



Contribuições à Consulta Pública nº 150/2023 do MME

Indicadores Globais do Plano de Recuperação dos Reservatórios

31/05/2023



1. Introdução

A Lei nº 14.182 de julho de 2021 estabeleceu em seu Artigo 30 que “o Poder Executivo deverá elaborar em até 12 meses a contar da data de vigência desta Lei, plano para viabilizar a recuperação dos reservatórios de regularização do País, ao longo de até 10 (dez) anos”.

Noves meses após a publicação da Lei nº 14.182/21, em abril de 2022, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) publicou a Resolução nº 2/2022, que instituiu Grupo de Trabalho para a elaboração do Plano, o qual foi coordenado pelos Ministérios de Minas e Energia (MME), Desenvolvimento Regional (MDR), pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Nos três meses subsequentes, o GT trabalhou na elaboração do Plano, o qual foi publicado pela Resolução CNPE nº 8, de 11 de julho de 2022, que aprovou o Plano de Recuperação dos Reservatórios (PRR). Importa destacar que apesar de o PRR impactar de forma relevante os agentes do setor elétrico, sua elaboração não contou com a participação desses agentes por meio de um processo de Consulta Pública. Portanto, aqui cabe uma primeira observação, referente à necessidade de ampliar a participação dos agentes na elaboração das atividades correlatas ao PRR.

De forma resumida, o PRR estabelece diversas Ações, distribuídas entre curto, médio e longo prazos, cujo objetivo é contribuir para o cumprimento do Artigo 30 da Lei 14.182/21. Além disso, para cada Ação, o PRR indica quais as instituições responsáveis por executá-las. Nesta contribuição, faremos comentários sobre algumas das Ações estabelecidas no PRR, apesar de não ser o escopo desta Consulta Pública.

O objetivo da Consulta Pública MME nº 150/2023 consiste em receber contribuições ao Relatório de Estruturação de Ações e Construção de Indicadores Globais do PRR. Basicamente, são propostos 7 indicadores e metas associadas a eles, quais sejam:

- IND 1: Média Móvel da Energia Armazenada (EAR) do SIN e dos sistemas equivalentes Sudeste-Centro Oeste/Sul (SE/S) e Norte/Nordeste (NE/N).
- IND 2: Equilíbrio de EAR entre as bacias dos rios Grande e Paranaíba.
- IND 3: Índice de Vulnerabilidade Ambiental (IVA).
- IND 4: Aplicação dos recursos da Lei nº 14.182/21 em revitalização de bacias.
- IND 5: Ampliação da capacidade de transmissão.
- IND 6: Aprimoramento dos Modelos.
- IND 7: Carga Líquida de energia anual a ser atendida pelas UHEs.

A Lei 14.182/21 foi aprovada durante um ano de crise hídrica, o que foi um dos motivadores da inclusão do Artigo 30 na Lei, que tem como objetivo recuperar os níveis dos reservatórios do SIN. No entanto, conforme apresentado ao longo do PRR, outra tese que motiva a elevação dos níveis dos reservatórios é a nova configuração da matriz elétrica, caracterizada pela expansão das fontes renováveis eólica e solar e micro e mini geração distribuída.

A consequência dessa expansão seria a mudança no paradigma de operação das UHEs, onde essas usinas deixariam de ser remuneradas pelo atributo energia e passariam a ser remuneradas por outros atributos, como potência e flexibilidade. Entretanto, é fundamental que a construção das Ações do PRR seja feita em conjunto com análises que quantifiquem

os seus impactos comerciais nos diversos agentes. A nova forma de remuneração dos atributos das UHEs também precisa ser elaborada em conjunto com todo o PRR.

2. Ações do PRR

Dentre as diversas ações elaboradas pelo PRR, a Ação “CP 1 – Revisão e avaliação da necessidade de recalibração dos parâmetros de aversão ao risco nos modelos matemáticos”, é indicada como uma “ação implementada” e com frequência anual de revisão. No entanto, já percebe-se de início um conflito entre PRR e CPAMP, uma vez que não houve definição sobre recalibração dos parâmetros do CVaR em periodicidade anual no último ciclo de aprimoramentos da CPAMP, terminado em julho/2022. Historicamente, desde que o CVaR foi concebido nos modelos, sua recalibração tem ocorrido com frequência menor do que a anual, o que é mais adequado, pois evita assim volatilidade nos resultados dos modelos computacionais.

