

# **Contribuição Auren Energia**

**Consulta Pública MME 160/2023**

Diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP) de 2024

## INTRODUÇÃO

A Consulta Pública 160/2024 do Ministério de Minas e Energia (MME) visa discutir as diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica (LRCAP) de 2024.

A Auren aproveita a oportunidade para parabenizar o MME pela presente discussão pública e, especialmente, pelos avanços propostos nas diretrizes do 2º LRCAP que insere a fonte hidrelétrica no rol de empreendimentos elegíveis a participação neste certame.

- **Participação de empreendimentos hidrelétricos:**

Destacamos como positiva a proposta do ministério em incluir os empreendimentos hidrelétricos, não restringindo a contratação de potência apenas aos empreendimentos termelétricos.

Vale destacar que essa proposição, além de promover maior competitividade ao LRCAP, poderá viabilizar investimentos no setor elétrico brasileiro já há muito tempo previstos, mas que não tinham viabilidade econômica. Especialmente, o leilão poderá viabilizar ampliações de capacidade em certas usinas hidrelétricas existentes, agregando flexibilidade operativa e contribuindo para a segurança elétrica nacional.

Segundo estudo<sup>1</sup> publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), atualmente existiria um potencial de cerca de 7,2 GW de expansão de potência a partir da ampliação de hidrelétricas existentes, muitas das quais com infraestrutura civil pronta, podendo agregar ponta ao sistema a um preço bastante competitivo.

Cabe lembrar que após a publicação da Lei nº 14.120/2021, que instituiu o Leilão de Reserva de Capacidade no arcabouço regulatório do setor, finalmente se concretizou finalmente o instrumento necessário para viabilizar estes investimentos em unidades adicionais de geração em hidrelétricas existentes. Isto porque, na elaboração dos projetos básicos destas hidrelétricas, identificou-se que, embora estas unidades adicionais tivessem uma baixa contribuição

---

<sup>1</sup> Nota Técnica EPE-DEE-088/2019-r0 - Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas: Ganhos de eficiência, energia e capacidade instalada.

energética (ou seja, pouca garantia física ao sistema), eram unidades com elevada capacidade de geração de ponta ao sistema. Agora finalmente se materializa o instrumento de mercado que poderá viabilizar estes investimentos.

- **Participação de baterias:**

Ainda sobre as discussões relacionadas à diversificação das fontes elegíveis ao certame, a Auren aproveita a oportunidade para corroborar com a **não elegibilidade à participação dos sistemas de armazenamento** (no caso baterias), neste momento, sem prejuízo da reanálise e possibilidade de inserção da tecnologia em leilões futuros.

Isto porque **não há regulamentação que possibilite a participação dos sistemas de baterias**, sendo necessário que as discussões relacionadas ao tema sejam endereçadas via Agenda Regulatória<sup>2</sup> da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para a sua efetiva inserção em certames futuros, especialmente após a conclusão da Consulta Pública 039/2023.

Faltam inúmeras definições. Não há previsão quanto ao regime de exploração desta tecnologia no setor: os atuais normativos que regem a emissão de outorgas de empreendimentos não preveem a figura do “armazenador puro” nem a possibilidade de hibridização ou associação de baterias com outras fontes de geração. Tão pouco há regras quanto à comercialização de energia: bateria não gera energia, armazena energia produzida por alguém e esta relação comercial necessita ser regulamentada. Não há conceitos definidos a respeito das regras operativas, ou seja, como estes ativos seriam operados pelo ONS em tempo real e nem previsão de inserção deste tipo de empreendimento nos modelos computacionais de formação de preço. Em suma, falta arcabouço normativo de modo a permitir a adequada avaliação e quantificação de riscos.

A nosso ver, carecem ainda estudos de planejamento indicando as localidades em que a instalação de sistemas de armazenamento seriam úteis ao Operador. Deveriam ser implantadas próximas aos centros de maior demanda de potência, com baixo risco de limitação de escoamento de transmissão, e não próximas às

---

<sup>2</sup> A Agenda Regulatória ANEEL 2024 prevê para o 1º semestre de 2024 a conclusão da Consulta Pública 039/2023, que discutiu a regulamentação para o armazenamento de energia elétrica, incluindo usinas reversíveis e baterias. Importante destacar que a minuta em discussão na CP 39 prevê um roadmap de inserção dessas tecnologias no sistema em longo prazo, com conclusão da implementação apenas no segundo semestre de 2027.

localidades onde estão hoje instalados grande parte dos geradores eólicos e solares, como pleiteiam os investidores interessados nesta tecnologia, e afastados dos centros de carga.

No que tange a inserção de baterias para o controle de estabilidade, este tipo de serviço deveria ser contratado via prestação de Serviços Ancilares, e não por meio de Leilão de Reserva de Capacidade. Não se deve desvirtuar o objetivo do LRCAP, qual seja, o de contratar recursos para proporcionar flexibilidade operativa, para fazer frente a atual rampa de carga, que já atinge ao menos 6 horas de duração ao dia, com um volume, em média, de 25 GW! (ou seja, 5 vezes mais o que se requeria anos atrás, e que dobrará de tamanho nos próximos 4 anos, segundo estudos recentes divulgados pelo ONS).

Não menos importante, apesar dos diversos avanços tecnológicos observados recentemente e que proporcionaram reduções significativas nos custos das baterias, os custos de investimento em baterias ainda são expressivos e caros. Entende-se que dever-se-ia continuar monitorando o avanço e o barateamento da tecnologia de modo a inseri-la em momento propício, proporcionando modicidade para o consumidor. Segundos estudos encomendados pela ANEEL à PSR/GIZ<sup>3</sup> haveria potencial de redução de custos, até o final desta década, em torno de 50-60% para quase todas as tecnologias de baterias eletroquímicas, o que demonstra ser mais benéfico para o consumidor aguardar alguns anos.

Por fim, cabe comentar a degradação dos equipamentos ao longo do seu uso, o que exige (ou deveria exigir) a necessidade de um sobredimensionamento da capacidade na partida, tornando o custo unitário das baterias ainda mais caro em relação às demais tecnologias participantes do certame.

- **Participação de empreendimentos termelétricos:**

Outro tema relacionado à elegibilidade das fontes que merece atenção do MME se refere à participação das termelétricas, especialmente quanto aquelas que apresentam inflexibilidade ou sejam mais poluentes.

