



AVALIAÇÃO DA FLEXIBILIDADE OPERACIONAL DO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL FRENTE À EXPANSÃO DE FONTES RENOVÁVEIS
VARIÁVEIS: O PAPEL DAS HIDRELÉTRICAS E ASPECTOS REGULATÓRIOS

Pedro Vardiero Corrêa

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientadores: Amaro Olimpio Pereira Junior
Maurício Tiomno Tolmasquim

Rio de Janeiro
Março de 2025

AVALIAÇÃO DA FLEXIBILIDADE OPERACIONAL DO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL FRENTE À EXPANSÃO DE FONTES RENOVÁVEIS
VARIÁVEIS: O PAPEL DAS HIDRELÉTRICAS E ASPECTOS REGULATÓRIOS

Pedro Vardiero Corrêa

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Orientadores: Amaro Olimpio Pereira Junior
Maurício Tiomno Tolmasquim

Aprovada por: Prof. Amaro Olimpio Pereira Junior
Prof. David Alves Castelo Branco
Prof. Glauco Nery Taranto
Prof. Dorel Soares Ramos
Prof. Marciano Morozowski Filho

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
MARÇO DE 2025

Corrêa, Pedro Vardiero

Avaliação da flexibilidade operacional do sistema interligado nacional frente à expansão de fontes renováveis variáveis: o papel das hidrelétricas e aspectos regulatórios / Pedro Vardiero Corrêa. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2025.

XV, 124 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Júnior

Maurício Tiomno Tolmasquim

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2025.

Referências Bibliográficas: p. 119-124.

1. Flexibilidade energética. 2. IRRE. 3. Fontes renováveis variáveis. I. Pereira Júnior, Amaro Olímpio *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, inicialmente, aos meus orientadores, os professores Amaro Pereira e Maurício Tolmasquim, por todo o ensinamento fornecido ao longo da minha jornada acadêmica, por acreditarem em mim e pelo apoio constante para a realização deste trabalho.

Devo também registrar minha gratidão aos funcionários do PPE, em especial à Sandra, ao Paulo, ao Fernando e à Queila, que, em diversas ocasiões, me auxiliaram prontamente no que foi necessário. estendo meus agradecimentos a todos os professores do PPE e aos membros da banca de defesa desta tese de doutorado. São profissionais excepcionais, cuja sabedoria e generosidade proporcionaram-me acesso a conhecimentos de imenso valor.

Sou igualmente grato a todos os amigos e colegas que encontrei ao longo da vida e da trajetória acadêmica. A cada interação - seja acadêmica, profissional ou social -, pude evoluir e me aproximar da pessoa que sou hoje. Felizmente, são tantos os que posso chamar de amigos que prefiro não correr o risco de esquecer alguém (rsrs), mas cada um sabe o papel especial que desempenhou em minha vida.

Não poderia deixar de mencionar o apoio dos meus sócios, Guilherme Dantas, Murilo Miranda e Francesco Gianelloni, que, além de grandes amigos, foram peças fundamentais nesta caminhada, transmitindo-me tranquilidade, serenidade, confiança e conhecimento. Não teria sido possível sem vocês.

Agradeço ainda aos meus colegas de pesquisa Marciano Morozowski, Rafael Moraes e Fabio Diuana, que ofereceram suporte essencial na elaboração do artigo associado a esta tese e contribuíram significativamente para o desenvolvimento da metodologia adotada. No âmbito institucional, sou grato à Engie pela execução do projeto de P&D no qual esta pesquisa se insere, bem como à CAPES e à FAPERJ pelo fomento concedido.

Passo, então, aos agradecimentos mais especiais: à minha família. Em primeiro lugar, expresso minha eterna gratidão pelo amor e apoio incondicionais dos meus pais, Helcio e Rosane. Tudo o que conquistei - e ainda conquistarei - devo a vocês. Vocês são a base do meu ser, e meu amor por vocês é infinito.

Ao amor da minha vida, minha noiva, futura esposa e futura mãe dos meus filhos, Tainá: você é meu equilíbrio e meu porto seguro. São 17 anos de puro amor e admiração. Seu apoio e compreensão foram determinantes para que eu chegasse até aqui. Te amo para sempre!

Agradeço também aos meus irmãos, Ana Paula, Felipe e Luiza, que me inspiram e me ensinam todos os dias, sendo referências fundamentais na minha vida.

Estendo meu carinho aos meus amados avós (Theresa, Helsio, Fidélis, Antônio e Noêmia), aos padrinhos (Tio Carlos, Tia Lora e Tio Simão), aos tios, primos, sogros (Rogeria, Ricardo e Paulo Márcio), cunhados, afilhados (Nandinha, Sofia, João e Lívia), sobrinhos (com uma menção honrosa à Juju) e aos meus queridos animais de estimação (Mandela e Totonho – vocês me deram o carinho e amor necessários na hora mais crítica). As relações e laços que construí com todos vocês moldaram meu caráter e minha essência. Vocês são fonte de alegria e de renovação diária.

Por fim, agradeço de coração às pessoas e seres especiais que passaram pela minha vida e que, mesmo não estando mais aqui, seguem presentes em minha vida: meu avô Antônio, minha avó Theresa, meus tios Nelson e Arlindo, meu primo Bernardo, minha gatinha Catina e meus cães Pepe, Tyle, Picanha e Scooby. Vocês continuam trazendo luz, esperança e bênçãos para mim e para a minha vida.

Em especial, destaco meu agradecimento ao meu eterno irmão, primo e amigo, Bê. Dedico essa conquista a você, primo. Não há um dia sequer em que eu não pense em você e não agradeça por ter me tornado uma pessoa mais alegre e melhor. Gostaria muito que estivesse aqui para partilhar este momento tão especial comigo, mas sinto sua presença ao meu lado em cada passo da minha caminhada. Amo você para sempre.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

AVALIAÇÃO DA FLEXIBILIDADE OPERACIONAL DO SISTEMA
INTERLIGADO NACIONAL FRENTE À EXPANSÃO DE FONTES RENOVÁVEIS
VARIÁVEIS: O PAPEL DAS HIDRELÉTRICAS E ASPECTOS REGULATÓRIOS

Pedro Vardiero Corrêa

Março/2025

Orientadores: Amaro Olimpio Pereira Junior

Maurício Tiomno Tolmasquim

Programa: Planejamento Energético

A crescente participação das fontes renováveis variáveis, como eólica e solar, impõe desafios à operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Essas fontes, ao introduzirem variabilidade e incerteza na oferta de eletricidade, exigem maior flexibilidade operativa para garantir a confiabilidade e a estabilidade do sistema. Tradicionalmente, essa flexibilidade tem sido provida pelas usinas hidrelétricas, porém a redução da expansão hídrica e a ausência de mecanismos específicos de remuneração para serviços de flexibilidade criam desafios. Neste contexto, esta pesquisa investiga a adequação da flexibilidade do SIN frente à crescente penetração de fontes renováveis variáveis, utilizando a métrica *Insufficient Ramping Resource Expectation* (IRRE) para avaliar possíveis déficits de flexibilidade. Para tanto, são aplicadas modificações metodológicas ao IRRE, incorporando restrições operativas adicionais, como limites dinâmicos de geração hidrelétrica e a Reserva de Potência Operativa (RPO), além da simulação de cenários de expansão de renováveis até 2034. Os resultados indicam que a consideração de restrições adicionais e a prevista expansão das renováveis altera significativamente a percepção sobre a suficiência da flexibilidade no SIN, sobretudo nos subsistemas Nordeste e Sul, evidenciando a necessidade de mecanismos regulatórios que reconheçam, valorizem e remunerem adequadamente os serviços de flexibilidade providos no SIN, em especial pelas usinas hidrelétricas com capacidade de regularização da oferta.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

ASSESSMENT OF THE OPERATIONAL FLEXIBILITY OF THE NATIONAL
INTERCONNECTED SYSTEM CONSIDERING THE EXPANSION OF VARIABLE
RENEWABLE ENERGY SOURCES: THE ROLE OF HYDROPOWER PLANTS
AND REGULATORY ASPECTS

Pedro Vardiero Corrêa

March/2025

Advisors: Amaro Olimpio Pereira Junior

Maurício Tiomno Tolmasquim

Department: Energy Planning

The increasing share of variable renewable energy sources, such as wind and solar power, poses challenges to the operation of the Brazilian National Interconnected System (SIN). By introducing variability and uncertainty in electricity supply, these sources require greater operational flexibility to ensure system reliability and stability. Traditionally, this flexibility has been provided by hydroelectric power plants; however, the slowdown in hydro expansion and the absence of specific remuneration mechanisms for flexibility services create additional challenges. In this context, this research investigates the adequacy of SIN's flexibility considering the increasing penetration of variable renewable energy sources, using the Insufficient Ramping Resource Expectation (IRRE) metric to assess potential flexibility deficits. To this end, methodological modifications are applied to IRRE, incorporating additional operational constraints such as dynamic hydro generation limits and the Operating Reserve (RPO), along with the simulation of renewable expansion scenarios up to 2034. The results indicate that the inclusion of additional restrictions and the projected growth of renewables significantly alter the perception of flexibility adequacy within the SIN, particularly in the Northeast and South subsystems. These findings highlight the need for regulatory mechanisms that properly recognize, value, and remunerate the provision of flexibility services in the SIN, especially those delivered by hydroelectric plants with substantial regulation capabilities.

ÍNDICE

ÍNDICE	viii
LISTA DE FIGURAS.....	xi
LISTA DE TABELAS.....	xii
SIGLAS E ACRÔNIMOS	xiv
1. Introdução	1
2. Avaliação da Flexibilidade Operacional em Sistemas Elétricos: Conceitos, Métodos e Aplicações	11
2.1. Fundamentos da Flexibilidade Operacional em Sistemas Elétricos ...	11
2.2. Principais Métricas para Avaliação da Flexibilidade.....	17
2.2.1. Sinais de Inflexibilidade Operativa (Indicadores Indiretos).....	18
2.2.2. Ferramentas Gráficas e <i>Frameworks</i> Qualitativos de Avaliação da Flexibilidade	19
2.2.3. Índices Quantitativos Baseados nas Características de Geração	22
2.2.4. Métricas Probabilísticas de Adequação da Flexibilidade.....	24
2.3. Racional para Escolha do IRRE e Apresentação do Estudo de Caso Conduzido pela EPE.....	30
2.3.1. Uso do IRRE pela EPE e sua Relevância para o Planejamento Energético no Brasil.....	31
2.4. Apresentação Formal da Metodologia IRRE	35
2.5. Limitações do IRRE para Sistemas Limitados por Energia e Propostas de Aprimoramento.....	42
3. Aplicação da Metodologia IRRE Modificada para Sistemas Limitados por Energia: Fundamentação, Apresentação do Caso Base, Restrições Dinâmicas e Cenários Simulados	47
3.1. Fundamentação para Aplicação da Metodologia IRRE Modificada para Sistemas Limitados por Energia e Definição do Caso Base	47

3.1.1. Caracterização do Caso Base e Execução da Rodada de Validação da Metodologia	50
3.1.2. Etapas de Cálculo do IRRE Modificado para o Caso Base.....	53
3.2. Construção dos Casos e Cenários para Avaliação da Flexibilidade do SIN a partir do IRRE Modificado	56
3.2.1. Consideração de Restrições Operacionais na Modelagem.....	56
3.2.2. Expansão de VRES e seus Impactos na Flexibilidade do SIN.....	59
3.2.3. Etapas de Cálculo do IRRE Modificado para os Casos de Restrições Operativas Adicionais e Cenários de Expansão das Renováveis	62
4. Apresentação e Discussão de Resultados	64
4.1. Análise de Resultados: Caso Base	64
4.1.1. Resultados do Caso Base – Ano de 2023.....	64
4.2. Análise de Resultados: Impactos das Novas Restrições Operacionais na Avaliação do IRRE.....	71
4.2.1. Consideração de Limites Máximo e Mínimo Dinâmicos: Caso Sazonal	71
4.2.2. Consideração de Limites Máximo e Mínimo Dinâmicos: Caso Mensal	77
4.2.3. Consideração da Reserva de Potência Operativa – RPO	83
4.2.4. Combinação de Limites Máximo e Mínimo Mensais e RPO.....	87
4.3. Análise de Resultados: Cenários de Expansão das Energias Renováveis Variáveis (30, 60 e 100%)	91
4.3.1. Caso Subsistema Sudeste / Centro-Oeste.....	91
4.3.2. Caso Subsistema Sul	95
4.3.3. Caso Subsistema Nordeste	99
4.3.4. Caso Subsistema Norte	103
4.4. Síntese dos Casos Analisados e Principais Resultados da Avaliação de Flexibilidade	106

4.5. Regulação da Flexibilidade no Setor Elétrico Brasileiro: Estrutura Atual e Possíveis Caminhos	109
5. Conclusões	114
6. Referências Bibliográficas	119

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Fluxo de Passos para Aplicação da Metodologia IRRE Modificada.	54
Figura 2 – Curvas de Demanda de Rampa Positiva e Reserva de Rampa Positiva, por Subsistema, em MWh/h, para 2023.	65
Figura 3 - Curvas de Demanda de Rampa Negativa e Reserva de Rampa Negativa, por Subsistema, em MWh/h, para 2023.	66
Figura 4 – Número de Ocorrências Horárias de Insuficiência de Reserva de Rampa para Atendimento às Rampas de Carga Líquida, por Direção (Positivas e Negativas), por Subsistema – Ano de 2023	67
Figura 5 – Índices IRRE Positivo, Negativo e Total para os Diferentes Cenários de Expansão Avaliados – Subsistema Sul.....	98
Figura 6 – Índices IRRE Positivo, Negativo e Total para os Diferentes Cenários de Expansão Avaliados – Subsistema Nordeste.	102

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Carga de 2024 (MWmed), Carga para Cenário de Referência de 2034 (MWmed) e Fator de Expansão para 2034 por Subsistema e para o SIN.	62
Tabela 2 – Índice IRRE para o Cenário Base por Período (mês e ano), Direção (Positivo e Negativo) e por Subsistema – Ano de 2023.....	70
Tabela 3 – Valores Máximos e Mínimos (Globais e Sazonais) da Geração Hidrelétrica, por Subsistema e por Trimestre, e Respectivas Variações de Máximo e Mínimo – Ano de 2023.	72
Tabela 4 – Comportamento das Reservas de Rampa Médias, Positivas e Negativas, e para Limites Global e Sazonal, e Variações Correspondentes – Ano de 2023.	74
Tabela 5 – Apresentação do Índice IRRE Total para os Casos de Limites Globais e Sazonais, por Subsistema, e suas Etapas de Cálculo – Ano de 2023.....	75
Tabela 6 – Valores Máximos e Mínimos (Globais e Mensais) da Geração Hidrelétrica, por Subsistema e por Mês, e Respectivas Variações de Máximo e Mínimo – Ano de 2023.	78
Tabela 7 – Comportamento das Reservas de Rampa Médias, Positivas e Negativas, e para Limites Global e Mensal e Variações Correspondentes – Ano de 2023.	80
Tabela 8 – Apresentação do Índice IRRE Total para os Casos de Limites Globais e Mensais, por Subsistema, e suas Etapas de Cálculo – Ano de 2023.....	82
Tabela 9 – Comportamento das Reservas de Rampa Médias, Positivas e Negativas, para Caso Base e Caso RPO, e Variações Correspondentes – Ano de 2023.	84
Tabela 10 – Apresentação do Índice IRRE Total para os Casos Base e de RPO, por Subsistema, e suas Etapas de Cálculo – Ano de 2023.	86
Tabela 11 – Comportamento das Reservas de Rampa Médias, Positivas e Negativas, para Caso Base e Caso Limite Mensal + RPO, e Variações Correspondentes – Ano de 2023.	88
Tabela 12 – Apresentação do Índice IRRE Total para os Casos Base e de Limite Mensal + RPO, por Subsistema, e suas Etapas de Cálculo – Ano de 2023.	89
Tabela 13 – Apresentação de Estatísticas como Média e Desvio Padrão para Carga Líquida e Rampas de Carga Líquida, por Cenário de Estudo – Subsistema Sudeste / Centro-Oeste.....	92

Tabela 14 – Comportamento das Médias das Reservas de Rampa Positivas e Negativas para os Diferentes Cenários e suas Variações Associadas – Subsistema Sudeste / Centro-Oeste.....	93
Tabela 15 – Apresentação do Índice IRRE Total para os Cenários Mensal com RPO, 30%, 60% e 100% e suas Etapas de Cálculo – Subsistema Sudeste / Centro-Oeste.	94
Tabela 16 – Apresentação de Estatísticas como Média e Desvio Padrão para Carga Líquida e Rampas de Carga Líquida, por Cenário de Estudo – Subsistema Sul.....	96
Tabela 17 – Comportamento das Médias das Reservas de Rampa Positivas e Negativas para os Diferentes Cenários e suas Variações Associadas – Subsistema Sul.....	97
Tabela 18 – Apresentação do Índice IRRE Total para os Cenários Mensal com RPO, 30%, 60% e 100% e suas Etapas de Cálculo – Subsistema Sul.....	98
Tabela 19 – Apresentação de Estatísticas como Média e Desvio Padrão para Carga Líquida e Rampas de Carga Líquida, por Cenário de Estudo – Subsistema Nordeste. ..	99
Tabela 20 – Comportamento das Médias das Reservas de Rampa Positivas e Negativas para os Diferentes Cenários e suas Variações Associadas – Subsistema Nordeste.	100
Tabela 21 – Apresentação do Índice IRRE Total para os Cenários Mensal com RPO, 30%, 60% e 100% e suas Etapas de Cálculo – Subsistema Nordeste.	101
Tabela 22 – Apresentação de Estatísticas como Média e Desvio Padrão para Carga Líquida e Rampas de Carga Líquida, por Cenário de Estudo – Subsistema Norte.	103
Tabela 23 – Comportamento das Médias das Reservas de Rampa Positivas e Negativas para os Diferentes Cenários e suas Variações Associadas – Subsistema Norte.	104
Tabela 24 – Apresentação do Índice IRRE Total para os Cenários Mensal com RPO, 30%, 60% e 100% e suas Etapas de Cálculo – Subsistema Norte.	105

SIGLAS E ACRÔNIMOS

ACE	<i>Area Control Error</i>
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
AFD	<i>Available Flexibility Distribution</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica, Agência Nacional de Energia Elétrica
BuSFI	<i>Bulk System Flexibility Index</i>
CB	Carga Bruta
CCEARs	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização da Energia Elétrica
CL	Carga Líquida
COP	Conferência das Partes
CPSA	Contrato de Prestação de Serviços Ancilares
EDF	Expectativa de Déficit de Flexibilidade
EDIF	<i>Expected Duration of Insufficient Flexibility</i>
EENS	<i>Expected Energy Not Served</i>
EFI	<i>Expected Flexibility Index</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviço de Sistema
EUFE	<i>Expected Unserved Flexible Energy</i>
FAST2	<i>Flexibility Assessment Tool</i>
GIVAR	<i>Grid Integration of Variable Renewables</i>
GSF	<i>Generation Scaling Factor</i>
GW	Gigawatt
IDRDN	Indicador de Deficiência de Rampa Descendente
IDRUP	Indicador de Deficiência de Rampa Ascendente
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IRREDN	<i>Downward Insufficient Ramping Resource Expectation</i>
IRREUP	<i>Upward Insufficient Ramping Resource Expectation</i>
IRRP	<i>Insufficient Ramping Resource Probability</i>
LOLE	<i>Loss of Load Expectation</i>
LOLP	<i>Loss of Load Probability</i>
LORP	<i>Lack of Ramp Probability</i>
LOWE	<i>Loss of Wind Expectation</i>
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MW	Megawatt
MW/h	Megawatt por Hora
MWh	Megawatt-hora
MWmed	Megawatt Médio
NFI	<i>Normalized Flexibility Index</i>
NINT	Número Total de Intervalos
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PDE 2029	Plano Decenal de Expansão de Energia 2029
PDE 2034	Plano Decenal de Energia 2034
PLD	Preço da Liquidação das Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RCL	Rampa de Carga Líquida

RCLN	Rampas de Carga Líquida Negativas
RCLP	Rampas de Carga Líquida Positivas
RPO	Reserva de Potência Operativa, Reserva de Potência Operativa
RRDN	Reserva de Rampa Descendente
RRHUP	Reserva de Rampa Hidrelétrica Ascendente
RRTUP	Reserva de Rampa Termelétrica Ascendente
RRUP	Reserva de Rampa Ascendente
RRxUP	Reserva de Rampa da Tecnologia X Ascendente
SEP	Sistema Especial de Proteção
SIN	Sistema Interligado Nacional
TRRDN	Reserva de Rampa Descendente Total
TRRUP	Reserva de Rampa Ascendente Total
UC	<i>Unit Commitment</i>
UHE	Usinas Hidrelétricas de Energia
UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima

1. Introdução

A transição energética global tem se intensificado nos últimos anos, impulsionada pela necessidade de se reduzir as emissões de gases de efeito estufa e de se cumprir as metas climáticas estabelecidas em âmbito internacional¹. Um dos setores de maior importância para o alcance destes objetivos é o setor elétrico, dada a sua relevância nas emissões. Neste contexto, energias renováveis estão sendo incorporadas aos sistemas elétricos em um ritmo sem precedentes.

De acordo com a IEA (2024a), apenas em 2023, foram adicionados 560 gigawatts (GW) de nova capacidade renovável na somatória dos países. Os investimentos em projetos de energia limpa se aproximam dos 2 trilhões de dólares por ano, o que representa quase o dobro do total investido na oferta de petróleo, gás e carvão. Como resultado, projeta-se que a capacidade global de geração renovável deva mais do que dobrar nos próximos anos, alcançando 10.000 GW até 2030. Conforme aponta o relatório “*Renewables 2024 - Analysis and forecast to 2030*” (IEA, 2024b), espera-se que mais de 5.500 GW de capacidade renovável sejam adicionados até 2030 a nível mundial, com a energia solar fotovoltaica representando cerca de 80% desse aumento e a energia eólica dobrando sua taxa de expansão em relação aos anos anteriores.

Embora essas fontes desempenhem um papel fundamental na transição energética e na redução das emissões de gases de efeito estufa, sua integração aos sistemas elétricos impõe desafios operacionais consideráveis. A intermitência característica dessas tecnologias requer a presença de recursos capazes de oferecer flexibilidade ao sistema, permitindo o balanceamento entre oferta e demanda em diferentes escalas temporais (IMPRAM; VARBAK NESE; ORAL, 2020). Há, portanto, uma significativa necessidade de adaptação por parte do paradigma operativo dos sistemas elétricos.

¹ O principal fórum para essas discussões é a Conferência das Partes (COP), realizada anualmente no âmbito da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima (UNFCCC). A COP reúne líderes globais para negociar e implementar ações destinadas a combater as mudanças climáticas. Além da COP, existem outros acordos e iniciativas significativos que contribuem para a agenda climática global. O Protocolo de Kyoto, adotado em 1997, estabeleceu metas obrigatórias de redução de emissões para países desenvolvidos. Posteriormente, o Acordo de Paris, firmado durante a COP21 em 2015, envolveu compromissos de praticamente todas as nações para limitar o aumento da temperatura global a menos de 2°C em relação aos níveis pré-industriais, com esforços para restringi-lo a 1,5°C. Além desses, iniciativas como o Fundo Verde para o Clima foram criadas para apoiar financeiramente países em desenvolvimento na implementação de medidas de mitigação e adaptação às mudanças climáticas (IPCC, 2023).

Historicamente, nos sistemas elétricos tradicionais, a operação era estruturada com base em um paradigma no qual a flexibilidade estava associada à necessidade de ajuste da geração para acompanhar as oscilações da demanda e responder a eventuais falhas imprevistas na geração ou na transmissão (NOSAIR; BOUFFARD, 2015). De modo geral, nos sistemas elétricos ao redor do mundo, esse modelo era viabilizado por matrizes energéticas predominantemente compostas por usinas despacháveis, como hidrelétricas e termelétricas, que ofereciam previsibilidade na operação e permitiam ajustes graduais na geração por meio de reservas operacionais previamente alocadas (HSIEH; ANDERSON, 2017).

Como resultado, a flexibilidade do sistema era essencialmente garantida por meio do planejamento antecipado e do acionamento estratégico de unidades geradoras, que tinham tempo suficiente para se preparar para as variações da carga (CAVADOS; PEREIRA, 2024).

Entretanto, em anos mais recentes, esse paradigma tradicional começou a ser desafiado com a crescente penetração das fontes renováveis variáveis (HIRTH, 2013, 2016). Diferentemente das usinas despacháveis convencionais, essas fontes apresentam intermitência e variabilidade, pois sua produção é determinada por fatores meteorológicos, tornando-as menos controláveis e introduzindo um novo nível de incerteza na geração de eletricidade (HSIEH; ANDERSON, 2017; NOSAIR; BOUFFARD, 2015). Adicionalmente, observa-se um fenômeno previsível, porém, de importante impacto na operação do sistema: a ocorrência de elevadas rampas em função da entrada ou da saída do sol e seu efeito na geração fotovoltaica. Como consequência, a carga líquida – definida como a diferença entre a carga bruta e a geração não despachável – passou a apresentar variações abruptas e taxas de flutuação mais elevadas, bem como a possuir importantes rampas em determinados períodos do dia, tornando a operação do sistema mais complexa e exigindo respostas mais ágeis e eficazes dos operadores do setor elétrico.

Esse novo cenário impõe uma transformação na maneira como a flexibilidade deve ser avaliada e planejada. Se antes o foco estava na garantia de capacidade e energia para atender às variações da carga, agora torna-se essencial considerar também a capacidade do sistema de lidar com variações da oferta, garantindo que haja recursos suficientes para ajustar a geração e manter a estabilidade do sistema. Dessa forma, a flexibilidade operativa passa a ser um atributo central do planejamento energético.

Embora não haja consenso acerca da definição de flexibilidade, conforme será tratado na seção 2 dessa tese, é possível definir a flexibilidade operativa como a habilidade do sistema elétrico de adaptar-se às variações de oferta e demanda de forma compatível com os intervalos entre comandos de despacho de geração (EPE, 2023a).

Conforme apresentado, a tendência de forte expansão das energias renováveis variáveis é um fenômeno mundial observado nos setores elétricos de diversos países, sendo este um movimento que também é percebido no Brasil, onde a rápida expansão das fontes renováveis variáveis tem remodelado seu setor elétrico. A título de ilustração, conforme apresenta o relatório "*Latin America Energy Outlook 2023*" (IEA, 2023), o Brasil, juntamente com México, Chile e Argentina, lidera o desenvolvimento de energia solar fotovoltaica e eólica na América Latina. O relatório destaca que a participação de fontes renováveis na geração de eletricidade na região deve dobrar até 2030, com papel crucial desempenhado pelo Brasil nesta trajetória.

Especificamente, no caso brasileiro, a perceptível expansão das fontes renováveis variáveis ganhou força a partir da década de 2010. Esse fenômeno foi decorrente de uma combinação de políticas públicas, iniciativas governamentais e fatores técnico-econômicos, que acabaram por incentivar a diversificação da matriz elétrica brasileira. Dentre as principais razões para esse crescimento, pode-se destacar (CORRÊA, 2017): i) a criação e realização de leilões específicos voltados para fontes renováveis, como, por exemplo, os Leilões de Fontes Alternativas de Energia Elétrica; ii) políticas de incentivo, como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), que promoveram o aumento da participação de fontes renováveis na matriz energética; iii) avanços técnicos e de reduções de custo das fontes eólica e solar fotovoltaica, que proporcionaram melhoria na eficiência de geração e redução dos custos, tornando-as mais competitivas frente às demais tecnologias. Como resultado, observa-se uma trajetória constante de aumento da participação relativa das fontes eólica e solar ao longo dos últimos anos.

Identifica-se, assim, algumas importantes tendências de reconfiguração da matriz de geração elétrica brasileira ao longo das últimas décadas. Historicamente, entre 1970 e 2000, a fonte hídrica se destacou como a principal tecnologia de geração, aumentando sua participação de forma constante neste período, chegando a representar 87% da capacidade instalada brasileira entre os anos de 1992 e 1999 (CORRÊA, 2017). Dessa forma, observa-se que o sistema elétrico brasileiro se estruturou com base em seu

expressivo parque hidrelétrico, que sempre desempenhou papel central na oferta de energia elétrica, bem como na prestação dos diversos serviços sistêmicos associados à geração e à operação. Esse modelo de suprimento consolidou-se a partir da construção de grandes Usinas Hidrelétricas de Energia (UHEs) com reservatórios de regularização, capazes de armazenar volumes significativos de água para a modulação da geração ao longo do tempo. Essa característica conferiu ao Brasil uma matriz predominantemente renovável, com alta flexibilidade operativa e capacidade de resposta às variações de carga e às condições hidrológicas (MME; EPE, 2020).

A partir dos anos 2000, principalmente em função da ocorrência da Crise do Apagão (CORRÊA, 2017), em 2001, foi possível constatar um processo de transição de uma matriz majoritariamente hídrica para uma matriz hidrotérmica. Entre os anos de 2001 e 2013, o parque térmico apresentou sucessivos aumentos de sua participação relativa, saltando de uma participação de 14%, no início do período, para 29%, em 2013 – o maior valor para a participação termelétrica na série histórica considerada. A taxa de crescimento média da fonte térmica para o período foi de aproximadamente 11% por ano.

Já em período mais recente, sobretudo a partir dos anos 2010, a tendência observada é de um aumento sustentado e contínuo das fontes eólica e solar. Especificamente, as fontes eólica e solar saltaram de 1% e 0% de participação, em 2010, para expressivos 16% e 8% em 2024, respectivamente. Combinado com esse movimento das fontes renováveis variáveis, se constatou uma expansão bem comedida da capacidade hidrelétrica ao longo das últimas décadas, tendo essa ampliação sido feita majoritariamente em usinas sem reservatórios. Essa conjunção de fatores levou a uma importante redução relativa da capacidade de regularização do sistema frente à evolução observada da carga ao longo dos últimos anos (MME; EPE, 2020, 2024).

Para os próximos anos, a tendência é de que as fontes renováveis variáveis permaneçam com seu forte ritmo de escalada. De acordo com dados do MME e EPE (2024), para a próxima década, projeta-se que a fonte eólica passará de 32.412 MW, em 2024, para 47.916 MW, em 2034, assumindo a segunda posição em termos de capacidade instalada na matriz elétrica. A fonte solar, por sua vez, sairá de 15.747 MW, em 2024, para 28.894 MW, em 2034². Para efeito de comparação, enquanto a eólica e a solar

² Cabe destacar que a fonte solar, se for contabilizada incluindo a Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), já ocupa o segundo lugar em termos de capacidade instalada total no sistema.

fotovoltaica devem agregar, de forma conjunta, 28.651 MW de capacidade ao sistema, as UHEs³ terão um acréscimo de apenas 6.479 MW na próxima década. Ainda assim, com essa projeção, o parque hidrelétrico responderá por uma capacidade instalada total de 115.902 MW em 2034, permanecendo como principal fonte de geração da matriz elétrica brasileira (MME; EPE, 2024).

Diante desse cenário de crescente participação das fontes renováveis variáveis, com redução na participação relativa das UHEs e da capacidade de regularização do sistema, órgãos de planejamento e operação do setor elétrico brasileiro ressaltam a importância de ampliar a flexibilidade operativa do Sistema Interligado Nacional (SIN). O que antes era um recurso abundante no sistema, tendo em vista a massiva participação de UHEs, incluindo grande capacidade de reservatório, agora, com a sua redução relativa, esse atributo de flexibilidade tende a ser um item cada vez mais necessário e limitado.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento de longo prazo, incorporou pela primeira vez no Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (PDE 2029), em 2020, uma análise específica dos requisitos de flexibilidade do sistema. Naquele estudo inicial, a EPE destacou que, à medida que a participação da hidroeletricidade com reservatório diminui e as fontes não-controláveis assumem papel protagonista na expansão, torna-se cada vez mais importante monitorar e avaliar os requisitos de flexibilidade necessários à operação segura do SIN (MME; EPE, 2020).

Essa visão está alinhada com a do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela operação em tempo real do sistema. O ONS vem alertando para desafios emergentes, como a redução dos patamares mínimos de carga líquida em certos horários (devido à alta geração solar fotovoltaica durante o dia) e a necessidade de novos recursos flexíveis para equilibrar o sistema nessas condições. De fato, já se observam ocasiões em que o ONS precisa acionar cortes de geração renovável (*curtailment*) durante horas de oferta excessiva – medida extrema que evidencia limites de flexibilidade operacional – ao mesmo tempo em que se enfrentam riscos de déficit de potência em horários de pico (HUBNER et al., 2022). Assim, é consenso no setor, endossado pelo planejador e operador do sistema, que o aumento da variabilidade na matriz exige reforçar a flexibilidade do sistema elétrico, de forma a manter os níveis desejados de segurança operativa e confiabilidade no fornecimento.

³ Usinas Hidrelétricas de Energias com mais de 30 MW.

Neste contexto atual, a flexibilidade operativa tornou-se um atributo crítico no cenário de transição energética que observamos no Brasil. No passado, a robusta capacidade de modulação das usinas hidrelétricas assegurava, quase sozinha, a flexibilidade necessária ao SIN. Entretanto, com a estagnação da expansão hidroelétrica e a entrada massiva de eólicas e solares, essa margem de manobra operacional se estreitou. Reconhecendo esse fato, a EPE enfatiza que o planejamento da expansão deve adaptar-se para garantir o suprimento dentro dos critérios de confiabilidade e economicidade, capturando o melhor de cada fonte disponível (EPE, 2018).

Em outras palavras, é necessário identificar e prover os recursos de flexibilidade adequados para que o sistema mantenha sua resiliência frente a perturbações (capacidade de recuperar-se de eventos adversos) e sua robustez (capacidade de operar sob diversas condições), garantindo níveis aceitáveis de confiabilidade no atendimento à carga. Neste sentido, de acordo com MME e EPE (2020), monitorar continuamente a flexibilidade do sistema passa a ser tão importante quanto monitorar a suficiência de energia ou potência, pois falhas em atender requisitos de rampa ou de ajuste rápido podem comprometer a estabilidade do sistema mesmo que haja energia e potência disponíveis. Em síntese, a avaliação periódica dos requisitos e recursos de flexibilidade do SIN desponta como ferramenta fundamental para antecipar desequilíbrios e orientar ações de planejamento e operação que preservem a segurança do abastecimento elétrico.

Ciente desses desafios, a EPE iniciou estudos específicos sobre flexibilidade operativa nos últimos anos. A Nota Técnica EPE/DEE nº 067/2018-r0 já havia conceituado os atributos de flexibilidade e capacidade e proposto diretrizes para incorporá-los ao planejamento da expansão (EPE, 2018). Posteriormente, no PDE 2029, o MME e a EPE desenvolveram uma metodologia pioneira de simulação da carga líquida horária probabilística para estimar requisitos de rampa do sistema (MME; EPE, 2020). Os resultados iniciais desse PDE sugeriram que, no horizonte até 2029, a expansão prevista – composta, em grande medida, por usinas eólicas, solares e térmicas flexíveis – seria capaz de atender às variações horárias com elevado grau de confiança. No entanto, há indicação para que haja um acompanhamento contínuo dos requisitos de flexibilidade e avanços metodológicos que permitam aferir, com maior precisão, a escassez de flexibilidade operativa no SIN.

Diante disso, a EPE tem buscado aperfeiçoar suas metodologias e seus estudos sobre o tema. É o caso da Nota Técnica EPE/DEE nº 076/2023, que apresenta uma

proposta de abordagem metodológica para se estimar os requisitos e os recursos de flexibilidade no SIN, na qual refina os critérios e modelos de cálculo desses requisitos (EPE, 2023a). O Plano Decenal de Energia 2034 (PDE 2034) caminhou na mesma direção, com a incorporação de distribuições horárias de carga líquida ao longo de todo o horizonte decenal (MME; EPE, 2024) e a manutenção das métricas probabilísticas utilizadas na Nota Técnica EPE/DEE nº 076/2023 para quantificar a adequação da flexibilidade do sistema: i) *Insufficient Ramping Resource Expectation* (IRRE); ii) Expectativa de Déficit de Flexibilidade (EDF).

Ambos os estudos concluem que há folga de recurso de flexibilidade para atendimento aos requisitos de flexibilidade horários em seus horizontes de avaliação. Apesar dessa indicação otimista, tanto o PDE 2034 como a Nota Técnica EPE/DEE nº 076/2023 reconhecem a existência de limitações na abordagem metodológica empregada e que estudos complementares são necessários. Por exemplo, os estudos dedicaram-se a analisar apenas rampas positivas (subida de carga), desconsiderando as rampas negativas. Além disso, destaca-se a necessidade de se monitorar os requisitos em escalas nacional e regional, tendo em vista que a geração e a carga podem estar geograficamente desacopladas. Por fim, há ainda a indicação para se aprimorar o levantamento de algoritmos de cálculo de requisitos de flexibilidade e disponibilidade de recursos para simulações computacionais. Todas essas limitações e simplificações adotadas, conforme descrito pela EPE, podem afetar a real disponibilidade de flexibilidade do sistema e levar a uma subestimação dos requisitos de flexibilidade ou a uma visão incompleta do problema (EPE, 2023a; MME; EPE, 2024).

Diante do exposto, evidencia-se que a investigação acerca do nível de flexibilidade do SIN está em uma etapa inicial de discussão e deve continuar sendo aprimorada. Levando-se em consideração as limitações da metodologia atualmente empregada pela EPE, abre-se uma oportunidade para se complementar os estudos buscando superar algumas de suas lacunas, ampliando a discussão acerca da avaliação do grau de flexibilidade do SIN para cenários futuros de expansão, sobretudo considerando a ampliação prevista da participação das energias renováveis variáveis no setor elétrico brasileiro.

