

RECURRENT ENERGY

f A subsidiary of Canadian Solar



Contribuição à Consulta Pública (“CP”) MME nº 176/2024

por Recurrent Energy e Canadian Solar

São Paulo, 25 de outubro de 2024



A Recurrent Energy e Canadian Solar apresentam, a partir deste documento, as suas contribuições à Consulta Pública nº 176/2024 (“CP MME 176/2024”), que tem como objetivo obter subsídios para a minuta de Portaria contendo as Diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica, a partir de novos sistemas de armazenamento que acrescentem potência elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, denominado "Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento, de 2025 - LRCAP Armazenamento de 2025".

As empresas gostariam de parabenizar o Ministério pelo trabalho realizado para introduzir os sistemas de armazenamento de energia elétrica por meio de baterias (“BESS”) no Sistema Interligado Nacional (“SIN”). De fato, a realização de um leilão específico para contratar baterias proporcionará a continuidade do fornecimento de energia elétrica, com vistas ao atendimento à necessidade de potência requerida pelo SIN nas horas críticas, tanto para a demanda quanto para a geração frustrada pelo fenômeno de *constrained-off*, garantindo maior robustez e flexibilidade ao Operador e a todo o setor elétrico. Diante disso, as contribuições apresentadas aqui visam trazer aprimoramentos à proposta do Ministério.

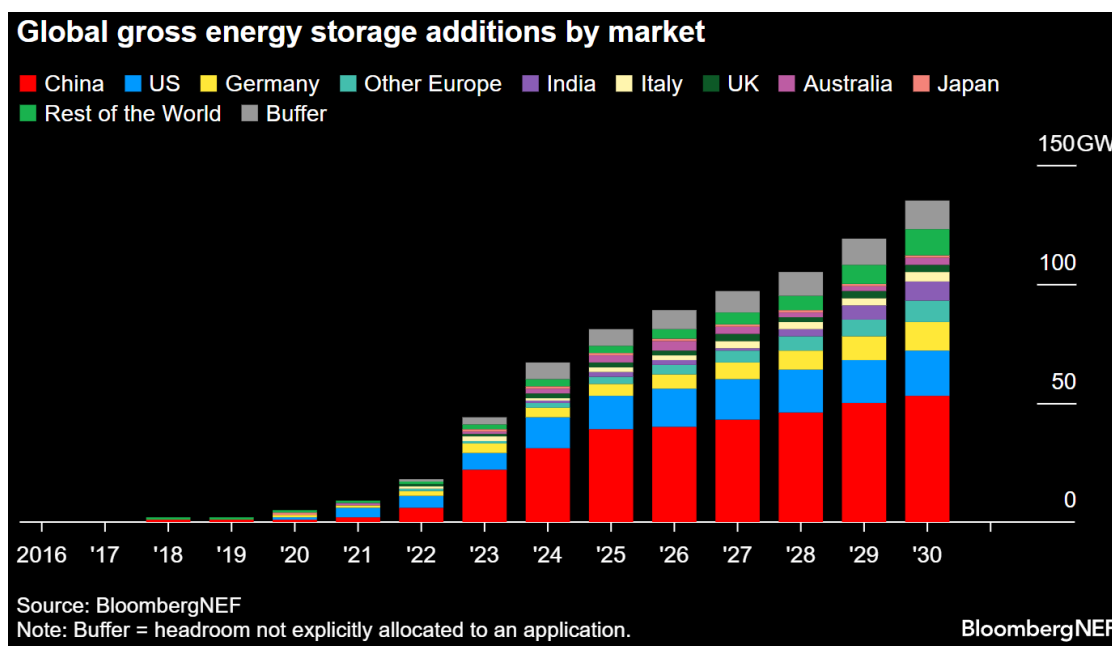
A Canadian Solar e suas subsidiárias, como líderes globais em soluções de energia solar e armazenamento, veem o Leilão de Reserva de Capacidade de 2025 como uma oportunidade estratégica para introduzir tecnologias de ponta no mercado brasileiro. Com sua expertise em sistemas de armazenamento de energia em baterias e integração com usinas solares fotovoltaicas, a empresa está preparada para oferecer soluções inovadoras que proporcionam maior flexibilidade e eficiência ao SIN. A combinação de armazenamento com geração solar não apenas otimiza a utilização da rede, mas também maximiza a eficiência dos ativos, reduzindo o *curtailment* e os custos operacionais. Estudos internacionais, como os realizados na Austrália e nos Estados Unidos, já demonstram que investimentos em tecnologias de armazenamento de larga escala reduzem custos de operação, minimizam a rejeição de carga e aumentam a estabilidade do sistema. A Canadian Solar está comprometida em trazer esses benefícios ao Brasil, oferecendo soluções que aliam inovação tecnológica com uma proposta econômica competitiva, garantindo sustentabilidade e confiabilidade para o sistema elétrico a longo prazo.

Armazenamento de Energia Elétrica: mercado e projeções

A Nota Técnica nº 125/2024/DPOG/SNTEP, que fundamenta a minuta da portaria de diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de potência, por meio de novos sistemas de armazenamento em 2025, introduz a percepção do setor de que existe a necessidade de utilização dos BESS para trazer ao sistema uma resposta instantânea e flexibilidade operativa e locacional.

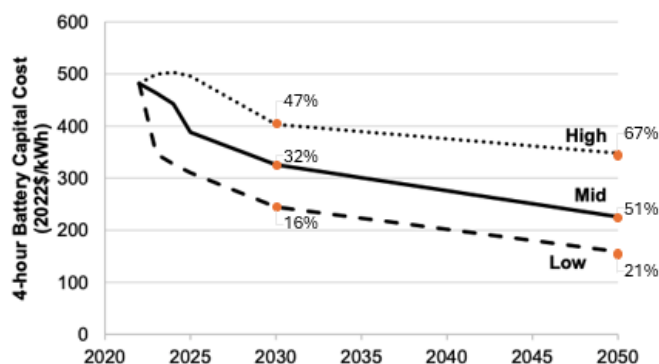
O armazenamento de energia elétrica por meio de BESS, além de proporcionar tais benefícios, possibilita a prestação de outros serviços, direta ou indiretamente, como a mitigação dos riscos de corte de carga (*blackout*) e de geração (*curtailment*); deslocamento temporal da geração; otimização do uso da rede; redução do custo de operação do sistema, entre outros.

Graças às múltiplas funções apresentadas, o mercado de sistemas de armazenamento tem crescido exponencialmente. Apenas em 2023 o mercado quase triplicou de tamanho, adicionando mais de 45 GW (97 GWh). Até 2030, o mercado global de armazenamento deve crescer 21% ao ano, chegando a 137 GW (442 GWh), de acordo com as previsões da BloombergNEF¹. A figura abaixo mostra o crescimento por região.