Importante destacar que no material disponibilizado na presente Consulta Pública, não foram especificados os combustíveis candidatos à habilitação técnica

---

<sup>3</sup> Estudo completo disponibilizado no âmbito da CP 039/2023, disponível na página da Consulta Pública na ANEEL, documento: “4.1. Apêndice C.PSR+GIZ - Armazenamento Relatório 1-Tecnologias de Armazenamento”.

no LRCAP 2024, solicitando que os agentes setoriais se posicionassem quanto ao limite máximo para o custo variável unitário em suas contribuições públicas.

Nesse sentido, a Auren se posiciona de forma contrária à consideração de termelétricas à óleo combustível e óleo diesel no 2º LRCAP, mesmo que para empreendimentos existentes. Entendemos que uma eventual contratação dessas fontes pode aumentar as emissões de CO<sup>2</sup> no setor elétrico, impedindo a certificação da produção do hidrogênio verde e a comercialização/exportação de toda a economia verde do país.

Ainda, para os empreendimentos termelétricos a gás, a Auren entende que sua elegibilidade deve ser considerada, porém, com a condicionante de 100% de flexibilidade. Ou seja, visto que o LRCAP visa a contratação de fontes despacháveis para, especialmente, o atendimento da ponta, entendemos ser imperativo a participação de empreendimentos que considerem uma operação com flexibilidade integral ao sistema.

- **Relevância do LRCAP para a operação do SIN:**

Apresentadas as questões relacionadas à competitividade e oferta do certame, a Auren destaca a seguir a relevância da contratação de potência para a atual e futura operação do SIN.

É inevitável observar que o aumento da participação de fontes intermitentes, como eólica e solar, somadas à redução da participação de geração hidrelétrica no sistema, vem alterando as características de operação e suprimento do parque gerador do país, demandando cada vez mais a contratação centralizada de recursos que dão flexibilidade operativa ao SIN.

Este novo cenário exige planejamento integrado, para que seja mantido o balanço adequado entre oferta e demanda, tanto em termos de energia como de potência, com eficiência econômica e com segurança de suprimento.

Historicamente, o suprimento do país foi atendido com a construção de inúmeras hidrelétricas que, ao assegurar o fornecimento de energia, traziam como subprodutos os demais atributos igualmente necessários para a confiabilidade da operação.

De qualquer maneira, nas últimas décadas, verificou-se uma mudança na expansão da matriz brasileira com maior diversidade de fontes, e uma alteração

no perfil de demanda, especialmente nos momentos de pico de consumo. Como consequência dessa evolução, o sistema vem deixando de ser restrito somente em energia, para se tornar também restrito em capacidade de potência.

Os impactos dessa mudança já são observados na operação do sistema e devem se intensificar até o final desta década, segundo estimativas apresentadas no Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN (PAR/PEL 2023 – Ciclo 2024/2028) do ONS, a rampa de carga atendida por geração hidrelétrica é de aproximadamente 25 GW em 2024 e pode chegar à ordem de 50 GW no último ano do horizonte do estudo, 2028:

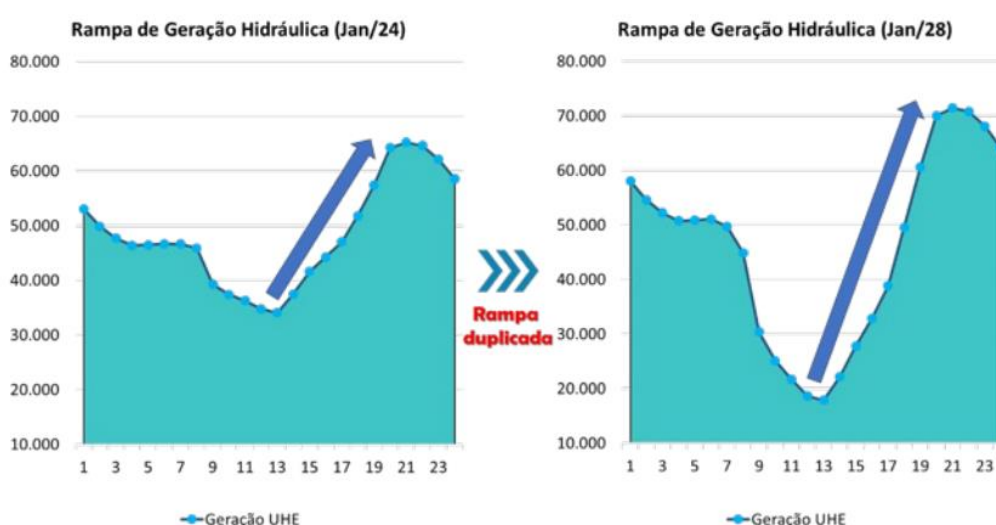


Figura I: Fonte: ONS/2023 – Perfil da geração hidrelétrica do SIN frente às rampas de cargas previstas para 2024 e 2028

O Operador fundamenta que a duplicação na intensidade da rampa de carga é justificada pelo aumento da geração solar tanto centralizada quanto distribuída, assim, principalmente durante a transição do período diurno para o período noturno, é necessário coordenar a saída da geração solar, pelo perfil intermitente da fonte, com a entrada de geração hidráulica, garantindo a manutenção do atendimento às cargas do sistema sem qualquer interrupção durante a rampa.

Conforme apresentado ao longo desta seção introdutória, a proposição de um novo leilão de reserva de potência ainda em 2024 é de suma importância para o país, tanto do ponto de vista da oferta, visto que ele pode proporcionar investimentos adicionais na geração hidrelétrica, como do ponto de vista da demanda do sistema, uma vez que as alterações em curso na operação diária do sistema demandarão cada vez mais a contratação de recursos com flexibilidade operativa.

As próximas seções deste documento apresentam as contribuições da Auren aos aprimoramentos propostos pelo MME nesta Consulta Pública. Em suma, a Auren corrobora com boa parte das propostas apresentadas pelo MME, porém contribui com questões adicionais que visam esclarecer pontos específicos, especialmente no que tange a participação dos empreendimentos hidrelétricos.

## CONTRIBUIÇÕES AUREN

### PRODUTO POTÊNCIA HIDRELÉTRICA E A INDISPONIBILIDADE DAS UNIDADES GERADORAS

A minuta de Portaria disponibilizada para consulta pública propõe que o Produto Potência Hidrelétrica seja um produto cujo compromisso considere a disponibilidade de potência ao sistema. Esta descrição do produto é de suma importância visto que o despacho é realizado de forma centralizada e diretamente pelo ONS, não dispondo os agentes hidrelétricos de poder de decisão para gerar mais ou menos.

