

# **Contribuições da APINE à Consulta Pública MME 160/2024**

Portaria de diretrizes para o Leilão de Reserva de Capacidade na  
forma de Potência de 2024

## **1. Introdução**

A Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - Apine cumprimenta o Ministério de Minas e Energia pela abertura da consulta pública para discussão das diretrizes do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP) de 2024 e vem através deste documento apresentar suas contribuições ao tema.

Os estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) têm apontado a necessidade de contratação de capacidade de potência, conforme evidenciado desde o PDE 2029. Tal demanda advém da necessidade de atendimento aos critérios gerais de garantia de suprimento, não apenas associados à energia, mas também à potência. Por conseguinte, é de extrema importância que os recursos contratados atendam aos requisitos de capacidade, ao mesmo tempo em que o processo de seleção das usinas a serem contratadas nesse mecanismo busque otimizar os custos na prestação do serviço.

Neste contexto, a Apine reconhece como salutar a iniciativa deste Ministério de Minas e Energia de incluir a expansão de usinas hidrelétricas como candidatas a participação no LRCAP. Ademais, aproveitamos a ocasião para ressaltar a importância de que seja considerado como princípio fundamental para a definição das diretrizes do leilão o fomento à oferta, de maneira a maximizar a competição no certame e, conseqüentemente, reduzir o custo a ser arcado pelos consumidores para a contratação do produto.

Com base nesse princípio, a Apine apresenta suas contribuições à Consulta Pública nº 160/2024, abordando inicialmente aspectos conceituais, seguidos de propostas de alterações na redação da minuta de portaria.

## **2. Cronograma e requisitos de cadastramento e habilitação**

### **2.1 Cadastramento, habilitação e entrega de documentos**

A minuta de Portaria, em seu Art. 8º, estabelece que os empreendimentos interessados devem requerer cadastramento e habilitação



**APINE**

Associação Brasileira dos Produtores  
Independentes de Energia Elétrica

técnica na EPE, encaminhado Ficha de Dados e a documentação referida na Portaria nº 102, de 22 de março de 2016. Ocorre que a portaria estabelece a necessidade de apresentação de alguns documentos para habilitação, conforme seu Art. 4º, que nos causam preocupação em relação aos prazos, tais como:

- Licença Prévia - LP, a Licença de Instalação - LI ou a Licença de Operação - LO, ou autorizações/declarações ambientais emitidas pelo órgão ambiental competente.
- Estudos e relatórios ambientais exigidos no processo de licenciamento ambiental, a serem definidos pelo licenciador.
- Parecer ou documento equivalente, para o acesso à Rede Básica, emitido pelo ONS.
- Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica - DRDH, emitida pelo órgão competente, para empreendimentos hidrelétricos.
- Projeto Básico da Ampliação, devidamente aprovado pela Aneel.

Entendemos que, mesmo envidando máximos esforços, a obtenção destes documentos não depende apenas do empreendedor, sendo que o prazo para emissão pode ultrapassar a data limite proposta na minuta. Por outro lado, temos ciência da importância da sinalização dos órgãos que as análises – ambientais, elétricas, etc. – estejam em curso.

Por exemplo, do ponto de vista da conexão, o próprio estudo de margem do ONS já indicará a viabilidade prévia – mesmo que carecendo de maiores detalhes – da conexão da usina à rede, dando o conforto necessário para habilitação do projeto. Então, não seria necessária apresentação de CUST assinado como requisito para a habilitação.

Desta forma, solicitamos que na portaria do leilão haja uma flexibilização para o cadastramento e habilitação técnica, não sendo exigido as licenças e estudos ambientais citados, a DRDH e o projeto básico aprovado pela Aneel, ficando estes documentos como risco do empreendedor conforme ocorre nos leilões de transmissão, por exemplo. A flexibilização se justifica tendo em vista que o prazo para emissão/aprovação destes documentos não está sob controle



**APINE**

Associação Brasileira dos Produtores  
Independentes de Energia Elétrica

do empreendedor, e vai no sentido de maximizar a participação de usinas e, portanto, de aumentar o deságio negociado.

Caso a flexibilização proposta não seja contemplada na revisão da minuta de Portaria de Diretrizes, sugerimos que seja incluído um dispositivo na portaria (parágrafo §1º no art. 3º), mencionando que serão aceitos os protocolos do pedido de licença ambiental, de DRDH e de envio do projeto básico para a Aneel, no caso de projetos de ampliação e de repotenciação de UHEs existentes, uma vez que as intervenções no meio ambiente para a construção das usinas já ocorreram, não havendo impacto relevante que necessite ser reavaliado pelos órgãos ambientais e de recursos hídricos.

## **2.2 Contratos de uso da rede de transmissão/distribuição**

A minuta de portaria disponibilizada no âmbito desta Consulta Pública prevê, no Art. 8º, § 5º a obrigação de apresentação, pelo empreendedor, do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST ou Contrato de uso do Sistema de Distribuição – CUSD em até 75 dias antes do certame para que possa ser habilitado.

Para novas usinas e para a adição de capacidade instalada em usinas existentes não convém a assinatura do contrato de uso da rede antes do certame, considerando que tais contratos preveem uma série de obrigações, inclusive financeiras, ao gerador que só podem ser assumidas uma vez que tenha sido viabilizado o empreendimento no leilão.

Desta forma, a contribuição da Apine é no sentido de que a apresentação do CUST que contemple a potência comercializada no leilão aconteça apenas após o certame e, naturalmente, somente se o gerador se sagrar vencedor. Caso este requisito se mantenha como sendo prévio ao leilão, a sugestão é que o CUST apresentado seja aquele vigente da usina (sem considerar eventual ampliação).

Na hipótese de alguma usina já possuir um contrato de uso da rede com montante de uso compatível com a potência negociada no certame, assim como com vigência contratual compatível com o produto negociado, tal usina



deve apresentar seu contrato para que não seja incluída no critério de avaliação da margem de escoamento durante o leilão.

Dessa maneira, do ponto de vista de geradores com ampliação de hidrelétricas ou novos projetos, não é razoável a necessidade de apresentação dos CUSTs ou CUSDs assinados para a potência adicional a ser disponibilizada ao SIN. Considerando que a classificação do agente também está condicionada à avaliação da margem de escoamento disponível no barramento candidato, boa parte do risco de impedimentos na conexão já é mitigado ao se realizar o filtro de participação somente de projetos que tenham capacidade de escoamento remanescente suficiente no ponto de conexão ao SIN.

De forma similar, não parece adequado cobrar o Parecer de Acesso antes do LRCAP de 2024, considerando que este também pode exigir o aporte de garantias antes da realização do certame. Caso não seja prevista a devolução das garantias, em caso de o agente não se sagrar vencedor do LRCAP de 2024, haverá risco aos participantes do certame.

Portanto, todos os empreendimentos existentes deverão ter CUST/CUSD válido para a potência atual.

### **2.3 Acesso à rede de transmissão/distribuição para usinas participantes**

As notas técnicas sobre capacidade remanescente da rede são fundamentais para a avaliação das condições de acesso pelos empreendedores, e consequente participação das usinas no LRCAP 2024. Sendo assim, solicitamos a divulgação das datas de publicação dos seguintes documentos citados na Portaria 774/GM/MME, para as quais sugerimos antecedência:

- “Nota Técnica de Metodologia, Premissas e Critérios para a Definição da Capacidade Remanescente” (Art. 15, § 9º).
- “Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração” (Art. 15, § 4º).



**APINE**

Associação Brasileira dos Produtores  
Independentes de Energia Elétrica

Também importa que seja divulgado antes da publicação do edital do leilão qual será o fluxo de solicitação de acesso junto ao ONS pela usina participante do LRCAP 2024.

### **3. Participação de usinas hidrelétricas**

As usinas hidrelétricas possuem grande potencial para o incremento da capacidade de potência, além de fornecerem diversos benefícios para a operação do sistema. Diante disso, reconhecemos como muito acertada a decisão deste Ministério de incluí-las no LRCAP de 2024.

Cabe salientar que, conforme o Relatório de Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas EPE-DEE-088/2019-r0, o parque hidrelétrico conta com diversas oportunidades de disponibilização de oferta de potência. Esse é o caso de ampliações através de poços vazios, modelo que permite aproveitar a infraestrutura existente para a instalação de novas unidades. Considerando apenas as usinas com poços vazios, o parque hidrelétrico possui atualmente 7,2 GW disponíveis para ampliações.

