve – submetido a determinados intervalos de incerteza, conforme especificados nos critérios de suprimento do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE, 2020) – assegurar o balanço entre a oferta e a demanda projetadas, fazendo uso dos recursos de geração e do sistema de transmissão disponíveis em determinada configuração sistêmica e elétrica prevista para cada ano do horizonte do planejamento [18],[19],[20].

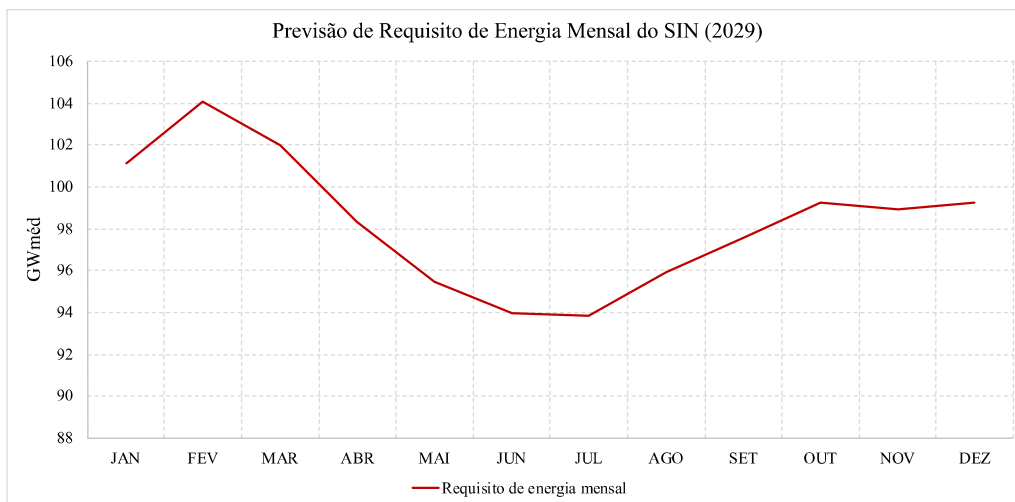
Sob essa perspectiva de identificação de necessidades sistêmicas, além do requisito anual de energia mostrado anteriormente na Fig. 9, ao longo desta seção da Tese serão exemplificados os requisitos de energia do sistema elétrico de cada estágio temporal mensal, porém caracterizados a partir de três representações distintas: (i) agrupados em quatro patamares que representam a curva de duração da carga (ponta, pesada, média e leve), (ii) discretização cronológica horária e (iii) discretização

cronológica horária após serem abatidas as contribuições da geração, também em escala horária, dos VRE, ou seja, requisito horário de energia líquido.

Para os estudos de caso propostos neste capítulo, utilizou-se a projeção de carga de energia do Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (PDE2029, 2019) até então disponível publicamente no momento da realização das simulações aqui apresentadas, mesmo sendo de conhecimento que as premissas de demanda previstas para o horizonte do planejamento decenal tiveram que ser revistas, por conta dos reflexos da pandemia da COVID-19 sobre a atividade econômica mundial. No entanto, visto que o intuito da Tese é mostrar a eficácia de alternativas de geração para a operação eletroenergética do SIN em escala horária, torna-se razoável assumir que o nível do requisito de energia anteriormente previsto para ocorrer em 2029, no caso do PDE2029, possa ser impactado com uma postergação de aproximadamente 2 anos no horizonte decenal, não comprometendo as análises e conclusões trazidas pelo presente estudo.

4.2. Requisito de energia distribuído em patamares de carga

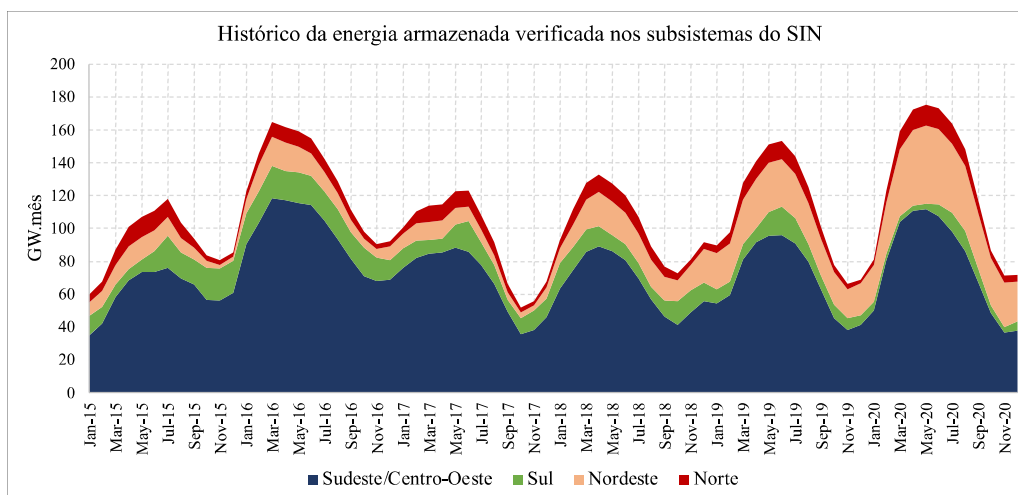
O requisito de energia mensal ou carga de energia prevista, PDE2029, para o ano de 2029, pode ser observado na Fig. 11, onde se destaca a sazonalidade do montante requerido e projetado para o ano. É possível notar que o mês de fevereiro indica o maior requisito mensal de energia a ser atendido pelo SIN, totalizando cerca de 104 GW_{méd} [45]. O requisito de energia indicado para o mês de novembro é enfatizado nesta projeção do PDE, porque mesmo que não represente o maior valor esperado dentre os requisitos de energia mensais, esse mês foi escolhido para fazer parte das avaliações por se tratar de um mês típico do final do período seco, ou seja, no qual a condição hidrológica dos principais reservatórios das UHEs do SIN tendem a apresentar volumes reduzidos, como consequência da operação otimizada dessas usinas para garantir a complementação de energia, principalmente durante os meses característicos de abril a novembro.



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Figura 11 – Projeção do requisito mensal de energia do SIN para 2029

Para confirmar essa modalidade de operação dos reservatórios das UHEs, na Fig. 12, através do histórico de operação energética do SIN, são percebidos os meses com os menores níveis de energia armazenada nos reservatórios das UHEs do SIN. Ademais, os perfis mensais correspondentes às energias armazenadas verificadas pelo ONS são informadas para os quatro subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste, Norte e Sul – os meses de setembro a novembro de cada ano registram os menores valores de energia armazenadas para este histórico analisado.

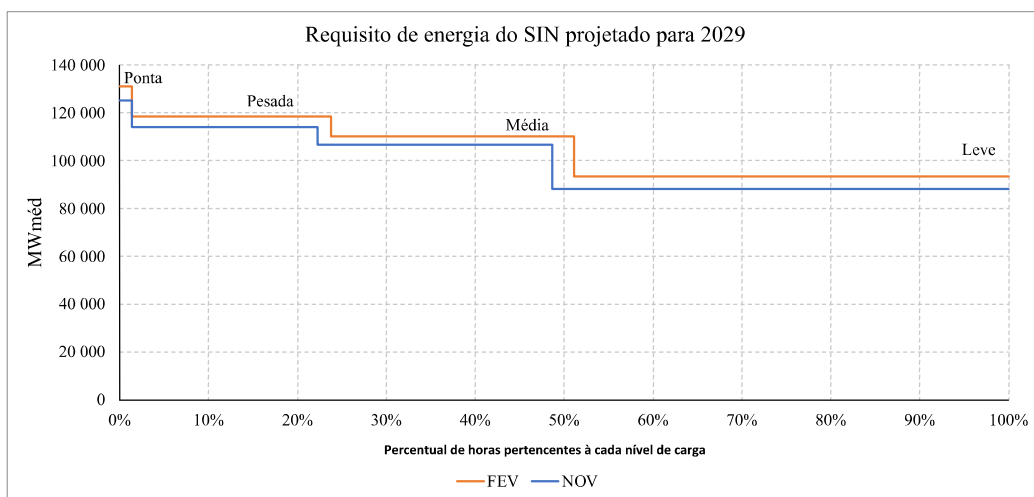


Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Figura 12 – Energia armazenada no SIN, verificada para o período de 2015 a 2020

Por isso, para avançar nas análises dos requisitos de energia representados em cada patamar de carga, os meses de fevereiro e novembro foram selecionados para exemplificar a aplicação da metodologia, devido às constatações anteriores de que os meses de fevereiro apresentam os maiores requisitos mensais de energia. Por seu turno, os meses de novembro não têm requisitos de energia muito elevados quando comparados aos outros meses do ano, porém, como o sistema brasileiro possui predominância de geração hidrelétrica, o baixo nível dos reservatórios neste mês de final de período seco, pode comprometer o balanço de atendimento aos requisitos de energia do SIN. Além disso, por vezes, nos cenários muito críticos de vazões afluentes às bacias com presença de reservatórios, a geração das UHEs está restrita à valores bastante reduzidos e associados a manutenção das vazões mínimas estabelecidas de acordo com a conjuntura e revisadas pela agência reguladora ANA.

Tomando por base as durações equivalentes, em percentual do número total de horas de cada mês do ano, dos patamares de carga utilizados nas simulações do PDE2029, tem-se que, em 2029: no mês de fevereiro, o patamar de ponta tem duração correspondente a 1,37%, pesada 22,4%, média 27,34% e leve 48,89%, enquanto no mês de novembro, a ponta equivale a 1,37%, pesada 20,88%, média 26,43% e leve 51,32% – informações representadas na Fig. 13.



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Figura 13 – Requisitos de energia do SIN, projeção para o ano de 2029

Pela análise da Fig. 13, em termos de requisitos de energia por patamar ou nível de carga, o mês de fevereiro indica maiores valores quando comparados aos montantes estimados para o mês de novembro. Também é importante ressaltar que essa premissa de representação da duração da curva de carga mensal através da definição de patamares não indica cronologia entre os níveis de carga ou, dito de outra maneira, os agrupamentos de horas (ponta, pesada, média e leve) servem para graduar a carga de acordo com um conjunto de horas com demandas de montante semelhante e que não são necessariamente consecutivas. Assim sendo, para o patamar de ponta, que representa 1,37% das horas mensais, o valor do requisito de energia dessas horas é de 131 GW_{méd} para fevereiro e de 125 GW_{méd} para novembro. Estes valores são os utilizados na simulação do despacho hidrotérmico do SIN pelo modelo Newave, no contexto do PDE2029.

4.3. Requisito de energia em escala horária

Em 2021, o modelo DESSEM [46], que simula o despacho hidrotérmico de curtíssimo prazo, passou a ser incorporado na cadeia de modelos oficiais para a formação do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) em escala horária e, portanto, utilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para fins de contabilização e liquidação. Além da Portaria N.º.301 de 2019 [47], as diretrizes para a incorporação da formação de preço horário nos procedimentos do Programa Mensal da Operação Energética (PMO), estruturação dos Custo Marginal de Operação (CMO) e Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), são estabelecidos na Resolução N.º.843 de 2019 [48].

Essa é uma etapa importante para aproximar as simulações eletroenergéticas com a operação real do sistema elétrico, pois visa representar a carga e sua respectiva cronologia e, assim, permitir o cálculo do despacho hidrotérmico ótimo que atenda aos requisitos físico operativos desse sistema. Além disso, a representação do requisito de energia, em base horária, ao incorporar a informação cronológica que caracteriza a demanda, difere da representação por patamares da curva de carga que agrupa horas em níveis de demanda semelhantes, não necessariamente consecutivas, portanto, não

explicitando a transição ou taxas de variação em MWh/h entre os estados de demanda requeridos pelo sistema elétrico para que os recursos disponíveis possam ser alocados de modo eficiente para garantir o balanço entre oferta e demanda.

Assim, tomando como base a representação cronológica do requisito horário de energia, definiu-se um perfil típico da carga do SIN para os mesmos meses mencionados na representação por patamares, fevereiro e novembro. E, através dos dados históricos da demanda horária disponibilizados pelo operador (ONS), foi calculada a média de cada demanda horária (MWh/h), em ordem cronológica, utilizando, a título de exemplo, o período de 2013 a 2018. A partir desses valores horários compostos pela média de consumo de energia a cada hora de um ano típico, é possível definir um fator percentual, p.u., que representa o fator de carga horário, em relação ao consumo de energia mensal ou anual. A Fig. 14 mostra, para intervalos de dias consecutivos dos meses de fevereiro e novembro, os requisitos horários de energia, ao aplicar os fatores de carga históricos e médios típicos, com base no requisito de carga anual de 2029. Dessa maneira, para estes dias típicos consecutivos do mês de fevereiro, os níveis de demanda horária estão bastante próximos aos valores indicados, como também, a título de exemplo, para o mês de novembro do mesmo ano, sendo que o maior requisito horário de fevereiro do SIN é de cerca de 105 GWh/h, e, para o mês de novembro, o valor estimado é de 103 GWh/h.

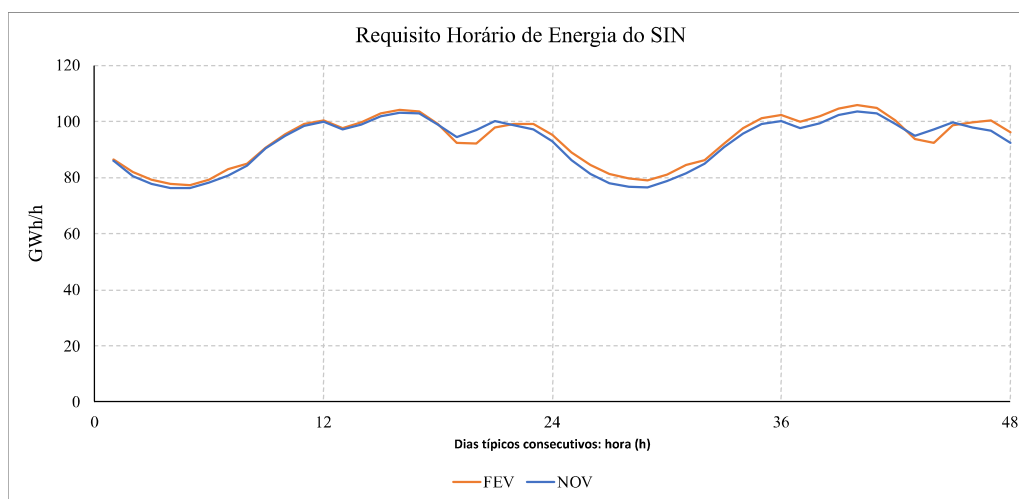


Figura 14 – Requisitos horários de energia do SIN em 2029

É importante ressaltar que a opção por simular um perfil típico médio horário da carga foi feita para exemplificar a aplicação da metodologia proposta na Tese e de modo a apoiar a fase de calibragem e parametrização do modelo horário e, conseqüentemente, testar o equacionamento adicional proposto. É oportuno destacar que a metodologia poderia ser aplicada para distintos perfis históricos ou sintéticos futuros, possibilitando a obtenção de métricas estatísticas para explorar a dispersão em torno do valor médio adotado como sensibilidade.

4.4. **Requisito líquido de demanda de energia, em escala horária**

Outro aspecto relevante, a ser considerado quanto à representação do requisito horário de energia do SIN, é a geração de energia das VREs, eólicas e solares fotovoltaicas – uma vez que estes geradores têm produção incerta e dependente da disponibilidade dos seus recursos para poderem contribuir com o atendimento do requisito horário de energia do sistema elétrico. Ressalta-se que além dos projetos de usinas de maior porte, aqui referenciados como aqueles conectados à rede de transmissão de energia do SIN, também poderiam ser consideradas para o cálculo do requisito remanescente de carga a ser atendido pelo sistema elétrico centralizado, as contribuições da geração distribuída, ou seja, o requisito de carga de uma determinada distribuidora já seria um requisito líquido horário em nível de distribuição que, ao ser entregue para o nível de transmissão, poderia sofrer novo abatimento de geração, nesse caso, associado às VREs de maior porte. Esse ponto, relativo ao impacto da GD, será abordado como uma análise complementar da metodologia que apresenta a formulação das usinas hidrelétricas reversíveis nesta Tese.

A Fig. 15 ilustra o efeito da geração das VRE, em base horária, sobre o requisito de energia, ou seja, o requisito líquido horário de energia, após deduzir a geração horária das VRE do requisito horário bruto do SIN. Nesse sentido, tomando como referência os mesmos dias típicos consecutivos para a apresentação do requisito de demanda horária da Fig. 14, observa-se que para o mês de fevereiro, a demanda horária líquida máxima é de cerca de 91 GWh/h, já em novembro, o requisito de demanda líquida máximo é de

aproximadamente 85 GWh/h. O perfil típico horário da geração dos VREs foi construído a partir da média horária, ordenada cronologicamente, do período 2005 a 2014 [45].

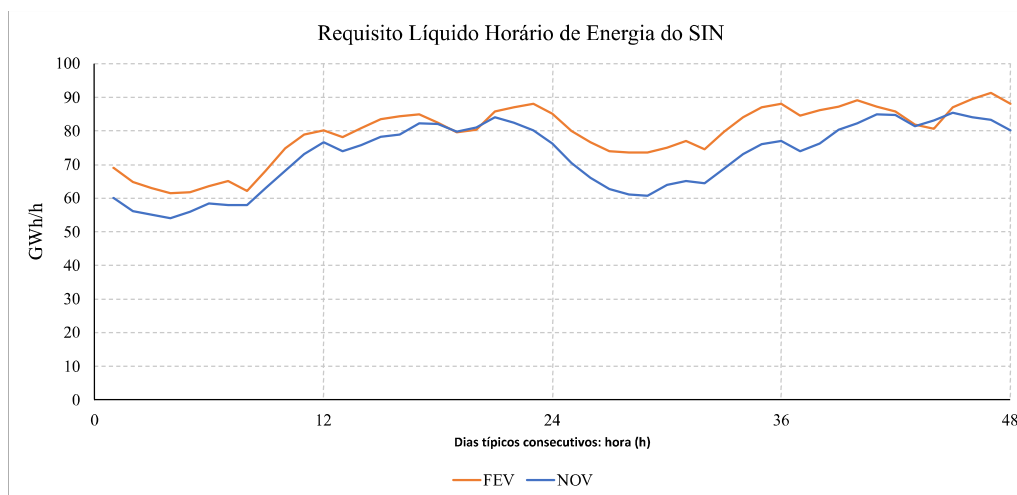


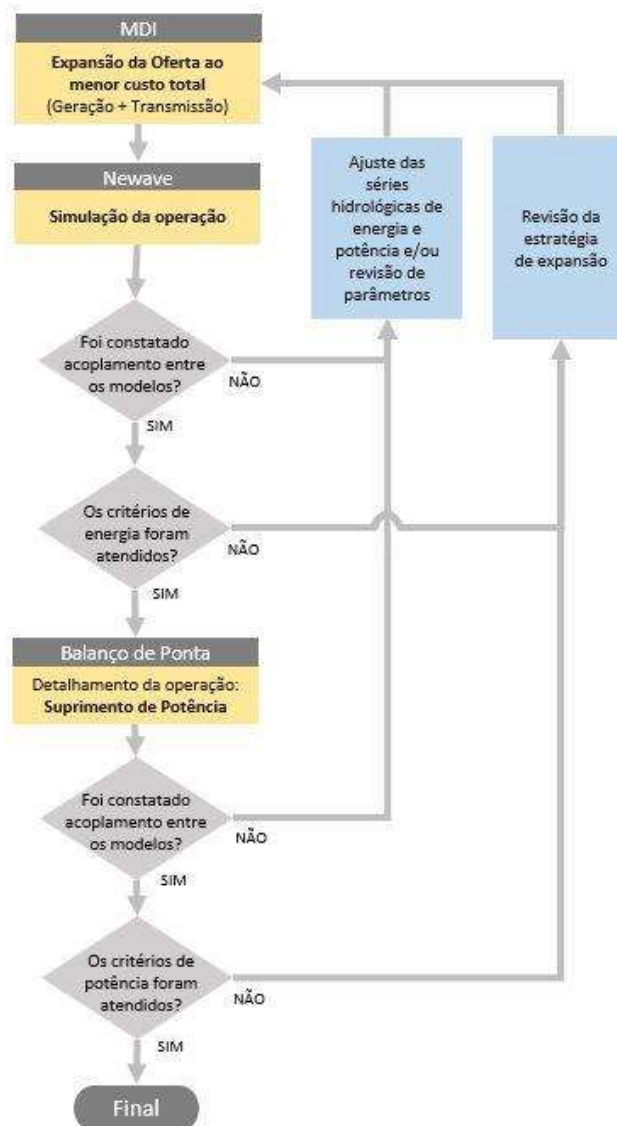
Figura 15 – Requisitos Líquidos horários de energia do SIN em 2029

4.5. O encadeamento das simulações do planejamento eletro-energético

No contexto do sistema elétrico brasileiro, a simulação da operação eletro-energética do SIN envolve o encadeamento de modelos com diferentes discretizações temporais, horizontes de análises e níveis de detalhamento do problema de otimização da programação e do despacho econômico hidrotérmico e do atendimento a demanda máxima instantânea projetada para o sistema elétrico interligado. Ao final deste processo de planejamento, a solução viável e indicativa leva em conta uma ponderação sobre o *trade-off* existente entre a minuciosidade da representação do problema de otimização do investimento da expansão e do custo operativo, e o tempo de processamento, esforço computacional, para a obtenção da sua respectiva decisão ou solução, em cada etapa, em amarelo, mostrada na Fig. 16.

No âmbito do planejamento do PDE, as etapas que simulam a expansão da oferta e a operação eletro-energética do SIN são três, para as quais destacam-se os horizontes de análise e o intervalo temporal utilizado nas simulações: (i) Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) – 10 a 15 anos, com discretização mensal e representação da duração da curva de carga através de quatro patamares ou níveis de demanda, (ii)

Modelo Newave – 10 a 15 anos, também com discretização mensal e representação da duração da curva de carga em quatro patamares e (iii) Balanço de Potência (BP) – 10 a 15 anos, a discretização também é mensal, porém simula-se o atendimento da demanda máxima de potência, coincidindo com a duração do patamar de ponta do SIN, ou seja, 10 horas é a estimativa para a consideração das horas caracterizadas como demanda de ponta ou demanda máxima instantânea requerida pelo sistema elétrico brasileiro [22],[23],[25]. A Figura 16 resume este processo adotado no planejamento energético decenal, PDE.



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Figura 16 – Etapas do planejamento da expansão do SIN

Esta Tese propõe a inserção da simulação do despacho econômico horário ótimo do parque gerador e da capacidade dos intercâmbios inter-regionais, com base na expansão já indicada para formar o portfólio de oferta de geração e transmissão do SIN no horizonte do planejamento decenal. Para tanto, o modelo *Elemo*¹ [49],[50], que apesar de contar com a funcionalidade de simulação da expansão da matriz de geração elétrica ótima – restrição de capacidade, optou-se, por utilizá-lo para simular a operação eletro-energética como uma etapa complementar para a avaliação do atendimento aos requisitos de energia e potência, em base horária, no contexto do planejamento energético decenal brasileiro (PDE). Conseqüentemente, o cálculo do despacho hidrotérmico ótimo do SIN, com horizonte de análise de um ano e discretização temporal cronológica horária é feito através da definição de um ano “alvo” ou “*target-year*” para a simulação, de modo que este ano é especificado dentre aqueles simulados no planejamento nacional.

O fluxograma da Fig. 17 detalha o encadeamento proposto para os modelos de simulação. Uma prática comum quando se faz uso de simulações encadeadas, ou concatenamento de diferentes modelos, é, por vezes, avaliar resultados intermediários nas soluções apresentadas pelos modelos nas distintas etapas que compõem o processo de simulação e, a depender da ocorrência de inviabilidade de soluções em algum dos modelos e na sua respectiva etapa, regressa-se à etapa e modelo anterior ajustando suas restrições de maneira que este calcule novas soluções para serem entregues novamente ao modelo da etapa subsequente e, assim, verificar se as inviabilidades de soluções ainda permanecem e, caso contrário, dá-se prosseguimento ao fluxo indicado no encadeamento das simulações. Assim sendo, para ilustrar no diagrama esse conceito, a seta hachurada indica que cada etapa (i) pode, eventualmente, retroalimentar a sua predecessora (i-1). Isto acontece quando, por exemplo, os resultados obtidos na etapa corrente (i) não satisfazem alguma restrição imposta ao problema formulado na mesma etapa. Assim, retorna-se à etapa anterior (i-

¹ Elemo foi desenvolvido no Massachusetts Institute of Technology (MIT), através do MIT Energy Initiative (MITEI) que atua como um hub de pesquisa, educação, inovação e envolvimento das comunidades acadêmica e civil, indústria e órgãos governamentais para discutir e propor soluções para os desafios do desenvolvimento energético mundial baseado em baixas emissões de carbono e que possibilitem a minimização de emissões dos gases associados ao efeito estufa (GEE) para mitigação dos riscos de impactos ambientais e mudanças climáticas globais.

