



CONSULTA PÚBLICA MME Nº 150/2023 - Recuperação dos Reservatórios

A ENGIE cumprimenta este Ministério e vem por meio deste apresentar suas contribuições à Consulta Pública nº 150/2023 que trata do Relatório de Estruturação de Ações e Construção de Indicadores Globais do Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País (PRR).

1. Objetivo do Plano de Recuperação dos Reservatórios

Esta Consulta Pública tem o objetivo de buscar contribuições para o Relatório de Estruturação de Ações e construção de indicadores Globais do Plano de Recuperação de Reservatórios (PRR).

Em agosto de 2022, foi publicada a Resolução do CNPE nº 8, que regulamentou o Plano de Recuperação dos Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas do País, cuja elaboração foi determinada pela Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021.

O Grupo de Trabalho, coordenado pelo MME com a participação do Ministério do Desenvolvimento Regional, da EPE e do ONS, apresentou um Plano com 31 ações, divididas em diferentes horizontes de implementação, do curto ao longo prazo, e sete indicadores globais.

A elaboração do Plano foi proposta quando o Sistema Elétrico Brasileiro apresentava outra conjuntura, frente à crise hídrica de 2021, e os reservatórios apresentavam níveis consideravelmente mais baixos em comparação aos níveis atuais. Destaca-se que, de acordo com os estudos prospectivos do ONS, o percentual de Energia Armazenada (EAR) até o final do próximo período seco pode superar o maior nível já alcançado. Sobre as ações e indicadores propostos para o PRR, destacamos a importância do alinhamento da governança, pois existem temas já tratados rotineiramente no Setor Elétrico, em especial os associados à Modelagem Matemática, cuja competência é atribuída à CPAMP com diretrizes estabelecidas há anos para o tratamento do assunto com transparência e participação da sociedade. As ações, metas, indicadores e diretrizes aqui tratadas devem preservar esta interação, como ocorre atualmente entre a CPAMP e os agentes.

Outro ponto de destaque considera uma série de medidas já adotadas pelo setor afim de preservar e garantir o pleno atendimento da demanda em cenários de adversidade hidrológica, como o ocorrido recentemente em 2021.

2. Indicadores

A partir dos debates conduzidos entre as instituições envolvidas, foram então eleitos sete indicadores globais para o PRR, destacados a seguir:

- I. Média Móvel da Energia Armazenada;
- II. Equilíbrio de EAR entre as bacias do SIN com maior capacidade de armazenamento;
- III. Índice de Vulnerabilidade Ambiental (IVA);
- IV. Aplicação dos recursos oriundos da Lei nº 14.182/2021 em revitalização dos recursos hídricos de bacias hidrográficas;



- V. Ampliação da capacidade de transmissão de energia elétrica entre os subsistemas do SIN;
- VI. Aprimoramentos dos Modelos;
- VII. Carga líquida de energia anual a ser atendida pelas usinas hidrelétricas.

Neste documento, serão destacados os principais pontos de atenção em relação à proposta original. Onde destacamos:

Indicador I) Média Móvel da Energia Armazenada;

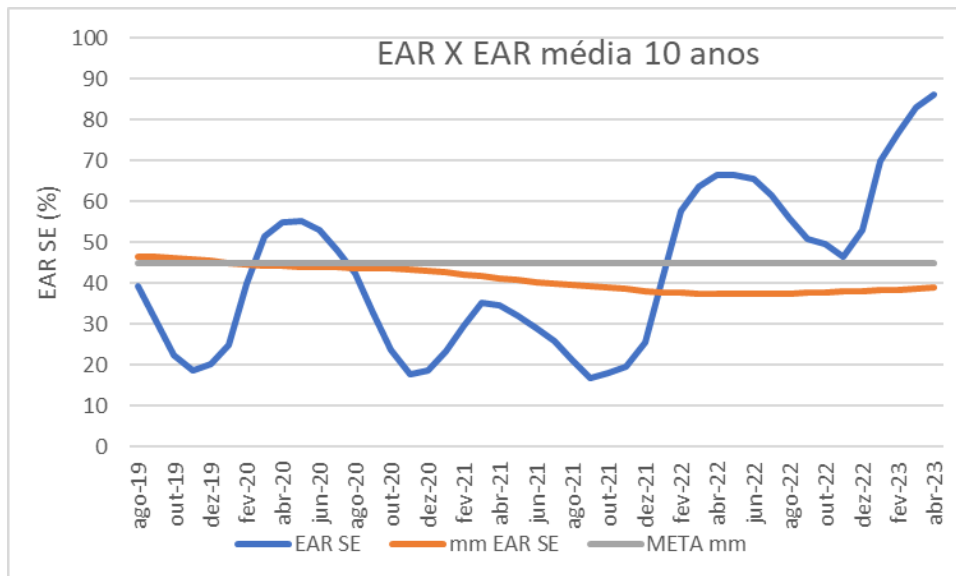
A métrica de média móvel da energia armazenada pode ser concebida para atender exclusivamente o aspecto de monitoramento dos níveis de armazenamento dos reservatórios do SIN em relação à efetividade deste PRR. É um indicador de resultado, portanto, é eficiente para sinalização do atingimento de uma referência, e não, com a finalidade de estabelecer um nível meta ou eventualmente como motivador para despacho termelétrico adicional.

