

EFEITO DA FLEXIBILIZAÇÃO DAS RESTRIÇÕES HIDRÁULICAS DAS USINAS
HIDRELÉTRICAS NAS RAMPAS DE POTÊNCIA:
O CASO DE JUPIÁ E PORTO PRIMAVERA NO RIO PARANÁ

Mariana Argento Nunes

Dissertação de Mestrado 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 Mestre em Planejamento Energético.

Orientadores: Amaro Olimpio Pereira Junior
André Frossard Pereira de Lucena

Rio de Janeiro
Março de 2025

EFEITO DA FLEXIBILIZAÇÃO DAS RESTRIÇÕES HIDRÁULICAS DAS USINAS
HIDRELÉTRICAS NAS RAMPAS DE POTÊNCIA:
O CASO DE JUPIÁ E PORTO PRIMAVERA NO RIO PARANÁ

Mariana Argento Nunes

DISSERTAÇÃO 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 MESTRE EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Orientadores: Amaro Olimpio Pereira Junior

André Frossard Pereira de Lucena

Aprovada por: Prof. Amaro Olimpio Pereira Junior

Prof. André Frossard Pereira de Lucena

Prof. Marciano Morozowski Filho

Prof. Luiz Augusto Nóbrega Barroso

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO 2025

Nunes, Mariana Argento

Efeito da flexibilização das restrições hidráulicas das usinas hidrelétricas nas rampas de potência: o caso de Jupia e Porto primavera no rio Paraná/Mariana Argento Nunes – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2025.

XIII, 105 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Amaro Olimpio Pereira Junior

André Frossard Pereira de Lucena.

Dissertação (Mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2025.

Referências Bibliográficas: p. 93-105.

1. Flexibilidade 2. Hidrelétrica 3. Restrições Hidráulicas.
I. Pereira Junior, Amaro Olimpio *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título

Agradecimentos

Jornada longa essa de fechar o mestrado. Com muitos altos e baixos pessoais, profissionais, acadêmicos e de saúde. Tanta gente participou, chegou e saiu, contribuiu, mudou minha vida, compreendeu, acolheu, autorizou. Tanta gente foi gentil.

Meus pais, minha irmã, minhas avós. Tantas caronas, compras, comidinhas, massagens e até faxinas, para me poupar. Muita escuta e acolhimento. Meu cunhado, primas e primos, tias e tios, incansáveis em trazer leveza e sempre convidar, sabendo que muitas vezes ia precisar recusar. Meu amado grupo da escola, espalhado pelo mundo, sempre presente, mesmo em cidades e países diferentes. Meus amigos do vôlei, sempre pacientes e felizes quando eu finalmente aparecia. Meus tantos grupos da Engenharia Ambiental UFRJ, tão amorosos e gentis. Gi, Amanda, Dani, Vitória, Carine, Elena. Wagner, o mestre do Python, jamais teria conseguido processar meus resultados sem sua ajuda. Tantos amigos. Que precioso ter todos vocês para dividir meus dias, minhas crises e alegrias.

Meu querido time da Tyrcurio. Meus chefes, pares, amigos e colegas que me deram autonomia, compreenderam, apoiaram e flexibilizaram muita coisa para que eu chegasse até aqui. Edu Faria, Edu Miranda, Jô, Yas, Marina, Mari, Dani, Lia, Mari, Paty, Shi, Van. A fantástica equipe do P&D, a Engie, que financiou o projeto. Que sorte a minha ter cruzado com vocês. Professores Amaro e Tolmasquim, que me convidaram a participar. Murilo, Marciano, Rafa, que conduziram brilhantemente o projeto e me ensinaram tanto. Ouviram tantas vezes minhas ideias confusas, e ajudaram a estruturá-las. Incontáveis chamadas rapidinhas de mais de uma hora. Sou tão mais organizada, objetiva e madura depois de conviver com você. Dedê, minha parceira de todas as horas, inclusive domingos e madrugadas, como eu ia rodar DESSEM sem você? Que esse projeto chegue longe e tenha desdobramentos relevantes no Setor!

André e Amaro, meus queridos orientadores. Obrigada pela paciência em me ajudar a formalizar o objetivo - processo que levou alguns anos -, pela parceria em arrumar as bagunças da minha cabeça e no apertar do prazo. Pelo acolhimento que precisei em muitos momentos. Sandrinha e Paulo, eficientes e resolutivos com todas as dúvidas e inseguranças dos alunos. Marciano e Luiz Barroso, que aceitaram compor a banca e

contribuir com minha pesquisa e texto. Foram inúmeras aulas do Marciano, apresentações e mediações do Barroso que assisti e ajudaram a consolidar meus temas.

Minha psicóloga, minha homeopata - foram tão requisitadas! Meu personal, minha nutricionista. Vários fisioterapeutas. Paula cuidando do meu lar. Minha cabelereira, que me ajudou a convocar novas personalidades, mais fortes e mais corajosas, para cumprir essa missão de terminar o mestrado. Uma verdadeira equipe multidisciplinar por trás dessa conquista. Angela, Helo, Primo Eduardo, meus mentores. Obrigada por cada áudio que vocês ouviram, pelos almoços e cafés, por me tranquilizarem e me guiarem.

Eduardo Dantas, que me fez ler o Plano de Bacia do CEIVAP, e assim descobri que reservatórios são um máximo e hidrelétricas são incríveis. Sou grata pelo ano de trabalho no ONS, que me introduziu ao Setor Elétrico, do qual acredito que nunca mais vou sair. Essa dissertação começou no meu TCC, com Guilhon e Heloisa, e espero poder seguir desenvolvendo o tema por muitos anos.

Sou também grata ao Tupyara, que me acolheu e cuidou de mim diversas vezes. A Deus por tudo que veio, por todos que estavam, que chegaram e que ficaram. A quem se foi, agradeço o tempo que ficou. Fui e sou muito amada. Estou orgulhosa da jornada que trilhamos, de tudo que cresci e animada para tudo que ainda virá!

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

EFEITO DA FLEXIBILIZAÇÃO DAS RESTRIÇÕES HIDRÁULICAS DAS USINAS
HIDRELÉTRICAS NAS RAMPAS DE POTÊNCIA:
O CASO DE JUPIÁ E PORTO PRIMAVERA NO RIO PARANÁ

Mariana Argento Nunes

Março/2025

Orientadores: Amaro Olimpio Pereira Junior

André Frossard Pereira de Lucena.

Programa: Planejamento Energético

A crescente inserção de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira torna a flexibilidade operativa um requisito essencial para garantir a segurança do SIN. As hidrelétricas com reservatórios são fonte estratégica de flexibilidade. No entanto, é importante aprimorar os mecanismos de quantificação e valoração da flexibilidade prestada e compreender como a sua disponibilidade se altera, dada determinadas condições operativas. Este estudo avalia a variação de rampas efetivas e de seus benefícios, a partir de mudanças nas restrições hidráulicas nas usinas hidrelétricas de Jupiá e Porto Primavera. Para isso, é aplicada a metodologia MacFLEX, que quantifica e valora rampas de potência, em quatro usinas do rio Paraná. Foram analisados três cenários: um de referência (Base) e dois alternativos (Q_{menor} e Q_{maior}), considerando a redução e a elevação das vazões defluentes mínimas praticadas no caso Base, respectivamente. Os resultados indicam um aumento de 5% a flexibilidade ascendente, 10% a descendente e 7% a total no caso Q_{maior} , sem comprometer os níveis de armazenamento na semana de análise, agregando mais flexibilidade que o cenário de redução das vazões mínimas. O estudo avalia o custo-benefício de se relaxar restrições hidráulicas sob a ótica da flexibilidade e evidencia a necessidade de revisões periódicas nas restrições hidráulicas, para identificação daquelas que podem ser flexibilizadas, atualizadas ou até mesmo extintas. A metodologia aplicada permite que o ONS melhore sua tomada de decisão em relação aos benefícios das rampas de potência hidrelétrica, além de apontar caminhos para valoração e remuneração da flexibilidade. Recomendam-se a replicação da análise para diferentes anos hidrológicos e períodos maiores, além da ampliação da análise em outros reservatórios, com foco nos efeitos em outros usos da água.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfilment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

THE EFFECT OF HYDROPOWER PLANT HYDRAULIC CONSTRAINT
CHANGE ON POWER RAMPS: A CASE STUDY OF JUPIÁ AND PORTO
PRIMAVERA ON THE PARANÁ RIVER

Mariana Argento Nunes

March/2025

Advisors: Amaro Olimpio Pereira Junior

André Frossard Pereira de Lucena.

Department: Energy Planning

The increasing insertion of renewable energy sources in Brazil's power grid makes operational flexibility a crucial requirement to ensure system security. Hydropower plants with regulation reservoirs serve as a strategic source of flexibility. However, it is essential to improve mechanisms for quantifying and valuing the flexibility provided, as well as to understand how its availability changes under different operational conditions. This study evaluates variation effective ramping and its associated benefits, based on changes in hydraulic constraints at the Jupiá and Porto Primavera hydropower plants. For this purpose, the MacFLEX methodology, which quantifies and values power ramps, is applied in four plants along the Paraná River. Three scenarios were analyzed: a reference case (Base) and two alternative cases (*Qmenor* and *Qmaior*), which consider, respectively, the reduction and increase of the minimum outflow rates practiced in the Base case. The results indicate an increase of 5% in upward flexibility, 10% in downward flexibility, and 7% in total flexibility in the *Qmaior* case, without compromising storage levels during the week under analysis. This scenario provided greater flexibility than the one with reduced minimum outflows. The study assesses the cost-benefit of relaxing hydraulic constraints from a flexibility perspective and highlights the need for periodic reviews of hydraulic constraints to identify those that can be eased, updated, or even removed. The applied methodology allows the Brazilian Electrical System Operator (ONS) to improve its decision-making regarding the benefits of hydropower ramping and also outlines potential approaches for valuing and remunerating flexibility. Further research is recommended for different hydrological years and longer periods, as well as expanding the analysis to other reservoirs, focusing on the impact on other water uses.

Sumário

| | |
|--|-----------|
| 1 INTRODUÇÃO | 1 |
| 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA | 5 |
| 2.1 INSERÇÃO DE FONTES VARIÁVEIS E OS DESAFIOS DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA..... | 5 |
| 2.2 GERAÇÃO HIDRELÉTRICA E PROVISÃO DE FLEXIBILIDADE | 9 |
| 2.3 QUANTIFICAÇÃO E VALORAÇÃO DO ATRIBUTO FLEXIBILIDADE..... | 18 |
| 2.3.1 Quantificação Física de Flexibilidade..... | 18 |
| 2.3.2 Valoração Econômica de Flexibilidade | 20 |
| 2.4 GESTÃO DE RECURSOS HÍDRICOS E RESTRIÇÕES HIDRÁULICAS | 22 |
| 2.4.1 A Inflexibilidade Hidrelétrica | 25 |
| 2.5 A IMPORTÂNCIA DA BACIA DO PARANÁ E A FLEXIBILIZAÇÃO DAS RESTRIÇÕES HIDRÁULICAS EM JUPIÁ E PORTO PRIMAVERA..... | 27 |
| 3 METODOLOGIA..... | 34 |
| 3.1 METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DA CONTRIBUIÇÃO DE SERVIÇOS DE FLEXIBILIDADE – MACFLEX | 34 |
| 3.1.1 Despacho Econômico..... | 34 |
| 3.1.2 Quantificação Física das Rampas de Potência | 35 |
| 3.1.3 Valoração Econômica das Rampas de Potência..... | 39 |
| 3.2 ADAPTAÇÕES NA METODOLOGIA..... | 40 |
| 3.3 APLICAÇÃO DA MACFLEX EM USINAS DA BACIA DO RIO PARANÁ..... | 43 |
| 3.3.1 Usinas Hidrelétricas e Bacias Hidrográficas De Interesse | 43 |
| 3.3.2 Período de Análise | 44 |
| 3.3.3 Condições do Sistema no Período de Análise..... | 46 |
| 3.3.4 Construção dos Cenários..... | 48 |
| 3.3.6 Preparação dos Dados De Entrada | 53 |

| | |
|---|-----------|
| 3.3.7 Seleção dos Arquivos de Saída e Análise de Resultados | 56 |
| 3.3.8 Resumo do Fluxo Metodológico | 57 |
| 4. RESULTADOS E ANÁLISES | 58 |
| 4.1 DESCRIÇÃO DOS RESULTADOS | 58 |
| 4.1.1 SIN e Subsistemas..... | 58 |
| 4.1.2 Bacias de Interesse: Paranaíba, Grande, Tietê, Paranapanema e Paraná | 64 |
| 4.1.3 Usinas Hidrelétricas de Interesse: Ilha Solteira, Jupia, Porto Primavera e Itaipu | 66 |
| 4.2 DISCUSSÃO E ANÁLISE..... | 79 |
| 4.2.1 Caso Base..... | 79 |
| 4.2.2 Caso <i>Qmenor</i> | 80 |
| 4.2.3 Caso <i>Qmaior</i> | 81 |
| 4.2.3 Resumo | 86 |
| 5 CONCLUSÕES..... | 87 |
| REFERÊNCIAS | 93 |

Lista de Figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1. Questões que surgem em diferentes escalas de tempo de flexibilidade e fases de integração de fontes renováveis intermitentes (variáveis). | 7 |
| Figura 2. Serviços prestados por reservatórios de regularização de usinas hidrelétricas. | 10 |
| Figura 3. Estoque global de eletricidade, por tecnologia, com destaque para o Brasil. | 13 |
| Figura 4. Redução da faixa operativa dos reservatórios, devido às restrições operativas. | 25 |
| Figura 5. Bacias hidrográficas brasileiras. | 28 |
| Figura 6. Diagrama esquemático das bacias do Paraná. | 30 |
| Figura 7. Defluências praticadas e defluências mínimas nas UHEs Jupiá e Porto Primavera (abril de 2021 a outubro de 2022). | 32 |
| Figura 8. Diagrama esquemático das bacias do Paraná a montante da UHE Itaipu, com destaque para as UHEs de interesse. | 44 |
| Figura 9. Vazões defluentes praticadas em Jupiá (acima) e Porto Primavera (abaixo) entre os anos de 2014 e 2024. | 48 |
| Figura 10. Vazões defluentes praticadas em Jupiá e Porto Primavera na semana operativa de interesse e suas respectivas restrições de vazão defluente mínima. | 49 |
| Figura 11. Organização dos decks (esquerda) e 23 arquivos de entrada por deck (direita). | 53 |
| Figura 12. Definições as restrições. | 54 |
| Figura 13. Definições das usinas presentes em cada restrição. | 54 |
| Figura 14. Exemplo da representação das restrições de vazões defluentes de Jupiá e Porto Primavera no deck original (verde) e das alterações nos decks dos casos alternativos (vermelho para Q_{menor} e azul para Q_{maior}). | 55 |
| Figura 15. Dados de saída (71 arquivos) por deck rodado, com destaque para os arquivos utilizados na análise de resultados. | 56 |
| Figura 16. Resumo esquemático do fluxo metodológico. | 57 |

| | |
|--|----|
| Figura 17. CMO por subsistema - Caso Base. | 58 |
| Figura 18. GT por subsistema e SIN - Caso Base. | 59 |
| Figura 19. GH por subsistema e SIN - Caso Base. | 60 |
| Figura 20. GH, GT e Total - Caso Base. | 60 |
| Figura 21. Evolução do CMO dos subsistemas Sul e Sudeste ao longo do período de análise. | 61 |
| Figura 22. Perfil de GH por usina de interesse ao longo do período de análise. | 67 |
| Figura 23. Valores máximo, médio e mínimo da GH por usina de interesse. | 67 |
| Figura 24. Somatório da GH nas usinas de interesse por cenário. | 68 |
| Figura 25. Perfil de VA nas usinas de interesse ao longo do período de análise. | 69 |
| Figura 26. Valores máximo, médio e mínimo de VA para as usinas de interesse. | 69 |
| Figura 27. Perfil de Volume Útil na usina de Ilha Solteira ao longo do período de análise. | 70 |
| Figura 28. Perfil de rampas (MW) nas usinas de interesse ao longo do período de análise. | 73 |
| Figura 29. Valores máximo, médio e mínimo de RUP e RDN para as usinas de interesse. | 74 |
| Figura 30. Rampas (RUP e RDN) versus Métricas Econômicas CMO e VA) para os casos <i>Qmenor</i> e <i>Qmaior</i> em cada usina. Fonte: Elaboração própria. | 85 |

Lista de Quadros

| | |
|---|----|
| Quadro 1. Características e desafios de cada fase da integração de fontes renováveis variáveis..... | 6 |
| Quadro 2. Capacidade Instalada do SIN – dezembro de 2024. | 7 |
| Quadro 3. Recursos de energia e suporte ao sistema fornecidos por diferentes tecnologias e aplicações de energia hidrelétrica. | 10 |
| Quadro 4. Capacidade de fornecimento de flexibilidade UHE e de típicas UTEs. | 12 |
| Quadro 5. Representatividade do volume armazenado (hm ³) e potência instalada (MW) dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do Paraná e suas bacias. | 29 |
| Quadro 6. Grandezas Hidroenergéticas - 22 a 28 de janeiro de 2022. | 46 |
| Quadro 7. Balanço de Energia Semanal – 22 a 28 de janeiro de 2022..... | 47 |
| Quadro 8. Carga Própria de Energia – 22 a 28 de janeiro de 2022. | 47 |
| Quadro 9. Demanda Máxima Instantânea – 22 a 28 de janeiro de 2022..... | 47 |
| Quadro 10. Capacidade Instalada do SIN por fonte em janeiro de 2022. | 47 |
| Quadro 11. Resumo das restrições de vazões defluentes máximas e mínimas adotadas nos decks para os cenários Base, <i>Qmenor</i> e <i>Qmaior</i> | 50 |
| Quadro 12. Energia Armazenada Média (EARMéd) por subsistema e SIN - Caso Base. | 60 |
| Quadro 13. Variação entre o Caso <i>Qmenor</i> e o Caso Base – Sistemas e SIN..... | 62 |
| Quadro 14. Variação entre o Caso <i>Qmaior</i> e o Caso Base – Sistemas e SIN. | 63 |
| Quadro 15. GH por bacia de interesse - Caso Base..... | 64 |
| Quadro 16. VU por bacia de interesse - Caso Base..... | 64 |
| Quadro 17. Variação entre o Caso <i>Qmenor</i> e o Caso Base – Bacias de Interesse | 65 |
| Quadro 18. Variação entre o Caso <i>Qmaior</i> e o Caso Base – Bacias de Interesse | 65 |
| Quadro 19. Variação entre o Caso <i>Qmenor</i> e o Caso Base – Usinas de Interesse. | 70 |
| Quadro 20. Variação entre o Caso <i>Qmaior</i> e o Caso Base – Usinas de Interesse..... | 71 |

| | |
|---|----|
| Quadro 21. Variação das rampas entre Caso <i>Qmenor</i> e Caso Base - Usinas de interesse. | 75 |
| Quadro 22. Variação das rampas entre Caso <i>Qmaior</i> e Caso Base - Usinas de interesse. | 75 |
| Quadro 23. NFI das usinas de interesse em cada Caso. | 76 |
| Quadro 24. NFI Total do grupo de usinas de interesse em cada caso. | 76 |
| Quadro 25. Síntese do somatório dos benefícios de rampa por usina e por cenário. | 78 |
| Quadro 26. Variação dos somatórios dos benefícios entre Caso <i>Qmenor</i> e Caso Base - Usinas de Interesse | 78 |
| Quadro 27. Variação dos somatórios dos benefícios entre Caso <i>Qmaior</i> e Caso Base - Usinas de Interesse. | 78 |

1 Introdução

O setor de energia tem sido responsável por grande parte das emissões globais de gases do efeito estufa. Segundo CLIMATE WATCH (2025), em 2021, sua parcela representou 75% das emissões mundiais. Já o setor de eletricidade e calor representou, no mesmo ano, 33% das emissões mundiais e 43% das emissões de energia. O Brasil possui uma matriz energética consideravelmente renovável, e uma das matrizes elétricas mais limpas do mundo. Em 2023, a contribuição do setor energético para as emissões totais de gases do efeito estufa no Brasil correspondeu a apenas 18%. Desse montante, a maior parcela refere-se ao setor de transportes (53,3%) e somente 4,7% corresponde ao setor elétrico (SEEG, 2025). Isso se dá por conta da grande representação de fontes de energia renováveis na matriz elétrica brasileira: 47% hidrelétricas, 14% eólicas, 7% solar e 15% geração distribuída, totalizando mais de 80% da capacidade instalada nacional em novembro de 2024 (ONS, 2025a). Mesmo assim, o assunto Transição Energética continua fazendo parte da agenda setorial brasileira e existem desafios importantes para o setor elétrico nacional, especialmente quando se trata da forte inserção de fontes renováveis intermitentes na matriz, requisitando energia reserva para firmar sua variabilidade, uma vez que não são controláveis (ou despacháveis).

Isso cria uma dificuldade adicional para a operação dos sistemas elétricos, pois a variabilidade da geração dessas fontes (eólicas, solares e até mesmo hidrelétrica a fio d'água) adicionam incerteza ao sistema. Essa variabilidade exige dos sistemas elétricos flexibilidade, ou seja, uma maior capacidade de resposta aos movimentos imprevisíveis de carga, geração e configuração de rede (AGGARWAL; ORVIS, 2016; MILLIGAN et al., 2015a). Essa flexibilidade deve ser não apenas operacional, como também regulatória, isto é, esses recursos devem ser acessíveis quando necessárias, considerando estruturas de mercado adequadas.

O principal efeito do aumento das fontes variáveis é a alteração do perfil da carga líquida, que deve ser atendida pelas fontes despacháveis. Com a entrada dessas fontes variáveis, a carga líquida apresenta variações mais bruscas e rampas mais inclinadas, além de apresentar picos com menor duração. Isso exige que fontes convencionais operem por menos tempo e respondam mais rapidamente, aumentando ou reduzindo sua geração em resposta a uma repentina queda ou elevação de geração variável.

Fontes convencionais como termelétricas e hidrelétricas de grande porte disponibilizam algum grau de flexibilidade aos sistemas. No caso de sistemas majoritariamente hidrelétricos, essas usinas ofertam potência ao responder às incertezas de curto prazo e ofertam energia, ao responder às incertezas de longo prazo, devido à sua capacidade de transferir água para as próximas estações. Os reservatórios hidrelétricos mitigam incertezas relacionadas a hidrologia e mudança do clima. A grande vantagem competitiva brasileira encontra-se exatamente na grandiosa quantidade de água armazenada nos reservatórios de regularização do Setor Elétrico. Em relação à água armazenada, 26% de toda área molhada brasileira encontra-se em reservatórios artificiais (equivalente a área do estado do Espírito Santo), e 3.600 reservatórios no país armazenam 630 bilhões de m³ de água, dos quais 266 bilhões de m³ encontram-se nas bacias do Paraná, Tocantins-Araguaia e São Francisco (ANA, 2021). Grande parte de toda essa água foi armazenada para geração elétrica nacional e possui papel fundamental para a segurança não só energética do país, como também de diversos outros usuários da água.

A inserção massiva de fontes não despacháveis demanda flexibilidade adicional que, no caso do Brasil, tem sido entregue pelo estoque de flexibilidade existente nos nossos reservatórios de regularização. Essa flexibilidade hidrelétrica, contudo, não é infinita. Com o tempo, o aumento da capacidade instalada eólica e solar pode esgotar esse estoque de flexibilidade existente, o que levaria a graves consequências à confiabilidade e segurança do suprimento (BARROSO *et al.*, 2021). Para isso, é necessário uma correspondente expansão da oferta de geração flexível, o que vem sendo trabalhado no Brasil, em alguma medida, através dos Leilões de Reserva de Capacidade. Esse mecanismo, contudo, foca mais no atendimento da carga no horário de ponta por usinas termelétricas do que de fato em contratar um produto “flexibilidade”. Nesse caso, a flexibilidade é contratada de forma indireta através dos critérios definidos nas Portarias Normativas, que exigem empreendimentos com características de flexibilidade – para termelétricas, são determinados tempo mínimo de permanência nas condições ligado ou desligado, tempo total considerando a rampa de acionamento e de desligamento e outros (MME, 2024, 2025).

O Brasil ainda conta com 14% de toda energia armazenada em reservatórios de água do planeta (IEA, 2021; ONS, 2025a). Tradicionalmente, a água armazenada em reservatórios tem sido utilizada e contratada principalmente para a geração de energia elétrica. No entanto, com a transição energética em curso, a crescente participação de

fontes renováveis variáveis e a necessidade de garantir a segurança do suprimento, é fundamental repensar o papel dos reservatórios brasileiros. As hidrelétricas, em especial aquelas com reservatórios de regularização, são essenciais tanto para a segurança hídrica quanto para a energética, pois têm a capacidade de amortecer ondas de cheias e estocar água para períodos de estiagem. Além da geração de energia, essas usinas podem oferecer outros serviços à sociedade, impactam (direta ou indiretamente) diversas atividades econômicas e são uma fonte estratégica de flexibilidade de baixo carbono. Sua flexibilidade, contudo, é afetada por restrições hidráulicas operativas, que cerceiam a liberdade do operador em explorar toda a faixa operativa original disponível dessas usinas. As restrições hidráulicas operativas são relevantes para representar outros usos da água e podem precisar ser alteradas conforme a conjuntura sistêmica (em momentos de escassez, é preciso flexibilizar restrições de vazão mínima, por exemplo). O efeito dessas restrições é, contudo, ainda insuficientemente modelado (MME/EPE, 2024).

A discussão sobre flexibilidade, portanto, é relevante para a expansão do sistema brasileiro, pois é o estoque desse tipo de atributo que permite acomodar fontes renováveis variáveis com eficiência, que apresentam variações sazonais e instantâneas de geração. Para que essa integração seja segura e viável economicamente, é fundamental que seja capturado o valor sistêmico da fonte hidrelétrica, o que deve ser feito através da evolução do arcabouço regulatório e dos arranjos comerciais e desenhos de mercado que valorizem não só esse atributo, mas todos os serviços prestados por reservatórios de regularização (geração de energia, serviços ancilares, atendimento de potência, regularização e vazões, controle de cheias, armazenamento de água, dentre outros).

Neste contexto, este trabalho utiliza uma metodologia que quantifica e valora¹ serviços de flexibilidade na forma de rampas de potência, chamada MacFLEX, com o objetivo de avaliar o efeito da alteração das restrições hidráulicas sobre as rampas hidrelétricas em usinas do rio Paraná (rampas efetivas e valoração das rampas). A MacFLEX é aplicada a um estudo de caso em quatro usinas hidrelétricas: Ilha Solteira, Jupia, Porto Primavera e Itaipu. Os cenários alternativos alteram as restrições de vazão

¹ A valoração da flexibilidade refere-se à atribuição de um valor econômico aos benefícios sistêmicos proporcionados pela capacidade de ajuste rápido da geração de energia. Busca estimar o valor intrínseco da flexibilidade para o sistema, considerando aspectos como redução de custos operacionais, aumento da confiabilidade e integração de fontes renováveis não controláveis. É diferente de remuneração, que se refere ao pagamento efetivo aos agentes que fornecem esses serviços, ou seja, à compensação financeira específica para geradores que fornecem flexibilidade.

defluente em Jupia e Porto Primavera, visto que vazões defluentes mínimas e máximas mais ou menos elevadas impactam a operação de todo o sistema interligado. Assim, foram selecionadas uma usina a montante (Ilha Solteira) e uma a jusante (Itaipu) dessa dupla (Jupia e Porto Primavera), para se compreender os efeitos na cascata.

O estudo de caso busca atestar a consistência da metodologia MacFLEX na valoração técnico-econômica de serviços de flexibilidade, bem como o potencial de benefícios sistêmicos desses serviços. Fica também evidente a magnitude da contribuição das usinas do Paraná para geração de energia, atendimento à carga e execução de rampas no SIN. A alteração das restrições de vazões defluentes em Jupia e Porto Primavera levam a mudanças em toda a operação do sistema. O trabalho é dividido em quatro partes além da introdução. O Capítulo 2 apresenta Revisão Bibliográfica, perpassando pelos desafios da entrada massiva de renováveis variáveis para operação de sistemas elétricos, a provisão de flexibilidade por usinas hidrelétricas, as métricas para a quantificação física e valoração econômica de rampas. Além disso, esse Capítulo também discute a gestão de recursos hídricos através das restrições hidráulicas, que afetam a disponibilidade de flexibilidade hidrelétrica. Por fim, destaca-se importância da bacia do Paraná e o histórico de flexibilização das restrições operativas em suas usinas, onde será aplicado o estudo de caso.

O Capítulo 3 apresenta a Metodologia para Avaliação da Contribuição de Serviços de Flexibilidade (MacFLEX), seguida pela adaptação metodológica para aplicação no estudo de caso nas usinas do Paraná. O terceiro subcapítulo justifica a seleção das bacias e usinas de interesse, assim como descreve a escolha de período de análise, a construção de cenários, a preparação dos dados de entrada e processamento dos dados de saída.

O Capítulo 4 contém a descrição dos resultados por subsistemas e bacia, seguido dos resultados da aplicação da MacFLEX às usinas selecionadas. Em seguida, no segundo subcapítulo é apresentada análise dos resultados. Finalmente, o Capítulo 5 finaliza o trabalho com as conclusões de todo estudo.

2 Revisão Bibliográfica

Este capítulo apresenta os desafios de operação de sistemas elétricos com massiva entrada de fontes variáveis, além de trazer a importância da fonte hidráulica (especialmente no contexto brasileiro) para provisão de flexibilidade. Também são elencados métodos de quantificação física e de valoração econômica de flexibilidade. Por fim, o último item ressalta a importância da bacia hidrográfica do Paraná para o contexto nacional e internacional, apresentando também as recentes alterações de restrições hidráulicas que as usinas desta bacia sofreram nos últimos anos.

2.1 Inserção de Fontes Variáveis e os Desafios de Operação de Sistemas Elétricos de Potência

Observa-se um acelerado avanço na capacidade instalada de tecnologias renováveis e custos decrescentes, além de maiores investimentos nesse setor e uma tendência de eletrificação global da economia. Nos últimos 10 anos, a capacidade instalada total de energias renováveis mais que dobrou no mundo, chegando a mais de 3.800 GW em 2023 (IRENA, 2024). O *Renewables 2021 Global Status Report* apontou que, apesar da pandemia de COVID-19, as fontes renováveis atingiram recordes de capacidade instalada adicional em 2020, registrando um aumento líquido da capacidade total (REN21, 2021).

Apesar dos eventos geopolíticos que impactaram a oferta de commodities energéticas nos últimos anos, assim como altos níveis de inflação que dificultaram investimentos no setor, diversos governos desenvolveram políticas de incentivo a fontes renováveis, como o *Inflation Reduction Act* nos Estados Unidos e o *REPowerEU* na União Europeia. Em 2023, a maior parte da capacidade instalada adicional (86%) foi a partir de fontes renováveis (407 GW de fonte fotovoltaica e 117 GW de fonte eólica) e 30% da eletricidade gerada no mundo foi de origem renovável. Os países que lideraram esses avanços foram: China, EUA, União Europeia, Índia e Brasil (REN21, 2024).

Mesmo com notórios avanços, é preciso levar em conta os desafios oriundos da forte inserção de renováveis na economia global. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2021), esses desafios são determinados pela parcela de renováveis intermitentes na matriz e pela forma como o sistema é capaz de prover flexibilidade. A

Agência divide a integração das fontes intermitentes em seis fases e, conforme cresce a participação de renováveis variáveis na matriz em questão, elevam-se os desafios de operação, criando-se demandas e requisitos sistêmicos (Quadro 1).

Quadro 1. Características e desafios de cada fase da integração de fontes renováveis variáveis.

| Fase | Características principais da Fase de Integração |
|-------------|--|
| 1 | Parcela pequena de renováveis intermitentes não confere impacto notável ao sistema. Desafios de Transição: pequenas alterações na operação existente do sistema. |
| 2 | Parcela entre 5% e 10% de toda geração anual de renováveis intermitentes confere impactos baixos a moderados ao sistema. Desafios de Transição: maior variabilidade da carga líquida e mudanças nos padrões de fluxo de energia |
| 3 | Parcela entre 15% e 30% de renováveis intermitentes define a forma como será gerada energia no sistema (padrão operativo); opções de flexibilidade adicional são requeridas. Desafios de Transição: robustez de oferta durante períodos de alta geração de fontes intermitentes |
| 4 | Parcela maior que 30% de renováveis intermitentes faz com que haja períodos em que as variáveis atendem completamente (ou quase completamente) a geração de energia. Desafios de Transição: períodos mais longos de excedente ou déficit de energia. |
| 5 | Parcelas mais elevadas levam a crescentes excedentes ou déficits de geração renovável intermitente (dias a semanas). Desafios de Transição: armazenamento sazonal e uso de combustíveis sintéticos ou hidrogênio. |
| 6 | Excedente ou déficit sazonal ou interanual de geração renovável intermitente. |

Fonte: adaptado de (IEA, 2021).

Em 2020, 84 países ainda se encontravam na Fase 1, ou seja, baixa representatividade de fontes renováveis variáveis em sua matriz. Contudo, o relatório apontava que esse número cairia para 50 em 2025. Somente 6 países encontravam-se na Fase 4, em que as renováveis conseguem suprir quase totalmente a geração de energia elétrica durante certos períodos, e ainda não havia países que vivenciassem as Fases 5 ou 6. O documento apontava que Reino Unido, Irlanda e Dinamarca deveriam atingir a Fase 5 em 2025 e mais de 20 outros países alcançariam as parcelas de 20-40% (IEA, 2021). O Brasil, encontrava-se na Fase 1 em 2015, com parcelas menores que 5% referentes a renováveis intermitentes, e aumentou consideravelmente a inserção das fontes eólica e solar. O relatório da IEA (2021) previa o aumento suficiente para atingir a Fase 3 até 2025 (entre 15% e 30%). Contudo, em dezembro de 2024, renováveis intermitentes (eólica, solar e geração distribuída) já representavam 44% da capacidade instalada no Brasil (Quadro 2).

Quadro 2. Capacidade Instalada do SIN – dezembro de 2024.

| Fonte | Capacidade Instalada (%) | Capacidade Instalada (MW) |
|-----------------------------|--------------------------|---------------------------|
| Hidrelétrica | 40,3% | 108.224 |
| Nuclear | 0,7% | 1.990 |
| Térmica | 14,8% | 39.668 |
| Renováveis variáveis | 44,1% | 118.342 |
| Eólica | 12,2% | 32.672 |
| Solar | 6,2% | 16.505 |
| Geração Distribuída | 25,8% | 69.165 |
| Total | | 268.225 |

Fonte: (ONS, 2025a).