1) e ajustam-se os parâmetros desejados para que uma vez obtidos novos resultados desta etapa, estes atendam às restrições inicialmente intencionadas na etapa (i).

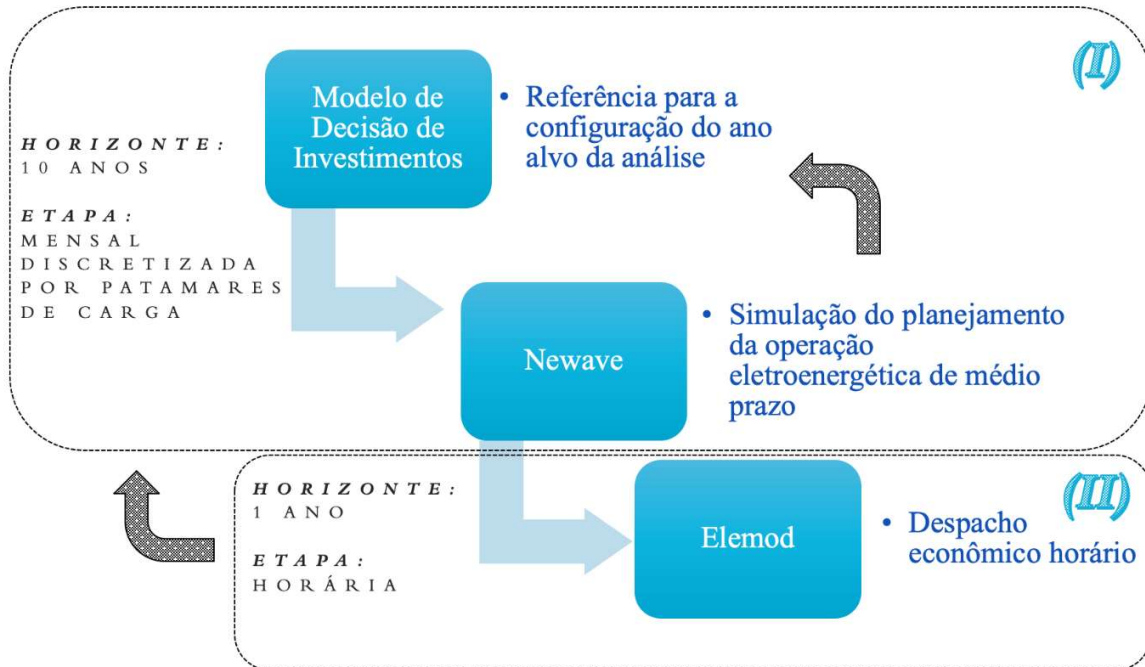


Figura 17 – Fluxograma das etapas propostas para a simulação do SIN

4.6. O compartilhamento de informações entre as simulações do SIN

Uma vez que cada modelo emula uma etapa da expansão e operação eletroenergética, na Fig. 18, são especificadas as informações obtidas ao final de cada etapa de simulação. Esses resultados são então comunicados para a etapa subsequente, com o propósito de caracterizar as restrições adicionais do problema de otimização que será resolvido na etapa posterior.

No primeiro bloco de simulações (I), do qual fazem parte os modelos de Decisão de Investimentos (MDI) e Newave, o horizonte de simulação é igual a 10 ou 15 anos e os estágios são representados por meses, que são discretizados por quatro patamares da curva de duração da carga: ponta, pesada, média e leve.

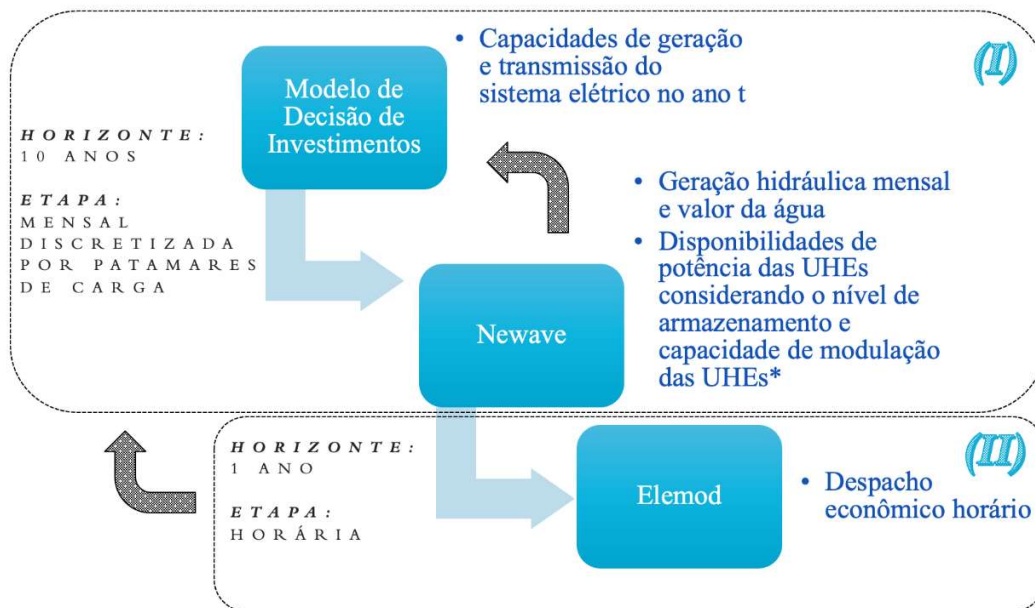


Figura 18 – Fluxograma da simulação do SIN e acoplamento dos modelos

Os resultados obtidos do MDI referem-se às capacidades instaladas por tecnologia de geração e limites de intercâmbio de energia entre regiões ou subsistemas r a cada ano t do horizonte de simulação [6]. Já, como resultados do despacho hidrotérmico do modelo Newave, são obtidas as informações relativas à geração hidráulica mensal por região ou subsistema r , e os respectivos valores da água ou custo de oportunidade do despacho térmico futuro a cada estágio mensal do problema de otimização estocástico resolvido por este modelo – que é simulado para 2.000 cenários de vazões afluentes aos reservatórios equivalentes de energia representativos das bacias hidrográficas do Brasil. Além disso, também resultam como produto desta etapa os níveis de armazenamento que são simulados para as UHEs com capacidade de acumulação e pertencentes aos sistemas equivalentes do SIN, servindo de insumo para o cálculo da disponibilidade máxima de potência das UHEs [25]. É oportuno frisar que a produção de energia hidrelétrica e a energia armazenada nos reservatórios equivalentes das UHEs simuladas no bloco (I) e calculadas pelo modelo Newave, desenvolvido pelo CEPEL, são resultados do problema da otimização do planejamento da operação hidrotérmica mensal do SIN através da Programação Dinâmica Dual Estocástica, portanto sendo gerados como subprodutos da solução desta etapa [23],[24].

O bloco (II) de simulação utiliza, portanto, as informações do bloco (I) e simula o modelo *Elemod* para solucionar linearmente o problema de otimização do despacho econômico hidrotérmico em escala horária. A importação das informações do sistema elétrico brasileiro, SIN, e o uso dos resultados do MDI e Newave como restrições do problema de otimização, como proposto nesta metodologia, foi explorado no artigo que analisou a flexibilidade operativa horária do SIN para a sua configuração de usinas e sistema de transmissão de ano referencial (2019), “*Economic Dispatch Considering Hourly Capacity Allocation with a Variable Renewable and Hydro-Based Generation Portfolio*”, desenvolvido no âmbito desta Tese, do projeto de pesquisa e desenvolvimento da ANEEL – Expansão da Capacidade do Atendimento de Ponta no SIN como suporte à implementação de Fontes Renováveis Intermitentes: Uma Abordagem Integrada Técnico, Econômica e Regulatória – e do período de doutorado no exterior como pesquisador visitante do Programa Fulbright de Intercâmbio Acadêmico com os Estados Unidos – *Doctoral Dissertation Research Award* [51].

4.7. Equacionamento do modelo horário e restrições das UHEs

Na sequência, serão descritas as principais equações presentes no modelo de simulação *Elemod* e que relacionam, além da função objetivo do problema de otimização, a contabilização das parcelas de custo de investimento e de operação por tipo de fonte de geração, a restrição de atendimento ao balanço eletro-energético horário e as novas restrições propostas nesta Tese para fazer uso dos resultados da programação do despacho hidrotérmico ótimo das etapas do bloco (I), descrito na seção anterior.

Por conta da predominância da geração hidrelétrica no *mix* de oferta do SIN, sistema elétrico de geração centralizada do Brasil, é sabido que o ONS enfrenta o dilema de utilizar os estoques hidráulicos hoje e complementar a geração eletro-energética para atendimento do balanço da carga no presente, ou manter o armazenamento para utilização em estágios mensais futuros, dentro do horizonte de otimização do planejamento do despacho hidrotérmico [23],[24],[52],[53],[54],[55]. Como parte da modelagem adicional proposta para a simulação do despacho econômico horário no modelo *Elemod*, são utilizados os resultados do modelo Newave, planejamento da

operação energética, referentes à geração mensal de energia, *phidplag*, e o valor da água, *pcva*. Essas duas últimas variáveis são insumos para o modelo *Elemo*d, e tornam-se restrições que devem ser atendidas na etapa de otimização da geração hidrotérmica, agora calculada em base horária. A eq. (1) representa a função objetivo, que minimiza o custo total do período especificado, enquanto a eq. (2) indica os termos que compõe a função objetivo, que são detalhados a seguir.

$$\min \sum_r CT_r \quad (1)$$

$$CT_r = I_r + O_r + CP_r + ENS_r + SUP_r + HID_r + UHR_r \quad (2)$$

Onde:

- CT_r : custo total do sistema elétrico na região ou subsistema r , $\forall r \in RE$ - [R\$]
- RE : número de regiões ou subsistemas representados no sistema elétrico
- T : número de anos do horizonte de simulação
- M : número de meses do período T
- D : número de dias do período M
- H : número de horas do período D
- N : número de tecnologias termelétricas representadas na simulação
- C : número de classes de usinas eólicas representadas na simulação
- I_r : custo total de investimento em nova capacidade na região ou subsistema r , $\forall r \in RE$ - [R\$]
- O_r : custo total de operação das termelétricas na região ou subsistema r , $\forall r \in RE$ - [R\$]
- CP_r : custo total de manutenção de geração termelétrica conectada ao sistema elétrico por região ou subsistema r , $\forall r \in RE$ - [R\$]
- ENS_r : custo total da energia não suprida na região ou subsistema r , $\forall r \in RE$ - [R\$]

SUP_r : custo total de partida ou *start-up* das tecnologias termelétricas na região r ,
 $\forall r \in RE$ - [R\$]

HID_r : custo total do despacho hidrelétrico na região r , $\forall r \in RE$ - [R\$]

UHR_r : custo total de investimento em nova capacidade e operação das usinas
hidrelétricas reversíveis na região ou subsistema r , $\forall r \in RE$ - [R\$]

Como citado no item 4.5 – **O encadeamento das simulações do planejamento eletro-energético**, apesar do modelo *Elemo*d permitir contabilizar o termo de investimento (I_r) na eq. (2), optou-se, na presente Tese, por simular somente a otimização do despacho hidrotérmico horário e para uma configuração de expansão futura do portfólio de geração e sistema de transmissão indicados no contexto de transição energética brasileiro (PDE, 2029). Desse modo, com base nas variáveis físico operativas aferidas e resultantes da operação do sistema elétrico centralizado e compreendidas no horizonte decenal, podem ser propostos modelos de negócio compatíveis com o atendimento às necessidades físicas sistêmicas, energia e potência, como, por exemplo, recursos com capacidade de armazenamento, caracterizados no item – 4.8 **O papel que as UHRs podem desempenhar no âmbito do sistema eletro-energético brasileiro**.

A eq. (3) indica os termos que compõe o termo I_r de novos investimentos em capacidade e possíveis de serem simulados, em caso de uso do modelo também para análises de sensibilidade da expansão de nova capacidade de geração.

$$I_r = \sum_{t,n} vk_{t,n} * pcf_n + \sum_{t,c} vkw_{t,c} * pcf_w + \sum_t vks_t * pcf_s \quad (3)$$

Onde:

$vk_{t,n}$: variável associada a nova capacidade instalada por ano t e para cada tecnologia termelétrica n , $\forall t \in T$, $\forall n \in N$ - [GW]

pcf_n : parâmetro que define o custo de investimento anualizado para cada tecnologia termelétrica n , $\forall n \in N$ - [R\$/GW.ano]

- $vk_{t,c}$: variável associada a nova capacidade instalada por ano t e para cada classe de usina eólica c , $\forall t \in T$, $\forall c \in C$ - [GW]
- $pcfw$: parâmetro que define o custo de investimento anualizado para as usinas eólicas - [R\$/GW.ano]
- vks_t : variável associada a nova capacidade instalada solar por ano t , $\forall t \in T$ - [GW]
- $pcfs$: parâmetro que define o custo de investimento anualizado para as usinas solares - [R\$/GW.ano]

$$O_r = \sum_{t,h,n} vg_{t,h,n} * (pfp_{t,n} * phr_n + pcvom_n) \quad (4)$$

Onde:

- $vg_{t,h,n}$: variável associada a geração de energia por ano t , hora h e tecnologia termelétrica n , $\forall t \in T$, $\forall h \in H$, $\forall n \in N$ - [GWh]
- $pfp_{t,n}$: parâmetro que define o preço do combustível para cada ano t e por tecnologia termelétrica n , $\forall t \in T$, $\forall n \in N$ - [R\$/MMBtu]
- phr_n : parâmetro que define o *heat rate* por tecnologia termelétrica n , $\forall n \in N$ - [MMBtu/GWh]
- $pcvom_n$: parâmetro que define o custo de O&M por tecnologia termelétrica n , $\forall n \in N$ - [R\$/GWh]

$$CP_r = \sum_{t,d,n} (vcp_{t,d,n} - vg_{t,d,h,n}) * pcvom_n \quad (5)$$

Onde:

- $vcp_{t,d,n}$: variável associada a geração conectada ao sistema elétrico por ano t , dia d e tecnologia termelétrica n , $\forall t \in T$, $\forall d \in D$, $\forall n \in N$ - [GW]
- $vg_{t,d,h,n}$: variável associada a geração de energia por ano t , dia d , hora h e tecnologia termelétrica n , $\forall t \in T$, $\forall d \in D$, $\forall h \in H$, $\forall n \in N$ - [GWh]

$pcvom_n$: parâmetro que define o custo de O&M por tecnologia termelétrica n ,
 $\forall n \in N$ - [R\$/GWh]

$$ENS_r = \sum_{t,h} vens_{t,h} * pcens \quad (6)$$

Onde:

$vens_{t,h}$: variável associada a energia não suprida no ano t e hora h , $\forall t \in T$,
 $\forall h \in H$ - [GWh]

$pcens$: parâmetro que define o custo da energia não suprida - [R\$/GWh]

$$SUP_r = \sum_{t,d,n} vsup_{t,d,n} * pcsup_n \quad (7)$$

Onde:

$vsup_{t,d,n}$: variável associada ao montante de potência termelétrica requerido do dia
 $(d-1)$ para o dia d , do ano t e tecnologia termelétrica n , $\forall t \in T$, $\forall d \in D$,
 $\forall n \in N$ - [GW/dia]

$pcsup_n$: parâmetro que define o custo de partida ou *start-up* de cada tecnologia
termelétrica n , $\forall n \in N$ - [R\$/GW]

$$HID_r = \sum_{t,m,h} vghid_{t,m,h} * pcva_{t,m,h} \quad (8)$$

Onde:

$vghid_{t,m,h}$: variável associada a geração hidrelétrica por ano t , mês m e hora h ,
 $\forall t \in T$, $\forall m \in M$, $\forall h \in m \cap h \in H$ - [GWh]

$pcva_{t,m,h}$: parâmetro que define o custo da operação hidrelétrica
(custo de oportunidade do uso do recurso hidráulico no presente valorado
através do custo dado pela expectativa de despacho térmico futuro) por
ano t , mês m e hora h , $\forall t \in T$, $\forall m \in M$, $\forall h \in m \cap h \in H$ - [R\$/GWh]

$$UHR_r = \sum_t vkuhr_t * (pcfuhr + pcfuhrom) + \sum_{t,h} vtepuhr_{t,h} * pcuhrvom \quad (9)$$

Onde:

- vkuhr_t*: variável associada à nova capacidade instalada de usinas hidrelétricas reversíveis por ano *t*, $\forall t \in \mathcal{T}$ - [GW]
- pcfuhr*: parâmetro que define o custo do investimento anualizado para as usinas hidrelétricas reversíveis - [R\$/GW.ano]
- pcfuhrom*: parâmetro que define o custo de O&M fixo das usinas hidrelétricas reversíveis - [R\$/GW.ano]
- vtepuhr_{t,h}*: variável associada à energia total envolvida na operação de carga/descarga da usina hidrelétrica reversível por ano *t* e hora *h*, $\forall t \in \mathcal{T}$, $\forall h \in \mathcal{H}$ - [GWh]
- pcuhrvom*: parâmetro que define o custo de operação da usina hidrelétrica reversível - [R\$/GWh]

$$\begin{aligned} & \left(\sum_n vgn(t, h, r) \right) + vens(t, h, r) + \left(\sum_{r_i, r_j} vflu_{r_i, r_j}(t, h) \right) \\ & + vdesuhr(t, h, r) + vghid(t, h, r) \\ & + \left(\sum_c vgeol_c(t, h, r) \right) + vgsol(t, h, r) \\ & = pdem(t, h, r) + \\ & \left(\sum_{r_j, r_i} vflu_{r_j, r_i}(t, h) \right) + vcaruhr(t, h, r) \end{aligned} \quad (10)$$

Onde:

- $vg_{t,h,n,r}$: variável associada a geração de energia por ano t , hora h , tecnologia termelétrica n e região ou subsistema r , $\forall t \in T, \forall h \in H, \forall n \in N, \forall r \in RE$ - [GWh]
- $vens_{t,h}$: variável associada a energia não suprida no ano t , hora h e região ou subsistema r , $\forall t \in T, \forall h \in H, \forall r \in RE$ - [GWh]
- $vflu_{t,h,r_i,r_j}$: variável associada ao fluxo de energia no intercâmbio da região ou subsistema r_i para a região ou subsistema r_j por ano t , hora h e região ou subsistema r , $\forall t \in T, \forall h \in H, \forall r \in R$ - [GWh]
- $vdesuhr_{t,h,r}$: variável associada a energia descarregada (turbinada) pela usina hidrelétrica reversível por ano t , hora h e região ou subsistema r , $\forall t \in T, \forall h \in H, \forall r \in RE$ - [GWh]
- $vg_{hid,t,h,r}$: variável associada a geração de energia hidrelétrica por ano t , hora h e região ou subsistema r , $\forall t \in T, \forall h \in H, \forall r \in RE$ - [GWh]
- $vg_{eol,t,h,c,r}$: variável associada a geração de energia eólica por ano t , hora h , classe eólica c e região ou subsistema r , $\forall t \in T, \forall h \in H, \forall c \in C, \forall r \in RE$ - [GWh]
- $vg_{sol,t,h,r}$: variável associada a geração de energia solar por ano t , hora h , e região ou subsistema r , $\forall t \in T, \forall h \in H, \forall r \in RE$ - [GWh]
- $pdem_{t,h,r}$: parâmetro que define a demanda horária de energia no ano t , hora h e região ou subsistema r , $\forall t \in T, \forall h \in H, \forall r \in RE$ - [GWh]
- $vflu_{t,h,r_j,r_i}$: variável associada ao fluxo de energia no intercâmbio da região ou subsistema r_j para a região ou subsistema r_i por ano t , hora h e região ou subsistema r , $\forall t \in T, \forall h \in H, \forall r \in R$ - [GWh]
- $vcaruhr_{t,h,r}$: variável associada a energia carregada (bombeada) pela usina hidrelétrica reversível por ano t , hora h e região ou subsistema r , $\forall t \in T, \forall h \in H, \forall r \in RE$ - [GWh]

$$vg_{hid,t,m,h,r} \leq phidpot_{t,m,r}$$

(11)

Onde:

$vghid_{t,h,r}$: variável associada a geração de energia hidrelétrica por ano t , mês m , hora h e região ou subsistema r , $\forall t \in T, \forall m \in M, \forall h \in M \cap h \in H, \forall r \in RE$ - [GWh]
 $phidpot_{t,m,r}$: parâmetro que define a máxima disponibilidade de potência hidráulica no ano t , mês m e região ou subsistema r , $\forall t \in T, \forall m \in M, \forall r \in RE$ - [GWh]

$$\sum_h vghid_h(t, m, r) = phidplag(t, m, r) \quad (12)$$

Onde:

$vghid_{t,m,h,r}$: variável associada a geração de energia hidrelétrica por ano t , mês m , hora h e região ou subsistema r , $\forall t \in T, \forall m \in M, \forall h \in M \cap h \in H, \forall r \in RE$ - [GWh]
 $phidplag_{t,m,r}$: parâmetro que define a máxima energia associada a geração hidrelétrica planejada no ano t , mês m e região ou subsistema r ,
 $\forall t \in T, \forall m \in M, \forall r \in RE$ - [GWh]

4.8. O papel das UHRs e o planejamento da operação do SIN

No contexto de transição energética brasileira, com participação crescente de fontes renováveis variáveis de geração de energia elétrica, majoritariamente das eólicas, localizadas na região Nordeste do país, uma das alternativas para suportar a variabilidade da disponibilidade de produção horária das VRE, inerente à natureza dos seus recursos, é a utilização de usinas que combinam as capacidades de geração e de armazenamento de energia, como as Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR).

Muito embora, a aplicação das UHRs no Brasil tenha ocorrido, inicialmente, na década de quarenta, época em que foram comissionadas, no estado de São Paulo, as UHRs Pedreira, Traição e Edgard de Souza e, no estado do Rio de Janeiro, a UHR Vigário – “As usinas Pedreira (100MW) e Traição (22MW) integram o complexo Henry Borden, no estado de São Paulo, tendo como finalidade principal bombear a água do rio Pinheiros ao reservatório Billings, permitindo a produção de energia na usina hidrelétrica de Henry Borden (em Cubatão) com queda maior”, texto extraído da nota técnica publicada pela EPE [56] – o intuito é incluir nas análises desta Tese o papel que as UHRs

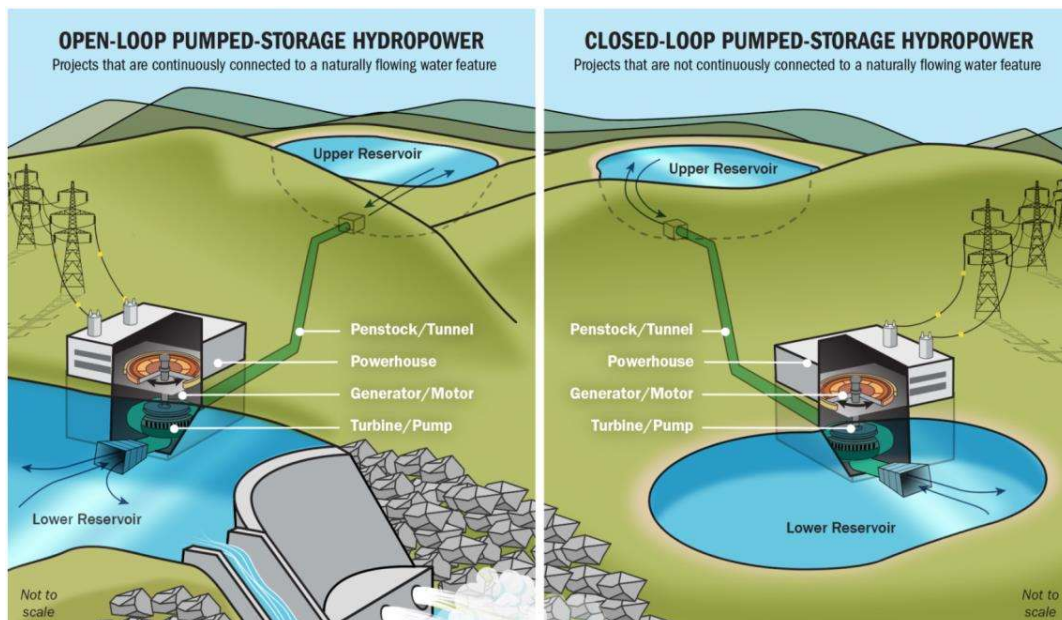
podem desempenhar para adequar o atendimento do requisito horário de energia do SIN, dada a perspectiva conjunta de menor participação, em percentual da potência instalada total do SIN, das UHEs com capacidade regularização e, por outro lado, de maior participação dos VRE na matriz de geração elétrica.

