

Consulta Pública MME nº. 176 de 2024

“Diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento, de 2025 – LRCAP Armazenamento de 2025”

A VOLTALIA ENERGIA DO BRASIL parabeniza o Ministério de Minas e Energia pela iniciativa de abrir para debate junto à sociedade, a Consulta Pública nº 176/2024, que trata das diretrizes para o leilão de reserva de capacidade na forma de potência para armazenamento. A abertura dessa consulta pública reflete o compromisso do MME com a modernização e diversificação da matriz elétrica nacional, especialmente em um momento de transformações no setor, impulsionadas pela transição energética e pela crescente necessidade de garantir segurança no fornecimento de energia elétrica.

A proposta de inserir o armazenamento de energia como um recurso estratégico para a confiabilidade do sistema é fundamental para enfrentar os desafios associados a operacionalização do sistema e à gestão da demanda.

Reconhecemos a importância do debate ao tema e ressaltamos que a definição clara das diretrizes para os leilões de reserva de capacidade é essencial para fomentar a competitividade, atrair investimentos e garantir a inserção eficiente de novas tecnologias de armazenamento no Sistema Interligado Nacional.

- **Risco de conexão**

A atribuição do risco de conexão ao empreendedor gera incertezas que podem comprometer a viabilidade financeira e operacional de novos empreendimentos no setor elétrico. Isso é particularmente sensível no contexto do armazenamento de energia, uma vez que esses projetos dependem de uma infraestrutura de transmissão robusta e sincronizada com os prazos de implantação.

Sugerimos que o risco de conexão não deve ser suportado exclusivamente pelos empreendedores vencedores de leilões de armazenamento. Caso as obras de transmissão não estejam concluídas, faz sentido postergar os compromissos contratuais do leilão, incluindo os pagamentos do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e outros. A não execução das obras impacta diretamente o início da operação comercial do projeto, e penalizar o empreendedor por um atraso fora de seu controle parece incoerente com os princípios de justa competição e responsabilidade regulatória. Tal medida não só protege o empreendedor, como também alinha os incentivos entre os diferentes agentes do setor, mitigando riscos sistêmicos de inadimplência e de atrasos na expansão do sistema elétrico.

Para garantir previsibilidade e segurança ao setor, é fundamental que o cronograma das obras de transmissão, às quais o empreendimento se conectará, esteja claramente mapeado e vinculado ao cronograma do projeto de armazenamento, para que o agente que dependa da infraestrutura de transmissão para escoamento da potência consiga implantar seu empreendimento sem ser penalizado com possíveis atrasos das companhias de transmissão.

A falta de alinhamento entre o início da operação do empreendimento e a disponibilidade da infraestrutura de transmissão pode resultar em custos adicionais, penalidades contratuais e desestímulo a novos investimentos. A postergação das obras ou o atraso na liberação da capacidade de transmissão coloca em risco o sucesso econômico do projeto, gerando incertezas tanto para os investidores quanto para o próprio planejamento energético nacional.

O papel do Operador Nacional do Sistema Elétrico em indicar os barramentos com margem disponível é fundamental para otimizar o uso da infraestrutura existente e evitar sobrecargas no sistema. Se o ONS indica que um barramento tem margem e um agente vence o leilão com base nessa informação, é justo que esse agente tenha garantido o direito de usar essa capacidade. O contrário seria criar um desalinhamento entre as sinalizações do operador e as expectativas dos agentes de mercado. Esse ponto fortalece a confiança dos empreendedores nas informações técnicas fornecidas pelo ONS e contribui para uma competição mais eficiente nos leilões.

Outra sugestão que submetemos para consideração envolve o aproveitamento da Margem de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) pré-existente por novos empreendimentos. Essa abordagem busca integrar novas instalações a usinas já em operação, otimizando a utilização das infraestruturas existentes e promovendo sinergias nas dinâmicas de geração. Além de estar em conformidade com as diretrizes da REN 954 de 2021 – que regulamenta a implantação de usinas híbridas e associadas, essa medida fomenta a eficiência operacional e a redução de custos, alinhando-se às melhores práticas regulatórias para o desenvolvimento e expansão sustentável do setor elétrico.