Hoje, os sistemas de energia conseguem responder à volatilidade das gerações renováveis variáveis, mas conforme sua participação aumenta na matriz global, a diferença entre demandas líquidas máxima e mínima se tornarão maiores, requisitando fontes que sejam capazes de entrar rapidamente e sem interrupção no sistema. Dessa forma, é importante que os mercados de energia e arcabouços regulatórios e institucionais se atualizem para manter a segurança do suprimento e garantir os recursos de flexibilidade (IEA, 2021). Essas restrições precisam ser detalhadamente representadas, assim como os sistemas de transmissão, para que não haja sub nem superestimação dos impactos nos custos sistêmicos (GIZ, 2019). A Figura 1 distingue as diferentes escalas de tempo de soluções de flexibilidade, variando desde sub-segundos (estabilidade sistêmica) a meses ou anos (demandas sazonais e interanuais).

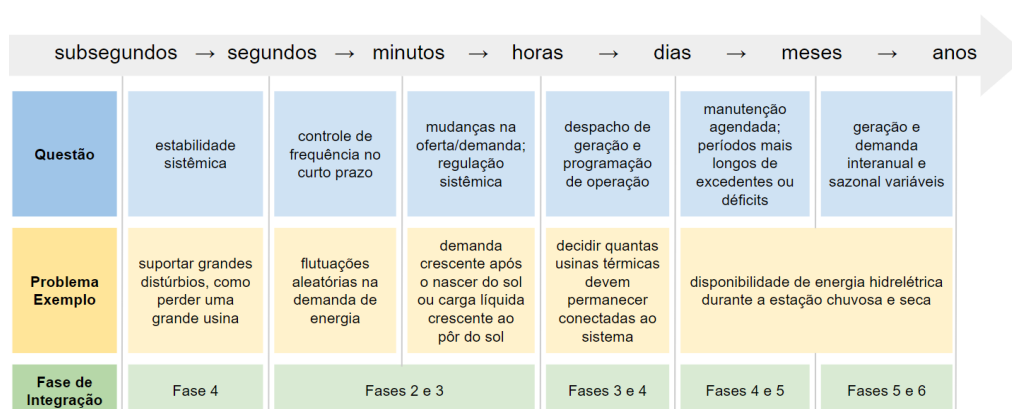


Figura 1. Questões que surgem em diferentes escalas de tempo de flexibilidade e fases de integração de fontes renováveis intermitentes (variáveis).

Fonte: adaptado de (IEA, 2021).

A Cooperação Alemã (GIZ, 2019), em parceria com o MME, EPE e ONS, publicou um extenso relatório sobre Sistemas Energéticos do Futuro, com foco na integração de fontes variáveis de energia renovável na matriz energética brasileira. Segundo o

documento, existem diversos recursos tecnológicos capazes de mitigar os impactos da variabilidade de fontes renováveis não despacháveis, divididos entre mitigação no nível de oferta de energia, no nível de transmissão ou na resposta da demanda para gerenciamento de carga (GIZ, 2019). Os níveis de geração podem ser mitigados através de geração térmica ou hidrelétrica convencional, procedimentos de rede e previsão de geração de renováveis variáveis, enquanto os de transmissão ocorrem através do aumento da capacidade instalada de linhas, linhas de corrente contínua de alta tensão, sistemas de monitoramento, *smart grid* e sistemas de armazenamento de eletricidade.

O relatório (GIZ, 2019) separa usinas hidrelétricas (UHEs) com reservatórios (de regularização) como mitigadoras dos níveis de geração, enquanto usinas hidrelétricas reversíveis (UHR) seriam tecnologias de armazenamento capazes de mitigar níveis de transmissão. Na verdade, usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização são capazes de exercer a maioria dos serviços ao sistema de transmissão, apontadas pelo relatório como a maior capacidade de energia nominal, comparada com as outras fontes. O documento levanta 22 serviços e potenciais aplicações para tecnologias de armazenamento, dos quais seis² são prestados por usinas hidrelétricas reversíveis. Usinas hidrelétricas não reversíveis, contudo, com grandes reservatórios de regularização, desempenham as mesmas funções, além de pelo menos outras seis da lista³.

Reservatórios de regularização convencionais não costumam ser considerados métodos de armazenamento, pois não são capazes de absorver energia elétrica do sistema (usinas hidrelétricas reversíveis o conseguem fazer através de bombeamento). Mesmo assim, são capazes de estocar água por períodos longos de meses ou até anos e, por isso, não podem ser descartados desta discussão. Segundo a (IEA, (2021), o armazenamento de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios é incomparável com qualquer outro tipo de tecnologia. Essa acumulação de energia é capaz de prestar diversos serviços para o sistema elétrico nacional que não se resumem apenas à geração de energia elétrica, mas também fornecem a tão necessária flexibilidade operativa, serviços chamados ancilares, atendimento à ponta, fornecimento de capacidade e armazenamento de água para diversos outros usos múltiplos.

² Gerenciamento de energia, integração de renováveis através de *back-up*, nivelamento de carga, armazenamento sazonal de energia, corte de pico de demanda e deslocamento da energia no tempo

³ Rampa e acompanhamento de carga, regulação e controle de tensão, auto-restabelecimento, supressão de flutuações na rede, reserva girante e estabilização da transmissão e distribuição

2.2 Geração Hidrelétrica e Provisão de Flexibilidade

A Agência Internacional de Energia, em seu inédito *Hydropower Special Market Report* (IEA, 2021, pp 9 e 13), aponta os reservatórios de usinas hidrelétricas como “gigantes esquecidos da eletricidade de baixo carbono”, cuja flexibilidade operativa é “fundamental para a integração de fontes renováveis”. O relatório distingue três tipos de hidrelétricas: a fio-d’água, com reservatório de regularização e usinas reversíveis. Usinas a fio-d’água são as menos flexíveis, dado a sua dependência do ciclo hidrológico e incapacidade de armazenar energia para longos períodos. Usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização são, segundo a Agência Internacional de Energia (2021, pp. 91 e 92), “a chave flexível para segurança elétrica”, visto que seu armazenamento de água é capaz de fornecer serviços auxiliares aos sistemas elétricos, assim como capacidade e flexibilidade. Por fim, usinas hidrelétricas reversíveis são colocadas como “enormes armazenamentos de eletricidade flexível” (IEA, 2021, pp. 92 e 93), pois além de realizarem os mesmos serviços de usinas com reservatórios de regularização (não necessariamente com o mesmo desempenho), também são capazes de absorver energia do sistema, através do bombeamento de água. Assim, em momentos de energia barata, ou excesso de geração variável intermitente, essa geração pode ser armazenada em forma de água na UHR (IEA, 2021).

A capacidade de armazenamento de longo prazo de uma usina hidrelétrica está relacionada com o tamanho do reservatório, a capacidade instalada e as restrições hidráulicas requeridas a montante e a jusante, tais como requerimentos de vazões ecológicas mínimas. Esse armazenamento permite que usinas hidrelétricas com reservatório de regularização tenham alta capacidade de desempenhar os suportes sistêmicos relacionados aos serviços ancilares. O Quadro 3 sintetiza os serviços elétricos providos pelas diferentes usinas hidrelétricas. Vale ressaltar que, além da energia associada, o armazenamento de água é fundamental para diversas atividades econômicas e bem-estar social (abastecimento, turismo, controle de cheias, piscicultura, navegação, entre outros). A Figura 2 destaca os principais serviços prestados por usinas hidrelétricas com reservatório de regularização, considerando os usos múltiplos da água.

Quadro 3. Recursos de energia e suporte ao sistema fornecidos por diferentes tecnologias e aplicações de energia hidrelétrica.

| Recursos de energia e suporte ao sistema | Reservatório de Regularização | Reversíveis | Fio-d'água |
|--|-------------------------------|-------------|------------|
| Resposta inercial | A | A | A |
| Controle de tensão | A | A | A |
| Força ao sistema | A | A | A |
| Auto-restabelecimento | A | M | M |
| Partida rápida | A | A | A |
| Rampa | A | A | M |
| Adequabilidade | A | M | M |
| Flexibilidade intradiária | A | A | M |
| Flexibilidade interdiária | A | A | B |
| Resposta pelo lado da demanda | B | A | B |
| Geração de carga de base | A | M | A |
| Armazenamento diário de água | A | A | M |
| Armazenamento sazonal de água | A | M | B |

Legenda

Capacidade de prestação dos serviços: (B) baixa ou nenhuma; (M) média; (A) alta

Fonte: adaptado de (IEA, 2021).

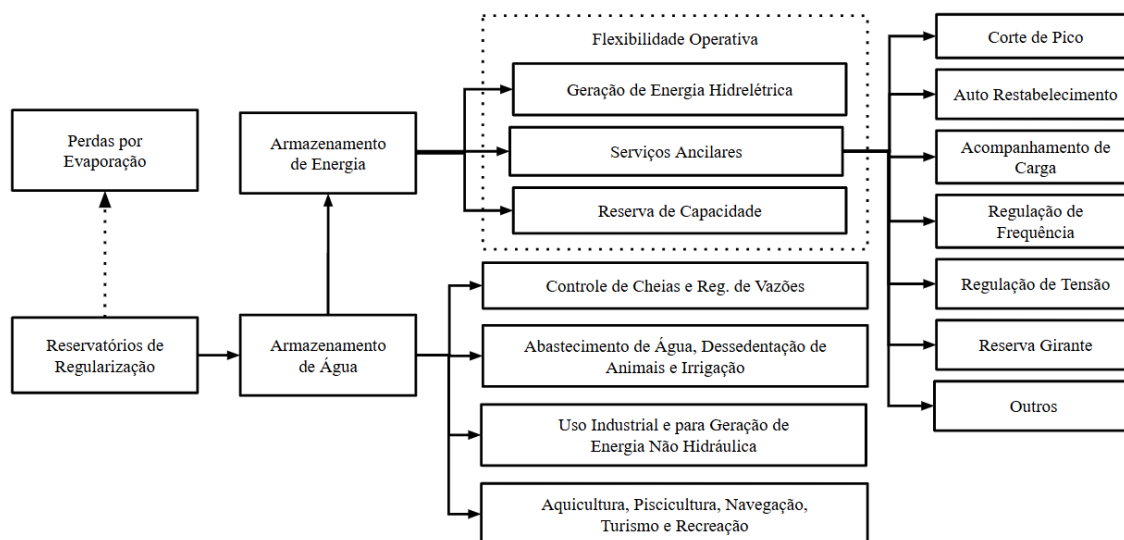


Figura 2. Serviços prestados por reservatórios de regularização de usinas hidrelétricas.

Fonte: Elaboração própria.

O relatório da Cooperação Alemã (GIZ, 2019) ressalta o papel das grandes hidrelétricas brasileiras (junto com a geração termelétrica), de manter a inércia do sistema, ou seja, de garantir que a taxa de alteração da frequência (com aumento repentino de demanda ou saída abrupta de alguma unidade de geração) se mantenha pequena suficiente de modo que outros mecanismos de potência consigam restabelecer a frequência do sistema de 60 Hz. Além disso, usinas hidrelétricas com reservatórios são colocadas com tecnologias “altamente flexíveis”, com baixíssimo tempo de partida (6 minutos) e alta capacidade de rampa (15% da potência nominal por minuto) (GIZ, 2019).

Para o caso do Brasil, poucas novas usinas hidrelétricas estão planejadas para a expansão do SIN, dado que o potencial hidrelétrico remanescente se encontra principalmente na região Norte, na bacia Amazônica, onde a topografia não favorece a construção de reservatórios de regularização (EPE, 2018b). Além disso, a implantação de barragens na Amazônia conta com diversos empecilhos ambientais e sociais, visto que a preservação da biodiversidade local e o respeito aos territórios de povos indígenas são fundamentais. Outro ponto relevante é o histórico de má valoração e gestão dos impactos decorrentes da construção de usinas hidrelétricas, com indenizações e compensações insuficientes aos atingidos e deslocados, fazendo com que a opinião pública, geralmente, se posicione contra a implantação de novos reservatórios. Assim, mesmo que alguns novos reservatórios ou até mesmo projetos para usinas hidrelétricas reversíveis venham a ser construídos, é possível trabalhar estrategicamente com os reservatórios de regularização existentes do Setor Elétrico Brasileiro.

Segundo o (ONS, 2024a), dos 167 aproveitamentos do país, 62 são reservatórios de regularização, 91 a fio d'água (uma delas ainda em construção), 4 são usinas com bombeamento (reversíveis) e 10 são reservatórios sem casa de força. O relatório da GIZ, (2019) ressalta a vantagem brasileira em possuir um alto número de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios, capazes de responder rapidamente às variações repentinas da geração intermitente, fornecendo flexibilidade operativa e atuando como grandes baterias. Nesse sentido, a exploração da flexibilidade operativa hidrelétrica nas usinas existentes deveria ser prioridade para integração de fontes renováveis intermitentes.

A IEA, (2021) aponta a geração hidrelétrica como a principal fonte de produção de energia de baixo carbono do mundo, capaz de produzir mais que todas as outras fontes renováveis somadas. Em 2020, um sexto de toda a eletricidade produzida no mundo em 2020 foi de origem hidráulica. Entretanto, grande parte das usinas hidrelétricas no mundo

estão atingindo idades elevadas, tornando necessária sua modernização, incluindo trocas de equipamentos, digitalização, aumento da potência instalada (se possível), desassoreamento dos reservatórios e outros processos de repotenciação. Isso tudo é capaz de melhorar o desempenho do reservatório hidrelétrico, aumentando não só a segurança de sua infraestrutura, como também capacidade de promover flexibilidade ao sistema, controle de cheias e gestão de secas (IEA, 2021). Assim, a exploração plena desse tipo de construção como aliada da integração de geração variável intermitente passa a depender também da manutenção e atualização de sua infraestrutura.

Assim como a capacidade de armazenamento, a flexibilidade operativa de grandes reservatórios é inigualável a outras fontes de geração, sendo a opção mais acessível economicamente. É também a única fonte de geração de eletricidade de baixo carbono capaz de prover o sistema flexivelmente em faixas de sub-segundos a horas, ao mesmo tempo em que se estoca água e energia para dias, meses e anos. Mesmo que ao longo dos anos a parcela referente à capacidade instalada hidrelétrica venha caindo na matriz elétrica renovável mundial, esse valor ainda é significativo: 44% para a matriz mundial e, 73% para a matriz sul-americana e 68% para a matriz renovável brasileira no ano de 2021 (IRENA, 2022). Em 2024, esse valor caiu para 47% no Brasil, visto que a maior parte da nova capacidade no Brasil é de fontes eólica e solar.

As principais fontes de flexibilidade são: usinas flexíveis (renováveis e não renováveis), redes elétricas, armazenamento de energia e fontes distribuídas (incluindo resposta da demanda). O Quadro 4 compara tecnologias de geração provedoras de flexibilidade, das quais as usinas hidrelétricas se destacam, com melhor desempenho.

Quadro 4. Capacidade de fornecimento de flexibilidade UHE e de típicas UTEs.

| Tipo de Usina | Hidrelétrica | Gás Natural Ciclo Aberto | Gás Natural Ciclo Combinado | Carvão |
|--|--------------|-----------------------------|--------------------------------|-----------|
| Tempo de partida (partida fria) em minutos | < 5 a 20 | 5 a 10 | 120 a 240 | 300 a 600 |
| Carga mínima (% da P _{nom}) | 35% a 45% | 40% a 50% | 40% a 50% | 25% a 40% |
| Tempo médio de rampa (% da P _{nom} /min) | 80% a 100% | 8% a 12% | 2% a 4% | 1% a 4% |

Fonte: Adaptado de (IEA, 2021).

A Figura 3 mostra que todos os reservatórios existentes no mundo somavam em 2021 1.500 TWh, 2.200 vezes mais que a capacidade instalada de baterias (incluindo veículos elétricos) (IEA, 2021). Desses 1.500 TWh, 210 TWh (14%) correspondem à energia armazenada máxima nos reservatórios brasileiros, colocando o Brasil em um patamar de elevada vantagem competitiva em relação a outros países, no que diz respeito à infraestrutura energética e de recursos hídricos. O Brasil possui 8% de toda capacidade instalada de hidrelétricas do mundo (IRENA, 2024).

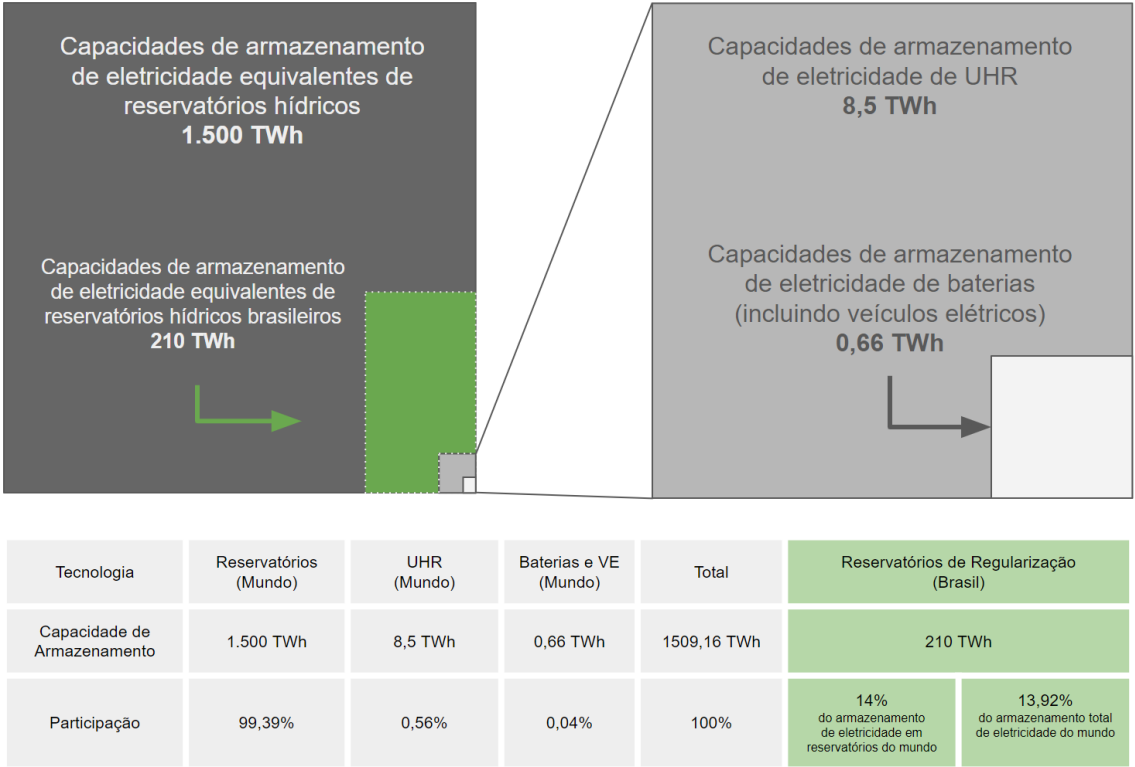


Figura 3. Estoque global de eletricidade, por tecnologia, com destaque para o Brasil.
 Fonte: Elaboração própria, adaptado de (IEA, 2021) e (ONS, 2025a).

Em relação à capacidade de atendimento à demanda de ponta, usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização são capazes de conferir confiabilidade e adequação, dada sua disponibilidade para geração, decorrente do armazenamento de energia. Na década de 1990, a parcela de capacidade instalada hidrelétrica foi de 87%. A redução da participação da geração hídrica com aumento da participação de renováveis intermitentes solicita cada vez mais que hidrelétricas atuem nos picos de demanda, com vários ciclos de partida por dia, aumentando consideravelmente a degradação e desgaste dos equipamentos, elevando os custos de manutenção (SILVA, 2018), o que justificaria uma nova forma de remuneração pela explicitação desses serviços. Assim, é fundamental que haja uma melhor definição e separação entre os atributos energia e potência. Antes, a

contratação de potência ocorria de forma indireta com a contratação da energia proveniente de usinas hidrelétricas (EPE, 2022). Essa sinalização não é feita pelo mecanismo contratual atual de contratação. Assim, é preciso que determinados serviços sejam explicitamente identificados, quantificados e precificados (KELMAN, 2025).

A escolha por expandir o sistema elétrico nacional majoritariamente por fontes renováveis intermitentes e, no caso de usinas hidrelétricas, por usinas a fio d'água (sem armazenamento), traz consequências para a confiabilidade do suprimento, pois é necessário que haja energia reserva para contrabalançar a variabilidade das renováveis. Uma vez que não ocorre a expansão através de novos reservatórios de regularização, outras fontes vêm ganhando relevância para desempenhar o papel de energia reserva do sistema, como termelétricas a gás natural.

Em dezembro de 2021, foi realizado o 1º Leilão de Reserva de Capacidade (LRC), na forma de potência, regulamentado pelo Decreto Nº 10.707/2021, contratando 4,6 GW em 17 projetos vencedores (9 a gás natural, 5 a óleo combustível, 2 a óleo diesel e 1 a biomassa) por 15 anos (CCEE, 2025a), fortalecendo, de certa forma, um papel de energia firme dos combustíveis fósseis⁴. Embora seja comum que fontes tradicionais (usinas termelétricas a gás natural ou carvão) desempenhem o papel de fornecer reserva de capacidade aos sistemas elétricos, (FRAUNHOLZ; KELES; FICHTNER, 2020) apontam que, de um modo geral, mecanismos de capacidade podem atuar como “subsídios escondidos” para usinas convencionais (térmicas), enquanto outros provedores de capacidade, como por exemplo, tecnologias de armazenamento e resposta da demanda, têm poucas chances de se sair bem-sucedido participando desse tipo de mercado.

A longa duração dos contratos do LRC não é compatível com experiências internacionais de mercados de capacidade, na contramão da descarbonização da matriz energética brasileira ao se contratar energia fóssil por 15 anos. O LRC prioriza o atendimento à demanda ao menor custo possível. Contudo, esse custo sofre distorções devido à falta de incorporação de valores para os benefícios ambientais e preços para externalidades negativas.

⁴ O LRC foi concebido para abranger usinas hidrelétricas e ocorreria em 2020, o que não aconteceu por conta da pandemia de Covid-19 e consequente redução da carga. Dessa forma, os requisitos de potência foram postergados um ano, levando à realização do certame em 2021. Neste ano, o país enfrentava a pior crise hídrica da história, fazendo com que os produtos de hidrelétricas fossem removidos.

O segundo LRC ocorreu em setembro de 2022, na forma de energia reserva, focado nos empreendimentos de geração termelétrica a gás natural, nos termos da Lei 14.182/2021 (privatização da Eletrobras) e no desenvolvimento do mercado de gás natural brasileiro. O terceiro LRC na forma de Potência (LRCAP) está agendado para 27 de junho de 2025. Ele prevê contratos de 15 anos para projetos novos 10 anos para empreendimentos existentes de térmicas a gás natural e biocombustíveis e a ampliação de hidrelétricas através do aproveitamento de seus poços vazios⁵. Mesmo que seja um leilão de capacidade, é prevista uma certa flexibilidade operativa na forma de rampa: novas UTEs precisam ter rampas de acionamento de até duas horas e de desligamento de até uma hora; UTEs existentes devem ter rampas de acionamento de até 7 horas e de desligamento de até uma hora.

Até o começo de fevereiro de 2025, a ANEEL havia habilitado 12 hidrelétricas com poços vazios⁶ para o leilão, somando 5,3 GW em ampliação. Dentre eles, a usina hidrelétrica de Porto Primavera prevê 4 UGs (de 14 para 18 no total), passando de 1.540 MW para 1.979 MW, completando sua motorização de poços vazios. Sua vazão máxima turbinável passará de 8.900 m³/s para 11.800 m³/s, viabilizando sua operação nesse novo patamar em 15% do tempo. Além dela, há a adição de uma UG em São Simão (que é capaz de acomodar 4 UGs no total), com incremento de potência de 18% (quase 2% de incremento em energia). Três Marias também se habilita para a instalação de 2 UGs, em com aumento de 41% em sua potência e 8% na sua contribuição energética. Salto Santiago terá um aumento de 50% de potência e menos de 2% em energia (EIXOS, 2025; MEGAWHAT, 2025a, 2025b, 2025c, 2025d).

Isso mostra como o aproveitamento de poços vazios e ampliação da capacidade instalada de UHEs só é viável através da remuneração por outros serviços, como a disponibilidade de potência para o atendimento ao sistema. O adicional de garantia física (utilizada na receita contratual) e o incremento em geração de energia não justifica o investimento.

⁵ Não é possível que UHEs participem através de projetos de repotenciação ou modernização em UGs existentes, somente com adição de nova UG.

⁶ A EPE mapeou 12 UHEs com poços vazios, com potencial de ampliar em 7,2 GW sua capacidade instalada. Contudo, algumas outras usinas se habilitaram para o LRCAP, enquanto outras, especialmente as do regime de cotas, não participarão do leilão.

Da mesma forma, que fontes térmicas são remuneradas de forma distorcida pela falta de consideração das externalidades negativas, fontes hidrelétricas ainda são remuneradas de forma insuficiente (IEA, 2021). Por exemplo: alguns tipos de serviços ancilares são prestados por UHEs, contudo, a remuneração por esses serviços não é capaz de emancipar UHEs da geração de energia, assim como sua contribuição para conferir capacidade e potência não é desassociada da sua geração de eletricidade, tornando a operação, contratos e remuneração das usinas hidrelétricas de reservatórios dependentes da venda de energia elétrica. A adequada valoração sobre atributos e serviços do sistema é de fundamental importância para respaldar uma nova e mais otimizada forma de se operar os reservatórios de regularização brasileiros.

Além disso, avanços regulatórios na direção da separação entre lastro e energia ou da criação de mercados específicos de capacidade (leilões de capacidade caminham nessa direção), flexibilidade e de serviços ancilares, são indispensáveis para posicionar usinas hidrelétricas em um novo patamar de respaldo à inserção de fontes renováveis não controláveis, desassociando-as do papel de provedora de energia. Um dos caminhos é considerar seu armazenamento de energia (LEONE; MACHADO, 2021; PSR, 2020; SILVEIRA, 2021).

Em Nota Técnica sobre sistemas de armazenamento em baterias, a EPE (2019) reforça que a abertura de mercados para prestação de serviços típicos de sistemas de armazenamento, “é possível que haja uma mudança na forma de operação das usinas hidrelétricas, e estas dominem o atendimento a estes requisitos, impondo forte competição aos sistemas com baterias” (EPE, 2019). Dessa forma, é possível operar o sistema sob uma nova lógica, permitindo a manutenção dos reservatórios em níveis mais elevados, visto que seu principal papel seria a transferência de água entre os períodos seco e úmido. A possibilidade de operar os reservatórios com volumes mais elevados permite não só uma maior preparação para o enfrentamento de anos hidrológicos mais severos, assim como a disponibilidade de água para diversos outros usos da água (OHARA; GOLDEMBERG; BARATA, 2021)

Assim, sistemas de armazenamento ganham competitividade ao se levar em consideração seus serviços ao sistema como um todo. Para isso, é necessária uma modificação no modelo de remuneração que estimule e sinalize o papel dos mecanismos de estoque de energia. No caso das usinas hidrelétricas, não haverá deslocamento do uso dos reservatórios da geração de energia para provimento de potência sem que haja uma

reestruturação regulatória, de desenho de mercado e de pagamentos pelos seus diversos serviços, incluindo armazenamento de energia e de água.

A precificação dos atributos precisa refletir os reais custos e reais benefícios de cada fonte, incluindo suas externalidades positivas e negativas. Os subsídios distorcem os aspectos positivos e negativos de cada tecnologia e é danoso que se remova incentivos às renováveis mantendo os incentivos aos combustíveis fósseis.

No Plano Decenal de Expansão da Energia (PDE) 2034, a EPE (2024) discute flexibilidade no horizonte decenal e conduz uma análise probabilística da carga líquida horária, que tende a diminuir durante o dia e requisitar rampas maiores no final da tarde e início da noite por conta da contribuição fotovoltaica. Assim, o sistema exige mais rampas de forma acumulada em uma única hora ou em várias horas consecutivas. O estudo elaborado para o PDE 2034 aponta que as maiores rampas horárias hidrelétricas foram na ordem de 11 GW. Contudo, a avaliação do histórico de rampas (agrupadas em reservatórios equivalentes) demonstra um valor para além de 22 GW. O PDE 2034 aponta que, se a política operativa das cascatas e bacias for direcionada para provisão de flexibilidade, há um potencial relevante proveniente das hidrelétricas. Embora as usinas hidrelétricas contemplem diversas escalas de tempo de flexibilidade, ainda é preciso aprimorar a modelagem da sua contribuição e calibração de suas restrições operativas (MME/EPE, 2024).

O documento (MME/EPE, 2024) também avalia a oferta de flexibilidade termelétrica, mensura a flexibilidade sistêmica através de métricas como o IRRE (Expectativa de Insuficiência de Recursos de Rampa) e considera resposta da demanda e baterias. Os meses de maio e junho exigem mais flexibilidade, mostrando que os requisitos são sazonais, assim como os recursos. Novamente percebe-se a relevância das usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização, que são capazes de armazenar energia de forma sazonal e interanual.

2.3 Quantificação e Valoração do Atributo Flexibilidade

A avaliação da flexibilidade de usinas hidrelétricas demanda métricas de quantificação física e valoração econômica das rampas de potência, de modo que seja possível compreender os efeitos de alterações (hipotéticas ou não) nas restrições hidráulicas sobre a disponibilidade de recurso e o benefício sistêmico.

2.3.1 Quantificação Física de Flexibilidade

A quantificação física de flexibilidade pode ser dividida em três grupos principais: os modelos de otimização, as técnicas de visualização e as técnicas estáticas. Os modelos de otimização são capazes de minimizar os custos tanto de expansão quanto de operação em diferentes escalas temporais. São capazes de quantificar o atributo sistêmico de flexibilidade, incluindo restrições de recursos, de construção e de operação. Contudo, são modelos de uso intensivo de dados e de elevado custo computacional (AKRAMI; DOOSTIZADEH; AMINIFAR, 2019; WANG; HODGE, 2017).

As técnicas de visualização são geralmente de fácil compreensão, pois dispõem graficamente o potencial de flexibilidade de uma determinada região, permitindo sua comparação ao longo do tempo tanto para matrizes com alta ou baixa penetração de renováveis. Contudo, dão margem para interpretações subjetivas e comportam apenas resultados qualitativos. São exemplos o Gráfico de Flexibilidade, a Ferramenta de Avaliação de Flexibilidade FAST2⁷ e a Estrutura de Classificação GIVAR III⁸. O Gráfico de Flexibilidade acomoda número limitado de características, mas é de simples compreensão para diferentes públicos (técnicos e não técnicos). A FAST2 permite compreender a capacidade de um sistema acomodar fontes variáveis, quantificando o balaço entre demanda e oferta. A GIVAR III exige maior capacidade computacional, visto que contempla mais propriedades e possibilidades de medição (COCHRAN et al., [s.d.]; WANG; HODGE, 2017; YASUDA et al., 2023).

As técnicas estáticas costumam adotar mais de uma métrica para quantificar flexibilidade e, diferente das técnicas de visualização, agregam informações quantitativas.

⁷ Revised Flexibility Assessment Tool.

⁸ Third Phase of Grid Integration of Variable Renewables.

São exemplos de técnicas estáticas: Expectativa de Déficit de Rampa (IRRE⁹, na sigla em inglês), Período de Déficit de Flexibilidade (PFD¹⁰, na sigla em inglês), Índice de Flexibilidade Normalizado (NFI¹¹, na sigla em inglês), Requisito de Regulação de Potência, Regulação de Energia e Requisito de Volume de Armazenamento. O IRRE determina através de probabilidades o número de instantes em que não se consegue atender as variações de carga do sistema, tenham sido elas previstas ou não. O PFD permite comparar a flexibilidade disponível de uma série temporal e as rampas de carga líquida de um sistema e, assim como o IRRE, também identifica períodos de insuficiência de flexibilidade (LANNOYE; FLYNN; O'MALLEY, 2012; MILLIGAN et al., 2015a, 2015b).

O NFI não depende de modelos computacionais e pode ser aplicado *offline*, ou seja, adotando dados primários. Ele pondera pela capacidade instalada e de rampa os índices de flexibilidade para usinas e sistemas, permitindo comparação entre eles (MA, et al 2013). O método de Requisito de Regulação de Potência define variações em torno da potência média para indicar os requisitos de flexibilidade, ordenando essas variações em uma curva de carga média líquida. O Requisito de Regulação de Energia atua no corte de geração caso não haja flexibilidade “negativa”, ou seja, sem recursos capazes de reduzir sua contribuição para acomodar por exemplo o excesso de renováveis não controláveis. Por fim, o Requisito de Volume de Armazenamento define o estoque necessário para balanço de carga líquida e, assim como o anterior, reflete a capacidade do recurso de absorver o excesso de energia do sistema (SAARINEN; TOKIMATSU, 2021).

Existem poucos estudos aplicados a sistemas hidrotérmicos replicáveis para o Brasil. (SAARINEN; TOKIMATSU, 2021) apontam que, para integrar 50% de renováveis variáveis em um estudo de caso na Suécia, o sistema dependeria fortemente da capacidade de armazenamento. Já no Canadá, (MIRI et al., 2022) avalia o *curtailment* eólico como indicador de requisitos de flexibilidade necessários para acomodar essas fontes variáveis não despacháveis. São então fundamentais os recursos de escoamento (transmissão) e armazenamento de energia, capazes de absorver os excessos e despachá-los em um momento de maior necessidade. (MIRI et al., 2022) apontam que os requisitos

⁹ Insufficient Ramping Resource Expectation.

¹⁰ Periods of Flexibility Deficit.

¹¹ Normalized Flexibility Index.

de armazenamento e transmissão são, contudo, maiores que os indicados pelos modelos de expansão. Além disso, os custos de operação podem diminuir com corte de geração eólica, redução da congestão na rede elétrica e resposta da demanda.

O Brasil (e sistemas hidrotérmicos em geral) ainda carecem de uma métrica ou indicador de flexibilidade capaz de refletir os reais requisitos do sistema. O PDE 2034 trouxe uma análise probabilística da carga líquida horária com aplicação do IRRE, por exemplo, e existem diversas outras iniciativas da EPE para construção desse arcabouço técnico no âmbito do SIN (EPE, 2018, 2023; MME/EPE, 2024).

2.3.2 Valoração Econômica de Flexibilidade

A valoração econômica de flexibilidade também pode ser classificada em três técnicas principais: Levelized Avoided Cost of Electricity (LACE), Fator de Valor (FV) e Custo Nivelado pela Lucratividade (PLCOE). O LACE permite separar a contribuição de uma fonte para energia e potência, visto que representa uma receita potencial disponível para um empreendimento que vende não apenas energia, mas também capacidade. Sua compreensão pode ser expandida quando comparada ao Levelized Cost of Electricity (LCOE): se o LACE for maior que o LCOE, o empreendimento adiciona mais valor que custo ao sistema, tornando-o fortemente recomendado para implantação (EIA, 2013, 2022)

O FV é uma métrica desenvolvida para sistemas de despacho descentralizado. Refere-se à energia gerada por determinada tecnologia em relação a um valor unitário de referência e indica a contribuição da fonte para o sistema em momentos de escassez de oferta de recursos. Quando a tecnologia adiciona energia em momentos de preços maiores que o preço médio, o FV é maior que 1. Quando adiciona energia em momentos de preços menores que o preço médio, o FV é menor que 1. A geração não controlável de eólicas e solares, no caso do Brasil, podem deslocar a geração hidráulica e térmica, levando a distorções do FV, se aplicado no caso brasileiro (HIRTH, 2013, 2015; HIRTH; MÜLLER, 2016; MOWERS; MAI, 2021; MOWERS; MIGNONE; STEINBERG, 2023; WISER et al., 2017).