A hipótese básica desta pesquisa é que a incorporação de restrições operacionais adicionais - como a consideração de limites de geração dinâmicos e de reserva de operação, e a ampliação do escopo de análise do IRRE - considerando rampas positivas

e negativas, bem como realizando uma avaliação segregada por subsistema, permitirá que seja feita uma avaliação mais realista acerca do grau de flexibilidade do SIN, sobretudo para um horizonte futuro com maior participação das fontes renováveis variáveis na operação.

Ademais, considera-se que o arcabouço regulatório atual é insuficiente para estimular uma correta alocação dos recursos frente à problemática levantada. Por exemplo, a ausência de mecanismos que remunerem serviços de flexibilidade (notadamente a capacidade de modulação das hidrelétricas) pode estar levando a uma alocação subótima de recursos flexíveis no sistema. Neste sentido, o desenho de incentivos adequados para recursos de flexibilidade (como, por exemplo, remuneração por reserva de capacidade ou serviços ancilares específicos para fornecimento de rampa) é necessário para garantir a manutenção e expansão desses recursos na proporção requerida pela nova matriz. Em suma, acredita-se que melhorias metodológicas na avaliação da flexibilidade operativa, aliadas a ajustes no arcabouço regulatório, são essenciais para assegurar que o SIN permaneça resiliente e confiável sob altas participações de renováveis intermitentes.

Para testar essas hipóteses, esta pesquisa lança mão de uma metodologia quantitativa complementada por uma abordagem qualitativa. Do ponto de vista técnico, será desenvolvida uma adaptação da métrica IRRE, incorporando restrições operacionais adicionais no modelo de cálculo de déficits de rampa. Essencialmente, será realizada uma análise de sensibilidade para cenários de alta penetração de renováveis variáveis, avaliando-se a demanda e a oferta de flexibilidade hora a hora. Para essas análises, serão incorporados fatores como requisitos de reserva operativa e limites dinâmicos de geração hidrelétrica em função de sazonalidade – de modo a se representar de maneira mais fidedigna o número de ocorrências de déficits de flexibilidade no sistema, tanto para rampas positivas como negativas. Esses exercícios buscam trazer maior clareza acerca da capacidade das usinas hidrelétricas de suportar as rampas de carga líquida que, dadas as projeções de expansão, se tornarão cada vez mais frentes, inesperadas e intensas.

Em complemento, a partir da análise numérica acerca da flexibilidade, será realizada uma avaliação sobre o aspecto regulatório associado, isto é, um breve exame sobre o modelo vigente de contratação e remuneração das usinas hidrelétricas e dos serviços ancilares existentes e sobre a ineficácia do arcabouço atual em incentivar o aumento da oferta de flexibilidade, por exemplo, pela inexistência de mecanismos

específicos para contratação e remuneração para a prestação de serviços de rampa. Neste sentido, serão indicados possíveis caminhos de proposições regulatórias que busquem solucionar os problemas identificados, de modo a se fomentar a discussão e a se estimular seu aprofundamento em novos trabalhos.

Diante do exposto, o objetivo central dessa tese é realizar uma avaliação quantitativa acerca da efetiva capacidade de flexibilidade operativa do sistema elétrico nacional para o atendimento de rampas horárias de carga líquida frente a cenários de expansão das fontes de geração renováveis variáveis.

Como objetivos específicos, destacam-se: i) análise da metodologia IRRE em termos de sua aplicação para sistemas caracterizados como limitados por energia⁴ em contraposição a sistemas limitados por capacidade; ii) validação da metodologia IRRE para o caso brasileiro, levando-se em consideração restrições adicionais e aplicação para rampas de carga líquida positivas e negativas; iii) apresentação acerca do arcabouço regulatório vigente e de caminhos regulatórios para viabilizar novos modelos de contratação e remuneração para agentes que possam prestar flexibilidade e serviços de rampa.

Esses objetivos buscam, em última instância, fornecer subsídios para um planejamento e uma operação do sistema elétrico mais robustos, garantindo que os benefícios da transição para energias limpas não sejam comprometidos por problemas de desempenho operativo.

Para atendimento a estes objetivos, estruturou-se este trabalho em quatro capítulos, para além dessa introdução. O Capítulo 2 consiste na revisão bibliográfica e referencial teórico, abordando os conceitos de flexibilidade operacional em sistemas elétricos, as métricas existentes para sua avaliação e uma revisão da metodologia *Insufficient Ramping Resource Expectation* (IRRE) para sistemas limitados por energia. No Capítulo 3, é detalhada a metodologia desenvolvida na pesquisa, englobando o a

⁴ Neste trabalho, entende-se por um sistema limitado por energia como sendo um sistema com predominância hidrelétrica em sua matriz e, portanto, sujeitos a restrições sazonais e operacionais significativas, diferindo fundamentalmente dos sistemas limitados por capacidade, nos quais a principal limitação é a entrega instantânea de potência elétrica para atender à demanda. Em outras palavras, um sistema limitado por energia não quer dizer que há déficit de energia, mas sim que as restrições operacionais e sazonais podem implicar em uma impossibilidade de entrega de rampa em determinado intervalo, mesmo que haja energia suficiente no sistema. Em síntese, há limitações para as possibilidades de entrega de rampa, em virtude de suas características operacionais e variações sazonais. Trata-se, portanto, de uma limitação de disponibilidade sazonal de capacidade.

apresentação do caso base para referência das análises, a descrição metodológica para aplicação das adaptações realizadas na métrica IRRE e a descrição dos cenários de expansão de energias renováveis variáveis para realização das análises de sensibilidade. O Capítulo 4 apresenta os resultados e discussões da aplicação da metodologia desenvolvida, debruçando-se sobre os indicadores de flexibilidade calculados para os cenários analisados nos diferentes subsistemas. Por fim, no Capítulo 5, é trazida uma síntese das principais constatações obtidas durante o trabalho com uma posterior discussão sob a ótica regulatória, considerando possibilidades de contratação e remuneração para agentes prestadores de serviço de flexibilidade. Nessa seção final, também são apontadas limitações do estudo e sugestões de trabalhos futuros, de modo a contribuir para a continuidade da pesquisa e do aperfeiçoamento no tema da flexibilidade operativa em sistemas elétricos com alta participação de renováveis.

2. Avaliação da Flexibilidade Operacional em Sistemas Elétricos: Conceitos, Métodos e Aplicações

2.1. Fundamentos da Flexibilidade Operacional em Sistemas Elétricos

A flexibilidade operacional é um conceito essencial para o funcionamento dos sistemas elétricos, refletindo a capacidade do sistema de equilibrar geração e carga sob condições de incerteza e variabilidade (NOSAIR; BOUFFARD, 2015). Portanto, trata-se de um elemento fundamental para a segurança e confiabilidade da operação desses sistemas.

Nos sistemas elétricos tradicionais, a necessidade de flexibilidade sempre esteve associada à capacidade de adaptação às oscilações da demanda e à resposta a falhas imprevistas na geração ou na transmissão (IMPRAM; VARBAK NESE; ORAL, 2020; NOSAIR; BOUFFARD, 2015). Operadores do sistema elétrico desenvolveram estratégias para gerenciar essas incertezas por meio do planejamento antecipado da geração, garantindo que houvesse margem suficiente para acomodar flutuações no consumo e responder a eventuais contingências. Como a matriz energética era predominantemente composta por usinas despacháveis, como termelétricas e hidrelétricas, os ajustes na oferta de eletricidade eram feitos de maneira relativamente previsível e eficiente, permitindo que o sistema operasse com segurança e estabilidade (HSIEH; ANDERSON, 2017).

Antes da ampla penetração das fontes renováveis variáveis, a flexibilidade era um aspecto inerente ao planejamento da operação, sendo garantida principalmente por meio da alocação de reservas operacionais (HSIEH; ANDERSON, 2017). Essas reservas, compostas por unidades geradoras operando abaixo de sua capacidade máxima ou prontas para entrar em operação rapidamente, permitiam que o sistema se ajustasse às oscilações da carga e respondesse a perturbações inesperadas, como falhas de equipamentos (IMPRAM; VARBAK NESE; ORAL, 2020). A necessidade de rápida adaptação era limitada, pois os padrões de variação da carga eram relativamente estáveis e previsíveis, possibilitando ajustes graduais no despacho das unidades geradoras (CAVADOS; PEREIRA, 2024).

A concepção dos sistemas elétricos estava fundamentada na premissa de que a geração deveria ser dimensionada para atender a picos de demanda, assegurando que houvesse capacidade ociosa suficiente para lidar com variações e contingências. Esse

modelo operacional fazia com que a flexibilidade fosse essencialmente uma questão de planejamento de reserva de capacidade, sendo suprida por geradores térmicos e hidrelétricos que podiam ser acionados conforme necessário (HSIEH; ANDERSON, 2017; IMPRAM; VARBAK NESE; ORAL, 2020).

Em síntese, embora a necessidade de equilíbrio instantâneo entre geração e consumo sempre tenha sido um princípio fundamental da operação dos sistemas elétricos, a flexibilidade era tratada de forma relativamente simplificada, uma vez que a variabilidade estava concentrada no lado da demanda e possuía um padrão mais previsível. No entanto, esse paradigma começou a ser desafiado com a introdução das fontes renováveis variáveis, que trouxeram novas exigências de flexibilidade ao sistema (ALIZADEH et al., 2016).

A integração crescente das fontes renováveis variáveis passou a impor uma nova dinâmica à operação dos setores elétricos, caracterizada por um maior nível de complexidade advinda, sobretudo, da incerteza adicionada à geração de eletricidade. Isso ocorre porque fontes como a solar fotovoltaica e a eólica possuem produção determinada por condições meteorológicas, tornando-as inerentemente intermitentes e menos controláveis do que as usinas despacháveis convencionais, incluindo o fato de não serem despacháveis para “cima”⁵ (HSIEH; ANDERSON, 2017; NOSAIR; BOUFFARD, 2015). Além da intermitência, essas fontes possuem elevada variabilidade e baixa previsibilidade, resultando em maior incerteza sobre a sua geração (CAVADOS; PEREIRA, 2024). Mesmo a variação previsível, como a entrada ou a saída do sol, ocasiona em importantes rampas de atendimento. Como resultado, a carga líquida – definida como a diferença entre a carga bruta e a geração não despachável – passou a apresentar variações abruptas e taxas de flutuação mais elevadas, bem como a incorporar rampas muito acentuadas, aumentando os desafios de planejamento e operação em tempo real.

A crescente penetração das fontes renováveis variáveis tem imposto condições operacionais mais dinâmicas, exigindo ajustes mais rápidos e frequentes na geração despachável para acomodar oscilações imprevisíveis na oferta de eletricidade. De acordo com Impram, Varbak Nesse e Oral (2020), essa dinâmica acarreta um uso intensivo dos

⁵ Além da intermitência inerente a estas fontes, estas usinas se caracterizam também por serem não despacháveis para "cima", o que as impede de serem “redespachadas” para cobrir outras usinas que reduziram a geração entregue ao sistema.

ativos geradores tradicionais, podendo reduzir sua vida útil devido ao desgaste causado por ciclos operacionais excessivos e exigindo investimentos adicionais em manutenção.

Em cenários de alta participação renovável, a necessidade de rampas de carga acentuadas e súbitas torna-se mais recorrente, impactando diretamente a operação das usinas convencionais, que precisam ser ligadas e desligadas com maior frequência (IMPRAM; VARBAK NESE; ORAL, 2020). Mais especificamente, as rampas de carga são definidas como a variação das cargas líquidas entre dois intervalos de tempo determinados. Ao se avaliar a distribuição e o perfil das rampas de carga horária, é possível verificar o impacto das fontes renováveis variáveis em termos de flexibilidade do sistema na medida em que aumentam a sua participação (MME; EPE, 2020).

No âmbito da flexibilidade, as análises de rampas podem ser classificadas em dois grandes grupos, de acordo com a escala de tempo em que ocorrem. O primeiro grupo engloba rampas que se desenvolvem em intervalos de tempo iguais ou superiores ao período entre comandos de despacho do operador. Nesses casos, há a possibilidade de intervenção do operador, que pode adotar ações corretivas para garantir o atendimento ao requisito de rampa. Já o segundo grupo abrange rampas que ocorrem em intervalos menores do que o tempo entre os despachos, tornando necessária a atuação de mecanismos automáticos para que a demanda por flexibilidade seja atendida. Esse segundo tipo de rampa está diretamente relacionado à necessidade de reserva operativa do sistema, sendo usualmente tratado como um serviço ancilar⁶ (MME; EPE, 2020). No entanto, esses serviços não são o foco desta tese. No presente estudo, considera-se o intervalo entre horas subsequentes dentro de um mesmo dia como o período de avaliação das rampas de carga e, conseqüentemente, de análise sobre a flexibilidade.

A própria definição do conceito de flexibilidade reflete o movimento de transformação dos setores elétricos ao longo dos últimos anos. Enquanto nos sistemas convencionais a flexibilidade era entendida como a capacidade de ajuste da geração despachável para acompanhar a demanda, atualmente essa definição precisa englobar a

⁶ De acordo com a Nota Técnica nº 132/2019 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2019), os serviços ancilares são funções essenciais que garantem a segurança, confiabilidade e qualidade da operação do SIN. Esses serviços são prestados por agentes do setor elétrico e visam a estabilidade da frequência, controle de tensão, recomposição do sistema após falhas, entre outras funções indispensáveis para o funcionamento adequado do SIN. Atualmente, o SIN dispõe dos seguintes serviços ancilares: i) Autorrestabelecimento Integral; ii) Autorrestabelecimento Parcial; iii) Controle Primário de Frequência; iv) Controle Secundário de Frequência; v) Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa; vi) Sistema Especial de Proteção (SEP); e vii) Suporte de Reativos.

habilidade do sistema de absorver flutuações da geração renovável de forma eficiente e economicamente viável. Nesta linha, a IEA (2008) foi uma das primeiras entidades a apresentar uma definição que englobava essas dimensões e que considerava a eminente expansão das fontes renováveis variáveis, indicando que “um sistema elétrico é flexível se ele puder, dentro de limites econômicos, responder rapidamente a grandes flutuações na demanda e na oferta, tanto variações programadas quanto imprevistas”.

Cabe enfatizar, no entanto, que a definição de flexibilidade não é única e nem universal (ALIZADEH et al., 2016; CAVADOS; PEREIRA, 2024; IMPRAM; VARBAK NESE; ORAL, 2020; NOSAIR; BOUFFARD, 2015). Diferentes autores e entidades têm contribuído com suas próprias definições, as quais tendem a incluir perspectivas e abordagens que se adequam aos seus campos de estudo e enfoque.

Um primeiro grupo de autores apresenta a flexibilidade de forma mais ampla como sendo a capacidade de um sistema elétrico de manter o equilíbrio entre geração e carga, preservando a continuidade no fornecimento, sob condições de incerteza que advêm tanto do lado da oferta como da demanda (HSIEH; ANDERSON, 2017; IMPRAM; VARBAK NESE; ORAL, 2020).

Uma definição amplamente aceita, sobretudo com a crescente expansão das fontes renováveis variáveis, estabelece a flexibilidade como sendo a capacidade de resposta do sistema elétrico a variações na carga líquida. Essa abordagem destaca a necessidade de mobilizar os recursos de flexibilidade para compensar flutuações nos requisitos de flexibilidade que não são atendidos pelas fontes renováveis variáveis (LANNOYE; FLYNN; O’MALLEY, 2012a). Cabe, aqui, apresentar a definição dos conceitos de requisitos de flexibilidade e recurso de flexibilidade.

O requisito de flexibilidade se refere à necessidade do sistema elétrico de ajustar a oferta de eletricidade para equilibrar a demanda de carga líquida dentro de um determinado intervalo de tempo. Esse requisito reflete a capacidade do sistema de compensar variações rápidas e imprevisíveis na geração renovável ou no consumo, garantindo, assim, a estabilidade e a confiabilidade do suprimento de energia. Dessa forma, a série temporal das variações da carga líquida é considerada um indicador do requisito de flexibilidade do sistema, pois representa a necessidade combinada de flexibilidade decorrente tanto das oscilações da carga quanto da geração variável.

Por outro lado, os recursos de flexibilidade referem-se aos ativos e mecanismos disponíveis no sistema elétrico para atender aos requisitos de flexibilidade. Esses recursos compreendem um conjunto de elementos dentro do sistema elétrico, incluindo: (i) Geradores convencionais despacháveis – principais provedores de flexibilidade, consistindo em unidades capazes de ajustar rapidamente sua geração, como usinas termelétricas e hidrelétricas (quer seja com ou sem reservatório); (ii) Sistemas de armazenamento de energia – tecnologias como baterias ou usinas hidrelétricas reversíveis, que podem armazenar o excesso de energia durante períodos de alta geração renovável e liberá-la quando necessário; (iii) Programas de resposta da demanda – iniciativas que incentivam consumidores a ajustar seu consumo de eletricidade em resposta a sinais de preço ou às necessidades do sistema; (iv) Interconexões e comércio de energia – importação e exportação de eletricidade entre regiões ou países para lidar com déficits ou excedentes locais; (v) Recursos distribuídos – unidades de geração e armazenamento de menor escala conectadas à rede de distribuição, que podem contribuir localmente para o balanceamento do sistema (LANNOYE; FLYNN; O’MALLEY, 2012a).

Na mesma linha de Lannoye, Flynn e O’Malley, a EPE (2023a) define a flexibilidade operativa como “a habilidade do sistema lidar com variações de oferta e demanda compatíveis com os intervalos entre comandos de despacho de geração”. Assim, a flexibilidade se relaciona com a existência e disponibilidade de recursos adequados para promover o atendimento às variações de carga do sistema entre dois instantes de tempo (requisitos de flexibilidade), sendo dado em megawatt por hora (MW/h). Nota-se, portanto, que o conceito de flexibilidade é diferente dos conceitos de: i) capacidade, que se relaciona à existência de recursos para atendimento instantâneo a todos os níveis da demanda previstos, com grau de risco determinado pelos critérios de suprimento de potência, e que é dada em megawatt (MW); e ii) energia, que se relaciona-se à existência de recursos capazes de atender às necessidades acumuladas de demanda em períodos mais longos, como meses e anos, neste caso, dada em megawatt-hora (MWh) ou megawatt médio (MWmed) (EPE, 2023a).

Retomando a definição de flexibilidade, há um grupo de autores que enfatiza a flexibilidade como sendo a habilidade do sistema elétrico de modificar a produção ou o consumo de eletricidade diante de variações esperadas ou inesperadas. Essa perspectiva amplia a abordagem anterior, deixando em evidência que os sistemas elétricos, ao

planejarem seus recursos, podem considerar também o potencial de controle da demanda. Por exemplo, tem-se a definição da IEA (2011), onde a “flexibilidade expressa a capacidade de um sistema de ajustar sua produção ou consumo de eletricidade em resposta a variações, sejam estas previstas ou não.”

Alguns autores caminham na direção de incorporar a questão temporal na definição de flexibilidade. Esse enfoque fica evidente em definições como a da NERC (2010), que estabelece a flexibilidade como sendo o “potencial de capacidade a ser mobilizado dentro de um determinado período”. Na mesma direção, Bouffard e Ortega-Vazquez (2011) definem a flexibilidade como sendo "o potencial de capacidade a ser mobilizado dentro de um determinado período de tempo para responder às mudanças na carga líquida”. Uma definição semelhante é apresentada por Dvorkin, Kirschen e Ortega-Vazquez (2014), onde a “flexibilidade é a capacidade do sistema elétrico de acomodar as mudanças na carga líquida ajustando a entrada de cargas flexíveis ou a saída das unidades de geração em diferentes intervalos de regulação”.

De forma complementar, alguns autores apresentam definições que incorporam aspectos mais técnicos, como verificado em Bucher *et al.* (2015), que apresenta a flexibilidade operacional como a “capacidade do sistema elétrico de amortecer distúrbios (como desligamentos de geradores devido a erros de previsão ou mudanças na injeção de potência) para proteger a operação segura do sistema”, e em Makarov et al. (2011), onde a flexibilidade é estabelecida “em termos de capacidade de potência (MW), taxa de rampa (MW/min), isto é, a capacidade de aumentar a produção de energia a uma determinada taxa, e duração da rampa (min), ou seja, a capacidade de sustentar a rampa por um determinado período de tempo”

É possível adicionar, ainda, o aspecto econômico na definição da flexibilidade operativa, reconhecendo que a capacidade de adaptação do sistema elétrico não pode ser avaliada apenas sob uma ótica técnica, mas também deve considerar sua viabilidade econômica. Nesse sentido, Ma et al. (2012) definem a flexibilidade como "a capacidade de um sistema elétrico de lidar com a variabilidade e a incerteza tanto na geração quanto na demanda, mantendo um nível satisfatório de confiabilidade a um custo razoável⁷, ao

⁷ A própria definição de um custo razoável é complexa, pois, perante o risco de uma interrupção de fornecimento ou de um black-out, qualquer custo de reforço pode ser encarado como razoável. Por outro lado, este custo pode ser tão alto que o impacto na tarifa do consumidor se torne inviável para seu custeio.

longo de diferentes horizontes temporais", evidenciando a necessidade de equilibrar segurança e custos na operação do sistema.

De forma semelhante, Zheng et al. (2012) ampliam essa visão ao definir flexibilidade como "a capacidade do sistema de responder a um conjunto de desvios identificados por critérios de gestão de risco, por meio da mobilização de ações de controle disponíveis dentro de prazos e limites de custo predefinidos", indicando que a resposta às incertezas deve ser estruturada dentro de uma lógica de planejamento econômico. Cavados e Pereira Jr. (2024) reforçam essa abordagem ao definir a flexibilidade como "a capacidade de manter a confiabilidade do suprimento a custos razoáveis, mesmo ao lidar com incertezas na demanda e variabilidade na geração", argumentando que a expansão da flexibilidade não deve ser apenas um imperativo técnico, mas também um processo economicamente sustentável.

Diante das diferentes vertentes de definição de flexibilidade, que se complementam no sentido de considerar aspectos distintos em sua formulação, para este trabalho, a flexibilidade será estabelecida como a capacidade ou habilidade de resposta do sistema elétrico a variações na oferta e demanda horária (carga líquida horária), em linha com as definições apresentadas por Lannoye, Flynn e O'Malley (2012a) e EPE (2023a).

Em síntese, a flexibilidade é um atributo essencial que emerge e ganha força com o crescimento da participação das fontes renováveis variáveis nos sistemas elétricos. Esse fenômeno torna cada vez mais importante aprimorar o planejamento e a operação do sistema, pois a imprevisibilidade na geração reduz o tempo disponível para ajustes operacionais, exigindo estratégias que mitiguem seus impactos sistêmicos. Para lidar com esses desafios, diferentes métricas foram desenvolvidas para avaliar a flexibilidade dos sistemas elétricos, cada uma com suas especificidades e aplicações, conforme discutido na próxima seção.

2.2. Principais Métricas para Avaliação da Flexibilidade

Conforme visto, a integração em larga escala de fontes renováveis variáveis exige a avaliação da flexibilidade operacional dos sistemas elétricos interligados. No entanto, a definição de uma única métrica para quantificar a necessidade de flexibilidade não é uma

tarefa fácil. Diversos índices e metodologias têm sido propostos internacionalmente – em literatura acadêmica e relatórios técnicos – para quantificar quão bem um sistema pode se adaptar a variações de carga e geração. Cada referência aborda possibilidades distintas, lidando de forma específica com a flexibilidade e exigindo diferentes dados de entrada e níveis de complexidade.

Neste sentido, torna-se necessária a realização de uma revisão das diferentes metodologias encontradas, buscando organizar essas métricas em diferentes categorias e identificando para cada índice seu objetivo, metodologia básica, aplicações e eventuais limitações. Essa revisão é apresentada nas subseções subsequentes.

2.2.1. Sinais de Inflexibilidade Operativa (Indicadores Indiretos)

Antes de abordar índices formais, é útil notar os indicadores indiretos de falta de flexibilidade – essencialmente sintomas operativos de um sistema inflexível. Exemplos comuns incluem: desvios frequentes de frequência e violações de qualidade da frequência; altos valores de *Area Control Error* (ACE) persistentes; insuficiências de balanço carga-geração e acionamento de cargas interrompíveis; volumes significativos de *curtailment* de geração renovável ou até mesmo corte de carga; além de ocorrências de preços de energia extremamente baixos ou negativos e volatilidade elevada de preços no mercado (BIRD et al., 2016; COCHRAN et al., 2014; HEGGARTY et al., 2020; SREEKUMAR et al., 2022; ULBIG; ANDERSSON, 2015; WANG; HODGE, 2017).

O objetivo desses indicadores indiretos é inferir a flexibilidade pelo grau de “inflexibilidade” observado. Por exemplo, muita energia renovável variável desperdiçada ou dificuldade em manter a frequência indicam que o sistema não consegue se ajustar rapidamente às variações. A metodologia é simplesmente monitorar e medir essas ocorrências, como número de eventos fora da faixa de frequência, horas/energia cortada⁸ de renováveis variáveis, horas com preços negativos, etc. Aplicações típicas incluem análises pós-operatórias e comparações entre sistemas ou períodos, como a contabilização de horas do ano em que houve corte da geração eólica, o que permite uma comparação em termos de flexibilidade entre dois sistemas elétricos, por exemplo.

⁸ Vale ressaltar que o nível de *curtailment* pode ser prospectivo e, portanto, que este pode ser quantificado, inclusive, monetariamente.

Entre os pontos positivos, destaca-se que esses indicadores usam dados operacionais reais e fornecem um diagnóstico direto sobre problemas de flexibilidade. Além disso, são indicadores de fácil compreensão pelos operadores e reguladores. Por outro lado, apresentam limitações claras: são medidas reativas, não preditivas – isto é, sinalizam falhas depois que ocorrem, em vez de antecipar requisitos futuros. Além disso, não quantificam diretamente a quantidade de flexibilidade disponível ou necessária, servindo mais como alerta qualitativo do que como métrica de planejamento.

2.2.2. Ferramentas Gráficas e *Frameworks* Qualitativos de Avaliação da Flexibilidade

Nesta categoria estão métodos que apresentam uma visão agregada da flexibilidade sem um cálculo probabilístico complexo, muitas vezes úteis em estágios preliminares de planejamento ou comunicação.

Flexibility Chart (Gráfico de Flexibilidade): Trata-se de uma ferramenta visual (gráfico de flexibilidade) introduzida em estudos pioneiros para categorizar os recursos de flexibilidade disponíveis no sistema. Tipicamente, os gráficos elencam, para cada tipo de recurso (hidrelétricas, térmicas, baterias, demanda despachável, etc.), a capacidade de reserva ou de rampa que ele pode fornecer. Geralmente, adiciona-se informação do porte relativo de cada fonte, como percentual da capacidade instalada do parque térmico em relação à demanda de pico, para contextualizar a contribuição de cada categoria (MLADENOV et al., 2018; SREEKUMAR et al., 2022).

O objetivo do *Flexibility Chart* é oferecer uma fotografia do estoque de flexibilidade do sistema em determinado instante ou cenário, e sua metodologia é relativamente simplificada. Para sua elaboração, deve-se reunir todos os recursos fisicamente disponíveis e suas capacidades de modulação, plotando-os no gráfico de forma ordenada. A aplicação principal é em análises de planejamento de alto nível – por exemplo, para comparar a flexibilidade estrutural de dois países ou sistemas distintos, ou para comunicar a necessidade de certos recursos de forma rápida e acessível (MLADENOV et al., 2018; SREEKUMAR et al., 2022).

Como pontos positivos, destaca-se que se trata de ferramenta de fácil elaboração, introdução e interpretação, servindo como um instrumento de comunicação simplificada

sobre a diversidade de recursos flexíveis ou a falta desses. Também permite identificar rapidamente eventuais lacunas, como, por exemplo, uma rápida visualização se grande parte da flexibilidade advém de um só tipo de recurso. Entretanto, suas limitações incluem o fato de ser uma visão estática e agregada. Desse modo, o *Flexibility Chart* não indica se aquela composição é suficiente para atender a variações reais de carga e de geração ao longo do tempo. Em suma, não avalia explicitamente a adequação temporal da flexibilidade. Como ilustração, pode-se listar 1000 MW de reserva de rampa em um sistema, mas não fica evidente se essa capacidade cobre rampas específicas de carga líquida. Portanto, esse recurso gráfico deve ser sempre complementado por análises dinâmicas adicionais.

GIVAR III (Grid Integration of Variable Renewables): O GIVAR III, desenvolvido no âmbito da Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency* – IEA), é um exemplo de *framework* que leva em consideração um sistema de pontuação para que seja feita uma avaliação da prontidão do sistema para níveis crescentes de renováveis. Diferentemente de um único indicador numérico de operação, trata-se de um conjunto de critérios que produz uma pontuação composta de flexibilidade. O GIVAR III incorpora parâmetros críticos do sistema, tais como: mix de geração (diversidade e capacidade instalada de fontes), características do suprimento de combustível, potencial de intercâmbio via interconexões, existência de mercados de energia e de serviços auxiliares eficientes, e robustez da rede elétrica. O resultado desse *framework* é frequentemente traduzido na penetração máxima factível de renováveis variáveis que o sistema suportaria dadas suas características, ou seja, o GIVAR III indica até quanto de fontes eólica e solar, por exemplo, poderia ser integrado ao sistema sem comprometer a operação. O objetivo é, portanto, medir a flexibilidade de forma holística, além dos aspectos puramente técnicos de rampa, incluindo condições de mercado e da rede (COCHRAN et al., 2014; LANNOYE; FLYNN; O’MALLEY, 2012b; MLADENOV et al., 2018).

Aplicações típicas envolvem estudos comparativos entre diferentes países e sistemas ou a identificação de gargalos estruturais. Como ilustração, um país com pouca rede de transmissão pouco difundida e mercado pouco líquido receberia pontuação baixa, sinalizando necessidade de investimentos ou reformas neste sistema antes de se expandir as renováveis. Como aspectos positivos, o GIVAR III proporciona uma visão abrangente, reconhecendo que flexibilidade não é só um atributo das usinas, mas também de regras

operativas e da infraestrutura disponível. É útil para o planejamento de longo prazo e discussões regulatórias. Por outro lado, sua limitação reside na subjetividade e agregação. Por englobar múltiplos fatores em um índice final, pode-se facilmente ocultar detalhes relevantes, como, por exemplo a existência de uma boa malha de transmissão⁹ - não considerada – que poderia compensar a falta de reserva em usinas, refletindo uma baixa pontuação final. Além disso, esse *framework* não modela explicitamente a operação hora a hora, apresentando resultado em nível agregado. Por isso, essa metodologia serve mais como um *screening* (seleção / triagem) do que como uma análise operacional preditiva.

FAST2 (Flexibility Assessment Tool): Desenvolvida sob coordenação da IEA, a ferramenta FAST2 é uma metodologia computacional para avaliação técnica da adequação de flexibilidade do sistema. Seu objetivo é fornecer um diagnóstico rápido de flexibilidade no planejamento, sem requerer a modelagem completa do despacho horário (IRENA, 2017). A metodologia do FAST2 utiliza séries temporais de carga líquida e características de rampa dos recursos despacháveis para determinar se, em cada intervalo de tempo, a reserva de rampa disponível atende à necessidade de variação esperada (BONNEVILLE POWER ADMINISTRATION; EPRI; NORTHWEST POWER NORTHWEST POWER AND CONSERVATION COUNCIL, 2015). Essencialmente, é um modelo simplificado que varre diversos cenários de variabilidade (sub-horária, horária e diária) e identifica lacunas de flexibilidade, indicando se o sistema carece de capacidade de ajuste em algum horizonte temporal.

Aplicações incluem estudos de integração de renováveis em novos patamares, como, por exemplo, testes acerca de qual participação relativa de renováveis, tendo em vista a estrutura atual de usinas e operações, o sistema poderia suportar. Como ponto positivo, o FAST2 foi concebido para ser simples e expedito, sendo útil como ferramenta de triagem antes de empreender estudos mais detalhados, como simulações mais complexas que incluam despacho (COCHRAN et al., 2014). Assim, ele permite analisar diversos cenários rapidamente e comparar resultados (flexibilidade suficiente ou insuficiente). Por outro lado, suas simplificações implicam limitações: nem todos os detalhes de restrições operativas são considerados; a qualidade dos resultados depende da qualidade das séries temporais de entrada; e o FAST2 não fornece um “número de

⁹ Neste sentido, vale explicar que a rede de transmissão não cria reserva de flexibilidade de uma forma global. No entanto, ela permite que se direcione este recurso de reserva de geração de uma região (com excedente) para outra (com déficit).

flexibilidade” único, mas sim uma avaliação de suficiência ou não, exigindo interpretação pelo analista. Ainda assim, de modo geral, o FAST2 tem sido adotado em relatórios para dar embasamento técnico inicial sobre requisitos de rampa necessários frente à crescente variabilidade dos sistemas.

Conforme apresentado, tanto os *Flexibility Charts* quanto *frameworks* como GIVAR e FAST2 situam-se em uma camada preliminar de análise. Assim, esses métodos servem como ferramentas de triagem e comunicação simplificada (identificando se é preciso análise mais aprofundada), em contraposição a métricas mais robustas que requerem maior esforço de dados e modelagem, as quais serão apresentadas adiante.

2.2.3. Índices Quantitativos Baseados nas Características de Geração

Outra classe de métricas visa quantificar a flexibilidade intrínseca do parque gerador ou da rede, a partir de parâmetros técnicos de unidades e da infraestrutura, em vez de simular diretamente a operação ao longo do tempo. Esses índices podem auxiliar planejadores a comparar tecnologias ou medir o efeito de alterações no mix de geração. Na sequência, serão descritos alguns desses métodos.

Índice de Flexibilidade Normalizado (*Normalized Flexibility Index* - NFI):

Este índice, proposto para avaliar a flexibilidade relativa de usinas e do sistema, calcula quão ampla e rápida é a faixa operativa de cada unidade geradora. O NFI de uma unidade é dado por uma fórmula simples: diferença entre sua potência máxima e mínima, multiplicada pela taxa média de rampa (de subida e descida), e dividida por duas vezes a potência máxima. Essa normalização gera um valor adimensional (em porcentagem) que reflete a capacidade proporcional de modulação daquela unidade. Por exemplo, uma usina cujo NFI seja alto pode reduzir em muito a sua geração e também subir rapidamente a geração quando necessário. A partir do NFI de cada gerador, define-se o NFI do sistema como a média ponderada pela capacidade instalada de cada fonte (MA et al., 2012). Assim, o objetivo do NFI é identificar unidades mais ou menos flexíveis de forma comparativa.

Aplicações incluem estudos de planejamento em que se quer medir o impacto de inserir determinada usina. Por exemplo, ao se adicionar térmicas a gás de ciclo aberto (com alta capacidade de ofertar rampa e variação) aumentaria o NFI médio do sistema,

ao passo que adicionar uma nuclear (geração altamente inflexível) o reduziria. Também pode ser usado para ranquear unidades na contratação de recursos de flexibilidade. Entre suas vantagens, destacam-se: (i) Simplicidade de cálculo, por requerer apenas dados estáticos de usinas (produções máxima e mínima e taxa de rampa); (ii) Clareza conceitual, pois combina alcance de geração e velocidade de resposta em um só número; e (iii) Permite uma visão agregada da flexibilidade estrutural do sistema a partir da composição de suas fontes. Entretanto, suas limitações são notáveis. Por ser um índice estático, o NFI não considera a cronologia das necessidades. Ou seja, uma alta capacidade de rampa só é útil se for necessária naquele intervalo, e o NFI não garante que a rampa agregada atenderá às variações reais de carga. Além disso, ele pondera todos os períodos igualmente – não distingue se a flexibilidade está disponível nos momentos críticos ou ociosos. Assim, um sistema pode ter NFI elevado, mas ainda falhar em situações específicas - por exemplo, se recursos flexíveis estiverem desligados em determinada hora. Em resumo, o NFI é mais adequado como indicador de potencial técnico de flexibilidade, devendo ser complementado por análises operacionais para verificação de suficiência.

Bulk System Flexibility Index (BuSFI): Diferente do índice anterior, que foca nos recursos de geração, o BuSFI é uma métrica voltada para avaliação a flexibilidade considerando restrições da rede de transmissão. Proposto por Capasso et al. (2014), seu objetivo é quantificar quanta variação de geração em um determinado nó ou zona do sistema pode ser acomodada antes que a rede atinja limites operativos. Em termos simplificados, o BuSFI de um ponto do sistema é definido como a variação máxima de geração injetada nesse local que o sistema suporta sem violar margens de segurança da transmissão¹⁰. Essa variação máxima admissível seria então um indicativo da flexibilidade - “*bulk*” - disponível naquele ponto, já que além desse valor ocorreria congestionamento ou sobrecarga na rede. A metodologia para calcular o BuSFI envolve rodar modelos de fluxo de potência ou otimização de despacho com incrementos de geração em certos nós até encontrar o ponto de colapso. Portanto, é um índice mais analítico e locacional.

O BuSFI pode ser útil em planejamento de transmissões e avaliação da integração de renováveis concentradas. Por exemplo, ao estudar a conexão de um grande parque

¹⁰ Essencialmente, trata-se da "Margem de Transmissão" que é utilizada em Leilões de Expansão no setor elétrico brasileiro.

eólico em certa região, calcula-se o BuSFI local. Se o resultado for baixo, há indicação de que pequenas variações de geração já podem causar problemas, sinalizando necessidade de reforço de rede ou recursos adicionais na área (CAPASSO et al., 2014; COCHRAN et al., 2014). Em termos positivos, o BuSFI incorpora explicitamente a malha de transmissão na discussão de flexibilidade, algo que métricas puramente geradoras não fazem. Isso é interessante, pois um sistema pode ter geração flexível, mas se a rede é frágil, a flexibilidade efetiva entregue ao consumo pode ser baixa. Além disso, o BuSFI fornece um critério quantitativo para planejar reforços e melhorias na rede de transmissão. Ou seja, pode-se aumentar a transmissão até atingir um BuSFI desejado. Como limitações, por outro lado, tem-se que o BuSFI é relativamente complexo de calcular e interpretar. Isso porque este método não resulta em um único número do sistema, mas sim vários índices locais (para cada nó e região). A agregação desses valores para uma visão sistêmica não é trivial. Ademais, o BuSFI foca nas variações máximas possíveis, que são situações extremas, podendo não refletir eventos cotidianos menores que também exigem flexibilidade. Em suma, é uma métrica poderosa para analisar flexibilidade sob a ótica espacial e de rede, porém de uso mais específico em estudos detalhados.