No entanto, as diretrizes apresentadas na minuta de portaria estabelecem que um volume significativo da oferta não seria elegível para o certame – aproximadamente 40% do total. Dessa forma, visando promover uma participação mais ampla das usinas hidrelétricas, em benefício da modicidade tarifária, é essencial que seja dado tratamento para as usinas cujo final da outorga antecede o prazo do CRCAP e para as usinas hidrelétricas cujas concessões foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013. Para tal, apresentamos as sugestões da Apine para a abordagem dos casos citados.

#### **3.1 Usinas cujo término da outorga precede o término do CRCAP**

A minuta em discussão não apresenta impedimentos diretos relacionados a participação de empreendimentos de geração cujo final das outorgas precedem o prazo de fornecimento do CRCAP. O aprimoramento se dá no sentido de definir o que ocorrerá após o término da outorga dos



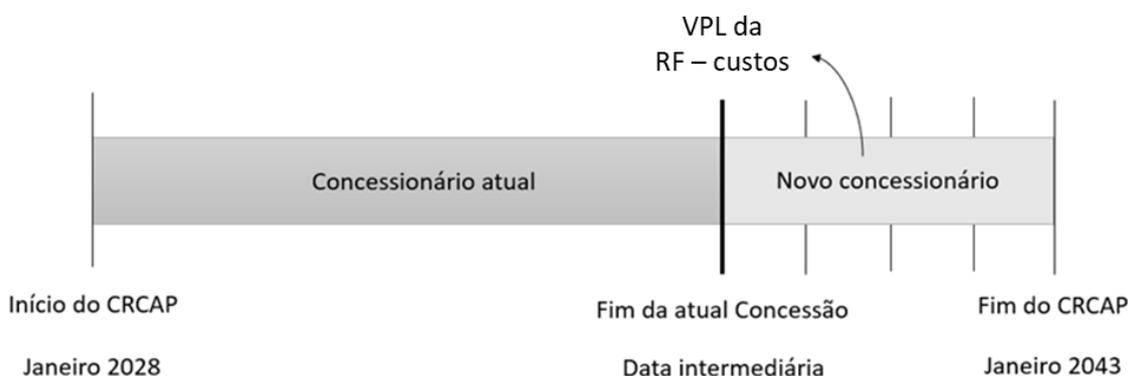
**APINE**

Associação Brasileira dos Produtores  
Independentes de Energia Elétrica

empreendimentos, especialmente nos casos em que a usina não permaneça com o mesmo agente após o término da outorga.

Destaca-se que aproximadamente 1 GW da oferta se encontra nessa situação com outorgas findando entre 2029 e 2032. Inclusive, parte das usinas desse grupo contam com estruturas completamente implementadas, sendo assim, participantes relevantes para promover ampla competição no certame. Com uma maior oferta no leilão há também aumento no deságio esperado dos lances dessas usinas, impactando diretamente o ERCAP a ser pago por todos os consumidores.

Para dar tratamento a questão apresentada, a Apine sugere a inclusão de dispositivo na minuta de portaria que preveja a possibilidade de ressarcimento do resultado econômico do CRCAP não auferido pelo agente em caso de término da outorga, consideradas eventuais extensões e prorrogações. Desse modo, os valores não recebidos pelo agente no período entre o término da outorga e o término do CRCAP, descontados os custos operacionais regulatórios, seriam trazidos a valor presente utilizando a taxa regulatória de remuneração de capital.



Este valor seria pago em parcela única, podendo ser incluído na bonificação de outorga a ser paga pelo próximo concessionário, uma vez que o CRCAP (e todos seus direitos e deveres) serão assumidos por ele.

Destaca-se que esta proposta é plenamente possível de ser implementada de forma infralegal, através da portaria de diretrizes do leilão, uma vez que a Lei nº 10.848/04 delega ao Executivo a definição das condições de contratação da reserva de capacidade (Art. 3º-A, § 1º): **“A regulamentação**



***deverá prever a forma, os prazos e as condições da contratação de energia de que trata o caput deste artigo, bem como as diretrizes para a realização dos leilões a serem promovidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica, direta ou indiretamente”.***

### **3.2 Usinas enquadradas no regime de cotas da Lei nº 12.783/13**

A proposta do MME, submetida à CP nº 160/2024, permite a habilitação técnica de usinas hidrelétricas, desde que acrescentem potência elétrica ao SIN. No entanto, o inciso III do art. 4º, exclui as usinas cotistas.

*“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.”*

Vale destacar que o objetivo da realização do Leilão de Reserva de Capacidade, conforme a própria minuta de portaria divulgada, é “garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, com vistas ao atendimento à necessidade de potência requerida pelo SIN, por meio da contratação de fontes de geração despacháveis centralizadamente”; e “contratar empreendimentos que deverão apresentar características de flexibilidade operativa que garantam o atendimento dos despachos estabelecidos na programação da operação pelo ONS, bem como aqueles determinados durante a operação em tempo real.”, o que evidentemente é um produto que pode ser fornecido pelas usinas hidrelétricas, cotistas ou não.

Desta forma, cumpre avaliar os cenários de aumento de capacidade instalada de usinas hidrelétricas contratadas em regime de cotas que:

- a) não resultam em aumento de garantia física de energia;
- b) levam a aumento de garantia física de energia abaixo do fator de capacidade vigente da usina;



c) proporcionam aumento de garantia física de energia igual ou acima do fator de capacidade vigente da usina.

No cenário (a) em que a ampliação e repotenciação da usina hidrelétrica não resulta em aumento de garantia física, não há razão para aplicarmos as limitações mencionadas, tanto da Portaria MME nº 418/2013 quanto das previsões contratuais. Dessa forma, o aumento de potência instalada poderia ser negociado pelo gerador no Leilão de Reserva de Capacidade.

Entretanto, no cenário (b) em que a ampliação/repotenciação da usina hidrelétrica comprometida, total ou parcialmente, com o regime de cotas resulta em ganho de garantia física, mostra-se necessário confrontar, em termos percentuais, o aumento de potência versus o aumento de garantia física.

Como exemplo, para uma usina com 1.000 MW de potência instalada e 700 MW<sub>méd</sub> de Garantia Física, seu Fator de Capacidade vigente, associado ao contrato de concessão, seria de 0,7. Caso ela fosse ampliada/repotenciada em 10% de sua potência, passando a ter 1.100MW e sua Garantia Física aumentasse em 3%, ou seja, 21 MW<sub>méd</sub>, poderíamos inferir que a potência associada ao aumento da Garantia Física seria de 30 MW (21/0,7), restando 70 MW (100-30) para serem ofertados no Leilão de Reserva de Capacidade.

Assim, todo o aumento de garantia física está sendo devidamente alocado às cotas e a potência associada a esse aumento de energia contratada no regime de cotas reflete o fator de capacidade da usina considerado quando da prorrogação/licitação da concessão, ou seja, o fator de capacidade calculado com base no contrato de concessão de cada usina cotista.

No cenário (c) de ampliação com aumento de garantia física igual ou acima do fator de capacidade da usina hidrelétrica comprometida com o regime de cotas, todo o ganho de potência proporcionado pela ampliação estará associado ao aumento da energia contratada na forma de cotas.

A fim de uniformizarmos a terminologia usada na minuta de Portaria das diretrizes para o Leilão de Reserva de Capacidade, propõe-se que o termo utilizado seja **“acréscimo de capacidade instalada”** ao invés de ampliação, por exemplo no art. 4º, III da minuta, pois dessa forma ambas as situações (**ampliação e repotenciação**) estariam contempladas no referido leilão,



respeitando-se as regras de alocação de garantia física estabelecidas para as usinas cotistas<sup>1</sup>, bem como estaria condizente com o art. 1º da minuta de portaria de diretrizes, quando este menciona a “(...) a partir de empreendimentos de geração, novos e existentes, que acrescentem potência elétrica ao Sistema Interligado Nacional – SIN (...)”.

### **3.3 Aumento de garantia física de usinas hidrelétricas**

A comercialização de eventual aumento de garantia física associado à capacidade instalada adicional pode ser um elemento a ser considerado pelo empreendedor em seu plano de negócios. Ao ter expectativa de obtenção de receitas com a venda da garantia física, o gerador pode reduzir a receita fixa necessária no LRCAP para viabilizar o negócio, indo ao encontro da modicidade tarifária por reduzir o ERCAP pago por todos os consumidores.