A ENGIE entende que este indicador necessita ser analisado em conjunto com outros parâmetros, por se tratar de um indicador de resultado, ou seja, apenas sinaliza se os objetivos foram ou não atingidos. Ele não é capaz de apontar para os gestores quais os fatores que causaram os valores que o indicador informa. Ou seja, a análise individual do indicador não é capaz de transmitir a informação sobre quais foram as ações que levaram o indicador a assumir seus valores.

Ademais, nota-se que as metas estabelecidas são de níveis mínimos da média móvel - e não de um nível fixo ou de uma faixa de valores. Entende-se que este tipo de meta pode enviar os esforços empreendidos no âmbito do PRR, indicando que as atividades devem ser demasiadamente conservadoras, uma vez que a meta a ser batida é apenas de um nível mínimo. Com este tipo de métrica, uma operação que resulte em um indicador de 90% é considerada tão bem-sucedida quanto uma operação que resulte em um indicador de 45% - embora um dos casos possa ter custos associados significativamente maiores, a ponto de não representar uma redução de risco de déficit que justifique tal custo adicional.

Para balancear este efeito, convém a criação e análise conjunta de um indicador de custo total de operação, de energia vertida, impactos aos geradores hidrelétricos e principalmente aumento de custo aos consumidores. A análise conjunta dos indicadores permite avaliar de forma fidedigna dos dilemas associados à operação de sistemas com grande penetração hidrelétrica e balancear os esforços para que não sejam demasiadamente conservadores, adicionando um custo injustificável na operação do sistema.

Outro ponto a se destacar que o uso de média móvel pode levar a uma percepção incorreta do real risco do sistema. É possível a ocorrência de uma média móvel abaixo da meta ao mesmo tempo que tem-se uma situação tranquila do ponto de vista de armazenamento físico e vice-versa. Apresenta-se, a título de exemplo, a apuração deste indicador ao longo dos últimos anos:



Pelo exemplo, tem-se em outubro de 2019 um indicador de média móvel de 10 anos de 46,2% - acima da meta - e um EAR momentâneo de 19%, considerado baixo. Ainda neste exercício, atualmente temos 86% de EAR no sudeste, mas a média móvel é de 38,8%, indicando o não atingimento da meta.

Por fim, recomenda-se a realização de estudos técnicos para averiguar qual deve ser a meta – é possível, por exemplo, que o uso de uma meta de 40% seja suficiente, uma vez que a expansão das renováveis deve contribuir para recuperação mais célere dos níveis de armazenamento, tornando-se menos importante a manutenção dos mesmos em níveis elevados. Em resumo, a expansão das fontes intermitente + Geração Distribuída garante maior segurança e permite admitir níveis de armazenamento de referência mais flexíveis.

Indicador II) Equilíbrio de EAR entre as bacias do SIN com maior capacidade de armazenamento;

De acordo com o MME, o Indicador “Equilíbrio de EAR entre as bacias do SIN com maior capacidade de armazenamento” tem como objetivo acompanhar os valores de armazenamento das bacias dos rios Grande e Paranaíba, seu comportamento e equilíbrio ao longo dos anos de aplicação das ações do PRR e possíveis anomalias no comportamento desses armazenamentos.

Ressaltamos que imputar metas de equilíbrio entre bacias e de aumento progressivo de volume com ganho percentual de armazenamento são externalidades operativas que trazem mais complexidade ao planejamento da operação e que seu custo/benefício não é muito claro.

