



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
SECRETARIA DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO

2031

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA

ESTUDOS COMPLEMENTARES:
GERAÇÃO CENTRALIZADA DE ENERGIA ELÉTRICA
SENSIBILIDADES WHAT IF



Colaboradores

Coordenação Geral

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

Coordenação Executiva

Erik Eduardo Rego

Bernardo Folly de Aguiar

Thiago Ivanoski Teixeira

Coordenação Técnica

Renato Haddad Simões Machado

Equipe Técnica

Caio Monteiro Leocadio

Diego Pinheiro de Almeida

Felipe Moreira Gonçalves

Glaysson de Mello Muller

Leandro Pereira de Andrade

Luis Paulo Scolari Cordeiro

Pamella Elleng Rosa Sangy

Pedro Americo Moretz-Sohn David

Renata de Azevedo Moreira da Silva

Ronaldo Antonio de Souza

Roney Nakano Vitorino

Saulo Ribeiro Silva

Simone Quaresma Brandão

Thais Iguchi

Suporte Administrativo

Tatiana Martins Freire

Ministério de
Minas e Energia 

Ministro de Estado

Adolfo Sachsida

Bento Albuquerque (até maio de 2022)

Secretária-Executiva

Hailton Madureira de Almeida

Marisete Fátima Dadald Pereira (até junho de 2022)

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

José Guilherme de Lara Resende

Paulo Cesar Magalhães Domingues (até junho de 2022)



Empresa de Pesquisa Energética

Presidente

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Helôisa Borges Bastos Esteves

Diretora de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

epe Empresa de Pesquisa Energética		
<i>Área de Estudo</i> ESTUDOS PARA EXPANSÃO DA GERAÇÃO		
<i>Estudo</i> Plano Decenal de Expansão de Energia		
<i>Macro-atividade</i> Estudos Complementares: Sensibilidades <i>what if</i>		
<i>Ref. Interna (se aplicável)</i>		
<i>Revisões</i>	<i>Data de emissão</i>	<i>Descrição sucinta</i>
r0	12/07/2022	Emissão original

Índice

1. Introdução	2
2. Sensibilidade com software alternativo: simulação individualizada das usinas hidrelétricas	4
3. Utilização de patamares definidos a partir da projeção de carga horária líquida.....	11
3.1 Introdução	11
3.2 Dados de entrada e metodologias utilizadas	12
3.2.1 Dados de entrada	12
3.2.2 Metodologias.....	13
3.3 Análise comparativa dos resultados operativos.....	15
3.4 Análise comparativa do atendimento aos critérios de suprimento	21
3.5 Conclusões e avanços futuros	22
4. O Uso do Histórico Recente de Vazões como Base para a Projeção do Regime Hidrológico e seus Impactos no SIN	25
4.1 Aspectos Operativos.....	28
4.2 Critérios de Suprimento	31
4.2 Mensagens Relevantes deste Estudo	32
Conclusão.....	34
Referências Bibliográficas.....	36
Anexos A: Relatório de Testes de Validação do modelo SDDP	37

1. Introdução

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031) foi elaborado ao mesmo tempo em que o setor elétrico brasileiro enfrentava desafiadora situação de escassez hídrica. Considerando o caráter de constante evolução que configura os estudos de planejamento da expansão, a realidade operativa do ano de 2021 trouxe lições que permitiram avançar na redução da assimetria entre a realidade e os modelos computacionais utilizados nos estudos de médio e de longo prazo. Porém, o esforço exigido para que estes avanços fossem incorporados de forma imediata fez com que o capítulo de geração de energia elétrica do PDE 2031 não apresentasse os cenários de sensibilidade *what if*. Após a publicação do relatório principal, a EPE seguiu trabalhando no desenvolvimento de novos estudos que complementassem o PDE com o propósito de endereçar outras questões que não fizeram parte do escopo do relatório.

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) passou por situações operativas novas e vislumbrou a possibilidade de ocorrência de outras, que não foram vivenciadas graças a reversão da expectativa de chuvas no início do período úmido de 2022. A maior escassez hídrica registrada nos últimos 90 anos impôs desafios para a gestão da operação e exigiu, de todos os órgãos que compõem o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), dedicação integral desde 2020. A atenção e ações coordenadas entre o MME, instituições do setor e sociedade de forma geral, tanto no âmbito do CMSE, quanto da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), foram fundamentais para a superação deste período.

A energia afluyente às usinas hidrelétricas do SIN tem acumulado, nos últimos oito anos, consecutivos valores abaixo da média histórica. Esse comportamento pode ser observado especialmente nos subsistemas SE/CO e NE, que somam 88% da capacidade máxima armazenável. Quando avaliado especificamente o período de outubro de 2020 a setembro de 2021, em 6 meses foram registradas as afluições mais críticas dos últimos 91 anos. Além

disso, 9 dos 12 meses se configuram entre os 5 piores de todo histórico.

É natural a dúvida se este é um novo padrão hidrológico ou apenas uma etapa do ciclo natural, tal como foi o período crítico vivenciado na década de 50. Porém, independentemente da resposta a esta questão, é fato que o sistema deve estar preparado para eventos como estes recentemente vividos e cada vez mais resiliente a situações extremas.

Somado a isso, existe o contexto global de transição energética, que dentre múltiplos efeitos vem impulsionando o desenvolvimento e avanço tecnológico de diversas fontes de energia e induzindo o aumento da participação do consumidor no mercado de eletricidade. Esses avanços resultam em mudança das matrizes elétricas e levam a necessidade de adaptações, tanto em desenhos de mercado como em metodologias e modelos computacionais.

Neste panorama de múltiplas mudanças e desafios, o presente documento traz três análises de sensibilidades *what if* que abordam alguns destes aspectos

- A primeira delas faz uso de uma ferramenta alternativa, que permite simulação a usinas individualizadas, além de outras funcionalidades. Esta ferramenta foi utilizada para avaliação do atendimento aos critérios de suprimento e o cálculo dos requisitos do SIN.
- A segunda análise considera o uso de projeções horárias de carga e geração das fontes renováveis variáveis para a estimativa da carga líquida, utilizando assim uma base de dados projetada para a definição dos patamares que são utilizados no modelo Newave. Essas duas análises têm por objetivo propor discussões sobre avanços metodológicos que adequem os estudos de médio e longo prazo às novas características do sistema, que exige maior detalhamento de dados.

- Por fim, foi realizado terceiro estudo considerando diferentes históricos de vazões para a geração dos cenários hidrológicos sintéticos. Ao considerar apenas o passado recente como base para estimar o futuro, discute-se como o sistema funcionaria caso se confirme a mudança no perfil de afluências.

Com este documento complementar ao Capítulo 3 do PDE 2031, a EPE mantém seu compromisso de fomentar discussões importantes para o planejamento e ajudar na construção de um sistema elétrico seguro e que contribua para o atendimento aos compromissos internacionais assumidos pelo país.

2. Sensibilidade com software alternativo: simulação individualizada das usinas hidrelétricas

No contexto do PDE2031, a análise de sensibilidade do presente cenário *what-if* é resultante da simulação do despacho econômico hidrotérmico do SIN a partir de modelo que possibilita a representação individualizada das UHEs no horizonte decenal e que otimiza a decisão de operação centralizada do sistema elétrico interligado. Com o resultado, é possível aferir os critérios de suprimento de energia e potência ao avaliar as variáveis operativas resultantes dessa alternativa de simulação e relacioná-los aos estudos do Plano Decenal (PDE) para o horizonte do planejamento.

É importante frisar o desenvolvimento contínuo de ferramentas e processos do planejamento da expansão que tem sido mostrado nos últimos ciclos do PDE. Como exemplo de aperfeiçoamento recente, apresentado neste PDE 2031, pode ser citada a metodologia de revisão de restrições operativas aplicadas às UHEs, defluências mínimas e metas mensais de geração hidráulica. Essa metodologia foi utilizada nos modelos oficiais do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) visando aprimorar a aderência dos resultados das simulações com a realidade operativa dessas usinas. Esse trabalho de aprimoramento da representação das características operativas das fontes de geração nos modelos de despacho auxilia na identificação de requisitos e sua sinalização para as condições de suprimento eletroenergético. Dessa forma, é possível traçar ações mitigadoras da insuficiência da oferta, com a antecedência necessária, notadamente sob conjunturas desafiadoras do ponto de vista de

escassez hídrica, como foi apresentado no texto do PDE 2031 (EPE, 2022).

Por isso, em complemento às análises indicadas no PDE 2031 — seção 3.2 Configuração Inicial para Expansão: Caso Base do PDE 2031 —, ou seja, ainda não incorporados os montantes de expansão da oferta de geração e troncos de transmissão indicativos, o presente cenário exploratório *what-if* também evidencia mais um aprimoramento trazido pelo processo do planejamento que é simular a operação individualizada das UHEs com software alternativo que, assim como o oficial, usa a Programação Dinâmica Dual Estocástica. Este aprimoramento ocorre devido à relevância das UHEs em termos de capacidade instalada total do SIN e também sua representação agregada nos modelos oficiais de planejamento da operação, isto é, através dos reservatórios equivalentes de energia de acordo com as bacias hidrográficas onde estas usinas hidrelétricas estão localizadas. Com resultados obtidos por dois modelos diferentes, torna-se possível tomadas de decisões considerando-se as informações disponíveis em cada um.

Neste contexto, destaca-se que em 19 de novembro de 2018, foi celebrado o Contrato CT-EPE-030/2018¹, referente à aquisição de ferramentas computacionais para planejamento da expansão, respectivo treinamento, bem como a prestação do serviço de suporte e manutenção, utilizando recursos do Projeto META, contemplado no subprojeto do Termo de Referência nº 57. As ferramentas contratadas foram SDDP², OPTGEN³ e o

¹ Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/aceso-a-informacao/licitacoes-e-contratos/ct-epe-030-2018>

² O SDDP é um modelo de despacho hidrotérmico com representação da rede de transmissão e utilizado para estudos operativos de curto, médio e longo prazo

³ O OPTGEN é um modelo integrado de planejamento da expansão de capacidade de produção e transporte de sistemas de eletricidade e gás natural, baseado em decomposição e otimização estocástica.

gerenciador ePSR⁴. O uso dessas ferramentas permite granularidade espacial com representação individualizada de geradores e da rede elétrica e de suprimento de gás; detalhamento da operação até o nível horário; integração nas decisões de expansão dos sistemas de geração e transmissão e suprimento de gás.

Enfatiza-se também que o uso adequado de ferramentas de simulação depende de permanente estruturação e manutenção de base de dados, bem como capacitação para interpretação e validação de resultados esperados, conforme as ações em curso na EPE desde o período de aquisição dos modelos com o intuito de apoiar o processo de planejamento energético nacional. Nesse sentido, a EPE também apresenta como anexo o relatório de testes realizados com o SDDP, ao longo de mais de dois anos, em que se visitou cada funcionalidade, foram geradas inúmeras sensibilidades, registrou-se o

passo a passo dos testes, bem como as análises realizadas visando a calibração do número de iterações necessárias para o processo de convergência do deck de PDE, além do número de séries *forwards*. Assim, foi possível alcançar um estágio de maturidade no uso das ferramentas que traz como um dos primeiros resultados e aferições o presente *what-if*.

Nesse momento, para agregar mais informações e contribuir com a atividade do Plano Decenal, utilizando o caso Base do PDE 2031 — que utiliza as restrições operativas das UHEs propostas e simuladas no modelo NEWAVE⁵ —, foi realizada a conversão do deck NEWAVE para o deck do SDDP e a posterior simulação no modelo SDDP⁶. A Tabela 1 resume as principais premissas metodológicas no tocante à representação de UHEs nos modelos NEWAVE e SDDP.

Tabela 1 - Resumo comparativo da representação de UHEs nos modelos

REPRESENTAÇÃO	NEWAVE	SDDP
Usina hidrelétrica	Agregada em reservatórios equivalentes - REE ⁷	Individualizada
Coeficiente de produção no cálculo da política operativa	Considera a variação com a altura de queda através da correção da geração hidráulica máxima em função do armazenamento em cada série e estágio	Valor médio ou em função do volume
Coeficiente de produção na simulação final da operação		Variável em função da altura de queda líquida e da vazão defluente total da UHE
Volume mínimo operativo	Otimizado agregado	Otimizado Individualizadamente ou agregado
Defluência mínima total	Otimizada agregada	Otimizada Individualizadamente

Fonte: elaboração própria com base nos manuais dos modelos.

Atualmente, para a avaliação dos critérios de suprimento de energia e de potência, o PDE utiliza, respectivamente, os resultados da simulação do

modelo NEWAVE e da ferramenta de Balanço de Potência (BP)⁸, sendo que esta última incorpora a reserva operativa nas análises de capacidade.

⁴ O ePSR é um sistema corporativo para o gerenciamento de estudos energéticos

⁵ Versão simulada do modelo NEWAVE v_27

⁶ Versão simulada do modelo SDDP v_17

⁷ O Cepel disponibilizou em 2017 o NEWAVE Híbrido que pode ser usado de forma individualizada, mas que ainda precisa passar pelo processo de validação.

⁸ Versão simulada da Ferramenta de Balanço de Ponta v_0.11.7, disponível:

Portanto, visando compatibilizar a demanda do patamar de ponta representado no BP e o montante a ser simulado para este mesmo patamar no modelo SDDP, calculou-se o equivalente energético de reserva relativa à carga e às fontes renováveis representado na ferramenta de BP e adicionou-se esse valor à demanda máxima requerida pelo modelo SDDP. Ademais, deduziu-se equitativamente essa quantidade de energia associada a reserva dos patamares de carga média e pesada. Desta forma, se garante que a distribuição pelos patamares de carga da demanda que será simulada pelo SDDP é exatamente igual à vista pelo BP, permitindo assim que ambos os modelos vejam as mesmas necessidades de atendimento ao suprimento de potência e a realizem de acordo com a metodologia de simulação de cada modelo.

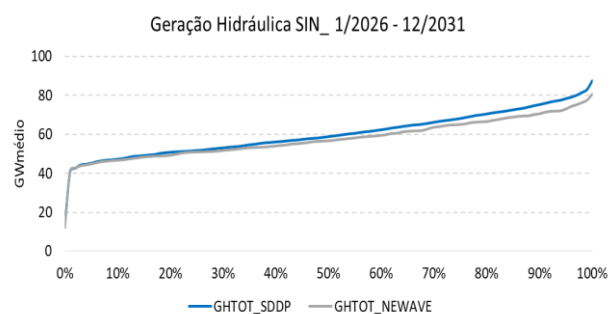
Com o resultado da simulação no SDDP, aferiu-se as variáveis que caracterizam a operação e o despacho hidrotérmico do sistema, como: as gerações das fontes hidrelétrica e termelétrica, os níveis de armazenamento de energia do sistema e resultantes desta maior granularidade representada através da simulação da operação individualizada das UHEs e os custos marginais de atendimento à demanda de energia (CMO). Finalmente, os critérios de suprimento de energia e potência do SIN foram avaliados comparativamente, assim como o resultado da otimização do atendimento à carga mensal e à demanda máxima, esta última obtida com a ferramenta de BP, acoplada⁹ ao resultado da simulação com o modelo NEWAVE.

Dessa forma, os resultados do modelo alternativo dentro do contexto do PDE, podem também auxiliar no balizamento dos valores que representam as variáveis de acoplamento entre as etapas do processo oficial, em destaque para as UHEs na formulação do problema de despacho hidrotérmico. Em outras palavras, em termos de aprimoramentos e caracterização das fontes geradoras, os resultados associados às UHEs individualizadas a partir do SDDP indicam alternativa para a calibração e aproximação entre a

representação de restrições de operação das UHEs empregadas nos modelos e a realidade operativa para essas usinas quando conectadas ao SIN.

O Gráfico 1 apresenta a distribuição de probabilidade da geração hidráulica total do SIN para o período compreendido entre 2026 e 2031. As curvas de permanência simuladas e resultantes dos dois modelos têm comportamentos semelhantes. Nota-se que a partir do percentual de cenários próximo a 40%, os valores de geração hidráulica simulados são superiores no SDDP (curva azul) e refletem a possibilidade de decidir sobre a otimização do coeficiente de produção, que é função da altura de queda líquida dos reservatórios das UHEs e também sobre suas respectivas vazões defluentes totais, assim influenciando o ponto de operação individualizado de cada uma das usinas que são despachadas para o atendimento do balanço de carga do SIN.

Gráfico 1 - Permanência dos cenários de geração hidráulica total do SIN



Fonte: Elaboração própria.

Já no Gráfico 2, em termos de geração termelétrica total do SIN, novamente as curvas têm comportamento próximos. Como as capacidades máximas e mínimas modeladas para esta modalidade de usinas são as mesmas nos dois modelos, esses valores extremos simulados são coincidentes em ambas as curvas de permanência. Adicionalmente, tem-se que aproximadamente entre 20% e 80% dos cenários simulados, a geração térmica é superior no modelo NEWAVE (curva cinza)

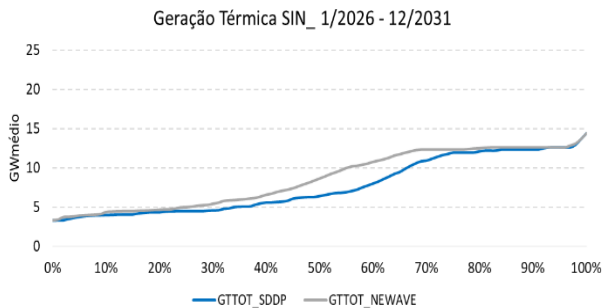
atendimento à demanda máxima (ferramenta de BP) precisa estar garantido, de acordo com a metodologia descrita no relatório do PDE2031, item “3.1 Metodologia”.

<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/ferramenta-de-balanço-de-potencia>

⁹ No processo de elaboração do PDE, o acoplamento entre as etapas de operação energética (NEWAVE) e

quando comparada a simulação do modelo SDDP, o que confirma o percentual de cenários obtido para a simulação da geração hidrelétrica, nesse caso maior no SDDP que no NEWAVE.

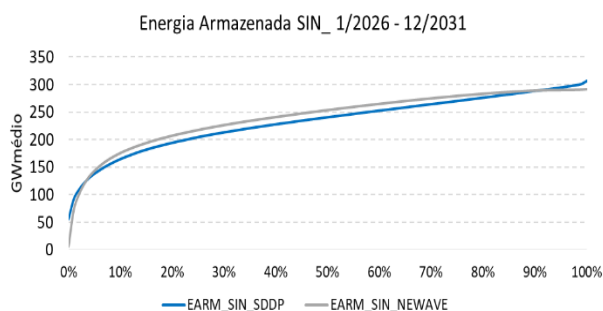
Gráfico 2 - Permanência dos cenários de geração térmica total do SIN



Fonte: Elaboração própria.

Em relação à variável energia armazenada total do SIN, a cada final de mês do horizonte entre 2026 e 2031, de acordo com o Gráfico 3, é possível observar que para aproximadamente 85% dos cenários simulados, os resultados obtidos no modelo NEWAVE são superiores aos valores emulados no SDDP. Assim, como consequência da estratégia de otimização individual da geração hidrelétrica, vista anteriormente no Gráfico 1, os resultados obtidos com o modelo SDDP apresentaram maior probabilidade de cenários com menor armazenamento, comparados aos simulados com o modelo NEWAVE.

Gráfico 3 - Permanência dos cenários de energia armazenada total do SIN

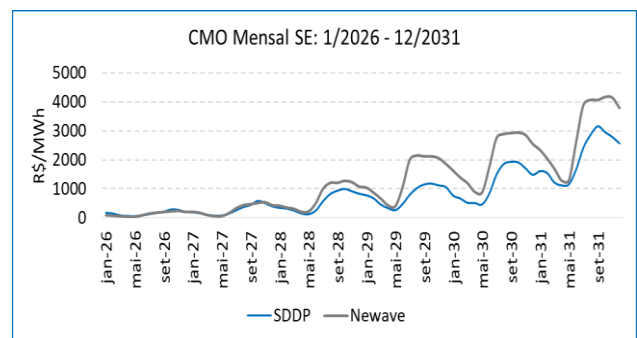


Fonte: Elaboração própria.

Após explorar os resultados das variáveis operativas, o Gráfico 4 apresenta os valores médios mensais de CMO para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste nos dois modelos. Observa-se que para 2026, compatível com o início do segundo quinquênio do

PDE e quando podem ocorrer as indicações de oferta de geração, os CMOs médios mensais não diferem significativamente. No entanto, a partir de 2028, com o aumento de carga do PDE 2031, constatam-se valores mais elevados no modelo NEWAVE quando comparados aos resultados do SDDP. A sazonalidade tem o mesmo comportamento nas duas ferramentas, no que pese os valores superiores concentrados predominantemente nos meses do período seco, que ocorrem no segundo semestre de cada ano do horizonte de simulação.

Gráfico 4 - Custos marginais de operação médios mensais para o Sudeste



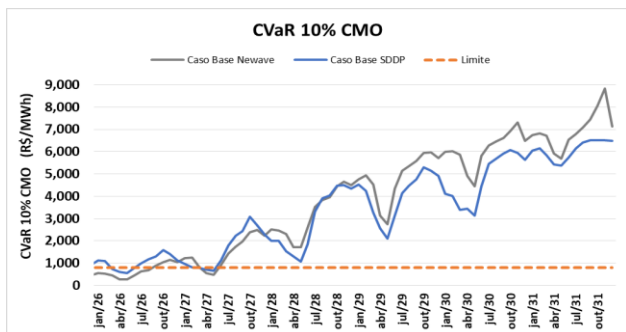
Fonte: Elaboração própria.

Os resultados das variáveis operativas simuladas nas ferramentas de análise do planejamento, mostrados nos gráficos anteriores, têm papel importante na avaliação das condições de suprimento da carga do sistema elétrico. Adicionalmente, o intuito dos próximos resultados é também divulgar, comparativamente, a aferição dos critérios de suprimento de energia e potência do SIN, a partir das variáveis resultantes da simulação do Caso Base do PDE 2031 nos modelos NEWAVE e SDDP.

No tocante ao critério de energia, o Gráfico 5 traz a avaliação do CVaR 10% do CMO, onde é possível verificar que no ano de 2026 os dois modelos indicam a violação deste critério. O SDDP sinaliza CVaR 10% do CMO superior a R\$ 800/MWh a partir de janeiro deste ano, enquanto que o modelo NEWAVE retrata a violação deste critério a partir de setembro deste mesmo ano. Considerando que o Caso Base do PDE 2031 não tem oferta indicativa, percebe-se que a partir de junho de 2027 os CMOs simulados nos dois modelos superam

permanentemente o valor limite estabelecido para o critério de energia.

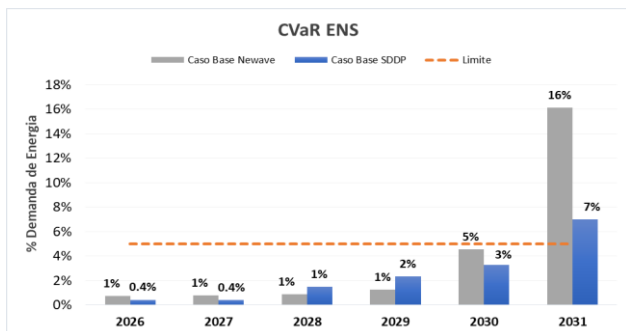
Gráfico 5 - Critério de suprimento de energia: CVaR 10% do CMO



Fonte: Elaboração própria.

Em complemento ao critério que analisa os valores de CMO, o Gráfico 6 apresenta a avaliação do CVaR 1% da Energia Não Suprida (ENS) do SIN. Para os dois modelos, este critério só é violado no ano de 2031, sendo o percentual da ENS simulado de 16% no NEWAVE (cinza) e de 7% no SDDP (azul).

Gráfico 6 - Critério de suprimento de energia: CVaR 1% da ENS

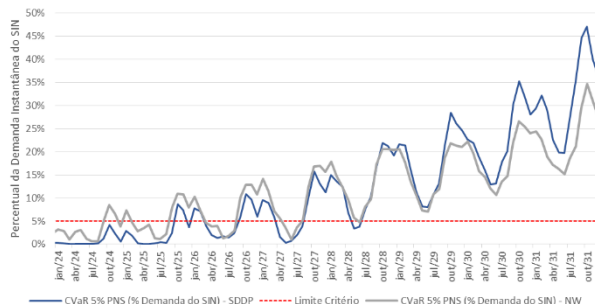


Fonte: Elaboração própria.

Seguindo a avaliação dos critérios de suprimento, comparou-se os resultados da Potência Não Suprida (PNS) e *Loss of Load Probability* (LOLP) avaliados no SDDP com aqueles obtidos com o modelo NEWAVE e a ferramenta de BP. Importa ressaltar que a dinâmica computacional e a lógica de resolução da otimização são inerentemente distintas e produzem soluções diferentes. Contudo o quadro geral dos modelos deve guardar similaridade entre suas percepções. Essa constatação pode ser observada no critério de atendimento de PNS. Recordando que dentre as premissas desse Caso Base do PDE 2031, os leilões de Procedimento

Simplificado de Contratação (PSC) e de Reserva de Capacidade (LRC) não foram contabilizados na oferta de geração para esta simulação e, dessa maneira, notam-se que os resultados oficiais simularam no SIN a primeira infração em outubro/2024. Já o SDDP indicou o início da violação do limite do critério de potência para o SIN em out/2025, de acordo com o Gráfico 7.

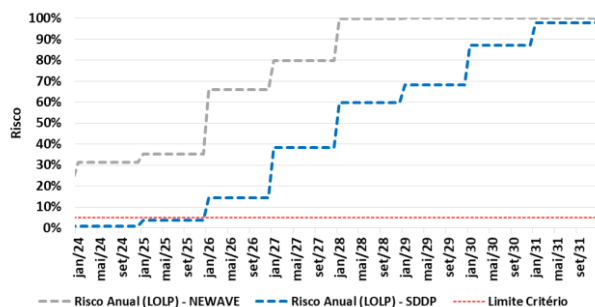
Gráfico 7 - Critério de suprimento de potência: CVaR 5% da PNS



Fonte: Elaboração própria.

No caso da LOLP, apresentada no Gráfico 8 os modelos NEWAVE e SDDP indicaram no SIN as primeiras infrações em 2024 e 2026, respectivamente. Estes resultados, que superam o limite de critério de 5%, obtidos para a LOLP se complementam com os já apresentados pelas análises do critério de PNS, conforme constatado no parágrafo anterior.

Gráfico 8 - Critério de suprimento de potência: LOLP



Fonte: Elaboração própria.

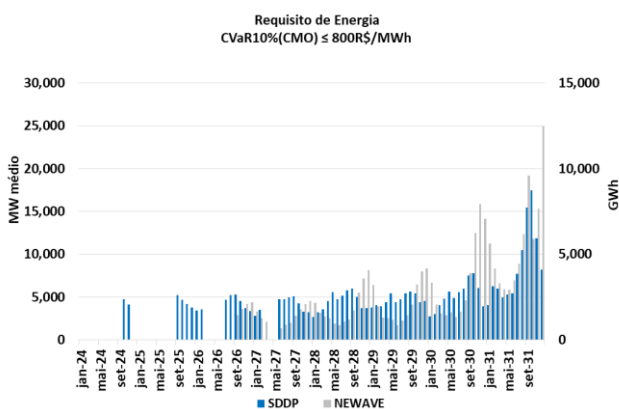
Os dois modelos sinalizam violações entre setembro-dezembro de 2025, para o critério de PNS. Com relação ao critério de LOLP, já no início do horizonte, o BP identifica a violação, enquanto o SDDP supera o limite de 5% do critério em 2026. Renova-se a atenção para o fato de que modelos com lógicas de representação agregada ou individual

otimizam o despacho de forma distinta, contudo o quadro geral de atendimento ao balanço eletroenergético do SIN é reconhecido pelos dois sistemas computacionais.

Além da avaliação dos critérios de suprimento, o cálculo dos requisitos do SIN, a partir de resultados obtidos através de software alternativo, complementa as análises feitas e as informações disponibilizadas no âmbito do PDE e, assim, apoia a formulação de diretrizes do planejamento eletroenergético.

O Gráfico 9 apresenta o requisito de energia calculado a partir dos resultados do NEWAVE (cinza) e do SDDP (azul), onde é possível notar, para os anos de 2026 e 2027, que os montantes são da ordem de 5.000 MW médios nos dois modelos. No caso do SDDP, os valores indicados em 2024 e 2025, pela premissa de cálculo de requisitos, relacionam tanto o cálculo de déficits de energia, como também de violações de volume mínimo operativo ou de defluências mínimas nas UHEs simuladas. Dito de outra forma, os montantes associados aos requisitos de energia estimados, a depender do cenário hidrológico vivenciado pelo SIN, envolvem o empenho do nível mínimo de reserva operativa estabelecido para o planejamento da operação energética do sistema.

Gráfico 9 - Requisito de energia

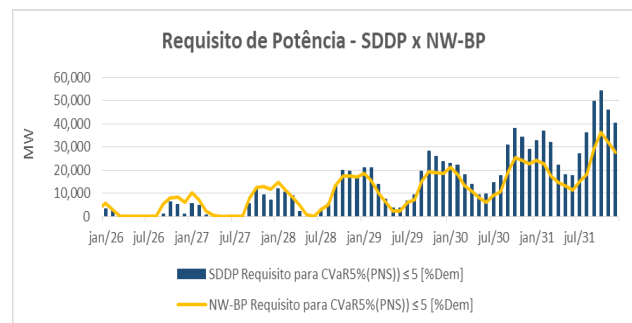


Fonte: Elaboração própria.

Quanto ao cálculo do requisito de potência, também foi utilizado método idêntico ao utilizado no PDE 2031, porém com dados de entrada naturalmente diferentes, pois que originados do modelo SDDP. Conforme se vê no Gráfico 10, os dois modelos guardam identificação do problema de

requisito de potência, tanto em aspecto temporal quanto em grandezas envolvidas, descontados, obviamente, particularidades da lógica computacional. Se até o ano de 2028 o requisito calculado pelos modelos NW-BP é maior que o SDDP, a partir desse ano há inversão. Nos anos finais do ciclo, o fato de o caso não incorporar a expansão da oferta indicativa de geração, o crescimento acumulado da demanda leva a necessidade crescente do recurso de potência em todos os meses do ano, com características similares nas duas ferramentas computacionais.

Gráfico 10 – Requisito de Potência



Fonte: Elaboração própria.

O presente estudo fez uso de ferramenta computacional alternativa para a avaliação do Caso Base do PDE 2031 (ou seja, sem expansão indicativa). Foram analisados o atendimento aos critérios de suprimento e requisitos do SIN com o modelo SDDP. A simulação individualizada torna possível identificar comportamentos particulares de geração e de enchimento de reservatórios, bem como, permite delimitar regras específicas para usinas — o que não é possível para modelos que funcionam em lógica agregada.

Os resultados das simulações divergem tanto em razão das regras operacionais dos modelos, as quais são mais acentuadas em um que em outro, como pela própria estrutura computacional de solução. De forma que os resultados precisam tanto ser contrastados entre si como ser objeto de análise e comparação com a realidade física do SIN. Ainda assim, a principal constatação foi de aderência entre os resultados obtidos com os modelos oficiais e esta nova ferramenta, apesar das diferenças numéricas encontradas. Esse importante resultado indica que diferentes modelos computacionais apontam para

as mesmas características principais do sistema. Ademais, por apresentarem diferentes formas de solução do mesmo problema matemático, cada modelo fornece diferentes detalhes, o que enriquece as análises de planejamento e permite que decisões sejam tomadas balizadas em mais informações.

Tendo em vista o avanço obtido ao simular as UHEs individualmente e os resultados preliminares alcançados na presente análise de sensibilidade, ressalta-se a importância de buscar aprimoramentos e atualizações relativos aos dados de entrada e restrições físicas operativas que caracterizam essas usinas. A título de exemplo: seus volumes mínimos operativos, suas vazões defluentes mínimas totais, as variações dessas grandezas associados à intervalos de tempo condizentes com a operação real, bem como os custos estimados de não atendimento às restrições operativas e que condicionam o despacho econômico dessas UHEs. A abrangência dessa temática requer a interação conjunta dos órgãos e instituições envolvidos com o setor elétrico para buscarem a sinergia de soluções visando a minimização do custo operativo total do SIN e atendimento aos usos múltiplos do recurso hídrico. Nesse contexto, evidencia-se também a Lei 14.182/2021 que trata do gerenciamento do nível dos reservatórios do SIN para a segurança energética.

A rápida evolução dos portfólios de geração de energia elétrica mundial e brasileira, com destaque para a inserção massiva das fontes renováveis eólica e solar, reforça o papel dos órgãos planejadores no acompanhamento das condições de atendimento desses sistemas. Estrategicamente, é necessário antever ações e diretrizes para indicar a adequação do suprimento eletroenergético que sejam compatíveis com o horizonte do planejamento e, desse modo, orientar a implementação de oferta de geração e do sistema de transmissão para a operação segura e confiável do sistema elétrico existente e em expansão.

Por isso, através dessa simulação com modelo alternativo e trazendo resultados adicionais a partir da operação individualizada das UHEs do SIN, o PDE e seus documentos complementares trazem a público os desafios do processo de planejamento energético. Assim, estimula-se o diálogo técnico — com a participação dos agentes, associações, universidades e público em geral — para o desenvolvimento do seu conteúdo com qualidade e atualizado a cada ciclo anual de publicação. Outras funcionalidades como simulação horária e integração com o sistema de transmissão seguem no escopo de trabalhos realizados pela EPE e deverão fazer parte de publicações futuras.

3. Utilização de patamares definidos a partir da projeção de carga horária líquida

Nos estudos de geração centralizada do Plano Decenal, os dados de entrada do modelo utilizado para simulação da operação, NEWAVE, tanto pelo lado da demanda quanto da oferta, são discretizados em base mensal. Ou seja, as análises referentes à operação do sistema a partir da indicação da expansão são realizadas tendo como base informações integralizadas em intervalos de tempo mensais. No entanto, com a maior inserção de fontes renováveis variáveis, como eólica e solar fotovoltaica, centralizadas e distribuídas, torna-se relevante reavaliar as melhores informações disponíveis e a forma de integralizar os dados em patamares mensais.

Contudo, para a mesma possibilidade de formato de entrada no modelo, em bases mensais por patamar, é possível utilizar dados com considerações de efeitos futuros da penetração de novos bens e usos na carga e diferentes metodologias de combinação das distribuições de carga e de geração não despachável horária, que, eventualmente, representem melhor as características da carga líquida a ser atendida pelas usinas despacháveis do sistema.

3.1 Introdução

Nessa avaliação, a carga bruta de energia, a expectativa de geração das pequenas usinas e a geração distribuída são tratadas em base horária. Dessa forma, busca-se avaliar se a sinergia encontrada entre as fontes de geração e a demanda de energia alteraria a representação mensal da carga líquida para operação das usinas despacháveis, a

Nesse sentido, considerando a expansão de referência do PDE 2031, nos cenários de operação a seguir são avaliadas metodologias para utilização combinada de dados de carga bruta horária projetada e dados de geração horária de pequenas usinas¹⁰, de forma que a patamarização¹¹ seja realizada diretamente para a carga líquida horária de cada subsistema.

Como a sinergia entre os dados horários de carga bruta e os dados de geração de pequenas usinas pode resultar em diferentes durações e profundidades de patamares, os requisitos de atendimento para os recursos representados como despacháveis no modelo de longo prazo podem se alterar. A depender da intensidade, essas alterações podem impactar os resultados operativos do sistema e oportunizar a penetração de novas tecnologias, como usinas híbridas ou recursos de flexibilidade, como armazenamento com baterias, usinas reversíveis e resposta da demanda.

Portanto, nessa seção será realizado estudo considerando a projeção de curva de carga horária no cálculo de duração e profundidade de carga nos estudos da operação do sistema considerando a expansão de referência do PDE 2031.

partir da configuração de expansão obtida no cenário de referência publicado no PDE 2031. A partir dessa avaliação, é possível determinar a carga líquida baseada em dados horários de energia do sistema e formar novos patamares – com novas profundidades e, até mesmo, novas durações- para alimentar os modelos utilizados no planejamento,

¹⁰ Apesar do já elevado montante acumulado, denominam-se pequenas usinas a geração considerada como não despachável no modelo NEWAVE. Notadamente, fazem parte dessa classificação as usinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas (CGH/PCH), usinas à biomassa com CVU nulo e usinas fotovoltaicas

centralizadas. Recentemente, na metodologia do PDE 2031, essa classificação também foi utilizada para inserção dos dados de projeção de geração distribuída.

¹¹ Refere-se ao processo de cálculo dos patamares de carga e/ou geração, que incluem a definição da profundidade e duração de cada patamar.

possibilitando a verificação de possíveis alterações na operação do SIN, bem como nos critérios de suprimento de energia e potência.

A metodologia de combinação da carga bruta com a geração de pequenas usinas e geração distribuída, em discretização horária, utilizada para obtenção dos cenários de carga líquida é semelhante à do *what-if* sobre carga horária apresentado no PDE 2030. Considerando a projeção horária da curva de carga bruta para todo o horizonte de simulação e o montante de geração das fontes variáveis centralizadas e distribuídas, a carga líquida é obtida pela convolução desses dados de demanda e oferta. Uma vez calculados os cenários de carga líquida horários, podem ser definidas distribuições de probabilidade para cada um dos meses do horizonte de estudo, ordenadas de forma decrescente.

A partir da distribuição de probabilidade da carga líquida do SIN e buscando preservar a coincidência temporal da demanda e da geração renovável entre todos os subsistemas, foram definidos novos patamares de carga para uso nos modelos de simulação.

Neste estudo foram definidos dois casos: no primeiro, foram alteradas apenas as profundidades de carga, com manutenção das durações dos patamares de carga utilizados no PDE 2031; no segundo, foram atualizadas as durações e as profundidades dos patamares de carga, sendo este o principal avanço neste presente trabalho em comparação com os estudos anteriores. No próximo tópico serão apresentados os dados e as metodologias utilizados para a obtenção dos novos patamares de carga.

3.2 Dados de entrada e metodologias utilizadas

Apresenta-se a seguir as considerações de dados de entrada e metodologias para realização das avaliações propostas.

3.2.1 DADOS DE ENTRADA

Conforme mencionado na seção anterior, para realização da avaliação em questão, foram utilizados dados horários de projeção da carga e de expectativa de geração eólica, fotovoltaica centralizada e geração distribuída.

Os dados horários de projeção da carga foram elaborados conforme metodologia descrita no documento NT/EPE/DEA-005/2020¹². Os dados em questão retratam a expectativa de perfil horário da carga bruta futura, com preservação da média mensal e carga instantânea máxima mensal consideradas na metodologia oficial do PDE 2031. Os

dados de carga horária dos subsistemas¹³ Acre/Rondônia, Manaus/Boa Vista/Roraima, foram estimados, com o devido abatimento, a partir dos dados projetados para os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Norte. Além disso, para a projeção de carga da ANDE (Paraguai) a ser atendida pela Itaipu Binacional, foi considerado o perfil de carga do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, com a manutenção das considerações de carga média e instantânea máxima adotadas para a metodologia oficial do PDE 2031.