Relembra-se ainda que o Decreto nº 10.707/21 prevê explicitamente este cenário em seu Art. 6º.

*Art. 6º A energia associada ao empreendimento que comercializar potência para reserva de capacidade, nos leilões de reserva de capacidade de que trata o art. 3º, constituirá lastro para venda de energia, nos termos previstos no art. 2º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.*

*§ 1º A energia associada de que trata o caput será recurso do vendedor e poderá ser livremente negociada nos termos previstos nas regras de comercialização.*

Dito isto, a minuta de portaria disponibilizada prevê o cálculo de garantia física de energia exclusivamente para empreendimentos termelétricos (Art. 7º).

*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 nº 101/GM/MME, de 22 de março de 2016.*

---

<sup>1</sup> Ampliação: 100% do aumento de garantia física para o regime de cotas  
Repotenciação (melhoria): 70% para cotas/30% para o ACL



**APINE**

Associação Brasileira dos Produtores  
Independentes de Energia Elétrica

Ainda que o empreendedor possa solicitar posteriormente uma revisão extraordinária de garantia física, isso implica que no desenvolvimento de seu plano de negócios será necessário assumir o risco relativo à sua projeção de garantia física, que pode não se confirmar no cálculo oficial e frustrar a receita esperada com a venda de energia.

Reforça-se não ser necessário imputar tal risco às usinas hidrelétricas, uma vez que a nova garantia física da usina pode ser calculada antes da realização do leilão, tal como já definido para a fonte termelétrica e, de praxe, feito em outros leilões do setor.

Diante do exposto, solicitamos que seja incluído na portaria de diretrizes do LRCAP um dispositivo para realização do cálculo de garantia física das usinas hidrelétricas que participarem do certame.

### **3.4 Disponibilidade de potência hidrelétrica para fins do LRCAP**

A Apine entende que a metodologia que calcula o Fator de Disponibilidade de Capacidade é adequada. É importante que a potência a ser disponibilizada ao sistema pelos projetos exitosos no LRCAP de 2024 reflita, na medida do possível, as condições operativas do Sistema Interligado Nacional (SIN), sem que se perca a coerência com os demais estudos de longo prazo.

Do que consta no Art. 4º e 6º da minuta de portaria, para fins de participação no LRCAP de 2024, o compromisso de entrega do produto potência hidrelétrica será a disponibilidade de potência, em MW, que deve ser calculada considerando a ampliação da potência das unidades geradoras e o fator de disponibilidade de capacidade aplicável a ser definido pela metodologia da EPE.

Nesse contexto, e considerando a característica de despacho centralizado ao quais as usinas hidrelétricas estão submetidas, entende-se que a avaliação da entrega do produto hidrelétrico deve se basear, exclusivamente, na disponibilidade da usina que apurada pela Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (TEIP) e pela Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada (TEIFa). Portanto, para fortalecer o entendimento e evitar interpretações equivocadas, sugerimos as alterações na



redação da minuta de portaria conforme consolidação apresentada no final do documento.

### **3.5 Repotenciação de usinas hidrelétricas**

Tanto o acréscimo de capacidade instalada decorrente de ampliação (adição de unidade geradora nova) quanto decorrente de repotenciação de UHEs teriam como fornecer o produto hidrelétrico a ser contratado no leilão, não havendo razão técnica ou regulatória para essa exclusão. Dessa forma, sugere-se que a portaria de diretrizes traga de forma clara no seu texto que o acréscimo de capacidade instalada decorrente de ambas as situações poderá ser ofertado no leilão.

Dessa forma, sugere-se que apenas o termo “acrécimo de capacidade instalada” seja utilizado no texto da portaria, pois essa terminologia abarcaria todas as situações que geram aumento da potência das usinas hidrelétricas ou termelétricas.

Entendemos ainda que no conceito de repotenciação pode-se incluir a ampliação de potência em uma usina existente pela alteração do ponto de operação das máquinas, resultando ampliação de sua potência nominal. Um exemplo é a modificação do ponto de operação de uma máquina atualmente configurada para gerar até 10 MW, aumentando sua potência para 12 MW. Esses 2 MW adicionais representam de fato um incremento de capacidade em termos de potência, podendo ser comercializado após aplicação de metodologia que trata o Art. 6º da minuta de portaria, assim cumprindo o objetivo do leilão, que é agregar capacidade ao sistema.

Questiona-se, por fim, se na hipótese de um gerador hidrelétrico ter reconhecido o aumento da potência unitária de suas usinas em 2024, resultante exclusivamente de correção de parâmetros técnicos, e que o pedido tenha sido reconhecido e homologado pela Aneel com a nova potência efetiva dos empreendimentos, ou seja, com acréscimo de potência para o SIN, o valor adicional reconhecido é elegível para ser ofertado como produto no LRCAP? Ressalta-se que as novas potências unitárias das UGs dos empreendimentos já serão utilizadas nos decks dos modelos de planejamento e atualizadas a



**APINE**

Associação Brasileira dos Produtores  
Independentes de Energia Elétrica

partir de aditivos nos contratos de concessão dos empreendimentos a partir do PMO de abril de 2024.

### **3.6 Melhorias abarcadas pelo preço ofertado**

A minuta de portaria destaca que na receita fixa devem ser considerados custos com eventuais investimentos ao longo do contrato para melhorar o desempenho das unidades geradoras. Logo, entendemos que deve ficar claro na portaria que são investimentos nas novas UGs da ampliação e não nas estruturas da usina ou nas outras UGs que não foram objeto deste leilão, assim, garantindo o melhor lance dos empreendedores no leilão.

### **3.7 Metodologia para definição de disponibilidade de potência hidrelétrica**

O Informe Técnico da EPE nº EPE-DEE-IT-017/2024-r0 tem como objetivo apresentar a metodologia para estabelecimento da contribuição de potência proveniente do acréscimo de potência instalada de UHEs. Nesse documento a EPE apresenta que a metodologia se baseia no Balanço de Potência, utilizado pela EPE desde o PDE 2032. Em relação a esse documento, apresentamos as considerações a seguir.

O Balanço de Potência é uma ferramenta desenvolvida pela EPE, cujo deck de dados de entrada foi disponibilizado para o caso base do PDE 2032. Esse deck de dados inclui uma planilha protegida por senha, não permitindo aos usuários alterá-la e, portanto, não permitindo também a elaboração de estudos de sensibilidade. Assim, solicitamos que o deck de dados seja atualizado com a possibilidade de alteração de todas as informações pelos agentes para elaboração de estudos de sensibilidade.

O cálculo do Balanço de Potência se baseia em resultados do modelo Newave, que é um modelo cuja representação do parque gerador hidrelétrico é feita por reservatórios equivalentes de energia. Assim, convém deixar claro como os cenários resultantes do Balanço de potência serão desagregados para a aplicação da Potência Disponível de uma hidrelétrica, considerando um cenário hidrológico de um determinado mês (fórmula 1, item 3).



**APINE**

Associação Brasileira dos Produtores  
Independentes de Energia Elétrica

Considerando que a metodologia proposta para estabelecimento da contribuição de potência proveniente do acréscimo de potência instalada de UHEs baseia-se em ferramenta desenvolvida pela própria EPE (Balanço de Potência) e, dado ineditismo da própria proposta, sugerimos que seja realizado um Workshop com os agentes como oportunidade para apresentação da ferramenta e treinamento para utilização da mesma para a aplicação do mecanismo proposto.

### **3.8 Data de Realização do LRCAP 2024**

A minuta de Portaria propõe a realização do LRCAP de 2024 em 30 de agosto de 2024. A Apine manifesta sua concordância quanto à proposta do MME, tendo em vista o início de suprimento dos produtos a serem comercializados: a partir de 2027 e 2028. Ou seja, a entrega da potência será realizada em torno de três anos após a realização do leilão (similar a um Leilão A-3) e, portanto, deve-se permitir tempo hábil para que os empreendedores possam executar as obras necessárias para o fornecimento de disponibilidade de potência ao SIN se dê no menor prazo possível, dada a sua premente necessidade.

### **3.9 Antecipação Remunerada**

A minuta de Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024 define que a antecipação da entrada em operação comercial ficará à critério do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que avaliará se cada antecipação em específico gera benefício para o SIN. No entanto, é importante que sejam apresentados critérios mais claros quanto à possibilidade de antecipação, para que os agentes possam de fato considerar esta possibilidade em suas ofertas, assumindo apenas riscos gerenciáveis de tempo de desenvolvimento de projetos, o que pode contribuir para a modicidade tarifária.