¹ Global Energy Storage Market Records Biggest Jump Yet, BloombergNEF, 25 de Abril de 2024. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/global-energy-storage-market-records-biggest-jump-yet/>

A redução dos custos desta nova tecnologia tem grande impacto na expectativa de incremento das instalações de sistemas de armazenamento, o preço das baterias de íons de lítio com 4 horas de capacidade tende a diminuir ano a ano. O US National Renewable Energy Laboratory (“NREL”)² projetou que os custos com BESS devem diminuir entre 16% e 47% até 2030. Já para 2050, a diminuição pode alcançar entre 21% e 67%, tornando a tecnologia ainda mais competitiva. A figura abaixo mostra a diminuição dos custos projetada.



Nesse sentido, o investimento em BESS irá permitir a integração de mais fontes renováveis, reduzindo custos operacionais e promovendo a segurança energética. Assim, manter o Brasil na vanguarda da inovação tecnológica e da sustentabilidade dependerá de políticas públicas e de marcos regulatórios que incentivem o desenvolvimento e a implementação dessas soluções. O Leilão de Reserva de Capacidade para contratação de Armazenamento de Energia Elétrica é um ponto de partida muito importante para esse incentivo.

Do LRCAP Armazenamento 2025

1. Contratação no Leilão

A minuta da Portaria estabelece que a Empresa de Pesquisa Energética (“EPE”) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (“ONS”) definam o montante de Reserva de Capacidade a ser contratado no leilão de armazenamento de energia em 2025. Essa contratação é essencial para suprir a demanda de potência no horário de déficit, fortalecendo a segurança e a confiabilidade do sistema

² Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update, NREL, Junho 2023. Disponível em: [Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update \(nrel.gov\)](https://www.nrel.gov/energy-storage/battery-storage/cost-projections-for-utility-scale-battery-storage-2023-update)

elétrico brasileiro, especialmente diante do aumento da penetração de fontes renováveis intermitentes e da necessidade de flexibilização do sistema.

No Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (“PDE 2034”), especificamente no Caderno de Requisitos de Geração para Atendimento aos Critérios de Suprimento, a EPE estima uma necessidade de oferta adicional de quase 8 GW até novembro de 2029. Essa estimativa considerou um valor de CvaR 5%, metodologia que poderá ser revisada com a possível aprovação da proposta apresentada na Consulta Pública MME nº 175/2024. Caso a nova metodologia seja implementada, é provável que o montante de potência requerida aumente ainda mais, refletindo uma maior necessidade de flexibilidade e resposta rápida do sistema.

Nesse contexto, é crucial que **o montante alocado para a contratação de baterias não seja subestimado, como um valor apenas introdutório ao setor**. É necessário adotar uma abordagem mais robusta, levando em consideração a crescente penetração e consolidação de fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica, e a diretriz de redução das térmicas para atingir as metas da Contribuição Nacionalmente Determinada (“NDC”), que impõe desafios adicionais à estabilidade e ao equilíbrio do sistema. Países como Alemanha, Itália, Reino Unido e Estados Unidos já adotaram estratégias de contratação de armazenamento de larga escala, integrando até 3 GW de capacidade de baterias em regiões com altos níveis de renováveis e sazonalidade de geração, como no caso do sistema interconectado do estado da Califórnia. A experiência internacional mostra que investimentos iniciais mais arrojados em tecnologias de armazenamento geram benefícios de longo prazo, como a redução de custos operacionais e a diminuição de desligamentos forçados.

No contexto brasileiro, a Recurrent Energy e Canadian Solar consideram que **a contratação de uma capacidade entre 2 a 2,5 GW (8 a 10 GWh) de armazenamento em baterias no leilão de 2025** seria adequada para enfrentar os desafios de curto prazo, avaliar a integração ao sistema elétrico brasileiro e estabelecer uma base sólida para futuras expansões. Esse valor permitirá atender às exigências de potência no horário de maior demanda do consumo, contribuindo para a estabilidade do sistema, além de proporcionar maior flexibilidade para a operação e o planejamento de longo prazo do setor elétrico.

2. Tipos de Sistemas a serem contratados

Outro aprimoramento necessário refere-se ao regime jurídico-regulatório a ser adotado para outorgar autorização para a implantação dos sistemas de armazenamento. Na nossa visão, o **sistema de armazenamento possui especificidades que devem ser endereçadas no seu enquadramento como agente setorial, exigindo o reconhecimento da necessidade de criação de uma figura típica, denominada de agente armazenador, que figuraria ao lado dos demais agentes setoriais de distribuição, transmissão, geração e consumidor. Nesse sentido, entendemos ser necessária a emissão de outorga de autorização nos moldes semelhantes e aplicáveis ao Produtor Independente de Energia (“PIE”). Convém reforçar que também é necessário ajustar as regras de fiscalização, acesso às redes de distribuição e transmissão e para a adesão à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”), de forma que tais regras reconheçam os benefícios que o agente armazenador traria à rede, e garantindo que a remuneração do uso da rede reflita a remuneração pelo uso efetivo da rede.**

Também não podemos deixar de reconhecer a possibilidade de associação entre usinas existentes (em operação, construção e desenvolvimento) e sistemas de armazenamento, caso no qual seria possível a aplicação do regramento já existente para usinas híbridas e associadas, o que possibilitaria a participação de empreendedores de geração no certame e facilitaria a adaptação dos arcabouços legais e regulatórios.

Nesse sentido, considera-se interessante incluir nas possibilidades de contratação do LRCAP Armazenamento 2025 a **associação de BESS às usinas solares fotovoltaicas existentes (com outorga emitida)** otimizando o uso de conexão à rede básica e, conseqüentemente, diminuir custos e reduzir o impacto sobre a disponibilidade de margem apresentada pelos mapas e estudos de margem de escoamento de potência. Não apenas isto, o acoplamento de um BESS com um sistema de geração solar ou eólico diminui tanto os custos de capital (“CAPEX”) quanto os custos operacionais (“OPEX”), com isso o leilão pode ser mais competitivo e trazer menores custos ao consumidor final. A oportunidade vislumbrada é de **criar dois produtos, competindo separadamente: (i) sistemas de armazenamento de energia elétrica stand-alone e (ii) sistemas de armazenamento de energia elétrica associados a usinas solares.**

A associação irá trazer outros ganhos, como do ponto de vista operacional, em que o BESS será capaz de reduzir os efeitos do *curtailment* e melhorar alocação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (“MUST”), garantindo maior eficiência no uso dos ativos de rede e minimizando os custos que seriam refletidos na Receita Fixa do empreendimento.

