

Contribuição para a Consulta Pública 176/2024 do MME: Diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de potência de 2025, por meio de sistemas de armazenamento.

Roberto Brandão¹

Henrique Reis²

Funções básicas dos sistemas de armazenamento no LRCAP

O primeiro passo para embasar sugestões para a contratação de sistema de armazenamento é entender o que se espera dos empreendimentos a serem contratados.

A *função primária* da contratação dos sistemas de armazenamento no LRCAP 2025 é fornecer *capacidade firme* para um sistema que, pelo crescimento acelerado, recente e esperado para o futuro, de fontes de geração variável (hidrelétricas a fio d'água, eólicas e solares)³, e pelo alto grau de geração inflexível da matriz elétrica⁴, precisará contar com maior volume de recursos controláveis, aptos a evitar um déficit de suprimento

¹ Economista e Filósofo. Diretor Técnico-Científico do Gesel-UFRJ (Grupo de Estudos do Setor Elétrico).

² Advogado e sócio coordenador da área de energia elétrica do escritório L.O. Baptista.

³ No Plano da Operação Energética (PEN) 2024-2028, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) aponta que “os dados de geração verificada, entre 2000 e 2023, mostram que, desde 2016, a geração conjunta das fontes hidrelétrica e termelétrica vem se mantendo estável, enquanto as fontes renováveis aumentaram sua participação no atendimento à carga, passando de menos de 7% em 2016 para 21% em 2023”. O ONS indica, ainda, a previsão de redução na participação hidrotérmica de usinas simuladas de 59% (126 GW) em dez/2023 para 49% (121 GW) em 2028, com um acréscimo da participação de usinas não simuladas (EOL, PCH, biomassa, UFV e MMGD) de 41% (89 GW) para 51% (124 GW) no mesmo período). Disponível em <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Relato%CC%81rio%20PEN%202024%20VF.pdf>. Acesso em 27.10.2024.

⁴ Ainda no PEN 2024-2028, o ONS destaca que “em 2025 a parcela de geração inflexível corresponde a aproximadamente 77% da carga global do SIN e a previsão é de que em 2028 essa geração sofra uma pequena redução, para 73% de participação no atendimento a carga. Dessa forma, apenas cerca de 27% da projeção de carga do SIN, designada como carga líquida, será atendida pelo despacho hidrotérmico por ordem de mérito em 2028”.

em horas em que ocorra uma carga elevada em relação à geração inflexível e intermitente, que não possa ser suprida pelo despacho hidrotérmico ou reduzida por outras medidas associadas (resposta da demanda, p. ex.).

Sistemas de armazenamento são adequados para cobrir insuficiências momentâneas de oferta de energia e, portanto, justifica-se sua contratação para provimento de capacidade firme.

Está claramente expresso no material da portaria em consulta pública que os sistemas de armazenamento a serem contratados não estarão restritos à função de gerar em horas críticas em termos de atendimento de carga. A Minuta da Portaria Normativa, anexa à Portaria GM/MME N° 812/24 aponta, no Art. 4º, § 1º, que “os projetos contratados deverão atender à totalidade dos despachos definidos na programação diária e em tempo real estabelecida pelo ONS”.

Portanto, os sistemas de armazenamento terão uma *segunda função* de ficarem disponíveis para fazer parte do *despacho otimizado do sistema*, mesmo em momentos em que não haja risco de déficit de potência. Depreende-se, portanto, que o ONS despachará as baterias pelo mínimo custo para o sistema.

Também está expresso, no § 2º do Art. 4º que há uma *limitação no compromisso de entrega* de disponibilidade, equivalente a *quatro horas* à potência máxima por dia, ou à mesma disponibilidade ao longo de um número maior de horas com um despacho proporcionalmente inferior à disponibilidade máxima, conforme definido pelo ONS.

Entendidas as funções básicas que os sistemas de armazenamento a serem contratados devem desempenhar, o GESEL realizou um estudo sobre como estes sistemas de armazenamento seriam operados ao mínimo custo em 2030, poucos meses após sua entrada em operação, detalhando as funções a serem desempenhadas na prática e a ordem de hierarquia entre elas. O estudo também investigou aspectos relativos à localização adequada para os empreendimentos (sinal locacional) e à metodologia do cálculo de margens de escoamento. O estudo se encontra no Anexo. Em seguida resumem-se as principais conclusões do estudo e as recomendações para a consulta pública derivadas dele.