Desse modo, entendemos que a aferição da entrega do produto hidrelétrico deve estar limitada a averiguação da disponibilidade física dos equipamentos, por meio da apuração dos indicadores de performance, que considere separadamente as unidades geradoras objeto da ampliação, permitindo que sejam calculadas as taxas de indisponibilidade forçada e programada efetivamente verificadas ao longo dos meses. Corroboramos por tanto com a proposta da minuta de contribuição que propõe um produto de disponibilidade de potência para as hidrelétricas.

Considerando que a regulação vigente<sup>4</sup> já aborda as disposições gerais do padrão de qualidade do serviço de geração de energia elétrica, prevendo a realização de fiscalizações periódicas e aplicação de sanções, definidas nos termos da Resolução Normativa nº 846/2019, entendemos que, demais penalidades deveriam estar previstas no âmbito do próprio contrato a ser firmando no LRCAP, cujas diretrizes deverão constar claramente na portaria a ser editada.

Isto posto, solicitamos a exclusão do termo “a serem definidas pela Aneel” uma vez que seria inadequado no contexto do certame, por dar abertura a definição de penalidades não previstas em contrato ou edital.

Sendo assim, a Auren sugere os seguintes aprimoramentos na minuta de Portaria:

Minuta de Portaria CP nº 160/2024

Contribuição

<sup>4</sup> Resolução Normativa nº 1.033/2022, de 26 de julho de 2022



<p>§ 1º A apuração do desempenho operativo será realizada em base mensal, observando-se a efetiva disponibilidade e, para empreendimentos termelétricos, os requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o inciso V do art. 9º desta Portaria Normativa.</p>	<p>§ 1º A apuração do desempenho operativo será realizada em base mensal, observando-se a efetiva disponibilidade <b>dos equipamentos para empreendimentos hidrelétricos e</b>, para empreendimentos termelétricos, os requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o inciso V do art. 9º desta Portaria Normativa.</p>
<p>Art. 12 , § 3º (...) IV - os contratos deverão conter, sem prejuízo de outras penalidades aplicáveis, cláusulas de abatimento ou ressarcimento da Receita Fixa por indisponibilidade ou não entrega da potência requerida, de acordo com as Diretrizes estabelecidas nesta Portaria Normativa.</p>	<p>Art. 12 , § 3º (...) IV - os contratos deverão conter, sem prejuízo de outras penalidades <b>previstas na regulação vigente aplicáveis</b>, cláusulas de abatimento ou ressarcimento da Receita Fixa por indisponibilidade ou não entrega da potência requerida, de acordo com as Diretrizes estabelecidas nesta Portaria Normativa.</p>
<p>Art. 12 (...) § 6º Os CRCAPs deverão prever as seguintes penalidades, sem prejuízo de outras a serem definidas pela Aneel:</p> <p>I - pelo não atendimento aos requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o inciso V do art. 9º; II - pela declaração de indisponibilidade acima dos Índices de Referência informados no ato do Cadastramento; III - pelo não atendimento aos compromissos de entrega de disponibilidade de potência negociados no LRCAP de 2024; e IV - pelo não atendimento ao despacho centralizado nas condições definidas pelo ONS.</p>	<p>Art. 12 (...) § 6º Os CRCAPs deverão prever as seguintes penalidades, sem prejuízo de outras <b>a serem definidas pela Aneel previstas na regulação vigente:</b></p> <p>I - pelo não atendimento aos requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que trata o inciso V do art. 9º; II - pela declaração de indisponibilidade acima dos Índices de Referência informados no ato do Cadastramento; III - pelo não atendimento aos compromissos de entrega de disponibilidade <b>hidrelétrica ou de potência termelétrica</b> negociados no LRCAP de 2024; e IV - pelo não atendimento ao despacho centralizado nas condições definidas pelo ONS.</p>

## APURAÇÃO DA INDISPONIBILIDADE DE UNIDADE GERADORA HIDRELÉTRICA

Em relação a necessidade de entrega de disponibilidade de potência para os vencedores do certame, a Nota Técnica nº 37/2024/DPOG/SNTEP, disponibilizada no âmbito da CP nº160/2024, traz uma inovação comparativamente à mecânica adotada em 2021.

Enquanto no primeiro LRCAP, realizado em 2021, o MME adotou como requisito a necessidade de entrega de disponibilidade de potência em todos os momentos do contrato, descontadas a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada, TEIF,

e a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada, TEIP, para o LRCAP de 2024, retirou-se tal possibilidade para o TEIF.

Na minuta de Portaria verifica-se que o gerador será penalizado pelos períodos de indisponibilidade forçada, sem que haja qualquer ressalva para as horas de parada dentro da TEIF declarada pelo gerador no momento do cadastramento no LRCAP.

Ao não considerar esta possibilidade de horas para o TEIF, cria-se, uma obrigação de entrega inexecutável tendo em vista que, neste ínterim - de suprimento do contrato - paradas forçadas ocorrerão, inevitavelmente, alocando-se, portanto, um risco desproporcional ao gerador caso a disponibilidade dos equipamentos seja verificada durante todas as horas de entrega do produto, sem qualquer expurgo.

Para exemplificar a disparidade entre Objetivo x Penalidade que está sendo proposto na minuta de Portaria, a Auren realizou um levantamento utilizando como base o relatório "Indicadores de desempenho das Funções Geração por unidade geradora em base mensal", disponível para consulta no site do ONS, em que é possível constatar que, para o ano de 2023, somente 3 usinas (de um universo de 157 despachadas centralizadamente) não sofreriam algum tipo de penalidade no âmbito do CRCAP tendo em vista os índices verificados de indisponibilidade forçada, ou seja, a proposta colocada em pauta distancia-se da razoabilidade técnica.

Além disso, a apuração das indisponibilidades ao longo das 8760 horas do ano, sem nenhuma franquia para TEIF, resultaria em penalidades extremamente elevadas para um percentual representativo de usinas: 70% das usinas teriam penalidades superiores à 10%, das quais metade superariam 20%. De certo que é necessário haver penalidades, contudo, **como paradas forçadas irão ocorrer inevitavelmente**, o que se deve procurar é penalizar aquelas que não estejam em um faixa típica para o equipamento.