As expectativas de geração horária eólica e fotovoltaica centralizada para os subsistemas Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul foram elaboradas conforme descrito no documento NT/EPE/DEE/011/2021-R1¹⁴. Para esses dados, além dos perfis horários dos dias de cada mês, são consideradas diferentes séries de variabilidade

¹² Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-476/NT%20Metodologia%20Proje%C3%A7%C3%A3o%20Carga%20Hor%C3%A1ria_EPE-NT-EPE-DEA-005-2020.pdf.

¹³ Considerando o diferencial de horizonte, a metodologia oficial do PDE considera a representação de

11 subsistemas, ao invés dos tradicionais 4 utilizados no Planejamento Mensal da Operação (PMO) pelo ONS e na formação de preços pela CCEE.

¹⁴ Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-593/Dados%20de%20entrada%20para%20modelos_.pdf.

anual. Por fim, os valores horários de geração, considerados de forma relativa à base mensal de geração (p.u. da média mensal), são multiplicados pela média de geração de cada fonte (eólica ou fotovoltaica) de cada subsistema, para cada mês do horizonte, de modo a preservar a consideração média de geração utilizada na metodologia oficial do PDE 2031.

A geração de outras usinas não simuladas, como as pequenas centrais hidrelétricas (CGH/PCH) e biomassa, considerando as pequenas diferenças entre os fatores por patamar utilizados tanto no PMO de referência quanto no deck de referência do PDE 2031, foi descontada de forma uniforme utilizando a média mensal projetada, para todas as horas de cada mês. Trata-se de uma simplificação, em função de que historicamente a geração dessas usinas possui fatores de contribuição nos patamares próximos à 1, o que significa que a contribuição em todos os patamares é próxima da média mensal de geração considerada para o horizonte. Cabe ressaltar que essa consideração é diferente das fontes fotovoltaica e eólica, que possuem geração mais correlacionada com a variação intradiária dos recursos primários.

A expectativa de geração horária distribuída, em sua absoluta maioria fotovoltaica, segue as seguintes considerações: para a geração distribuída eólica, termelétrica ou hidrelétrica foi considerada a média mensal para a geração de todas as horas (por simplificação, em virtude do baixo montante); para a geração distribuída fotovoltaica foram considerados os perfis horários obtidos a partir de dados gerados conforme o documento IT-EPE-DEA-SEE-001-2021¹⁵, multiplicados pelas médias mensais de geração distribuída fotovoltaica também consideradas na metodologia oficial do PDE 2031.

¹⁵ Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-573/IT-EPE-DEA-SEE-001-2021%20-%20Metodologia%20para%20cria%C3%A7%C3%A3o%20de%20s%C3%A9ries%20hor%C3%A1rias%20de%20gera%C3%A7%C3%A3o%20distribu%C3%ADda%20fotovoltaica%20por%20subsistema.pdf>.

¹⁶ Tabelas de horas diárias e seus respectivos patamares conforme a patamarização da carga bruta histórica, divulgadas anualmente pela CCEE.

3.2.2 METODOLOGIAS

Na metodologia oficial do PDE 2031, a profundidade dos patamares utilizados no modelo Newave e suas respectivas durações (ou probabilidades consideradas para cada patamar em cada mês do horizonte) são definidos a partir dos valores dos patamares oficiais utilizados conforme PMO de referência (que para o PDE 2031 foi o PMO setembro/21). As diferenças de representação em relação ao PMO são justificadas pelas adaptações necessárias à introdução do 4º patamar de carga, que representa os requisitos da demanda de potência (carga máxima instantânea mensal com duração de 10 horas por mês) considerados pela EPE. No entanto, para as usinas não simuladas, considera-se a metodologia de patamarização (cálculo da profundidade de carga ou geração de usinas não simuladas por patamar) hora-bloco¹⁶ referente à carga bruta. Em resumo, a metodologia hora-bloco baseia-se na consideração da média da geração das usinas não simuladas nos horários diários mais prováveis dentre de um patamar definido conforme distribuição da carga bruta.

Como, nessa avaliação, utiliza-se também o modelo Newave, as principais diferenças em relação à metodologia oficial considerada no caso de referência do PDE 2031 residem na forma de representação e definição dos patamares de carga e das pequenas usinas (consideradas como não despacháveis na representação atual do Newave). A partir dos dados descritos na seção anterior¹⁷, foram definidas duas metodologias para patamarização da carga líquida.

A primeira metodologia, realizada por meio de código desenvolvido em linguagem R, considera a manutenção das durações dos patamares originais utilizados no PDE 2031. No entanto, ao invés da

¹⁷ Além das diferenças metodológicas consideradas, os dados de entrada utilizados também possuem uma importante diferença, principalmente para a carga. Os dados que baseiam as metodologias propostas de patamarização nessa avaliação são, em sua maioria, projeções futuras e não apenas dados históricos observados, conforme patamarização oficial do PMO. Essa característica permite a consideração de, por exemplo, expectativas de mudanças de bens e usos para a carga e aumento de eficiência produtiva para a geração.

aplicação usual, com a representação da profundidade dos patamares da carga bruta e patamarização hora-bloco das usinas não simuladas, adota-se uma nova patamarização a partir da carga líquida horária. Ou seja, antes de realizar o processo de patamarização, subtrai-se a geração horária das pequenas usinas da projeção de carga bruta horária de cada subsistema, obtendo-se a distribuição de carga líquida horária para cada mês. Em seguida, adotando-se as durações originais do caso de referência do PDE 2031, são calculadas as novas profundidades de carga (que serão inseridas no arquivo “patamar.dat” do Newave). Como o montante de geração associada às usinas não simuladas já é considerada na definição da carga líquida antes do processo de patamarização, não é necessária a representação dessas usinas nos arquivos “sistema.dat” e “patamar.dat” do Newave.

O objetivo dessa avaliação é obter uma melhor representação da carga que embasará a decisão dos recursos despacháveis, hidrelétricos e termelétricos, representados no Newave. Afinal, na metodologia de patamarização da geração das renováveis hora-bloco (patamar), pode não ficar bem representada a variação da geração dentro de um mesmo patamar. Por exemplo, no caso das fotovoltaicas, dentro dos patamares de carga média e pesada atuais podem existir valores elevados de geração ou até mesmo nulos (sem luz solar). Além

disso, com a metodologia proposta, é possível observar melhor os efeitos da expectativa de aumento relevante da geração distribuída sobre as decisões de despacho centralizado no longo prazo.

Já a segunda metodologia, também realizada por meio de código desenvolvido em linguagem R, além de adotar a patamarização da carga líquida horária, utiliza técnica de clusterização¹⁸ para avaliação de novas durações para cada patamar.

Assim, além de calcular profundidades para uma distribuição de carga líquida que melhor reflita a variação intra-mensal da combinação entre a carga bruta e a geração variável das pequenas usinas, analisa-se ainda, para essa nova distribuição, novas durações de patamares que são capazes de melhor representar a carga líquida para otimização da geração das usinas despacháveis¹⁹.

No Gráfico 11 são apresentadas as profundidades da carga líquida a ser atendida pelas usinas despacháveis para o caso do PDE 2031 e para o caso considerando a carga líquida horária. Neste segundo caso são mantidas as durações originais dos patamares de carga²⁰. Neste gráfico são apresentados os quatro patamares de carga: as linhas contínuas representando a carga líquida e as linhas tracejadas representando o caso do PDE 2031.

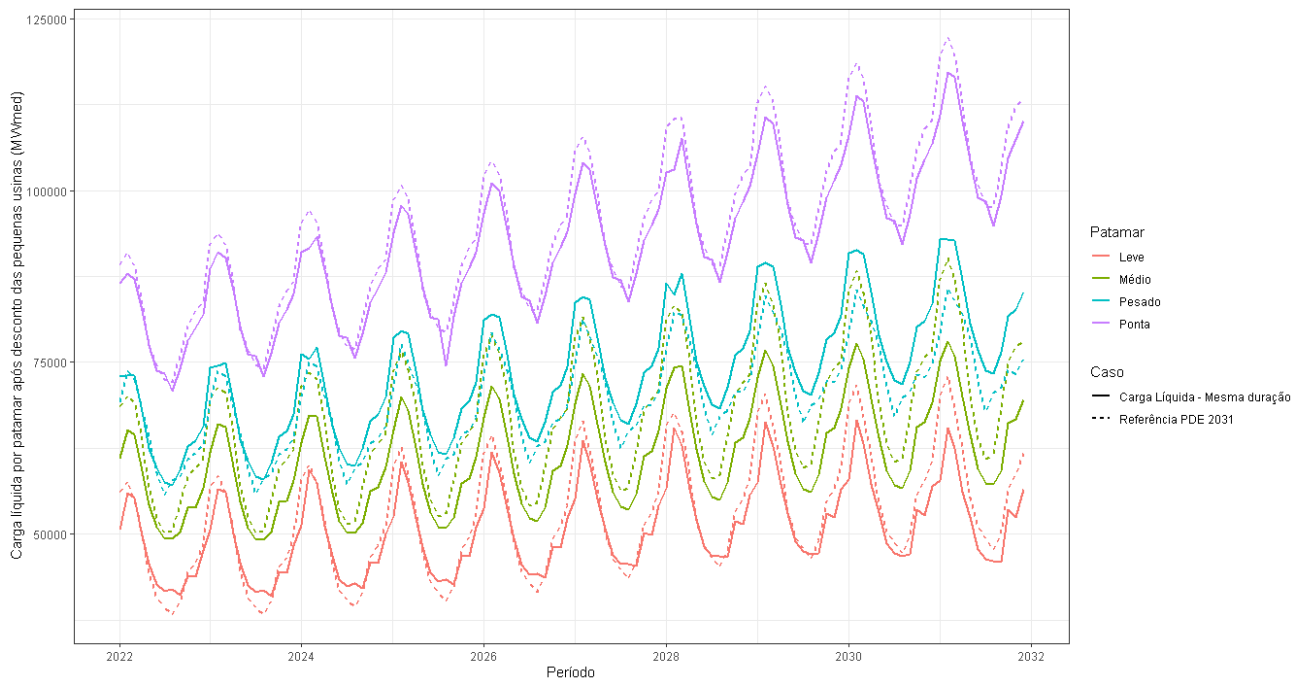
¹⁸ Utilização da função kmeans (<https://www.rdocumentation.org/packages/stats/versions/3.6.2/topics/kmeans>) com 3 centróides, já mantidas as premissas do patamar de ponta (potência) com duração de 10h.

¹⁹ No ciclo 2017/2018 a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) realizou estudos que atualizaram a metodologia e as definições de patamares para uso no modelo Newave. No entanto, as avaliações focaram na

representação da carga bruta com dados históricos, diferente do proposto nessa avaliação, onde é proposta a análise da patamarização da carga líquida horária, proveniente da combinação de dados projetados horários de carga bruta e dados projetados horários de geração não despachável.

²⁰ Como a segunda metodologia conta com alteração nas durações dos patamares, as profundidades nominais estariam em bases distintas.

Gráfico 11 – Comparação das profundidades nominais das cargas líquidas a serem atendidas pela geração despachável dos casos Referência e do caso de Carga Líquida com manutenção das durações originais



Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que a consideração da patamarização da carga líquida horária para cada mês do horizonte preserva a relação entre os patamares, ou seja, valores crescentes entre patamares leve, médio, pesado e ponta. Essa característica não ocorre para a metodologia oficial em virtude do efeito da penetração concentrada da geração fotovoltaica no patamar de carga pesada, quando utilizada a metodologia de hora-bloco, fazendo com que – na utilização da antiga metodologia – os valores para carga no patamar média sejam superiores ao da carga no patamar pesada em alguns meses.

Além disso, observam-se outras características interessantes da nova representação,

como o aumento da carga resultante no patamar leve para os meses de menor carga (inverno) e a redução do requisito de ponta líquida pela consideração de coincidência entre geração das pequenas usinas e carga a ser atendida.

Dessa forma, esses aspectos trazem maior qualidade na representação dos requisitos de carga líquida para a decisão de geração dos recursos despacháveis (e outras tecnologias de atendimento à demanda máxima). Na seção seguinte será avaliado se, com as configurações de geração do caso de referência do PDE 2031, essas alterações de representação provocam alterações expressivas nos resultados da operação do sistema.

3.3 Análise comparativa dos resultados operativos

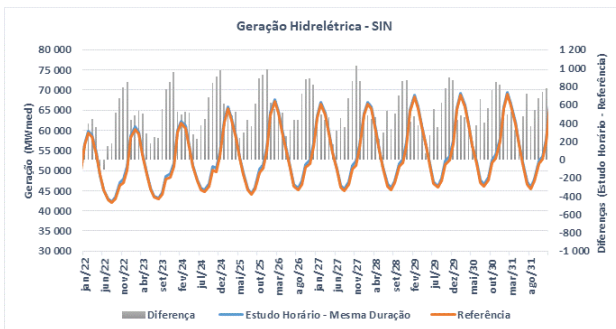
Considerando os novos valores dos patamares de carga para todos os subsistemas, os casos foram simulados no modelo NEWAVE para avaliação da operação. Nessa primeira etapa de análise serão utilizados três casos: (i) o caso referência do PDE 2031; (ii) caso com alteração da profundidade e mantendo a duração dos patamares (chamado aqui por “Mesma Duração”) e; (iii) caso com alteração de

profundidade e duração (chamado por “Nova Duração”).

Para os casos simulados, o comportamento para geração hidrelétrica total do SIN é apresentado no Gráfico 12 e Gráfico 13, de geração termelétrica no Gráfico 14 e Gráfico 15, armazenamento do SIN no Gráfico 16 e Gráfico 17 e CMO médio mensal do subsistema Sudeste/Centro-Oeste no Gráfico 18 e

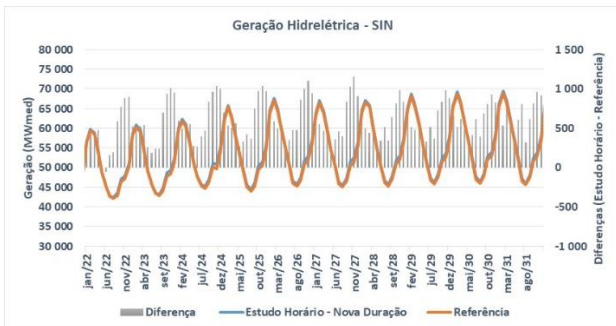
Gráfico 19. Em todas as análises são realizadas a comparação com o caso de referência do PDE 2031, focando nas médias das 2.000 séries do Newave. Para os dois novos casos, verifica-se pouca variação em comparação ao caso referência do PDE 2031. Ou seja, analisando as médias das séries geradas pelo Newave, não são observadas mudanças relevantes no período decenal com a alteração da profundidade dos patamares de carga.

Gráfico 12 – Geração hidrelétrica do SIN – Caso com mesma duração



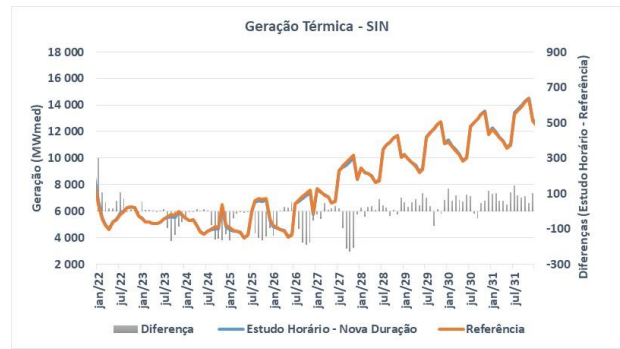
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 13 – Geração hidrelétrica do SIN – Caso com nova duração



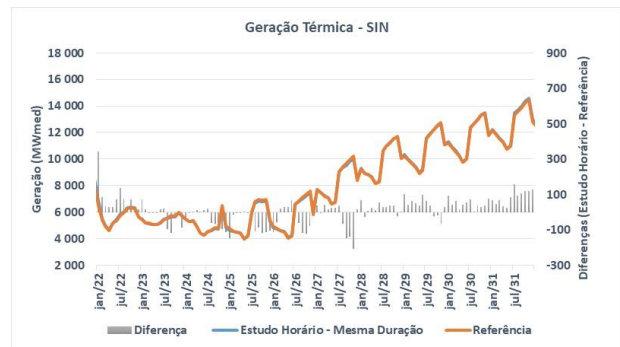
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 14 – Geração termelétrica do SIN – Caso com mesma duração



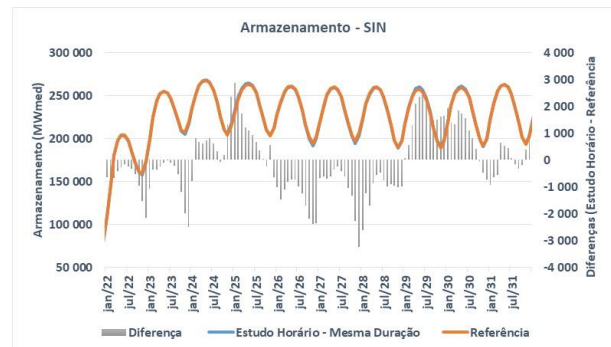
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 15 – Geração termelétrica do SIN – Caso com nova duração



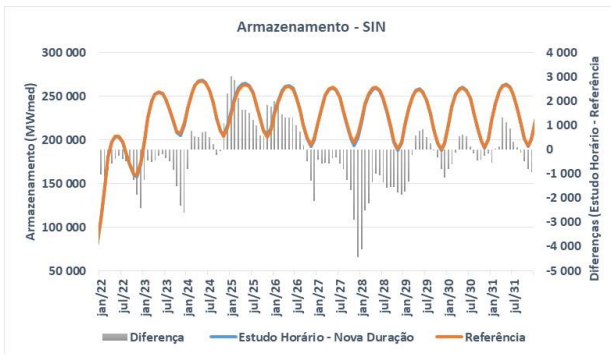
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 16 – Armazenamento do SIN – Caso com mesma duração



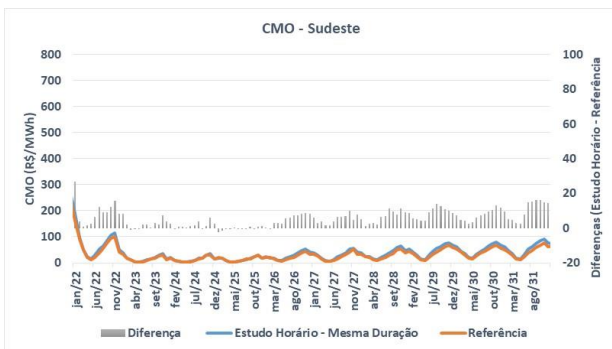
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 17 – Armazenamento do SIN – Caso com nova duração



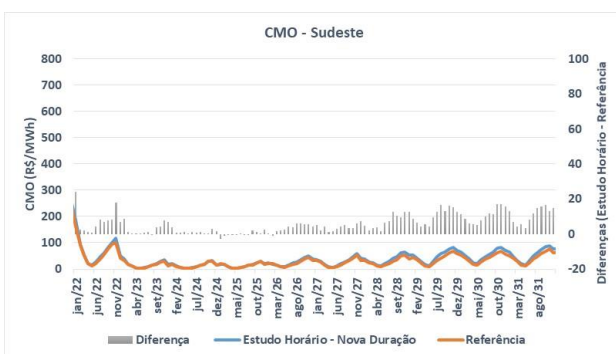
Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 18 – Custo Marginal de Operação Subsistema SE/CO – Caso com mesma duração



Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 19 – Custo Marginal de Operação Subsistema SE/CO – Caso com nova duração



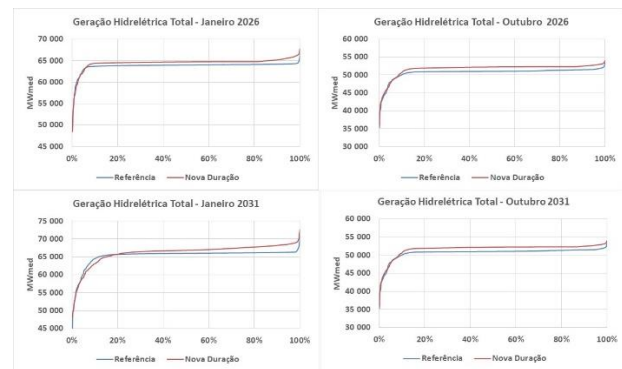
Fonte: Elaboração própria.

Apesar da possível semelhança entre os casos, buscou-se analisar de forma mais detalhada como a operação do sistema se comporta com alteração das durações e profundidades dos patamares de carga. Serão examinados os meses de janeiro, mês com demanda mais alta durante o ano, e outubro, mês

em que as contribuições de energia e potência da energia eólica e fotovoltaica são mais proeminentes, dos anos de 2026 e 2031. Deste modo, pode-se avaliar possíveis mudanças de comportamento da operação do sistema com a expansão indicativa no período decenal.

A distribuição das 2.000 séries do Newave para geração hidrelétrica total do SIN é apresentada no Gráfico 20. Para os meses analisados, observa-se variação para cima da geração hidrelétrica, com maiores diferenças verificadas nos meses de janeiro, com valores na ordem de 2 GWmed.

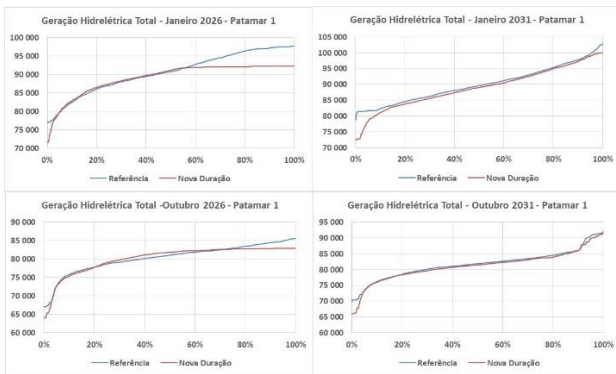
Gráfico 20 – Comparação das distribuições da Geração Hidrelétrica Total – SIN – janeiro e outubro de 2026 e 2031



Fonte: Elaboração própria.

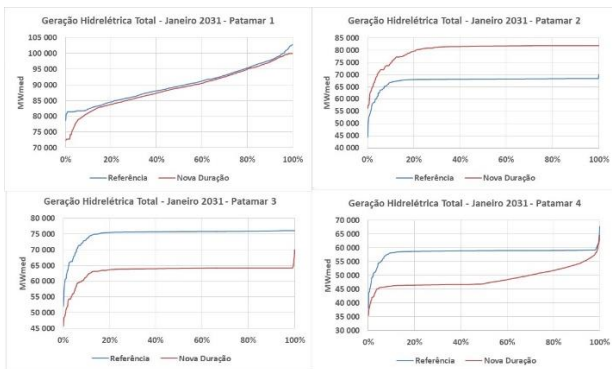
Adicionalmente, as curvas de permanência da geração hidrelétrica por patamar de carga para janeiro de 2026 e 2031 são apresentadas no Gráfico 21 e Gráfico 22. Nesse caso, observa-se uma mudança no perfil de geração em todos os 4 patamares quando inseridos os novos dados de entrada. Esta alteração no perfil é esperada, em função do uso das novas profundidades de carga que devem ser atendidas pela oferta de geração, calculadas a partir da carga líquida horária. Cabe destacar ainda que, quando comparados os casos com o novo patamar e o de referência, verifica-se maior alocação da geração hidráulica no patamar 2 (pesada) e redução nos patamares inferiores, 3 e 4 (média e leve).

Gráfico 21 – Comparação das distribuições da Geração Hidrelétrica por Patamar - SIN – janeiro de 2026



Fonte: Elaboração própria.

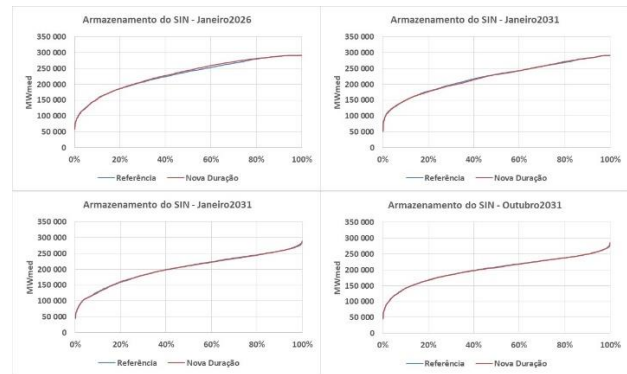
Gráfico 22 – Comparação das distribuições da Geração Hidrelétrica por Patamar - SIN – janeiro de 2031



Fonte: Elaboração própria.

O armazenamento do SIN também é apresentado no Gráfico 23. É possível perceber que mesmo com a alteração da geração hidrelétrica em alguns cenários, isso não foi suficiente para mudar o armazenamento nos meses analisados, reforçando a robustez e a possibilidade de gestão da geração hidrelétrica planejada do SIN para o horizonte decenal. Vale lembrar que todos os casos analisados consideram as restrições operativas das UHE tal como proposto neste PDE 2031, que visam alocar o recurso de modo aderente as necessidades operativas e, com isso, contribuem para a melhor gestão do recurso.

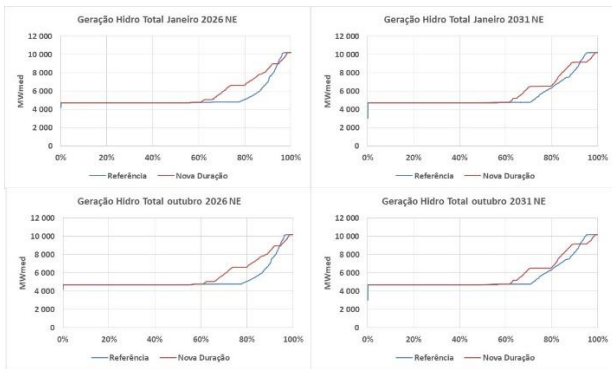
Gráfico 23 – Armazenamento – SIN – janeiro e outubro de 2026 e 2031



Fonte: Elaboração própria.

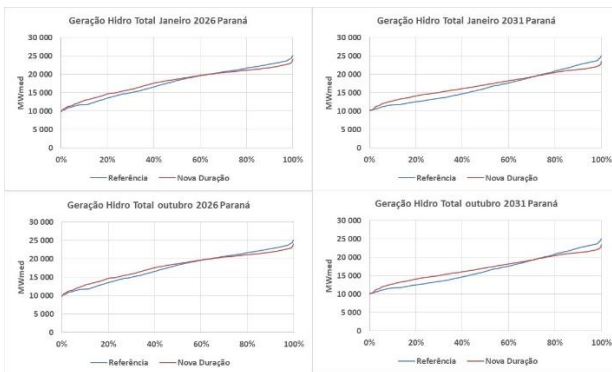
Aprofundando as avaliações da geração hidrelétrica, foram analisadas as distribuições desta fonte nos subsistemas Nordeste (Gráfico 24) e Paraná (Gráfico 25). Estes subsistemas foram escolhidos pelas seguintes características: Nordeste, pela forte penetração de usinas eólicas e fotovoltaicas centralizadas no período decenal e subsistema Paraná, pois representa um conjunto relevante de usinas hidrelétricas que atende majoritariamente a região Sudeste, que conta com importante expansão de geração distribuída. Conforme Gráfico 24, no Nordeste é possível perceber aumento da geração hidrelétrica em todos os meses analisados, especialmente nos cenários mais otimistas, decorrente da expansão de fontes renováveis variáveis no horizonte decenal em conjunto com geração distribuída. Por outro lado, o subsistema Paraná, conforme indica o Gráfico 25, apresenta maior geração no caso com novos patamares de carga em até 60-70% dos menores valores de geração. Nos cenários com maior geração hídrica há predominância do caso referência.

Gráfico 24 – Geração Hidrelétrica Total – Nordeste – janeiro e outubro de 2026 e 2031



Fonte: Elaboração própria.

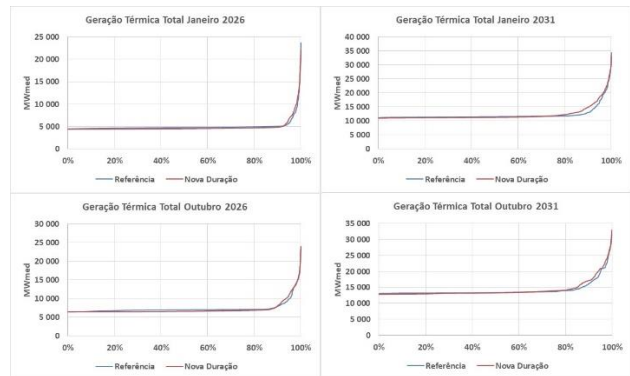
Gráfico 25 – Geração Hidrelétrica Total – Paraná – janeiro e outubro de 2026 e 2031



Fonte: Elaboração própria.

As curvas de permanência da geração termelétrica do SIN estão apresentadas no Gráfico 26. Percebe-se que não há alteração significativa no perfil de geração termelétrica para os meses analisados, quando definidas novas durações dos patamares. Dessa forma, verifica-se que a alteração dos patamares tem maior impacto na alocação do montante de energia gerada pelas hidrelétricas entre os patamares, com baixa influência na geração térmica.

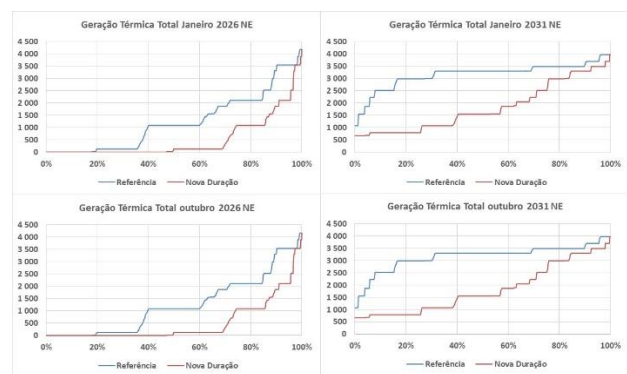
Gráfico 26 – Comparação das distribuições de Geração Térmica Total – SIN – janeiro e outubro de 2026 e 2031



Fonte: Elaboração própria.

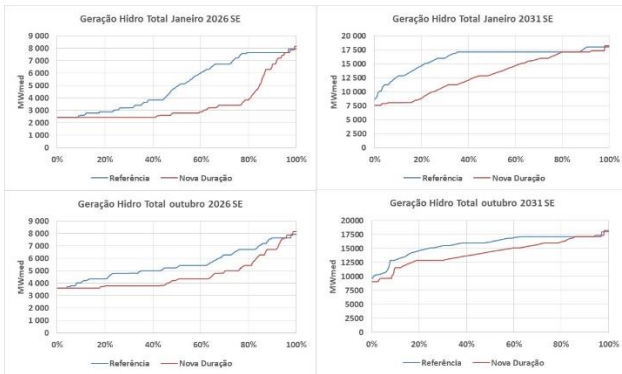
Aprofundando as avaliações da geração termelétrica, foram analisadas as gerações desta fonte nos subsistemas Nordeste e Sudeste. No subsistema Nordeste, Gráfico 27, há diminuição da geração no novo caso, refletindo o aumento da geração hidrelétrica. O mesmo ocorre no subsistema Sudeste, Gráfico 28, devido ao aumento da geração hidrelétrica no SIN. Ao analisar em conjunto o Gráfico 26, o Gráfico 27 e o Gráfico 28, permite-se avaliar que, apesar das alterações na geração térmica nos subsistemas com maior alteração da carga líquida, a mesma é amortecida em outros subsistemas do SIN, com o uso das interligações.

Gráfico 27 – Comparação das distribuições de Geração Térmica Total – Nordeste – janeiro e outubro de 2026 e 2031



Fonte: Elaboração própria.

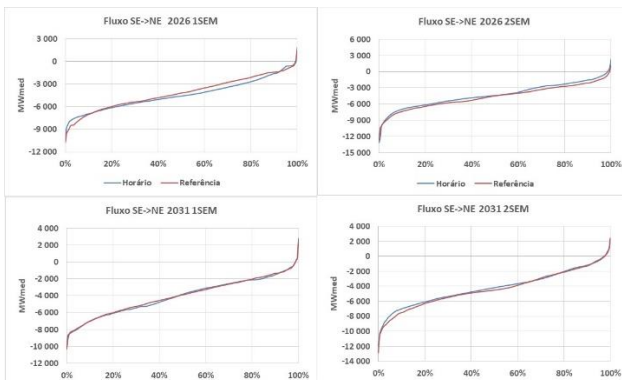
Gráfico 28 – Comparação das distribuições de Geração Térmica Total – Sudeste – janeiro e outubro de 2026 e 2031



Fonte: Elaboração própria.

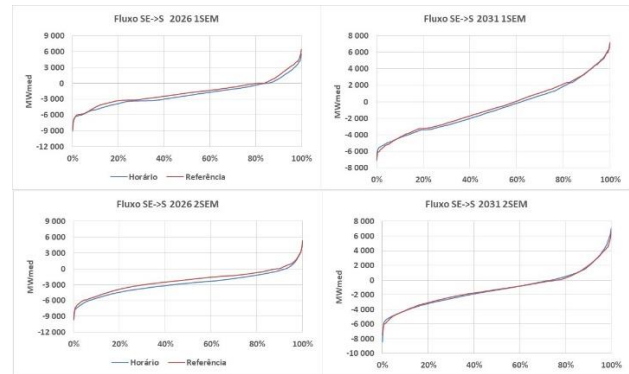
As permanências dos fluxos dos intercâmbios entre as regiões Sudeste/Nordeste e Sudeste/Sul são apresentadas nos dois gráficos a seguir: Gráfico 29 e Gráfico 30. Não há alteração significativa nos meses analisados, apenas com ligeira diminuição do fluxo no novo caso. Não se percebe, por exemplo, alteração na tendência de exportador do subsistema Nordeste.

Gráfico 29 – Comparação das distribuições de Fluxo de Intercâmbio Sudeste para Nordeste - janeiro e outubro de 2026 e 2031



Fonte: Elaboração própria.

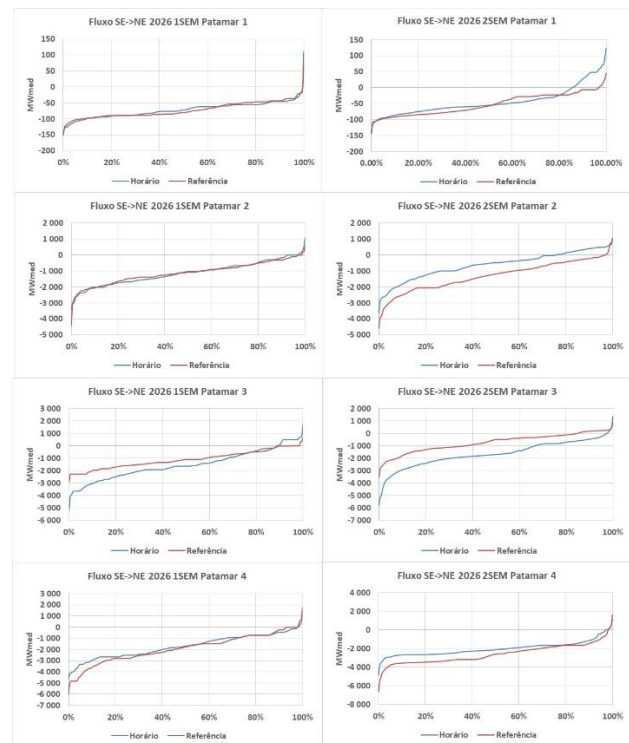
Gráfico 30 – Comparação das distribuições de Fluxo de Intercâmbio Sudeste para Sul - janeiro e outubro de 2026 e 2031



Fonte: Elaboração própria.

As permanências por patamar de carga para a interligação Sudeste para Nordeste são apresentadas no Gráfico 31. Nesta análise, é importante ressaltar o aumento do recebimento do Nordeste no Patamar 1 e 2 no novo caso no segundo semestre e diminuição no Patamar 3 no segundo semestre. Apesar das mudanças, não há alteração de subsistema importador ou exportador nos cenários analisados, nem alterações nos limites de uso dos intercâmbios entre os subsistemas avaliados.

Gráfico 31 – Comparação das distribuições por patamar de Fluxo de Intercâmbio Sudeste para Nordeste –Semestres de 2026



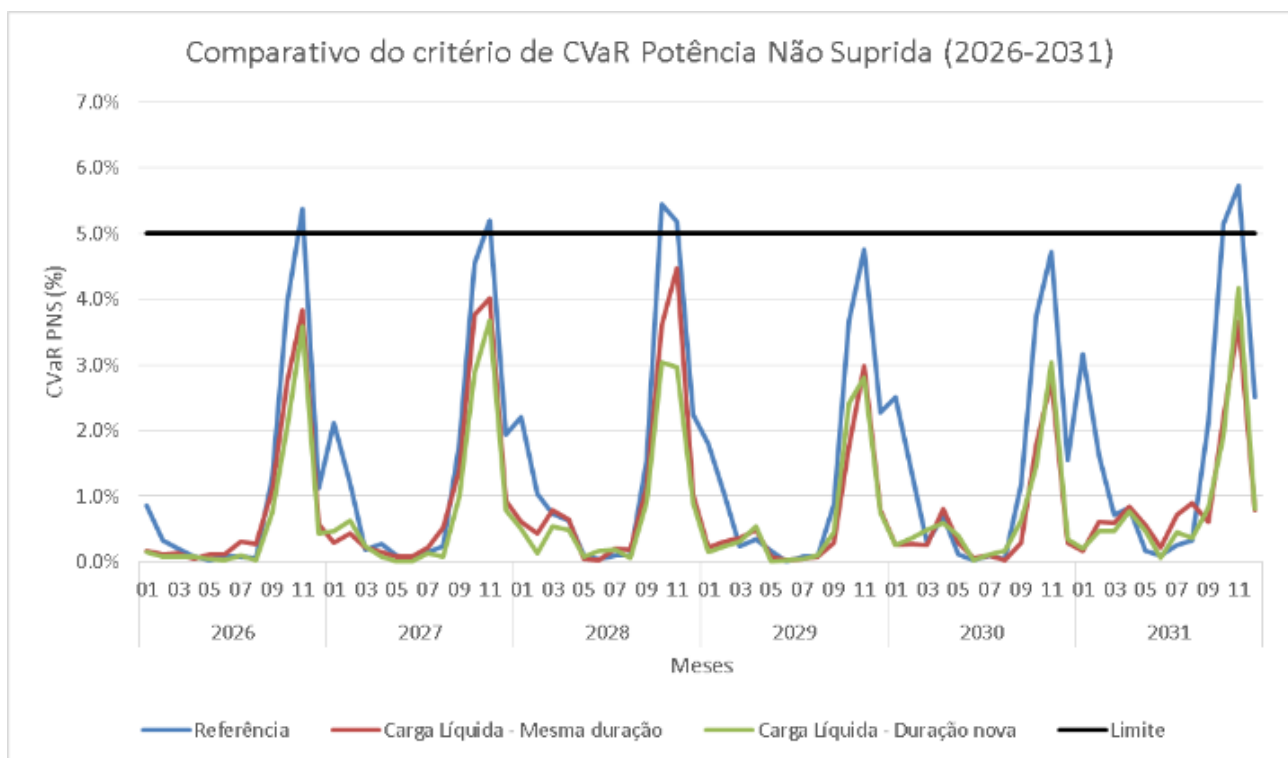
Fonte: Elaboração própria.