Posto dessa maneira, antes de descrever as principais equações do modelo *Elomod* para a consideração das UHRs no despacho econômico, é oportuno evidenciar que, a partir deste modelo de otimização, com discretização temporal horária, serão propostos estudos de caso apoiados na configuração do parque gerador e do sistema de transmissão indicados, a título de aplicação de metodologia proposta, no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE2029, 2019) [45], para então aferir o efeito da presença das UHRs sobre a flexibilidade operativa horária do SIN, considerando o atendimento do seu requisito de energia para esta escala temporal e, também, avaliando o resultado de variáveis ligadas ao custo total da operação do sistema interligado, aos custos marginais de atendimento à restrição de demanda horária de energia; por subsistema, aos fluxos de energia nos intercâmbios inter-regiões do SIN e, ademais, estimam-se os níveis de *curtailments* ou cortes de geração associados aos VREs localizados na região geoeletrica Nordeste do país.

Também é importante frisar que a proposta de metodologia para o despacho das UHRs foi explorada no artigo que analisou a flexibilidade operativa horária do SIN para a sua configuração de usinas e sistema de transmissão futura (2029) e com presença de capacidade de usina UHR na região Nordeste do país, “*Pumped-hydro storage plants influencing the optimal hourly dispatch in hydro-thermal systems with massive integration of variable renewable energy*”, artigo científico desenvolvido no âmbito desta Tese, do projeto de pesquisa e desenvolvimento da ANEEL – Expansão da Capacidade do Atendimento de Ponta no SIN como suporte à implementação de Fontes Renováveis Intermitentes: Uma Abordagem Integrada Técnico, Econômica e Regulatória – e do período de doutorado no exterior como pesquisador visitante do Programa Fulbright de Intercâmbio Acadêmico com os Estados Unidos – *Doctoral Dissertation Research Award* [57].

4.9. Aspectos metodológicos das UHRs no SIN

A principal característica de operação das UHRs está, de forma sucinta, relacionada a duas funções distintas quando conectadas aos sistemas elétricos: a geração de energia (modo gerador) através do turbinamento do recurso hidráulico, previamente estocado em um reservatório posicionado a montante da casa de força principal da usina hidrelétrica reversível, e o consumo de energia (modo carga) por meio do bombeamento do recurso hidráulico disponível, neste momento, revertendo o fluxo hidráulico com o objetivo de armazenar água, na forma de energia potencial gravitacional, ao realizar a transferência dos recursos hidráulicos para serem estocados em um reservatório a montante da UHR – como bem ilustra a Fig. 19, que indica as configurações possíveis de projetos de UHR de ciclo aberto (uso do recurso hidráulico através da utilização da vazão natural afluente a determinado aproveitamento) ou ciclo fechado (uso de reservatório que não possui conexão direta com aproveitamento de fluxos naturais de vazões afluentes, reservatórios independentes dos cursos d'água) [58].



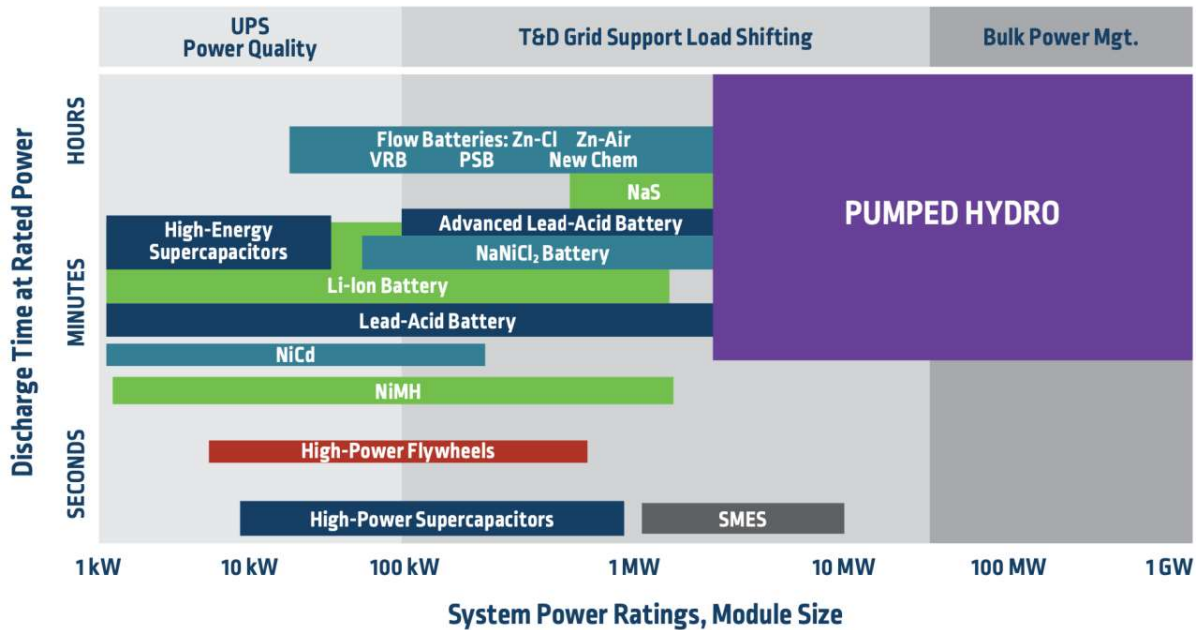
Fonte: U.S. Department of Energy (DOE)

Figura 19 – Diagrama de distintos arranjos de projetos de UHR

Dentro do escopo de análise desta Tese e fazendo uso das simulações do modelo *Elemod*, buscou-se obter resultados que fundamentem o emprego das UHRs em benefício da operação do SIN, no tocante à sua flexibilidade e capacidade de atendimento ao seu requisito de energia horário.

A aferição é feita pela investigação dos modos de operação das UHRs descritos anteriormente, isto é, (i) modo gerador, que ocorre geralmente quando o requisito de energia do SIN é bastante elevado e a disponibilidade das VREs é, no mesmo instante de tempo, desfavorável, restringindo a oferta de capacidade para o sistema elétrico, em contrapartida, (ii) no modo carga, quando as UHRs desempenham a função de carga para o sistema elétrico, existem excedentes de energia no SIN, muitas vezes, podendo ser configurados pelo excesso de geração das VREs ou pela verificação de vertimentos turbináveis nas UHE, ambos coincidindo com ocorrências de demanda de energia, por vezes, extremamente reduzida – essas condições operativas sinalizam a aplicabilidade que as UHRs poderiam ter para o SIN, garantindo flexibilidade no atendimento do balanço energético horário do sistema.

Além disso, para posicionar as UHRs dentro um contexto mais abrangente que compara outras tecnologias de armazenamento de energia, a Fig. 20 evidencia que as UHRs, quando avaliadas no eixo x (dimensão da aplicação potência), concentram-se em faixas maiores em termos de potência instalada enquanto, no eixo y (dimensão temporal de descarga), que leva em conta o tempo de descarga (modo gerador) mantendo a potência nominal, também mostra que as UHRs têm utilização para tempos mais elevados, em escala de minutos a horas, i.e., as UHRs têm um papel de regularização do balanço energético através de ciclos de armazenamento que podem ser diários ou semanais, com faixa de eficiência operativa para o processo de bombeamento (carga) e turbinamento (gerador) que pode variar de 70% a 85% [59].



Fonte: National Hydropower Association (NHA)

Figura 20 – Tecnologias de armazenamento, modularidade e aplicações

4.10. Modelagem e equacionamento das características operativas das UHRs

Uma vez que as equações relativas aos custos de investimento e operação, que conceituam a função objetivo do problema de otimização linear para o despacho econômico, foram apresentadas no item (4.7), juntamente, com a restrição de balanço energético horário, agora, serão detalhadas as equações que caracterizam a operação das UHRs no modelo horário *Elemo*d.

$$\begin{aligned}
 veuhr_{t,h,r} = & [(1 - parmuhr) * veuhr_{t,h-1,r}] - vdesuhr_{t,h,r} + \\
 & ptripuhr * vcaruhr_{t,h,r}
 \end{aligned}
 \tag{13}$$

Onde:

- $veuhr_{t,h,r}$: variável associada a energia total armazenada no reservatório da usina hidrelétrica reversível por ano t , hora h e região ou subsistema r , $\forall t \in T, \forall h \in H, \forall r \in RE$ - [GWh]
- $parmuhr$: parâmetro que define o fator de perda de energia por período de armazenamento - [%]
- $ptripuhr$: parâmetro que define a eficiência da operação de carregamento e bombeamento da usina hidrelétrica reversível - [%]
- $vdesuhr_{t,h,r}$: variável associada a energia descarregada e turbinada pela usina hidrelétrica reversível por ano t , hora h e região ou subsistema r , $\forall t \in T, \forall h \in H, \forall r \in RE$ - [GWh]
- $vcaruh_{t,h,r}$: variável associada a energia carregada e bombeada pela usina hidrelétrica reversível por ano t , hora h e região ou subsistema r , $\forall t \in T, \forall h \in H, \forall r \in RE$ - [GWh]

$$veuhr_{t,h,r} \leq pesizeuhr * vcapuhr_{t,r} \quad (14)$$

Onde:

- $pesizeuhr$: parâmetro que define o número de horas que caracteriza a capacidade de armazenamento de energia da usina hidrelétrica reversível - [h]
- $vcapuhr_{t,r}$: variável associada a capacidade instalada total de projetos de usinas hidrelétricas reversíveis no ano t e região ou subsistema r , $\forall t \in T, \forall r \in RE$ - [GW]

$$veuhr_{t,h,r} \geq vcapuhr_{t,r} \quad (15)$$

Onde:

- $veuhr_{t,h,r}$: variável associada a energia total mínima armazenada no reservatório da usina hidrelétrica reversível por ano t , hora h e região ou subsistema r , $\forall t \in T, \forall h \in H, \forall r \in RE$ - [GWh]

$vcapuhr_{t,r}$: variável associada a capacidade instalada total de projetos de usinas hidrelétricas reversíveis no ano t e região ou subsistema r ,
 $\forall t \in T, \forall r \in RE$ - [GW]

$$vdesuhr_{t,h,r} \leq vcapuhr_{t,r} \quad (16)$$

Onde:

$vdesuhr_{t,h,r}$: variável associada a máxima energia descarregada (turbinada) pela usina hidrelétrica reversível por ano t , hora h e região ou subsistema r ,
 $\forall t \in T, \forall h \in H, \forall r \in RE$ - [GWh]

$vcapuhr_{t,r}$: variável associada a capacidade instalada total de projetos de usinas hidrelétricas reversíveis no ano t e região ou subsistema r ,
 $\forall t \in T, \forall r \in RE$ - [GW]

$$vcaruhr_{t,h,r} \leq vcapuhr_{t,r} \quad (17)$$

Onde:

$vcaruhr_{t,h,r}$: variável associada à máxima energia carregada (bombeada) pela usina hidrelétrica reversível por ano t , hora h e região ou subsistema r , $\forall t \in T$,
 $\forall h \in H, \forall r \in RE$ - [GWh]

$vcapuhr_{t,r}$: variável associada a capacidade instalada total de projetos de usinas hidrelétricas reversíveis no ano t e região ou subsistema r ,
 $\forall t \in T, \forall r \in RE$ - [GW]

$$\sum_{t,d,h \in d} vdesuhr(r)_{t,d,h} = \sum_{t,d,n} vcaruhr(r)_{t,d,h} * ptripuhr \quad (18)$$

Onde:

$vdesuhr_{t,d,h,r}$: variável associada a energia descarregada (turbinada) pela usina hidrelétrica reversível por ano t , dia d , hora h e região ou subsistema r ,
 $\forall t \in T, \forall d \in D, \forall h \in d \cap h \in H, \forall r \in RE$ - [GWh]

$vcaruh_{t,d,h,r}$: variável associada a energia carregada (bombeada) pela usina hidrelétrica reversível por ano t , dia d , hora h e região ou subsistema r ,
 $\forall t \in T, \forall d \in D, \forall h \in d \cap h \in H, \forall r \in RE$ - [GWh]

$ptripuhr$: parâmetro que define a eficiência da operação de carregamento e bombeamento da usina hidrelétrica reversível - [%]

$$vtepuhr_{t,h,r} = vdesuhr_{t,h,r} + vcaruhr_{t,h,r} \quad (19)$$

Onde:

$vtepuhr_{t,h,r}$: variável associada a energia total envolvida na operação de carga e descarga da usina hidrelétrica reversível por ano t , hora h e região ou subsistema r , $\forall t \in T, \forall h \in H, \forall r \in RE$ - [GWh]

$vdesuhr_{t,h,r}$: variável associada a energia descarregada (turbinada) pela usina hidrelétrica reversível por ano t , hora h e região ou subsistema r ,
 $\forall t \in T, \forall h \in H, \forall r \in RE$ - [GWh]

$vcaruh_{t,h,r}$: variável associada a energia carregada (bombeada) pela usina hidrelétrica reversível por ano t , hora h e região ou subsistema r ,
 $\forall t \in T, \forall h \in H, \forall r \in RE$ - [GWh]

4.11. Alternativa metodológica para as UHRs no SIN

A eq. (9), do item (4.7), calcula, no seu segundo termo, o custo associado ao despacho ou operação horária da usina UHR. Como a proposta de metodologia envolve somente este segundo termo presente na eq. (9), define-se a eq. (20) para detalhar o

custo da operação da usina UHR, que é baseado no parâmetro $pcuhrvom$, que é fixo e não depende do custo da energia horária que é simulada pelo sistema elétrico analisado, com base na configuração do ano alvo escolhida para o estudo.

$$UHR_r = \sum_{t,h} vtepuhr_{t,h} * pcuhrvom \quad (20)$$

Onde:

$vtepuhr_{t,h}$: variável associada a energia total envolvida na operação de carga/descarga da usina hidrelétrica reversível por ano t e hora h , $\forall t \in T$, $\forall h \in H$ - [GWh]

$pcuhrvom$: parâmetro que define o custo de operação da usina hidrelétrica reversível - [R\$/GWh]

Para passar a representar a operação de despacho da usina UHR condicionada ao custo marginal horário que é simulado pela região ou subsistema r , onde a capacidade UHR está instalada, é proposto que o parâmetro $pcuhrvom$ dependa do custo horário da energia que o sistema simula ou “enxerga” e, nesse sentido, a eq. (21) indica essa alteração. Essa abordagem alternativa para considerar a capacidade de UHR, como um projeto “*price-taker*” foi implementada e analisada como parte do artigo, “*Pumped-hydro storage plants influencing the optimal hourly dispatch in hydro-thermal systems with massive integration of variable renewable energy*”, já citado anteriormente e, que também foi desenvolvido no âmbito desta Tese, do projeto de pesquisa e desenvolvimento da ANEEL – Expansão da Capacidade do Atendimento de Ponta no SIN como suporte à implementação de Fontes Renováveis Intermitentes: Uma Abordagem Integrada Técnico, Econômica e Regulatória – e do período de doutorado no exterior como pesquisador visitante do Programa Fulbright de Intercâmbio Acadêmico com os Estados Unidos – *Doctoral Dissertation Research Award* [57].

$$UHR_r = \sum_{t,h} vtepuhr_{t,h} * pcuhrvom_{t,h} \quad (21)$$

Onde:

$vtepuhr_{t,h}$: variável associada a energia total envolvida na operação de carga/descarga da usina hidrelétrica reversível por ano t e hora h , $\forall t \in T$, $\forall h \in H$ - [GWh]

$pcuhrvom_{t,h}$: parâmetro que define o custo de operação da usina hidrelétrica reversível por ano t e hora h , $\forall t \in T$, $\forall h \in H$ - [R\$/GWh]

Como a definição do custo de despacho da UHR, nesta proposição, depende do custo marginal de operação horário simulado para o SIN, mais especificamente da região ou subsistema r onde a usina está localizada, o fluxograma da Fig. 21 resume o processo para se calcular iterativamente o parâmetro $pcuhrvom_{t,h}$ – que será utilizado como o custo estimado para se despachar a UHR a cada hora do dia – seja no modo carga (bombeamento) ou modo gerador (turbinamento).

Na estratégia metodológica adotada, portanto, primeiramente simula-se o SIN sem a capacidade instalada de UHR e obtém-se os custos marginais de operação do sistema, $CMO_{t,h}(it)$, na iteração de ordem (it) . Posteriormente, simula-se o SIN com a presença da capacidade instalada de UHR e na região de interesse que a UHR pertence, sendo que para o custo de despacho da usina, $pcuhrvom_{t,h}(it)$, utilizam-se os valores de CMO da rodada sem a UHR, $CMO_{t,h}(it)$. Esse processo é repetido até que os valores dos custos marginais de operação do sistema elétrico da iteração $it+1$, $CMO_{t,h}(it+1)$, quando comparados com os custos marginais da rodada anterior it , atendam ao critério de convergência estipulado. Neste caso, foi convencionada que a diferença entre os valores de CMO de rodadas sucessivas seja inferior a 1% ao CMO da rodada de menor índice e, conseqüentemente, o parâmetro que representará o custo horário do despacho da capacidade de UHR será dado pelo valor do custo marginal de operação horário do sistema elétrico na iteração $it+1$, ou seja, $pcuhrvom_{t,h} = CMO_{t,h}(it+1)$.

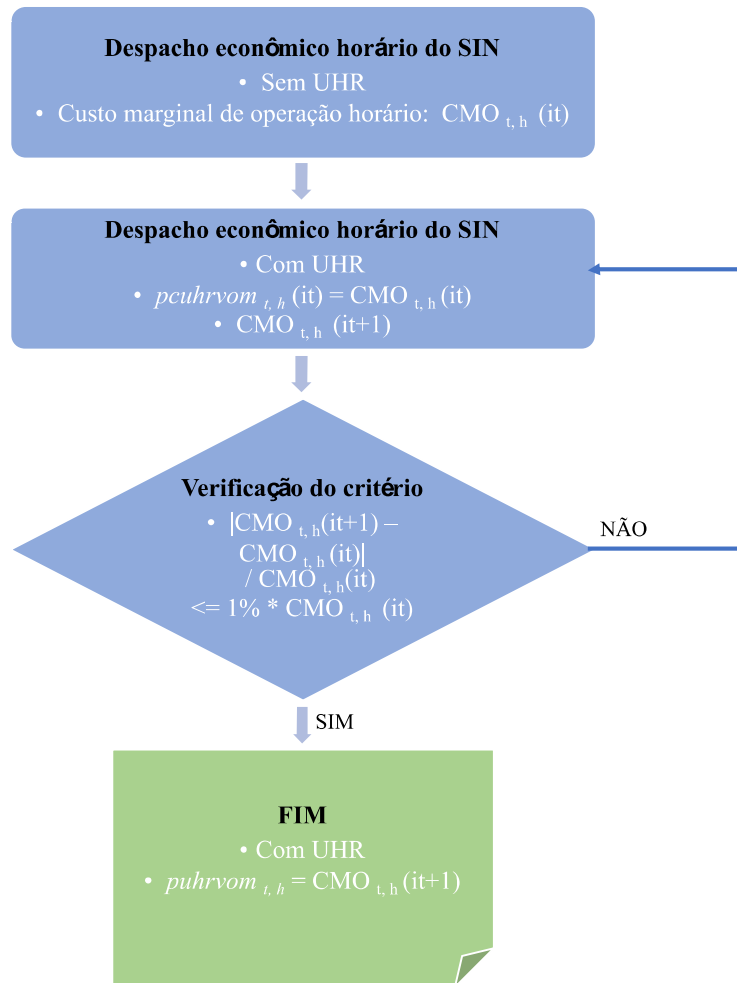


Figura 21 – Fluxograma para o cálculo do parâmetro de custo de despacho da UHR

4.12. Geração distribuída e requisito eletroenergético do SIN

Conforme foi mencionado no item 4.4, a GD impacta o montante do requisito de energia que é percebido pelo sistema de distribuição. Além disso, nas análises do PDE, a atratividade econômica dos projetos de GD têm contribuído pela crescente adoção dessa modalidade de geração de menor escala. Pela característica de operação dos sistemas de armazenamento, que no caso de GD podem se configurar como sistemas de baterias por exemplo, apresentarem bastante semelhança com a flexibilidade operativa horária modelada nesta Tese para as UHR, este ponto é trazido aqui para

ressaltar que a modelagem de GD, seja endógena, que considera os recursos distribuídos também como opção para serem despachados e integram a curva de oferta para o atendimento do requisito eletro-energético horário do SIN, ou exógena que, primeiramente, busca atender o sistema de distribuição e, em seguida, entrega-se um requisito remanescente para ser atendido pela geração centralizada, ganha cada vez mais importância também na definição dos requisitos físico operativos que devem ser supridos pelo sistema elétrico de despacho centralizado. A simulação da GD com exposição de tarifa branca e preços horários também foi explorada no artigo acadêmico, *Regulatory choices of Distributed Generation in Brazil: Perspectives and Opportunities*, publicado na revista Espaço Energia (2018) [60].

5. PREMISSAS E RESULTADOS

5.1. Informações Básicas

O bloco (I), Fig. 17, utilizou as informações divulgadas no PDE2029, por isso, o portfólio de usinas e o sistema de transmissão de energia elétrica previsto para o SIN, serão simulados para dois momentos, 2019 e 2029, e estão baseados nas configurações apresentadas no documento do PDE (PDE2029, 2019), de acordo com a Tabela 3.

Tabela 3 – Capacidade instalada de geração centralizada (GW) do SIN

Fonte (GW)	2019	2029
RENOVÁVEIS	138.284	178.915
Hidro ^(b)	101.288	103.958
Outras renováveis	36.996	74.957
PCH e CGH	6.385	9.045
Eólica	15.017	39.475
Biomassa ^(c) + Biogás	13.412	15.815
Solar Centralizada	2.182	10.622
NÃO RENOVÁVEIS	22.672	42.059
Urânio	1.99	3.395
Gás Natural ^(d)	12.921	36.19
Carvão	3.017	2.083
Óleo Combustível ^(e)	3.697	25
Óleo Diesel ^(e)	1.047	366
TOTAL DO SIN	160.956	220.974
Itaipu 50 Hz ^(f)	7.000	7.000
TOTAL DISPONÍVEL	167.956	227.974

- Notas: (a) A evolução não considera a autoprodução de uso exclusivo que, para os estudos energéticos, é representada como abatimento de carga. A evolução da participação da autoprodução de energia é descrita no Capítulo II.
(b) Os valores da tabela indicam a potência instalada em dezembro de cada ano, considerando a motorização das UHE.
(c) Inclui usinas a biomassa com CVU > 0 e CVU = 0 (bagaço de cana). Para as usinas a bagaço de cana, os empreendimentos são contabilizados com a potência instalada total.
(d) Em gás natural, é incluído também o montante de gás de processo.
(e) Usinas termelétricas movidas a óleo diesel e óleo combustível são retiradas do Plano de Expansão de Referência nas datas de término de seus contratos.
(f) Alternativa Indicativa de Ponta: contempla termelétricas a ciclo aberto e tecnologias de armazenamento.
(g) Parcela da UHE Itaipu pertencente ao Paraguai, cujo excedente de energia é exportado para o mercado brasileiro.

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Com relação às usinas termelétricas, no modelo horário, estas usinas foram reunidas em *clusters* de mesma tecnologia, usando o algoritmo *k-means* de clusterização [61], e compartilhando custos variáveis unitários (CVU) e custos de partida (*start-up*).

Os parâmetros de CVU são baseados nas projeções do documento do Plano Decenal (PDE, 2019) e os parâmetros de custo de partida baseiam-se no relatório do Energy Information Administration (AEO, 2016) [62] e, também nas publicações do German Institute for Economic Research (DWI, 2013) e do National Renewable Energy Laboratory (NREL, 2012) que mostram as variações nas estimativas desses custos [63],[64].