Especificamente com relação à nova dinâmica de operação dos reservatórios, destacam-se as seguintes Ações:

- CP3 Reavaliação da dinâmica de operação dos reservatórios no horizonte do PRR;
- CP10 Avaliação e revisão das restrições hidráulicas operativas, tendo em vista a “nova” dinâmica de operação dos reservatórios (CP3); e
- MP2 Revisão do modelo de mercado de contratação da oferta de geração de energia elétrica

Em nossa visão, as atividades que serão desenvolvidas no âmbito dessas Ações são talvez as mais importantes, dado o potencial impacto comercial no setor elétrico de uma forma geral e nas usinas hidráulicas especificamente.

É fundamental que todas as propostas e metas estabelecidas a partir dessas ações sejam bem desenhadas em todas as dimensões que podem impactar, seja na operação física do sistema, na segurança do suprimento elétrico e energético e nos resultados comerciais dos diversos agentes. É essencial a participação dos agentes em processos de Consulta Pública.

Atualmente, diversos dos temas que foram elencados nas Ações do PRR estão sendo estudados em diferentes Grupos de Trabalho. O papel das Ações do PRR deve ser consolidar, de forma objetiva e transparente o andamento de cada etapa e apresentar para o mercado periodicamente.

3. Indicadores Globais do PRR

IND 1 – Média Móvel da Energia Armazenada e IND 2 – Equilíbrio de EAR entre as Bacias do SIN

O primeiro indicador proposto consiste em monitorar a média móvel da Energia Armazenada (EAR) no período de 10 anos para o SIN e para os subsistemas Sul+Sudeste/Centro-Oeste e Norte+Nordeste.

A meta estabelecida para cada um dos três indicadores, ao final dos primeiros cinco anos, é a seguinte:

1. $EAR_{med,SIN} > 45\%EAR_{máx}$
2. $EAR_{med,SSE} > 45\%EAR_{máx}$
3. $EAR_{med,NNE} > 55\%EAR_{máx}$

O Relatório justifica a escolha do período de dez anos para o monitoramento da média móvel em função do período de duração do PRR, que terá duração de 10 anos, e apresenta graficamente o resultado da média móvel verificada em dois períodos decenais, o primeiro de 2003-2012 e o segundo de 2013-2022, mostrando que entre o segundo e primeiro períodos houve uma redução de 68% para 41%.

Sabe-se que diversas outras importantes variáveis do sistema influenciam a energia armazenada, tais como geração fora da ordem de mérito, a expansão da matriz elétrica verificada recentemente pelas fontes eólica e solar e a Energia Natural Afluyente verificada. Portanto, a definição do período equivalente a dez anos escolhido para a média móvel deveria ter sido melhor explicitado, demonstrando por exemplo como variou a média móvel da EAR para outros períodos móveis.

Para o estabelecimento das metas associadas a cada indicador, realizaram-se simulações a partir do deck do PMO de janeiro/23, considerando cenários de 70%, 85% e 100% da MLT, para o horizonte de 5 anos. A partir dos resultados das médias móveis de dez anos da energia armazenada, verificados a partir das simulações, para o SIN, SSE e NNE, as metas são definidas.

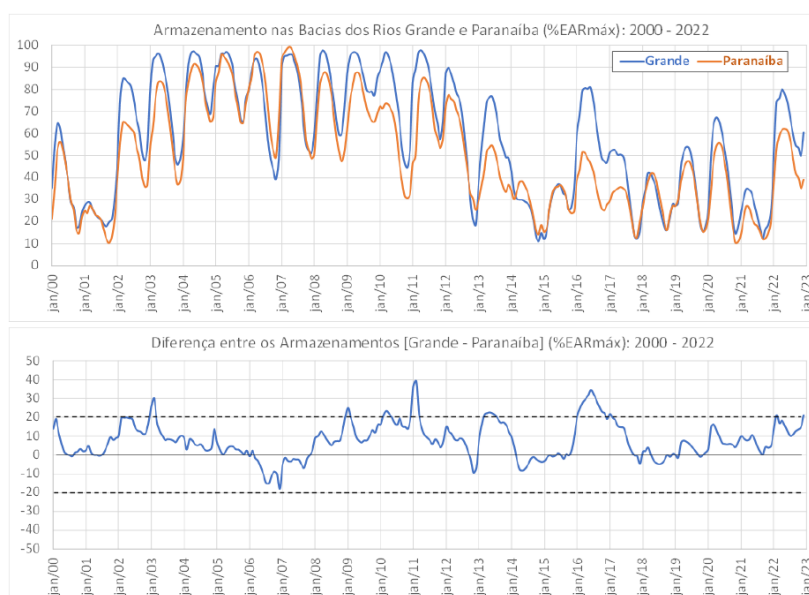
Entendemos que o relatório carece de maior detalhamento em relação ao estabelecimento das metas associadas aos indicadores, especialmente em termos de quantificação dos custos para se atingir as referidas metas, bem como os consequentes impactos comerciais nos diversos agentes.