Assim, sugere-se que a possibilidade de antecipação de entrada em operação comercial e consequente antecipação de receita esteja vinculada apenas ao estágio de implementação da usina e sua capacidade de fazê-lo, bem como à disponibilidade para a conexão do projeto de ampliação ao SIN.



**APINE**

Associação Brasileira dos Produtores  
Independentes de Energia Elétrica

Especialmente considerando a subjetividade de mensurar o benefício desta antecipação para o SIN, é essencial permitir ferramental robusto para que os agentes consigam mapear essa possibilidade, o que também corrobora o pedido anterior de publicidade dos estudos a respeito da demanda a ser atendida com o LRCAP de 2024.

Propõe-se, portanto, que, na versão final da Portaria de Diretrizes do LRCAP de 2024, conste de forma explícita os critérios para autorização de antecipação, atrelados ao cumprimento de requisitos para entrada em operação comercial do projeto de ampliação da potência disponível ao SIN.

#### **4. Participação de usinas termelétricas**

##### **4.1 Unit Commitment termelétrico**

A minuta de portaria propõe uma inovação na forma de remuneração do UCT térmico, como transcrito abaixo:

*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.*

(...)

*§ 5º Os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 **não farão jus à remuneração proveniente do Encargo por Restrições Operativas por Unit Commitment, sendo a geração associada ao Unit Commitment valorada pelo Preço da Liquidação das Diferenças.***

Primeiramente, compreendemos o objetivo deste Ministério de buscar reduzir o encargo de serviço de sistema (ESS) e estabelecer uma métrica que repasse os custos (e riscos) do unit commitment termelétrico aos agentes geradores. Entretanto, conforme demonstraremos abaixo, temos dúvida da viabilidade da presente medida nos moldes atualmente delimitados para o LRCAP.

O repasse dos custos de UCT na Receita Fixa das usinas apresenta diversas dificuldades: (i) diferença das grandezas financeiras entre o custo de operação (que inclui o custo do gás natural) e o valor das receitas fixas torna



**APINE**

Associação Brasileira dos Produtores  
Independentes de Energia Elétrica

difícil a incorporação da UCT na Receita Fixa; (ii) diferença das unidades que para Receita Fixa estão em reais e para o custo de combustível estão em dólar/commodity impossibilita a métrica da incorporação, pois estamos falando de riscos/premissas econômicas diferentes; e (iii) diferença temporal do fluxo de caixa pode prejudicar a saúde financeira das térmicas, dado que a receita fixa é paga em 12 meses, enquanto o impacto financeiro do despacho pode ser verificado integralmente em um mês específico.

Já o repasse do UCT para o CVU também apresenta dificuldades, dentre elas: (i) a imprevisibilidade da operação – dado que não existe um volume máximo/mínimo de acionamentos determinado pelo Ministério - torna difícil calcular o impacto efetivo das UCTs no CVU das usinas; (ii) quando do cálculo do CVU teto, o mesmo deverá considerar a incorporação dos custos de UCT. Para tanto, deverá ser estimado um percentual de despacho, um PLD médio, um período operativo definido e rampas “médias” de UCT. Na hipótese dessas premissas não se verificarem na realidade, podem surgir questionamentos por parte dos agentes; e (iii) poder-se-ia causar uma distorção do próprio objetivo do CVU (de ser exclusivamente um repasse dos custos), pois passará a assumir premissas incertas da operação.

Também temos questionamentos de como essa “desconsideração da UCT” será incluída no modelo de despacho: irá assumir que não existe custo de UCT das usinas - dado que será remunerado por qualquer valor do PLD? Irão assumir artificialmente um valor de CVU para UCT – a despeito de não incorrer nessa remuneração? Assumirão o CVU “encorpado com UCT” tanto para a rampa quanto para a operação? Temos receio que isso possa causar uma extrema volatilidade de preço se realizarmos esse input de forma inadequada no modelo de despacho, criando-se uma nova distorção entre a operação real e o resultado da modelagem.

Por fim, caso o Ministério acredite que a remuneração por ESS não é a melhor forma de endereçar o custo, sugerimos que seja avaliada a possibilidade do unit commitment termelétrico das usinas vencedores do LRCAP de 2024 ser remunerado pelo próprio CRCAP e estar endereçado dentro do encargo de potência para reserva de capacidade. Dessa forma, o custo real termelétrico seria rateado conforme o encargo desenhado



justamente para remunerar a flexibilidade e segurança do sistema, e que hoje envolve contratação de termelétricos com suas restrições físicas associadas.

Em especial, propomos que rampas de acionamento e desligamento de até 2h de duração sejam ressarcíveis/incorporadas ao encargo, sendo durações superiores a esta a risco do empreendedor. Com este tratamento, também convém permitir a participação de usinas com rampas de até 5h de duração, aumentando a competição no certame em benefício da modicidade tarifária.

Por fim, solicitamos que a flexibilidade dos empreendimentos de geração nos Produtos Potência Termelétrica seja valorada na competitividade no leilão. Embora o LRCAP/2024 seja para a contratação de capacidade, faz-se necessário que os recursos tenham também atributos de flexibilidade para que o atendimento ao requisito não incorra também em desperdícios de energia.

Assim, o objetivo deste aprimoramento é incentivar os proponentes a procurar soluções mais flexíveis do que os requisitos mínimos estabelecidos na Portaria de Diretrizes e revelar sua real flexibilidade ao operador do sistema. O incentivo adequado da procura por flexibilidade ampliará a capacidade de gestão do sistema elétrico e otimizará custos sistêmicos de geração.

Os atributos de flexibilidade a serem considerados na valoração das ofertas durante o leilão podem incluir:

- tempo mínimo de permanência na condição ligado ("T-on")
- tempo mínimo de permanência na condição desligado ("T-off")
- tempo total de rampa de acionamento ("R-up")
- tempo total de rampa de desligamento ("R-dn")
- razão entre a geração mínima e a geração máxima de cada unidade geradora ("Gmin/Gmax")

Estes parâmetros deverão ser declarados na etapa de cadastramento para habilitação técnica e deverão ser atendidos no caso dos empreendimentos que se sagarem vencedores do leilão.

## **4.2 Custo Variável Unitário**



**APINE**

Associação Brasileira dos Produtores  
Independentes de Energia Elétrica

É necessário que o CVU máximo permitido no certame tenha condições de acomodar os diferentes combustíveis e tecnologias, seja através de um único CVU teto suficiente para acomodar todos os combustíveis, seja adotando CVU teto específico para cada combustível e tecnologia.

#### **4.3 Produtos 2027 e 2028**

Em 2019, no âmbito do Plano Decenal de Expansão de Energia de 2029, a EPE já indicou a importância de contratação de capacidade, indicando que “[a] necessidade de oferta específica para esse fim aparece já a partir de 2024 e exigirá um modelo de contratação específico para se viabilizar de modo eficiente.”

Já em 2020, após uma redução da carga em razão da pandemia de COVID-19, a violação dos parâmetros de capacidade, nos termos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 fora postergado, indicando “que o primeiro momento de violação do critério de potência, assim como o de energia, ocorre a partir de 2026, onde também há uma característica crescente da violação ao longo dos anos.”

Nesse contexto, a primeira contratação de capacidade ocorreu em 2021, por meio do primeiro LRCAP, viabilizando a contratação de 5.126 MW de capacidade. Oportuno, neste momento, parabenizar o MME por este certame e pela assertividade na aplicação deste formato inovativo.