As Tabelas 4 e 5 apresentam os valores dos parâmetros de CVU e de custo de partida (*startup*) para as configurações de 2019 e 2029, respectivamente, presentes no documento do Plano Decenal (PDE, 2029). Adicionalmente, para o parâmetro associado ao custo da energia não suprida (déficit de energia), o valor é de R\$ 4,944/kWh, o mesmo adotado no relatório do PDE2029. Ainda no bloco (I) da Fig. 17, a partir dos resultados da simulação do modelo Newave, são obtidos os valores da água ou custos de oportunidade, *pcva*, que correspondem ao custo variável de despacho do recurso hidrelétrico localizado em determinada região ou subsistema *r*.

Tabela 4 – Grupos de tecnologias termelétricas (2019)

UTE	Combustível	CVU (R\$/kWh)	Custo de start-up (R\$/kW)
n01	Gás OC	0.07412	0.0193
n02	Gás OC	0.21923	0.0193
n03	Gás CC	0.39278	0.00515
n04	Gás CC	0.57269	0.00515
n05	Carvão	0.08659	0.0386
n06	Carvão	0.21694	0.0386
n07	Carvão	0.47568	0.0386
n08	Diesel	1.26428	0.0193
n09	Óleo Combustível	0.78319	0.0193
n10	Urânio	0.02562	0.2577
n11	Biomassa	0.11497	0.0386
n12	Biomassa	0.40589	0.0386

Tabela 5 – Grupos de tecnologias termelétricas (2029)

UTE	Combustível	CVU (R\$/kWh)	Custo de start-up (R\$/kW)
n01	Gás OC	0.09301	0.0193
n02	Gás OC	0.29933	0.0193
n03	Gás CC	0.46298	0.00515
n04	Gás CC	0.631	0.00515
n05	Carvão	0.06546	0.0386
n06	Carvão	0.11	0.0386
n07	Carvão	0.21197	0.0386
n08	Diesel	1.93374	0.0193
n09	Óleo Combustível	-	-
n10	Urânio	0.02562	0.2577
n11	Biomassa	0.11497	0.0386
n12	Biomassa	0.40589	0.0386

Além disso, como a simulação hidrotérmica mensal desta etapa consiste em operar o SIN para um conjunto de cenários históricos de vazões afluentes, logo, para alimentar o bloco (II), definiu-se o valor médio dos cenários de vazões a cada mês da operação hidrotérmica do Newave como um *proxy* do valor da água a ser aplicado na simulação do despacho econômico do modelo horário e adotando como anos alvos 2019 e 2029, conforme as Tabelas 6 e 7.

Para os dados horários de geração de energia dos VRE, também foram utilizados registros históricos para criar um perfil típico horário de geração para as fontes eólica e solar. Assim, o valor gerado a cada hora, cronologicamente ordenada dentro de um ano, equivale ao valor médio de geração de 2005 a 2014, considerando a média de geração a cada mesmo horário dentre esses anos do histórico especificado. A carga de energia horária segue o mesmo princípio para a sua definição de perfil típico, sendo que o histórico utilizado vai de 2013 a 2018. Nos dois casos, os dados foram utilizados como uma *proxy* para a realização do estudo de flexibilidade operativa e balanço eletroenergético horário do SIN, de acordo com o documento do PDE2029 [45].

Tabela 6 – Valor da água médio mensal por região (1931-2017), aplicado a 2019

Mês	Sudeste/Centro-Oeste	Sul	Nordeste	Norte
(R\$/kWh)				
JAN	0.117229	0.217077	0.154113	0.030075
FEV	0.11121	0.097824	0.096649	0.022407
MAR	0.103286	0.097605	0.084418	0.018662
ABR	0.096072	0.14261	0.077493	0.010686
MAI	0.100592	0.301568	0.081236	0.012697
JUN	0.114114	0.132526	0.118329	0.067123
JUL	0.105296	0.081039	0.111329	0.075837
AGO	0.11481	0.091048	0.117625	0.072937
SET	0.120339	0.112799	0.110579	0.098352
OUT	0.130866	0.106127	0.13755	0.090667
NOV	0.119041	0.216082	0.149823	0.126816
DEZ	0.076403	0.07741	0.092552	0.043254

Tabela 7 – Valor da água médio mensal por região (1931-2017), aplicado a 2029

Mês	Sudeste/Centro-Oeste	Sul	Nordeste	Norte
(R\$/kWh)				
JAN	0.1655	0.1726	0.2308	0.0697
FEV	0.156	0.1653	0.1686	0.0463
MAR	0.1548	0.2002	0.1633	0.0325
ABR	0.1532	0.2872	0.1736	0.0298
MAI	0.1941	0.2571	0.2245	0.0331
JUN	0.2387	0.2213	0.2806	0.1512
JUL	0.2742	0.1822	0.2978	0.2164
AGO	0.2933	0.233	0.2951	0.2113
SET	0.3864	0.1795	0.3181	0.2066
OUT	0.3917	0.23	0.3339	0.1905
NOV	0.3814	0.3074	0.3355	0.3872
DEZ	0.2014	0.2005	0.2341	0.1086

Em 2021, a EPE publicou nota técnica com metodologia e considerações acerca da geração de energia eólica e solar fotovoltaica, ressaltando questões como discretização temporal e locacional para definição das séries de geração dessas fontes e alimentam informações e cálculo de fatores de produção para o contexto do planejamento decenal [65]. Por fim, as regiões simuladas ou subsistemas r são os mesmos representados no documento do PDE e estão indicados na Fig. 22.



Figura 22 – Diagrama esquemático das regiões simuladas do SIN

5.2. Resultados para a configuração do SIN em 2019

Considerando o portfólio de geração e sistema de transmissão do ano de 2019, foram definidos dois estudos de caso para a comparação das variáveis que relacionam o custo total anual do despacho hidrotérmico, distribuição dos custos marginais da operação horária, além da análise do atendimento do balanço eletro-energético horário da Região NE ao longo deste ano, com aferição da flexibilidade operativa referente às usinas hidrelétricas para compensar a variabilidade da disponibilidade de produção horária das VREs.

A Tabela 8 mostra os dois estudos de caso simulados, EC-Ref-2019 que não considera as restrições adicionais do problema de otimização solucionado no bloco (I) do processo de planejamento na simulação do bloco (II) e EC-Alt-2019 que implementa as restrições de despacho das UHEs, mais o valor da água como sendo o custo de produção para que sejam operados os recursos hidráulicos de determinada região ou subsistema r quando executada a simulação horária de despacho ótimo hidrotérmico associada ao bloco (II).

Tabela 8 – Estudos de Caso para 2019

Estudo de caso	Descrição
EC-Ref-2019	Configuração de referência do PDE2029, do ano 2019
EC-Alt-2019	EC-Ref-2019, após inclusão de restrições UHEs e valor d'água

Para a simulação horária executada, a identificação das horas é feita através do número 1 até o número 8760, o que representa cada uma das horas do ano ordenadas cronologicamente ou, dito de outra maneira, a hora N°.1 é a primeira hora simulada do primeiro dia do mês de janeiro e a hora N°. 8760 é a última hora do último dia do mês de dezembro do ano escolhido para análise. Essa convenção foi adotada para a apresentação dos resultados desta seção e, por conseguinte, as figuras mostram os meses em análise, sendo os valores do eixo X referentes às horas que correspondem ao respectivo mês.

Na Fig. 23 apresenta-se o resultado do despacho econômico horário referente às horas do mês de fevereiro 2019. Observa-se que a região NE foi predominantemente importadora de energia das outras regiões do SIN (área em verde). Adicionalmente, é possível notar que a geração horária de energia eólica pode ter participação significativa, quando aferida a contribuição dessa fonte, em percentual da demanda horária total de energia da região (área em amarelo). Por exemplo, para a hora N°. 814, a produção de energia eólica é de aproximadamente 7.7 GWh e corresponde a 66% do requisito horário de energia. A geração solar é menos representativa e chega a 1.4 GWh, sendo que o pico de produção simulado ocorre na hora N°. 1215 que representa 11% do requisito de energia desta mesma hora.

Com relação ao despacho termelétrico a gás, para este cenário simulado, esta fonte opera na base da curva de carga horária, uma vez que o custo de despacho do recurso hidráulico é de 0.096 R\$/kWh, enquanto o custo marginal termelétrico é de 0.074 R\$/kWh. Finalmente, é evidente a flexibilidade operativa proporcionada pelas UHEs para o atendimento do requisito eletro-energético horário do NE e, para efeito dessa capacidade de modulação da produção de energia da fonte hidrelétrica, observa-se que, para a hora N°. 752, a geração é de apenas 30 MWh, compatível com as restrições de vazão mínima dos aproveitamentos localizados na região NE, enquanto a geração eólica atinge 6.3 GW nesta mesma hora. Em contrapartida, na hora N°. 1283, a geração hidrelétrica alcança aproximadamente 8.4 GWh e a geração eólica deste horário é nula.

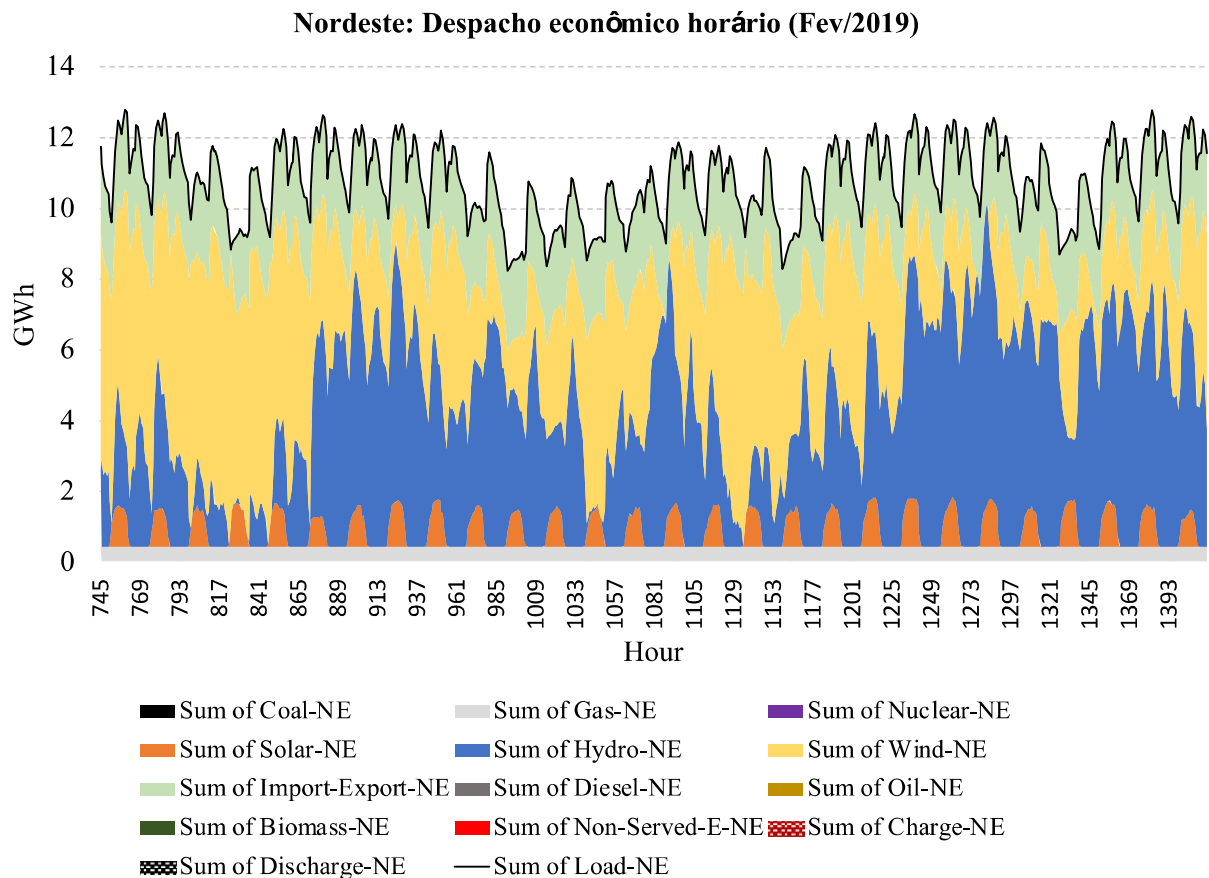


Figura 23 – Balanço eletro-energético horário da região Nordeste (EC-Alt-2019)

Na Fig. 24, adota-se o intervalo de horas correspondente ao mês de setembro de 2019, típico de final do período seco em termos hidrológicos e, como apontado em estudos de complementariedade mensal hidro-eólico, com maior probabilidade de disponibilidade do recurso eólico favorável, principalmente na região NE do país. Por isso, verifica-se que, diferentemente do balanço de energia horário apresentado para o mês de fevereiro, o mês de setembro é predominantemente exportador de energia do NE para os outros subsistemas do SIN. A área em verde, acima da linha em preto, mostra os excedentes de energia horária do NE, o valor médio exportado foi de 3.6 GWh/h ao considerar a média horária dos montantes que excederam a carga horária do NE (linha preta contínua).

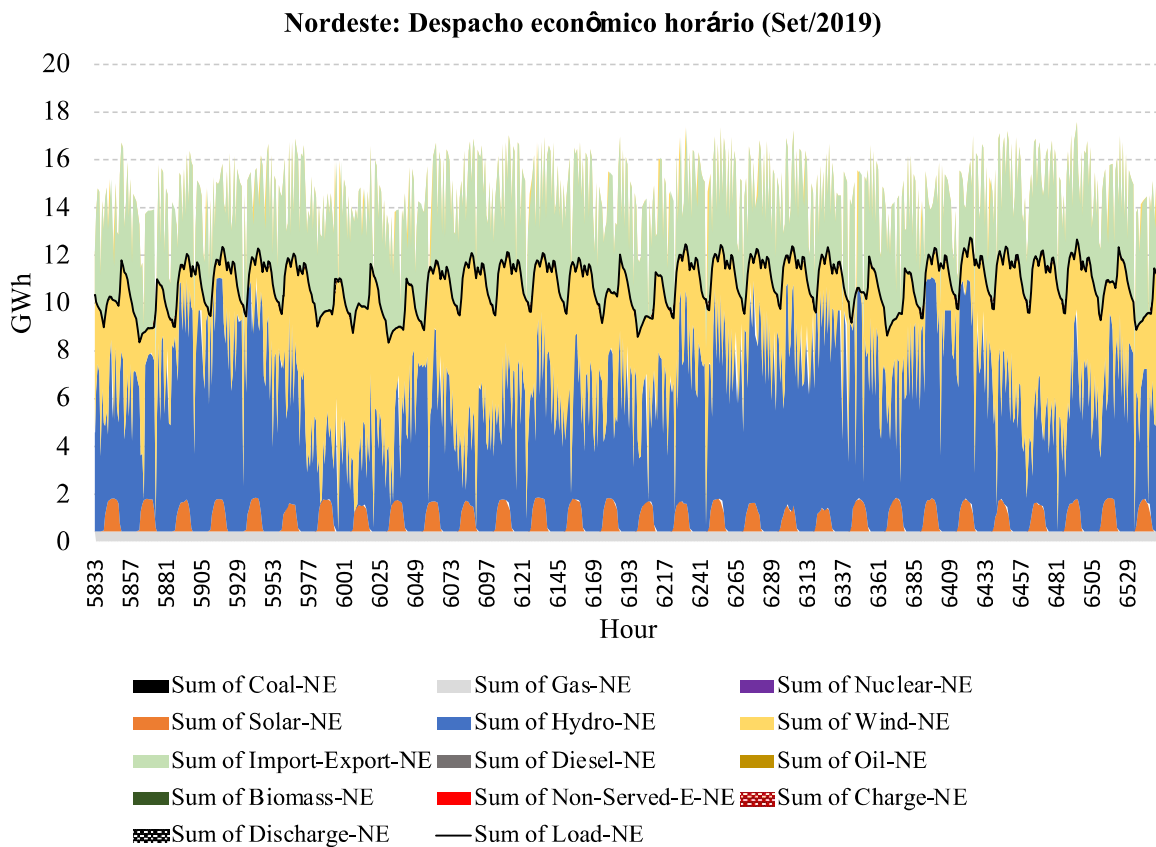


Figura 24 – Balanço eletro-energético horário da região Nordeste (EC-Alt-2019)

Ainda na Fig. 24, evidencia-se que a geração hidrelétrica atinge a sua disponibilidade máxima durante diferentes horas do mês. Entre as horas N^o. 6393 e N^o. 6399, o valor é de cerca de 9.25 GWh. Com relação à geração hidrelétrica, durante este mês de hidrologia desfavorável, ao considerar o histórico de vazões dessa região, esta fonte foi despachada como recurso marginal na curva de oferta de energia horária do NE, uma vez que o custo de operação hidrelétrico foi simulado em cerca de 0.11 R\$/kWh, enquanto as termelétricas a gás apresentaram custo da ordem de 0.070 R\$/kWh.

Após ter apresentado o resultado das simulações horárias, EC-Alt-2019, para dois meses da operação eletro-energética do ano de 2019, a Fig. 25 concentra-se na comparação das gerações hidrelétricas horárias simuladas para os estudos de caso EC-Ref-2019 versus EC-Alt-2019. Por questão de escala, optou-se por exibir as quatro primeiras semanas simuladas para o mês de setembro e focadas na região NE, apesar dos resultados também terem sido aferidos para os outros meses do ano e regiões do SIN. Para o caso EC-Alt-2019, constata-se a modulação da geração hidrelétrica e flexibilidade operativa dessa fonte para o atendimento do requisito horário de energia, entre as horas N^o. 5890 e N^o. 5947, os montantes alcançam cerca de 9.25 GWh. No caso EC-Ref-2019, que não considera o equacionamento proposto nesta Tese para o despacho das UHEs no modelo horário simulado, a geração hidrelétrica limita-se ao montante de geração mensal e equivale a 5.8 GWh.

Em termos de custo total do despacho hidrotérmico do SIN simulado para 2019, médio das séries históricas de vazão, o caso EC-Alt-2019 resultou em 34.2 Bilhões de R\$, que inclui o custo do despacho termelétrico e aquele associado a partida de capacidade dessas usinas e que é equivalente a 3.7 Bilhões de R\$. Já para o caso EC-Ref-2019, o custo total simulado foi de 35.5 Bilhões de R\$, e o custo associado às termelétricas foi de cerca de 5 Bilhões de R\$. Por consequência, a estimativa de economia foi de 1.3 Bilhões de R\$ para a operação eletro-energética horária do SIN e para a configuração do SIN do ano de 2019. Adicionalmente, para o estudo de caso EC-Alt-2019, de menor custo total simulado, na Fig. 26, são apresentados os custos marginais horários de dois subsistemas do SIN, Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste.

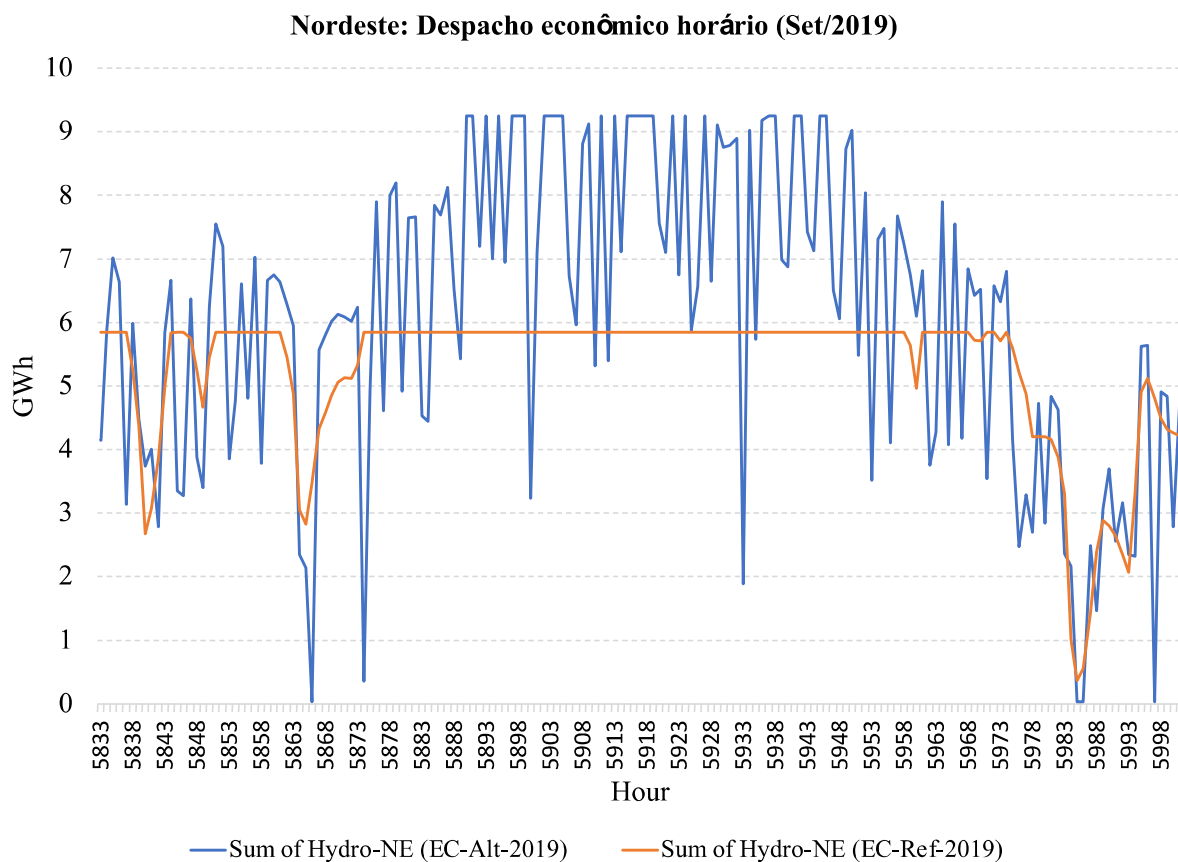


Figura 25 – Simulação da geração de energia horária das UHEs da região NE

O subsistema SEPARANA registrou valores mínimos de CMO de 80 R\$/MWh, com destaque para o subsistema NE que chega a apresentar valores nulos de CMO. Ademais, existe 85% do total de horas do ano de 2019 com valores de CMO superiores a 100 R\$/MWh, enquanto para a região NE, a probabilidade da ocorrência de valores de CMO superiores a 100 R\$/MWh é de apenas 59%. Esses resultados mostram o efeito de VREs, localizadas na região NE do país e que operam de acordo com as suas disponibilidades e com custo de operação nulo, sobre a curva de oferta de energia horária de modo que, quando existe disponibilidade de recursos, tem potencial de deslocarem a base da pilha que forma o despacho por mérito econômico, logo causando CMOs reduzidos quando comparados aos do caso EC-Ref-2019.