3.4 Análise comparativa do atendimento aos critérios de suprimento

Além da análise comparativa dos resultados das principais grandezas operativas, foram avaliados também os impactos na aferição dos critérios de suprimento analisados no caso de referência do PDE 2031.

No Gráfico 32 podem ser observados, os resultados de atendimento ao critério de CVaR 5% da potência não suprida mensal menor ou igual à 5% do cenário de referência publicado no PDE 2031, e dos cenários de carga líquida com as mesmas e com as novas durações.

Gráfico 32 – Comparativo do critério de CVaR da Potência Não Suprida entre 2026 e 2031



Fonte: Elaboração própria.

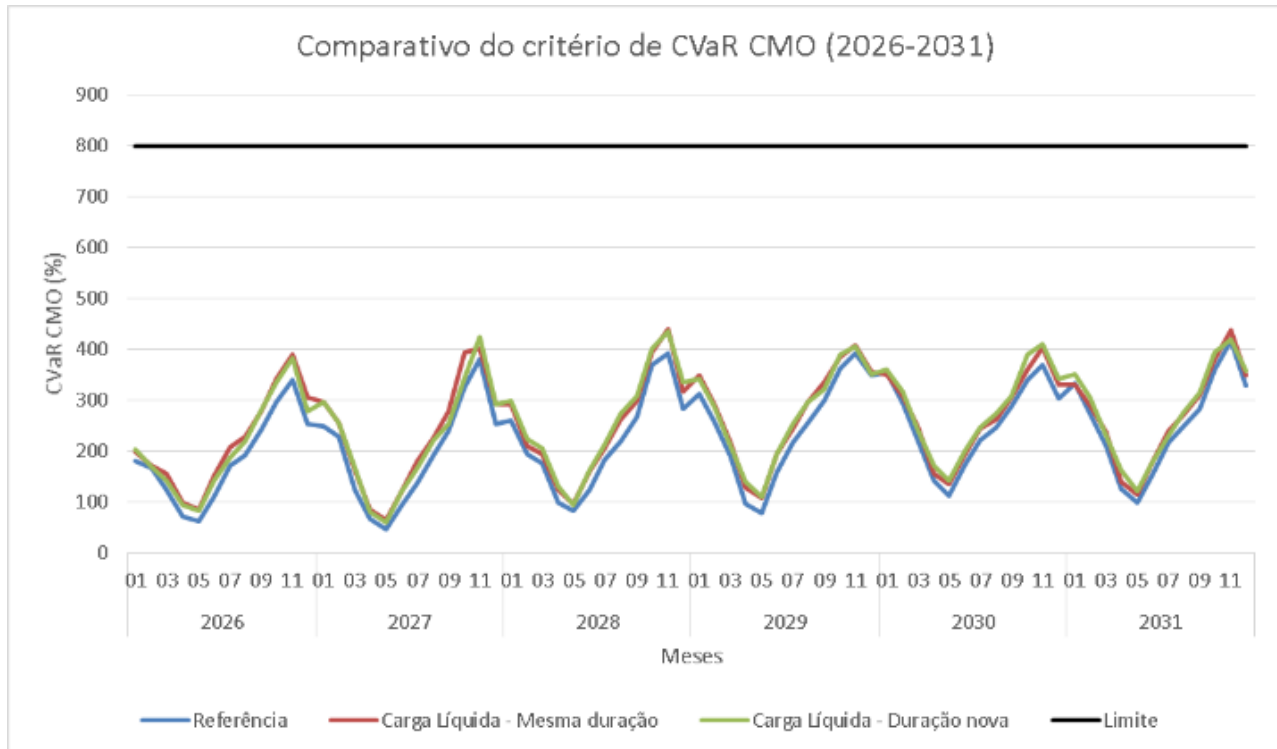
Observa-se que os casos com a implementação da carga líquida obtiveram resultados mais positivos em relação ao critério de potência. Isso se justifica, em grande parte, à melhor avaliação da coincidência da projeção de demanda máxima instantânea do SIN com os respectivos valores de geração renovável modelados de forma horária. Enquanto que a metodologia oficial do PDE 2031 considera a carga bruta coincidente, contribuição nula de potência para a geração distribuída e uma contribuição fixa associada ao P95 da geração horária eólica e fotovoltaica centralizada (geração horária das fontes que é superada em 95%

da amostra de um determinado mês), nos casos com a modelagem de carga líquida, considera-se a carga líquida horária coincidente para o SIN. Ou seja, não é necessariamente o momento de carga bruta coincidente máxima, é o momento onde a carga a ser atendida pelas usinas despacháveis, hidrelétricas e termelétricas, é máxima do ponto de vista do SIN. Diante dos diversos cenários considerados nas metodologias, este é um tratamento mais refinado em relação às incertezas do horário de ocorrência da ponta líquida do sistema.

Já em relação ao atendimento ao critério de energia de CVaR do CMO mensal menor ou igual a R\$

800/MWh, o resultado comparativo é apresentado no Gráfico 33.

Gráfico 33 – Comparativo do critério de CVaR do CMO entre 2026 e 2031



Fonte: Elaboração própria.

Como pode-se observar, os resultados para o atendimento de energia não apresentam grandes disparidades entre os casos. Trata-se de um resultado compatível com as análises realizadas para as grandezas operativas e indica que, para a representação adotada no modelo NEWAVE, existe ainda grande flexibilidade inter e intra-mensal das hidrelétricas do sistema.

De forma geral, considerando pequenas margens de precisão dos modelos utilizados para a análise, observa-se que tanto no caso referência publicado no PDE 2031, quanto nas representações propostas de carga líquida, houve o atendimento aos critérios de suprimento.

3.5 Conclusões e avanços futuros

As modelagens propostas para a carga e para as pequenas usinas considerando projeções de dados horários visam aprimorar a representação dessas grandezas no modelo de longo prazo utilizado pelo planejamento, o NEWAVE.

Ao patamarizar os dados horários projetados de carga líquida, ao invés de basear-se apenas em dados históricos da carga bruta para tal objetivo, busca-se representar de forma mais adequada a sinergia horária da geração renovável variável e da

carga futura de energia. Afinal, ao definir nos modelos a contribuição das renováveis variáveis (eólica e fotovoltaica) conforme horas típicas dos patamares de carga bruta, pode-se observar grande variação de geração dentro da amostra para um mesmo patamar, principalmente se dentro de um mesmo patamar estiverem horas típicas diurnas e noturnas.

De fato, a definição de novos patamares de carga e geração, tanto mantendo quanto alterando

as durações, representou relevantes mudanças nas profundidades nominais resultantes da carga líquida a ser atendida pelas usinas despacháveis representadas no modelo.

No entanto, mesmo com a nova representação de restrições hídricas operativas propostas no PDE 2031, a flexibilidade resultante da modelagem das usinas despacháveis, principalmente hidrelétricas equivalentes, ainda se mostra grande o suficiente para minimizar os impactos inter e intra-mensais da representação da carga líquida. Isso resulta em pequenas diferenças nos resultados das principais grandezas operativas do modelo, como geração hidrelétrica, termelétrica, energia armazenada e custos marginais de operação em comparação ao caso de referência publicado no PDE 2031. Por outro lado, à medida que o sistema passe a incorporar um montante cada vez maior das fontes renováveis variáveis (e uma participação relativa das UHE decrescente, como o PDE vem apresentando) o avanço de representação aqui analisado se torna ainda mais importante, e será fundamental para a identificação do momento em que o sistema se torne escasso em flexibilidade operativa.

Em relação ao atendimento aos critérios de suprimento, como esperado, os resultados comparativos dos casos também foram semelhantes para o CVaR do CMO mensal menor ou igual a R\$ 800/MWh.

Já em relação ao atendimento ao critério de potência, as comparações mostram que os casos com a implementação da carga líquida obtiveram resultados com maior folga em relação ao limite regulamentado. Tal fato deve-se aos efeitos observados na demanda máxima a ser atendida pela oferta de geração despachável após as considerações de contribuição das renováveis variáveis. Enquanto na metodologia original considera-se a carga bruta coincidente, contribuição nula de potência para a geração distribuída e uma contribuição fixa associada ao P95 da geração horária eólica e fotovoltaica centralizada (geração horária das fontes que é superada em 95% da amostra de um determinado mês), para os casos com a modelagem de carga líquida, considera-se a carga líquida horária máxima coincidente para o SIN.

Ou seja, diante dos diversos cenários considerados nas metodologias, deste é um tratamento mais refinado em relação às incertezas do horário de ocorrência da ponta líquida do sistema.

De qualquer forma, as representações e metodologias propostas nessa avaliação de cenário trazem importantes reflexões que devem ser debatidas pelo setor elétrico:

- Qual a melhor forma de representar a interação entre a carga projetada, os recursos energéticos distribuídos (RED) e as renováveis variáveis do sistema?
- Como avaliar os efeitos das alterações (cada vez mais rápidas) de bens e de usos que impactam na distribuição da carga utilizadas no planejamento?
- Qual a melhor forma de consideração da coincidência de geração renovável, RED e carga para as avaliações de necessidade de potência do sistema?

Além dessas questões, tais resultados também ensejam evoluções metodológicas e de ferramentas mais detalhadas, como:

- Representação da carga líquida horária entre as iterações para o modelo de expansão, o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI);
- Aprimoramento, automatização e replicação das avaliações aqui realizadas para os processos de maior frequência;
- Utilização também das projeções ao invés de apenas dados históricos para a construção dos patamares;
- Utilização de modelos/ferramentas que permitam a análise dos efeitos das projeções de carga e geração não despachável horárias em termos cronológicos sequenciais, visando avaliações mais aprofundadas da necessidade de eventual flexibilidade operativa do sistema.

As respostas para esses conjuntos de questões e próximos passos exemplificados podem ser

construídas através da alocação colaborativa de recursos e pesquisas, além do debate transparente entre as instituições e os agentes do setor elétrico brasileiro. Dessa forma, espera-se que as avaliações de planejamento e operação evoluam consideravelmente para o tratamento de incertezas

de um sistema com maior penetração de renováveis variáveis, RED e com uma carga cada vez mais dinâmica (inclusive mais elástica aos sinais de preço do mercado).

4. O Uso do Histórico Recente de Vazões como Base para a Projeção do Regime Hidrológico e seus Impactos no SIN

A atividade do planejamento do SIN é fortemente correlacionada com a disponibilidade do recurso hídrico. E o que se percorreu na desafiadora situação de escassez hídrica da última década aumenta a necessidade de adaptação da atividade de previsão/estimativa, de maneira a prover um sistema robusto aos efeitos de uma provável alteração do regime de vazões. O levantamento bibliográfico apontado no PDE2030 e sua revisão para o PDE2031 apontam que ainda não há um consenso em como se dará a mudança no padrão de precipitação, e por consequência, na disponibilidade hídrica para a geração de energia, em conjunto com os demais usos da água.

Dada incerteza das alterações na distribuição espacial e temporal do regime de vazões, existe um amplo conjunto de abordagens possíveis para avaliar seus efeitos no setor energético. A abordagem pode incluir alterações nos processos de planejamento da expansão, uma vez que a escolha de projetos indicativos, com menor custo global, selecionados pelo MDI se fundamenta em uma expectativa de geração, que por sua vez, se baseia em um histórico de aflúncias de mais de 80 anos. E para a avaliação da operação, os cenários hidrológicos gerados pelo Newave também têm como base este mesmo histórico. Para o estudo específico apresentado neste *what if*, optou-se por ainda não avaliar a influência da alteração do regime de vazões na expansão, mas verificar qual seria a robustez do sistema planejado frente a possíveis alterações do regime hidrológico.

Pode-se entender, de modo simplificado, que a operação seria a conjunção de dois fatores: um deles é o recurso hídrico, que é efetivamente a

quantidade de água disponível no sistema; e o outro fator seria a “política operativa”, que reflete a expectativa com relação a quantidade de água que estará disponível no futuro para as hidrelétricas. Esta política operativa é a base na qual o sistema fundamenta o despacho das usinas. Por exemplo, em uma situação na qual há previsão de escassez de água no futuro, a operação vai refletir esta condição ao adequar o despacho das usinas com ações como poupar o uso da água dos reservatórios para se precaver desta futura situação adversa.

O estudo deste *what if* focou a abordagem no comportamento da operação do sistema indicado no cenário de Referência do PDE 2031 frente a alterações no recurso e suas iterações com a política de operação. O modelo Newave toma a decisão de despacho das usinas após criar cenários de vazões futuras, projetado com base em um histórico de um determinado intervalo de anos. No caso do PDE 2031, o histórico de 1931 a 2019 foi utilizado para avaliar a operação do sistema. Cabe aqui a observação de que o ano de 2020 foi considerado disruptivo, devido às baixas vazões observadas, porém este ano não foi utilizado na elaboração do cenário de Referência do PDE 2031 devido a necessidade de tempo hábil para consolidação dos dados²¹.

Do ponto de vista climatológico, conforme o *World Meteorological Organization* (WMO, 2017)²², a normal climatológica é um padrão utilizado para que se definam as características médias de um local, sendo necessário um período histórico de 30 anos de dados. Desta maneira, foi simulada a operação do sistema indicado no cenário de Referência de modo que as vazões futuras sejam baseadas nos cenários

²¹ Conforme ONS (2020) a disponibilização do relatório de vazões é realizada em 30 de novembro de cada ano.

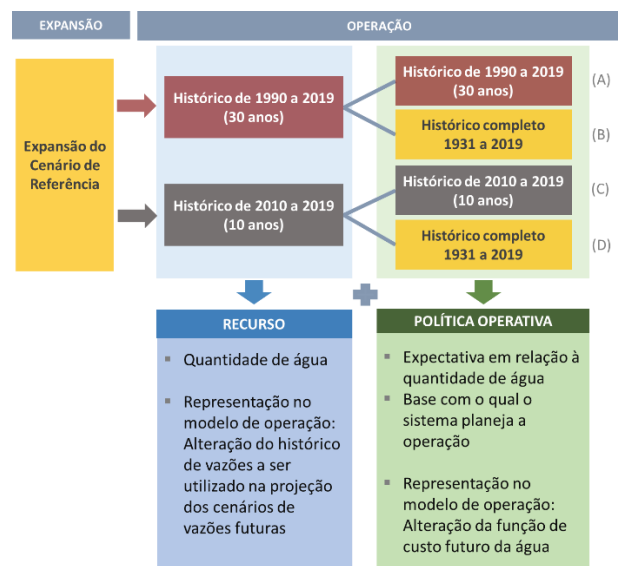
²² Esta referência de histórico foi utilizada também em estudos como (DINIZ, F. A.; RAMOS, A. M.; REBELLO, E. R. G. Brazilian climate normals for 1981-2010. Pesquisa

Agropecuária Brasileira, v. 53, p. 131-143, 2018) e GUTTMAN, N.B. Statistical descriptors of climate. Bulletin of the American Meteorological Society, v. 70, n. 6, p. 602-607, 1989).

dos últimos 30 anos, ou seja de 1990 a 2019. Como um exercício adicional, para avaliação de casos mais extremos, utilizou-se também o histórico dos últimos 10 anos, contemplando os anos de 2010 a 2019.

Para representar os efeitos das possíveis modificações do recurso foi alterado o intervalo de anos a ser utilizado como base histórica para definição dos cenários hidrológicos futuros. Mas a operação dos reservatórios do SIN não depende apenas do recurso em si, pois a decisão de despacho das usinas deve refletir também a expectativa futura quanto a quantidade de água que estará disponível para o sistema, representada em termos de modelagem matemática pela função de custo futuro da água. Esta expectativa na qual será baseada a operação é denominada neste estudo por “política operativa”. De modo a abranger esta interação entre recurso e política operativa foram realizadas quatro simulações da operação, conforme esquematizado na Figura 1. Cada alteração de histórico (para 30 ou 10 anos) foi simulada com a sua política operativa compatível (simulações A e C), que representa que o sistema preparou a sua operação para a quantidade de recurso que se realizará. As simulações (B) e (D) referem-se a casos em que haveria uma alteração do recurso sem que o sistema tenha alterado sua expectativa futura, ou seja, ainda haveria a expectativa de que a quantidade de água seria a mesma do ocorrido no histórico dos últimos 89 anos (histórico completo).

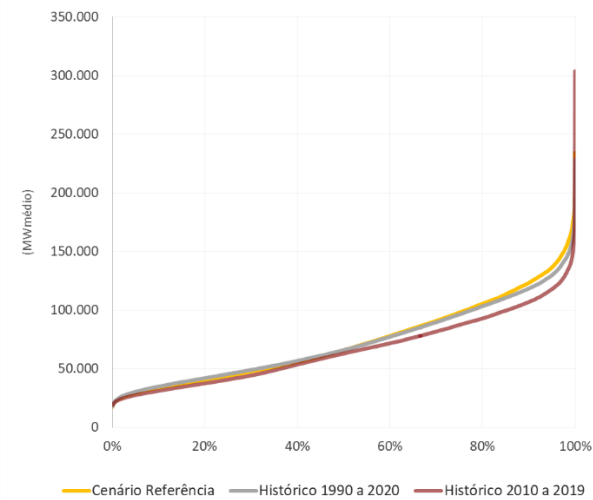
Figura 1 – Simulações realizadas para análise dos efeitos da variação do histórico base de vazões



Fonte: Elaboração própria.

Os efeitos da alteração do histórico de vazões para o qual o Newave irá gerar a sua previsão futura de disponibilidade de recurso hídrico são observados na Energia Natural Afluenta (ENA), que é convertida nas usinas hidrelétricas em eletricidade. Para o SIN, o Gráfico 34 ilustra a permanência dos valores de ENA no ano de 2031. Nota-se que utilizar um histórico de 1990 a 2019 (30 anos) resulta em valores de ENA superiores ao cenário de Referência para situações de pouco recurso e inferiores quando o recurso estaria abundante. Enquanto que ter como base o histórico de 2010 a 2019 (10 anos) resulta em recursos majoritariamente inferiores ao cenário de Referência.

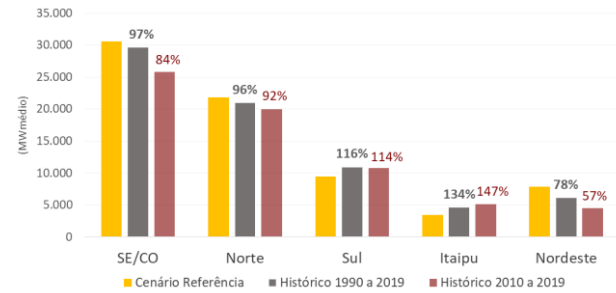
Gráfico 34 – Permanência dos valores de ENA do SIN em 2031



Fonte: Elaboração própria.

Mas este recurso está distribuído de maneira diferente entre as regiões. O Gráfico 35, traz uma comparação das ENAs em relação ao caso de Referência realizado com histórico completo de anos. Esta comparação é referente às médias dos valores de todos os meses do ano de 2031 para os 2000 cenários hidrológicos gerados. Logo, os valores percentuais indicam a proporção da ENA da região em relação aos valores das ENAs do caso de Referência. A ENA média, que inclui as regiões Sudeste/Centro-Oeste, com maior concentração do recurso hídrico do SIN, apresenta redução, com valores da ordem de 97% e 84% em relação ao Cenário de Referência para os históricos de 30 anos e 10 anos respectivamente. Para Itaipu e região Sul houve um acréscimo de recurso para ambos históricos alterados.

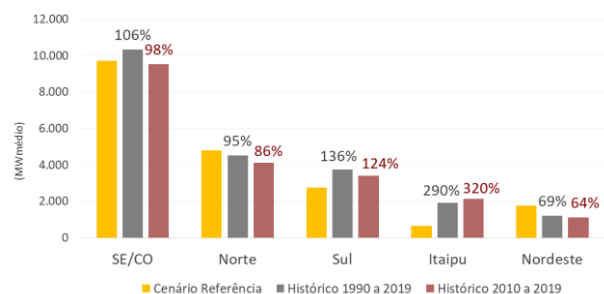
Gráfico 35 – Média da Energias Naturais Afluentes em 2031



Fonte: Elaboração própria.

O segundo semestre dos anos tende a ser um período mais seco do ponto de vista de vazões, e também a concentrar os maiores requisitos do sistema. No Gráfico 36 estão os valores das médias dos 10% mais críticos cenários hidrológicos (CVaR²³10%) de cada região, nos meses de julho a dezembro de 2031. Em Itaipu e na região Sul há uma tendência de os cenários mais secos serem menos críticos que em relação ao caso de Referência para históricos de 30 e 10 anos. Enquanto que na região Nordeste a situação de escassez se agrava nos cenários mais secos.

Gráfico 36 – CVaR 10% da Energia Natural Afluente de julho a dezembro de 2031



Fonte: Elaboração própria.

A energia natural afluente é transformada em eletricidade nas usinas hidrelétricas. Logo, uma vez analisado o comportamento do recurso, a etapa seguinte é avaliar como a sistema responde em relação a interação desse com a política operativa. Primeiramente, com as políticas compatíveis, o que significa que para as simulações com histórico de 1990 a 2019 (30 anos) a política operativa reflete uma expectativa de recurso baseada no observado

²³ O CVaR (*Conditional Value at Risk*) é a média dos valores de uma curva de distribuição acumulada considerando apenas seus valores extremos.

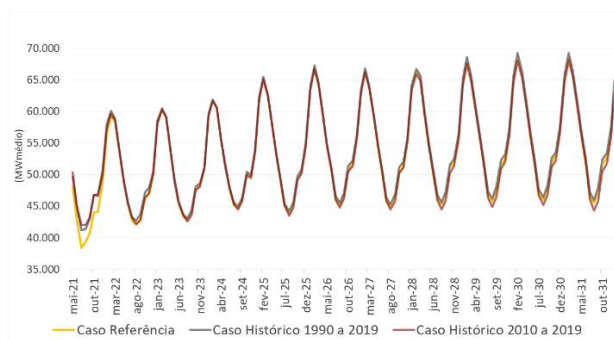
neste intervalo de anos. De modo equivalente é o processo para o histórico de 2010 a 2019 (10 anos). Em seguida as simulações foram realizadas com a

política operativa que considera todo o horizonte de medições realizadas (de 1931 a 2019).

4.1 Aspectos Operativos

Com relação a operação, para a geração hidrelétrica não se observa uma mudança de sazonalidade no SIN com utilização dos diferentes históricos, conforme exibido no Gráfico 37, que ilustra a média de geração dos 2000 cenários hidrológicos²⁴.

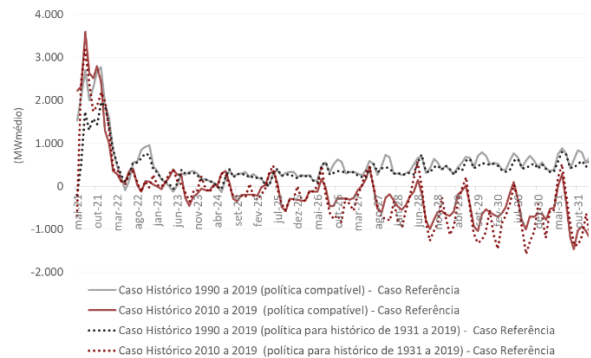
Gráfico 37 – Geração hidrelétrica média do SIN



Fonte: Elaboração própria.

Para o caso que utiliza o histórico de 30 anos há um aumento da geração hidrelétrica média, enquanto que ao se utilizar o histórico de 10 anos há uma tendência de redução do despacho médio dessas usinas. O Gráfico 38 foca nas diferenças destas médias de geração hidrelétrica de cada cenário em relação ao cenário de Referência. Estão incluídas também as diferenças para os casos com históricos de 30 e 10 anos com política operativa para o histórico de 1931 a 2019 (com a expectativa afluências baseada no histórico completo). Não há alterações significativas do uso de diferentes políticas para as simulações com o histórico de 30 anos, porém para o histórico de 10 anos, a política não compatível com o recurso indica um distanciamento maior do resultado de geração hidrelétrica do caso de Referência.

Gráfico 38 – Diferenças da geração hidrelétrica média em relação ao cenário de Referência



Fonte: Elaboração própria.

Como esperado, de modo a atender à demanda de energia, no cenário em que houve uma maior geração hidrelétrica média ocorre uma redução do despacho das usinas termelétricas (Gráfico 39). Enquanto que na simulação utilizando o histórico de 10 anos, que resultou em uma menor geração hidrelétrica, apresenta um aumento da geração termelétrica

Gráfico 39 – Diferenças da geração termelétrica média em relação ao cenário de Referência



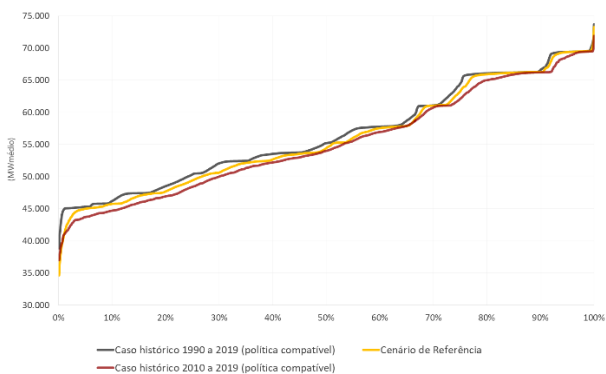
Fonte: Elaboração própria.

O comportamento da geração hidrelétrica média com os dados utilizados no resultado do cenário de Referência fica em um valor intermediário com relação a simulação utilizando o histórico de 30

²⁴ Configuração das simulações da operação no modelo Newave utilizou PARP e CVaR (α 50, λ 35).

anos (que apresentou valores médios superiores) e com relação aos resultados utilizando o histórico de 10 anos (para o qual na maioria dos meses do horizonte decenal os valores desta variável foram inferiores). No Gráfico 40 é possível observar que o espectro de cenários geração hidráulica nas simulações desta configuração se mostra praticamente inalterado em 2031. Este comportamento ocorre inclusive para os cenários mais críticos, e utilizar diferentes históricos causa um deslocamento dos valores, mas não uma alteração significativa no formato das curvas de permanência de geração hidrelétrica do SIN.

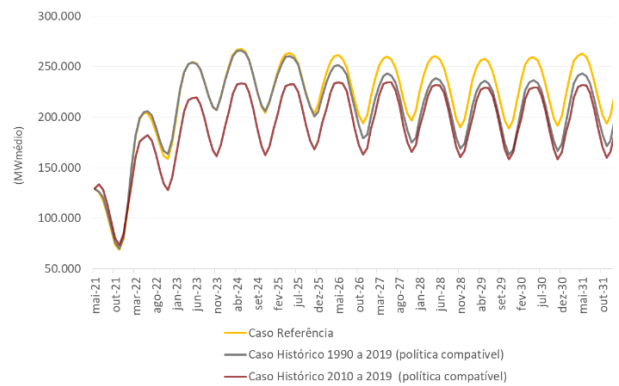
Gráfico 40 – Permanência da geração hidrelétrica em 2031



Fonte: Elaboração própria.

Caracterizar a operação das hidrelétricas inclui, dentre outras variáveis, avaliar o seu despacho e os níveis de armazenamento dos reservatórios. Enquanto a projeção de recurso utilizando o histórico de 30 anos indicou um aumento da geração hidrelétrica em relação ao cenário de Referência, por outro lado, o que se constata é que em contrapartida, há um declínio dos níveis de armazenamento ao longo do horizonte decenal. Uma aparente ideia inicial de que este histórico seria favorável merece ser reavaliada ao se constatar que ocorre uma redução da energia armazenada, conforme visto no Gráfico 41, elaborado com a média de 2000 cenários hidrológicos. No caso do recurso projetado a partir do histórico de 10 anos, a situação fica mais sensível para um sistema com forte predominância hidrelétrica, pois além da redução da geração, ocorre também a redução da energia armazenada no SIN.

Gráfico 41 – Energia Armazenada resultante do uso de diferentes históricos

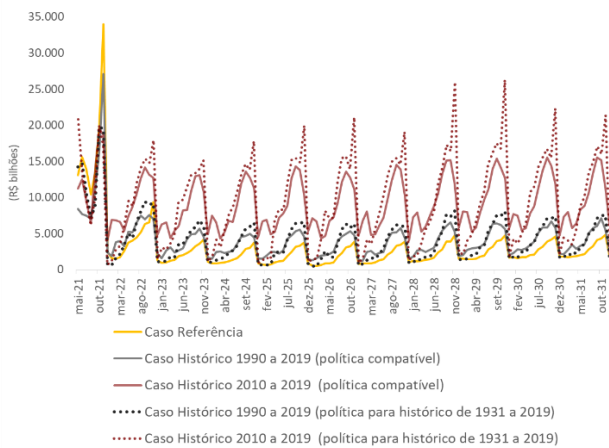


Fonte: Elaboração própria.

Sob a perspectiva dos impactos da alteração dos cenários futuros nos custos de operação do SIN, quanto menor o intervalo base utilizado, e conseqüentemente maior ênfase nas aflúências verificadas recentemente, para projeção do recurso, maior o custo total de operação (Gráfico 42). E ao se operar o sistema utilizando uma política que não é compatível com o recurso previsto, há um aumento dos custos totais de operação em relação às simulações com mesmo histórico (recurso), porém com políticas equivalentes.

Neste ponto cabe uma atenção aos resultados da simulação utilizando o histórico de 30 anos. Conforme visto no Gráfico 39, há uma redução do despacho termelétrico em relação ao cenário de Referência do PDE 2031, isto como consequência leva a um menor custo de operação termelétrica. Porém o que se observa no Gráfico 42 é que os valores utilizando histórico de 30 anos (linha cinza) são superiores aos obtidos no cenário de Referência (linha amarela). Surge então o questionamento sobre o que estaria acarretando este aumento de custo total de operação, uma vez que o despacho termelétrico não seria, a princípio, o responsável por este acréscimo.

Gráfico 42 – Custo Médio de Operação



Fonte: Elaboração própria.

A alteração do regime de vazões pode ter implicações não apenas vistas no curto prazo, mas também percebidas em horizontes maiores. O Gráfico 43 mostra o valor presente da composição dos custos resultantes no período de maio de 2021 a dezembro de 2036, onde pode ser observado que boa parte dos custos operativos se devem ao valor das penalidades devido a violações de geração mínima e vazão mínima. Quando há a indicação de que naquele período houve um custo devido a violação das restrições de geração mínima e vazão mínima, isto significa que foi necessária uma flexibilização na operação pois os valores indicados nas restrições não foram atendidos. Por exemplo, pode não ter havido, em um ou mais meses do estudo, recurso suficiente a ser alocado para que a usina sustentasse a sua geração mínima.

Gráfico 43 – Valor presente da composição dos custos



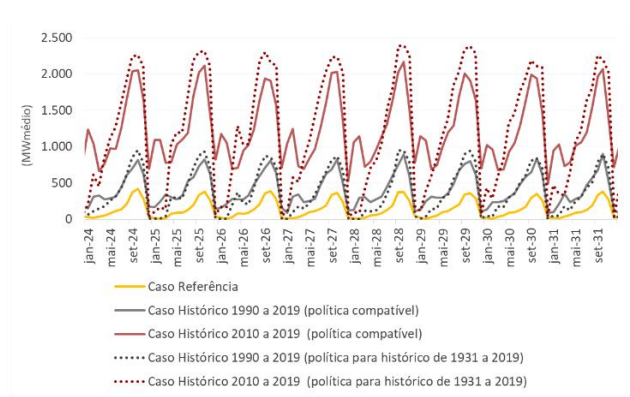
Fonte: Elaboração própria.

Nota: Nas simulações de todos os casos foram considerados os mesmos valores de custo de penalidade para o déficit e violações de geração mínima e vazão mínima.

Desta maneira, ao se observar o Gráfico 42 em conjunto com o Gráfico 43 pode-se concluir que, no caso das simulações com o uso do histórico de vazões de 30 anos, ainda que o custo médio de operação da geração termelétrica seja inferior ao do cenário de Referência, há a indicação de um aumento expressivo das violações, em especial de vazão mínima e geração mínima. Para os casos que utilizaram o histórico de 10 anos ocorre um salto de custo total, sendo aproximadamente o dobro do observado no resultado da simulação do cenário de Referência.

A indicação do aumento de custos de violações mostrado no Gráfico 43 é uma representação de que os limites designados para as restrições de geração mínima e vazão mínima não puderam ser atendidos. Em termos energéticos, o Gráfico 44 mostra a média dos montantes que foram violados para cada um dos casos simulados. Os resultados dos casos com histórico reduzido reforçam este aumento das violações, localizadas em geral no segundo semestre dos anos, em relação ao caso que utilizou o histórico completo.

Gráfico 44 – Violação de Geração Mínima e Vazão Mínima



Fonte: Elaboração própria.

Para a avaliação específica dos efeitos dos usos de diferentes históricos na projeção das vazões na contribuição das hidrelétricas no atendimento da demanda máxima do SIN, os casos descritos na Figura 1 foram simulados na ferramenta do Balanço de Potência, cuja metodologia pode ser consultada em EPE (2017). Nas curvas de permanência da potência disponível das hidrelétricas para os meses do ano de 2031 mostradas no Gráfico 45, pode se observar que o uso de um histórico de 10 anos reduz a potência disponível das hidrelétricas em

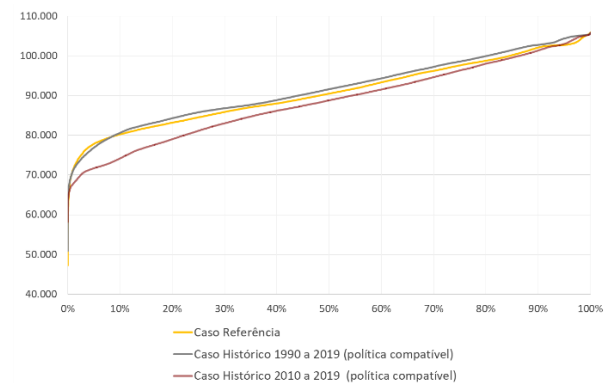
4.2 Critérios de Suprimento

Uma vez caracterizados os aspectos operativos, a análise do atendimento aos critérios de suprimento de energia e potência permite um foco nos cenários mais críticos. O Gráfico 36 mostrou que, para cada região do SIN, quando destacado o conjunto dos 10% cenários mais secos do segundo semestre de 2031, utilizar o histórico de 30 anos para previsão de vazões futuras levaria a um valor ligeiramente superior de energia natural afluente. Porém esta situação se inverteria com o uso do histórico contendo apenas os 10 anos mais recentes, que indicariam que, no futuro, haveria uma redução do recurso, sendo os cenários mais secos mais severos que os projetados com o uso dos históricos com os intervalos de anos superiores.

Para os critérios de energia, no caso do CVaR10% do Custo Marginal de Operação (CMO) não se percebe a violação em nenhum dos meses no horizonte decenal para nenhuma das simulações realizadas. Como visto no Gráfico 46, todos os valores ficam inferiores ao limite de R\$ 800/MWh.

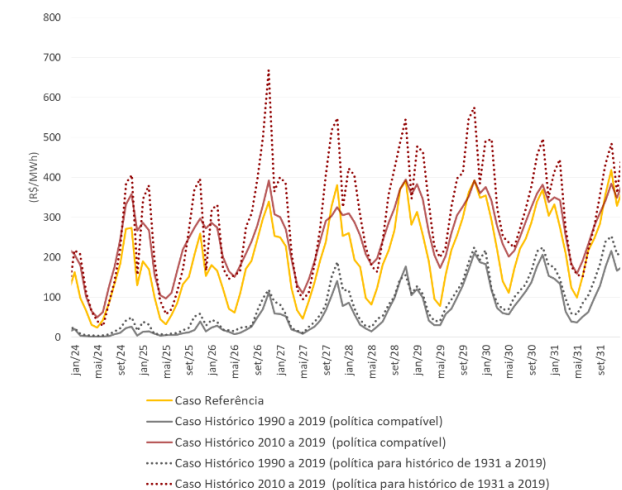
praticamente todas as ocorrências. Quando a projeção usa o histórico de 30 anos, isto acarreta em um aumento da potência disponível para quase 90% das ocorrências, porém nos 10% cenários mais secos esta situação se inverte. O que mostra que a capacidade de contribuição das UHEs nas situações mais críticas torna-se mais vulnerável conforme o histórico é reduzido.

Gráfico 45 – Permanências da potência disponível das hidrelétricas em 2031



Fonte: Elaboração própria.

Gráfico 46 – CVaR 10% do Custo Marginal de Operação para o SE/CO



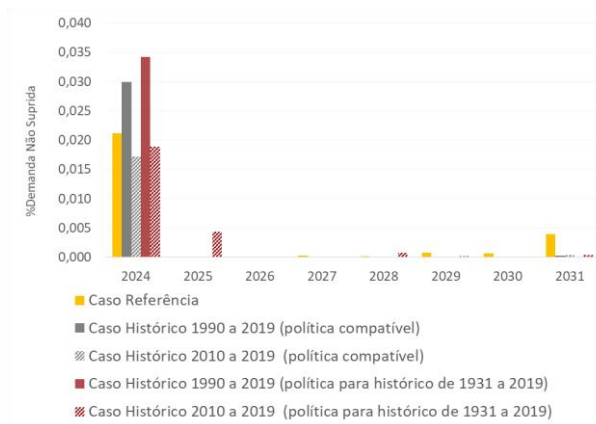
Fonte: Elaboração própria.

Efeitos similares, no que se refere a não violação do critério, ocorrem com relação ao critério de energia não suprida (ENS) para todas as simulações realizadas neste estudo. Os valores

anuais do CVaR 1% da ENS ficam significativamente inferiores ao limite de 5% da demanda não suprida do SIN (Gráfico 47). Uma ressalva a ser feita é que mesmo que o setor elétrico se mostre em condições de adequabilidade devido ao atendimento dos critérios de suprimento de energia, a constatação de que estes possíveis novos regimes hidrológicos levariam a um aumento substancial das violações de restrições operativas, levanta questões que mereçam uma atenção especial. Uma delas é que esta conjectura indica que, para garantir o atendimento, ocorreria uma insuficiência de recurso hídrico para outros usos além o setor elétrico.

Esses resultados ressaltam a complexidade de se avaliar os efeitos decorrentes de mudanças climáticas. Do ponto de vista dos critérios de suprimento de energia não ocorrem violações nos limites estabelecidos, o que poderia levar a conclusões de que não haveria consequências danosas. Porém o que se percebe é que a análise deve ser mais abrangente de modo a se estabelecer uma comparação entre os diferentes cenários simulados.