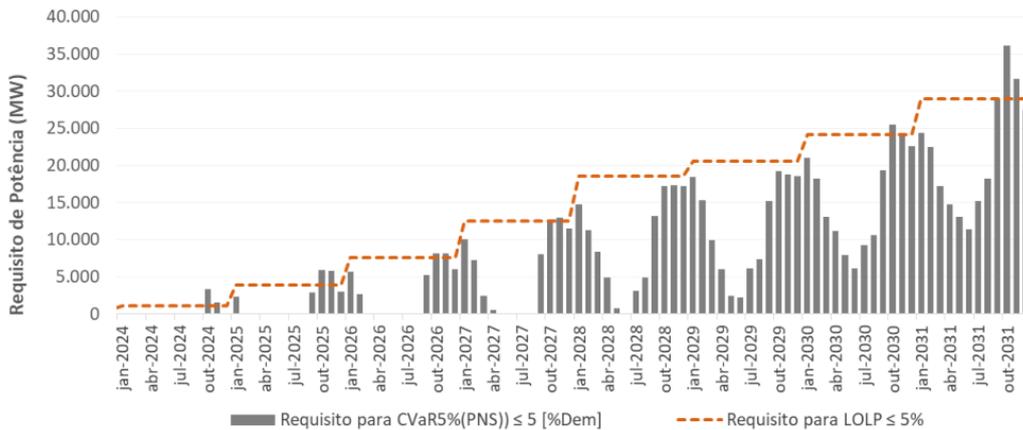
Ocorre que, a despeito deste resultado muito positivo, com a redução dos impactos da pandemia de COVID-19 e retomada rápida dos patamares de carga, percebe-se que o Plano Decenal de Expansão 2031 e 2032, reforçaram a necessidade de contratação de capacidade de potência incremental ainda para os anos de 2026 e 2027 – que não foram plenamente supridos pelo LRCAP 2021.



**APINE**

Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica

**Gráfico 3 - 19: Requisitos de potência calculados para métricas CVaR5%(PNS) ≤ 5 [%Dem] e LOLP ≤ 5%**

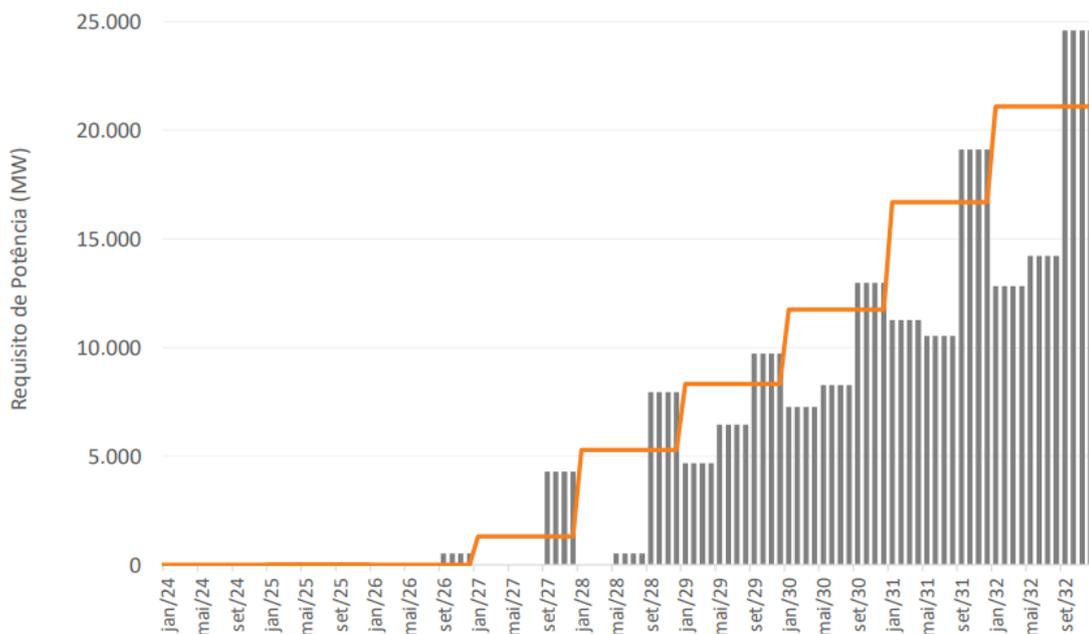


Ref.: PDE 2031

### Requisitos de potência calculados para métricas CVaR5%(PNS) e LOLP

Base Quadrimestral

- Requisito para LOLP ≤ 5%
- Requisito para CVaR5%(PNS) ≤ 5 [%Demanda]



Ref.: Requisitos de Energia e Potência – PDE 2032

Vale notar que, conforme é de conhecimento, cerca de 8,5 GW de termelétricas serão descontratadas até 2026. E, a despeito da contratação realizada no Leilão de Capacidade, ainda existe uma disponibilidade no setor para contratação de cerca de 7 GW de capacidade térmica..

Dito isso, a despeito da viabilidade de antecipação do início do suprimento dos LRCAPs, conforme sugerido pelo artigo 12 § 7º da minuta de



**APINE**

Associação Brasileira dos Produtores  
Independentes de Energia Elétrica

portaria, reforçamos que o sistema requer a contratação de capacidade ainda para início de suprimento em 2026 e que o sistema dispõe de oferta para atender à esta demanda.

Assim, sugerimos que o Produto Térmico 2027 seja antecipado para 2026, de forma a assegurar o pleno atendimento às necessidades urgentes do Operador Nacional do Sistema Elétrico. Ou, alternativamente, que seja criado um produto adicional para suprimento a partir de 2026.

Também com relação a demanda a ser contratada no LRCAP de 2024, a Apine entende ser positiva a participação de diferentes soluções tecnológicas, não somente pela complementariedade operacional e de custos, mas também por aspectos relacionados ao desenvolvimento setorial, inovação, compromisso com a transição energética segura, modernização e fomento para a industrialização verde no Brasil. Assim, independentemente da quantidade de produtos ofertados no certame, a Apine defende tratamento técnico, com equilíbrio na alocação da demanda a ser contratada entre os diferentes produtos.

Por fim, entendemos que deve haver um mecanismo que permita a participação dos empreendimentos habilitados em todas as modalidades do leilão – de forma faseada – tal como fora sugerido no LRCAP 2021. Ou seja, àqueles que não se sagraram vencedores do Produto #1 e estejam tecnicamente aptos, poderão ter sua oferta automaticamente redirecionada para o Produto #2. Essa possibilidade garante o máximo de oferta para ambos os produtos, assegurando o melhor preço para o consumidor.

#### **4.4 Alocação do risco relativo à incerteza de despacho para agentes termelétricos**

Solicita-se alocação equilibrada de riscos relativos à incerteza de despacho entre os geradores e o ONS, cabendo ao gerador cumprir com o despacho programado e com eventuais ajustes em tempo real, e ao ONS, minimizar divergências entre a programação de despacho para o dia seguinte e o tempo real.



**APINE**

Associação Brasileira dos Produtores  
Independentes de Energia Elétrica

No Art. 5º, §2º da Portaria Nº 774/GM/MME, de 7 de março de 2024, está estabelecido na minuta o seguinte:

*§ 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.*

Depreende-se deste parágrafo que todo o risco de incerteza de despacho, inclusive as eventuais divergências entre o despacho programado e o tempo real, ficará alocado ao agente gerador, sob risco de penalidade estabelecida no Art. 5º, §3º, inciso I, que diz:

*I - a não entrega da potência requerida por empreendimento termelétrico 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;*

Importa destacar que a incerteza de despacho deve ser dividida em duas partes:

- i. A incerteza com relação ao despacho programado para o dia seguinte.
- ii. A incerteza com relação às divergências entre o despacho programado e o despacho intradiário.

Com relação ao despacho previsto na programação para o dia seguinte, o agente gerador tem condições de gerenciar o risco de incerteza de despacho programado, visto que tem tempo suficiente para preparar a usina e o suprimento de combustível para o dia seguinte.

Contudo, a capacidade de lidar com divergências significativas da operação intradiária comparada à programação no dia anterior pode ser limitada para o gerador. Tendo em vista que os incentivos para maximizar a acurácia da programação para o dia seguinte devem ser alocados ao ONS, entende-se que responsabilidade sobre indisponibilidade em casos de divergência entre o despacho programado para o dia seguinte e o intradiário deve ser dividida entre gerador e ONS, não cabendo neste caso a penalidade



**APINE**

Associação Brasileira dos Produtores  
Independentes de Energia Elétrica

prevista ao gerador no Art. 5º, §3º da minuta da portaria de diretrizes do LRCAP/2024.

## **5. Participação de sistemas de armazenamento**

É possível afirmar que a autorização, implantação e operação de sistemas de armazenamento de energia elétrica encontra maturidade suficiente para garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, com vistas ao atendimento à necessidade de potência requerida pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), sendo possível sua implantação como equipamento associado a centrais de geração por meio de alteração de características técnicas, dispensando grandes ajustes normativos.

A participação de sistemas de armazenamento de energia elétrica associados a centrais geradoras de fontes renováveis introduz aspectos de controle e despachabilidade na geração de energia limpa e renovável, como eólicas, fotovoltaicas e também usinas hidrelétricas, sejam elas de grande porte ou pequenas centrais geradoras.

