

CT REG nº 56/2024
São Paulo, 26 de abril de 2024

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME

Esplanada dos Ministérios - Bloco U - Brasília/DF
CEP: 70.065-900

Assunto: Contribuição da Atlas Renewable Energy à Consulta Pública MME nº 160 de 2024

Prezados, A ATLAS RENEWABLE ENERGY, fundada em 2017, detentora de um portfólio de mais de 70 usinas autorizadas, distribuídas nos estados de BA e MG, vem respeitosamente, congratular a iniciativa deste Ministério de Minas e Energia e apresentar suas contribuições acerca da Consulta Pública MME nº 160 de 2024, acerca das diretrizes para realização do Leilão de Contratação de Potência Elétrica, a partir de empreendimentos de geração, novos e existentes, denominado “Leilão de Reserva de Capacidade na forma de potência de 2024 – LRCAP de 2024”.

1. A Atlas Renewable Energy

A Atlas Renewable Energy é uma empresa internacional de geração de energia renovável que vem desenvolvendo, financiando, construindo e operando soluções de energia nas Américas desde o início de 2017.

A Atlas é amplamente reconhecida por seus altos padrões no desenvolvimento, construção e operação de projetos de grande escala, bem como um histórico profundo e duradouro em ESG e desenvolvimento sustentável. Líder em geração de energia limpa na América Latina, possui também experiência em soluções energéticas, por exemplo: o sistema de armazenamento “BESS del Desierto” o primeiro sistema em grande escala, com capacidade de armazenamento de 200 MW e 4 horas.

Com uma equipe de profundo conhecimento do mercado global de energia e energia renovável, e com o mais longo histórico na indústria de energia renovável na América Latina, possui quase 5 GW em projetos de energia renovável pelo Brasil, Chile Uruguai e México.

2. Introdução

A contratação de reserva de capacidade foi regulamentada pelo Decreto nº 10.707, de maio de 2021, sob a necessidade de uma reserva de usinas para suprir os períodos de ponta do Sistema Interligado e garantir a manutenção dos reservatórios das UHEs e da saúde do SEB.

Em sequência, em dezembro 2021, foi realizado o primeiro leilão desta modalidade, com suas diretrizes aprovadas pela Portaria 20/GM/MME de agosto de 2021. O leilão contou com dois produtos: Produto Energia (compromisso de entrega de energia, por quantidade, em MW médio) e Produto Potência (Disponibilidade de potência em MW)

O LRCAP de 2021, contemplado apenas com lances do produto Potência, licitou novos empreendimentos de geração térmica. Entretanto, a participação de fontes renováveis e armazenamento não foram consideradas no leilão devido ao caráter de despacho das eólicas e solares e a necessidade de “*grande esforço legislativo e regulatório*” para permitir que as baterias fizessem parte dos produtos do leilão.

Afirmamos que este esforço é continuamente despendido pelos agentes do setor. Além da presença de ciclos de regulamentação dos sistemas de armazenamento, previstos na Agenda Regulatória, temos casos práticos e operativos, que demonstram o estado sólido da implantação de BESS:

- Instalação de BESS com capacidade de 30 MW e 60 MWh no setor de 138kV da Subestação Registro autorizada como reforço pela Resolução Autorizativa (REA) nº 10.892, de 16 de novembro de 2021; contou inclusive com RAP associada ao investimento, determinação de tempo de depreciação do equipamento e custos de O&M, conforme demonstrado na Nota Técnica nº 600/2021 – SCT/ANEEL, de 02/09/2021.
- Instalação de um BESS com capacidade de 1 MW e 1 MWh na UFV Nova Aurora (CEG UFV.RS.SC.031430-7) de 4,5MW e EOL Tubarão P&D (CEG UFV.RS.SC.050783-0) de 4,2 MW, no regime de P&D ANEEL; e
- Instalação de um BESS com capacidade de 1,3 MWh no Complexo Eólico Campo dos Ventos, no regime de P&D ANEEL

Semelhantemente ao ocorrido com os empreendimentos de energia renovável, o nascimento da oferta estimula o interesse dos empreendedores e favorece a modicidade tarifária, o avanço de políticas sustentáveis e o desenvolvimento industrial do país.

3. Inclusão de BESS no LRCAP e regulamentação concomitante

A manutenção do entendimento, observado na Nota Técnica nº 37/2024/DPOG/SNTEP, recomendou quanto da ausência das soluções de BESS nos produtos do LRCAP, sob a ótica da necessidade da formulação de um arcabouço regulatório que compreenda a inovação no momento da criação do produto a ser contratado neste leilão.

Entendemos que os sistemas de armazenamento estão sim aptos a concorrerem neste leilão, bem como o desenvolvimento da regulamentação pode existir dentro do prazo de início de suprimento dos contratos. Atualmente já existem parâmetros operativos, enquadramento nos manuais de controle patrimonial, custos de O&M, valoração dos investimentos, entre outras métricas que podem balizar a criação da minuta de contrato.

Ainda, considerando o cronograma estipulado pela agenda regulatória, a iminente atividade regulatória GER21-18, discutida no âmbito da CP ANEEL 39/2022, tem previsão para decisão de seu primeiro ciclo já no segundo semestre de 2024, o segundo em 2025 e o terceiro em 2026. Fluxos anteriores inclusive ao início de suprimentos desses possíveis contratos.

Historicamente, já se atesta processos licitatórios que possuíam a necessidade de refino regulatório após a publicação de diretrizes dos leilões. Os leilões de 2013, que consideravam energia solar, mesmo com regulamentação em discussão, foram se robustecendo com a evolução regulatória dos temas e hoje são tecnologias consolidadas. Devemos pensar nesse leilão de reserva de capacidade como uma grande oportunidade para desenvolvimento do país. Fazemos aqui referência há outro processo inovador, o Decreto 5.025, de 30 de março de 2004, responsável por incluir a fonte eólica no PROINFA, outra grande medida que fortaleceu a matriz energética brasileira.

Portanto, a Atlas entende que o LRCAP tem capacidade de ser um mecanismo de fomento à essas tecnologias sustentáveis, cujo objetivo é garantir uma matriz de reserva diversa, com custo de disponibilidade muito mais saudável à modicidade tarifária, bem como aproximar, mais ainda, o Brasil aos parâmetros de excelência em sustentabilidade.

4. Atendimento aos requisitos de capacidade impostos pelo leilão

Inicialmente, cumpre destacar que existem diversas tecnologias que ofertam soluções em armazenamento de energia. Contudo, essa contribuição está focada em sistemas de armazenamento baseada em baterias, as quais tem sido largamente utilizada em sistemas de potência de mercados de energia maduros como Chile, Espanha e Estados unidos, por exemplo, para prover uma série de serviços de sistema, dentre os quais destaca-se o suporte de potência.

Essa solução tem sido cada vez mais utilizada porque, dentre outras razões, possui grande sinergia com a integração de energias renováveis, veículos elétricos e redes inteligentes, sendo fortemente impulsionadas por estes mercados para promover uma expressiva transição energética e serem atingidos os objetivos dos países quanto aos compromissos firmados nos acordos internacionais, os quais vão na direção de uma indústria de baixo carbono. Portanto, neste documento, leia-se sistemas de armazenamento como aqueles baseados em baterias.