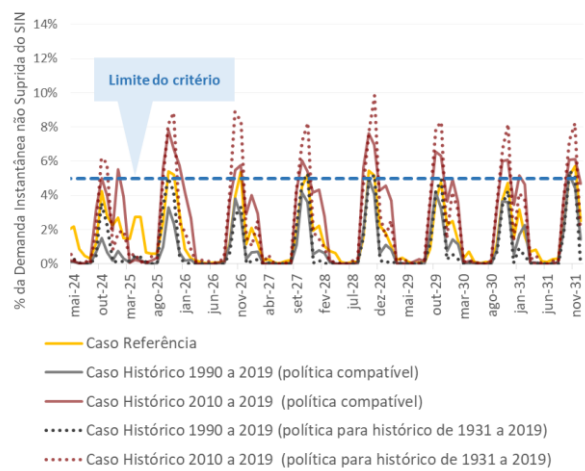
Gráfico 47- CVaR 1% da Energia não Suprida



Fonte: Elaboração própria.

Diferentemente dos critérios de energia, em que os resultados ficaram abaixo dos limites estabelecidos, para os critérios de potência não foi o ocorrido. Para o critério do CVaR 5% da potência não suprida (PNS) as simulações que utilizam a projeção do recurso baseada no histórico de 10 anos chegam a valores superiores do limite de 5% da PNS do SIN. Sendo que a utilização de uma política operativa na qual o sistema ainda aguardaria o recurso baseado no histórico de 1931 a 2019 traz como efeito o agravamento da violação do critério, conforme pode ser observado no Gráfico 48.

Gráfico 48 – CVaR 5% da Potência não Suprida do SIN



Fonte: Elaboração própria.

4.2 Mensagens Relevantes deste Estudo

Os estudos realizados dentro do contexto das mudanças climáticas são ainda permeados de um forte grau de incerteza. Tanto que este item foi nomeado como “Mensagens Relevantes deste Estudo” ao invés de “Conclusões”, pois o objetivo foi

principiar um conjunto estudos e fazer um levantamento de ideias relativas aos possíveis efeitos das alterações climatológicas no atendimento à demanda de eletricidade, no âmbito do planejamento decenal.

Para o PDE 2031, a Rodada Livre e o Cenário de Referência foram elaborados considerando que a projeção futura das aflúncias se baseia em um histórico de vazões observado no período de 1931 a 2019. Com o intuito de simular uma alteração nas vazões futuras, considerou-se que o regime hidrológico futuro se comportaria baseado nas ocorrências mais recentes, conforme as observadas nas medições dos últimos 30 anos (de 1990 a 2019). Como um exercício complementar, foi utilizado o histórico dos últimos 10 anos (de 2010 a 2019) de modo a levantar indagações sobre possíveis situações mais extremas.

Dentre os resultados observados, utilizar históricos menores em relação ao caso de Referência não necessariamente reduz a geração das usinas hidrelétricas. Em contrapartida, leva a uma contínua redução da média da energia armazenada nos reservatórios.

Haveria uma expectativa de violação das restrições operativas de vazão mínima e geração mínima, cuja importância de estarem devidamente calibradas foi enfatizada no PDE 2031. No caso do critério de potência, os resultados foram divergentes dependendo do histórico utilizado, podendo atender ao limite do critério ou violar este limite. Estes dois resultados analisados de modo conjugado podem ser interpretados como a expectativa de que não existiriam recursos suficientes no longo prazo para que sejam atendidos os requisitos do sistema, nas dimensões de energia e potência, com o uso das hidrelétricas e atendimento aos demais usos da água em situações críticas.

A operação do sistema é uma atividade complexa, para a qual existem dois conceitos relevantes que atuam em conjunto: o recurso, que seria a quantidade de água afluyente, e a política operativa, que representaria a expectativa deste recurso no futuro. Ao se manter a mesma expectativa do recurso, diante de uma futura

alteração do regime hidrológico, os efeitos desta, como por exemplo, aumento de custos e distanciamento ao atendimento de alguns dos critérios de energia e potência, são intensificados, em relação as simulações realizadas com políticas baseadas em históricos compatíveis com o recurso.

Não foram selecionados para as simulações intervalos intermediários entre 30 e 10 anos de histórico de vazões, de modo que não se pode ter conclusões de que existam linhas de tendência para os resultados operativos de acordo com o intervalo histórico selecionado. Porém foi possível levantar a hipótese de que, caso o regime hidrológico nos próximos 10 ou 15 anos venha a se comportar conforme ocorrido nos últimos 10 anos, o SIN pode atravessar situações de severidade significativa, cujas estratégias de enfrentamento e adaptação devem ser buscadas.

Nem todas as regiões devem passar por situações de escassez hídrica em caso de alterações climatológicas como as avaliadas. Devido à extensão geográfica do país e de variabilidade do regime hidrológico entre as regiões, as alterações nas vazões não seriam uniformes em todas as localidades. Enquanto algumas teriam um volume menor de vazões, em outras podem ocorrer aumentos extremos o que necessitaria de medidas de controle de cheias e ações que aumentassem a segurança das populações afetadas.

Diante das mensagens principais levantadas, ressalta-se que as observações decorrentes deste estudo não pretendem, de forma alguma, ser conclusões referentes aos efeitos das mudanças climáticas para a geração de eletricidade, mas sim uma reflexão inicial, de modo a auxiliar nas respostas de como o sistema pode se adaptar e buscar uma estratégia robusta frente a um novo contexto, ainda incerto, de regime hidrológico.

Conclusão

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) é um estudo elaborado anualmente pela EPE sob as diretrizes e o apoio das equipes do Ministério de Minas e Energia, coordenados pelas Secretarias de Planejamento e Desenvolvimento Energético (SPE/MME) e de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SPG/MME).

A elaboração do capítulo 3 do PDE 2031 teve como um dos principais desafios a incorporação, de forma imediata, de lições aprendidas durante o período de escassez hídrica, sob a ótica do setor elétrico, vivenciada no biênio 2020/2021. Dessa forma, as análises de sensibilidade *what if*, importantes para que as discussões de planejamento sejam vistas sob diferentes primas, foram postergadas e publicadas neste documento complementar.

A necessidade de adaptação do SIN à mudança de configuração do parque gerador tem sido a tônica dos Planos Decenais brasileiros há alguns ciclos. Por mais que o Brasil conte com uma matriz elétrica majoritariamente renovável, com baixos níveis de emissão (quando comparados com outros setores da economia e/ou outros sistemas elétricos), o contexto global de transição energética tem impulsionado a evolução tecnológica e a redução de custos das fontes renováveis variáveis, alterando assim as características operativas do sistema. Dessa forma, para que o suprimento futuro seja seguro e eficiente é necessário que os estudos de planejamento avancem e reflitam essas novas características e seus impactos.

A atenção aos requisitos do sistema, a modernização do marco regulatório, com a criação de novos produtos que garantam a adequabilidade do suprimento, melhorias de métodos e modelos computacionais além da necessidade de aquisição de dados mais detalhados e aderentes à realidade operativa vêm sendo constantemente destacados em cenários, boxes e avaliações, especialmente desde o PDE 2026 (publicado em 2017). Seguindo nessa linha, os *what if* do PDE 2031 trouxeram três novas avaliações que visam contribuir para tornar os

estudos de médio e longo prazo mais aderentes ao atual contexto.

O primeiro estudo fez uso de ferramenta computacional alternativa para a avaliação do Caso Base do PDE 2031 (ou seja, sem expansão indicativa). Foram analisados o atendimento aos critérios de suprimento e requisitos do SIN com o modelo SDDP. A principal constatação foi de aderência entre os resultados obtidos com os modelos oficiais e esta nova ferramenta, apesar de diferenças numéricas terem sido encontradas. Esse importante resultado indica que diferentes modelos computacionais apontam para as mesmas características principais do sistema, tanto em aspectos temporais (*quando o sistema precisa de expansão?*) quanto na intensidade e evolução dos requisitos (*como essa necessidade se comporta ao longo do tempo?*). Cabe destacar, entretanto, que por apresentarem diferentes formas de solução do mesmo problema matemático, cada modelo fornece diferentes detalhes, o que enriquece as análises de planejamento e permite que decisões sejam tomadas balizadas em mais informações. Por exemplo, a simulação a usinas individualizadas permite maior refinamento sobre a estratégia de uso das UHE para o suprimento de potência, o que poderá ser útil para o aprofundamento das discussões sobre as restrições operativas, tema explorado no PDE 2031. Outras funcionalidades como simulação horária e integração com o sistema de transmissão seguem no escopo de trabalhos realizados pela EPE e deverão fazer parte de publicações futuras.

Também em busca de maior detalhamento nas simulações, o segundo estudo apresentado fez uso da projeção de carga e geração das fontes renováveis variáveis (incluindo a geração distribuída) em escala horária. A partir destes dados, considerando a expansão do Cenário de Referência do PDE 2031, foram estimadas as projeções de carga líquida horária, as quais foram transformadas em patamares de carga e fornecidas ao modelo Newave. O primeiro ponto de destaque a ser citado é que o uso de projeção de carga bruta horária, ao invés da consideração dos mesmos perfis do passado,

incorpora a tendência de mudança nos padrões de consumo para os próximos dez anos. Este refinamento é importante para que a potencial alteração de bens e usos do consumidor no mercado de eletricidade seja cada vez mais explorada. Outro destaque relevante é que ao considerar a sinergia hora a hora entre carga e geração variável, seja ela distribuída ou centralizada, os benefícios do efeito portfólio entre as diferentes fontes de energia e o consumo são mensurados de modo eficiente, trazendo ganhos e possível economia para o setor. Mesmo que em termos médios mensais os resultados das principais variáveis operativas não tenham apresentado grandes variações, quando analisadas as distribuições de probabilidade e as variações entre patamares, ficou evidente que a medida em que o sistema conte com um montante cada vez maior de recursos renováveis (tanto centralizados quando distribuídos) o uso de dados projetados horários torna-se mais relevante.

O terceiro estudo deste documento teve por objetivo apresentar uma primeira avaliação quantitativa sobre os impactos de possíveis mudanças na disponibilidade hídrica para o horizonte decenal. Foi considerada a mesma configuração da expansão do Cenário de Referência e avaliou-se como ficariam as condições operativas futuras caso a disponibilidade hídrica mantivesse os padrões dos últimos 30 anos ou dos últimos 10 anos. A abordagem adotada consistiu de duas diferentes formas: (i) assumindo que a política operativa dos reservatórios seria definida com base no histórico completo de afluências e; (ii) assumindo que a política operativa dos reservatórios já consideraria o

padrão alterado de afluências. Dentre as principais mensagens identificadas, a necessidade de atenção sobre a disponibilidade de recursos para o atendimento simultâneo aos diferentes usos da água (não apenas para o setor elétrico) fica evidente, em especial nos cenários mais críticos. Reforça-se, assim, a importância de ações coordenadas entre os diferentes setores da economia, além da necessidade de aprofundamento sobre as restrições operativas das UHE. Tal como exposto no box 3-2 do PDE 2031, este estudo se insere no contexto de possíveis aperfeiçoamentos metodológicos que visam as adaptações necessárias para o planejamento frente as mudanças climáticas. Ele se refere a uma primeira etapa, cujos resultados poderiam ser obtidos no curto prazo. Cabe ressaltar, entretanto, a importância de novos estudos e avanços contínuos, com ações de médio e longo prazo, para que as metodologias possam incorporar, de fato, estes efeitos.

Sem a intenção de esgotar nenhum dos temas propostos, as sensibilidades *what if* do PDE 2031, aqui apresentadas, dão importante e consistente passo no contínuo trabalho de aperfeiçoamento que os estudos de planejamento da expansão buscam. Através de resultados quantitativos, análises consistentes e disponibilização de informações, a EPE segue cumprindo seu papel de redução da assimetria de informação e construção de um caminho sólido para que o setor elétrico brasileiro seja cada vez mais eficiente, seguro e sustentável.

Referências Bibliográficas

DINIZ, Francisco de Assis; RAMOS, Andrea Malheiros; REBELLO, Expedito Ronald Gomes. **Brazilian climate normals for 1981-2010**. Pesquisa Agropecuária Brasileira, v. 53, p. 131-143, 2018. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/pab/a/WrrC5Btrkx4sRigr8dKFBdB/abstract/?lang=en>. Acesso em: mar/2022

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Análise para o Atendimento à Demanda Máxima de Potência**. 2017. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-423/topico-482/NT_EPE-DEE-NT-035_2017-r2.pdf Acesso em: abr/2022.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Plano decenal de Expansão de Energia 2030**. 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>. Acesso em: mar/2022.

EPE [Empresa de Pesquisa Energética]. **Plano decenal de Expansão de Energia 2031**. 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>. Acesso em: mar/2022.

GUTTMAN, Nathaniel B. **Statistical descriptors of climate**. Bulletin of the American Meteorological Society, v. 70, n. 6, p. 602-607, 1989. Disponível em: https://journals.ametsoc.org/view/journals/bams/70/6/1520-0477_1989_070_0602_sdoc_2_0_co_2.xml. Acesso em: mar/2022

ONS [Operador Nacional do Sistema] **Procedimentos de Rede. Acompanhamento, análise e tratamento dos dados hidroenergéticos do Sistema**. 2020. Disponível em: <http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%209%2FSubm%C3%B3dulo%209.2%2FSubm%C3%B3dulo%209.2%202020.01.pdf>. Acesso em: mar/2021

WMO [WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION]. **WMO guidelines on the calculation of climate normals**. 2017.

Anexos A: Relatório de Testes de Validação do modelo SDDP

INTRODUÇÃO / APRESENTAÇÃO

Em outubro de 2018 a EPE homologou a contratação de ferramentas computacionais que permitam lidar de forma eficiente com a complexidade dos cálculos requeridos para o planejamento da expansão do sistema elétrico. As ferramentas contratadas foram o SDDP, que é um modelo de despacho hidrotérmico com representação da rede de transmissão e utilizado para estudos operativos de curto, médio e longo prazo, e o OPTGEN, que é um modelo integrado de planejamento da expansão de capacidade de produção e transporte de sistemas de eletricidade e gás natural, baseado em decomposição e otimização estocástica.

Para um uso adequado das ferramentas é necessário o seu domínio e também ter a estruturação de casos e dados de entrada, assim como resultados esperados validados. Portanto, em janeiro de 2020 foi iniciada uma campanha de testes com o SDDP e esta foi concluída em julho de 2021.

O processo de testes com o SDDP foi regido por um caderno que indica quais testes deverão ser efetuados e confirmados. O caderno está dividido em subgrupos, sendo: testes de dados de entrada, testes de restrições, análises de convergência e análise do módulo horário.

1. Testes de dados de entrada

Esse grupo de testes teve como objetivo validar o conversor NW-SDDP e o devido preenchimento dos dados de entrada para um caso SDDP. O conversor NW-SDDP funciona gerando um deck para o SDDP a partir de um deck do NEWAVE. Os testes foram realizados com decks de PMO de maio/20 e PDE 2029 e de GF do LEN A4/2020. Os testes foram divididos em validação dos dados de: centrais hidroelétricas, centrais termoelétricas, transmissão e modelo de interconexões, demanda, déficit, hidrologia e fontes renováveis.

Foram desenvolvidos códigos, utilizando a linguagem R, para leitura dos dados de entrada do SDDP, previamente convertidos pela ferramenta NW-SDDP. Os dados foram lidos e dispostos em um formato de data frame, o que permite uma rápida e assertiva comparação entre os dados de entrada do SDDP e do NEWAVE (com uso do pacote leitorRMPE).

Cada tipo de dado foi comparado e validado, tanto para casos de PDE e PMO, quanto para GF. Desenvolveu-se um script (comparadorSDDPxNW.R) para agilizar a comparação entre o que foi lido no SDDP e no NEWAVE, de forma a verificar a compatibilidade dos resultados.

São geradas planilhas para facilitar a visualização dos dados e filtrar eventuais desvios, para eventual identificação. A imagem abaixo exemplifica uma das saídas obtidas.

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
codUsinaTermic	Subsistem	anoMes	PDISP.x	CVU.x	Subsistem	PDISP.y	CVU.y	DifcodSubsistema	DifPDISP	DifCVU
1	1	201905	534.0359	31.17	1	534.0358	31.17	0	0	0
1	1	201906	534.0359	31.17	1	534.0358	31.17	0	0	0
1	1	201907	534.0359	31.17	1	534.0358	31.17	0	0	0
1	1	201908	534.0359	31.17	1	534.0358	31.17	0	0	0
1	1	201909	534.0359	31.17	1	534.0358	31.17	0	0	0
1	1	201910	534.0359	31.17	1	534.0358	31.17	0	0	0
1	1	201911	534.0359	31.17	1	534.0358	31.17	0	0	0
1	1	201912	534.0359	31.17	1	534.0358	31.17	0	0	0
1	1	202001	534.0359	31.17	1	534.0358	31.17	0	0	0
1	1	202002	534.0359	31.17	1	534.0358	31.17	0	0	0
1	1	202003	534.0359	31.17	1	534.0358	31.17	0	0	0
1	1	202004	534.0359	31.17	1	534.0358	31.17	0	0	0
1	1	202005	534.0359	31.17	1	534.0358	31.17	0	0	0
1	1	202006	534.0359	31.17	1	534.0358	31.17	0	0	0
1	1	202007	534.0359	31.17	1	534.0358	31.17	0	0	0
1	1	202008	534.0359	31.17	1	534.0358	31.17	0	0	0
1	1	202009	534.0359	31.17	1	534.0358	31.17	0	0	0
1	1	202010	534.0359	31.17	1	534.0358	31.17	0	0	0
1	1	202011	534.0359	31.17	1	534.0358	31.17	0	0	0
1	1	202012	534.0359	31.17	1	534.0358	31.17	0	0	0
1	1	202101	534.0359	31.17	1	534.0358	31.17	0	0	0
1	1	202102	534.0359	31.17	1	534.0358	31.17	0	0	0
1	1	202103	534.0359	31.17	1	534.0358	31.17	0	0	0

Figura 2 – Exemplo de planilha de comparação

Como resultado desses testes, a equipe da EPE apontou a necessidade de diversas correções no conversor NW-SDDP, com uma série de interações por e-mail com o Suporte da PSR e uma evolução de mais de 10 versões na ferramenta de conversão. Além disso, destaca-se como benefício adicional desse teste a disponibilização de um pacote R para leitura dos casos do SDDP, análogo à boa parte das funções disponíveis no leitorRMPE, o que traz ganhos para análises futuras utilizando a ferramenta da PSR.

Após a implementação das correções solicitadas, não foram verificadas diferenças significativas entre os dados de entrada dos modelos NEWAVE e SDDP utilizando o conversor NW-SDDP. Abaixo, segue um resumo dos principais dados de entrada verificados para cada item.

1.1. Dados de centrais hidroelétricas

Resumidamente, os dados de centrais hidroelétricas verificados foram: código do subsistema, volume máximo, volume mínimo, vazão mínima, taxa de indisponibilidade forçada, taxa de indisponibilidade programada, potência efetiva, dados de irrigação/desvio d'água, defluência mínima, defluência máxima, volume de alerta/espera e enchimento de volume morto.

Foi encontrada divergência na opção (padrão) para classificar usinas hidrelétricas como tipo fio d'água, passando a utilizar o critério do NEWAVE na versão 3.5.15. Contudo ainda foram encontrados problemas na classificação de usinas fio d'água com o critério do NEWAVE, tendo o problema resolvido na versão 3.5.17. No NW, uma usina é dita com capacidade de regularização mensal se estiver indicada (campo "Regulação" = 77) como tal no arquivo de cadastro (HIDR.DAT) e a diferença entre o volume máximo e mínimo for superior a 10 hm³.

Existem diferenças na representação da configuração hidrelétrica entre NEWAVE e SDDP. Por exemplo, os casos SDDP não necessitam do artifício de criação de UHE fictícias. Outras diferenças vêm da conversão, como alterações na configuração do sistema da LIGHT na bacia do Paraíba do Sul e dados de desvio d'água na UHE Belo Monte. Para os demais dados, não foram encontradas diferenças significativas, aparecendo somente após a primeira casa decimal.

Especificamente para as restrições de geração hidráulica mínima, encontradas no arquivo ghmin.dat o conversor carrega essas restrições para a área de restrições genéricas de geração em Dados complementares >> Sistema >> Restrições de geração, onde o valor da restrição em MWmédio é indicado como MW para cada patamar, por exemplo 9 MWmédio se torna 9 MW de restrição em cada patamar.

1.2. Centrais Termoelétricas

Resumidamente, os dados de centrais termoelétricas verificados foram: código do subsistema, taxa de indisponibilidade forçada, taxa de indisponibilidade programada, potência disponível e CVU.

Até a versão 3.5.4 do conversor do NW-SDDP, havia uma inconsistência na consideração da indisponibilidade de usinas térmicas. Foi ajustada parcela inflexível da geração térmica quando esta é superior a potência instalada remanescente durante uma manutenção. Foi criada uma opção de considerar indisponibilidade programada nula no primeiro ano civil para usinas sem manutenção (desabilitada por padrão), resolvendo o problema na nova versão 3.5.5.

Foi verificado que a leitura da configuração do número de anos de manutenção programada a serem considerados na leitura do arquivo de manutenção de usinas térmicas não estava correta (0, 1 ou 2), corrigindo o problema na versão 3.5.6.

Foi identificado problema no arredondamento do valor de Geração Mínima de Usinas Térmicas, levando a superar a potência instalada da usina em determinada etapa/bloco. Esse problema foi solucionado na versão 3.5.9.

Foi encontrado problema no tratamento das etapas iniciais e finais dos CVUs estruturais das termelétricas e no arredondamento do valor de Geração Mínima de Usinas Térmicas. Problemas solucionados na versão 3.5.11.

Não foram encontradas diferenças significativas, aparecendo somente após a primeira casa decimal.

1.3. Dados de Transmissão e Modelo de Interconexões

Resumidamente, os dados de transmissão verificados foram: limite de intercâmbio entre subsistemas e limite de agrupamento de intercâmbios.

Foi identificado problema na conversão dos dados de modificações de interconexão. Problema foi solucionado na versão 3.5.8 com a redução da tolerância da diferença entre dois meses consecutivos para considerar a modificação.

Foi identificado problema na conversão dos dados de modificações de soma de interconexão. Problema foi solucionado na versão 3.5.10 considerando informação do mês final para abrir os limites das etapas não informadas.

Não foram encontradas diferenças significativas, aparecendo somente após a primeira casa decimal.

1.4. Demanda

Resumidamente, os dados de demanda verificados foram os de energia por patamar em cada submercado, incluindo as cargas adicionais.

Foi encontrado um problema no cálculo da carga adicional do arquivo C_ADIC (não estava sendo multiplicada pelas profundidades dos patamares no conversor) na versão 3.5.6 do conversor NW-SDDP. A PSR corrigiu o problema na versão seguinte, 3.5.7.

A demanda de energia no NEWAVE é dada em MW médios e a duração dos patamares é dada em porcentagem, já no SDDP tem-se em MWh, e a duração em horas, após a conversão para comparação são percebidas diferenças entre as demandas, mas que não ultrapassam 3 MW médios (0,01%) no caso mais crítico.

1.5. Déficit

O dado verificado aqui foi o custo de déficit de energia em R\$/MWh.

O modelo NEWAVE possibilita a definição de um custo de déficit para cada subsistema e patamar de carga, enquanto o SDDP define um único custo de déficit para o sistema como um todo. No caso de definição de custos de déficit diferentes para cada subsistema no NEWAVE, o conversor NW-SDDP adotará como custo de déficit para o SDDP o custo do primeiro subsistema listado no arquivo sistema.dat.

1.6. Fontes renováveis

Resumidamente, os dados verificados foram as gerações de usinas não simuladas individualmente, por subsistema e por bloco. Elas são: PCH, BIO, EOL, UFV.

Foi identificada problema no valor da potência máxima das usinas não simuladas, tendo como solução para a versão 3.5.3 do conversor NW-SDDP a consideração da maior potência entre o definido nos arquivos de dados de sistema e de patamar.

Foi identificado problema na leitura de dados de pequenas usinas e na aplicação da profundidade dos patamares no conversor NW-SDDP. Correção feita na versão 3.5.10.

Por padrão o conversor coloca as renováveis como térmicas must-run. Foi questionada a possibilidade de representar usinas não simuladas do NEWAVE como Fontes Renováveis no SDDP utilizando bloco `USINA_NAO_SIMULADA` no arquivo de modificação. Esse pedido foi atendido na versão 3.5.11.

Identificados problemas no tratamento de sistemas na aplicação do bloco `USINA_NAO_SIMULADA` no PDE 29. Correção efetuada na versão 3.5.12. Para efetiva conversão das usinas não simuladas como renováveis, há a necessidade do MDC estar coerente com as usinas do caso. Até o momento, as PCH e PCT continuam como térmicas must-run. Não foram encontradas diferenças significativas.

2. Testes de restrições

Os testes de restrições foram definidos para que se possa ter sensibilidade sobre as variáveis do modelo e verificar se todas as restrições funcionam de acordo com o esperado. A parte da sensibilidade é importante pois o SDDP considera muitas restrições em função das vazões, o que, na maior parte, o NEWAVE considera em energia.

Foram identificadas todas as restrições do modelo através de seu manual e foram feitos testes para cada uma delas. Os testes serão listados a seguir.

2.1. Verificação de equações de balanço hídrico de usinas hidrelétricas selecionadas

Esta é uma restrição do tipo dura, significando que o modelo deve respeitá-la para que se encontre uma solução viável. O objetivo era de verificar o fechamento das equações de balanço hídrico, considerando as defluências (vazões turbinadas e vertidas) das usinas de montante, desvios/acrécimo de vazão, evaporação, deplecionamento dos reservatórios e vazões incrementais. Os testes foram realizados para todas as usinas controláveis do PMO de 04/2020. É importante destacar, que o SDDP considera o número de dias de cada mês, não usa a aproximação que o NW faz. Contudo, o SDDP não considera variação do número de dias do mês de fevereiro, sempre considera 28.

As figuras abaixo resumem alguns dos testes feitos, mostrando a diferença entre o volume final calculado externamente e o impresso pelo SDDP ao longo dos períodos e para cada uma das 200 séries de vazão (cada linha é uma série), validando o teste. O gráfico foi construído com base nas saídas: volume final (volfin), volume inicial (volini), séries de vazão (inflow), vazão turbinada (qturbi), vazão vertida (qverti), vazão desviada/acrescentada (vriego) e vazão evaporada (qevapo).

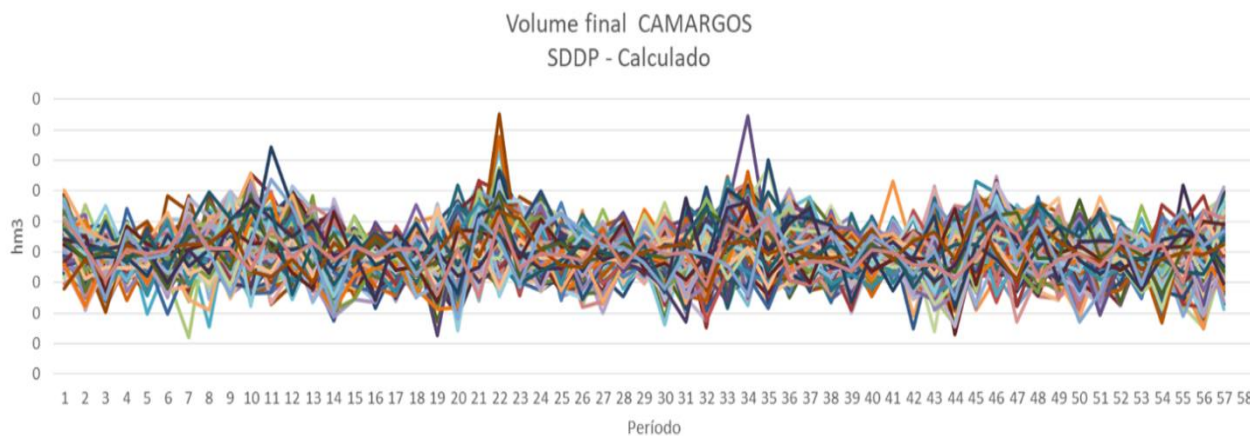


Figura 3 – Balanço hídrico – Camargos

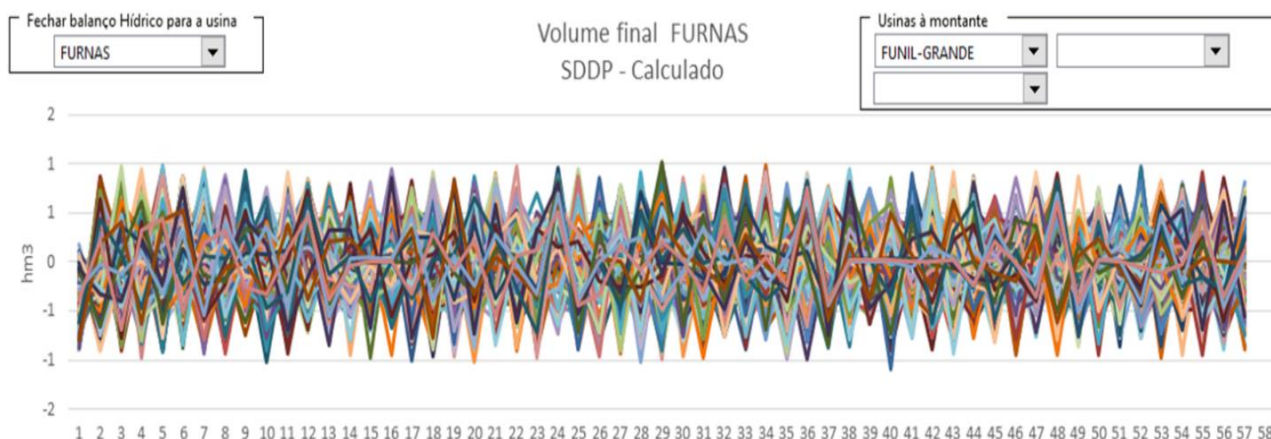


Figura 4 – Balanço hídrico – Furnas.

2.2. Verificação de limites de armazenamento de usinas hidrelétricas

Penalidade dura. O teste se restringiu a verificar se o limite de armazenamento foi atendido.

O teste foi aplicado para 85 usinas no deck do PMO de 04/2020 com simulação estocástica (200 forwards e 20 backwards). De todas as usinas, somente 6 ultrapassaram os limites de armazenamento em 0,1 hm³. Este valor acima do máximo pode ser considerado uma tolerância nos cálculos, ou um detalhe de arredondamento, indicando que o teste foi bem-sucedido. Os testes foram feitos com os dados fornecidos pela saída volfin.csv.

2.3. Atendimento às restrições de vazão mínima defluente (turbinamento mínimo)

Penalidade branda. Executou-se simulações considerando as restrições de vazão mínima defluente para verificar o correto atendimento da restrição.

O teste foi feito no deck PMO 04/2020 com simulação estocástica (200 forwards e 20 backwards). Cadastrou-se um valor de penalidade 4 KR\$/hm³ para o atendimento 5,5 m³/s para a usina de Fontes A. Valor especificado no campo “Penalização violação defluência mínima” na seção “Parâmetros Econômicos”. Foi verificado, pelo arquivo de saída qturbi que o turbinamento mínimo sempre foi superior ao valor cadastrado de 5,429 m³/s, que foi internamente arredondado para 5,5 m³/s. O resultado indica que a restrição foi atendida em todas as 200 séries simuladas e em todos os períodos.

Nesse teste também se avaliou quando o modelo deixa de atender alguma restrição. O balizador é o valor da água, que considera a produtividade das usinas a jusante. Assim, para facilitar, a verificação foi realizada em usinas cuja jusante é o mar. Conforme esperado, as restrições penalizadas são atendidas sempre que o valor da penalidade é maior que o módulo do valor da água, daquele período, usina e série.

2.4. Atendimento às restrições de vazão máxima defluente (turbinamento máximo)

Restrição dura. O teste consistia em executar simulações considerando as restrições de vazão máxima defluente e verificar o correto atendimento da restrição.

O teste foi efetuado com o caso do PMO de maio/20 usando simulação determinística. Restringimos a vazão turbinada de FURNAS para 1.270 m³/s, que corresponde a aproximadamente ao percentil de 60% na simulação determinística (56 períodos). A vazão turbinada de fato foi restringida, porém a um valor menor do que a especificado, como mostrado no gráfico abaixo, proveniente da saída QTURBI.CSV

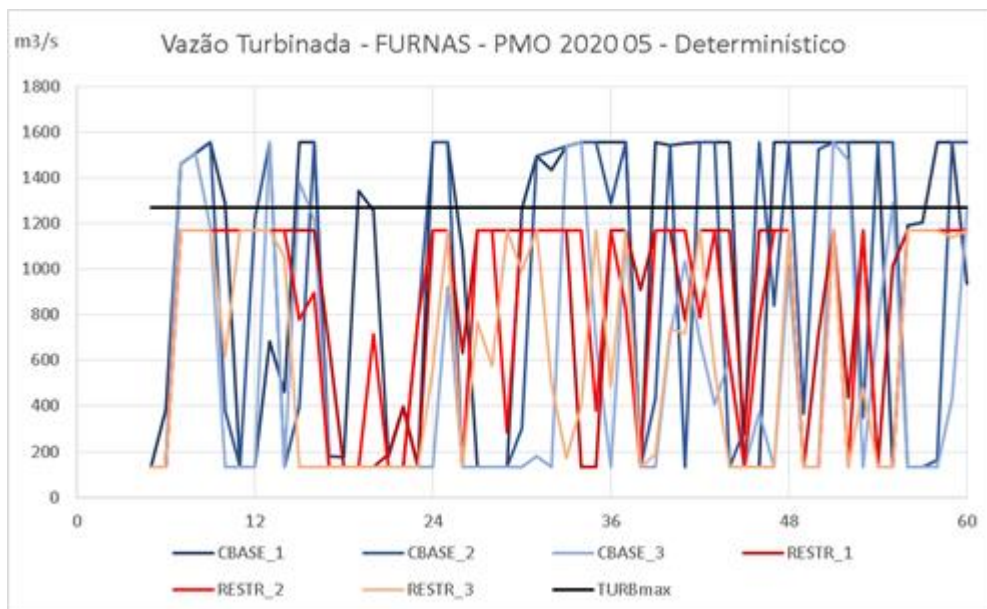


Figura 5 – Turbinamento máximo – Furnas

A equipe da PSR respondeu esse questionamento informando que no cálculo do máximo turbinamento de uma usina, o SDDP também considera o fator de indisponibilidade histórica. No caso, a restrição foi definida igual a 1.270 m³/s e FURNAS possui um fator de indisponibilidade histórica igual a 8,012%. Ou seja, no final das contas o turbinamento máximo será igual a $1.270 * (1 - 0,08012) = 1.168,2$ m³/s, que é exatamente o valor máximo observado.

Levando em consideração a explicação para uso da indisponibilidade, o teste foi considerado satisfatório.

2.5. Verificação dos limites de geração térmica

Penalidade dura. O teste consistia em cadastrar valores de geração térmica mínima e máxima para algumas usinas e verificar se as restrições estão sendo atendidas e se as saídas de CMO respondem no sentido esperado.

Para verificação os limites de geração térmica mínima e máxima, foi desenvolvido um script (validaRestricoesTermicasSddp.R), nas subguias /auxiliar/Validacao para as leituras dos dados de cadastro das usinas térmicas e a geração térmica mensal individualizada para o caso do PDE 2029.

Para cada usina, estágio e série são avaliadas as possíveis diferenças entre os valores de geração e os limites de Potência Disponível Máxima (PDISP) e da Geração Térmica Mínima (GTMIN). Caso a diferença entre as variáveis supere o erro de 0,05 MW, o teste não é aprovado.

No caso analisado, através da saída valida.xlsx, verificou-se que todos os erros ficaram dentro dos limites, portanto o teste foi considerado aprovado.

2.6. Atendimento à demanda

Penalidade dura. Teste para verificar se as demandas estão sendo atendidas dentro dos critérios da ferramenta (Item 3.3.12 do manual de metodologia). A demanda no período t, subsistema k corresponde à equação abaixo.

$$\sum_{i=1}^I g_{termk}(i) + \sum_{m=1}^M g_{outrask}(i) + \sum_{j=1}^J g_{hidrok}(j) - PERDAS - EXP + IMP + DÉFICIT - EXCESSO = d_{tk}$$

A figura a seguir resume os resultados do teste, obtidos na saída SDDPGER, para o caso do PMO de abril/20 usando simulação estocástica, no subsistema Sudeste. Os testes confirmam o funcionamento adequado do atendimento à demanda.

Total Hidro	-	-	-	19063	18230	20350	21089	21158	21480	23885	23430	25442	194127
Total Term.	-	-	-	6056	6771	6435	6207	6820	6473	6492	6184	5798	57236
Total Renov	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Bat.	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Gener	-	-	-	25119	25001	26785	27296	27979	27953	30377	29614	31240	251363
Excesso Ger.	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importacoes	-	-	-	6805	7056	5403	4875	4742	4248	3528	3307	3470	43435
Exportacoes	-	-	-	4449	4109	2857	1882	1718	1496	1544	1989	2740	22785
Perdas	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Demanda	-	-	-	27475	27947	29331	30290	31002	30706	32360	30932	31970	272013
Dem.Interr.	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Deficit	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 6 – Atendimento da demanda

Também se testou o uso de perdas na transmissão e verificou-se também quando há excesso de geração (geração compulsória que excede a demanda do subsistema e não há capacidade de transmissão). Os resultados estão de acordo com o esperado.

2.7. Restrições de volume

Restrição de volume de alerta: Penalidade branda. A ideia é penalizar o armazenamento quando este se encontra em situações abaixo de um nível de segurança. Valor da restrição: 1.1 * [Custo da térmica mais cara

(\$/MWh)] * [Soma dos coeficientes de produção do reservatório e das usinas a jusante do reservatório] (chamado de fator de produção acumulado).

Foi utilizado o caso do PMO de maio de 2020 e foi colocada a restrição de 8000 hm³ para a UHE FURNAS. O caso foi feito com simulação determinística, convergida com 32 iterações. Como podemos ver na figura abaixo, a restrição funcionou como esperado. A figura foi montada com base nas saídas VOLFIN.CSV e SDDPCMVD.CSV.