Assim, a Apine, respeitosamente, entende que os desafios apresentados pela Nota Técnica nº 37/2024/DPOG/SNTEP, no estágio atual do debate sobre a inserção de recursos de armazenamento de energia elétrica no Brasil, já foram elucidados e não demandam “considerável inovação para a formatação do produto a ser contratado e operado” no SEB.

Além disso, entendemos que é positiva a participação de diferentes soluções tecnológicas, não apenas pela complementariedade operacional e de custos, mas também pelos aspectos relacionados ao desenvolvimento setorial, inovação, compromisso com a transição energética segura, modernização e fomento para a industrialização verde no Brasil. Portanto, independentemente da quantidade de produtos ofertados no certame, defendemos um tratamento técnico, com neutralidade tecnológica e equilíbrio na alocação da demanda a ser contratada.

A inclusão da tecnologia de armazenamento no leilão contribuirá significativamente para a diversificação da matriz energética brasileira,



**APINE**

Associação Brasileira dos Produtores  
Independentes de Energia Elétrica

aumentando a segurança energética do país e impulsionando a economia por meio da geração de empregos e do desenvolvimento de novas tecnologias.

Ante o exposto, a Apine acredita que a participação de sistemas de armazenamento de energia elétrica associados a centrais geradoras de fontes renováveis, como eólicas e fotovoltaicas, no LRCAP de 2024, vem ao encontro do interesse público, pela contratação de uma matriz de reserva de capacidade diversa e de menor custo, promovendo o desenvolvimento de novas tecnologias, com efeitos sobre o processo de reindustrialização verde, reforçando também o compromisso brasileiro com a transição energética e a mitigação sobre efeitos das mudanças climáticas.

Adicionalmente, salientamos que a inclusão dos sistemas de armazenamento no LRCAP 2024 seria possível considerando que:

- (i) O novo produto seria destinado a complementar centrais geradoras de fontes renováveis, com unidades de armazenamento despacháveis. Deste modo, seria adotado o regime jurídico de Produção Independente de Energia (PIE) para efeitos de outorga, fiscalização, acesso às redes de distribuição e transmissão e para a adesão à CCEE;
- (ii) O acesso de tais sistemas à rede é abarcado pelos procedimentos definidos na REN nº 1.000/2021, e no Módulo 5 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica;
- (iii) A associação de sistemas de armazenamento a usinas renováveis viabiliza sua aplicação enquanto reserva de capacidade na forma de potência, e poderia se dar via alteração de características técnicas de centrais geradoras com base em legislação já existente;
- (iv) As adequações contratuais necessárias, tomando-se como referência o CRCAP aplicado no Leilão de 2021, seriam pontuais;  
e
- (v) O modelo DESSEM é capaz de programar a operação diária incluindo unidades de sistemas de armazenamento, de forma a otimizar custos operativos, e a atuar no atendimento de picos de demanda.

## 6. Penalidades

A minuta de portaria disponibilizada nesta consulta pública apresenta, ao longo do texto, inúmeras redações acerca das penalidades a que os agentes geradores estarão sujeitos, quando do não atendimento aos compromissos contratuais e setoriais.

Sem ainda fazer juízo sobre a dosimetria das penalidades e do impacto que elas podem causar a saúde financeira dos empreendimentos, é possível perceber que existe uma sobreposição de penalidades que tratam do mesmo tema: o não atendimento a necessidade do sistema.

Pois bem, o Art.12 § 6º IV faz referência ao não atendimento ao despacho do ONS e o Art.5 § 3º I faz referência a não entrega de potência requerida. No mínimo é possível inferir que a primeira está contida na segunda. Isto é, os tipos descritos para fins de apuração de penalidade, por suas características, ensejam dupla penalização por uma única violação.

Já em relação ao Art.12 § 6º III, o “não atendimento aos compromissos de entrega de disponibilidade” está intimamente relacionado ao item IV “não atendimento ao despacho centralizado”, uma vez que sempre que não ocorrer o atendimento ao item IV, o agente também não está atendendo o item III.

Importante reforçar que, em maior ou menor medida (i.e., se descumprimento de despacho do ONS, de não atendimento ao compromisso de entrega ou de declaração de indisponibilidade pelo ONS), todas as penalidades referem-se a um mesmo fato gerador, qual seja: a indisponibilidade da usina em um momento crítico para o sistema.

Antes de passar para a análise da dosimetria das penalidades, é importante notar que a Receita Fixa dos empreendimentos é em sua maior parte um *pass through* de custos. Para citar alguns, existem os custos do O&M fixo do empreendimento, custos de conexão e transmissão de energia, transporte e distribuição do gás combustível e pagamentos dos custos de investimento (CAPEX). A própria minuta de portaria descreve a abrangência dos itens cobertos pela Receita Fixa no Art.12 § 3º III.



**APINE**

Associação Brasileira dos Produtores  
Independentes de Energia Elétrica

Assim, a sugestão de aplicar uma penalidade como a proposta no Art.5 § 3º que pode chegar a mensalmente 50% da receita fixa do empreendimento após apenas 10h de operação abaixo do compromisso é equivalente a inviabilizar a continuidade da operação do empreendimento – impedindo inclusive os investimentos em melhorias para evitar recorrência das falhas.

Dessa forma, reforçamos a recomendação da retirada desta penalidade.

Na hipótese deste Ministério optar pela manutenção da penalidade ora exposta, solicitamos que seja feita uma proporcionalização ao percentual de não atendimento da entrega da capacidade, bem como ajustes na redução propostas, a fim de evitar a cobrança em duplicidade de penalidades pelo mesmo fato gerador. E ainda, que seja considerada redução de 0,5% por hora, o que ainda representa um valor bastante superior à Receita Fixa do empreendimento por cada hora de geração do mês ( $1/720$  horas = 0,14%).

Além disso, o §6º do art. 12 da minuta de portaria de diretrizes prevê que outras penalidades podem ser fixadas pela Aneel. É importante evitar a sobreposição de penalidades, ou seja, a aplicação de multas ou qualquer outro tipo que tenham como causa o mesmo fato gerador, como por exemplo, a indisponibilidade da máquina em determinada hora. Dessa forma, sugere-se a exclusão da penalidade de 5% por hora não disponível. A penalidade aplicada não pode ser a mesma, independentemente do volume não entregue.

Ainda, é necessário diferenciar as penalidades para projetos que serão ofertados de repotenciação e ampliação. No caso de repotenciação, a penalidade deve incidir especificamente sobre a indisponibilidade da unidade geradora hidrelétrica que ficou inoperante. Por exemplo, em uma usina hidrelétrica com cinco máquinas repotenciadas, a penalidade deve ser aplicada apenas sobre a receita referente à máquina que ficou indisponível. Da mesma forma, para os casos de ampliação, a penalidade deve ser aplicada apenas à máquina que foi adicionada.

Por fim, reforça-se que as penalidades serão precificadas pelos agentes, e caso sejam demasiadamente elevadas acabarão por reduzir a competitividade no certame e aumentar o valor do ERCAP cobrado dos consumidores.

## 6.1 Indisponibilidade forçada

A minuta de portaria prevê que as penalidades serão aplicadas mesmo na hipótese de ocorrência de indisponibilidade forçada que esteja dentro dos parâmetros de TEIF declarados. Destaca-se que em um contrato com duração de 15 anos é natural que ocorram indisponibilidades forçadas.

Desta forma, a minuta de portaria está prevendo a criação de um contrato que certamente irá penalizar todos os agentes contratados, o que não nos parece razoável, em especial tendo em vista que isso se refletirá em uma receita fixa mais elevada a ser exigida pelos geradores.

Além disso, se não houver expurgo do TEIF para a apuração das penalidades, o incentivo regulatório dado aos agentes é de que declarem valores de TEIF artificialmente baixos, o que não é desejado.

Tendo isto em vista, a Apine solicita que para a apuração de penalidades seja considerada apenas a TEIFa que excede a TEIF, como de praxe no setor.

## 7. Manutenções

As paradas programadas são realizadas de acordo com as recomendações do fabricante dos equipamentos e, no caso dos agentes termelétricos, diante da necessidade - tecnicamente comprovada - de manutenções da cadeia de suprimento do combustível dos projetos.

