



Contribuição da ENEL Brasil à Consulta Pública MME nº 160/2024

A ENEL Brasil (ENEL) vem cumprimentar o MME pela iniciativa e apresentar suas contribuições à Consulta Pública MME nº 160/2024, referente a Portaria de Diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência de 2024 (LRCAP 2024).

A ENEL reconhece a importância da realização do segundo leilão de reserva de capacidade na forma de potência, como um instrumento crucial para garantir a segurança energética do país e promover a diversificação da matriz energética brasileira, ressaltando nos parágrafos a seguir suas considerações.

1. Inclusão de Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias (BESS)

Desde final de 2019 / início de 2020 que o setor vem discutindo amplamente, inclusive a em relação aos vieses técnico e regulatório, sobre a inserção de novas tecnologias no sistema elétrico brasileiro, dentre elas os Sistemas de Armazenamento de energia por meio de Baterias (Battery Energy Store System – “BESS”). Esses projetos estão relacionados ao desenvolvimento tecnológico disruptivo e a modernização do setor elétrico, com atributos focados na transição energética, na descarbonização e na contribuição para segurança, confiabilidade e flexibilidade do Sistema Interligado Nacional – SIN.

No primeiro Leilão de Reserva de Capacidade, realizado em 2021, a participação de sistemas de armazenamento de energia não foi incluída devido ao argumento sobre incertezas regulatórias. Contudo, desde a realização do 1º LRCAP até o momento, aprimoramentos e discussões regulatórias sobre a oportunidade de inserção de tecnologias de armazenamento no SIN evoluíram consideravelmente, cabendo destacar:

- Tomada de subsídios 011/2020, para adequações regulatórias necessárias para inserção de BESS no SIN, com conclusão pela ANEEL em novembro/2022;
- Estabelecimento de *roadmap* da regulação de sistemas de armazenamento no Brasil;
- Estudos apresentados pela ABEEOLICA, realizados pela RegE Barros Correia Consultoria em outubro/2022, indicando que a implantação de BESS associado a centrais de geração possuem viabilidade econômica e são bastante competitivos;
- Sistemas de armazenamento já instalados e em operação no SIN, implantados por meio da Chamada Pública Estratégica “Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro” do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da ANEEL;
- Webinar realizado pela ANEEL em junho/2023, com participação do MME, ONS e EPE, para discutir o caminho para a regulamentação do armazenamento de energia elétrica no Brasil;
- Consulta Pública 039/2023, para aprimoramentos no Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR sobre a regulamentação para o Armazenamento de Energia Elétrica, incluindo Usinas Reversíveis;
- Demonstrações de experiências internacionais com o emprego de BESS como reserva de capacidade.

Portanto, a iminência da conclusão da CP ANEEL nº 39/2023 para regulação dos sistemas de armazenamento autônomos não deve ser utilizada como argumento para não possibilitar a participação de centrais geradoras de fontes renováveis com unidades de armazenamento despacháveis.



A partir desse último AIR objeto da CP ANEEL nº 39/2023, acrescido de todas as discussões mencionadas e ações já realizadas, fica demonstrado já haver a possibilidade de associação de baterias a centrais geradoras por meio de simples alteração de características técnicas, tendo como base a regulação existente.

Diante disso, a ENEL entende que os desafios apontados pela Nota técnica que instruiu essa Consulta Pública MME nº 160/2024 já foram superados e não existem argumentos técnicos que justifiquem a realização do LRCAP 2024 sem a participação de tecnologias de armazenamento despacháveis associadas a centrais geradoras de fontes renováveis, como eólicas e fotovoltaicas. A seguir alguns detalhes e premissas para consideração desse produto:

- Regime Jurídico: Produto destinado a centrais geradoras eólicas ou fotovoltaicas com a inclusão de unidades de armazenamento despacháveis, no regime de Produção Independente de Energia para fins de outorga, fiscalização, acesso às redes de distribuição e transmissão e para a adesão à CCEE;
- Programação e Operação: As atuais ferramentas de programação e operação da rede básica já são capazes de operar o BESS como unidade de armazenamento, seja como indicação na programação diária via DESSEM ou a partir de alocação do próprio ONS como reserva operativa do sistema;
- Garantia Física: A associação de BESS a uma central geradora seria considerada a partir do aumento do consumo interno e perdas elétricas nas instalações de interesse restrito, sendo, portanto, refletido na garantia física da planta renovável com base nas regras já estabelecidas por meio da Portaria MME 101/2016;
- Contratação, acesso e uso da rede: não há necessidade de nenhuma alteração nas regras vigentes, sendo a contratação feita por meio de alteração no Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST da respectiva planta renovável. O montante contratado mínimo deve ser a diferença entre a potência instalada da central geradora e sua carga própria considerando o BESS, podendo ser maior, a critério do gerador;
- Requisitos técnicos: Os sistemas de BESS têm condições de atender os requisitos de potência relacionados à eficiência, autonomia e flexibilidade apontados na Nota Técnica EPE-DEE-NT-050/2023-r0, disponibilizada no âmbito da CP MME nº 160/2024;
- Segurança da disponibilidade da reserva de potência: Como mencionado pela própria EPE na Nota Técnica 050/2023, sistemas de baterias com quatro horas de autonomia são suficientes para atender às necessidades do LRCAP 2024.