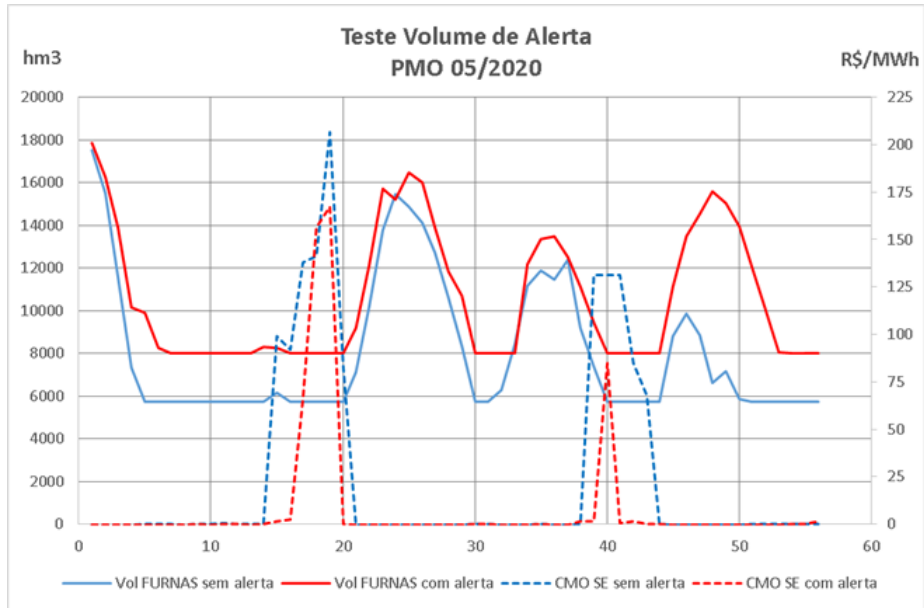


Figura 7 – Restrição de volume de alerta

Uma observação interessante é a redução do CMO no SE apesar da restrição de volume.

Restrição de volume mínimo: Penalidade branda. Verificar o uso curva de volume mínimo operativo físico. Valor da restrição: $1.1 * [\text{Custo de Racionamento } (\$/MWh)] * [\text{Soma dos coeficientes de produção do reservatório e das usinas a jusante do reservatório}]$.

Restrição de volume de espera: Restrição dura. Verificar aderência da restrição.

Restrição de volumes máximos operativos: A ideia é aplicar um nível máximo de “curva guia estratégica (*target storage*)”. Valor da restrição: $1.1 * [\text{Custo de Racionamento } (\$/MWh)] * [\text{Soma dos coeficientes de produção do reservatório e das usinas a jusante do reservatório}]$.

As quatro restrições acima foram testadas com o PMO de maio/20 para a UHE FURNAS, usando simulação determinística. A Figura 8 mostra o resultado dos testes e o atendimento das restrições. O volume de alerta foi definido em 8000 hm³, o volume mínimo foi 7000 hm³, o volume máximo foi 14000 hm³ e o volume de espera foi 14000 hm³. A figura foi montada com os dados das saídas VOLFIN.CSV.

Observação: O SDDP acusa inviabilidade quando o volume de espera não é maior que o volume máximo operativo. Quando o reservatório atinge o volume de espera, ele verte obrigatoriamente, porém a violação do volume máximo operativo é penalizada.

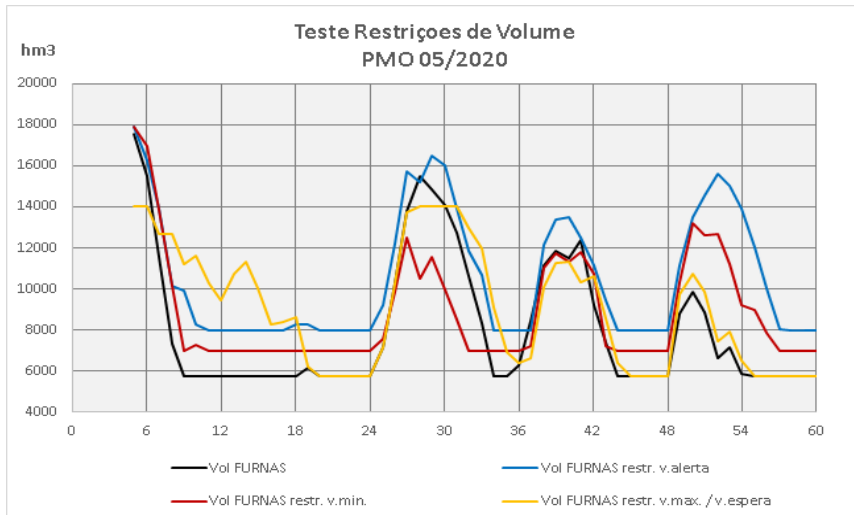


Figura 8 – Restrições de volume

2.8. Restrição de defluência total mínima

Penalização branda. Valor especificado no campo “Penalização violação defluência mínima” na seção “Parâmetros Econômicos”. Para cada usina, se permite especificar limites mínimos na soma da vazão turbinada com a vazão vertida. Isto é, a defluência total das usinas deve atender um valor mínimo que pode variar no tempo. Esta restrição é utilizada para modelar limites razoáveis para navegação, controle de poluição, restrições ambientais, etc.

Para o teste foi utilizado o caso PMO 04/2020 - estocástico e foi associada uma penalidade em 4.000 k\$/hm³ para a penalização de violação de defluência mínima. Para observar os efeitos da restrição foram utilizadas as saídas qturbi e qvert.

Considerando a penalidade e o valor da água, nem sempre é mais econômico atender a restrição. Assim, calculou-se a probabilidade de atender a restrição: o número de vezes que a restrição foi atendida dividido pelo número de períodos e séries.

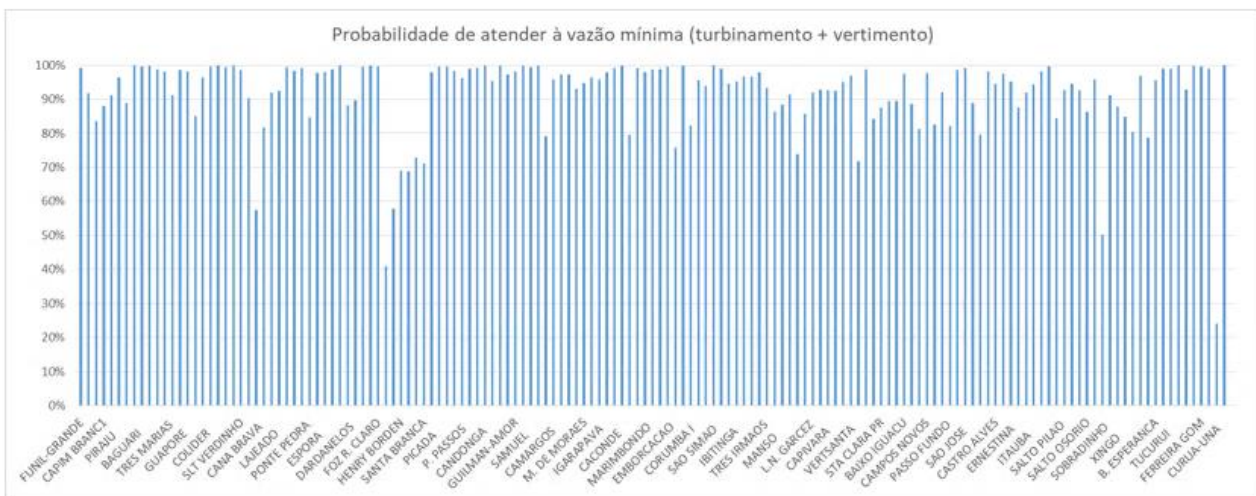


Figura 9 – Probabilidade de atender a restrição de defluência mínima

2.9. Restrição de defluência total máxima

Penalização branda. Para cada usina, é possível especificar limites máximos na soma da vazão turbinada com a vazão vertida. Isto é, a defluência total das usinas está limitada a um valor máximo que pode variar no tempo. Esta restrição serve para modelar restrições de segurança para pontes e para populações que vivem a jusante, limites razoáveis para navegação, etc.

Para o teste foi utilizado o caso PMO 04/2020 e foi associada uma penalidade em 1.000.000.000 \$/hm³ para a penalização de violação de defluência máxima para a usina de Marimbondo. Cabe destacar que com uma penalidade baixa o modelo não responde à restrição. Para observar os efeitos da restrição foram utilizadas as saídas qvert, qturb e mntout (dado de entrada da restrição) para compor o gráfico abaixo.

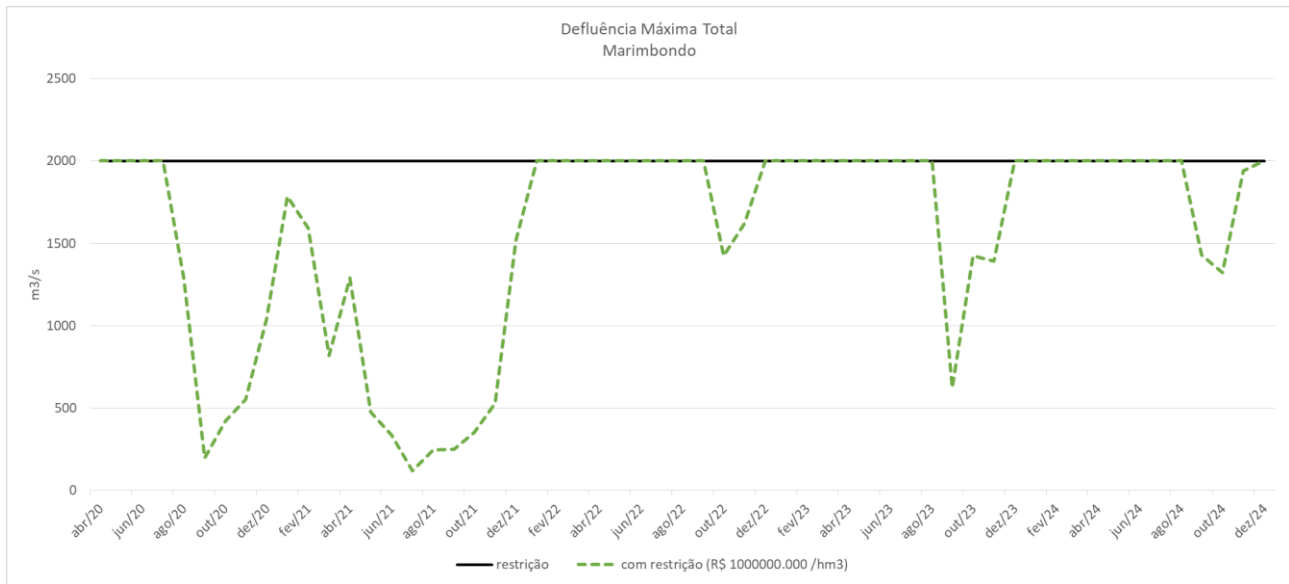


Figura 10 – Defluência máxima total

De fato, o modelo está considerando a restrição de defluência máxima, mas deve-se ater ao valor da restrição para que ela tenha realmente efeito.

2.10. Regularização em usinas fio d’água

O fator de regularização (ϕ) é um parâmetro das usinas a fio d’água que define a possibilidade de modulação da vazão de saída (vazão efluente) entre os patamares, restrito a vazão média mensal de saída ser igual à vazão média mensal de entrada ($\phi = 0$). O outro extremo da opção ($\phi = 1$), a vazão de saída em cada patamar é exatamente igual à vazão de entrada (afluente). O fator de regulação pode ser ajustado continuamente nesse intervalo ($0 \leq \phi \leq 1$).

O teste foi feito para a UHE ITUTINGA, que fica a jusante da UHE CAMARGOS e a montante da UHE FURNAS.

O ajuste recomendado é $\phi = 0$, que permite que a UHE a fio d’água possa ajudar a regularização da vazão.

Os gráficos abaixo mostram o efeito na vazão de saída para parametrização do fator de modulação nos dois extremos ($\phi = 0$ e $\phi = 1$).

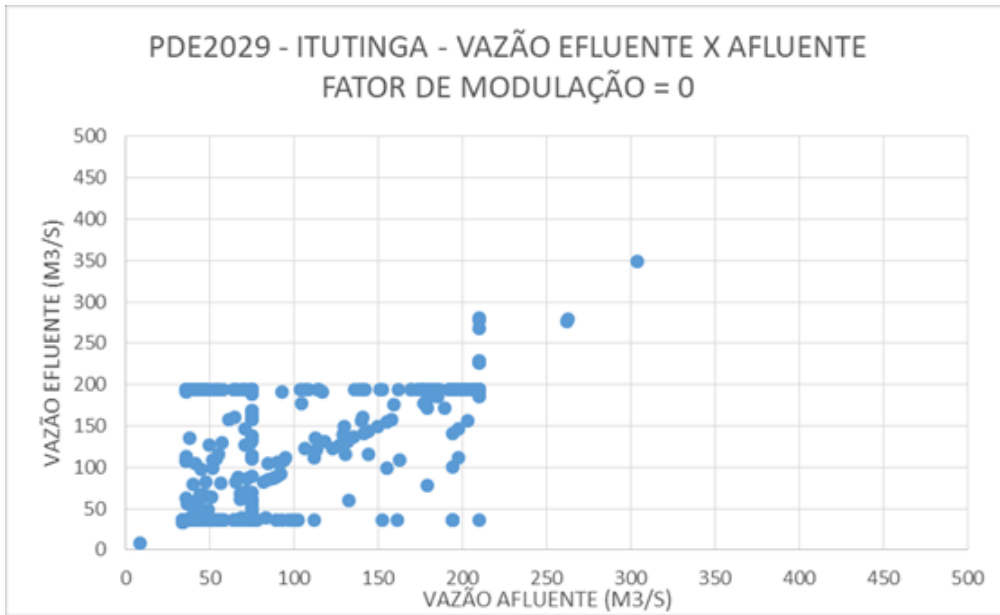


Figura 11 – Efeito da modulação na vazão efluente

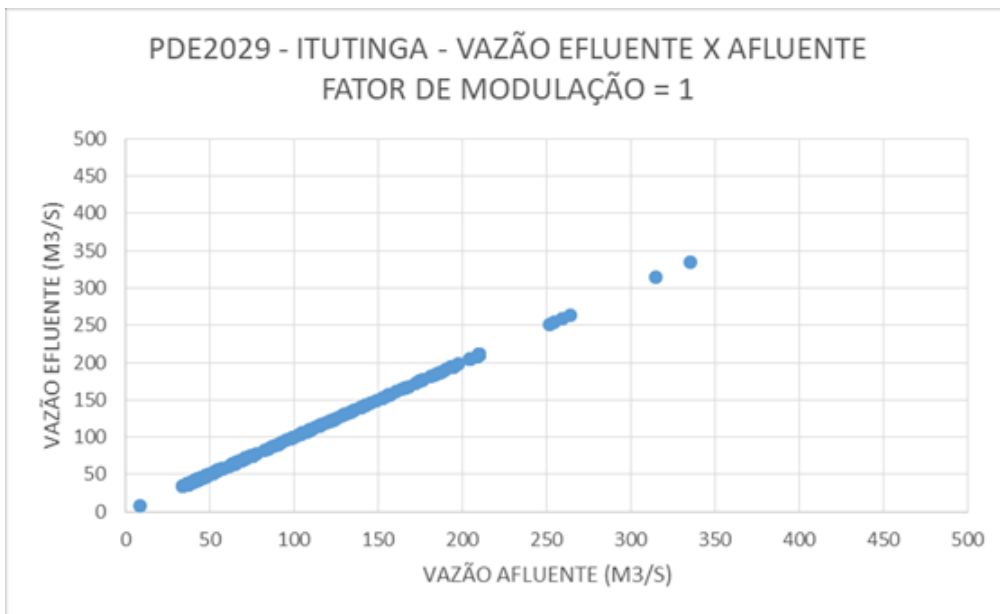


Figura 12 – Vazão efluente sem modulação ativa

2.11. Restrição da Energia de Alerta

Permite representar uma determinada energia de alerta por grupo de reservatórios. A penalização por não cumprir com a energia de alerta pode ser definida pelo usuário (“Valor fixo”) ou calculada pelo programa (“Cálculo Automático”) como 1,1 vezes o custo de operação da térmica mais cara.

Para o teste foram configurados 4 conjuntos de reservatórios correspondentes aos reservatórios com capacidade de regularização (critério do NEWAVE) de cada subsistema e foi ajustado o volume de alerta para 10.000 GWh no SUDESTE, com penalidade automática. A figura abaixo mostra a restrição ativa e funcionando como esperado usando dados do arquivo enearn.csv (saída "Energia armazenada por reservatório") e filtrando somente os reservatórios que fazem parte da restrição.

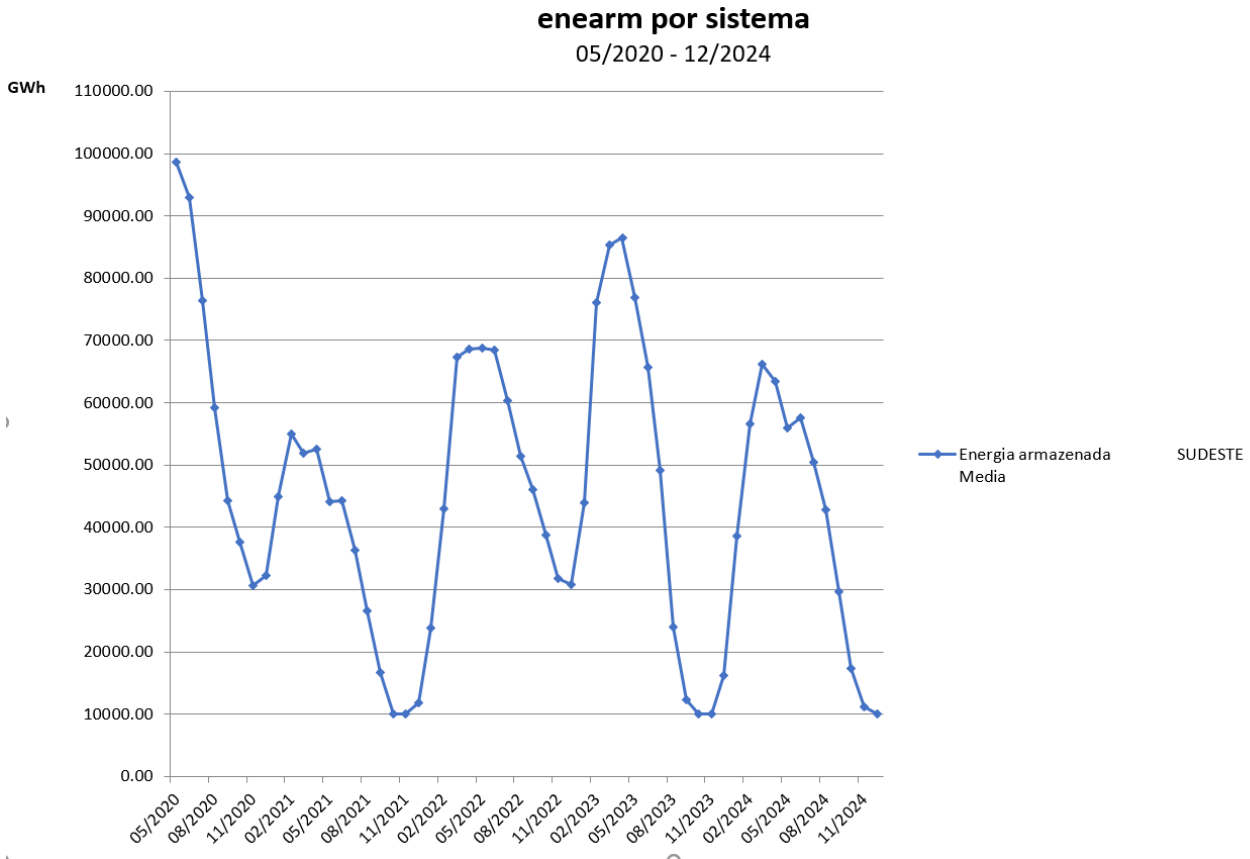


Figura 13 – Restrições de energia de alerta

2.12. Limite de consumo de combustível

Restrição dura. Este teste tem como objetivo avaliar as restrições de limite de consumo de combustível (em k MWh), definidos a partir de uma configuração de contrato de combustível de uma determinada usina.

Para isso, executou-se testes onde foram cadastrados contratos de combustíveis para algumas usinas, bem como suas restrições associadas. Para avaliar a limitação do consumo de combustível de uma usina em função do seu contrato de combustível, é necessário definir a restrição de **montante contratado** (em k MWh), que caracteriza a quantidade máxima que pode ser obtida pela usina por meio de um ou mais contratos, durante sua vigência. Importante destacar que esse montante cadastrado deve atender todo o período de contrato. Nesse exemplo específico, cadastrou-se como montante contratado de combustível um valor correspondente a 66% do montante necessário para operação em plena carga durante 1 ano de contrato. A figura abaixo caracteriza um exemplo de cadastro.

Código	Nome	Sistema	Combustível	Tipo
1	GN BF	SUDESTE	GAS	Contrato livre
3	BIO OP	SUDESTE	BIOMASSA	Contrato por integral
2	GNL PS	NORDESTE	GAS	Contrato por integral

Figura 14 – Cadastro de montante contratado

Em seguida, executou-se uma rodada mensal determinística com o deck do PDE 2029. Cabe destacar que as restrições de contratos de combustíveis (CC) somente são válidas para rodadas mensais, não sendo possível utilizá-las em rodadas horárias (as restrições devem ser desabilitadas).

Os resultados indicaram que a usina destacada acima foi despachada em plena carga até o final da quantidade contratada, o que ocorreu antes do término contrato, limitando assim o despacho da mesma para os demais meses do horizonte de estudo. Essa situação pode ser vista na figura a seguir, que ilustra a saída fcvfin.csv, onde pode-se ver os volumes de combustível do contrato que estão disponíveis no início de cada período.

```

Varia por bloco?      , 0, Unidade ,kUC      , 2, 5, 2019
Varia por serie?     , 1
# de agentes         , 2
Estg,Ser.,Bloc,BIO OP ,GNL PS
1, 1, 1, 200.00 , 7592.2
2, 1, 1, 200.00 , 6589.7
3, 1, 1, 200.00 , 5553.7
4, 1, 1, 200.00 , 4517.7
5, 1, 1, 168.71 , 3515.1
6, 1, 1, 136.37 , 2479.1
7, 1, 1, 105.07 , 1476.6
8, 1, 1, 72.735 , 440.59
9, 1, 1, 40.397 , 0.0000
10, 1, 1, 11.189 , 0.0000
11, 1, 1, 0.0000 , 0.0000
12, 1, 1, 0.0000 , 0.0000
    
```

Figura 15 – Cadastros disponíveis no tempo

Por fim, foram avaliadas as demais saídas do tipo “fcon*” e verificou-se que as restrições de limite de combustível contratados foram atendidas para todos os contratos cadastrados.

2.13. Limite de taxa de consumo de combustível

Restrição dura. O teste consistia em executar simulações considerando as restrições de taxa máxima de retirada, ou limite de taxa consumo de combustível em MWh/h.

Para execução dos testes relacionados ao cadastro de contratos de combustíveis e suas restrições, primeiramente devemos preencher esses dados para as usinas aplicáveis, conforme figura a seguir. O teste consiste em cadastrar restrições de **taxa máxima de retirada** (em MWh/h) de combustível num contrato, e a disponibilidade máxima existente do combustível, considerando um ou mais contratos.

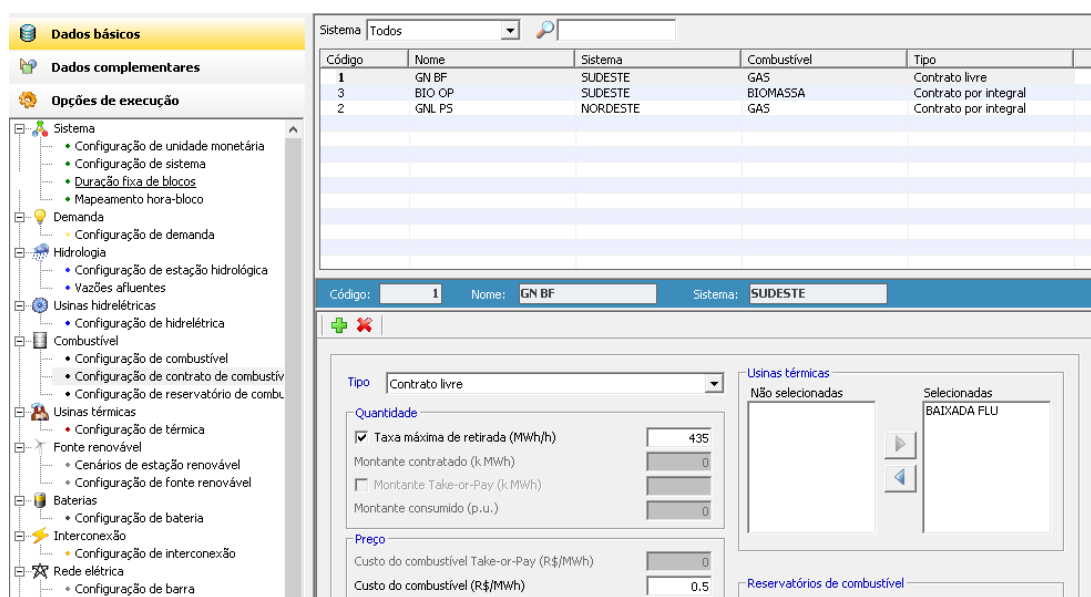


Figura 16 – Configuração de contrato de combustível

Uma vez cadastradas as restrições, executou-se uma rodada mensal determinística com o deck do PDE 2029. Cabe destacar que as restrições de contratos de combustíveis (CC) somente são válidas para rodadas mensais, não sendo possível utilizá-las em rodadas horárias (as restrições devem ser desabilitadas).

Foram avaliadas as saídas fuelrt.csv (taxa de consumo de combustível por usina) e do tipo “fcon***.csv” e verificou-se que as restrições de disponibilidade de combustível e taxa de consumo de combustível foram atendidas para todos os contratos cadastrados.

2.14. Restrição de geração hidráulica mínima

Penalidade branda. Objetivo de garantir uma geração mínima. Valor da restrição: 1.1 * [Custo de Racionamento (\$/MWh)]

Os testes de geração hidráulica mínima foram realizados para a UHE ITAIPU no PMO de maio/20 usando simulação determinística e a restrição foi atendida, conforme se observa abaixo.

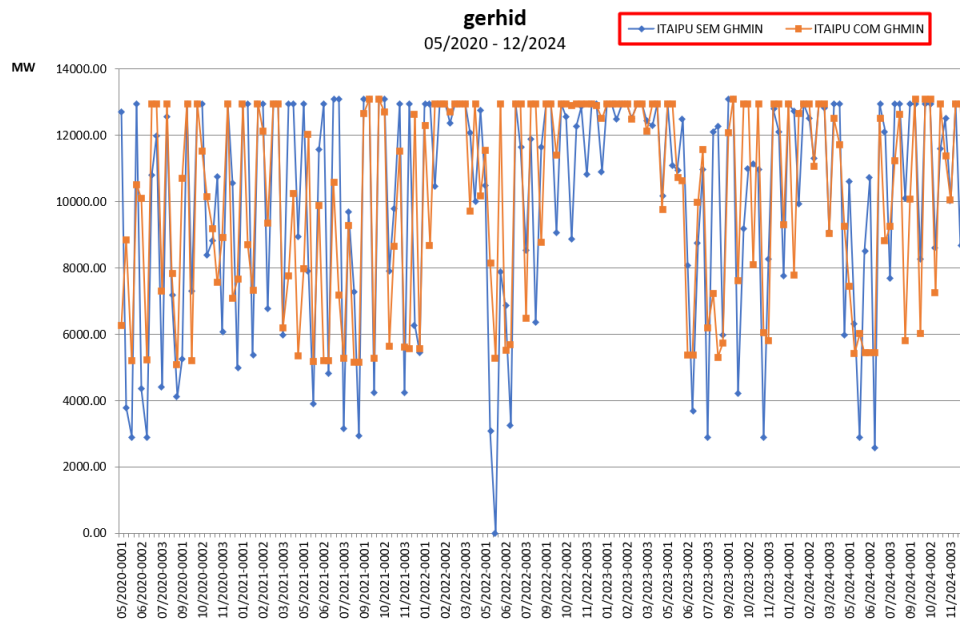


Figura 17 – Restrições de geração mínima

2.15. Restrição de geração máxima

Penalização branda. Restrições de geração de um conjunto de usinas (térmicas e hidroelétricas). Manual do usuário item 11.6. Valor da penalização em $1.1 \times$ custo déficit ou definido pelo usuário.

Para o teste foram aplicadas restrições de geração mínima e máxima a ITAIPU no PMO de maio/20 usando simulação determinística, e os limites foram atendidos mesmo no caso base, i.e., sem a penalidade definida externamente (2000 R\$/MWh). Os resultados são mostrados nos gráficos abaixo com base nas saídas GERHID.CSV. Foi aplicado um limite de geração máxima de 12.000 MW.

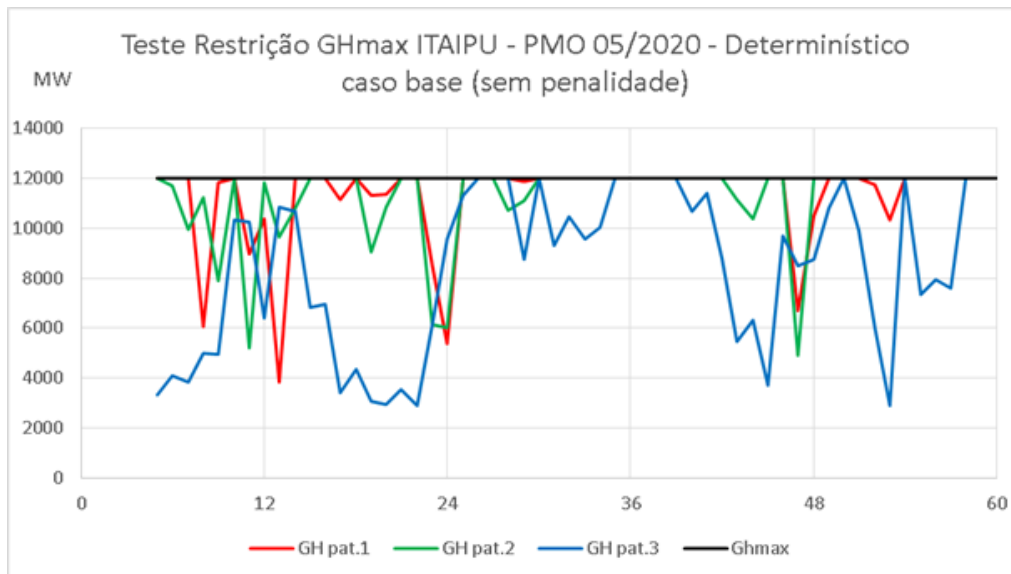


Figura 18 – Restrições de geração máxima (sem penalidade)

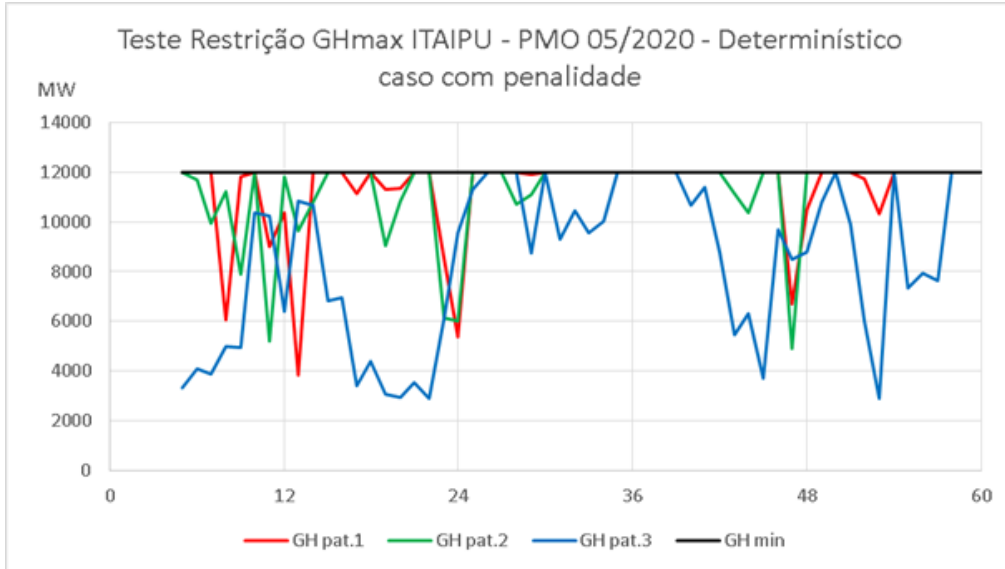


Figura 19 – Restrições de geração máxima (com penalidade)

2.16. Restrição de reserva girante e de reserva de geração

As restrições de reserva girante e de capacidade reserva são restrições duras limitam a capacidade máxima das usinas para manter uma reserva.

O teste foi feito para a UHE FURNAS que possui uma capacidade nominal de 1.415 MW e foi estabelecido um requisito de reserva de 600 MW. Os gráficos mostram como a vazão turbinada é modulada de modo a manter a reserva requerida e como isso afeta a geração.



Figura 20 – Vazão turbinada



Figura 21 – Energia Gerada

2.17. Restrição de irrigação

Penalização branda. Os valores da irrigação (em m³/s) serão subtraídos no balanço hídrico da usina. Uma variável de folga permite a flexibilização no atendimento dos valores de irrigação. A esta variável de folga é associada uma penalização do tipo: irrigação prioritária, energia prioritária ou um valor fornecido pelo usuário. Valor da penalização definido no manual de metodologia no item 4.8 - Energia prioritária: 1.1 × custo déficit; Irrigação prioritária: 1.1 × custo térmica mais cara sendo despachada; ou definido pelo usuário. Para o teste foi utilizada a UHE Funil Grande no PMO de maio/20 usando simulação determinística. Para simular foi introduzida um requisito de irrigação de 80 m³/s no período 20, quando valor do caso base era de 1,85 m³/s. O Gráfico mostra que no caso base, sem penalidade, a restrição foi violada pois a violação foi igual ao valor do requisito, enquanto no caso com penalidade (450 kR\$/hm³) a restrição foi atendida, pois a penalidade era maior do que o valor da água. Pode-se considerar essa restrição como validada.

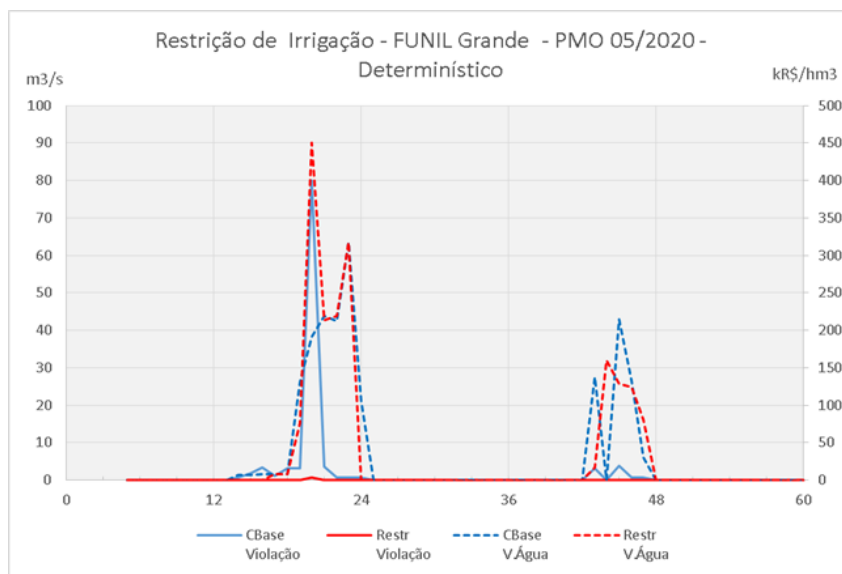


Figura 22 – Restrições de irrigação

2.18. Restrição de soma de intercâmbios

Penalização dura. O teste se resume a verificar atuação da restrição.

Esta restrição é similar a restrição do AGRINT no modelo NEWAVE. Para verificar se os limites de soma de intercâmbios estão sendo respeitados, foi desenvolvido um script em R para leitura dos limites e faz uma comparação com os valores verificados no arquivo de saída do SDDP *interc.dat*. A verificação desta restrição foi feita para casos de PMO de maio/20 e PDE 2029, já que o caso de GF não possui restrição de soma de intercâmbios. Como a saída do SDDP é dada em GWh e os limites em MW, é necessária uma conversão para comparação. Por ocasião do arredondamento na conversão, alguns valores de soma de intercâmbios aparecem na saída do comparador com valores superiores ao limite. Considerou-se que a restrição de soma de intercâmbios foi atendida conforme o esperado.

Adicionalmente foi feita a verificação do atendimento aos limites de intercâmbio entre subsistemas. Esta restrição também foi atendida conforme o esperado.

2.19. Restrição de limite de fluxo nos circuitos

Restrição dura. O teste se resume a verificar atuação da restrição.

Para este teste e os demais testes que consideram a representação da transmissão por fluxo DC foi necessária a criação adaptar o caso do PDE para esta representação, dado que não efetuamos tal representação atualmente. Foi adotada uma representação simplificada, onde cada subsistema é representado por uma barra e a matriz de admitâncias equivalentes entre as barras foi fornecida pela STE para um período em que todas os reforços de transmissão já licitados estão em operação. Todos os testes de casos com representação da transmissão DC foram realizados apenas para o deck do PDE, por ser o único em que se dispõe dos dados de admitância.

Primeiramente, as barras foram criadas e foi feita a relação da oferta de geração com cada uma das barras, como exemplifica a figura a seguir dentro da ferramenta do SDDP.

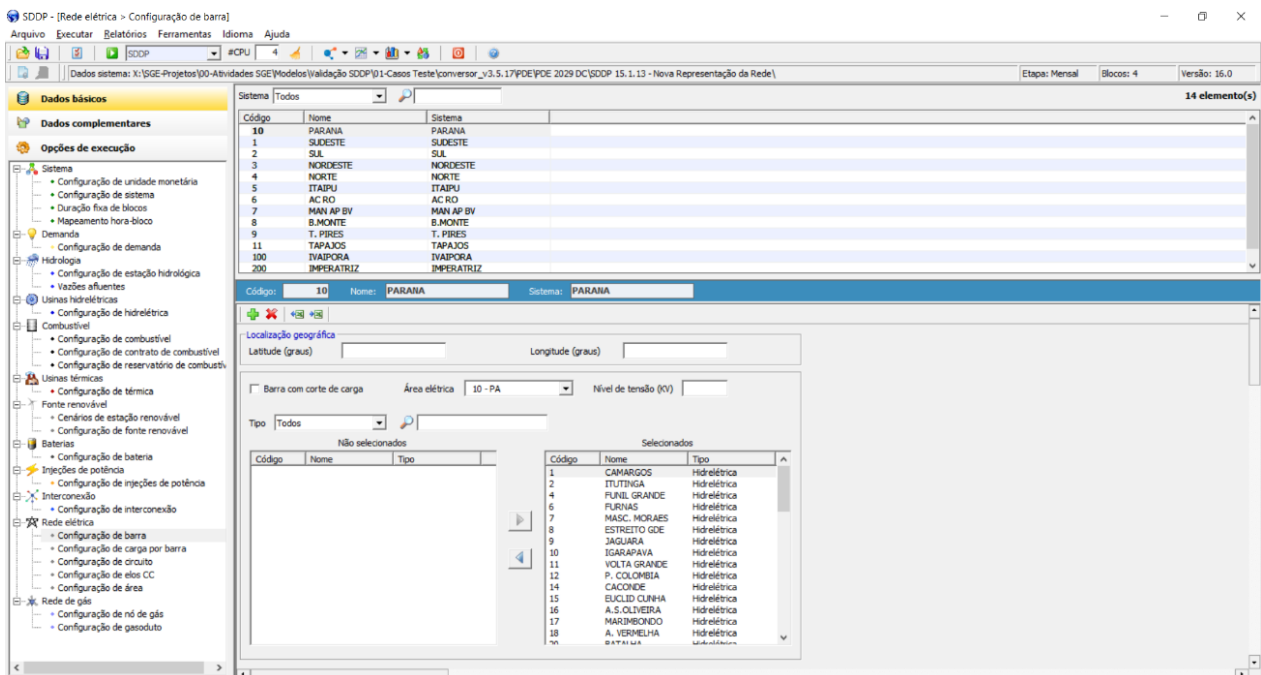


Figura 23 – Configuração de barra

Com auxílio de um script desenvolvido em R, foi criado o arquivo de demanda por barra (arquivos dbfXXXyy.dat), que define a demanda de energia em cada barra para cada período do estudo e bloco/patamar de carga. A figura a seguir mostra como fica o preenchimento no SDDP.