Momentos de indisponibilidade são condicionados também às horas de operação das usinas, sendo estabelecido pelo fabricante dos equipamentos um cronograma de manutenção que considera o volume de horas em operação, independentemente do tipo de tecnologia.

Essas manutenções devem ser realizadas dentro dos prazos estabelecidos, a fim de garantir a integridade física do empreendimento e, principalmente, de seus trabalhadores.

Dessa forma, os períodos de indisponibilidade programada devem ser previamente definidos **em conjunto com as Usinas**, considerando as características específicas de cada um dos ativos e não podem ser



**APINE**

Associação Brasileira dos Produtores  
Independentes de Energia Elétrica

determinadas exclusivamente pelo Operador, conforme sugere o artigo 5º, parágrafo 4º da Portaria.

Vale ressaltar que historicamente essa coordenação entre o Operador e os agentes é realizada, sempre buscando harmonizar os três interesses: segurança do sistema, segurança do empreendimento e segurança dos empregados envolvidos na operação.

Entendemos que há margem para um aprimoramento no presente certame, para que o Operador receba as sugestões de manutenções com antecedência – a fim que ele consiga aprovar esses momentos de indisponibilidade fora daqueles momentos que há notada necessidade de capacidade para segurança do sistema.

## 8. Sugestões de alterações da redação da Portaria

Para a incorporação dos aprimoramentos propostos à minuta de Portaria de diretrizes do LRCAP 2024 sugerimos as seguintes alterações:

TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO
<p>Art. 3º A Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel deverá promover, direta ou indiretamente, o LRCAP de 2024, em conformidade com as Portarias nº 514/GM/MME, de 2 de setembro de 2011, nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016, na presente Portaria Normativa e com outras que vierem a ser estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia.</p> <p>Parágrafo único. O Leilão previsto no caput deverá ser realizado em 30 de agosto de 2024.</p>	<p>Art. 3º A Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel deverá promover, direta ou indiretamente, o LRCAP de 2024, em conformidade com as Portarias nº 514/GM/MME, de 2 de setembro de 2011, nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016, na presente Portaria Normativa e com outras que vierem a ser estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia.</p> <p>§1º Para os projetos enquadrados no inciso IV e V do art. 4º não serão exigidos, para fins de cadastramento e habilitação técnica, os itens citados na Portaria nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016, art. 4º, §3º, V, VI, VII, VIII e IX, bem como no art. 4º, §4º, IV, alínea “a”.</p> <p>§ 2º O Leilão previsto no caput deverá ser realizado em 30 de agosto de 2024.</p>

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

I - Produto Potência Termelétrica 2027, 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;

II - Produto Potência Termelétrica 2028, 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

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.

Parágrafo único. Os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 deverão apresentar características de flexibilidade operativa que garantam o atendimento dos despachos estabelecidos na programação da operação pelo ONS, bem como aqueles determinados durante a operação em tempo real.

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

I - Produto Potência Termelétrica 2026, 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;

II - Produto Potência Termelétrica 2027, 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;

III - Produto Potência Termelétrica 2028, 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

IV - 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;-e;

V - 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.



**APINE**

Associação Brasileira dos Produtores  
Independentes de Energia Elétrica

§ 1º Os empreendimentos contratados no LRCAP de 2024 deverão apresentar características de flexibilidade operativa que garantam o atendimento dos despachos estabelecidos na programação da operação pelo ONS, bem como aqueles determinados durante a operação em tempo real.

§ 2º A ampliação de capacidade instalada de que trata o inciso III poderá ser proveniente, inclusive, da alteração do ponto de operação das unidades geradoras.

§ 3º Os empreendimentos de geração renovável com unidades de armazenamento de energia despachável somente poderão contratar montante de potência igual ou inferior à potência instalada de suas unidades de armazenamento de energia, sem prejuízo da possibilidade de atendimento indistintamente dos despachos estabelecidos na programação da operação pelo ONS, bem como aqueles determinados durante a operação em tempo real, por meio de suas unidades de geração e de armazenamento.



**APINE**

Associação Brasileira dos Produtores  
Independentes de Energia Elétrica

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.

[...]

§ 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 implicará a redução 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 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.

Art. 5º

[...]

§ 1º A apuração do desempenho operativo e contratual será realizada em base mensal, observando-se a efetiva disponibilidade apurada através da taxa equivalente de indisponibilidade programada – TEIP e da taxa equivalente de indisponibilidade forçada apurada – TEIFa e, para empreendimentos termelétricos e empreendimentos de geração renovável com unidades de armazenamento de energia despachável, os requisitos mínimos de flexibilidade operativa de que tratam os incisos V e XII do art. 9º desta Portaria Normativa.

[...]

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

*Conforme argumentos apresentados acima sugerimos excluir o § 3º. Ou alternativamente, ajustar a dosimetria da penalidade e compatibilizá-la com as penalidades previstas nas demais Cláusulas a fim de evitar duplicidade em sua cobrança, conforme abaixo:*

I - a não entrega da potência requerida por empreendimento termelétrico ou de geração renovável com sistemas de armazenamento de energia implicará a redução de 0,5% por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora,

	<p>proporcional à potência não entregue, ficando a redução total limitada a vinte e cinco por cento para cada mês de apuração, sendo esta a penalidade indicada para atendimento ao disposto do Art. 12º § 6º IV da presente Portaria; e</p> <p>II – a indisponibilidade apurada de unidade geradora hidrelétrica que supere as taxas declaradas pelo agente implicará a redução mínima de 0,5% por cento da parcela mensal de que trata o caput para cada hora de indisponibilidade, proporcional à potência indisponível, ficando a redução total limitada a vinte e cinco por cento para cada mês de apuração, sendo esta a penalidade indicada para atendimento ao disposto do Art. 12º § 6º IV da presente Portaria.</p>
<p>Art. 5º, § 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.</p>	<p>Art. 5º (...)</p> <p>§ 2º Fica alocado ao empreendedor o risco relativo à incerteza de despacho do seu empreendimento pelo ONS na programação para o dia seguinte, inclusive no que se refere à quantidade de partidas e paradas, bem como ao tempo de operação e à quantidade de energia produzida.</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, <b>em conjunto pelo empreendimento e pelo ONS, com antecedência mínima de 04 (quatro) meses</b>, 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><b>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.</b></p> <p><b>Parágrafo Único. A ampliação da capacidade instalada dos empreendimentos participantes ensejará a Revisão Extraordinária do montante de garantia física, nos termos da Portaria nº 406, de 16 de outubro de 2017.</b></p>



**APINE**

Associação Brasileira dos Produtores  
Independentes de Energia Elétrica

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](http://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 à EPE em até setenta e cinco dias, antes da realização do Leilão, sob pena de não serem considerados para fins de Habilitação Técnica.

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](http://www.epe.gov.br), ~~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 à EPE em até setenta e cinco dias, antes da realização do Leilão, sob pena de não serem considerados para fins de Habilitação Técnica.~~

§ 5º A EPE publicará e disponibilizará em seu sítio eletrônico instruções para cadastramento e habilitação técnica de empreendimento de geração renovável com armazenamento e realizará os ajustes pertinentes no AEGE para que a ficha de dados dos projetos de geração renovável com armazenamento traga as seguintes informações:

I – Potência nominal bruta do sistema de armazenamento;

II – Round-trip-efficiency do sistema de armazenamento considerando a realização de um ciclo completo por dia;

	<p>III – Autonomia do ciclo completo de descarga das unidades de armazenamento;</p> <p>IV – Tempo máximo de recarga para recomposição da carga máxima do ciclo completo;</p> <p>V – Disponibilidade de ciclos completos por ano; e</p> <p>VI – Profundidade de descarga (Depth of Discharge - DoD) do sistema de armazenamento.</p> <p>§ 6º Excepcionalmente para habilitação de empreendimentos de geração renovável com armazenamento as licenças ambientais e os estudos e relatórios de impacto ambiental de que tratam a Portaria nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016, não precisarão contemplar os sistemas de armazenamento.</p>
<p>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;</p>	<p>Art. 9º Não serão Habilitados Tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos de geração: [...] V – c) tempo total de rampa de acionamento (“R-up) menor ou igual a <del>uma hora e trinta minutos</del> cinco horas</p> <p><del>VI – parcela existente ou ampliações de usinas hidrelétricas que foram prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013;</del></p>
<p>Art. 9º (...)</p>	<p>Art. 9º (...)</p>

XI - que não atendam às condições para Cadastramento e Habilitação Técnica estabelecidas pela Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, observadas as demais condicionantes e exceções dispostas nesta Portaria Normativa.