Isto posto, resta claro que o suprimento de potência pode ser realizado tanto por termelétrica, ampliação de usinas hidroelétricas ou sistemas de armazenamento de baterias, sendo que as particularidades, eventuais indisponibilidades ou riscos de cada uma dessas tecnologias são inclusive minimizados por meio da diversidade da matriz e os custos de médio prazo e o custo marginal de operação do SIN são reduzidos a partir da complementariedade dessas fontes.



2. Ampliação de capacidade instalada de usinas hidrelétricas existentes

A ENEL reconhece como grande oportunidade o aproveitamento de potencial hidráulico atualmente disponível, por meio de ampliação de capacidade instalada de UHE existentes e despachadas centralizadamente, para participação do LRCAP 2024.

Contudo, dentre as premissas e exigências prévias para a participação do leilão, a Enel entende que alguns pontos carecem de tratamentos e detalhamentos adicionais, conforme tópicos relacionados a seguir.

2.1 Cadastramento, habilitação e documentos

A minuta das diretrizes estabelece que os empreendimentos candidatos ao LRCAP 2024 deverão realizar cadastramento e habilitação técnica via AEGE/EPE, encaminhando ficha de dados do projeto e toda a documentação relacionada na Portaria 102/2016.

A Portaria 102/2016 exige uma lista de documentação prévia à habilitação, sendo que os prazos para emissão de alguns desses documentos não dependem somente da gestão do empreendedor, podendo ser um caminho crítico para a efetiva habilitação pela EPE. Dentre esses documentos, podemos citar:

- Licenciamento ambiental compatível: Como o licenciamento ambiental é feito por diversos órgãos estaduais, esses podem exigir diferentes estudos e relatórios, além de trabalharem com diferentes prazos processuais;
- Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica – DRDH: O processo de obtenção e/ou atualização de DRDH pode variar a depender da data de implantação da UHE, principalmente para as mais antigas quando as regras de licenciamento exigiam requisitos diferentes dos mais recentes;
- Projeto básico aprovado pela ANEEL: a elaboração desse projeto pode ser diferente entre as usinas, a depender das configurações individuais e particularidades de cada UHE. Além disso, como pode ter um aumento repentino dessa demanda na ANEEL, o prazo de análise e aprovação pela Agência pode ser um pouco longo;

Assim, a Enel solicita que para esse LRCAP 2024 exista uma flexibilização para a apresentação desses documentos críticos durante a fase de cadastramento e habilitação, ficando como risco do empreendedor a obtenção até a data de realização do leilão. Caso a proposta seja aceita, para todos esses casos deverá ser exigido a apresentação de protocolo de solicitação de emissão ou revisão do respectivo documento junto ao órgão competente, bem como documento já existente, quando aplicável.

De forma a mitigar esses riscos, e permitir que o gerador hidrelétrico possa apresentar a documentação mais completa possível já na etapa de habilitação, solicitamos que a data de realização do LRCAP 2024 seja postergada para 30/11/2024. Esse prazo adicional proverá mais garantia ao processo e não impactará a previsão de realização ainda no ano de 2024.

2.2 Apresentação do CUST para participação do Leilão

A minuta das diretrizes prevê a obrigação de apresentação do CUST em até 75 dias antes da realização do leilão, sob risco de não habilitação técnica do empreendimento.

A celebração de CUST é muito onerosa, principalmente com as novas regras definidas pela REN 1069/2023, com garantias financeiras e compromissos firmes com a entrada em operação comercial, além de não haver previsão para rescisão caso esse empreendimento



não se sagre vencedor no LRCAP 2024. Tal exigência restringiria o nível de concorrência do leilão e a expectativa de redução do custo da reserva de capacidade a ser contratada.