Barra	Demanda	Sistema	Data (dd/mm/aaaa)	Carga (MW)			
				1	2	3	4
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/05/2019	47752.38	43927.81	40116.46	32482.19
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/06/2019	47887.27	43602.86	40098.54	32376.61
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/07/2019	47399.2	43038.78	39282.36	31586.49
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/08/2019	47253.02	44101.19	40516.54	32760.58
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/09/2019	49326.85	45300.6	42901.85	33568.02
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/10/2019	51940.94	45371.74	43027.65	34476.64
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/11/2019	49831.71	45443.02	42740.98	34619.76
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/12/2019	48426.37	44981.62	42558.84	34883.47
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/01/2020	51941.53	47478.9	44401.36	36749.68
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/02/2020	53501.76	49329.06	45960.26	38381.29
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/03/2020	51898.36	48752.67	46020.59	37422.31
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/04/2020	49859.08	46728.12	43934.57	35395.71
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/05/2020	49277.94	45247.85	41325.61	33461.05
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/06/2020	49414.03	44908.78	41302.32	33351.28
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/07/2020	48909.06	44325.32	40459.83	32533.65
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/08/2020	48759.93	45115.35	41724.33	33736.45
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/09/2020	50897.2	46899.01	44186.42	34573.83
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/10/2020	53289.51	46728.55	44119.41	35508.53
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/11/2020	51421.33	46789.28	43999.69	35659
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/12/2020	49969.59	46320.03	43832.71	35928.37
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/01/2021	53667.22	48985.77	45814.94	37919.51
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/02/2021	53280.02	50892.18	47433.05	39602.48
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/03/2021	52618.17	50289.64	47482.23	39609.1
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/04/2021	51509.53	48203.94	45325.93	36516.47
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/05/2021	50888.85	46658.52	42619.03	34508.77
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/06/2021	51064.48	46337.55	42622.46	34413.78
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/07/2021	50528.79	45728.47	41744.1	33564.93
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/08/2021	50383.6	46851.6	43051.31	34811.11
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/09/2021	52583.13	48342.83	45589.51	35671.59
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/10/2021	55060.34	48216.4	45735.88	36445.06
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/11/2021	53109.29	48257.28	45377.82	36782.14
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/12/2021	51634.46	47394.04	45211.94	37076.42
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/01/2022	55468.46	50599.73	47314.74	39163.91
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/02/2022	57135.25	52558.29	48995.96	40999.13
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/03/2022	55419.41	51937.4	49037.77	39875.18
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/04/2022	53237.02	49779.18	46807.41	37709.06
1-SUDESTE	SUDESTE	SUDESTE	01/05/2022	52593.94	48187.41	44011.78	35634.32

Figura 24 – Configuração de carga por barra

Também foram criados os arquivos de configuração de circuito e elo CC (arquivos dcirc.dat e dclink.dat) que contém as informações básicas de cada interligação, incluindo a reatância (apenas para circuitos). As figuras a seguir mostram como fica o preenchimento no SDDP.

Código	Nome	Código DE	Barra de origem	Sistema de origem	Código PARA	Barra de destino	Sistema de destino	Inter-regional	Condição	Estado	Monitorado	Cont
1	se-su	1	SUDESTE	SUDESTE	2	SUL	SUL	Sim	Existente	Conectado	Sim	Não
2	se-ne	1	SUDESTE	SUDESTE	3	NORDESTE	NORDESTE	Sim	Existente	Conectado	Sim	Não
3	se-to	1	SUDESTE	SUDESTE	9	T. PIRES	T. PIRES	Sim	Existente	Conectado	Sim	Não
4	se-iv	1	SUDESTE	SUDESTE	300	IVAPORA	IVAPORA	Sim	Existente	Conectado	Sim	Não
5	se-im	1	SUDESTE	SUDESTE	200	IMPERATRIZ	IMPERATRIZ	Sim	Existente	Conectado	Sim	Não
6	su-iv	2	SUL	SUL	5	ITAPU	ITAPU	Sim	Existente	Conectado	Sim	Não
7	su-iv	2	SUL	SUL	300	IVAPORA	IVAPORA	Sim	Existente	Conectado	Sim	Não
8	ne-em	3	NORDESTE	NORDESTE	200	IMPERATRIZ	IMPERATRIZ	Sim	Existente	Conectado	Sim	Não
9	no-es	4	NORTE	NORTE	200	IMPERATRIZ	IMPERATRIZ	Sim	Existente	Conectado	Sim	Não
10	no-iv	4	NORTE	NORTE	300	XINGU	XINGU	Sim	Existente	Conectado	Sim	Não
11	ma-iv	5	ITAPU	ITAPU	300	IVAPORA	IVAPORA	Sim	Existente	Conectado	Sim	Não
12	ma-iv	7	MAN AP BV	MAN AP BV	300	XINGU	XINGU	Sim	Existente	Conectado	Sim	Não
13	bm-iv	8	B.MONTE	B.MONTE	300	XINGU	XINGU	Sim	Existente	Conectado	Sim	Não
14	im-iv	300	IMPERATRIZ	IMPERATRIZ	300	XINGU	XINGU	Sim	Existente	Conectado	Sim	Não

Figura 25 – Configuração de circuito

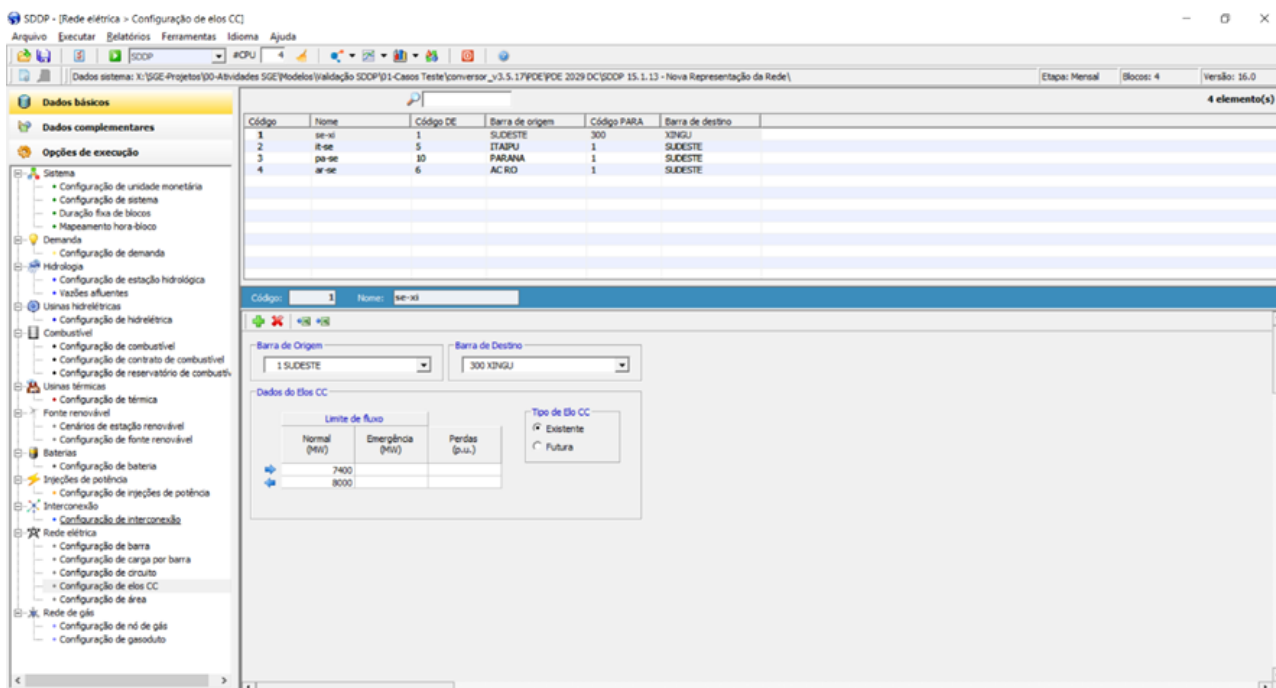


Figura 26 – Configuração de elos CC

A configuração de área elétrica foi adotada como cada subsistema/barra sendo uma área elétrica.

No menu dados complementares foram definidos os limites dos circuitos. Diferentemente da representação sem rede, onde é possível definir limites distintos para cada sentido do intercâmbio e cada patamar/bloco, na representação por circuitos define-se apenas um limite para o circuito. Por simplificação foi adotado como limite do circuito para cada período o maior valor entre todos os patamares/blocos e sentidos. A partir destes valores, foi criado o arquivo de modificação de circuitos (arquivo mcirct.dat), onde a única modificação inserida é nos limites dos fluxos.

Um script semelhante ao do teste anterior foi utilizado para a verificação do atendimento a restrição de limite de fluxo nos circuitos, que foram atendidas conforme esperado.

2.20. Restrição de representação de links DC

Restrição dura. Verificar atuação da restrição.

O arquivo de saída interc.dat contém tanto os fluxos dos circuitos quando os fluxos nos elos CC, a verificação dos limites dos elos CC foi feita em conjunto com a verificação do atendimento ao fluxo nos circuitos. Estes limites também foram atendidos conforme esperado.

2.21. Restrição de limites de exportação/importação áreas

Restrição dura. Verificar atuação da restrição.

As restrições de exportação/importação por área definem limites para a diferença entre geração e demanda. O limite de exportação para valores de $G - D$ positivos e importação para $G - D$ negativos. Para este teste, foi criado um arquivo (mareaXXX.dat) com limitação de exportação da área NE, que corresponde ao subsistema NE. A figura abaixo mostra o conteúdo do arquivo com as devidas restrições definidas.

```
$version=1
!D/MM/YYYY .Num ....Name.... KeyWord      Blck .....Value
01/01/1900    3 NE          EXPORT      *        3000.
01/01/2025    3 NE          EXPORT      *        3500.
```

Figura 27 – Arquivo marea004.dat com limite de exportação

Em uma planilha excel foram computados os valores de geração e demanda para o subsistema NE, e foi verificado que a restrição é atendida conforme esperado.

2.22. Restrição de soma de fluxo nos circuitos

Restrição dura. Verificar atuação da restrição.

A restrição de soma de fluxo nos circuitos é muito similar à soma de intercâmbios. Primeiramente foi criado o arquivo com os fluxos que se deseja limitar (arquivo csumcirc.dat). Diferentemente da soma de intercâmbios, para a soma de circuitos define-se apenas um sentido da soma, e caso deseje limitar o sentido contrário é utilizado a palavra-chave LB (*lower bound*) e um valor negativo. Os limites para as restrições são definidos no arquivo msumcircXXX.dat. As figuras abaixo mostram como se estruturam os arquivos com as restrições.

```
$version=2
! Res (...Nome...) .....LB .....UB ..coef Tp Name..... ..coef Tp Name..... ..coef Tp Name.....
1 NE -4500. 4900. 1 AC se-ne -1 AC ne-im
2 NNE-SE -8800. 5700. 1 AC se-ne 1 AC se-im 1 DC se-xi
3 ESE-N -6400. 4500. 1 AC se-im 1 DC se-xi
4 SUL -8400. 6500. 1 AC su-iv 1 AC su-it -1 AC se-su
5 EN 9300. -1 AC ne-im -1 DC se-xi -1 AC se-im
6 EIM 5600. -1 AC ne-im -1 AC se-im
```

Figura 28 – Arquivo csumcirc.dat com definição das restrições de soma de fluxo

```
$version=1
!D/MM/YYYY .Num ....Name.... KeyWord      Blck .....Value
01/01/1900    4 SUL          UB          1        6500
01/01/1900    4 SUL          UB          2        6500
01/01/1900    4 SUL          UB          3        6500
01/01/1900    4 SUL          UB          4        6100
01/01/1900    6 EIM          UB          1        5600
01/01/1900    6 EIM          UB          2        5600
01/01/1900    6 EIM          UB          3        5600
01/01/1900    6 EIM          UB          4        5700
01/01/1900    5 EN          UB          1        9300
01/01/1900    5 EN          UB          2        9300
01/01/1900    5 EN          UB          3        9200
01/01/1900    5 EN          UB          4        8000
01/01/1900    3 ESE-N        LB          1        -6400
01/01/1900    3 ESE-N        LB          2        -6400
01/01/1900    3 ESE-N        LB          3        -6200
01/01/1900    3 ESE-N        LB          4        -5500
01/01/1900    2 NNE-SE       UB          1        6720
01/01/1900    2 NNE-SE       UB          2        6720
01/01/1900    2 NNE-SE       UB          3        6720
01/01/1900    2 NNE-SE       UB          4        5900
01/01/1900    1 NE          LB          1        -4500
01/01/1900    1 NE          LB          2        -4500
01/01/1900    1 NE          LB          3        -4500
01/01/1900    1 NE          LB          4        -4000
```

Figura 29 – Arquivo msumcirc004.dat com limites das restrições de soma de fluxo

Utilizando script em R para verificação dos valores, verificou-se que os limites de soma de circuitos são respeitados conforme esperado.

2.23. Curva de aversão a Risco (CAR)

A CAR, representada em porcentagem da energia armazenável máxima do sistema, restringe os limites mínimos de armazenamento a serem atendidos. A penalidade por não cumprimento destes limites mínimos de armazenamento pode ser definida pelo usuário (“Valor Fixo”) ou calculado pelo programa (“Cálculo Automático”).

Para testar a CAR o PDE29 foi executado com simulação determinística com 10 iterações. Inicialmente, o caso foi executado sem a aplicação da CAR, depois foi aplicada uma restrição de 40% para todos os meses de novembro para o subsistema do NORDESTE e depois a mesma restrição de 40% para SUDESTE e NORDESTE. Hoje em dia para usar a opção de penalização reduzida, a opção de penalidade definida pelo usuário tem de estar selecionada, portanto foi definida uma penalidade de 1.000.000 KR\$/MWh.

Os gráficos abaixo com os resultados dos testes foram feitos usando as saídas enearp.csv (porcentagem de energia armazenada em função da energia máxima armazenável), e cvlari.csv (custo de violação da CAR).

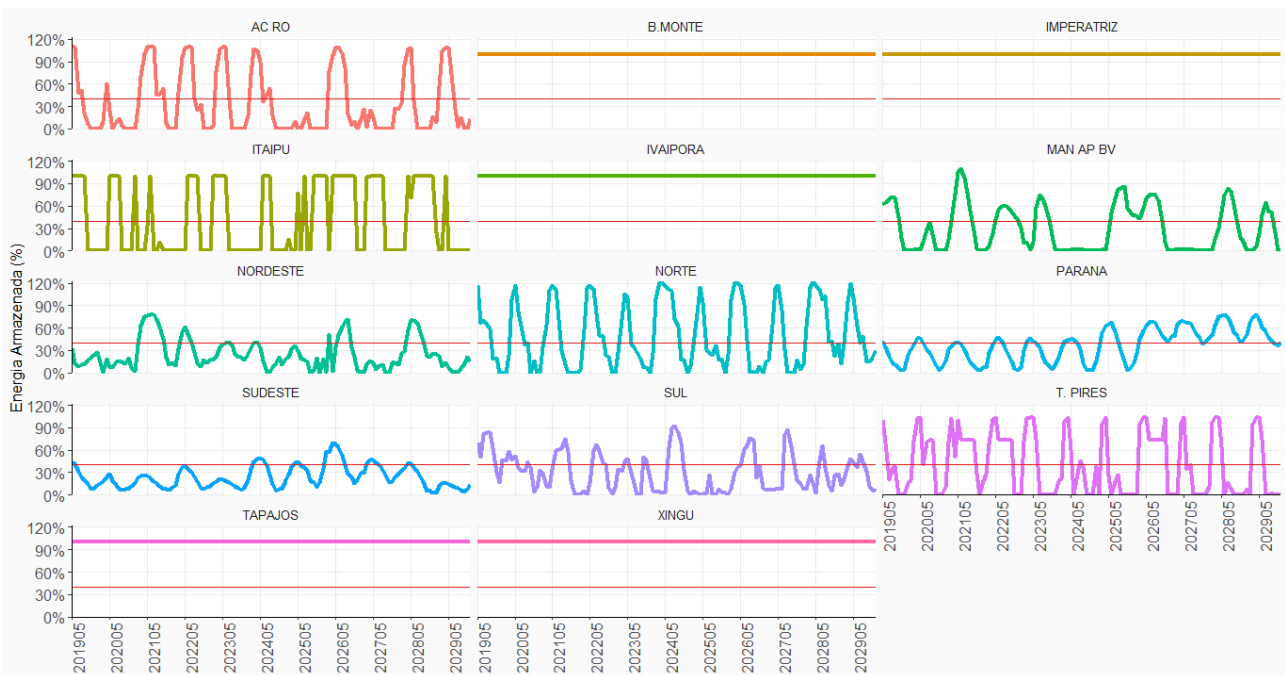


Figura 30 – Energia armazenada dos subsistemas sem uso da CAR

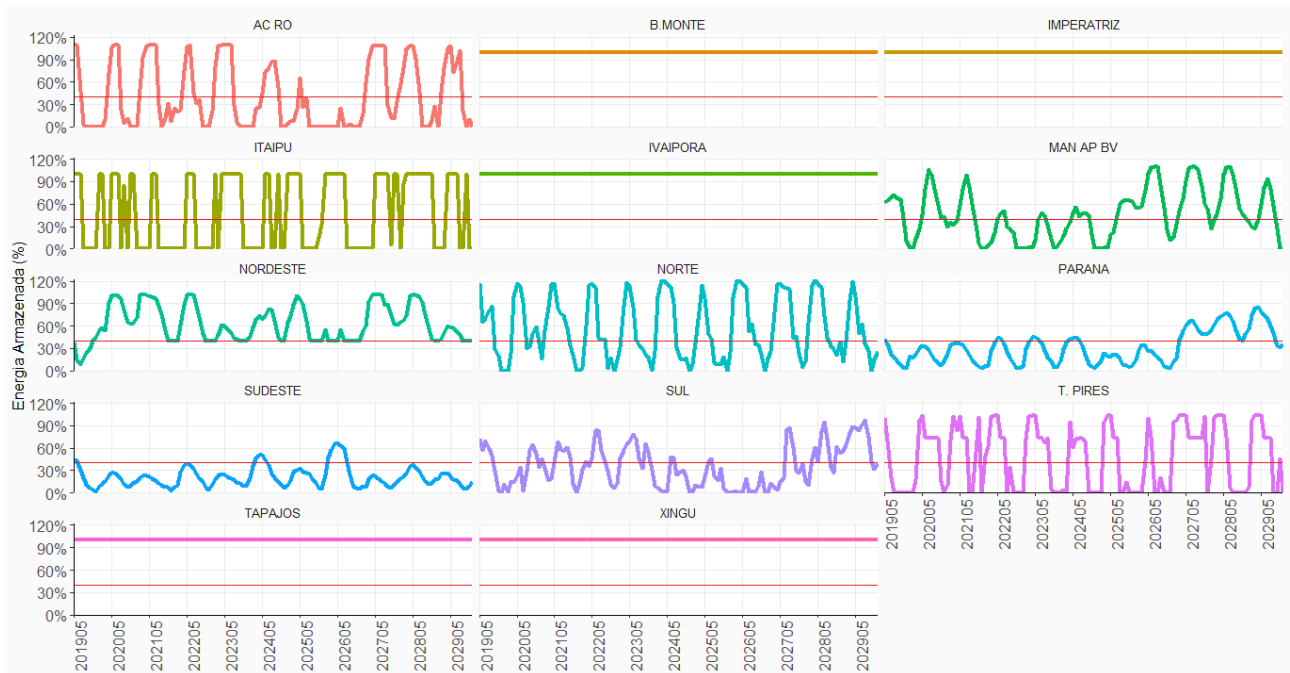


Figura 31 – Energia armazenada dos subsistemas com CAR de 40% em novembro de todos os anos para o NE



Figura 32 – Energia armazenada dos subsistemas com CAR de 40% em novembro de todos os anos para NE e SE

Para todos os casos a restrição mínima foi atendida, indicando a restrição para uso.

Como funciona o ajuste iterativo de penalidades para os valores da água no caso da Curva de Aversão ao Risco?

O método iterativo para ajustar a penalidade resolve primeiro o problema com a penalidade igual a zero aplicada à variável de decisão que representa a violação dessa restrição de aversão ao risco e verifica se há alguma violação na solução. Se não houver, finaliza o processo iterativo e passa para o próximo problema.

Se houver alguma violação, o SDDP aplicará uma penalidade interna equivalente à diferença entre a penalidade de referência para a restrição (automática ou definida pelo usuário) e o valor da água para a "água armazenada" no sistema (na verdade, é em termos de energia armazenada) e resolve o problema novamente. Em seguida, verifica a violação dessa nova solução e continua da mesma maneira até que não haja alteração na solução de violação, atingindo o valor mínimo de penalidade a ser aplicado.

A penalidade ajustada para a Curva de Aversão ao Risco contorna o problema de acúmulo de penalizações, pois calcula o valor mínimo da penalidade interna para evitar violações, mas se houver violação, em um determinado nível de penalidade nada muda na solução, apenas o componente de penalidade na função objetivo que muda quando a penalidade é alterada. A ideia é evitar de ficar "sujando" a função objetivo com um caminhão de penalidades.

2.24. Calibração das restrições hidro

Verificar conversões de volume para energia e prioridades das restrições.

A PSR foi questionada sobre alguma orientação para converter as penalidades usadas no NEWAVE (dadas por energia) para o SDDP (dadas por volume). Uma possibilidade é criar uma "restrição de conjuntos de reservatórios", porém contemplando somente uma planta, onde a unidade da penalidade será em energia.

Existem três tipos de restrições de conjuntos de reservatórios, como pode ser observado na figura abaixo.

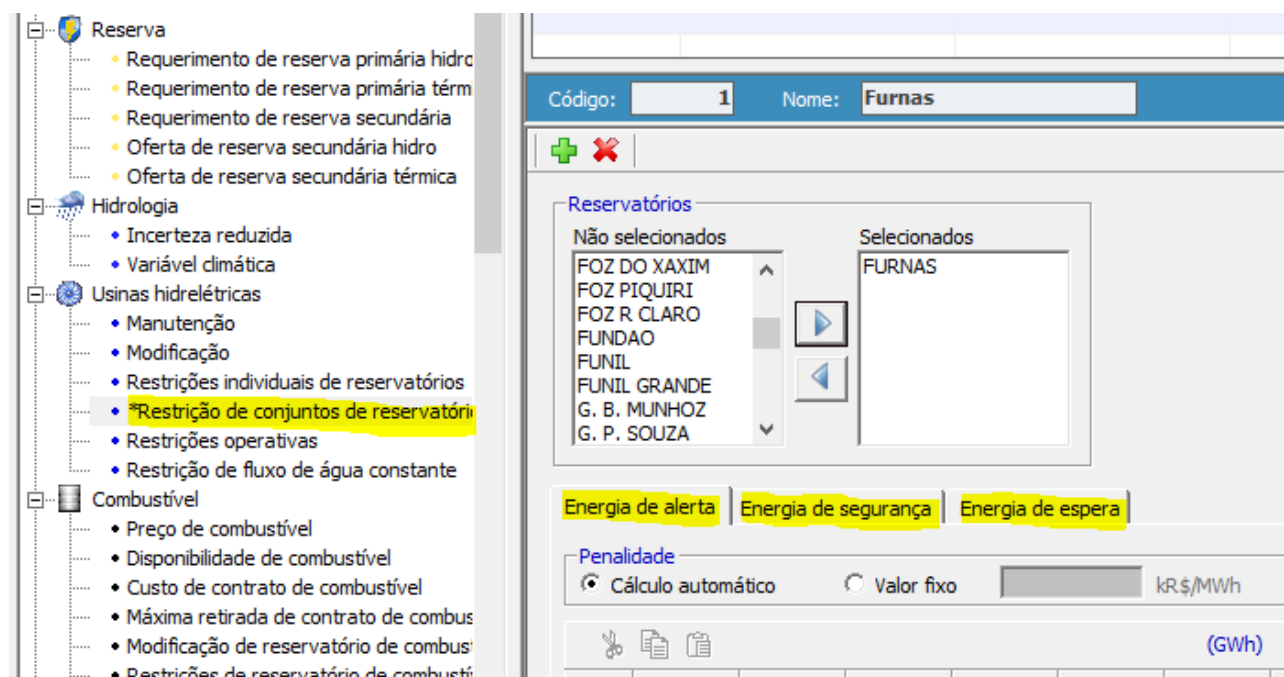


Figura 33 – Restrições de conjuntos de reservatórios

Energia de alerta: Permite representar uma determinada energia de alerta por grupo de reservatórios. A penalização por não cumprir com a energia de alerta pode ser definida pelo usuário ("Valor fixo") ou calculada pelo programa ("Cálculo Automático") como 1,1 vezes o custo de operação da térmica mais cara. No caso da penalização automática, o programa só violará a restrição de maneira a evitar um racionamento.

Energia mínima: Permite representar uma determinada energia mínima por grupo de reservatórios. A penalização por não cumprir com a energia mínima pode ser definida pelo usuário (“Valor fixo”) ou calculada pelo programa (“Cálculo Automático”) como 1,1 vezes o custo do racionamento (último segmento). No caso da penalização automática, o programa só violará a restrição se for fisicamente impossível cumpri-la.

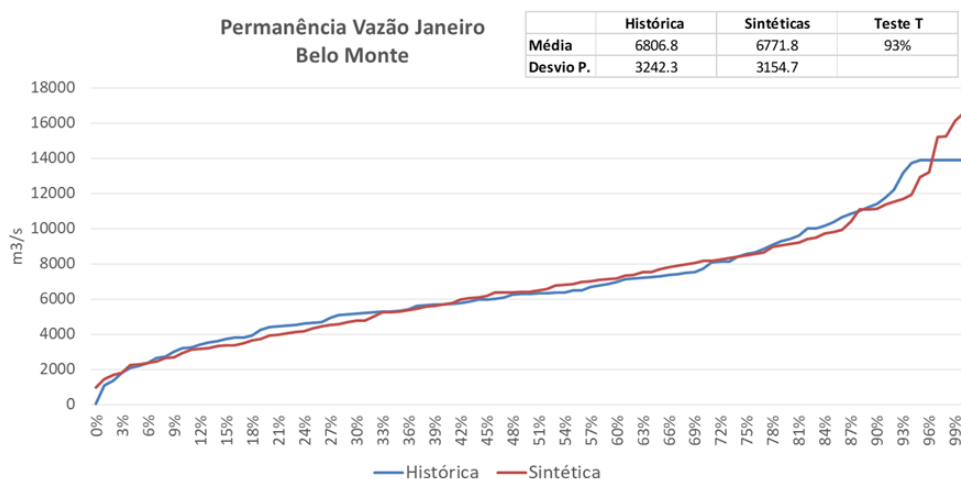
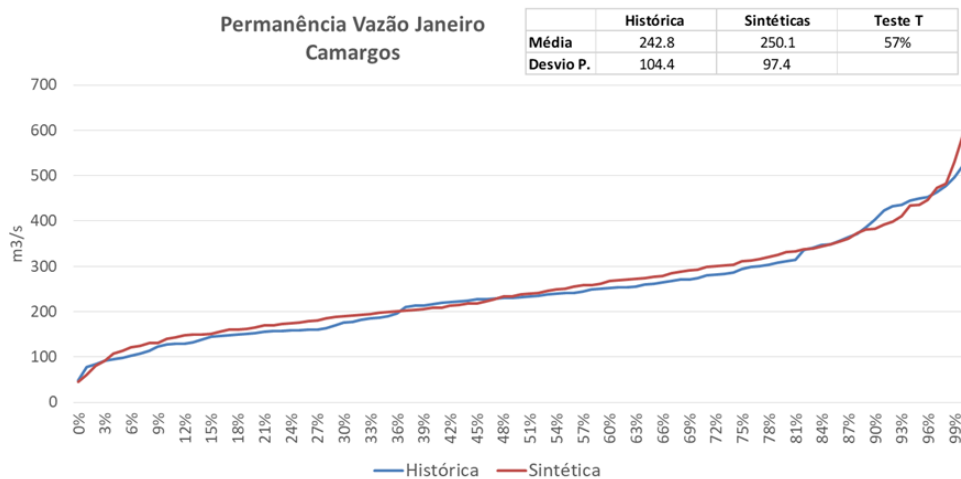
Energia de espera: Permite representar uma determinada energia de espera para um grupo qualquer de reservatórios selecionado pelo usuário. Quando a energia de espera atinge o limite definido pelo usuário, as usinas associadas à restrição vertem para não violar este limite.

3. Análises de convergência

3.1. Modelo Gerador de Cenários hidráulicos

Executar o modelo de geração de cenários (Opções de Execução -> Hidrologia -> Estimação de parâmetros). Verificar para um conjunto de usinas selecionadas (se possível todas) se os cenários gerados preservam média, desvio-padrão mensais do histórico e correlações, representam as séries secas. Conferir no manual do GEVAZP possíveis diferenças e os testes definidos no manual.

Usando o deck de PMO de 04/2020, foi considerado um período no final do horizonte para que se perdesse a condição hidrológica inicial e então as estatísticas das séries sintéticas reproduzam as históricas.



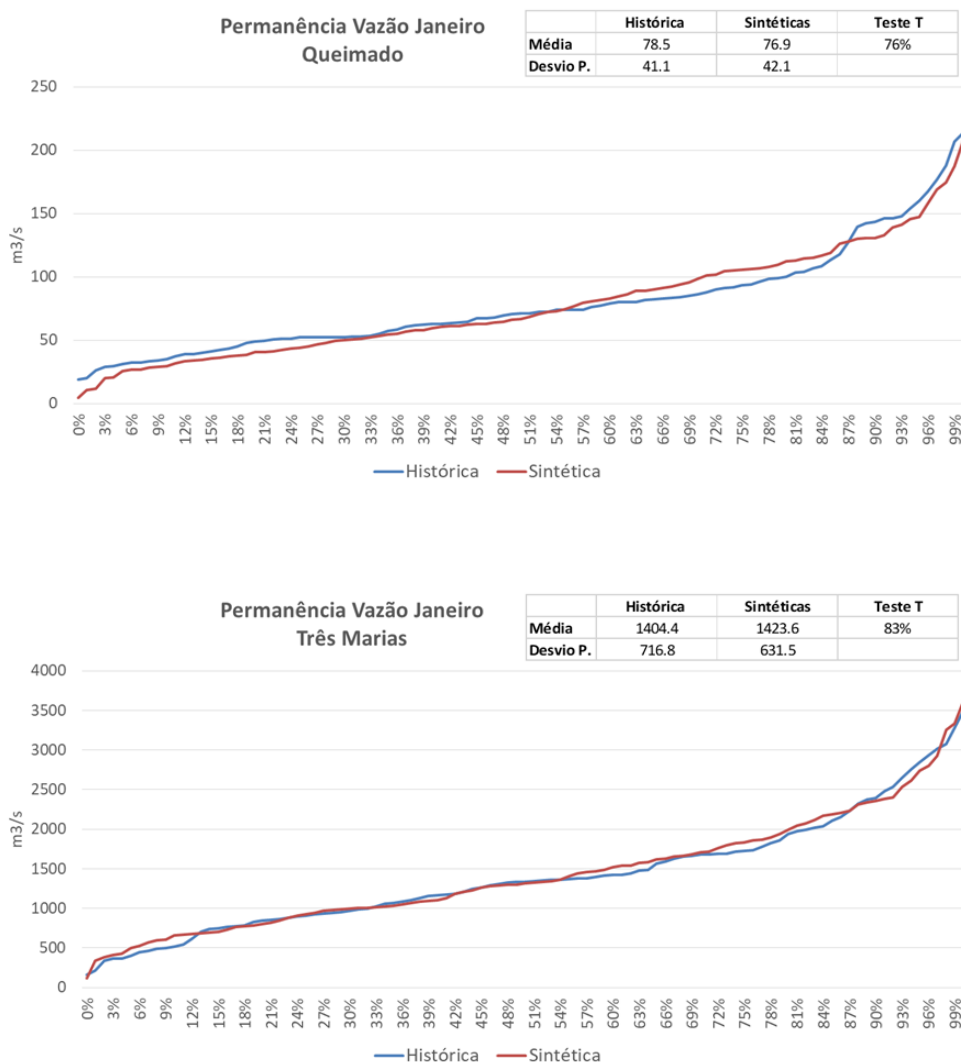


Figura 34 – Comparação entre as permanências da vazão mensal histórica e sintética para as usinas Camargos, Belo Monte, Queimado e Três Marias

De modo geral, observa-se que o modelo conseguiu representar adequadamente a média e desvio padrão histórico da série de vazão. Destaca-se apenas uma diferença entre séries sintéticas e histórica nos últimos percentis da distribuição de Belo Monte, pois o PMO modela o desvio através do seu abatimento nas vazões históricas.

Visando avaliar se o modelo de geração de cenários sintéticos gera períodos secos assim como se observa no histórico, foram avaliadas algumas estatísticas dos períodos em que o cenário sintético apresenta valores menores que a média de longo termo. Para mais detalhes sobre as estatísticas que serão avaliadas no teste de sequência negativa veja o Manual do GEVAZP.

Para analisar as estatísticas relativas às sequências negativas (número, comprimento e soma) foi utilizado o deck do PMO 04/2020 rodado com 200 Forwards. Assim foram avaliados 200 cenários para algumas usinas localizadas em diferentes bacias hidrográficas e desprezou-se os primeiros períodos devido à forte memória com a tendência hidrológica.

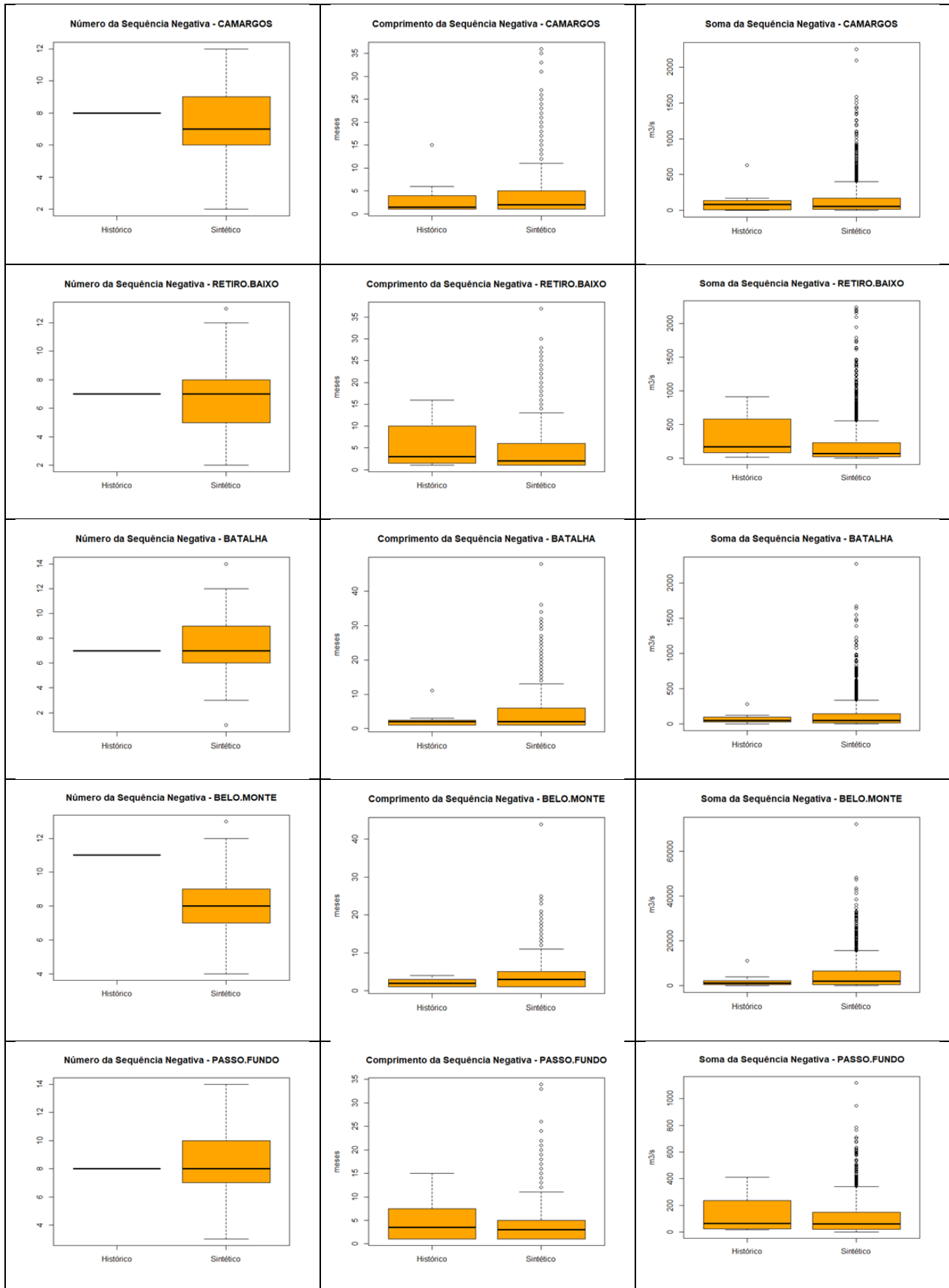


Figura 34 – Comparação entre box-plot das estatísticas relativas às sequências negativas da série histórica e da sintética

Em todas as usinas avaliadas se observou que os cenários sintéticos reproduzem as estatísticas de sequência negativa encontradas no histórico.

Também foi realizado o teste estatístico de Kolmogorov-Smirnov (KS) com o objetivo de verificar se os cenários sintéticos e o histórico vieram da mesma população. Assim o teste KS foi aplicado a cada um dos 12 meses do ano e se contabilizou quantos períodos do estudo passaram no teste.