2.2.4. Métricas Probabilísticas de Adequação da Flexibilidade

Para planejamento e avaliação mais rigorosa, foram desenvolvidos índices inspirados em métricas tradicionais de confiabilidade, como o *Loss of Load Expectation* (LOLE), *Loss of Load Probability* (LOLP), *Expected Energy Not Served* (EENS), entre outras. Tais índices foram adaptados para tratar eventos de insuficiência de flexibilidade ao invés de simplesmente falta de capacidade estática. Essas métricas probabilísticas usam simulação ou análise estatística das séries de carga e geração para estimar a frequência, duração ou magnitude de situações em que o sistema não consegue responder às variações de curto prazo.

Cabe ressaltar que outras métricas baseadas em parâmetros técnicos aparecem na literatura, como, por exemplo, índices de “rampagem máxima do sistema”, que compara a rampa máxima exigida de carga líquida contra a rampa máxima disponível de geração em certo intervalo, ou o “fator de flexibilidade de reserva”, que apresenta o percentual da capacidade que pode ser despachada em determinado intervalo. Tais métricas, entretanto,

costumam ser variações ou componentes dos principais índices probabilísticos, os quais serão apresentados a seguir.

Expectativa de Perda de Eólica (*Loss of Wind Expectation* – LOWE):

Enquanto métricas de adequação usualmente calculam perda de carga, a LOWE foi proposta como um método análogo voltado ao caso das renováveis variáveis, particularmente para a eólica. Seu objetivo é estimar a probabilidade de ocorrerem cortes de energia eólica ao longo de um horizonte (tipicamente um ano) devido à inflexibilidade do sistema. A metodologia considera os cenários de vento e carga e verifica se existem períodos em que a geração eólica disponível excede a capacidade do sistema de absorvê-la - por limitação de queda de carga líquida, ou seja, outras fontes já no mínimo operacional e ainda se verifica excedente eólico. A LOWE é, então, a probabilidade ou frequência esperada desses eventos de *curtailment* para a geração eólica. A LOWE resultante é dada em um valor percentual e sua interpretação indica que aquele valor percentual é a quantidade de horas que se espera ter que derrubar geração eólica por falta de flexibilidade no restante do sistema (MA et al., 2012).

A LOWE é útil para comparar a flexibilidade de diferentes sistemas ou evoluções quando o interesse é especificamente a acomodação de energia eólica. Também pode servir como indicador de limite de penetração eólica, indicando, caso ocorra um aumento acentuado da LOWE ao elevar a participação de eólica, que a partir deste ponto grande parte da energia adicional seria desperdiçada. Como aspecto positivo, a LOWE foca diretamente em renováveis não atendidas, traduzindo flexibilidade em termos de aproveitamento da fonte, sendo, assim, uma métrica relevante para planejadores energéticos e ambientais. Além disso, é conceitualmente simples e semelhante a índices de adequação conhecidos. Como pontos negativos, a LOWE apresenta escopo restrito, aplicando-se principalmente à fonte eólica (embora, em princípio, possa ser adaptada à fonte solar fotovoltaica). Além disso, essa métrica ignora a magnitude da energia desperdiçada, focando apenas na probabilidade de ocorrência e não em quantos MWh são cortados. Vale ressaltar que a LOWE não aborda rampas ascendentes, focando somente no excesso de geração renovável. Por fim, configura-se como um problema calcular a expectativa de *curtailment* só pelo balanço entre geração disponível e carga líquida em determinada área. Assim, a LOWE perde relevância e acaba por exigir que seja combinada com outras métricas que possam complementar a análise.

Probabilidade de Falta de Rampa (*Lack of Ramp Probability* – LORP): Este índice foi proposto para avaliar a probabilidade de os geradores em operação não conseguirem atender à variação de potência necessária para acompanhar a carga líquida em determinado intervalo. Em essência, é análogo a calcular uma LOLP, mas em vez de falta de capacidade para suprir a carga total, considera-se a falta de capacidade de rampa para atender a mudança de carga entre dois instantes. Costuma-se calcular a LORP separadamente para rampas ascendentes (falta de recurso para subir geração quando a carga líquida aumenta) e rampas descendentes (falta de recurso para reduzir geração quando a carga líquida cai). A metodologia envolve simular ou analisar historicamente as distribuições de rampas necessárias e comparar com as rampas máximas disponíveis do conjunto de unidades despachadas. Sempre que a necessidade exceder a oferta de rampa, marca-se um evento de falta de rampa; a probabilidade desses eventos (ou frequência) resulta na LORP (MLADENOV et al., 2018; THATTE; XIE, 2016).

Como aplicações, operadores de sistemas têm usado conceitos similares em tempo real, servindo, por exemplo, para monitorar a suficiência de reserva de rampa a cada 5 minutos, acionando mercados de “produto de rampa” para se evitar a ocorrência de um alto valor de LORP. No planejamento, o LORP pode ser calculado em estudos de Monte Carlo para diferentes cenários futuros, indicando o grau de risco de não conseguir acompanhar variações intra-horárias ou horárias com a configuração proposta. Como vantagens, o LORP quantifica diretamente um aspecto crítico da flexibilidade, fornecendo um número probabilístico fácil de se interpretar. Por exemplo, se o LORP ascendente for de 1%, há um risco associado de que em 1% do tempo não se consiga atender a elevação da carga. Sendo de natureza probabilística, incorpora tanto variabilidade quanto incerteza, sendo alimentado por séries estocásticas de vento e incidência solar. Por outro lado, como limitação, de forma semelhante à LOLP, é uma probabilidade estática e não informa sobre quanto faltou e nem quanto tempo durou o problema – apenas a sua chance de ocorrência. Além disso, exige definição de um horizonte específico, como a análise de 1 hora ou em 15 minutos, tendo que ser recalculado para diferentes escalas de tempo. Por isso, é comum complementá-lo com métricas de severidade. Outro ponto crítico é que o cálculo rigoroso do LORP requer modelos de despacho representando as rampas e reservas, ou dados históricos de operação, o que pode ser complexo em fase de planejamento inicial.

EUFE, EDIF e EFI – Métricas Complementares de Severidade: Pesquisas mais recentes introduziram índices que aprofundam a análise de déficits de flexibilidade, fornecendo medidas de quantidade e duração das insuficiências, análogas ao conceito tradicional de EENS. Gusain, Cvetković e Palensky (2022) propõem três métricas: *Expected Unserved Flexible Energy* (EUFE), *Expected Duration of Insufficient Flexibility* (EDIF) e *Expected Flexibility Index* (EFI). A ideia é complementar o IRRE, que será apresentado na sequência, sendo indicadores que apresentam quanta energia e por quanto tempo não se consegue atender a uma demanda devido à inflexibilidade. O EUFE visa medir a energia cuja entrega foi comprometida por falta de flexibilidade, ou seja, energia não gerada (*curtailment*) ou não suprida (carga não atendida) por insuficiência de rampa. Metodologicamente, integra-se ao longo de todas as ocorrências de déficit a quantidade de potência deficitária em cada intervalo, obtendo um valor esperado de energia flexível não suprida. É análogo à EENS, porém focado na parcela de energia associada à incapacidade de ajustar a geração rapidamente. Já o EDIF foca na duração esperada dos eventos de déficit. Essencialmente, calcula o tamanho médio (em horas ou intervalos) dos episódios de falta de flexibilidade. Por exemplo, uma EDIF igual a 2 indicaria que, quando ocorre um déficit, espera-se que dure, em média 2 horas, até o sistema recuperar o balanço. Por fim, o EFI compila os diversos aspectos em um único índice.

Desse modo, em termos conceituais, os autores buscam fornecer uma medida agregada da severidade global da falta de flexibilidade, combinando frequência, magnitude e duração em um único número (GUSAIN; CVETKOVIĆ; PALENSKY, 2022). Pode-se entender o EFI como um índice composto onde valores maiores significam piores desempenhos de flexibilidade (frequentes déficits prolongados e extensos) e valores baixos indicam um sistema capaz de lidar bem com variabilidade.

Em de suas aplicações, a EUFE e a EDIF servem para avaliar impactos operacionais e econômicos: o EUFE, por exemplo, pode ser associado a custos (energia não suprida implicando custo de oportunidade ou interrupção) e o EDIF tem implicações na resiliência operativa (déficits longos podem demandar acionamento de medidas emergenciais). Já o EFI facilita comparações entre diferentes cenários de planejamento, dando um resumo único do desempenho flexível esperado de cada alternativa.

Como pontos positivos, essas métricas adicionam riqueza de informação, detalhando se os déficits esperados são pequenos ou grandes / curtos ou prolongados. Em

sistemas com alta penetração de renováveis, isso é valioso para dimensionar soluções. Por exemplo, um EUFE alto pode indicar necessidade de tecnologias de armazenamento para absorver excedentes, enquanto um EDIF alto pode indicar necessidade de recursos de longa duração (como reservatórios hídricos ou demanda flexível por horas). A desvantagem dessas métricas é a complexidade e a necessidade de dados. Para estimá-las corretamente, é preciso modelar em detalhe o despacho horário ou sub-horário do sistema sob grandes incertezas, o que é computacionalmente custoso e demorado. Além disso, o EFI sendo composto pode carecer de transparência – planejadores podem preferir olhar separadamente frequência, energia e duração do que um índice unificado de difícil interpretação física.

Expectância de Insuficiência de Recurso de Rampa (*Insufficient Ramping Resource Expectation* – IRRE):

Entre todas as métricas, o IRRE merece destaque especial por sua difusão e aplicabilidade. Proposta originalmente por Lannoye et al. (2012a), o IRRE foi concebido como uma métrica análoga à LOLE, porém, voltado às rampas de carga líquida. Seu objetivo é quantificar, em termos probabilísticos de longo prazo, a frequência esperada de situações em que o sistema não dispõe de recursos de flexibilidade suficientes para acomodar variações de carga líquida, tanto positivas como negativas. Em outras palavras, o IRRE fornece o número esperado de períodos (por exemplo, número de horas) nos quais ocorrerá déficit de rampa.

A metodologia do IRRE se baseia na construção de uma distribuição estatística da capacidade flexível disponível no sistema, análoga à distribuição de capacidade utilizada para o LOLE. Porém, em vez de modelar apenas disponibilidade de potência total, modela-se a disponibilidade de rampa em cada horizonte de tempo considerado. Por exemplo, define-se a distribuição de rampa ascendente máxima realizável em 1 hora - a partir dos recursos de flexibilidade, e confronta-se com a distribuição da rampa ascendente necessária da carga líquida nesta mesma hora. Assim, o IRRE representa a probabilidade de a demanda de rampa exceder a oferta – integrada ao longo de todo o horizonte simulado (LANNOYE; FLYNN; O'MALLEY, 2012a). Tal qual como no cálculo de LOLE, o IRRE pode ser obtido via simulação de múltiplos cenários horários (para se obter disponibilidade de geração, vento, etc.) ou analiticamente se as distribuições forem conhecidas.

A metodologia IRRE vem sendo amplamente aplicada tanto em estudos acadêmicos quanto em planejamentos reais para avaliar a adequação flexível de sistemas futuros com renováveis (ABDIN; ZIO, 2018; KROMMYDAS et al., 2022; LI et al., 2018; LIU; VRAKOPOULOU; MANCARELLA, 2019; PAPAYIANNIS et al., 2020; PRAKASH et al., 2023; SIMOGLU et al., 2018; SIMOGLU; BISKAS, 2021). Por ter caráter semelhante às métricas de confiabilidade tradicionais, ela se integra bem em estudos de expansão e planejamento de longo prazo (LANNOYE; FLYNN; O'MALLEY, 2012a). Operadores e planejadores podem estabelecer critérios a partir da definição de um nível máximo tolerável de IRRE e, a partir daí, dimensionar recursos adicionais necessários (novas usinas, armazenamento adicional, etc.) até que o IRRE fique abaixo do critério estabelecido. Seu uso principal verificado é no planejamento, sobretudo para avaliação de cenários de alta penetração de energias renováveis variáveis.

Como aspectos positivos, pode-se citar: i) Facilidade de uso e interpretação, tendo em vista que aproveita a estrutura conceitual do LOLE, bem conhecida por planejadores; ii) Foco no problema de variabilidade: diferente do LOLE, que trata indisponibilidade geral, o IRRE isola o aspecto de insuficiência de rampa, crucial em sistemas com alta penetração renovável, complementando, assim, as métricas de adequação convencional; iii) Versatilidade, pois é possível se calcular o IRRE para diferentes escalas temporais (5min, 1h, etc.), além de observar de forma separada as necessidades de subida e descida de carga e, por fim, podendo ser aplicado sub-regiões, oferecendo diagnóstico detalhado; iv) Possibilidade de se utilizar o histórico como input para seus cálculos, tornando a aplicação menos custosa em termos computacionais e mais representativa em termos da operação real e efetiva do sistema a ser analisado; e v) Adoção e validação: diversos estudos já realizaram a utilização do IRRE. Essa ampla literatura confere credibilidade à métrica e cria base de comparação entre estudos. Neste aspecto, vale ressaltar que esta foi a métrica escolhida pela EPE para conduzir trabalhos sobre a flexibilidade do SIN, os quais serão explorados mais adiante (EPE, 2023a).

Por outro lado, em termos de limitações, por ser uma métrica de frequência, herda a característica de não indicar a magnitude dos déficits – uma única hora com pequena falta de 50 MW é contabilizada da mesma forma que uma hora com 500 MW de déficit. Ademais, a qualidade do IRRE depende da representatividade dos cenários simulados de carga líquida e disponibilidade de geração, o que requer a modelagem detalhada de vento, sol, carga, disponibilidade hídrica, etc, bem como políticas de operação. Entretanto,

conforme ressaltado, é possível a realização de sua aplicação utilizando-se dados históricos observados (LANNOYE; FLYNN; O'MALLEY, 2012a). Outra limitação é que, sendo uma métrica agregada anual, o IRRE, por si só, não fornece informação sobre quando ocorrem os déficits.

Cabe destacar, no entanto, que a metodologia completa do IRRE permite que sejam identificados os momentos de ocorrência de déficit e suas magnitudes. Portanto, a sua aplicação, apesar de não fornecer diretamente todas essas informações, pode ser bastante detalhada quando se complementa a análise com etapas adicionais.

2.3. Racional para Escolha do IRRE e Apresentação do Estudo de Caso Conduzido pela EPE

As métricas apresentadas demonstram que não há um único indicador capaz de capturar integralmente a flexibilidade de um sistema elétrico. Em vez disso, múltiplas métricas devem ser utilizadas em conjunto para proporcionar uma visão abrangente da capacidade do sistema de acomodar variações na carga e na geração renovável. A seleção das métricas mais apropriadas deve levar em conta o cenário energético analisado e os desafios específicos enfrentados pelo sistema em estudo.

Diante da inexistência de uma métrica universal e claramente superior, bem como pelos diversos aspectos positivos verificados na metodologia IRRE, este estudo optou por conduzir suas avaliações de flexibilidade empregando este indicador. Neste processo de escolha, destacam-se: i) sua ampla aceitação e validação; ii) sua factibilidade de reprodução; iii) a possibilidade de se utilizar o histórico de operação em sua aplicação; iv) a condição de se realizar avaliações complementares ao longo de sua execução; e v) a relevância dada por ter sido a métrica recentemente escolhida pela EPE para embasar seus estudos sobre flexibilidade.

Na sequência, apresenta-se um detalhamento acerca do uso do IRRE pela EPE, contendo um resumo de sua aplicação, os resultados encontrados e as limitações identificadas, que tornam oportunas e necessárias abordagens complementares de avaliação. Neste aspecto, o presente trabalho aproveita a existência dessas oportunidades para desenvolver exercícios complementares, que serão apresentados no capítulo 3, deixando clara a originalidade do trabalho e a sua contribuição.

2.3.1. Uso do IRRE pela EPE e sua Relevância para o Planejamento Energético no Brasil

A EPE tem avançado na incorporação de análises de flexibilidade ao planejamento energético do Brasil, reconhecendo a crescente necessidade de adaptação do SIN à expansão das fontes renováveis variáveis. Esta subseção será dedicada à análise de seu estudo mais recente sobre o tema, denominado ‘Metodologia de Estimativa de Requisitos e Recursos de Flexibilidade no SIN’, de novembro de 2023 (EPE, 2023a).

Neste estudo, o objetivo da EPE é a introdução de metodologias de cálculo para avaliação da necessidade de flexibilidade operativa. Em outras palavras, trata-se de um estudo que visa analisar a capacidade do SIN de responder à variabilidade e incerteza crescentes do sistema elétrico brasileiro advindo da expansão projetada das fontes renováveis variáveis para os próximos anos, incluindo, para tanto, exercícios numéricos. Para tanto, a metodologia adotada baseou-se na aplicação adaptada de dois índices utilizados nas referências internacionais: i) IRRE, que, conforme apresentado anteriormente, mede a frequência esperada do déficit de flexibilidade; e ii) Expectativa de Déficit de Flexibilidade (*Expected Flexibility Shortfall* – EDF), que mede a profundidade da insuficiência de flexibilidade, através do cálculo do CVaR para um dado nível de confiança.

A metodologia empregada pela EPE no estudo se dividiu em três estágios. Primeiro, realizou-se a estruturação dos requisitos de flexibilidade. Na sequência, apresentou-se os recursos de flexibilidade considerados. Após, como etapa final, foram aplicadas as métricas supracitadas, quais sejam: IRRE e EDF.

Sobre a primeira etapa – requisitos de flexibilidade, os cálculos foram realizados baseando-se na análise das curvas de carga bruta e líquida do sistema para o ano de 2032. Para a carga bruta horária, a EPE realiza as projeções de acordo a metodologia descrita na Nota Técnica NT/EPE/DEA-005/20204 (EPE, 2020), que busca compatibilizar os dados de consumo por classe e faixa de tensão com séries históricas de carga e modelos econômicos. A carga líquida, por sua vez, é construída a partir da dedução dos cenários da geração renovável não-controlável, que possui metodologia detalhada na Nota Técnica EPE-DEE-RE-037/2022 (EPE, 2022). Em resumo, no estudo da EPE, o requisito de

flexibilidade foi determinado com base nas curvas horárias de rampa de carga bruta e líquida resultantes das projeções, obtidas pela diferença da carga em horas consecutivas.

A segunda etapa, relativa aos recursos de flexibilidade, foram consideradas como fonte de flexibilidade no estudo apenas as hidrelétricas e as termelétricas, que se destacam no SIN por serem tecnologias controláveis e com despacho centralizado pelo ONS¹¹.

Sobre a oferta hidrelétrica, caracterizadas por possuírem grande aptidão para fornecer flexibilidade em diversas escalas temporais (EPE, 2023a), optou-se por representar esse recurso com base nos dados históricos verificados, partindo-se dos pressupostos que as “variações obtidas em um passado recente podem ser repetidas no futuro” e que o “histórico mais recente reflete melhor as restrições operativas atuais”. Essa escolha se deveu, principalmente, pela enorme complexidade associado ao detalhamento das restrições operativas das hidrelétricas e sua modelagem individual nos modelos computacionais. Assim, foi utilizado para consideração o histórico operativo entre os anos de 2018 e 2022, por ser considerado um período com alteração de capacidade instalada irrelevante e por abranger momentos de baixa afluência, representando, portanto, uma abordagem conservadora.

Uma constatação importante da EPE (EPE, 2023a) obtida na análise realizada indica que “a geração hidrelétrica se caracteriza por acompanhar o comportamento da demanda líquida, ou seja, atendendo aos requisitos de flexibilidade”. Em outras palavras, a avaliação do histórico conduzida pela EPE indicou que as usinas hidrelétricas são as grandes responsáveis pelo provimento da flexibilidade para o atendimento às rampas horárias de carga líquida.

As usinas termelétricas, por sua vez, foram avaliadas em função dos parâmetros associados às suas condições de despacho, ou seja, considerando as restrições de *unit commitment* (UC). Assim, no estudo, a flexibilidade termelétrica foi estimada a partir dos parâmetros declarados pelas próprias usinas, incluindo: i) geração mínima; ii) tempo de acionamento; iii) tempo mínimo de permanência na condição ligado; iv) tempo mínimo

¹¹¹¹ Tendo em vista que as usinas a biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e centrais geradoras hidrelétricas são definidas como usinas não-despachadas centralizadamente pelo ONS, estas não foram consideradas como recurso de flexibilidade para o estudo em questão, apesar de serem classificadas como termelétrica e hidrelétrica (EPE, 2023a).

de permanência na condição desligado; v) tempo mínimo de ciclo; e vi) rampas de tomada e de redução de carga.

A partir da caracterização do parque termelétrico disponível, foram realizados os cálculos de estimativa de flexibilidade térmica considerando dois cenários distintos: i) considera todas as térmicas inicialmente desligadas (partida a frio), exceto as que precisem gerar um montante mínimo contratual. ii) Considera que as usinas com tempo mínimo de permanência na condição ligado e na condição desligado inferiores a 12 horas, tempo de acionamento menor do que 7 horas e geração mínima inferior a 80% da capacidade total partem a frio. Os exercícios numéricos realizados apontaram que, embora o parque termelétrico possua grande aptidão para atender aos requisitos sistêmicos de capacidade, dada a sua disponibilidade de geração a qualquer momento, a sua aptidão em termos de flexibilidade operacional apresenta grandes limitações, associadas, sobretudo às restrições de UC declaradas.

Definidos os requisitos e os recursos de flexibilidade do sistema, o estudo da EPE realizou uma primeira abordagem simplificada para se avaliar o balanço de flexibilidade do sistema, através da contraposição dos dados de rampas horárias positivas de requisitos em relação à oferta de flexibilidade disponível projetada.

Neste primeiro exercício, em que se considerou 3 horizontes (2023, 2027 e 2032), o potencial histórico simultâneo ou individual das usinas hidrelétricas junto ao das termelétricas sempre foi capaz de atender às rampas líquidas (em MW/h) para os meses considerados (janeiro, julho e outubro). De modo geral, sempre houve folga de capacidade para prover a flexibilidade requisitada. Apenas para o mês de julho de 2032, considerando o potencial histórico simultâneo, é que o estoque de injeção de potência ficou próximo do limite: 12.565 MW/h de rampa de carga líquida frente a um potencial de 13.492 MW/h das hidrelétricas mais termelétricas (EPE, 2023a).

Posteriormente, foi realizado o exercício efetivo de cálculo do IRRE e do EDF. Como resultado principal, “não se verificou uma necessidade considerável de flexibilidade adicional no horizonte em estudo” (EPE, 2023a). Considerando o cenário 1 de flexibilidade termelétrica, o IRRE calculado foi de 0% para 2023, de 0,001% para 2027 e de 0,05% para 2032. Ou seja, para a representação de 2032, em apenas 0,05% das horas em que se exigiu uma rampa positiva de carga líquida é que foi constatada insuficiência para seu atendimento. Já no cenário 2 de flexibilidade termelétrica, o IRRE

apresentou resultado de 0% para 2023, 0,009% para 2027 e 0,214% para 2032. Apesar do aumento percebido, ainda assim, considerando toda a expansão prevista de fontes renováveis variáveis para o horizonte de 2032, em apenas 0,214% se verificou a insuficiência para atendimento às rampas de carga líquida requisitadas.

Apesar das conclusões otimistas, o estudo da EPE apresenta algumas limitações metodológicas que podem subestimar desafios reais da flexibilidade no SIN e a efetiva capacidade do sistema em prover flexibilidade. Primeiramente, apenas as rampas positivas foram analisadas, deixando de fora as rampas negativas, que representam momentos em que a geração precisa ser reduzida em determinado intervalo horário para acompanhar as reduções da carga líquida. Essa omissão pode levar a uma superestimação da flexibilidade disponível. Abre-se, portanto, uma lacuna de pesquisa relevante para ser explorada: realizar a análise de flexibilidade do SIN considerando tanto as rampas positivas como as negativas.

Outra limitação relevante apontada pela própria EPE refere-se à necessidade de monitoramento da flexibilidade em escalas nacional e regional, considerando que geração e carga podem estar geograficamente desacopladas. Ao se avaliar o SIN como um todo, sem se considerar o estado operativo de cada subsistema, corre-se o risco de superestimar a flexibilidade disponível, uma vez que os recursos geradores e os requisitos de rampa podem não estar adequadamente distribuídos¹². Esse tipo de abordagem ignora as limitações impostas pela malha de transmissão e pelas restrições operacionais regionais, podendo levar a conclusões imprecisas sobre a real capacidade do sistema de atender às demandas de flexibilidade. Novamente, identifica-se a possibilidade de se realizar novas pesquisas complementares, quais sejam: análises do IRRE segmentadas por subsistema, permitindo uma avaliação mais fidedigna das condições operacionais locais. No futuro, um aprimoramento dessa abordagem poderia integrar a análise sistêmica com a modelagem das interconexões, incorporando suas capacidades e restrições, garantindo uma visão mais realista e aplicável ao planejamento do setor elétrico.

Por fim, destaca-se que a escolha da EPE, em termos de se viabilizar a análise, contou com a utilização de dados advindos do histórico de operação e que, de certa maneira, estes foram incorporados assumindo-se algumas simplificações. No entanto,

¹² Neste aspecto, é esperado que o subsistema Sudeste / Centro-oeste, por possuir grande excedente de flexibilidade, compense momentos de déficit de flexibilidade de outros subsistemas.

conforme apresentam o MME e a EPE (2024), “a ocorrência de falhas e indisponibilidades de unidades geradoras e linhas de transmissão, além de possíveis aumentos nas restrições operativas e usos múltiplos da água, não permite garantir que a flexibilidade verificada no passado estará disponível a qualquer momento futuro.”.

Como conclusão de seu estudo, a própria EPE (2023a) reconhece que a metodologia aplicada ainda pode ser aprimorada e sugere que novas análises incorporem restrições operacionais adicionais, estudos específicos sobre rampas negativas e representações mais realistas da rede de transmissão. A adoção dessas melhorias permitirá uma visão mais precisa das necessidades futuras de flexibilidade do SIN, contribuindo para um planejamento mais robusto e aderente à realidade operacional do sistema.

Diante disso, pode-se concluir que, embora a abordagem da EPE represente um avanço significativo na avaliação da flexibilidade do sistema elétrico brasileiro, suas conclusões devem ser interpretadas com certa cautela. A necessidade de se incorporar restrições mais realistas e de considerar tanto rampas positivas quanto negativas é essencial para evitar interpretações excessivamente otimistas da capacidade do sistema de lidar com a crescente participação das fontes renováveis variáveis. Dessa forma, o aprimoramento da modelagem da flexibilidade, incluindo métricas mais abrangentes e representações operacionais mais detalhadas, se configura como um passo importante para assegurar que o SIN possa enfrentar os desafios da transição energética com a segurança e confiabilidade necessárias.

Portanto, abre-se caminho para abordagens complementares acerca da aplicação do IRRE, o que justifica a adoção dessa métrica neste trabalho – visando superar algumas das limitações observadas na aplicação inicial da EPE. Na sequência, será apresentada a formulação conceitual e original do IRRE, bem como uma subsequente avaliação sobre suas limitações.

2.4. Apresentação Formal da Metodologia IRRE

A métrica *Insufficient Ramping Resource Expectation* (IRRE), introduzida por Lannoye et al. (2012), é definida como o número esperado de observações em que um sistema elétrico falha em atender às variações da carga líquida, sejam elas variações previstas ou não. Conforme apresentado, sua metodologia baseia-se em princípios

semelhantes aos do LOLE, mas com um enfoque distinto. Enquanto o LOLE modela a distribuição da capacidade de geração indisponível, o IRRE desenvolve uma distribuição dos recursos de flexibilidade disponíveis, considerando diferentes direções (ascendente ou descendente) e horizontes temporais.

Essa abordagem confere ao IRRE uma adaptabilidade que o tornou amplamente reconhecido e aceito como uma métrica eficaz para avaliar a flexibilidade em sistemas elétricos com alta penetração de fontes renováveis variáveis, conforme demonstrado em diversos estudos (ABDIN; ZIO, 2018; KROMMYDAS et al., 2022; LI et al., 2018; LIU; VRAKOPOULOU; MANCARELLA, 2019; PAPAYIANNIS et al., 2020; SIMOGLU et al., 2018; SIMOGLU; BISKAS, 2021).

A Distribuição de Flexibilidade Disponível (*Available Flexibility Distribution - AFD*) representa a distribuição estatística dos recursos de flexibilidade disponíveis no sistema elétrico para atender às variações da carga líquida em diferentes direções (positiva e negativa) e horizontes temporais. A partir dessa distribuição, avalia-se a probabilidade de insuficiência de recursos de rampa para cada observação ao longo dos horizontes de tempo relevantes. Essa probabilidade reflete a frequência esperada com que o sistema não dispõe de flexibilidade suficiente para acompanhar as oscilações da carga líquida. Posteriormente, essas probabilidades são agregadas para o cálculo final da métrica IRRE, que quantifica a vulnerabilidade do sistema elétrico em termos de flexibilidade insuficiente.

Ao estender a análise para todos os horizontes temporais selecionados, o IRRE proporciona uma visão detalhada da capacidade do sistema elétrico de mobilizar seus recursos de flexibilidade de forma eficaz. Esse enfoque permite avaliar se o sistema é capaz de responder adequadamente à variabilidade inerente à dinâmica da carga líquida, garantindo sua operação segura e confiável diante das oscilações na geração e no consumo de eletricidade.

A metodologia para o cálculo do IRRE é estruturada em 11 etapas, que analisam sistematicamente a interação entre a carga líquida e os recursos de flexibilidade disponíveis no sistema. Esse processo permite uma avaliação detalhada da capacidade do sistema elétrico de atender às variações da carga líquida ao longo do tempo, considerando diferentes restrições operacionais e a disponibilidade dos recursos flexíveis. Na

sequência, sempre com base na formulação original de Lannoye et al. (2012a), serão apresentadas as etapas sequenciais para cálculo do IRRE.

A Etapa 1 do cálculo do IRRE baseia-se em séries temporais de dados de produção de energia, carga do sistema e geração eólica. Esses dados constituem os elementos centrais para todas as etapas subsequentes da metodologia. Um componente fundamental dessa análise é a série temporal da produção de energia e da disponibilidade de cada recurso de flexibilidade. Essas séries, que podem ser construídas a partir de registros históricos ou simulações, são essenciais para a determinação dos limites de flexibilidade do sistema, tanto para rampas ascendentes quanto descendentes.

A flexibilidade ascendente é limitada pela diferença entre o nível de produção atual e a capacidade nominal máxima do recurso de geração, representando o potencial disponível para aumento da geração. Por outro lado, a flexibilidade descendente é restringida pela diferença entre a geração atual e o nível mínimo de operação estável do recurso ou seu estado desligado, considerando que haja tempo suficiente para que a rampa atinja esses limites operacionais. Para avaliar a contribuição de cada recurso para a flexibilidade do sistema, é necessário considerar parâmetros operacionais como os limites máximo e mínimo de geração, taxas de rampa ascendentes e descendentes, tempos de partida, probabilidades de desligamentos forçados e os níveis de produção em cada instante.

Na Etapa 2, são selecionados intervalos de tempo específicos de interesse, como, por exemplo, períodos de 1 hora, para avaliar os requisitos de flexibilidade em diferentes horizontes operacionais. A escolha da duração das rampas é guiada por diversos critérios, incluindo a magnitude e a frequência dos eventos de rampa observados em cada horizonte temporal, bem como as características operacionais das principais tecnologias de geração presentes no sistema. Essa definição é essencial para garantir que a avaliação da flexibilidade esteja alinhada com as demandas operacionais reais do sistema elétrico.

Os intervalos de tempo selecionados também podem corresponder a marcos operacionais críticos, como os períodos de atualização das previsões, garantindo que a análise capture a interação dinâmica entre a operação do sistema e os requisitos de rampa em escalas temporais relevantes. Essa abordagem permite que a avaliação da flexibilidade reflita com maior precisão as necessidades operacionais do sistema elétrico diante das variações na carga líquida e na geração renovável.

A Etapa 3 consiste no cálculo das séries temporais das rampas da carga líquida, obtidas a partir da diferença entre a carga do sistema e a geração proveniente de fontes renováveis variáveis. Esse passo permite quantificar as variações da Carga Líquida (CL) ao longo do tempo. Considerando um intervalo de tempo t , na observação i , a Rampa de Carga Líquida (RCL) é definida matematicamente conforme apresentado na Equação (1):

$$RCL_{i,t} = CL_i - CL_{i-t} \quad (1)$$

$$1 \leq i \leq |CL| - t$$

Onde, $|CL|$ representa o número de observações na série temporal da carga líquida.

Na Etapa 4, a série temporal das rampas de carga líquida é segmentada em rampas positivas e rampas negativas, correspondentes, respectivamente, às Rampas de Carga Líquida Positivas (RCLP) e Rampas de Carga Líquida Negativas (RCLN). Essa separação é fundamental para a avaliação dos requisitos de flexibilidade do sistema em cada direção. O cálculo dessas componentes é formalizado nas Equações (2) e (3).

$$RCLP_{i,t} = RCL_{i,t} \quad \forall RCL_{i,t} > 0 \quad (2)$$

$$RCLN_{i,t} = RCL_{i,t} \quad \forall RCL_{i,t} < 0 \quad (3)$$

Na Etapa 5, são identificados os níveis de geração de cada recurso nos momentos específicos em que ocorrem rampas da carga líquida na direção estudada. Esses níveis de produção são utilizados para avaliar a contribuição de cada recurso para a flexibilidade do sistema. Os despachos são categorizados de acordo com a direção das rampas da carga líquida, garantindo uma representação precisa da relação entre a flexibilidade disponível e os requisitos de rampa do sistema.

Na Etapa 6, a flexibilidade disponível de cada recurso é calculada, levando em consideração seu estado operacional e suas restrições, como taxas de rampa e limites de capacidade. A flexibilidade ascendente é limitada pela capacidade máxima de produção do recurso e condicionada por fatores como as taxas de rampa e os intervalos operacionais estáveis, que incluem os níveis máximo e mínimo de geração.

Dessa forma, é possível comparar a capacidade máxima ou mínima de geração de cada usina em cada período com seu nível de geração despachado (em MW). A diferença entre esses valores é definida como a Reserva de Rampa, expressa em MW/h. A Reserva

de Rampa pode ser classificada em dois tipos: Reserva de Rampa Ascendente (RRUP), calculada subtraindo-se a geração despachada da capacidade máxima de geração da usina em cada período; e Reserva de Rampa Descendente (RRDN), obtida subtraindo-se a capacidade mínima de geração da usina de sua geração despachada em cada período.

Na Etapa 7, as séries de flexibilidade disponível de todos os recursos são agregadas para criar uma única série que represente a flexibilidade total disponível no sistema para cada intervalo de análise. A Reserva de Rampa Ascendente Total (TRRUP) é determinada pela soma das Reservas de Rampa Ascendente individuais de todas as usinas j que compõem os recursos de flexibilidade do sistema, sejam elas hidrelétricas (Reserva de Rampa Hidrelétrica Ascendente - RRHUP $_j$), termelétricas (Reserva de Rampa Termelétrica Ascendente - RRTUP $_j$) ou qualquer outro recurso de flexibilidade (Reserva de Rampa da Tecnologia X Ascendente - RRXUP $_j$). Esse cálculo é formalmente representado pela Equação (4) para a Reserva de Rampa Ascendente Total (TRRUP).

$$TRRUP = \sum_{j=1}^n RRXUP_j \quad (4)$$

Onde, X se refere ao tipo de recurso e n representa o número total de usinas no sistema. Esse cálculo permite uma avaliação abrangente dos recursos de flexibilidade disponíveis para a realização de rampas ascendentes no sistema para cada intervalo.

De forma análoga, a Reserva de Rampa Descendente Total (TRRDN) é determinada pela soma das Reservas de Rampa Descendente individuais de todas as usinas j , sendo matematicamente expressa na Equação (5):

$$TRRDN = \sum_{j=1}^n RRXDN_j \quad (5)$$

Na Etapa 8, é calculada a AFD, que fornece uma representação estatística da disponibilidade probabilística dos recursos de flexibilidade sob diferentes condições do sistema. A AFD é derivada da função de distribuição cumulativa empírica discreta da flexibilidade disponível, obtida a partir das séries temporais de flexibilidade do sistema

utilizando o estimador de Kaplan–Meier¹³. Esse método permite capturar a probabilidade acumulada de diferentes níveis de flexibilidade estarem disponíveis dentro do sistema, proporcionando uma visão probabilística da capacidade do sistema em atender aos requisitos de rampa.¹⁴

Na Etapa 9, a AFD é comparada às rampas da carga líquida em cada direção e duração para o cálculo da Probabilidade de Insuficiência de Recursos de Rampa (*Insufficient Ramping Resource Probability* - IRRP). Esse passo permite uma avaliação probabilística da adequação dos recursos de flexibilidade do sistema em relação às suas necessidades de rampa. O IRRP é determinado para cada observação da série temporal das rampas da carga líquida, sendo calculado separadamente para as direções ascendente e descendente, bem como para os diferentes horizontes temporais selecionados. Essas probabilidades são baseadas no Balanço de Rampa, definido como a diferença entre a Reserva de Rampa e a Rampa da Carga Líquida em cada período. O cálculo do Balanço de Rampa Ascendentes (BRUP) e do Balanço de Rampas Descendentes (BRDN) é formalmente representado pelas Equações (6) e (7).

$$BRUP = TRRUP - RCLP \quad (6)$$

$$BRDN = TRRDN - RCLN \quad (7)$$

Esse balanço quantifica a flexibilidade disponível, indicando a existência de um superávit ou déficit em cada observação. Dessa forma, permite que seja feita uma avaliação detalhada da capacidade do sistema de atender aos seus requisitos de rampa sob diferentes condições operativas.