3. Início da Operação Comercial

A minuta de Portaria propõe o início da operação comercial dos sistemas de armazenamento apenas em julho de 2029³, o que, na visão da Recurrent Energy e Canadian Solar, pode ser passível de antecipação. Assim como nos sistemas de transmissão de energia elétrica, é possível iniciar a operação dos ativos e, conseqüentemente, o direito à receita anual permitida (“RAP”) antecipadamente, isto em função da disponibilidade do sistema.

Além disso, como já foi colocado anteriormente, o PDE 2034 detalha a necessidade de potência a partir de 2027, aumentando os valores de potência em 2028. Ao mudar o parâmetro de risco vigente para as métricas do CVaR(PNS) utilizadas no cálculo de necessidade de potência, a necessidade de capacidade aumenta em 36% para o ciclo 2027/2028⁴.

Dada a necessidade de manter a segurança do sistema, a flexibilidade do BESS e sua possibilidade de atuação nas horas mais críticas (18h a 22h), a sugestão é de melhorar na minuta de portaria **a possibilidade de antecipação do início da operação comercial, a qual deve ser avaliada apenas pela ANEEL, com possibilidade de corroborar a informação junto ao ONS para verificação da margem de escoamento e a necessidade de potência, conseqüentemente, deverá ser antecipado o início do CRCAP.** A antecipação pode mitigar o risco sistêmico de atraso de obras de outros empreendimentos contratados para o fornecimento de potência que afetariam o setor. Por fim, permitirá a extensão do prazo de utilização do BESS pelo SIN, garantindo a disponibilidade até o prazo inicialmente acordado no leilão, considerando que as baterias possuem vida útil superior à vigência do contrato proposto pelo Ministério.

4. Contrato

Outro ponto relevante é o prazo contratual proposto, de apenas 10 anos, conforme o § 1º do artigo 10 da minuta de Portaria⁵. Com base no perfil de degradação das baterias modernas, como as de íons de lítio; níquel, manganês e cobalto, que podem alcançar até 7.300 ciclos de carga, ou seja, 20 anos de vida útil. Ainda, por restrição no § 1º do Art. 5º do Decreto nº 10.707, de 28 de maio de

³ “Art. 10.

[...]

§ 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP Armazenamento de 2025 ocorrerá em 1º de julho de 2029.”

⁴ Nota Técnica nº 131/2024/DPOG/SNTEP.

⁵ “Art. 10.

[...]

§ 1º No LRCAP Armazenamento de 2025, serão negociados CRCAPs com prazo de suprimento de 10 (dez) anos.”

2021⁶, **recomenda-se que o prazo seja ampliado para 15 anos**. A extensão do prazo contratual permitiria a plena utilização das baterias, aumentando a atratividade dos projetos e assegurando a sustentabilidade dos investimentos ao longo do tempo.

Considerando que a minuta de Portaria prevê a possibilidade de acionamento dos BESS pelo ONS para disponibilizar potência por períodos superiores a 4 horas, a prática de operação com potência reduzida pode ajudar a aumentar a vida útil dos sistemas e a diminuir a degradação ao longo do tempo. Ampliar o prazo contratual para 15 anos permitiria uma melhor diluição dos custos de investimento, otimizando o CAPEX e reduzindo o *Levelized Cost of Storage* (“LCOS”).

Além disso, prazos contratuais mais longos proporcionam um ambiente de maior previsibilidade regulatória e financeira, o que atrai um número maior de participantes para o leilão e fomenta a competitividade. Essa prática já é observada em mercados maduros, como o Reino Unido e a Alemanha, onde contratos de 15 a 20 anos são frequentemente utilizados para incentivar o desenvolvimento de projetos de armazenamento e sua associação com fontes renováveis. Esses contratos mais longos também garantem uma maior sustentabilidade econômica dos projetos, permitindo uma oferta mais competitiva no leilão e evitando a necessidade de novos investimentos no curto prazo.

O argumento para extensão do prazo não é apenas técnico e relacionado com a vida útil dos equipamentos, é notório também que um maior período de contratação e previsibilidade de receitas, atuará como um elemento essencial para a otimização econômico-financeira dos sistemas de armazenamento.

Solicitamos manifestação do MME sobre a perspectiva de utilização do ativo do sistema de armazenamento ao final da vigência do contrato. O ativo permanecerá com o empreendedor e enquadrado para utilização conforme enquadramento regulatório adequado para operacionalização e remuneração?

5. Operação do BESS

⁶ Art. 5.

[...]

§ 1º Os CRCAP serão estabelecidos na modalidade de entrega de disponibilidade de potência, medida em megawatts, e terão vigência máxima de quinze anos.

Em relação ao despacho do recurso e à recarga do BESS, a nota técnica é bem explícita ao dizer que o ONS irá despachar o sistema de armazenamento, nos momentos em que seja necessário. Aqui é importante notar que o empreendedor não tem visibilidade sobre a situação elétrica do sistema e que, mesmo tendo buscado um ponto de conexão que em uma análise inicial não possui restrições de conexão, pode ocorrer alguma restrição de confiabilidade do sistema (problema no fluxo Nordeste-Sudeste, por exemplo) e, que ao mesmo tempo, o ONS peça para despachar potência. Nesse sentido, o empreendedor não tem como se responsabilizar pelo *constrained-off* sofrido se a bateria estava totalmente **disponível para operação de despacho de potência**, sendo que o risco relativo à incerteza de despacho não deve recair no agente.

Outro ponto é sobre a recarga das baterias, embora de responsabilidade do agente, deve ser coordenada com o ONS, conforme bem colocado no inciso II do Art. 11 da minuta de Portaria⁷, para garantir que o sistema de armazenamento possa responder de maneira eficiente às necessidades do sistema. No entanto, é necessário que seja criada uma **programação ex-ante da recarga**, em que, por exemplo, o ONS indica os melhores horários de recarga – considerando a necessidade de descarga dos BESS – e o empreendedor informa o horário e a potência necessária para realizar a recarga da rede básica. Esta solução aumentará a previsibilidade e a integração do recurso ao planejamento operacional, minimizando riscos de sobrecarga na rede e otimizando o uso das baterias.

Finalmente, é necessário deixar claro na Portaria que o sistema de armazenamento irá realizar **apenas** um ciclo completo por dia (carga e descarga) para atender às necessidades do CRCAP. Caso contrário, a possibilidade de que o Operador demande mais de um ciclo diário exigiria dos empreendedores um sobredimensionamento dos sistemas como forma de mitigação do risco de degradação precoce por excesso de ciclagens, aumentando o CAPEX e impactando negativamente a modicidade tarifária.