(...)

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, desde que 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.

[...]

XI - que não atendam às condições para Cadastramento e Habilitação Técnica estabelecidas pela Portaria nº 102/GM/MME, de 2016, observadas as demais condicionantes e exceções dispostas nesta Portaria Normativa.

(...)

Parágrafo único. A vedação de que trata o inciso IX não se aplica nos casos de **geração renovável com nova unidade de armazenamento de energia despachável participantes do Produto Energia Renovável 2027** e de ampliação de empreendimentos hidrelétricos participantes do Produto Potência Hidrelétrica 2028, desde que 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.

XII - **empreendimentos de geração renovável com unidade de armazenamento de energia despachável que apresentam as seguintes características ou requisitos de flexibilidade operativa:**

a) **autonomia do ciclo completo de descarga das unidades de armazenamento inferior a [número de horas definido pelo MME] horas ao longo de toda a vigência contratual;**

b) **tempo mínimo de recarga para recomposição da carga máxima do ciclo completo superior a [número de horas definido pelo MME] horas ao longo de toda a vigência contratual;**

c) **número mínimo de ciclos completos de descarga anual inferior a [número definido pelo MME];**

<p>Art. 12º (...) § 1º No LRCAP de 2024, serão negociados CRCAPs com prazo de suprimento de: I – sete anos para o Produto Potência Termelétrica 2027, de que trata o inciso I do art. 4º; II - quinze anos para o Produto Potência Termelétrica 2028, de que trata o inciso II do art. 4º; e III - quinze anos para o Produto Potência Hidrelétrica 2028, de que trata o inciso III do art. 4º.</p>	<p>Art. 12º (...) § 1º No LRCAP de 2024, serão negociados CRCAPs com prazo de suprimento de: I – sete anos para o Produto Potência Termelétrica 2026, de que trata o inciso I do art. 4º; II – sete anos para o Produto Potência Termelétrica 2027, de que trata o inciso II do art. 4º; III - quinze anos para o Produto Potência Termelétrica 2028, de que trata o inciso III do art. 4º; e IV - quinze anos para o Produto Potência Hidrelétrica 2028, de que trata o inciso IV do art. 4º. V - quinze anos para o Produto Potência Renovável 2027, de que trata o inciso V do art. 4º.</p>
<p>Art. 12º (...) § 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP de 2024 ocorrerá: I - em 1º de julho de 2027, para o Produto Potência Termelétrica 2027, de que trata o inciso I do art. 4º; II - em 1º de janeiro de 2028, para o Produto Potência Termelétrica 2028, de que trata o inciso II do art. 4º; e III - em 1º de janeiro de 2028, para o Produto Potência Hidrelétrica 2028, de que trata o inciso III do art. 4º.</p>	<p>Art. 12º (...) § 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP de 2024 ocorrerá: I - em 1º de julho de 2026, para o Produto Potência Termelétrica 2026, de que trata o inciso I do art. 4º; II - em 1º de julho de 2027, para o Produto Potência Termelétrica 2027, de que trata o inciso II do art. 4º; III - em 1º de janeiro de 2028, para o Produto Potência Termelétrica 2028, de que trata o inciso III do art. 4º;-e IV - em 1º de janeiro de 2028, para o Produto Potência Hidrelétrica 2028, de que trata o inciso IV do art. 4º; e V - em 1º de julho de 2027, para o Produto Potência Renovável 2027, de que trata o inciso V do art. 4º.</p>
<p>Art. 12º 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>Art. 12º 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>§ 3º No LRCAP de 2024, serão negociados CRCAPs que deverão atender às seguintes diretrizes:</p> <p>h) os custos decorrentes da obrigação de manutenção da disponibilidade da potência contratada ao longo de todo o contrato, incluindo eventuais investimentos;</p>	<p>§ 3º No LRCAP de 2024, serão negociados CRCAPs que deverão atender às seguintes diretrizes:</p> <p>h) os custos decorrentes da obrigação de manutenção da disponibilidade da potência contratada ao longo de todo o contrato, limitado a eventuais investimentos <b>relacionado às unidades geradoras que comercializaram no presente leilão;</b></p>
<p>Art. 12º 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>§ 4º Os CRCAPs deverão prever que:</p> <p>I - o vendedor não estará isento da obrigação de disponibilidade de potência, mesmo que dentro do limite da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF).</p>	<p>Art. 12º</p> <p><del>§ 4º Os CRCAPs deverão prever que:</del></p> <p><del>I - o vendedor não estará isento da obrigação de disponibilidade de potência, mesmo que dentro do limite da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (TEIF).</del></p>
<p>§ 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;</p> <p>II - pela declaração de indisponibilidade acima dos Índices de Referência informados no ato do Cadastramento;</p> <p>III – pelo não atendimento aos compromissos de entrega de disponibilidade de potência negociados no LRCAP de 2024</p>	<p>§ 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;</p> <p>II - pela declaração de indisponibilidade acima dos Índices de Referência informados no ato do Cadastramento;</p> <p><b>III - pelo não atendimento ao despacho centralizado nas condições definidas pelo ONS ou pelo não atendimento aos compromissos de entrega de disponibilidade de potência das unidades geradoras contratadas no LRCAP de 2024</b></p>
<p>Art. 12º Caberá à Aneel elaborar o Edital, seus Anexos e os</p>	<p>Art. 12. Caberá à Aneel elaborar o Edital, seus Anexos e os</p>



**APINE**

Associação Brasileira dos Produtores  
Independentes de Energia Elétrica

respectivos CRCAPs, bem como adotar as medidas necessárias para a promoção do LRCAP de 2024.

(...)

respectivos CRCAPs, bem como adotar as medidas necessárias para a promoção do LRCAP de 2024.

(...)

§ 9º O Edital e os CRCAPs do Produto Potência Hidrelétrica deverão prever cláusula em que, na hipótese do término da outorga vigente do empreendimento preceder o término do CRCAP, consideradas eventuais extensões ou prorrogações do prazo da outorga, o vendedor receberá, ao final da outorga, em parcela única, o valor presente do fluxo de caixa futuro proveniente do CRCAP, considerando:

- a) a receita fixa negociada pelo vendedor;
- b) os custos elencados nas alíneas “b” a “f” do Art. 12, § 3º, inciso II, associados exclusivamente à expansão de capacidade negociada no certame;
- c) o período entre o término da outorga e o término do CRCAP;
- d) a taxa regulatória de remuneração do capital, condizente com o nível de risco do negócio, a ser calculada pela Aneel e definida no Edital e no CRCAP.

§ 10. O Edital e os CRCAPs do Produto Potência Hidrelétrica deverão prever que, na hipótese do término da outorga vigente do empreendimento preceder o término do CRCAP, consideradas eventuais extensões ou prorrogações do prazo da outorga, o novo titular da outorga assumirá todos os direitos e deveres do CRCAP.

<p>Art. 20. Aplica-se a Portaria nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016, no que couber, ao LRCAP de 2024.</p>	<p>Art. 20. Aplica-se a Portaria nº 102/GM/MME, de 22 de março de 2016, no que couber, ao LRCAP de 2024.</p> <p>Parágrafo Único. Não se aplica o disposto no §13 do art. 4º da Portaria citada no caput deste artigo para as ampliações de empreendimentos hidrelétricos existentes.</p>
	<p>Art. XX Os empreendimentos novos e/ou existentes que se sagrarem vencedores do LRCAP 2024 terão suas outorgas atualizadas, no sentido de incluir a aprovação da ampliação ou dos sistemas de armazenamento de energia como projeto Prioritário, com base no Decreto nº 11.964, de 26 de março de 2024, e na Portaria MME nº 364, de 13 de setembro de 2017.</p> <p>Art. XX Os projetos dos empreendimentos novos e/ou existentes que se sagrarem vencedores do LRCAP 2024 serão enquadrados no REIDI, conforme o disposto no Decreto nº 6.144, de 3 de julho de 2007, e na Portaria MME nº 318, de 1º de agosto de 2018.</p> <p>Art. XX Para o cálculo da disponibilidade de potência dos empreendimentos de geração renovável com unidade de armazenamento de energia despachável candidatos, será considerada a potência instalada dos sistemas de armazenamento, utilizados os parâmetros do projeto a ser habilitado tecnicamente pela EPE.</p>