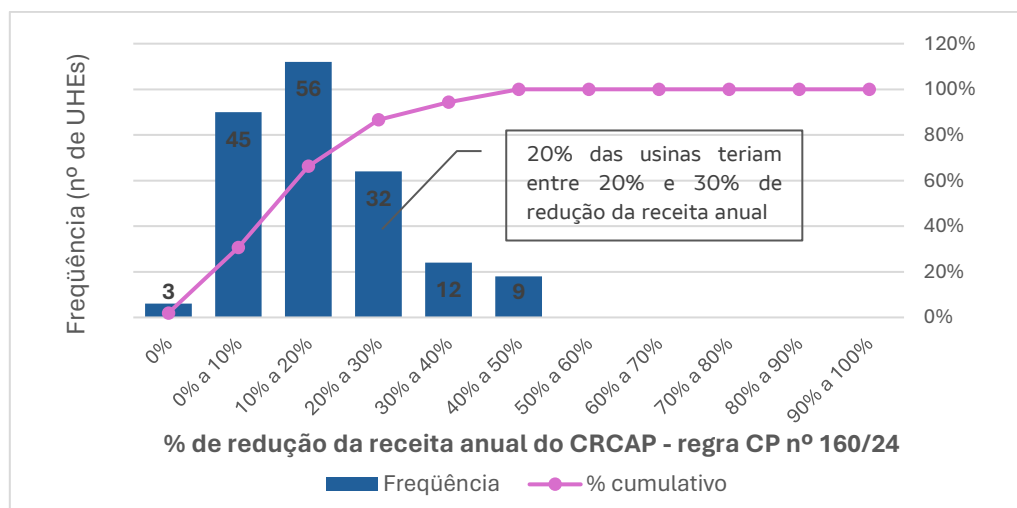


Figura 11: Elaboração própria utilizando base de dados do ONS - "Indicadores de Desempenho das Funções de Geração por Unidade Geradora em Base Mensal" para o ano de 2023

Dessa forma, solicita-se que, ou bem sejam aplicadas penalidades somente acima de uma determinada taxa de TEIF declarada, ou que o percentual ora proposto de 5% seja ajustado para 1% e que a variável TEIF utilizada na formulação algébrica que determina a Disponibilidade Máxima Potência (segundo Informe Técnico EPE-DEE-IT-017/2024-r0) seja retirada, de modo a não penalizar duplamente o agente.

Ainda em relação a aplicação de penalidade por hora de indisponibilidade, há de proporcionalizar a aplicação **sobre a receita associada ao número de unidades geradoras indisponíveis** e não à receita mensal total de todas as unidades contratadas. Por exemplo, uma ampliação composta de 2 Unidades Geradoras (UGs) de mesma potência, que apresente 5 horas de indisponibilidade para uma única UG em um determinado mês, deveria ter como penalidade uma redução de 12,5% da receita mensal ( $5\% * 5 \text{ horas} * \frac{1}{2} \text{ máquinas indisponíveis}$ ), e não de 25% ( $5\% * 5 \text{ horas}$ ) pois não foi identificada indisponibilidade em todas as unidades geradoras.

Desta forma, sugere-se que o percentual de penalidade de redução na receita mensal para cada hora de indisponibilidade seja (i) aplicável somente para horas de parada forçada que já tenham excedido a referência mensal do TEIF e (ii) proporcional à potência instalada de unidades geradoras indisponíveis, assegurando níveis de penalidade proporcionais com uma sinalização de preço mais adequada para o LRCAP 2024.

Minuta de Portaria CP nº 160/2024	Contribuição
<p>Art. 5º, § 3º (...) II - a indisponibilidade de unidade geradora hidrelétrica implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de indisponibilidade, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração.</p>	<p>Art. 5º, § 3º (...) II - a indisponibilidade de unidade geradora hidrelétrica implicará a redução <del>mínima</del> de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput, para cada hora de indisponibilidade <del>verificada acima da TEIF declarada</del>, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração.</p> <p>OU</p> <p>II - a indisponibilidade de unidade geradora hidrelétrica implicará a redução <del>mínima</del> de <del>um</del> por cento da parcela mensal de que trata o caput, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração.</p> <p>(...)</p> <p>§ 5º A redução de receita prevista no inciso II deve ser aplicada de forma proporcional à potência instalada das unidades geradoras indisponíveis.</p>
<p>Art. 5º (...) § 4º As indisponibilidades programadas do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente definidos pelo ONS, conforme regulação da Aneel, e, apenas neste caso, não estarão sujeitas a redução de receita de que trata o § 3º.</p>	<p>Art. 5º (...) § 4º As indisponibilidades programadas do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente definidos <del>pel</del>entre o gerador e o ONS, conforme regulação da Aneel, e, apenas neste caso, não estarão sujeitas a redução de receita de que trata o § 3º.</p>
<p>Art. 6º Para fins de participação no LRCAP de 2024, a disponibilidade de potência referente a empreendimentos de ampliação de capacidade instalada de usinas hidrelétricas será calculada conforme metodologia definida pela EPE.</p>	<p>Art. 6º Para fins de participação no LRCAP de 2024, a <del>disponibilidade máxima de potência</del> referente a empreendimentos de ampliação de capacidade instalada de usinas hidrelétricas será calculada conforme metodologia definida pela EPE.</p>
<p>Art. 12 (...) § 4º Os CRCAPs deverão prever que: I - o vendedor não estará isento da obrigação de disponibilidade de potência, mesmo que dentro do limite da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF); II - as Indisponibilidades Programada (IP) do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente definidos pelo ONS, conforme regulação da Aneel;</p>	<p>Art. 12 (...) § 4º Os CRCAPs deverão prever que: I - o vendedor <del>não</del>estará isento da obrigação de disponibilidade de potência, <del>mesmo que dentro de nos períodos de indisponibilidade que excederem os limites mensais</del> da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e <del>Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (TEIP)</del>; II - as Indisponibilidades Programada (IP) do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente definidos <del>pel</del>acordados entre o gerador e o ONS, conforme regulação da Aneel;</p>

## CÁLCULO DA GARANTIA FÍSICA E DISPONIBILIZAÇÃO DA ENERGIA DAS HIDRELÉTRICAS PARA O MRE

No que tange o cálculo de Garantia Física, a minuta de Portaria limita-se a tratar dos empreendimentos termelétricos, sem fazer qualquer menção aos empreendimentos hidrelétricos.