6. Outro Serviço e Remuneração

Primeiramente, a Recurrent Energy e Canadian Solar destacam que a operação BESS durante os horários de pico pode trazer benefícios significativos ao sistema elétrico, não apenas do ponto de vista técnico e operacional, mas também econômico. Em períodos de crise hídrica, por exemplo, a ANEEL, por meio da REN 1.040/2021 estabeleceu os critérios e condições para o programa estrutural

⁷ “Art. 11. [...] II - o despacho do sistema de armazenamento na programação diária ou na operação em tempo real do ONS seja atendido integralmente e o **período da recarga seja coordenado com o ONS**; e” (grifo nosso)

de resposta da demanda, em que as indústrias ofertam valores em R\$/MWh para reduzir a sua carga para a seguinte semana operativa. A utilização do BESS nos horários em que há maior aderência para diminuição da carga das indústrias permitirá prestar o serviço de atender à necessidade que o consumidor precisava e, portanto, manter o parque industrial ativo.

Entretanto, é fundamental que o BESS seja devidamente recompensado pelo serviço prestado. Essa compensação não deve ser vista apenas como uma questão de capacidade, mas sim como um benefício à resposta da demanda, proporcionando flexibilidade ao sistema. Um modelo de ressarcimento poderia ser estabelecido por meio de uma conta específica, em que os BESS receberiam o valor correspondente ao que seria repassado às empresas que ofertaram uma redução.

Dessa forma, cria-se um incentivo para que os operadores do BESS mantenham seus ativos sempre disponíveis durante os horários críticos, resultando em benefícios para o sistema como um todo. Isso se traduz em maior adesão aos despachos e na redução das taxas de indisponibilidade, promovendo uma operação mais eficiente e sustentável da rede elétrica.

7. Margem de Escoamento

Dada a proximidade da data estimada para realizar o leilão, é fundamental que a EPE e o ONS disponibilizem, **até 30 dias após a publicação da Portaria, as margens de escoamento do SIN,** baseadas no cenário energético necessário para a definição do déficit de ponta. Essa definição é essencial para que os empreendedores tenham maior clareza sobre os pontos de conexão e a viabilidade técnica de seus projetos. Além disso, a metodologia de cálculo de potência deve ser apresentada de forma preliminar, sugere-se o mesmo prazo de 30 dias, para possibilitar a habilitação de projetos mais aderentes às necessidades do sistema, maximizando a competitividade do leilão.

8. Penalidades

A minuta de Portaria apresenta, de forma adequada, penalidades proporcionais à potência não entregue pelo agente quando houver despacho do ONS. Entretanto, o percentual de redução de 1% por hora de potência não entregue limitando a 30% de redução mensal pode ser excessivo para a Receita Fixa do empreendimento. **Sugerimos que essa penalidade seja reduzida para 0,5% por hora incluindo um CAP anual de 12,5% (doze e meio por cento) da receita anual.**

Entendemos a necessidade de incluir uma Parcela Variável para que seja mantido o incentivo de eficiência, mas também é necessário manter a razoabilidade e adequação entre meios e fins sem onerar de forma desproporcional os agentes vencedores.

Já, em relação às indisponibilidades forçadas, o inciso I do § 4º do art. 10, da minuta de portaria⁸ prevê que as penalidades serão aplicadas mesmo na hipótese de ocorrência de indisponibilidade forçada que esteja dentro dos parâmetros de Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada (“TEIF”) declarados. Destaca-se que em um contrato com duração de 10 a 15 anos é natural que ocorram indisponibilidades forçadas, e a ausência de expurgo para apuração das penalidades pode levar os agentes a declararem TEIFs artificialmente baixos, o que não é desejável. Tendo isto em vista, a Recurrent Energy e Canadian Solar propõem **nas hipóteses de caso fortuito, força maior, indisponibilidade de rede e excludente de responsabilidade as TEIFs não sejam passíveis de penalidades.**

Inclusive, no âmbito da indisponibilidade de rede, a Portaria deixa claro que qualquer inviabilidade, total ou parcial, que o sistema de armazenamento venha a sofrer por restrições energéticas ou elétricas, não haverá compensação financeira por *constrained-off*. No entanto, o BESS para efeitos do CRCAP é despachado de acordo com a necessidade do ONS. Nesse sentido, o Operador tem a visão do sistema e a decisão de despachar, mesmo em situações de contingência de rede não atribuíveis ao empreendedor.

Cronograma e requisitos de cadastramento e habilitação

1. Licenciamento Ambiental

A minuta de Portaria, em seu Art. 6º, estabelece que os empreendimentos interessados devem requerer cadastramento e habilitação técnica na EPE, encaminhado Ficha de Dados e a documentação referida na Portaria nº 102, de 22 de março de 2016 (“Portaria 102/2016”). Ocorre que a portaria estabelece a necessidade de apresentação de alguns documentos para habilitação, conforme seu Art. 4º, que 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.

⁸ “Art. 10. [...] § 4º Os CRCAPs deverão prever que: I - o vendedor não estará isento da obrigação de disponibilidade de potência, mesmo que dentro do limite da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada - TEIF; e”

- Estudos e relatórios ambientais exigidos no processo de licenciamento ambiental, a serem definidos pelo licenciador.

A mesma Portaria 102/2016, no § 7º do Art. 3º indica que caso não seja apresentada a LP, LI ou LO, é possível apresentar, no momento da habilitação técnica, o protocolo de pedido de licença ambiental e o empreendedor terá até 80 (oitenta) dias antes da realização do leilão que apresentar a LP, LI ou LO emitidas.

Considerando que o Leilão aconteça no final de julho de 2025 a contagem dos 80 dias ficaria para o começo de maio de 2025, mês em que também finalizaria o processo de habilitação técnica. Sendo assim, não há extra para encaminhamento dos documentos emitidos pelo(s) órgão(s) ambiental(is).

Inclusive, o problema está na falta de procedimento para licenciamento ambiental por parte dos órgãos ambientais, que por vezes podem permitir um licenciamento simplificado ou igual o processo de BESS a de outros ativos, como o de subestações. Este problema impacta diretamente na viabilidade dos projetos que podem participar do leilão, como também dos prazos que foram disponibilizados pelo Ministério. Apesar disso, a Recurrent Energy e Canadian Solar acreditam que a apresentação do documento de licenciamento ambiental é muito importante para a viabilidade e segurança ambiental da implementação desses sistemas. Assim, a proposta é de que a apresentação da licença ambiental aconteça em até 12 meses após a realização do Leilão.

O prazo de 12 meses considera a possibilidade de que algum órgão ambiental possa impor um processo de Estudo de Impacto Ambiental (“EIA”), que realiza uma análise mais aprofundada dos impactos ambientais da obra de implementação do ativo, bem como da intensidade.

2. CUST

Já, do ponto de vista da conexão, o próprio estudo de margem do ONS 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 Parecer de Acesso ou Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (“CUST”) assinado como requisito para a habilitação.