A matriz hidrelétrica nacional é composta por uma grande diversidade hidrológica entre as bacias hidrográficas e suas respectivas cascatas, e tal estrutura deve ser aproveitada para a otimização dos recursos energéticos. A diversidade da dinâmica do regime de vazões, e consequentemente armazenamento, deve ser utilizada a favor da operação, e abrir mão desta possibilidade pode induzir em uma desotimização, que por sua vez, acarretará perdas significativas de níveis de armazenamento total do SIN.



As diferentes bacias possuem características distintas, inclusive com diferentes razões entre afluência esperada e armazenamento máximo, implicando que os níveis ótimos de armazenamento sejam distintos para cada aproveitamento.

A grande maioria dos reservatórios de acumulação do SIN foi concebida para utilização com o intuito de regularizar as vazões de regimes hidrológicos de bacias que apresentam perfil sazonal de suas vazões. Os diversos empreendimentos em operação não têm necessariamente o mesmo regime, logo não caberia comparativos ou indicadores percentuais de variação de volume entre seus reservatórios.

O despacho eletroenergético centralizado pode conviver com o fato de haver desbalanceamento entre as bacias, que em tese, decorre da melhor solução econômica, expectativa das previsões de vazões, produtividade diferenciadas das usinas e diversidade hidrológica das bacias, que não necessariamente atende a nossa percepção de equilíbrio entre os reservatórios.

Destaca-se que caso haja restrições de usos múltiplos da água associados a determinadas bacias, elas devem ser representadas explicitamente nos modelos energéticos. Nota-se que o parâmetro de 20 p.p. estabelecido é arbitrário e sem qualquer embasamento técnico. O uso deste indicador vai de encontro à otimização dos recursos energéticos, aumentando o custo total de operação do sistema.

Entendemos que o uso dos indicadores 1 e 6, combinado com a representação das restrições de uso múltiplo da água, tornam desnecessário o indicador 2, em especial tendo em vista sua falta de embasamento técnico.

Indicador VI) Aprimoramento dos Modelos

É de conhecimento geral que a cadeia de modelos oficialmente empregada no regimento do setor elétrica carece de constante aprimoramento, e a ENGIE se coloca favorável à implementação de uma métrica que possa reproduzir o nível de assertividade entre o planejado pelos modelos e executado na operação real.

Adicionalmente, entende-se que já existem uma série de medidas já adotadas pelo setor afim de preservar níveis seguros de armazenamento do SIN e garantir o pleno atendimento da demanda em cenários de adversidade hidrológica.

Após a crise de 2001 uma série de medidas foram adotadas para corrigir os problemas de ineficiência dos modelos de programação do despacho em cenários adversos:

1. De 2002 a 2013 se adotou a Curva de Aversão a Risco (CAR) imbricado ao modelo NEWAVE de forma a aumentar o valor do custo futuro quando o cenário de vazão era muito crítico;
2. De 2009 a 2013 foi incluído o Nível de Segurança no modelo DECOMP; e
3. Implementação de VMINOP nos modelos Decomp e Newave desde 2022. Este por si só já uma métrica que praticamente impossibilita a violação dos volumes mínimos das principais bacias do SIN em níveis críticos previamente definidos pela CPAMP e testados em FT..



4. A partir de 2013 foi adotado no NEWAVE o Conditional Value at Risk (CVaR) que é um método que possui dois parâmetros de controle: o percentual de cenários, que recebe um peso maior no cálculo da média, bem como o peso diferencial destes cenários.

Adicionalmente às ferramentas acima destacadas, ainda há de se considerar o mecanismo de despacho termelétrico fora da ordem de mérito, que se dá de forma exógena aos modelos de otimização.

Tal mecanismo é executando após definição do CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, onde se define o montante de importação e geração termelétrica fora da ordem de mérito a serem despachadas em caráter excepcional, a fim de superar as condições adversa do sistema e garantir o pleno atendimento à demanda. Para estimar a GFOM o CMSE utiliza curvas de referência, denominadas CREF. Através destas referências é possível determinar qual o montante a ser despachado até que o armazenamento em curso suplante a referida curva referencial.

Ao considerar os principais pontos de potenciais aprimoramentos, destacamos a representatividade das restrições hidráulicas-operativas das usinas hidrelétricas bem como os limites e restrições de usos múltiplos que impactam no regime de armazenamento e operação dos reservatórios. Além disso, ao considerar um escopo sistêmico, incorporar as técnicas relacionadas aos volumes e curvas de referências de armazenamento equivalentes na representação dos modelos afim de evitar despachos termelétricos adicionais fora da ordem de mérito, que oneram o despacho e geram custo adicional aos geradores hidrelétricos e consumidores.