De uma forma geral, a proposta do indicador IND 1 é adequada ao objetivo de monitorar o atingimento da meta de recuperar o nível dos reservatórios. Entretanto, ao agregar a EAR das diversas bacias que compõem tanto o SIN quanto os subsistemas em questão, corre-se o risco de que o indicador forneça uma informação distorcida da realidade. É possível que alguma bacia não tenha recuperado seu nível, enquanto que as demais tenham se recuperado.

Para contornar esse problema, o Relatório propõe a utilização do segundo indicador, o IND 2 que consiste em monitorar o valor absoluto da diferença entre as energias armazenadas agregadas para as bacias dos rios Grande e Paranaíba ao final do período seco de um dado ano.

A escolha das referidas bacias baseou-se em dois fatores: a expressiva capacidade de armazenamento dessas duas bacias proporcionalmente à capacidade do SIN e do SE/CO (45% e 60%, respectivamente) e a alegada “forte correlação” entre o armazenamento dessas bacias e o armazenamento do SE/CO e do SIN.

Novamente, para a definição da meta associada ao indicador, o Relatório apresenta a figura reproduzida abaixo, na qual em um primeiro gráfico estão contidos os valores das energias armazenadas nas duas bacias e no outro gráfico o resultado da diferença entre eles. Neste segundo gráfico, é traçada uma faixa equivalente a $\pm 20\%$, que serve para justificar a escolha da meta que deverá ser atingida pelo IND 2.



Mais uma vez, entendemos que o estabelecimento da meta associada ao indicador carece de maior detalhamento. É preciso uma análise mais completa que detalhe as razões da escolha de somente essas duas bacias, bem como o critério de escolha do valor de 20% para a faixa de diferença entre os armazenamentos das bacias. Além disso, é necessário uma análise quantitativa dos custos e impactos nos agentes associados ao atingimento dessa meta.

Um risco associado ao IND 2 corresponde à possibilidade de operação desotimizada do SIN. O objetivo dos modelos computacionais que são utilizados na operação do sistema é determinar a configuração de despacho da geração que minimize o custo total de operação do sistema, observando diversas restrições. Ocorre que nenhuma das restrições observadas atualmente no processo de otimização corresponde à manter a diferença entre as energias armazenadas entre duas bacias dentro de uma determinada faixa. O resultado da otimização pode ser uma estratégia de operação que resulte em armazenar água em determinada bacia e utilizar água na outra bacia.

Portanto, questiona-se se o IND 2 não poderá causar um aumento do custo de operação do sistema, ao influenciar a decisão do operador no sentido de manter a diferença de energia armazenada entre as duas bacias dentro da faixa de 20%. Além disso, novamente, o relatório carece de detalhamento dos impactos comerciais nos agentes.

Finalmente, associado aos indicadores IND 1 e 2 surge uma preocupação com relação ao seu uso. Está claro que foram levantados indicadores para acompanhamento do PRR de forma a acompanhar a tendência e antecipar eventuais situações potencialmente graves. Porém não está claro como se dará a governança desses indicadores, quesito apuração e aplicação. Por exemplo, é possível que o operador se utilize dessas metas para inferências na real operação? Pois em havendo metas para os indicadores, é possível que haja manipulação no despacho por exemplo para evitar números que extrapolem a meta?