Do ponto de vista técnico, sistemas de armazenamento estão aptos a atender os requisitos de capacidade e duração em horas impostos pelo leilão. Os tempos de atendimento impostos (1,5 horas) são totalmente factíveis considerando projetos desenhados para operação em ciclo diário. Ademais, a janela de disponibilidade (8 horas) não é um impeditivo para os referidos sistemas, tendo em conta as faixas de operação típicas, por exemplo, para atender aos períodos de ponta do sistema elétrico.

Conforme endereçado em [1], e corroborado neste documento, sistemas de armazenamento podem atender ao requisito de capacidade para sistemas de potência de grande porte. Como aprimoramento proposto, em relação ao primeiro leilão de capacidade, ocorrido em 2021, é citado que as tecnologias de armazenamento têm possibilidade de ofertar potência no certame, associadas ou não à empreendimentos de geração renovável novos ou existentes. Além disso, é mencionado que é desejável para os leilões de reserva de capacidade a **participação de soluções tecnológicas para além das termelétricas**, no que se refere aos empreendimentos passíveis de habilitação/contratação no certame.

É importante salientar que o atendimento ao requisito de capacidade representa apenas **um dos ganhos** financeiros que viabilizam o projeto econômico de um sistema de armazenamento. É desejável que outros serviços possam ser prestados para compor o referido modelo econômico.

Evidentemente, o leilão de capacidade, considerando todos os atributos técnicos adicionais (em relação a fontes de geração convencionais) que um produto baseado em sistemas de armazenamento pode oferecer, conforme será detalhado posteriormente, deveria oferecer prêmios financeiros que permitam viabilizar parte do modelo econômico destes sistemas.

Do ponto de vista técnico, sistemas de armazenamento estão aptos a atender os requisitos de capacidade e duração em horas impostos pelo leilão.

Por outro lado, é necessário que os referidos sistemas possuam tempos de descarga equivalentes a 2 horas ou mais, visando atender de forma robusta os requisitos de leilão sem que sofram maiores degradações, sendo este um tema de projeto. Além disso, para atender a requisitos de capacidade e poder operar em um mercado de arbitragem (visando a viabilidade econômica do sistema de armazenamento), é necessário que o projeto possua capacidade técnica para atender tanto requisitos de potência como a possibilidade de entregar energia conforme os acordos de compra e venda de energia

firmados, devendo o empreendedor dimensionar seu sistema com as finalidades que lhe aprouver.

É importante também destacar os mercados que utilizaram leilões como mecanismos para prover capacidade e segurança ao sistema. Segundo [2], em 2021 e 2022 na Itália, foram realizados leilões para atribuir a prestação novos serviços, dentre os quais o fornecimento de capacidade. No Reino Unido, são realizados leilões considerando diferentes preços pela duração de fornecimento para capacidade nova e existente. A Espanha está a implementar este mecanismo, mas ainda está pendente a regulação (com consulta pública prevista ainda para o ano de 2024). A França realiza leilões de nova capacidade com pagamentos fixos por MW durante um período específico. O Chile possui um sistema mercado livre horário com preços ofertados no curto prazo. Neste caso, a regulação a ser aprovada em 2024 irá prevê o reconhecimento de capacidade considerando uma determinada quantidade de horas de potência a serem fornecidas.

As jurisdições mencionadas anteriormente têm aprimorado seus desenhos de mercado a partir de um aspecto em comum: a transição energética só será possível a partir da adoção de novas tecnologias de armazenamento, considerando a natureza de produção e complementariedade das distintas fontes renováveis.

Em relação ao normativo regulatório, entende-se que os prazos pertinentes ao desenvolvimento de um arcabouço que envolva sistemas de armazenamento, para o leilão de capacidade (**horizonte 2027-2028**), são plenamente factíveis, incluindo os Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e normativos específicos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que regule o tema. Ou seja, a ausência atual de dispositivos regulatórios específicos sobre o tema não seria um impeditivo para a inclusão desta tecnologia no leilão. Ademais, a agenda regulatória da ANEEL já contempla a regulamentação para o tema prevista em ciclos que vão desde 2024 a 2026, período anterior à entrega do leilão em destaque.

O leilão de capacidade em destaque possui uma oportunidade histórica de reduzir a emissão de combustíveis fósseis por meio de contratação de produtos baseados em sistemas de armazenamento, não sendo necessário, inclusive, aguardar outros certames.

Resta claro, portanto, que os sistemas de armazenamento podem ser incluídos no leilão de capacidade sem quaisquer prejuízos de atendimento aos requisitos impostos e de forma a contribuir com os objetivos firmados pelo governo brasileiro na direção de uma transição energética mais célere, seja por meio de sistemas de baterias independentes, seja por meio de baterias acopladas à sistema de geração.

5. A necessidade do atendimento de potência

O primeiro leilão de capacidade estabeleceu um importante conceito, caracterizado sob a forma de um novo produto a ser disponibilizado por agentes de geração: **a distinção de energia e potência**. Neste contexto, este tipo de leilão surge com o propósito específico de contratar potência disponível para o Sistema Interligado Nacional – SIN, sem a necessidade vinculante de entrega de energia no mesmo contrato.

Ademais, conforme definido em [1], cumpre destacar a diferença entre o atendimento de energia e o atendimento de potência:

*“O produto de atendimento de energia pode envolver longos despachos contínuos, eventualmente de meses, para, por exemplo, recomposição de reservatórios em períodos de estiagem. Já o produto de atendimento de potência foca em momentos específicos, menos frequentes e de menor duração, onde a disponibilidade de recurso suficiente para atender a carga instantânea é escassa. Com essa diferenciação na obrigação de entrega, espera-se que fique claro ao mercado a finalidade da contratação específica deste LRCAP, **deixando de ser um recurso que será obrigado a estar disponível a todo momento para um recurso que será obrigado a estar disponível para as necessidades de potência**. Essa separação de finalidade, além de trazer clareza ao mercado, faz com que os projetos concorrentes, das diferentes tecnologias, sejam mais bem especificados, em linha com a aplicação em diversos mercados de adequabilidade implementados em sistemas de potência de outras jurisdições.”*

Portanto, embora várias tecnologias possam atender ambos os produtos, incluindo os sistemas de armazenamento, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE sinalizou que é desejável separá-los para melhor sinalizar a necessidade de cada serviço e permitir maior competição para cada um deles. Isto implica em uma **consequência significativa**: o objetivo do leilão deve ser a contratação de uma disponibilidade de potência por momentos específicos (potência) e não longos despachos contínuos (energia), visando tornar clara a necessidade e de forma a não onerar os consumidores com um produto que não atenda de forma efetiva nenhuma das funções.

Para o Leilão de Reserva de Capacidade de 2024, considerando os aprimoramentos metodológicos em torno do conceito mencionado anteriormente, após análise de dados histórico de atendimento à carga, observou-se que a necessidade de atendimento aos períodos críticos é de cerca de 10 horas mensais. A EPE não se restringiu, contudo, a limitar esta quantidade de duração em horas por mês, mas sugeriu adotar uma **aferição anual das 120 horas mais críticas**, apesar da possível concentração dessas horas em poucos meses do ano, sendo este considerado como um passo inicial adequado. Este deveria ser, no final das contas, o requisito do leilão.