Desta forma, recomendamos o estabelecimento de indicadores individualizados para cada modelo de otimização. Como exemplo, para o NEWAVE poderia se pensar no nível de armazenamento do sistema, já para o DESSEM a geração hidrelétrica por usina. O estabelecimento de métricas individuais é importante, pois espera-se que haja evolução de todos os modelos ao longo da próxima década, e o uso de indicador único pode não representar a evolução individualizada para cada modelo de otimização.

Por fim, entendemos que a rodada dos modelos para fim de aferição do indicador não deve ser feita com cenários de projeções (i.e., de carga, geração intermitente etc.), mas sim de valores realizados, tanto para o modelo vigente quanto para o sombra. Isto se faz necessário para evitar que a casualidade do desvio de algumas premissas de previsão de ENAs, Vento, Carga ou outros, venham a induzir uma assertividade sombreada por um erro de dados de entrada dos modelos. Com a utilização de dados verificados ao invés de previsões, garante o fiel indicador de assertividade dos modelos.

Indicador VII) Carga líquida de energia anual a ser atendida pelas usinas hidrelétricas;

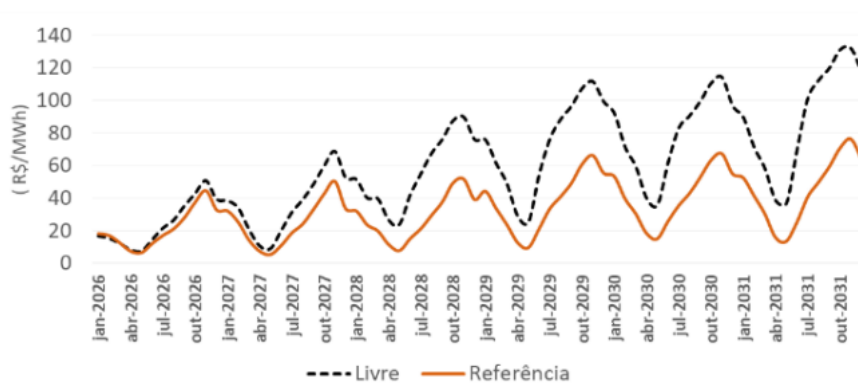
Quanto ao Indicador “Carga líquida de energia anual a ser atendida pelas usinas hidrelétricas” é preciso lembrar que a operação do parque gerador atende ao processo de otimização do despacho eletroenergético do SIN, que é orientado pelo uso de modelos computacionais cujo objetivo é a minimização do custo operativo, o que inclui a política de operação das usinas hidrelétricas e, por conseguinte o uso de seus reservatórios em horizonte plurianual.

Apesar do MME afirmar que o indicador “Permite avaliar a efetividade das ações de recuperação dos reservatórios na redução da carga de energia a ser atendida pelas hidrelétricas...”,

entendemos que não deve haver relação entre a elevação da oferta de outras fontes com as ações de recuperação dos reservatórios.

Seguindo essa proposta, com o aumento da capacidade instalada em detrimento da geração hidrelétrica e geração acima da carga, é esperado que o PLD seja continuamente reduzido, o que em última instância, afastaria novos projetos de geração via mercado. Relembra-se que no PDE 2031 o sistema já está sobreofertado, com expectativa de CMO abaixo de R\$ 80/MWh – o que representa menos da metade do LCOE de uma nova usina eólica ou fotovoltaica - em todo o horizonte, que indica uma carga líquida a ser atendida pela matriz hidrelétrica significativamente reduzida. Desta forma, o estabelecimento de um indicador que busque uma redução da carga líquida em relação ao PDE se torna absurdo, por fugir completamente da lógica econômica de expansão do sistema.

CMO médio mensal para SE/CO



Ademais, entendemos que essa meta é apenas de monitoramento da evolução da carga líquida de energia a ser atendida pelo parque hidrelétrico no horizonte de planejamento, não sendo possível definir um valor para reduzir a carga em determinado período.

