



## CONSULTA PÚBLICA MME Nº 162 DE 23/04/2024

### CPAMP - Aprimoramentos metodológicos do Ciclo 2023/2024

#### Contribuições da ENGIE BRASIL ENERGIA

A ENGIE Brasil Energia (“ENGIE”) cumprimenta este Ministério e vem por meio desta apresentar sua contribuição à proposta em Consulta Pública que trata dos aprimoramentos metodológicos propostos pela CPAMP para o ciclo 2023/2024. De princípio, manifestamos nossa posição de que o aprimoramento dos modelos computacionais deve ser um objetivo permanente, de forma a aproximar o processo de formação do preço de energia com a operação do sistema.

Desta forma, a ENGIE concorda com os aprimoramentos propostos pela CPAMP no ciclo de trabalho 2023/2024, para vigência em janeiro de 2025, incluindo o NEWAVE híbrido com individualização de 12 meses e CVaR (15,40).

Em relação ao processo de consulta pública deste ciclo, a ENGIE reconhece como bastante positivo o fato de a CP ter sido aberta com antecedência e duração adequadas, permitindo tempo para que os agentes avaliassem com atenção o material preparado pela CPAMP e rodassem seus estudos internos, robustecendo suas contribuições e o processo de participação social como um todo. A antecedência permitiu que diversos agentes e associações manifestassem a necessidade de estudos adicionais pela comissão, o que foi acatado ainda durante o prazo de consulta pública, com uma extensão de prazo para análises pela sociedade, sem prejudicar o cronograma de aprovação dos aprimoramentos.

#### 1. NEWAVE Híbrido

A representação individualizada das usinas é um aprimoramento há muito aguardado, que contribui de forma substancial na melhoria da modelagem das hidrelétricas, indo no caminho de aproximar os modelos à realidade física do sistema. A representação com reservatórios equivalentes foi historicamente relevante por reduzir significativamente o tamanho e dificuldade computacional do problema a ser resolvido. Por outro lado, essa redução se dá através da simplificação da representação do sistema. Atualmente, com avanços no desempenho computacional e melhorias nos métodos de otimização, é possível representar de forma individualizada as principais usinas hidrelétricas, incluindo suas restrições.

Tanto a representação de restrições hidráulicas quanto a representação da divisão dos recursos de vazão afluente de forma mais precisa melhoram a assertividade do planejamento da operação energética, uma vez que permite uma alocação espacial mais eficaz do armazenamento de água entre as usinas e, conseqüentemente, entre as cascatas, assim como enxergar melhor a distribuição espacial da energia natural afluente. Isto resulta em uma função de custo futuro mais acurada para ser lida pela cadeia de modelos. São visíveis os ganhos com a modelagem proposta: a política operativa definida com o NEWAVE híbrido se aproxima de forma significativa aos resultados de simulações encadeadas com o DECOMP, demonstrando a superioridade da nova modelagem.

Concordamos com a avaliação da CPAMP de que as trajetórias de armazenamento e a geração das usinas decorrentes do uso no NEWAVE híbrido se aproximam mais da realidade operativa. Como mencionado acima, a melhora na distribuição espacial da ENA permite uma alocação mais eficaz do armazenamento e água entre as usinas. A sinalização desta melhora pode ser

observada no backtest realizado pela CPAMP. Quando analisada a evolução do armazenamento das bacias do Grande e Paranaíba ao longo do período de 2020 a 2023 (Figura 1), é possível notar que no caso com o NEWAVE híbrido a evolução dos armazenamentos das duas bacias está mais próxima, conforme realização, indicando um maior equilíbrio na operação dessas cascatas.