Ainda que a Garantia Física adicional para as hidrelétricas seja residual, haverá um pequeno volume de lastro agregado ao sistema, que poderá ser considerado na avaliação econômico-financeira do projeto com efeitos positivos para o consumidor. A energia por sua vez deverá, conforme já previsto no Decreto 2.655/1998, ser destinada ao MRE, dispondo o gerador, contudo, do lastro para livre negociação.

Minuta de Portaria CP nº 160/2024	Contribuição
<p>Art. 7º Para fins de participação no LRCAP de 2024, a garantia física de energia dos empreendimentos de geração termelétrica será calculada, conforme a metodologia definida na Portaria nº101/GM/MME, de 22 de março de 2016.</p> <p>Parágrafo único. A garantia física de energia dos empreendimentos termelétricos que se sagrarem vencedores no LRCAP de 2024 terá vigência limitada ao término dos Contratos de Potência de Reserva de Capacidade - CRCAPs e será revisada periodicamente, conforme metodologia a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia.</p>	<p>Art. 7º Para fins de participação no LRCAP de 2024, a garantia física de energia dos empreendimentos de geração <b>termelétrica e hidrelétrica</b> será calculada, conforme a metodologia definida na Portaria nº101/GM/MME, de 22 de março de 2016, <b>e Portaria nº406/GM/MME, de 16 de outubro de 2017.</b></p> <p>Parágrafo <del>único</del>-primeiro. A garantia física de energia dos empreendimentos termelétricos que se sagrarem vencedores no LRCAP de 2024 terá vigência limitada ao término dos Contratos de Potência de Reserva de Capacidade - CRCAPs e será revisada periodicamente, conforme metodologia a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia.</p> <p><b>Parágrafo segundo. Para empreendimentos hidrelétricos que se sagrarem vencedores no LRCAP de 2024, será calculada a Garantia Física adicional referente à ampliação, dispondo o empreendedor livremente deste lastro para comercialização no mercado. <del>que será destinada ao MRE, conforme os termos do Decreto 2.655/1998.</del></b></p> <p><b>Parágrafo terceiro. Para empreendimentos hidrelétricos que se sagrarem vencedores no LRCAP de 2024, a energia gerada será</b></p>

	destinada ao MRE, como previsto no Decreto 2.655/1998.
--	--

## POSTERGAÇÃO DO INÍCIO DE SUPRIMENTO DO PRODUTO HIDRELÉTRICO

A contratação de unidades geradoras adicionais requer estudos e projetos personalizados, não se tratando, portanto, de “produtos de prateleira” ou feitos em série, prontos para serem adquiridos a qualquer tempo. Desta forma, a fabricação é personalizada para cada usina e requer um tempo para sua produção e entrega. O prazo atual de início do suprimento do LRCAP proposto para 1º de janeiro de 2028 poderá não ser atendido.

Diante disso, recomenda-se que o prazo de início de suprimento seja ajustado em 6 meses, ou seja, **para até 1ª de julho de 2028**, com possibilidade de eventual antecipação.

Texto Proposto MME	Texto Sugerido
Art. 12 § 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP de 2024 ocorrerá: (...) III - em 1º de janeiro de 2028, para o Produto Potência Hidrelétrica 2028, de que trata o inciso III do art. 4º	Art. 12 § 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP de 2024 ocorrerá: (...) III - <del>em 1º de janeiro de 2028</del> até 1º de <b>julho de 2028</b> , para o Produto Potência Hidrelétrica 2028, de que trata o inciso III do art. 4º

## DOCUMENTOS NECESSÁRIOS PARA HABILITAÇÃO DAS UHES

O processo de habilitação na EPE é regido pela Portaria MME nº 102/2016, que estabelece as condições gerais para cadastramento de empreendimentos de geração em leilões. Dentre os documentos que devem ser apresentados para a EPE no momento do cadastramento destacamos:

- Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica - DRDH, emitida pelo órgão competente;
- Licenciamento ambiental.

Ocorre que, para os casos de ampliações de UHEs em operação a documentação a ser emitida apresenta algumas especificidades, que a princípio, não estariam contempladas do texto da Portaria MME nº 102/2016.

### i. Licenciamento Ambiental

No caso da ampliação de usinas hidrelétricas já em operação, visando a motorização de poços existentes, o órgão licenciador tem sinalizado que o processo envolverá alteração da atual Licença de Operação (LO), para que considere a ampliação pretendida. Contudo, esta alteração apenas ocorreria após implantada as unidades adicionais.

Para fins de habilitação, o órgão vem sinalizando que o documento que poderia ser emitido seria uma carta “Anuência para Alteração das Características Técnicas do Empreendimento”. Tão logo, os equipamentos estejam instalados, e sejam atendidas as exigências do plano de controle ambiental, o órgão providenciaria a alteração da LO.

Dessa forma, faz-se necessário prever, dentre os documentos citados pela Portaria MME nº 102/2016, a carta “Anuência para Alteração das Características Técnicas do Empreendimento”.

Minuta de Portaria CP nº 160/2024	Contribuição
N/A	Art. 8º (...)  § 6º Para empreendimentos com LO - Licença de Operação válida, mas com potência informada neste documento inferior à potência referente à ampliação habilitável, serão aceitas autorizações ou anuências dos órgãos licenciadores para a implantação de estruturas e equipamentos que resultem na ampliação da capacidade instalada da usina.

### ii. Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica - DRDH

Com relação à Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica - DRDH, de acordo com o disposto na Resolução Conjunta ANA-ANEEL n. 1.305/2015, o rito a ser adotado para a UHEs que já possuem Outorga de Direito de Uso de Recursos

Hídricos (ODURH) vigente será a revisão da atual Outorga e não emissão de DRDH, a qual se aplica somente para novos empreendimentos. Desta forma, a ODURH revisada deverá ser aceita para fins de habilitação técnica destes empreendimentos existentes.

Minuta de Portaria CP nº 160/2024	Contribuição
N/A	Art. 8º (...)  § 7º Para empreendimentos hidrelétricos com outorga de recursos hídricos válida, será aceita, para fins de habilitação técnica a ODURH revisada, contemplando a ampliação pretendida.

## POSTERGAÇÃO DA DATA DE REALIZAÇÃO DO LEILÃO E DOS PRAZOS PARA ENTREGA DOS DOCUMENTOS DE HABILITAÇÃO

O LRCAP de 2024 está previsto para ocorrer no dia 30 de agosto de 2024 e, para que seja viabilizada a participação de usinas hidrelétricas no certame, é necessário prazo suficiente para a apresentação da documentação exigida no processo habilitação técnica dos projetos na EPE.