Por outro lado, a EPE também realizou análises sobre os dados projetados de carga líquida de forma a identificar o comportamento e concentração das horas críticas ao

longo dos dias de cada mês. Foi apresentado em [1] que o requisito de potência para todo período decenal avaliado teria uma duração menor ou igual a 4 horas por dia, ocorrendo em uma permanência de apenas 3% do tempo. De toda forma, foi sugerido pela EPE, para fins de conservadorismo, do ponto de vista da aferição de entrega do contrato e penalidades pelo não cumprimento, o produto a ser ofertado no leilão deve estar **disponível nas 120 horas mais críticas de cada ano, limitadas ao teto de 4 horas críticas por dia**, incluindo os sistemas de armazenamento.

O estabelecimento da disponibilidade anual e limite diário mencionados anteriormente, para fins de obrigações contratuais de entrega de capacidade, de acordo com [1], permitiria a participação mais eficiente de **diversas tecnologias** que pudessem atender ao leilão, além de permitir uma maior competitividade no certame. Além disso, poderia garantir maior previsibilidade para o ofertante, o que reduziria o risco e facilitaria as condições de financiamento para qualquer tipo de tecnologia, incluindo aqueles baseados em baterias.

6. Sistemas de armazenamento como importante elemento de flexibilidade para segurança e otimização de custos operativos

O planejamento de um sistema de energia elétrica tem como objetivo estabelecer uma evolução das políticas operativas, de modo a satisfazer alguns itens fundamentais:

- Aumento da disponibilidade de energia através do melhor uso dos recursos existentes;
- Maior confiabilidade do atendimento aos consumidores finais de energia elétrica, a fim de assegurar o suprimento da carga ao longo do tempo e no horário de ponta, permitindo evitar racionamentos de energia (otimização energética) e apagões (otimização elétrica); e
- Redução dos custos operativos com consequências na modicidade tarifárias, a fim de buscar a minimização dos custos de operação, considerando as restrições sociais, financeiras, políticas, geográficas -temporais e ambientais.

O processo coordenado de planejamento do Sistema Elétrico Brasileiro – SEB, que enfatiza horizontes de médio e longo prazos, é uma consequência da peculiaridade de sistemas elétricos com parque gerador preponderantemente hídrico e de grande porte, comportando intercâmbios volumosos de energia elétrica.

Assim, o que o planejamento busca é a integração mais adequada, do ponto de vista econômico e de segurança operativa, das fontes de geração, de forma a utilizar da melhor maneira possível as características intrínsecas do SIN. Daí, pode-se entender a existência de grandes subsistemas interconectados, unindo diversas centrais de geração e diversas cargas, em um sistema direcionado ao atendimento das necessidades, de forma econômica, segura e confiável.

Entretanto, quando se observa o histórico da operação do sistema, existem períodos nos quais é possível observar custos bastantes elevados, associados ao volumoso despacho térmico, impactando o Encargo de Serviço de Sistema – ESS, sendo que tal prática vem onerando cada vez mais o consumidor final. Um exemplo é a figura abaixo, a qual mostra um período em que o nível de encargo por segurança energética atingiu R\$ 3,5 Bilhões de reais em novembro de 2021.

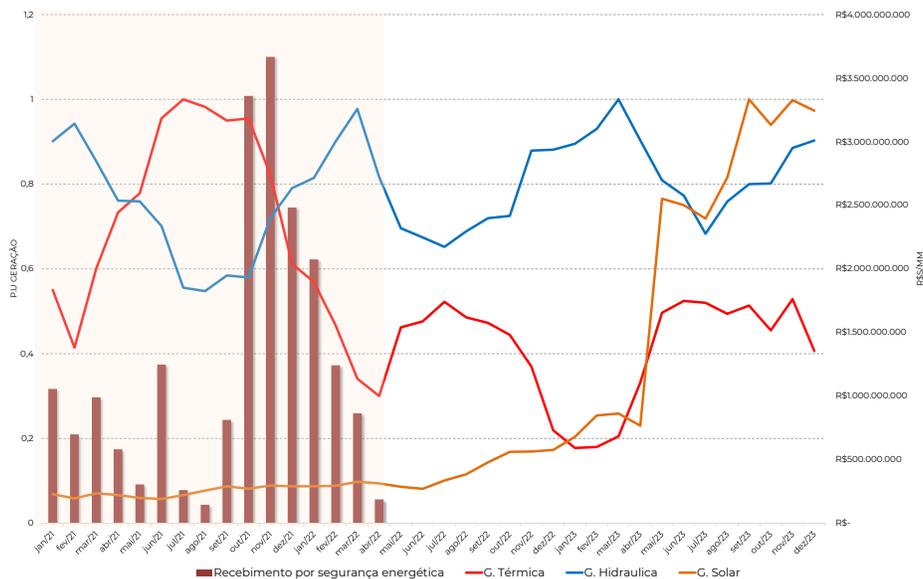


Figura 1 - P.U Geração & Encargo Segurança Energética, fonte: CCEE/ONS

A complementariedade termelétrica de um sistema predominantemente hidrelétrico é utilizada durante as estações secas para aumentar a energia firme do sistema global. Essa energia é o maior valor possível de energia que uma usina ou subsistema é capaz de produzir continuamente, supondo a ocorrência do pior período seco.

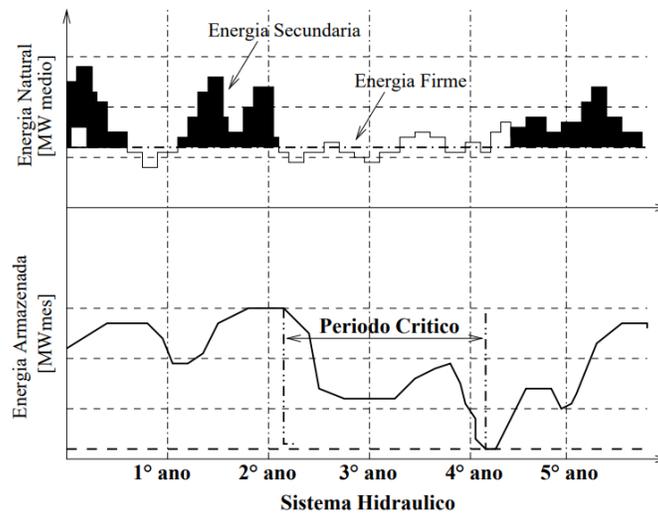


Figura 2 - Energia firme e secundária de um sistema hidrelétrico

Por outro lado, os benefícios das baterias podem contribuir para os reservatórios dos subsistemas, os quais vêm perdendo cada vez mais a sua capacidade plurianual de operação. Esta redução poderá acarretar risco para a operação futura do sistema, exigindo maior flexibilidade do sistema elétrico para permitir o fluxo de energia entre os subsistemas a partir de um viés de despacho otimizado. Nota-se, portanto, que esta tecnologia poderá contribuir para a reserva girante do sistema.