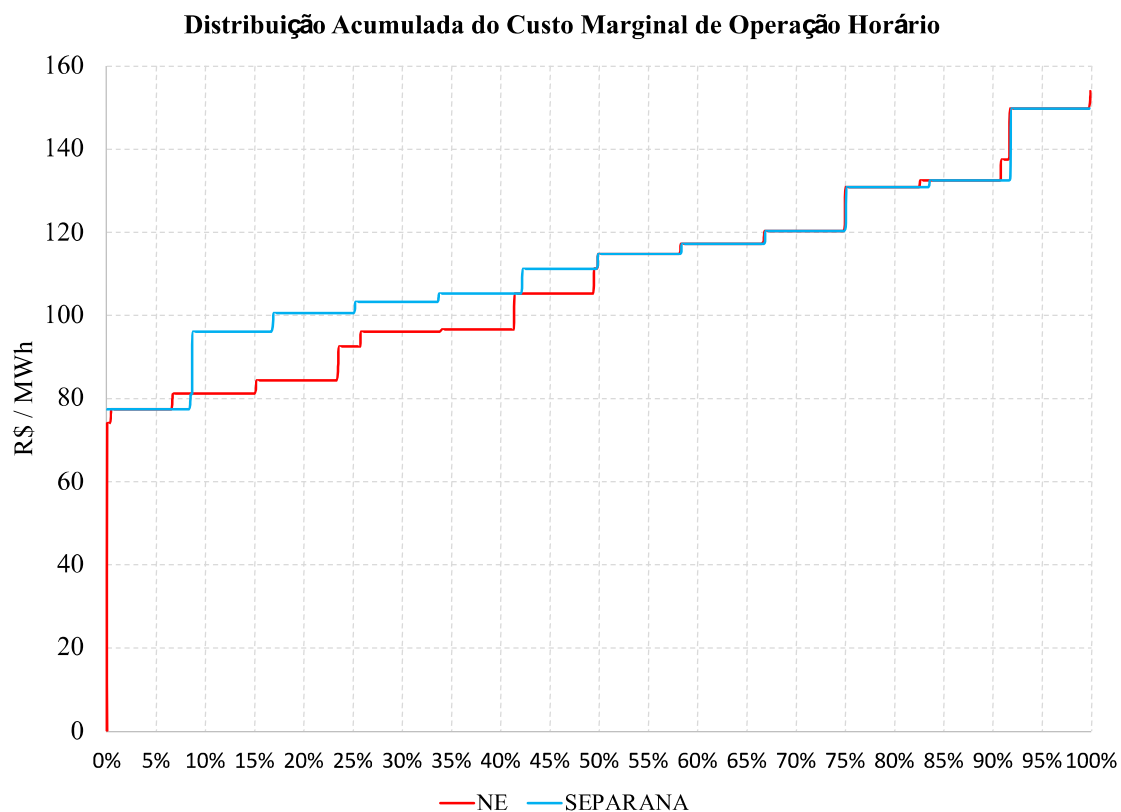


Figura 26 – Distribuição acumulada de CMOs horários para 2019 (EC-Alt-2019)

5.3. Resultados para a configuração do SIN em 2029

A referência para as simulações, estudo de caso base (EC-Base), é o parque gerador e interligações regionais presentes na configuração do ano 2029 do PDE2029 [45], para permitir os intercâmbios de energia entre as regiões. Em seguida, levando em conta esse portfólio de oferta, define-se uma análise de sensibilidade, na qual incorpora-se 1GW de capacidade instalada de UHR na região Nordeste do país, denominado estudo de caso usina hidrelétrica reversível (EC-UHR), para aferir a contribuição dessa fonte para o atendimento do requisito horário de energia, no contexto de participação crescente dos VRE nessa região. O caso EC-UHR, emula um parâmetro de custo de operação fixo para integrar a receita da usina, i.e., a UHR opera independentemente do custo marginal que o SIN opera a cada hora do ano alvo especificado.

Porém, através do caso (EC-UHR-Alt), a proposta é simular a usina UHR como um agente gerador que está exposto ao custo marginal de operação horário do SIN, assim representando a opção da UHR gerar ou consumir energia, a depender da formação do custo marginal da energia ao longo das horas do dia, mês e ano de simulação do despacho econômico. A Tabela 9 resume os casos que serão simulados para o ano de 2029. Além disso, no item 5.4 – Estudo de caso (EC-UHR) são mostrados os parâmetros físico operativos da capacidade associada à UHR.

Tabela 9 – Estudos de Caso para 2029

Estudo de caso	Descrição
EC-Base	Configuração de referência do PDE2029, do ano 2029
EC-UHR	Consideração de 1GW de capacidade UHR no subsistema Nordeste (NE)
EC-UHR-Alt	Consideração da capacidade UHR pela exposição ao CMO do NE, em 2029

Como o foco da análise na presente Tese é de mais longo prazo, o ano 2029 foi estabelecido como sendo a base para a configuração da matriz elétrica (PDE2029), os resultados serão apresentados para a região Nordeste do país, dada a inserção massiva dos recursos VRE e que caracterizam a transição energética dessa região ou subsistema do Brasil. Portanto, quantifica-se os efeitos da participação da capacidade UHR para o atendimento do requisito horário de energia e balanço eletro-energético do SIN. Além disto, apesar das simulações terem sido feitas para todas as horas do ano, de maneira análoga ao exposto no item (4.2), os meses de fevereiro (período úmido) e novembro (período seco) serão objeto da análise a seguir.

5.4. Estudo de caso (EC-Base)

A Fig. 27 mostra o balanço horário de energia do subsistema Nordeste, simulado para o mês de fevereiro de 2029. A linha contínua, em preto, indica o requisito horário de energia para todas as horas do mês. É possível verificar que a tecnologia termelétrica a carvão está sendo despachada na base, uma vez que o seu custo variável unitário é de 0,065 R\$/kWh, enquanto o valor da água, utilizado na simulação do despacho das

UHEs do NE, é de cerca de 0,168 R\$/kWh, evidenciando que mesmo sendo um mês pertencente ao período úmido, as UHEs (em azul) são despachadas como sendo o recurso marginal para a formação da curva de oferta da região.

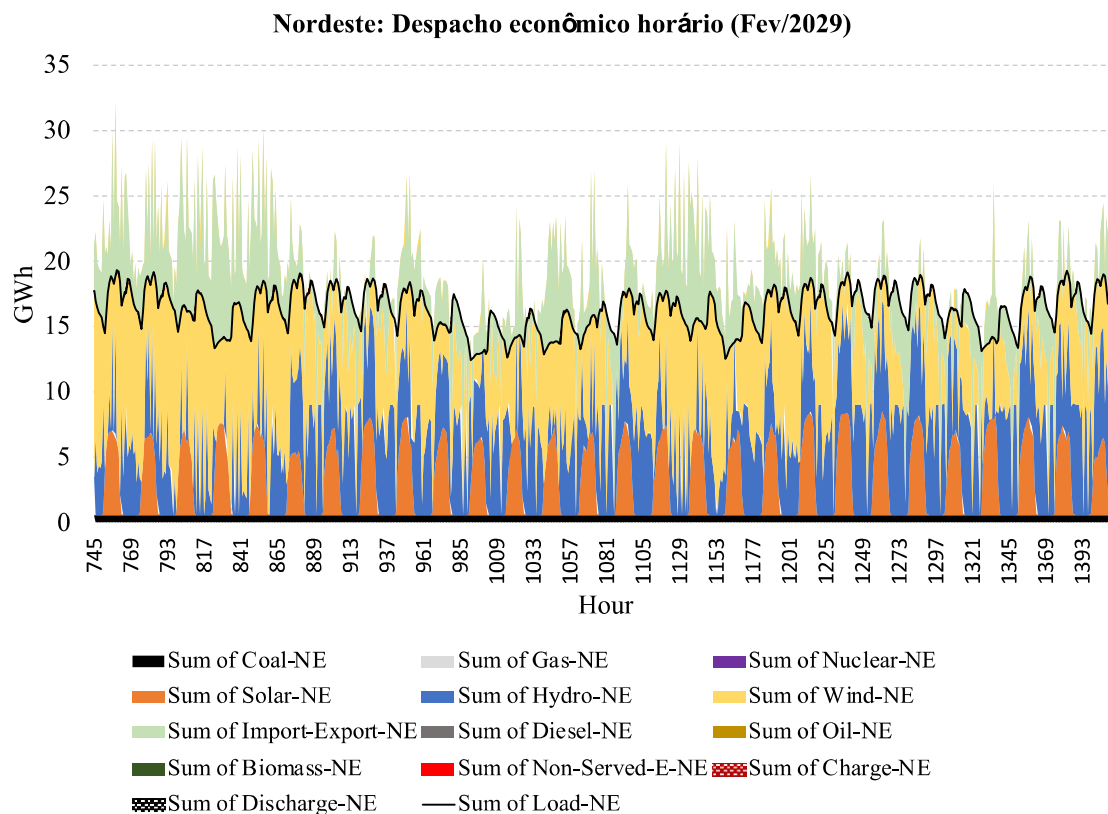


Figura 27 – Balanço energético horário da região Nordeste (EC-Base)

Com relação à oferta das VREs, na cor laranja, destaca-se a geração de energia solar fotovoltaica, com ciclos diários bem definidos e valor máximo de cerca de 7.9 GWh. Em amarelo, está representada a geração de energia das usinas eólicas que chegam a contribuir com quase 96% do requisito de energia horário – por exemplo, durante a hora Nº. 814. Para esta condição operativa do sistema elétrico do NE, a geração eólica é bastante elevada, de aproximadamente 20 GWh, enquanto a geração solar é nula e a geração hidrelétrica é mínima, de cerca de 30 MWh, associada a geração para cumprimento da defluência mínima das UHEs deste subsistema.

Outro ponto importante é o papel que os intercâmbios, que conectam a região NE com os outros subsistemas do SIN – Norte e Sudeste-Centro/Oeste –, desempenham para o atendimento do requisito energético horário, como mostra a área indicada em verde na Fig. 27. Durante vários momentos do mês de fevereiro, o subsistema NE exportou energia para os outros subsistemas do SIN, com valor máximo de 13 GWh, associado à simulação da hora N°. 759. Em contrapartida, também existem momentos nos quais o subsistema NE é importador de energia, por exemplo durante a hora N°. 1277, em que a geração dos VREs é nula, tornando a região NE importadora de cerca de 14 GWh.

Para complementar a análise do balanço eletro-energético horário do SIN, para os momentos destacados anteriormente, as Fig. 28, 29 e 30 apresentam o atendimento do requisito horário de energia de cada subsistema do SIN e o seu respectivo portfólio de oferta de energia para horas específicas do mês de análise. Portanto, no eixo x dessas figuras são indicados os subsistemas que compõem a simulação do SIN: Acre/Rondônia (AC), Belo Monte (BM), Itaipu (IT), Manaus (MAN), Norte (N), Nordeste (NE), Sudeste (SEPARANA), Sul e Teles Pires/Tapajós (TP/TAPAJOS).

Na Fig. 28, é possível verificar que o subsistema NE, na hora N°.814, atende o requisito de energia com predominância da geração eólica (área em amarelo) e exporta energia para os outros subsistemas do SIN (área verde, sendo valores negativos a convenção de fluxos energéticos exportadores).

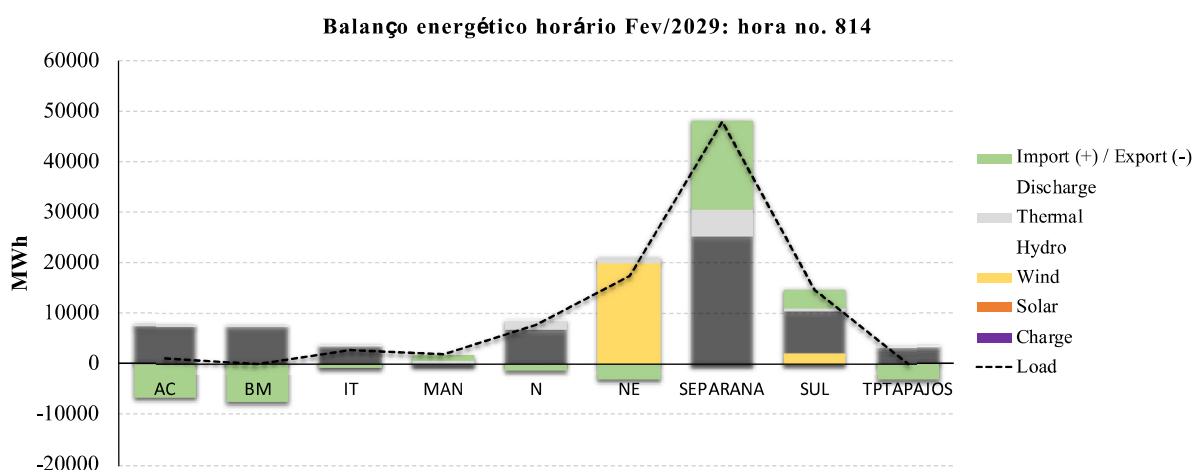


Figura 28 – Balanço energético horário do SIN (EC-Base)

Já na Fig. 29, com a representação da hora N.º.759, nota-se que com a diversificação do portfólio de atendimento ao requisito horário de energia do subsistema NE, mais uma vez, ocorre a exportação de energia, 13 GWh, para os outros subsistemas do SIN (área em verde, sendo valores negativos a convenção de fluxos energéticos exportadores), também, verifica-se neste momento, que as contribuições das gerações renováveis são expressivas, solar 6,2 GWh, eólica 17 GWh e hidrelétrica 8,3 GWh, em relação ao requisito horário de energia, que é de 18,8 GWh.

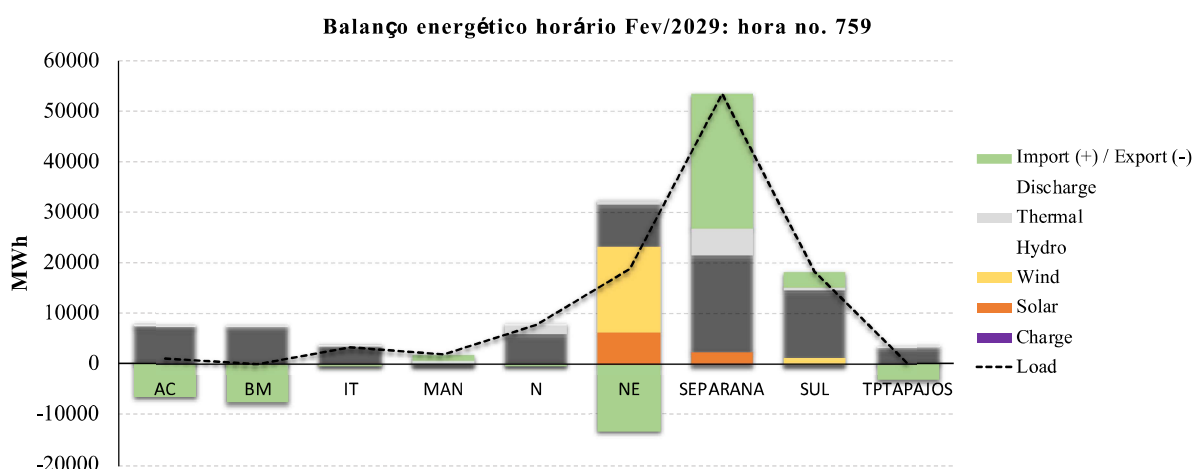
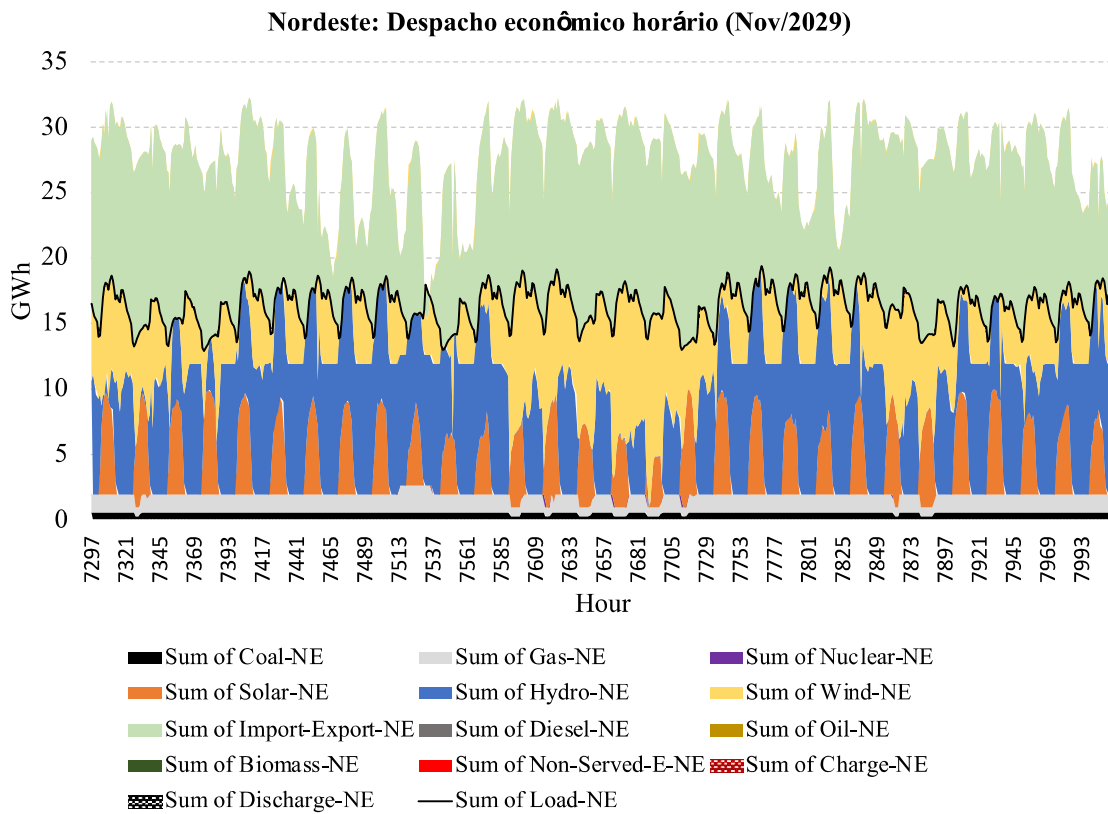
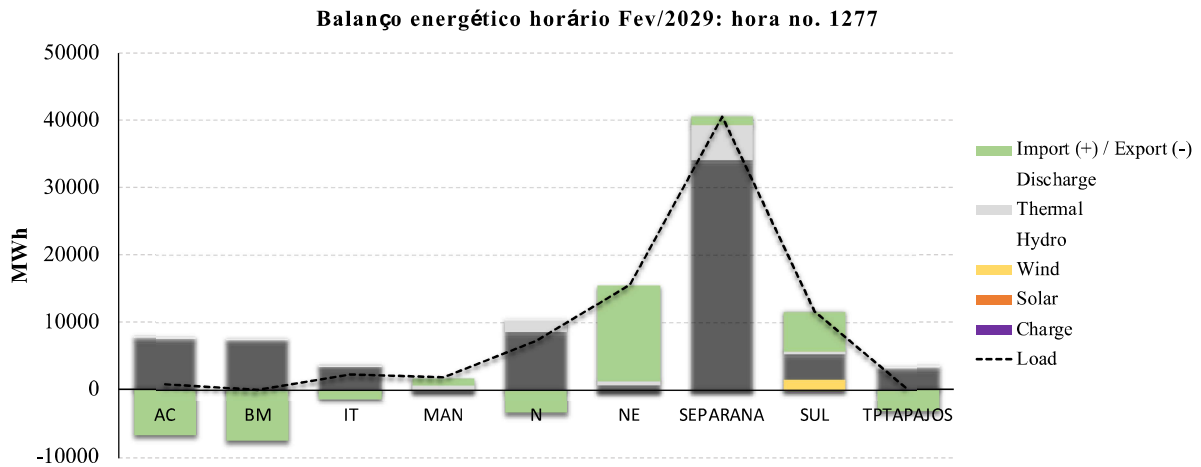


Figura 29 – Balanço energético horário do SIN (EC-Base)

Para concluir as análises referentes ao despacho econômico horário do mês de fevereiro, na Fig. 30, ressalta-se o momento em que o subsistema NE tem geração nula dos VRE e, portanto, chega a importar cerca de 14 GWh, o que corresponde a 90% do requisito de energia horário regional (área em verde). Adicionalmente, para avaliar o despacho horário para um mês característico do período seco intra-anual, a Fig. 31 traz o balanço energético horário do subsistema NE para o mês de novembro do ano alvo 2029, com participação de VREs superior quando comparada a capacidade instalada dessas fontes no ano de 2019. É possível notar que as tecnologias termelétricas, a carvão e gás, são acionadas como recursos de base ao longo das horas deste mês. Entre as horas N.º.7513 e N.º.7536, essas usinas termelétricas são despachadas em suas capacidades, 0,56 GWh e 2,03 GWh, respectivamente.



Para aferir a contribuição das outras fontes de geração no atendimento do requisito horário de energia, foi selecionada a hora N^o.7533 – o balanço energético horário correspondente é indicado na Fig. 32. Para esta condição operativa, a geração hidrelétrica é de cerca de 10 GWh, enquanto a eólica é bastante reduzida e equivale a 2.6 GWh (8% da capacidade instalada total desta fonte na região NE) e a importação de energia é de quase 4.3 GWh.

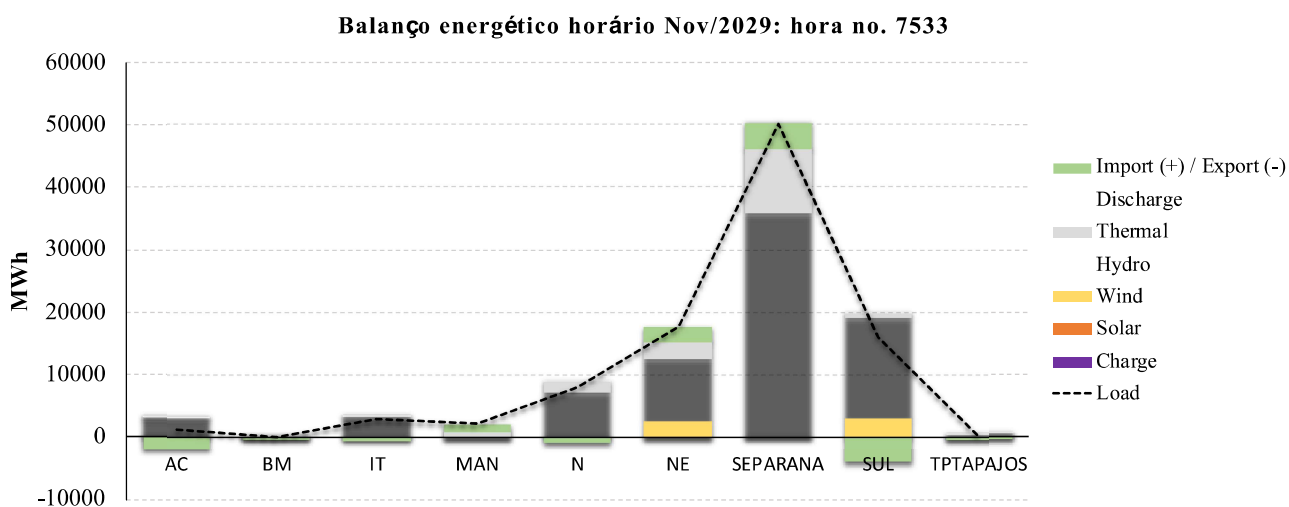


Figura 32 – Balanço energético horário do SIN (EC-Base)

Para investigar outro ponto de operação durante o mês de novembro, foi escolhida a hora N^o. 7618. Esta hora foi selecionada no intervalo entre as horas N^o.7585 e N^o.7729, Fig. 31, uma vez que durante esse período, observa-se que o portfólio de geração de energia atende ao requisito horário com diferente contribuição das fontes quando comparada a simulação da hora N^o. 7533 e, além disso, percebe-se que as tecnologias termelétricas são moduladas em vários momentos para acomodar os excedentes ou as indisponibilidades de geração de energia das VREs.

O detalhamento do atendimento do requisito energético da hora N^o. 7618 é feito na Fig. 33. Nota-se que, por se tratar de um intervalo com disponibilidade favorável de recursos renováveis, a geração de energia horária das VREs é predominante, sendo a geração eólica de aproximadamente 22 GWh e a geração solar de 7 GWh.

Por esse motivo, as gerações correspondentes às tecnologias termelétricas, a carvão e gás, atingem valores mínimos de 0,26 GWh e 0,68 GWh, respectivamente. Por último, por conta do excesso de geração VRE, a geração hidrelétrica também permanece reduzida em cerca de 30 MWh, e o subsistema NE é exportador de energia para o SIN, sendo observados cerca de 13 GWh.

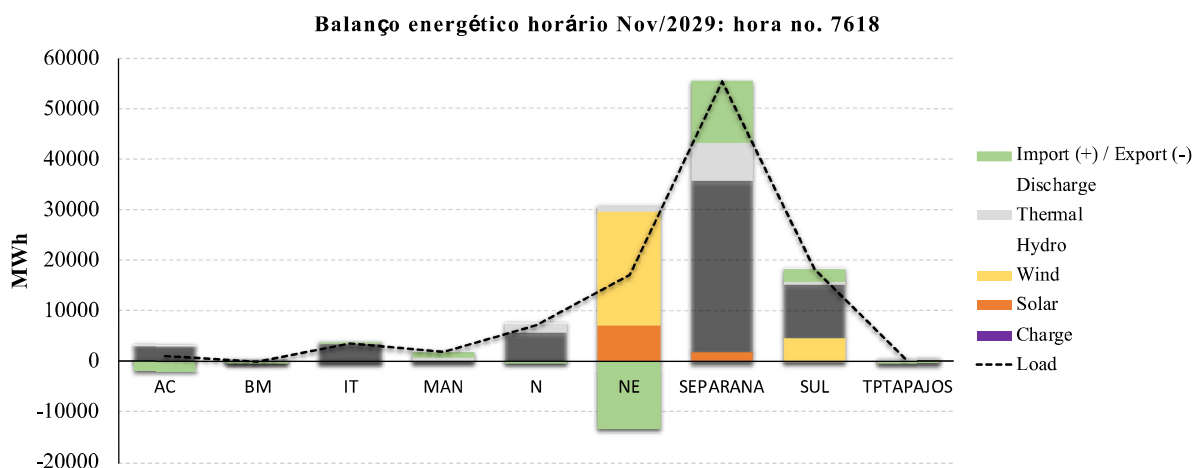


Figura 33 – Balanço energético horário do SIN (EC-Base)

Para completar a análise das variáveis relacionadas a operação do caso EC-Base, calcula-se o custo total da operação hidrotérmica do SIN para o ano de 2029, que considera a média de 87 cenários de vazões da simulação energética do modelo Newave. Portanto, ao simular o modelo ElemoD horário através da média dos cenários de produção hidrelétrica, o valor do custo total anual é de aproximadamente 156,77 Bilhões de R\$, e o custo marginal de operação horário, médio entre todas as horas do ano e calculado para o subsistema NE, é de 367,60 R\$/MWh – a Fig. 34 apresenta a permanência dos CMOs horários simulados para o ano de 2029.