Conclusões do estudo sobre a operação de Baterias no SIN

O estudo, apresentado no anexo simula a operação de 1GW de baterias de 4hs operando no subsistema Sudeste-Centro-Oeste no ano de 2030, operando na frente do medidor, isto é, conectados, para fins de injeção e carregamento, diretamente na rede de transmissão e despachados pelo ONS como parte do despacho otimizado do SIN, com o objetivo de minimizar o custo global e manter a segurança do abastecimento.

Conclusões, quanto à operação de baterias e às funções desempenhadas

As baterias terão como *função principal* contribuir para a *confiabilidade* do sistema, isto é, evitar ou minorar episódios de insuficiência de reserva operativa e de energia não suprida devido à ocorrência, em algumas horas, de carga elevada em relação à geração não controlável de fonte eólica e solar e da geração hídrica possível nas condições hidrológicas do momento. As baterias conseguem atender a esse objetivo de duas formas: (i) diretamente, ao injetar energia por até quatro horas em momentos de risco de déficit de potência, e (ii) indiretamente, ao deslocar hidrelétricas da geração de ponta e economizar água para uso em situações críticas. Trata-se de uma função muito importante, mas que se espera ser desempenhada apenas em momentos específicos de anos com hidrologia particularmente ruim com pouco ou nenhum sol e geração eólica decepcionante.

A *função usual*, isto é, que aparece como principal no despacho em situações normais, de um conjunto de baterias operado pelo mínimo custo global, consistirá em prover *flexibilidade operativa* ao despacho do SIN, atenuando as rampas de carga líquida, particularmente aquelas associadas à entrada da geração solar durante a manhã e a saída da geração solar no fim da tarde.

As *funções acessórias*, isto é, que também são contempladas no despacho de dia a dia das baterias, mas que são secundárias com relação ao provimento de flexibilidade operativa, são: o *atendimento de ponta* e a *redução de curtailment* por excesso de energia ou por escassez de margem de escoamento (seja por indisponibilidade de equipamento da transmissão, seja por confiabilidade elétrica) nas horas de geração solar mais intensa.

Observou-se que o despacho a mínimo custo envolve a operação intensa das baterias em todos os dias do ano, em todos os cenários. O número de *ciclos médio por dia* é de *1,38*, muito superior ao limite estabelecido na minuta da portaria ora em consulta pública.

Foi simulado um conjunto de BESS com limite de 1 ciclo de uso diário. Isto inviabiliza o uso das baterias para a função de manutenção da flexibilidade operativa durante as madrugadas e na rampa de entrada do sol, mas não teve maior impacto nas demais funções das baterias.

Foi simulado também um conjunto de BESS com armazenamento de seis horas. Observou-se que a bateria assim configurada é capaz de prestar melhor todos os serviços supracitados:

- A função principal de garantir a confiabilidade é mais bem atendida por um despacho de seis horas, em vez de quatro, no topo da capacidade;
- A função usual de prover flexibilidade operativa é mais bem desempenhada pela possibilidade de fazer rampas mais íngremes e mais profundas;
- As funções acessórias de atendimento de ponta e de redução de curtailment são mais bem desempenhadas, sem grande conflito aparente com o provimento de flexibilidade.

Indicadores de confiabilidade e localização dos BESS:

- Os episódios de violação de reserva operativa e de déficit de potência estão maciçamente concentrados no subsistema SE-CO, como pode ser visto no anexo.
- Estes episódios estão concentrados entre as 16hs e as 00hs, isto é, entre o horário de saída da geração solar e a meia noite. Nessa faixa horária ocorreram violações do nível mínimo de reservas operativas e de energia não suprida que representam 97,1% do total em termos de horas e 98,9% em termos de volume.

Implicações para o cálculo de margens

Não há precedente de cálculo de margens de escoamento para sistemas de armazenamento no Brasil. Com base nos estudos realizados, sugere-se a adoção de dois critérios mínimos para a concessão do acesso:

- O projeto deve estar conectado em um local da rede com margem de escoamento de geração entre as 16hs e as 00hs, a fim de poder contribuir para o atendimento neste horário crítico para a confiabilidade do suprimento;
- O projeto deve estar conectado em um local da rede com margem para consumo entre 01hs e 15hs.