IND 7 – Carga líquida de energia anual a ser atendida pelas UHEs

O IND 7 propõe monitorar a carga líquida de energia anual a ser atendida pelas UHEs. A definição de carga líquida proposta no Relatório corresponde à expectativa de carga bruta

anual de energia, descontadas as expectativas de geração das fontes eólica e solar centralizada, micro e mini geração distribuída e geração inflexível das UTEs. No caso do IND 7, o cálculo será anual a partir das projeções do Plano Decenal de Expansão (PDE). A proposta de meta para esse indicador é a redução percentual da carga líquida anual calculada no PDE, para todos os anos futuros, em relação ao PDE do ano anterior.

Primeiramente, antes de nos aprofundarmos, cabe uma ressalva quando à elaboração do IND 7. O cálculo da carga líquida desconta um valor fixo que se refere à expectativa de geração das fontes eólica e solar, ou seja, um valor determinístico. Contudo, encontra-se em desenvolvimento o aprimoramento da metodologia de representação da fonte eólica nos modelos com o objetivo de permitir modelar seu comportamento estocástico e também a correlação dessa variável com as aflúências. Essa característica deveria ser representada de alguma forma no cálculo do IND 7.

Passado esse ponto, conforme os argumentos apresentados do Relatório, a construção do IND 7 parte do pressuposto de que a expansão da oferta de renováveis, seja por projetos centralizados ou por MMGD, permitirá a redução da carga de energia a ser atendida pelas hidrelétricas, o que significa na prática uma mudança de paradigma na forma de operação dessas usinas. Neste cenário, as UHEs reduzem sua função principal destinada à produção de energia e passariam a fornecer outros serviços, como potência e flexibilidade.

Antes de propriamente avaliar o IND 7, é importante destacar algumas questões que foram trazidas tanto no PRR quanto no Relatório de Estruturação dos Indicadores. Uma das questões fundamentais exploradas ao longo do PRR e do Relatório dos Indicadores trata-se da relação entre a recuperação dos níveis dos reservatórios e a mudança no paradigma de operação das UHEs.

A tese que se apresenta é a de que a expansão da matriz elétrica verificada recentemente e projetada para o futuro, baseada nas fontes eólica, solar e MMGD fará com que ocorra uma recuperação dos reservatórios e, conseqüentemente, fazendo com que seja necessária uma mudança na forma de operação das UHEs. Contudo, antes que essa proposição prospere, são necessários estudos mais profundos que avaliem os impactos comerciais nas UHEs e proponham como se dará a remuneração dos demais atributos que atualmente não são remunerados, como por exemplo potência e flexibilidade.

Simplemente estabelecer como meta a redução da carga líquida a ser atendida pelas UHEs, sem a correta quantificação dos custos associados a uma mudança dessa natureza vai de encontro aos princípios da estabilidade regulatória e modicidade tarifária, bem como pode inviabilizar os investimentos já realizados no parque em operação atualmente.

Podemos citar o cenário de sensibilidade *what if* apresentado pela EPE no PDE 2030, denominado “*Caso 4: Mudança de Operação nas Hidrelétricas Para Maior Disponibilidade de Capacidade*”. Nesta sensibilidade, a EPE avaliou as condições operativas do SIN visando preservar os níveis dos reservatórios e aumentar a disponibilidade das UHEs para atendimento ao requisito de potência. Os resultados apontam que o custo de operação neste cenário *what if* equivaleria a R\$53 bilhões enquanto que o custo de operação do cenário de referência equivale a R\$43 bilhões, ou seja, nesta sensibilidade a mudança de operação das UHEs representou um aumento de 23% no custo de operação do sistema ao longo do horizonte do PDE.

Especificamente com relação ao IND 7, a simples comparação da carga líquida anual entre dois PDEs subsequentes não guarda relação direta com a recuperação dos reservatórios por diversos fatores, dentre os quais destacamos:

- A carga líquida a cada ano sofrerá variações em função da revisão das variáveis utilizadas na projeção da carga bruta. Caso ocorra um crescimento da economia acima do projetado, a carga líquida do PDE subsequente poderá aumentar, o que não estará de acordo com a meta estabelecida.
- Na verdade, o IND 7 pode ser um problema uma vez que trabalha com projeções. Todas as demais variáveis, podem impactar em seu cálculo, com por exemplo o montante de inflexibilidade das UTEs estabelecidas na Lei nº 14.182/21, bem como o crescimento da MMGD.
- Para que a carga líquida das UHEs seja gradualmente reduzida, da forma que a meta propõe, será necessário que as fontes renováveis e a MMGD desloquem o mercado de energia previamente atendido pelas UHEs. Na verdade, esse deslocamento representa uma sobre oferta de energia, que representaria em tese um aumento do nível dos reservatórios. Essa premissa representa impacto comercial direto no modelo de negócios vigente das UHEs. Portanto, tal medida deve ser elaborada em conjunto com a reformulação do desenho de mercado que remunera as UHEs.