Na Etapa 10, os valores de IRRP são agregados por meio da soma ao longo de todas as observações, proporcionando uma avaliação abrangente das deficiências de rampa para cada duração e direção. Essa etapa consolida a análise probabilística realizada

¹³ O estimador de Kaplan-Meier é um método não paramétrico utilizado para estimar a função de sobrevivência de um conjunto de dados ao longo do tempo. Ele calcula a probabilidade acumulada de um evento ocorrer até determinado instante, considerando a presença de dados censurados (isto é, observações que ainda não tiveram o evento registrado).

¹⁴ No presente trabalho, como será apresentado no capítulo 3, foi utilizado o histórico efetivo da operação. Portanto, não foi necessário realizar a aplicação da AFD, pois os dados reais já contemplam as incertezas inerentes à operação e à disponibilidade dos recursos de flexibilidade.

nas fases anteriores, permitindo uma visão clara da capacidade global do sistema em atender aos seus requisitos de rampa sob diferentes condições operacionais.

Com base no Balanço de Rampa para cada intervalo do período analisado, é necessário determinar se há um superávit ou uma deficiência na capacidade de rampa em um determinado instante. Caso exista um superávit, atribui-se o valor 0 para esse intervalo; caso contrário, atribui-se o valor 1. Essas avaliações definem o Indicador de Deficiência de Rampa Ascendente (IDRUP) e o Indicador de Deficiência de Rampa Descendente (IDRDN), os quais podem assumir valores de 0 ou 1 para cada hora dentro do período analisado.

Na 11ª e última etapa da metodologia IRRE, são calculados os valores de IRRE para as rampas ascendentes (*Upward Insufficient Ramping Resource Expectation* - IRREUP) e para as rampas descendentes (*Downward Insufficient Ramping Resource Expectation* - IRREDN). Essas métricas representam a probabilidade de o sistema não conseguir atender à capacidade de rampa necessária, seja na direção ascendente ou descendente, em um determinado período.

As probabilidades obtidas são somadas ao longo de todas as horas analisadas, resultando nos valores de IRREUP e IRREDN, que quantificam o número de observações em que o sistema apresenta insuficiência de flexibilidade para atender às demandas de rampa. As formulações adimensionais dessas métricas são apresentadas nas Equações (8) e (9), respectivamente.

$$IRREUP = \frac{\sum_{i=1}^m IDRUP_i}{NINT_+} \quad (8)$$

$$IRREDN = \frac{\sum_{i=1}^m IDRDN_i}{NINT_-} \quad (9)$$

Onde, $NINT$ representa o Número Total de Intervalos dentro do período de análise, positivo (+) ou negativo (-). Por exemplo, para uma análise horária ao longo de um ano, o $NINT_{total}$ (soma dos positivos mais negativos) é igual a 8.760.

Por fim, com base nas definições de IRREUP e IRREDN, a métrica total IRRE pode ser calculada. O IRRE total é um indicador adimensional, obtido pela média ponderada dessas duas métricas parciais. A formulação do IRRE total é expressa na Equação (10):

$$IRRE = (IRREUP * NINT_+ + IRREDN * NINT_-) / NINT_{total} \quad (10)$$

Com a condição de que o IRRE é um número que pode variar entre 0 e 1, inclusive. Naturalmente, quanto mais perto de 1, maior é a expectativa de ocorrência de déficits de flexibilidade para atendimento às rampas e, por outro lado, quanto mais próximo de zero, em melhores condições de flexibilidade operativa o sistema se encontra. Portanto, essa formulação fornece uma medida abrangente da incapacidade do sistema em atender aos requisitos de rampa nas direções ascendente e descendente, oferecendo uma métrica clara e quantificável para a avaliação dos déficits de flexibilidade do sistema.

Cabe observar, no entanto, que a metodologia IRRE, tal qual concebida originalmente, apresenta algumas limitações e deficiências, as quais serão abordadas na próxima subseção.

2.5. Limitações do IRRE para Sistemas Limitados por Energia e Propostas de Aprimoramento

Conforme apresentado, a metodologia IRRE é uma métrica bem consolidada e com diversas aplicações em estudos de caso na literatura internacional, em especial para avaliação da adequação da flexibilidade em sistemas elétricos com crescente participação de fontes renováveis variáveis. No entanto, é importante observar que o grosso de suas aplicações se referem a sistemas limitados por capacidade, nos quais a principal limitação é a entrega instantânea de potência elétrica para atender à demanda. Neste sentido, sistemas elétricos limitados por energia, como aqueles predominantemente hidrelétricos e sujeitos a restrições sazonais e operacionais significativas, diferem fundamentalmente dos sistemas limitados por capacidade¹⁵.

¹⁵ Novamente, cabe esclarecer que, neste trabalho, entende-se um sistema limitado por energia como um sistema com predominância hidrelétrica em sua matriz e, portanto, sujeitos a restrições sazonais e operacionais significativas. Em outras palavras, um sistema limitado por energia não quer dizer que há déficit de energia, mas sim que as restrições operacionais e sazonais podem implicar em uma impossibilidade de entrega de rampa em determinado intervalo, mesmo que haja energia suficiente no sistema. Em síntese, há limitações para as possibilidades de entrega de rampa, em virtude de suas características operacionais e variações sazonais. Trata-se, portanto, de uma limitação de disponibilidade sazonal de capacidade.

Essas diferenças se traduzam na forma como a metodologia é construída e aplicada, evidenciando a necessidade de se adaptar a metodologia IRRE quando aplicada a sistemas limitados por energia. Desse modo, torna-se possível capturar suas restrições operacionais específicas e os impactos dessas restrições sobre a flexibilidade do sistema.

Em sistemas limitados por capacidade, a metodologia IRRE avalia de forma eficaz as deficiências de rampa ao modelar a disponibilidade de recursos de flexibilidade com base em parâmetros técnicos, como capacidades máxima e mínima de geração, taxas de rampa e tempos de partida. Nesses sistemas, assume-se, de modo geral, que a capacidade de geração está consistentemente disponível, sendo as restrições decorrentes principalmente de limitações de equipamentos, rede ou mercado. A abordagem probabilística adotada pelo IRRE se alinha bem com as características desses sistemas, permitindo avaliar a variabilidade das rampas da carga líquida e garantir o equilíbrio instantâneo entre oferta e demanda (LANNOYE; FLYNN; O'MALLEY, 2012a).

No entanto, sistemas limitados por energia introduzem complexidades que a metodologia IRRE tradicional não aborda completamente. Nesses sistemas, como aqueles predominantemente hidrelétricos, as restrições não são determinadas apenas por limites mecânicos ou de rampa, mas também pela disponibilidade total de energia ao longo do tempo. Fatores como aflúências sazonais aos reservatórios, políticas de gestão hídrica e restrições ambientais afetam significativamente a flexibilidade operacional das usinas hidrelétricas¹⁶. Por exemplo, mesmo que exista capacidade instalada suficiente para prover rampas, períodos de seca com baixas aflúências podem limitar a disponibilidade energética, tornando esses recursos menos eficazes para responder à variabilidade da carga líquida (ELTOHAMY et al., 2018).

A metodologia tradicional do IRRE assume capacidades máximas e mínimas de geração fixas, o que pode levar a imprecisões quando aplicada a sistemas limitados por energia. Essa abordagem pode resultar na superestimação da flexibilidade durante períodos de baixa disponibilidade hidrológica ou na subestimação do impacto das restrições energéticas sobre a capacidade de rampa do sistema¹⁷. Conforme apontado em

¹⁶ Vale esclarecer que a ocorrência desse tipo de restrição limita as possibilidades de rampa, mas isso não quer dizer haveria racionamento se a rampa fosse mais suave com a mesma energia disponível no sistema. Ou seja, a potencial dificuldade é conseguir atender a rampas acentuadas dadas pela carga líquida.

¹⁷ A baixa disponibilidade hidrológica pode prejudicar o SIN a atender às rampas de carga líquida, mas isto não ocorre por falta de capacidade. Em outras palavras, se as rampas forem mais bem distribuídas

estudos sobre flexibilidade (ELTOHAMY et al., 2018), a incorporação de restrições variáveis, como limites hidrológicos sazonais e mensais, é essencial para uma avaliação mais precisa da flexibilidade em sistemas limitados por energia.

No caso específico do SIN, por exemplo, além da influência de fatores como a disponibilidade hidrológica, este ainda é caracterizado por outra questão que afeta diretamente a disponibilidade de geração de cada usina hidrelétrica: grande parte de suas UHEs opera em cascata, o que significa que a geração em uma usina impacta diretamente as unidades a jusante. Essa interdependência limita a autonomia operativa de cada usina, pois suas decisões de despacho impactam as demais usinas, além de haver outras restrições condicionadas a aspectos ambientais e de usos múltiplos da água. Portanto, neste caso, os limites de geração de cada hidrelétrica não representam sua real operação, pois, além da disponibilidade do recurso hidráulico, seu despacho ainda está condicionado à decisão do operador.

Para lidar com esses desafios, aprimoramentos na metodologia IRRE devem incluir a incorporação de limites dinâmicos de geração, que considerem as variações hidrológicas ao longo do tempo, a inclusão de requisitos de reserva operativa ajustados às restrições energéticas – quando existentes, e a consideração de restrições operacionais relacionadas à disponibilidade de energia e de decisão de despacho. Essas melhorias permitiriam que o IRRE refletisse com maior precisão as complexidades temporais e operacionais dos sistemas limitados por energia, proporcionando uma avaliação mais realista e acionável de suas necessidades de flexibilidade e subsidiando estratégias eficazes de planejamento e operação.

Especificamente, no âmbito desse estudo, os aprimoramentos propostos concentram-se na incorporação de aspectos operacionais que, quando aplicados, podem reduzir a flexibilidade do sistema elétrico. Os limites máximo e mínimo de geração das usinas hidrelétricas devem ser ajustados para refletir condições hidrológicas sazonais ou mensais, que são influenciadas tanto pela disponibilidade de água¹⁸ quanto por políticas operacionais que variam ao longo dos diferentes períodos hidrológicos. Esses ajustes têm

ao longo do tempo, sem demandar variações muito intensas na geração para atendê-las, provavelmente não haveria falta de flexibilidade no sistema.

¹⁸ Neste aspecto, o que possui impacto na operação do SIN e na disponibilidade de flexibilidade não é a falta de água em si para operar em um período mais longo, mas sim a falta de queda que reduz a geração máxima da usina hidrelétrica (limitada pelo engolimento máximo da turbina), sendo este um fenômeno que ocorre principalmente em usinas com reservatório deplecionado.

como objetivo capturar de forma mais precisa a disponibilidade real dos recursos de flexibilidade, considerando cenários operacionais que ocorrem no mundo real.

Para consideração das condições sazonais de geração hidrelétrica, propõe-se que os limites empregados na metodologia IRRE sejam definidos com base nos níveis máximo e mínimo de geração observados dentro de um determinado trimestre. A formulação matemática das restrições sazonais é detalhada na Equação (11):

$$P_{min}^s(h, i) \leq P(h, i) \leq P_{max}^s(h, i), \quad \forall h \in H, \quad \forall i \quad (11)$$

Onde, $P(h, i)$ representa a geração despachada da usina hidrelétrica h no instante i . Os termos $P_{max}^s(h, i)$ e $P_{min}^s(h, i)$ correspondem, respectivamente, aos limites sazonais superior e inferior de geração da usina hidrelétrica h . Além disso, H representa o conjunto de todas as usinas hidrelétricas.

De forma análoga, os limites mensais de geração hidrelétrica oferecem uma representação mais granular, restringindo a geração de cada usina aos maiores e menores níveis registrados dentro de cada mês. Essa abordagem permite uma avaliação mais precisa da flexibilidade, pois reflete de maneira mais fidedigna as flutuações hidrológicas de curto prazo, que influenciam diretamente a capacidade de geração. A formulação matemática dessa restrição mensal é detalhada na Equação (12):

$$P_{min}^m(h, i) \leq P(h, i) \leq P_{max}^m(h, i), \quad \forall h \in H, \quad \forall i \quad (12)$$

Neste caso, os termos $P_{max}^m(h, i)$ e $P_{min}^m(h, i)$ correspondem, respectivamente, aos limites sazonais superior e inferior da geração hídrica no mês m .

Adicionalmente, propõe-se uma restrição operacional para que sejam consideradas a confiabilidade do sistema e demandas operacionais imprevistas. No caso brasileira, a reserva destinada a este propósito é a Reserva de Potência Operativa (RPO), a qual será detalhada no próximo capítulo dessa tese. A consideração de RPO garante que uma fração da capacidade total das usinas hidrelétricas seja preservada como margem de segurança, reduzindo, assim, a flexibilidade disponível para rampas. Diferentemente de uma reserva fixa, essa restrição é aplicada dinamicamente com base na Carga Bruta (CB) em cada observação t , e para cada subsistema, assegurando que as avaliações de

flexibilidade representem adequadamente a capacidade de reserva de cada região e do sistema.

Ao reservar uma porcentagem da carga bruta do sistema, a RPO impede que todos os recursos hidrelétricos sejam totalmente alocados para atender às rampas, garantindo que uma reserva suficiente permaneça disponível para lidar com flutuações imprevistas na demanda ou na geração. Como consequência, a capacidade efetiva de rampa disponível para a operação do sistema é ajustada para refletir essa exigência operacional. A formulação matemática da restrição da RPO é apresentada nas Equações (13) e (14):

$$RRUP_{aj}(t) = RRUP(t) - \alpha \cdot CB(t) \quad (13)$$

$$RRDN_{aj}(t) = RRDN(t) - \alpha \cdot CB(t) \quad (14)$$

Onde, $RRUP_{aj}(t)$ e $RRDN_{aj}(t)$ representam as capacidades ajustadas de rampa ascendente e descendente, respectivamente, após a aplicação da restrição da RPO. Os termos $RRUP(t)$ e $RRDN(t)$ correspondem às capacidades de rampa originais, antes da consideração da restrição da RPO. Além disso, $CB(t)$ representa a carga bruta (demanda total do sistema) na observação t e α é a porcentagem da RPO aplicada.

Em conjunto, esses aprimoramentos permitem uma avaliação mais precisa da capacidade de rampa das usinas hidrelétricas, que representam a principal fonte de flexibilidade em sistemas limitados por energia.

Com base nessas premissas de aprimoramento, pode-se, então, realizar uma análise específica de aplicação do IRRE contendo as modificações sugeridas para o caso do SIN, que é um sistema limitado por energia caracterizado por sua elevada dependência da geração hidrelétrica e pela variabilidade associada à disponibilidade de energia em função das condições hidrológicas. Esta aplicação, denominada IRRE Modificado, e suas etapas associadas serão descritas no próximo capítulo deste trabalho.

3. Aplicação da Metodologia IRRE Modificada para Sistemas Limitados por Energia: Fundamentação, Apresentação do Caso Base, Restrições Dinâmicas e Cenários Simulados

3.1. Fundamentação para Aplicação da Metodologia IRRE Modificada para Sistemas Limitados por Energia e Definição do Caso Base

Inicialmente, a proposta deste estudo era aplicar a metodologia IRRE para analisar a flexibilidade operativa do SIN em um cenário futuro de expansão das fontes renováveis variáveis. Para tal, seria necessário construir uma base de dados representativa, contendo informações detalhadas sobre geração por fonte e carga bruta horária para um ano futuro, segmentadas por subsistema.

Neste sentido, a primeira etapa realizada foi a avaliação da viabilidade de se gerar essas projeções a partir de simulações no modelo de otimização DESSEM^{19;20}, do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Entretanto, esse caminho se mostrou inviável, pois, para tanto, além da dificuldade de se adaptar o deck utilizado no DESSEM para conter as expansões pretendidas de usinas e de transmissão adequadas a cenários futuros, seria necessário encadear o processo com os modelos NEWAVE²¹ e DECOMP²² para que fossem gerados os novos valores da água, função de custo futuro e o custo marginal de operação para cada subsistema. Somente a partir de então poderia ser utilizada a função de custo futuro gerada pelo DECOMP para determinar a nova programação diária da operação no DESSEM. Essa metodologia tornaria o processo excessivamente complexo e sujeito a grandes imprecisões.

Diante desse obstáculo, decidiu-se, antes de avançar na modelagem de um ano futuro, realizar uma validação da metodologia IRRE para o caso brasileiro, aplicando-a a um ano histórico e analisando sua aderência à realidade do SIN. Para essa etapa, foi construído um banco de dados abrangente, consolidando informações públicas disponibilizadas pelo ONS sobre a operação real do SIN entre o período de 2018 a 2023.

¹⁹ O DESSEM, do CEPEL, é um modelo computacional de curto prazo para a operação do SIN, que realiza a otimização do despacho hidrotérmico e a programação diária da operação considerando a representação detalhada da rede elétrica e restrições operativas. O DESSEM é utilizado oficialmente pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para a programação diária da operação e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para estabelecer o preço horário de energia no Brasil.

²⁰ A versão do modelo DESSEM utilizada foi a 19.0.5.

²¹ Utilizado nos estudos de planejamento da etapa de médio prazo. Percorre os cenários hidrológicos para o horizonte de cinco anos.

²² Utilizado no programa mensal da operação. Estabelece metas e diretrizes energéticas de curto prazo.

Foram coletados e organizados dados horários sobre: i) geração hidrelétrica por usina e por subsistema; ii) geração renovável não-despachável; iii) carga bruta horária; iv) fluxos de intercâmbio entre subsistemas; e v) geração termelétrica. Essa coleta permitiu a criação de uma base de dados adequada para a aplicação do IRRE.

Como critério para a escolha do ano a ser utilizado no estudo de caso de validação, optou-se pelo ano de 2023, uma vez que esse era o último ano operacional completo disponível nos registros do ONS e apresentava uma configuração mais representativa das condições recentes do sistema elétrico. A partir de então, pode-se realizar a execução do cálculo do IRRE, contendo todas as suas etapas metodológicas, para o ano de 2023, a fim de validar a metodologia e garantir a replicabilidade da aplicação do IRRE no contexto do SIN. Definiu-se, portanto, que o ano de 2023 seria o caso base do estudo.

Para viabilizar esse exercício, os dados foram estruturados em um banco de dados integrado à linguagem de programação Python²³, de modo a conferir maior flexibilidade na manipulação dos dados e facilitar a posterior aplicação da metodologia IRRE para diferentes anos, casos e cenários. A escolha dessa ferramenta se justifica pela necessidade de lidar com um volume expressivo de informações e pela facilidade de integração dos cálculos estatísticos e gráficos necessários para a análise.

Na execução do caso base, isto é, do ano de 2023, foram tomadas decisões metodológicas relevantes, as quais serão descritas a seguir.

Primeiro, optou-se por representar exclusivamente a geração hidrelétrica como recurso disponível para atender às rampas de carga líquida – desconsiderando a geração termelétrica. Essa decisão foi motivada por dois fatores principais. De um lado, conforme descrito pela própria EPE (2023a), no contexto brasileiro, a responsabilidade primária pelo acompanhamento e pelo provimento das rampas da carga líquida recai majoritariamente sobre as usinas hidrelétricas, dado seu papel histórico na modulação da geração e no balanceamento instantâneo do sistema, como discutido na seção 2.3 desta tese. Por outro lado, incluir a geração termelétrica como recurso complementar demandaria um esforço significativo para a representação detalhada dos dados operacionais das usinas térmicas, considerando sua operação baseada em decisões individuais de UC e em restrições específicas que variam para cada planta. Essas restrições incluem parâmetros declarados pelas próprias usinas, tais como geração

²³ Essa base de dados pode ser fornecida mediante solicitação.

mínima, tempo de acionamento, tempo mínimo de permanência na condição ligada, tempo mínimo de permanência desligada, tempo mínimo de ciclo e taxas de rampa para aumento e redução de carga. A inclusão dessas características exigiria uma modelagem complexa e detalhada, com um nível de granularidade que não se adequaria ao escopo inicial desta pesquisa.

Em segundo lugar, quanto à definição dos limites operativos das usinas hidrelétricas, em vez de se utilizar a capacidade nominal das usinas como referência para determinar os limites máximo e mínimo de geração, optou-se por considerar os valores efetivamente observados como máximos e mínimos ao longo da série histórica, isto é, entre 2018 e 2023. Isto é, a reserva de rampa, tanto para cima quanto para baixo, ficou limitada aos valores máximo e mínimo global, para cada subsistema, observados no histórico de operação do período. Essa abordagem proporcionou uma representação mais realista da operação das usinas hidrelétricas, refletindo restrições operativas efetivas, de forma implícita, e evitando a superestimação da flexibilidade disponível.

Essa segunda decisão, conforme apresentado na subseção 2.5, se configura como uma definição extremamente relevante para o caso brasileiro, tendo em vista sua característica de ser um sistema limitado por energia, em que sua operação depende diretamente da disponibilidade hídrica ao longo do tempo e da disponibilidade de água nos reservatórios, variando conforme as condições climáticas e os regimes de chuvas nas diferentes bacias hidrográficas. Além disso, um fator estrutural importante do setor elétrico brasileiro é que grande parte das suas usinas hidrelétricas operam em cascata, ou seja, estão dispostas sequencialmente ao longo de um mesmo rio. Isso significa que a operação de uma usina afeta diretamente as usinas a jusante, já que a água turbinada por uma unidade pode ser utilizada pela próxima no fluxo do rio. Essa característica limita a autonomia operativa de cada usina individualmente, pois a geração em uma unidade depende das decisões de despacho das usinas situadas a montante, além das restrições ambientais e dos múltiplos usos da água.

Diante das definições apresentadas, a aplicação do IRRE Modificado para o caso base foi realizada e os resultados dessa etapa confirmaram que a metodologia IRRE Modificada é aplicável ao contexto brasileiro, validando sua utilização para os próximos passos do estudo. A subseção a seguir apresentará de forma resumida a configuração do Caso Base das rodadas de aplicação do IRRE Modificado.

3.1.1. Caracterização do Caso Base e Execução da Rodada de Validação da Metodologia

Para a validação da metodologia do IRRE Modificado no contexto brasileiro, foi estabelecido um caso base correspondente à configuração do SIN no ano de 2023. Conforme apresentado, a escolha desse período justifica-se pelo fato de ser o último ano operacional completo disponível com dados públicos divulgados pelo ONS no momento da pesquisa, permitindo uma análise atualizada e representativa das condições de operação do sistema.

A caracterização do caso base envolveu três etapas principais: (i) levantamento e estruturação dos dados utilizados, incluindo os requisitos e recursos de flexibilidade operativa do sistema; (ii) definição dos valores de referência para os limites máximo e mínimo da flexibilidade hidrelétrica; e (iii) realização das rodadas de simulação do IRRE Modificado para o ano de 2023.

Observa-se que, diferentemente do estudo de caso conduzido pela EPE (2023a) em sua avaliação de flexibilidade, a metodologia aqui aplicada considera o IRRE total, incluindo, portanto, a análise de insuficiência de rampa em ambos os sentidos (rampas ascendentes e rampas descendentes). Além disso, análise do IRRE Modificado contempla um detalhamento individualizado para cada subsistema do setor elétrico brasileiro, diferindo também do estudo realizado pela EPE, o qual foi realizado considerando o SIN como um todo.

3.1.1.1. *Levantamento e Estruturação dos Dados*²⁴

Todos os dados utilizados na construção do caso base foram extraídos da área de Dados Abertos do ONS, garantindo transparência e reprodutibilidade da análise. A seguir, detalha-se a categorização das informações coletadas:

Requisitos de Flexibilidade: Os requisitos de flexibilidade correspondem às necessidades do sistema elétrico em termos de variação de carga líquida ao longo do tempo, considerando tanto a demanda bruta quanto a geração não despachável que

²⁴ A base de dados utilizada pode ser disponibilizada mediante solicitação específica.

impacta diretamente a necessidade de ajuste da geração despachável. Para o cálculo dos requisitos de flexibilidade foram coletados os seguintes dados:

- Carga bruta horária por subsistema para 2023 (MWmed): representa a demanda total do sistema antes da consideração das reduções advindas de geração não despachável;
- Geração não simulada individualmente horária por subsistema para 2023 (MWmed): refere-se ao conjunto de usinas cuja geração é considerada como abatimento da carga, conforme estabelecido pela Resolução Normativa ANEEL nº 843/2019, incluindo, por exemplo, a geração eólica e sola fotovoltaica.

Recursos de Flexibilidade: Os recursos de flexibilidade representam a capacidade do sistema de ajustar a geração para acompanhar as variações da carga líquida. No contexto desta análise, optou-se por considerar apenas a geração hidrelétrica como recurso disponível para atender às rampas de carga líquida, conforme discutido na seção 3.1. Assim, os seguintes dados foram coletados:

- Geração hidrelétrica horária por subsistema para 2023 (MWmed): representa a geração total das usinas hidrelétricas conectadas ao SIN, sendo a principal fonte de flexibilidade operacional no Brasil.

Demais Dados Coletados para Análises Auxiliares: Além dos dados específicos para cálculo dos requisitos e recursos de flexibilidade do ano de 2023, foram coletadas séries históricas adicionais e outras variáveis potencialmente úteis, com intuito de permitir análises complementares. Esses dados incluem:

- Carga bruta horária por subsistema de 2018 a 2022 (MWmed);
- Geração não simulada individualmente horária por subsistema de 2018 a 2022 (MWmed);
- Geração hidrelétrica horária por subsistema de 2018 a 2022 (MWmed);
- Geração térmica horária por subsistema de 2018 a 2023 (MWmed);
- Interconexão horária entre subsistemas de 2018 a 2023 (MWmed).

Esses dados auxiliares possibilitaram a definição de limites operacionais mais realistas para as usinas hidrelétricas, garantindo que a modelagem da flexibilidade no caso base estivesse alinhada com as condições históricas do SIN.

3.1.1.2. Definição dos Valores Máximos e Mínimos dos Recursos de Flexibilidade

Na aplicação do IRRE Modificado, a disponibilidade máxima e mínima de flexibilidade hidrelétrica foi determinada com base nos valores históricos observados. Em vez de utilizar as capacidades nominais das usinas, o que poderia levar a uma superestimação dos recursos disponíveis, adotou-se a seguinte metodologia:

Valor máximo de cada subsistema: corresponde ao maior valor de geração hidrelétrica verificado em cada subsistema no período de 2018 a 2023. Esse critério permite captar a capacidade efetivamente observada do sistema em momentos de máxima geração hidrelétrica;

Valor mínimo de cada subsistema: corresponde ao menor valor de geração hidrelétrica verificado em cada subsistema no período de 2018 a 2023. Essa abordagem incorpora restrições hidrológicas e operacionais reais de forma implícita, refletindo momentos de menor disponibilidade hídrica.

Essa definição possibilitou uma representação mais realista da flexibilidade do sistema, garantindo que os resultados do IRRE refletissem os limites operacionais reais das usinas hidrelétricas no contexto do SIN.

3.1.1.3. Execução da Rodada de Simulação para o Ano de 2023

Com a base de dados estruturada e os valores de referência definidos, foi executada a rodada de simulação do IRRE Modificado para o ano de 2023. Essa análise teve como objetivo principal quantificar a suficiência dos recursos hidrelétricos (recursos de flexibilidade) para atender às rampas da carga líquida (requisitos de flexibilidade), avaliando a ocorrência de déficits de flexibilidade ao longo do ano estudado. Deste modo, foram calculados três indicadores principais para cada subsistema:

IRRE Modificado Positivo para cada subsistema para 2023: calcula a frequência de ocorrências de insuficiência de rampas positivas, isto é, a quantidade de horas em que o sistema apresentou reserva de rampa insuficiente para atendimento às rampas de carga líquida positivas;

IRRE Modificado Negativo para cada subsistema para 2023: calcula a frequência de ocorrências de insuficiência de rampas negativas, isto é, a quantidade de horas em que o sistema apresentou reserva de rampa insuficiente para atendimento às rampas de carga líquida negativas;

IRRE Modificado Total: consolidado das insuficiências de rampa positiva e negativa, refletindo a capacidade real de flexibilidade operativa no SIN.

A realização dessa simulação, a partir da utilização de dados históricos reais, permitiu validar a aplicação da metodologia IRRE Modificado no caso brasileiro, estabelecendo um referencial de flexibilidade para o ano de 2023. Os resultados obtidos nesta análise serviram como base comparativa para os cenários subsequentes, nos quais foram introduzidas restrições adicionais e projeções de expansão das fontes renováveis variáveis.

3.1.2. Etapas de Cálculo do IRRE Modificado para o Caso Base

A aplicação da metodologia IRRE Modificada no caso base seguiu um conjunto estruturado de passos, com o objetivo de avaliar a capacidade do SIN em responder às rampas da carga líquida, utilizando a geração hidrelétrica como recurso de flexibilidade. A Figura 1 apresenta o fluxo completo da construção e aplicação da metodologia IRRE Modificada.



Figura 1 – Fluxo de Passos para Aplicação da Metodologia IRRE Modificada.

Fonte: Elaboração própria.

Com base no banco de dados construído, na formulação descrita na seção 2 dessa tese e no fluxo de passos metodológicos apresentados na Figura 1, a sequência de cálculos foi conduzida da seguinte forma:

i. Determinação da carga líquida horária de cada subsistema:

O primeiro passo consistiu em calcular a carga líquida horária para cada subsistema do Sistema Interligado Nacional (SIN). Para isso, subtraiu-se da carga bruta a geração proveniente das usinas não simuladas individualmente, que incluem fontes como pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, eólicas e solares. Esse procedimento permitiu obter a carga efetiva que precisa ser atendida pelos recursos despacháveis.

ii. Identificação das rampas de carga líquida:

Em seguida, foram calculadas as rampas horárias da carga líquida para cada subsistema, determinando-se as variações positivas e negativas. A rampa positiva corresponde ao aumento da carga líquida em relação à hora anterior, enquanto a rampa negativa representa uma redução nesse mesmo período. A identificação dessas rampas é essencial para avaliar os momentos de maior exigência de flexibilidade do sistema.

iii. Definição dos limites máximo e mínimo globais de geração hidrelétrica:

Com base no período histórico de 2018 a 2023, foram identificados os valores extremos de geração hidrelétrica para cada subsistema, estabelecendo os limites superior e inferior de geração. O limite máximo representa a maior geração hidrelétrica observada no período analisado, enquanto o limite mínimo corresponde à menor geração registrada. Esses valores foram adotados como referência para a capacidade operativa das hidrelétricas no modelo.

iv. Cálculo da reserva de rampa positiva das usinas hidrelétricas:

A partir do limite máximo de geração definido na etapa anterior, foi determinada a reserva de rampa positiva para cada subsistema em cada hora do ano de 2023. Essa reserva representa o quanto as hidrelétricas podem aumentar sua geração a partir do nível despachado naquele instante, respeitando a capacidade máxima histórica observada.

v. Cálculo da reserva de rampa negativa das usinas hidrelétricas:

De maneira análoga, foi calculada a reserva de rampa negativa, considerando o limite mínimo de geração. Essa reserva indica a capacidade das hidrelétricas de reduzir sua geração a partir do nível despachado, respeitando a mínima geração registrada historicamente. Esse valor reflete a flexibilidade disponível para reduzir a produção sem comprometer restrições operacionais.

vi. Cálculo do balanço de rampa positiva:

Para cada hora do período analisado, comparou-se a reserva de rampa positiva disponível com a rampa positiva da carga líquida. Caso a reserva de rampa fosse suficiente para atender ao aumento da carga líquida, considerou-se que a demanda foi atendida sem restrições. Caso contrário, registrou-se uma insuficiência de flexibilidade, indicando que o sistema não conseguiu atender plenamente ao requisito de rampa ascendente.

vii. Cálculo do balanço de rampa negativa:

O mesmo procedimento foi realizado para as rampas negativas. Verificou-se, a cada hora, se a reserva de rampa negativa era suficiente para atender à redução da carga líquida. Se a reserva fosse suficiente, a rampa descendente foi completamente atendida. Caso contrário, registrou-se uma insuficiência, evidenciando a limitação do sistema em reduzir a geração conforme necessário.

viii. Somatório das deficiências de rampa positiva:

Após a verificação da suficiência das reservas de rampa positiva, foi contabilizado o número total de horas em que houve deficiência no atendimento das rampas ascendentes. Esse somatório resultou no índice de IRRE Modificado positivo, representando a quantidade de momentos em que o sistema não conseguiu fornecer a flexibilidade necessária para atender aos aumentos da carga líquida.

ix. Somatório das deficiências de rampa negativa:

Da mesma forma, contabilizou-se o número total de horas em que houve insuficiência na reserva de rampa negativa, resultando no índice de IRRE Modificado negativo. Esse valor reflete as dificuldades do sistema em reduzir a geração conforme a variação da carga líquida demandava.

x. Cálculo do IRRE Modificado total:

Por fim, o IRRE Modificado total foi obtido pela soma dos índices de insuficiência de rampa positiva e negativa. Esse valor consolidado expressa a quantidade total de períodos ao longo do ano de 2023 em que o sistema apresentou déficits de flexibilidade para atender às variações da carga líquida. A métrica resultante permite avaliar de forma quantitativa o nível de flexibilidade operativa do SIN, considerando as restrições impostas à geração hidrelétrica.

Com essa metodologia, é possível obter uma visão detalhada da flexibilidade operacional do sistema para o caso base proposto, identificando os momentos de maior vulnerabilidade (insuficiência de reserva para atendimento de rampa) e servindo de base de comparação para os demais casos e cenários que serão aplicados.

3.2. Construção dos Casos e Cenários para Avaliação da Flexibilidade do SIN a partir do IRRE Modificado

3.2.1. Consideração de Restrições Operacionais na Modelagem

3.2.1.1. Limites Máximo e Mínimo Dinâmicos para Hidrelétricas: Aplicação Sazonal e Mensal

A partir da validação inicial realizada para o caso base, surgiram questões metodológicas relevantes, especialmente no que se refere à representação dos limites

operacionais das usinas hidrelétricas. Diferentemente das usinas térmicas flexíveis, as hidrelétricas possuem restrições adicionais que afetam sua capacidade de fornecer flexibilidade, tais como disponibilidade hídrica, limites ambientais e exigências de usos múltiplos da água, etc. Assim, percebeu-se que seria necessário refinar a representação da flexibilidade hidrelétrica, garantindo que o IRRE refletisse as particularidades de sistemas limitados por energia, como o SIN, em contraposição a sistemas limitados por potência - sistemas majoritariamente termelétricos.

Diante disso, foram realizados testes adicionais para incluir limites operacionais dinâmicos, segmentados por sazonalidade e períodos mensais. No primeiro teste, os valores máximos e mínimos foram ajustados trimestralmente, utilizando os dados observados de 2023 como referência. Em outras palavras, em vez de utilizar os máximos e mínimos globais da operação histórica (2018 a 2023), empregou-se os maiores e os menores valores observados de cada trimestre operativo efetivo de 2023. Essa abordagem buscou capturar as flutuações sazonais da disponibilidade hídrica e seu impacto sobre a flexibilidade do sistema, sendo especialmente relevante para os subsistemas com menor capacidade de regularização da oferta hidrelétrica (fortemente condicionados à hidrologia).

Posteriormente, refinou-se ainda mais a modelagem, adotando limites máximo e mínimo mensais, garantindo um grau ainda maior de granularidade e representatividade das restrições operativas hidrelétricas. Ou seja, para cada mês da análise, considerou-se como limite máximo e mínimo para a geração hidrelétrica o maior valor e o menor valor, respectivamente, do mês operativo do ano de 2023.

A ideia por trás desse refinamento foi baseada no fato de que, para além das flutuações sazonais típicas de um sistema com dimensões continentais, como o brasileiro, há diversas outras questões e particularidades que podem (e devem) afetar a geração hidrelétrica em cada usina e subsistema.

Como esperado, esse refinamento resultou em cenários mais restritivos de disponibilidade de flexibilidade, proporcionando uma avaliação possivelmente mais realista da capacidade de resposta do SIN a variações de carga líquida. Os resultados serão apresentados no capítulo 4 dessa tese.

3.2.1.2. Consideração da Reserva de Potência Operativa (RPO)

Além dos limites operacionais dinâmicos, apresentados na subseção anterior, optou-se por incorporar uma restrição adicional relevante: a Reserva de Potência Operativa (RPO).

A RPO, no SIN, refere-se à capacidade adicional de geração disponível para o ONS utilizar em tempo real, garantindo a operação segura e confiável do sistema elétrico. Em outras palavras, ela representa uma parcela de capacidade de geração que deve ser mantida disponível para responder a contingências e variações inesperadas na operação do sistema, assegurando o controle adequado da frequência e dos intercâmbios entre as áreas de controle da rede de operação. De acordo com a Nota Técnica ONS RE 3/0149/2016, a RPO visa suprir intercorrências relacionadas a perda de unidades geradoras, a desvios da carga verificada em relação à prevista e a desvios instantâneos da carga em relação à previsão (APINE, 2018).

A RPO é calculada utilizando-se modelos probabilísticos da geração e da demanda, possuindo como dados de entrada: i) as probabilidades de falha de todas as unidades geradoras do sistema (taxas de falha); ii) a função de densidade de probabilidade da carga prevista. A partir disso, a RPO calculada é comparada ao valor correspondente a 5% da carga bruta do SIN, adotando-se o maior entre os valores. Portanto, a RPO, no SIN, sempre será pelo menos igual ou maior a 5% da carga bruta.