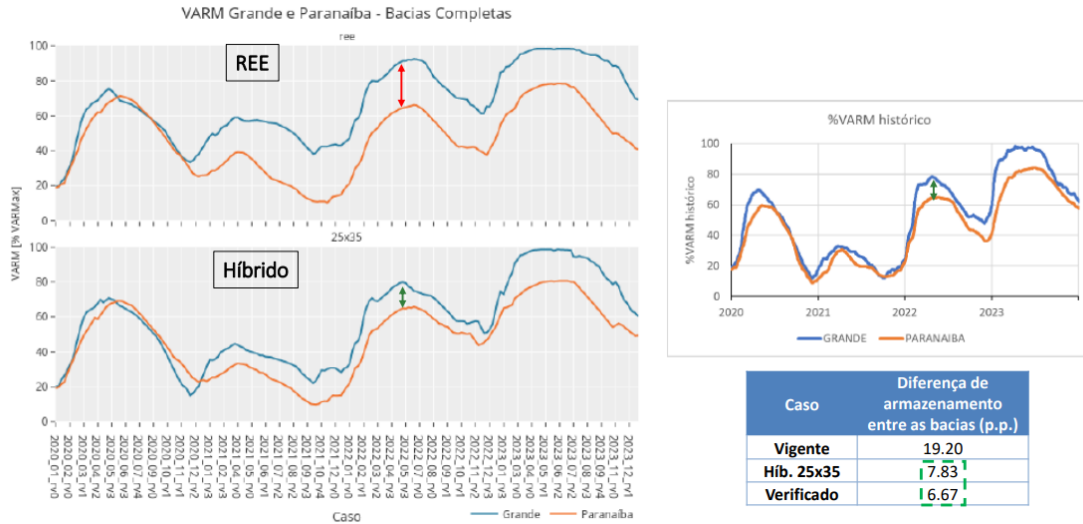


Figura 1: Volume de armazenamento total da bacia do Grande e Paranaíba.

Do ponto de vista de trajetórias de armazenamentos, principalmente em análises de longo prazo, os aprimoramentos realizados proporcionam uma maior coerência entre os resultados auferidos pelos modelos e a realidade sistêmica.

Destaque-se também uma outra simulação realizada pela Itaipu Binacional, durante o workshop CPAMP 02/05/2024. Exemplifica-se, na Figura 2, a geração do REE Itaipu determinada pelo modelo para maio de 2023, comparando com a operação realizada (em cinza). Observa-se que tanto a média quanto a distribuição dos cenários do modelo híbrido se aproximam mais da operação realizada do que o modelo por REE.

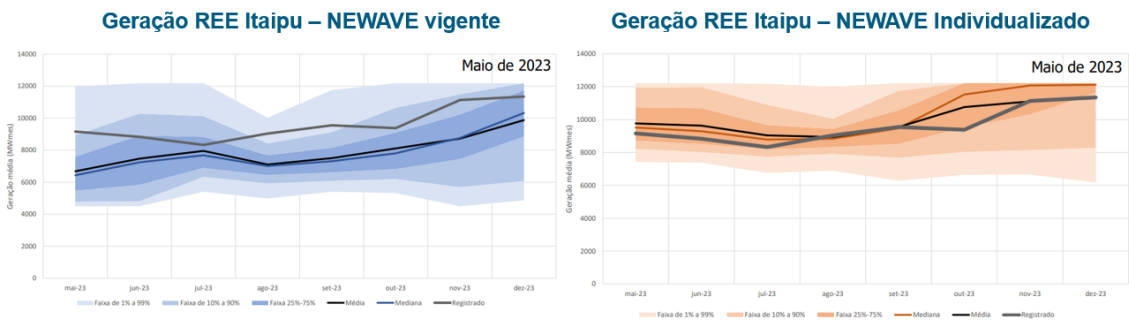


Figura 2: Geração REE Itaipu, NW vigente x NW híbrido.

Resta claro que o modelo proposto consegue gerenciar melhor a água do sistema ao enxergar com mais detalhes a configuração do parque hidrelétrico – trata-se exatamente do resultado esperado com a implementação do NEWAVE híbrido.

Em contrapartida, atenção deve ser dada ao tempo computacional necessário para a execução do modelo híbrido. É natural que a modelagem mais detalhada implique em maior tempo computacional, porém é necessário que o tempo de execução seja razoável. Neste sentido, indicamos que em testes realizados obtivemos tempo computacional em linha com o



apresentado pela CPAMP. Desta forma, entendemos que é plenamente possível utilizar o modelo proposto tanto para fins de PMO quanto para os diversos processos que os agentes de geração e comercialização realizam, incluindo estudos complexos com encadeamento, tradicionalmente utilizados para projeções de preço e gestão de risco. Ainda assim, recomendamos que sejam mantidos os esforços no sentido de melhoria do tempo computacional.