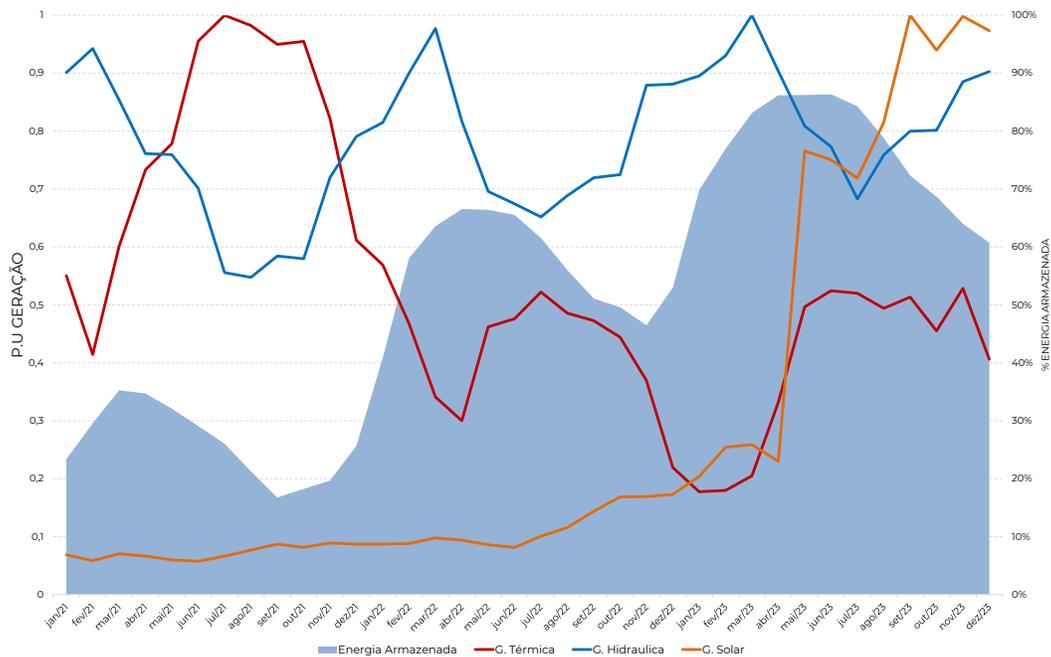


Figura 3 - P.U Geração & Energia Armazenada, fonte: ONS

A figura anterior apresenta um detalhe importante, associado à energia armazenada no SIN. Note que em meados de 2021, período de baixa energia armazenada nos reservatórios, ocorreu um expressivo despacho térmico, o qual continua ocorrendo, em níveis menores atualmente, mas com um crescimento considerável desde março de 2023, coincidente com o aumento de despacho de energia solar. A flexibilidade imposta por baterias, em todos estes períodos, poderia atuar no sentido de: (i) contribuir para uma melhor manutenção dos reservatórios, (ii) otimizar a modulação e evitar o curtailment de energias renováveis variáveis, (iii) reduzir os custos de encargos de sistema, entre outros, associados ao despacho de fontes térmicas e, conseqüentemente, (iv) acelerar a transição energética para cumprir os acordos firmados pelas jurisdições internacionais, no qual o Brasil está incluído.

Por outro lado, é possível observar aumentos consideráveis dos níveis de restrição de geração mesmo em um período de aumento de despacho térmico e diminuição dos níveis de reservatório. Observa-se no gráfico abaixo um crescimento de 92 para 2.420 TWh, quando se compara o mesmo período dos anos 2022 e 2023, considerando motivos energéticos, enquanto o aumento da restrição por motivos elétricos foi de 204 para 736 TWh.

Esta razão pode ser explicada também pela natureza de despacho das fontes renováveis variáveis. Por exemplo, o não aproveitamento das fontes solares em períodos de carga reduzida poderia ser utilizado para carregar baterias a serem despachadas nos períodos de rampa de carga, sendo esse despacho realizado por proponentes deste leilão.

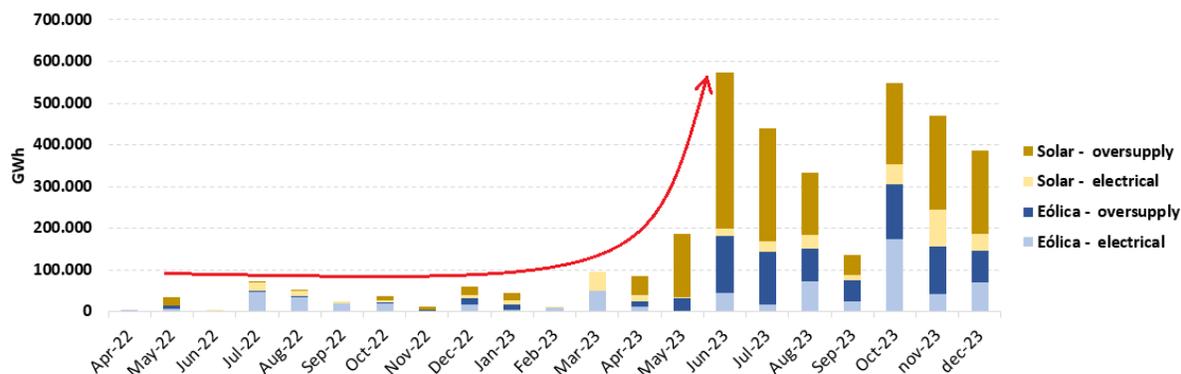
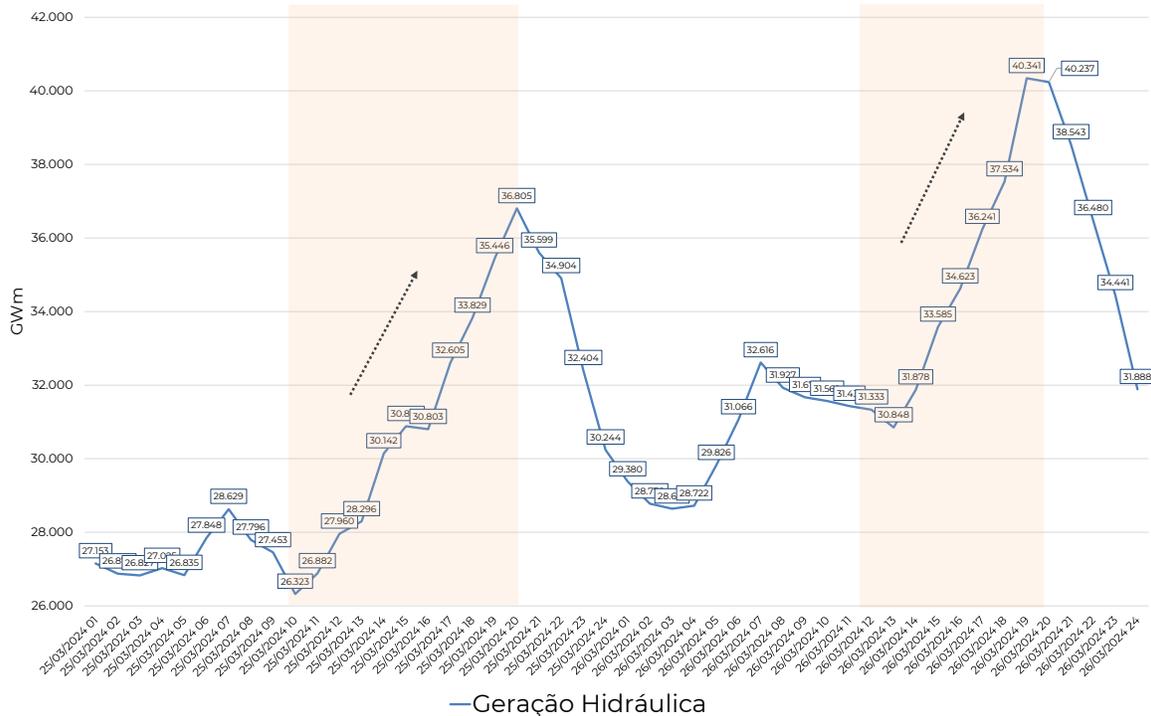