O PLCOE é a razão entre o LCOE e FV representa a competitividade de uma tecnologia, que cresce quando o benefício por unidade de energia gerada é maior que seu custo nivelado (PLCOE menor). Analogamente, PLCOE maiores indicam redução de competitividade (MOWERS; MIGNONE; STEINBERG, 2023).

Diversos pesquisadores estudam métricas e metodologias para valoração de serviços prestados aos sistemas elétricos. Elas podem levar em conta custos de integração de fontes e custos operacionais, padrões de cargas e de recursos naturais disponíveis, que variam significativamente no tempo e espaço (HIRTH; UECKERDT; EDENHOFER, 2015; REICHELSTEIN; SAHOO, 2015). Para isso, são desenvolvidos modelos de otimização capazes de valorar esses e outros requisitos, definindo configurações ótimas de oferta tanto de energia quanto de flexibilidade, geração por fonte ou usina, custo mínimo de atendimento e intercâmbios, cujos resultados podem alimentar métricas como o LACE, FV, PLCOE e variações (BISTLINE, 2015; PIETZCKER et al., 2017; SHI et al., 2017; UECKERDT et al., 2017; WILKERSON; LARSEN; BARBOSE, 2014).

Percebe-se, contudo, que não houve inovação concreta nas metodologias de valoração de flexibilidade, visto que LACE, FV e PLCOE permanecem os principais indicadores abordados e artigos recentes (MOWERS; MAI, 2021; MOWERS; MIGNONE; STEINBERG, 2023) sem que haja também relevantes aplicações em sistemas hidrotérmicos. De um modo geral, essa valoração é representada também em forma de energia (R\$/MWh), o que mostra a carência de uma real métrica para potência (R\$/MW).

A MacFLEX busca cobrir a lacuna da literatura para quantificação e valoração de rampas aplicáveis a sistemas hidrotérmicos, como o do Brasil, ao propor uma metodologia que permite usar dados históricos ou de modelo de despacho hidrotérmico e ao adotar as métricas econômicas de Custo Marginal da Operação (CMO) e Valor da Água (VA), que consideram as variáveis e contribuições hidráulicas nas suas formações. O Capítulo 3 de Metodologia aprofundará essa contribuição. Destaca-se que a EPE, no Plano Decenal da Expansão de Energia, quantifica as rampas em intervalos horários e de quatro horas, sem a valoração desse bem sistêmico. A MacFLEX propõe um estudo de granularidade semi-horária, ou seja, em intervalos de 30 em 30 minutos, o que permite melhor captura das rampas e da flexibilidade.

2.4 Gestão de Recursos Hídricos e Restrições Hidráulicas

O gerenciamento dos recursos hídricos no Brasil está diretamente associado à operação dos reservatórios de usinas hidrelétricas, visto que as principais bacias do país tiveram seus rios regularizados pelo setor elétrico entre as décadas de 1950 e 1970. A Política Nacional de Recursos Hídricos (Lei 9.433/1997) prevê que a gestão das águas deve ser descentralizada, participativa e garantir os usos múltiplos. Nesse contexto, a Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA) organiza fóruns de discussão para mediação dos conflitos pela água e, no caso de bacias do SIN, o papel do ONS é essencial.

Usinas hidrelétricas com reservatório armazenam água, controlam cheias e regularização vazões. Esse estoque garante abastecimento de água, dessedentação animal, irrigação, captação para indústria e geração termelétrica. Nos reservatórios é possível desenvolver as atividades de aquicultura, pesca, navegação, turismo e recreação. Para além da sua importância socioeconômica local, essas usinas usam a energia estocada em forma de água para gerar eletricidade, injetar potência no sistema, prestar serviços ancilares e de flexibilidade, impactando todo o sistema interligado. A operação de cada usina impacta e é impactada pelas usinas de montante e de jusante na cascata, pelas disponibilidades dos recursos não despacháveis, pelas condições hidrometeorológicas, pelo comportamento da carga e pelos demais usuários. Tudo isso deve ser sinalizado e representado nos modelos de operação.

O gerenciamento dos recursos hídricos no setor elétrico teve início com a criação de volumes de espera para acomodar cheias¹². Para isso, criou-se uma restrição de vazão defluente máxima, que fosse menor que a vazão de pico do hidrograma, protegendo a região de jusante. Vazões defluentes máximas baixas exigem volumes de espera maiores (para amortecer a onda de cheia), enquanto vazões defluentes máximas mais altas permitem volumes de espera menores.

Além das restrições para segurança de barragem, cada UHE conta com direcionamentos operativos inerentes aos seus projetos técnicos e características físicas (níveis máximos e mínimos operativos, capacidade de turbinamento, abertura de

¹² A ruptura de barragem da UHE Euclides da Cunha em 1977, no rio Pardo, chamou atenção para a necessidade de se adotar restrições operativas. O ONS percebeu que deveria investir em previsão de vazões e estabelecer condicionantes operativos para segurança das barragens (PAIVA, 2018).

comportas e limites de vertedores, dentre outros). Com o passar dos anos, novas camadas foram adicionadas às restrições operativas, que surgiram após a concepção de seus projetos: vazões mínimas sanitárias ou de manutenção de ictiofauna, vazões para as atividades turísticas, restrições para não se alagar uma nova ponte ou estrada, manutenção de um determinado nível máximo ou mínimo para viabilizar uma captação de água e muitas outras motivações que refletem a complexidade de se gerenciar um bem compartilhado (GARRIDO NETO et al., 2021; GUILHON, 2022).

As restrições operativas “atemporais”, ou seja, referentes ao projeto de engenharia da usina, encontram-se no Inventário das Restrições Operativas Hidráulicas dos Aproveitamentos Hidrelétricos (ONS, 2018). Já as restrições formalizadas após a entrada em operação das usinas, de caráter estrutural¹³ (sazonal ou permanente) ou conjuntural¹⁴ (temporárias devido a situações específicas), são declaradas através do Formulário de Solicitação de Atualização de Restrições Hidráulicas (FSARH)¹⁵ (em que também é registrado o inventário). As restrições hidráulicas e suas variações no tempo impactam os usuários da água e a oferta de recursos de energia, potência, flexibilidade e serviços ancilares do SIN. São exemplos de restrições que não correspondem aos projetos técnicos das usinas:

- Restrições nas UHEs Três Irmãos (rio Tietê) e Ilha Solteira (rio Paraná) podem afetar o PIB do país quando inviabilizam o Canal Pereira Barreto e, conseqüentemente, o escoamento de grãos para o Porto de Santos (GUILHON, 2022; RIBEIRO, 2016);
- Durante a crise hídrica de 2021, com níveis de afluência baixíssimos na bacia do Paraná, Itaipu precisou aumentar sua defluência para evitar o comprometimento de captações de água e viabilizar o escoamento das safras de grãos no Paraguai, levando a perda de meio metro de altura em seu reservatório e utilização da água armazenada nas bacias do Paranaíba e Grande (GUILHON, 2022);

¹³ Vazões ecológicas, deplecionamento escalonado para controle de cheias, nível mínimo navegável etc.

¹⁴ Crises hídricas, decisões tomadas nas Salas de Crise, manutenções emergenciais, operação especial de resgate de peixes ou de descarga de algas, etc.

¹⁵ O Sistema de Gestão de Atualização de Restrições Hidráulicas conta com o histórico de FSARHs já declarados, além das declarações vigentes (ONS, 2025c).

- Na mesma linha, as vazões defluentes mínimas de Jupia e Porto Primavera foram flexibilizadas e reduzidas para se manter os recursos armazenados nas bacias do Paranaíba e do Grande (GARRIDO NETO et al., 2021);
- A UHE Jirau, no rio Madeira, conta com uma curva guia (Curva Guia Abunã) para evitar que o remanso da usina atinja a Bolívia (FSARH1.860/2021) (ONS, 2025c);
- As usinas do rio Tocantins tem operação especial durante o Período de Praias, para que a variação de defluência não comprometa a estrutura montada para o turismo na região (NUNES, 2020);
- A UHE Jaguarua conta com restrição de vazão defluente máxima para evitar danos a usina de jusante Igarapava e também com IOR¹⁶ de nível máximo para que haja um espaço vazio em seu reservatório para absorver variações de defluência na usina Luiz Carlos Barreto a montante (Jaguarua não tem capacidade de turbinamento suficiente para acomodar as operações de Luiz Carlos Barreto) (GUILHON, 2022).

As restrições hidráulicas são fundamentais para estabelecer diretrizes e previsibilidade operacional para setor elétrico e outros usuários da cascata. Ao mesmo tempo, reduzem a liberdade do operador nacional explorar os potenciais serviços que as UHEs podem prestar. A complexidade da operação se intensifica em períodos de vazões e armazenamentos mais baixos. Isso exige maestria do operador em conciliar interesses divergentes, garantir a segurança do suprimento e evitar desastres.

A crise hídrica de 2021 foi especialmente desafiadora, trazendo luz sobre a importância das restrições operativas na operação e planejamento da expansão do SIN. As limitações de suas representações nos modelos do setor também se tornaram evidentes: percebeu-se que a modelagem simplificava a capacidade das UHEs de prover flexibilidade ao sistema em cenários de escassez, se mostrando mais otimistas. Assim, os modelos indicavam determinada geração hidrelétrica e, na prática, era necessário maior quantidade de água, causando um deplecionamento maior nos reservatórios que o esperado. A potência hidrelétrica disponível era irreal, visto que não havia amplitude operativa de curto prazo (KELMAN, 2022; MME/EPE, 2022).

¹⁶ Informação Operativa Relevante é uma diretriz de operação, que deve ser seguida pelos modelos sempre que possível, mas sem a obrigatoriedade de atendimento, com as restrições hidráulicas.

2.4.1 A Inflexibilidade Hidrelétrica

Restrições operativas agravam os desafios de um sistema em que o recurso de flexibilidade vem se tornando escasso e necessário. Por isso, seu dimensionamento e representação nos modelos devem ser adequados, possibilitando que seus efeitos sejam ser quantificados. As hidrelétricas são construídas para serem operadas dentro de seus níveis máximo e mínimo, que limitam o volume útil. Com o passar do tempo, sua operação vem se tornando mais complexa, e novas limitações surgiram: vazões mínimas e níveis mínimos cada vez mais altos e vazões máximas e níveis máximos cada vez mais baixo. Isso causa um estreitamento da faixa operativa original (Figura 4) (GUILHON, 2022).

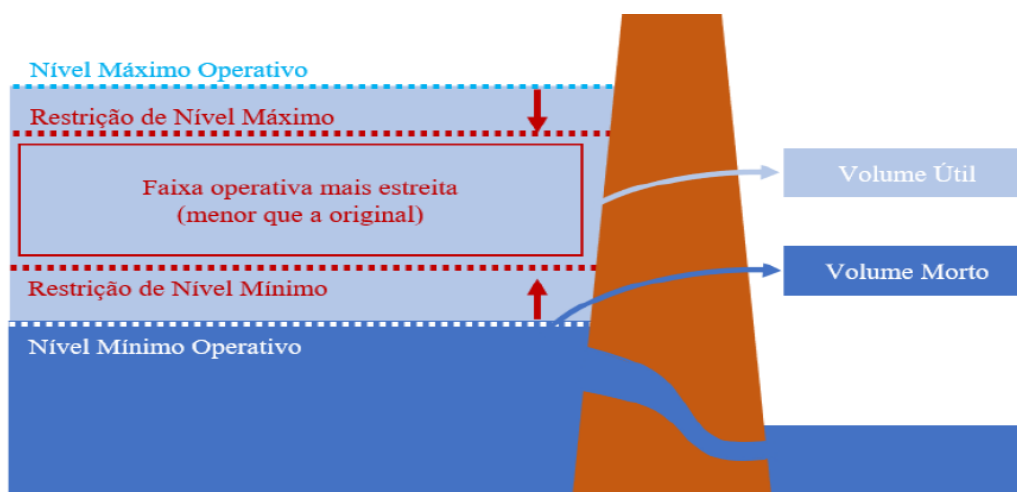


Figura 4. Redução da faixa operativa dos reservatórios, devido às restrições operativas.

Fonte: Elaboração própria.

O aumento de vazões mínimas esvaziam o reservatório, enquanto a redução de vazões máximas limitam a potência máxima da usina. A redução do nível máximo original reduzem a potência hidráulica e diminuem a capacidade de se decidir livremente dentro da faixa operativa original. Isso afeta a capacidade das usinas de regularizar vazões de ofertar flexibilidade e potência ao sistema.

O ONS, no âmbito do GT Restrições Hidráulicas do CT PMO PLD¹⁷, elaborou o diagnóstico das restrições hidráulicas do sistema. Em nota técnica publicada (ONS,

¹⁷ O Comitê Técnico PMO PLD, liderado pelo ONS e pela CCEE, contempla comissões, grupos de trabalho e forças tarefas nos temas modelos satélites, cadeia principal de modelos e dados, processos e regulação (do qual faz parte o GT Restrições Hidráulicas). Mais informações em <<https://ctpmopld.org.br/group/ct-pmo-pld/comunidades>>.

2024c), o Operador identificou que, até 31/12/2023, existam, acumuladas, mais de 5 mil condicionantes operativos hidráulicos declarados, sendo 85% temporárias e apenas 13% permanentes. Entre 2020 e 2023, 3.700 condicionantes foram declaradas, com ao menos 2 mil referentes a intervenções, que foram cadastradas no FSARH para consideração na programação diária da operação (ONS, 2024c).

Esse aumento expressivo (eram 569 condicionantes cadastradas em 2018) relaciona-se principalmente com as limitações impostas na operação das UHEs relacionadas a motivos socioambientais e à melhor representação dos condicionantes (já existentes na prática) nos modelos. Em relação às restrições vigentes no dia 31/12/2023, o quantitativo cai para 593, sendo 90% do tipo permanente, 7% do tipo sazonal e apenas 3% temporária. Em (ONS, 2024c), percebe-se um crescimento das restrições permanentes entre 2018 e 2023, o que mostra a adição de novas dimensões operativas às características técnicas originais das usinas.

O levantamento do ONS até julho de 2023¹⁸ (ONS; CCEE, 2025) apontou que as bacias com maior número de restrições permanentes vigentes são as dos rios Grande (39) e Paranaíba (29). As bacias do Paraná (Grande, Paranaíba, Tietê, Paranapanema, Iguaçu e calha principal do Paraná) contavam com 133 restrições (sem contar IOR), 25% das 533 permanentes vigentes até esse mês. A maior parte das restrições temporárias dizem respeito a vazões turbinadas/defluentes/vertidas máximas ou mínimas. Já as restrições permanentes se concentram majoritariamente entre as vazões defluentes máximas e mínimas.

(ANEEL, 2023a) apresenta um levantamento de inflexibilidade operativa hidrelétrica para as usinas das bacias do rio Paraná e das bacias dos rios Paraguai, Uruguai, Tocantins e São Francisco. Essas usinas somam aproximadamente 70% do volume útil do SIN e 60% da capacidade instalada de UHEs do país. De todas as 99 usinas, 78 apresentam restrições de vazões mínimas, o que obriga 9 GW a serem gerados (44% dessa geração na bacia do Paraná, 23% no São Francisco e 20% no Tocantins). Das 99 usinas, cinco apresentam restrições de vazão máxima limitando suas potências máxima, causando uma perda de 8,5 GW.

¹⁸ Apresentado na 6ª Reunião do GT Restrições Hidráulicas, disponível em <<https://ctpmopld.org.br/group/ct-pmo-pld/gt-restri%C3%A7%C3%B5es-hidr%C3%A1ulicas>>

Por isso, é fundamental que essas inúmeras restrições existentes sejam revisitadas e reavaliadas periodicamente, de modo a compreender se são realmente essenciais para segurança estrutural, proteção ambiental e garantia de usos múltiplos. Ao mesmo tempo, é possível que realmente novas restrições surjam para adaptação a novos padrões da natureza: operadores de usina, prefeituras e sociedade civil podem identificar mudança no comportamento de vazões (menor ou maior volume), tornando necessária a solicitação de novos valores permanentes ou sazonais. De qualquer forma, a realidade operativa do sistema em épocas de escassez severa indica que muitas delas podem ser flexibilizadas ou até mesmo extintas (GUILHON, 2022)

2.5 A importância da Bacia do Paraná e a flexibilização das restrições hidráulicas em Jupiá e porto Primavera

A Bacia do Rio Paraná é uma das 12 grandes bacias hidrográficas brasileiras (Figura 5) e possui uma importância estratégica fundamental para o país, tanto em termos de geração de energia elétrica quanto para diversos outros usos socioeconômicos. Abrange 10% do território brasileiro e parte considerável do centro-sul da América do Sul, passando por cinco estados Brasileiros (GARRIDO NETO et al., 2023a). Esta bacia contempla o segundo maior potencial hidrelétrico do Brasil, ficando atrás apenas da bacia Amazônica (ELETROBRAS, 2018).

O rio Paraná se forma a partir da confluência dos rios Grande e Paranaíba e conta com a contribuição das afluições dos rios Tietê, Paranapanema e Iguaçu. Além da fronteira brasileira, o rio Paraná encontra os rios Paraguai e Uruguai e desagua no mar como rio da Prata, entre Argentina e Uruguai, integrando regionalmente o Brasil a esses países. É o oitavo maior rio do mundo em extensão (o segundo maior da América do Sul) e o décimo maior do mundo em vazão (GARRIDO NETO et al., 2023).

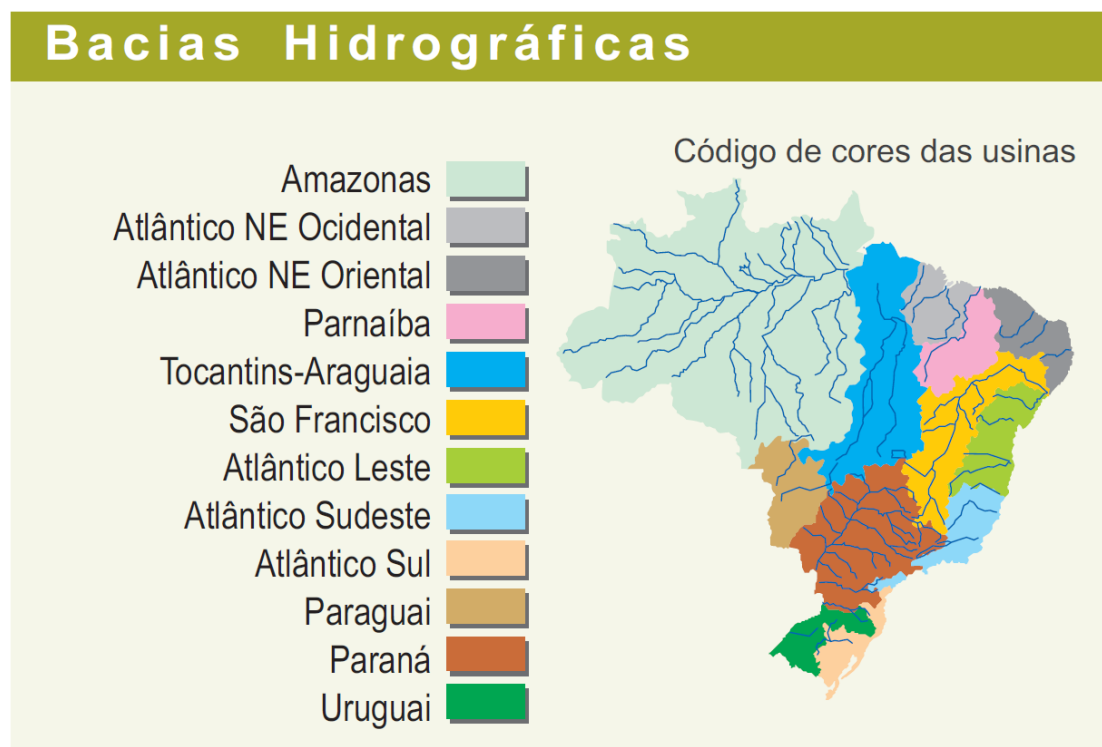


Figura 5. Bacias hidrográficas brasileiras.

Fonte: (ONS, 2024b).

É uma das regiões mais desenvolvidas do país e conta com diversas atividades socioeconômicas, com destaque para o aproveitamento da água armazenada em suas usinas hidrelétricas para turismo, recreação, indústria, irrigação, abastecimento, navegação e geração de eletricidade. Os reservatórios de usinas hidrelétricas são essenciais para a regularização de vazões ao longo do período seco, viabilizando os diversos usos da água, requisitos ambientais e sistema elétrico brasileiro e de outros países da América do Sul. A relevância multissetorial e transnacional da região hidrográfica torna a gestão de recursos hídricos da bacia do rio Paraná um desafio complexo, especialmente durante períodos de escassez hídrica, o que exige uma abordagem integrada que considere usos múltiplos e impactos transfronteiriços (GARRIDO NETO et al., 2021, 2023b, 2023a).

O armazenamento de energia em forma de água na região é estratégico para o país, uma vez que seus aproveitamentos hidrelétricos são relativamente próximos dos centros de carga do país na região Sudeste. Em relação à capacidade instalada hidrelétrica, corresponde a 32% do SIN. Em termos de MWh, possui quase metade Energia Armazenável Máxima (EARM_{áx}) do SIN e, em hm³, a bacia do Paraná acomoda 33% da

água do Sistema Interligado Nacional (ONS, 2025a). A maior parte do volume útil da bacia encontra-se na bacia do Paranaíba (39%) e a maior parte da capacidade instalada da bacia encontra-se no curso principal do Paraná, especialmente por conta de Itaipu (14 GW instalados, 7 GW na parcela brasileira e 7 GW na parcela paraguaia) (ONS, 2025a). A bacia conta com 32 das 62 UHEs com reservatório de regularização mensal do Brasil e com 33 das 90 UHEs a fio d'água, além de Itaipu, que é uma usina considerada de regularização semanal (ONS, 2024b). O Quadro 5 sintetiza essas informações e a Figura 6 mostra o esquema das bacias do rio Paraná com suas respectivas usinas hidrelétricas.

Quadro 5. Representatividade do volume armazenado (hm³) e potência instalada (MW) dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do Paraná e suas bacias.

| Bacias | Volume (hm³) | (%) Paraná | (%) SIN | Potência Instalada (MW) | (%) Paraná | (%) SIN |
|---------------------|------------------------------------|-----------------------|--------------------|------------------------------------|-----------------------|--------------------|
| Grande | 31.322 | 25% | 8% | 4.737 | 14% | 4% |
| Paranaíba | 48.670 | 39% | 13% | 3.309 | 10% | 3% |
| Tietê | 8.143 | 7% | 2% | 2.723 | 8% | 3% |
| Paranapanema | 12.594 | 10% | 3% | 2.753 | 8% | 3% |
| Iguaçu | 8.626 | 7% | 2% | 7.334 | 21% | 7% |
| Paraná | 14.552 | 12% | 4% | 13.583 | 39% | 13% |
| Total Paraná | 123.907 | 100% | 33% | 34.440 | 100% | 32% |
| Total SIN | 379.488 | | | 108.108 | | |

Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do (ONS, 2025).

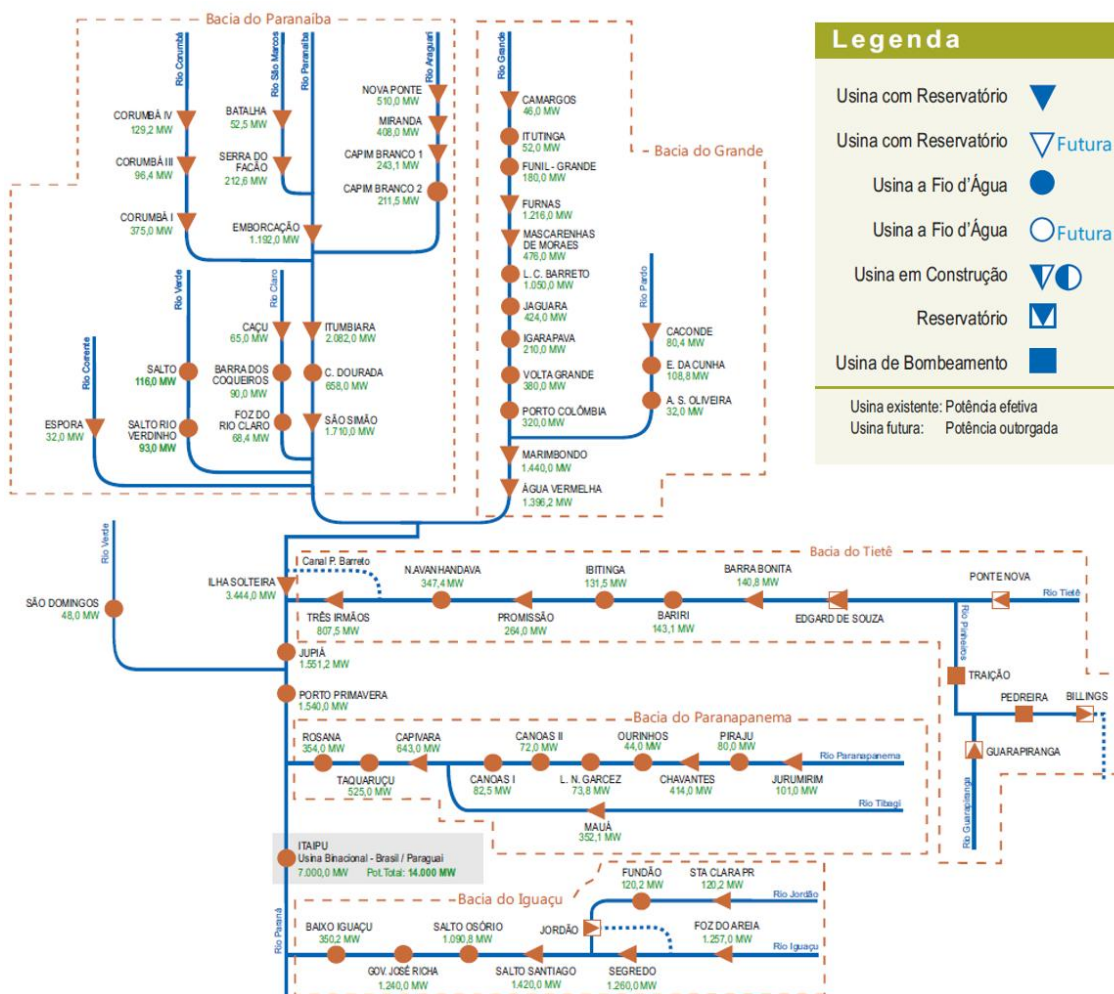


Figura 6. Diagrama esquemático das bacias do Paraná.

Fonte: Adaptado de (ONS, 2024b).

Em relação à navegação na bacia, a hidrovia do rio Paraná desempenha um papel fundamental no escoamento da produção agrícola do Centro-Oeste brasileiro, principalmente de *commodities* como soja, milho, óleo vegetal, além de outros produtos como madeira, carvão, cana-de-açúcar e fertilizantes. O sistema hidroviário se estende por diferentes trechos, iniciando na UHE São Simão, no rio Paranaíba, com um trecho de 170 km de hidrovia até o rio Grande, que segue até a usina de Ilha Solteira, no rio Paraná. O reservatório de Ilha Solteira se conecta com o reservatório da usina Três Irmãos, no rio Tietê e, a partir daí, as embarcações sobem o rio Tietê até os terminais ferroviários em Pederneiras (SP), de onde a carga segue por ferrovia em direção ao porto de Santos (NUNES, 2020).

Este sistema intermodal hidro-ferroviário é crucial para o escoamento eficiente da produção agrícola do Centro-Oeste até os principais portos exportadores do país. Além do transporte de cargas, a hidrovia também é utilizada para o turismo fluvial na região.

No entanto, a operacionalidade da hidrovia depende diretamente dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Durante a crise hídrica que afetou o Sudeste entre 2014 e 2016, por exemplo, o baixo nível dos reservatórios inviabilizou a navegação em trechos importantes da hidrovia. Isso causou prejuízos estimados em R\$ 200 milhões ao agronegócio, além de impactos negativos no emprego e nas atividades pesqueiras locais (GARRIDO NETO et al., 2021; RIBEIRO, 2016). Este caso demonstra a importância de uma gestão integrada dos recursos hídricos na bacia, buscando equilibrar os diversos usos da água, como geração de energia, navegação, abastecimento e preservação ambiental.

Durante a crise hídrica de 2021, considerada até então a pior em 91 anos (ONS, 2021), foram necessárias medidas excepcionais de gestão dos recursos energéticos por parte do ONS, que obteve autorização do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) para acionar todo o parque elétrico (mesmo sem indicação dos modelos energéticos) e importar energia da Argentina e Uruguai. Mesmo assim, foram necessárias medidas de gestão de recursos hídricos, tais como a operação da UHE Furnas abaixo do nível mínimo proposto; vertimentos não convencionais na UHE Mascarenhas de Moraes; e redução da cota mínima operativa de Ilha Solteira.

A partir de janeiro de 2021, foram adotadas como estratégia: o aumento de geração nas usinas do Norte, uso máximo dos intercâmbios entre subsistemas; foco na recuperação dos reservatórios da bacia do Paraná, com gestão dos usos múltiplos dos reservatórios de cabeceira (especialmente as UHEs Furnas e Mascarenhas de Moraes); flexibilização das cotas mínimas de Ilha Solteira e Três Irmãos¹⁹; e redução das defluências mínimas de Jupia e Porto Primavera²⁰ (GARRIDO NETO et al., 2023a, 2023b).

¹⁹ A Resolução ANA Nº 55/2020 autorizou a operação excepcional de Ilha Solteira abaixo da cota mínima de 325,40 m entre dezembro/2020 e janeiro/2021. Na prática, não foi necessário operar abaixo dessa cota mínima no período úmido 2020/2021, apenas tangenciando esse valor. A última vez que esses reservatórios operaram abaixo do seu nível mínimo havia sido entre janeiro de 2014 a janeiro de 2016, quando houve a interrupção da hidrovia durante o período hidrológico desfavorável na região. Contudo, entre julho e agosto de 2021, a ANA autorizou a operação dessas UHEs com o nível mínimo de 325, sendo necessário realizar 31 pulsos de vazões para viabilizar a navegação com níveis abaixo de 325,40m. Em agosto de 2021, o CREG autorizou a operação até o limite físico das usinas de 314 em Ilha Solteira e 219,77 em Três Irmãos até novembro do mesmo ano. A cota mínima de Ilha Solteira foi reestabelecida em março de 2022 (GARRIDO NETO et al., 2023b).

²⁰ Durante o período seco de abril a novembro de 2021, nenhum mês apresentou vazão natural média superior a 4.600 m³/s na UHE Porto Primavera, que é a sua vazão defluente mínima (GARRIDO NETO et al., 2023b)(GARRIDO NETO et al., 2023b)(GARRIDO NETO et al., 2023b)(GARRIDO NETO et al., 2023b).

O fato de existirem restrições de defluência mínima em Jupirá e Porto Primavera, que são usinas de operação a fio d'água, ou seja, sem capacidade de armazenamento e regularização própria de vazões, impõe que usinas a montante sejam, muitas vezes, forçadas a gerar energia além do necessário, apenas para garantia de atendimento dessas restrições. Isso tudo exige planejamento cuidadoso da operação em cascata da bacia, o que é um desafio para o ONS, exigindo um equilíbrio delicado entre a manutenção dos fluxos necessários e a preservação dos recursos hídricos armazenados na bacia (GARRIDO NETO et al., 2023a).

Assim, ao longo do período úmido de 2020/2021, foram necessárias diversas discussões entre ONS, IBAMA, ANA e MME, para que fosse possível reduzir as vazões de defluência mínima dessas usinas. Em março de 2021, iniciou-se o processo de flexibilização e as vazões defluentes mínimas de Jupirá e Porto Primavera foram reduzidas de 4.000 m³/s para 2.300 m³/s e de 4.600 m³/s para 2.900 m³/s, respectivamente, com período de implementação inicialmente de julho a outubro de 2021, posteriormente estendido até outubro de 2022 (Figura 7) (GARRIDO NETO et al., 2023b, 2023a).

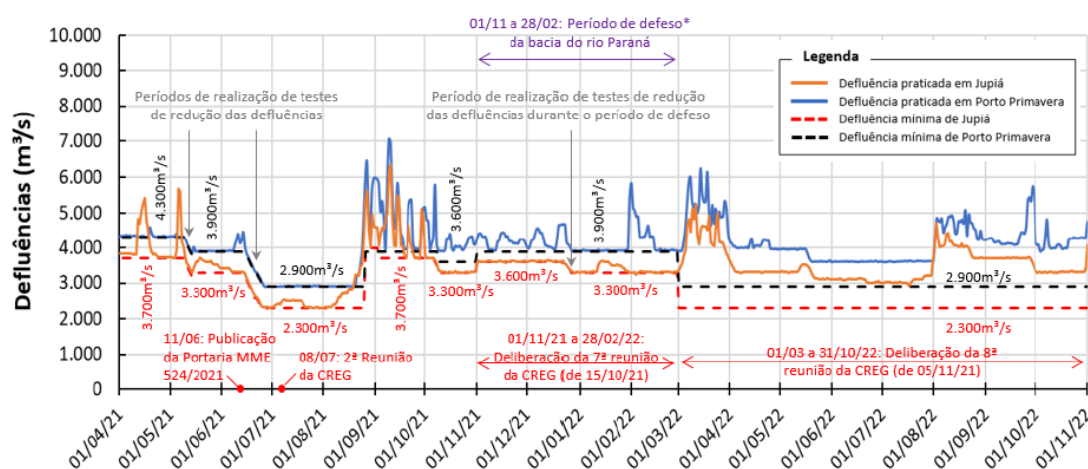


Figura 7. Defluências praticadas e defluências mínimas nas UHEs Jupirá e Porto Primavera (abril de 2021 a outubro de 2022).

Fonte: (GARRIDO NETO et al., 2023b)

Como resultados de todas essas medidas (GARRIDO NETO et al., 2023a, 2023b; ONS, 2022), destacam-se:

- Economia estimada de R\$ 15,8 bilhões no custo da operação durante a crise;
- Preservação de aproximadamente 4,1% da energia armazenada no subsistema Sudeste/Centro-Oeste;

- Impactos na navegação da Hidrovia Tietê-Paraná, exigindo ajustes operacionais;
- Necessidade de monitoramento contínuo dos impactos ambientais e socioeconômicos.
- Replecionamento dos reservatórios ao longo do período chuvoso de 2021/2022, mesmo com chuvas e vazões abaixo da média histórica;
- Ganho de 14 pontos percentuais no armazenamento do Sudeste/Centro-Oeste até setembro de 2021, com cerca de 11 pontos percentuais vindos da flexibilização das vazões de Jupia e Porto Primavera e do uso de recursos não hidrelétricos.