Na medida que houver melhora neste aspecto é imprescindível avaliar novamente o período de individualização. Entendemos que a aprovação do modelo individualizado por 12 meses é um avanço, porém não deve ser visto como o final do processo de individualização das usinas no NEWAVE.

No ciclo de trabalhos 2022/2023, a ENGIE entendeu que o modelo ainda não estava maduro para ser implementado, uma vez que os resultados apresentados pelo modelo eram no sentido de aumentar significativamente o deplecionamento dos reservatórios, mesmo nos testes realizados com pares de CVaR bastante avessos ao risco. Naquela ocasião, avaliando que não aparentava haver erro matemático na modelagem, recomendamos que a parametrização do modelo fosse reavaliada.

Durante o ciclo 2023/2024 a CPAMP esforçou-se em atender as solicitações dos agentes e propôs aprimoramentos relevantes neste sentido, principalmente em relação ao custo de penalidade e as micropenalidades. Foram apresentados diferentes valores de penalidade, trazendo mais segurança no entendimento e na escolha da penalização a ser adotada. Além disso, a recalibração das micropenalidades também se mostrou importante para aperfeiçoamento modelo. Os resultados apresentados na consulta pública anterior demonstravam que o NEWAVE híbrido deplecionava de maneira acentuada os reservatórios, principalmente em momentos de abundância dos recursos hídricos, provocando uma sinalização demasiadamente intensa de que a água deveria ser turbinada e/ou vertida ao invés de ser armazenada para os outros modelos da cadeia. As alterações das micropenalidades solucionaram tal problema, diminuindo vertimentos antecipados que modelo indicava. Os aprimoramentos propostos foram relevantes neste sentido, de forma que a resposta do modelo está muito mais aderente à realidade.

De forma geral, entendemos que o NEWAVE híbrido resultará em clara redução de encargos, com benefícios tarifários. A precificação adequada da energia e o uso otimizado dos recursos energéticos disponíveis vai ao encontro da modicidade tarifária, ao trazer mais racionalidade para os sinais de preço.

Diante de todo o exposto, a ENGIE é favorável à implementação do NEWAVE híbrido com vigência a partir de janeiro de 2025.

## **2. Recalibração do CVaR**

A alteração significativa da modelagem do parque hidrelétrico trazida pelo NEWAVE híbrido certamente enseja a recalibração do CVaR. Ao contrário do apresentado no ciclo de trabalho 2022/2023, desta vez o modelo responde melhor à aversão a risco, além de refletir a CRef de forma adequada com a calibração do CVaR. A utilização do par (15,40) deixou o modelo mais responsivo a cenários hidrológicos secos e contribuiu na redução da tendência de deplecionamento exagerado dos reservatórios que havia no ciclo passado.

Realizamos algumas simulações, principalmente com o cenário atual que o setor elétrico está vivenciando: Crescimento da carga, hidrologia desfavorável, performance de geração eólica abaixo da média e maior volatilidade no sistema. Embora o reservatório ainda esteja em níveis *relativamente* confortáveis, espera-se que tais fatores sejam evidenciados no sinal de preço, caso contrário o reservatório poderá deplecionar rapidamente e o operador necessitará despachar geração termelétrica fora da ordem de mérito.

Demonstramos a seguir uma das simulações que achamos importante para entendimento da adequabilidade do par de CVaR juntamente com o NEWAVE híbrido. Trata-se de uma simulação encadeada dos modelos NEWAVE e DECOMP, com as seguintes premissas:

- Deck PMO Oficial de junho/2024, estendido até dezembro/2024;
- ENA: Chuva histórica de 2020;
- NEWAVE híbrido proposto (CVaR 15,40) x NEWAVE Vigente (CVaR 25,35);

Destaque-se que a ENA utilizada para as simulações foi 2ª pior ENA histórica para o segundo semestre do ano, conforme observado na Figura 3, caracterizado por um ano de atraso do período úmido e estiagem simultânea no Sul, com o pior outubro do histórico, seguido do 2º pior novembro e dezembro na ENA do SIN, portanto, classifica-se como um cenário de estresse.