Novamente, a depender do cronograma de habilitação e de realização do leilão, a ANEEL poderá não ter publicado a regulação específica de BESS, que deverá trazer as regras de Uso do Sistema de Transmissão ou Distribuição, incluindo como se dará o processo de conexão de um sistema de armazenamento, que apesar de ter similaridades com usinas renováveis, há pontos muito específicos a serem definidos (tarifas de uso do sistema elétrico, MUST, entre outros). Por isso, o § 6º do Art. 12, precisará de adequações para que a apresentação CUST se dê após a devida regulamentação da ANEEL do tema.

3. *Roundtrip Efficiency* (“RTE”) mínimo

O *Roundtrip Efficiency*, também conhecido como eficiência de ciclo completo é a razão entre a energia útil de saída e a energia útil de entrada. A portaria de minuta não define um valor mínimo de eficiência do sistema de armazenamento e este tipo de definição pode ajudar a garantir que apenas projetos viáveis e financeiramente sustentáveis participem do leilão, aumentando a concorrência e permitindo custos mais baixos e maior eficiência. Além disso, assegura que as usinas participantes tenham a capacidade financeira necessária para operar e manter seus serviços, contribuindo para a estabilidade e segurança do SIN.

Existem dois valores a serem considerados para a eficiência de um BESS, o primeiro é o cálculo sem a inclusão de auxiliares (cargas próprias do BESS, como sistemas de arrefecimento, de segurança contra incêndio etc.), cujo valor mínimo é de 85%⁹, isto quando o BESS completa 20 anos de vida útil. Além disso, existe o valor de eficiência de um BESS com auxiliares¹⁰, cujo valor mínimo chega a ser de 80%¹¹, em média, quando consideramos uma temperatura de 40 °C.

Nesse sentido, a Recurrent Energy e Canadian Solar propõem a inclusão de um **valor mínimo de eficiência de 80%, no final da vida útil, no ponto de injeção considerando o consumo de auxiliares, que formam parte importante do sistema de BESS a ser contratado.** Caso na habilitação técnica os documentos das características técnicas do BESS que irá participar do leilão, apresentem um RTE inferior a 80% no final de vida útil, o projeto deverá ser inabilitado.

⁹ Valor no final de vida útil do BESS, após 20 anos.

¹⁰ O RTE com auxiliares também considera no cálculo as perdas por: (i) eficiência de descarga e recarga dos bancos de bateria, (ii) perdas em cabos CC, CA-BT e CA-MT, (iii) eficiência do inversor bidirecional, (iv) perdas de transformação, e, (v) consumo de equipamentos de refrigeração etc.

¹¹ Valor no final de vida útil do BESS, após 20 anos.

Marco Regulatório Necessário

No cálculo da Receita Fixa foram incluídos, dentre outros dados a serem contemplados, os custos de conexão ao sistema de transmissão e/ou distribuição e o custo do uso do sistema de transmissão ou distribuição. Parte importante do sucesso do leilão está no marco regulatório que o BESS terá, a partir da publicação da regulação da ANEEL que está sendo endereçada por meio da Consulta Pública ANEEL nº 039/2023 e que trata da definição da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão ou Distribuição (“TUST/TUSD”), do MUST e do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão ou Distribuição (“CUST/CUSD”).

O valor de MUST/D a ser contratado tem reflexos físicos e comerciais para o empreendimento, ainda mais quando se trata de um BESS, cuja característica é de deslocar no tempo a energia elétrica nele armazenada. A disponibilidade da rede depende apenas do momento em que o sistema realiza a retirada de energia elétrica e depois a alocação de volta à Rede Básica.

As Regras de Transmissão tratam o assunto como a necessidade de contratação de um valor mínimo de disponibilidade que a Rede Básica acaba disponibilizando para que a central geradora use. Em uma associação de usinas, o MUST é zerado para a usina associada, uma vez que ela utilizará o mesmo ponto de conexão e mesma potência de energia elétrica será injetada, possivelmente em horários complementares à usina que se associou. Pois bem, para um BESS associado esta mesma característica é utilizada para a injeção de energia elétrica em momentos mais oportunos, maximizando a utilização do ponto de acesso.

Já, para um BESS *stand-alone* a característica de retirada e injeção de energia elétrica em momentos temporais diferentes pode trazer um benefício à rede e ao ponto de conexão. E, como o MUST é a potência instalada subtraída a carga própria, o BESS *stand-alone* acaba tendo como valor final algo próximo a zero, considerando que há perdas técnicas na tecnologia do BESS. Nesse sentido, a Recurrent Energy e Canadian Solar indicam que o melhor nesse sentido seria de não alocar um MUST ao sistema de armazenamento, devendo o empreendedor pagar pela energia consumida ou injetada e não pela disponibilidade da rede.

Isto, leva à consideração da TUST ou TUSD a ser aplicada. Atualmente, o sistema de aplicação considera a característica principal do agente seja ele gerador ou consumidor. No entanto, a ANEEL bem explicou no Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 1/2023-SGM-SCE-STD-STE/ANEEL,

que o sistema de armazenamento funciona momentaneamente como geração (injeção) e em outros momentos como consumo (absorção) de potência. Nesse sentido, a Recurrent Energy e Canadian Solar entendem que o valor a ser aplicado depende do momento que a bateria se encontra. Caso esteja consumindo energia elétrica, na energia consumida deverá incidir a TUSTconsumo (ponta ou fora ponta) e na energia injetada deverá incidir a TUSTgeração. Este tipo de pagamento será similar ao que os consumidores recebem na conta de luz, em que há uma tarifa a ser paga pelo consumo excedente da disponibilidade. No entanto, diferentemente da conta de luz, para o BESS não existirá uma disponibilidade mínima (no caso um MUST), conforme já foi argumentado anteriormente. Dentro desse racional, é importante reconhecer que a ação do BESS, seja retirando ou injetando eletricidade na rede, a depender da localidade e do tempo, pode gerar externalidades que deveriam ser reconhecidas do ponto de visto econômico já que podem trazer alívios a rede que beneficiam a coletividade.

Finalmente, um outro ponto que é importante de ser discutido na regulação do BESS é o CUST ou CUSD. De forma geral, cada empreendimento de geração tem que assinar o contrato com a transmissora ou distribuidora de energia elétrica, devendo existir um representante legal único. O CUST, caso seja um BESS associado, deverá possibilitar a contratação única da mesma forma que foi definido para as usinas associadas. Já o BESS *stand-alone* poderá firmar um CUST ou CUSD único o qual deverá ter uma característica diferente do CUST ou CUSD que o gerador assina. O contrato tem que levar em consideração a possibilidade de empilhamento de receitas de utilização da rede de diversas formas para realização de serviços ancilares complementares e a necessidade de pagamento apenas pelo consumo ou injeção na rede e não pela disponibilidade desta.