Assim, a Enel entende que não deve haver essa exigência. Caso esse MME e o ONS entendam que informações dos contratos sejam fundamentais para o cálculo de margem de transmissão para o leilão, a redação poderá ser ajustada para a exigência de apresentação de CUST já celebrados.

2.3 Usinas com final de concessão precedentes ao final do prazo do fornecimento de potência LRCAP 2024

As UHEs em operação possuem grande potencial para incremento da capacidade de fornecimento de potência, além de fornecer outros serviços e atributos para o SIN. Conforme estudos divulgados pela EPE, que avaliou possibilidade de repotenciação e modernização de UHEs, somente a utilização de poços vazios para instalação de novas UGs disponibilizaria um acréscimo da ordem de 7GW em capacidade instalada.

Contudo, cerca de 1GW dessa capacidade adicional estaria associada a UHEs que possuem prazo final de concessão vencendo em período inferior ao prazo de fornecimento de potência do LRCAP 2024. Ainda que a minuta das diretrizes não coloque nenhum impedimento para participação dessas UHEs com vencimento de concessão nos próximos anos, as incertezas associadas à essa renovação acabam por afastar o interesse de contratação por parte desses empreendimentos.

Ressalta-se que são usinas com estruturas implementadas e potencialmente competitivas quando se trata de otimização, operação e remuneração. Assim, a Enel entende que o MME, cuja responsabilidade inclui tratar de temas relacionados a políticas nacionais de aproveitamento dos recursos energéticos, políticas tarifárias, dentre outros, provoque a continuidade das discussões setoriais sobre o tema.

Como alternativas à indefinição de renovação das concessões, a Enel solicita que (i) seja prevista a postergação do prazo da concessão para data ajustada ao término do novo contrato do fornecimento de potência comercializado no LRCAP 2024 ou (ii) que seja incluído dispositivo que preveja o ressarcimento dos resultados econômicos provenientes do LRCAP 2024 não auferidos pelo agente em eventual caso de término da outorga. Desse modo, os valores não recebidos pelo agente no período entre o término da outorga e o término do LRCAP 2024, descontados os custos operacionais regulatórios, seriam trazidos a valor presente utilizando, por exemplo, a taxa regulatória de remuneração de capital.

2.4 Possibilidade de revisão de GF das usinas hidrelétricas participantes do LRCAP 2024

Eventual incremento de capacidade de geração de uma UHE, proveniente da ampliação da capacidade instalada para fins de participação no LRCAP 2024, pode provocar um aumento da garantia física associada ao empreendimento e permitir, conseqüentemente, a comercialização por parte do gerador.

Ao ter essa expectativa prévia de obtenção de receitas com a venda da garantia física incremental, o gerador acaba por reduzir a receita fixa necessária para viabilizar a comercialização no LRCAP 2024, reduzindo os custos para o consumidor final e indo de encontro à modicidade tarifária.

Assim, da mesma forma como previsto para as termoelétricas, a Enel entende que a portaria das diretrizes deve prever dispositivo para realização do cálculo de garantia física incremental das usinas hidrelétricas que participarem do LRCAP 2024.



2.5 Apuração de Disponibilidade de potência e penalidades de UHEs para fins do LRCAP 2024

Considerando que as usinas hidrelétricas qualificáveis à participação do LRCAP 2024 são usinas despachadas centralizadamente pelo ONS, a Enel entende que a apuração de disponibilidade da Unidade Geradora para entrega de potência objeto desse LRCAP 2024 deve tomar como base o mesmo conceito de disponibilidade para fins de despacho de geração de energia, por meio de apuração da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Programada (TEIP) e da Taxa Equivalente de Indisponibilidade Forçada Apurada (TEIFa), levando em conta as indisponibilidades forçadas e programadas já declaradas para a respectiva UG. Ou seja, a usina (UG participante do LRCAP 2024) não deve estar sujeita a penalidades caso esteja disponível para o SIN, porém ONS solicite o despacho de potência em momento que não tenha recurso hídrico suficiente para o suprimento requerido.

Na minuta de portaria das diretrizes é possível identificar diversas partes que abordam possíveis penalidades às quais os geradores estarão sujeitos quando do não atendimento dos compromissos firmados no LRCAP 2024. Contudo, algumas penalidades se sobrepõem à outras (“penalidade pelo não atendimento ao despacho do ONS”, “penalidade pela não entrega de potência requerida”, “não atendimento aos compromissos de entrega de disponibilidade”), dado que todas são consequências de uma mesma causa, a indisponibilidade da UG diante do atendimento à necessidade de potência do sistema.