Fica explícito que a bacia do rio Paraná desempenha um papel crucial no setor elétrico brasileiro e na gestão de recursos hídricos do país e de países vizinhos. A recente flexibilização das restrições hidráulicas em usinas como Jupia e Porto Primavera demonstra a complexidade da gestão de recursos hídricos e energéticos no Brasil. Essas medidas, embora necessárias para enfrentar a crise hídrica e garantir a segurança energética, também ressaltam a importância de um equilíbrio delicado entre os diversos usos da água e a necessidade de uma gestão adaptativa frente às mudanças climáticas e à crescente demanda por recursos hídricos e energéticos.

A operação hidráulica das usinas na bacia do rio Paraná é fortemente condicionada pelas vazões mínimas requeridas a jusante das UHEs Jupia e Porto Primavera. A alteração dessas defluências mínimas, aliada à disponibilidade de fontes alternativas de energia para atender à demanda do Sistema Interligado Nacional (SIN), permite melhorar as condições de armazenamento dos reservatórios a montante. Essa gestão criteriosa das vazões é essencial para manter o equilíbrio hidrológico e otimizar o uso dos recursos hídricos na região. Este cenário reforça a relevância de estudos contínuos sobre o impacto das restrições hidráulicas na flexibilidade operativa das usinas hidrelétricas, especialmente considerando seu papel na integração de fontes renováveis variáveis ao SIN e na provisão de serviços de flexibilidade ao sistema elétrico brasileiro (GARRIDO NETO et al., 2021, 2023a).

3 Metodologia

O capítulo de metodologia apresenta a Metodologia para Avaliação da Contribuição de Serviços de Flexibilidade (MacFLEX), sua adaptação ao sistema brasileiro e a aplicação da MacFLEX em usinas da bacia do Paraná, incluindo a importância estratégica dessa bacia para o país, a justificativa das usinas e bacias de interesse, a seleção do período de análise para aplicação da metodologia, a preparação dos cenários base e alternativos e a descrição dos processamentos dos dados de entrada e de resultados.

3.1 Metodologia Para Avaliação Da Contribuição De Serviços de Flexibilidade – MacFLEX

A MacFLEX é uma metodologia desenvolvida no âmbito do Projeto P&D ANEEL PD-00403-0055-2022, intitulado “Valoração dos Serviços de Usinas Hidroelétricas e Proposições Comerciais” (ANEEL, 2023b). Seu objetivo é apresentar um método para valorar os recursos de flexibilidade em um sistema, baseada em dados do histórico de operação ou em resultados de modelos de despacho de geração, que levam em conta as características técnicas e as restrições operativas de usinas selecionadas. A metodologia foi criada para suprir as lacunas na literatura de aplicação de estudos de flexibilidade a sistemas hidrotérmicos. A MacFLEX permite adotar modelos de despacho econômico aplicáveis a sistemas hidrotérmicos, assim como propõe métricas econômicas que refletem o aproveitamento (ou reserva) dos recursos hidrelétricos do país. Diferente dos estudos conduzidos pela EPE, que apenas quantifica fisicamente as rampas, a MacFLEX propõe a valoração desse serviço. Esta metodologia está alinhada ao estágio atual de desenvolvimento conceitual e metodológico sobre flexibilidade operacional, expresso no PDE 2029 (MME/EPE, 2020) e é dividida em três principais etapas: Despacho Econômico; Quantificação Física de Rampas e Valoração Econômica de Rampas.

3.1.1 Despacho Econômico

Esta etapa contempla a utilização de dados históricos (escala horária) ou resultados (escala horária ou inferior) de modelos usados no planejamento e programação da

operação²¹. Neste trabalho, todas as análises numéricas foram realizadas com uso do modelo DESSEM (versão 19.0.5²²), em escala semi-horária. O DESSEM pode ser aplicado a casos reais ou cenários hipotéticos.

Como resultado desta etapa, são obtidos: a geração programada das usinas (usada no cálculo das rampas), o custo marginal de operação (CMO) por subsistema e o valor da água (VA) por usina hidrelétrica. O CMO e VA são as métricas usadas na etapa de Valoração Econômica.

3.1.2 Quantificação Física das Rampas de Potência

A maioria das técnicas propostas para quantificar a flexibilidade dos sistemas de energia é baseada na simulação multitemporal da operação de sistemas elétricos (BOUFFARD; ORTEGA-VAZQUEZ, 2011; LANNOYE; FLYNN; O'MALLEY, 2011; MENEMENLIS; HUNECAULT; ROBITAILLE, 2011; SILVA, 2010). Na MacFLEX, esta simulação é realizada com uso do modelo DESSEM, que ainda não inclui os métodos e métricas necessários para realizar diretamente uma análise detalhada da flexibilidade operacional. Isso mostra a importância de se dispor de métodos e métricas de avaliação *off-line* para cálculo de indicadores de flexibilidade de um sistema, que permitam valorar a flexibilidade de diferentes fontes de geração. Nesse sentido, apresenta-se a seguir uma métrica quantitativa, que pode ser usada *off-line* para estimar o nível de flexibilidade de um sistema e a contribuição de usinas individuais para a flexibilidade agregada em nível de sistema ou subsistema.

A métrica de Índice de Flexibilidade Normalizado (NFI) permite aferir a disponibilidade de rampa de usinas individualmente consideradas ou, no caso de hidrelétricas, a disponibilidade de rampa agregada em termos de bacias hidrográficas, de subsistema ou de sistema gerador (MA et al., 2013). O NFI sintetiza os resultados de uma análise dos estados operativos de usinas em um número positivo menor que 1, obtido mediante a soma ponderada de indicadores de flexibilidade das usinas que formam um sistema, subsistema, bacia ou sub-bacia (cascata) hidrográfica.

²¹No caso brasileiro: NEWAVE, DECOMP e DESSEM.

²² Foi utilizada a versão adotada pelo ONS durante semana operativa de análise (de 22 a 28 janeiro de 2022).

Na análise de rampas, o NFI traduz a capacidade de acompanhamento das variações de carga líquida em intervalos de despacho. Geralmente, é um papel desempenhado por geração despachável, ou seja, apta a aumentar (com rampas ascendentes) ou a reduzir (com rampas descendentes) a potência entregue em cada intervalo de despacho, a critério do operador. São fontes (ou recursos) de flexibilidade: hidrelétricas com reservatório, termelétricas flexíveis, usinas reversíveis, sistemas de armazenamento de energia (baterias, principalmente) e mecanismos de resposta da demanda. No trabalho original (MA, 2012), o NFI é desenvolvido com foco em geração flexível provida por termelétricas para acomodar o mais geração eólica.

O cálculo das reservas de rampas ascendentes (RUP) e descendentes (RDN) de uma usina leva, em MW, em conta a potência despachada²³ (P_g) em MW em cada instante t (resultante do modelo de despacho ótimo ou do histórico), a taxa de aumento r_{up} (rampa ascendente) ou de redução r_{dn} (rampa descendente) de potência em MW/hora, respectivamente, e o tempo de rampa Δt em horas, como expresso nas Equações 1 e 2.

$$RUP(i, t) \leq \min\{P_{max}(i, t) - P_g(i, t), r_{up}(i) \cdot \Delta t\}; \quad \forall i \in PS, \quad (1)$$

$$RDN(i, t) \leq \min\{P_g(i, t) - P_{min}(i, t), r_{dn}(i) \cdot \Delta t\} \quad \forall t \in T \quad (2)$$

Onde:

- $RUP(i, t)$ = reserva de rampa ascendente da usina i no instante t , em MW.
- $RDN(i, t)$ = reserva de rampa descendente da usina i no instante t , em MW.
- $P_g(i, t)$ = potência gerada na usina i no instante t , em MW.
- $P_{min}(i, t)$ = potência mínima da usina i no instante t , em MW.
- $P_{max}(i, t)$ = potência máxima da usina i no instante t , em MW.
- $r_{up}(i)$ = taxa de aumento de potência da usina i , em MW/hora.
- $r_{dn}(i)$ = taxa de redução de potência da usina i , em MW/hora.
- Δt = escala de tempo da análise de rampa, em hora.
- T = horizonte de tempo da análise de rampa, em horas.
- PS = conjunto de usinas sincronizadas com carga parcial²⁴, em unidade.

²³ Pré despacho (programada) ou pós despacho (realizada).

²⁴ *Part-loaded Synchronized generators*.

Destaca-se a importância de se definir um intervalo de tempo (Δt) adequado ao estudo que se deseja realizar: quanto mais granular (menor o intervalo), mais precisa e detalhada poderá ser a análise. Para o caso de sistemas hidrelétricos, quanto menor o Δt , mais próximo da realidade operativa hidráulica será a análise, visto que usinas hidrelétricas contam com alta capacidade de prover rampa, com tempo de tomada de carga quase instantâneos²⁵. Para o PDE 2034, a EPE conduziu estudos no intervalo horário e de quatro horas. O Estudo de Caso deste trabalho aplica a metodologia em intervalos de 30 minutos.

RUP e RDN são as reservas de rampa ou rampas potenciais da usina i e as taxas r_{up} e r_{dn} são definidas por parâmetros e limites técnicos da usina. PS é o conjunto de usinas sincronizadas e parcialmente carregadas que podem ofertar o serviço de rampa.

No caso de usinas com partida e desligamento rápidos²⁶, ou seja, em tempos menores do que Δt , pertencentes a um conjunto QS , as Equações 3 e 4 permitem determinar a oferta de rampa, que equivale às Equações 1 e 2. Nota-se que, para QS , o fator limitante das unidades geradoras será sua faixa de operação e capacidade de rampa.

$$RUP(i, t) \leq \min\{P_{max}(i, t), r_{up}(i) \cdot \Delta t\}; \quad \forall i \in QS, \quad (3)$$

$$RDN(i, t) \leq \min\{P_g(i, t), r_{dn}(i) \cdot \Delta t\} \quad \forall t \in T \quad (4)$$

Onde:

- QS = conjunto de usinas com partida e desligamento rápido (*Quick start/shut down generators*).

Assim, os principais parâmetros para se determinar a capacidade de provisão de rampa de uma usina são, dessa forma, as taxas de rampa (r_{up} e r_{dn}) e a diferença entre a geração mínima estável $P_{min}(i, t)$ e a capacidade máxima $P_{max}(i, t)$.

²⁵ Nesses casos, pode-se dizer até que hidrelétrica contribuiu apenas com potência para o sistema. Outras tecnologias, como termelétricas, necessitam de mais tempo para atingir novos patamares de geração (executar sua rampa), adicionando mais energia ao sistema.

²⁶ *Quick start/shut down generators*.

Para que seja possível comparar as capacidades de provisão de rampa de diferentes usinas, utilizam-se os índices de rampa normalizado pela capacidade instalada (P_{inst}) da usina ou do arranjo de unidades geradoras de uma usina, conforme as Equações 5 e 6.

$$flex_{up}(i) = \left(\frac{1}{P_{inst}(i)} \sum_0^T RUP(i, t) \right) \times \frac{1}{T} \quad \begin{matrix} \forall i \in (PS \cup QS) \\ \forall t \in T \end{matrix} \quad (5)$$

$$flex_{dn}(i) = \left(\frac{1}{P_{inst}(i)} \sum_0^T RDN(i, t) \right) \times \frac{1}{T} \quad (6)$$

Onde:

- $flex_{up}(i)$ = índice de rampa ascendente da usina i (adimensional).
- $flex_{dn}(i)$ = índice de rampa descendente da usina i (adimensional).
- $P_{inst}(i)$ = capacidade instalada da usina i, em MW.
- T = horizonte de tempo da análise de flexibilidade, em horas.
- $PS \cup QS$ = conjunto de usinas do sistema, em unidade.

Para se obter o índice de rampa de um sistema, deve-se calcular a soma dos índices de rampa das usinas ponderada por suas capacidades instaladas, como demonstra as Equações 7 e 8.

$$FLEX_{up,A}(i) = \sum_{i \in A} \left[\frac{P_{inst}(i)}{\sum_{i \in A} P_{inst}(i)} \times flex_{up}(i) \right] \quad (7)$$

$$FLEX_{dn,A}(i) = \sum_{i \in A} \left[\frac{P_{inst}(i)}{\sum_{i \in A} P_{inst}(i)} \times flex_{dn}(i) \right] \quad (8)$$

Onde:

- $FLEX_{up,A}(i)$ = índice de rampa ascendente do sistema A.
- $FLEX_{dn,A}(i)$ = índice de rampa descendente do sistema A.
- $i \in A$ = conjunto de usinas do sistema A.

O cálculo desse índice de rampa é externo aos modelos de simulação de despacho e operação do sistema, permitindo o usuário selecionar e alterar a ferramenta, de forma

que é possível recalculá-lo de maneira acessível. Isso torna o método robusto para se estimar a capacidade técnica de diversos tipos de usina para provisão de reserva de rampa. Assim, a metodologia considera a prestação desses serviços através de reservas de rampa a nível de usina, sem exigir altos custos computacionais (MA, 2012).

3.1.3 Valoração Econômica das Rampas de Potência

Na aplicação do NFI a UHEs, a MacFLEX adota métricas diferentes de valoração para rampas ascendentes (aumento de carga) e rampas descendentes (redução de carga). No primeiro caso, adota-se o CMO do subsistema da UHE para valorar a rampa em cada intervalo de despacho. No despacho ótimo por ordem de mérito, um aumento da potência de uma UHE pode postergar ou mesmo anular o aumento, no mesmo instante e montante, da potência gerada na usina marginal do subsistema da UHE. Ou seja, o aumento da potência na UHE gera uma economia no custo total de operação do subsistema, dada pelo produto do CMO pela potência incremental despachada na UHE. No segundo caso, há uma redução da potência gerada na UHE, com a correspondente retenção de um volume de água para uso futuro no reservatório da UHE (se houver)²⁷. Assim, o benefício sistêmico de rampas ascendentes e descendentes pode ser expresso, matematicamente, pela Equações 9 e 10:

$$vRUP(i) = \frac{1}{P_{inst}(i) \cdot T} \left(\sum_0^T RUP(i, t) \times CMO_s(t) \right) \quad \begin{matrix} \forall i \in (PS \cup QS) \\ \forall t \in T \end{matrix} \quad (9)$$

$$vRDN(i) = \frac{1}{P_{inst}(i) \cdot T} \left(\sum_0^T RDN(i, t) \times VA(i, t) \right) \quad (10)$$

Onde:

- $vRUP(i)$ = valor da rampa ascendente da usina i, em R\$/MWh.
- $vRDN(i)$ = valor da rampa descendente da usina i, em R\$/MWh.
- $CMO_s(t)$ = custo marginal do subsistema s no instante t, em R\$/MWh.

²⁷ O CMO e o VA incorporam aspectos operativos relativos a usinas hidrelétricas, contribuindo para uma economia na operação (no caso da adoção do CMO) ou um maior estoque de água (no caso da adoção do VA). O VA representa a economia de água nos reservatórios. Mesmo assim, é possível conduzir análises somente como CMO ou somente com o VA, a depender dos critérios adotados para novos estudos.

- $VA(i, t)$ = valor da água da usina i no instante t , em R\$/MWh.

O Projeto P&D ANEEL PD-00403-0055-2022 apresenta exemplos de aplicações pioneiras da metodologia MacFLEX em nível de usina hidrelétrica para valorar os atributos de modulação e de atendimento de rampas, incluindo a adaptação destes indicadores às características do sistema de geração brasileiro, tratada a seguir.

3.2 Adaptações na Metodologia

Em sistemas restritos em capacidade, em geral de base termelétrica, o fator limitante é a capacidade instalada do sistema (admite-se normalmente que não há limitações de uso de combustível no horizonte de despacho). Assim, as rampas potenciais e efetivas se igualam. Já em sistemas restritos em energia, em geral de base hidrelétrica, a potência depende não apenas da capacidade instalada do parque gerador, mas também da queda líquida na usina. Nesses casos, recomenda-se adotar, na metodologia descrita, as rampas efetivas no lugar das rampas potenciais, uma vez que elas já levam em conta os fatores potência, nível de montante e jusante no canal de fuga, produtividade média, entre outros.

No caso específico do sistema brasileiro, os recursos de flexibilidade são ofertados principalmente por usinas hidrelétricas parcialmente carregadas, aptas a realizar rampas ascendentes (definidas pela taxa de tomada de carga, ou *ramp-up*, e pela diferença entre a potência despachada e a máxima disponível) e rampas descendentes (limitadas pela taxa de redução de potência, ou *ramp-down*, e pela folga entre a potência despachada e geração mínima estável²⁸).

Em contraste com as termelétricas, nas usinas hidrelétricas as potências mínima e a máxima dependem não só da capacidade instalada e do número de unidades sincronizadas (*unit commitment*), mas também do nível de armazenamento (que define a queda líquida) e de restrições operativas hidráulicas (expressas em termos de taxas de defluência mínima e máxima), que afetam, portanto, a oferta de flexibilidade das hidrelétricas para o SIN, um sistema hidrotérmico com predominância hidrelétrica.

²⁸ *Minimum Stable Generation* – MSG.

Na etapa de Quantificação Física das Rampas, calculam-se as rampas efetivas, utilizando-se as potências disponíveis/programadas, como indica as Equações 11 a 13:

$$RGH(i, t) = GH(i, t + 1) - GH(i, t); \quad (11)$$

$$RUP(i, t) = \{RGH(i, t) > 0, \text{ caso contrário } 0\}; \quad (12)$$

$$RDN(i, t) = \{RGH(i, t) < 0, \text{ caso contrário } 0\}; \quad (13)$$

Onde:

- $GH(i, t)$ = geração na usina hidrelétrica i no instante t em MW²⁹;
- $RGH(i, t)$ = rampa efetiva/realizada de geração na hidrelétrica i no instante t em MW;
- $RUP(i, t)$ = rampa ascendente efetiva/realizada na usina i no instante t em MW;
- $RDN(i, t)$ = rampa descendente efetiva/realizada na usina i no instante t em MW.

Para a comparação do nível de provisão de rampas, é aplicado para cada uma das usinas de interesse o NFI ($flex$), expresso nas Equações 5 e 6 para os índices de flexibilidade ascendente e descendente, respectivamente. A Equação 14 verifica o NFI total (ascendente + descendente) de cada usina, conforme a Equação 14.

$$flex_{up+dn}(i) = flex_{up}(i) + flex_{dn}(i) \quad (14)$$

Onde:

- $flex_{up+dn}(i)$ = índice de rampa da usina i (adimensional).
- T = horizonte de tempo da análise de flexibilidade, 365 semi-horas³⁰.

Para o cálculo do NFI do conjunto das quatro usinas de interesse ($FLEX$), são aplicadas a Equações 7 e 8 da metodologia, em que o sistema A contempla o conjunto das quatro usinas de interesse.

²⁹ Potência programada resultante das rodadas do DESSEM.

³⁰ São 336 semi-hora para os 7 dias da semana operativa. Contudo, o cálculo das rampas se dá até a penúltima semi-hora (335ª semi-hora).

$$FLEX_{up+dn, A}(i) = FLEX_{up, A}(i) + FLEX_{dn, A}(i) \quad (15)$$

Em que:

- $FLEX_{up+dn, A}(i)$ = índice de rampa e do sistema A.
- $i \in A$ = conjunto de usinas do sistema A.

Para etapa de Valoração Econômica das Rampas, é possível adaptar as Equações 9 e 10, obtendo as Equações 16, 17 e 18:

$$BRUP(i, t) = RUP(i, t) \cdot CMO(t); \quad (16)$$

$$BRDN(i, t) = RDNP(i, t) \cdot VA(i, t); \quad (17)$$

$$BRT(i, t) = BRUP(i, t) + BRDN(i, t). \quad (18)$$

Em que:

- $BRUP(i, t)$ = benefício de rampas ascendentes na usina i no instante t em R\$/sh³¹;
- $BRDN(i, t)$ = benefício de rampas descendentes na usina i no instante t em R\$/sh;
- $BRT(i, t)$ = benefício total de rampa na usina i no instante t em R\$/sh.

Por fim, para se avaliar o somatório total dos benefícios, é preciso somar os benefícios em cada semi-hora (Equações 19, 20 e 21):

$$Soma_{BRUP}(i) = \sum_0^T BRUP(i, t) \quad \begin{matrix} \forall i \in (PS \cup QS) \\ \forall t \in T \end{matrix} \quad (19)$$

$$Soma_{BRDN}(i) = \sum_0^T BRDN(i, t) \quad (20)$$

$$Soma_{BRT}(i) = \sum_0^T BRT(i, t) \quad (21)$$

³¹ Semi-hora (sh) é o intervalo de despacho do modelo DESSEM.

Em que:

- $Soma_{BRUP}(i)$ = somatório do benefício de rampas ascendentes na usina i ao longo de T em R\$;
- $Soma_{BRDN}(i)$ = somatório do benefício de rampas descendentes na usina i ao longo de T em R\$;
- $Soma_{BRT}(i)$ = somatório do benefício de rampas totais na usina i ao longo de T em R\$.

3.3 Aplicação da MacFLEX em usinas da Bacia do Rio Paraná

Este subcapítulo apresenta a definição das usinas e bacias de interesse, a seleção do período de análise para aplicação da metodologia, condições do sistema na semana deselecionada, a preparação dos cenários base e alternativos e a descrição dos processamentos dos dados de entrada e de resultados.

3.3.1 Usinas Hidrelétricas e Bacias Hidrográficas De Interesse

As usinas hidrelétricas de interesse para este trabalho são os quatro empreendimentos na calha principal do rio Paraná: Ilha Solteira (3.444 MW), Jupiá (1.551,2 MW), Porto Primavera (1.540 MW) e Itaipu (14.000 MW). As usinas de Jupiá e Porto Primavera foram selecionadas porque sofrerão alteração de restrição de vazão defluente para elaboração dos cenários alternativos. A usina hidrelétrica de Ilha Solteira foi selecionada por ser a primeira usina a montante de Jupiá e Porto Primavera (que são a fio d'água) a contar com reservatório de regularização, cujo armazenamento sofre impacto com as alterações de vazões defluentes. Itaipu foi selecionada devido a sua relevância para atendimento de carga do Sudeste e fechamento de ponta do SIN.

As bacias de interesse para a análise de resultados deste trabalho são as bacias da bacia do rio Paraná a montante de Itaipu, última bacia de interesse, cujos armazenamentos e geração podem ser impactados pela alteração das restrições de defluência mínima em Jupiá e Porto Primavera: Paranaíba, Grande, Tietê e Paranapanema. A Figura 8 ilustra as

bacias de interesse com destaque para as usinas hidrelétricas para aplicação da metodologia.

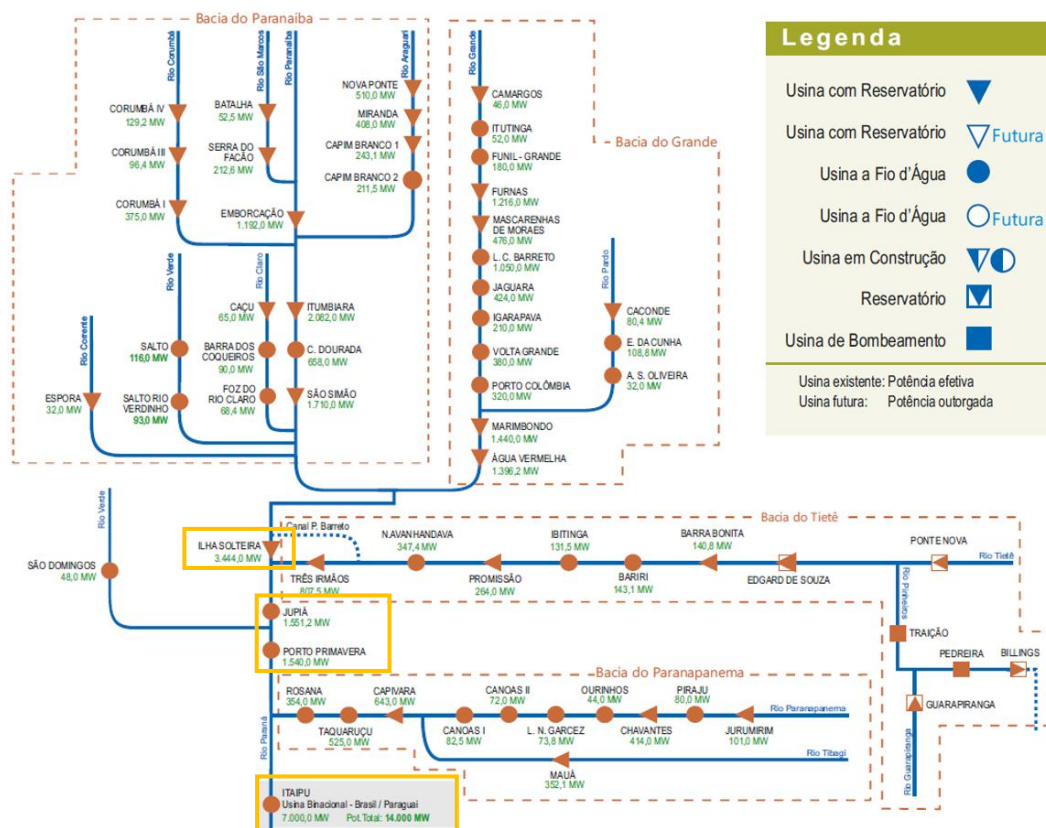


Figura 8. Diagrama esquemático das bacias do Paraná a montante da UHE Itaipu, com destaque para as UHEs de interesse.

Fonte: Adaptado de (ONS, 2024b)

3.3.2 Período de Análise

O período de análise selecionado é a semana do dia 22 a 28 de janeiro de 2022³². A escolha do período de interesse passou por uma análise criteriosa para a identificação de uma semana operativa³³ média em termos de oferta de recursos e comportamento de carga. A semana operativa como período de estudo facilita a obtenção de dados históricos e o processamento dos modelos de despacho de geração do sistema elétrico brasileiro. Para escolher a semana mais representativa para os objetivos do projeto, foram avaliados indicadores como CMO, curva de carga, intercâmbio entre subsistemas, energia

³² Adotada como escopo temporal no Projeto P&D ANEEL PD-00403-0055-2022 (ANEEL, 2023b).

³³ A semana operativa é a unidade temporal de planejamento da operação adotada pelo ONS. Ela começa sábado e se encerra sexta-feira.

armazenada, energia natural afluyente, energia vertida turbinável, geração eólica e solar e *constrained off* de fontes renováveis variáveis.

Assim, a semana selecionada deveria representar características típicas das condições do sistema, ou seja: sem limitações das gerações solar e eólica por contingências; condições de afluições tais que garantissem armazenamentos confortáveis para se acomodar manobras hidrelétricas para provisão de confiabilidade ao sistema; sem restrições agudas de intercâmbio, de disponibilidade de combustíveis fósseis e de equipamentos; perfil de carga representativo do período, sem picos extraordinários de consumo; e valores consistentes de CMO refletindo a normalidade caracterizada pelas condições de oferta e demanda.

Esta análise incluiu todas as semanas operativas de 2019 a 2022. Nos últimos anos deste quadriênio, concretizaram-se os impactos iniciais da inserção de fontes variáveis renováveis no SIN. Constatou-se que o ano de 2022 seria o mais adequado para seleção de uma semana representativa, visto que a capacidade instalada de renováveis variáveis estaria mais próxima da capacidade atual. Neste ano, registraram-se recordes de geração média e máxima horária eólica e solar, bem como atingiu-se a maior capacidade instalada de fontes solares fotovoltaicas, conforme dados disponíveis na data da análise estatística exploratória que fundamentou a seleção da semana operativa representativa. Além disso, corroboraram a escolha do ano de 2022 os seguintes fatos: no biênio 2020-2021, a demanda foi severamente afetada pela emergência sanitária da Covid-19; e em 2021, a geração hidrelétrica foi restringida por forte crise hídrica. Considerando esses fatos, em conjunto com uma análise estatística exploratória das variáveis acima descritas, foi selecionada a semana operativa iniciada em 22/01/2022 às 00h e finalizada em 28/01/2022 às 23h30.

3.3.3 Condições do Sistema no Período de Análise

A semana operativa de interesse apresentava condições hidrológicas favoráveis, com vazões nos subsistemas Norte e Nordeste acima da Média de Longo Termo (MLT), Sudeste próximo à MLT (87%) e Sul abaixo da MLT (45%). Em relação aos armazenamentos, os níveis estavam abaixo de 50% para Sudeste e Sul e acima de 70% para Norte e Nordeste, conforme o Quadro 6. O armazenamento total do SIN era de 48%, equivalente a 140 GWmês.

O Boletim Semanal da Operação (ONS, 2025b) indicou o atendimento de carga em torno de 90% por hidreletricidade nacional, 5% por Itaipu, 17% por termelétricas e 8% por renováveis não despacháveis (eólica e solar), segundo a síntese do Quadro 7. O Quadro 8 e o Quadro 9 apresentam a carga prevista e verificada em cada subsistema e os horários de pico de demanda máxima instantânea. O Quadro 10 sintetiza a capacidade instalada no SIN, com destaque para grandes parcelas de fontes renováveis variáveis como eólica e fotovoltaicas, que representam 45% e 11% da capacidade instalada do Nordeste.

Quadro 6. Grandezas Hidroenergéticas - 22 a 28 de janeiro de 2022.

| Grandezas Hidroenergéticas | Norte | Nordeste | Sul | Sudeste |
|--|--------------|-----------------|------------|----------------|
| Capacidade Máxima de Armazenamento (MWmês) | 15.302 | 51.691 | 19.657 | 204.561 |
| ENA (MWmed) | 33.789 | 22.390 | 3.371 | 57.415 |
| %MLT Bruta no mês até o dia | 217% | 166% | 45% | 87% |
| %MLT Armazenável no mês até o dia | 131% | 136% | 43% | 83% |
| Energia Armazenada (EAR) | | | | |
| Na semana (MWmês) | 13.342 | 37.751 | 6.751 | 82.411 |
| Desvio semana anterior (MWmês) | 128 | -172 | -554 | 2.961 |
| Na semana (%) | 87,19% | 73,03% | 34,34% | 40,29% |
| Desvio semana anterior (%) | 0,84% | -0,33% | -2,82% | 1,45% |

Fonte: (ONS, 2025b).

Quadro 7. Balanço de Energia Semanal – 22 a 28 de janeiro de 2022.

| Produção | Programado | Verificado | |
|---------------------------|---------------|---------------|----------------|
| Hidro Nacional | 54.296 | 52.788 | 69,80% |
| Itaipu Binacional | 3.792 | 3.831 | 5,07% |
| Termo Nuclear | 1.990 | 1.989 | 2,63% |
| Termo Convencional | 10.650 | 10.752 | 14,22% |
| Eólica | 4.953 | 6.112 | 8,08% |
| Solar | 162 | 156 | 0,21% |
| Total SIN | 75.843 | 75.629 | 100,00% |
| Intercâmbio Internacional | -9 | -18 | |
| Carga | 76.830 | 76.591 | |

Fonte: (ONS, 2025b).

Quadro 8. Carga Própria de Energia – 22 a 28 de janeiro de 2022.

| Subsistema | Prevista (MWmed) | Verificada (MWmed) | Desvio |
|------------|------------------|--------------------|--------|
| SE/CO | 44.495 | 44.450 | -0,10% |
| Sul | 15.352 | 14.833 | -3,38% |
| NE | 11.217 | 11.540 | 2,87% |
| Norte | 5.765 | 5.768 | 0,04% |

Fonte: (ONS, 2025b).

Quadro 9. Demanda Máxima Instantânea – 22 a 28 de janeiro de 2022.

| Subsistema | Valor (MW) | Data | Hora |
|------------|------------|------------|-------|
| SE/CO | 51.475 | 27/01/2022 | 15:57 |
| Sul | 19.186 | 26/01/2022 | 14:55 |
| NE | 13.254 | 24/01/2022 | 21:40 |
| Norte | 6.523 | 22/01/2022 | 00:03 |
| SIN | 88.792 | 25/01/2022 | 15:44 |

Fonte: (ONS, 2025b)(ONS, 2025b).

Quadro 10. Capacidade Instalada do SIN por fonte em janeiro de 2022.

| Tipo | Subsistema | Hidráulica | Térmica | Nuclear | Eólica | Solar |
|----------------------------------|------------|----------------|---------------|--------------|---------------|--------------|
| Capacidade Instalada (MW) | SE | 58.258 | 22.859 | 1.990 | 28 | 2.761 |
| | S | 17.400 | 4.526 | 0 | 2.022 | 9 |
| | NE | 11.032 | 8.307 | 0 | 20.028 | 4.871 |
| | N | 22.259 | 3.645 | 0 | 426 | 5 |
| | SIN | 108.950 | 39.337 | 1.990 | 22.504 | 7.647 |
| Participação (%) | SE | 68,82 | 26,61 | 2,32 | 0,03 | 3,21 |
| | S | 72,63 | 18,89 | 0,00 | 8,24 | 0,04 |
| | NE | 24,94 | 18,78 | 0,00 | 45,27 | 11,01 |
| | N | 84,52 | 13,84 | 0,00 | 1,62 | 0,00 |
| | SIN | 60,38 | 21,80 | 1,10 | 12,47 | 4,24 |

Fonte: Elaboração própria com base nos dados do (ONS, 2025a)(ONS, 2025a).

3.3.4 Construção dos Cenários

O cenário de referência deste trabalho é a semana operativa de interesse sem alteração nos dados de entrada, denominada Caso Base. Os cenários alternativos foram construídos com base no histórico das vazões defluentes nas UHEs de Porto Primavera e Jupia. A Figura 9 sintetiza as vazões defluentes praticadas nos últimos 10 anos, com destaque para as restrições originais de vazão defluente mínima dessas usinas (em laranja) e restrições durante a crise hídrica de 2021 (em vermelho). A Figura 10 demonstra as vazões praticadas na semana operativa de interesse. Nessa semana operativa, a vazão defluente máxima de Jupia é igual a sua vazão defluente mínima (3.600 m³/s). Porto Primavera apresenta uma restrição de vazão máxima de 24.000 m³/s, não representada no gráfico. Essas são as vazões utilizadas no Caso Base. A alteração dessas vazões impacta na política operativa do ONS e dos modelos computacionais do setor, influenciando no armazenamento de diversos reservatórios, na geração hidrelétrica e disponibilidade de rampas em diferentes usinas e bacias do SIN.