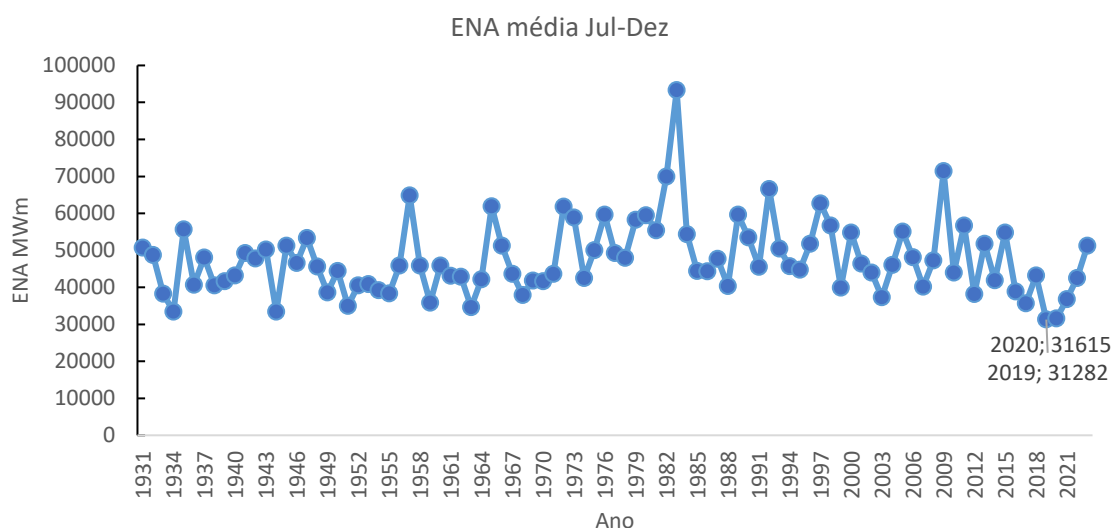


Figura 3: ENA média do segundo semestre (jul-dez) desde 1931. Destacando os anos 2019 e 2020 como o pior e 2º pior do histórico.

Avaliando-se o comportamento do preço (Figura 4), é possível observar que o modelo atual (linha verde clara) resultou em preços no piso até setembro/2024 e a partir de outubro/2024 começa a resultar em um sinal de preço relativamente alto. O modelo proposto pela CPAMP (linha verde escura) já resulta em um sinal de preço em junho/2024 e a partir de outubro/2024 preços levemente maiores, no entanto, abaixo dos preços do modelo vigente.

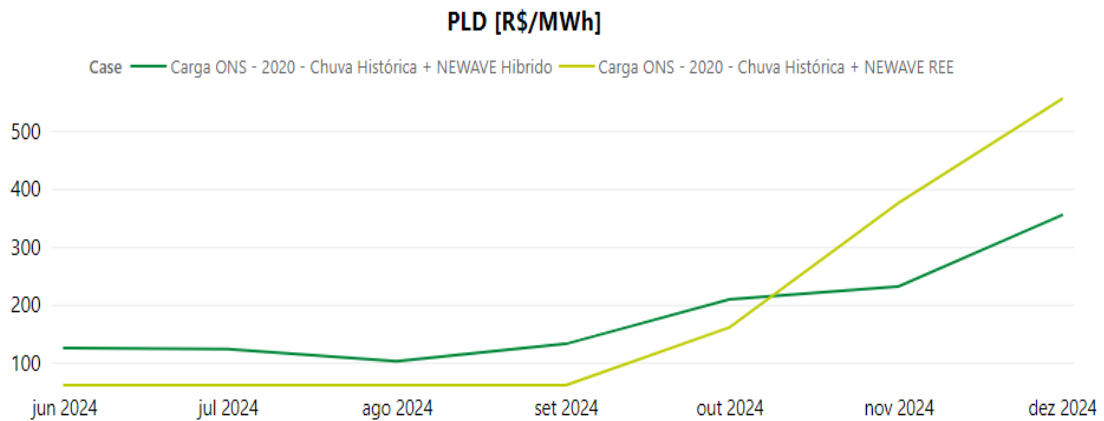


Figura 4: PLD resultante, simulação NW e DC encadeado.

