



CONSULTA PÚBLICA MME 160/2024

**DIRETRIZES PARA O LEILÃO DE RESERVA
DE CAPACIDADE NA FORMA DE POTÊNCIA**

26/abr/2024

1 INTRODUÇÃO

Este documento apresenta contribuição do instituto Acende Brasil sobre a definição das diretrizes para o **Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência (LRCap)** previsto para ser realizado em agosto de 2024. Esta contribuição foi preparada com base nos documentos apresentado na **Consulta Pública 160/2024 (CP 160) do Ministério de Minas e Energia (MME)** e de estudos realizados no âmbito do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento regulado pela Aneel (da Aneel PD-00387-0122/2022), intitulado “Metodologias e mecanismos para valorização e promoção da flexibilidade hidrelétrica (Flexibilidade Hidrelétrica)”, patrocinado pela CTG Brasil.

A realização do segundo LRCap, como proposto na Consulta Pública 160/2024, representa um avanço importante no sentido de promover a contratação de recursos de forma mais aderente aos requisitos do sistema elétrico de forma concorrencial e tecnologicamente neutra.

2 DEFINIÇÃO DOS REQUISITOS A SEREM ATENDIDOS

2.1 CRITÉRIOS PARA DEFINIÇÃO DO REQUISITO DE POTÊNCIA

A **Nota Técnica EPE-DEE-NT-050/2023-r0** apresenta uma análise dos critérios a serem empregados para definir o requisito de potência a ser atendido pelo LRCap. A análise conclui que o requisito deve ser definido como as 120 horas mais críticas de cada ano, sendo definido de forma *ex post* com base nas horas de maior carga líquida verificadas a cada ano.

Este critério representa os requisitos de potência do sistema de forma mais fidedigna, o que resulta em um melhor dimensionamento do montante de capacidade a ser contratado no LRCap.

Como apontado na Nota Técnica EPE-DEE-NT-050/2023-r0, este critério ex-post faz com que os proponentes participantes do LRCap internalizem o risco de avaliação dos momentos de maior criticidade do sistema, o que corrobora para a seleção das fontes e tecnologias mais adequadas a atender os requisitos do sistema. Como indicado na Figura 3 da Nota Técnica EPE-DEE-NT-050/2023-r0, as simulações da EPE sugerem que as horas críticas tendem a se concentrar nos meses de junho a agosto. Logo, o objetivo do LRCap deve ser disponibilizar potência adicional principalmente nas horas críticas que tendem a se concentrar nesta época do ano.

No entanto, a efetividade da definição do requisito depende do alinhamento do sistema de remuneração e penalização por indisponibilidade seja calibrada e alinhada, conforme discutido na próxima seção.

2.2 REMUNERAÇÃO E PENALIZAÇÃO

2.2.1 DEDUÇÃO DA RECEITA FIXA

Nos parágrafos 3.25 e 3.52 da **Nota Técnica 37/2024/DPOG/SNTEP** prevê-se um mecanismo de dedução da receita fixa baseada na apuração mensal da indisponibilidade dos geradores:

- “redução mínima de 5% da parcela mensal da receita para cada hora em que a potência requerida pelo ONS não for entregue pela usina”, no caso de termelétricas; e
- “redução mínima de 5% da parcela mensal para cada hora de indisponibilidade” da unidade geradora no caso de hidrelétricas.

Em ambos os casos a redução de receita seria limitada a 50% da Receita Fixa Mensal prevista pelo Contrato de Potência de Reserva de Capacidade (CRCap), sendo deduzido apenas as Indisponibilidades Programadas (IP) previamente programadas com o ONS.

Entende-se que se deseja que a potência esteja sempre disponível, mas tal mecanismo de dedução da receita fixa:

- (i) não é aderente à definição do requisito, descrito na Nota Técnica da EPE (descrito na seção anterior); e
- (ii) pode resultar e supressão desproporcional da receita fixa.

Seria mais adequado prever o ressarcimento de parcela da Receita Fixa recebida por indisponibilidade constatada nas 120 horas críticas de cada ano. Assim, poder-se-ia prever a devolução de 5% da Receita Fixa Mensal por hora crítica não atendida.

Adicionalmente, no caso das hidrelétricas sugere-se a redação: “redução mínima de 5% da parcela mensal da receita para cada hora em que a potência requerida pelo ONS não for entregue pela usina em função de indisponibilidade de unidade geradora”, de forma a prever redução de receita somente quando a indisponibilidade efetivamente afetar a operação planejada pelo ONS.