Figura 4 - Energia restrita de fontes renováveis variáveis, fonte: ONS

Adicionalmente, como se observa na imagem abaixo, diariamente há uma rampa típica de geração de energia hidráulica expressiva durante o período da tarde, coincidente com aumento de demanda e diminuição da oferta de geração renovável variável (particularmente a fonte solar). A utilização de sistemas de armazenamento pode contribuir com uma maior racionalização do nível dos reservatórios, a partir da segurança e flexibilidade fornecida pela tecnologia em destaque, “suavizando” a ponta do sistema, ao mesmo tempo em que são mantidos os níveis de segurança.

Cumprir destacar, em termos do atendimento à ponta mencionado no parágrafo anterior, que uma considerável **vantagem de sistemas de armazenamento** em relação a usinas termelétricas, para provimento de potência, é a capacidade de acionamento instantâneo, sem a habitual necessidade de respeitar rampas de acionamento e desligamento típicas de geração térmica.



— Geração Hidráulica
 Figura 5 - Geração Hidráulica Horária, fonte: ONS

Em termos de necessidade sistêmica, em [1] afirma-se que as horas críticas a serem atendidas pelos empreendedores vencedores do leilão podem ser definidas *ex-ante* ou *ex-post*. No primeiro caso, no dia anterior ao despacho, o ONS faria a programação diária das horas que a bateria operaria. No segundo caso, seriam definidas as quantidades de horas críticas anuais após aferição de resultados referente ao ano anterior.

Por outro lado, considerado o gráfico anterior e a partir das análises realizadas pela EPE, é perceptível que a quantidade de horas críticas para atendimento à demanda, sob a ótica diária, é bastante reduzida. A verticalidade de uma rampa de geração para atendimento de capacidade ocorre em uma janela bastante específica. Ainda que a proposta atual seja pela imposição de um limite de 4 horas de despacho (por dia), a probabilidade de ocorrência de períodos críticos nesta ordem de grandeza de duração é baixíssima, cerca de 3%. Portanto, a adoção deste limite em conjunto com um formato *ex-post* pode ser extremamente conservadora. Ademais, entende-se que os modelos de previsibilidade de carga e geração estão cada vez mais acurados, de forma que a escolha de um formato *ex-ante* para definição de horas críticas atenderia perfeitamente aos anseios do operador e permitiria ao empreendedor melhor otimizar a sua capacidade de resposta ao sistema e não onerar de forma desnecessária seu dimensionamento, programação de operação e, em última análise, atuando no sentido de promover modicidade tarifária.

7. Funções operativas de sistemas de armazenamento inovadoras em relação a fontes convencionais

Distintos serviços de sistema podem ser fornecidos pelas tecnologias de armazenamento ao operador da rede elétrica, como: modulação de energia (arbitragem), regulação de tensão e frequência, inércia sintética, entre outros.

Foi sugerido em [1] que o risco de carregamento da energia e seu respectivo custo seja alocado ao agente ofertante da disponibilidade de capacidade de potência. A eventual prestação de qualquer outro potencial serviço para o sistema, como arbitragem de preço e/ou serviços ancilares seriam sob gestão específica dos empreendedores. Nessas situações, os empreendimentos **fariam jus a eventuais receitas adicionais**, e riscos associados, que venham a assumir, não impactando nas responsabilidades e compromissos assumidos no leilão.

“Nesse sentido, conforme sinalização dos preços no mercado de curto prazo e a eventual alocação de riscos do contrato de energia, caberá aos agentes vencedores que utilizem tecnologias de armazenamento o dimensionamento e gerenciamento da carga do ativo para cumprir adequadamente com a obrigação de disponibilidade de potência junto ao Operador. Ou seja, o agente deverá ser responsável pelo seu consumo (recarga) e pela sua geração (descarga) no mercado de curto prazo, podendo inclusive registrar contratos de energia com outros agentes que cubram as eventuais exposições e necessidades de comprovação de lastro, conforme regulação vigente. A eventual receita adicional obtida nesse processo de compra e venda de energia, caracterizada como arbitragem de preço, poderá ser considerada no momento do leilão, de acordo com a estratégia de cada ofertante, sendo mais uma possibilidade que leve a uma redução do seu CAPEX.”

Além disso, considerando os tempos de resposta de sistemas de armazenamento, é fundamental notar que a aplicação de baterias em sistemas elétricos com forte penetração de renováveis (muitas das quais conectadas por meio de conversores) provê um potencial de entrega de capacidade mais robustecido em relação a fontes convencionais (usinas hidrelétricas e/ou térmicas). Este tipo de resposta, a partir da tecnologia em destaque, já é explorado em jurisdições como França, Reino Unido, Alemanha, Austrália e Estados Unidos (Texas e Califórnia) [2].

As vantagens da utilização de sistemas de armazenamento residem no fato de que as baterias funcionam como um “reservatório de energia ativa”, o qual pode ser acionado em tempos bastante reduzidos, sendo capaz de injetar e absorver corrente e responder a controles primário e secundário de frequência em períodos inferiores a fontes rotativas convencionais, uma vez que os tempos de resposta em frequência estão na faixa de milissegundos.

Neste contexto, embora as máquinas rotatórias possam fornecer injeções de corrente superiores aos seus valores nominais, quando comparadas aos níveis máximos de injeções de corrente dos inversores (os quais estão limitados a correntes de curto-circuito próximas dos valores nominais), o tempo para a resposta de injeção de corrente das fontes convencionais é notadamente superior.

Atualmente, os inversores são do tipo “seguidores de rede” – perseguem potência constante, tendo por referência os sinais oriundos da rede elétrica. A ideia de prover um sistema “formador de rede” (do inglês, *grid forming*) seria prover um conjunto de instalações formado exclusivamente por fontes renováveis variáveis a capacidade de prover funções que historicamente apenas máquinas rotatórias possuem, perseguindo também controle de frequência e tensão. Este arcabouço é possível com a implementação de sistemas de armazenamento em pontos específicos da rede. Evidentemente, a remuneração por esses serviços deve ser corretamente endereçada pela regulação vigente. Portanto, por meio de controle coordenado pelo ONS, o acionamento otimizado de vários sistemas de armazenamento (que atuam em uma janela temporal bastante curta) poderia evitar, inclusive, a necessidade de resposta de máquinas rotatórias para compensar desvios acentuados de frequência, promover uma resposta de inércia sintética consistente e apoiar a recomposição do sistema de forma mais robusta, promovendo folga e margem à resposta das máquinas hidrelétricas, especialmente em redes com baixos níveis de curto-circuito.