Entendemos que o sinal de preço mais coerente é com o modelo híbrido e par de CVaR (15,40), pois como citado anteriormente o setor elétrico está vivenciando hidrologia desfavorável, aumento de carga e baixa performance eólica, no entanto o modelo vigente (visão de maio/2024) não está trazendo sinal nenhum de preço, até realmente evidenciar uma hidrologia muito severa. No entanto o modelo precisa ser antecipativo diante de fatores que podem ocasionar deplecionamento elevado do reservatório. Além disso, ao avaliarmos o custo total de operação resultante do DECOMP para os 6 meses simulados, o híbrido apresentou uma redução dos custos na faixa de 700 MBRL.

Abaixo (Figura 5) é apresentado o resultado do reservatório do Sudeste. A simulação encadeada com NEWAVE híbrido terminaria o reservatório com 41,6% (linha verde escura), enquanto com o NW vigente em 36,7% (linha verde clara), o modelo proposto pela CPAMP resultaria em um reservatório 4,9% maior no Sudeste, que o modelo atual.

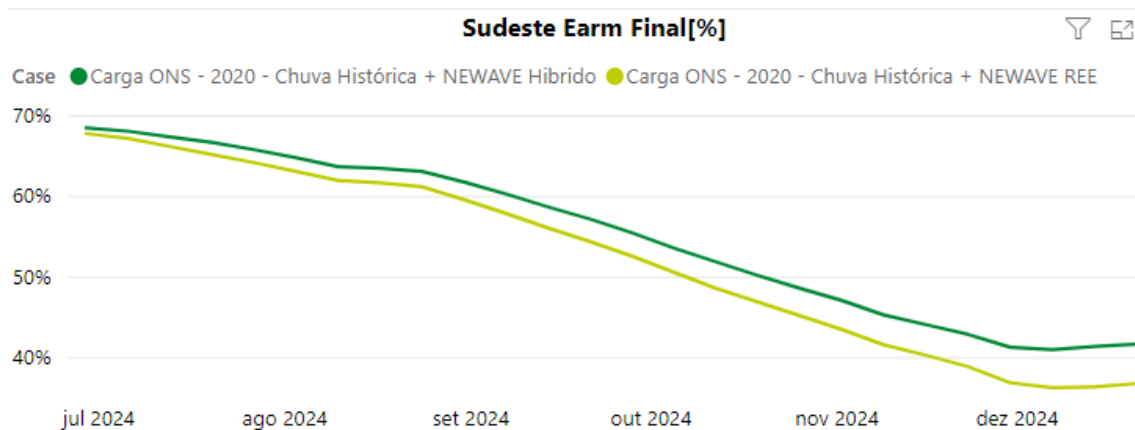


Figura 5: Armazenamento final, simulação NW e DC encadeado.

Nota-se despacho térmico antecipado e recuperação dos reservatórios, aproximando a operação sugerida pela cadeia de modelos à operação real praticada pelo operador, evidenciando o ganho em utilizar os aprimoramentos propostos com o CVaR atualizado.

Destarte, concordamos com a avaliação da CPAMP sobre a adequabilidade do uso do par (15,40) com o NEWAVE híbrido, por se tratar do melhor balanço de custo do despacho termelétrico vs. benefício de manutenção do nível dos reservatórios.

### **3. Acoplamento com o DESSEM**

#### **3.1. Tempo computacional**

Em relação às simulações realizadas com acoplamento com o DESSEM, não notamos variação significativa no tempo computacional do modelo horário, seja para mais ou para menos. Desta forma, entendemos que não há aumento do risco de ocorrência de contingências no processo de despacho e formação de preço. Apesar disso, destacamos a necessidade de buscar soluções para problemas de contingência – que, reforça-se, independem do NEWAVE híbrido –, por se tratar de uma volatilidade completamente artificial e imprevisível pelos agentes, e que pode ter impacto significativo.