Neste sentido, propõe-se revisão da **minuta de portaria normativa** apresentada na **Portaria 774/GM/MME** de 7 de março de 2024:

LEGENDA: textos inseridos aparecem em vermelho sublinhado e textos excluídos aparecem ~~tachados~~

Art. 5º Pela disponibilidade da potência contratada, o titular do empreendimento fará jus à receita fixa, em R\$/ano, a ser paga em doze parcelas mensais, as quais poderão ser reduzidas conforme a apuração do desempenho operativo em meses anteriores.

§ 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.

§ 2º Fica alocado ao empreendedor o risco relativo à incerteza de despacho do seu empreendimento pelo ONS, inclusive no que se refere à quantidade de partidas e paradas, bem como ao tempo de operação e à quantidade de energia produzida.

§ 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela Aneel:

I - a não entrega da potência requerida por empreendimento termelétrico nas 120 horas críticas de cada ano implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de potência não entregue, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração; e

II - a indisponibilidade de unidade geradora hidrelétrica nas 120 horas críticas de cada ano implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora em que a potência requerida pelo ONS não for entregue pela usina em função de indisponibilidade de unidade geradora, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração.

2.2.2 PENALIDADES E COERÊNCIA DE INCENTIVOS

A penalização por indisponibilidade nos períodos não críticos deve ser balizada pelos índices de indisponibilidade informados pelo proponente no processo de cadastramento e habilitação para o LRCap:

- a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF); e
- a Indisponibilidade Programada (IP).

Estes teriam que ser apurados anualmente com base no desempenho nos 12 meses anteriores, havendo penalização apenas quando a TEIF ou IP verificada superar os índices informados no processo de habilitação do LRCap.

Entende-se que a disponibilidade de potência das termelétricas (como foi feito no LRCap 2021) e das hidrelétricas (como especificado no **Informe Técnico EPE-DEE-IT-017/2024-R0**) será computada descontando-se a TEIF e IP informada pelo proponente antes da realização do LRCap.

Ambos os parâmetros – TEIF e IP – têm o efeito de reduzir a disponibilidade de potência do agente, o que reduz a sua competitividade no LRCap. Logo, se a penalização por indisponibilidade não for balizada nestes parâmetros, os proponentes não disporão de incentivos adequados para informar o verdadeiro valor da TEIF e IP esperada do empreendimento no processo de cadastramento e habilitação para o LRCap.

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.

[...]

§ 6º Os CRCAPs deverão prever as seguintes penalidades, sem prejuízo de outras a serem definidas pela Aneel:

[...]

II - pela declaração **ocorrência** de indisponibilidade acima dos Índices de Referência para a Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e para Indisponibilidade Programada (IP), informados no ato do Cadastramento;

2.3 REQUISITOS DE FLEXIBILIDADE OPERACIONAL

Com base nas recomendações do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), apresentados na **Carta CTA-ONS DGL 0275/2024**, adotou-se requisitos mínimos de flexibilidade operativa mais exigentes para a habilitação das termelétricas no LRCap de 2024 relativo aos exigidos no LRCap 2021 (parágrafo 3.65 da Nota Técnica EPE-DEE-NT-050/2023-r0).

Dado o comportamento da carga líquida esperada nos próximos anos, vislumbra-se a necessidade de adição de capacidade ainda mais flexível, se não neste LRCap, certamente em LRCaps futuros.

Para atender a esta necessidade, seria conveniente delimitar um produto com requisitos mínimos de flexibilidade mais restritivos e que viabilizassem o seu acionamento pelo menos duas vezes no dia:

- tempo mínimo de permanência na condição ligado ("T-on") menor ou igual a duas horas;
- tempo mínimo de permanência na condição desligado ("T-off") menor ou igual a duas horas; e
- tempo total de rampa de acionamento ("R-up") menor ou igual a uma hora.

Dada a crescente volatilidade da carga líquida, que requer rampas de acionamento e desligamento mais acentuadas das usinas despachadas pelo ONS, a adoção de requisitos de flexibilidade operacional mais

exigentes é apropriada. O LRCap deve ser pautado pelos requisitos do sistema elétrico, independentemente da conveniência (ou inconveniência para os geradores).

Os requisitos mínimos de flexibilidade devem aplicar-se a todas as fontes.

Art. 9º Não serão Habilitados Tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos de geração:

[...]