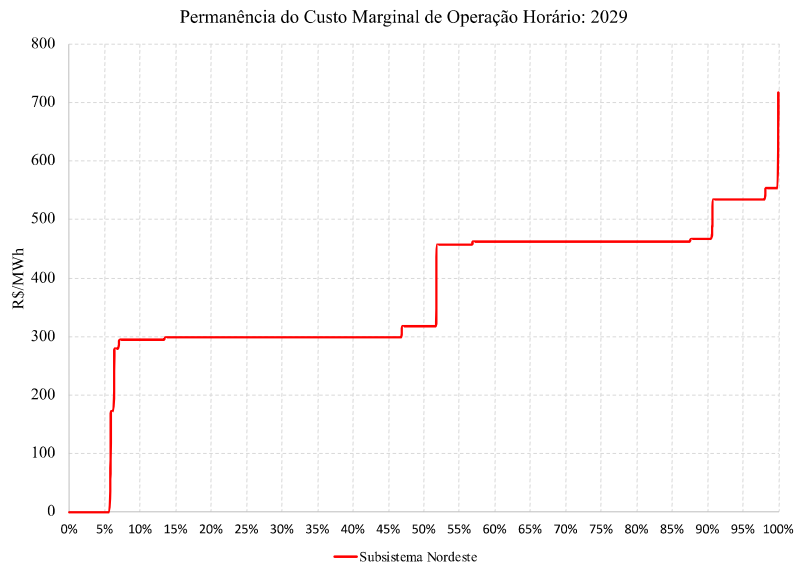


Figura 34 – Permanência dos valores horários de CMO do NE (EC-Base)

5.5. Estudo de caso (EC-UHR)

O caso EC-UHR parte da configuração do EC-Base e utiliza como premissa a adição de 1 GW de capacidade associada à UHR simulada no subsistema NE. Além disso, para simular as características operativas da UHR, a Tabela 10 informa os parâmetros utilizados para representar as restrições físicas da UHR.

Tabela 10 – Parâmetros da capacidade UHR modelada no Nordeste

Parâmetro da UHR	Valor	Unidade
Potência Instalada	1	GW
Fator de perda de energia por período de armazenamento	0,5	%
Fator de eficiência (round-trip efficiency)	85	%
Capacidade de armazenamento de energia	8	GWh
Armazenamento mínimo de energia	1	GWh

A análise se inicia com a Fig. 35, balanço energético horário, fevereiro de 2029. Mesmo com a presença da capacidade UHR no subsistema NE, o atendimento do requisito horário de energia dessa região é similar ao do caso EC-Base.

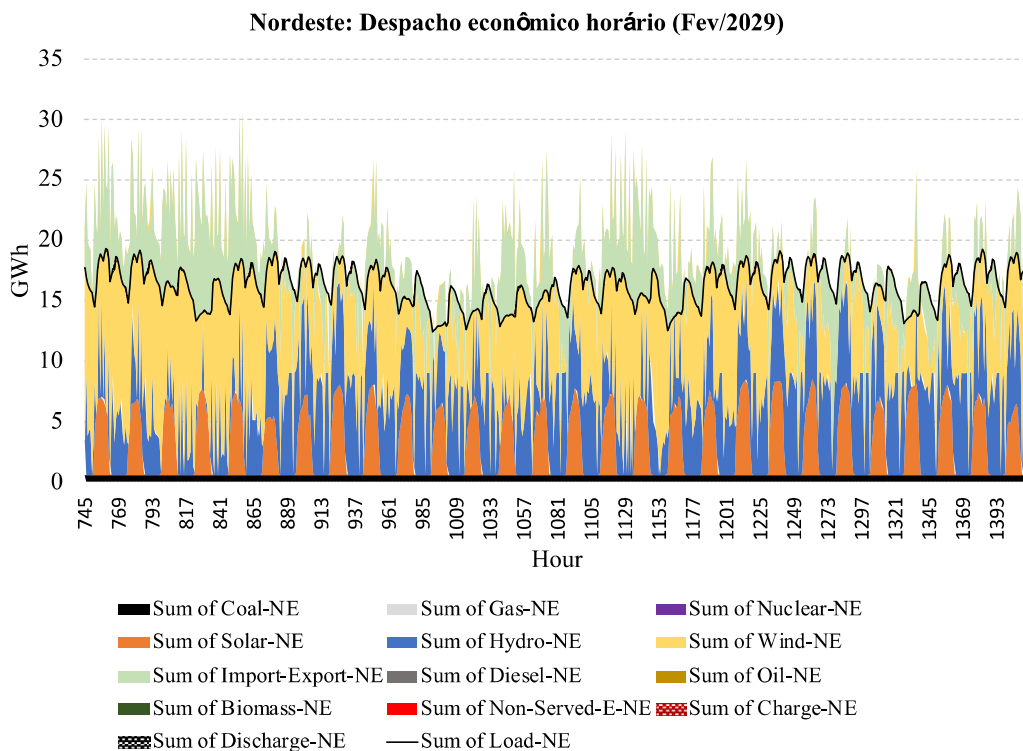


Figura 35 – Balanço energético horário da região Nordeste (EC-UHR)

Para a hora N^o.814, Fig. 36, a geração eólica atinge 20 GWh, o montante hidrelétrico é de cerca de 8.5 GWh e o total termelétrico despachado é de 610 MWh. Embora a geração solar seja nula neste horário, o subsistema NE ainda exporta aproximadamente 11,5 GWh de energia para os outros subsistemas do SIN.

Para a hora N^o.759, Fig. 37, a oferta de energia conta com 17 GWh de geração eólica, 6,2 GWh de solar, 5,6 GWh de hidrelétrica e os mesmos 610 MWh de geração termelétrica. O subsistema NE também exporta cerca de 10,7 GWh para o SIN.

Finalmente, ao avaliar a hora N^o.1277, para a qual a geração das VREs é nula, constata-se que o balanço de energia horário é garantido por 8,4 GWh de geração hidrelétrica, 610 MWh de geração termelétrica e 6,5 GWh de importação de energia de outros subsistemas do SIN – Fig. 38.

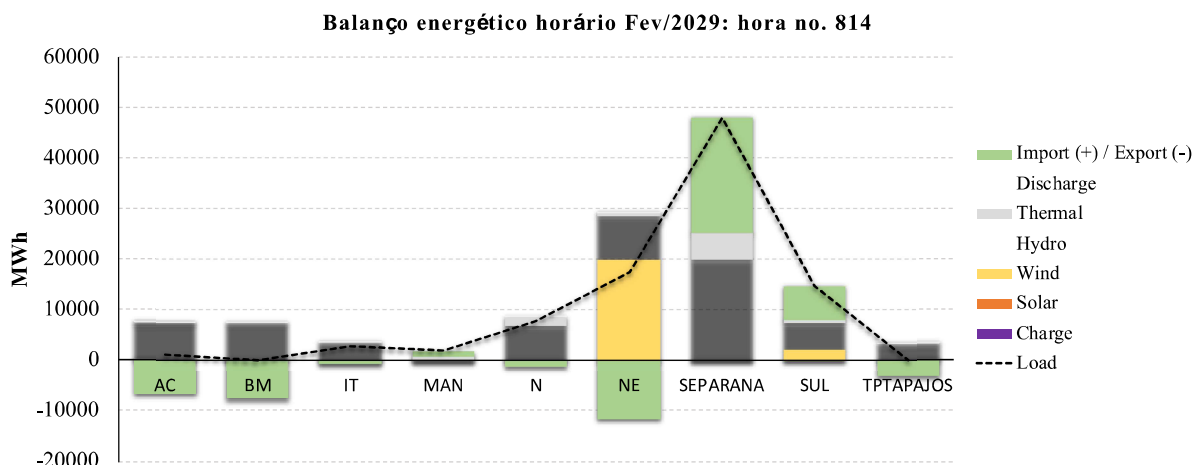


Figura 36 – Balanco energético horário do SIN (EC-UHR)

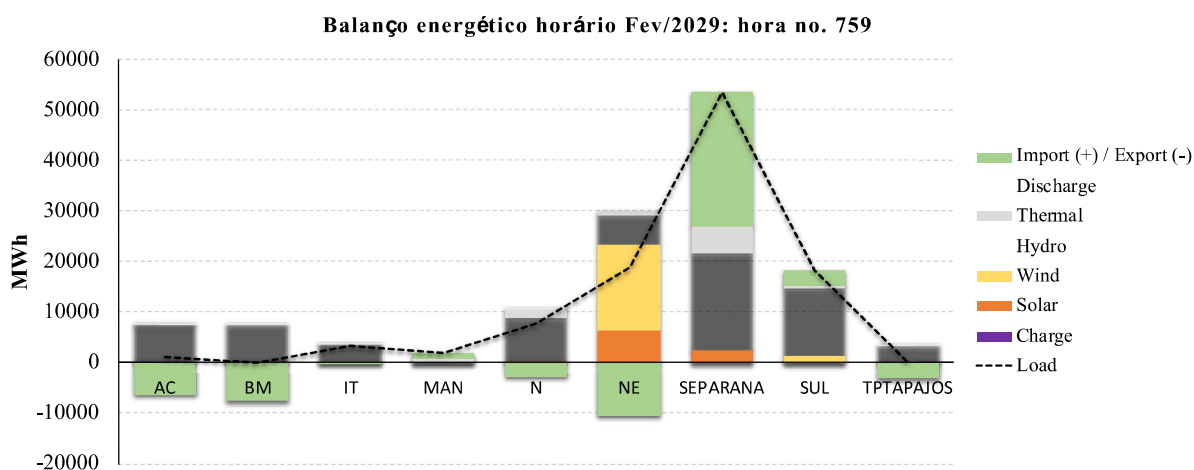
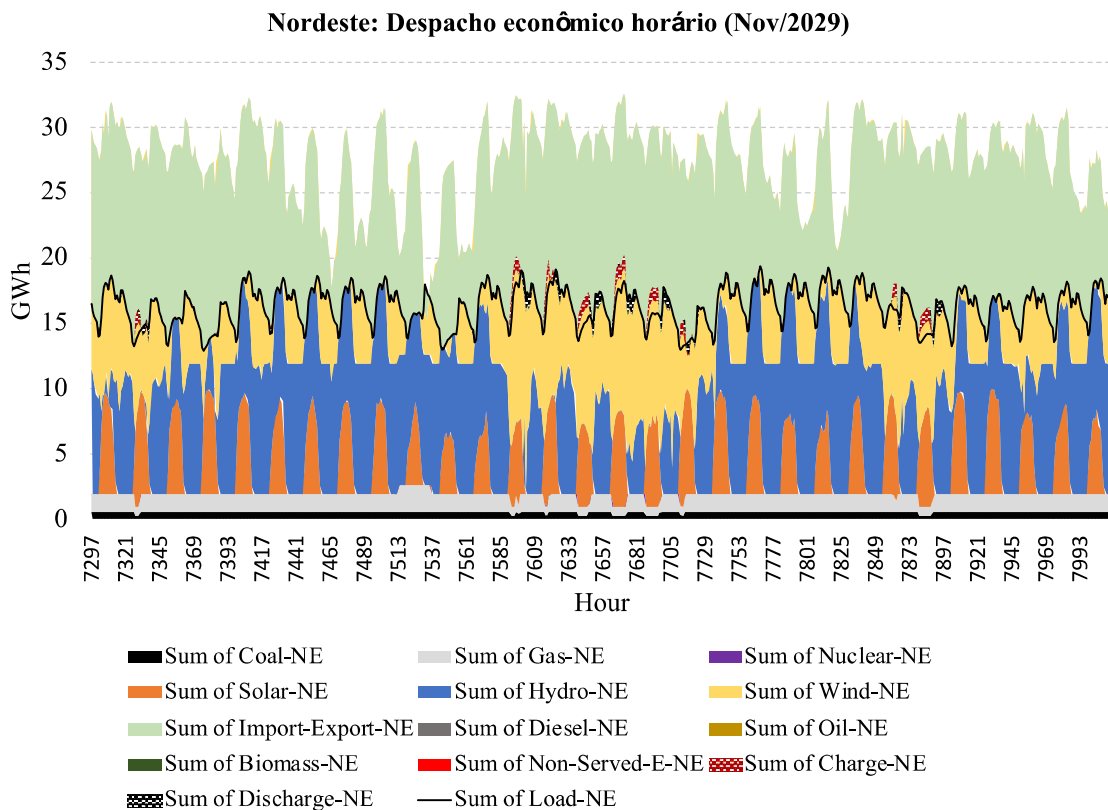
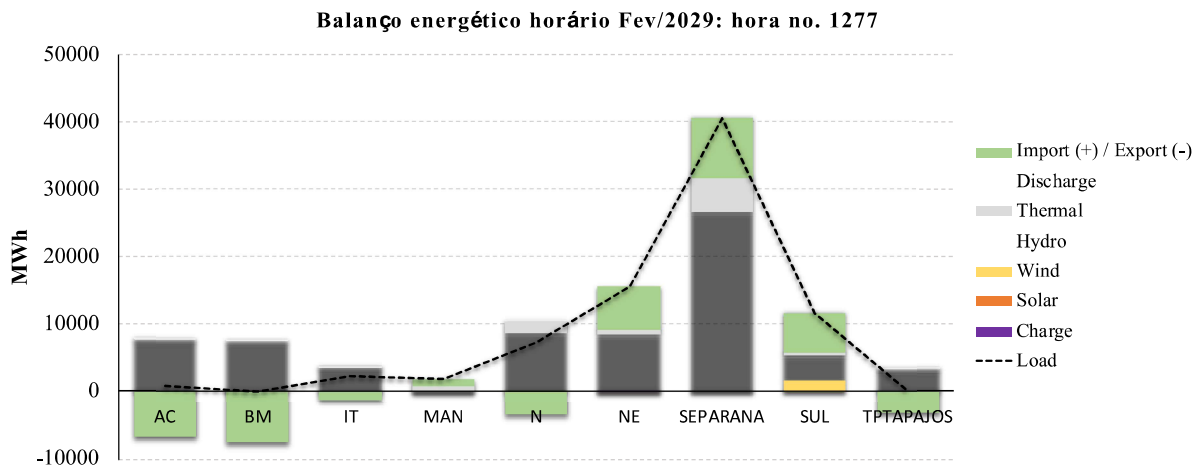


Figura 37 – Balanco energético horário do SIN (EC-UHR)

Analogamente ao caso EC-Base, para o caso EC-UHR, afere-se o atendimento do requisito energético horário para o mês de novembro de 2029, de acordo com a Fig. 39. Tomando como referência, o mesmo intervalo que vai da hora Nº. 7585 até a hora Nº. 7729, é possível observar a participação da capacidade UHR para o equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia do subsistema NE. Ou seja, para este intervalo de horas da simulação, existem momentos em que a geração de energia das VREs produz excedentes no subsistema NE.



Logo, a curva de carga está plenamente atendida e a capacidade UHR funciona em modo carga, bombeando água para o seu reservatório de montante, como pode ser visto nas áreas hachuradas em vermelho na Fig. 39. Ainda analisando este intervalo de horas, porém focando nos momentos de maiores demandas horárias, constata-se que a operação da capacidade UHR, para estes instantes, ocorre no modo gerador, i.e., turbinando água, anteriormente estocada no reservatório da UHR, para a geração de energia e atendimento do requisito horário de energia do subsistema NE, área hachurada em preto na Fig. 39.

O detalhamento do atendimento do requisito energético da hora N^o.7618 é feito na Fig. 40, mostrando a flexibilidade operativa proporcionada pela presença de capacidade associada à UHR.

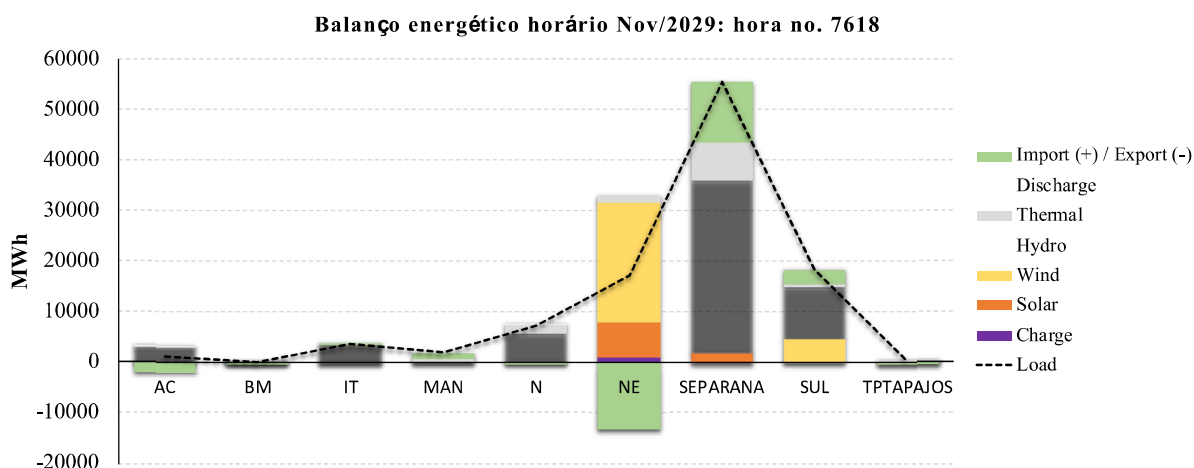


Figura 40 – Balanço energético horário do SIN (EC-UHR)

Percebe-se que a predominância da geração de energia horária das VREs, eólica de aproximadamente 23,4 GWh e solar 7,1 GWh, ainda requer que as gerações correspondentes às tecnologias termelétricas, a carvão e gás, permaneçam em seus valores mínimos de 0,26 GWh e 0,68 GWh, respectivamente. Ademais, devido ao excesso de geração VRE, a geração hidrelétrica também permanece reduzida em cerca de 30 MWh, enquanto o subsistema NE passa a ser exportador de energia para o SIN, aproximadamente 13 GWh.

No entanto, pela presença da capacidade UHR, nesta condição operativa, o subsistema NE consegue armazenar 1 GWh de energia (modo carga, área em roxo), que em teoria seria vertida, pois a exportação de energia para o SIN já está ocorrendo em plena capacidade dos intercâmbios exportadores modelados para o ano alvo 2029.

Para completar a análise do ciclo diário de operação da usina hidrelétrica reversível, a Fig. 41, mostra para a hora N^o. 7624, o balanço de atendimento energético horário do NE, com o portfólio de oferta de energia sendo composto por: 22,3 GWh de geração eólica, 7 GWh de solar, 2 GWh de termelétrica, 310 MWh de hidrelétrica, 13 GWh de exportação para o SIN e, agora, 1 GWh de UHR (modo gerador, área em azul).

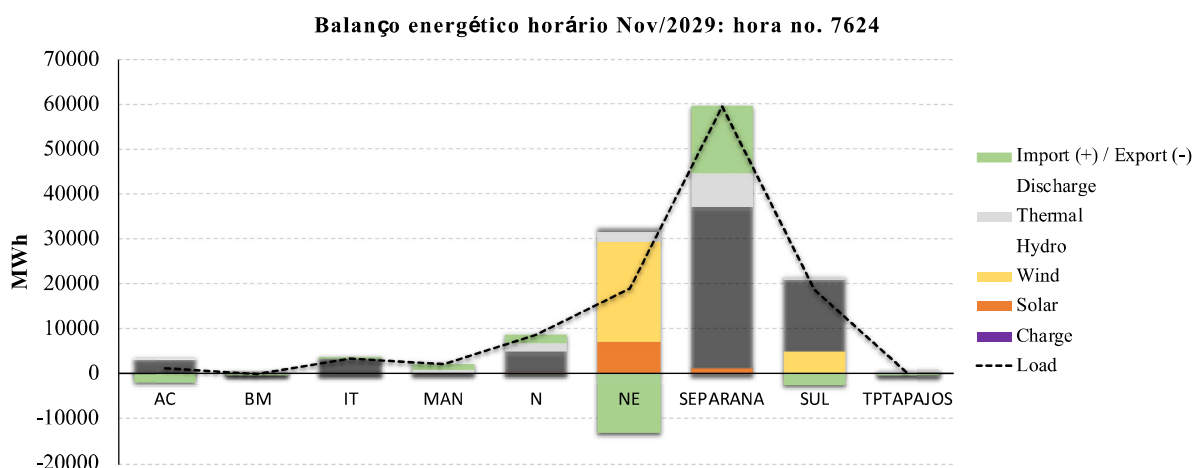


Figura 41 – Balanço energético horário do SIN (EC-UHR)

O custo total da operação hidrotérmica do SIN, médio de 87 cenários de vazões, é de 156,66 Bilhões de R\$, sendo o CMO médio horário de 368,60 R\$/MWh – a Fig. 42 exhibe a permanência dos CMOs horários simulados para 2029.

5.6. Estudo de caso (EC-UHR-Alt)

Para este estudo de caso, EC-UHR-Alt, o objetivo foi analisar o impacto sobre o custo total da operação hidrotérmica do SIN e, também, sobre o CMO médio horário da inclusão da parcela de exposição ao CMO horário do subsistema NE na equação de despacho da UHR e que condiciona a sua operação de bombeamento/turbinamento dentro do ciclo diário do modelo de otimização ElemoD.



Figura 42 – Permanência dos valores horários de CMO do NE (EC-UHR)

Por isso, apesar de terem sido simuladas todas as horas do ano de 2029, não serão apresentados os resultados dos balanços energéticos horários, como foi feito para as sensibilidades propostas nos estudos EC-Base e EC-UHR, uma vez que o despacho da UHR do caso EC-UHR-Alt foi muito próximo do caso EC-UHR, como bem ilustra a Fig. 43. Ressalta-se que para novembro de 2029, mês de maior probabilidade de ocorrência de geração eólica favorável, os momentos nos quais a capacidade UHR é acionada são coincidentes com os horários simulados para o caso EC-UHR anterior.

Em termos de custo total da operação hidrotérmica e despacho econômico ótimo para 2029, o valor foi de 156,63 Bilhões de R\$ e o CMO médio horário simulado é de 369,17 R\$/MWh. A Fig. 44 indica a permanência dos CMOs horários dos três estudos de caso analisados.