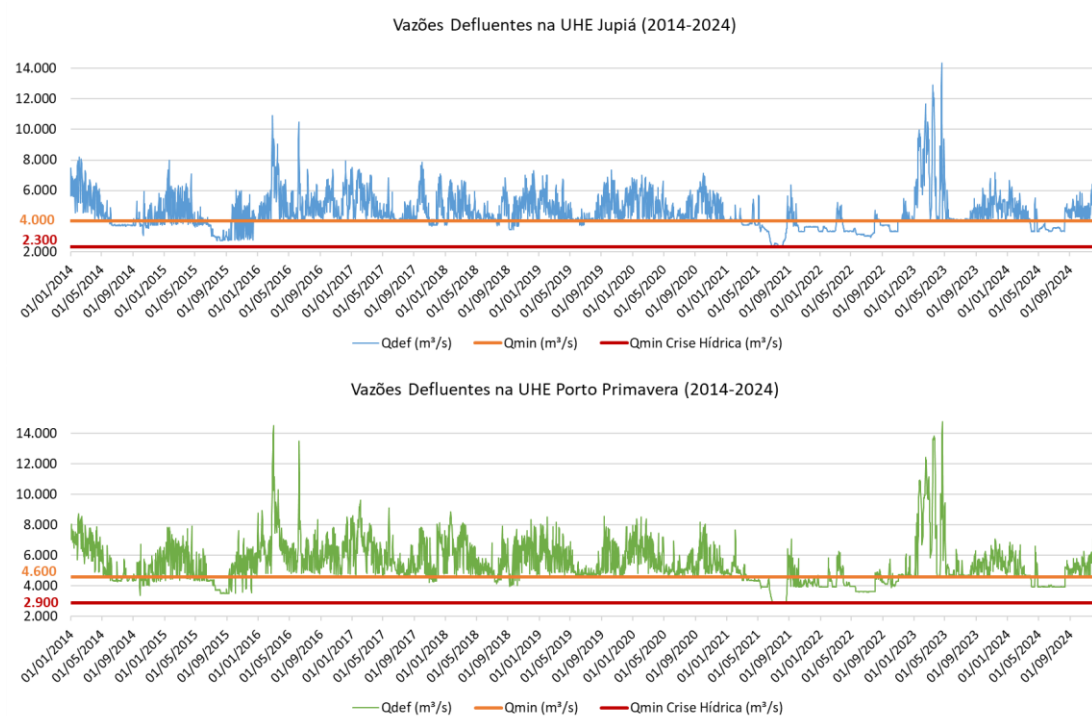


Figura 9. Vazões defluentes praticadas em Jupia (acima) e Porto Primavera (abaixo) entre os anos de 2014 e 2024.

Fonte: Elaboração própria com dados do (ONS, 2025a)(ONS, 2025a).

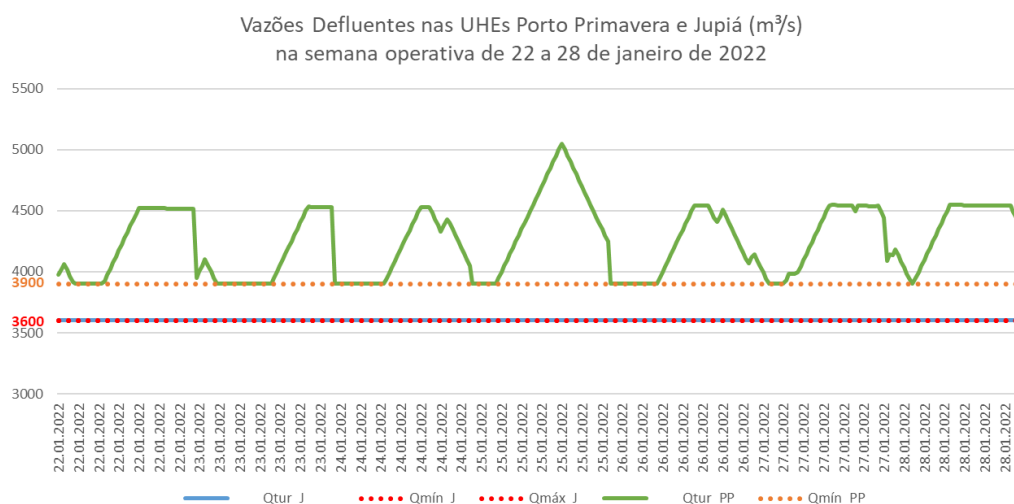


Figura 10. Vazões defluentes praticadas em Jupiá e Porto Primavera na semana operativa de interesse e suas respectivas restrições de vazão defluente mínima.

Fonte: Elaboração própria com dados do (ONS, 2025a)(ONS, 2025a).

O caso *Qmenor* foi construído com a redução da vazão defluente mínima em Jupiá e Porto Primavera para a menor vazão já praticada nessas usinas. Em Jupiá, a vazão mínima passou de 3.600 m³/s para 2.300 m³/s (declarada no FSARH 1.901/2021)³⁴ e em Porto Primavera, passou de 3.900 m³/s para 2.900 (declarada no FSARH 1.940/2021). As vazões máximas foram mantidas como no Caso Base.

O caso *Qmaior* reproduziu as vazões defluentes mínimas originais dessas usinas, declaradas nos primeiros FSARH de 2018: 4.000 m³/s para Jupiá e 4.900 m³/s para Porto Primavera. No caso de Jupiá, a vazão defluente máxima precisou ser alterada, visto que a nova vazão mínima se tornou maior que a vazão máxima anterior. Assim, optou-se pela vazão defluente máxima original, também declarada nos primeiros FSARH de 2018.

Atualmente, a vazão mínima permanente da UHE Jupiá foi alterada para 3.300 m³/s, atualizada em novembro de 2024 como vigente sem período de validade. O Ibama entende que a redução da defluência mínima não configura um descumprimento da condicionante de licença de operação, mas reforça a necessidade de monitoramento por parte da CTG Brasil, responsável pela operação da usina. O documento que registra essa nova vazão mínima é o FSARH 5.777/2024. Sua vazão máxima se mantém os 19.000 m³/s declarados no FSARH 0532/2018.

³⁴ Todas as declarações de FSARH se encontram no sistema do ONS de Gestão de Atualização de Restrições Hidráulicas (ONS, 2025c).(ONS, 2025c).(ONS, 2025c).(ONS, 2025c).

Porto Primavera ainda possui a vazão defluente mínima original de 4.600 m³/s, registrada pelo FSARH 0533/2018 como a vazão mínima permanente. Contudo, o FSARH 6.965/2024 formaliza uma vazão defluente mínima temporária entre novembro de 2024 e outubro de 2025 de 3.900 m³/s. A vazão máxima dessa usina se mantém 24.000 m³/s, registrada no FSARH 0390/2018. Ambas as usinas apresentaram Plano Técnico de Redução de Vazões ao Ibama antes de poderem atualizar suas declarações no FSARH. Essas vazões mínimas são importantes para a manutenção da biota e da ictiofauna no rio Paraná. O

Quadro 11 sintetiza todas as vazões adotadas em cada caso e os respectivos FSARH em que foram declaradas.

Quadro 11. Resumo das restrições de vazões defluentes máximas e mínimas adotadas nos decks para os cenários Base, *Qmenor* e *Qmaior*

| 0_Base | | | | | | | |
|--|------------|--------|------------|-----------------|------------|--------|-----------|
| Jupia | | | | Porto Primavera | | | |
| Qmin | FSARH | Qmax | FSARH | Qmin | FSARH | Qmax | FSARH |
| 3.600 | 2.523/2021 | 3.600 | 2.451/2021 | 3.900 | 2.347 | 24.000 | 0396/2018 |
| Restrições de Qmin e Qmax praticadas nos decks da semana operativa de interesse (22 a 28/2024). Política operativa dessa semana: Jupia travada em Qdef = 3.600 m³/s e Porto Primavera com momentos de geração na defluência mínima (3.900 m³/s). | | | | | | | |
| 1_Qmenor | | | | | | | |
| Jupia | | | | Porto Primavera | | | |
| Qmin | FSARH | Qmax | FSARH | Qmin | FSARH | Qmax | FSARH |
| 2.300 | 1.901/2021 | 3.600 | 1.789/2021 | 2.900 | 1.940/2021 | 24.000 | 0396/2018 |
| Alteração das Qmin para as menores defluências mínimas já praticadas (Crise Hídrica de 2021). | | | | | | | |
| 2_Qmaior | | | | | | | |
| Jupia | | | | Porto Primavera | | | |
| Qmin | FSARH | Qmax | FSARH | Qmin | FSARH | Qmax | FSARH |
| 4.000 | 0212/2018 | 19.000 | 0532/2018 | 4.600 | 0533/2018 | 24.000 | 0396/2018 |
| Alteração das Qmin para as maiores defluências mínimas já praticadas e elevação da Qmax de Jupia para a vazão defluente máxima padrão (Qmin originais dos primeiros FSARHs de 2018). | | | | | | | |

Legenda:

Qmin = vazão defluente mínima | Qmáx = vazão defluente máxima
Qmenor = restrição de vazão defluente mínima menor que no caso Base
Qmaior = restrição de vazão defluente mínima maior que no caso Base
 FSARH = Formulário de Solicitação de Atualização de Restrição Hidráulica

Fonte: Elaboração própria.

3.3.5 Modelo Dessem e o Processamento dos Dados de Entrada e de Saída

Para a primeira parte da metodologia (simulação do despacho térmico), foi utilizado o software DESSEM, que compõe a cadeia de modelo de despacho hidrotérmico setor elétrico³⁵, referente ao curtíssimo prazo. É utilizado formalmente pelo ONS desde 2020 para a determinação da programação diária da operação do SIN e pela CCEE desde 2021 para o cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) horário, de forma coordenada com DECOMP e NEWAVE. O DESSEM é um modelo determinístico que define o despacho ótimo com discretização semi-horária e horizonte de programação até duas semanas. Conta com representação a nível de unidade geradora, *unit commitment* das usinas termelétricas, fluxo de potência na rede de transmissão, perdas nos circuitos e restrições da rede elétrica (CEPEL, 2025b).

Em relação às usinas hidrelétricas, representa detalhadamente a variação não linear da produtividade em função da altura de queda, considerando a variação das cotas de montante e jusante e possibilidades de remanso. Reproduz o balanço de água nos reservatórios, incorpora tempos de viagem e efeitos da evaporação. Permite a representação de usinas reversíveis, canais entre reservatórios, geração não controlável, armazenamento de energia e resposta da demanda. O DESSEM retrata restrições operativas hidráulicas, como vazões mínimas e máximas, níveis mínimos e máximos de montante e jusante, vazões de retirada para usos múltiplos da água, volume de espera para controle de cheias, enchimento de volume morto, variações horárias para todas as variáveis, entre outros (CEPEL, 2023, 2025a).

Os principais resultados do DESSEM são: CMO por barra e subsistema, com despacho de cada unidade geradora por semi-hora no dia seguinte (com ou sem rede elétrica); despacho de usinas eólicas com opção de corte de carga (*constrained-off*), operação horária dos reservatórios, inclusive os de regularização diária (usinas a fio d'água); e fluxos e injeções nas linhas e barras da rede elétrica (CEPEL, 2023, 2025a).

³⁵ Os softwares NEWAVE (médio e longo prazo) e DECOMP (curto prazo) também fazem parte da cadeia de ferramentas oficiais do setor elétrico brasileiro, utilizados pelo ONS, CCEE e agentes comercializadores e geradores para estudos de preço e de despacho. São modelos de otimização estocásticos desenvolvidos para o planejamento (e expansão, no caso do NEWAVE) da operação energética de sistemas hidrotermo-eólicos. O NEWAVE conta com estágios mensais em um horizonte de 5 a 15 anos, enquanto o DECOMP opera com discretização mensal e semanal em um horizonte de até 12 meses (CEPEL, 2025a, 2025b).

Algumas limitações desse modelo são(CEPEL, 2019, 2022, 2023, 2025a; CPAMP, 2022; DINIZ, 2018) :

- Linearização de funções e restrições lineares para funções através de interações;
- Modelagem determinística não representa todas as incertezas do sistema, mesmo que considere uma parte delas através da Função de Custo Futuro³⁶
- Acoplamento com modelos de médio e longo prazo (DECOMP e NEWAVE) pode propagar incertezas e simplificações desses modelos;
- Discretização semi-horária é uma simplificação do tempo real;
- Representação simplificada da rede elétrica, que pode não capturar completamente a complexidade do sistema elétrico real e gerar imprecisões nas representações de restrições elétricas e fluxos de potência;
- Sensibilidade a parâmetros de entrada, como produtividade das usinas hidrelétricas, capacidade dos reservatórios e estimativas de vazões futura;
- Representação limitada da variabilidade de fontes renováveis, o que pode gerar dificuldades em lidar com a variabilidade de fontes eólica e solar;
- Complexidade computacional, visto que o problema de otimização resolvido pelo DESSEM é de grande porte, podendo levar a tempos de processamento elevados;
- Dificuldade em capturar expectativas dos agentes, visto que o modelo matemático não consegue incorporar plenamente as percepções e expectativas dos agentes do mercado;
- Representação simplificada de algumas restrições operativa, que costumam ter alto grau de complexidade no sistema real;
- Limitações na representação de usinas térmicas a ciclo combinado e a GNL, dado que o modelo pode não capturar todas as nuances operativas dessas tecnologias.
- Representação limitada da geração hidrelétrica, visto que a geração hidráulica é modelada com menos detalhes, somente a nível de usina e sem haver *unit commitment* hidráulico), o que exige intervenção do ONS (etapa pós-DESSEM), reduzindo a eficiência do processo.

³⁶ A Função de Custo Futuro permite o acoplamento entre a cadeia de modelos.

3.3.6 Preparação dos Dados De Entrada

Para obtenção dos resultados da etapa de simulação com modelo de despacho, foram utilizados os decks da CCEE, referentes à semana de interesse (22 a 28 de janeiro de 2022) (CCEE, 2025b). Os decks CCEE são utilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica para o cálculo do Preço de Liquidação das Diferenças, utilizado para os ajustes financeiros no Mercado de Curto Prazo de energia elétrica. São diferentes dos decks ONS, pois não contam com a representação detalhada da rede de transmissão, apenas principais troncos de intercâmbio. Os decks ONS são utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico, com representação da rede e suas respectivas restrições elétricas, para calcular o Custo Marginal da Operação, que define a ordem de mérito do despacho das usinas do sistema interligado. O PLD é igual ao CMO quando o CMO se encontra entre os limites mínimo e máximo de PLD, definidos anualmente por resolução homologatória ANEEL.

Cada deck é um conjunto de arquivos 23 arquivos de dados de entrada para as rodadas do DESSEM e representa um dia da semana operativa (Figura 11). O Caso “Base” foi rodado no sem alteração, enquanto os casos “*Qmenor*” e “*Qmaior*” tiveram as restrições de vazões defluentes em Porto Primavera e Jupia alteradas no arquivo “operuh.dat”. As restrições hidráulicas operativas podem ser inseridas no DESSEM como limites ou variações (Figura 12). A representação da restrição em cada usina no “operuh.dat” segue o descrito na Figura 13. Dessa forma, as restrições de interesse são do tipo “L” (variação de limite) e do tipo “6” (vazão defluente total em m³/s).

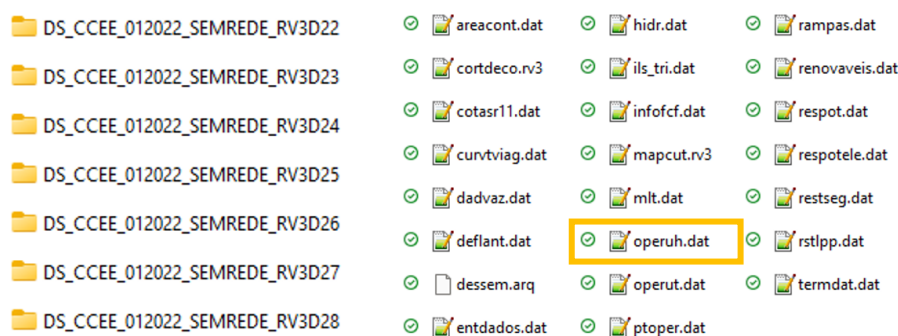


Figura 11. Organização dos decks (esquerda) e 23 arquivos de entrada por deck (direita).
Fonte:(CCEE, 2025b).

| Campo | Colunas | Formato | Descrição |
|-------|---------|---------|--|
| 1 | 1 a 6 | A6 | Mnemônico de identificação: "OPERUH" |
| 2 | 8 a 13 | A6 | Mnemônico de identificação: "REST" |
| 3 | 15 a 19 | I5 | Número de identificação da restrição |
| 4 | 22 | A1 | Tipo da restrição: L – restrição de limite V – restrição de variação |
| 5 | 25 | I1 | Flag para inclusão da restrição no período de simulação: 1 – inclui; 0 – não inclui. Valor default: inclui. |
| 6 | 28 a 39 | A12 | Justificativa para a restrição (apenas para orientação do usuário) |
| 7 | 41 a 50 | F10.0 | Valor da variável que está sendo restrita, na meia-hora anterior ao início do estudo (unidade da variável) Este campo é desconsiderado para as opções de restrição de nível e volume (códigos 1 e 2). Mínimo: 0,0 Máximo: nenhum Valor default: nenhum |

Figura 12. Definições as restrições.

Fonte: (CEPEL, 2023).

| Campo | Colunas | Formato | Descrição |
|-------|---------|---------|---|
| 1 | 1 a 6 | A6 | Mnemônico de identificação: "OPERUH" |
| 2 | 8 a 13 | A6 | Mnemônico de identificação: "ELEM" |
| 3 | 15 a 19 | I5 | Número de identificação da restrição, conforme informado nos registros REST |
| 4 | 21 a 23 | I3 | Número da usina hidroelétrica no cadastro de usinas hidroelétricas (seção III.9), ou número da usina elevatória nos registros USIE (seção III.5.2.6) Valor default: nenhum |
| 5 | 26 a 37 | A12 | Nome da usina (apenas para orientação do usuário) |
| 6 | 41 a 42 | I2 | Código identificador da variável que está sendo restringida 1 – Nível final do reservatório (m); 2 – Volume armazenado final (% vol. útil); 3 – Vazão turbinada (m3/s); 4 – Vazão vertida (m3/s); 5 – Vazão desviada (m3/s); 6 – Vazão defluente total (m3/s); 7 – Geração (MW); 8 – Vazão bombeada (m3/s); 9 – Vazão afluente (m3/s). |
| 7 | 44 a 48 | F5.0 | Fator de participação da variável na restrição (apenas para restrição de limite) Valor default: nenhum |

Figura 13. Definições das usinas presentes em cada restrição.

Fonte: (CEPEL, 2023).

A Figura 14 demonstra a configuração das vazões mínimas e máximas de ambas as usinas no Caso Base em verde e a alteração das vazões defluentes nos decks dos cenários alternativos (Q_{menor} em vermelho e Q_{maior} em azul) para o dia 22/01/2022. As vazões foram alteradas em todos os sete dias para cada caso.

| | | | | | | | | | | |
|------|---|-------|----|----|---|-------------|----|-----|--------|------------------------|
| 1601 | operuh.dat | | | | | | | | | |
| 1602 | ----- | | | | | | | | | |
| 1603 | &PERUH LIM | Ind | DI | HI | I | DF | HF | F | Minimo | Maximo |
| 1604 | ----- | | | | | | | | | |
| 155 | OPERUH REST | 00396 | L | | | RHQ | | | | 22/01/2022 – Base |
| 156 | OPERUH ELEM | 00396 | 46 | | | P.PRIMAVERA | 6 | 1.0 | | |
| 157 | OPERUH LIM | 00396 | I | | | F | | | 24000 | Qdef,máx_PP |
| 167 | OPERUH REST | 02347 | L | | | RHQ | | | | |
| 168 | OPERUH ELEM | 02347 | 46 | | | P.PRIMAVERA | 6 | 1.0 | | |
| 169 | OPERUH LIM | 02347 | I | | | F | | | 3900 | Qdef,min_PP |
| 1109 | OPERUH REST | 02451 | L | | | RHQ | | | | |
| 1110 | OPERUH ELEM | 02451 | 45 | | | JUPIA | 6 | 1.0 | | |
| 1111 | OPERUH LIM | 02451 | I | | | F | | | 3600 | Qdef,máx_JU |
| 1112 | & | | | | | | | | | |
| 1113 | & Tratamento realizado pela CCEE, respeitando a previsibilidade estabelecida pela Resolucao CNPE no 22/2021 | | | | | | | | | |
| 1114 | OPERUH REST | 02523 | L | | | RHQ | | | | |
| 1115 | OPERUH ELEM | 02523 | 45 | | | JUPIA | 6 | 1.0 | | |
| 1116 | OPERUH LIM | 02523 | I | | | F | | | 3600 | Qdef,min_JU |
| 1117 | &OPERUH LIM | 02523 | I | | | F | | | 3300 | |
| 155 | OPERUH REST | 00396 | L | | | RHQ | | | | 22/01/2022 – Qmenor |
| 156 | OPERUH ELEM | 00396 | 46 | | | P.PRIMAVERA | 6 | 1.0 | | |
| 157 | OPERUH LIM | 00396 | I | | | F | | | 24000 | Qdef,máx_PP |
| 167 | OPERUH REST | 02347 | L | | | RHQ | | | | |
| 168 | OPERUH ELEM | 02347 | 46 | | | P.PRIMAVERA | 6 | 1.0 | | |
| 169 | OPERUH LIM | 02347 | I | | | F | | | 2900 | Qdef,min_PP (alterada) |
| 1109 | OPERUH REST | 02451 | L | | | RHQ | | | | |
| 1110 | OPERUH ELEM | 02451 | 45 | | | JUPIA | 6 | 1.0 | | |
| 1111 | OPERUH LIM | 02451 | I | | | F | | | 3600 | Qdef,máx_JU |
| 1112 | & | | | | | | | | | |
| 1113 | & Tratamento realizado pela CCEE, respeitando a previsibilidade estabelecida pela Resolucao CNPE no 22/2021 | | | | | | | | | |
| 1114 | OPERUH REST | 02523 | L | | | RHQ | | | | |
| 1115 | OPERUH ELEM | 02523 | 45 | | | JUPIA | 6 | 1.0 | | |
| 1116 | OPERUH LIM | 02523 | I | | | F | | | 2300 | Qdef,min_JU (alterada) |
| 1117 | &OPERUH LIM | 02523 | I | | | F | | | 3300 | |
| 155 | OPERUH REST | 00396 | L | | | RHQ | | | | 22/01/2022 – Qmaior |
| 156 | OPERUH ELEM | 00396 | 46 | | | P.PRIMAVERA | 6 | 1.0 | | |
| 157 | OPERUH LIM | 00396 | I | | | F | | | 24000 | Qdef,máx_PP |
| 167 | OPERUH REST | 02347 | L | | | RHQ | | | | |
| 168 | OPERUH ELEM | 02347 | 46 | | | P.PRIMAVERA | 6 | 1.0 | | |
| 169 | OPERUH LIM | 02347 | I | | | F | | | 4600 | Qdef,min_PP (alterada) |
| 1109 | OPERUH REST | 02451 | L | | | RHQ | | | | |
| 1110 | OPERUH ELEM | 02451 | 45 | | | JUPIA | 6 | 1.0 | | |
| 1111 | OPERUH LIM | 02451 | I | | | F | | | 19000 | Qdef,máx_JU (alterada) |
| 1112 | & | | | | | | | | | |
| 1113 | & Tratamento realizado pela CCEE, respeitando a previsibilidade estabelecida pela Resolucao CNPE no 22/2021 | | | | | | | | | |
| 1114 | OPERUH REST | 02523 | L | | | RHQ | | | | |
| 1115 | OPERUH ELEM | 02523 | 45 | | | JUPIA | 6 | 1.0 | | |
| 1116 | OPERUH LIM | 02523 | I | | | F | | | 4000 | Qdef,min_JU (alterada) |
| 1117 | &OPERUH LIM | 02523 | I | | | F | | | 3300 | |

Figura 14. Exemplo da representação das restrições de vazões defluentes de Jupia e Porto Primavera no deck original (verde) e das alterações nos decks dos casos alternativos (vermelho para Q_{menor} e azul para Q_{maior}).

Fonte: Elaboração própria.

3.3.7 Seleção dos Arquivos de Saída e Análise de Resultados

Ao final da rodada de cada deck (dia), obtém-se 71 arquivos de resultados, dos quais dois foram utilizados para este estudo: “PDO_SIST.DAT” e “PDO_OPER_USIH.DAT” (Figura 15). O primeiro arquivo organiza as informações por subsistema, e dele foram extraídas as informações referentes ao CMO em R\$/MWh, soma da geração térmica (GT) e hidrelétrica (GH) totais em MW e energia armazenada (EAR) (MWh). O segundo arquivo dispõe os resultados por usina hidrelétrica e foi utilizado para a análise das quatro usinas de interesse e para a agregação por bacia hidrográfica de interesse. Dele, foram extraídas as seguintes informações: GH em MW, volume útil final (Vol Fim) em hm³ para a agregação por bacia e em porcentagem do volume útil (% VU) para a análise por usina e valor da água (VA) em R\$/MWh nas usinas de interesse.

Os resultados em cada arquivo são apresentados em escala semi-horária. Para cada caso, foi necessário extrair as 48 primeiras semi-horas de cada um dos sete dias para montar a sequência das 336 semi-horas do período de análise. A extração desses dados foi realizada com auxílio de programação em Python. A organização dos resultados e o cálculo da MacFLEX foram feitos na ferramenta Excel.

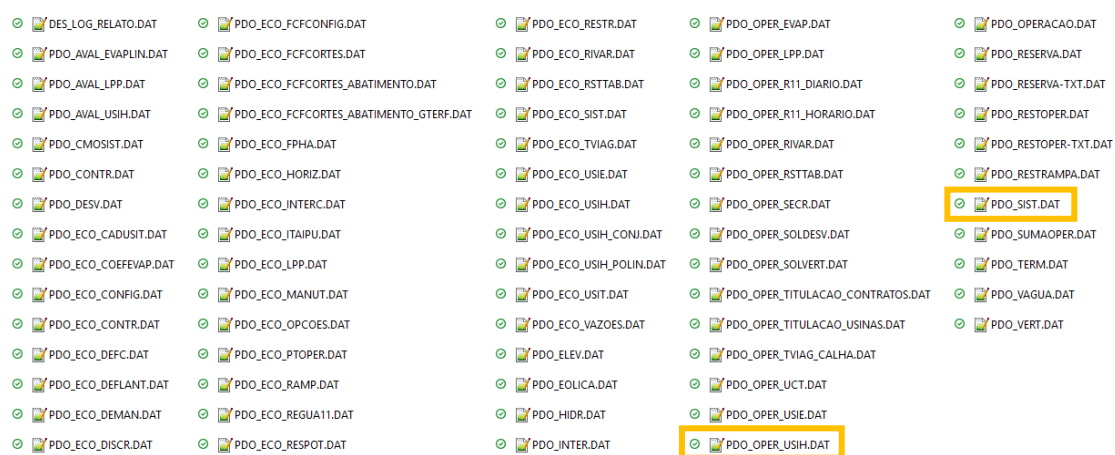


Figura 15. Dados de saída (71 arquivos) por deck rodado, com destaque para os arquivos utilizados na análise de resultados.

Fonte: Elaboração própria

3.3.8 Resumo do Fluxo Metodológico

A Figura 16 sintetiza o fluxo da preparação dos dados de entrada e aplicação da metodologia para os casos Base, Q_{menor} e Q_{maior} .

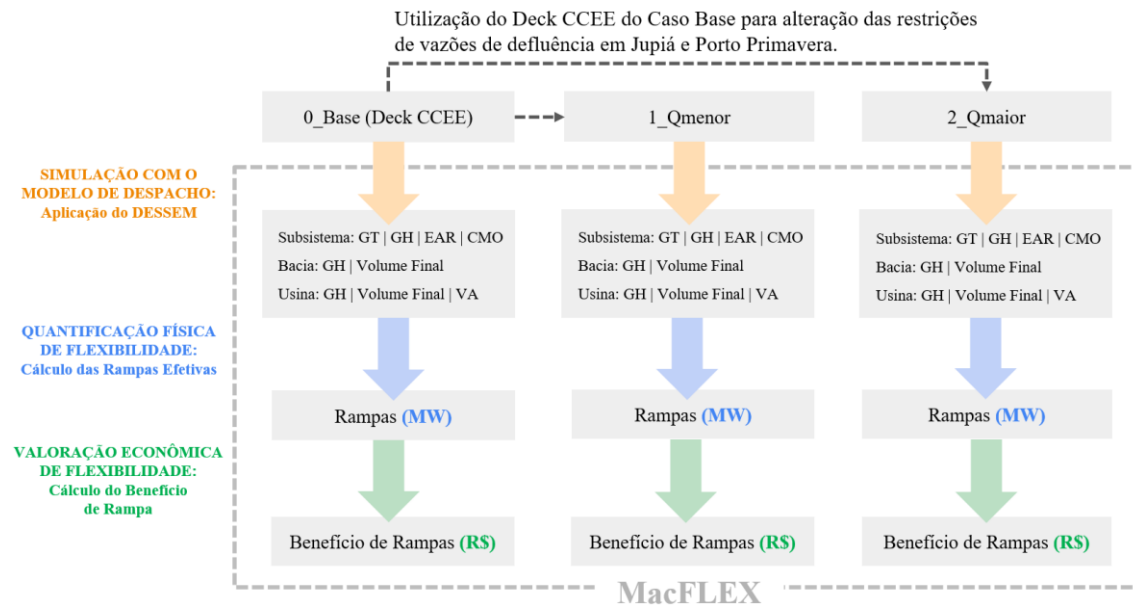


Figura 16. Resumo esquemático do fluxo metodológico.

Fonte: Elaboração própria.

4. Resultados e Análises

Este capítulo conta com a descrição e discussão dos resultados obtidos após a aplicação da metodologia.

4.1 Descrição dos Resultados

A descrição dos resultados está dividida em três partes: SIN e Subsistemas, Bacias de Interesse e Usinas Hidrelétricas de Interesse.

4.1.1 SIN e Subsistemas

A primeira etapa da metodologia (aplicação do DESSEM) resulta no despacho da geração e, a partir dele, é possível obter o CMO, a GT, a GH e a EAR por subsistema. O Caso Base apresentou CMO para os subsistemas Norte e Nordeste praticamente nulos, enquanto os subsistemas Sul e Sudeste apresentaram valores mínimos de R\$ 56,00, próximos à média de R\$ 65,00, com um pico no dia 25 de janeiro de R\$ 272,39 às 15h00, conforme Figura 17. Este pico coincide com a demanda máxima do SIN na semana, que ocorreu no mesmo dia às 15h44.

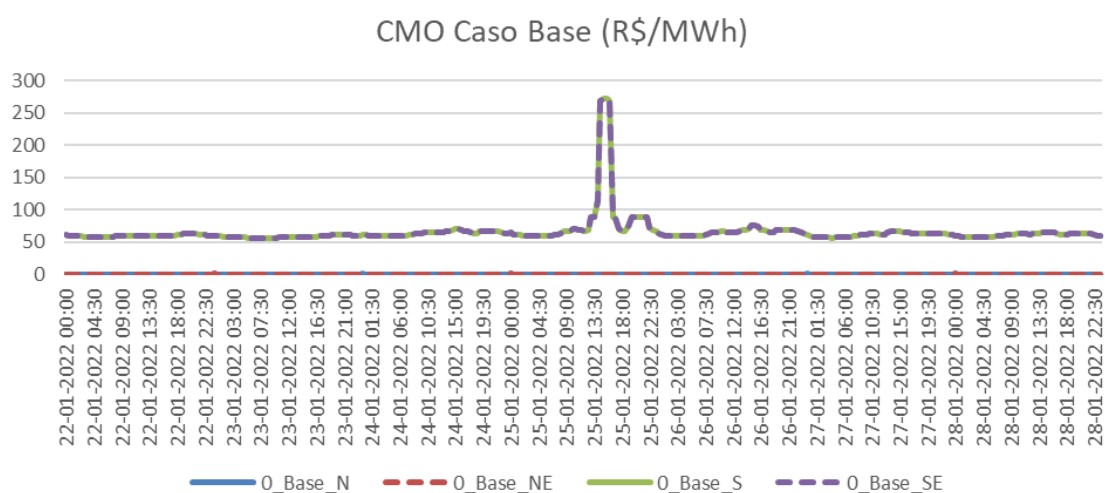


Figura 17. CMO por subsistema - Caso Base.

Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

A Figura 18 apresenta o comportamento da GT resultante da rodada do Caso Base. Praticamente não houve GT no Nordeste. A GT no Norte se manteve estável em torno de 700 MW. No Sul, houve alguns picos regulares em torno de 00h todos os dias. No dia 25, uma elevação da GT no Sul (até 523 MW) coincide com o pico de CMO. No dia 25, a GT no Sul cai para próxima de zero no dia 28 até o fim do horizonte de análise. A GT do Sudeste se mantém estável em torno de 2.900 MW até dia 25, 9h, quando o patamar de GT cai para 2.600 MW até o final do horizonte.

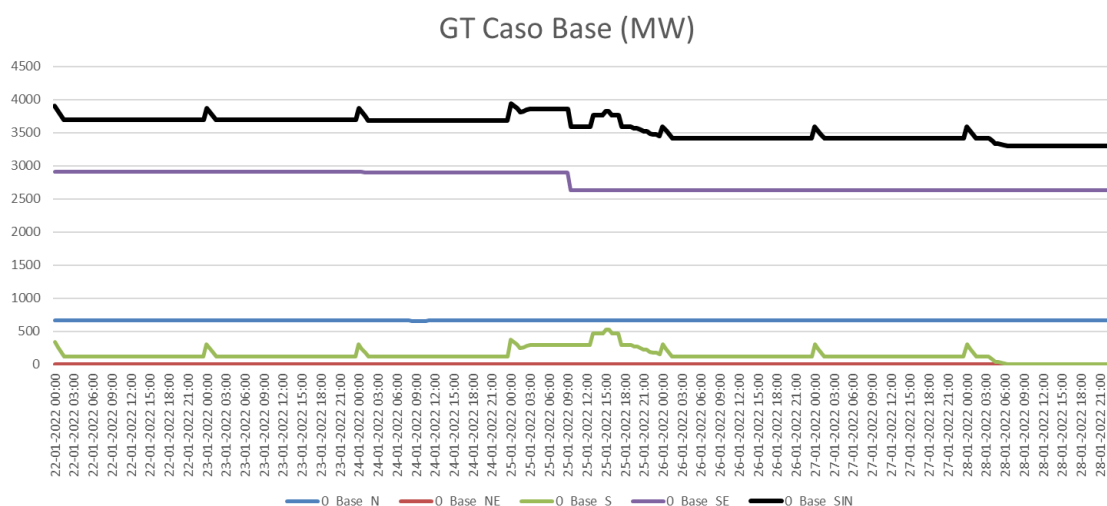


Figura 18. GT por subsistema e SIN - Caso Base.

Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

A GH do Caso Base é exposta na Figura 19. A GH do Norte e Nordeste se mantêm próximas à geração média. A GH no Sul e no SE apresentam perfil de acompanhamento de carga, sendo o Sudeste a maior capacidade instalada de hidrelétrica, definindo o perfil de GH do SIN. A Figura 20 mostra as GH, GT e total (GH + GT) em GWh do período de análise. O Quadro 12 apresenta os armazenamentos médios em cada subsistema e SIN.