- **Autonomia do Agente na Operação alinhada ao Planejamento do ONS**

O planejamento operacional do ONS deve fornecer flexibilidade para que os empreendedores possam desenvolver suas estratégias de operação dentro das diretrizes e possibilidades apresentadas pelo operador. Ou seja, a definição das janelas para recarga dos sistemas de armazenamento e outras operações para atendimento da demanda de ponta do sistema deve considerar as necessidades do SIN, mas também oferecer autonomia para que os agentes possam traçar suas próprias estratégias de operação e maximizar o retorno sobre seus investimentos, uma vez que seriam mantidos os atendimentos às obrigações contratadas no certame.

Ao delinear estratégias de operação baseadas nas janelas e nas possibilidades operacionais definidas pelo ONS, os agentes de armazenamento poderão programar a recarga de suas baterias nos momentos mais eficientes e realizar manutenções de forma planejada, sem comprometer a operação do sistema como um todo. Essa autonomia operacional, dentro dos limites estabelecidos pelo ONS, permitirá que os empreendedores busquem o equilíbrio ideal entre custo, eficiência e confiabilidade.

Essa flexibilidade na recarga dos BESS (Battery Energy Storage System) com energia de PPAs (Power Purchase Agreements) ou usinas dedicadas, associada à coordenação com o planejamento do ONS, não apenas aumentará a competitividade e eficiência, mas também garantirá uma operação mais segura e eficaz do sistema como um todo. Isso será decisivo para o sucesso dos leilões de reserva de capacidade e para a integração sustentável de novas tecnologias de armazenamento no SIN. Além também de garantir a sustentabilidade econômica e técnica das baterias.

- **Localização da Potência Contratada e Restrição de Transmissão**

Conforme destacado pela ANEEL no Ofício nº 362/2023 – DIR/ANEEL, de 17 de novembro de 2023, é importante considerar as restrições de transmissão no SIN ao planejar a alocação de potência contratada nos leilões de reserva de capacidade. A localização das usinas de geração e dos sistemas de armazenamento deve ser um fator chave no planejamento para minimizar o impacto das restrições de escoamento de energia.

Uma solução eficiente seria permitir que os sistemas de armazenamento sejam instalados junto a usinas de geração renovável, de modo que, em momentos de restrição de transmissão, a energia possa ser armazenada em vez de ser desperdiçada. Isso traria maior previsibilidade financeira e operacional ao empreendedor, permitindo-lhe mitigar o risco de perda de receita devido à impossibilidade de escoar a energia gerada.

• **Metodologia e Variações no Custo da Energia de Recarga**

É desejável que a metodologia de precificação utilizada leve em conta as variações no custo da energia durante períodos de alta demanda e volatilidade, pois esses fatores podem impactar significativamente a eficiência operacional das baterias.

Modelos internacionais têm adotado tarifas diferenciadas para horários de recarga, especialmente em mercados com alta penetração de fontes renováveis, como forma de incentivar o uso eficiente dos sistemas de armazenamento. A implementação de um mecanismo tarifário dinâmico poderia alinhar os incentivos econômicos, promovendo a recarga em momentos de maior disponibilidade de energia renovável e menor custo.

Além dos temas levantados acima, para contribuir com o debate público, seguem abaixo, contribuições para ajuste da Portaria de Diretrizes do LRCAP 2025 disponibilizada no âmbito da Consulta Pública nº 176:

Texto original	Texto contribuição	Justificativa/Comentário
<p>Art. 1º</p> <p>...</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>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 A atividade de armazenamento de energia no âmbito do setor elétrico brasileiro é 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>É importante assegurar o acesso dos empreendedores aos benefícios do REIDI e debentures incentivadas.</p> <p>A implementação do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (REIDI) é essencial para promover o desenvolvimento do segmento de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro. Essa política traz vantagens competitivas que ampliam a viabilidade econômica dos sistemas de armazenamento de energia (BESS - Battery Energy Storage Systems), incentivando investimentos e aumentando a presença dessa tecnologia no país.</p> <p>A desoneração de tributos proporcionada pelo REIDI pode mitigar a dificuldade dos elevados custos dessa nova tecnologia, reduzindo significativamente os custos de implantação dos sistemas de armazenamento e, conseqüentemente, tornando-os</p>