Diante das necessidades acima identificadas, relativas ao licenciamento ambiental e DRDH, a Auren sugere a este MME que avalie a pertinência de postergar a realização do LRCAP 2024 para 18 de dezembro de 2024, para que haja tempo hábil para levantamento de toda a documentação e obtenção das manifestações dos órgãos reguladores e licenciadores necessários à participação no leilão, tendo em vista os órgãos envolvidos e seus ritos processuais.

Com relação ao licenciamento ambiental, no §7º do art. 4º da Portaria MME nº 102/2016, fica estabelecida a alternativa de se apresentar o protocolo do pedido de licenciamento no momento do cadastro. Contudo, para a análise definitiva da EPE, o documento final deve ser apresentado em até 80 dias antes da realização do Leilão. Ocorre que, diante da data atual para realização do leilão, seria até 11 de junho de 2024. Esse prazo dificilmente seria atendido pelos empreendimentos hidrelétricos tendo em vista a necessidade de elaboração de estudos, ainda que simplificados, e posterior análise do órgão ambiental.



No caso da ODURH, o prazo regulamentar estabelecido pela ANA para a emissão de revisão do documento é de 210 dias, possuindo como pré-requisito a anuência prévia da ANEEL quanto à revisão do Projeto Básico e do Contrato de Concessão, já contemplando as novas características do projeto.

Desta forma, tendo em vista o prazo exíguo para realização do leilão, a expectativa do prazo de cadastramento dos projetos, e as datas regulamentares para emissão da documentação pelos demais órgãos solicitamos que a EPE possa aceitar para análise, após o prazo de cadastramento, os itens (i) a (iv) listados abaixo, desde que entregues em até 15 (quinze) dias antes da realização do certame.

- i. Projeto da Ampliação de UHE, devidamente aprovado pela ANEEL;
- ii. Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica - DRDH, emitida pelo órgão competente;
- iii. Estudos e relatórios de impacto ambiental exigidos no processo de licenciamento;
- iv. Licenciamento ambiental.

Minuta de Portaria CP nº 160/2024	Contribuição
Parágrafo único. O Leilão previsto no caput deverá ser realizado em 30 de agosto de 2024.	Parágrafo único. O Leilão previsto no caput deverá ser realizado no dia <b>18 de dezembro de 2024</b> .
N/A	<p>Art. XX Para o LRCAP de 2024, não se aplica o disposto nos incisos VII, VIII e IX do § 3º, e inciso IV do § 4º do Art. 4º da Portaria nº 102, de 22 de março de 2016.</p> <p>Parágrafo único. A EPE poderá aceitar para análise, após o prazo estabelecido para solicitação do Cadastramento, desde que protocolados em até quinze dias antes da data de realização do leilão, os documentos estabelecidos:</p> <p>I - no § 3º, inciso VII, VIII e IX do Art. 4º Portaria nº 102, de 22 de março de 2016; e</p> <p>II - no § 4º, inciso IV, do Art. 4º Portaria nº 102, de 22 de março de 2016</p>

## CELEBRAÇÃO DOS CONTRATOS DE USO DA REDE (CUST/CUSD)

A minuta de Portaria disponibilizada para discussão pública indica a necessidade de apresentação dos Contratos de Uso da Rede de Transmissão/Distribuição, (CUST/CUSD), à EPE em prazo de até 75 (setenta e cinco) dias antes da data prevista para a realização do certame.

Em relação a esta matéria, a Auren possui dois pontos de contribuição: (i) factibilidade do prazo sugerido, tendo em vista a dinâmica que antecede a assinatura dos contratos e (ii) a apresentação de garantias financeiras – ambas contribuições serão caracterizadas mais detalhadamente na sequência.

### i. Factibilidade do prazo para apresentação do CUST/CUSD

Em relação à assinatura do CUST ou de seus Termos Aditivos, verifica-se que a ação é precedida de uma série de eventos até que se chegue ao objetivo final, que é o contrato assinado. Considerando de maneira hipotética uma ampliação, será necessário solicitar uma avaliação das condições do acesso, formalizada por meio do pedido de Parecer de Acesso, etapa que, por regulamentação, poderá levar até 100 (cem) dias<sup>5</sup>, para só então, na sequência, realizar a avaliação e assinatura do contrato, etapa que poderá levar, também de acordo com a regulamentação, 90 (noventa) dias<sup>6</sup>.

Isto posto, verifica-se que há uma incompatibilidade entre os prazos praticados e os prazos sugeridos neste certame, pois, para atendimento ao disposto no parágrafo 5º, Artigo 8, da referida minuta, restariam apenas cerca de 80 (oitenta) dias, a depender da data de protocolo de Parecer de Acesso, para que se percorresse um caminho que, usualmente, poderia levar até 190 (cento e noventa) dias.

Dessa forma, sugere-se que para fins de cadastramento no Leilão seja possível, a apresentação de um Documento Equivalente de Acesso emitido pelo ONS, com prazos de análise e publicação a serem definidos em Portaria. Adicionalmente, o CUST ou Termo Aditivo seria celebrado em data posterior ao Leilão.

Minuta de Portaria CP nº 160/2024	Contribuição
Art. 15 (...)	Art. 15 (...)

<sup>5</sup> Procedimentos de Rede - 7.1 - Acesso às instalações de transmissão, revisão 2023.08, itens 7 e 10 (Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>)

<sup>6</sup> Procedimentos de Rede - 7.1 - Acesso às instalações de transmissão, revisão 2023.08, item 17 (Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>)