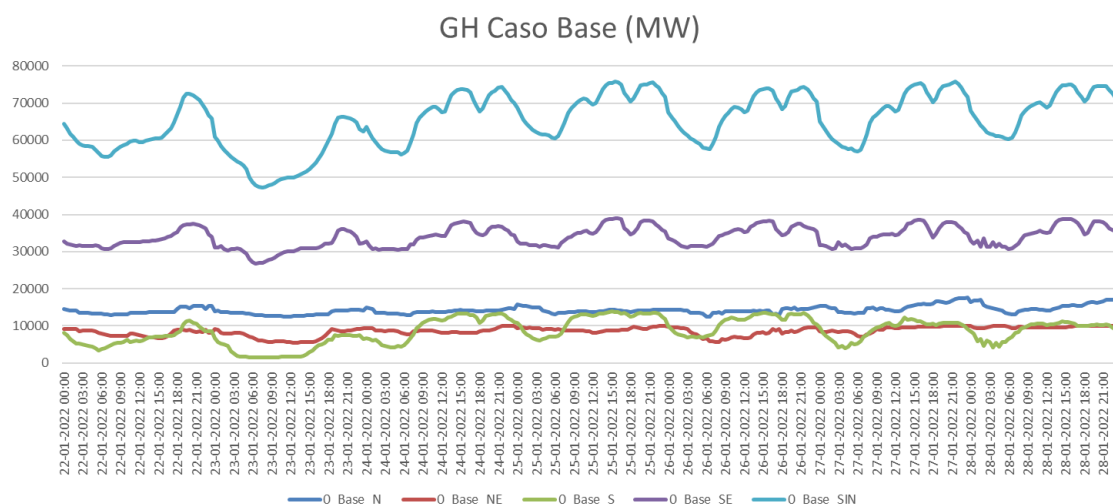


Figura 19. GH por subsistema e SIN - Caso Base.

Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

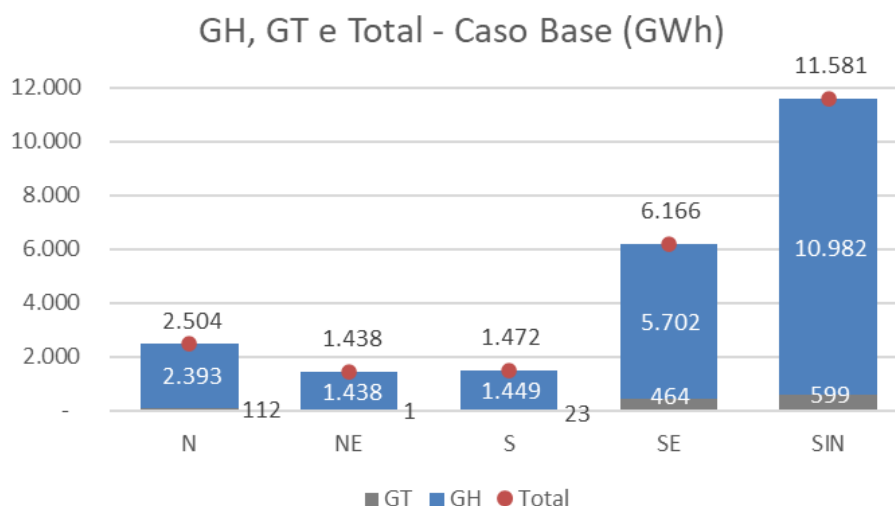


Figura 20. GH, GT e Total - Caso Base.

Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

Quadro 12. Energia Armazenada Média (EAR_{méd}) por subsistema e SIN - Caso Base.

| EAR _{méd} | N | NE | S | SE | SIN |
|--------------------|--------|--------|-------|--------|---------|
| (MWh) | 15.148 | 25.171 | 7.382 | 83.064 | 130.765 |

Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

O Quadro 13 e o Quadro 14 apresentam um resumo das variações entre os casos *Qmenor* e *Qmaior* em relação ao caso Base, respectivamente. No caso *Qmenor*, é possível observar que não há alteração significativa entre em relação ao caso de referência para nenhum dos parâmetros avaliados.

Já no caso *Qmaior*, não houve variação significativa no CMO, GT e GH do Norte e Nordeste. A EAR em todos os subsistemas também não sofreu impactos relevantes. Contudo, nota-se uma redução expressiva do CMO máximo nos subsistemas Sul e Sudeste. A Figura 21 mostra a evolução do CMO nesses subsistemas, em que a média se manteve entre R\$60,00 e R\$65,00, exceto por um pico ocorrido no dia 25 de janeiro, em que atingiu R\$ 272,00 para ambos os subsistemas às 15h30 nos casos Base e *Qmenor*. No Norte e Nordeste, o CMO se manteve nulo ou próximo de zero por todo período de análise nos três casos.

Para o cenário *Qmaior*, em que é necessário defluir mais água das usinas de Jupia e Porto Primavera, é possível destacar: GT no Sul reduziu para zero; GT total em MWh caiu 8% no SIN (48.788 MWh), GT no sul caiu 99% (22.928 MWh) e GT no Sudeste caiu 6% (25.860 MWh).

Em relação à GH, pode-se dizer que o modelo realocou a GH entre os subsistemas, aumentando a GH total na mesma ordem de redução da GT total. O aumento de GH no SIN, contudo, reflete um aumento de apenas 0,45% da GH do SIN, dado ao porte de geração mais elevado. Mesmo assim, esse 0,45% equivalem a 49.145 MWh a mais no *Qmaior* em relação ao caso Base, compensando a redução de GT no SIN no mesmo caso (48.788 MWh). Houve 5% (292.892 MWh) de aumento da GH no Sudeste e 16% (238.176 MWh) de redução no Sul, evidenciando a realocação da GH entre subsistemas.

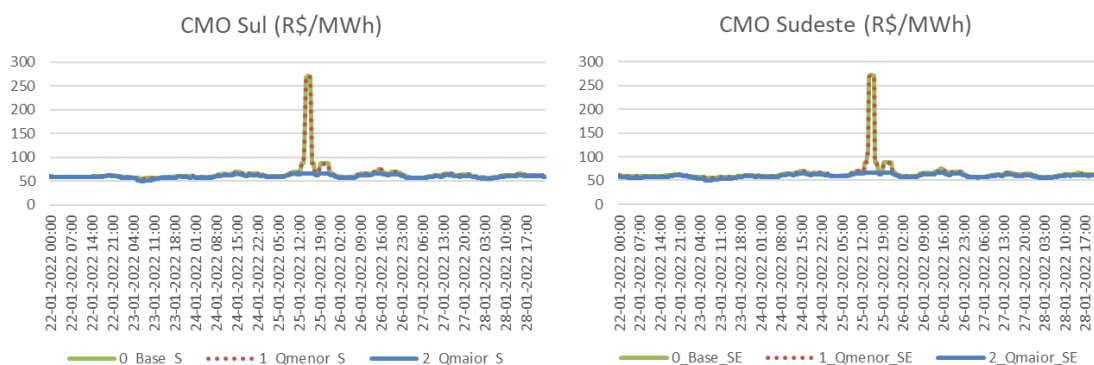


Figura 21. Evolução do CMO dos subsistemas Sul e Sudeste ao longo do período de análise.

Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

Quadro 13. Variação entre o Caso *Qmenor* e o Caso Base – Sistemas e SIN.

| Parâmetro | Escala Subsistema | Variação (<i>Qmenor</i> em relação ao Base) | | | Observação |
|-----------|-------------------|--|----------------|----------------|---|
| | | CMO máx (R\$/MWh) | Geração (MWh) | EAR méd (MWh) | |
| CMO | N e NE | 1,00 (0%) | - | - | CMO médio nulo para esses subsistemas |
| | SE e S | 0,00 (0%) | - | - | CMO médio em torno de R\$ 65,00; manutenção do pico no dia 25/01/22 |
| GT | N e NE | - | 0 (0%) | - | perfil não se alterou |
| | S | - | -3 (0%) | - | |
| | SE | - | +1 (0%) | - | |
| | SIN | - | -2 (0%) | - | |
| GH | N | - | -1.0570 (0%) | - | praticamente não houve alteração |
| | NE | - | +1.038 (0%) | - | |
| | S | - | +172 (0%) | - | |
| | SE | - | -151 (0%) | - | |
| | SIN | - | +2 (0%) | - | |
| EAR | N | - | - | +5 (0%) | praticamente não houve alteração |
| | NE | - | - | 0 (0%) | |
| | S | - | - | 0 (0%) | |
| | SE | - | - | +1 (0%) | |
| | SIN | - | - | +6 (0%) | |

Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

Quadro 14. Variação entre o Caso *Qmaior* e o Caso Base – Sistemas e SIN.

| Parâmetro | Escala Subsistema | Variação (<i>Qmaior</i> em relação ao Base) | | | Observação |
|-----------|-------------------|--|-------------------------|-----------------|---|
| | | CMO máx (R\$/MWh) | Geração (MWh) | EAR méd (MWh) | |
| CMO | N e NE | 0,32 (43%) | - | - | CMO médio nulo para esses subsistemas. A variação de 43% é da ordem de centavos |
| | SE e S | -206 (-76%) | - | - | CMO médio em torno de R\$ 60,00; redução do pico no dia 25/01/22 |
| GT | N e NE | - | 0 (0%) | - | perfil não se alterou |
| | S | - | -22.928 (-99%) | - | reduziu a zero |
| | SE | - | -25.856 (-6%) | - | caiu na primeira parte da semana operativa |
| | SIN | - | -48.788 (-8%) | - | reduziu |
| GH | N | - | -1.057 (-1%) | - | praticamente não houve alteração |
| | NE | - | +1.038 (+1%) | - | |
| | S | - | -238.176 (-16%) | - | reduziu |
| | SE | - | +292.892 (+5%) | - | aumentou |
| | SIN | - | +49.145 (+0,45%) | - | praticamente não houve alteração |
| EAR | N | - | - | +144 (0%) | praticamente não houve alteração |
| | NE | - | - | -1 (0%) | |
| | S | - | - | +27 (0%) | |
| | SE | - | - | -116 (0%) | |
| | SIN | - | - | +54 (0%) | |

Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

4.1.2 Bacias de Interesse: Paranaíba, Grande, Tietê, Paranapanema e Paraná

A aplicação do DESSEM também resulta em GH e VU por usina hidrelétrica que, somadas segundo sua localização, apresentam as GH e VU por bacia hidrográfica. O Quadro 15 e Quadro 16 apresentam os resultados para as bacias de interesse de GH e de VU em hm³, respectivamente.

Quadro 15. GH por bacia de interesse - Caso Base.

| GH | Paranaíba | Grande | Tietê | Paranapanema | Paraná |
|-------|-----------|---------|---------|--------------|-----------|
| (MWh) | 791.197 | 574.486 | 199.043 | 313.987 | 1.414.134 |

Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

Quadro 16. VU por bacia de interesse - Caso Base

| VU | Paranaíba | Grande | Tietê | Paranapanema | Paraná |
|------------------------|-----------|--------|-------|--------------|--------|
| méd (hm ³) | 17.946 | 13.881 | 4.382 | 4.402 | 2.862 |

Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

O Quadro 17 e o Quadro 18 apresentam as variações entre os casos *Qmenor* e *Qmaior* em relação ao caso Base, respectivamente. No caso *Qmenor*, é possível observar que não há alteração significativa entre em relação ao caso de referência para nenhum dos parâmetros avaliados. Já no caso *Qmaior*, houve variação significativa nas GH das bacias de interesse, assim como em suas potências máxima, média e mínima. Destacam-se:

- aumento pequeno na GH na bacia do Paranaíba em 1% (5 GWh);
- redução da geração hidrelétrica na bacia do Grande em 8% (43 GWh);
- elevação em quase 20% na geração da bacia do Tietê (35 GWh);
- redução da geração no Paranapanema de 7% (20 GWh);
- aumento de 22% na geração do curso principal do Paraná (313 GWh);
- aumento total de 9% na GH desse grupo de bacias (290 GWh).

O aumento na GH total desse grupo de bacias é praticamente equivalente ao aumento de geração no Sudeste para esse caso (292 GWh, no Quadro 14). Não houve alteração significativa nos volumes úteis, exceto por uma redução de 6% no VU do Paraná (correspondente ao reservatório de Ilha Solteira, o único de armazenamento na calha principal do Paraná).

Quadro 17. Variação entre o Caso *Qmenor* e o Caso Base – Bacias de Interesse

| Variação (<i>Qmenor</i> em relação ao Base) | | | | |
|--|--------------|-----------------|-------------------------|-----------------------------------|
| Parâmetro | Escala Bacia | Geração (MWh) | Volume Útil médio (hm³) | Observação |
| GH | Paranaíba | +110 (0%) | - | não houve alteração significativa |
| | Grande | -1 (0%) | - | |
| | Tietê | -92 (0%) | - | |
| | Paranapanema | +57 (0%) | - | |
| | Paraná | -163 (0%) | - | |
| | Total | -90 (0%) | - | |
| VU | Paranaíba | - | 0 (0%) | não houve alteração significativa |
| | Grande | - | 0 (0%) | |
| | Tietê | - | 0 (0%) | |
| | Paranapanema | - | 0 (0%) | |
| | Paraná | - | +1 (0%) | |

Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

Quadro 18. Variação entre o Caso *Qmaior* e o Caso Base – Bacias de Interesse

| Variação (<i>Qmaior</i> em relação ao Base) | | | | |
|--|---------------|----------------------|-------------------------|-----------------------------------|
| Parâmetro | Escala Bacias | Geração (MWh) | Volume Útil médio (hm³) | Observação |
| GH | Paranaíba | +5.183 (+1%) | - | não houve alteração significativa |
| | Grande | -43.275 (-8%) | - | redução da geração |
| | Tietê | 35.821 (+18%) | - | elevação da geração |
| | Paranapanema | -20.885 (-7%) | - | redução da geração |
| | Paraná | +313.234 (+22%) | - | elevação da geração |
| | Total | 290.077 (+9%) | - | elevação da geração total |
| VU | Paranaíba | - | -2 (0%) | não houve alteração significativa |
| | Grande | - | +1 (0%) | |
| | Tietê | - | -27 (-1%) | |
| | Paranapanema | - | +8 (0%) | |
| | Paraná | - | -162 (-6%) | redução pequena do VU |

Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

4.1.3 Usinas Hidrelétricas de Interesse: Ilha Solteira, Jupiá, Porto Primavera e Itaipu

Para as UHEs de interesse, foram aplicadas as três etapas da metodologia: despacho de geração (DESSEM), quantificação física e valoração econômica das rampas.

4.1.3.1 Despacho de Geração

A aplicação do modelo DESSEM resulta na GH, VA e VU das usinas de interesse. O perfil de GH, seus valores máximo, médio e mínimo e o somatório da GH em MWh foram sintetizados na Figura 22, Figura 23 e Figura 24, respectivamente. Os resultados de VA são apresentados na Figura 25 e Figura 26, e os de VU, na Figura 27.

Em relação ao caso Base, pode-se dizer que no *Qmenor* quase não houve mudança significativa em relação às GH. Destaca-se a penas que Porto Primavera conseguiu executar rampas mais profundas, reduzindo a GH durante as madrugadas (potência mínima caiu 9%, equivalente a 66 MW). Já no caso *Qmaior*, as GH das usinas do rio Paraná mudou significativamente.

A usina de Ilha Solteira e de Jupiá sofreram aumento da GH no caso *Qmaior*, se mantendo acima da média do caso Base e *Qmenor*. Ilha Solteira teve um aumento de 137% na GH (214 GWh), com 126% de aumento na potência máxima (1,8 GW) e 137% de aumento da potência média (1,3 GW). Para Jupiá, o patamar de GH foi consideravelmente mais alto, com aumento de 95 GWh (81%) e de 772 MW (104%), 563 MW (81%) e 356 MW (52%) nas potências máxima, média e mínima respectivamente. Destaca-se que, no *Qmaior*, Jupiá não gera mais de forma uniforme, mas executa rampas.

No *Qmaior*, a GH em Porto Primavera sofreu redução da potência máxima em 22 MW (3%). Mesmo assim, Porto Primavera gerou 8% a mais (10 GWh), com elevação de 59 MW (8%) na potência média e de 106 MW (15%) na potência mínima. Já em Itaipu não houve alteração significativa em relação ao caso Base, exceto uma redução de pequeno pico de geração na noite do dia 23/01/22 no *Qmaior*. Para essa usina, em termos de somatório de GH, houve uma redução de quase 5 GWh que, contudo, não foi relevante para ordem de grandeza de geração da usina (na ordem dos 1.000 GWh nos três casos). A GH somada das quatro usinas aumentou 22% no *Qmaior*, correspondendo a um ganho de 313 GWh de geração.

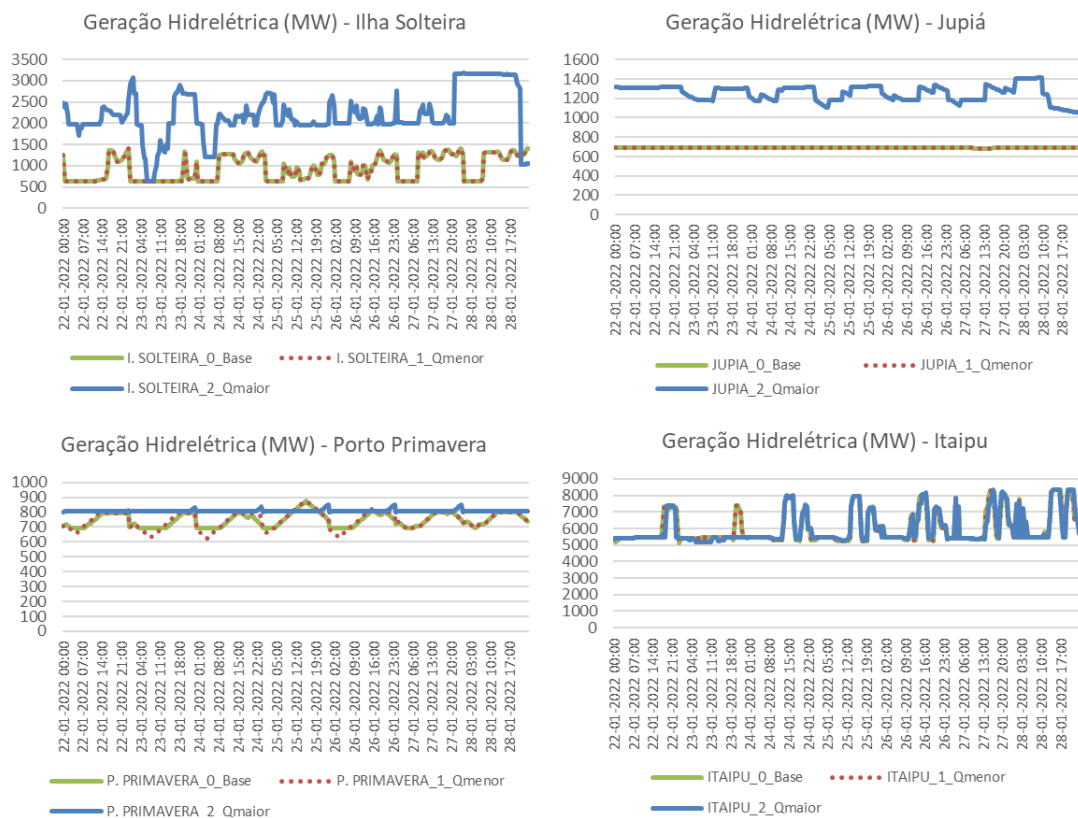


Figura 22. Perfil de GH por usina de interesse ao longo do período de análise.
 Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

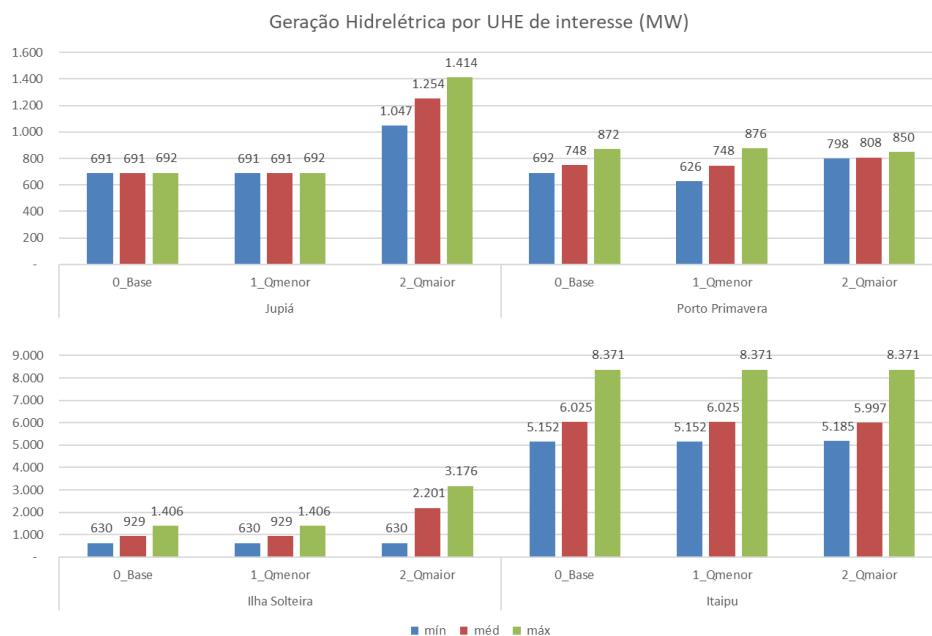


Figura 23. Valores máximo, médio e mínimo da GH por usina de interesse.
 Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

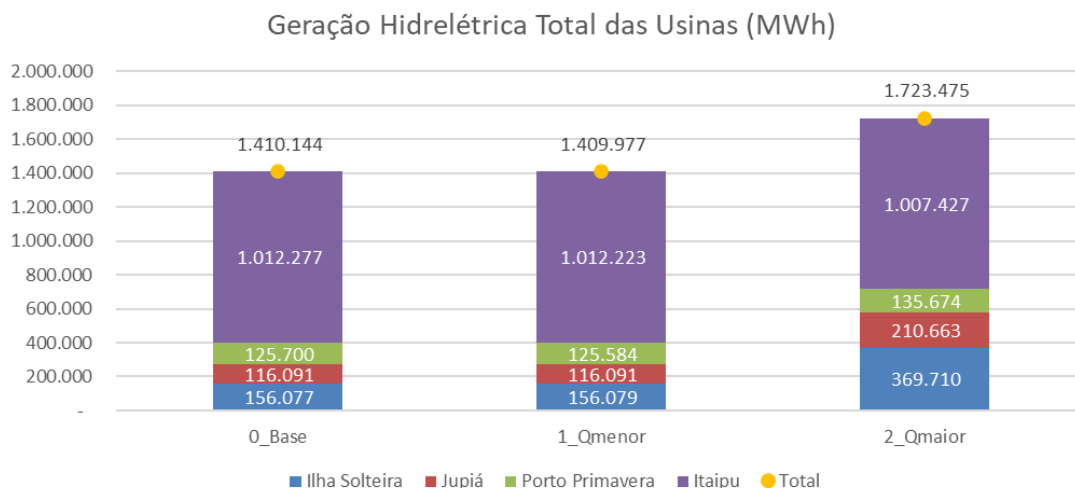


Figura 24. Somatório da GH nas usinas de interesse por cenário.

Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

A Figura 25 e a Figura 26 apresentam o perfil de VA e a variação dos valores máximo, médio e mínimo para cada usina em cada caso. O caso *Qmenor* e Base apresentam comportamento muito similar. Em contrapartida, o caso *Qmaior* apresenta VA em Ilha Solteira e Jupia mais elevados, mantendo o perfil de pequenos picos. Já em Porto Primavera, o valor da água mudou completamente de comportamento, elevando consideravelmente o VA mínimo, médio e máximo em 20% (R\$10,00), 661% (R\$358,00) e 1143% (R\$681,00). Itaipu apresentou queda de aproximadamente R\$ 20,00 no *Qmaior* em relação ao Caso Base durante o dia 25 de janeiro.

Para avaliação de volume útil, somente a usina de Ilha Solteira conta com reservatório de armazenamento e regularização mensal. É possível observar na Figura 27, a variação do volume armazenado em porcentagem de volume útil. O caso *Qmenor* não apresenta variação significativa em relação ao caso Base, enquanto o caso *Qmaior* mostra um decaimento do volume útil. Assim, no *Qmaior*, os volumes médio e máximo de Ilha Solteira caíram 2p.p. e 3p.p, o que representa, respectivamente, uma queda de 11% e 12%.

O Quadro 19 e Quadro 20 sintetizam as variações entre o Caso Base e os casos alternativos com observações qualitativas.

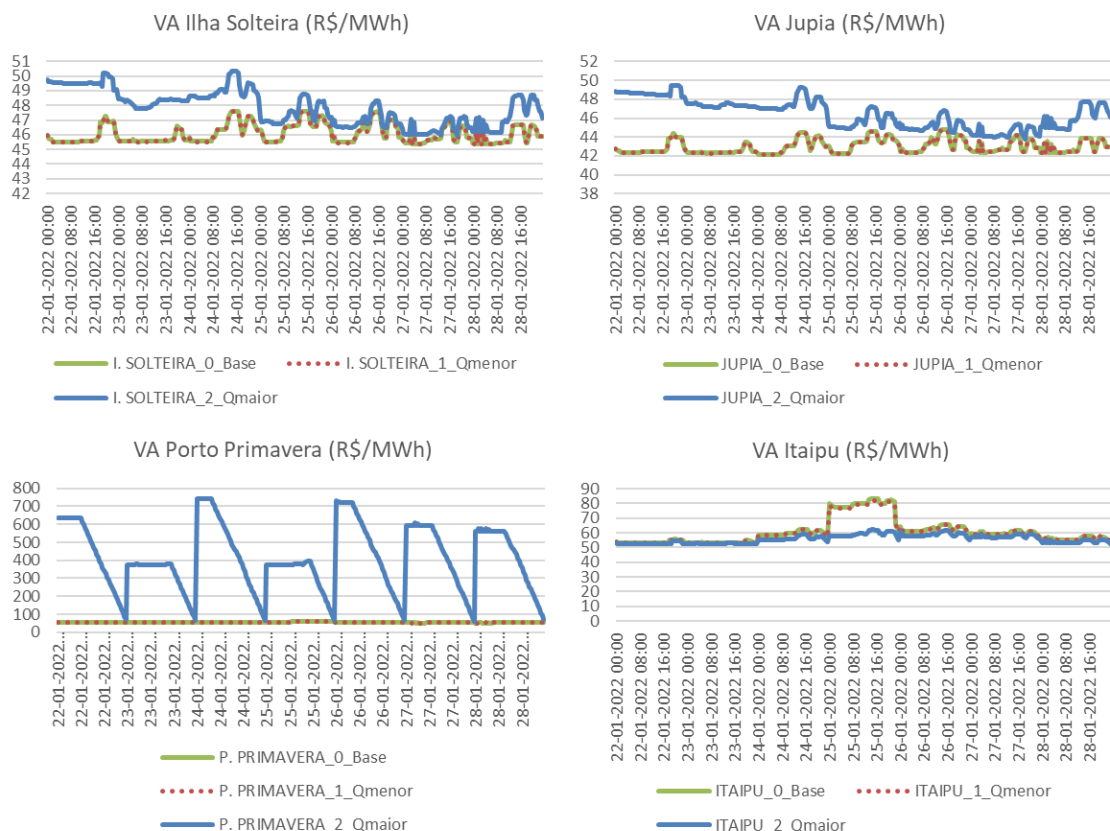


Figura 25. Perfil de VA nas usinas de interesse ao longo do período de análise.
 Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

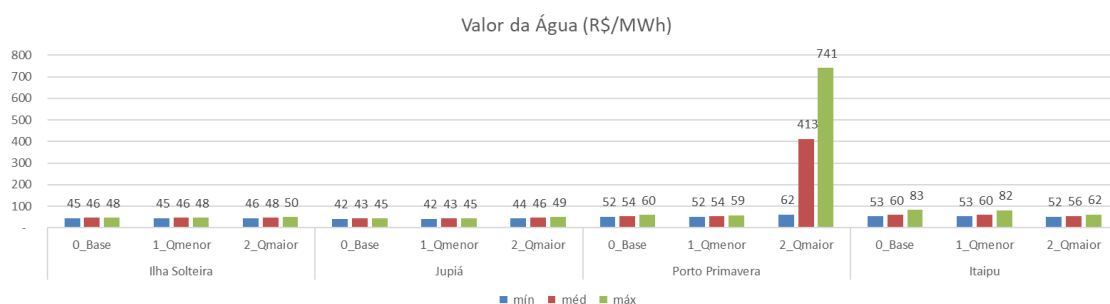


Figura 26. Valores máximo, médio e mínimo de VA para as usinas de interesse.
 Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

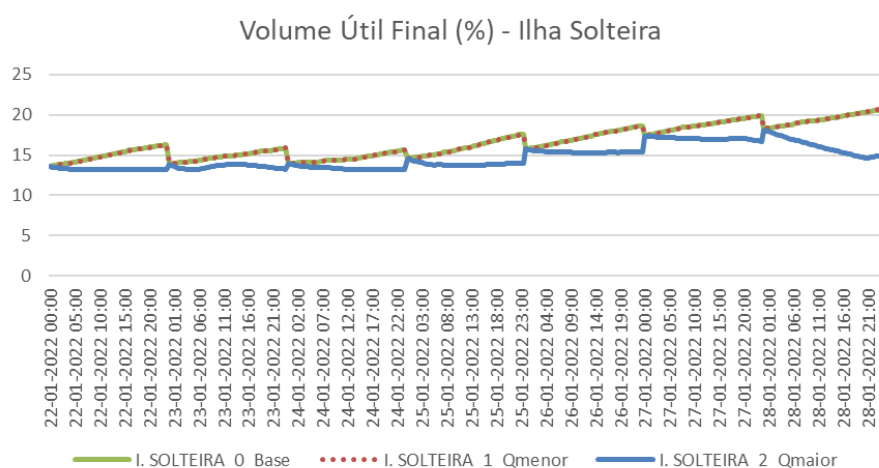


Figura 27. Perfil de Volume Útil na usina de Ilha Solteira ao longo do período de análise.
 Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

Quadro 19. Variação entre o Caso *Qmenor* e o Caso Base – Usinas de Interesse.

| Parâmetro | Escala UHE | Variação (<i>Qmenor</i> em relação ao Base) | | | | | | Observação |
|-----------|-----------------|--|-----------------|----------------|-----------------|-----------|-----------------|-----------------------------------|
| | | Geração | Potência Máxima | Potência Média | Potência Mínima | VA máximo | Vol. Útil médio | |
| | | (MWh) | (MW) | (MW) | (MW) | (R\$/MWh) | (% VU) | |
| GH | Ilha Solteira | +3 (0%) | 0 (0%) | 0 (0%) | 0 (0%) | - | - | não houve alteração significativa |
| | Jupiá | 0 (0%) | 0 (0%) | 0 (0%) | 0 (0%) | - | - | |
| | Porto Primavera | -116 (0%) | +3 (0%) | -1 (0%) | -66 (-9%) | - | - | redução na pot. mín |
| | Itaipu | -54 (0%) | 0 (0%) | 0 (0%) | 1 (0%) | - | - | não houve alteração significativa |
| | Total | -167 (0%) | - | - | - | - | - | |
| VA e VU | Ilha Solteira | - | - | - | - | 0 (0%) | 0 (0%) | não houve alteração significativa |
| | Jupiá | - | - | - | - | 0 (0%) | - | |
| | Porto Primavera | - | - | - | - | 0 (0%) | - | |
| | Itaipu | - | - | - | - | -1 (-1%) | - | |

Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

Quadro 20. Variação entre o Caso *Qmaior* e o Caso Base – Usinas de Interesse.

| Parâmetro | Escala UHE | Variação (<i>Qmaior</i> em relação ao Base) | | | | | Vol. Útil médio (% VU) | Observação |
|-----------|-----------------|--|-------------------------|------------------------|-------------------------|-------------------|---------------------------|---|
| | | Geração (MWh) | Potência Máxima (MW) | Potência Média (MW) | Potência Mínima (MW) | VA (R\$/MWh) | | |
| GH | Ilha Solteira | +213.634 (+137%) | +1.770 (+126%) | +1.272 (+137%) | 0 (0%) | - | - | elevação do patamar de geração (aumento da pot. méd e máx) |
| | Jupiá | +94.572 (+81%) | +722 (+104%) | +563 (+81%) | +356 (+52%) | - | - | alteração relevante de perfil e elevação do patamar de geração (aumento da pot. méd e máx) |
| | Porto Primavera | +9.974 (8%) | -22 (-3%) | +59 (+8%) | +106 (+15%) | - | - | alteração relevante de perfil (mais uniforme), com aumento da pot. méd e redução da pot. máx |
| | Itaipu | -4.849 (0%) | 0 (0%) | -29 (0%) | +34 (+1%) | - | - | alteração insignificante |
| | Total | +313.330 (+22%) | - | - | - | - | - | aumento da geração total |
| VA e VU | Ilha Solteira | - | - | - | - | +3 (+6%) | -2 (-12%) | aumento do VA médio e máximo; redução do VU médio |
| | Jupiá | - | - | - | - | +5 (+10%) | - | aumento do VA médio e máximo |
| | Porto Primavera | - | - | - | - | +681 (+1.143%) | - | aumento do VA ao longo da noite, com queda ao longo da manhã até o valor médio do Caso Base de R\$55,00 |
| | Itaipu | - | - | - | - | -21 (-25%) | - | redução do VA médio e máximo |

Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

4.1.3.2 Quantificação Física das Rampas de Potência

A modificação dos perfis de GH leva a uma alteração das rampas efetivas nessas usinas, expostas na Figura 28. Na usina de Ilha Solteira, não se observa alteração entre as rampas dos casos Base e *Qmenor*. Em compensação, no caso *Qmaior*, há maior frequência de rampas, assim como picos mais altos e alguns vales mais profundos. Os valores máximos de RUP e RDN³⁷, para essa usina, subiram 71% (485 MW) e 129% (998 MW). A maior GH nesta usina no cenário *Qmaior* executou mais rampas.

Para a usina de Jupia, o comportamento da GH nos casos Base e *Qmenor* é basicamente estável, sem variações significativas, levando a (quase) nenhuma rampa. No caso *Qmaior*, é possível observar uma frequência maior de rampas, com maiores picos e vales. A RUP média no *Qmaior* subiu de 0,001 para 4 MW (quase 4 mil vezes maior) e a RUP máxima subiu de 0,09 para 161 MW (quase 2 mil vezes maior). A RDN média aumentou mais de mil vezes, passando de 0,004 para 5 MW, e a RDN máxima aumentou 380 vezes, passando de 0,4 para 168 MW.