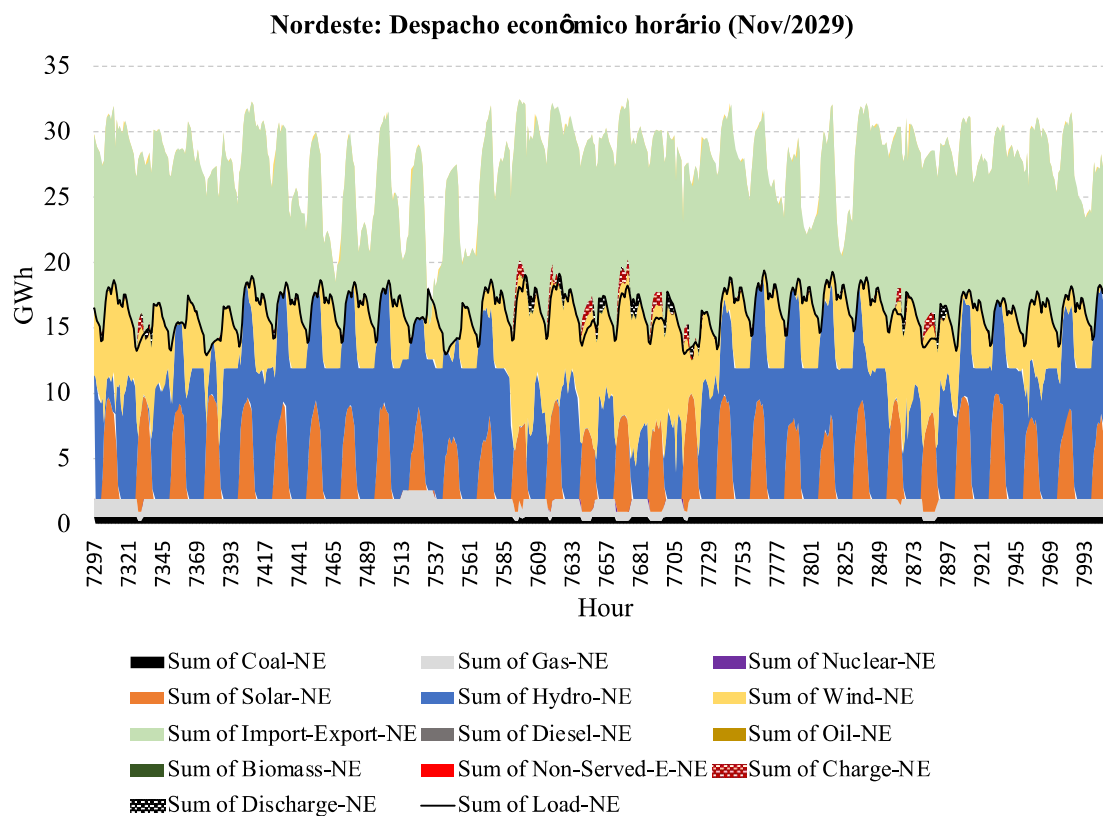


Figura 43 – Balanço energético horário da região Nordeste (EC-UHR-Alt)

Apesar das três curvas estarem bastante próximas, verifica-se que os valores mais elevados de CMO são simulados para o caso EC-Base, cerca de 717 R\$/MWh, enquanto que para os casos EC-UHR e EC-UHR-Alt os valores ficaram limitados a 607 R\$/MWh e 554 R\$/MWh, nessa ordem. Também é possível constatar que, no extremo oposto da curva acumulada de CMOs horários, os estudos EC-UHR e EC-UHR-Alt têm menos horas do ano com CMO nulo quando comparados com o caso EC-Base, confirmando o acionamento da capacidade UHR para prover flexibilidade operativa horária para o SIN, já que fornece capacidade adicional para os momentos de elevados requisitos de carga horária e de custos marginais de operação, através da alocação na curva de carga de uma energia que foi previamente estocada/bombeada para o reservatório da UHR à um menor custo, mas que faz com que o CMO da região se desloque do valor nulo na carga leve, por exemplo.

Permanência do Custo Marginal de Operação Horário: 2029

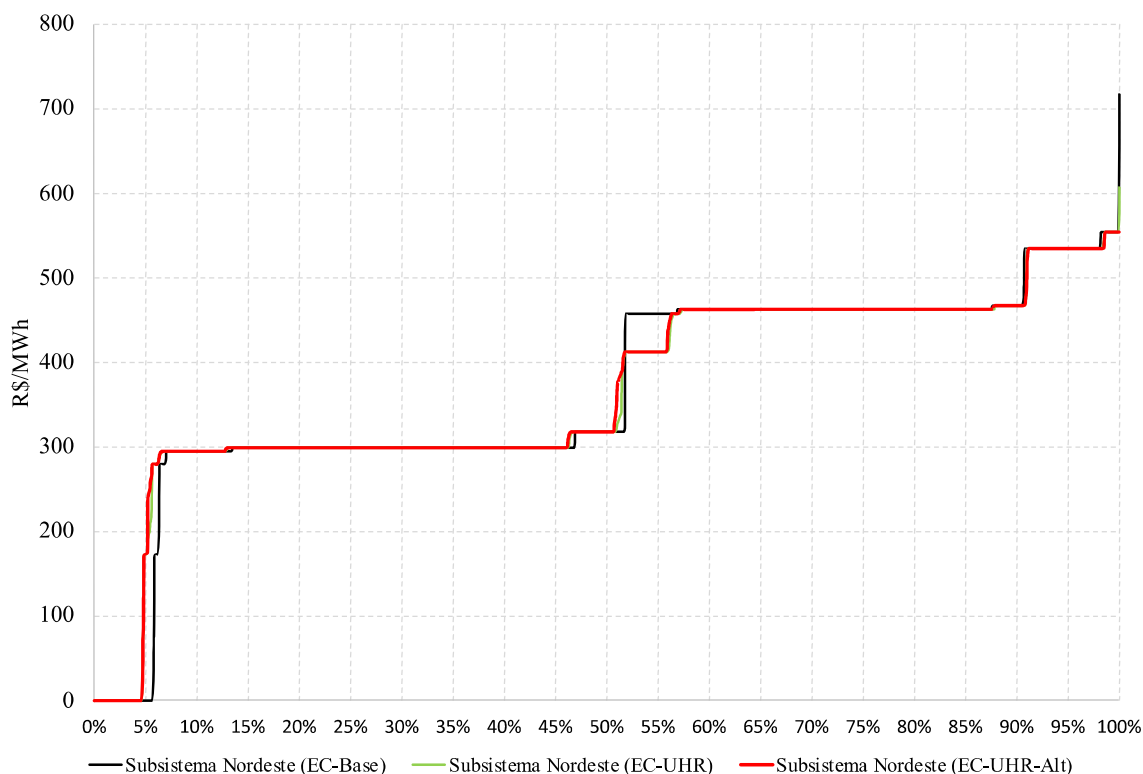


Figura 44 – Permanência dos valores horários de CMO do NE (2029)

Note-se que mesmo considerando a eficiência do processo de carga/descarga, os custos para a operação de bombeamento (modo carga) são otimizados para ocorrerem durante horários de excedentes de energia das VREs e requisito de carga horária reduzida e, portanto, associados a menores custos marginais operativos do SIN.

De maneira a detalhar o ciclo diário que caracteriza a operação horária da capacidade de UHR indicada na região NE, a Fig. 45 mostra o resultado da simulação de dois dias extraídos do mês de novembro de 2029. No eixo y da esquerda, é representada a energia armazenada, bombeada ou turbinada, enquanto o eixo y posicionado à direita mostra o valor do custo marginal de operação correspondente a cada hora do dia. Nota-se que logo no início do primeiro dia, os valores de CMOs são inferiores a 300 R\$/MWh (marcadores indicados em verde), assim a UHR bombeia água para o seu reservatório (marcadores indicados em azul), que alcança cerca de 7 GWh de energia armazenada (área em amarelo).

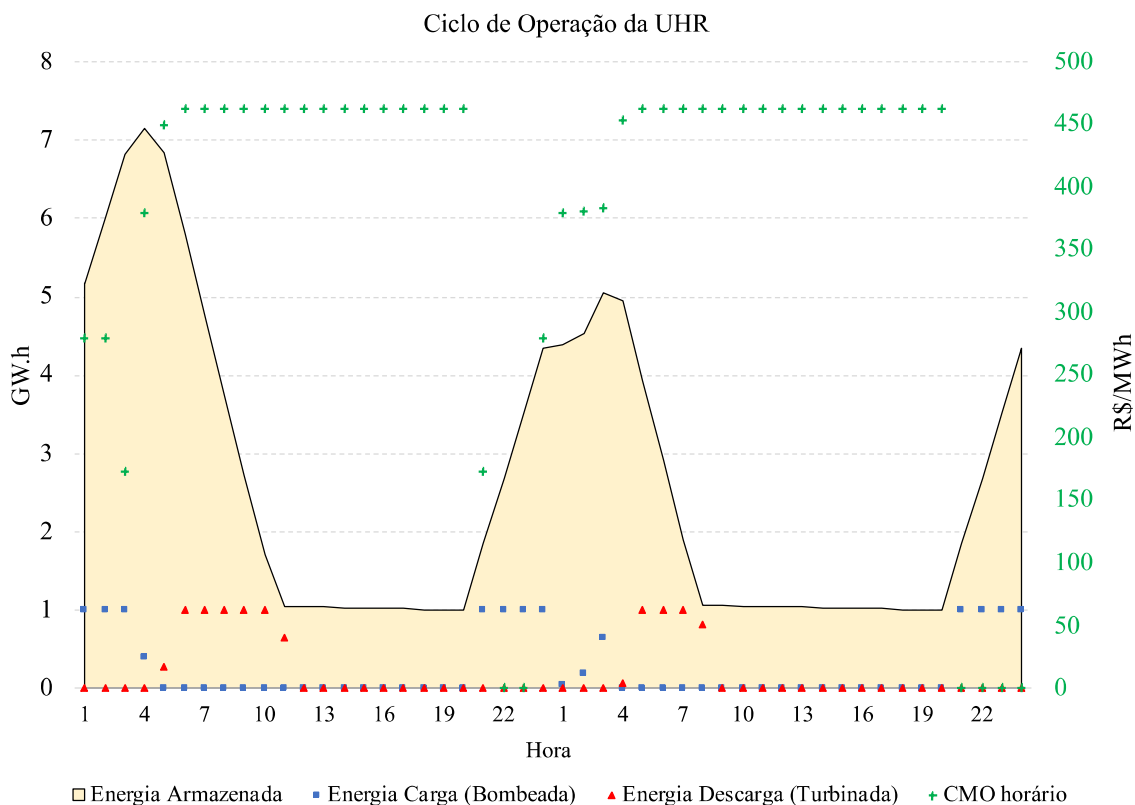


Figura 45 – Ciclo diário de operação da UHR (Nov/2029): EC-UHR-Alt

Em seguida, verifica-se que os valores de CMOs permanecem elevados da hora Nº. 6 até a hora Nº. 20 e, por isso, inicia-se o turbinamento da água do reservatório (marcadores indicados em vermelho) da UHR, assim gerando energia para o atendimento da curva de carga horária do subsistema NE, através do aproveitamento da energia armazenada anteriormente ao longo do dia e reduzindo a exposição à CMOs mais elevados.

A aplicação da capacidade de UHR é associada a disponibilidade de potência firme para o atendimento do requisito de demanda do sistema elétrico, neste caso simulado em escala horária (GW.h) e localizada no subsistema NE. Nos estudos de caso propostos e simulados com a presença de capacidade UHR, foi calculado o despacho econômico horário ótimo para garantir o balanço energético do SIN e minimizar o custo total da operação ao longo do ano alvo (2029), através do deslocamento no tempo, aferido por meio de ciclo diário de armazenamento de energia mais barata ou excedente verificada, para horários específicos do atendimento da curva de carga da região

Nordeste, para horas do dia nas quais o custo da energia é mais alto e o sistema requer maior complementação de capacidade de potência para adequar o suprimento da demanda.

Uma funcionalidade adicional que resulta da presença de capacidade de UHR no sistema elétrico é a possibilidade de aproveitamento da energia excedente das VREs e, conseqüente, redução no nível de corte de geração ou *curtailment* verificado no sistema elétrico. A Fig. 46 apresenta o resultado da simulação no nível de *curtailment* da geração eólica e solar associada ao mês de novembro de 2029, permitindo observar-se que os cortes de geração para os casos EC-Base (sem capacidade de UHR) e EC-UHR-Alt são simulados para momentos coincidentes e, assim sendo, ao ser considerada a presença de 1 GW no segundo caso simulado (EC-UHR-Alt), o montante de redução no nível do *curtailment* equivale a capacidade UHR modelada. A exceção é na hora N°. 568, em que o corte seria de 437 MWh no caso UC-Base, e seria evitado com a incorporação da UHR no caso EC-UHR-Alt.

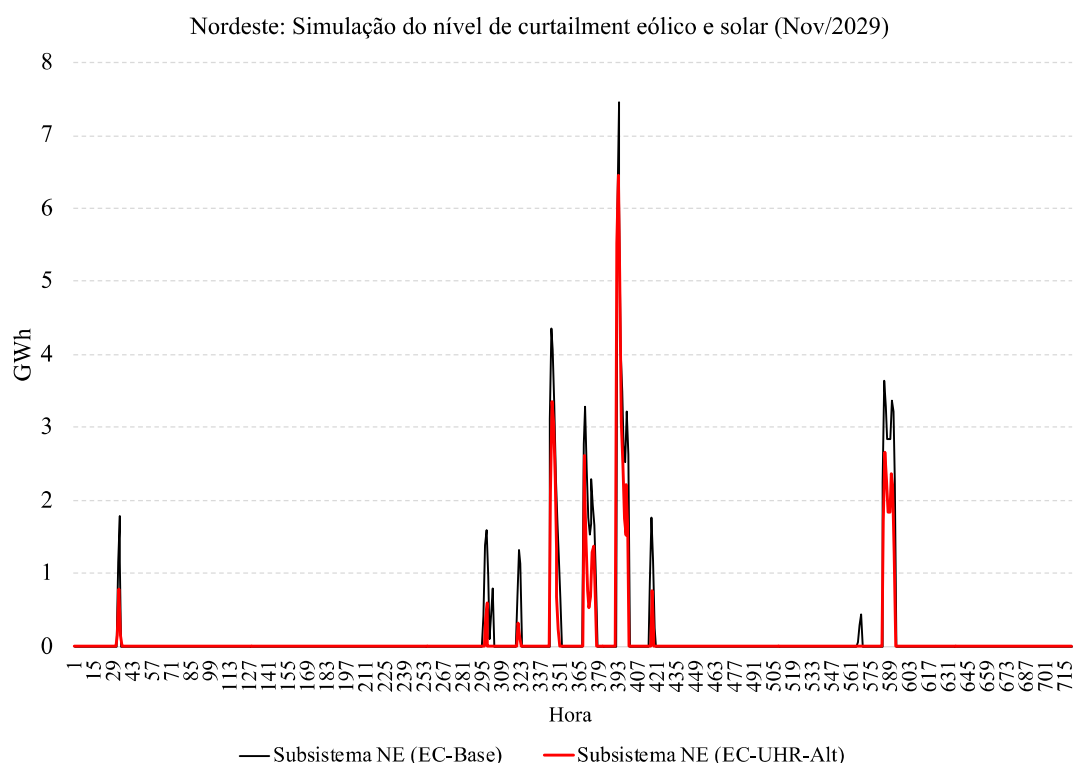


Figura 46 – Curtailment eólico e solar (Nov/2029)

5.7. Estimativas para modelo de negócio envolvendo as UHR

Uma vez simulada e aferida a operação da capacidade UHR na análise de sensibilidade EC-UHR-Alt, é possível estimar, também para este mesmo caso, o custo horário de um projeto com essas características físico operativas e para a configuração de oferta de geração e sistema de transmissão do SIN em 2029.

De acordo com a metodologia proposta na presente Tese – 4.11. **Descrição da alternativa metodológica proposta para despacho da capacidade de UHR** – o custo variável horário para despacho da capacidade UHR é aproximado pelo custo marginal de operação horário do subsistema NE, esse último obtido através da minimização pelo modelo Elemod do custo total de operação do SIN para o ano de 2029, ou seja, com o resultado desse cálculo, nos horários para os quais a capacidade UHR é operada, esta fonte é considerada o recurso marginal para o atendimento do balanço horário de energia no subsistema NE.

A Fig. 47 mostra o percentual de horas de acionamento da capacidade UHR em relação ao total de horas de cada mês do ano de 2029. Para o caso EC-UHR-Alt o total de horas de operação da UHR foi de 1284, sendo os meses de junho (31%) e setembro (42%) calculados os maiores valores percentuais para a operação da capacidade UHR. O total de horas de funcionamento da UHR, seja em modo turbina ou gerador, em percentual do total de horas do ano, corresponde a 15% – importante destacar que esse valor reflete o resultado da otimização aplicando as premissas de perfil típico horário da carga e da produção de energia das renováveis eólica e solar fotovoltaica, bem como a hidrologia média do histórico de vazões das UHEs, conforme o presente item 5 – **Premissas e Resultados.**

A partir desse momento, é possível também obter os resultados da operação da capacidade UHR, modo carga ou modo gerador, e que custo marginal horário foi calculado para o SIN no mesmo instante da atuação da usina reversível. A Fig. 48 exhibe a permanência dos custos marginais de energia horários do NE (linha verde contínua com escala no eixo y da esquerda) sincronizada com os pontos de operação modo carga da capacidade UHR (marcadores em azul com escala no eixo y da direita).

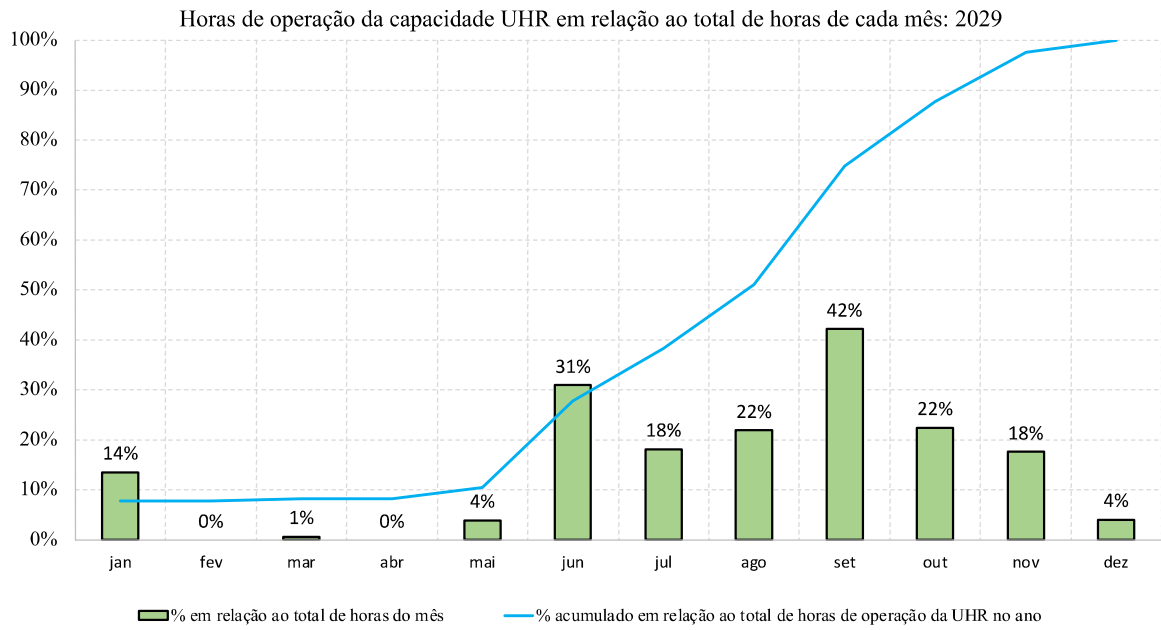


Figura 47 – Percentual de horas de operação da capacidade UHR em 2029

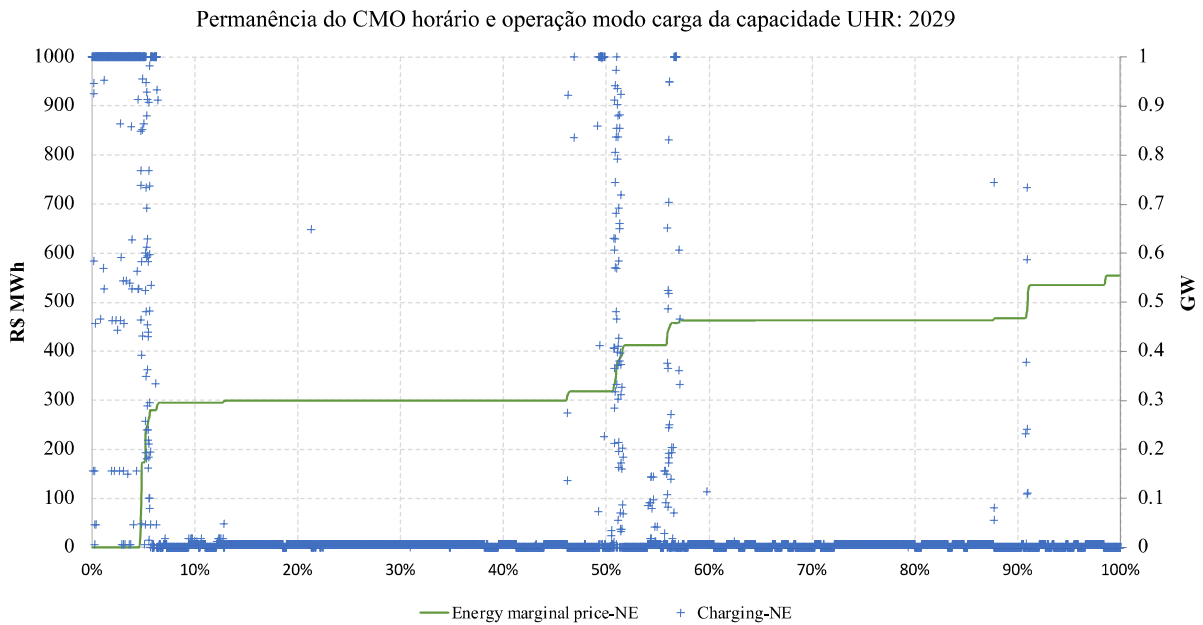


Figura 48 – Permanência do CMO horário do NE e modo carga da UHR

Nota-se que o maior percentual das horas do ano – marcadores em azul indicam valores nulos – a capacidade UHR não é acionada no modo carga, ou seja, bombeando água para o reservatório de montante da usina. Outra informação importante extraída da Fig. 48 é que quando o CMO horário do NE é zero, a capacidade UHR é acionada na sua capacidade máxima (1GW). Por outro lado, se analisados os maiores valores de CMO horário do NE, cerca de 400 R\$/MWh, a capacidade UHR não opera no modo carga.

Para complementar o entendimento da operação da capacidade UHR ao longo das horas de 2029, a Fig. 49 exhibe agora a permanência dos custos marginais de energia horário do NE (linha verde contínua com escala no eixo y da esquerda) sincronizada com os pontos de operação modo gerador da capacidade UHR (marcadores em vermelho com escala no eixo y da direita). Observa-se que também é significativo o percentual das horas do ano – marcadores em vermelho apresentam valores nulos – em que a capacidade UHR não é acionada no modo gerador, ou seja, turbinando água estocada anteriormente no reservatório de montante da usina.

Além disso, para esse modo de operação (gerador), a capacidade UHR não é acionada em momentos de CMO horário nulos, uma vez que para essa condição operativa do SIN existe excesso de geração no sistema elétrico e não é necessária a complementação de capacidade UHR para o atendimento do balanço de carga horário do subsistema NE. Por fim, ainda na Fig. 49, verifica-se que quando o CMO horário do NE apresenta valores elevados, cerca de 550 R\$/MWh, a capacidade UHR opera recorrentemente no modo gerador, assegurando o complemento de capacidade para atendimento do balanço de energia horário e evitar o despacho de recursos termelétricos de CVU elevados que poderiam desempenhar essa função.

Com base nos dados de custo de duas publicações disponíveis no planejamento decenal, de acordo com a Tabela 11, estimou-se o montante de receita adicional para a capacidade UHR de modo a compatibilizar os seus custos totais, investimento, O&M fixos e operação modo carga (bombeamento).