		<p>mais acessíveis e atrativos para investidores.</p> <p>Com o REIDI, espera-se que o setor de BESS ganhe impulso para crescer de forma sustentável, contribuindo para a modernização e a segurança do sistema elétrico brasileiro. Esses incentivos fiscais poderão viabilizar um ambiente de maior competitividade e inovação, além de favorecer a inserção de novas tecnologias, que são essenciais para garantir uma matriz energética mais limpa e eficiente.</p>
<p>Art. 1º</p> <p>§ NOVO</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</p>	<p>Com a Declaração de Utilidade Pública, os projetos de BESS têm mais facilidade em negociar as áreas necessárias para instalação da infraestrutura, conferindo também, segurança jurídica ao projeto. Os projetos de BESS são estratégicos para a segurança energética do país, melhorando o controle da oferta e da demanda, garantindo um sistema mais estável e flexível para a matriz elétrica.</p>
<p>Art. 4º No LRCAP Armazenamento de 2025, será negociado o Produto Potência Armazenamento, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar novos sistemas de armazenamento de energia por meio de baterias.</p>	<p>Art. 4º No LRCAP Armazenamento de 2025, será negociado o Produto Potência Armazenamento, em que o compromisso de entrega consiste em disponibilidade de potência, em MW, no qual poderão participar novos sistemas de armazenamento de energia por meio de baterias.</p> <p>§ 1º Os empreendimentos contratados no LRCAP Armazenamento de 2025 serão autorizados pelo Ministério de Minas e Energia mediante outorga de autorização de geração:</p>	<p>De acordo com o AIR Nº 1/2023-SGM-SCE-STD-STE/ANEEL, de 27/7/2023:</p> <p><i>“O armazenamento de energia pode ser um recurso que agrega eficiência no processo de geração e na entrega de energia, e reduz os riscos de cortes de geração, em especial para as fontes de geração com menor controlabilidade. Dessa forma, os sistemas de armazenamento de energia têm um potencial que pode ser explorado para melhoria da eficiência econômica na operação dos ativos de geração, e, por consequência, para a diminuição dos preços de energia negociados com os consumidores.”</i></p>

		Com isso, é importante que seja incluído no escopo de contratação do LRCAP Armazenamento de 2025 baterias implantadas em centrais geradoras, buscando aumento na segurança sistêmica, eficiência energética, redução de cortes de geração e redução de custo para consumidores.
Nova Inserção	<p>Art. 4º</p> <p>§ 5º Os despachos para atendimento às necessidades de potência do ONS deverão considerar:</p> <p>I – a disponibilidade máxima de potência contratada (MW) limitada a um ciclo completo de descarga de 4 (quatro) horas;</p> <p>II – a disponibilidade máxima de energia armazenada diária (MWh), de modo que, por conveniência operativa, o ONS possa despachar o recurso por mais de 4 (quatro) horas diárias com potência em valores proporcionalmente inferiores à disponibilidade máxima e com alocação do custo das perdas elétricas resultantes deste regime de operação à CONCAP; e</p> <p>IV – o tempo mínimo de recarga do ciclo completo igual a 4 (quatro) horas e 30 (trinta) minutos;</p> <p>V – o tempo entre o término da descarga e o início da recarga do ciclo completo igual a 2 (duas) horas; e</p> <p>VI – a minimização de efeitos de constrained-off de centrais de geração renováveis</p>	<p>É importante que seja definido critérios para momento de recarga, para que seja possível assegurar a viabilidade técnica dos despachos.</p> <p>Ao delinear estratégias de operação baseadas nas janelas e nas possibilidades operacionais definidas pelo ONS, os agentes de armazenamento poderão programar a recarga de suas baterias nos momentos mais eficientes, sem comprometer a operação do sistema como um todo. Essa autonomia operacional, dentro dos limites estabelecidos pelo ONS, permitirá que os empreendedores busquem o equilíbrio ideal entre custo, eficiência e confiabilidade.</p>
<p>Art. 5º</p> <p>...</p> <p>§ 2º Fica alocado ao empreendedor o risco relativo à incerteza de despacho do seu empreendimento</p>	<p>Art. 5º</p> <p>...</p> <p>§ 2º Fica alocado ao empreendedor o risco relativo à incerteza de despacho do seu</p>	<p>É necessário assegurar ao empreendedor o tempo de recarga, para que o BESS seja operacionalizado da melhor forma, trazendo qualidade e</p>