A usina de Porto Primavera sofreu o inverso da usina de Jupia: nos casos Base e *Qmenor*, sua geração apresentava um comportamento que variava periodicamente, com execuções claras de rampa. Destaca-se também que o caso *Qmenor* permitiu rampas mais profundas que o caso Base, com RUP médio aumentando 28% (1 MW), RDN médio aumentando 29% (1 MW) e RDN máximo aumentando 8% (8 MW). Já no caso *Qmaior*, a operação dessa usina ficou praticamente uniforme, o que se reflete em rampas consideravelmente menores: RUP máximo e médio caíram 10% (1 MW) e 74% (2 MW) e RDN máximo e médio caíram 51% (53 MW) e 74% (2 MW), respectivamente.

Já a usina de Itaipu praticamente não sofreu alteração no perfil de rampas, com exceção de um pequeno pico de geração que ocorreu no dia 23 entre 19h e 23h nos casos Base e *Qmenor*, que não ocorreu no *Qmaior* e, assim, não houve rampa. Mesmo assim, sua RUP média reduziu 5% (6 MW) e sua RDN máxima reduziu 13% (853 MW). Essas informações estão resumidas na Figura 28, na Figura 29, no Quadro 21 e Quadro 22. O intervalo de tempo Δt da análise é de 30 minutos, embora a Figura 28 seja exibida em intervalos de quatro em quatro horas para facilitar a visualização.

³⁷ Destaca-se que, neste trabalho, adota-se a unidade MW para as rampas de potência, visto que MW/hora é a unidade adotada somente para as taxas de rampa, conforme descrito nas Equações 1 e 2 do capítulo 3.

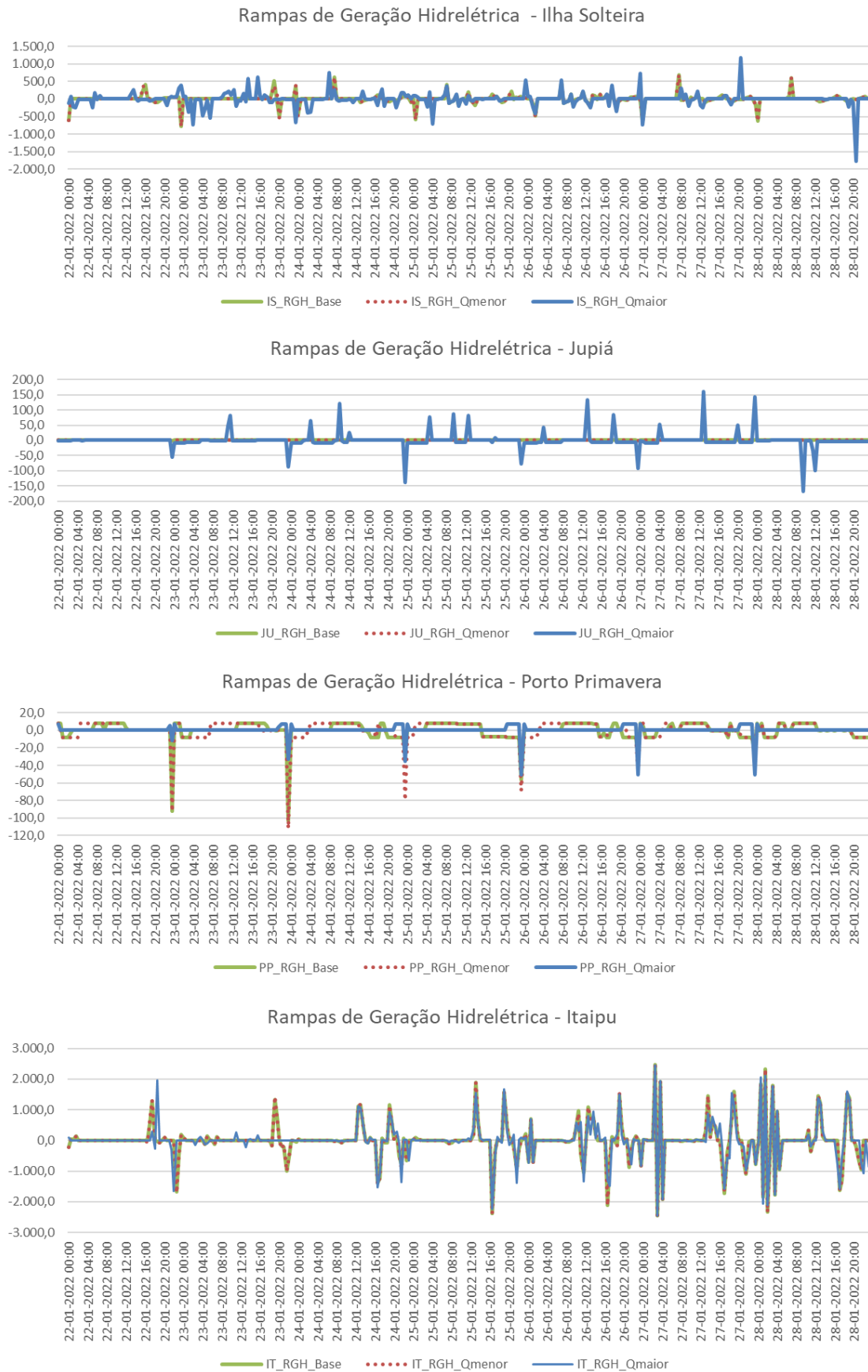


Figura 28. Perfil de rampas (MW) nas usinas de interesse ao longo do período de análise.

Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.



Figura 29. Valores máximo, médio e mínimo de RUP e RDN para as usinas de interesse.
 Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

Quadro 21. Variação das rampas entre Caso *Qmenor* e Caso Base - Usinas de interesse.

| Escala UHE | Variação (<i>Qmenor</i> em relação ao Base) | | | | | | Observação |
|-----------------|--|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|--|
| | RUP Máx (MW) | RUP Méd (MW) | RUP Mín (MW) | RDN Máx (MW) | RDN Méd (MW) | RDN Mín (MW) | |
| Ilha Solteira | 0 (0%) | 0 (0%) | 0 (0%) | 0 (0%) | 0 (0%) | 0 (0%) | não houve alteração significativa |
| Jupiá | 0 (0%) | 0 (0%) | 0 (0%) | 0 (0%) | 0 (0%) | 0 (0%) | |
| Porto Primavera | 0 (0%) | +1 (+28%) | 0 (0%) | +8 (+8%) | +1 (+29%) | 0 (0%) | rampas mais profundas (aumento da RDN máx) |
| Itaipu | -3 (0%) | 0 (0%) | 0 (0%) | -3 (0%) | 0 (0%) | 0 (0%) | não houve alteração significativa |

Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

Quadro 22. Variação das rampas entre Caso *Qmaior* e Caso Base - Usinas de interesse.

| Escala UHE | Variação (<i>Qmaior</i> em relação ao Base) | | | | | | Observação |
|-----------------|--|-------------------|--------------------|--------------------|-------------------|--------------------|---|
| | RUP Máxima (MW) | RUP Média (MW) | RUP Mínima (MW) | RDN Máxima (MW) | RDN Média (MW) | RDN Mínima (MW) | |
| Ilha Solteira | +485 (+71%) | +12 (+45%) | 0 (0%) | +998 (+129%) | +17 (+63%) | 0 (0%) | maior frequência de rampas e elevação de RUP e RDN máx. e méd. |
| Jupiá | +161 (+178.744%) | +4 (+369.628%) | 0 (0%) | +167 (+37.973%) | +5 (+115.855%) | 0 (0%) | saiu de uma GH flat (sem rampas) para um perfil de geração mais flexível |
| Porto Primavera | -1 (-10%) | -2 (-74%) | 0 (0%) | -53 (-51%) | -2 (-74%) | 0 (0%) | saiu de uma GH mais flexível para um perfil mais flat, com poucas e pequenas rampas |
| Itaipu | -2 (0%) | -4 (-5%) | 0 (0%) | -2 (0%) | -6 (-3%) | 0 (0%) | não houve alteração significativa |

Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

O Quadro 23 sintetiza o NFI (*flex*) para cada uma das usinas em cada caso, enquanto o Quadro 24 apresenta o NFI total agregado dessas usinas. Nos casos Base e *Qmenor*, a maior provisão de rampa se dá por Itaipu, seguido de Ilha Solteira. Jupiá encontra-se em último lugar em ambos os casos. Mesmo sem alterar sua posição no ranking de flexibilidade, Porto Primavera executa mais rampas em *Qmenor*. No caso *Qmaior*, Ilha Solteira eleva sua capacidade de executar rampas, assim como Jupiá, enquanto Porto Primavera e Itaipu reduzem suas provisões. Assim, em *Qmenor*, Ilha Solteira ocupa o primeiro lugar, deslocando Itaipu para a segunda posição. Porto Primavera e Jupiá trocam de posição, em relação ao Base. Em relação à flexibilidade total do grupo de usinas, percebe-se que o cenário *Qmaior* provê mais flexibilidade ao sistema.

Quadro 23. NFI das usinas de interesse em cada Caso.

| NFI por Usina | Base | Ranking de Flex | <i>Qmenor</i> | Ranking de Flex | <i>Qmaior</i> | Ranking de Flex |
|-------------------------|--------------|-----------------|---------------|-----------------|---------------|-----------------|
| <i>flex</i> _RUP_IS | 0,78% | 2 | 0,78% | 2 | 1,13% | 1 |
| <i>flex</i> _RUP_JU | 0,00% | 4 | 0,00% | 4 | 0,26% | 3 |
| <i>flex</i> _RUP_PP | 0,18% | 3 | 0,23% | 3 | 0,05% | 4 |
| <i>flex</i> _RUP_IT | 0,97% | 1 | 0,97% | 1 | 0,92% | 2 |
| <i>flex</i> _RDN_IS | 0,77% | 2 | 0,77% | 2 | 1,25% | 1 |
| <i>flex</i> _RDN_JU | 0,00% | 4 | 0,00% | 4 | 0,31% | 3 |
| <i>flex</i> _RDN_PP | 0,18% | 3 | 0,23% | 3 | 0,05% | 4 |
| <i>flex</i> _RDN_IT | 0,94% | 1 | 0,94% | 1 | 0,91% | 2 |
| <i>flex</i> _RUP+RDN_IS | 1,55% | 2 | 1,55% | 2 | 2,39% | 1 |
| <i>flex</i> _RUP+RDN_JU | 0,00% | 4 | 0,00% | 4 | 0,56% | 3 |
| <i>flex</i> _RUP+RDN_PP | 0,36% | 3 | 0,46% | 3 | 0,09% | 4 |
| <i>flex</i> _RUP+RDN_IT | 1,91% | 1 | 1,91% | 1 | 1,84% | 2 |

Legenda: IS = Ilha Solteira | JU = Jupiá | PP = Porto Primavera | IT = Itaipu

Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

Quadro 24. NFI Total do grupo de usinas de interesse em cada caso.

| NFI Total | Base | <i>Qmenor</i> | variação | <i>Qmaior</i> | <i>Qmaior</i> |
|--------------------|-------|---------------|----------|---------------|---------------|
| FLEX_RUP_Total | 0,80% | 0,81% | 0,6% | 0,84% | 4,7% |
| FLEX_RDN_Total | 0,78% | 0,79% | 0,6% | 0,86% | 9,8% |
| FLEX_RUP+RDN_Total | 1,59% | 1,60% | 0,6% | 1,70% | 7,2% |

Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

4.1.3.3 Valoração Econômica das Rampas de Potência

O Quadro 25 sintetiza o somatório dos benefícios de cada usina em cada caso e os Quadros 26 e 27 apresentam as variações dos casos *Qmenor* e *Qmaior* em relação ao Base, respectivamente. Em relação ao somatório dos benefícios das quatro usinas (Quadro 25), observa-se que a variação entre cenários foi próxima de zero: o total do Soma BRUP do *Qmenor* é 0,43% maior que o Base, e do *Qmaior* é 2,59% menor que o Base; o total do Soma BRDN do *Qmenor* é 0,41% maior que o Base, e do *Qmaior* é 2,08% maior; o total do Soma BRT do *Qmenor* é 0,42% maior que o Base e o do *Qmaior* é 0,39% menor.

No *Qmenor* (Quadro 26), observa-se que a variação dos benefícios de rampas ascendentes, descendentes e totais para Ilha Solteira, Jupia e Itaipu não foi significativo. Já a usina de Porto Primavera executou mais rampas, tanto ascendentes quanto descendentes no Caso *Qmenor* e houve aumento de 24% no SomaBRUP (R\$746,00), 28% no SomaBRDN (R\$6.840,00) e 26% do SomaBRT (R\$14.307,00).

No *Qmaior* (Quadro 27), houve elevação dos benefícios para Ilha Solteira e Jupia, enquanto houve redução nos benefícios de Porto Primavera e Itaipu, mantendo o total de benefícios das quatro usinas apenas 3% maior para BRUP, 2% maior para BDN e praticamente sem alteração no somatório de BRT das quatro usinas. Neste caso foi exigido mais GH em Ilha Solteira, levando a maior execução de rampas. Assim, houve um aumento dos somatórios de benefícios: 30% no SomaBRUP (175 mil reais), 70% no SomaBRDN (285 mil reais) e 46% do SomaBRT 461 mil reais).

No *Qmaior*, a GH de Jupia foi destravada da vazão máxima de 3.600 m³/s e houve aumento relevante do somatório de benefícios de rampa: aumento de mais de 3 mil vezes no SomaBRUP (80 mil reais), mais de mil vezes no SomaBRDN (74 mil reais) e quase 2 mil vezes no SomaBRT (153 mil reais). No mesmo caso, houve mudança do perfil de GH de Porto Primavera para uma geração flat, praticamente sem execução de rampas. Assim, o SomaBRUP, SomaBRDN e SomaBRT caíram 76% (47 mil reais), 65% (32 mil reais) e 71% (79 mil reais) em relação ao Caso Base, respectivamente.

A usina de Itaipu, no caso *Qmaior*, apresentou redução de 10% em todos os somatórios. As variações de SomaBRUP, SomaBRDN e SomaBRT foram de 301 mil reais, 260 mil reais e 561 mil reais, respectivamente.

Quadro 25. Síntese do somatório dos benefícios de rampa por usina e por cenário.

| (R\$) | Soma BRUP | | | Soma BRDN | | | Soma BRT | | |
|--------------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| UHE | Base | Qmenor | Qmaior | Base | Qmenor | Qmaior | Base | Qmenor | Qmaior |
| Ilha Solteira | 589.222 | 587.377 | 765.135 | 408.359 | 407.452 | 693.507 | 997.581 | 994.829 | 1.458.642 |
| Jupia | 25 | 25 | 79.782 | 59 | 59 | 73.415 | 84 | 84 | 153.197 |
| Porto Primavera | 62.298 | 77.233 | 15.015 | 49.451 | 63.130 | 17.521 | 111.749 | 140.362 | 32.536 |
| Itaipu | 2.921.821 | 2.924.248 | 2.620.771 | 2.716.573 | 2.716.773 | 2.456.049 | 5.638.394 | 5.641.020 | 5.076.820 |
| Total | 3.573.366 | 3.588.882 | 3.480.703 | 3.174.442 | 3.187.413 | 3.240.492 | 6.747.808 | 6.776.295 | 6.721.195 |
| Varição % em relação ao Base: | | 0,43% | -2,59% | | 0,41% | 2,08% | | 0,42% | -0,39% |
| Varição absoluta em relação ao Base: | | 15.516 | - 92.663 | | 12.971 | 66.050 | | 28.487 | - 26.613 |

Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

Quadro 26. Variação dos somatórios dos benefícios entre Caso Qmenor e Caso Base - Usinas de Interesse

| Escala UHE | Variação (Qmenor em relação ao Base) | | | Observação |
|-----------------|--------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|---|
| | Soma BRUP | Soma BRDN | Soma BRT | |
| | R\$ | R\$ | R\$ | |
| Ilha Solteira | -1.845 (0%) | -907 (0%) | -2.752 (0%) | não houve alteração significativa |
| Jupia | 0 (0%) | 0 (0%) | 0 (0%) | |
| Porto Primavera | +14.934 (+24%) | +13.679 (+28%) | +28.613 (+26%) | aumento do somatório de benefícios |
| Itaipu | +2.427 (0%) | +199 (0%) | +2.626 (0%) | não houve alteração significativa |
| Total | +15.516 (+0,43%) | +12.971 (+0,41%) | +28.487 (+0,42%) | efeito líquido neutro |

Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

Quadro 27. Variação dos somatórios dos benefícios entre Caso Qmaior e Caso Base - Usinas de Interesse.

| Escala UHE | Variação (Qmaior em relação ao Base) | | | Observação |
|-----------------|--------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|--|
| | Soma BRUP | Soma BRDN | Soma BRT | |
| | R\$ | R\$ | R\$ | |
| Ilha Solteira | +175.913 (+30%) | +285.148 (+70%) | +461.061 (+46%) | aumento significativo do somatório de benefícios |
| Jupia | +79.757 (+321.621%) | +73.356 (+124.304%) | +153.113 (+182.687%) | |
| Porto Primavera | -47.284 (-76%) | -31.929 (-65%) | -79.213 (-71%) | redução significativa do somatório de benefícios |
| Itaipu | -301.050 (-10%) | -260.524 (-10%) | -561.574 (-10%) | |
| Total | -92.663 (-2,59%) | +66.050 (+2,08%) | -26.613 (-0,39%) | efeito líquido neutro |

Fonte: Elaboração própria a partir dos resultados do DESSEM.

4.2 Discussão e Análise

A discussão e análise está dividida entre a discussão sobre o caso Base e a comparação dos casos *Qmenor* e *Qmaior* com o de referência.

4.2.1 Caso Base

No cenário de referência, a vazão defluente em Jupuí está travada em 3.600 m³/s, enquanto em Porto Primavera a vazão mínima é de 3.900 m³/s. Em Porto Primavera, a vazão defluente máxima é de 24.000 m³/s. Entretanto, na semana operativa de análise, sua defluência atinge o pico de 5.048 m³/s às 15h30 do dia 25 (potência máxima da usina de 872 MW), sem ultrapassar esse valor no período de interesse. Às 15h44 deste mesmo dia o SIN atingiu sua demanda máxima instantânea da semana e Porto Primavera foi explorada neste horário.

Ilha Solteira e Itaipu apresentam um perfil de geração com variações ao longo de todo período de análise, enquanto Jupuí permanece com geração estável devido à trava de vazão defluente. Porto Primavera desempenha rampas controladas, alternando sua GH entre vazão mínima, tomada de carga durante a madrugada e depois descida para vazão mínima durante a tarde.

O dia e horário de ápice de defluência e geração em Porto Primavera e de carga máxima instantânea coincidem com o pico de CMO de R\$ 272,00 nos subsistemas Sul e Sudeste. O pico foi R\$ 207,00 acima da média de R\$ 65,00 do CMO no Sul e Sudeste. Neste mesmo dia e horário houve um pico de GT no Sul (523 MW). O ápice de GT no SIN é levemente deslocado, pois a GT do Sudeste cai a partir de 9h da manhã do dia 25. Pode-se perceber que Porto Primavera começa a elevar sua defluência (Figura 10) e consequentemente GH (Figura 22) para o atendimento crescente de carga do sistema a partir de 4h da manhã do dia 25, contribuindo para que não houvesse necessidade de mais GT no Sudeste.

Os valores médios da água são na ordem dos 40 reais para Ilha Solteira e Jupuí, 50 reais para Porto Primavera e 60 reais para Itaipu. As usinas que desempenham mais rampa são Itaipu e Ilha Solteira, com maiores NFIs (*flex*) (Quadro 23). Itaipu tem um enorme reservatório de regularização semanal com elevada capacidade instalada (14 GW, considerando a parcela paraguaia, visto que a usina é modelada em sua totalidade no

Dessem). Ilha Solteira é a única usina da calha principal do rio Paraná com reservatório de regularização mensal, cuja água pode ser aproveitada também para desempenhar rampas. Jupiá, por estar com a vazão travada, não performa rampa, ocupando a última posição de provisão de flexibilidade, atrás de Porto Primavera. É esperado que Jupiá seja a última colocada, visto que não há variação de defluência e, consequentemente de GH e de rampas. O índice de flexibilidade ofertado pelas quatro usinas de interesse é de 0,008, tanto para rampas ascendentes quanto descendentes, com NFI total de 0,016 (Quadro 24).

4.2.2 Caso *Qmenor*

No cenário de vazão defluente menor (*Qmenor*), há a redução da vazão defluente mínima de Jupiá de 3.600 para 2.300 m³/s, com manutenção da vazão defluente máxima em 3.600 m³/s. O modelo decide manter a operação de Jupiá no patamar da vazão máxima, assim como no caso Base. A vazão defluente mínima de Porto Primavera é reduzida de 3.900 para 2.900 m³/s, com manutenção da vazão máxima de 24.000 m³/s. O modelo mantém o mesmo perfil de geração, com exceção da potência mínima: uma vez que a vazão defluente mínima não está mais restrita em 3.900 m³/s, o modelo pode aprofundar mais as rampas durante as madrugadas/manhãs (aumento de 8% na potência máxima de RDN), atingindo a vazão de aproximadamente 3.500 m³/s (potência programada em torno de 630 MW). Pode-se dizer que a redução da vazão mínima dá mais liberdade ao modelo, que decide usar menos água. Esta usina foi então capaz de prover mais rampas ao sistema: 28% a mais de potência média para rampas ascendentes e 29% a mais de potência média para rampas descendentes.

O Quadro 23 mostra que não há alteração significativa no NFI entre o caso *Qmenor* e Base, apenas um aumento no NFI de Porto Primavera (de 0,0018 para 0,0023 tanto nas rampas ascendentes quanto descendentes), assim como o Quadro 24 apresenta que não houve elevação significativa da flexibilidade total deste sistema de 4 usinas.

Para o *Qmenor*, não houve alteração significativa no CMO do Sudeste e VA das usinas de interesse. Assim, a variação de benefícios nas usinas se dá principalmente pela variação nas rampas de GH. A maior execução de rampas levou a um aumento nos benefícios em Porto Primavera. Houve, portanto, uma elevação no somatório de benefícios de rampa de Porto Primavera: 24% no somatório de BRUP (14 mil reais), 28%

no somatório BRDN (13 mil reais) e 26% (29 mil) no somatório do BRT. Contudo, o efeito líquido total se manteve neutro, no somatório das quatro usinas.

As outras usinas não apresentaram mudança relevante de padrão operativo e, conseqüentemente, não apresentaram alterações nos padrões de rampa e no somatório de benefícios. Em termos sistêmicos, também não houve alteração significativa nas EAR nem na operação do sistema como um todo, tanto em escala de subsistema quanto de bacias.

4.2.3 Caso *Qmaior*

A elevação das vazões mínima e máxima defluentes em Jupia e da vazão mínima em Porto Primavera no cenário *Qmaior* geram efeitos na operação de todo sistema interligado, não se atendo apenas à política operativa dessas usinas. A obrigação de se defluir mais água nessas duas UHEs tem efeitos sobre a GH do SE, que aumenta 293 GWh (dos quais 290 GWh ocorreram nas bacias de interesse desse trabalho). O saldo líquido de GH do SIN aumentou 49 GWh, na mesma proporção em que a GT do SIN reduziu 49 GWh (23 GWh de redução na GT do Sul - caindo para zero - e 26 GWh na GT do Sudeste – caindo 6%).

Essa reorganização impacta o CMO: a redução de GT causa uma queda no pico de CMO, que ocorre dia 25 de R\$ 272,00 pra R\$ 60,00 (76% de redução). Ainda a nível de SIN, não houve alteração significativa de EAR, o que mostra uma realocação dos recursos hídricos para o atendimento das restrições de vazão. Em contrapartida, a nível de bacia hidrográfica, houve queda de 1% do volume útil médio agregado da bacia do Tietê (27 hm³) e 6% da bacia do Paraná (162 hm³) para o atendimento dessas restrições.

No Paraná, essa queda se deu no reservatório de Ilha Solteira, o único de regularização da calha principal, representando uma redução de 17% VU para 15% VU. Assim, o atendimento de vazões mínimas mais altas em Jupia e Porto Primavera exige o consumo da água armazenada em Ilha Solteira e na bacia do Tietê, ambas imediatamente a montante de Jupia. Isso explicita o papel dos reservatórios de regularização como provedores não apenas de energia, mas também de flexibilidade. Diferentemente do esperado, durante a semana operativa de análise, o modelo não utilizou significativamente os armazenamentos das cabeceiras, ou seja, das bacias do Paranaíba e do Grande, embora

tenha havido um aumento de GH na primeira e redução de GH na segunda. A água deplecionada e armazenada, respectivamente, não foi relevante.

Consequentemente, houve um aumento da GH nas usinas do Paraná de 22% (equivalente a 313 GWh) - com destaque para Ilha Solteira (137%, 213 GWh) - e na bacia do Tietê (aumento de 18%, equivalente a 35 GWh). Nas bacias do Grande e do Paranapanema, o modelo decide poupar água, reduzindo sua GH (contudo, não há aumento significativo de volume útil). Destaca-se que Ilha Solteira, cujo reservatório de regularização é deplecionado para garantir o atendimento às vazões mínimas a jusante, desempenha mais rampas no cenário *Qmaior*, trocando de posição com Itaipu e passando a ser a maior provedora de flexibilidade, segundo a métrica do NFI (Quadro 23), ou seja, ponderando pela sua capacidade instalada.

É importante destacar que, nesse cenário *Qmaior*, a usina de Jupia é destravada da vazão máxima de 3.600 m³/s, o que dá liberdade operativa para o modelo, mesmo que o obrigue a defluir mais água (pelo menos 4.000 m³/s) e, consequentemente, gerar mais energia nessa usina. Dessa forma, Jupia sai do patamar uniforme de geração (sem performar rampa) do caso Base para gerar em uma média maior, com máximos também maiores e execuções de rampa. A elevação da vazão mínima, num primeiro momento, pode indicar perda de flexibilidade. Contudo, no caso de Jupia, como ela está associada ao destrave da vazão máxima também, a alteração acaba levando a uma maior provisão de rampas e, consequentemente, flexibilidade.

Já em Porto Primavera, a vazão defluente mínima passou de 3.900 para 4.600 m³/s. A GH se manteve mais uniforme no nível da vazão mínima (aproximadamente 808 MW) com pequenos picos (leves rampas) todos os dias às 23h30 (potência máxima de 850 MW, menor em relação ao Caso Base). Essa média de geração é um patamar mais elevado que a média de GH nos casos Base e *Qmenor*, com maior potência mínima maior também. A potência máxima caiu e a mínima aumentou pois quase não houve execução de rampas. Porto Primavera gera de modo mais uniforme neste cenário pois seu VA disparou. Assim, o modelo escolhe gerar na vazão mínima, executando essas leves rampas nos momentos em que seu VA cai para valores próximos do Caso Base.

A usina de Itaipu também não apresenta alteração significativa no padrão de GH no *Qmaior* cenário. Itaipu é uma usina de grande porte, enorme reservatório e capacidade instalada gigantesca. Assim, acomoda as variações de restrições de defluência mínima

nas usinas de montante sem sofrer grande impactos. Itaipu passa para segundo lugar como provedora de flexibilidade (Quadro 23).

O NFI é um índice adimensional que nivela pela capacidade instalada. Itaipu e Ilha Solteira (as maiores capacidades instaladas) são as maiores provedoras de flexibilidade. Destaca-se que elas contam com reservatórios de grande porte, sendo o de Ilha Solteira de regularização mensal e o de Itaipu, semanal³⁸. O Quadro 24 mostra que a elevação das vazões mínimas e o destrave da vazão máxima defluente de Jupia aumenta a flexibilidade operativa do conjunto das quatro usinas no caso *Qmaior* em 7% (com 5% de elevação da flexibilidade para rampas ascendentes e 10% para as descendentes), em relação ao caso Base.

A elevação da vazão defluente mínima e o destrave da vazão máxima em Jupia no caso *Qmaior* fizeram com que o valor da água em Ilha Solteira e Jupia subissem, mantendo o perfil de pequenos picos. Já em Porto Primavera, o valor da água mudou completamente de comportamento, elevando consideravelmente o VA mínimo, médio e máximo. Enquanto o CMO refere-se ao balanço de potência, o VA está associada ao balanço hídrico dos reservatórios. Ele indica o valor marginal de uma unidade adicional de água armazenada, representando o quanto o custo total de operação diminuiria se houvesse um pequeno aumento no volume de água disponível no reservatório.

Nesse sentido, o aumento do VA indica que se torna mais vantajoso armazenar água neste reservatório, o que acaba acontecendo de fato na operação de Porto Primavera: apesar do VA alto em diversas horas do dia, a restrição de vazão mínima impõe a geração nesse patamar e o modelo não excede a geração correspondente à vazão mínima por conta do elevado VA nessa usina. Nos momentos pontuais de VA em patamares mais normais (próximos ao do cenário Base), torna-se vantajoso utilizar a água dessa usina e Porto Primavera performa pequenas rampas. A elevação da vazão mínima obrigatória reduz a flexibilidade operativa e a liberdade do modelo, levando também a um aumento do VA nessa usina. Isso mostra que o VA é uma métrica adequada, pois o fato de o VA subir não distorce o benefício das rampas descendentes. O modelo não utiliza a água da usina com

³⁸ Itaipu é operada como se fosse a fio d'água: sua capacidade instalada gigantesca aproveita toda água que chega para gerar. Mesmo assim, seu reservatório é maior que muitos reservatórios de regularização do SIN (que pertencem a usinas de capacidade instalada muito menor, proporcionalmente).

VA para aumentar a GH e só executa rampas ascendentes (descendentes violariam a restrição de vazão mínima) quando o VA cai.

Em Itaipu, o VA caiu durante o dia 25 de janeiro: entre 00h e 22h o VA foi R\$ 20,00 menor no *Qmaior*, o que coincide com a redução do pico de CMO do caso Base, que ocorreu nesse mesmo dia, às 15h e o atendimento à carga máxima instantânea da semana às 15h44 deste mesmo dia. A redução do VA em Itaipu reorganiza a alocação dos recursos energéticos para atender a carga nesse dia, reduzindo a GT necessária e indicando um maior aproveitamento em Itaipu.

Em relação aos benefícios de rampa, é importante lembrar que as rampas ascendentes foram valoradas com base no CMO - que sofreu redução de pico no caso *Qmaior* - e que as rampas descendentes foram valoradas com base no VA - que sofreu leve aumento em *Qmaior* para Ilha Solteira e Jupia, grande aumento em Porto Primavera e leve redução em Itaipu. Dessa forma, na aplicação da MacFLEX, é preciso observar os casos em que as variações de rampa e de métrica econômica tem potencial para efeitos contrários (diminuição ou elevação dos benefícios). A Figura 30 retrata graficamente esses comportamentos.

Para o *Qmaior*, houve aumento do SomaBRT para Ilha Solteira e Jupia. Mesmo que tenha havido redução do pico de CMO, ambas apresentaram patamares de GH mais elevados que o cenário Base (137% e 81% maiores em GH total acumulada em MWh) e realizaram mais rampas. Vale lembrar que Jupia estava gerando uniformemente no cenário Base, praticamente sem realizar rampa alguma. No *Qmaior*, ambas executaram mais rampas, com potência máxima média maiores tanto para RUP quanto RDN. Além disso, o crescimento leve do VA nessas usinas eleva seus BRDN. Dessa forma, ganho de somatório de BRT em Ilha Solteira e Jupia foi de R\$ 461 mil (46%) e R\$ 153 mil (182.677%), respectivamente.

Porto Primavera e Itaipu, contudo, sofreram redução no somatório de BRT R\$ 79 mil (71%) e R\$561 mil (10%), respectivamente. A usina de Porto Primavera, em *Qmaior*, gera de modo praticamente uniforme, no patamar da vazão defluente mínima de 4.600 m³/s, com pequenas elevações de no máximo 4.900 m³/s. Dessa forma, quase não performa rampas. Além disso, a redução do pico de CMO também contribui para a redução do SomaBRUP. Em relação ao SomaBRDN de Porto Primavera, destaca-se que os momentos de RDN dessa usina (no máximo 51 MW) ocorreram exatamente nos

valores mínimos de VA (em torno de R\$63,00), fazendo com que os valores elevadíssimos de VA neste caso para essa usina não distorcessem a valoração das poucas rampas executadas (Figura 30). Itaipu performou menos rampas no caso *Qmaior*, além do amortecimento de pico de CMO no dia 25 (o que reduz o SomaBRUP), e uma redução de 25% no VA máximo do período (reduz o SomaBRDN), levando a uma queda no SomaBRT.

Por fim, percebe-se uma realocação das rampas e dos benefícios, levando a um efeito líquido neutro no somatório dos BRT das quatro usinas (0,39% de redução no somatório total SomaBRT dessas usinas). Isso mostra que, dada as condições do sistema dessa semana operativa, para atender às variações de carga em questão, o modelo reorganiza as execuções de rampa entre as usinas selecionadas, mesmo que, para isso, tenha havido uma realocação das GT e GH entre subsistemas e das GH entre bacias.

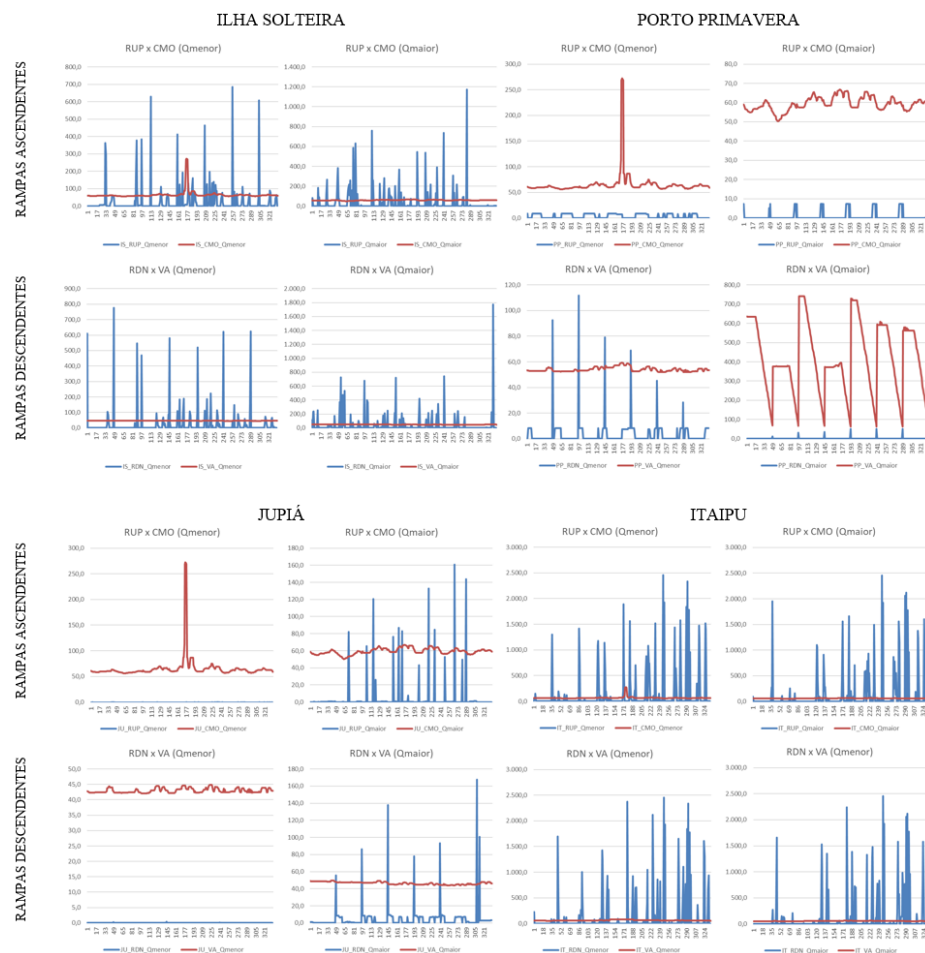


Figura 30. Rampas (RUP e RDN) versus Métricas Econômicas CMO e VA) para os casos *Qmenor* e *Qmaior* em cada usina.