#### **3.2. Consistência dos resultados e variações intradiárias de preço**

A avaliação da ENGIE das análises apresentadas no workshop, tanto pela própria CPAMP quanto por outros agentes, é de que os resultados do DESSEM são extremamente consistentes. Nota-se que a variação intradiária de preços acompanha a carga líquida, e que as maiores elevações só ocorrem quando há esgotamento da flexibilidade hidrelétrica barata. Não se trata, portanto, de um resultado surpreendente, ou que enseje aprofundamento das análises.

Em especial, reforçamos que eventual aumento do CMO sem aumento do despacho termelétrico não é uma artificialidade, mas sim um resultado imediato da teoria marginalista. Isto porque a função do CMO não é determinar o despacho de usinas termelétricas – sabe-se que o despacho é determinado tendo em vista a minimização da função objetivo, e não de variáveis sombra como o preço –, mas sim de indicar a escassez do recurso.

Portanto, o aumento do CMO em determinadas horas dá um sinal de grande importância para guiar a expansão futura do sistema, revelando economicamente a escassez do recurso físico. Considerando que há mais de 5 anos a expansão do sistema é feita quase que exclusivamente através de usinas do ACL, é evidente que a partir do momento que o preço indicar a escassez em determinadas horas, a expansão responderá a este sinal. Esta variação intradiária é um sinal de grande importância para coordenação de recursos distribuídos existentes não operados centralizadamente pelo operador, incluindo resposta da demanda, bem como a inserção de novas tecnologias capazes de prover flexibilidade para o sistema, incluindo baterias, eletrolisadores e outras cargas flexíveis.

A carga líquida no Brasil – aquela despachada pelas usinas centralizadas - tende a ser cada vez mais volátil, à medida que há um aumento de renováveis variáveis compondo o atendimento a carga. Isto resultará em maior volatilidade no preço da energia. Logo, picos de CMO evidenciando em algumas apresentações, são uma resposta esperada para atendimento a carga líquida e não um erro dos aprimoramentos. Repisa-se que a variação intradiária de preços não é artificialidade, pelo contrário, é esperada tendo em vista a realidade física do sistema, e é a própria razão da existência do DESSEM. Além disso, quanto mais cedo esta variação for revelada, mais rápido a expansão responderá a ela, reduzindo a variação futura. Naturalmente, se o sinal de escassez for artificialmente escondido, a expansão seguirá focada em fontes que não contribuem com geração nas horas mais críticas, como a solar fotovoltaica, piorando a situação futura de flexibilidade do sistema.

Conclui-se, pois, que é falacioso o argumento de que aumento do CMO sem correspondente aumento na geração termelétrica não tem valor e não agrega segurança ao sistema, uma vez

que tal argumento ignora completamente uma importante função do preço, qual seja, guiar a expansão do sistema.

Além disso, do ponto de vista de segurança de mercado e estabilidade comercial, quanto mais cedo esta variação for revelada, melhor. Isto porque permitirá que os agentes de geração e comercialização passem a precificar de forma gradual os riscos associados. Se a variação intradiária for artificialmente escondida, ela certamente será muito mais proeminente quando da sua futura revelação, dado o aumento esperado para as rampas futuras. Desta forma, pode-se colocar em risco a estabilidade do mercado no futuro, uma vez que o impacto será muito mais significativo.

### 3.3. Efeito da hibridização no despacho do DESSEM

Dos resultados apresentados pelos agentes durante o workshop é possível concluir claramente que os picos de preço não são causados pelo CVaR, mas sim pela hibridização, já que o perfil de picos observados com diferentes pares de CVaR são bastante semelhantes.

A hibridização passa a refletir melhor o desejo da política operativa não apenas de quanta água armazenar para o estágio seguinte, mas também de *onde* armazenar esta água. Esta é uma informação de grande valor, e que é a causa de termos elevações de CMO em algumas simulações do DESSEM. O modelo busca atender a necessidade de flexibilidade inicialmente com hidrelétricas com baixo valor da água, mas eventualmente pode necessitar despachar usinas com valor da água mais elevado, causando um aumento no CMO.