Parágrafo único. A vedação de que trata o inciso IX não se aplica nos casos de ampliação de empreendimentos hidrelétricos participantes do Produto Potência Hidrelétrica 2028 ou do Produto Potência Hidrelétrica 2029, desde que a parcela da usina que propiciou a ampliação não tenha se sagrado vencedora de Leilões regulados, mesmo ainda não adjudicados, e que não possua CCEARs, CERs ou CRCAPs registrados na CCEE.

3 PRAZOS

3.1 DATA DE INÍCIO DE DISPONIBILIZAÇÃO

Os prazos para início da disponibilização de potência previsto para os três produtos a serem contratados no LRCap são muito reduzidos para algumas das fontes (parágrafo 3.68 da Nota Técnica 37/2024/DPOG/SNTEP):

- 28 meses, no caso do Produto Potência Termelétrica 2027; e
- 40 meses, nos casos do Produto Potência Termelétrica 2028 e Produto Potência Hidrelétrica 2028.

O prazo do Produto Potência Termelétrica 2027 é voltado principalmente para termelétricas já em operação (desde sem contrato). Neste caso o prazo é adequado, mas para a adição de capacidade nova – que se almeja promover por meio do Produto Potência Termelétrica 2028 e Produto Potência Hidrelétrica 2028 – o prazo é muito exíguo. Principalmente, dado o fato que há uma forte demanda por equipamentos elétricos no mercado global, o que pode comprometer a possibilidade de aquisição no prazo exigido.

Na medida do possível, considerando o requisito por potência nos próximos anos, seria interessante introduzir um Produto Potência Termelétrica 2029 e Produto Potência Hidrelétrica 2029, com prazo de início de operação em 1º de janeiro de 2029. Isto mitigaria o risco de atrasos e ampliaria o rol de empreendimentos aptos a participar do LRCap 2024, o que acirraria a concorrência, contribuindo para a minimização do custo.

Art. 4º No LRCAP de 2024, serão negociados os seguintes produtos:

[...]

IV – Produto Potência Termelétrica 2029, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração termelétrica novos e existentes, sem inflexibilidade operativa; e

V – Produto Potência Hidrelétrica 2029, 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, bem como usinas hidrelétricas que foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e que optem por substituir a revisão de sua tarifa regulada para incorporar o adicional de receita por ampliação de potência (“GAG_{Amp}”) pela Receita Fixa definida nos respectivos CRCAPs firmados no LRCAP de 2024.

[...]

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.

§ 1º No LRCAP de 2024, serão negociados CRCAPs com prazo de suprimento de:

[...]

IV- quinze anos para o Produto Potência Termelétrica 2029, de que trata o inciso IV do art. 4º;

V- quinze anos para o Produto Potência Hidrelétrica 2029, de que trata o inciso V do art. 4º;

§ 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP de 2024 ocorrerá:

[...]

IV - em 1º de janeiro de 2029, para o Produto Potência Termelétrica 2029, de que trata o inciso IV do art. 4º; e

V - em 1º de janeiro de 2029, para o Produto Potência Hidrelétrica 2029, de que trata o inciso V do art. 4º.

Analogamente, na medida em que se vislumbra uma carência de flexibilidade em horizonte mais curto, poder-se-ia prever o atendimento deste requisito por meio de um outro produto com início de suprimento em prazo mais curto. Sistemas de armazenamento, constituídos por baterias, por exemplo, podem ser implementados em dois anos (discute-se mais sobre este tema na seção 5).

3.2 PRAZO PARA OBTENÇÃO DE LICENÇA AMBIENTAL

O processo de cadastramento e habilitação para participação do LRCap 2024 deve seguir procedimentos estabelecidos na **Portaria MME 102/2016** (parágrafo 3.57 da Nota Técnica EPE-DEE-NT-050/2023-r0). Entre os requisitos exigidos está a apresentação da licença ambiental no momento da solicitação do cadastramento para fins de habilitação do empreendimento. Para possibilitar uma participação mais ampla seria conveniente admitir o cadastramento com publicação de aceite dos Estudos de Impacto Ambiental do empreendimento emitido pelo órgão ambiental competente, exigindo a apresentação da Licença Prévia até 30 dias antes da realização do LRCap 2024.