Fonte: Elaboração própria.

4.2.3 Resumo

Inicialmente, esperava-se que a redução das vazões mínimas agregassem mais flexibilidade ao modelo. Contudo, o cenário *Qmenor* pouco diferiu do caso Base, com exceção das rampas mais profundas que Porto Primavera pôde executar, reduzindo a geração para níveis de vazão defluente menores. Seu NFI aumentou no caso *Qmenor*, sem, contudo, impactar significativamente o NFI do sistema de quatro usinas.

A elevação de vazões defluentes mínimas inicialmente sinaliza uma perda de flexibilidade operativa, dado que ela limita a execução de rampas profundas. Em contrapartida, observa-se que o impacto do destrave da vazão máxima de Jupia é muito mais relevante, causando um aumento de 5% na flexibilidade de rampas ascendentes, 10% nas rampas descendentes e 7% na flexibilidade total do conjunto de 4 usinas. No *Qmaior*, houve ainda queda no pico de CMO, mesmo que tenha havido um aumento relevante da VA em Porto Primavera.

No cálculo dos benefícios de rampa, a alteração das restrições hidráulicas tem efeitos diretos na GH e rampas, e efeitos indiretos no CMO e no VA. Esses efeitos podem estar na mesma direção ou em direções contrárias. É preciso atenção para a avaliação. No caso de Porto Primavera, no *Qmaior*, a elevação aguda do VA não coincidiu com execução de rampas, pois inibiu a geração nos momentos de VA mais altos. Na verdade, se não fosse a restrição de vazão mínima tão elevada, o alto VA faria com que a GH fosse ainda menor nesta usina. Isso mostra que a metodologia é consistente e considera essas correlações.

Em relação à GH, *Qmenor* mostra efeitos menos relevantes a nível de SIN e subsistemas, crescendo para nível de bacia e sendo mais significativos a nível de usina. Há um aumento de 0,45% da GH no SIN e de 5% no SE (sem consumo relevante dos armazenamentos), com queda de 16% na GH do Sul. Observa-se diminuição de 8% da GH na bacia do Grande e de 7% na GH do Paranapanema, com aumento de 1% do Paranaíba, 18% no Tietê e 22% no Paraná (uso mais significativo da água armazenada no Paraná, em de Ilha Solteira). A nível de usinas, esses efeitos são ainda mais drásticos, visto que a política operativa, principalmente de Jupia e Porto Primavera mudam completamente.

5 Conclusões

Dado o contexto de forte inserção de renováveis na matriz elétrica brasileira, faz-se cada vez mais necessário o recurso flexibilidade, ou seja, a capacidade de um sistema responder aos movimentos imprevisíveis de carga, geração e configuração de rede. Essa flexibilidade precisa ser operativa (geração) e regulatória (estruturas de mercado adequadas). Reservatórios de regularização são capazes de mitigar os impactos da entrada de renováveis variáveis, acomodando por décadas o aumento da capacidade instalada de eólicas no Brasil. A Agência Internacional de Energia (IEA, 2021) define essas hidrelétricas como “chave flexível para segurança elétrica” e “enorme armazenamento de eletricidade flexível”.

O Brasil conta com enorme vantagem: sua $EAR_{m\acute{a}x}$ corresponde a 14% de toda energia armazenável em reservatórios do mundo. É importante considerarmos o aproveitamento estratégico das usinas já existentes com viabilização de modernização, ampliação e repotenciação das UHEs já construídas. Isso requer avanços nos desenhos de mercado, visto que é necessário identificar, quantificar e precificar serviços antes contratados de forma indireta.

Tradicionalmente, no Brasil, a água armazenada em reservatórios de hidrelétricas tem sido utilizada e contratada para geração de eletricidade, apesar de UHEs serem fonte estratégica de flexibilidade de baixo carbono. O LRCAP de junho de 2025 inova, com a possibilidade de ampliação hidrelétrica através do aproveitamento de poços vazios. Apesar de ser um leilão de capacidade, há condições de flexibilidade operativa na forma de rampa. Pelo menos 12 UHEs foram habilitadas, com elevações consideráveis de potência e aumento baixo de contribuição energética. A ampliação de capacidade só é viável através da remuneração por disponibilidade de potência, ou seja, quando outros serviços são explicitados. A adequada valoração sobre atributos e serviços do sistema é de fundamental importância para respaldar as renováveis não despacháveis e uma nova e mais otimizada forma de se operar os reservatórios de regularização brasileiros.

As métricas de quantificação física de flexibilidade contam com diversas técnicas, das quais se destaca o NFI, que não depende de modelos computacionais e pode ser utilizado a partir de dados primários. Ele permite comparar a flexibilidade por provisão de rampas de usinas de diferentes capacidades instaladas, assim como comparar sistemas, através de ponderações. Contudo, a literatura ainda carece de métricas desenvolvidas para

sistemas hidrotérmicos em geral. Na adaptação metodológica pra o sistema brasileiro, utilizam-se as rampas efetivas no lugar das reservas de rampas, visto que as efetivas já levam em conta os fatores de potência, nível de montante e jusante, produtividade média, entre outros.

Em relação às métricas de valoração econômica, percebe-se que não há inovação significativa nas metodologias de valoração de flexibilidade, ainda restritas ao LACE, FV e LECO. A MacFLEX adota o CMO do subsistema para valorar as rampas ascendentes e o VA da usina hidrelétrica para valorar as rampas descendentes. Essa diferenciação é importante, visto que o aumento de potência em UHEs gera uma economia no custo total de operação, enquanto a redução de potência em UHEs retém água em seu reservatório, guardando-a para o futuro.

No caso brasileiro de flexibilidade provida por hidrelétricas, é fundamental considerar o impacto das restrições hidráulicas operativas, que devem ser adequadamente representadas nos modelos de operação e expansão do SIN. A revisão bibliográfica elencou diversos desafios operativos do gerenciamento da água, que é um bem compartilhado, cujos usos múltiplos precisam ser garantidos. A complexidade da operação se intensifica em situações de escassez, como a crise hídrica vivenciada em 2021, que exigiu medidas de gerenciamento hídrico, impactando diversas outras atividades econômicas no Brasil e na América do Sul.

A revisão bibliográfica e o estudo de caso demonstram que a operação hidráulica da bacia do Paraná é fortemente condicionada pelas vazões mínimas defluentes de Jupiá e Porto Primavera, sem mencionar os impactos locais em cada reservatório e outros usuários da água. O estudo de caso utiliza como caso de referência o que foi modelado pelo DESSEM na semana operativa de 22 a 28/01/2022. Nesta semana, destaca-se que a disponibilidade hídrica nos subsistemas Norte e Nordeste eram acima da média, em torno da média no Sudeste abaixo da média no Sul.

Foram elaborados dois casos alternativos: *Qmenor*, com vazões defluentes mínimas em Jupiá e Porto Primavera iguais às mínimas praticadas em 2021, e *Qmaior*, com vazões defluentes mínimas em Jupiá e Porto Primavera iguais às vazões mínimas originais, declaradas nos FSARHs de 2018. Neste caso, *Qmaior*, a vazão defluente máxima de Jupiá precisou ser elevada, adotando-se a vazão máxima original, também declarada em 2018. Para aplicação da MacFLEX, além de Jupiá e Porto Primavera, foram escolhidas as usinas

de Ilha Solteira, a montante da dupla, e Itaipu, a jusante da dupla. Para enriquecer as análises, foram avaliadas as GT, GH, CMO e EAR a nível de subsistemas e GH e VU a nível de bacias (somente as bacias do Paraná).

Os resultados reforçam que é a fonte hidrelétrica que acompanha a carga no Brasil, especificamente a GH do Sudeste e do Sul, diferente da fonte térmica, que gera em blocos menos flexíveis. O cenário de *Qmenor* não impõe grandes alterações nos resultados. O principal destaque é a permissão de rampas mais profundas em Porto Primavera, que consegue descer sua geração para patamares menores que a vazão mínima do caso Base. Isso leva a maiores rampas e consequentemente maiores NFIs e benefício para essa usina.

A imposição de maior GH em Jupiá e Porto Primavera no Caso *Qmaior* leva a zero a GT no Sul, assim como a redução do pico de CMO do dia 25. A redução da GT no SIN em 49 GWh (23 GWh no Sul e 26 GWh no SE) é substituída pelo aumento líquido de GH em também 49 GWh. Essa GH é reduzida significativamente no Sul (onde as condições hidrológicas eram mais desfavoráveis) e elevada significativamente no Sudeste. Dos 292 GWh de GH acrescidos no Sudeste no caso *Qmaior*, a maior parte se deu nas bacias de interesse, que somaram um acréscimo líquido de 290 GWh.

A redução de GT e aumento da GH ocorrem sem que se deplecione significativamente os armazenamentos dos subsistemas. Assim, nesta semana operativa, não se coloca em risco a disponibilidade futura de água e os recursos são realocados, reduzindo o custo da operação. Em situações hidrológicas mais adversas, uma semana pode ser tempo suficiente para se comprometer a confiabilidade do suprimento, como o caso da crise hídrica de 2021. O aumento de GH nas bacias de interesse no caso *Qmaior* se distribui entre as bacias do Paranaíba (+1%), do Tietê (+18 %) e Paraná (+22%). O armazenamento agregado da bacia do Tietê caiu 1% e do Paraná 6% (Ilha Solteira). As bacias do Grande e Paranapanema sofreram redução de suas GH.

Vazões mínimas maiores elevam levemente os VAs em Ilha Solteira e Jupiá, aumenta drasticamente o VA e Porto Primavera e reduz um pico da VA de Itaipu. Dessa forma, o modelo reorganiza a política operativa dessas usinas: Ilha Solteira e Jupiá alcançam patamares maiores de geração e de provisão de rampa, enquanto Porto Primavera fica restrita à geração em torno de sua vazão mínima (VA altos sinalizam a necessidade de se guardar água nessa usina e gerar o mínimo possível. Itaipu executa menos rampas, dado que as usinas de montante conseguem performar mais flexibilidade.

O caso *Qmenor* resulta em um aumento de flexibilidade especificamente em Porto Primavera, sendo ele pouco relevante no sistema de quatro usinas. Já o caso *Qmaior* resulta em um aumento de 5% na flexibilidade de rampas ascendentes, 10% nas rampas descendentes e 7% na flexibilidade total do conjunto de 4 usinas. Assim, o destrave da vazão máxima de Jupiá confere mais flexibilidade ao sistema que a perda de flexibilidade decorrente do aumento das vazões mínimas.

Mudanças na GH impactam diretamente as rampas e indiretamente o CMO e VA. Os efeitos podem estar na mesma direção ou em direções contrárias. Por isso, é preciso atenção na análise dos benefícios. Mesmo assim, o estudo de caso mostra a consistência da metodologia: em casos com elevações fortes de VA, o modelo decide por gerar na vazão mínima de Porto Primavera, quase sem executar rampas. Os altos VAs nessa usina não distorcem os benefícios. Percebe-se também que os efeitos das alterações de vazões (especialmente em *Qmaior*) são mais expressivos a nível de usina do que a nível de bacia, que por sua vez tem efeitos mais significativos que a nível de subsistemas ou SIN.

Fica claro que a avaliação precisa ser personalizada para cada caso, sem que seja possível generalizar os efeitos nas hidrelétricas selecionadas. Mesmo que individualizada, a análise não pode ser feita de maneira isolada, pois a operação de cada usina é impactada também pelas definições na usina de montante e/ou de jusante. Mesmo assim, os benefícios totais, na ordem de quase R\$ 7 milhões nos três casos, mostram que os sistema redistribui os benefícios entre essas quatro usinas, validando a seleção das usinas de interesse. Esse benefício é sistêmico e não representa uma receita adicional para cada hidrelétrica.

A MacFLEX se mostra uma metodologia adequada para valorar as rampas em um sistema hidrotérmico como o brasileiro. Ela quantifica e valora as rampas *off-line*, sem interferir no despacho ótimo do modelo. Fica clara a relevância da geração hidrelétrica na provisão de flexibilidade e regulação do Sistema Interligado Nacional. O foco deste estudo foi quantificação e valoração de rampas em cenários de restrições hidráulicas. Como propostas para trabalhos futuros, a partir do benefício sistêmico calculado, é possível aprofundar possibilidades de contratação e remuneração pelos serviços prestados de flexibilidade para estudos futuros. A flexibilidade pode ser contratada através de leilões, como serviços ancilares ou através de contratos bilaterais. Além de remuneração dos agentes, uma parte do benefício sistêmico pode ser apropriado pelos consumidores. Assim, análises regulatórias, comerciais e tarifárias podem complementar o estudo. Além

disso, o trabalho não propõe uma métrica de valoração de potência (R\$/MW) e, assim como outras métricas, se atém a valoração em energia (R\$/MWh tanto para CMO quanto VA).

Além disso, a semana operativa selecionada contava com condições hidrológicas favoráveis. Em situações de escassez hídrica, a elevação de vazões mínimas pode ocasionar custos mais elevados de operação, com aumento do VA para mais usinas (como aconteceu em Porto Primavera). Recomenda-se também como estudos futuros que a análise de restrições de vazão defluente mínima em Porto Primavera e Jupia seja aplicada em outros momentos do ano em diferentes anos hidrológicos, assim como por períodos mais longos, dado que uma semana operativa mostra apenas um recorte pontual de um ciclo de hidrologia.

O trabalho avaliou sistemicamente os resultados, mesmo que tenha havido um recorte a nível de SIN, subsistemas, bacias e usinas hidrelétricas. Não foram realizados estudos específicos locais em relação ao aumento ou redução das vazões, focados em outros usuários da água. A redução de volume útil em Ilha Solteira, por exemplo, pode ter efeitos na Hidrovia Paraná-Tietê. Também não foram analisados todos os reservatórios das bacias que compõem a bacia do Paraná. É possível que tenha havido uma reorganização da alocação da água. Assim, outros aspectos que podem ser aprofundados em posteriores pesquisas são os efeitos em outros usos da água.

É também fundamental que as restrições hidráulicas que afetam a operação do sistema, como as de Jupia e Porto Primavera, sejam revisitadas e analisadas periodicamente, com o intuito de identificar as que podem ser relaxadas, atualizadas ou até mesmo extintas. Em novembro de 2024, houve a alteração da vazão mínima permanente de Jupia (até então 4.000 m³/s) para 3.300 m³. A vazão mínima de Porto Primavera permanente se mantém 4.600 m³/s, mas há uma declaração temporária de FSARH em vigor entre novembro de 2024 e outubro de 2025 de 3.900 m³/s. O aprendizado da crise hídrica de 2021 mostrou que é possível adaptar algumas restrições, de modo a oferecer mais flexibilidade operativa ao ONS. Dessa forma, novos estudos sobre flexibilização de outras restrições de relevância para o SIN são recomendados.

Por fim, cabe ressaltar que esse trabalho não busca criticar a existência das restrições hidráulicas em si, posto que são fundamentais para representar outros usos e garantir a gestão do bem compartilhado que é a água. Contudo, é importante que seus

efeitos na operação e expansão do sistema sejam conhecidos e estudados. A avaliação periódica dessas restrições deve inclusive compreender se elas cumprem seu papel junto a outros setores interessados e afetados.

Referências

AGGARWAL, S.; ORVIS, R. **Grid flexibility: methods for modernizing the power grid**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://lowcarbongrid2030.org/>>.

AKRAMI, A.; DOOSTIZADEH, M.; AMINIFAR, F. **Power system flexibility: an overview of emergence to evolution**. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* Springer Heidelberg, , 1 set. 2019.

ANA. **Evaporação Líquida de Reservatórios Artificiais no Brasil**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <www.ana.gov.br>.

ANEEL. **"Relatório de Análise Crítica das Restrições Hidráulicas do Sistema e Seus Impactos para a Operação das Hidrelétricas"** desenvolvido no projeto de P&D ANEEL PD-00403-0055-2022, intitulado **"Valoração dos Serviços de Usinas Hidroelétricas e Proposições Comerciais"**. [s.l: s.n.].

ANEEL. **"Metodologia de Valoração de Serviços de Flexibilidade Hidrelétrica"** desenvolvido no projeto de P&D ANEEL PD-00403-0055-2022, intitulado **"Valoração dos Serviços de Usinas Hidroelétricas e Proposições Comerciais"**. [s.l: s.n.].

BARROSO, L. T.; HOLTINEN, H.; RODRIGUEZ, R.; SAUMA, E.; MILLIGAN, M. VRE integration status around the world. **IEEE Power & Energy Magazine**, v. 19, n. 6, p. 66–78, nov./dez. 2021.

BISTLINE, J. E. Electric sector capacity planning under uncertainty: Climate policy and natural gas in the US. **Energy Economics**, v. 51, p. 236–251, 1 set. 2015.

BOUFFARD, F.; ORTEGA-VAZQUEZ, M. **The Value of Operational Flexibility in Power Systems with Significant Wind Power Generation.** [s.l.] IEEE, 2011.

CCEE. **Leilões.** Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/mercado/leilao-mercado>>. Acesso em: 22 fev. 2025a.

CCEE. **Acervo CCEE.** Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/acervo-ccee?periodo=365&fc=39789%2C39792>>. Acesso em: 3 jan. 2025b.

CEPEL. **Programação Diária da Operação de Sistemas Hidrotérmicos com Representação Detalhada das Unidades Geradoras, Consideração da Rede Elétrica e Restrições de Segurança - Modelo DESSEM.** [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/arquivos/dessem-manual-de-metodologia.pdf>>. Acesso em: 3 jan. 2025.

CEPEL. **Restrições de Unit Commitment Hidráulico no Problema de Programação Diária da Operação - Workshop CPAMP.** [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cpamp/2022/2022-06-09_apresentacaocepel_workshopuch.pdf>. Acesso em: 3 jan. 2025.

CEPEL. Manual de Metodologia –Modelo DESSEM – Versão 20- Outubro/2023. p. 126–126, 2023.

CEPEL. **DESSEM.** Disponível em: <<https://www.cepel.br/linhas-de-pesquisa/dessem-saibamais/>>. Acesso em: 3 jan. 2025a.

CEPEL. **NEWAVE.** Disponível em: <<https://www.cepel.br/linhas-de-pesquisa/newave-saiba-mais/>>. Acesso em: 3 jan. 2025b.

CLIMATE WATCH. **Global Historical Emissions**. Disponível em: <https://www.climatewatchdata.org/embed/ghg-emissions%3Fapcid%3D000000000000000000000000%26breakBy%3Dsector%26chartType%3Dline%26end_year%3D2021%26sectors%3Denergy%252Ctotal-excluding-lucf%252Ctotal-including-lucf%252Cbuilding%252Celectricity-heat%252Cfugitive-emissions%252Cmanufacturing-construction%252Cother-fuel-combustion%252Ctransportation%26start_year%3D1990>. Acesso em: 7 fev. 2025.

COCHRAN, J. et al. **Flexibility in 21st Century Power Systems**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://www.ercot.com/>>.

CPAMP. **Webinar sobre modelagem de Unit Commitment Hidráulico (UCH) na operação e formação do PLD do SIN**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <[https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/%5BCarta%20Convite%5D%20Webinar%20Unit%20commitment%20Hidra%CC%81ulico%20\(2\).pdf](https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/%5BCarta%20Convite%5D%20Webinar%20Unit%20commitment%20Hidra%CC%81ulico%20(2).pdf)>. Acesso em: 3 jan. 2025.

DINIZ, A. **Network constrained hydrothermal unit commitment problem for hourly dispatch and price setting in Brazil: the DESSEM model**. Stavenger, Noruega: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.sintef.no/contentassets/3b7ed7e2088a4cfc841b9392fcbab051/p2-diniz.pdf>>. Acesso em: 3 jan. 2025.

EIA. **Levelized Cost of Electricity and Levelized Avoided Cost of Electricity Methodology Supplement Levelized Cost of Electricity**. [s.l: s.n.].

EIA. **Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022**. [s.l: s.n.].

EIXOS. LRCAP: seria a hora e a vez dos “poços vazios” de usinas hidrelétricas? Disponível em: <<https://eixos.com.br/politica/lrcap-seria-a-hora-e-a-vez-dos-pocos-vazios-de-usinas-hidreletricas/>>. Acesso em: 9 fev. 2025.

ELETROBRAS. Potencial Hidrelétrico Brasileiro em cada Estágio por Bacia Hidrográfica. , 2018. Disponível em: <<https://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/geracao/sipot/Potencial%20Hidrel%C3%A9trico%20Brasileiro%20por%20Bacias%20-%20Dezembro%202018.pdf>>. Acesso em: 16 fev. 2020

EPE. Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento - EPE-DEE-NT-067/2018-r0. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>.

EPE. Considerações sobre a Expansão Hidrelétrica nos Estudos de Planejamento Energético de Longo Prazo . [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/Considera%C3%A7%C3%B5es%20sobre%20a%20Expans%C3%A3o%20Hidrel%C3%A9trica%20nos%20Estudos%20de%20Planejamento%20Energ%C3%A9tico%20de%20Longo%20Prazo.pdf>>. Acesso em: 24 fev. 2025b.

EPE. Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas - Ganhos de eficiência, energia e capacidade instalada. out. 2019.

EPE. Lastro e Energia. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/modernizacao-do-setor-eletrico/lastro-e-energia>>. Acesso em: 16 fev. 2023.

EPE. **Metodologia de Estimativa de Requisitos e Recursos de Flexibilidade no SIN - NT-EPE-DEE-076-2023**. [s.l: s.n.].

FRAUNHOLZ, C.; KELES, D.; FICHTNER, W. On the role of electricity storage in capacity remuneration mechanisms. **Energy Policy 149**. Elsevier, 2020.

GARRIDO NETO, P. S. et al. Operação Hidráulica dos Reservatórios do Sistema Interligado Nacional em Condições Hidrológicas Adversas no Início do Ano Hidrológico 2020/2021. **XXIV SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HIDRÍCOS**, p. 1–9, 2021.

GARRIDO NETO, P. S. et al. **Operação Hidráulica das Usinas Hidroelétricas da Bacia do Rio Paraná no Período de Escassez Hídrica do Ano de 2021: Parte 1 (anos de 2020 e 2021)**. [s.l: s.n.].

GARRIDO NETO, P. S. et al. **Operação Hidráulica das Usinas Hidroelétricas da Bacia do Rio Paraná no Período de Escassez Hídrica do Ano de 2021: Parte 2 (anos de 2021 e 2022)**. [s.l: s.n.].

GIZ. **Sistemas Energéticos do Futuro: Integração de Fontes Variáveis de Energia Renovável na Matriz Energética Brasileira**. Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-de-integracao-de-fontes-renovaveis-variaveis-na-matriz-eletrica-do-brasil>>. Acesso em: 24 jan. 2023.

GUILHON, L. G. F. **Visão de um planejador na operação – vivências no setor elétrico brasileiro**. [s.l.] Clube de Autores, 2022.

HIRTH, L. The market value of variable renewables. The effect of solar wind power variability on their relative price. **Energy Economics**, v. 38, p. 218–236, jul. 2013.

HIRTH, L. The optimal share of variable renewables: How the variability of wind and solar power affects their welfare-optimal deployment. **Energy Journal**, v. 36, n. 1, p. 149–184, 1 jan. 2015.

HIRTH, L.; MÜLLER, S. System-friendly wind power. How advanced wind turbine design can increase the economic value of electricity generated through wind power. **Energy Economics**, v. 56, p. 51–63, 1 maio 2016.

HIRTH, L.; UECKERDT, F.; EDENHOFER, O. Integration costs revisited - An economic framework for wind and solar variability. **Renewable Energy**, v. 74, p. 925–939, 2015.

IEA. **Hydropower Special Market Report - Analysis and forecast to 2030**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <www.iea.org/t&c/>. Acesso em: 8 fev. 2025.

IRENA. **Renewable Capacity Statistics 2022**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Energy-Statistics-2022>>. Acesso em: 15 dez. 2022.

IRENA. **Renewable Capacity Statistics 2024**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <www.irena.org>.

KELMAN, J. **O PDE 2031 e as restrições hidráulicas**. Disponível em: <<https://brasilenergia.com.br/o-pde-2031-e-as-restricoes-hidraulicas/>>. Acesso em: 16 ago. 2022.

KELMAN, J. Brasil Energia. **Entrevista com Jerson Kelman: Separar lastro de energia é cada vez mais inadiável.**, v. 490, p. 6–13, 28 jan. 2025.

LANNOYE, E.; FLYNN, D.; O'MALLEY, M. **The role of power system flexibility in generation planning.** IEEE Power and Energy Society General Meeting. Anais...2011.

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 2012.

LEONE, C.; MACHADO, N. **Eólica e solar na base e “baterias” hidroelétricas: as propostas para evitar crises energéticas no Brasil.** Disponível em: <<https://eixos.com.br/energia-eletrica/eolica-e-solar-na-base-e-baterias-hidroeletricas-as-propostas-para-evitar-crises-energeticas-no-brasil/>>. Acesso em: 31 maio. 2022.

MA, J. **Evaluating and Planning Flexibility in a Sustainable Power System with Large Wind Penetration.** [s.l.] The University of Manchester, 2012.

MA, J. et al. Evaluating and Planning Flexibility in Sustainable Power Systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 4, p. 200–209, jan. 2013.

MEGAWHAT. **Cemig inicia processo para colocar UHE Três Marias no Leilão de Capacidade** . Disponível em: <<https://megawhat.energy/destaques-do-diario/cemig-inicia-processo-para-colocar-uhe-tres-marias-no-leilao-de-capacidade/>>. Acesso em: 9 fev. 2025a.

MEGAWHAT. **Leilão de Capacidade chega a 4,6 GW em ampliação de hidrelétricas com São Simão.** Disponível em: <<https://megawhat.energy/destaques-do->

diario/leilao-de-capacidade-chega-a-46-gw-em-ampliacao-de-hidricas-com-sao-simao/>. Acesso em: 9 fev. 2025b.

MEGAWHAT. **Engie poderá ampliar UHE Salto Santiago em 700 MW para Leilão de Capacidade.** Disponível em: <Engie poderá ampliar UHE Salto Santiago em 700 MW para leilão de capacidade - Leia mais em: <https://megawhat.energy/destaques-do-diario/engie-podera-ampliar-uhe-salto-santiago-em-700-mw-para-leilao-de-capacidade/>>. Acesso em: 9 fev. 2025c.

MEGAWHAT. **ANEEL aprova estudo para Porto Primavera participar do Leilão de Capacidade.** Disponível em: <<https://megawhat.energy/destaques-do-diario/aneel-aprova-estudo-para-porto-primavera-participar-do-leilao-de-capacidade/>>. Acesso em: 9 fev. 2025d.

MENEMENLIS, N.; HUNEALUT, M.; ROBITAILLE, A. **Thoughts on Power System Flexibility Quantification for the Short-Term Horizon.** [s.l.] IEEE, 2011.

MILLIGAN, M. et al. **Advancing System Flexibility for High Penetration Renewable Integration.** [s.l.: s.n.]. Disponível em: <www.nrel.gov/publications>.

MILLIGAN, M. et al. **Advancing System Flexibility for High Penetration Renewable Integration.** [s.l.: s.n.]. Disponível em: <www.nrel.gov/publications>.

MIRI, M. et al. Integrated models in action: Analyzing flexibility in the Canadian power system toward a zero-emission future. **Energy**, v. 261, 15 dez. 2022.

MME. **Portaria Normativa GM/MME nº 96. Ministério de Minas e Energia**, 31 dez. 2024.

MME. **Portaria Normativa GM/MME nº 97. Ministério de Minas e Energia**, 3 jan. 2025.

MME/EPE. **Plano Decenal da Expansão de Energia - 2029**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202029.pdf>>. Acesso em: 14 ago. 2023.

MME/EPE. **Plano Decenal da Expansão de Energia - 2031**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-609/Relatorio_PDE2031_ConsultaPublica.pdf>. Acesso em: 16 fev. 2022.

MME/EPE. **Plano Decenal da Expansão de Energia 2034**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-737/Relat_rio_PDE_2034_e_Anexo_II___Proposi_o_de_Diretrizes_para_elabora_o_do_PDE_2035.pdf>. Acesso em: 8 fev. 2025.

MOWERS, M.; MAI, T. **An evaluation of electricity system technology competitiveness metrics: The case for profitability**. [s.l: s.n.].

MOWERS, M.; MIGNONE, B. K.; STEINBERG, D. C. Quantifying value and representing competitiveness of electricity system technologies in economic models. **Applied Energy**, v. 329, 1 jan. 2023.

NUNES, M. **A importância de reservatórios de regularização e seus impactos na geração de energia**. . Trabalho de Conclusão de Curso—Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, abr. 2020.

OHARA, A.; GOLDEMBERG, J.; BARATA, L. **O enfrentamento de crises hídricas: o papel das energias renováveis na construção de uma matriz elétrica resiliente e de menor custo.** [s.l: s.n.]. Disponível em: <www.climaesociedade.org>.

ONS. **Inventário das Restrições Hidráulicas Operativas dos Aproveitamentos Hidrelétricos.** [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://integre.ons.org.br/sites/9/40/Produtos/262/InventariodasRestricoesHidraulicas-2018_Rev1.pdf>. Acesso em: 16 fev. 2025.

ONS. **Escassez Hídrica.** Disponível em: <<https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20210707-escassez-hidrica-2021.aspx>>. Acesso em: 24 fev. 2025.

ONS. **Flexibilização das restrições hidráulicas gerou economia de R\$ 27 bi durante a crise hídrica 2020/2021.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20221103_Flexibilizacao_das_restricoes_hidraulicas_gerou_economia_de_R_27_bi_durante_a_crise_hidrica_2020_2021.aspx>. Acesso em: 16 fev. 2025.

ONS. **ONS Mapas.** Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 27 dez. 2024a.

ONS. **SINMAPS.** Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 19 dez. 2024b.

ONS. **Aprimoramento do Sistema de Gestão de Condicionantes Operativos Hidráulicos de Usinas Hidroelétricas do SIN | NT-ONS DOP 0051/2024.** [s.l: s.n.].

ONS. **Histórico da Operação.** Disponível em:
<<https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>>.
Acesso em: 4 jan. 2025a.

ONS. **Boletim Semanal da Operação ONS.** Disponível em:
<<https://sdro.ons.org.br/SDRO/semanal/>>. Acesso em: 22 fev. 2025b.

ONS. **FSARH - Sistema de Gestão de Atualização de Restrições Hidráulicas.**
Disponível em: <https://integracaoagentes.ons.org.br/FSARH/SitePages/Exibir_Forms_FSARH.aspx>. Acesso em: 24 fev. 2025c.

ONS; CCEE. **CT PMO PLD - Grupo de Trabalho Restrições Hidráulicas.**
Disponível em: <<https://ctpmopld.org.br/group/ct-pmo-pld/gt-restri%C3%A7%C3%B5es-hidr%C3%A9ulicas>>. Acesso em: 24 fev. 2025.

PAIVA, L. G. F. **Controle de Cheias-Metodologia e Resultados | Reunião Pública sobre Enchentes no Rio São Francisco.** Petrolina: [s.n.]. Disponível em:
<https://cdn.agenciapeixevivo.org.br/media/2019/06/Cheias-S%C3%A3o-Francisco-Petrolina-ONS-set_18.pdf>. Acesso em: 19 abr. 2023.

PIETZCKER, R. C. et al. System integration of wind and solar power in integrated assessment models: A cross-model evaluation of new approaches. **Energy Economics**, v. 64, p. 583–599, 1 maio 2017.

PSR. **Webinar: Leilões de contratação de potência.** . Disponível em:
<<https://www.youtube.com/watch?v=GLJrpbMitJk>>. Acesso em: 4 jun. 2022.

REICHELSTEIN, S.; SAHOO, A. Time of day pricing and the levelized cost of intermittent power generation. **Energy Economics**, v. 48, p. 97–108, 1 mar. 2015.

REN21. **Renewables 2021 - Global Status Report**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf>.

Acesso em: 10 jun. 2023.

REN21. **Renewables 2024 - Global Status Report | Energy Supply**. [s.l: s.n.].

RIBEIRO, C. **Após quase dois anos, hidrovía do rio Tietê retoma transporte de cargas**. Disponível em: <<https://globo.rural.globo.com/Rios-do-Agro/noticia/2016/05/apos-quase-dois-anos-hidrovía-do-rio-tiete-retoma-transporte-de-cargas-2.html>>. Acesso em: 16 fev. 2025.

SAARINEN, L.; TOKIMATSU, K. Flexibility metrics for analysis of power system transition - A case study of Japan and Sweden. **Renewable Energy**, v. 170, p. 764–772, 1 jun. 2021.

SEEG. **Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa**. Disponível em: <<https://seeg.eco.br/infograficos/>>. Acesso em: 4 jan. 2025.

SHI, W. et al. Projecting state-level air pollutant emissions using an integrated assessment model: GCAM-USA. **Applied Energy**, v. 208, p. 511–521, 15 dez. 2017.

SILVA, N. N. **Um estudo sobre o procedimento de despacho e sua influência na degradação dos equipamentos das centrais hidrelétricas**. Dissertação de mestrado—[s.l.] Universidade Federal do Rio de Janeiro, ago. 2018.

SILVA, V. **Value of flexibility in systems with large wind penetration**. PhD Thesis—[s.l.] University of London, out. 2010.

SILVEIRA, F. **Bateria d'água: uma solução para atendimento à potência do SIN.** . Disponível em: <<https://eixos.com.br/energia-eletrica/bateria-dagua-uma-solucao-para-atendimento-a-potencia-do-sin/>>. Acesso em: 31 maio. 2022.

UECKERDT, F. et al. Decarbonizing global power supply under region-specific consideration of challenges and options of integrating variable renewables in the REMIND model. **Energy Economics**, v. 64, p. 665–684, 1 maio 2017.

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, 2017.

WILKERSON, J.; LARSEN, P.; BARBOSE, G. Survey of Western U.S. electric utility resource plans. **Energy Policy**, v. 66, p. 90–103, 2014.

WISER, R. et al. **Impacts of Variable Renewable Energy on Bulk Power System Assets, Pricing, and Costs.** [s.l: s.n.].

YASUDA, Y. et al. Flexibility chart 2.0: An accessible visual tool to evaluate flexibility resources in power systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 174, 1 mar. 2023.