

## CONSULTA PÚBLICA MME Nº 176/2024

### **Portaria de Diretrizes para o Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento, de 2025**

A ENGIE Brasil Energia S.A. (“ENGIE”) cumprimenta este Ministério e vem por meio desta apresentar sua contribuição à proposta em Consulta Pública que trata da minuta de portaria de diretrizes para o leilão de reserva de capacidade na forma de potência, por meio de sistemas de armazenamento, de 2025. De princípio manifestamos que, como investidores em ativos de infraestrutura, naturalmente tendemos a nos posicionarmos de forma favorável quando se trata da possibilidade de aumentar a capacidade instalada no setor elétrico brasileiro.

Em contrapartida, nosso compromisso é com a sustentabilidade e competitividade do país em longo prazo, de forma que a avaliação entre o custo da contratação de capacidade adicional deve estar alinhada às reais necessidades do sistema. Em especial, a contratação de capacidade “por fora do mercado” (ou seja, com receita fixa determinada em leilão) pode distorcer o sinal de preços e induzir comportamento subótimo do consumidor e da expansão livre do sistema – de forma que este tipo de contratação deve ser realizada apenas quando estritamente necessária, após o esgotamento de soluções de mercado, sob pena de criar um ciclo vicioso de distorção do preço que resulte na necessidade de contratar cada vez mais reserva de capacidade.

#### **1. Neutralidade tecnológica e racionalidade econômica na contratação de reserva de capacidade**

Uma vez constatada a necessidade de contratação de reserva de capacidade na forma de potência, é do interesse público que esta contratação seja feita de forma a obter o menor custo de ERCAP. A neutralidade tecnológica na contratação é uma ferramenta poderosa – e essencial – para o atingimento deste objetivo. Portanto, entendemos que este MME deve promover os próximos LRCAPs de forma tecnologicamente neutra, em especial tendo em vista os elevados montantes que devem ser contratados nos próximos anos, de acordo com as projeções da EPE para o PDE 2034.

Entendemos que existem ao menos três caminhos viáveis para permitir a competição de diferentes soluções tecnológicas em um certame único: (i) determinação, pela EPE, de fatores de contribuição de potência para cada solução tecnológica; (ii) estabelecimento de critérios rígidos de despacho e de penalidades em caso de não atendimento ao despacho, ou (iii) a combinação de ambos, utilizando fatores de contribuição de potência menos restritivos, porém com penalidades relevantes em caso de não atendimento ao despacho.

Especial destaque deve ser dado ao montante de reserva de capacidade a ser contratada. Isto, porque a contratação “por fora do mercado” – aquela com receita fixa independente do PLD – pode alterar de forma significativa os perfis de preço, alterando a matriz para uma configuração subótima do ponto de vista de preço. Trata-se de uma distorção importante tendo em vista que a expansão da capacidade instalada do SIN tem sido majoritariamente através do ACL. Neste ambiente, os investidores elaboram projeções da evolução da matriz energética, usualmente utilizando a lógica econômica. Uma vez que o Poder Concedente decide por interferir nesta lógica econômica, pode-se frustrar significativamente as expectativas dos investidores, aumentando a percepção de risco regulatório, o que acaba majorando o custo de capital percebido pelos agentes e, portanto, o custo total visto pelo consumidor.

Uma forma estrutural de corrigir esta distorção é garantir que todos os agentes que prestam determinado serviço – por exemplo, o fornecimento de capacidade na forma de potência – recebam a receita associada. Assim, eventual perda de receita que os agentes flexíveis perceberiam no mercado de energia causado pela contratação de capacidade poderia ser compensado com uma receita adicional no mercado de capacidade. Tal solução permitiria, ainda, a captura de valor pelos consumidores do ACR, que atualmente pagam a maior parte do custo associado à capacidade. Desta forma, seria possível transferir parte destes custos para o ACL, no sentido de construção de um ambiente tarifário mais justo.

Para explorar os efeitos causados pela contratação de reserva de capacidade – em especial com a inserção de uma nova tecnologia de forma subsidiada (ou seja, com receita por fora do mercado), como é o caso dos sistemas de armazenamento – é primordial que este MME elabore uma Análise de Impacto Regulatório, avaliando estes efeitos e explorando alternativas como a citada acima.

## **2. Distribuição geográfica dos produtos**

A definição da localização geográfica dos sistemas de armazenamento pode otimizar de forma significativa o uso dos recursos energéticos existentes. Em especial, sugere-se a criação de ao menos dois produtos distintos, um para o submercado Nordeste e outro para o Sudeste/Centro-Oeste.