<p>§ 1º Fica dispensada a apresentação do Parecer de Acesso ou documento equivalente, previstos no inciso V do § 3º do art. 4º da Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, para os empreendimentos de geração cuja potência elétrica será objeto de CRCAP, quando o Ponto de Conexão do Empreendimento ao SIN se enquadrar como Instalação de Rede Básica, Demais Instalações de Transmissão – DIT ou Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG, nos termos do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.</p>	<p><del>§ 1º Fica dispensada a apresentação do Parecer de Acesso ou documento equivalente, previstos no inciso V do § 3º do art. 4º da Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, para os empreendimentos de geração cuja potência elétrica será objeto de CRCAP, quando o Ponto de Conexão do Empreendimento ao SIN se enquadrar como Instalação de Rede Básica, Demais Instalações de Transmissão – DIT ou Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG, nos termos do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.</del></p> <p>§ 1º Para o LRCAP de 2024, considera-se como documento equivalente para acesso à Rede Básica, previsto no inciso V, do § 3º do Art. 4º da Portaria nº 102, de 22 de março de 2016, o Documento Equivalente de Acesso a ser emitido pelo ONS em até 30 (trinta) dias, contados da solicitação do agente de geração.</p> <p>I - A EPE poderá aceitar para análise, após o prazo estabelecido para solicitação do Cadastramento, desde que protocolado em até 15 (quinze) dias antes da data de realização do leilão, o Documento Equivalente de Acesso.</p>
<p>Art. 8 (...)</p> <p>§ 5º Os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST ou os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD deverão ser apresentados à EPE em até setenta e cinco dias, antes da realização do Leilão, sob pena de não serem considerados para fins de Habilitação Técnica.</p>	<p>Art. 8 (...)</p> <p>§ 5º Os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST, <del>ou</del> os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD <del>ou seus respectivos Termos Aditivos</del> deverão ser apresentados à EPE em até <del>setenta e cinco dias</del> <b>noventa dias</b>, <del>antes d</del> <b>após</b> a realização do Leilão, <del>sob pena de não serem considerados para fins de Habilitação Técnica.</del></p>

Subsidiariamente, caso não seja considerada a proposta de utilização do Documento Equivalente de Acesso, a minuta de Portaria deveria conter um comando explícito reduzindo o prazo de emissão do Parecer de Acesso, sendo este o documento a ser apresentado para fins de habilitação técnica pela EPE. O CUST ou seu Termo Aditivo, seria celebrado em até 90 dias após a realização do leilão.

<p>Art. 15 (...) § 1º Fica dispensada a apresentação do Parecer de Acesso ou documento equivalente, previstos no inciso V do § 3º do art. 4º da Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, para os empreendimentos de geração cuja potência elétrica será objeto de CRCAP, quando o Ponto de Conexão do Empreendimento ao SIN se enquadrar como Instalação de Rede Básica, Demais Instalações de Transmissão – DIT ou Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG, nos termos do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.</p>	<p>Art. 15 (...) <del>§ 1º Fica dispensada a apresentação do Parecer de Acesso ou documento equivalente, previstos no inciso V do § 3º do art. 4º da Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, para os empreendimentos de geração cuja potência elétrica será objeto de CRCAP, quando o Ponto de Conexão do Empreendimento ao SIN se enquadrar como Instalação de Rede Básica, Demais Instalações de Transmissão – DIT ou Instalação de Transmissão de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada – ICG, nos termos do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.</del></p> <p>§ 1º Para o LRCAP de 2024, não se aplica o disposto no inciso V do § 4º do Art. 4º da Portaria nº 102, de 22 de março de 2016.</p> <p>I – A EPE poderá aceitar para análise, após o prazo estabelecido para solicitação do Cadastramento, desde que protocolado em até 15 (quinze) dias antes da data de realização do Leilão, o Parecer de Acesso.</p> <p>II – Para o LRCAP de 2024, o Parecer de Acesso, previsto no inciso V, do § 3º – Art. 4º da Portaria nº 102, de 22 de março de 2016, deverá ser emitido pelo ONS em até 15 (quinze) dias, contados da solicitação do agente de geração.</p>
<p>Art. 8 (...) § 5º Os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST ou os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD deverão ser apresentados à EPE em até setenta e cinco dias, antes da realização do Leilão, sob pena de não serem considerados para fins de Habilitação Técnica.</p>	<p>Art. 8 (...) § 5º Os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST, <del>ou</del> os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD <del>ou seus respectivos Termos Aditivos</del> deverão ser apresentados à EPE em até <del>setenta e cinco dias</del> <b>noventa dias</b>, <del>antes d</del> <b>após</b> a realização do Leilão, <del>sob pena de não serem considerados para fins de Habilitação Técnica.</del></p>

## ii. Apresentação de garantias financeiras

O atual processo de acesso, prevê a necessidade de aporte de duas garantias prévias a entrada em operação comercial da geração. A Garantia Financeira para Solicitação de Acesso, GPA, apresentada no protocolo do pedido de acesso correspondente a 3 (três) meses de Encargo de Uso do Sistema de Transmissão, EUST, e a Garantia Prévia para Celebração do CUST, GPC, apresentada até 25 dias

da data limite para assinatura do CUST e correspondente a 40 (quarenta) meses de EUST.

Sendo assim, solicita-se que estas garantais sejam restritas apenas ao acréscimo do montante de uso do sistema de transmissão para comportar a ampliação da capacidade instalada.

Minuta de Portaria CP nº 160/2024	Contribuição
Inclusão do inciso I	Art. 8 (...)  I – A garantia financeira para solicitação de acesso, GPA, e a garantia prévia para celebração do CUST, GPC, de empreendimento que já possua CUST assinado, será exigida na proporção do MUST adicional solicitado, sendo dispensada para os casos que não demandam contratação de MUST adicional.

## CELEBRAÇÃO DOS TERMOS ADITIVOS AOS CONTRATOS DE CONCESSÃO

Solicita-se que seja incluído dispositivo na Portaria de diretrizes do Leilão prevendo a celebração dos Termos Aditivos aos Contratos de Concessão, dos empreendimentos hidrelétricos que se sagrarem vencedores no certame, contemplando a ampliação da capacidade contratada.

Minuta de Portaria CP nº 160/2024	Contribuição
-----------------------------------	--------------

<p>DO EDITAL E DOS CONTRATOS</p> <p>Art. 12. Caberá à Aneel elaborar o Edital, seus Anexos e os respectivos CRCAPs, bem como adotar as medidas necessárias para a promoção do LRCAP de 2024.</p>	<p>DO EDITAL E DOS CONTRATOS</p> <p>Art. 12. Caberá à Aneel elaborar os Termos Aditivos aos Contratos de Concessão relativos às ampliações de empreendimentos que se sagrarem vencedores do Produto Potência Hidrelétrica 2028.</p> <p>Art. <del>1312</del>. Caberá à Aneel elaborar o Edital, seus Anexos e os respectivos CRCAPs, bem como adotar as medidas necessárias para a promoção do LRCAP de 2024.</p>
--	--

## SOLICITAÇÃO DE ISENÇÃO DO PIS E COFINS POR MEIO DO REGIME ESPECIAL DE INCENTIVOS PARA O DESENVOLVIMENTO DA INFRAESTRUTURA - REIDI

A minuta de Portaria disponibilizada no âmbito desta Consulta Pública prevê em seu Art. 4, Inciso III ampliações de capacidades instaladas em usinas hidrelétricas.