Art. 8º Os empreendedores que pretenderem propor a inclusão de projetos de empreendimentos de geração no LRCAP de 2024 deverão requerer o Cadastramento e a Habilitação Técnica dos respectivos projetos à Empresa de Pesquisa Energética - EPE, encaminhando a Ficha de Dados constante do Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos de Geração de Energia - AEGE e demais documentos, conforme instruções disponíveis na internet, no sítio eletrônico - www.epe.gov.br, bem como a documentação referida na Portaria nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016.

[...]

§ 6º Será admitido o cadastramento de novos empreendimentos com a apresentação de publicação de aceite dos Estudos de Impacto Ambiental do empreendimento emitido pelo órgão ambiental competente, com a participação no certame sendo condicionada à apresentação da Licença Prévia até 30 dias da data de realização do leilão.

3.3 PRAZO PARA APRESENTAÇÃO DA CUST OU CUSD

O artigo 8º da minuta de Portaria Normativa contendo as diretrizes para o LRCap 2024, apresentados na **Portaria 774/GM/MME** prevê a apresentação do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) ou de Distribuição (TUSD) até 75 dias antes da realização do LRCap 2024.

Esta exigência não é apropriada, uma vez que tais contratos preveem obrigações que só podem ser assumidas pelo proponente após a confirmação da contratação.

Para fins de habilitação, dever-se-ia exigir apenas a solicitação de acesso de empreendimentos novos no ato de cadastramento.

Art. 8º Os empreendedores que pretenderem propor a inclusão de projetos de empreendimentos de geração no LRCAP de 2024 deverão requerer o Cadastramento e a Habilitação Técnica dos respectivos projetos à Empresa de Pesquisa Energética - EPE, encaminhando a Ficha de Dados constante do Sistema de Acompanhamento de Empreendimentos de Geração de Energia - AEGE e demais documentos, conforme instruções disponíveis na internet, no sítio eletrônico - www.epe.gov.br, bem como a documentação referida na Portaria nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016.

[...]

§ 5º Os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST ou os Contratos de Uso do Sistema de Distribuição - CUSD deverão ser apresentados pelos proponentes vencedores após a realização do Leilão para a cobertura da potência adicionada, ~~sob pena de não serem considerados para fins de Habilitação Técnica~~ sendo requerida apresentação prévia da solicitação de acesso ao sistema de transmissão ou distribuição apenas para empreendimentos novos.

4 INCLUSÃO DE HIDRELÉTRICAS

4.1 AMPLIAÇÃO DE CAPACIDADE INSTALADA

Deve-se explicitar no inciso III do artigo 4º da minuta de Portaria Normativa contendo as diretrizes para o LRCap 2024 (apresentados na Portaria 774/GM/MME) que será admitida ampliação de capacidade instalada de hidrelétricas, seja por repotenciação de unidades geradoras em operação ou por adição de unidades geradoras, desde que resulte em agregação de potência para o sistema.

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, considerando potência adicionada, seja por adição de unidades geradoras, seja por repotenciação de unidades geradoras existentes.

4.2 CÁLCULO DO FATOR DE DISPONIBILIDADE DE POTÊNCIA

O **Informe Técnico EPE-DEE-IT-017/2024-R0** estabelece a metodologia para definição da disponibilidade de potência de hidrelétricas. A potência máxima das hidrelétricas depende da queda líquida, o que, por sua vez, depende do nível dos seus reservatórios de acumulação. Como o nível dos reservatórios depende das vazões afluentes e da política operativa, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) estabeleceu uma metodologia para definir a potência média esperada considerando a operação otimizada em 2.000 cenários hidrológicos. As simulações foram realizadas com o modelo NEWAVE. Como este modelo agrega as hidrelétricas em “subsistemas equivalentes”, a metodologia é computada a partir do rateio da geração total do “reservatório equivalente”, o que corresponde a agregação dos reservatórios hidrelétricos pertencentes ao respectivo subsistema equivalente. Tal abordagem não permite incorporar todas as restrições hídricas e o nível dos reservatórios individuais das hidrelétricas do subsistema – aspectos importantes para a avaliação precisa do balanço de potência.

Embora a metodologia leve em conta as defluências mínimas individuais das hidrelétricas, não se leva em conta outras restrições, como a variação máxima de defluência da usina, restrição que é muito relevante para a avaliação da flexibilidade da usina. Em futuros LRCaps seria desejável adotar uma modelagem individualizadas das usinas hidrelétricas a fim de permitir uma avaliação mais apurada da flexibilidade operativa de cada usina.