Com esta configuração permite-se a carga dos sistemas de armazenamento do Nordeste utilizando energia com baixo custo marginal, em especial reduzindo os montantes de constrained-off que as usinas renováveis sofrem neste mercado. O produto Sudeste/Centro-Oeste, por outro lado, permite o atendimento a ponta de carga de forma mais confiável, exposta

a menos limitações do sistema de transmissão. A operação coordenada dos sistemas de armazenamento destes submercado permitiria a descarga do sistema do Nordeste nos momentos em que há capacidade de intercâmbio disponível, utilizando tal energia para carregar as baterias do SE/CO para uso em momento posterior. Com isso, otimiza-se a utilização do recurso contratado, aproveitando as sinergias e vocações de cada região e o atributo dos sistemas de armazenamento de fornecimento de flexibilidade localizada, reduzindo o custo de operação total do sistema.

A redução das situações de constrained-off através de sistemas de armazenamento acaba proporcionando ainda uma redução do deplecionamento dos reservatórios hidrelétricos, já que o recurso eólico e solar antes desperdiçado poderá ser utilizado para atendimento da carga.

### **3. Receitas e despesas decorrentes da liquidação no Mercado de Curto Prazo**

A proposta colocada em Consulta Pública por este MME propõe que todos os custos e receitas associados ao processo de carga e descarga das baterias sejam alocados ao consumidor, através da CONCAP. Trata-se de um desenho diferente daquele do LRCAP 2021, no qual a receita obtida no MCP pelo gerador termelétrico era de sua responsabilidade, inclusive no caso de obtenção de renda inframarginal.

A nota técnica não explora os motivos da escolha distinta para o LRCAP de armazenamento. No nosso entendimento, os riscos devem ser alocados aos agentes que possuem melhores condições de fazer a gestão dos mesmos. Notoriamente, os consumidores de energia elétrica possuem pouco – ou nenhum – mecanismo eficaz para a gestão do risco aqui avaliado, enquanto os agentes de armazenamento teriam tais condições, inclusive lançando mão de eventual efeito portfólio tendo em vista seus ativos de geração e seus contratos de venda de energia.

Esta gestão de risco pelos agentes é algo que agrega valor para a economia como um todo, aumentando o bem-estar social, e que pode ser capturado pelo consumidor através de uma redução da receita fixa caso o certame seja bem desenhado. Além disso, o consumidor recebe uma redução de receita fixa garantida, ao invés de ter uma expectativa incerta de resultados positivos no mercado de curto prazo no futuro.

Em especial, destaca-se que o risco associado à variação intradiária do PLD é, a princípio, conhecido e administrável – tanto o é que o LRCAP 2021 alocou tal risco aos empreendedores. A principal diferença, porém, é que os geradores termelétricos possuem a garantia de cobertura

dos seus custos variáveis em caso de despacho fora da ordem de mérito, através do Encargo de Serviço do Sistema.

Neste sentido, propõe-se que seja prevista a cobertura por encargo (seja o próprio ERCAP ou o ESS, nos termos do Art. 1º, § 10 da Lei nº 10.848/04) por operação do sistema de armazenamento de forma distinta da ordem de mérito que cause prejuízo ao empreendedor. Trata-se de medida de grande razoabilidade: se a exposição ao MCP for alocada diretamente ao consumidor, como proposto inicialmente nesta CP, tal custo já seria suportado pelos consumidores; e não seria eficiente transferir tal risco ao empreendedor, já que a operação independente da ordem de mérito é imprevisível e não-gerenciável.

Destaca-se ainda que a proposta elaborada pelo MME ensejaria alteração do Decreto nº 10.707/21, que prevê em seu Art. 8º que “todos os custos da contratação de reserva de capacidade, na forma de potência” serão pagos através do ERCAP. Nesta linha, o Art. 9º do mesmo Decreto não prevê o uso da conta para cobrir exposições no MCP.

Subsidiariamente, caso este MME opte por prosseguir com este leilão alocando ao consumidor a exposição ao Mercado de Curto Prazo, destacamos a necessidade de uma sinalização clara ao mercado de que a alocação dos riscos nos empreendedores é um objetivo que deve ser almejado nos certames seguintes, buscando a eficiência na gestão de riscos.

#### **4. Necessidade de contratação de lastro de energia para cobertura do consumo interno**

Os sistemas de armazenamento por baterias representarão, do ponto de vista líquido, uma carga ao SIN, uma vez que elas possuem consumo e perdas internas quando do processo de carga e descarga. Esta carga deve ser lastreada com contratos de comercialização de energia, garantindo lastro em garantia física de geração. Isto é análogo ao consumo e perdas internas de outras tecnologias (termelétricas e hidrelétricas), que abatem a sua própria garantia física – ou seja, são lastreados pela própria usina. No caso das baterias, como elas não possuem garantia física de energia, não é possível abater o consumo e perdas da GF, justificando a necessidade do lastro.