Em suma a Recurrent Energy e Canadian Solar deixam na tabela abaixo as suas propostas consolidadas:

Tema	Proposta
MUST	Considerar como zero o MUST para o BESS <i>stand alone</i>
	Considerar como zero o montante adicional que o BESS deve contratar quando associado a uma usina solar ou eólica.
TUST/TUSD	A tarifa será a do perfil dominante do empreendimento.
CUST/CUSD	Considerar contratação única para o BESS <i>stand-alone</i> , sendo necessário mudar a minuta de BESS para alocar todas as suas características e possibilidade de empilhamento de receita pela realização de serviços ancilares.

Tema**Proposta**

	Contrato único entre o BESS e o sistema de geração ao qual estará conectado.
--	--

É possível aplicar as medidas acima propostas de forma simples e rápida sem prejudicar o andamento do Leilão, mas caso não seja possível definir o MUST e TUST ou TUSD a ser utilizado, o cronograma do leilão deverá ser prorrogado.

Finalmente, a Recurrent Energy e Canadian Solar sugerem que seja realizado um Workshop para apresentar o leilão, as expectativas, as diretrizes e propostas do Ministério, como também de indicar os próximos passos, cronogramas e estudos de margem e potência a ser contratada.

Contribuições à Minuta de Portaria

Minuta de Portaria	Contribuições Recurrent Energy e Canadian Solar
<p>Art. 1º Fica estabelecido, nos termos desta Portaria Normativa, as Diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica, a partir de novos sistemas de armazenamento que acrescentem potência elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, denominado "Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento, de 2025 - LRCAP Armazenamento de 2025".</p> <p>Parágrafo único. O Leilão tem o objetivo de 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 armazenamento de energia em baterias.</p>	<p>Art. 1º Fica estabelecido, nos termos desta Portaria Normativa, as Diretrizes para a realização do Leilão para Contratação de Potência Elétrica, a partir de novos sistemas de armazenamento que acrescentem potência elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, denominado "Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento, de 2025 - LRCAP Armazenamento de 2025".</p> <p>Parágrafo único. § 1º O Leilão tem o objetivo de 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 armazenamento de energia em baterias.</p> <p>§ 2º Os sistemas de armazenamento de energia contratados na forma dos produtos estabelecidos no art. 4º, prestam serviços de atividade considerada prioritária e de grande relevância ao interesse público por seus benefícios ambientais e sociais e os empreendimentos contratados serão considerados projetos de infraestrutura de geração de energia elétrica, inclusive para o enquadramento no § 1º do art. 1º da Lei nº 11.478, de 29 de maio de 2007, e no art. 2º da Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, e no art. 2º da Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011.</p> <p>§ 3º Os sistemas de armazenamento de energia contratados no Leilão poderão requerer Declaração de Utilidade Pública – DUP de áreas de terra e benfeitorias para fins de instituição de servidão administrativa ou de desapropriação, a ANEEL examinará o requerimento, nos termos da legislação e das normas aplicáveis e, se atendidas, deferirá a solicitação, cabendo ao agente as providências necessárias para efetivar as servidões administrativas e/ou a desapropriação, com o consequente pagamento das indenizações.</p>
<p>Art. 4º No LRCAP Armazenamento de 2025, será negociado o Produto Potência Armazenamento, em que o compromisso de entrega consiste</p>	<p>Art. 4º No LRCAP Armazenamento de 2025, será negociado o Produto serão negociados dois Produtos de Potência Armazenamento, em que o compromisso de entrega consiste</p>

Minuta de Portaria	Contribuições Recurrent Energy e Canadian Solar
<p>em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar novos sistemas de armazenamento de energia por meio de baterias.</p>	<p>em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar novos sistemas de armazenamento de energia por meio de baterias:</p> <p>I – Produto Sistemas de Armazenamento Autônomo, no qual poderão participar novos sistemas de armazenamento de energia elétrica conectados diretamente à rede básica.</p> <p>II – Produto Sistemas de Armazenamento Associado, no qual poderão participar sistemas de armazenamento de energia elétrica conectados a centrais de geração de energia elétrica outorgadas.</p> <p>§ 1º Os empreendimentos contratados no LRCAP Armazenamento de 2025 serão autorizados pelo Ministério de Minas e Energia - MME mediante outorga de geração de energia elétrica.</p>
<p>Art. 4º [...] § 3º Por conveniência operativa, o ONS poderá despachar o recurso por mais de 4 horas diárias com potência em valores proporcionalmente inferiores à disponibilidade máxima.</p>	<p>Art. 4º [...] § 3º Por conveniência operativa, o ONS poderá despachar o recurso por mais de 4 horas diárias com potência em valores proporcionalmente inferiores à disponibilidade máxima, considerando:</p> <p>I – a disponibilidade máxima de potência contratada (MW); e</p> <p>II – a disponibilidade máxima de energia armazenada diária (MWh), de modo que o ONS possa despachar o recurso por mais de 4 horas diárias com potência em valores proporcionalmente inferiores à disponibilidade máxima contratada.</p>
<p>Art. 5º [...]</p>	<p>Art. 5º [...]</p>

Minuta de Portaria	Contribuições Recurrent Energy e Canadian Solar
<p>§ 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>§ 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, ficando garantido o tempo de recarga do empreendimento.</p>
<p>Art. 5º [...] § 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela Aneel, a não entrega da potência requerida pelo ONS, quando do despacho para atendimento de potência, implicará a redução percentual de 1% (um por cento) da parcela mensal de que trata o caput para cada hora, aplicada de forma proporcional ao montante de potência não entregue, ficando a redução total limitada a 30% (trinta por cento) para cada mês de apuração.</p>	<p>Art. 5º [...] § 3º Sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela Aneel, a não entrega da potência requerida pelo ONS, quando do despacho para atendimento de potência, implicará a redução percentual de 1% (um por cento) 0,5% (meio por cento) da parcela mensal de que trata o caput para cada hora, aplicada de forma proporcional ao montante de potência não entregue, ficando a redução total limitada a 30% (trinta por cento) para cada mês de apuração e a 12,5% (doze e meio por cento) da receita fixa anual.</p>
<p>Art. 5º [...] § 4º A classificação do despacho para atendimento às necessidades de potência será realizada pelo ONS, conforme critérios a serem definidos nos Procedimentos de Rede.</p>	<p>Art. 5º [...] § 4º A classificação do despacho para atendimento às necessidades de potência será realizada pelo ONS, conforme critérios a serem definidos nos Procedimentos de Rede.</p>
<p>Art. 5º [...] NOVO</p>	<p>Art. 5º [...] § 4º-5[...] § 5º Não estarão sujeitas à redução de receita de que tratam os §§ 3º e 4º: I - Os desligamentos programados realizados em períodos previamente aprovados pelo ONS;</p>