É fácil compreender a ocorrência de elevados CMOs no despacho horário mesmo quando no despacho mensal o valor do próximo MWh custe zero, independente da necessidade de despacho termelétrico, e observar que o elemento responsável por este fenômeno é a hibridização. Ilustra-se:

- O sistema conta com as usinas hidrelétricas A, B e C.
- O custo do próximo MWh a ser gerado pelas usinas A e B é de 0 R\$/MWh, enquanto o próximo MWh a ser gerado pela usina C é de R\$ 100/MWh. Desta forma, sendo A+B suficientes para atendimento da carga sistêmica, o próximo MWh do sistema em base mensal é R\$ 0/MWh.
- No despacho horário, o modelo priorizará o despacho das usinas A e B, com a usina C gerando apenas o mínimo para atendimento de suas restrições. Enquanto for possível atender o sistema desta forma, o CMO é R\$ 0/MWh.
- Em momentos de elevada carga líquida, pode ocorrer de as usinas A e B terem sido integralmente despachadas, sendo necessário o aumento da geração da usina C em horas específicas.
- Desta forma, mesmo havendo água armazenada nas usinas A e B com custo de oportunidade nulo, foi necessário utilizar água com custo de oportunidade de R\$ 100/MWh, justificando a ocorrência do aumento do CMO.

Esta informação de *onde* armazenar a água agrega segurança sistêmica, independente de aumento de despacho termelétrico. A existência de custos de oportunidade distintos para cada reservatório indica a preferência da política operativa de guardar água em determinados locais, e só utilizará este recurso em momentos de necessidade sistêmica. Sem esta informação, o modelo fatalmente utilizará água valiosa em momentos desnecessários. Conclui-se, pois, pela importância da implementação do NEWAVE híbrido.

### 3.4. Efeito do unit commitment

Os resultados indicados como mais surpreendentes para diversos agentes tratam da existência de CMOs nulos em determinadas horas, com CMOs elevados em horas seguintes, em especial em momentos em que o CMO calculado pelo NEWAVE tende a zero. No entendimento da ENGIE, este comportamento reflete adequadamente a realidade física do sistema brasileiro, e é causado pelas restrições de unit commitment, além da geração mínima de usinas hidrelétricas.

Por vezes, para que determinada usina termelétrica seja capaz de gerar energia na hora  $X$ , se faz necessário gerar energia em horas antes e depois ( $X-1$  e  $X+1$ ) para o atendimento das restrições de unit commitment, mesmo se o balanço energético destes instantes não indique a necessidade, o que acaba por reduzir o CMO destas horas. Assim, é possível ter CMO nulo na hora  $X-1$ , CMO elevado na hora  $X$  e valor nulo novamente na hora  $X+1$ .

Este fenômeno ocorre principalmente em momentos em que o CMO calculado pelo NEWAVE é nulo e quando a rampa de carga líquida é especialmente desafiadora. Em momentos de CMO médio ou elevado, passa a ocorrer maior despacho termelétrico na base, aumentando a disponibilidade de flexibilidade do sistema (tanto termelétrica quanto hidrelétrica) e mitigando este efeito.

Trata-se, portanto, da representação da realidade física do balanço de oferta e demanda do sistema, e aponta a falta de flexibilidade – tanto de aumentar a geração em determinadas horas, mas também de reduzir a geração em outras. Em havendo maior flexibilidade no parque gerador brasileiro, certamente este efeito seria mitigado. Trata-se, portanto, de um sinal importantíssimo a ser passado para o mercado, que poderá viabilizar o desenvolvimento de baterias, eletrolisadores, resposta da demanda e outras tecnologias, explorando essa característica ao mesmo tempo que agregam flexibilidade ao sistema.

### 3.5. Comentários adicionais sobre as rodadas com o DESSEM

No workshop foi apresentado por um dos agentes estudo *backtest* no qual aponta uma mudança relevante no perfil de geração hidrelétrica do NE ao acoplar o modelo híbrido com o DESSEM. Ressalta-se que ao comparar a geração realizada, fica claro que o novo modelo está mais próximo da realidade operativa, ao reduzir os momentos nos quais a geração hidrelétrica do NE é inferior a 2 GWh/h.

Destaca-se também que o aumento do CMO sem aumento expressivo da geração termelétrica também reduz encargos: na prática, a geração termelétrica ocorrerá independente do DESSEM, então é melhor que a sinalização de preço ocorra de forma precisa, retirando o custo do encargo.