Considerando a inviabilidade de se replicar a metodologia adotada pelo ONS para cálculo da RPO, optou-se por se assumir a RPO como 5% da carga bruta para cada hora de operação do sistema. Em termos práticos, para cada hora de operação de cada subsistema, retira-se da reserva de rampa referente à geração hidrelétrica o valor de 5% da carga bruta²⁵, representando essa margem de segurança para operação do sistema.

A partir daí, foram realizados três testes considerando a RPO, quais sejam: i) aplicação da RPO diretamente ao caso base, sem outras restrições adicionais; ii) aplicação da RPO combinada com os limites dinâmicos sazonal; iii) aplicação da RPO combinada com os limites dinâmicos mensais. Esse cruzamento permitiu quantificar os impactos dessas restrições sobre a disponibilidade de flexibilidade no SIN, estabelecendo um

²⁵ Vale ressaltar que o valor alocado como POR (5% da carga bruta) diz respeito à carga bruta específica de cada subsistema.

conjunto de restrições potencialmente mais aderentes à realidade operativa do sistema. Os resultados são apresentados no capítulo 4 dessa tese.

3.2.2. Expansão de VRES e seus Impactos na Flexibilidade do SIN

Com a estrutura metodológica validada, incluindo a definição do caso base e dos casos com restrições adicionais, foi possível retomar a avaliação relativa ao impacto da expansão das fontes renováveis variáveis na flexibilidade do SIN.

Como já mencionado, a modelagem de um ano futuro a partir dos modelos do CEPEL apresentou desafios operacionais e metodológicos. Assim, optou-se por construir os cenários futuros a partir dos dados históricos de 2023, assumindo três premissas principais:

- i. Os dados históricos incorporam, de forma indireta, restrições operacionais adicionais (transmissão, estabilidade, despacho, etc.), o que torna essa abordagem mais realista em termos operativos do que a construção artificial de um cenário futuro;
- ii. A expansão das usinas hidrelétricas nos próximos anos será relativamente pequena, o que significa que a base de flexibilidade disponível no sistema permanecerá próxima à atual (MME; EPE, 2024);
- iii. A expansão das fontes renováveis variáveis pode ser representada como um aumento percentual na geração horária verificada das usinas não simuladas individualmente, permitindo uma análise de sensibilidade sobre a resposta do sistema a diferentes níveis de penetração renovável.

Com base nessas premissas, tornou-se necessário definir os cenários de expansão das fontes renováveis variáveis a serem testados na análise de sensibilidade proposta. A análise do PDE 2034 (MME; EPE, 2024), que apresenta a projeção de expansão da capacidade instalada mais recente para a matriz elétrica brasileira, permitiu a identificação dos cenários mais prováveis. Tomando como base seu cenário de referência, considerando a expansão prevista entre 2024 e 2034, observa-se que a potência adicional de usinas hidrelétricas ficou na casa de 6.479 MW, representando um acréscimo de apenas 5,92% da capacidade instalada hídrica neste período. As fontes eólica e solar fotovoltaica, por sua vez, apresentaram crescimentos muito mais significativos. A projeção do PDE

2034 para o cenário de referência indica uma adição de 15.504 MW para a fonte eólica e 13.147 MW para a solar fotovoltaica, o que representa acréscimos de 47,83% e 83,49%, respectivamente. Conjuntamente, essas fontes adicionariam 28.651 MW até 2034, totalizando um acréscimo ponderado por seus pesos de 59,5%.

Se for considerada a capacidade instalada verificada no ano de 2023, que foi o ano utilizado como de referência para o caso base dessa pesquisa, a expansão conjunta das renováveis é ainda mais expressiva, sendo de 36.669 MW até 2034, representando 91,4% de acréscimo. Por outro lado, se for considerada a expansão prevista entre 2024, ano de referência para o PDE 2034, e 2032, ano de referência para o estudo de flexibilidade realizado pela EPE (2023a), tem-se uma expansão prevista conjunta de 17.451 MW para as fontes renováveis variáveis, totalizando 36,2% de acréscimo médio para o período.

Diante dessas análises, propôs-se três cenários de avaliação, um inferior, um médio e um superior, quais sejam:

- i. Expansão de 30% das renováveis variáveis, buscando refletir de forma conservadora a menor expansão – observada para o caso de 2024 a 2032;
- ii. Expansão de 60% das renováveis variáveis, representando a projeção da expansão total do horizonte decenal (2024 a 2034);
- iii. Expansão de 100% das renováveis variáveis, com intuito de representar o cenário de expansão mais amplo, ou seja, contrapondo o ano de 2023 ao ano de 2034.

Em termos da aplicação desse cenário, a metodologia proposta foi de realizar um acréscimo no valor da geração das usinas não simuladas individualmente para cada hora de operação do ano de 2023 para cada subsistema, no nível de cada cenário a ser avaliado - ou seja, deslocamentos de 30, 60 e 100% na geração horária das usinas não simuladas individualmente.

Neste estágio, suscitou-se uma questão metodológica relevante. Um simples aumento da geração, representando um cenário futuro da matriz elétrica, ocasionaria em um desbalanceamento do sistema, pois haveria um aumento da geração sem uma contrapartida na carga. Uma primeira opção mais simplista poderia ser adicionar, a cada hora, o mesmo montante de energia gerada como um acréscimo na carga bruta. Mas, isso

levaria a um cenário de inalteração da carga líquida, dado que haveria um movimento em direções opostas no mesmo valor.

Dessa forma, dois testes adicionais foram realizados. O primeiro foi uma consequente expansão da carga bruta verificada para cada hora de cada subsistema no mesmo percentual de expansão das renováveis: 30, 60 e 100%. No entanto, a depender do subsistema em questão, a carga bruta e a geração não simulada individualmente podem se encontrar em patamares completamente distintos. Assim, com a aplicação de cenários mais altos, como 60 e 100% de expansão, poderia haver um desbalanceamento no sentido contrário do previsto inicialmente, onde a carga bruta sofreria um impacto muito maior do que a geração do sistema.

Neste sentido, buscou-se uma alternativa: considerar as taxas de expansão previstas para a carga do SIN e seus subsistemas para 2034, fornecida pelo PDE 2034 (MME; EPE, 2024). No horizonte decenal, a previsão da carga é feita em três patamares, quais sejam:

- i. Referência: onde a média ponderada de aumento da carga do SIN seria de 38,59%;
- ii. Inferior: onde a média ponderada de aumento da carga do SIN seria de 30%;
- iii. Superior: onde a média ponderada de aumento da carga do SIN seria de 50%.

Diante desses cenários, optou-se pela utilização do cenário de referência do PDE 2034, tendo em vista que representa uma previsão mais equilibrada e que é a previsão que serve como referência para os demais processamentos do plano. Para essa faixa, é disponibilizada a carga em MW_{méd} para o ano de 2034 segregado por subsistema, o que permitiu calcular a taxa de expansão individualizada para cada região. A Tabela 1 apresenta o fator de expansão verificado por subsistema e para o SIN como um todo. Assim, a escolha se deu no sentido de aplicar o fator específico de cada subsistema para os cenários de expansão de renováveis.

Ano	Norte	Nordeste	Sudeste / Centro-Oeste	Sul	SIN
Carga 2024 (MWmed)	7.539	12.715	43.604	13.384	77.242
Carga 2034 (MWmed) - Cenário referência	10.533	18.606	59.150	18.763	107.053
Fator de Expansão para 2034	1,3971	1,4633	1,3565	1,4019	1,3859

Tabela 1 – Carga de 2024 (MWmed), Carga para Cenário de Referência de 2034 (MWmed) e Fator de Expansão para 2034 por Subsistema e para o SIN.

Fonte: Elaboração própria com base em dados do MME e EPE (2024).

Cabe observar que o aumento da geração das usinas não simuladas, por um lado, combinado com a expansão da carga bruta, para cada hora, leva a novas curvas de carga líquida, com uma mudança tanto dos valores da carga líquida horária em si como uma alteração do perfil dessas curvas. Em outras palavras, houve uma mudança nos requisitos de flexibilidade (valores e perfil) ao longo do dia, buscando justamente refletir o impacto da expansão das renováveis em um cenário futuro.

Dessa forma, a estrutura metodológica adotada permitiu cumprir três objetivos essenciais: (i) validar a aplicação da metodologia IRRE Modificada no contexto brasileiro; (ii) testar impacto nos resultados da análise de flexibilidade frente à inclusão de restrições operacionais adicionais (limites hidrelétricos dinâmicos e RPO); e (iii) avaliar os impactos da expansão das fontes renováveis variáveis sobre a flexibilidade operativa do SIN para diferentes cenários de crescimento. Os resultados dessas análises serão apresentados e discutidos no capítulo 4 dessa tese.

3.2.3. Etapas de Cálculo do IRRE Modificado para os Casos de Restrições Operativas Adicionais e Cenários de Expansão das Renováveis

Em termos das etapas de realização do cálculo do IRRE Modificado para os casos das restrições operativas adicionais consideradas (limites máximo e mínimo dinâmicos e RPO) e para os cenários de expansão estipulados para a geração renovável variável, estas seguem um rito de aplicação muito parecido com o descrito na subseção 3.1.2. No entanto, há algumas particularidades a serem detalhadas.

Começando pelo caso de limites dinâmicos, há uma modificação na etapa de definição dos valores máximo e mínimo da geração hidrelétrica para cálculo da reserva de rampa horária. Neste caso, em vez de se olhar os valores máximo e mínimo globais, ou seja, para o período histórico completo (2018 a 2023), realiza-se essa análise considerando os máximo e mínimos em cada subsistema observando apenas o período de interesse, isto é, o trimestre ou o mês referente à hora em questão. Por exemplo, ao se definir o limite para a primeira hora do ano de 2023 para o subsistema Nordeste, deve ser considerado o valor máximo e mínimo observados em qualquer primeiro trimestre da série histórica (2018 a 2023), para o caso de limite sazonal, ou o valor máximo e mínimo observados em qualquer mês de janeiro da série histórica, para o caso de limite mensal.

No cálculo da restrição de RPO, por sua vez, há uma etapa adicional de cálculo. A cada hora de operação de cada subsistema para o ano de 2023, deve-se calcular o valor da RPO, que é definido como 5% da carga bruta observada naquela hora em específico. De posse desse dado, deve-se retirar o valor obtido da reserva de rampa hidrelétrica previamente calculada para aquela hora, diminuindo-se a disponibilidade de atendimento de rampas em razão de uma preservação de reserva de potência.

Por fim, para o caso dos cenários de expansão de renováveis, algumas modificações são necessárias. Primeiro, aplica-se um fator de crescimento à cada geração horária observada de cada subsistema, sendo o fator definido como 1,3 (expansão de 30%), 1,6 (expansão de 60%) ou 2 (expansão de 100%). Adicionalmente, é necessário recalcular os dados de carga bruta com base no fator de crescimento obtido pelo PDE 2034. Os fatores de cada subsistema são encontrados na Tabela 1. De posse das novas curvas de carga bruta e das novas gerações das usinas não simuladas individualmente, é possível se calcular as novas curvas de carga líquida para cada subsistema a serem consideradas no restante do processamento do IRRE Modificado.

A apresentação e discussão dos resultados obtidos no caso base, nos casos de limites dinâmicos e de RPO e dos cenários de expansão das renováveis é realizada na próxima seção deste trabalho.

4. Apresentação e Discussão de Resultados

4.1. Análise de Resultados: Caso Base

Nesta seção, serão explorados os resultados obtidos nos exercícios de cálculo do IRRE Modificado descritos na seção 3 deste trabalho, quais sejam: i) Caso base; ii) Limites máximo e mínimo dinâmicos: sazonal e mensal; iii) Adição de RPO; iv) Combinação entre limite dinâmico (mensal) e RPO; v) Cenários de expansão das fontes renováveis variáveis: 30, 60 e 100%.

Para efeitos de simplificação, o índice IRRE Modificado, conforme metodologia proposta no capítulo 3, será denominado ao longo dessa seção apenas por IRRE.

4.1.1. Resultados do Caso Base – Ano de 2023

O primeiro caso avaliado, conforme descrito anteriormente, foi representado pelo ano operativo do SIN de 2023. Esse foi definido como o caso base, em que se realizou o cálculo do IRRE para os quatro subsistemas do SIN.

Uma primeira avaliação interessante, antes de explorar os resultados do índice IRRE em si, diz respeito à evolução comparada entre o requisito de rampa, dado pela variação horária da carga líquida, e a reserva de rampa, composto pela folga de capacidade das usinas hidrelétricas para cada hora. As Figura 2 e Figura 3 apresentam esse comparativo através da demanda de rampa (curva de carga líquida) em comparação com a reserva de rampa, para cada subsistema, em MWh/h, para o ano completo de 2023, sendo a primeira apenas para os casos positivos e a segunda apenas para os casos negativos.

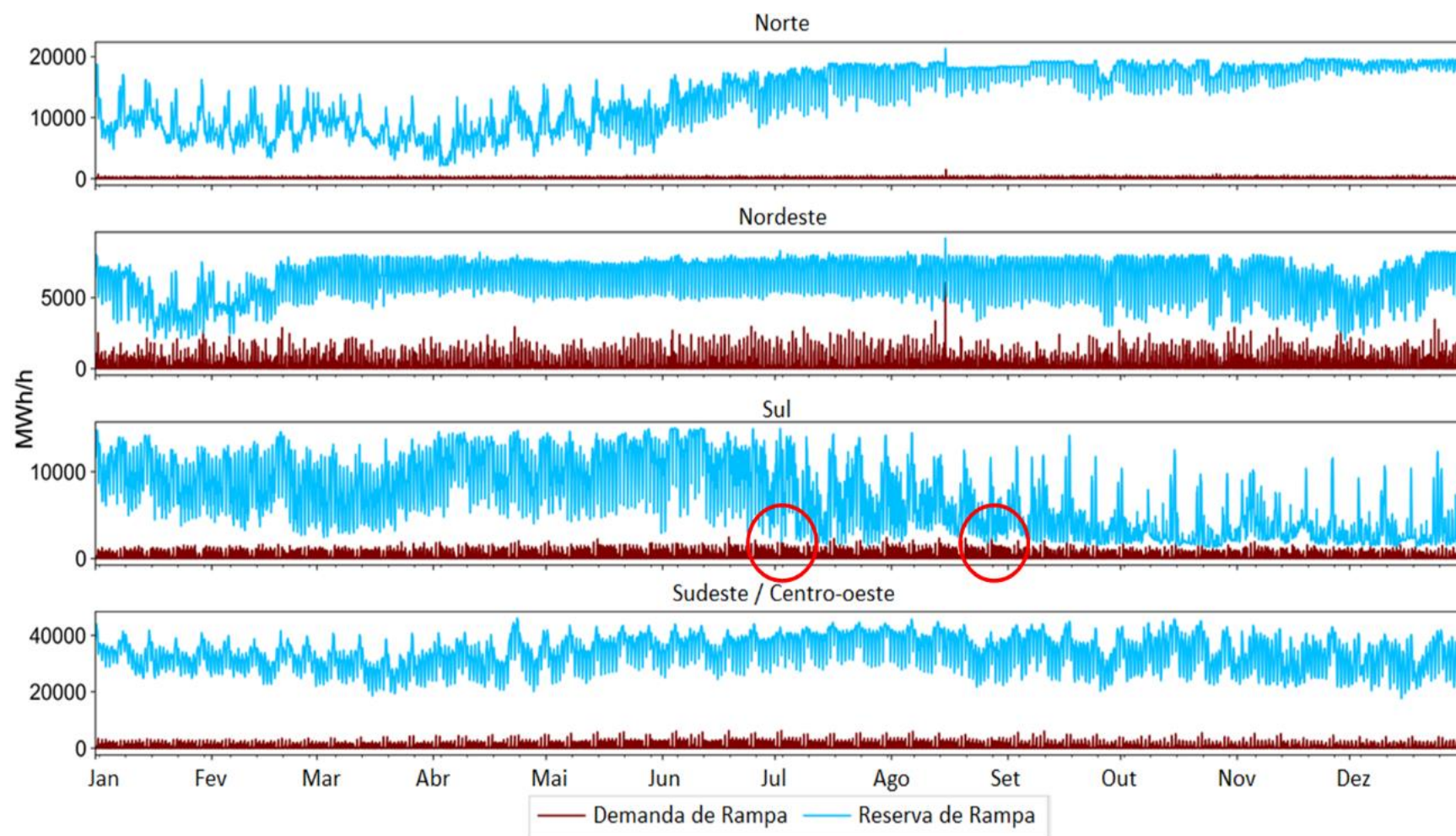


Figura 2 – Curvas de Demanda de Rampa Positiva e Reserva de Rampa Positiva, por Subsistema, em MWh/h, para 2023.

Fonte: Elaboração própria.

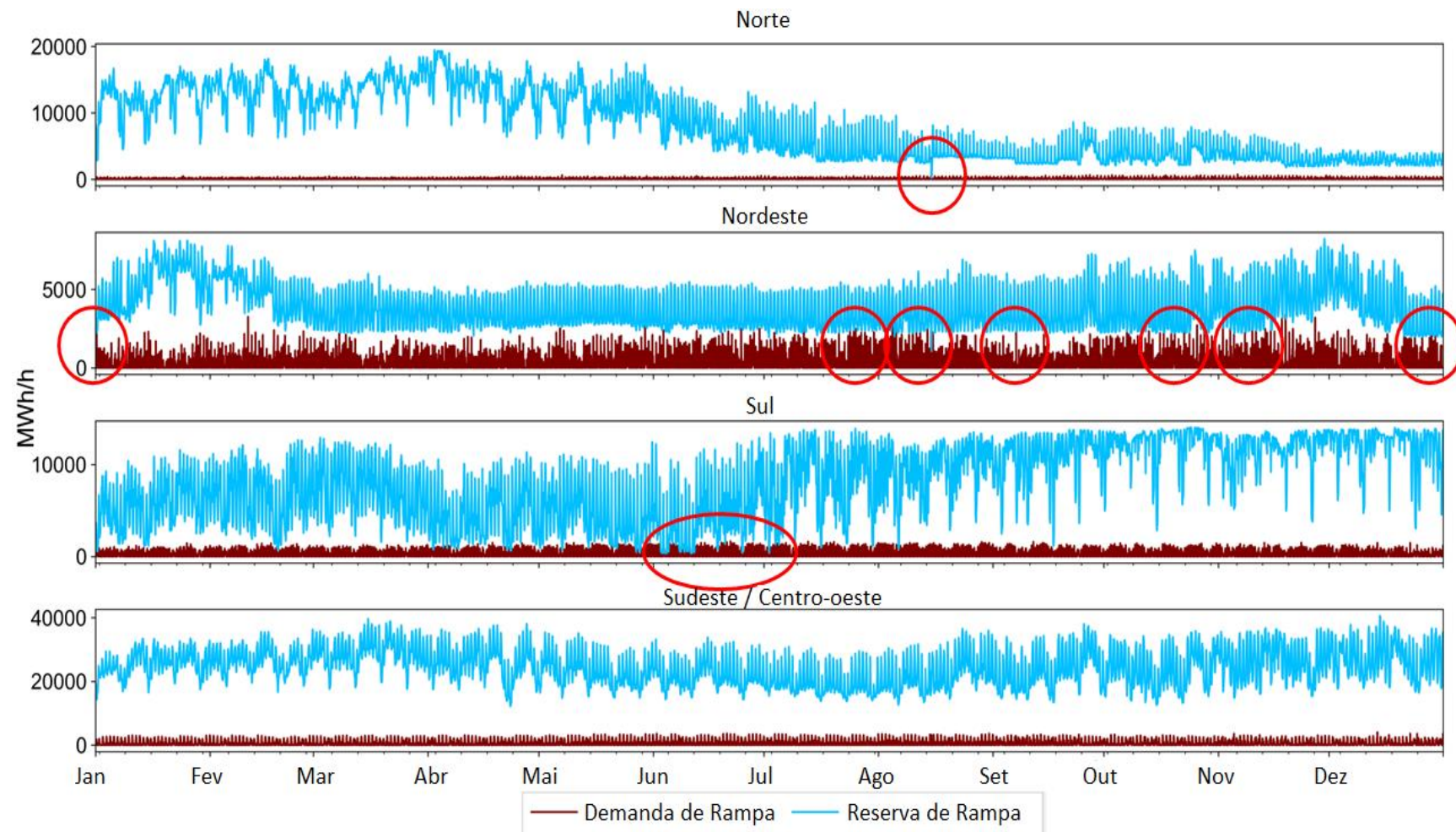


Figura 3 - Curvas de Demanda de Rampa Negativa e Reserva de Rampa Negativa, por Subsistema, em MWh/h, para 2023.

Fonte: Elaboração própria.

Avaliando-se a Figura 2, que apresenta o comparativo positivo entre a demanda de rampa e a reserva de rampa, observa-se que, para o caso base, ou seja, sem se considerar quaisquer restrições adicionais (como limites máximo e mínimo dinâmico ou adição de RPO), o sistema apresenta uma condição bastante confortável de operação. Apenas em três horas do ano, para o subsistema Sul, houve insuficiência de reserva de rampa para atender a variações de carga líquida positiva (destacadas em vermelho).

Neste ponto, cabe sinalizar que essas três ocorrências horárias verificadas não indicam que houve efetivamente uma insuficiência para fornecimento das rampas líquidas requeridas. Isto ocorre porque o sistema conta com diversas alternativas para suprir essa demanda de rampa de carga líquida, as quais não foram consideradas no conjunto de recursos de flexibilidade em nossa metodologia, como, por exemplo, capacidade de rampa proveniente da geração termelétrica, de interconexão entre subsistemas ou, em casos mais extremos, até mesmo o *curtailment*. Essa é uma consideração importante que vale como uma ressalva para todas as análises que serão consideradas neste capítulo.

No caso da Figura 3, que apresenta o comparativo entre a demanda de rampa líquida negativa e a reserva de rampa negativa, é possível constatar que o sistema possui uma maior quantidade de ocorrências horárias de insuficiência de capacidade para atendimento às rampas. Ainda assim, trata-se de um número total muito reduzido, sendo 16 para o subsistema Sul, 15 para Nordeste, 2 para o Norte e nenhuma ocorrência para o Sudeste / Centro-oeste. A Figura 4 apresenta o número de ocorrências de insuficiência de rampa em cada direção (positiva e negativa) por subsistema para o ano de 2023.

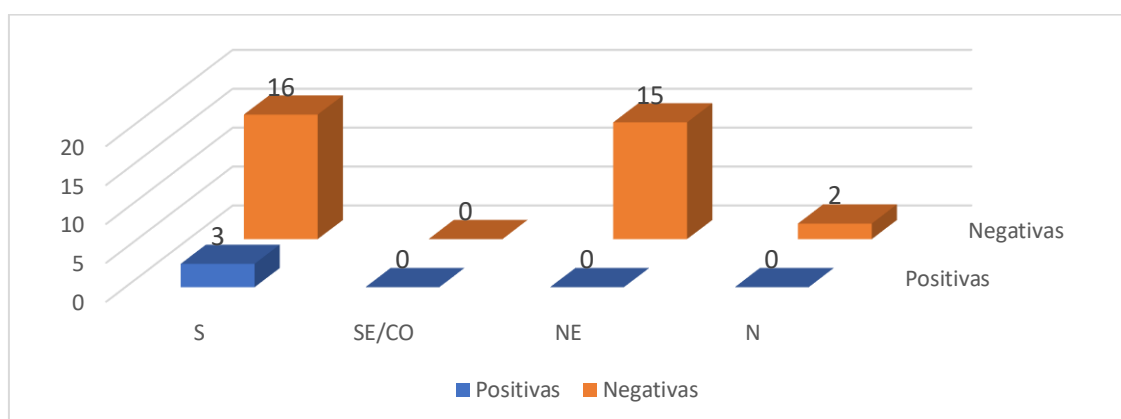


Figura 4 – Número de Ocorrências Horárias de Insuficiência de Reserva de Rampa para Atendimento às Rampas de Carga Líquida, por Direção (Positivas e Negativas), por Subsistema – Ano de 2023

Fonte: Elaboração própria.

Uma informação relevante adicional que se pode calcular ao longo dos cálculos do IRRE é a magnitude da folga observada em cada subsistema. Neste sentido, foi feito um exercício de comparação entre as demandas de rampa médias (tanto positivas quanto negativas) com a reserva de rampa disponível na mesma hora (na mesma direção da rampa requerida). Neste caso, observa-se que o subsistema Sudeste / Centro-oeste é o que apresenta a maior capacidade de lidar com as demandas de rampa horária – pois possui a maior capacidade hidrelétrica do sistema. Enquanto a demanda média de rampa de carga líquida positiva ficou em 1.404,68 MWmed, a reserva de rampa média positiva deste subsistema foi de 31.382,74 MWmed, ou seja, uma folga média de quase 30.000 MWmed. Para as rampas negativas, a demanda média de carga líquida foi de 1.179,35 MWmed, enquanto a reserva de rampa foi de 23.930,50 MWmed, totalizando 22.751,15 MWmed de folga para as rampas negativas.

Esse resultado é esperado e condizente com a realidade do SIN, tendo em vista que o Sudeste/Centro-Oeste é responsável pela maior participação na capacidade instalada do sistema (47%) e por responder por 70% da capacidade total de armazenamento do SIN (reservatórios hidrelétricos). Esse subsistema detém os principais reservatórios de regularização do sistema, localizados, sobretudo, na bacia hidrográfica do Rio Paraná e seus afluentes (EPE, 2023b). Neste sentido, o subsistema Sudeste / Centro-oeste, que possui interconexão com todos os demais subsistemas do SIN, acaba atuando como um colchão de flexibilidade para todo o sistema – claro, limitado pela capacidade das interconexões. Adicionalmente, vale ressaltar que o subsistema Sudeste / Centro-Oeste também é o que apresenta a maior carga do SIN, tendo respondido por 57% da carga bruta total do sistema no ano de 2023. Além disso, (ONS, 2025a).

A mesma análise pode ser realizada para os demais subsistemas. O subsistema Norte apresenta a segunda maior folga de reserva de rampa comparativamente aos requisitos. Neste caso, enquanto demanda média de rampa de carga líquida positiva foi de 167,56 MWmed, a reserva de rampa média positiva deste subsistema foi de 13.383,40 MWmed, ou seja, uma folga de 13.215,84 MWmed. Para as rampas negativas, verificou-se uma demanda média de 140,07 MWmed, com uma reserva de rampa de 7.706,04 MWmed, representando uma folga de 7.565,97 MWmed. No entanto, esse dado deve ser observado com ressalvas. Diferentemente do subsistema Sudeste / Centro-oeste, o subsistema Norte possui apenas 5,2% da capacidade de armazenamento do SIN, mesmo possuindo uma capacidade instalada de mais de 21 GW somente de usinas hidrelétricas

(segunda maior capacidade instalada de UHEs – todas simuladas individualmente). Isso ocorre porque a grande maioria das usinas hidrelétricas do subsistema são caracterizadas por possuírem baixas quedas d'água e grandes vazões afluentes, operando a fio d'água e sem grande capacidade de armazenamento (EPE, 2024b). Desse modo, apesar da grande capacidade instalada, o subsistema Norte possui forte influência da sazonalidade / hidrologia, com baixa capacidade de regularização da sua oferta de energia.

O subsistema Nordeste, por sua vez, concentra quase 17,8% da capacidade de armazenamento hidrelétrico do país, mesmo possuindo apenas menos de 11 GW de capacidade instalada hídrica. Neste sentido, destaca-se na região a bacia do rio São Francisco. Uma característica muito importante do subsistema Nordeste é que ele apresenta as maiores potências instaladas de usinas eólicas e solar fotovoltaica do SIN, representando a maior parte da capacidade de usinas não simuladas individualmente do sistema. São, ao todo, 47,3 GW de potência instalada dessas usinas, sendo 30,1 GW somente de eólica e 8,8 GW de solar fotovoltaica. Portanto, o subsistema Nordeste, apesar de contribuir de forma muito significativa em termos de capacidade instalada e de energia, acaba representando um grande desafio em termos de operação do sistema (ONS, 2025b). Em termos da folga de reserva de rampa, o subsistema Nordeste apresenta 5.696,46 MWmed para o caso positivo (sendo 675,93 MWmed de demanda e 6.372,39 MWmed de oferta) e 3.290,66 MWmed para o caso negativo (sendo 653,19 MWmed de demanda e 3.943,85 MWmed de oferta).

Já o subsistema Sul se configura como um caso diferente dos demais. Esse subsistema responde por cerca de 17% da carga bruta total do sistema, ao passo que detém 14% da capacidade instalada total e 6,9% da capacidade de armazenamento hídrico ((EPE, 2024b; ONS, 2025b). Algo interessante de se observar é o crescente número de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD), alcançando praticamente 8 GW em 2024 (segundo maior subsistema), do total de 14 GW que possui de usinas não simuladas individualmente. Para o ano de 2023, foi calculada uma folga positiva média de 6.127,46 MWmed (624,24 MWmed de demanda e 6.751,70 MWmed de oferta) e 7.468,38 MWmed para rampas negativas (527,04 MWmed de demanda e 7.995,42 MWmed de oferta). Uma observação interessante é que, das 19 horas com insuficiência de rampa ao longo de 2023, 16 foram para rampas negativas, tendo todas essas ocorrido no mês de junho em função de uma geração hidrelétrica já bastante reduzida, o que impossibilitava de reduzir ainda mais a geração para acomodar variações negativas de carga líquida.

Embora, conforme mencionado, sejam poucas ocorrências e com alternativas do sistema para suprir essas rampas negativas, esse pode ser um indício de dificuldade operativa para o subsistema Sul quando novas restrições forem adicionadas ou quando a geração renovável variável for expandida.

Por fim, apresenta-se o resultado do cálculo do IRRE para cada subsistema, que, naturalmente, reflete as análises realizadas anteriormente. A Tabela 2 compila a síntese dos índices IRRE calculados para o cenário base, decompondo o índice por subsistema, por período (mês ou ano) e por direção (positivo, negativo ou total).

Período	Subsistema Sudeste / Centro-oeste			Subsistema Sul		
	IRRE Positivo	IRRE Negativo	IRRE Total	IRRE Positivo	IRRE Negativo	IRRE Total
jan/23	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
fev/23	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
mar/23	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
abr/23	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
mai/23	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
jun/23	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	2,22%	2,22%
jul/23	0,00%	0,00%	0,00%	0,13%	0,00%	0,13%
ago/23	0,00%	0,00%	0,00%	0,27%	0,00%	0,27%
set/23	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
out/23	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
nov/23	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
dez/23	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
2023	0,00%	0,00%	0,00%	0,03%	0,18%	0,22%
Período	Subsistema Nordeste			Subsistema Norte		
	IRRE Positivo	IRRE Negativo	IRRE Total	IRRE Positivo	IRRE Negativo	IRRE Total
jan/23	0,00%	0,13%	0,13%	0,00%	0,00%	0,00%
fev/23	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
mar/23	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
abr/23	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
mai/23	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
jun/23	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
jul/23	0,00%	0,13%	0,13%	0,00%	0,00%	0,00%
ago/23	0,00%	0,67%	0,67%	0,00%	0,27%	0,27%
set/23	0,00%	0,14%	0,14%	0,00%	0,00%	0,00%
out/23	0,00%	0,40%	0,40%	0,00%	0,00%	0,00%
nov/23	0,00%	0,28%	0,28%	0,00%	0,00%	0,00%
dez/23	0,00%	0,27%	0,27%	0,00%	0,00%	0,00%
2023	0,00%	0,17%	0,17%	0,00%	0,02%	0,02%

Tabela 2 – Índice IRRE para o Cenário Base por Período (mês e ano), Direção (Positivo e Negativo) e por Subsistema – Ano de 2023.

Fonte: Elaboração própria.

Começando pelo subsistema Sudeste / Centro-Oeste, o IRRE total calculado foi de 0%, refletindo o fato de que não foram observadas ocorrências de insuficiência de rampa – positivas ou negativas – neste subsistema ao longo de 2023. Para o subsistema Sul, o IRRE total anual foi de 0,22%, ficando evidente que o IRRE negativo de junho de 2023 foi o grande responsável por este resultado (IRRE negativo de junho foi de 2,22%). O subsistema Nordeste apresentou um IRRE total de 0,17%, integralmente resultante das insuficiências observadas para rampas negativas (as quais ocorreram em diversos meses). Ao final, tem-se o IRRE total do subsistema Norte, que foi de apenas 0,02% para 2023, com apenas duas ocorrências horárias de insuficiência – ambas negativas e verificadas no mês de agosto de 2023.

Nas subseções subsequentes serão analisados os comportamentos do IRRE frente à adição das restrições operativas complementares e frente à expansão simulada das fontes renováveis variáveis.

4.2. Análise de Resultados: Impactos das Novas Restrições Operacionais na Avaliação do IRRE

Nesta seção, serão apresentados os resultados obtidos para as novas rodadas de cálculo do IRRE considerando as restrições operativas adicionais, quais sejam: i) limites dinâmicos para caso sazonal; ii) limites dinâmicos para caso mensal; iii) consideração de RPO; e iv) combinação de limite dinâmico mensal com RPO.

4.2.1. Consideração de Limites Máximo e Mínimo Dinâmicos: Caso Sazonal

Para os limites sazonais, conforme detalhado anteriormente, considera-se novos limites de geração máximo e mínimo para o conjunto de UHEs de cada subsistema, sendo estes limites dados pelas ocorrências máxima e mínima de cada trimestre da operação efetiva do ano de 2023. Assim, o primeiro resultado que pode ser explorado é o entendimento acerca da magnitude dessa mudança. A Tabela 3 apresenta as alterações verificadas para cada subsistema, contrapondo os limites máximo e mínimo originais (valores extremos globais observados na série histórica) com os novos limites considerados (limites sazonais).

Subsistema	Trimestre	Máximo Global (MWmed)	Máximo Sazonal (MWmed)	Variação Máximo (MWmed)	Mínimo Global (MWmed)	Mínimo Sazonal (MWmed)	Variação Mínimo (MWmed)
Sudeste / Centro-Oeste	1° Tri.	60.749,19	57.384,43	-3.364,76	2.530,60	6.442,10	-3.911,50
	2° Tri.		56.790,99	-3.958,20		4.442,33	-1.911,73
	3° Tri.		53.649,26	-7.099,93		4.119,76	-1.589,16
	4° Tri.		58.932,05	-1.817,14		4.481,26	-1.950,66
Sul	1° Tri.	15.345,13	15.255,93	-89,20	0,00	12,78	-12,78
	2° Tri.		15.181,50	-163,63		1,52	-1,52
	3° Tri.		15.150,13	-195,00		0,00	0,00
	4° Tri.		15.248,25	-96,88		21,91	-21,91
Nordeste	1° Tri.	10.227,51	9.868,86	-358,65	3,55	3,55	0,00
	2° Tri.		8.837,37	-1.390,13		1.077,91	-1.074,36
	3° Tri.		9.818,76	-408,75		466,32	-462,77
	4° Tri.		9.898,91	-328,60		883,36	-879,80
Norte	1° Tri.	21.538,30	20.725,46	-812,84	8,45	637,63	-629,18
	2° Tri.		21.427,53	-110,77		1.315,05	-1.306,60
	3° Tri.		15.070,02	-6.468,27		8,45	0,00
	4° Tri.		19.864,03	-1.674,27		1.192,93	-1.184,48

Tabela 3 – Valores Máximos e Mínimos (Globais e Sazonais) da Geração Hidrelétrica, por Subsistema e por Trimestre, e Respectivas Variações de Máximo e Mínimo – Ano de 2023.

Fonte: Elaboração própria.

Com base nos valores apresentados na Tabela 3, verifica-se que, a depender da região considerada, os novos valores operacionais de máximo e mínimo do conjunto de hidrelétricas pode representar uma variação muito significativa em relação aos valores originais. Dos quatro subsistemas, o Sul é o que apresenta situação mais estável com as mudanças. A variação máxima observada foi de apenas 195,00 MWmed no limite máximo sazonal referente ao terceiro trimestre. Sua situação é ainda mais estável ao se considerar as variações do limite mínimo. Portanto, é de se esperar que seus resultados de insuficiência não sejam tão diferentes dos resultados previamente encontrados.

O subsistema Nordeste, por sua vez, apresenta uma média de variação de 621,53 MWmed para o limite máximo e 604,23 para o limite mínimo de operação das UHEs. Mas, deve-se atentar ao fato de que há variações acima de 1.000,00 MWmed nesse subsistema, que ocorrem no 2° trimestre. Portanto, há uma relevante variação da faixa

operacional das hidrelétricas que acabam limitando a capacidade de reserva de rampa da região.

Os subsistemas Norte e Sudeste / Centro-Oeste são os que apresentam variações mais drásticas. Começando pelo Norte, apesar de apresentar variações baixas (por exemplo, não houve alteração do limite mínimo sazonal em relação ao original no 3º trimestre), a média de variações – positivas e negativas – é de mais de 1.500 MWmed. Esse efeito é ainda mais forte ao se considerar os valores máximo de geração, que chegam a apresentar uma redução de 6.468,27 MWmed no 3º trimestre. Esse resultado é, de certa forma, esperado, tendo em vista que a região Norte é caracterizada por possuir um robusto parque hidrelétrico com grande potência instalada, mas com baixa capacidade de regularização (em geral, usinas a fio d'água). Isso faz esse subsistema apresentar uma grande limitação da disponibilidade de operação das hídricas em meses de baixa afluência e hidrologia²⁶.

Por fim, o subsistema Sudeste / Centro-Oeste é o que apresenta a maior variação de seus limites, apresentando média de mais de 4.000 MWmed para as variações de limite máximo e de 2.340 MWmed para os limites mínimos. Chama atenção a variação observada no 3º trimestre para o limite máximo, que alcançou expressivos 7.099,93 MWmed – a maior variação absoluta entre todos os subsistemas e trimestres avaliados. Apesar da maior magnitude de variações, cabe aqui uma importante observação: o subsistema Sudeste / Centro-Oeste é o que apresenta a maior capacidade de geração em termos do parque hídrico e, principalmente de regularização da sua oferta, tendo vista que responde por cerca de 70% da capacidade de armazenamento do SIN. Assim, considerando o tamanho desse subsistema, também é de se esperar que ele apresente as maiores variações em termos absolutos. Naturalmente, isso pode não se traduzir em verdade para uma avaliação em termos relativos. Desse modo, essa grande redução em termos absolutos das faixas operacionais das UHEs para cada trimestre avaliado pode não representar um grande aumento das ocorrências de insuficiência de rampa. Adiante, será trazida essa análise.