Destaca-se que o objetivo da contratação de lastro não é garantir uma exposição neutra da bateria em base horária, mas sim de garantir que as perdas e consumo interno, apuradas em base anual (média móvel de 12 meses) seja lastreada por garantia física de geração, atendendo o critério de suprimento energético.

Para tanto, sugere-se a inclusão de uma nova alínea no Art. 10, § 3º, II, com os dizeres “o custo de lastro de energia para as perdas e consumo interno do sistema de armazenamento”.

## **5. Possibilidade de associação entre renováveis e sistemas de armazenamento**

A minuta de portaria não deixa claro se será permitida a associação entre usinas renováveis e sistemas de armazenamento. Neste aspecto, propomos que tal associação seja possível desde que haja uma clara complementariedade entre o despacho esperado do sistema de armazenamento e a usina renovável.

Tal medida permitiria a racionalização de diversos custos, como CAPEX de conexão, encargo de uso do sistema de transmissão, sinergias de O&M / OPEX, redução do constrained-off. Se a associação for amplamente permitida e o leilão for competitivo, é natural que os empreendedores estejam dispostos a reduzir sua receita fixa, permitindo que a racionalização de custos seja capturada pelo consumidor.

## **6. Data de início de suprimento**

A proposta posta para consulta pública prevê a realização do certame em junho de 2025, com início de suprimento apenas 4 anos depois, em julho de 2029. Avaliamos esta antecedência como excessiva, dado que a tecnologia permite a implantação do sistema de armazenamento em prazo menor.

Neste sentido, recomendamos a antecipação do início do suprimento, ou ainda permitir a antecipação automática a partir de uma determinada data de necessidade – conhecida quando da publicação do edital –, sem necessidade de aprovações após o certame, de forma análoga ao que acontece nos leilões de transmissão. O condicionamento da antecipação de suprimento à avaliação do CMSE implica em incertezas que não podem ser facilmente precificadas e incluídas no plano de negócios do empreendedor.

A realização de um leilão do tipo A-4 para armazenamento através de baterias se mostra inadequado, tendo em vista o ritmo de evolução e consequente redução de custos que a tecnologia tem apresentado. Um leilão com tamanha antecedência fará com que o consumidor arque com uma receita fixa compatível com o CAPEX de hoje, sendo que o leilão poderia ser feito um ano depois, com CAPEX reduzido.

## **7. Duração do contrato**

Os sistemas de armazenamento através de baterias possuem vida útil de até 20 anos, considerando a realização de até um ciclo por dia, com algum CAPEX de recuperação da capacidade degradada ao longo do tempo. Desta forma, a duração proposta na minuta de portaria, de apenas 10 anos, faz com que uma parte relevante da vida útil dos equipamentos não seja coberta pelo contrato.

Como não há um arcabouço regulatório vigente sobre a inserção de sistemas de armazenamento no SIN, não há clareza para os investidores de quais serão os tipos e volumes de receitas que poderão ser obtidas após o término do CRCAP. Desta forma, é provável que os empreendedores demandem uma receita fixa que cubra a totalidade do investimento durante os 10 anos do contrato, aumentando de forma significativa o ERCAP a ser arcado pelos consumidores. Desta forma, recomenda-se o aumento da duração do contrato para entre 15 e 20 anos.

## **8. Capacidade de escoamento dos barramentos candidatos**

Destacamos a relevância de o ONS considerar de forma precisa os limites de intercâmbio entre os submercados quando do cálculo da capacidade de escoamento dos barramentos candidatos. Isto se torna importante tendo em vista os descolamentos de preços entre NE e SE/CO, com cortes de geração expressivos no NE – situação que deve se agravar no futuro, tendo em vista a tendência de expansão da capacidade instalada de renováveis no Nordeste ao longo da década.

Além disso, é mencionado que o ONS considerará o cenário energético de déficit de ponta para a definição da capacidade de escoamento, argumentando-se que este é o cenário que leva à necessidade de contratação da reserva de capacidade. Entretanto, a nossa avaliação é de que tal medida faria com que os sistemas de armazenamento possam ficar subutilizados em cenários energéticos “normais”, trazendo menos benefícios ao SIN – mesmo com o consumidor pagando o ERCAP para estes sistemas. Neste sentido, convém que a capacidade de escoamento sejam o menor valor entre o cenário energético de déficit de ponta e o cenário esperado, garantindo margem de escoamento para o uso das baterias em ambos os casos.