<p>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>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>entregando a capacidade requisitada pelo Operador</p>
<p>Art. 5º</p> <p>...</p> <p>§ 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</p> <p>...</p> <p>§ 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 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 e a 12,5% (doze e meio por cento) da receita fixa anual.</p>	<p>Importante que haja um limite anual de redução para a receita fixa, para que redução não seja muito onerosa descumprindo aos princípios da razoabilidade e adequação entre meios e fins.</p> <p>O teto anual de 12,5% protege a segurança financeira dos agentes e assegura a viabilidade econômica dos projetos, enquanto promove o equilíbrio necessário entre o cumprimento de obrigações, manutenção de um ambiente regulatório que incentiva investimentos e a continuidade operacional de longo prazo dos empreendimentos no setor elétrico.</p>
<p>§ 5º As indisponibilidades programadas do empreendimento deverão ocorrer em períodos previamente acordados com o ONS, conforme definido nos CRCAPs e nos Procedimentos de Rede, e, apenas neste caso, não estarão sujeitas à redução de receita de que trata o § 3º.</p>	<p>§ 5º Não estarão sujeitas à redução de receita de que trata o § 3º:</p> <p>I - Os desligamentos programados realizados em períodos previamente aprovados pelo ONS;</p> <p>II - A potência não entregue em decorrência de indisponibilidades de instalações de transmissão e 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;</p>	<p>Os desligamentos programados têm como objetivo permitir a realização de manutenções preventivas e corretivas essenciais para garantir a segurança, confiabilidade e desempenho eficiente das instalações. Estes desligamentos são agendados com antecedência e coordenados com o ONS para minimizar impactos ao sistema. Como a indisponibilidade nesses períodos é acordada previamente e visa assegurar a longevidade e funcionalidade do empreendimento, penalizar o agente por uma situação já programada seria contraproducente.</p> <p>Indisponibilidades Externas às Instalações do Empreendimento: Quando a não entrega de potência decorre de falhas ou</p>

		<p>indisponibilidades em instalações de transmissão e distribuição de energia elétrica que estão fora do controle do empreendimento, é razoável que o agente seja isento de penalidades, pois ele não possui responsabilidade direta sobre tais infraestruturas externas. Nesse contexto, a interrupção no fornecimento de potência não resulta de falhas operacionais internas, mas sim de limitações externas, e impor penalidades seria injusto e poderia desincentivar a confiança no sistema.</p> <p>Essas disposições protegem o agente de penalidades inadequadas e desproporcionais, incentivando a estabilidade e a viabilidade do empreendimento, promovendo equilíbrio entre responsabilidade e gestão de riscos no setor elétrico.</p> <p>Eventos de Caso Fortuito, Força Maior e Excludentes de Responsabilidade reconhecidos: São situações imprevisíveis que estão fora do controle operacional e gerencial do agente. Tais eventos podem comprometer a capacidade de entrega de potência, independentemente de quaisquer medidas adotadas pelo agente. Ao excluir esses casos de penalidade, reconhece-se que a operação é afetada por circunstâncias excepcionais que não poderiam ser evitadas ou mitigadas, promovendo uma regulação mais justa e alinhada com a realidade do setor.</p>
<p>Nova inserção</p>	<p>Art. 7º</p> <p>...</p> <p>§ 1º No caso de Sistemas de Armazenamento Integrantes de Geração, será considerado o Montante de Uso de Transmissão – MUST único contratado do empreendimento</p>	<p>Em paralelo com REN a 954/2021, que estabeleceu tratamento regulatório para a implantação de Central Geradora Híbrida, o MUST contratado por baterias implantadas junto a centrais geradoras deverá ser um MUST único considerando as duas tecnologias associadas. Isso possibilitará a otimização do MUST contratado, assim como</p>