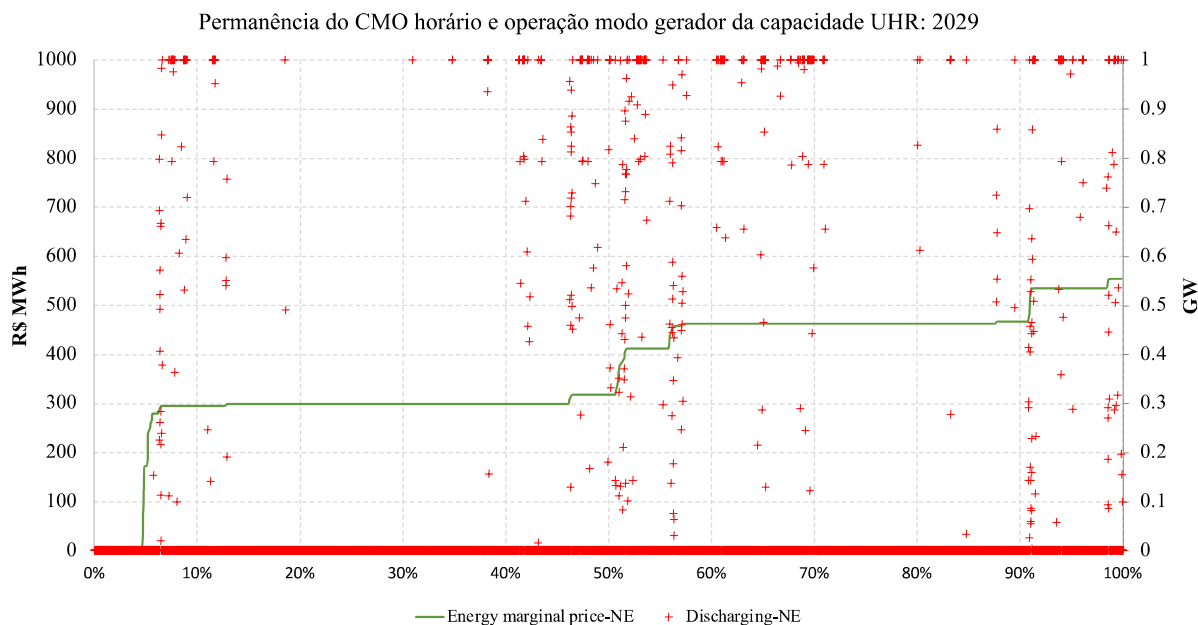


Figura 49 – Permanência do CMO horário do NE e modo gerador da UHR

Tabela 11 – Parâmetros de custo para a tecnologia UHR

Capacidade	Dados	Dados
	PDE 2029 (a)	PDE 2031 (b)
	(R\$/kW.mês)	(R\$/kW.mês)
UHR	74.46	86.23

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética

O resumo dos montantes calculados é mostrado na Tabela 12, em R\$/ano, isto significa, assumindo por simplificação a parcela dos custos e receitas anualizada para o período de análise da operação da capacidade UHR (2029). Para o cenário típico médio que foi simulada a otimização do SIN, os custos de operação modo carga correspondem a cerca de 65 milhões de R\$/ano e as receitas associadas à operação modo gerador foram estimados em 183.73 milhões de R\$/ano. Portanto, ao contabilizar os custos totais e receitas totais, a equiparação dos custos requereria receitas adicionais de 774.92 milhões de R\$/ano e 916.16 milhões de R\$/ano, para as estimativas de custo de expansão de capacidade UHR a partir de custos unitários (a) e (b), respectivamente.

Tabela 12 – Custos e Receitas simulados para a capacidade UHR

Capacidade	Custo Investimento e O&M fixo (Milhões R\$/ano)	Custo Operação Modo Carga (Milhões R\$/ano)	Receita Operação e Modo Gerador (Milhões R\$/ano)	Receita Equiparação Custos da UHR (Milhões R\$/ano)
UHR (1 GW) ^(a)	893.52	65.13	183.73	774.92
UHR (1 GW) ^(b)	1034.76	65.13	183.73	916.16

A Tabela 13 indica os valores percentuais em relação aos custos totais e as receitas totais estimadas. Apesar da receita associada a operação modo gerador, cenário médio, representar em torno de 20% da receita total requerida para equilibrar o custo total, fica evidente o percentual de 80% da receita adicional requerida para uma expansão de capacidade UHR.

Tabela 13 – Custos (%) e Receitas (%) simulados para a capacidade UHR

Capacidade	Custo Investimento e O&M fixo (% em relação ao custo total)	Custo Operação Modo Carga	Receita Operação Modo Gerador (% em relação ao montante de receita total)	Receita Equiparação Custos da UHR
UHR (1 GW) ^(a)	93%	7%	19%	81%
UHR (1 GW) ^(b)	94%	6%	17%	83%

Dos resultados apresentados, cabe enfatizar que viabilizando-se um modelo de negócio em que uma UHR pudesse “empilhar” receita de arbitragem no mercado de curto prazo e também auferisse uma receita por adição de capacidade de ponta ao SIN, o equilíbrio dos custos somente seria obtido a partir de uma receita de capacidade anual nos montantes exibidos na última coluna da Tabela 12 já apresentada.

6. CONCLUSÕES

A presente Tese aferiu a mudança de perfil de atendimento eletro-energético do SIN, com foco na região NE do Brasil, onde atualmente a presença das VREs é marcante, cerca de 45% da capacidade instalada total verificada em 2019. Por conta dessa participação massiva das VREs e com perspectiva de crescimento dessas fontes, em função do custo de instalação extremamente competitivo, foi proposta a simulação hidrotérmica horária através de um modelo de otimização linear, de modo a melhor representar as variabilidades das VREs e da demanda do sistema elétrico despachado centralizadamente com essa discretização temporal. Nesse sentido, para a configuração do ano de 2019 presente no documento do PDE2029, a economia no custo total de operação do Sistema Interligado Nacional, após consideração da discretização cronológica horária, além das restrições adicionais de geração de energia mensal e disponibilidade de potência das UHEs, foi de 1.3 Bilhões de R\$, em termos de cenários de hidrologia médios, cerca de 3,6% do custo total anual simulado para o SIN, caso não fossem considerados esses aprimoramentos. Essa redução corresponde ao ganho de flexibilidade operativa proporcionado pela modulação da produção das UHEs para desempenharem o *follow-up* da carga horária, que inclui a demanda máxima de ponta do mês, evitando os custos de *start-up* ou partida de termelétricas para realizarem este mesmo tipo de serviço.

Adicionalmente, o presente estudo demonstrou o papel das usinas hidrelétricas reversíveis e dos intercâmbios inter-regionais como alternativas para o atendimento do requisito horário de energia do sistema elétrico brasileiro, também com foco na região Nordeste do País. Embora, a análise tenha utilizado como ponto de partida a configuração de usinas e do sistema de transmissão de energia inter-regionais do PDE2029, pré efeitos da pandemia de COVID-19 sobre os diversos setores da economia global, sabe-se que a incerteza sobre a projeção de demanda faz parte do planejamento energético, reforçando a importância de alternativas de geração – centralizada ou não – e sistemas de transmissão, que em seus modelos de negócios, capturem na íntegra os reais benefícios para o atendimento dos requisitos eletroenergéticos sistêmicos e, assim, garantam o balanço horário entre a oferta e a demanda indicado para o SIN.

Ademais, tendo em vista o contexto de transição energética com rápido crescimento da geração das VREs, que se têm mostrado bastante competitivas economicamente e concentradas especificamente na região Nordeste do país, foi feita uma análise de custo especificada para um tipo de usina que combina capacidade de armazenamento de energia e ciclos diários de operação eletroenergética – usinas hidrelétrica reversíveis que tem dois modos distintos de aplicação: carga e gerador.

Para o modelo de despacho econômico, Elemod, que calculou o custo total da operação hidrotérmica do parque gerador do SIN, simulado para o ano de 2029, a presença da capacidade instalada UHR, recurso de armazenamento, através da modelagem proposta na presente Tese possibilitou uma redução de 1% no custo total do despacho econômico horário ótimo e minimizado para esse ano do horizonte de planejamento. Destaca-se que para a análise em questão foi utilizado como métrica de disponibilidade hidráulica do SIN, a média de 87 cenários do histórico de vazões e que serviu para aferir a aplicabilidade da metodologia proposta e, portanto, análises de sensibilidade são possíveis de serem executadas com outras métricas estatísticas sobre os cenários de geração das hidrelétricas, das VREs, de projeção de demanda e de incorporação de geração distribuída. Ainda com respeito à presença da capacidade UHR de 1GW, constatou-se que essa usina foi acionada em momentos de maiores demandas horárias do subsistema NE, contribuindo para evitar o despacho de recursos termelétricos de custo variável unitário muito elevados, caso o mesmo atendimento fosse feito por UTEs. Ou seja, a curva de oferta do subsistema NE, no estudo de caso alternativo com a presença de UHR (EC-UHR-Alt), foi calculado uma diminuição de 22% no valor máximo do custo marginal de operação horário simulado.

Em termos de flexibilidade operativa, em nível horário, para um ciclo diário de operação da capacidade de UHR, em um panorama de transição energética de participação crescente de VRE e, no caso do Sistema Interligado Nacional, de perda de participação relativa das UHEs com reservatório na matriz de geração de energia elétrica, permitiu mitigar o efeito das variações horárias da carga e da geração intermitente das VREs e, assim, adequar o requisito horário de energia, inclusive, com atenuação dos níveis de *curtailment* simulados para as VREs do subsistema NE, mesmo com perfil típico médio das horas do ano.

Com a evolução do sistema elétrico brasileiro em termos de diversidade das fontes de geração e, também, de dimensão da rede de transmissão, é importante o papel do planejamento da expansão da capacidade desse sistema no sentido de capturar as suas características físico operativas e, assim, induzir os aprimoramentos das modalidades contratuais de expansão e operação condizentes com os requisitos sistêmicos identificados. Nesse sentido, também foi feito um exercício de sensibilidade sobre a receita total requerida para equiparar o custo total de uma expansão de capacidade associada à UHR. O cálculo para o cenário típico médio estimou cerca de 20% da receita total advinda da operação modo gerador para a complementação do balanço de energia horário do SIN e o restante, cerca de 80% da receita total, exigiria fluxos de receitas proveniente do produto capacidade ou mesmo outros serviços de rede que possam fazer parte dos requisitos do sistema elétrico e objetos de contratação.

Como recomendações de estudos futuros, é oportuno direcionar análises contabilizando outros serviços que UHRs ou recursos de armazenamentos podem prover, além daqueles apresentados nesse estudo, como a capacidade para seguimento da carga horária e para a arbitragem de energia. Uma vez que, quando avaliada diferentes discretizações temporais, serviços ancilares como controle de frequência, inércia rotativa, controle de reativos e auto-restabelecimento também poderiam ser incorporados como fonte de receita e de modo a agregar valor ao modelo de negócio das modalidades de usinas ou tecnologias que prestem esses serviços ao sistema.

Por fim, simulações de cenários complementares poderiam ser implementados, uma vez que para calibração dos estudos de sensibilidades propostos na Tese foram baseados em perfis médios típicos para as disponibilidades dos recursos hidráulicos, das VREs e para a projeção de demanda horária e, a depender da aversão a risco direcionada nos estudos de planejamento eletroenergético, isso pode trazer novas discussões e oportunidades acerca do nível de reserva operativa que o SIN, visto aqui como sistema elétrico interligado, necessita frente aos cenários desafiadores de mitigação de emissões de GEEs e manutenção da renovabilidade da matriz de geração elétrica, com indicação de rotas tecnológicas para expansão de capacidade e, sobretudo, o gerenciamento de abundantes recursos que podem fazer parte da transição energética do Brasil.

Referências Bibliográficas

[1] IPCC, Intergovernmental Panel on Climate Change. “Global Warming of 1.5°C”. [Online]. Available: <https://www.ipcc.ch/sr15/>, Accessed on: January 5, 2021.

[2] IRENA, International Renewable Energy Agency. “Reaching zero with renewables”. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2020/Sep/Reaching-Zero-with-Renewables>, Accessed on: December 20, 2020.

[3] IRENA, International Renewable Energy Agency. “Renewable power generation costs in 2019”. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019>, Accessed on: December 20, 2020.

[4] U.S. Energy Information Administration. “International Energy Outlook 2019”. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf>, Acesso em: Março, 2020.

[5] GWEC, Global Wind Energy Council. “Global wind energy report – 2019”. [Online]. Disponível: <https://gwec.net/global-wind-report-2019/>, Acesso em: Junho, 2020.

[6] EPE, Empresa de Pesquisa Energética. “Plano decenal de expansão de energia 2030”. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consulta-publica-do-pde-2030>, Accessed on: January 10, 2021.

[7] IRENA, International Renewable Energy Agency. “Renewable power generation costs 2019”. [Online]. Disponível: <https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019>, Acesso em: Junho, 2020.

[8] Stram, B. N., “Key challenges to expanding renewable energy”. Energy Policy, vol. 96, pp. 728–734, Sept. 2016.

- [9] Koltsaklis, N. E., Dagoumas, A. S., Panapakidis, I. P., "Impact of the penetration of renewables on flexibility need". *Energy Policy*, vol. 109, pp. 360-369, Oct. 2017.
- [10] Auer, H., Haas, R., "On integrating large shares of variable renewables into the electricity system". *Energy*, vol. 115, no. 3, pp. 1592-1601, Nov. 2016.
- [11] Baranes, E., Jacqmin, J., Poudou, J.C., "Non-renewable and intermittent renewable energy sources: Friends and foes?". *Energy Policy*, vol. 111, pp. 58-67, Dec. 2017.
- [12] Jiang, R., Conejo, A.J., & Wang, J. (2017). *Power grid operations in a market environment: Economic efficiency and risk mitigation*, First Edition. The Institute of Electrical and Electronics Engineers: John Wiley and Sons Inc.
- [13] Kondziella, H., Bruckner, T. (2016). Flexibility requirements of renewable energy based electricity systems – a review of research results and methodologies. *Renewables and Sustainable Energy Reviews*, 53, 10-22.
- [14] Papavasiliou, A., Oren, S.S., O'Neil, R.P. (2011). Reserve requirements for wind power integration: A scenario-based stochastic programming framework. *Institute of Electrical and Electronics Engineers: Transactions on Power Systems*, 26, 2197-2206.
- [15] MacDowell, J., Dutta, S., Richwine, M., Achilles, S., & Miller, N. (2015). Serving the future. *Institute of Electrical and Electronics Engineers: Power & Energy Magazine*, 15, 1540-7977.
- [16] Hirst, E., Kirby, B. (1996). Cost for electric-power ancillary services. *The Electricity Journal*, 9, 26-30.
- [17] Banswar, A., Sharma, N.K., Sood, Y.R., & Shrivastava, R. (2016). Market based procurement of energy and ancillary services from renewable energy sources in deregulated environment. *Renewable Energy*, 101, 1390-1400.

[18] CNPE, Conselho Nacional de Política Energética. Resolução N^o. 9 de julho de 2008. [Online]. Disponível: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2008009cnpe.pdf>, Acesso em: Junho, 2019.

[19] CNPE, Conselho Nacional de Política Energética. Resolução N^o. 29 de dezembro de 2019. [Online]. Disponível: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/res2019029cnpe.pdf>, Acesso em: Junho, 2020.

[20] MME, Ministério de Minas e Energia. Portaria N^o. 59 de fevereiro de 2020. [Online]. Disponível: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2020059mme.pdf>, Acesso em: Junho, 2020.

[21] Gandelman, D. A. (2015). Uma Metodologia para o Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro Considerando Incertezas. Tese de Doutorado, Rio de Janeiro.

[22] EPE, Empresa de Pesquisa Energética. “Modelo de Decisão de Investimentos para a Expansão do SIN”. [Online]. Available: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-531/NT%20EPE-DEE-NT-073_2020%20-%20MDI.PDF, Accessed on: March 12, 2021.

[23] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. “Planejamento da operação energética – programas computacionais NEWAVE e DECOMP”. [Online]. Available: <http://www.cepel.br/produtos/programas-computacionais/planejamento-da-operacao-energetica.htm>, Accessed on: December 20, 2019.

[24] Pereira, M.V.F. and Pinto, L.M.V.G. (1985) Stochastic Optimization of Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach. Water Resources Research, Vol.21, No.6, pp. 779-792.

[25] EPE, Empresa de Pesquisa Energética. “Análise do atendimento à demanda máxima de potência”. [Online]. Available: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/topico-67/NT%20DEE%20035_17.pdf, Accessed on: January 15, 2021.

[26] MME, Ministério de Minas e Energia. Portaria Nº. 20 de agosto de 2021. [Online]. Disponível: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-normativa-n-20/gm/mme-de-16-de-agosto-de-2021-338968045>, Acesso em: Junho, 2022.

[27] Vitorino, R.N., Ramos, D.S., Udaeta, M.E.M.. Aspectos relevantes do Planejamento Energético de Sistemas Elétricos com integração massiva de Recursos Renováveis não Despacháveis. CBPE XII - Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, 2020, Evento Online.

[28] ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. “Resultados da operação-histórico da operação/geração de energia”. [Online]. Disponível: http://www.ons.org.br/Paginas/resultadosdaoperacao/historico-daoperacao/curva_carga_horaria.aspx, Acesso em: Junho, 2020.

[29] ANA, Agência Nacional de Águas. “Boletins mensais”. [Online]. Disponível: http://arquivos.ana.gov.br/saladesituacao/BoletinsMensais/ReservatorioNordeste/Boletim_Monitoramento_Reser_Nordeste_2017_0109.pdf, Acesso em: Setembro, 2019.

[30] PAR 2017-2019, “Plano de ampliações e reforços nas instalações de transmissão do SIN”. [Online]. Disponível: <http://www.ons.org.br/pt/paginas/energia-no-futuro/transmissao>, Acesso em: Setembro, 2017.

[31] ANA, Agência Nacional de Águas. “Resolução ANA no. 1.291 de julho de 2017”. [Online]. Disponível: <http://www2.ana.gov.br/Paginas/servicos/saladesituacao/v2/saofrancisco.aspx>, Acesso em: Setembro, 2017.

- [32] Mummey, J.F.C., “Uma contribuição metodológica para a otimização da operação e expansão do sistema hidrotérmico brasileiro mediante a representação estocástica da geração eólica,” Tese de Doutorado, Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo, SP, Brasil, 2017.
- [33] P. Araújo, M. Marinho, “Analysis of hydro-wind complementarity in state of Pernambuco, Brazil by means of weibull parameters”. *IEEE Latin America Transactions*, vol. 17, no. 4, pp. 556-563, Apr. 2019.
- [34] Bejerano, J. B., Baute, E. T., “Impacts of intermittent renewable generation on electricity costs”. *Energy Policy*, vol. 94, pp. 411-420, Jul. 2016.
- [35] C. Correa, A. Sanchez and G. Marulanda, “Expansion of transmission networks considering large wind power penetration and demand uncertainty”. *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 3, pp. 1235-1244, Mar. 2016.
- [36] Vitorino, R. N., Ramos, D. S., Rego, Erik Eduardo, “Energy supply in electrical systems: remarks on the growing participation of renewable and variable resources”. *ESPAÇO ENERGIA*, v. 32, p. 1, 2020.
- [37] Brouwer, A.S., Broek, M., Zappa, W., Turkenburg, W.C., Faaij, A., “Least-cost options for integrating intermittent renewables in low-carbon power systems”. *Applied Energy* 2016; 161:48-74.
- [38] Ferraro, M.C., Hallack, M., “The development of the natural gas transportation network in Brazil: Recent changes to the gas law and its role in co-ordinating new investments”. *Energy Policy* 2012; 50:601-612.
- [39] Klimstra, J., Hotakainen, M., “Smart Power Generation – The Future of Electricity Production”. Helsinki: Avain, 2011.

[40] Klumpp, F., “Comparison of pumped hydro, hydrogen storage and compressed air energy storage for integrating high shares of renewable energies – Potential, cost-comparison and ranking”. *Journal of Energy Storage* 2016; 8:119-128.

[41] Pierpoint, L.M., “Harnessing electricity storage for systems with intermittent sources of power: Policy and R&D needs”. *Energy Policy* 2016; 96:751-757.

[42] Vitorino, R. N., Machado, R. H. S., Brandao, S. Q., Trinkenreich, J., Carvalho, R. N. F., “O Trade-off entre o Custo da Operação Hidrotérmica Garantindo Níveis Elevados de Armazenamento e a Expansão de Capacidade para o Atendimento dos Requisitos de Potência no Horizonte de Planejamento”. In: *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE, 2019, Belo Horizonte/MG. Anais do SNPTEE 2019, 2019.*

[43] Brouwer, A.S., Broek, M., Zappa, W., Turkenburg, W.C., Faaij, A., “Least-cost options for integrating intermittent renewables in low-carbon power systems”. *Applied Energy*, vol. 161, pp. 48-74, Jan. 2016.

[44] Goop, J., Odenberger, M., Johnsson, F., “The effect of high levels of solar generation on congestion in the European electricity transmission grid”. *Applied Energy*, vol. 205, pp. 1128-1140, Nov. 2017.

[45] EPE, Empresa de Pesquisa Energética. “Plano decenal de expansão de energia 2029”. [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/consulta-publica-do-pde-2029>, Accessed on: December 15, 2020.

[46] CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. “DESSEM: Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo”. [Online]. Available: <https://www.cepel.br/linhas-de-pesquisa/dessem/>, Accessed on: December 20, 2022.

[47] MME, Ministério de Minas e Energia. Portaria Nº. 301 de julho de 2019. [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2019301mme.pdf>, Accessed on: January 10, 2021

[48] ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa Nº. 843 de abril de 2019. [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2019843.pdf>, Accessed on: January 10, 2021

[49] K. Tapia-Ahumada, J.I. Perez-Arriaga. A model for capacity expansion planning, hourly operations and economic dispatch in electric power systems with intermittent renewable generation (EleMod). MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change, Report (forthcoming).

[50] I. J. Perez-Arriaga and C. Meseguer, "Wholesale marginal prices in competitive generation markets," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no. 2, pp. 710-717, May 1997.

[51] R. N. Vitorino, D. S. Ramos, K. Tapia-Ahumada, S. Paltsev, J. Reilly, "Economic Dispatch Considering Hourly Capacity Allocation with a Variable Renewable and Hydro-Based Generation Portfolio", in Electrical Power and Engineering Review. Available: <https://doi.org/10.4236/epe.2022.1410032>.

[52] T. C. Marques, M. A. Cicogna and S. Soares, "Benefits of coordination in the operation of hydroelectric power systems: Brazilian case," 2006 IEEE Power Engineering Society Meeting, Montreal, Que., 2006, pp. 8 pp.-.

[53] Sba, Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automática. "NEWAVE versus ODIN: comparison of stochastic and deterministic models for the long term hydropower scheduling of the interconnected Brazilian system". [Online]. Available: <https://doi.org/10.1590/S0103-17592011000600005>, Accessed on: March 24, 2020.

[54] A. Luiz Diniz, F. Da Serra Costa, M. Elvira Maceira, T. Norbiato dos Santos, L. C. B. Dos Santos and R. Neves Cabral, "Short/Mid-Term Hydrothermal Dispatch and Spot Pricing for Large-Scale Systems-the Case of Brazil," 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC), Dublin, 2018, pp. 1-7.

[55] A. Diniz and T. Souza, "Short-term hydrothermal dispatch with river-level and routing constraints," 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Denver, CO, 2015, pp. 1-1.

[56] EPE, Empresa de Pesquisa Energética. "Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Desafios para inserção em mercados de energia elétrica". [Online]. Available: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/epe-publica-nota-tecnica-usinas-hidreletricas-reversiveis-uhr-desafios-para-insercao-em-mercados-de-energia-eletrica->, Accessed on: February 10, 2021.

[57] R. N. Vitorino, D. S. Ramos, K. Tapia-Ahumada, S. Paltsev, J. Reilly, "Pumped-hydro storage plants influencing the optimal hourly dispatch in hydro-thermal systems with massive integration of variable renewable energy" in Electric Power Systems Research. Available: <https://doi.org/10.1016/j.epr.2023.109282>.

[58] DOE, U.S. Department of Energy. "Pumped-storage hydropower". [Online]. Available: <https://www.energy.gov/eere/water/pumped-storage-hydropower>, Accessed on: February 15, 2021.

[59] NHA, National Hydropower Association. "Pumped storage report". [Online]. Available: <https://www.hydro.org/wp-content/uploads/2018/04/2018-NHA-Pumped-Storage-Report.pdf>, Accessed on: July 20, 2020.

[60] Vitorino, R. N., Ramos, D.S, Prado Jr, F. A. A., "Regulatory choices of distributed generation in Brazil: perspectives and opportunities". ESPAÇO ENERGIA, v. 28, p. 1, 2018

[61] M.E. Celebi, H.A. Kingravi and P.A. Vela, “A comparative study of efficient initialization methods for the k-means clustering algorithm”. *Experts Systems with Applications*, vol. 40, pp.200–210, Jan. 2013.

[62] EIA, U.S. Energy Information Administration. “Annual Energy Outlook 2016”. [Online]. Available: eia.gov, Accessed on: March 17, 2019.

[63] DIW, German Institute for Economic Research NREL. “Current and prospective costs of electricity generation until 2050”. [Online]. Available: https://www.diw.de/de/diw_01.c.457880.de/publikationen/data_documentation/2013_0068/current_and_prospective_costs_of_electricity_generation_until_2050.html, Accessed on: March 17, 2019.

[64] NREL, National Renewable Energy Laboratory. “Power Plant Cycling Costs”. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/55433.pdf>, Accessed on: March 17, 2019.

[65] EPE, Empresa de Pesquisa Energética. “Geração eólica e fotovoltaica, Dados de entrada para modelos elétricos e energéticos: metodologias e premissas”. [Online]. Available: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-558/NT-EPE-DEE-011-2021_EOL%20e%20UFV%20-%20Entrada%20para%20modelos.pdf, Accessed on: February 10, 2020.