Entende-se que é uma solução de compromisso adequada para viabilizar a participação de hidrelétricas no LRCap de 2024, mas para futuros LRCap o ideal seria adotar uma modelagem individualizada das hidrelétricas para permitir uma avaliação mais criteriosa da disponibilidade de potência e da flexibilidade operativa efetivamente aportada por cada hidrelétrica.

Por fim, cabe explicitar que variação na disponibilidade de potência hidrelétrica ocasionada pelas variações hidrológicas já são tratadas pelo Fator de Disponibilidade de Potência, e, portanto, não devem redundar em penalização para os concessionários.

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.

[...]

§ 4º Os CRCAPs deverão prever que:

[...]

V – o vendedor hidrelétrico não estará sujeito a penalidade por redução de potência decorrente da condição hídrica.

4.3 HIDRELÉTRICAS COTISTAS

O inciso III do artigo 3º da minuta das diretrizes para o LRCap (apresentado na Portaria 774/GM/MME), veda a participação de hidrelétricas prorrogadas ou licitadas no regime de cotas, estabelecido pela **Lei 12.783**.

Não há motivo para barrar estas usinas. A participação mais ampla no LRCap acirrará a concorrência no LRCap, resultando em redução de custos.

Art. 4º No LRCAP de 2024, serão negociados os seguintes produtos:

[...]

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, **bem como usinas hidrelétricas** ~~nao~~ que foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

[...]

Art. 9º Não serão Habilitados Tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos de geração:

[...]

~~VI – parcela existente ou ampliações de usinas hidrelétricas que foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013;~~

4.3.1 REMUNERAÇÃO PELO REGIME DE COTAS

Na concessão por cotas, a tarifa é regulada pelo custo e o risco hidrológico é repassado aos consumidores na proporção de suas cotas. O módulo 12.4 dos **Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)** esmiuçam as regras para definição da tarifa.

Estas regras preveem a possibilidade de ampliação da usina, para o qual há previsão de majoração da tarifa para inclusão da “GAG_{AmpI}”, desde que previamente aprovado pelo Poder Concedente e constatação da melhoria por ato da fiscalização da Aneel.

Deveria ser permitida a participação de hidrelétricas, desde que estejam dispostas a substituir o recebimento da “GAG_{AmpI}” pela Receita Fixa estabelecida no LRCap.

Art. 4º No LRCAP de 2024, serão negociados os seguintes produtos:

[...]

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, bem como usinas hidrelétricas e que não foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e que optem por substituir a revisão de sua tarifa regulada para incorporar o adicional de receita por ampliação de potência (“GAG_{Ampl}”) pela Receita Fixa definida nos respectivos CRCAPs firmados no LRCAP de 2024.

4.3.2 TRATAMENTO DA ENERGIA ASSOCIADA

Quanto à energia associada ao acréscimo de potência seria alocada entre os consumidores cotistas e o concessionário na mesma proporção prevalecente antes da ampliação da potência.

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.

[...]

§ 4º Os CRCAPs deverão prever que:

[...]

IV - o montante de energia associada ao empreendimento de geração será recurso do agente gerador e poderá ser livremente negociado nos termos das regras de comercialização, exceto no caso de hidrelétricas prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, cuja energia associada será alocada aos consumidores cotistas e ao concessionário na mesma proporção aplicada antes da ampliação.

4.4 TRATAMENTO QUANDO PRAZO DE CONCESSÃO REMANESCENTE É INFERIOR AO DO CRCAP

O LRCap também deve permitir a participação de hidrelétricas em fim de contrato de concessão. Se o prazo do Contrato de Potência de Reserva de Capacidade (CRCap) for maior do que o prazo remanescente do contrato de concessão da hidrelétrica, deve-se prever que, em caso de não prorrogação da concessão, o concessionário seria ressarcido pela receita futura do prazo remanescente do CRCap.

Isto permitiria a participação de concessões hidrelétricas em fim de contrato, sem incorrer risco quanto ao valor de indenização em caso de não prorrogação do contrato de concessão, o que corrobora para uma maior concorrência no leilão e, conseqüentemente, maior modicidade tarifária.

O valor a ser ressarcido seria o fluxo resultante das receitas futuras do prazo remanescente do CRCap (i.e., os valores a serem pagos no período entre o fim da outorga e o término do CRCap), reduzidas dos custos operacionais regulatórios, trazido a valor presente utilizando como taxa de desconto o custo médio ponderado do capital regulatório (“WACC Regulatório”).