	<p>para fins de apuração da margem de escoamento.</p> <p>§ 2º Para baterias implantadas em centrais de geração de energia elétrica existentes, poderá ser utilizado o MUST já contratado para formação do MUST único do Sistemas de Armazenamento Integrantes de Geração.</p>	<p>uma liberação de margem no sistema de transmissão.</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 15 (quize) anos.</p>	<p>Adequação do prazo de suprimento ao da vida útil da bateria.</p>
<p>Art. 10.</p> <p>...</p> <p>§ 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP Armazenamento de 2025 ocorrerá em 1º de julho de 2029.</p>	<p>Art. 10.</p> <p>...</p> <p>§ 2º O início de suprimento dos CRCAPs associados ao LRCAP Armazenamento de 2025 ocorrerá em 1º de janeiro de 2028.</p>	<p>De acordo com estudos do ONS e da EPE existe necessidade sistêmica de reserva de potência a partir de 2026.</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 anova 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>§ 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, desde que sejam atendidas as seguintes condições:</p> <p>I – Seja observada a data de necessidade sistêmica de 1º de janeiro de 2027;</p>	<p>Entendemos que, por simplicidade processual, não é preciso haver duas instâncias de decisão.</p>
<p>Art. 10.</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>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</p>	<p>É preciso que seja previsto indisponibilidades de entrega de potência por motivos externos a gestão do agente, que não acarretem redução de receita.</p>

	fortuito, força maior e excludente de responsabilidade; e	
Art. 11. ... Inserção Nova	Art. 11. ... § 11. Parágrafo único. A prestação de serviços ancilares deverá ser receita adicional do empreendimento, não sendo considerada para o cálculo da Receita Fixa dos CRCAPs.	É preciso que esteja claro que a possibilidade de prestação de serviço ancilares gerará receita adicional aos empreendimentos contratados, não sendo considerado para o cálculo da receita fixa.
Art. 12. ... § 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.	§ 8º O cálculo da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Geração será realizado considerando: I - os cenários energéticos que foram utilizados pela EPE e o ONS para a definição do déficit de ponta; II – a simulação dos Sistemas de Armazenamento Autônomo como carga, nos horários de maior geração solar fotovoltaica, e como geração nos horários de ponta; II – A possibilidade de alívio de restrições operativas decorrentes da implantação de sistemas de armazenamento; e V – A minimização de eventos de constrained-off de geração renovável variável decorrente da implantação de sistemas de armazenamento.	A consideração dos Sistemas de Armazenamento Autônomo como carga nos períodos alta penetração de renovável na rede básica, é fundamental para garantir maior eficiência na alocação de recurso para armazenamento e precificação adequada à viabilidade econômica do empreendimento na lógica de preço variável. A consideração destes sistemas como geração nos horários de ponta está alinhada a reserva de potência nos horários de maior demanda. A inclusão da simulação dos Sistemas de Armazenamento Integrantes de Geração como consumo interno da carga própria da central de geração é essencial para: Eficiência Operacional: Permitir o uso direto da energia armazenada na própria central, reduzindo perdas de transporte e aumentando a autonomia. Otimização Energética: A energia armazenada pode ser aproveitada em períodos de baixa geração, garantindo maior eficiência e disponibilidade. Redução de Sobrecargas: Alivia a pressão sobre a rede de transmissão ao consumir a energia internamente.
Art. 12.	Art. 12.	É necessário a criação de um mapa de margem considerando as características das baterias