A consideração dos novos limites máximo e mínimo sazonais resultaram, em termos gerais, em uma redução da faixa operativa disponível para as UHEs nos diferentes

²⁶ Em outras palavras, o efeito da variabilidade hidrológica (vazão) se sobrepõe ao da variabilidade da altura (usinas com deplecionamento).

subsistemas, conforme demonstrado. Por consequência, há um impacto direto nas reservas de rampa horárias calculadas. A Tabela 4 sintetiza a redução média da reserva de rampa observada nos diferentes subsistemas.

Subsistema	Média da Reserva de Rampa Positiva - Máximo Global (MW/h)	Média da Reserva de Rampa Positiva - Máximo Sazonal (MW/h)	Variação da Reserva de Rampa Positiva (MW/h)	Média da Reserva de Rampa Negativa - Máximo Global (MW/h)	Média da Reserva de Rampa Negativa - Máximo Sazonal (MW/h)	Variação da Reserva de Rampa Negativa (MW/h)
Sudeste / Centro-Oeste	33.603,02	29.538,92	- 4.064,10	24.615,57	22.282,24	- 2.333,33
Sul	7.075,97	6.939,61	- 136,36	8.269,16	8.260,11	- 9,05
Nordeste	6.325,55	5.704,69	- 620,87	3.898,40	3.292,15	- 606,26
Norte	13.623,16	11.342,75	- 2.280,41	7.906,68	7.127,24	- 779,45

Tabela 4 – Comportamento das Reservas de Rampa Médias, Positivas e Negativas, e para Limites Global e Sazonal, e Variações Correspondentes – Ano de 2023.

Fonte: Elaboração própria.

Considerando os resultados da Tabela 4, depreende-se que o subsistema Sudeste / Centro-Oeste foi o que apresentou a maior redução de suas reservas de rampa para atendimento às variações de rampa líquida: 4.064,10 MW/h para a reserva positiva, e 2.333,33 MW/h para a reserva negativa. Esse efeito está alinhado às reduções observadas de limites máximo e mínimo. Outro subsistema que chama atenção é o Norte, que teve uma média de redução na sua reserva de rampa positiva de 2.280,41 MW/h, demonstrando o impacto da sazonalidade / hidrologia em sua capacidade de atendimento de rampas. O Nordeste teve reduções médias equilibradas entre as reservas positivas e negativas, da ordem de 600 MW/h. Essa redução pode vir a ser um problema nos cenários futuros de expansão das renováveis em razão de ser o subsistema com maior participação de usinas não simuladas individualmente. Por último, o subsistema Sul apresentou variações de reserva de rampa muito mais contidas do que os demais subsistemas, sinalizando que o ano de 2023 representou bem o cenário histórico de sua geração (máxima e mínima).

Explorados os achados intermediários, passa-se à avaliação dos novos valores de IRRE calculados. A Tabela 5 compila todos os passos necessários ao cálculo do IRRE,

por subsistema, apresentando o número de observações de insuficiência de rampa para os casos positivos e negativos, tanto utilizando os limites globais como os limites ajustados sazonais, suas variações em termos absolutos, a somatória de horas com rampa positiva e rampa negativa, os índices IRRE positivo e negativo, tanto para os limites globais como para os sazonais, e, por fim, o cômputo do IRRE Total, contrapondo o índice calculado com limites globais com o de limites sazonais.

Etapas	Sudeste / Centro- Oeste	Sul	Nordeste	Norte
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Positiva - Máximo Global	0	3	0	0
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Positiva - Máximo Sazonal	0	4	0	0
Variação das Insuficiências de Rampa Positiva	0	1	0	0
Somatório de Horas com Rampa Positiva	3.999	4.010	4.314	3.991
IRRE Positivo - Máximo Global	0,00%	0,07%	0,00%	0,00%
IRRE Positivo - Máximo Sazonal	0,00%	0,10%	0,00%	0,00%
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Negativa - Mínimo Global	0	16	15	2
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Negativa - Mínimo Sazonal	0	16	120	2
Variação das Insuficiências de Rampa Negativa	0	0	105	0
Somatório de Horas com Rampa Negativa	4.761	4.750	4.446	4.769
IRRE Negativo - Mínimo Global	0,00%	0,34%	0,34%	0,04%
IRRE Negativo - Mínimo Sazonal	0,00%	0,34%	2,70%	0,04%
IRRE Total - Limites Globais	0,00%	0,22%	0,17%	0,02%
IRRE Total - Limites Sazonais	0,00%	0,23%	1,37%	0,02%

Tabela 5 – Apresentação do Índice IRRE Total para os Casos de Limites Globais e Sazonais, por Subsistema, e suas Etapas de Cálculo – Ano de 2023.

Fonte: Elaboração própria.

Conforme detalhado na Tabela 5, a situação observada nos subsistemas Sudeste / Centro-Oeste e Norte não se alteraram comparando o IRRE Positivo, o IRRE Negativo e o IRRE Total com atualização dos limites operacionais para o máximo e mínimo verificados em cada trimestre. Isso ocorre mesmo diante das significativas variações observadas em termos de reserva de rampa (sobretudo as reservas positivas). No caso do primeiro subsistema, o IRRE Total permaneceu zerado. Para o Norte, o IRRE Total continuou com seu resultado original de 0,02%.

Trata-se de um resultado esperado para o caso do subsistema Sudeste / Centro-Oeste, que possui uma grande capacidade de geração e de variação da sua produção (grande capacidade de regularização). Para o caso do Norte, o resultado é interessante, demonstrando que mesmo diante de uma dilatada perda de reserva de rampa positiva, ainda assim o sistema permaneceu sendo capaz de suprir todas as suas demandas de rampa líquida positivas. Vale ressaltar, no entanto, que este subsistema é o que possui a menor capacidade instalada e geração de usinas não simuladas individualmente e, adicionalmente, a menor magnitude de variação dessas usinas, contribuindo para que o subsistema não seja tão exigido em termos de flexibilidade por variações advindas da geração renovável.

Para o subsistema Sul, observa uma pequena variação em seu cenário, com o aumento de apenas uma ocorrência de insuficiência de rampa para o caso positivo, passando de 3 para 4. Essa variação resultou em um marginal acréscimo no IRRE Total, saindo de 0,22% para 0,23%. Ressalta-se que as ocorrências de insuficiências negativas permaneceram no patamar de 16.

O caso com maior alteração foi o do subsistema Nordeste. Aqui, observa-se uma mudança significativa do conforto operativo verificado anteriormente, especificamente para rampas negativas. O IRRE Total passou de 0,17% para 1,37%, indicando que em 1,37% das horas do ano houve insuficiência de rampa neste subsistema. Este resultado é absolutamente esperado, tendo em vista a enorme geração renovável localizada na região. Para se ter uma dimensão, em 4.650 horas do ano de 2023, a partir dos dados reais de operação, esse subsistema teve a ocorrência de cargas líquidas negativas, ou seja, uma geração de usinas não simuladas individualmente (especialmente eólica e solar) maior do que a carga do subsistema. Então, torna-se muito importante a interconexão desse subsistema com os demais (Norte e Sudeste / Centro-Oeste), justamente para que a exportação da energia excedente para os demais subsistemas funcione como um colchão

de flexibilidade para acomodar sua geração renovável. Diante disso, a alteração do limite inferior de geração hidrelétrica (para corresponder ao mínimo sazonal) teve um impacto de aumentar de 15 para 120 ocorrências de déficit de rampas negativas.

Em conclusão, é possível observar que a nova consideração de limites máximo e mínimo sazonais modificou de forma significativa as reservas de rampa. No entanto, essa restrição não se manifestou diretamente como um grande impacto no cálculo do IRRE Total dos subsistemas. A única exceção foi o subsistema Nordeste que, ainda assim, conta com uma capacidade de escoar sua produção excedente para outros subsistemas e, portanto, não aparenta ser um caso crítico. Na próxima subseção será apresentado o caso dos limites dinâmicos mensais.

4.2.2. Consideração de Limites Máximo e Mínimo Dinâmicos: Caso Mensal

Para o caso de limites mensais, as mesmas análises do caso sazonal foram aplicadas. Estas refletem a consideração de novos limites de geração máximo e mínimo para o conjunto de UHEs de cada subsistema, dados pelos valores máximo e mínimo de cada mês da operação efetiva de 2023.

O primeiro resultado a ser explorado é o entendimento acerca da magnitude dessa mudança, isto é, como os limites de geração possíveis foram alterados. A Tabela 6 apresenta as mudanças verificadas para cada subsistema, contrapondo os limites máximo e mínimo originais (valores extremos globais observados na série histórica) com os novos limites considerados (limites mensais).

Subsistema	Mês	Máximo Global (MWmed)	Máximo Mensal (MWmed)	Varição de Máximo (MWmed)	Mínimo Global (MWmed)	Mínimo Mensal (MWmed)	Varição de Mínimo (MWmed)
Sudeste / Centro-Oeste	Janeiro	60.749,19	55.578,02	-5.171,17	2.530,60	8.281,09	-5.750,48
	Fevereiro		55.871,32	-4.877,87		8.198,57	-5.667,96
	Março		56.121,34	-4.627,86		8.045,37	-5.514,77
	Abril		55.156,91	-5.592,28		6.705,43	-4.174,82
	Maiο		53.717,25	-7.031,95		7.579,20	-5.048,60
	Junho		52.370,74	-8.378,46		6.069,50	-3.538,89
	Julho		48.688,60	-12.060,59		6.996,75	-4.466,15
	Agosto		49.812,13	-10.937,06		4.772,87	-2.242,27
	Setembro		48.963,35	-11.785,85		6.424,94	-3.894,33
	Outubro		50.292,25	-10.456,94		5.646,14	-3.115,53

	Novembro		56.726,82	-4.022,37		7.934,01	-5.403,41
	Dezembro		56.039,05	-4.710,15		6.534,30	-4.003,69
Sul	Janeiro	15.345,13	15.223,14	-121,99	0,00	26,91	-26,91
	Fevereiro		15.219,57	-125,56		128,93	-128,93
	Março		15.098,36	-246,77		84,14	-84,14
	Abril		15.134,65	-210,48		9,50	-9,50
	Maiο		14.717,05	-628,08		15,48	-15,48
	Junho		14.832,56	-512,57		1,52	-1,52
	Julho		14.847,03	-498,10		17,75	-17,75
	Agosto		14.809,58	-535,55		21,80	-21,80
	Setembro		15.110,25	-234,88		42,80	-42,80
	Outubro		14.830,22	-514,91		24,42	-24,42
	Novembro		15.070,91	-274,22		22,01	-22,01
	Dezembro		15.187,65	-157,48		29,62	-29,62
Nordeste	Janeiro	10.227,51	9.483,24	-744,27	3,55	1.141,64	-1.138,09
	Fevereiro		9.381,45	-846,06		1.106,40	-1.102,85
	Março		9.471,77	-755,74		3,55	0,00
	Abril		8.690,29	-1.537,22		1.080,03	-1.076,48
	Maiο		8.054,61	-2.172,90		1.190,48	-1.186,92
	Junho		7.788,56	-2.438,95		1.129,77	-1.126,21
	Julho		8.990,01	-1.237,50		1.042,16	-1.038,61
	Agosto		9.651,73	-575,78		466,32	-462,77
	Setembro		9.122,50	-1.105,01		1.158,39	-1.154,84
	Outubro		9.110,93	-1.116,58		1.200,17	-1.196,62
	Novembro		9.673,91	-553,60		888,25	-884,69
	Dezembro		9.651,95	-575,55		1.132,88	-1.129,32
Norte	Janeiro	21.538,30	20.113,91	-1.424,39	8,45	1.535,13	-1.526,67
	Fevereiro		20.502,71	-1.035,58		1.305,07	-1.296,62
	Março		20.710,98	-827,32		645,55	-637,10
	Abril		21.118,42	-419,87		1.462,38	-1.453,93
	Maiο		21.219,87	-318,43		1.626,13	-1.617,67
	Junho		16.736,35	-4.801,95		1.880,92	-1.872,47
	Julho		14.407,23	-7.131,07		1.331,92	-1.323,47
	Agosto		11.984,53	-9.553,77		8,45	0,00
	Setembro		11.232,86	-10.305,44		1.401,41	-1.392,95
	Outubro		10.918,02	-10.620,27		1.305,64	-1.297,19
	Novembro		12.383,91	-9.154,39		1.201,31	-1.192,86
	Dezembro		19.763,33	-1.774,96		1.320,68	-1.312,23

Tabela 6 – Valores Máximos e Mínimos (Globais e Mensais) da Geração Hidrelétrica, por Subsistema e por Mês, e Respectivas Variações de Máximo e Mínimo – Ano de 2023.

Fonte: Elaboração própria.

Assim como verificado para o caso de limites sazonais, a mesma tendência foi observada nesse exercício, onde subsistema Sudeste / Centro-Oeste se destaca como aquele que sofre as maiores variações de redução de limites operacionais do conjunto de suas hidrelétricas. A média das reduções ficou próximo de 6.000 MWmed para cada mês, sendo que há registros que superam os 10.000 MWmed (julho a outubro para o caso do limite máximo). Novamente, apesar desse resultado expressivo, deve-se salientar que este subsistema é o que detém a maior capacidade de regularização do SIN e também o maior parque gerador hídrico. Portanto, apesar dessa magnitude de redução, é possível que, ainda assim, este subsistema apresente folga de operação para suprir as suas demandas de rampa de carga próprias.

O subsistema Norte observou uma redução bastante expressiva de seus limites de operação máximo, sobretudo entre os meses de junho a novembro. Isso demonstra que a geração máxima possível nestes meses é bem menor do que a geração máxima quando se observa o ano como um todo, certamente em virtude de sua sazonalidade de hidrologia e afluências. Para os limites inferiores, apesar de possuir uma redução relevante, com média de 1.243,60 MWmed, não há meses que se descolem muito desse valor, sendo o maior valor de redução observado a variação negativa de 1.872,47 MWmed referente ao mês de junho.

O caso do subsistema Sul continua sendo o mais constante. Em termos dos limites de geração inferior, a redução de seu potencial foi, na média, de apenas 35,41 MWmed. Ou seja, praticamente as usinas hidrelétricas foram aptas a reduzir sua geração a valores mínimos muito próximos dos verificados na série histórica. Para a geração máxima, a redução média foi de 338,38 MWmed, sendo o maior valor de decréscimo a variação observada no mês de maio, com 628,08 MWmed.

Por fim, o subsistema Nordeste é o que apresenta variações menos padronizadas. No caso da geração máxima, a redução média foi de 1.138,26 MWmed. Mas as ocorrências de redução vão de 553,60 a 2.438,95 MWmed. O mesmo se observa para a geração mínima, que apresentou uma variação média de 958,12 MWmed de redução, mas com ocorrências indo de 0 (mês de março de 2023 foi o ano de menor geração de todo o histórico – 2018 a 2023) a 1.196,62 MWmed. Também é interessante notar que há algumas ocorrências de meses que não seguem o perfil dos meses adjacentes, dificultando se encontrar uma padronização relativa puramente à sazonalidade da afluência e da hidrologia ao longo do ano.

Assim como verificado para o caso sazonal, a consideração dos novos limites máximo e mínimo mensais resultaram, em termos gerais, em uma redução da faixa operativa disponível para as UHEs nos diferentes subsistemas. Neste caso, sendo ainda mais severas do que as observadas no caso sazonal. Como consequência, há um impacto direto nas reservas de rampa horárias calculadas. A Tabela 7 sintetiza a redução média da reserva de rampa observada nos diferentes subsistemas.

Subsistema	Média da Reserva de Rampa Positiva - Máximo Global (MW/h)	Média da Reserva de Rampa Positiva - Máximo Mensal (MW/h)	Variação da Reserva de Rampa Positiva (MW/h)	Média da Reserva de Rampa Negativa - Máximo Global (MW/h)	Média da Reserva de Rampa Negativa - Máximo Mensal (MW/h)	Variação da Reserva de Rampa Negativa (MW/h)
Sudeste / Centro-Oeste	33.603,02	26.110,37	-7.492,65	24.615,57	20.222,60	-4.392,97
Sul	7.075,97	6.735,50	-340,46	8.269,16	8.234,35	-34,82
Nordeste	6.325,55	5.187,85	-1.137,70	3.898,40	2.942,60	-955,81
Norte	13.623,16	8.826,99	-4.796,17	7.906,68	6.666,09	-1.240,59

Tabela 7 – Comportamento das Reservas de Rampa Médias, Positivas e Negativas, e para Limites Global e Mensal e Variações Correspondentes – Ano de 2023.

Fonte: Elaboração própria.

Conforme observado na Tabela 7, o subsistema Sul é o que apresentou menores reduções da média de suas reservas de rampa ao se adaptar os limites de geração ao máximo e mínimo mensal. Suas variações foram de -340,46 MW/h, no caso da reserva de rampa positiva, e de -34,83 MW/h, no caso da reserva de rampa negativa. De todo modo, cabe ressaltar que suas reservas de rampa, sobretudo para o caso positivo, não são tão expressivas, ainda mais ao se considerar que o subsistema Sul foi o que apresentou a segunda maior carga acumulada no ano de 2023, atrás apenas do subsistema Sudeste / Centro-Oeste.

O caso do Sudeste / Centro-Oeste é novamente o mais impressionante, registrando variações de -7.492,65 e -4.392,97 MW/h para suas reservas de rampa positiva e negativa, respectivamente. Novamente, vale ressaltar que este subsistema conta com a maior geração hidrelétrica do SIN e a maior capacidade de armazenamento. Portanto, ainda assim, esse subsistema apresenta uma reserva de rampa bastante expressiva – mesmo após

a alteração dos limites para os extremos mensais (26.110,37 MW/h para a reserva positiva e 20.222,60 MW/h para a reserva negativa).

O Norte apresenta uma situação de importante redução da flexibilidade para o caso de reserva de rampa positiva, saindo de 13.623,16 para 8.826,99 MW/h – uma redução de 35% da sua reserva de rampa positiva (a maior entre todas as reduções relativas). Esse movimento, possivelmente, reflete o impacto da variação hidrológica ao longo do ano, que, conforme já abordado, é mais severo nesta região em virtude do perfil de suas usinas hidrelétricas (grande potência instalada, mas com baixa capacidade de armazenamento e regulação da oferta). Em termos da reserva de rampa negativa, a redução foi mais comedida, sendo de 1.240,59 MW/h. Ainda assim, a segunda maior variação absoluta entre os subsistemas para o caso da reserva negativa.

Por fim, o caso do subsistema Nordeste apresenta duas situações distintas. Apesar de esse subsistema apresentar variações negativas próximas para as reservas positivas e negativas – redução de 1.137,70 MW/h para a positiva e de 955,81 MW/h para a negativa, é possível notar que a redução negativa é mais severa para essa região (mesmo apresentando uma magnitude de variação menor). Isso ocorre porque, após a reconsideração dos limites para os extremos mensais, a reserva de rampa positiva calculada foi de 5.187,85 MW/h. A reserva de rampa negativa, por sua vez, decaiu para um patamar de apenas 2.942,60 MW/h, na média. Considerando a alta volatilidade da geração renovável e sua expressiva participação neste subsistema, é de se esperar que haja uma operação mais restrita para acomodar as rampas de carga líquida – sobretudo as negativas. Naturalmente, conforme já foi abordado, esse subsistema conta bastante com a capacidade de escoamento de sua geração renovável para outros subsistemas – que podem ou não ser suficientes (há inúmeros caso de *curtailment* que acontecem justamente pelo esgotamento da capacidade de exportação do excedente).

Após a avaliação das etapas intermediárias, é possível adentrar à análise dos novos valores de IRRE calculados. A Tabela 8 resume todos os passos necessários ao cálculo do IRRE, por subsistema, apresentando o número de observações de insuficiência de rampa para os casos positivos e negativos, tanto utilizando os limites globais como os limites ajustados mensais, suas variações em termos absolutos, a somatória de horas com rampa positiva e rampa negativa, os índices IRRE positivo e negativo, tanto para os limites globais como para os mensais, e, por fim, o cálculo do IRRE Total, comparando-

se o índice calculado a partir dos limites globais com o índice resultante dos limites mensais.

Etapas	Sudeste / Centro- Oeste	Sul	Nordeste	Norte
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Positiva - Máximo Global	0	3	0	0
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Positiva - Máximo Mensal	0	17	2	0
Variação das Insuficiências de Rampa Positiva	0	14	2	0
Somatório de Horas com Rampa Positiva	3.999	4.010	4.314	3.991
IRRE Positivo - Máximo Global	0,00%	0,07%	0,00%	0,00%
IRRE Positivo - Máximo Mensal	0,00%	0,42%	0,05%	0,00%
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Negativa - Mínimo Global	0	16	15	2
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Negativa - Mínimo Mensal	0	16	175	2
Variação das Insuficiências de Rampa Negativa	0	0	160	0
Somatório de Horas com Rampa Negativa	4.761	4.750	4.446	4.769
IRRE Negativo - Mínimo Global	0,00%	0,34%	0,34%	0,04%
IRRE Negativo - Mínimo Mensal	0,00%	0,34%	3,94%	0,04%
IRRE Total - Limites Globais	0,00%	0,22%	0,17%	0,02%
IRRE Total - Limites Mensais	0,00%	0,38%	2,02%	0,02%

Tabela 8 – Apresentação do Índice IRRE Total para os Casos de Limites Globais e Mensais, por Subsistema, e suas Etapas de Cálculo – Ano de 2023.

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com os dados apresentados na Tabela 8, é possível constatar que dois subsistemas estão na mesma condição de antes, tanto ao se considerar os limites globais como os sazonais. São estes os subsistemas Sudeste / Centro-Oeste e o Norte. Os novos limites de geração mensais não representaram alteração no IRRE Total calculado,

permanecendo estes em 0%, para o caso do Sudeste / Centro-Oeste, e em 0,02% para o caso do Norte.

Novamente, é possível constatar um acréscimo em termos das ocorrências de insuficiência de rampa positiva no caso do subsistema Sul, saindo de 3 para 17 (14 casos a mais). Ainda assim, isso representa um IRRE Positivo de apenas 0,42% (17 horas de insuficiência em 4.010 horas de demanda por rampas positivas). Neste sentido, o IRRE Total do subsistema Sul saiu de 0,22%, no caso de limites globais, para 0,38%, quando se utilizam os limites mensais.

O caso mais intenso foi o do Nordeste. Este subsistema observou seu IRRE Total escalar de 0,17% para 2,02%. Isso ocorreu, majoritariamente, devido às insuficiências de rampa negativas - foram 175 ao todo, 160 a mais do que o observado com limites de operação globais. O IRRE Negativo para o subsistema Nordeste alcançou 3,94%. Adicionalmente, o caso positivo contribuiu com mais 2 ocorrências. Cabe novamente esclarecer que este resultado não indica que haveria, de fato, insuficiência de rampa para atender às demandas de rampa negativas. Isso porque há disponível ao operador outras opções de entregar a flexibilidade, em especial, para este caso, as interconexões com outros subsistemas.

Na próxima subseção, serão explorados os impactos pela adição da reserva operativa ao cálculo do IRRE.

4.2.3. Consideração da Reserva de Potência Operativa – RPO

Conforme descrito na seção 3, a Reserva de Potência Operativa é uma margem de segurança calculada com base na carga do SIN e que fica disponível para o operador para eventuais necessidades. Neste sentido, o caso daqui descrito é a aplicação dessa reserva no caso do cenário base. Isto é, calcula-se a margem de cada hora de cada subsistema com base em 5% da carga e, posteriormente, subtrai-se esse montante calculado da reserva de rampa disponível.

Cabe, então, avaliar o que acontece com a reserva de rampa de cada subsistema com a consideração da RPO. A Tabela 9 sintetiza os resultados da consideração da RPO em termos da redução da reserva de rampa para cada subsistema, em cada direção.

Subsistema	Média da Reserva Rampa Positiva - Caso Base (MW/h)	Média da Reserva Rampa Positiva - Caso RPO (MW/h)	Variação Reserva de Rampa Positiva (MW/h)	Variação Positiva % em termos do Caso Base	Média da Reserva Rampa Negativa - Caso Base (MW/h)	Média da Reserva Rampa Negativa - Caso RPO (MW/h)	Variação Reserva de Rampa Negativa (MW/h)	Variação Negativa % em termos do Caso Base
Sudeste / Centro-Oeste	33.603,02	31.508,97	-2.094,05	6,23%	24.615,57	22.521,52	-2.094,05	8,51%
Sul	7.075,97	6.447,62	-628,34	8,88%	8.269,16	7.640,82	-628,34	7,60%
Nordeste	6.325,55	5.719,71	-605,85	9,58%	3.898,40	3.292,55	-605,85	15,54%
Norte	13.623,16	13.266,16	-357,00	2,62%	7.906,68	7.549,68	-357,00	4,52%

Tabela 9 – Comportamento das Reservas de Rampa Médias, Positivas e Negativas, para Caso Base e Caso RPO, e Variações Correspondentes – Ano de 2023.

Fonte: Elaboração própria.

A primeira observação a se fazer em relação à Tabela 9 é que as variações positivas e negativas em termos absolutos, para cada subsistema, são iguais. Isso ocorre porque ambas as variações são calculadas como um percentual fixo da carga bruta (5%) e, portanto, não variam de acordo com a direção da rampa.

As análises, neste caso, precisam levar em consideração a combinação do valor absoluto de variação, por um lado, mas também do valor relativo à reserva de rampa em cada direção, pois, a depender do subsistema, as variações podem ser sentidas de maneira diferentes. Por exemplo, para o caso do subsistema Sudeste / Centro-Oeste, a redução em termos de MW/h é bastante elevada (-2.094,05 MW/h em cada direção), tendo em vista que esse subsistema possui a maior carga do SIN. No entanto, apesar disso, as variações percentuais não são as mais elevadas dentre os subsistemas, representando 6,23% e 8,51% para as direções positiva e negativa, respectivamente.

O subsistema Norte, justamente por possuir a menor carga, teve a menor redução em termos absolutos em suas reservas de rampa. Mas é interessante notar que esses valores também representaram as menores variações em termos percentuais da reserva de rampa de cada direção: 2,62% e 4,52%, para casos positivo e negativo, respectivamente. Ou seja, a restrição da RPO, a princípio, não é um grande problema para esse subsistema.

Os subsistemas Sul e Nordeste, por terem cargas médias muito parecidas, obtiveram o mesmo patamar de redução das reservas de rampa, sendo um decréscimo de 628,34 MW/h para o Sul e 605,85 MW/h para o Nordeste. Nota-se que impacto sentido no Sul foi razoavelmente similar para as duas direções, sendo estas de 8,88% e 7,60%. No entanto, quando se observa o caso do Nordeste, é visível a penalização que ocorre para a reserva de rampa negativa. Enquanto a redução correspondente à reserva de rampa positiva foi de 9,58% (que já se apresenta em um patamar alto, sendo o 2º maior percentual registrado), o caso das reservas negativas apresenta um percentual de 15,54%. Ou seja, houve uma redução de reserva de rampa disponível da ordem de 15,54% da reserva de rampa média observada para o caso base.

Passando à análise do IRRE, a Tabela 10 reúne as informações relativas às etapas faltantes para o seu processamento até chegar no IRRE Total, contrapondo o caso base ao caso com a consideração da RPO.

Etapas	Sudeste / Centro- Oeste	Sul	Nordeste	Norte
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Positiva - Caso Base	0	3	0	0
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Positiva - Caso RPO	0	74	2	0
Variação das Insuficiências de Rampa Positiva	0	71	2	0
Somatório de Horas com Rampa Positiva	3.999	4.010	4.314	3.991
IRRE Positivo - Caso Base	0,00%	0,07%	0,00%	0,00%
IRRE Positivo - Caso RPO	0,00%	1,85%	0,05%	0,00%
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Negativa - Caso Base	0	16	15	2
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Negativa - Caso RPO	0	109	85	2
Variação das Insuficiências de Rampa Negativa	0	93	70	0
Somatório de Horas com Rampa Negativa	4.761	4.750	4.446	4.769
IRRE Negativo - Caso Base	0,00%	0,34%	0,34%	0,04%
IRRE Negativo - Caso RPO	0,00%	2,29%	1,91%	0,04%

IRRE Total - Caso Base	0,00%	0,22%	0,17%	0,02%
IRRE Total - Caso RPO	0,00%	2,09%	0,99%	0,02%

Tabela 10 – Apresentação do Índice IRRE Total para os Casos Base e de RPO, por Subsistema, e suas Etapas de Cálculo – Ano de 2023.

Fonte: Elaboração própria.

Como era de se esperar, tendo em vista o baixo impacto absoluto e percentual da variação de redução das reservas de rampa no subsistema Norte, não houve nenhuma alteração no cálculo final dos índices IRRE Positivo, Negativo e Total comparando-se o caso base com o caso RPO. Este mesmo resultado é obtido pelo subsistema Sudeste / Centro-Oeste, que, conforme já explicado, possui uma elevada capacidade de regularização de sua oferta e uma folga considerável em termos de flexibilidade de rampa.

O caso do subsistema Nordeste segue a tendência dos casos de limites alterados (sazonal e mensal), com uma redução sentida mais na capacidade de atendimento às rampas negativas do que na positiva, embora o resultado tenha se dado em uma menor magnitude. Foram, ao todo, 2 ocorrências de insuficiência adicionais em termos de rampa positiva e 70 para o caso negativo. Esses déficits de capacidade para atendimento à rampa geraram um IRRE Negativo de 1,91% e um IRRE Total de 0,99%.

Por fim, é possível notar que o subsistema Sul foi o mais afetado com a consideração da reserva de potência, mesmo sem ter apresentado os maiores valores absolutos e percentuais de redução da reserva de rampa. Foram, ao todo, 71 novas ocorrências de insuficiência de rampa positiva e 93 para rampas negativas, totalizando 74 e 109, respectivamente. São indícios de que o sistema potencialmente já estava operando mais apertado. O resultado se reflete no IRRE Total, que saltou de 0,22% para 2,09%.

Diante do exposto, nota-se que a consideração da margem de reserva do sistema acaba sendo relevante pois tem potencial de afetar a disponibilidade de flexibilidade de alguns dos subsistemas. Naturalmente, a consideração da RPO não é excludente em relação à utilização de limites dinâmicos (sazonal ou mensal). Na realidade, entende-se que a sua combinação pode ser até desejável para que as restrições de geração hídrica sejam melhor representadas no estudo. Por esta razão, explora-se na próxima subseção o

caso combinado de limites mensais (que se apresentou mais restritivo do que o sazonal) com a incorporação da RPO.

4.2.4. Combinação de Limites Máximo e Mínimo Mensais e RPO

Este caso visa combinar a consideração de limites dinâmicos com a reserva operativa, de modo a se obter uma representação mais real das restrições encaradas pelos subsistemas em termos da folga de reserva para atendimento às rampas horárias. Tendo em vista que o caso mensal se mostrou mais restritivo do que o caso sazonal, como era de se esperar, opta-se pela utilização desse ajuste de limite para receber a restrição adicional relativa à RPO.

Como a adição da reserva relativa à RPO somente afeta as reservas de rampa, sem afetar os níveis de geração máximo e mínimo, não é necessário realizar análise acerca dessas variáveis, pois elas se mantêm iguais às observadas no caso de limites mensais puros discutidos na seção 4.2.2.

Passa-se, então, à análise das reservas de rampa. A Tabela 11 reúne os resultados encontrados em termos dos impactos e variações nas reservas de rampa positivas e negativas de cada subsistema.

Subsistema	Média da Reserva Rampa Positiva - Caso Base (MW/h)	Média da Reserva Rampa Positiva - Caso Limite Mensal + RPO (MW/h)	Variação Reserva de Rampa Positiva (MW/h)	Variação Positiva % em termos do Caso Base	Média da Reserva Rampa Negativa - Caso Base (MW/h)	Média da Reserva Rampa Negativa - Caso Limite Mensal + RPO (MW/h)	Variação Reserva de Rampa Negativa (MW/h)	Variação Negativa % em termos do Caso Base
Sudeste / Centro-Oeste	33.603,02	24.016,33	-9.586,70	28,53%	24.615,57	18.128,55	-6.487,02	26,35%
Sul	7.075,97	6.107,16	-968,81	13,69%	8.269,16	7.606,00	-663,16	8,02%
Nordeste	6.325,55	4.582,01	-1.743,55	27,56%	3.898,40	2.336,75	-1.561,65	40,06%
Norte	13.623,16	8.469,99	-5.153,17	37,83%	7.906,68	6.309,09	-1.597,59	20,21%

Tabela 11 – Comportamento das Reservas de Rampa Médias, Positivas e Negativas, para Caso Base e Caso Limite Mensal + RPO, e Variações Correspondentes – Ano de 2023.

Fonte: Elaboração própria.

Neste ponto, nota-se que começam a ser sentidas impactos mais significativos sobre a capacidade de resposta flexível dos subsistemas, apenas por se considerar essas restrições adicionais. Em termos absolutos, o caso que mais chama atenção, novamente, é o do Sudeste / Centro-Oeste. As reduções verificadas nas reservas de rampa foram de 9.586,70 MW/h (positivo) e 6.487,02 MW/h (negativo), o que representou 28,53% e 26,35%, respectivamente, em termos das reservas de rampa do caso base.

O subsistema Norte, naturalmente, se manteve como tendo a maior variação em termos relativos da reserva de rampa para o caso positivo, com 37,83%, e o Nordeste foi o que apresentou a maior variação em termos relativos da reserva de rampa para o caso negativo, com 40,06%. Isso quer dizer que houve reduções muito representativas da disponibilidade de reserva de rampa originalmente calculada nestes dois subsistemas para as direções indicadas. No Norte, a redução da reserva de rampa positiva, em valor absoluto, foi de 5.153,17 MW/h.

Por fim, o subsistema Sul foi o que teve as menores variações, tanto em termos absolutos como em termos relativos da reserva de rampa, em ambas as direções. Para o caso da reserva de rampa positiva, o decréscimo foi de 968,81 MW/h (13,69% da reserva de rampa positiva do caso base). Para a reserva negativa, a redução verificada foi de 663,16 MW/h (8,02% da reserva de rampa negativa do caso base).

Resta, assim, avaliar quais foram os impactos sobre insuficiências de reservas de rampa para atendimento às rampas de carga líquida para cada subsistema. A Tabela 12 contempla as informações relativas às etapas restantes para o processamento do IRRE Total, contrapondo o caso base ao caso de limites mensal composto com RPO.

Etapas	Sudeste / Centro- Oeste	Sul	Nordeste	Norte
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Positiva - Caso Base	0	3	0	0
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Positiva - Máximo Mensal + RPO	0	212	20	0

Variação das Insuficiências de Rampa Positiva	0	209	20	0
Somatório de Horas com Rampa Positiva	3.999	4.010	4.314	3.991
IRRE Positivo - Caso Base	0,00%	0,07%	0,00%	0,00%
IRRE Positivo - Máximo Mensal + RPO	0,00%	5,29%	0,46%	0,00%
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Negativa - Caso Base	0	16	15	2
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Negativa - Mínimo Mensal	0	111	418	15
Variação das Insuficiências de Rampa Negativa	0	95	403	13
Somatório de Horas com Rampa Negativa	4.761	4.750	4.446	4.769
IRRE Negativo - Caso Base	0,00%	0,34%	0,34%	0,04%
IRRE Negativo - Mínimo Mensal + RPO	0,00%	2,34%	9,40%	0,31%
IRRE Total - Caso Base	0,00%	0,22%	0,17%	0,02%
IRRE Total - Limites Mensais + RPO	0,00%	3,69%	5,00%	0,17%

Tabela 12 – Apresentação do Índice IRRE Total para os Casos Base e de Limite Mensal + RPO, por Subsistema, e suas Etapas de Cálculo – Ano de 2023.

Fonte: Elaboração própria.

Há alguns resultados interessantes para se abordar. O primeiro refere-se à grande capacidade que o subsistema Sudeste / Centro-Oeste tem de acomodar restrições adicionais. Novamente, não houve qualquer alteração dos índices IRRE Positivo, Negativo ou Total. Esse resultado reforça que esse subsistema tem potencial de atuação como o grande provedor de flexibilidade para o SIN. Não se pode esquecer, no entanto, que esse também é o subsistema com a maior carga bruta verificada do SIN e com a segunda maior potência instalada de usinas não simuladas individualmente, o que potencialmente representa uma grande necessidade de serviços de rampa para seu atendimento interno.

Passando para o subsistema Norte, observa-se que, apesar de essa região ter perdido uma parcela grande da sua reserva de rampa positiva, o resultado indica que as

ocorrências de insuficiência de reserva aconteceram justamente nas variações de rampa líquida negativa, tendo saído de 2 para 15 ocorrências. Isso levou a um IRRE Negativo de 0,31% e um IRRE Total de 0,17%. Ainda assim, esse subsistema se mostrou relativamente resiliente para suportar a consideração das restrições operativas adicionais.

O subsistema Sul verificou um aumento da incidência de insuficiência de rampas em ambas as direções. Houve um acréscimo de 209 ocorrências para o caso positivo, totalizando 212, e de 95 ocorrências para o caso negativo, totalizando 111 situações de insuficiência de rampa nesta direção. Assim, foi possível verificar um salto em seus índices IRRE, alcançando 5,29% de IRRE Positivo, 2,34% de IRRE Negativo e 3,69% de IRRE Total, acendendo um sinal de alerta para este subsistema ao se projetar aumento de requisitos de flexibilidade para os próximos anos.