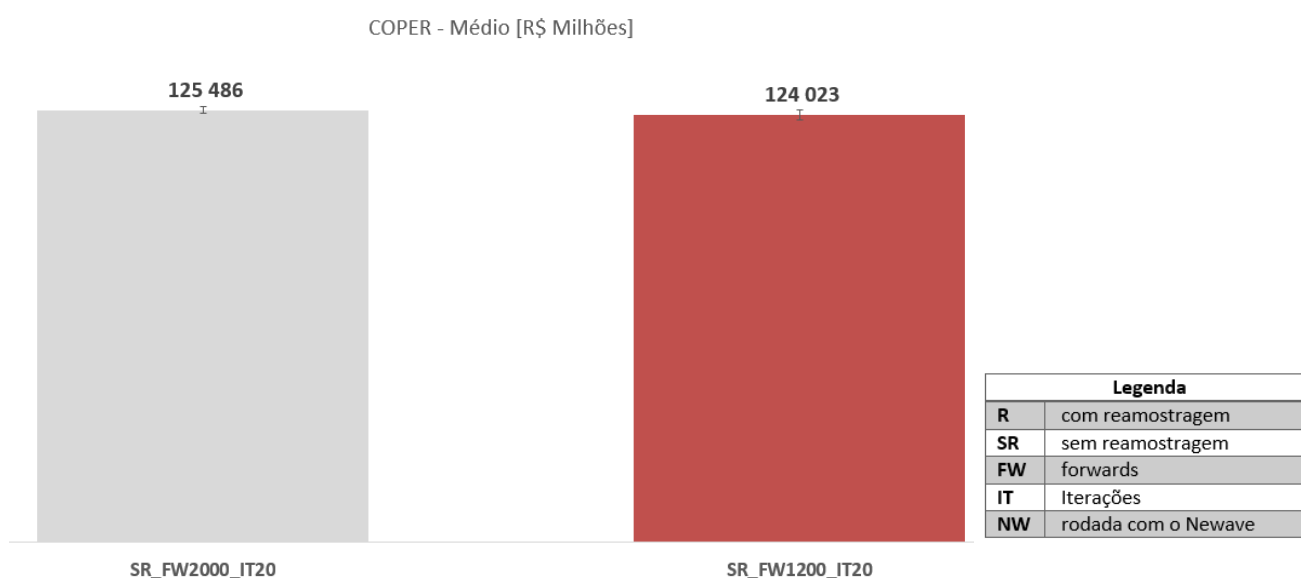
Usina	Probabilidade de aceitar KS (33 períodos avaliados)
CAMARGOS	56%
RETIRO.BAIXO	100%
BATALHA	100%
BELO MONTE	69%
PASSO FUNDO	94%

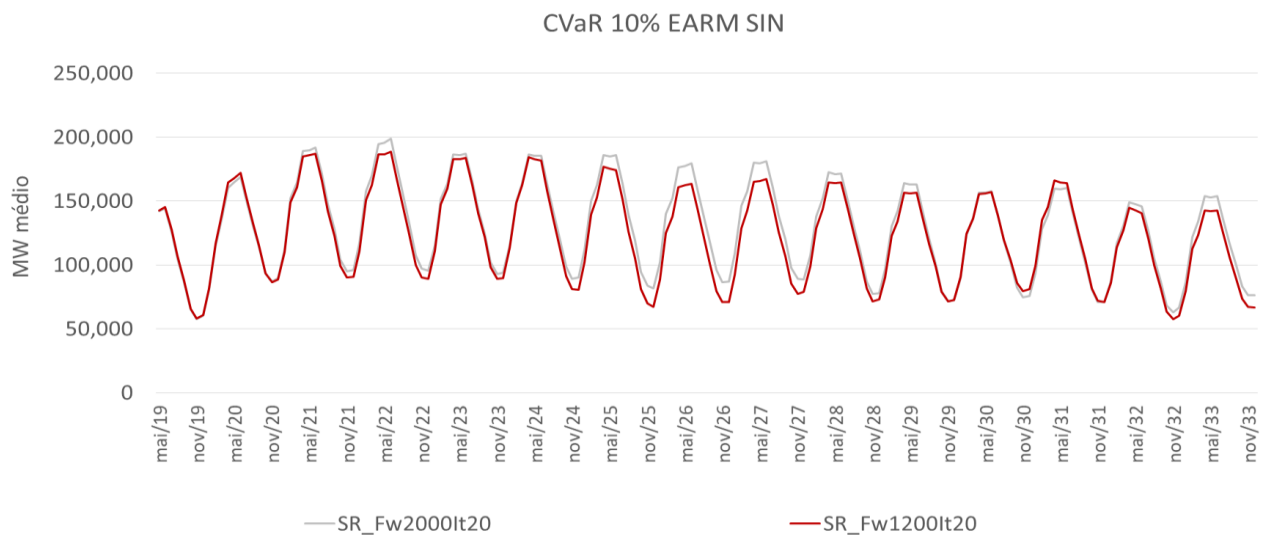
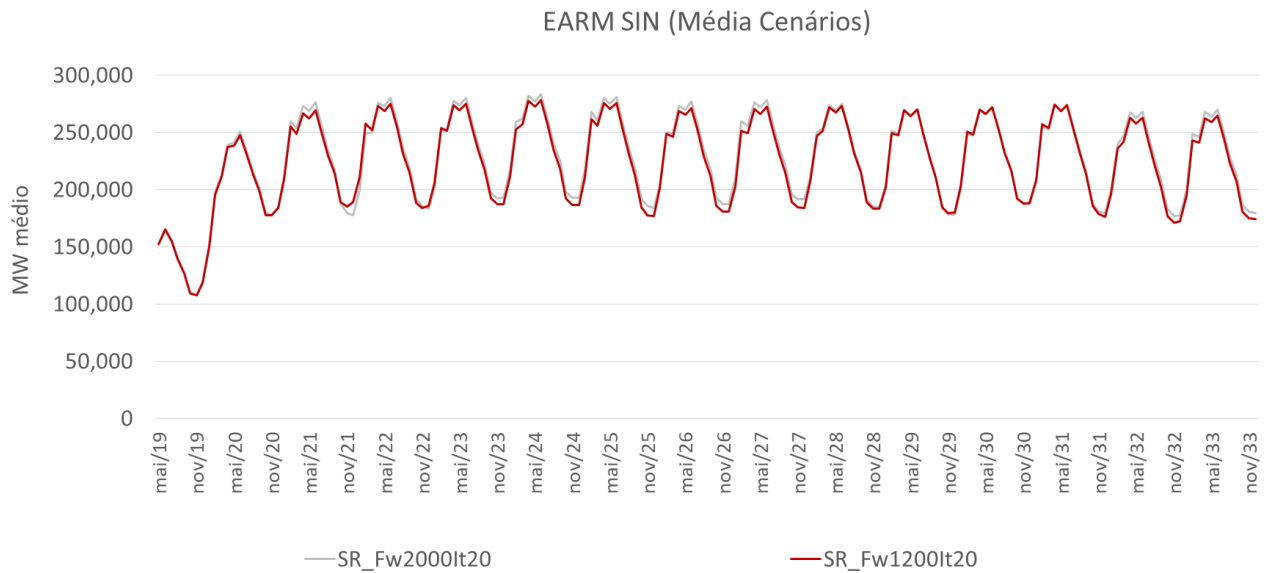
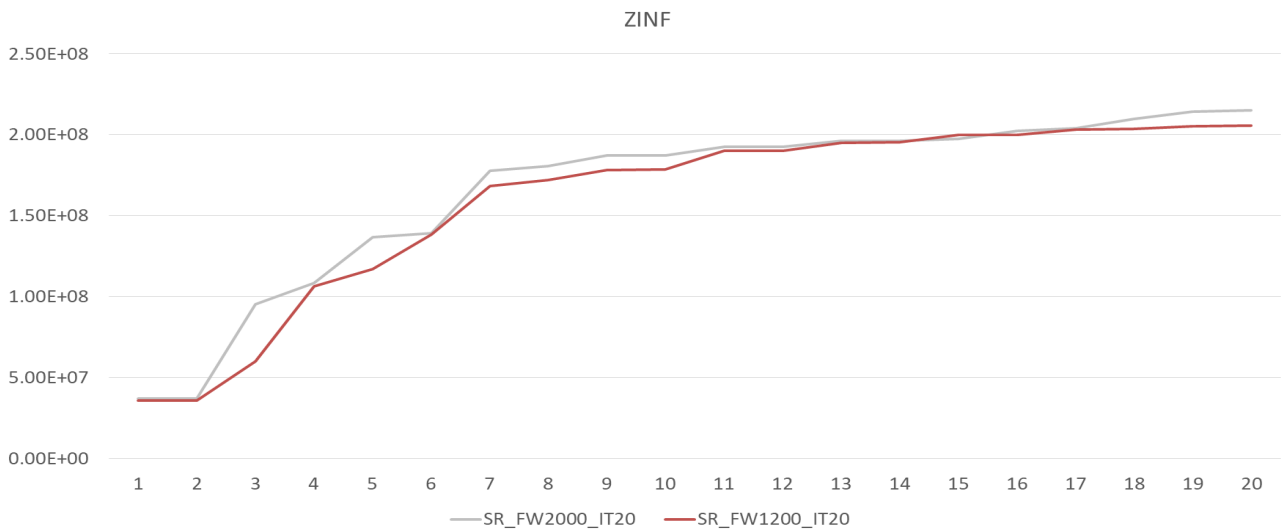
Observando as análises apresentadas, conclui-se que a geração de cenários sintéticos utilizados no SDDP está aderente ao histórico de vazões.

3.2. Verificação do número de séries forward e de iterações para um resultado significativo

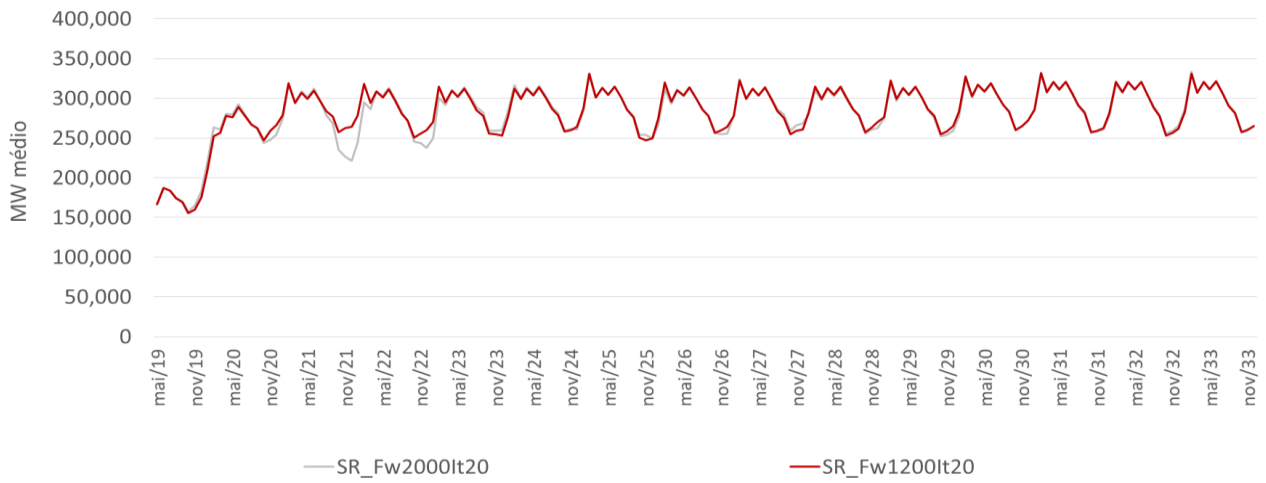
Parametrização do número de cenários e de iterações, observando as distribuições, bem como as médias, as caudas da distribuição para o Custo Total de Operação, ZINF (custo mínimo de operação), CMO, Geração Hídrica, energia armazenada avaliou-se também o custo computacional. Considere a seguinte legenda para a análises dos casos:

Avaliação do Número de Forwards: é importante para aumentar o espaço de estados de afluência e armazenamento (ENA e EARM) a serem visitados na construção da política operativa.

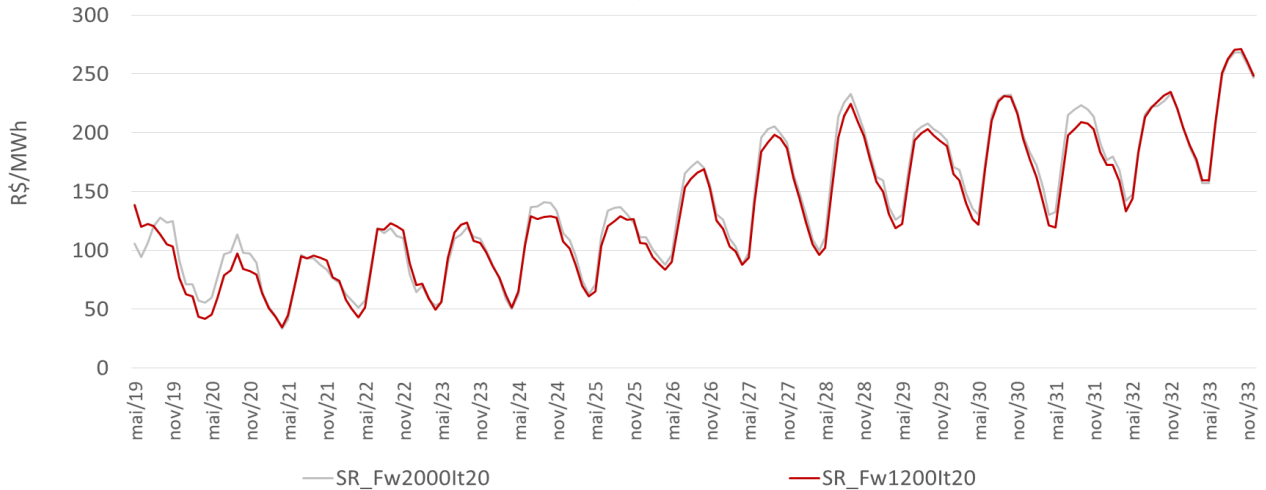




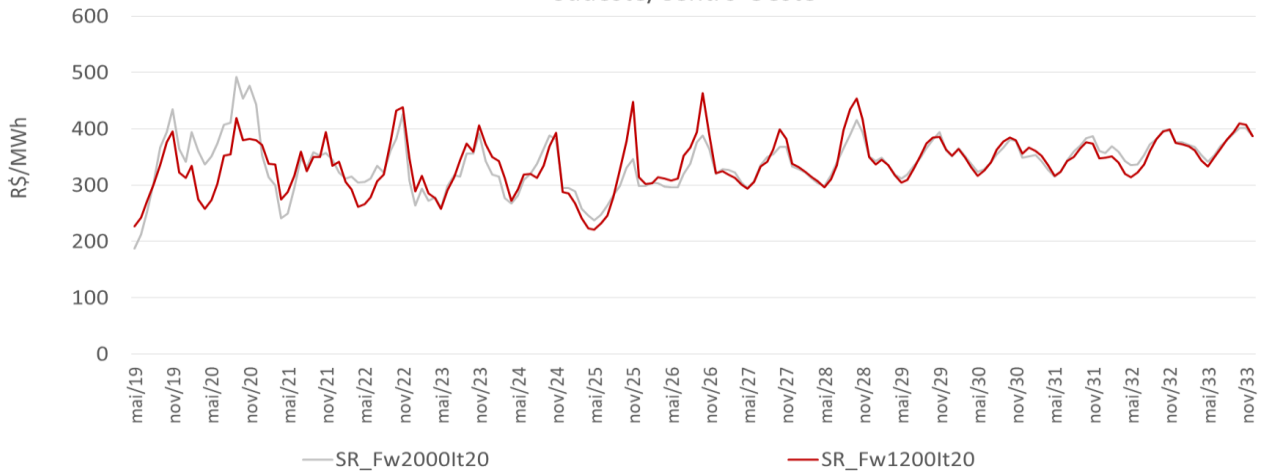
Média 10% Melhores Cenários de EARM SIN

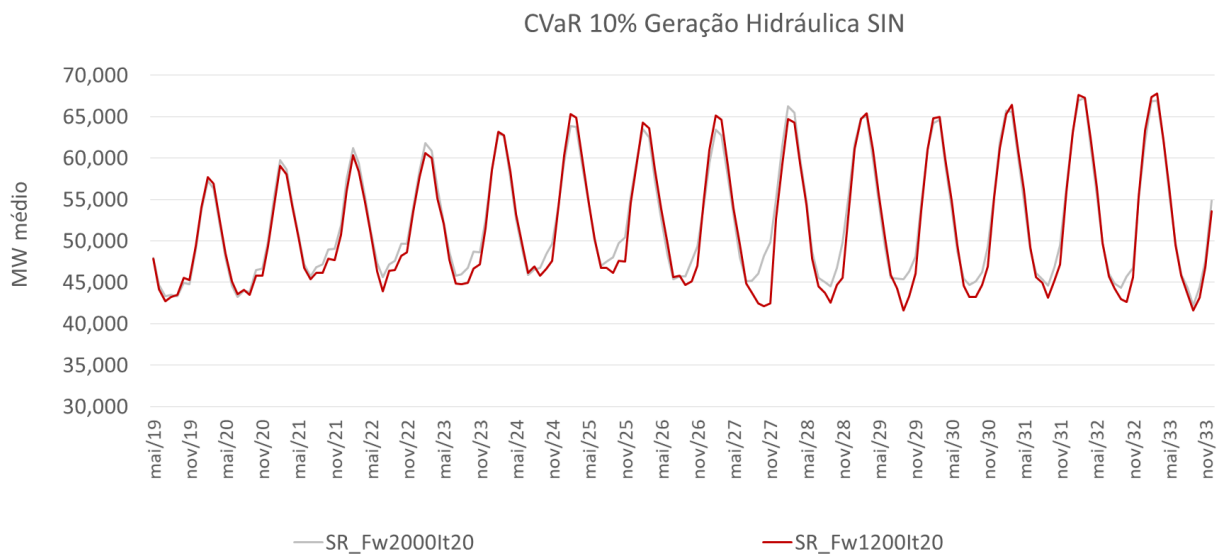
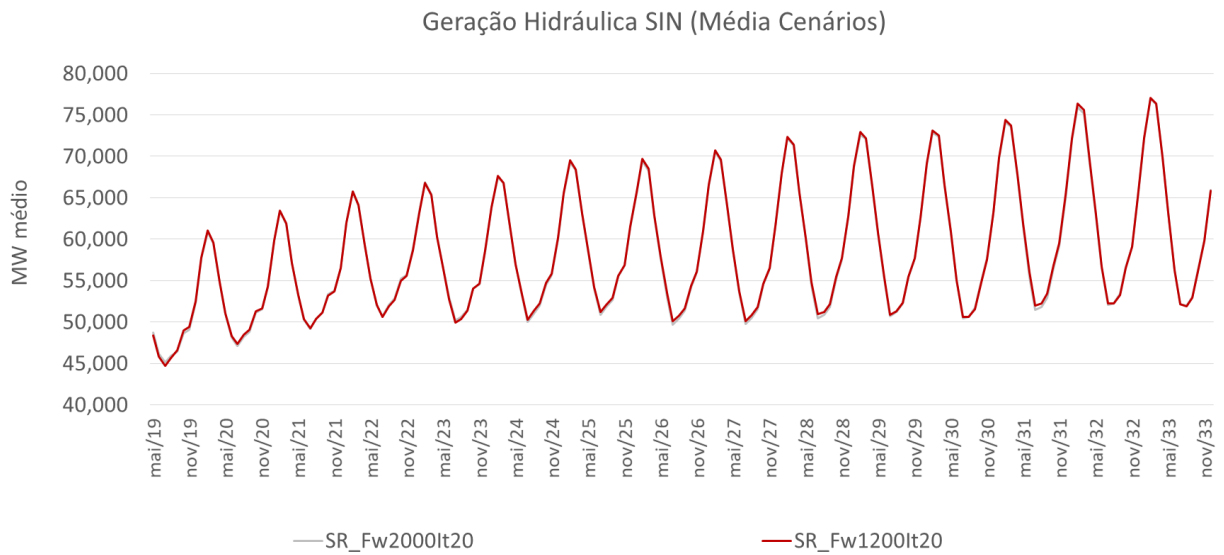
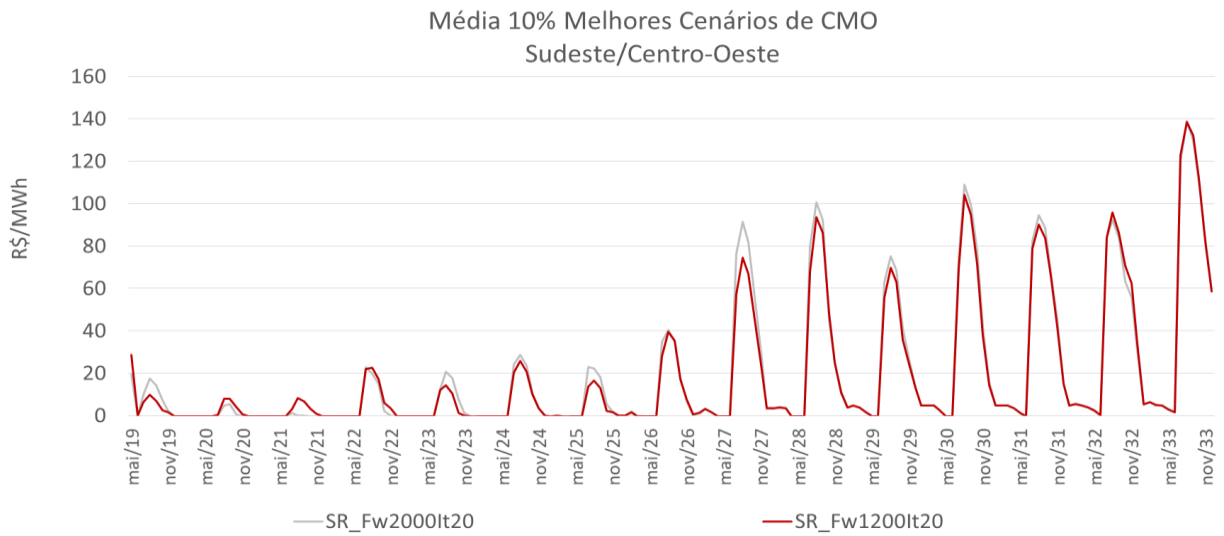


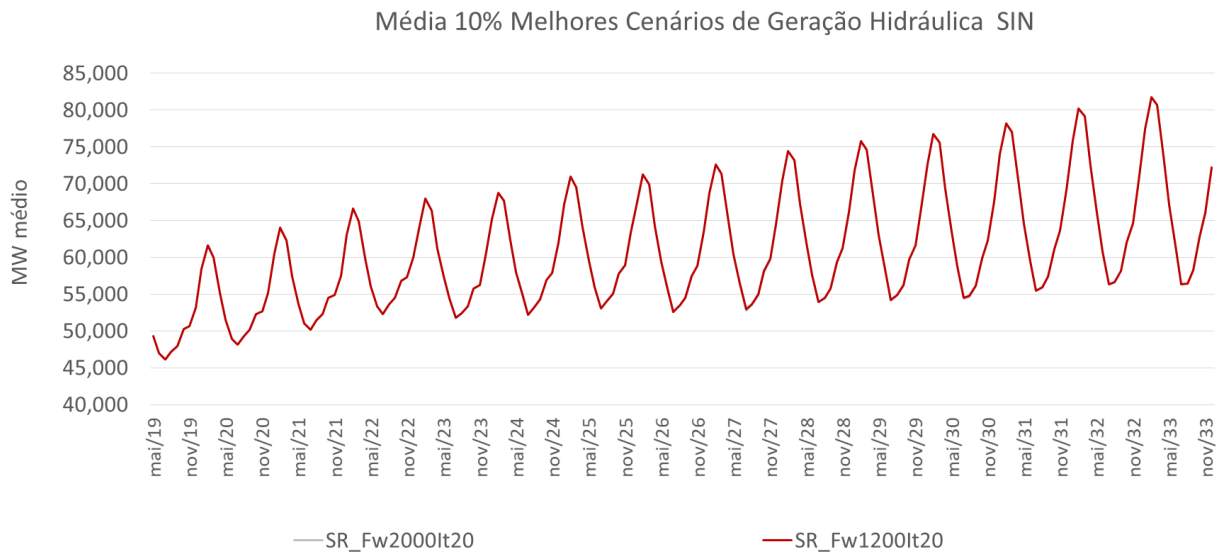
CMO (Média Cenários)
Sudeste/Centro-Oeste



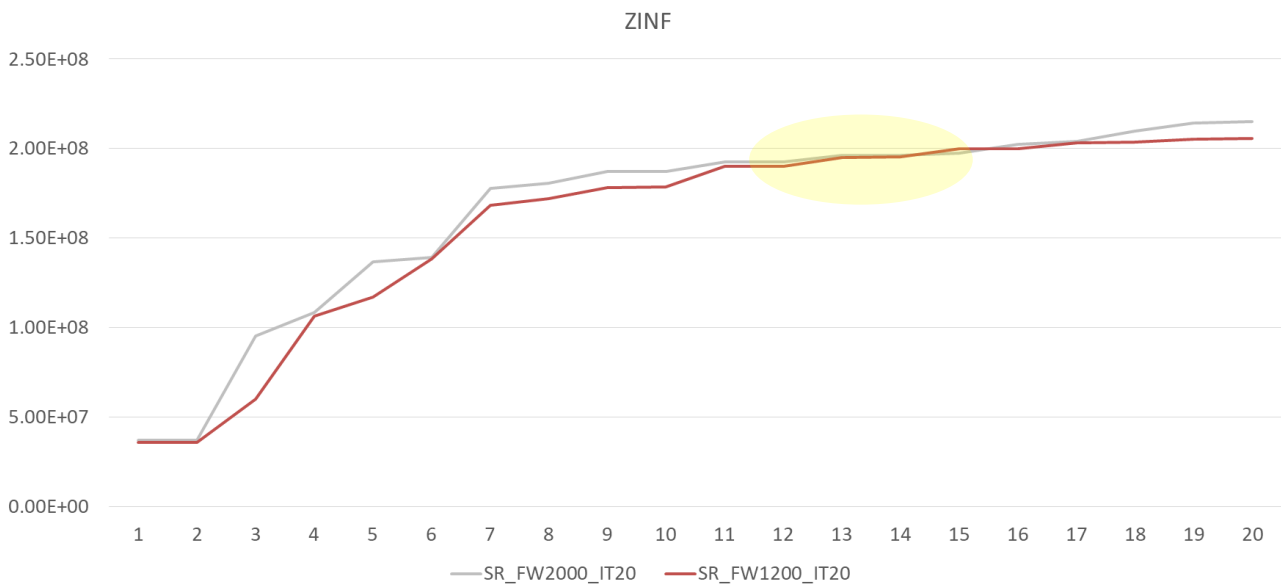
CVaR 10% CMO
Sudeste/Centro-Oeste



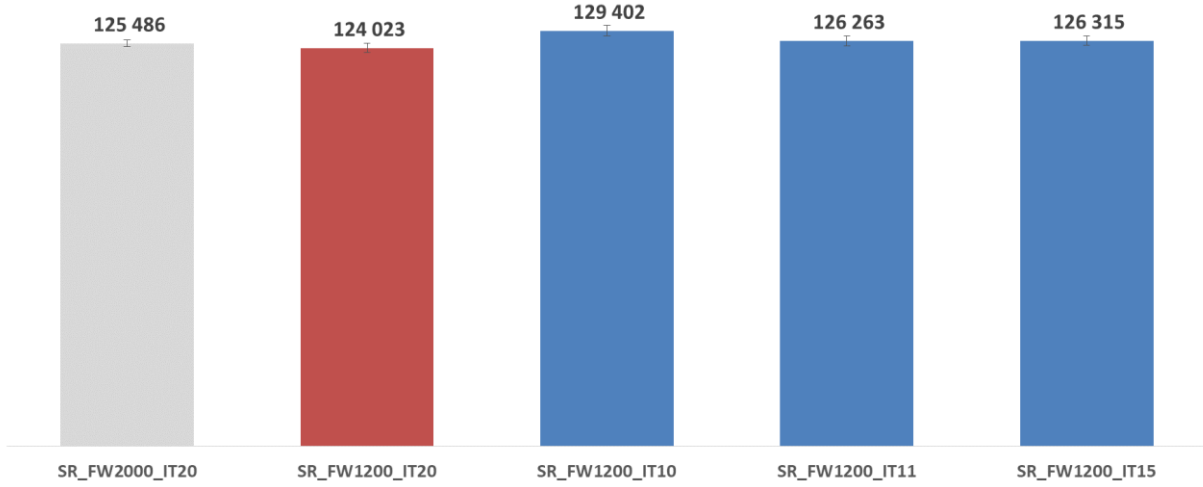




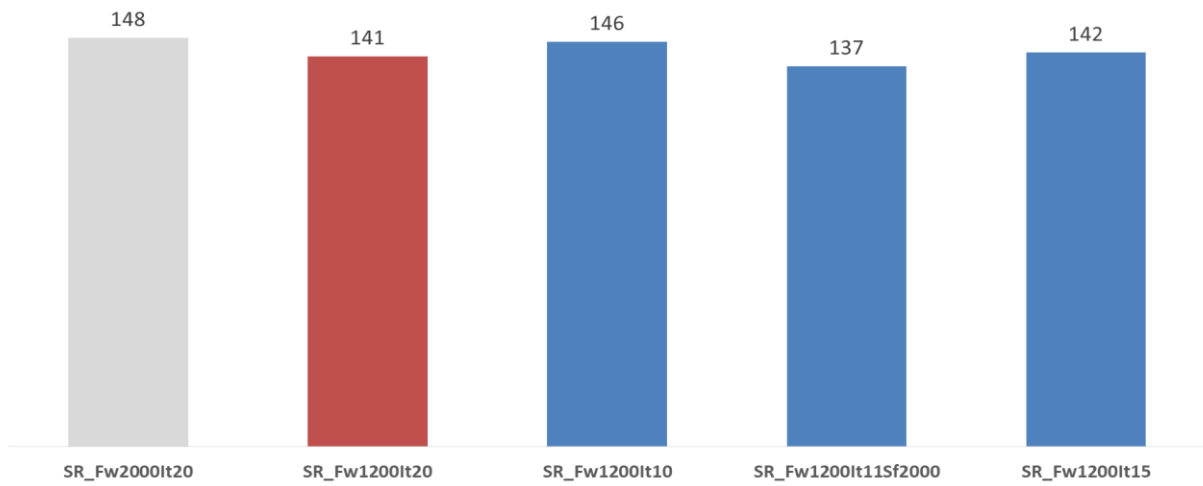
Avaliação do Número de Iterações: quanto maior o número de iterações, mais a função objetivo reduz até estabilizar, pois ao permitir o programa iterar mais do que o necessário o leva apenas a encontrar soluções equivalentes em termos de custo. Contudo, essas soluções podem alterar o ponto operativo entre as usinas ao longo do tempo. Assim, serão comparados os resultados dos casos de PDE rodados com 2000 forwards e 20 iterações, com 1200 forwards e 20 iterações, com 1200 forwards e 15 iterações entre outros. Observa-se no gráfico de ZINF que há a taxa de crescimento é relativamente pequena a partir da 12ª iteração entre os casos com 1200 e 2000 forwards.



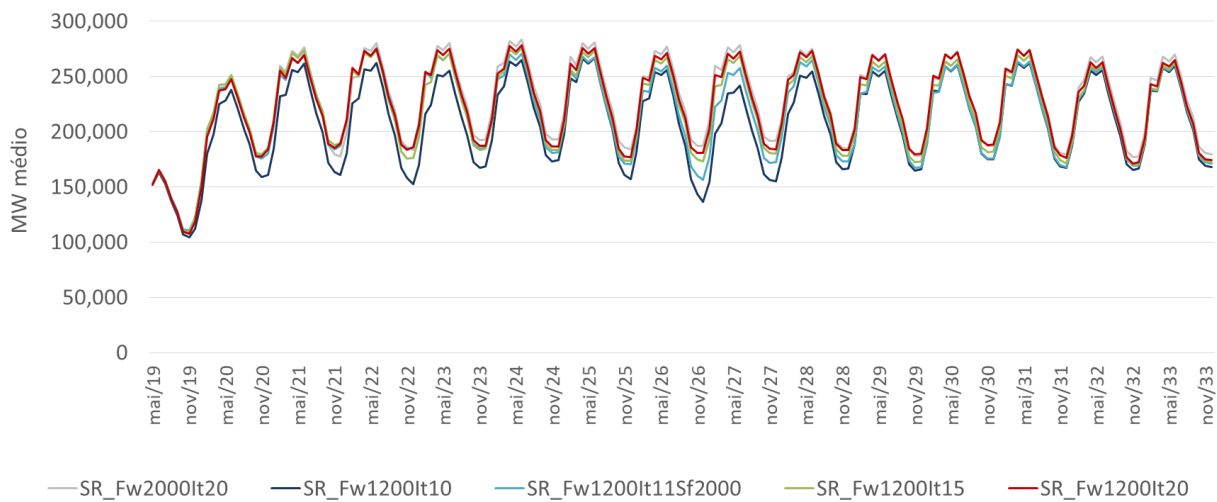
COPER - Médio [R\$ Milhões]



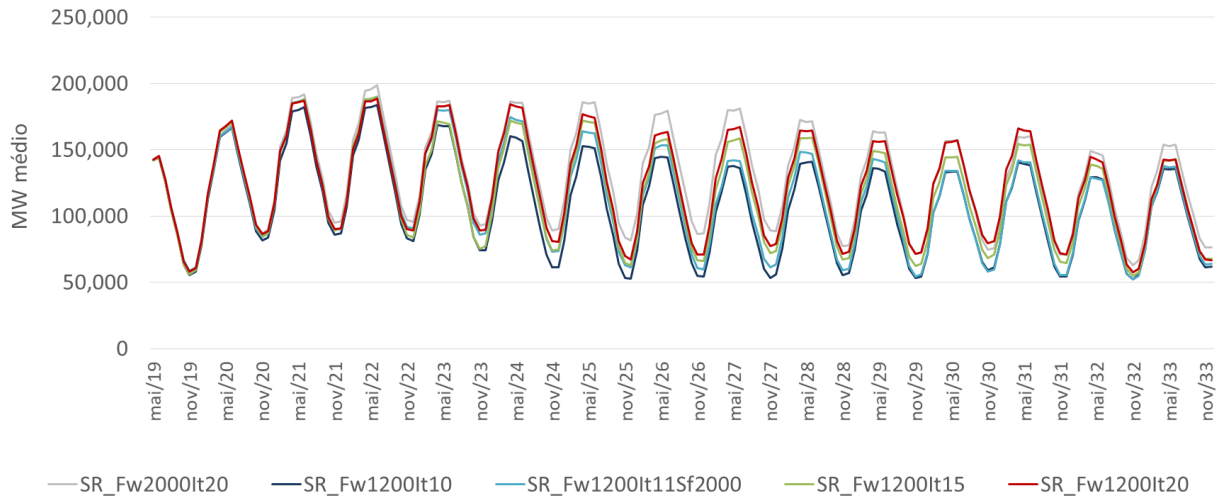
CMO Médio da Expansão [R\$/MWh]



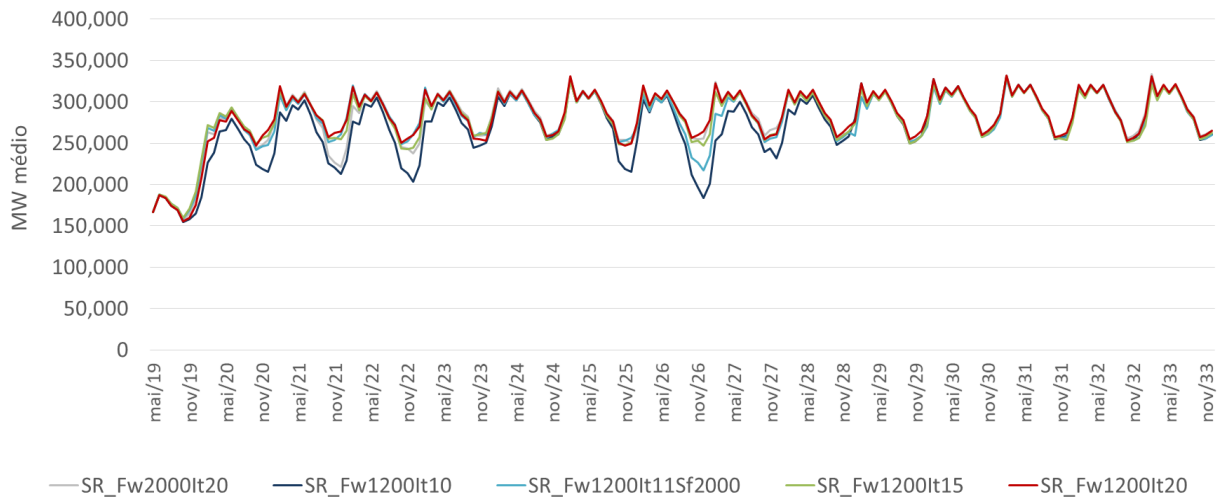
EARM SIN (Média Cenários)