Justificativa: embora não seja impossível que o BESS descarregue e carregue fora dos horários, trata-se de situações atípicas.

Sinal locacional

É sabido que projetos de armazenamento corretamente localizados permitem aumentar o escoamento de energia. O art. 3º, §2º, do Decreto nº 10.707/2021, autoriza que, nos leilões de reserva de capacidade, sejam considerados sinais econômicos relacionados aos benefícios para o sistema associados à localização dos empreendimentos. Assim, sugere-se que o Leilão adote critérios locacionais, de modo a priorizar, entre os projetos com acesso à rede de transmissão, aqueles situados em locais:

- Com perspectiva para gargalos no escoamento de geração nas horas de sol à época da entrada em operação prevista para os BESS;
- Com perspectiva para reforços futuros destinados ao escoamento de nova capacidade instalada com geração expressiva nas horas de sol
- Em regiões geoeletricas com histórico de sobreoferta de geração em relação à carga do subsistema (como, p. ex., em cenários de esgotamento dos limites de intercâmbio entre subsistemas).

Justificativas:

- O despacho ao mínimo custo naturalmente tende a aliviar a rede nas horas de sol, podendo contribuir para o aumento do escoamento em algumas localizações específicas e absorção de excessos de geração, reduzindo o curtailment das renováveis;
- Estes mesmo locais poderão ser adequados, no futuro, para a configuração de um Sistema Especial de Proteção (SEP) incluindo baterias. Neste esquema, as baterias poderão ser programadas para operar, mediante comando em tempo real do SEP, no modo de suporte a contingências, que implica em interromper o desempenho das funções usuais e assessorias para, em milissegundos, injetar ou absorver energia, atenuando uma perturbação. Este SEP permitiria

um aumento adicional da capacidade de escoamento atribuindo às baterias parte das redundâncias da rede, economizando com reforços tradicionais de transmissão.

Propostas para a Consulta Pública

De posse das conclusões do estudo sobre a operação ótima das BESS à época de sua entrada em operação, é possível fazer algumas sugestões pontuais para a consulta pública da minuta da portaria normativa do LRCAP 2025 para baterias.

Mapa de Margens

A fim de maximizar a oferta de bons projetos para o leilão, seria ideal a publicação tempestiva de um mapa atualizado de margens preliminar, apontando locais no SIN que tenham localização diferenciada para novos projetos, isto é, que tenham ao mesmo tempo bom escoamento de geração nas horas adequadas e perspectivas de saturação esperada para a capacidade de escoamento de geração nas horas de sol.

Sinal locacional

Ao comparar os lances dos empreendedores no leilão, descontar do lance realizado, para fim de comparação entre projetos, um fator locacional:

- Correspondente à anuidade, no prazo do contrato do LRCAP, dos reforços tradicionais de transmissão que permitiriam um aumento de escoamento equivalente ao BESS com uma localização elétrica específica da data esperada do início de operação do BESS, até a data esperada da entrada em operação de um futuro reforço tradicional da transmissão;
- Correspondente à anuidade, no prazo do contrato do LRCAP, dos reforços tradicionais de transmissão evitados pelo BESS, desde a data esperada para início do congestionamento até o final do prazo do contrato do LRCAP.

O desconto, para fim de comparação entre projetos, tende a aumentar a competitividade de projetos mais bem localizados.

Número de ciclos

A fixação de um limite para o número de ciclos por dia necessita de amparo em estudo técnico. O número de quatro, mencionado na minuta de portaria parece insuficiente para a época de entrada em operação comercial dos BESS.

Um despacho mais intenso das BESS implica em degradação acelerada das baterias e acelera investimentos na renovação dos equipamentos. Trata-se de uma informação importante para o investidor. Também é um parâmetro importante para o ONS, pois pode limitar a utilidade dos sistemas de armazenamento.