Por fim, o caso do subsistema Nordeste é bastante interessante. Nesta simulação, com limites mensais e consideração da RPO, o número de ocorrências de insuficiência de rampa negativa se multiplicou, alcançando 418 horas das 4.446 horas onde se observou necessidade de rampa negativa. Esse movimento levou o IRRE Negativo a expressivos 9,40%. Por outro lado, na direção positiva, onde antes não se observava qualquer ocorrência de insuficiência, agora são 20 horas que registram uma disponibilidade de rampa menor do que o requisito daquele período. Diante disso, o IRRE Total do Nordeste saltou de 0,17%, no caso base, para 5,00% no caso de limites mensais combinados com RPO.

Esse exercício, em conjunto com os casos apresentados nas subseções anteriores, releva que a consideração dessas restrições operacionais adicionais pode ser bastante relevante em algumas situações e em determinados subsistemas. Essa constatação se torna ainda mais forte se forem aplicadas as taxas de expansão projetadas para as usinas renováveis variáveis. Surge, assim, a necessidade de se avaliar o comportamento da suficiência de recursos de flexibilidade frente à crescente demanda por rampas horárias no contexto da expansão renovável. A próxima subseção trará a análise de sensibilidade relativa aos cenários de expansão das renováveis.

4.3. Análise de Resultados: Cenários de Expansão das Energias Renováveis Variáveis (30, 60 e 100%)

A análise de sensibilidade acerca dos cenários de expansão das energias renováveis variáveis será conduzida de forma segmentada entre subsistemas, de modo a facilitar seus resultados em função de cada choque de expansão. Ressalta-se que o caso utilizado como referência para a comparação dos resultados é o caso da consideração de limites dinâmicos mensais conjunto com RPO.

Relembrando a lógica dos cenários de expansão das renováveis variáveis, o primeiro passo necessário é realizar choques de duas naturezas nos dados originais. Por um lado, aumenta-se a carga bruta com base no fator de expansão de seu subsistema para o ano de 2034, calculado a partir dos dados do PDE 2034 (MME; EPE, 2024). Por outro, aplica-se os fatores de expansão pré-estabelecidos das renováveis à série de geração horária das usinas não simuladas individualmente. De posse dessas séries reprocessadas, pode-se calcular os novos valores de carga líquida horária e, como consequência, as novas rampas de carga líquida para cada cenário. A partir daí, o fluxo de processamento segue a mesma trajetória para cálculo do IRRE dos casos anteriormente apresentados.

Cabe ressaltar que não há qualquer modificação nas séries de dados de geração hídrica. Há, apenas, a consideração dos limites máximo e mínimo baseados nos dados mensais. Do mesmo modo, os cálculos subsequentes consideram o desconto da RPO sobre as reservas de rampa.

Diante disso, nas próximas subseções serão apresentados todos os resultados para cada subsistema.

4.3.1. Caso Subsistema Sudeste / Centro-Oeste

Tendo em vista que os primeiros dados afetados a partir dos choques de expansão de cada cenário são os de carga líquida e de rampas de carga líquida, a primeira análise recairá sobre essas informações. A Tabela 13 compila os dados de estatísticas relevantes sobre o comportamento da carga líquida e de suas rampas para os diferentes cenários aplicados.

Estatísticas sobre Carga Líquida e Rampa de Carga Líquida	Cenário Mensal + RPO	Cenário 30%	Cenário 60%	Cenário 100%
Média da Carga Líquida (MWmed)	39.301,35	53.459,16	52.685,27	51.653,41
Desvio Padrão da Carga Líquida (MWmed)	6.042,58	8.142,48	8.478,35	9.089,83
Média do Módulo das Rampas de carga líquida (MW/h)	1.282,21	1.718,94	1.843,44	2.045,40
Desvio Padrão das Rampas de carga líquida (MW/h)	1.623,30	2.176,71	2.325,94	2.573,72

Tabela 13 – Apresentação de Estatísticas como Média e Desvio Padrão para Carga Líquida e Rampas de Carga Líquida, por Cenário de Estudo – Subsistema Sudeste / Centro-Oeste.

Fonte: Elaboração própria.

A partir da análise da Tabela 13, percebe-se que a média da carga líquida aumenta consideravelmente nos cenários de expansão. Esse é um resultado esperado, tendo em vista que este subsistema possui uma carga bruta muito alta. É interessante observar que o maior aumento da carga líquida se dá para o cenário de 30% de expansão das renováveis, pois, como é de se esperar, cenários de maior expansão renovável vão apresentar, de maneira geral, um maior desconto na carga líquida. Por esta razão, observa-se uma redução da carga líquida média a cada avanço de cenário.

Mais importante do que se observar o valor da carga líquida, neste caso, é entender seu comportamento. O desvio padrão das cargas líquidas fornece uma medida para isso, ao apresentar a magnitude, em MWmed, da média dos desvios em relação à média da carga líquida. É possível observar que, à medida que se caminha na direção de maiores expansões de renováveis, maior é a variação calculada. Ou seja, na média, mais distantes em relação à carga líquida média os valores observados se encontram. O desvio padrão sai de um patamar de 6.042,58 MWmed, para o cenário mensal com RPO, e alcança 9.089,83 MWmed para o cenário de expansão de 100% das renováveis.

Esse comportamento se reflete nas rampas de carga líquida²⁷. Primeiro, depreende-se que a média do módulo das rampas de carga líquida é sucessivamente maior ao se caminhar para cenários de maior expansão das renováveis, partindo de 1.282,21 MW/h, no cenário mensal com RPO, para 2.045,40 MW/h, no cenário de 100% de expansão. Ou seja, as rampas ficam cada vez mais intensas e profundas com a inserção das renováveis variáveis. Além disso, avaliando-se o desvio padrão das rampas, também é possível verificar que estas são cada vez mais voláteis, partindo de um desvio padrão de 1.623,30 MW/h, para o cenário mensal com RPO, para um desvio padrão de 2.573,72 MW/h. Isso representa que a média dos desvios em relação à média das rampas de carga líquida é cada vez maior para cenários de maior expansão.

Em relação à reserva de rampa, como o impacto absoluto na carga de cada hora é o mesmo para cada cenário de expansão de renováveis, as reservas positivas e negativas resultantes são as mesmas para os três cenários de expansão (30, 60 e 100%). Não há impacto advindo da consideração de limites mensais, em relação ao cenário de limite mensal com RPO, pois esses impactos já estavam computados. Portanto, só há variação resultante da aplicação de uma margem de RPO maior devido ao acréscimo de carga nos cenários de expansão frente ao cenário de referência. A Tabela 14 apresenta a síntese do que acontece com a média das reservas de rampa positiva e negativa, bem como suas variações em relação ao cenário mensal com RPO.

	Cenário Mensal + RPO	Cenários 30%, 60% e 100%	Variação Absoluta	Variação Relativa ao Cenário Mensal + RPO
Média da Reserva de rampa positiva (MW/h)	24.016,33	23.269,74	-746,59	3,1%
Média da Reserva de rampa negativa (MW/h)	18.128,55	17.381,97	-746,59	4,1%

Tabela 14 – Comportamento das Médias das Reservas de Rampa Positivas e Negativas para os Diferentes Cenários e suas Variações Associadas – Subsistema Sudeste / Centro-Oeste.

²⁷ Para se ter dimensão do problema, atualmente, em 2025, o ONS está tendo que rampear quase 40 GW nas usinas hidrelétricas, em apenas quatro horas, no fim da tarde, para fazer frente à Rampa de Saída do Sol (Curva do Pato). Esse fenômeno vale para o SIN como um todo, mas, cabe ressaltar que a parte mais importante das usinas hidrelétricas se localizam majoritariamente no subsistema Sudeste / Centro-oeste.

Fonte: Elaboração própria.

A variação para baixo, em termos absolutos, das reservas de rampa foi de 746,59 MW/h, em ambas as direções. A magnitude de redução é a mesma pois, para ambos os casos, houve apenas o decréscimo do valor referente a se calcular uma RPO baseada em uma carga bruta maior. No entanto, vale observar que a variação relativa para o caso negativo é maior do que para o caso positivo, pois a reserva de rampa negativa detinha menor folga do que a positiva no caso de limite mensal com RPO.

A partir desses passos intermediários avaliados, pode-se calcular os novos valores de IRRE para cada cenário. A Tabela 15 fornece os passos finais do processamento até o cômputo do IRRE Total para cada cenário.

Etapas	Cenário Mensal + RPO	Cenário 30%	Cenário 60%	Cenário 100%
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Positiva	0	0	0	0
Somatório de Horas com Rampa Positiva	3.999	4.062	3.826	3.652
IRRE Positivo	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Negativa	0	0	0	0
Somatório de Horas com Rampa Negativa	4.761	4.698	4.934	5.108
IRRE Negativo	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
IRRE Total	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Tabela 15 – Apresentação do Índice IRRE Total para os Cenários Mensal com RPO, 30%, 60% e 100% e suas Etapas de Cálculo – Subsistema Sudeste / Centro-Oeste.

Fonte: Elaboração própria.

A tendência observada em todas as etapas metodológicas de ajuste (limite sazonal, limite mensal, RPO e limite mensal com RPO) voltam a se verificar aqui. Não há qualquer variação do IRRE Total e nem de seus componentes Positivo e Negativo, que permanecem com valores zerados. Isso quer dizer que o subsistema Sudeste / Centro-

Oeste é capaz de absorver toda a variação e intensidade das alterações de requisitos de flexibilidade (carga bruta e geração de usinas não simuladas individualmente).

Esse fenômeno ocorre, conforme já descrito, pelo enorme potencial dessa região em termos de geração hidrelétrica e, principalmente, de sua robusta capacidade de regularização de oferta devido ao seu parque de reservatórios. No entanto, cabe ressaltar que esse subsistema funciona como um colchão de flexibilidade e regularização para todo o SIN. Portanto, à medida que ele for se degradando em termos de reservas de rampa, maiores serão as probabilidades de ocorrência de insuficiência de rampa em outras regiões.

Uma última observação interessante diz respeito ao número de horas com requisito de rampa positiva vis-à-vis o número de horas com requisitos de rampa negativa. Há um leve aumento das ocorrências positivas na passagem do cenário de limites mensais com RPO para o cenário de expansão de 30% das renováveis. Mas, na sequência, observa-se uma relevante redução dessas ocorrências. De forma análoga, é possível observar uma tendência significativa de aumento das horas com rampa para baixo na medida em que se caminha para cenários de expansão mais extremos (60% e 100%).

Na sequência, será examinado o caso do subsistema Sul.

4.3.2. Caso Subsistema Sul

A sequência de análise do caso do subsistema Sul e dos próximos subsistemas seguirá a mesma lógica do primeiro caso apresentado (subsistema Sudeste / Centro-Oeste), buscando apenas indicar as particularidades de cada caso.

Assim, a primeira análise se debruça em cima dos dados de carga líquida e de rampas de carga líquida. A Tabela 16 apresenta as estatísticas relevantes sobre o comportamento da carga líquida e de suas rampas para os diferentes cenários aplicados.

Estatísticas sobre Carga Líquida e Rampa de Carga Líquida	Cenário Mensal + RPO	Cenário 30%	Cenário 60%	Cenário 100%
Média da Carga Líquida (MWmed)	11.334,29	16.015,11	15.645,33	15.152,28
Desvio Padrão da Carga Líquida (MWmed)	2.425,84	3.376,96	3.457,16	3.609,13
Média do Módulo das Rampas de carga líquida (MW/h)	571,53	793,96	817,48	857,64
Desvio Padrão das Rampas de carga líquida (MW/h)	695,38	966,66	993,51	1.041,47

Tabela 16 – Apresentação de Estatísticas como Média e Desvio Padrão para Carga Líquida e Rampas de Carga Líquida, por Cenário de Estudo – Subsistema Sul.

Fonte: Elaboração própria.

A primeira constatação referente à Tabela 16 diz respeito à repetição de tendência observada no caso do subsistema Sudeste / Centro-Oeste, onde é possível perceber um aumento considerável da média da carga líquida e da média modular das rampas de carga líquida nos cenários de expansão. Mas, claro, em menor magnitude, tendo em vista que se trata de um subsistema menor tanto em termos de carga como de geração de usinas não simuladas individualmente.

Além disso, conforme se pode constatar, a dispersão dessas variáveis também é maior nos cenários de expansão de renováveis em relação ao cenário de referência (mensal com RPO). O desvio padrão da média da carga líquida sai de 2.425,84 MWmed, no primeiro cenário, para 3.609,13 MWmed no cenário de 100% de expansão das renováveis. O mesmo ocorre com as rampas de carga líquida demandadas no subsistema, que apresentam uma ampliação do desvio padrão de 695,38 MW/h, no cenário inicial, para 1.041,47 MW/h no cenário de 100% de expansão das renováveis variáveis. Ressalta-se que a trajetória é sempre crescente na medida que se passa para cenários de maior penetração das renováveis. Portanto, há um flagrante aumento da complexidade de operação nesse subsistema e uma demanda cada vez maior por rampas de flexibilidade.

Passando-se à reserva de rampa, a Tabela 17 apresenta a síntese do que acontece com a média das reservas de rampa positiva e negativa, bem como suas variações em relação ao cenário mensal com RPO.

	Cenário Mensal + RPO	Cenários 30%, 60% e 100%	Variação Absoluta	Variação Relativa ao Cenário Mensal + RPO
Média da Reserva de rampa positiva (MW/h)	6.107,16	5.854,63	-252,53	4,1%
Média da Reserva de rampa negativa (MW/h)	7.606,00	7.353,47	-252,53	3,3%

Tabela 17 – Comportamento das Médias das Reservas de Rampa Positivas e Negativas para os Diferentes Cenários e suas Variações Associadas – Subsistema Sul.

Fonte: Elaboração própria.

Neste caso, a variação negativa em termos absolutos foi de 252,53 MW/h para as reservas de rampa positiva e negativa contrapondo-se o cenário inicial de análise com os cenários de expansão de 30, 60 e 100%. Em termos relativos, essas reduções representam 4,1% e 3,3% em relação às reservas de rampa positiva e negativa, respectivamente. Ou seja, percebe-se aqui uma perda mais considerável no caso das reservas positivas.

Com base nas avaliações prévias, pode-se passar ao cálculo dos novos valores de IRRE para cada cenário. A Tabela 18 fornece os passos finais do processamento até o cômputo do IRRE Total para cada cenário.

Etapas	Cenário Mensal + RPO	Cenário 30%	Cenário 60%	Cenário 100%
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Positiva	212	542	583	632
Somatório de Horas com Rampa Positiva	4.010	4.043	3.959	3.877
IRRE Positivo	5,29%	13,41%	14,73%	16,30%
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Negativa	111	210	219	233
Somatório de Horas com Rampa Negativa	4.750	4.717	4.801	4.883
IRRE Negativo	2,34%	4,45%	4,56%	4,77%
IRRE Total	3,69%	8,58%	9,16%	9,87%

Tabela 18 – Apresentação do Índice IRRE Total para os Cenários Mensal com RPO, 30%, 60% e 100% e suas Etapas de Cálculo – Subsistema Sul.

Fonte: Elaboração própria.

Para o caso do Subsistema Sul, há uma flagrante degradação da sua capacidade de atendimento aos requisitos de rampa. O caso é mais severo para as rampas positivas, em linhas com o que se observou em termos de redução da reserva de rampa na Tabela 17. As ocorrências de insuficiência de rampa foram crescentes para cada cenário mais elevado de expansão, sendo perceptível, também, um salto imediato entre o cenário de referência e o cenário de 30%. Depois, os acréscimos de ocorrências de insuficiência desaceleraram em termos relativos, mas continuam crescentes. Todo esse movimento acarretou índices IRRE Positivos, Negativos e Totais maiores a cada transição de cenário. A Figura 5 oferece um panorama visual sobre o que foi discutido.

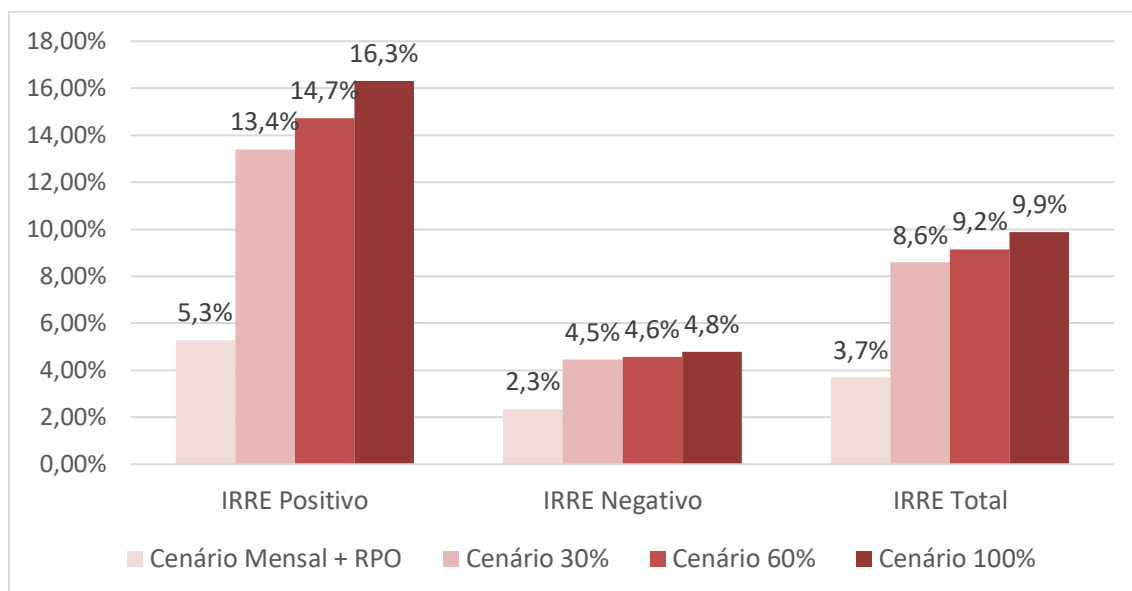


Figura 5 – Índices IRRE Positivo, Negativo e Total para os Diferentes Cenários de Expansão Avaliados – Subsistema Sul.

Fonte: Elaboração própria.

Por fim, assim como verificado para o caso do subsistema Sudeste / Centro-Oeste, verifica-se uma tendência de redução dos casos de demanda de rampa positiva em detrimento de demandas de rampa negativa para cenários de maior penetração das renováveis. Muito embora, no caso desse subsistema, esse acréscimo não foi tão relevante.

Na sequência, será examinado o caso do subsistema Nordeste.

4.3.3. Caso Subsistema Nordeste

No caso do subsistema Nordeste, a primeira análise realizada diz respeito aos dados de carga líquida e de rampas de carga líquida. A Tabela 19 fornece as principais estatísticas sobre o comportamento da carga líquida e de suas rampas para os diferentes cenários aplicados.

Estatísticas sobre Carga Líquida e Rampa de Carga Líquida	Cenário Mensal + RPO	Cenário 30%	Cenário 60%	Cenário 100%
Média da Carga Líquida (MWmed)	50,76	2.044,83	-1.575,03	-6.401,51
Desvio Padrão da Carga Líquida (MWmed)	3.946,08	5.171,44	6.284,97	7.800,15
Média do Módulo das Rampas de carga líquida (MW/h)	664,39	879,14	1.051,83	1.290,69
Desvio Padrão das Rampas de carga líquida (MW/h)	867,19	1.140,62	1.378,58	1.707,03

Tabela 19 – Apresentação de Estatísticas como Média e Desvio Padrão para Carga Líquida e Rampas de Carga Líquida, por Cenário de Estudo – Subsistema Nordeste.

Fonte: Elaboração própria.

O caso do subsistema Nordeste é bem interessante em relação ao comportamento da carga líquida e de suas rampas. Primeiro, nota-se um aumento expressivo entre os cenários de limite mensal com RPO e o de 30% de expansão, saindo de 50,76 MWmed para 2.044,83 MWmed. Ou seja, o aumento da carga bruta mais do que compensou o aumento das renováveis. Mas, como originalmente a carga bruta do subsistema e sua geração renovável ocorrem em patamares muito parecidos, quando a expansão das renováveis passa para cenários mais elevados, notadamente os de 60 e de 100%, o choque na carga líquida é tão grande que ela passa a ser negativa. Ou seja, o subsistema, na média, passa a produzir mais energia em suas usinas não simuladas individualmente (sobretudo eólica e solar, neste subsistema) do que a sua própria carga bruta horária média, indicando crescente necessidade de se escoar sua produção para os demais subsistemas. A média das cargas líquidas, para os cenários de expansão de 60 e 100% são de -1.575,03 MWmed e -6.401,51 MWmed, respectivamente. Além disso, também é notório o aumento de sua

dispersão. O desvio padrão da carga líquida é crescente entre os cenários, saindo de 3.946,08 MW_{med} para 7.800,15 MW_{med}.

Relativamente às rampas de carga líquida, na média, observa-se uma trajetória também crescente e de intensificação desses requisitos horários na medida que se avança nos cenários de expansão das renováveis. A média do módulo das rampas de carga líquida sai de 664,39 MW/h para quase dobrar, alcançando 1.290,69 MW/h para o cenário 100%. E, seu desvio padrão, também indica uma crescente dispersão de seus dados com os aumentos de geração renovável. Neste caso, o desvio padrão das cargas líquidas sai de 867,19 MW/h, no cenário de referência, para 1.707,03 MW/h, no cenário de 100%. Ou seja, neste cenário de maior penetração renovável, a média dos desvios em relação à média das rampas de carga líquida passa a ser de mais de 1.700 MW/h.

No caso das reservas de rampa, a Tabela 20 apresenta o resumo do que acontece em relação às médias positiva e negativa para cada cenário. Além disso, contempla-se também o comportamento de suas variações em relação ao cenário mensal com RPO.

	Cenário Mensal + RPO	Cenários 30%, 60% e 100%	Variação Absoluta	Variação Relativa ao Cenário Mensal + RPO
Média da Reserva de rampa positiva (MW/h)	4.582,01	4.301,31	-280,70	6,1%
Média da Reserva de rampa negativa (MW/h)	2.336,75	2.056,05	-280,70	12,0%

Tabela 20 – Comportamento das Médias das Reservas de Rampa Positivas e Negativas para os Diferentes Cenários e suas Variações Associadas – Subsistema Nordeste.

Fonte: Elaboração própria.

De acordo com a Tabela 20, a variação negativa absoluta foi de 280,70 MW/h para as reservas de rampa positiva e negativa contrapondo-se o cenário inicial de análise com os cenários de expansão de 30, 60 e 100%. No entanto, em termos relativos, os percentuais em relação ao valor de referência são bastante distintos. Para as rampas positivas, houve uma perda de 6,1% de sua média de reserva de rampa. Já para o caso negativo, a redução foi ainda maior, representando 12,0% do que se observava de média de reserva de rampa. Portanto, é de se esperar que esse subsistema passe a enfrentar

dificuldades importantes em relação à sua suficiência de recursos para lidar com as rampas negativas.

O subsistema Nordeste foi, ainda, o único dentre todos os subsistemas apresentar situação de reserva de rampa negativa. Ou seja, em determinadas horas, 33 ao todo para cada cenário de expansão (30, 60 e 100%), a geração hídrica já estava tão próxima do limite mínimo mensal que, ao se substituir a RPO original pela RPO ajustada com base na nova carga aumentada, a reserva de rampa se esgotou. Isso indica que o sistema tinha tão pouco recurso de flexibilidade naquelas horas que não apresentava o suficiente nem para atendimento à reserva de RPO.

Com base nas avaliações prévias, pode-se passar ao cálculo dos novos valores de IRRE para cada cenário. A Tabela 18 fornece cada passo de processamento restante até o a obtenção do IRRE Total para cada cenário.

Etapas	Cenário Mensal + RPO	Cenário 30%	Cenário 60%	Cenário 100%
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Positiva	20	99	170	282
Somatório de Horas com Rampa Positiva	4.314	4.290	4.333	4.373
IRRE Positivo	0,46%	2,31%	3,92%	6,45%
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Negativa	418	871	1.041	1.249
Somatório de Horas com Rampa Negativa	4.446	4.470	4.427	4.387
IRRE Negativo	9,40%	19,49%	23,51%	28,47%
IRRE Total	5,00%	11,07%	13,82%	17,48%

Tabela 21 – Apresentação do Índice IRRE Total para os Cenários Mensal com RPO, 30%, 60% e 100% e suas Etapas de Cálculo – Subsistema Nordeste.

Fonte: Elaboração própria.

Começando pelo caso de insuficiências de rampa positivas, há uma relevante intensificação de suas ocorrências. Os aumentos são significativos entre os cenários, partindo-se de 20 ocorrências no caso de limites mensais com RPO até chegar em 282 no

cenário de expansão de 100%. Com isso, há uma sucessiva piora do índice IRRE Positivo para cada cenário: 0,46% para cenário inicial; 2,31% para cenário de 30%; 3,92% para cenário de 60%; e 6,45% para o cenário de 100% de expansão das renováveis.

No entanto, é o caso das rampas descendentes que mais chama atenção no subsistema Nordeste, confirmando a tendência verificada nas rodadas anteriores prévias à aplicação das expansões de renováveis. Para as rampas negativas, o número de ocorrências que já demonstrava ser elevado, em 418 para o caso de limite mensal com RPO, agora apresenta uma escalada intensa. Há um salto importante no cenário de 30%, com 871 ocorrências, passando para 1.041, no cenário de 60%, e alcançando expressivas 1.249 observações de insuficiência de rampa negativa no caso de 100% de expansão das renováveis. Como consequência, o índice IRRE Negativo também sofre grande impacto, conforme se verifica a seguir: 9,40% para cenário inicial; 19,49% para cenário de 30%; 23,51% para o cenário de 60%; e 28,47% para o cenário de 100% de expansão. Isso significa que em mais de um quarto das horas com demanda de rampa para baixo o subsistema foi incapaz de atendê-las.

Como resultado, o IRRE Total do Nordeste passou de 5%, no cenário de limites mensais com RPO, para 17,5%, no cenário mais intenso de expansão das renováveis (100%). A Figura 6 apresenta o gráfico associado à escalada dos índices IRRE.

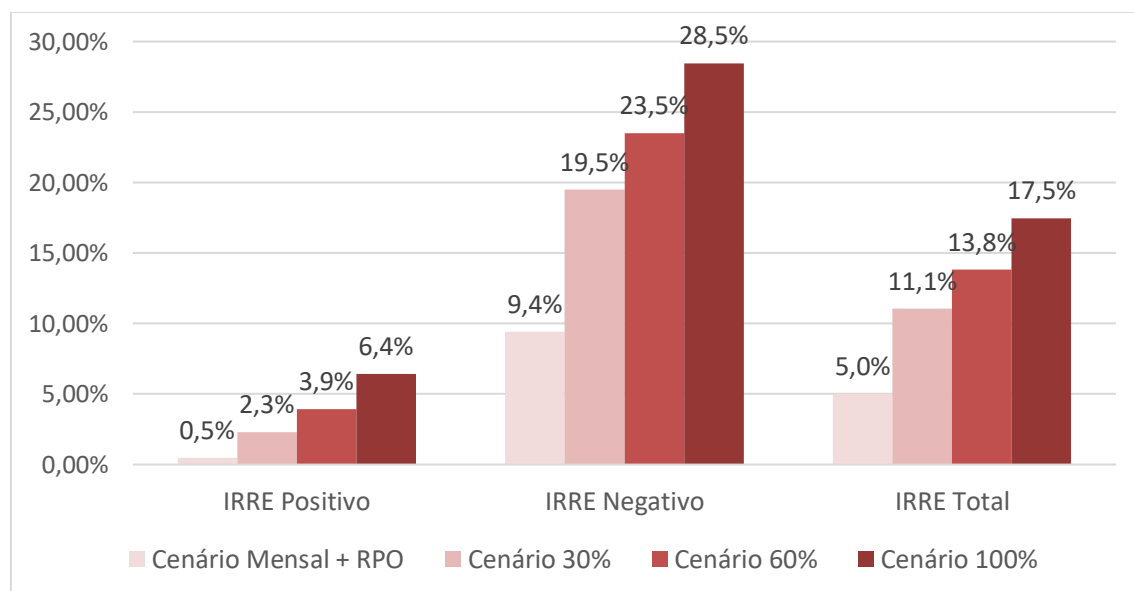


Figura 6 – Índices IRRE Positivo, Negativo e Total para os Diferentes Cenários de Expansão Avaliados – Subsistema Nordeste.

Fonte: Elaboração própria.

O impacto da expansão das renováveis no subsistema Nordeste é notório. Isso, naturalmente, tem a ver com a sua grande potência instalada de fontes renováveis variáveis, como a eólica e a solar, em relação à sua carga. Portanto, se as energias renováveis continuarem seu movimento de forte aumento nessa região, será cada vez mais necessário dotar esse subsistema de recursos de flexibilidade para atendimento às rampas, as quais tendem a ser cada vez mais intensas. É possível se pensar em recursos ainda não tão difundidos ou viáveis, como sistemas de armazenamento em bateria ou programas de resposta da demanda. Mas, em horizonte mais curto, talvez a principal opção seja incentivar reforços e melhorias na rede de transmissão existente ou ampliar a capacidade de escoamento para os demais subsistemas.

Na sequência, será examinado o caso do subsistema Norte.

4.3.4. Caso Subsistema Norte

Assim como nos demais subsistemas, inicia-se a análise do subsistema com a avaliação sobre os dados de carga líquida e de rampas de carga líquida. A Tabela 22 fornece as principais estatísticas sobre o comportamento da carga líquida e de suas rampas para os diferentes cenários aplicados.

Estatísticas sobre Carga Líquida e Rampa de Carga Líquida	Cenário Mensal + RPO	Cenário 30%	Cenário 60%	Cenário 100%
Média da Carga Líquida (MW_{med})	6.522,91	9.173,33	8.988,20	8.741,35
Desvio Padrão da Carga Líquida (MW_{med})	664,76	919,61	952,84	1.018,31
Média do Módulo das Rampas de carga líquida (MW/h)	152,60	210,47	219,73	235,71
Desvio Padrão das Rampas de carga líquida (MW/h)	196,53	270,57	284,21	307,54

Tabela 22 – Apresentação de Estatísticas como Média e Desvio Padrão para Carga Líquida e Rampas de Carga Líquida, por Cenário de Estudo – Subsistema Norte.

Fonte: Elaboração própria.

Para este subsistema, a dinâmica verificada se assemelha muito aos casos dos subsistemas Sudeste / Centro-Oeste e Sul, mas, de modo geral, em uma magnitude menor. Acerca da média da carga líquida, o primeiro movimento é de grande elevação na passagem do cenário mensal com RPO para o cenário de 30% de expansão das renováveis. Na sequência, esse número decresce na medida em que avança para os cenários de 60 e 100%. A variação absoluta não é tão significativa, justamente por apresentar a menor carga bruta e a menor geração de usinas não simuladas individualmente do SIN. Em termos de seu comportamento, observa-se um aumento das dispersões tanto das séries de carga líquida como de rampas de carga líquida na medida em que se avança entre os diferentes cenários de maior penetração de renováveis. Por fim, em relação às rampas de carga líquida, o módulo da média indica que o subsistema saiu de 152,60 MW/h, no cenário inicial, para 235,71 MW/h, no cenário final. Ou seja, apesar do aumento da profundidade das rampas, não foi um choque tão intenso.

Passando-se à análise das reservas de rampa, a Tabela 23 reúne o resultado das médias positiva e negativa em função de cada cenário avaliado, bem como o comportamento de suas variações em relação ao cenário mensal com RPO.

	Cenário Mensal + RPO	Cenários 30%, 60% e 100%	Variação Absoluta	Variação Relativa ao Cenário Mensal + RPO
Média da Reserva de rampa positiva (MW/h)	8.469,99	8.328,21	-141,78	1,7%
Média da Reserva de rampa negativa (MW/h)	6.309,09	6.167,31	-141,78	2,2%

Tabela 23 – Comportamento das Médias das Reservas de Rampa Positivas e Negativas para os Diferentes Cenários e suas Variações Associadas – Subsistema Norte.

Fonte: Elaboração própria.

A variação absoluta das médias de reserva de rampa foi de apenas 141,78 MW/h para baixo em cada direção de rampa. Como a reserva de rampa negativa no subsistema Norte possui menor margem do que a positiva, o resultado dessa variação relativamente ao estoque de reserva inicial foi mais intenso para o caso negativo (2,2%) do que para o caso positivo (1,7%). Em outras palavras, a capacidade desse subsistema em ligar com rampas negativas foi mais afetado, pois partia de uma condição inicial um pouco pior.

Esse processamento intermediário apresentado permite passar à parte final do cálculo dos índices IRRE, a qual é fornecida na Tabela 24 segmentada por cenário de expansão de renovável.

Etapas	Cenário Mensal + RPO	Cenário 30%	Cenário 60%	Cenário 100%
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Positiva	0	0	0	0
Somatório de Horas com Rampa Positiva	3.991	4.018	3.974	3.945
IRRE Positivo	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Nº de Observações de Insuficiência de Rampa Negativa	15	90	111	144
Somatório de Horas com Rampa Negativa	4.769	4.742	4.786	4.815
IRRE Negativo	0,31%	1,90%	2,32%	2,99%
IRRE Total - Caso Base	0,17%	1,03%	1,27%	1,64%

Tabela 24 – Apresentação do Índice IRRE Total para os Cenários Mensal com RPO, 30%, 60% e 100% e suas Etapas de Cálculo – Subsistema Norte.

Fonte: Elaboração própria.

Observando-se a Tabela 24, depreende-se que não houve qualquer ocorrência de insuficiência de rampa positiva. Portanto, o índice IRRE Positivo permaneceu zerado para todos os cenários de expansão. Por outro lado, houve uma piora das ocorrências de insuficiência de rampa negativa. Partindo-se do cenário inicial, com 15 observações, os cenários foram aumentando o número de ocorrência, com 90 para o cenário de 30%, 111 para o cenário de 60% e 144 para o cenário de 100% de expansão das renováveis. Essa degradação levou a um IRRE Positivo de 1,90%, 2,32% e 2,99% para cada um dos cenários de expansão (30, 60 e 100%, respectivamente). Como resultado, os índices IRRE Totais também sofreram sucessivos aumentos, partindo de 0,17 % no cenário inicial, para 1,03%, no cenário de 30%, 1,27% no cenário de 60% e 1,64% no cenário de 100%.

É interessante observar esses movimentos de piora no IRRE mesmo com o subsistema Norte contanto com um enorme parque hídrico. Isso reforça que essa região,

apesar da grande capacidade de geração, encontra entraves no que se refere à flexibilidade. Vale ressaltar que, apesar de serem valores de IRRE bem comedidos, a geração e a carga do subsistema Norte também são relativamente baixas. Portanto, Caso o subsistema enfrente expansões de renováveis mais robustas, é de se esperar que mais casos de insuficiência passem a ocorrer.

4.4. Síntese dos Casos Analisados e Principais Resultados da Avaliação de Flexibilidade

Esta seção consolidou a aplicação da metodologia IRRE Modificada ao SIN, contemplando diferentes restrições operativas e cenários de expansão das fontes renováveis variáveis. O objetivo central foi avaliar a adequação da flexibilidade operativa do sistema frente aos desafios impostos pela crescente penetração de fontes eólicas e solares na matriz elétrica brasileira.

Ao longo das análises, três conjuntos de simulações foram conduzidos: (i) o Caso Base, utilizando a configuração do SIN para o ano de 2023, com limites máximos e mínimos globais históricos para a geração hidrelétrica; (ii) a consideração de novas restrições operativas, representadas por limites máximos e mínimos sazonais e mensais, além da Reserva de Potência Operativa (RPO) e da combinação entre limites mensais e a RPO; e (iii) a avaliação de cenários de expansão das fontes renováveis variáveis, com incrementos de 30%, 60% e 100% em relação à geração de usinas não simuladas individualmente observada no ano de 2023, aplicados a cada subsistema. Neste último caso, também houve um ajuste da carga bruta de cada subsistema em função de seu crescimento previsto de 2034.

Os resultados confirmaram parte fundamental da hipótese básica estabelecida neste trabalho. Por um lado, a adição de restrições operacionais mais realistas sobre a geração hidrelétrica impactaria significativamente os indicadores de insuficiência de rampa, aumentando a frequência de ocorrências identificadas pelo IRRE Modificado. Essa hipótese foi validada: a cada restrição adicional incorporada à análise – seja a aplicação de limites sazonais, mensais ou a inclusão da RPO – observou-se um aumento progressivo no número de horas com insuficiência de rampa, tanto positivas quanto negativas.

Por outro lado, esperava-se que a expansão das energias renováveis variáveis acarretaria uma intensificação das insuficiências de rampas no sistema, dado o aumento da variabilidade e da imprevisibilidade da carga líquida. Também neste caso, os resultados confirmaram a suposição inicial. Em todos os cenários de expansão analisados, foi identificado um aumento significativo das ocorrências de insuficiência de rampa, com destaque para os cenários de maior expansão (100%), nos quais o IRRE Modificado atingiu seus valores mais elevados.

Entre os subsistemas, o Nordeste e o Sul foram os que apresentaram maior sensibilidade aos diferentes cenários de expansão e às restrições operativas implementadas.

O Nordeste, em especial, se destacou pelos elevados índices de insuficiência de rampa negativa, principalmente em virtude da alta participação das fontes renováveis variáveis em sua matriz de geração e da elevada ocorrência de carga líquida negativa observada no histórico de operação. A análise demonstrou que, em diversas horas do ano de 2023, a geração de usinas não simuladas individualmente – predominantemente eólicas e solares – superou a carga do subsistema, impondo a necessidade de exportação de excedentes para os demais subsistemas ou a aplicação de medidas de mitigação, como, no limite, até “vertimento” de energia renovável não aproveitada. Os índices IRRE Totais obtidos para o subsistema Nordeste, para os 3 cenários de expansão aplicados (30%, 60% e 100%), foram de 11,07%, 13,82% e 17,48%, respectivamente.