Entendemos que, de forma geral, para validar a qualidade do NEWAVE híbrido é necessário realizar testes exaustivos com acoplamento NEWAVE-DECOMP – o que foi feito neste ciclo de trabalhos –, para poder avaliar a qualidade da política operativa definida. Os estudos com o DESSEM, entretanto, podem ser realizados com amostragem mais baixa, apenas validando o comportamento do modelo em momentos de interesse. Recomenda-se que a governança que substituirá a CPAMP desenvolva, em conjunto com os agentes, um framework/processos para validações futuras, apontando quais testes são necessários e suficientes para quais validações. Convém que este framework seja discutido em consulta pública antes dos aprimoramentos do próximo ciclo serem testados.





Além da implementação do NEWAVE híbrido são necessárias medidas adicionais no próprio DESSEM, como incluir restrições hidráulicas além das já modeladas, representação da reserva operativa, além do importante *unit commitment* hidráulico. Desta forma, sugerimos que os estudos para aperfeiçoar o DESSEM serem priorizados no próximo ciclo de trabalhos.

#### **4. Atualização dos cortes externos**

Sobre a utilização dos cortes externos para aprimoramento do tempo computacional, a ENGIE se mostra favorável à proposta. Entretanto, importa que a atualização dos cortes externos ocorra apenas uma vez ao ano no PMO de janeiro, conforme proposto no relatório "Utilização de função de custo futuro externa como condição de contorno ao final do horizonte em substituição ao período pós estudo no modelo NEWAVE" ou quando houver alguma mudança na configuração hidráulica do sistema que impossibilite o uso dos cortes existentes.

Este processo de atualização dos cortes deve estar muito bem estabelecido, com governança rígida, para evitar problemas no futuro.

A atualização dos cortes não deve ocorrer todos os meses, sob pena de complicar demasiadamente o processo de estudos realizados pelos agentes para gestão de risco – nesta hipótese, para projetar 12 meses seria necessário rodar 24 NEWAVES, um com cortes externos e outro completo, para cada mês. Isto não só retira o ganho de tempo computacional trazido pelos cortes externos, mas na verdade piora o problema por aumentar o número de estudos necessários.

#### **5. Realização de período sombra**

A realização de períodos sombra é importante para garantir que os agentes consigam adaptar seus processos internos à nova realidade. Tratou-se, por exemplo, de importante mecanismo quando da implementação do DESSEM, por ter aumentado significativamente a complexidade das atividades de *middle* e *backoffice* das empresas. Entendemos, porém, que este não é o caso do NEWAVE híbrido – o aumento do tempo computacional pode ser facilmente internalizado pelos agentes até janeiro de 2025.

Destacamos ainda que o período sombra não é o mecanismo adequado para validar a qualidade do modelo, por ser afetado de forma significativa pela conjuntura. Para tanto, a realização de estudos de *backtest* e prospectivos são superiores – e já foram realizados neste ciclo de trabalhos.

A realização de períodos sombra de forma desnecessária acaba por dilatar demais o processo de implementação de melhorias nos modelos computacionais. É consenso entre os agentes e instituições setoriais que o despacho e o preço precisam de aprimoramentos, de forma que não há razão para postergar a implementação do NEWAVE híbrido. Trata-se de tema que já vem sendo discutido amplamente há dois ciclos de trabalho da CPAMP, de forma que todos os agentes já tiveram tempo para se aclimatar.

Desta forma, a ENGIE reforça o posicionamento favorável a implementação das melhorias propostas pela CPAMP no ciclo de trabalho 2023/2024 a partir de janeiro de 2025.



## **6. Não uso dos aprimoramentos nos processos da EPE**

Esforços devem ser empreendidos para viabilização o mais rápido possível para o uso do modelo individualizado pela EPE. Isto importa não apenas para garantir a coerência entre os modelos utilizados pelas instituições, mas também para que as atividades realizadas pela EPE passem a enxergar os importantes avanços que teremos no preço e na operação a partir de 2025. Desta forma, é imprescindível que a próxima Revisão Ordinária de Garantia Física esteja alinhada com o modelo vigente utilizado pelo ONS e CCEE no momento da revisão.