Adicionalmente aos pontos já elencados acima, não ficou clara a necessidade de meta associada a esse indicador, lembrando novamente que inclusive trata-se de um dado projetado, que é influenciado por diversas variáveis. Por fim, corrigindo a estrutura do IND7 e retirando a sua obrigação de meta, sugerimos associar a carga líquida à outras grandezas como forma de enriquecer as análises, como por exemplo a carga líquida em relação ao percentual de regularização dos reservatórios ou mesmo comparativamente à expansão das fontes intermitentes.

4. Resumo das Contribuições

- As Ações estabelecidas no Plano de Recuperação dos Reservatórios impactam de forma relevante todos os agentes do setor elétrico, em especial as usinas hidrelétricas. Contudo, a elaboração do Plano não contou com a participação dos agentes. Assim, é importante que as atividades correlatas ao Plano sejam discutidas com a sociedade por meio do processo de Consulta Pública.
- É fundamental que a construção das Ações do PRR e os Indicadores Globais sejam feitos em conjunto com análises que quantifiquem os seus impactos comerciais nos diversos agentes.
- A Ação CP 1 do PRR afirma que a periodicidade de recalibração dos parâmetros do CVaR é anual e que tal ação já está implementada. Contudo, tal afirmação não se encontrava oficialmente estabelecida até o último ciclo de aprimoramentos da CPAMP, encerrado em julho/22. Destaca-se que até então, desde a concepção do CVaR nos modelos computacionais, a periodicidade de recalibração tem sido maior que a anual.
- As Ações CP 3, CP 10 e MP 2 do PRR são talvez as mais importantes dado o potencial impacto comercial no setor elétrico de uma forma geral e nas usinas hidráulicas especificamente. Portanto, é fundamental que todas as propostas e metas estabelecidas a partir dessas ações sejam bem desenhadas e contem com a participação dos agentes por meio de Consultas Públicas.
- Com relação aos IND 1 e 2:

- A definição do período equivalente a dez anos escolhido para a média móvel deveria ter sido melhor explicitado, demonstrando por exemplo como variou a média móvel da EAR para outros períodos móveis.
- O relatório carece de maior detalhamento em relação ao estabelecimento das metas associadas aos indicadores, especialmente em termos de quantificação dos custos para se atingir as referidas metas, bem como os consequentes impactos comerciais nos diversos agentes.
- O estabelecimento da meta associada ao IND 2 aumenta o risco de operação desotimizada do sistema, uma vez que a estratégia ótima de operação determinada pelos modelos computacionais pode fazer com que ocorra uma diferença de armazenamento entre bacias hidrográficas em nível superior à meta estabelecida de 20%.
- Com relação ao IND 7:
 - O cálculo não considera o comportamento estocástico das fontes renováveis.
 - O indicador pressupõe que a expansão da matriz elétrica por fontes renováveis fará com que ocorra uma mudança de paradigma na operação das UHEs, fazendo com que essas usinas deixem de ser remuneradas pelo atributo energia e passem a ser remuneradas pela potência ou flexibilidade. Contudo, são necessários estudos mais profundos que avaliem os impactos comerciais nas UHEs e proponham como se dará a remuneração dos demais atributos que atualmente não são remunerados.
 - Estabelecer como meta a redução da carga líquida a ser atendida pelas UHEs, sem a correta quantificação dos custos associados a uma mudança dessa natureza vai de encontro aos princípios da estabilidade regulatória e modicidade tarifária, bem como pode inviabilizar os investimentos já realizados no parque em operação atualmente.
 - A simples comparação da carga líquida anual entre dois PDEs subsequentes não guarda relação direta com a recuperação dos reservatórios.