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.

[...]

§ 4º Os CRCAPs deverão prever que:

[...]

VI – caso o prazo de concessão do vendedor seja inferior ao prazo do CRCAP, o concessionário será ressarcido ao final da concessão em valor equivalente ao valor presente da Receita Fixa do prazo remanescente do CRCAP, descontado pela taxa de remuneração do capital regulatória.

5 INCLUSÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO

5.1 IMPORTÂNCIA DE INCLUSÃO DESTA TECNOLOGIA EM FUTUROS LRCAP

No parágrafo 3.37 da **Nota Técnica 37/2024/DPOG/SNTEP** se informa que a inclusão de sistemas de armazenamento será postergada para futuros LRCap devido à necessidade de se estabelecer como o produto será formatado e contratado. Registra-se o desapontamento quanto à não inclusão desta importante tecnologia, apesar de se reconhecer que há lacunas regulatórias que não são impeditivas, como comenta-se abaixo.

Os LRCap têm sido postergados nos últimos anos sob o argumento de que estudos estavam sendo conduzidos para viabilizar a inclusão de outras tecnologias. Dado o tempo transcorrido, já seria de se esperar a inclusão desta importante tecnologia. Afinal, sistemas de armazenamento – como baterias e hidrelétricas reversíveis – não só proporcionam mais potência ao sistema em momentos de escassez, mas também permitem melhor aproveitamento dos recursos de geração existentes, já que o carregamento dos sistemas de armazenamento nos períodos de excesso de geração diminui o desperdício de energia com vertimentos turbináveis de geração hidrelétrica e *curtailment* de geração eólica e solar.

Há questões regulatórias importantes que precisam ser esclarecidas antes de se iniciar a contratação de longo prazo de alguns sistemas de armazenamento. Por exemplo, a operação de uma usina reversível de ciclo aberto (tema abordado na Consulta Pública 39/2023) pode afetar a operação de outras hidrelétricas no mesmo curso d'água. Logo, tal sistema de armazenamento requer uma regulamentação mais minuciosa do que uma usina reversível de ciclo fechado que “não impacta o ciclo hidrológico” do curso d'água.

A regulamentação para a adoção de baterias despacháveis também deve ser relativamente simples. Poder-se-ia, inclusive, considerar a implementação de baterias acopladas a usinas renováveis existentes, o que viabilizaria o enquadramento desse tipo de conjunto de forma análoga à de uma usina despachável. Isto posto, poder-se-ia considerar a possibilidade de contratação destes sistemas de armazenamento mais simples no LRCap 2024, tendo em vista que, até o início de suprimento em 2027, haveria tempo para regulamentar a atividade.

A regulamentação de sistemas de armazenamento já vem sendo estudada há um bom tempo, tendo sido discutida na **Consulta Pública 39/2023 da Aneel**. Segundo a Agenda Regulatória da Agência, as adequações regulatórias ocorrerão ainda em 2024. O acesso de sistemas de armazenamento à Rede Básica de Transmissão já está previsto na **Resolução Normativa 1.000/2021** e no Módulo 5 das **Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica** (aprovado pela Resolução Normativa 905/2020). Destaca-se ainda que o **modelo DESSEM**, utilizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), já é capaz de otimizar a operação diária considerando unidades de sistemas de armazenamento a fim de minimizar os custos operativos e atuar no atendimento de picos de carga líquida.

5.2 PROPOSTAS DE FORMAS DE CONTRATAÇÃO

Contemplam-se duas formas de contratação de sistemas de armazenamento:

- sistemas de armazenamento associados a empreendimentos de geração; e
- sistemas de armazenamento independentes.

A primeira alternativa possibilita um enquadramento na legislação existente, o que pode facilitar a sua adoção no LRCap no curto prazo. A segunda alternativa requer maior evolução regulatória.

5.2.1 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO ASSOCIADOS A GERAÇÃO RENOVÁVEL

A vantagem de se associar sistemas de armazenamento a usinas renováveis – como, por exemplo, baterias associadas a centrais eólicas ou solares – é que este arranjo viabilizaria a adição de armazenamento com base em legislação já existente. As adequações contratuais necessárias para sua incorporação seriam pontuais.

Seguem as adequações da minuta de Portaria para a incorporação dos sistemas de armazenamento associados a usinas renováveis:

Art. 4º No LRCAP de 2024, serão negociados os seguintes produtos:

[...]