Um exemplo do estado da arte nessas aplicações de *grid forming*, em sistemas de potência de grande porte, reside na Austrália. O projeto *ESCRI Dalrymple BESS*, realizado com uma empresa de transmissão australiana, é o primeiro sistema de armazenamento de energia em larga escala do tipo formador de rede na grade da Austrália e o maior do mundo [3]. A Agência Australiana de Energia Renovável anunciou um financiamento de 08 (oito) sistemas de armazenamento formadores de rede de grande escala em toda a Austrália, com capacidade total de projeto de 2 GW / 4,2 GWh, para entrar em operação até 2025. Na Grã-Bretanha, cinco novos sistemas formadores de rede de grande porte serão implantados entre 2024 e 2026. Grandes fabricantes de equipamentos como SMA, Tesla e Hitachi já possuem ofertas comerciais [4].

Para fins de ilustração, por outro lado, é possível extrapolar o comportamento esperado para sistemas de armazenamento se tivermos em consideração a operação atual de sistemas de geração conectados à rede por meio de conversores de potência, tendo em conta que as baterias são conectadas, da mesma forma que parques solares, por meio de dispositivos de eletrônica de potência.

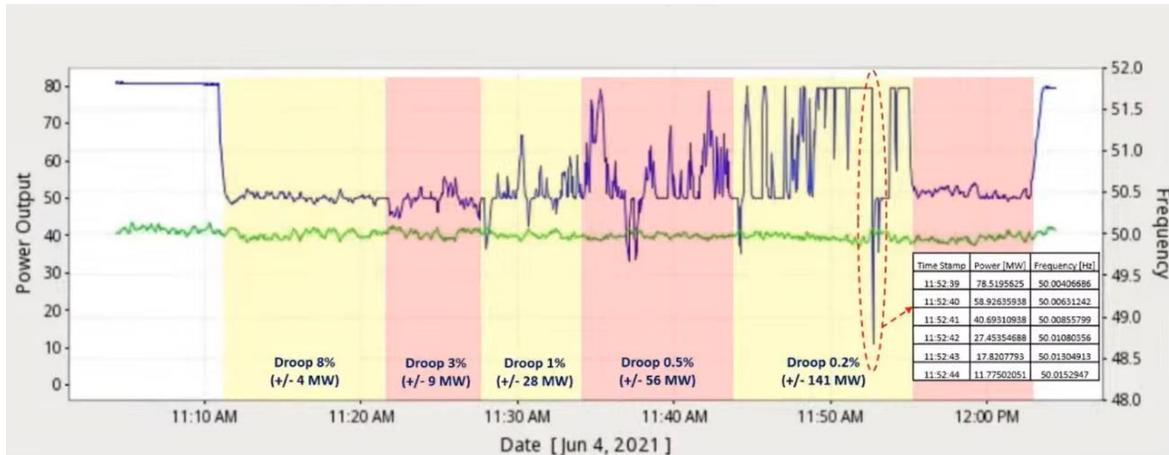


Figura 6 - Resposta rápida de planta fotovoltaica para fornecimento de potência (manutenção de frequência), fonte: [3]

Na figura 6 é possível observar um comportamento de resposta rápida de potência fornecido por um parque solar conectado na região desértica do Atacama - Chile, de capacidade instalada de 141 MW. Às 11:52, quando havia grande disponibilidade de geração, o parque contribuiu na compensação de desvios de frequência da rede elétrica ao desconectar cerca de 67 MW em apenas 5 milissegundos em um momento que os sistemas começavam a experimentar uma sobreoferta de geração e aumento de frequência.

Comportamento de resposta similar pode ser esperado de sistemas de armazenamento, acoplados ou não a fontes de geração, respeitando-se as limitações técnicas de projeto (por exemplo, o nível de carga remanescente das baterias, do inglês, *State of Charge*). Cumpre destacar, no entanto, que as oscilações percentuais das injeções de corrente de sistemas de armazenamento são menores que as de máquinas rotatórias, caracterizando-se como outra vantagem competitiva desta tecnologia.

8. Maturidade e robustez de tecnologias de armazenamento de energia a serem implantadas em sistemas de potência de grande porte

Diversos projetos de sistemas de armazenamento no mundo já estão em operação e outros em construção. A maioria dos países da região na América Latina têm regras incompletas para armazenamento, não possuindo muitas vezes um mercado otimizado de oferta de energia e reservas, além de Baixa granularidade temporal (Chile e Peru são os únicos que mais avançaram neste último ponto). Essa granularização temporal associada à uma oferta expressiva de energia renováveis variáveis ajudam a promover sinais preço para armazenamento [2].

A Atlas Renewables Energy, líder em geração de energia limpa na América Latina, por exemplo, irá implantar 2 sistemas de armazenamento baseados em baterias no Chile e estuda o mercado brasileiro como um dos mais promissores para integração de novos sistemas com esta tecnologia, considerando a forte penetração de fontes renováveis.

Um dos casos mencionados é o sistema de armazenamento “BESS del Desierto”, que estará entre os maiores contratos de armazenamento no Chile e o primeiro sistema independente (bateria autônoma) e autônomo em grande escala, com capacidade de armazenamento de 200 MW e 4 horas. Este projeto estará em operação até o final do primeiro semestre de 2026. O acordo entre a Atlas Renewable Energy e a COPEC, através de seu trader de energia, a EMOAC, prevê o armazenamento de energia para a reinjeção de aproximadamente 3,6 TWh de energia sustentável na rede em horários de pico de demanda durante 15 anos. Ademais, o projeto BESS del Desierto irá reinjetar cerca de 280 GWh por ano na rede, evitando a redução da oferta da energia renovável gerada durante o dia a partir de fontes solares e garantindo maior segurança e disponibilidade ao fornecimento de eletricidade na região e no país.

O segundo caso é um projeto de energia renovável com um sistema integrado de armazenamento de energia em bateria no Chile. As características elétricas do sistema de baterias atendem uma capacidade de armazenamento de 200 MW e 4 horas. Este fornecimento está sob a égide de um acordo de compra de energia (PPA) entre a ATLAS e Codelco, empresa estatal de mineração chilena e a maior produtora de cobre do mundo, para o fornecimento de 375 GWh de energia 24 horas por dia, 7 dias por semana, por ano. Este projeto deverá estar em operação ainda no primeiro semestre de 2026.

A maioria dos projetos de sistemas em implantação no Chile estão na região Norte do país, a qual possui um forte potencial solar. O uso desses sistemas permitirá uma maior flexibilidade e segurança operativa.