Minuta de Portaria	Contribuições Recurrent Energy e Canadian Solar
	<p>II - A potência não entregue em decorrência de indisponibilidades de instalações de transmissão ou de distribuição de energia elétrica externas ao empreendimento;</p> <p>III - A potência não entregue em decorrência de caso-fortuito, força-maior e excludentes de responsabilidade reconhecidos pelo ONS; e</p> <p>IV – A potência suprida exclusivamente pela central de geração do empreendimento, no caso de “SAE Associado”.</p>
<p>Art. 6º</p> <p>[NOVO]</p>	<p>Art. 6º</p> <p>[...]</p> <p>§ 3º O empreendedor terá até 12 (doze) meses da data de realização do leilão para apresentar os documentos do inciso VIII do § 3 do Art. 4º da Portaria GM/MME nº 102, de 22 de março de 2016.</p>
<p>Art. 7º Não serão Habilitados Tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos:</p> <p>[NOVO]</p>	<p>Art. 7º Não serão Habilitados Tecnicamente pela EPE os seguintes empreendimentos:</p> <p>[...]</p> <p>VI – Cujas eficiência do ciclo completo de carga e descarga (<i>round-trip-efficiency</i>) seja inferior a 80% (oitenta e um por cento), no final de vida útil.</p> <p>Parágrafo único. No caso de “Sistemas de Armazenamento Associado”, a margem de escoamento será apurada considerando o Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão ou de Distribuição – MUST/MUSD contratado pelo empreendimento, observada a</p>

Minuta de Portaria	Contribuições Recurrent Energy e Canadian Solar
	possibilidade de não obrigação do despacho simultâneo da central geradora e do sistema de armazenamento.
<p>Art. 8º A disponibilidade de potência dos empreendimentos candidatos será calculada utilizando metodologia a ser definida pela EPE.</p> <p>Parágrafo único. Para o cálculo da disponibilidade de potência dos empreendimentos de sistemas de armazenamento de energia em baterias candidatos, será considerada a disponibilidade máxima do sistema de baterias, utilizados os parâmetros do projeto a ser habilitado tecnicamente pela EPE.</p>	<p>Art. 8º A disponibilidade de potência dos empreendimentos candidatos será calculada utilizando metodologia a ser definida pela EPE em até 30 (trinta) dias da publicação da Portaria.</p> <p>Parágrafo único. Para o cálculo da disponibilidade de potência dos empreendimentos de sistemas de armazenamento de energia em baterias candidatos, será considerada a disponibilidade máxima do sistema de baterias, utilizados os parâmetros do projeto a ser habilitado tecnicamente pela EPE observado o disposto no § 4º do art. 10 sobre a alocação do risco de indisponibilidades ao empreendedor.</p>
<p>Art. 9º A EPE deverá realizar eventuais adequações às instruções de cadastramento e habilitação de modo a contemplar sistemas de armazenamento de energia em baterias, podendo estabelecer requisitos específicos para autonomia, eficiência energética, vida útil, entre outros.</p>	<p>Art. 9º A EPE deverá realizar eventuais adequações às instruções de cadastramento e habilitação de modo a contemplar sistemas de armazenamento de energia em baterias, podendo estabelecer requisitos específicos para autonomia, eficiência energética, vida útil, entre outros.</p>
<p>Art. 10.</p> <p>[...]</p> <p>§ 1º No LRCAP Armazenamento de 2025, serão negociados CRCAPs com prazo de suprimento de 10 (dez) anos.</p>	<p>Art. 10.</p> <p>[...]</p> <p>§ 1º No LRCAP Armazenamento de 2025, serão negociados CRCAPs com prazo de suprimento de 10 (dez) 15 (quinze) anos.</p>
<p>Art. 10.</p> <p>[...]</p>	<p>Art. 10.</p> <p>[...]</p>

Minuta de Portaria	Contribuições Recurrent Energy e Canadian Solar
<p>§ 3º No LRCAP Armazenamento de 2025, serão negociados CRCAPs que deverão atender às seguintes Diretrizes:</p> <p>[...]</p> <p>a) o custo e remuneração de investimento (taxa interna de retorno); b) os custos de conexão ao Sistema de Transmissão e Distribuição; c) o custo de Uso do Sistema de Transmissão ou Distribuição; d) os custos fixos de Operação e Manutenção - O&M; e) os custos de seguro e garantias do empreendimento e compromissos financeiros do vendedor; f) tributos e encargos diretos e indiretos; g) os custos decorrentes da obrigação de disponibilidade para despacho a critério do ONS; e 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 Armazenamento de 2025, serão negociados CRCAPs que deverão atender às seguintes Diretrizes:</p> <p>[...]</p> <p>a) o custo e remuneração de investimento (taxa interna de retorno); b) os custos de conexão ao Sistema de Transmissão e ou Distribuição; c) o custo de Uso do Sistema de Transmissão ou Distribuição; d) os custos fixos de Operação e Manutenção - O&M; e) os custos de seguro e garantias do empreendimento e compromissos financeiros do vendedor; f) tributos e encargos diretos e indiretos; g) os custos decorrentes da obrigação de disponibilidade para despacho a critério do ONS, exceto o custo de que trata o § 5º; e h) os custos decorrentes da obrigação de manutenção da disponibilidade da potência contratada ao longo de todo o contrato, incluindo eventuais investimentos;</p>
<p>Art. 10.</p> <p>[...]</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; e</p>	<p>Art. 10.</p> <p>[...]</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, ressalvadas as hipóteses de caso fortuito, força maior, indisponibilidade elétrica e excludente de responsabilidade; e</p>
<p>Art. 10.</p>	<p>Art. 10.</p>