<p>...</p> <p>Inserção Nova</p>	<p>...</p> <p>§ 11. O ONS deverá criar mapa de margem específico para entrega de potência considerando o cálculo da Capacidade Remanescente do SIN para Escoamento de Potência.</p>	<p>para o cálculo da margem de escoamento remanescente em cada barramento para entrega de potência para o sistema.</p> <p>O mapa de margem hoje disponibilizado pelo ONS considera o escoamento de energia por centrais geradoras em todos os cenários e patamares de carga, considerando os postos tarifários de ponta e fora-ponta. Tendo em vista que o LRCAP Armazenamento de 2025 refere-se apenas à atendimento em postos tarifários de ponta, seria necessário um mapa de margem específico de forma a mapear o déficit de ponta em cada ponto de conexão de forma mais eficiente a real necessidade de BESS.</p>
<p>Art. 14. No Leilão de que trata esta Portaria Normativa, não se aplica o disposto no art. 9º da Portaria GM/MME nº 514, de 2 de setembro de 2011, mesmo nos casos de indisponibilidade, na data de início de suprimento contratual de energia elétrica, das instalações de uso do âmbito de transmissão, necessárias para o escoamento da energia e potência produzida por empreendimento apto a entrar em operação comercial, bem como nos casos de ausência de Capacidade Remanescente do SIN para escoamento.</p>	<p>Art. 14. No Leilão de que trata esta Portaria Normativa, não se aplica o disposto no art. 9º da Portaria GM/MME nº 514, de 2 de setembro de 2011, mesmo nos casos de indisponibilidade, na data de início de suprimento contratual de energia elétrica, das instalações de uso do âmbito de transmissão, necessárias para o escoamento da energia e potência produzida por empreendimento apto a entrar em operação comercial, bem como nos casos de ausência de Capacidade Remanescente do SIN para escoamento.</p>	<p>A atribuição do risco de conexão ao empreendedor gera incertezas que podem comprometer a viabilidade financeira e operacional de novos empreendimentos no setor elétrico. Isso é particularmente sensível no contexto do armazenamento de energia, uma vez que esses projetos dependem de uma infraestrutura de transmissão robusta e sincronizada com os prazos de implantação.</p> <p>Sugerimos que o risco de conexão não deve ser suportado exclusivamente pelos empreendedores vencedores de leilões de armazenamento. Caso as obras de transmissão não estejam concluídas, faz sentido postergar os compromissos contratuais do leilão, incluindo os pagamentos do Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e outros. A não execução das obras impacta diretamente o início da operação comercial do projeto, e penalizar o empreendedor por um atraso fora de seu controle parece incoerente com os princípios de justa</p>

		<p>competição e responsabilidade regulatória. Tal medida não só protege o empreendedor, como também alinha os incentivos entre os diferentes agentes do setor, mitigando riscos sistêmicos de inadimplência e de atrasos na expansão do sistema elétrico</p> <p>O papel do Operador Nacional do Sistema Elétrico em indicar os barramentos com margem disponível é fundamental para otimizar o uso da infraestrutura existente e evitar sobrecargas no sistema. Se o ONS indica que um barramento tem margem e um agente vence o leilão com base nessa informação, é justo que esse agente tenha garantido o direito de usar essa capacidade. O contrário seria criar um desalinhamento entre as sinalizações do operador e as expectativas dos agentes de mercado. Esse ponto fortalece a confiança dos empreendedores nas informações técnicas fornecidas pelo ONS e contribui para uma competição mais eficiente nos leilões.</p> <p>Com isso é importante que seja mantida o disposto no art. 9º da Portaria GM/MME nº 514 para que seja dado um segurança ao agente armazenador que não poderá entregar a disponibilidade da potência contratada devido a motivos externos que fogem a sua gestão.</p>
<p>Nota Técnica nº 125/2024/DPOG/SNTEP</p> <p>3. Análise</p> <p><i>“3.10. Vale destacar que o ONS despachará o empreendimento sempre que necessário. Além disso, a responsabilidade pela recarga das tecnologias de armazenamento recairá sobre o empreendedor, sendo importante que o sistema de armazenamento seja capaz de suportar no mínimo</i></p>		<p>Em caso de curtailment, deverá ser considerado que o agente atendeu as necessidades do sistema, não sendo penalizado, pois, uma vez que o BESS está disponível e está operando devido ao despacho do Operador e este mesmo Operador o restringe, indica que o sistema não precisa daquela capacidade naquele momento.</p>

<p><i>um ciclo completo por dia, ou 365 ciclos completos por ano, 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 na inviabilidade de descarregamento, total ou parcial, do sistema de armazenamento, por restrições energéticas ou elétricas, não haverá compensação financeira por constrained-off.”</i></p>		
--	--	--