2.6 Metodologia para definição de disponibilidade de potência hidrelétrica para o LRCAP 2024

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

- O Balanço de Potência é uma ferramenta desenvolvida pela EPE, cujo deck de dados de entrada foi disponibilizado para o caso base do PDE 2032, sem a inclusão das unidades adicionais nos poços vazios. Esse deck de dados inclui uma planilha protegida por senha, não permitindo aos usuários alterá-la e, portanto, não permitindo também a elaboração de estudos de sensibilidade, por exemplo, com a inclusão de unidades adicionais em UHEs com poços vazios. Assim, a Enel solicita que o deck de dados seja atualizado com a possibilidade de alteração de todas as informações pelos agentes para elaboração de estudos de sensibilidade.
- O cálculo do Balanço de Potência se baseia em resultados do modelo Newave, que é um modelo cuja representação do parque gerador hidrelétrico é feita por reservatórios equivalentes de energia. Assim, a Enel questiona como os cenários resultantes do Balanço de potência serão desagregados para a aplicação da Potência Disponível de uma hidrelétrica, considerando um cenário hidrológico de um determinado mês (fórmula 1, item 3).
- Considerando que a metodologia proposta para estabelecimento da contribuição de potência proveniente do acréscimo de potência instalada de UHEs baseia-se em ferramenta desenvolvida pela própria EPE (Balanço de Potência), sem a participação dos agentes, e, dado ineditismo da própria proposta, a Enel sugere que seja realizado um Workshop como oportunidade para apresentação da ferramenta e treinamento para utilização da mesma para a aplicação do mecanismo proposto.



3. Inclusão do recurso da Resposta da Demanda para resultados econômicos e operacionais mais eficientes

Assim como os sistemas de armazenamento, os recursos de Resposta da Demanda (RD) também são eficazes soluções para atendimento da necessidade de potência do sistema em horas críticas, especialmente por seu alto grau de flexibilidade de acionamento, com capacidade de resposta em curto período e disponibilidade em horários de interesse.

A restrição de aquisição apenas de usinas geradoras, especialmente termelétricas, pode levar à perda de oportunidades de eficiência operacional e de custos: Por utilizarem uma estrutura já existente, qual seja, os recursos produtivos do próprio consumidor, RD possui reduzidos prazos de implementação e baixos custos de capital, sendo necessários nenhum ou algum investimento pontual em adaptação de processos para estarem aptos a prover este recurso energético ao sistema.

Na maioria dos mercados do mundo, a RD participa de programas de capacidade juntamente com geração, armazenamento e interconectores, agregando benefícios significativos: no programa de capacidade do PJM, por exemplo, a *Monitoring Analytics*, monitor de mercado externo independente do PJM, informou que o custo total da capacidade neste programa para o ano de entrega 2013/2014 (ano em que a RD entrou no mercado) foi de US\$ 6,7 bilhões, US\$ 11,8 bilhões a menos em comparação com um cenário em que nenhum recurso pelo lado da demanda houvesse sido oferecido no leilão (IMM, 2010 p.53¹).

Considerando as vantagens econômicas da RD, é importante garantir que esse recurso seja testado no Brasil de forma expedita, para que possa participar dos leilões de capacidade na forma de potência.

Reforçamos aqui a necessidade de se adotar a neutralidade tecnológica nas próximas contratações, com especial atenção ao desenho de regras de participação que acomodem as características exclusivas de diferentes tipos de recursos ao passo que permitam a competição justa entre eles. A Enel apresentou, no XIII Congresso Brasileiro de Regulação, um estudo sobre *Resposta da Demanda como recurso econômico para confiabilidade do sistema elétrico brasileiro*, trazendo as melhores práticas e mecanismos de funcionamento dos mercados de capacidade do PJM e Reino Unido, que atraíram a participação crescente e madura de RD. O artigo está disponível para consulta em https://drive.google.com/file/d/15CVu_QCNM1W2aWY81lFXCtt61f8SaVjP/view

Sem mais para o momento, aproveitamos a oportunidade para reiterar nossos votos de elevada estima e consideração.

¹ THE INDEPENDENT MARKET MONITOR FOR PJM (IMM). Analysis of the 2013/2014 RPM Base Residual Auction Revised and Updated. September 2010. Disponível em: http://www.monitoringanalytics.com/reports/reports/2010/Analysis_of_2013_2014_RPM_Base_Residual_Auction_20090920.pdf