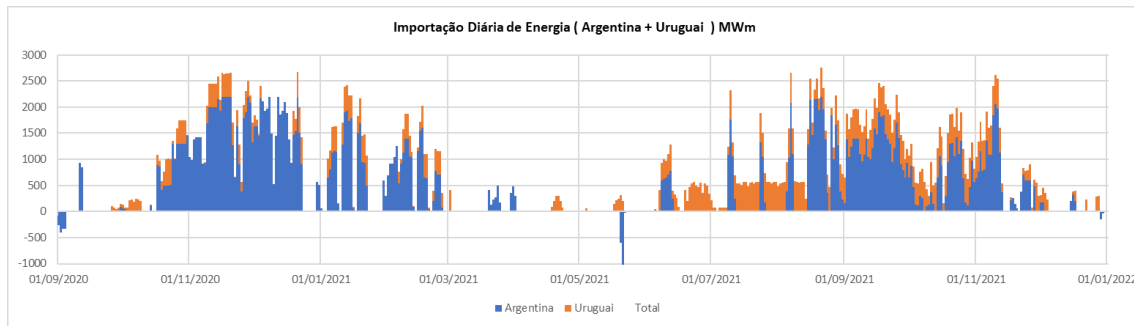
Por fim, ressaltamos a importância da apresentação de uma análise quantitativa dos indicadores propostos. Não foi identificado o balanço dos cálculos utilizados para definição das metas dos indicadores que apresentam valores a serem atingidos, bem como uma projeção dos impactos.

Diante do exposto, a ENGIE considera absolutamente temerária uma medida impositiva de redução da carga líquida, a ser atendida pela matriz hidrelétrica, sem sequer considerar os impactos econômicos e financeiros aos agentes de geração e aos próprios consumidores, estes que deverão arcar com os custos de uma operação e expansão desotimizadas e com fator de segurança muito além do racional.

Como medida alternativa, pode-se assumir que o próprio índice de aperfeiçoamento dos modelos computacionais associado aos critérios tecnicamente robustos de segurança operacional – como curvas de referência - já estabelecem uma alternativa suficientemente consistente como substituição à medida impositiva de redução da carga líquida, que caso seja implementada, poderá desajustar a equidade econômico-financeira no setor.

Indicador VIII) Integração energética entre o Brasil e países vizinhos;

Tendo em vista a atividade CP17, que trata da “elaboração de Roadmap que aborde iniciativas e estratégias que permitam o fortalecimento da resiliência do setor elétrico em resposta às mudanças climáticas”, destaca-se que mecanismo de grande relevância para o aumento da resiliência do SIN é a integração energética entre o Brasil e países vizinhos. Lembra-se que durante a crise hídrica de 2021, a importação de energia da Argentina atingiu a capacidade máxima de intercâmbio em diversos momentos, conforme evidenciado a seguir.



Desta forma, o aumento da capacidade de intercâmbio com os países vizinhos eleva significativamente a resiliência do SIN, permitindo a importação de energia em momentos de reservatórios excessivamente baixos a custos inferiores aos de usinas emergenciais, como o caso do recente PCS. Em especial, a construção de novas linhas de transmissão entre o Brasil e Argentina mostra-se extremamente oportuna: aproveita-se para exportar os vertimentos turbináveis (a exemplo do 1º semestre de 2023) e, no longo prazo, abre-se espaço para a importação de energia elétrica em momentos de hidrologia desfavorável, inclusive a custo reduzido tendo em vista o desenvolvimento do Vaca Muerta. Trata-se de solução que aumenta o bem-estar social do Brasil e Argentina, aumentando a renda dos geradores e simultaneamente reduzindo os custos dos consumidores.

Propõe-se, pois, o estabelecimento de uma métrica que avalie a capacidade de intercâmbio de energia elétrica entre o Brasil (SIN) e países vizinhos. Entendemos como viável o estabelecimento de uma meta de adição de 5 GW de capacidade de intercâmbio – que poderiam ser financiados através do excedente financeiro originado pela diferença de CMO entre os países durante a ocorrência dos intercâmbios. Garante-se, assim, melhora da resiliência do SIN e modicidade tarifária simultaneamente.

3. Considerações Finais

Por fim, a ENGIE Brasil Energia considera alguns indicadores substancialmente delicados e que exigem um maior nível de discussão técnica sobre os seguintes temas:

- Níveis Mínimos de Armazenamento do SIN: Deve-se estabelecer critérios técnicos e robustos, reproduzíveis nos modelos de otimização, que garantem o atendimento às restrições operacionais hidráulicas e usos múltiplos. Estabelecer métricas sem o devido embasamento técnico podem levar a um custo de operação desnecessariamente elevado, atribuindo ao consumidor um custo evitável e expondo os agentes de geração um risco de



mercado que não necessariamente resulta em aumento da segurança e confiabilidade de atendimento energético.