Tomando-se ainda o exemplo do Chile, que é um país vanguardista em termos de desenho de mercado energético, desde a desverticalização do setor elétrico chileno, em meados dos anos 80, a qual promoveu forte competição entre novos players no mercado. Quando a demanda por energia é alta e a oferta é limitada, os preços tendem a subir. Por outro lado, se a oferta for abundante e a demanda for baixa, os preços tendem a cair, especialmente no âmbito do mercado de curto prazo.

No contexto de armazenamento, em função dos sinais de mercado, o Chile também tomou a dianteira no tema e o desenvolvimento de projetos impulsionou a atualização da regulamentação (não o contrário) [2].

Na figura 7, são apresentados alguns exemplos de projetos de curto prazo no país:

 <p>Announced: Dec 2022</p> <p>Cova PV 181 MW AC</p> <p>BESS 139 MW / 4.5 hours</p> <p>COD: Q1 2024</p>	 <p>Announced: Mar 2023</p> <p>PV El Manzano 115 MW AC</p> <p>BESS 60 MW / 2 hours</p> <p>COD: Q3 2024</p>	 <p>Announced: Nov 2022</p> <p>Wind La Cabaña 105 MW</p> <p>BESS 32 MW / 2 hours</p> <p>COD: Q1 2024</p>
 <p>Announced: Jun 2022</p> <p>PV Uribe Solar 58 MW AC</p> <p>BESS 2.5 MW / 2 hours</p> <p>COD: Jun 2023</p>	 <p>Announced: Oct 2020</p> <p>Run-of-the-river Alfalfal I 178 MW</p> <p>BESS 1: 39.4 MW / 5 hours</p> <p>COD: Q3 2023</p>	 <p>Announced: Oct 2020</p> <p>PV Andes Solar II B 180 MW AC</p> <p>BESS 1: 112 MW / 5 hours BESS 2: 17 MW / 5 hours</p> <p>COD 1: Jun 2023 COD 2: Q1 2024</p>
 <p>Announced: May 2022</p> <p>PVs San Andrés & Salvador 50.6 MW AC / 68 MW AC</p> <p>BESS 1: 35 MW / 5 hours BESS 2: 50 MW / 5 hours</p> <p>COD: Q1 2024</p>	 <p>Announced: Jun 2022</p> <p>PV Planchón 91 MW AC</p> <p>BESS 30 MW / 5 hours</p> <p>COD: Q3 2025</p>	 <p>Announced: Oct 2021</p> <p>PV Diego de Almagro Sur 115 MW AC</p> <p>BESS 8 MW / 4 hours</p> <p>COD: Dec 2022</p>

Figura 7 - Projetos de armazenamento em operação ou em implantação no curto prazo

Adicionalmente, em função das diversas oportunidades em torno do tema, uma série de outros projetos estão em desenvolvimento para o médio prazo, denotando um movimento significativo em direção à transição energética no Chile, como pode ser visto adiante:

<p>Coya Solar Battery Project</p>  <ul style="list-style-type: none"> Project Owner: Engie Location: Maria Elena, Antofagasta Region Project capacity: 181, 25 MWac BESS Capacity: 127MW / 5 hours Technology used: <u>Sungrow</u> Project is 70% complete with expected COD for Q1/2024 	<p>Tamaya Solar Battery Project</p>  <ul style="list-style-type: none"> Project Owner: Engie Location: Tocopilla, Antofagasta Region Project capacity: 114 MWac BESS Capacity: 83MW / 5 hours Technology used: <u>Sungrow</u> Project began construction in August 2023.
<p>Libélula Solar Battery Project</p>  <ul style="list-style-type: none"> Project Owner: Engie Location: Colina, Santiago Metropolitan Region Project capacity: 199,2 MWac BESS Capacity: not informed Technology used: not informed Solar project obtained Environmental approval in October 2023 and is in the pre-construction phase 	<p>Andes Solar IIB Battery Project</p>  <ul style="list-style-type: none"> Project Owner: AES Location: Calama, Antofagasta Region Project capacity: 180 MWac BESS Capacity: 112 MW / 5 hours Technology used: Fluence (JV between AES) Project COD was in July 2023
<p>Andes Solar IV Battery Project</p>  <ul style="list-style-type: none"> Project Owner: AES Location: Antofagasta Region Project capacity: 239 MWac BESS Capacity: 147 MW / 5 hours Technology used: Fluence (JV between AES) Project is 80% complete with expected COD for Q1/2024 	<p>Bolero Solar Park Battery Project</p>  <ul style="list-style-type: none"> Project Owner: AES Location: Sierra Gorda, Antofagasta Region Project capacity: 146 MWac BESS Capacity: not informed Technology used: not informed Project COD was in April 2018 and AES plans to install BESS to enhance the project's efficiency
<p>San Andrés Solar Battery Project</p>  <ul style="list-style-type: none"> Project Owner: <u>Inneregex</u> Location: Atacama Desert Project capacity: 50,6 MWac BESS Capacity: 35MW / 5 hours Technology used: Mitsubishi Project under construction with expected COD for Q1/2024 	<p>Salvador Solar Battery Project</p>  <ul style="list-style-type: none"> Project Owner: <u>Inneregex</u> Location: Atacama Desert Project capacity: 68 MWac BESS Capacity: 50MW / 5 hours Technology used: Mitsubishi Addition of a BESS was announced in May 2022 and is already in operation
<p>La Cabaña Wind Battery Project</p>  <ul style="list-style-type: none"> Project Owner: Enel Location: <u>Angol</u>, Araucania Region Project capacity: 105 MWac BESS Capacity: 34 MW / 7 hours Technology used: Saft Project is under construction 	<p>Don Humberto Solar Battery Project</p>  <ul style="list-style-type: none"> Project Owner: Enel Location: <u>Til-Til</u>, Metropolitan Region Project capacity: 80 MWac BESS Capacity: 67 MW / 7 hours Technology used: not informed Construction started during Q3/2023
<p>Celda Solar Battery Project</p>  <ul style="list-style-type: none"> Project Owner: <u>Colbun</u> Location: Pampa Camarones, Arica and <u>Parinacota</u> Region Project capacity: 421,9 MWac BESS Capacity: 48MW / 5 hours Technology used: <u>Wartsila</u> Construction is expected to commence from 2024 and COD is expected for 2026 	<p>Diego de Almagro Sur Solar Battery Project</p>  <ul style="list-style-type: none"> Project Owner: <u>Colbun</u> Location: Atacama Region Project capacity: 115 MWac BESS Capacity: 8 MW / 4 hours Technology used: <u>Wartsila</u> Solar-plus-storage project was inaugurated in December 2022
<p>Urbe Solar Battery Project</p>  <ul style="list-style-type: none"> Project Owner: X-ELI Location: Antofagasta Region Project capacity: 59 MWac BESS Capacity: 2,5MW / 2 hours Technology used: Saft Project COD was in July 2017 and BESS was installed during Q2/2023 	<p>Zaldivar Solar Battery Project</p>  <ul style="list-style-type: none"> Project Owner: Canadian Solar Location: Antofagasta Region Project capacity: 253 MWac BESS Capacity: 1000MWh Technology used: not informed Construction is expected to commence from 2024 and COD is expected for 2026
<p>Oasis de Atacama Battery Project (World's largest energy storage system)</p>  <ul style="list-style-type: none"> Project Owner: <u>Greenery</u> Location: Atacama Region Project capacity: 1GW BESS Capacity: 4,1GWh Technology used: BYD Construction started in Q4-2024 and is expected to be completed within three years. 	<p>Estepa Solar Battery Project</p>  <ul style="list-style-type: none"> Project Owner: Atlas Renewable Energy Location: Maria Elena, Antofagasta Region Project capacity: 215 MWac BESS Capacity: 200 MW / 4 hours Technology used: not informed PPA start of supply with CODELCO is January 2026

Figura 8 - Projetos de armazenamento em implantação no médio prazo

Outros casos de aplicação em sistemas de potência de grande porte podem ser citados. O mercado americano, por exemplo, tem experimentado uma vertiginosa ascensão na implantação de sistemas de armazenamento.