## **9. Penalidades**

A minuta de portaria prevê a aplicação de penalidades quando do não atendimento ao despacho determinado pelo ONS mesmo quando o empreendimento esteja dentro dos seus limites da TEIF. Como é de conhecimento deste MME, as indisponibilidades forçadas são características naturais de todas as máquinas e sistemas elétricos.

Diante da previsão de aplicação de penalidades por *todas* as indisponibilidades forçadas, os empreendedores serão obrigados a incluir em seus planos de negócios a previsão do pagamento das penalidades, já que as indisponibilidades forçadas ocorrerão na operação real do sistema de armazenamento. Uma TEIF relativamente baixa de 3% significaria uma perda de receita de cerca de 22% - que será precificada pelos empreendedores, majorando a receita fixa

ofertada no certame. Destaca-se, pois, que o consumidor arcará com esta receita fixa majorada todos os meses, inclusive nos períodos em que o sistema de armazenamento não apresentar indisponibilidades forçadas.

Desta forma, considera-se razoável que haja isenção de penalidades por indisponibilidade forçada quando dentro dos limites da TEIF. Destaca-se que o empreendedor terá incentivo para declarar a menor TEIF tecnicamente possível, tendo em vista que este fator reduz sua capacidade disponível para venda no certame e, portanto, está intimamente ligado à sua competitividade diante dos outros agentes.

Um caso especial deve ser observado, qual seja, a impossibilidade de atendimento ao despacho no caso de indisponibilidade das instalações de transmissão e distribuição de energia externas ao empreendimento, por não ser um risco gerenciável pelo investidor.

Além disso, a nota técnica menciona que “não haverá compensação financeira por constrained-off”, porém sem deixar claro como tal expressão deve ser interpretada. Em se tratando de penalidades, entende-se que o constrained-off é um despacho realizado pelo ONS. Desta forma, eventual corte na carga ou descarga do sistema de armazenamento por ordem do ONS não deve implicar em penalidades para o empreendedor.

Outro ponto de preocupação é a previsão de duas penalidades diferentes: não atendimento ao compromisso de entrega de disponibilidade de potência e não atendimento ao despacho centralizado. Entendemos que as penalidades se sobrepõem e são redundantes, de forma que uma deve ser excluída.

Por fim, a estrutura de penalidades proposta nesta consulta pública com aquela divulgada no âmbito do LRCAP 2024, nota-se uma redução expressiva nos valores das penalidades. É importante a manutenção da isonomia entre as fontes, de forma que se reforça o pleito de redução das penalidades previstas no LRCAP 2024.

## **10. Aprimoramentos regulatórios necessários**

A inserção de sistemas de armazenamento no SIN ainda carece de definição de diversos aprimoramentos regulatórios. Em especial, ainda não há clareza acerca do pagamento de encargos setoriais, TUST, MUST, estrutura da outorga, além de não haver um mercado de serviços ancilares e a possibilidade de atuação de sistemas de armazenamento “merchant”, com receitas apenas via mercado de curto prazo.

Clareza acerca destes aspectos é essencial para o desenvolvimento do plano de negócios pelos agentes, tanto para detalhar como será a estrutura de custos regulatórios durante a vigência do CRCAP quanto para estimar receitas futuras após o término do contrato. Quanto

mais clareza, menor a incerteza percebida pelo empreendedor e, portanto, menor será a receita fixa demandada no certame.

Além disso, destaca-se que a Portaria GM/MME nº 102/2016 é bastante específica nos critérios de cadastramento para cada tipo de fonte de geração. É importante a atualização das condições para cadastramento de plantas de armazenamento de modo a oferecer segurança jurídica ao empreendedor.

#### **11. Cálculo da disponibilidade de potência**

Esta consulta pública determina que a EPE definirá a metodologia para cálculo da disponibilidade de potência dos sistemas de armazenamento. Sobre este aspecto, destacamos a importância de tal metodologia ser disponibilizada para consulta pública pela sociedade antes da realização do certame.

#### **12. Aspectos tributários e REIDI**

Os sistemas de armazenamentos por baterias possuem como característica uma elevada incidência tributária, tanto no CAPEX quanto no OPEX, o que acabará por majorar a receita fixa necessária para viabilizar os projetos e, portanto, o encargo pago pelos consumidores. Neste sentido, é importante a avaliação acerca da possibilidade de benefícios tributários similares aos já existente para outras fontes renováveis, como o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura – REIDI.

#### **13. Representação nos modelos de despacho e formação de preços**

Quando da inserção dos sistemas de armazenamento no SIN, é essencial sua adequada representação nos modelos de despacho e formação de preço, sob pena de aumentar ainda mais a distância entre o preço e a realidade operativa do sistema.