Destacamos que a ampliação de capacidade em usinas hidrelétricas culminará em um novo projeto de infraestrutura se enquadrando, portanto, no Art. 2º da Lei nº 11.488/07 que reza sobre o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI.

*Art 2º - É beneficiária do REIDI a pessoa jurídica que tenha projeto aprovado para implantação de obras de infra-estrutura nos setores de transporte, portos, **energia**, saneamento básico e irrigação.*

O cerne desse item é esclarecer que o projeto de ampliação é um novo projeto de infraestrutura no âmbito da regulamentação supracitada, visto que todas as características técnicas, de investimento em infraestrutura energética, de processos de construção são análogas. Portanto, é fundamental explicitar que, mesmo com um aditivo na outorga, haverá um novo investimento, um novo projeto de implantação de infraestrutura e, por consequência, deve ser garantido o enquadramento no benefício retromencionado.

Nesse contexto, ressalta-se que expansões são vistas como investimentos em infraestrutura dentro do setor de geração de energia elétrica. Portanto, abaixo fornecemos detalhes sobre os ajustes necessários para garantir que o vencedor do LRCAP 2024 usufrua do incentivo fiscal do REIDI.

Minuta de Portaria CP nº 160/2024	Contribuição
Art. 4.  III- Produto Potência Hidrelétrica 2028, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de ampliação de capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes, despachadas centralizadamente, e que não foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.	Art. 4. (...)  III- Produto Potência Hidrelétrica 2028, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de ampliação de capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes, despachadas centralizadamente, e que não foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.  alínea a – Para os investimentos de infraestrutura em usinas hidrelétricas

	<p>existentes, ainda que referentes à ampliação, será possível a utilização do regime especial de incentivos para o desenvolvimento de infraestrutura – REIDI com base na Lei nº. 11.488, de 15 de junho de 2007, no Decreto nº 6.144, de 3 de julho de 2007, na Portaria nº. 318, de 1º de agosto de 2018, do Ministério de Minas e Energia – MME.</p>
--	---

## APRIMORAMENTOS NA METODOLOGIA PARA DETERMINAÇÃO DA POTÊNCIA MÁXIMA OFERTÁVEL

Na atual versão oficial do modelo NEWAVE, utilizado na cadeia de modelos, as hidrelétricas são representadas de forma agregada por meio de Reservatórios Equivalentes de Energia (REE). Porém, para fins de apuração do que seria a contribuição de potência de cada hidrelétrica para o sistema, a EPE desenvolveu a Ferramenta de Balanço de Potência, que individualiza os resultados considerando as características físicas de cada usina.

Entendemos que a definição dos Fatores de Disponibilidade de Capacidade (FDispCAP) citado no Informe Técnico da EPE No “EPE-DEE-IT-017/2024-r0”, não deve ser apurado por RE, sob pena de não capturar corretamente a real contribuição de cada hidrelétrica nos momentos mais críticos do sistema. Portanto, solicita-se que o FDispCAP seja calculado de forma individualizada, respeitando as características individuais de cada empreendimento, permitindo assim que haja uma competição justa entre os agentes.

Ademais, faz-se necessário incluir na formulação (6) do mesmo informe técnico da EPE, que trata do cálculo da Capacidade Total Comercializada, uma variável para representar as perdas internas das usinas, de modo que o resultado seja de fato a potência líquida que poderia ser entregue ao sistema pelo gerador, conforme abaixo:

$$CapTotComercializada_{usina} \leq FDispCap_{usina}^{anoRef} * PotAdicionada_{usina} * (1 - PerdasInternas_{usina})$$

Da mesma forma, como apontado anteriormente, faz-se necessário retirar o TEIF da formulação (3) do mesmo informe técnico da EPE caso não seja acatado o estabelecimento de uma franquia para estas indisponibilidades, conforme apresentado abaixo.

$$DisponibilidadeMaximaPotência_{usina,mês,cen} = Pinst_{usina} \chi (1 - IP_{usina}) \chi \left( \frac{h_{usina,mês,cen}}{h_{efusina}} \right)^\beta$$



## CONCLUSÃO

Em suma, as contribuições da Auren são:

1. Apoia a proposição do MME, da participação de ampliações de UHEs no mecanismo.
2. Sugere que não seja considerada a participação dos sistemas de baterias neste momento, sem prejuízo da inserção da tecnologia em leilões futuros.
3. É contrária à consideração de termelétricas à óleo combustível e óleo diesel no 2º LRCAP, e entende que UTEs a gás só devem ser elegíveis caso sejam 100% flexíveis.
4. Entende que eventuais penalidades para as UHEs no âmbito do CRCAP devem se limitar a uma redução de 5% na receita mensal para cada hora de indisponibilidade sendo (i) aplicável somente para horas de parada forçada que que já tenham excedido a referência mensal do TEIF e (ii) proporcional à potência instalada da Unidade Geradora indisponível. Ou que seja reduzido o percentual para 1% com eliminação da variável TEIF na formulação (3) do Informe Técnico da EPE No “EPE-DEE-IT-017/2024-r0”.
5. Propõe que seja reconhecida a Garantia Física adicional da ampliação de UHEs, da mesma forma que as usinas termelétricas terão sua Garantia Física reconhecida.
6. Propõe que o certame seja realizado em 18 de dezembro de 2024, e o prazo para entrega de documentos da Habilitação Técnica na EPE seja postergado para 15 dias antes do Leilão.
7. Sugere que o prazo de suprimento seja ajustado para que tenha início em 1º de julho de 2028, com possibilidade de eventual antecipação.
8. Sugere que os CUSTs dos empreendimentos vencedores do LRCAP sejam assinados em até 90 dias após a realização do leilão.
9. Sejam celebrados Termos Aditivos aos Contratos de Concessão, dos empreendimentos que se sagrarem vencedores no certame.
10. As ampliações dos empreendimentos hidrelétricos sejam consideradas como um novo projeto de infraestrutura sendo, portanto, passíveis de enquadramento no REIDI.
11. Os Fatores de Disponibilidade de Capacidade deverão considerar os resultados individualizados obtidos com a Ferramenta de Balanço de Potência

da EPE, que utiliza a metodologia proposta na NT EPE-DEE-NT-037/2021-r0.

12. Sejam abatidas as perdas internas das usinas, de modo que a capacidade total passível de ser comercializada no leilão seja de fato a potência líquida a ser entregue ao sistema pelo gerador.