As instalações de sistemas de armazenamento na rede elétrica dominam o mercado de armazenamento de energia dos EUA. O segmento responde por 90% do total de instalações de armazenamento em 2023, atingindo 7,9 GW e 24 GWh neste ano [6]. Além disso, é previsto um crescimento de 30% para 2024.

A Califórnia e o Texas foram responsáveis por 77% das adições de sistemas de armazenamento nos Estados Unidos no quarto trimestre de 2023. Deste montante, somente a Califórnia foi responsável por mais da metade (em termos de watt-hora) e os 11,8 GWh implantados representaram um aumento de 105% em relação ao terceiro trimestre.

9. Conclusões

- Do ponto de vista técnico, os sistemas de armazenamento estão aptos a atender os requisitos de capacidade e duração para as horas que o SIN necessita de capacidade de potência adicional como, por exemplo, para atender aos períodos de ponta do sistema elétrico;
- Considerando uma sobreoferta futura estimada de energia renovável no Brasil, o leilão de capacidade em destaque possui uma oportunidade histórica de reduzir a futura emissão de combustíveis fósseis por meio de contratação de produtos baseados em sistemas de armazenamento, não sendo necessário, inclusive, aguardar outros certames para esta contratação;
- Entende-se que os prazos pertinentes ao desenvolvimento de um arcabouço regulatório que envolva sistemas de armazenamento, para o leilão de capacidade (horizonte 2027-2028), são plenamente factíveis. Ou seja, a ausência atual de dispositivos regulatórios específicos sobre o tema não seria um impeditivo para a inclusão desta tecnologia no leilão. Cumpre destacar que a agenda regulatória da ANEEL já contempla a regulamentação para o tema prevista em ciclos que vão desde 2024 a 2026, período anterior à entrega do leilão em destaque;
- Por outro lado, visando otimizar o uso do potencial adicional que os sistemas de armazenamento podem fornecer ao sistema elétrico, em relação a fontes convencionais de energia, no qual se inclui, entre outros, a resposta rápida, flexibilidade e serviços ancilares, sugere-se que seja considerado no leilão um produto específico que possa contemplar as características específicas desta tecnologia, assim como ocorre para as outras tecnologias;
- A definição de remuneração poderia ser via “tolling agreements”, ou seja, recebimentos por disponibilidade para atendimento aos requisitos de leilão, sem a necessidade de provimento de receitas adicionais por cada MW de potência injetado (como no caso de usinas termelétricas valorada a PLD ou CVU, por exemplo). Evidentemente, os valores dos prêmios financeiros a pela

- disponibilidade dos sistemas de armazenamento devem ser competitivos considerando as vantagens da implantação desta tecnologia na operação do SIN;
- Ainda que a proposta atual seja pela imposição de um limite de 4 horas de despacho (por dia), a probabilidade de ocorrência de períodos críticos nesta ordem de grandeza de duração é baixíssima. Entende-se que os modelos de previsibilidade de carga e geração estão cada vez mais acurados, de forma que a escolha de um formato ex-ante para definição de horas críticas atenderia perfeitamente aos anseios do operador e permitiria ao empreendedor melhor otimizar a sua capacidade de resposta ao sistema e não onerar de forma desnecessária seu dimensionamento, programação de operação e, em última análise, atuando no sentido de promover modicidade tarifária;
 - Ademais, é fundamental que o leilão permita o empilhamento de receitas, no caso de sistemas de armazenamento (considerando a possibilidade de prestação de outros serviços além de fornecimento de potência), visando garantir a viabilidade financeira do negócio associada a este tipo de tecnologia;
 - A inclusão de sistemas de armazenamento neste leilão significa, adicionalmente, um maior aproveitamento dos recursos hidráulicos e implica em menor despacho termelétrico, ao mesmo tempo em que são mantidos níveis de segurança operativos adequados para o SIN em função da resposta célere da tecnologia em destaque;
 - Nota-se que vários sistemas de armazenamento no mundo já estão em operação e outros em construção, inclusive na América Latina, acoplados a sistemas de potência de grande porte, de forma independente ou associados a projetos de geração;
 - Por fim, cumpre destacar que a inclusão de sistemas de armazenamento no leilão de capacidade pode ser realizada sem quaisquer prejuízos de atendimento aos requisitos impostos e de forma a contribuir com os objetivos firmados pelo governo brasileiro na direção de uma transição energética mais célere, seja por meio de sistemas de baterias independentes, seja por meio de baterias acopladas à sistema de geração.

10. Referências

[1] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). NOTA TÉCNICA EPE-DEE-NT-050/2023-R0. Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência. Julho de 2023;

[2] Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID). Incorporación de almacenamiento de energía en los sistemas eléctricos. Experiencias internacionales en modelos normativos. 2023;

[3] HITACHI ENERGY. Grid forming Energy storage provides virtual inertia interconnects renewables and unlock revenue. <https://www.hitachienergy.com/about-us/events-and-webinars/2020/grid-forming-energy-storage-provides-virtual-inertia-interconnects-renewables-and-unlock-revenue>, acesso em: 24 de abril de 2024.

[4] ESIG ENERGY. Capturing the benefits of grid forming batteries a unique window of opportunity/. <https://www.esig.energy/capturing-the-benefits-of-grid-forming-batteries-a-unique-window-of-opportunity/>, acesso em: 24 de abril de 2024.

[5] YOUTUBE. Inversores Grid Forming para garantizar la estabilidad de la red eléctrica. Disponível em: <https://www.youtube.com/live/zP1GefOuW7w?si=jo5CZBhgogJDFvIN>, acesso em: 27 de março de 2024;

[6] UTILITY DIVE. US energy storage capacity rises 4.2 GW in Q4 2023, full-year additions up 90% over 2022. Disponível em: <https://www.utilitydive.com/news/us-energy-storage-capacity-rises-42-gw-in-q4-2023-Wood-Mackenzie/711232/>, acesso em: 11 de abril de 2024;

Sendo o que nos cumpria para o momento, permanecemos à disposição para quaisquer esclarecimentos adicionais que se façam necessários pelo contato de Priscilla Albuquerque Carvalho, e-mail regulatorio@atlasren.com; telefone (11) 97511-5921.

Atenciosamente,

DocuSigned by:

Manoel De Andrade

1E0920E99E3C4BB

Manoel de Andrade Lira Neto