O subsistema Sul também apresentou um crescimento relevante nas ocorrências de insuficiência, sobretudo nas rampas positivas, à medida que os cenários de expansão das fontes renováveis variáveis se intensificavam. Possivelmente, esse resultado é explicado por sua baixa capacidade de regularização hidrológica, que levam a uma aparente reduzida resiliência frente ao aumento dos requisitos de flexibilidade. Os índices IRRE Totais calculados para o subsistema Sul, para os 3 cenários de expansão (30%, 60% e 100%), foram de 8,58%, 9,16% e 9,87%, respectivamente.

Assim, ao se comparar os resultados obtidos neste trabalho com aqueles apresentados pela EPE em seu estudo mais recente sobre a flexibilidade do SIN (EPE, 2023a), observa-se uma diferença substancial na avaliação do risco de insuficiência de recursos para atendimento das rampas horárias. Enquanto o estudo da EPE, com base no IRRE, indicou um nível bastante confortável de flexibilidade para o horizonte de 2032,

com valores de IRRE inferior a 0,05% no cenário mais conservador e de apenas 0,214% no cenário de oferta termelétrica mais restritivo, os resultados aqui encontrados apontaram índices significativamente superiores, o que pode evidenciar um potencial de risco subestimado na avaliação da EPE. Vale lembrar que a metodologia da EPE considerou o SIN como um todo, em vez de se realizar a avaliação por subsistema.

Um resultado relevante do exercício de simulação realizado neste trabalho diz respeito ao subsistema Sudeste / Centro-Oeste, que reafirmou seu papel como principal provedor de flexibilidade do SIN. Em todos os casos simulados, incluindo os cenários mais restritivos e as maiores expansões de fontes renováveis variáveis, a região demonstrou elevada robustez operativa, não apresentando ocorrências de insuficiência de rampa. Essa característica decorre de seu expressivo parque hidrelétrico, associado a reservatórios de grande porte e a uma capacidade de regularização que responde por cerca de 70% do armazenamento de energia do SIN. Tal condição permite ao subsistema absorver grande parte das variações de carga líquida, não apenas as próprias, mas também as provenientes dos subsistemas interligados – o que não foi testado nesse exercício, tendo em vista que não foram simuladas as capacidades de interconexão entre os subsistemas.

Os resultados obtidos, portanto, evidenciam a crescente importância de serviços de provimento de flexibilidade operativa do SIN, especialmente em um contexto de expansão acelerada das fontes renováveis variáveis. A capacidade de fornecer reservas de rampa – tanto positiva quanto negativa – será cada vez mais estratégica para assegurar a integração eficiente das fontes renováveis variáveis, evitando desperdícios e garantindo a segurança e a estabilidade do sistema elétrico brasileiro.

Em resumo, a análise realizada confirma que as hidrelétricas com reservatórios, localizadas majoritariamente no Sudeste / Centro-Oeste, serão fundamentais para garantir a flexibilidade necessária ao SIN em um cenário de alta penetração de fontes renováveis variáveis. No entanto, os resultados também sugerem que o perfil de operação dessas usinas deve ser repensado, priorizando a prestação de serviços de flexibilidade em detrimento da maximização da energia gerada.

Diante dos resultados apresentados, a próxima subseção realiza uma reflexão acerca do arcabouço regulatório e de contratação no SIN, buscando identificar limitações e caminhos para a preservação dos recursos de flexibilidade no SIN.

4.5. Regulação da Flexibilidade no Setor Elétrico Brasileiro: Estrutura Atual e Possíveis Caminhos

Diante da necessidade de se preservar – cada vez mais - a capacidade de resposta das hidrelétricas para prestação de serviços de flexibilidade, torna-se imprescindível refletir sobre as limitações do arcabouço contratual vigente. Antes de avançar na discussão de possíveis caminhos para a superação desse desafio, faz-se necessário relembrar como se estruturam, de forma geral, os mecanismos atuais de contratação e remuneração das usinas hidrelétricas no Setor Elétrico Brasileiro, bem como suas principais características e implicações.

No modelo atual do Setor Elétrico Brasileiro, a maior parte das usinas hidrelétricas de grande porte opera sob o regime de concessão pública, no qual o direito de explorar o potencial hidráulico para geração de energia é outorgado pelo Estado. Essas concessões impõem obrigações relacionadas à prestação do serviço público de geração de energia elétrica, exigindo que as concessionárias atendam às condições de continuidade, confiabilidade e eficiência operacional estabelecidas pelo marco regulatório.

As usinas hidrelétricas, de modo geral, celebram contratos de comercialização de energia no chamado ambiente regulado, por meio de contratos por quantidade de energia²⁸. Nesse tipo de contrato, o compromisso da usina é garantir a entrega de um montante previamente contratado de energia, independentemente de sua capacidade física de geração ou das condições hidrológicas vigentes. Ou seja, cabe ao gerador hidrelétrico a responsabilidade de assegurar a entrega da energia contratada, assumindo, portanto, o risco de variações desfavoráveis no regime de aflúências ou quaisquer outros fatores que impactem sua capacidade de geração. Se a produção da usina for inferior ao volume contratado, o gerador deverá adquirir energia no mercado de curto prazo para honrar seus compromissos de fornecimento (CORRÊA, 2017).

Para mitigar os efeitos do despacho centralizado e a operação otimizada das cascatas, foi instituído o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Trata-se de um arranjo que agrega as usinas hidrelétricas participantes em um sistema de compensação mútua, onde se aloca a produção total do despacho centralizado entre as usinas participantes de forma proporcional à sua Garantia Física. Na prática, a energia

²⁸ Apesar disso, verifica-se que muitas usinas hidrelétricas são privadas e possuem contratos no Ambiente de Contratação Livre.

assegurada de cada usina é alocada dentro de um conjunto de empreendimentos, permitindo que aquelas que geram acima da média compensem aquelas que ficam abaixo da produção esperada. O MRE, dessa forma, suaviza os impactos individuais de uma hidrologia adversa, oferecendo um sistema de compartilhamento de riscos entre os participantes (CCEE, 2022).

Ainda assim, o desempenho do MRE pode ser afetado por diversas circunstâncias, inclusive por alterações no perfil de despacho do sistema. Neste contexto, surge o *Generation Scaling Factor* (GSF), que representa a relação entre a energia efetivamente gerada pelo conjunto das usinas participantes do MRE e a soma de suas garantias físicas. O GSF é influenciado por fatores hidrológicos que impactam a geração real das usinas, refletindo o percentual da garantia física que foi efetivamente atendido pela geração dessas usinas em determinado período. Quando o sistema enfrenta hidrologias desfavoráveis, o GSF tende a cair, o que implica em potenciais perdas de receita para as hidrelétricas pela eventual necessidade de liquidação do déficit na CCEE valorada ao Preço da Liquidação das Diferenças (PLD).

Além das restrições hidrológicas naturais, a geração hidrelétrica no Brasil está exposta a uma série de fatores de risco que impactam diretamente sua capacidade de produção e, conseqüentemente, seu potencial de receita. Um desses fatores é a redução da demanda por energia elétrica, que pode ocorrer tanto em função de cenários de recessão econômica quanto por processos de racionalização do consumo. Nesses contextos, a diminuição da carga leva a uma menor necessidade de geração, afetando inclusive as usinas hidrelétricas.

Outro fator relevante é o deslocamento da geração hidrelétrica pela geração termelétrica despachada fora da ordem de mérito. Em períodos de escassez hídrica e baixos níveis de armazenamento dos reservatórios, o operador do sistema pode optar por acionar usinas térmicas com custos superiores ao custo marginal de operação planejado, com o objetivo de preservar a segurança energética do sistema. Essa decisão operacional acaba por reduzir o espaço para a geração hidrelétrica no despacho.

Por fim, dentre outros fatores de risco possíveis, destaca-se o caso da crescente participação de fontes renováveis variáveis. Por serem fontes de geração prioritária no despacho, essas tecnologias acabam frequentemente deslocando a geração hidrelétrica, sobretudo em momentos de elevada produção renovável e baixa demanda. Como

consequência, mesmo que a hidrologia permita geração, as hidrelétricas são obrigadas a reduzir sua produção em determinadas situações, afetando diretamente o cumprimento de seus contratos por quantidade (BARRAL, 2019).

Essa problemática – exposição das UHEs - tende a se intensificar diante da flagrante necessidade de que essas usinas passem intensificar a prestação de serviços de flexibilidade operativa ao SIN. Não bastassem os desafios já apresentados, há a perspectiva de que as usinas hidrelétricas, sobretudo aquelas com grande capacidade de regularização de oferta, venham a operar de forma mais restrita em termos de volume de energia gerada. Tal restrição seria necessária para assegurar disponibilidade para a prestação de serviços de flexibilidade, como o atendimento a rampas horárias de carga líquida. Tendo em vista a atuação do MRE, esse tipo de direcionamento de despacho não afeta tanto a usina em si que tem que adequar sua geração, mas acaba por afetar o MRE como um todo e suas usinas participantes.

Nesse cenário, ao se priorizar a entrega de potência e flexibilidade em detrimento da geração contínua de energia elétrica, essas usinas poderiam ter sua produção de energia total reduzida, gerando implicações financeiras significativas. Tal dinâmica revela certa incompatibilidade com o modelo tradicional de contratação por quantidade de energia no Ambiente de Contratação Regulado (ACR), no qual as usinas assumem compromissos de entrega de energia com base em suas garantias físicas e arcam com os riscos associados a eventuais descasamentos entre a geração e o montante contratado.

Diante dessa realidade, é necessário explorar alternativas que assegurem a viabilidade econômico-financeira das hidrelétricas participantes do MRE, ou seja, que o mecanismo seja capaz de assimilar os eventuais impactos ocasionados por decisões operativas do ONS. Uma das principais direções a serem consideradas reside no desenvolvimento de mecanismos específicos de contratação e remuneração para esses serviços, reconhecendo formalmente as rampas horárias de flexibilidade como um atributo sistêmico de alto valor.

Uma primeira alternativa contempla a criação de um serviço ancilar específico para o provimento de rampas horárias de flexibilidade. Essa proposta sugere a inclusão formal desse serviço no rol de serviços ancilares já existentes no SIN e disponíveis para emprego do ONS, tais como o controle de frequência e o suporte de tensão. O serviço de rampa poderia ser definido a partir de requisitos de variação de potência, em janelas

temporais predeterminadas (por exemplo, 15 minutos ou 1 hora). A contratação poderia ocorrer diretamente pelo ONS, de forma centralizada por meio de um Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA), com seu preço sendo definido de forma regulada. Quanto à remuneração, esta poderia ser estruturada em função da disponibilidade do recurso, da efetiva prestação do serviço ou até baseada no benefício ao sistema, e seu custeio se dando através dos Encargos de Serviço de Sistema (ESS).

Trata-se de uma alternativa com viabilidade regulatória mais imediata, uma vez que os serviços ancilares já possuem arcabouço normativo consolidado no Brasil, regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Assim, se configura como um caminho infralegal que poderia ser implementado de forma ágil pelo regulador.

Uma segunda alternativa é a realização de leilões específicos de flexibilidade, com foco na contratação do atributo de rampa horária²⁹. Nessa modelagem, poderiam ser promovidos certames para contratar, de forma competitiva, a entrega de serviços de rampa ascendente e descendente. Os leilões poderiam viabilizar a participação de diversas tecnologias capazes de prover o atributo flexibilidade, incluindo hidrelétricas, termelétricas flexíveis, sistemas de armazenamento por baterias, dentre outras. O critério de seleção poderia ser baseado no menor custo para o sistema, incentivando a eficiência e a neutralidade tecnológica. Esse modelo de leilão encontra respaldo em experiências internacionais, como nos mercados de energia da Europa e dos Estados Unidos, onde a flexibilidade é tratada como um produto específico e transacionável (FANG et al., 2021). No entanto, há diversos caminhos possíveis para a periodicidade e antecedências de leilões desse tipo, podendo acontecer de forma semanal ou anual, por exemplo.

Essa contratação de flexibilidade pode ocorrer dentro do escopo dos Leilões de Reserva de Capacidade, que devem incluir, além da contratação de potência, requisitos explícitos de flexibilidade³⁰. Nessa modelagem, a remuneração dos agentes poderia levar em conta a capacidade de resposta rápida às variações de carga líquida, especialmente nos horizontes horários e intra-horários. A integração da capacidade e da flexibilidade em um único leilão poderia simplificar o ambiente comercial de contratação.

²⁹ Trata-se de uma abordagem parecida com o atual Leilão de Reserva de Capacidade para novas unidades em usinas hidrelétricas com provisão para motorização adicional.

³⁰ Vale ressaltar que já há requisitos de flexibilidade na construção desses leilões.

Cabe ressaltar que essas alternativas não são mutuamente excludentes. Pelo contrário, podem ser implementadas de forma complementar ou sequencial, permitindo uma evolução gradual do arcabouço regulatório e comercial do setor elétrico brasileiro. A criação de um serviço ancilar de rampas, por exemplo, pode ser um primeiro passo para assegurar a prestação do serviço de maneira rápida e eficiente, enquanto os leilões de flexibilidade podem ser estruturados como soluções de médio e longo prazo. Em qualquer cenário, é fundamental garantir a transparência dos processos de contratação, a sinalização adequada de preços e a adoção de critérios de remuneração que evitem a sobreposição de receitas e assegurem a eficiência econômica do sistema.

Já em termos da remuneração pelos serviços de flexibilidade de rampa, pode-se propor que seja criada uma remuneração de referência, isto é, a remuneração necessária para que um provedor de referência que atenda a todos os requisitos forneça tal serviço (por exemplo, uma usina térmica). Posto este valor, pode-se considerar a remuneração de referência como o limite máximo que o sistema poderia pagar para que algum agente forneça o serviço necessário, desejavelmente, operando em um valor de remuneração abaixo do valor de referência – para que haja um ganho aos consumidores sem prejuízo na qualidade do fornecimento do sistema.

As alternativas apresentadas têm por objetivo principal suscitar o debate em torno da necessidade de criação de mecanismos regulatórios e comerciais que reconheçam e remunerem adequadamente os serviços de flexibilidade prestados pelas usinas que se mostrem aptas a provê-los, em especial, neste estudo, o atendimento às rampas horárias de carga líquida. Trata-se de proposições iniciais que não pretendem esgotar o tema, mas, sim, abrir caminho para estudos específicos e aprofundados que possam avaliar, de forma técnica e detalhada, as melhores soluções para a contratação e remuneração desses serviços.

5. Conclusões

A transição energética em curso no mundo e no Brasil tem provocado uma reconfiguração estrutural dos setores elétricos, com a incorporação crescente de fontes renováveis variáveis – em especial, a geração eólica e a solar fotovoltaica – no portfólio de geração. No caso brasileiro, essa expansão tem sido expressiva. Segundo o PDE 2034, estima-se que a participação dessas fontes deverá alcançar patamares ainda mais elevados no próximo decênio, ampliando significativamente sua contribuição para o suprimento energético nacional (MME; EPE, 2024).

Ocorre que a característica intrínseca dessas fontes impõe novos desafios à operação dos sistemas elétricos, uma vez que são fontes não despacháveis e fortemente influenciadas por variabilidade e incerteza meteorológica. A operação do SIN, tradicionalmente pautada por boa previsibilidade da carga e geração e pela grande capacidade de ajuste da oferta de energia a partir de usinas despacháveis – como as hidrelétricas e térmicas –, passa a enfrentar maior complexidade. A dinâmica operativa atual exige respostas mais rápidas e eficazes para acomodar oscilações abruptas na geração e na carga líquida, em intervalos cada vez menores de tempo.

Diante desse novo paradigma, o atributo da flexibilidade operativa assume papel central no planejamento e na operação do SIN. A flexibilidade, definida como a capacidade do sistema de responder às variações de oferta e demanda em diferentes horizontes temporais, é condição necessária para assegurar a continuidade e a confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. Entre os diversos serviços de flexibilidade existentes, as rampas horárias – isto é, a capacidade do sistema de atender às variações de carga líquida dentro de um intervalo de uma hora – destacam-se como uma das mais relevantes, dado o seu impacto direto sobre o equilíbrio instantâneo entre oferta e demanda no sistema. Neste trabalho, o foco do estudo de flexibilidade recaiu sobre a análise das rampas de flexibilidade entre intervalos horários.

Em 2023, a EPE publicou a Nota Técnica EPE-DEE-076/2023 (EPE, 2023a), na qual aplicou a metodologia IRRE para avaliar a flexibilidade do SIN realizando projeções para 2027 e 2032, além de uma avaliação sobre o próprio ano de 2023. A análise indicou que, sob as premissas adotadas, não foram reveladas necessidades consideráveis de flexibilidade adicional para o horizonte avaliado. Contudo, o estudo apresentou algumas limitações metodológicas que foram reconhecidas pela própria EPE. Dentre elas,

destacam-se: a consideração apenas das rampas positivas, com a exclusão das rampas negativas do escopo da avaliação; a necessidade de refinamento de restrições adicionais aplicadas aos recursos de flexibilidade; e a avaliação agregada do sistema como um todo, sem uma análise detalhada por subsistema e sem considerar adequadamente as restrições de transmissão entre eles.

Identificou-se, portanto, uma oportunidade para se aprofundar a análise sobre a flexibilidade do SIN, de modo a se avançar na resolução de algumas dessas lacunas. Assim, este trabalho propôs a aplicação de uma metodologia IRRE Modificada, contemplando as duas direções de rampas (positivas e negativas), a análise desagregada por subsistema (em vez de se considerar o SIN de forma agregada) e a introdução de restrições operacionais adicionais sobre os recursos de geração hídricos, com o objetivo de refletir de forma mais realista as condições de operação do sistema brasileiro. Dessa forma, esta tese contribui para a evolução da discussão e análise acerca da temática da flexibilidade energética no SIN ao considerar aspectos originais em sua formulação.

O exercício realizado envolveu a execução de três grupos de simulações: i) o Caso Base, com dados operacionais do ano de 2023 e a aplicação dos limites máximos e mínimos globais de geração hidrelétrica; ii) a inclusão de novas restrições operativas, considerando limites sazonais e mensais para a geração hidrelétrica e a RPO – inclusive, com a combinação de limites mensais com RPO; e iii) a simulação de cenários de expansão das fontes renováveis variáveis em 30%, 60% e 100%, com a análise detalhada dos impactos sobre cada subsistema do SIN – neste caso, considerando também um acréscimo da carga bruta de cada subsistema com base nas projeções para 2034.

Os resultados obtidos confirmaram as hipóteses iniciais desta pesquisa. Verificou-se que, à medida que novas restrições operativas eram incorporadas às simulações, os índices de insuficiência de rampas aumentavam de forma sistemática. Adicionalmente, a expansão das fontes renováveis variáveis elevou substancialmente a ocorrência de déficits de flexibilidade, sobretudo nos subsistemas Nordeste e Sul. Por outro lado, o subsistema Sudeste/Centro-Oeste reafirmou seu papel como principal provedor de flexibilidade do SIN, em virtude de seu robusto parque hidrelétrico com elevada capacidade de armazenamento e regulação.

Apesar de existirem outros recursos potenciais para a provisão de flexibilidade operativa – como usinas térmicas de resposta rápida, sistemas de armazenamento em

baterias e programas de resposta da demanda – a principal fonte de flexibilidade do SIN permanece sendo as usinas hidrelétricas, em especial aquelas com reservatórios de grande porte. Ressalte-se que o perfil dessas usinas, predominantemente localizado no Sudeste/Centro-Oeste, diferencia-se do parque instalado no Norte, onde as hidrelétricas, em sua maioria, operam a fio d’água e possuem baixa capacidade de regularização.

Quando se projeta os próximos anos, a atuação das hidrelétricas continuará sendo fundamental para a absorção da complexidade operativa, sobretudo na entrega de serviços de flexibilidade. Esta conclusão é reforçada pela própria EPE (2023a), que indica que “no contexto de expansão das renováveis e acréscimo relevante da oferta de energia variável no sistema, as hidrelétricas terão papel de maior destaque no provimento de outros serviços para além da energia, como potência e flexibilidade operativa”.

No Brasil, a estrutura regulatória vigente ainda não define explicitamente um serviço ancilar de flexibilidade para rampas horárias. O suprimento dessas rampas tem sido feito de forma implícita dentro do despacho centralizado de energia, sem mecanismos dedicados de contratação ou remuneração específica. Conforme indicação da EPE, não há hoje um produto de flexibilidade regulamentado que possa ser ofertado pelos agentes (EPE, 2023a). Na prática, os geradores ajustam sua produção conforme as instruções do ONS para manter o equilíbrio carga-geração, e são remunerados apenas pela energia entregue ou pela disponibilidade contratada, sem distinção pelo serviço de rampa prestado.

Diante dessa realidade, torna-se necessário revisitar o arcabouço regulatório vigente de forma a permitir a introdução de mecanismo que propicie a adequada valoração e remuneração dos serviços de flexibilidade prestados pelas hidrelétricas. Essa constatação é reforçada pelas conclusões apresentada pela EPE em sua Nota Técnica EPE/DEE/076/2023-R0 (EPE, 2023a), apontando que “para incentivar ganhos de eficiência, é necessário repensar as estruturas de remuneração para que seja possível explicitar a quais serviços se referem cada parcela de receita dos agentes”. Ressalta-se que revisão regulatória deve buscar um equilíbrio entre a função histórica das usinas hidrelétricas como geradoras de energia em grande volume – o que certamente permanecerá sendo extremamente relevante para o SIN - e sua atuação como provedoras de serviços de flexibilidade cada vez mais críticos, como o atendimento às rampas horárias.

Embora o presente trabalho tenha avançado na avaliação da flexibilidade operativa do SIN frente à expansão das fontes renováveis variáveis, revelando a importância de se considerar as restrições operativas do sistema elétrico brasileiro para uma análise mais precisa, algumas limitações metodológicas precisam ser reconhecidas, abrindo espaço para aprofundamentos futuros.

A primeira limitação refere-se à base de dados utilizada. As análises foram conduzidas a partir de dados históricos da operação do SIN, que representam com fidedignidade o comportamento recente do sistema. Entretanto, a utilização desses dados carrega a premissa de que as condições observadas no passado podem se repetir no futuro. Para complementar essa avaliação, seria desejável realizar rodadas de simulação com dados prospectivos, obtidos por meio de modelos de despacho como o SDDP, o Plexos ou o próprio encadeamento dos modelos do CEPEL (NEWAVE, DECOMP e DESSEM). Tal abordagem permitiria representar de forma mais detalhada cenários futuros de operação, considerando as características de novas plantas e a evolução da malha de transmissão, por exemplo. No entanto, trata-se de um desafio metodológico e computacional considerável, exigindo a organização de uma base de dados robusta e a integração de diferentes modelos de planejamento e operação.

Outra limitação relevante é a consideração exclusiva das usinas hidrelétricas como recursos de flexibilidade. Justifica-se esta escolha pelo fato de que, atualmente, as UHEs representam a principal fonte de flexibilidade horária do SIN. No entanto, existem outros recursos que também provêm, ainda que de forma mais restrita, a prestação de serviços de flexibilidade, como algumas usinas termelétricas de rápida resposta. A inclusão desses recursos em estudos futuros poderia proporcionar uma visão mais abrangente e precisa da oferta de flexibilidade, permitindo verificar a contribuição de cada tecnologia para a mitigação dos déficits identificados neste trabalho. Até mesmo tecnologias e iniciativas mais recentes poderiam passar a ser considerados, como sistemas de armazenamento em baterias e programas de resposta da demanda.

A análise também não considerou as restrições e a operação da rede de transmissão. Por um lado, o sistema de transmissão pode desempenhar o papel de restrição à utilização de recursos de flexibilidade, limitando a capacidade de atender às necessidades locais. Por outro, as interconexões entre subsistemas podem atuar como um recurso de flexibilidade ao permitir a transação de energia e de serviços de flexibilidade entre as regiões. A incorporação da modelagem da transmissão, seja em nível agregado,

seja de forma detalhada, permitiria entender melhor o papel das interligações no equilíbrio entre requisitos e recursos de flexibilidade no SIN.

Adicionalmente, o presente estudo concentrou-se na aplicação do IRRE como principal métrica de avaliação. O IRRE tem a vantagem de permitir uma análise probabilística da suficiência dos recursos de rampa, separando requisitos e recursos e possibilitando uma visão clara da reserva efetivamente formada. No entanto, há outras métricas que poderiam complementar a análise, como o *Expected Unserved Flexible Energy* ou o *Expected Duration of Insufficient Flexibility*, que quantificam a energia não atendida e a duração dos déficits de flexibilidade, respectivamente. Estudos futuros podem explorar essas e outras abordagens complementares, permitindo uma visão mais completa da severidade e do impacto dos déficits identificados.

Por fim, o presente trabalho abordou as questões regulatórias de forma introdutória, com o objetivo de suscitar a discussão sobre possíveis caminhos para a remuneração dos serviços de flexibilidade, especialmente no provimento de rampas horárias. Não obstante, é fundamental que novos estudos enderecem especificamente o tema, propondo, detalhando e simulando mecanismos de contratação e remuneração para esses serviços, de modo a viabilizar um ambiente regulatório que reconheça e valore adequadamente a prestação de serviços de flexibilidade no SIN.

6. Referências Bibliográficas

ABDIN, A. F.; ZIO, E. An integrated framework for operational flexibility assessment in multi-period power system planning with renewable energy production. **Applied Energy**, v. 222, p. 898–914, jul. 2018.

ALIZADEH, M. I. et al. Flexibility in future power systems with high renewable penetration: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 57, p. 1186–1193, maio 2016.

ANEEL. **Nota Técnica nº 132/2019-SRG/ANEEL - Serviços Ancilares**. Brasília, Brasil: Agência Nacional de Energia Elétrica, dez. 2019. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/tomadas-de-subsidios?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=39090&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp>.

APINE. **Contribuições APINE para Audiência Pública 015 de 2018**. [s.l.] Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica, 2018. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_idDocumento=30448&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp>.

BARRAL, T. **MRE – Mecanismo de Realocação de Energia - Em busca de uma “solução estrutural”**. . Em: FIESP – WORKSHOP DE INFRAESTRUTURA. São Paulo, Brasil, 2019. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/file-20190320183737-thiago-fiesp-mre.pdf>>

BIRD, L. et al. Wind and solar energy curtailment: A review of international experience. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 65, p. 577–586, nov. 2016.

BONNEVILLE POWER ADMINISTRATION; EPRI; NORTHWEST POWER NORTHWEST POWER AND CONSERVATION COUNCIL. **Flexibility Assessment Methods**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://www.nwcouncil.org/sites/default/files/flexibility-assessment-methods-draft.pdf#:~:text=IEA13%20S,13>>.

BOUFFARD, F.; ORTEGA-VAZQUEZ, M. **The value of operational flexibility in power systems with significant wind power generation**. 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting. **Anais...** Em: 2011 IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING. San Diego, CA: IEEE, jul. 2011. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6039031/>>. Acesso em: 23 fev. 2025

BUCHER, M. A. et al. **On quantification of flexibility in power systems**. 2015 IEEE Eindhoven PowerTech. **Anais...** Em: 2015 IEEE EINDHOVEN POWERTECH. Eindhoven, Netherlands: IEEE, jun. 2015. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7232514/>>. Acesso em: 23 fev. 2025

CAPASSO, A. et al. Bulk indices for transmission grids flexibility assessment in electricity market: A real application. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 56, p. 332–339, mar. 2014.

CAVADOS, G. D. A.; PEREIRA, A. O. Cost–Benefit Analysis for Flexibility in Hydrothermal Power Systems. **Energies**, v. 17, n. 19, p. 4809, 26 set. 2024.

CCEE. **Mecanismo de Realocação de Energia**. [s.l.] Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/919404/04%20-%20MRE_2022.2.0_%28jan-22%29.pdf/e5ae77ba-772b-4483-78b4-e4da761ddc84>.

COCHRAN, J. et al. **Flexibility in 21st Century Power Systems**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://www.osti.gov/servlets/purl/1130630/>>. Acesso em: 1 dez. 2024.

CORREIA, P. V. **Análise da experiência internacional na contratação de Termoeletricas: contribuições para o caso brasileiro**. Dissertação de Mestrado—Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Economia da Indústria e Tecnologia, ago. 2017.

DVORKIN, Y.; KIRSCHEN, D. S.; ORTEGA-VAZQUEZ, M. A. Assessing flexibility requirements in power systems. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 8, n. 11, p. 1820–1830, nov. 2014.

ELTOHAMY, M. et al. Power System Flexibility Metrics Evaluation and Power Ramping Analysis for High Variable Renewable Generation Shares. **EAI Endorsed Transactions on Energy Web**, p. 165282, 13 jul. 2018.

EPE. **Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento**. [s.l.] Empresa de Pesquisa Energética, ago. 2018.

EPE. **Metodologia: projeção de curva de carga horária**. [s.l.] Empresa de Pesquisa Energética, mar. 2020.

EPE. **NOTA TÉCNICA EPE-DEE-RE-037/2022 - Estudos Complementares: Geração Centralizada de Energia Elétrica - Sensibilidade What-if**. [s.l.] Empresa de Pesquisa Energética, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/Estudos%20Complementares%20PDE2031_Sensibilidades%20what%20if.pdf>.

EPE. **Metodologia de Estimativa de Requisitos e Recursos de Flexibilidade no SIN**. [s.l.] Empresa de Pesquisa Energética, nov. 2023a.

EPE. **Fortalecimento da Resiliência do Setor Elétrico em Resposta às Mudanças Climáticas**. [s.l.] Empresa de Pesquisa Energética, dez. 2023b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados->

abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-813/NT-EPE-DEA-016-2023_R0_Final.pdf>.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2024 - ano base 2023**. [s.l.] Empresa de Pesquisa Energética, 2024a. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-723/BEN2024.pdf>>.

EPE. **Hidreletricidade e Mudanças climáticas - Reflexões para a adaptação e ampliação da resiliência do Setor Elétrico Brasileiro**. [s.l.] Empresa de Pesquisa Energética, dez. 2024b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-852/topico-736/FACT%20SHEET%20HIDRELETRICIDADE%20E%20MUDAN%C3%87AS%20CLIM%C3%81TICAS.pdf>>.

FANG, X. et al. Redesigning capacity market to include flexibility via ramp constraints in high-renewable penetrated system. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 128, p. 106677, jun. 2021.

GUSAIN, D.; CVETKOVIĆ, M.; PALENSKY, P. Quantification of operational flexibility from a portfolio of flexible energy resources. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 141, p. 107466, out. 2022.

HEGGARTY, T. et al. Quantifying power system flexibility provision. **Applied Energy**, v. 279, p. 115852, dez. 2020.

HIRTH, L. The market value of variable renewables. **Energy Economics**, v. 38, p. 218–236, jul. 2013.

HIRTH, L. The benefits of flexibility: The value of wind energy with hydropower. **Applied Energy**, v. 181, p. 210–223, nov. 2016.

HSIEH, E.; ANDERSON, R. Grid flexibility: The quiet revolution. **The Electricity Journal**, v. 30, n. 2, p. 1–8, mar. 2017.

HUBNER, N. et al. **A Crescente Importância dos Recursos de Flexibilidade frente à Expansão Acelerada das Fontes Renováveis Variáveis**. Rio de Janeiro, Brasil: Gesel UFRJ, nov. 2022. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2022/11/Hubner_2022_11_16_vf.pdf>.

IEA. **Empowering Variable Renewables – Options for Flexible Electricity Systems**. Paris Cedex, França: International Energy Agency, 2008. Disponível em: <https://www.oecd.org/en/publications/empowering-variable-renewables-options-for-flexible-electricity-systems_9789264077201-en.html>. Acesso em: 23 fev. 2025.

IEA. **Harnessing Variable Renewables: A Guide to the Balancing Challenge**. 1st ed. Paris Cedex, França: Organization for Economic Cooperation & Development, 2011.

IEA. **Latin America Energy Outlook**. Paris Cedex, França: International Energy Agency, nov. 2023.

IEA. **World Energy Outlook 2024**. Paris Cedex, França: International Energy Agency, out. 2024a.

IEA. **Renewables 2024 - Analysis and forecast to 2030**. Paris Cedex, França: [s.n.]. Disponível em: <<https://iea.blob.core.windows.net/assets/17033b62-07a5-4144-8dd0-651cdb6caa24/Renewables2024.pdf>>.

IMPRAM, S.; VARBAK NESE, S.; ORAL, B. Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility: A survey. **Energy Strategy Reviews**, v. 31, p. 100539, set. 2020.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC) (ED.). International Cooperation. Em: **Climate Change 2022 - Mitigation of Climate Change**. 1. ed. [s.l.] Cambridge University Press, 2023. p. 1451–1546.

IRENA. **Planning for the renewable future: Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies**. Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos: International Renewable Energy Agency, 2017. Disponível em: <https://www.aler-renovaveis.org/contents/lerpublication/irena_2017_jan_planning_for_the_renewable_future.pdf#:~:text=,assessment%20of%20power%20system>.

KROMMYDAS, K. F. et al. Flexibility study of the Greek power system using a stochastic programming approach for estimating reserve requirements. **Electric Power Systems Research**, v. 213, p. 108620, dez. 2022.

LANNOYE, E.; FLYNN, D.; O'MALLEY, M. Evaluation of Power System Flexibility. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 2, p. 922–931, maio 2012a.

LANNOYE, E.; FLYNN, D.; O'MALLEY, M. **Power system flexibility assessment — State of the art**. 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. **Anais...** Em: 2012 IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING. NEW ENERGY HORIZONS - OPPORTUNITIES AND CHALLENGES. San Diego, CA: IEEE, jul. 2012b. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6345375/>>. Acesso em: 1 dez. 2024

LI, J. et al. Grid-side flexibility of power systems in integrating large-scale renewable generations: A critical review on concepts, formulations and solution approaches. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 93, p. 272–284, out. 2018.

LIU, G.; VRAKOPOULOU, M.; MANCARELLA, P. **Capacity Credit Evaluation Framework of Wind, Solar and Pumped Hydro Storage Considering Generation Adequacy and Flexibility**. 2019 9th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES). **Anais...** Em: 2019 9TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER AND ENERGY SYSTEMS (ICPES). Perth, Australia: IEEE, dez. 2019. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9105380/>>. Acesso em: 1 dez. 2024

MA, J. et al. **Exploring the use of flexibility indices in low carbon power systems**. 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe). **Anais...** Em: 2012 3RD IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES EUROPE (ISGT EUROPE). Berlin, Germany: IEEE, out. 2012. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6465757/>>. Acesso em: 1 dez. 2024

MAKAROV, Y. V. et al. Incorporating Uncertainty of Wind Power Generation Forecast Into Power System Operation, Dispatch, and Unit Commitment Procedures. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 2, n. 4, p. 433–442, out. 2011.

MLADENOV, V. et al. **Characterisation and evaluation of flexibility of electrical power system**. 2018 10th Electrical Engineering Faculty Conference (Bulef). **Anais...** Em: 2018 10TH ELECTRICAL ENGINEERING FACULTY CONFERENCE (BULEF). Sozopol, Bulgaria: IEEE, set. 2018. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8646924/>>. Acesso em: 1 dez. 2024

MME; EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. [s.l.] Ministério de Minas e Energia - MME, Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202029.pdf>>.

MME; EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (Versão para Consulta Pública)**. [s.l.] Ministério de Minas e Energia - MME, Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2024. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034>>.

NERC. **Special Report - Flexibility Requirements and Potential Metrics for Variable Generation: Implications for System Planning Studies.pdf**. Princeton, NJ , Estados Unidos: North American Electric Reliability Corporation, 2010.

NOSAIR, H.; BOUFFARD, F. Flexibility Envelopes for Power System Operational Planning. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 6, n. 3, p. 800–809, jul. 2015.

ONS. **Histórico da Operação - Carga de Energia**. [s.l.] Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2025a. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/carga_energia.aspx>.

ONS. **Sobre o SIN - O Sistema em Números**. [s.l.] Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2025b. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>.

PAPAYIANNIS, I. et al. **Enhancement of Power System Flexibility and Operating Cost Reduction Using a BESS**. 2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe). **Anais...** Em: 2020 IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES EUROPE (ISGT-EUROPE). The Hague, Netherlands: IEEE, 26 out. 2020. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9248809/>>. Acesso em: 23 jan. 2025

PRAKASH, A. et al. Quantifying reserve capabilities for designing flexible electricity markets: An Australian case study with increasing penetrations of renewables. **Energy Policy**, v. 177, p. 113551, jun. 2023.

SIMOGLU, C. K. et al. Probabilistic evaluation of the long-term power system resource adequacy: The Greek case. **Energy Policy**, v. 117, p. 295–306, jun. 2018.

SIMOGLU, C. K.; BISKAS, P. N. Assessment of the impact of the National Energy and Climate Plan on the Greek power system resource adequacy and operation. **Electric Power Systems Research**, v. 194, p. 107113, maio 2021.

SREEKUMAR, S. et al. Flexible Ramp Products: A solution to enhance power system flexibility. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 162, p. 112429, jul. 2022.

THATTE, A. A.; XIE, L. A Metric and Market Construct of Inter-Temporal Flexibility in Time-Coupled Economic Dispatch. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 5, p. 3437–3446, set. 2016.

TONGXIN ZHENG et al. **Operational flexibility and system dispatch**. 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting. **Anais...** Em: 2012 IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING. NEW ENERGY HORIZONS - OPPORTUNITIES AND CHALLENGES. San Diego, CA: IEEE, jul. 2012. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/6344684/>>. Acesso em: 23 fev. 2025

ULBIG, A.; ANDERSSON, G. Analyzing operational flexibility of electric power systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 72, p. 155–164, nov. 2015.

WANG, Q.; HODGE, B.-M. Enhancing Power System Operational Flexibility With Flexible Ramping Products: A Review. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 13, n. 4, p. 1652–1664, ago. 2017.