VI - Produto Potência Renovável 2027, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar empreendimentos de geração renovável, novos e existentes, com unidades de armazenamento de energia despachável.

[...]

Art. 5º Pela disponibilidade da potência contratada, o titular do empreendimento fará jus à receita fixa, em R\$/ano, a ser paga em doze parcelas mensais, as quais poderão ser reduzidas conforme a apuração do desempenho operativo em meses anteriores.

[...]

§ 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela Aneel:

[...]

III - a não entrega da potência requerida por sistema de armazenamento implicará a redução mínima de cinco por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de potência não entregue nas 120 horas críticas de cada ano, ficando a redução total limitada a cinquenta por cento para cada mês de apuração.

Sugere-se que o ONS indique os parâmetros (realçados em “XXX” abaixo) de flexibilidade mínimos a serem incluído no art. 9º da minuta da Portaria:

Art. 9º Não serão Habilitados Tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos de geração:

[...]

XII – sistemas de armazenamento associados a empreendimentos de geração renovável que não atendam aos seguintes requisitos de flexibilidade operativa:

- a) capacidade de armazenamento mínimo: XXX (MWh):
- b) taxa mínima de carregamento: XXX (MW/h):
- c) taxa mínima de descarregamento: XXX (MW/h):
- d) taxa mínima de eficiência no ciclo de carregamento e descarregamento: XXX (%): e
- e) duração mínima de descarregamento: XXX (h).

[...]

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.

§ 1º No LRCAP de 2024, serão negociados CRCAPs com prazo de suprimento de:

[...]

V- quinze anos para o Produto Potência Renovável 2027, de que trata o inciso V do art. 4º:

§ 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP de 2024 ocorrerá:

[...]

VI - em 1º de janeiro de 2027, para o Produto Potência Renovável 2027, de que trata o inciso VI do art. 4º.

A metodologia a ser adotada para comparar os custos de potência agregada por esta tecnologia com as demais tecnologias, deverá levar em conta os riscos associados a estas últimas, como variação no custo de combustível, risco logístico, risco hidrológico, risco do PLD entre outros. A metodologia proposta deve capturar os benefícios trazidos pelos sistemas de armazenamento ao operador e aos usuários, ao eliminar tais incertezas.

5.2.2 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO INDEPENDENTES DESPACHADAS CENTRALIZADAMENTE

O que realmente contribui para a provisão de flexibilidade é o sistema de armazenamento. Logo, seria desejável desenvolver um arcabouço regulatório que viabilizasse a incorporação de sistemas de armazenamento de forma independente.

A fim de contribuir para a futura inclusão de sistemas de armazenamento de forma independente, sugere-se que futuros LRCaps prevejam a participação de sistemas de armazenamento independentes com CRCap específicos para sistemas de armazenamento que prevejam remuneração que reflita a sua estrutura de custos, que é composta da soma de dois componentes – um fixo e outro variável:

$$r_p = \alpha + \beta \cdot PLD_c$$

em que:

- r_p é a remuneração por unidade de potência disponibilizada no período de disponibilização de potência (R\$/MW.dia);
- α é a receita fixa a ser recebida paga pela potência disponibilizada;
- β é um parâmetro fixo (maior do que 1), que reflete a eficiência da bateria (razão da quantidade de energia requerida no carregamento para entrega de uma unidade de energia de descarregamento);
- PLD_c é a média do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) durante o período de carregamento imediatamente anterior ao período de disponibilização de potência, o que corresponde ao período de descarregamento do sistema de armazenamento.

Tal forma de precificação não só assegura a cobertura de custos do armazenamento, reduzindo o risco para o empreendedor, mas também ajuda a estabilizar a diferença de preços entre o período de ponta e fora de ponta, proporcionando mais previsibilidade ao Mercado de Curto Prazo, e para a remuneração dos serviços de modulação horária.

O CRCap deverá prever período máximo de entrega de potência de 4 horas (em linha com o limite de 4 horas críticas por dia indicado na Nota Técnica EPE-DEE-NT-050/2023-r0, p. 19) e deve prever o número de ciclos de carregamento e descarregamento esperados no ano (para definição do parâmetro α).

Será necessário desenvolver uma metodologia para comparar os custos de potência agregada por esta tecnologia com a das demais tecnologias levando em conta os seus respectivos riscos (i.e., risco de variação do custo do combustível, risco hidrológico e o risco do PLD).