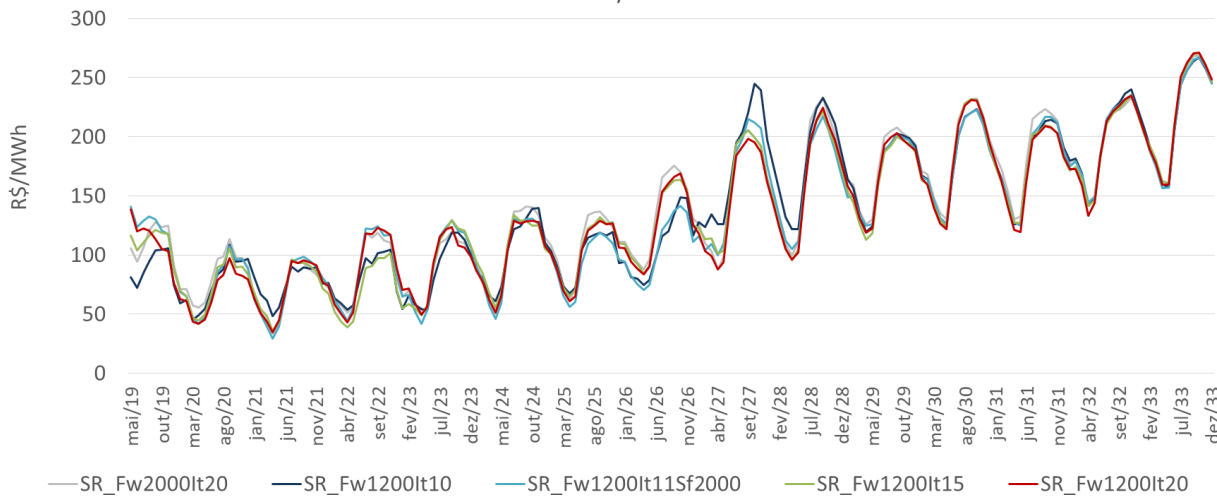
CVaR 10% EARM SIN

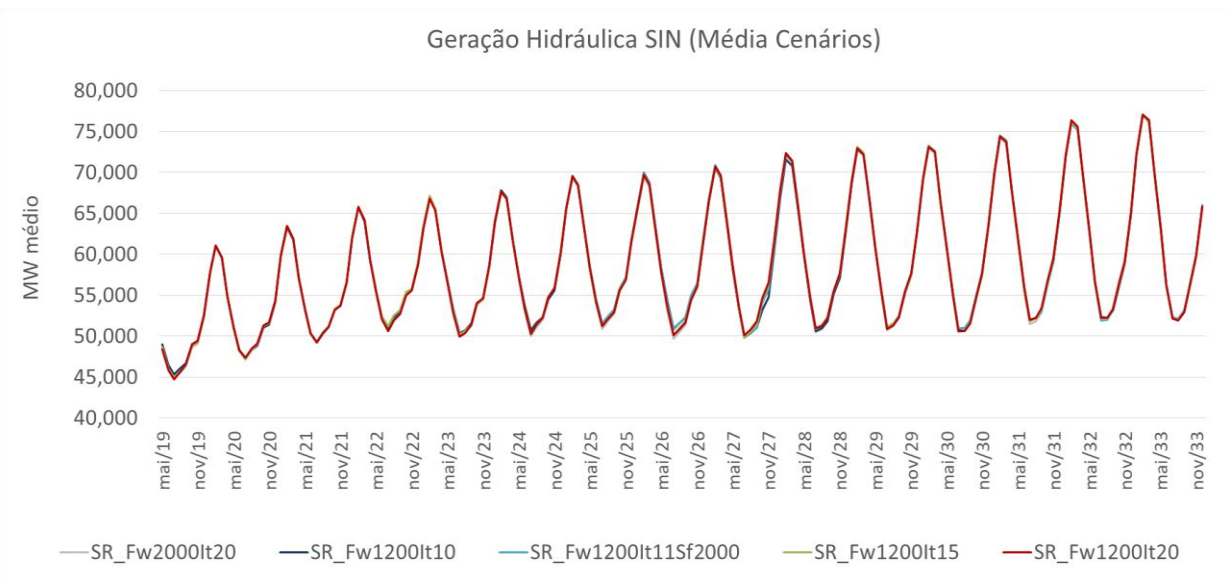
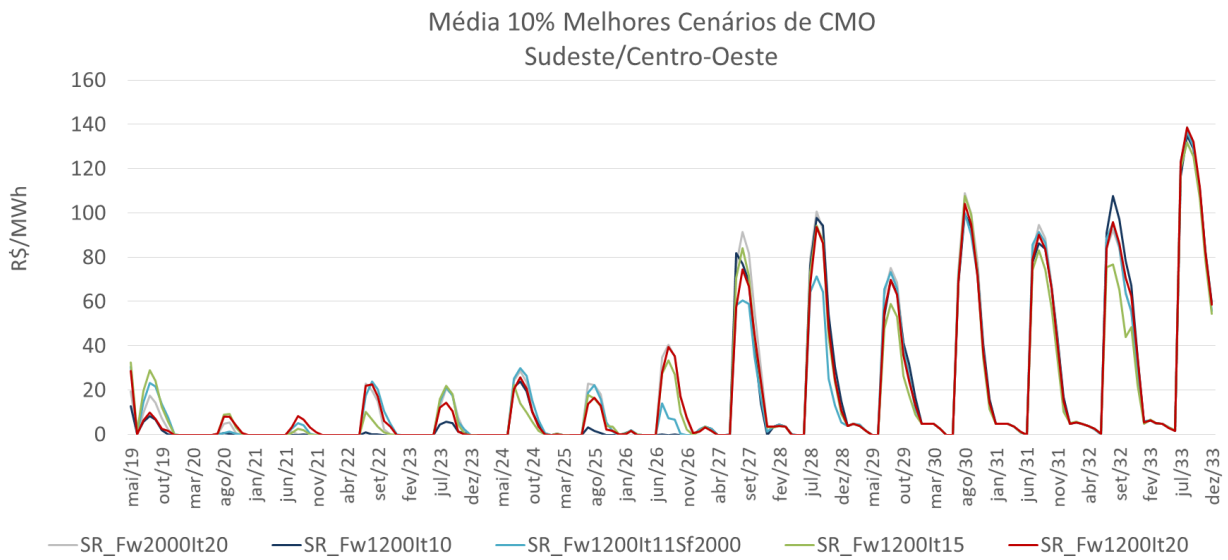
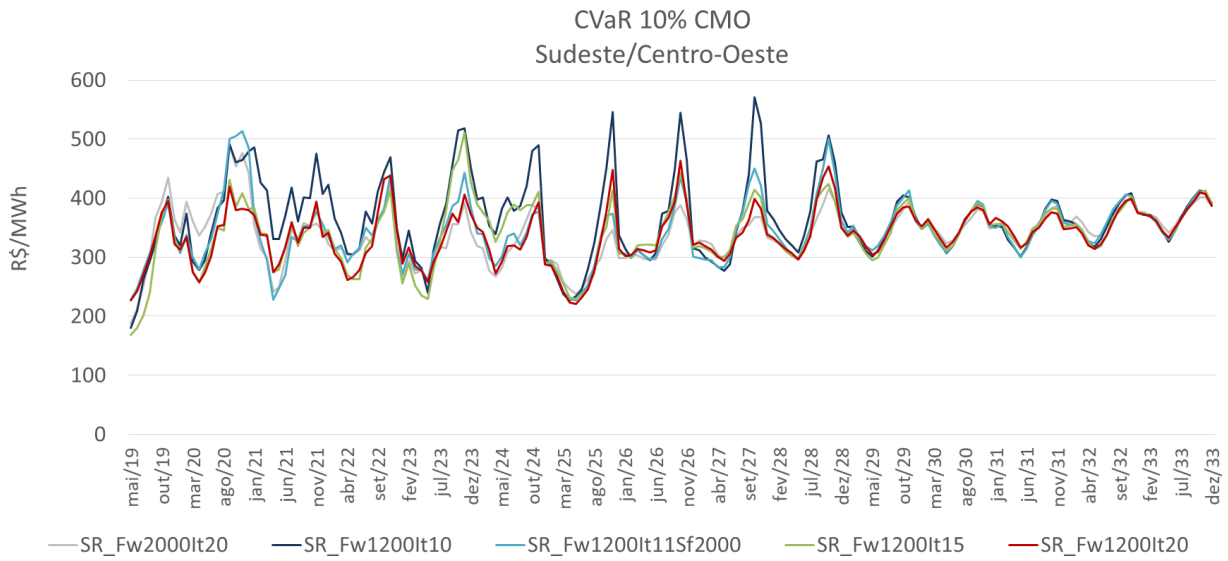


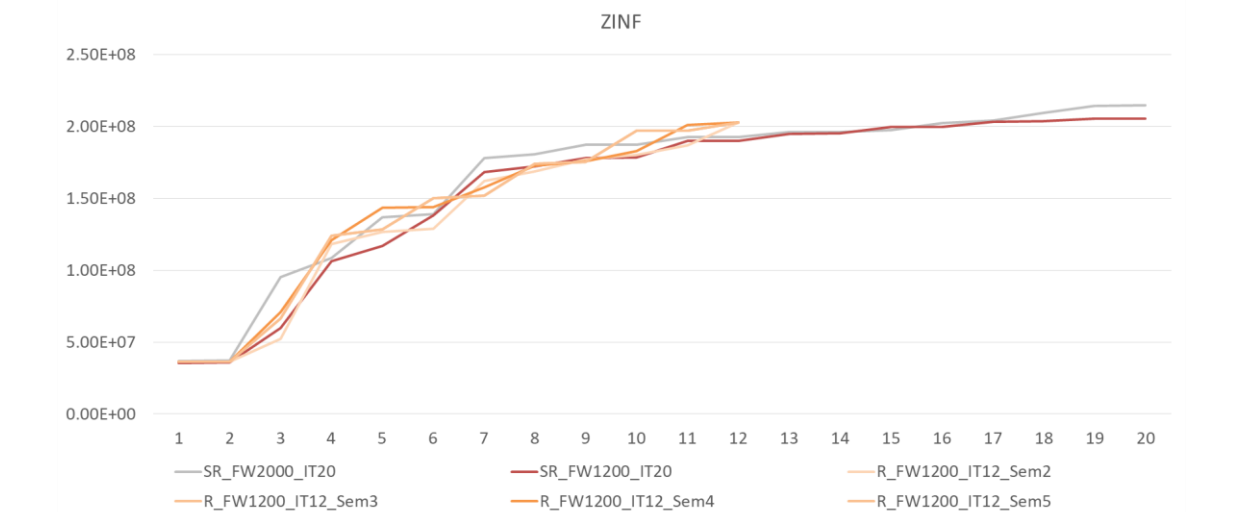
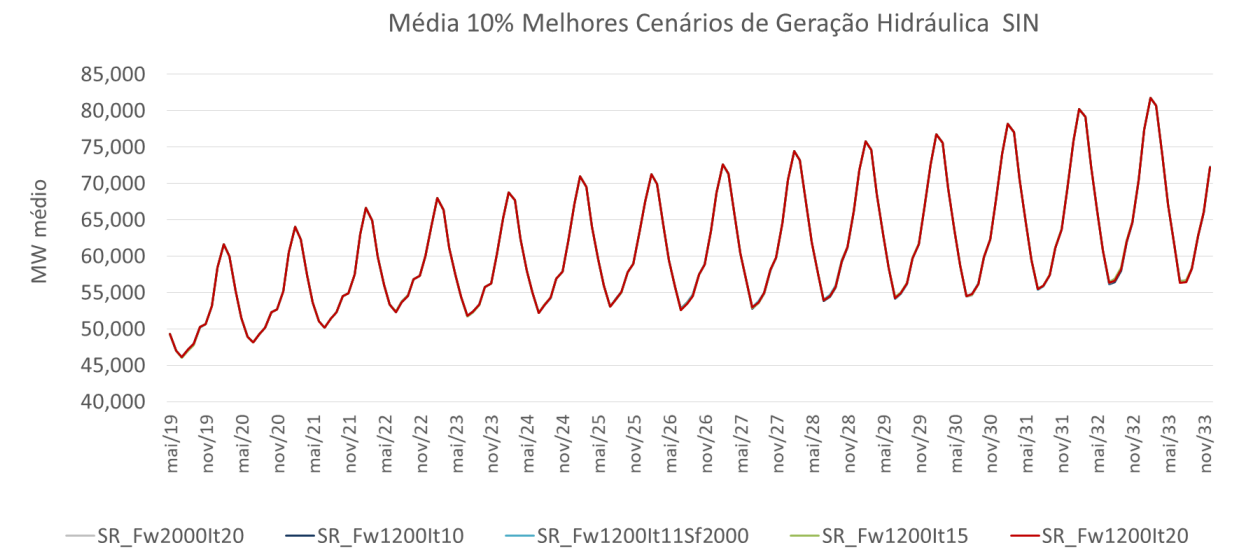
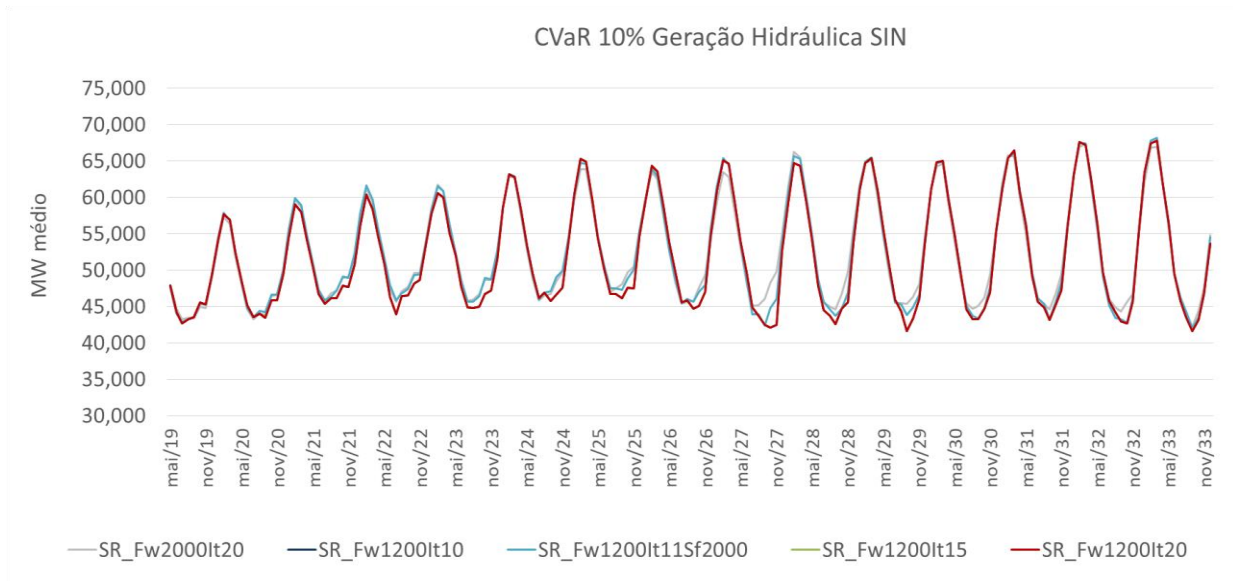
Média 10% Melhores Cenários de EARM SIN



CMO (Média Cenários)
Sudeste/Centro-Oeste







Após as diversas análises, para os decks de PDE, entende-se adequado usar 1200 forwards e pelo menos 12 iterações. Através das análises com o ZINF não se observou ganho significativo com o uso da reamostragem no SDDP, por isso não será usada nos decks de PDE.

4. Módulo horário

4.1. Preparação dos dados básicos para simulações horárias

Os casos a serem simulados deverão utilizar os dados horários de demanda obtidos dos perfis de demanda e geração não controlável provenientes dos estudos de variação da geração. Há necessidade de montar tanto os dados de entrada quanto o mapeamento hora-bloco.

Para execução deste teste, foi utilizado um caso convertido do PDE 2029, após o processo de validação de todos os dados de entrada. As etapas para a rodada de um caso horário são descritas a seguir:

1. Entrada de dados para correção das pequenas usinas (renováveis) e futura execução do caso horários, tais quais: mapeamento hora-bloco detalhado, demanda horária detalhada, perfis renováveis anuais, restrições operativas de termelétricas.
2. Em [Opções de Execução]->[Opções de Estudo], marcar “Política”, definir escala como mensal (como o original), usando séries históricas. Será gerado uma política.
3. Executar caso.
4. Exportar resultados para uma pasta “...Política Mensal”
5. Caso seja de interesse rodar o caso em outras pastas, certifique-se de copiar os arquivos costmexx.psr, vinsim.psr e vinpol.psr para a pasta com os arquivos de entrada para o caso horário.
6. Alterar a resolução de dados em [Opções de Execução]->[Despacho Econômico]->[Resolução de Dados] para “por hora”, sendo o mapeamento e a demanda de forma detalhada e estação renovável com perfil anual.
7. Alterar a opção de estudo em [Opções de Execução]->[Opções de Estudo] para “Simulação”, com Representação Horária, mantendo o estudo estocástico com as séries históricas, ou determinística se assim for definida na política (NÃO ALTERAR SÉRIE).
8. Alteração do horizonte de estudo em [Opções de Execução]->[Configuração do Sistema] para um ano específico (ex: 2025), totalizando 12 etapas. Nesse passo, recomenda-se no máximo 2 anos de simulação por vez.
9. Executar o caso.
10. Exportar resultados para uma pasta “... Simulação ano XXXX”

4.2. Restrições operativas de usinas térmicas

Há opção de representar restrições cronológicas operativas de usinas térmicas, tais como: rampa de subida/descida, tempo de subida/descida, número máximo de partidas/desligamentos e assim por diante. O teste consiste em executar simulações considerando essas restrições, cadastrando seus valores, e verificar se os resultados estão adequados. Verificar o acionamento da variável associada à decisão de restrições

térmicas, validar se os tempos mínimos estão sendo respeitados. Por último, executar o mesmo caso com a restrição desligada e comparar os resultados de geração da usina térmica selecionada.

A primeira etapa do teste em questão consiste em cadastrar os dados de rampas de subida e descida para uma ou mais usinas. Esse cadastro é feito na aba [Dados complementares][Usinas térmicas][Restrições operativas] da interface gráfica do SDDP, conforme figura abaixo. Os arquivos do SDDP que contêm essas informações são os do tipo opectrXX.data, onde XX é o indicador do subsistema.

Código	Nome	Sistema	Rampa subida (MW/min)	Rampa descida (MW/min)	Mínimo Uptime (hora)	Mín. Downtime (hora)
1	ANGRA 1	SUDESTE	2.0823	2.0823	168	168
13	ANGRA 2	SUDESTE	4.6556	4.6556	168	168
44	ANGRA 3	SUDESTE				
211	BAIXADA FLU	SUDESTE	1.3415	1.3415	168	48
7	CARIOBA	SUDESTE			10	10
97	CCBS	SUDESTE	0.4848	0.4848	72	48
219	CCBS_L1	SUDESTE				
220	CCBS_L13	SUDESTE				
12	CUJABA G CC	SUDESTE	1.1112	1.1112	48	12
153	DAIA	SUDESTE			11	3
183	DO ATLANTICO	SUDESTE	1.5185	1.5185	24	6
213	EBOLT_L1	SUDESTE				
214	EBOLT_L13	SUDESTE				
62	ELETROBOLT	SUDESTE			4	6
155	GOIANIA II	SUDESTE	0.6112	0.6112	5	3
63	IBIRITERMO	SUDESTE	1.8333	1.8333	72	48
2	IGARAPE	SUDESTE			168	168
54	JUIZ DE FORA	SUDESTE			4	6
15	LINHARES	SUDESTE	0.2778	0.2778	192	12
90	TERMOMACAE	SUDESTE			4	6
47	TERMORIO	SUDESTE	1.3463	1.3463	72	48

Figura 35 – Restrições operativas de usinas térmicas

Após o cadastro, executou-se uma rodada determinística mensal para o período de 15 anos de planejamento do PDE2029. Como produto dessa rodada, obtém-se a função e custo futuro (arquivo *costmexx.psr*) que poderá ser utilizada para uma rodada em escala horária. Na sequência, executou-se uma rodada horária determinística, conforme os passos descritos no item 6.1. *Preparação dos dados básicos para simulações horárias*, deste documento. Obtém-se assim as saídas com os resultados do caso, desde que selecionadas anteriormente nas [Opções de Execução].

De posse das saídas, utilizou-se o pacote desenvolvido para ler o cadastro das restrições e a geração térmica hora a hora por usina. Adicionalmente, foi criado um script adicional denominado “*comparaRestricoesTermeltricasHoraria.R*”, que tem como objetivo validar se a subtração da geração entre horas subsequentes está dentro do limite estabelecido de rampas de subida e descida.

Para o teste ser validado, admitiu-se uma tolerância absoluta de 0,1 MW. Nesse caso, o teste foi concluído com sucesso, onde nenhuma restrição foi violada.

4.3. Restrições operativas de usinas hidrelétricas

Há opção de representar restrições cronológicas operativas de usinas hidrelétricas, tais como: tempo de viagem da água turbinada/vertida, rampa de subida/descida de defluência e rampa de subida/descida. Esses dados podem ser informados através da interface gráfica em "Dados complementares> Usinas hidrelétricas> Restrições operativas". Executar simulações considerando essas restrições, cadastrando seus valores, e verificar se os resultados estão adequados. Por último, executar o mesmo caso com as restrições desligadas e comparar os resultados de geração da usina selecionada.

O SDDP permite adicionar restrições operativas para usinas hidrelétricas de 6 tipos:

1. Tempo de viagem (água turbinada) [h]

2. Tempo de viagem (água vertida) [h]
3. Rampa de subida defluência [m³/s/min]
4. Rampa de descida defluência [m³/s/min]
5. Rampa de subida geração [MW/min]
6. Rampa de descida geração [MW/min]

A partir de um caso com representação horária, foram introduzidas estas restrições operativas para algumas usinas hidrelétricas, a fim de verificar o correto funcionamento destas restrições.

4.3.1. Restrições de rampa de geração

As restrições de rampa de subida/descida de geração são restrições do tipo “hard” (sem variável de folga). Para verificar a aplicação desta restrição, foram adicionados dados de rampa de geração para 3 UHE do caso: Furnas, Mascarenhas de Moraes e Estreito Grande.

Código	Nome	Sistema	Tempo de viagem (água turbinada) (h)	Tempo de viagem (água vertida) (h)	Rampa subida defluência (m³/s/min)	Rampa descida defluência (m³/s/min)	Rampa subida (MW/min)	Rampa descida (MW/min)
6	FURNAS	PARANA					13	13
7	MASC. MORAES	PARANA					3	3
8	ESTREITO GDE	PARANA					14	14

Figura 36 – Rampa de subida/descida de geração para usinas hidrelétricas

Os dados de entrada são em MW/min. Portanto em base horária, estas restrições correspondem a 780 MW/h para Furnas, 180 MW/h para Mascarenhas de Moraes e 840 MW/h para Estreito. Após a rodada do caso, foram comparadas a diferença de geração dessas usinas entre horas subsequentes. A comparação foi feita através de rotina escrita em R. Na primeira execução realizada com as restrições de rampa de geração, dois fatos chamaram atenção:

- Não existe acoplamento entre a última hora de um estágio/mês e a primeira hora do estágio/mês posterior. Dessa forma a restrição de rampa não é respeitada nesta transição entre estágios.
- A geração na primeira hora de cada estágio/mês considera que a UHE estava desligada, e é sempre menor ou igual à rampa definida. Por exemplo, a UHE Furnas no caso em questão pode gerar no máximo 780 MW na primeira hora de cada estágio. Esta consideração não nos parece compatível com a realidade, pois num caso onde todas as UHE do sistema tenham restrições de rampa, as primeiras horas da operação seriam de grande estresse para o sistema, visto que a geração hidráulica estaria muito restrita. Na nossa percepção, a geração na primeira hora deveria ser livre, e as restrições de rampa respeitadas a partir da segunda hora.

Stag	Scn.	Hour	UHE	GH	Dif	rampa	Violacao
1	2	1	1 FURNAS	121.800	-847.570	780	Sim
2	5	1	1 FURNAS	133.110	-872.690	780	Sim
3	5	1	1 MASC..MORAES	94.489	-297.631	180	Sim
4	1	1	1 FURNAS	122.230	122.230	780	Nao
5	1	1	1 MASC..MORAES	59.029	59.029	180	Nao
6	1	1	1 ESTREITO.GDE	122.850	122.850	840	Nao
7	1	1	2 FURNAS	122.220	-0.010	780	Nao
8	1	1	2 MASC..MORAES	58.961	-0.068	180	Nao
9	1	1	2 ESTREITO.GDE	138.000	15.150	840	Nao

Figura 37 – Saída da rotina de verificação das restrições de rampa de geração

Na figura acima, observa-se que todos os períodos em que houve violação da rampa são a primeira hora de um estágio, demonstrando que não há acoplamento entre eles.

Stag	Scn.	Hour	UHE	GH
1	1	1	1 FURNAS	122.230
2	1	1	1 MASC..MORAES	59.029
3	1	1	1 ESTREITO.GDE	122.850
4	2	1	1 FURNAS	121.800
5	2	1	1 MASC..MORAES	58.800
6	2	1	1 ESTREITO.GDE	114.590
7	3	1	1 FURNAS	780.000
8	3	1	1 MASC..MORAES	180.000
9	3	1	1 ESTREITO.GDE	835.940
10	4	1	1 FURNAS	722.780
11	4	1	1 MASC..MORAES	180.000
12	4	1	1 ESTREITO.GDE	840.000
13	5	1	1 FURNAS	133.110
14	5	1	1 MASC..MORAES	94.489
15	5	1	1 ESTREITO.GDE	172.420
16	6	1	1 FURNAS	159.290
17	6	1	1 MASC..MORAES	180.000
18	6	1	1 ESTREITO.GDE	486.610
19	7	1	1 FURNAS	121.800
20	7	1	1 MASC..MORAES	107.850
21	7	1	1 ESTREITO.GDE	205.730
22	8	1	1 FURNAS	132.790
23	8	1	1 MASC..MORAES	174.200
24	8	1	1 ESTREITO.GDE	344.950

Figura 38 – Geração na primeira hora de cada estágio

Na figura acima, observa-se que a geração na primeira hora de cada estágio é sempre menor ou igual à rampa de geração definida.

Estes questionamentos foram enviados à PSR, que esclareceu que a opção de representar a cronologia de restrições operativas entre estágios pode ser ativada pelo usuário na interface, no menu Opções de execução > Parâmetros horários:

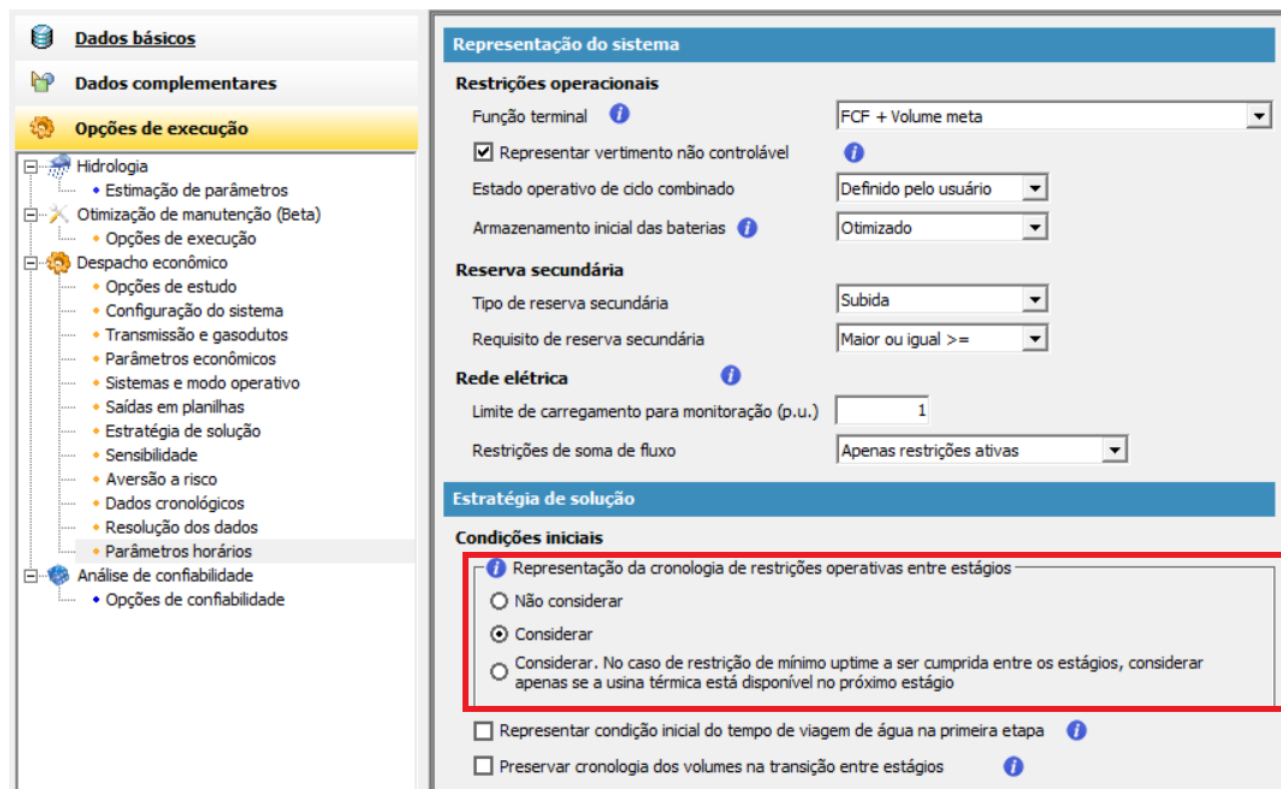


Figura 39 – Opção de representar a cronologia de restrições operativas entre estágios

A simulação da política de operação foi realizada novamente, considerando a cronologia das restrições operativas. Verificou-se que a restrição de rampa de geração foi respeitada em todos os estágios e para todas as usinas, conforme esperado. **Para a primeira hora do primeiro estágio, continua vigente a restrição de geração menor ou igual a rampa de geração. Entendemos que esta consideração não é a mais adequada para a simulação.**

4.3.2. Restrições de rampa de defluência

As restrições de rampa de subida/descida de defluência são restrições do tipo “soft” (com variável de folga), e possuem uma penalidade de 110% o valor do custo de déficit. Para verificar a aplicação desta restrição, foram adicionados dados de rampa de defluência para a UHE São Simão.

Código	Nome	Sistema	Tempo de viagem (água turbinada) (h)	Tempo de viagem (água vertida) (h)	Rampa subida defluência (m3/s/min)	Rampa descida defluência (m3/s/min)	Rampa subida (MW/min)	Rampa descida (MW/min)
32	CACH DOURADA	PARANA						
33	SAO SIMAO	PARANA			3	3		
37	BARRA BONITA	PARANA						

Figura 40 – Rampa de subida/descida de geração para usinas hidrelétricas

Os dados de entrada são em m³/s/min. Portanto, em base horária, esta restrição corresponde a 180 m³/s/h. Após a rodada do caso, foram comparadas a diferença de defluência entre horas subsequentes. A defluência considerada é a soma da vazão turbinada (qturbi.csv) e vazão vertida (qverti.csv). A comparação foi feita através de rotina escrita em R. Na primeira execução realizada com as restrições de rampa de defluência percebeu-se um comportamento semelhante ao observado nas restrições de rampa de defluência, não havendo acoplamento entre os estágios.

Após realizar a simulação considerando a cronologia das restrições, observou-se violação da rampa em algumas horas da simulação:

Stag	Scn.	Hour	Qturb	Qvert	Qdefl	Dif	Violacao	
1	1	1	1527.0040	0.000	1527.0040	1527.0040	Sim	
913	2	1	169	1075.3460	0.000	1075.3460	-1127.5560	Sim
4513	7	1	169	2427.9180	540.000	2967.9180	-444.6539	Sim
5089	9	1	1	1707.9180	0.000	1707.9180	-720.0000	Sim
5257	9	1	169	2427.9180	428.421	2856.3390	-2123.0710	Sim
5977	10	1	169	2427.9180	2607.961	5035.8790	-829.2580	Sim
6313	10	1	505	2427.9180	995.057	3422.9750	-1208.7310	Sim
6553	11	1	1	2427.9180	1273.259	3701.1770	-1001.9360	Sim
6721	11	1	169	2427.9180	540.000	2967.9180	-720.0000	Sim
7777	12	1	505	1619.7350	0.000	1619.7350	-808.1830	Sim
2	1	1	2	1347.0040	0.000	1347.0040	-180.0000	Nao
3	1	1	3	1167.0040	0.000	1167.0040	-180.0000	Nao
4	1	1	4	987.0039	0.000	987.0039	-180.0001	Nao
5	1	1	5	807.0039	0.000	807.0039	-180.0000	Nao
6	1	1	6	627.0039	0.000	627.0039	-180.0000	Nao
7	1	1	7	447.0039	0.000	447.0039	-180.0000	Nao
8	1	1	8	418.3800	0.000	418.3800	-28.6239	Nao
9	1	1	9	418.3800	0.000	418.3800	0.0000	Nao

Figura 41 – Saída da rotina de verificação das restrições de rampa de defluência

A versão do SDDP utilizada não possuía arquivo de saída contendo as violações de restrição de rampa de defluência, o que não permitia a verificação adequada da variável de folga para esta restrição. Questionada, a PSR enviou nova versão do SDDP, implementando um arquivo de saída contendo a violação da rampa de defluência em m³/s.

A rodada do SDDP foi repetida utilizando esta nova versão. Verificando os valores de violação indicados no arquivo de saída, conclui-se que esta restrição está sendo respeitada conforme esperado.

Varies per	1 Unit	m3/s	
Varies per	1		
# of agent	175		
Stag	Scn.	Hour	SAO SIMAO
9	1	169	1943.071
9	1	1	1527.918
10	1	505	1028.731
2	1	169	947.5562
11	1	1	821.9364
10	1	169	649.2581
12	1	505	628.1833
11	1	169	540
7	1	169	264.6539
1	1	1	0
1	1	2	0
1	1	3	0
1	1	4	0
1	1	5	0
1	1	6	0
1	1	7	0
1	1	8	0

Figura 42 – Arquivo rampvio.csv

4.3.3. Restrições de tempo de viagem

As restrições de rampa de tempo de viagem são restrições do tipo “hard” (sem variável de folga). Para verificar a aplicação desta restrição, foram adicionados dados de tempo de viagem para 2 UHE do caso: Jaguará e Canoas II.

Os dados de entrada são em hora. Portanto, a vazão defluente da UHE Jaguará levará 10 horas para atingir a UHE à jusante (Igarapava), e a vazão defluente de Canoas II levará 5 horas para atingir a UHE Canoas I. Após a rodada do caso, foram comparadas a vazão defluente da usina a montante com a vazão afluenta à usina a jusante. A comparação foi feita através de rotina escrita em R.

Para facilitar a análise, foram escolhidas usinas fio d’água, onde não seria necessário considerar o armazenamento. Porém, ao iniciar a análise, percebeu-se que mesmo as usinas fio d’água tem variação de volume armazenado na simulação com representação horária. Por padrão, o SDDP adota um volume máximo igual ao cadastrado e um volume mínimo 2 hm³ inferior ao volume máximo.

Para fazer a avaliação desta restrição foram utilizados os seguintes dados:

- UHE montante: vazão turbinada e vazão vertida, que somadas compõe a vazão defluente
- UHE jusante: volume inicial, volume final, afluência incremental, irrigação, vazão turbinada e vazão vertida. A partir destes dados calculou-se a vazão defluente da UHE à montante

Código	Nome	Sistema	Tempo de viagem (água turbinada) (h)	Tempo de viagem (água vertida) (h)
1	CAMARGOS	PARANA		
2	ITUTINGA	PARANA		
4	FUNIL GRANDE	PARANA		
6	FURNAS	PARANA		
7	MASC. MORAES	PARANA		
8	ESTREITO GDE	PARANA		
9	JAGUARA	PARANA	10	10
10	IGARAPAVA	PARANA		
11	VOLTA GRANDE	PARANA		
12	P. COLOMBIA	PARANA		
14	CACONDE	PARANA		
15	EUCLED CUNHA	PARANA		
16	A.S. OLIVEIRA	PARANA		
17	MARIMBONDO	PARANA		
18	A. VERMELHA	PARANA		
20	BATALHA	PARANA		
21	SERRA FACAO	PARANA		
24	EMBORCACAO	PARANA		
25	NOVA PONTE	PARANA		
26	MIRANDA	PARANA		
27	CAPIM BRANC1	PARANA		
28	CAPIM BRANC2	PARANA		
29	CORUMBA IV	PARANA		
30	CORUMBA I	PARANA		
31	TUMBIARA	PARANA		
32	CACH DOURADA	PARANA		
33	SAO SIMAO	PARANA		
37	BARRA BONITA	PARANA		
38	A. SOUZA LIMA	PARANA		
39	IBITINGA	PARANA		
40	PROMISSAO	PARANA		
42	N. AVANHANDAV	PARANA		
44	ILHA SOLT EQ	PARANA		
45	JUPIA	PARANA		
46	P. PRIMAVERA	PARANA		
47	A. A. LAYDNER	PARANA		
48	PIRAJU	PARANA		
49	CHAVANTES	PARANA		
50	L. N. GARCEZ	PARANA		
51	CANOAS II	PARANA	5	5

Figura 43 – Restrições de tempo de viagem para usinas hidrelétricas

Comparou-se a vazão defluente da UHE montante com a vazão defluente calculada de 5 ou 10 horas à frente, de acordo com a cascata.

Stag	Scn.	Hour	UHEx	Qdefl	inflow	irrig	Qarm	QJusCalc	Qdefl_Jus	Dif
1	1	1	6 CANOAS.I	547.6459	32	0.14	35.222222	551.0081	551.2335	0.2253778
2	1	1	7 CANOAS.I	547.6459	32	0.14	35.194444	550.9803	551.2335	0.2531556
3	1	1	8 CANOAS.I	547.6459	32	0.14	35.194444	550.9803	551.2335	0.2531556
4	1	1	9 CANOAS.I	547.6459	32	0.14	35.222222	551.0081	551.2335	0.2253778
5	1	1	10 CANOAS.I	547.6459	32	0.14	35.222222	551.0081	551.2335	0.2253778
6	1	1	11 IGARAPAVA	187.9724	20	0.43	9.694444	178.0968	178.2475	0.1506556
7	1	1	11 CANOAS.I	547.6459	32	0.14	35.194444	550.9803	551.2335	0.2531556
8	1	1	12 IGARAPAVA	187.9724	20	0.43	9.694444	178.0968	178.2475	0.1506556
9	1	1	12 CANOAS.I	794.1056	32	0.14	-211.250000	550.9956	551.2335	0.2379000
10	1	1	13 IGARAPAVA	187.9724	20	0.43	374.972222	543.3746	543.5396	0.1649778
11	1	1	13 CANOAS.I	547.6459	32	0.14	35.222222	551.0081	551.2335	0.2253778
12	1	1	14 IGARAPAVA	187.9724	20	0.43	9.694444	178.0968	178.2475	0.1506556
13	1	1	14 CANOAS.I	547.6459	32	0.14	35.194444	550.9803	551.2335	0.2531556
14	1	1	15 IGARAPAVA	187.9724	20	0.43	9.694444	178.0968	178.2475	0.1506556
15	1	1	15 CANOAS.I	653.2715	32	0.14	-70.416667	550.9948	551.2335	0.2386667
16	1	1	16 IGARAPAVA	187.9724	20	0.43	9.694444	178.0968	178.2475	0.1506556
17	1	1	16 CANOAS.I	547.6459	32	0.14	35.222222	551.0081	551.2335	0.2253778
18	1	1	17 IGARAPAVA	187.9724	20	0.43	9.666667	178.0691	178.2475	0.1784333
19	1	1	17 CANOAS.I	618.0630	32	0.14	-35.222222	550.9807	551.2335	0.2527522
20	1	1	18 IGARAPAVA	187.9724	20	0.43	9.694444	178.0968	178.2475	0.1506556
21	1	1	18 CANOAS.I	547.6459	32	0.14	35.222222	551.0081	551.2335	0.2253778
22	1	1	19 IGARAPAVA	187.9724	20	0.43	9.694444	178.0968	178.2475	0.1506556

Figura 44 – Saída da rotina de verificação da restrição de tempo de viagem

Percebe-se pequenas diferença entre o valor calculado (QJusCalc) e o valor impresso no relatório de saída (QDefl_Jus). Esta diferença pode ser atribuída à precisão dos cálculos, principalmente na transformação da diferença de volume armazenado (final menos inicial) de hm³ para m³/s. Portanto, considerou-se que esta restrição se comportou conforme esperado.