Minuta de Portaria	Contribuições Recurrent Energy e Canadian Solar
<p>[...]</p> <p>§ 5º A energia utilizada no carregamento e a injetada pelos sistemas de armazenamento de energia em baterias será liquidada no Mercado de Curto Prazo - MCP ao Preço da Liquidação das Diferenças - PLD, e a diferença será destinada ou custeada pela Conta de Potência para Reserva de Capacidade – CONCAP.</p>	<p>[...]</p> <p>§ 5º A energia utilizada no carregamento e a injetada pelos sistemas de armazenamento de energia em baterias para atendimento do CRCAP será liquidada no Mercado de Curto Prazo - MCP ao Preço da Liquidação das Diferenças - PLD, e a diferença será destinada ou custeada pela Conta de Potência para Reserva de Capacidade – CONCAP.</p>
<p>Art. 10.</p> <p>[...]</p> <p>§ 7º Os CRCAPs deverão prever a possibilidade de solicitação de antecipação da entrada em operação comercial, com consequente antecipação do início de suprimento do CRCAP junto à Aneel, condicionada à avaliação e concordância do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE para a nova data de início de suprimento, desde que sejam atendidas as seguintes condições:</p> <p>I - a existência de benefícios técnicos e/ou financeiros para o SIN da antecipação solicitada; e</p> <p>II - o atendimento aos requisitos sistêmicos para a entrada em operação comercial, inclusive a disponibilidade de conexão na nova data de suprimento.</p>	<p>Art. 10.</p> <p>[...]</p> <p>§ 7º Os CRCAPs deverão prever a possibilidade de solicitação de antecipação da entrada em operação comercial, com consequente antecipação do início de suprimento do CRCAP junto à Aneel, condicionada à avaliação e concordância do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico — CMSE do Operador Nacional do Sistema – ONS, para a nova data de início de suprimento, desde que sejam atendidas as seguintes condições:</p> <p>I - a existência de benefícios técnicos e/ou financeiros para o SIN da antecipação solicitada; e</p> <p>II - o atendimento aos requisitos sistêmicos para a entrada em operação comercial, inclusive a disponibilidade de conexão na nova data de suprimento.</p> <p>§ 8º Caso seja aprovada a antecipação da entrada em operação comercial, conforme disposto no § 7º do Art. 10., o prazo final do CRCAP mantém-se inalterado.</p> <p>§ 9º Os ajustes a serem promovidos pela ANEEL na forma de contratação do uso do Sistema de Transmissão nas Regras de Transmissão para fins de apuração dos serviços e encargos do uso da transmissão deverão:</p>

Minuta de Portaria	Contribuições Recurrent Energy e Canadian Solar
	<p>I – Incentivar a implantação de Sistemas de Armazenamento Autônomos junto a carga de energia elétrica;</p> <p>II – Assegurar que não haja tarifação em duplicidade pelo uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição; e</p> <p>III – Possibilitar a otimização do MUST, a exemplo do que ocorre com usinas de geração híbridas e associadas no caso de SAE Associado.</p>
<p>Art. 11. Os CRCAPs deverão prever que os sistemas de armazenamento em baterias possam realizar a prestação de serviços ancilares, desde que:</p> <p>I - o sistema de armazenamento seja capaz de suportar no mínimo um ciclo completo por dia (carga e descarga), ou 365 ciclos completos por ano;</p> <p>II - o despacho do sistema de armazenamento na programação diária ou na operação em tempo real do ONS seja atendido integralmente e o período da recarga seja coordenado com o ONS; e</p> <p>III - na inviabilidade de descarregamento, total ou parcial, do sistema de armazenamento, por restrições energéticas ou elétricas, não haverá compensação financeira por constrained-off.</p>	<p>Art. 11. Os CRCAPs deverão prever que os sistemas de armazenamento em baterias possam assegurar o empilhamento de receitas, realizar a prestação de serviços ancilares ou comercializar energia elétrica por sua conta e risco, desde que:</p> <p>I – Não haja qualquer prejuízo às obrigações assumidas no âmbito do CRCAP;</p> <p>II - o sistema de armazenamento seja capaz de suportar no mínimo, no âmbito do CRCAP, um ciclo completo por dia (carga e descarga), ou 365 ciclos completos por ano;</p> <p>II - o despacho do sistema de armazenamento na programação diária ou na operação em tempo real do ONS seja atendido integralmente e o período da recarga seja coordenado com o ONS;e</p> <p>III - Os despachos e carregamentos associados às atividades de serviços ancilares e comercialização de energia elétrica sejam coordenados com o ONS; e</p> <p>IV - na inviabilidade de descarregamento, total ou parcial, do sistema de armazenamento, por restrições energéticas ou elétricas, não haverá compensação financeira por constrained-off para a atividade de comercialização de energia.</p>

Minuta de Portaria	Contribuições Recurrent Energy e Canadian Solar
	<p>§ 1º A energia utilizada no carregamento e a injetada pelos sistemas de armazenamento de energia em baterias para prestação de serviços ancilares será liquidada no MCP ao PLD, e a diferença será destinada ou custeada Encargo de Serviço de Sistemas - ESS.</p> <p>§ 2º A energia utilizada no carregamento e a injetada pelos sistemas de armazenamento de energia em baterias para comercialização de energia será contratada e liquidada no MCP ao PLD, por conta e risco do vendedor.</p>
<p>Art. 12. Para fins de classificação dos lances do LRCAP Armazenamento de 2025, será considerada a Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração, nos termos das Diretrizes Gerais estabelecidas na Portaria GM/MME nº 444, de 25 de agosto de 2016.</p> <p>[...]</p> <p>§ 4º A Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração prevista no art. 2º, inciso XVI, da Portaria GM/MME nº 444, de 25 de agosto de 2016, deverá ser publicada até, não se aplicando o prazo previsto no art. 3º, § 5º, da Portaria GM/MME nº 444, de 25 de agosto de 2016.</p>	<p>Art. 12. Para fins de classificação dos lances do LRCAP Armazenamento de 2025, será considerada a Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração, nos termos das Diretrizes Gerais estabelecidas na Portaria GM/MME nº 444, de 25 de agosto de 2016.</p> <p>[...]</p> <p>§ 4º A Nota Técnica de Quantitativos da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração prevista no art. 2º, inciso XVI, da Portaria GM/MME nº 444, de 25 de agosto de 2016, deverá ser publicada até 30 (trinta) dias, não se aplicando o prazo previsto no art. 3º, § 5º, da Portaria GM/MME nº 444, de 25 de agosto de 2016.</p>
<p>Art. 12.</p> <p>[...]</p> <p>§ 8º O cálculo da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração será realizado considerando os cenários energéticos que foram utilizados pela EPE e o ONS para a definição do déficit de ponta.</p>	<p>Art. 12.</p> <p>[...]</p> <p>§ 8º O cálculo da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração será realizado considerando:</p> <p>I- os cenários energéticos que foram utilizados pela EPE e o ONS para a definição do déficit de ponta, considerando a curva de geração de cada fonte de energia elétrica.</p>

Minuta de Portaria	Contribuições Recurrent Energy e Canadian Solar
	<p data-bbox="968 272 1894 342">II - a simulação dos Sistemas de Armazenamento Autônomo como carga, nos horários de maior geração solar fotovoltaica, e como geração nos horários de ponta;</p> <p data-bbox="968 396 1894 466">III - a simulação dos Sistemas de Armazenamento Associados como consumo interno de carga própria da central de geração.</p>