Clarificação das condições para a prestação do serviço:

Explicitar que o BESS será sempre despachado pelo ONS, tanto para injeção de potência como para carregamento, a fim de deixar explícitas as pré-condições que permitirão a prestação ótima das funções usuais e acessórias do BESS, isto é, as funções de flexibilidade, atendimento de ponta e redução de curtailment.

Justificativa

Projetos em que o carregamento do BESS e, possivelmente, também a injeção de potência pelo BESS, ou não são geridos pelo ONS, ou podem ter restrições quanto às horas de carregamento e descarga a plena potência (nomeadamente, projetos de armazenamento atrás do medidor, que compartilham uma conexão entre o BESS e outras instalações de geração ou de consumo), têm seguramente mérito técnico e econômico. Porém, eles não são diretamente comparáveis com BESS na frente do medidor, que tendem a ter uma operação mais flexível, ou muito mais flexível. Assim, na ausência de uma metodologia de comparação adequada com projetos na frente do medidor, não seria recomendável que projetos atrás do medidor ou compartilhando uma conexão existente tenham acesso ao certame.

Prestação de serviços ancilares ou de serviços de transmissão

É desejável que os BESS contratados no LRCAP possam vir a prestar serviços ancilares ou serviços de transmissão, além dos serviços já incluídos no contrato. Ocorre que tais serviços adicionais podem implicar restrições à prestação dos serviços contratados no LRCAP, de forma que o

tratamento deste tipo de conflito potencial já deve estar previsto de antemão, na portaria normativa do leilão.

Por exemplo, pode ser interessante que, no futuro, um BESS contratado no LRCAP venha a participar de um SEP em que ele preste o serviço de suporte a contingências. Trata-se de um serviço de uso muito eventual, pois o BESS só atuará no SEP em caso de ocorrência de uma contingência na rede. Entretanto, será preciso reservar permanentemente uma parte do armazenamento para o desempenho da função, digamos 15 minutos ou 30 minutos, e este armazenamento não estará mais disponível para os serviços contratados no LRCAP. Convém explicitar que, em caso da prestação de serviços adicionais aos contemplados diretamente no contrato do LRCAP, o vendedor estará isento das obrigações de disponibilidade de potência após estudo técnico da EPE e ONS que estabeleça que a nova cesta de serviços e de limites é a solução de menor custo global, a ser coordenada pelo ONS.

Constrained off

- No Art. 11., III da Portaria do LRCAP 2025 menciona que não haverá compensação financeira em caso de *constrained off*. Considerando que as exposições financeiras no MCP de recarga e injeção são de responsabilidade da CONCAP não está claro a que se refere a alocação de risco relativamente a *constrained-off*.
- Na verdade, na portaria não está claro sequer que o agente armazenador precisará ser agente da CCEE.
- Sugere-se retirar a menção a *constrained off*, isentando o vendedor de qualquer consequência em caso de *constrained off*, tais como redução de receita, ou clarificar o contexto a que a passagem se refere.

Classificação do despacho

- A portaria do LRCAP 2025 menciona no capítulo I, Art 5º, § 3º que haverá redução de 1% da receita mensal “quando do despacho para atendimento de potência”.
- O § 4º do mesmo artigo estabelece que a classificação do despacho para atendimento de potência será realizada pelo ONS, “conforme critérios a serem definidos nos Procedimentos de Rede”.

- Seria importante, a fim de reduzir a incerteza, que a portaria defina os princípios para definir o que é e o que não é despacho para atendimento de potência.

Regime de outorga do agente armazenador autônomo e direito de acesso à rede

- Nos termos da Constituição Federal, em seu art. 21, XII, b, compete à União a exploração direta ou mediante autorização, concessão ou permissão de serviços e instalações de energia elétrica.
- A bateria como elemento de geração ou de transmissão já encontra respaldo na legislação e, inclusive, exemplos práticos já regulados e autorizados pela ANEEL;
- No entanto, a proposta de minuta de Portaria sinaliza que o certame possibilitaria a participação de sistemas de armazenamento conectados à rede de forma autônoma a fim de fornecer disponibilidade de potência, a partir do carregamento de energia a partir do SIN e da injeção de energia também nesse sistema, bem como prestar outros serviços à rede.
- Ocorre que a figura do agente armazenador autônomo (*stand-alone*) ainda não está regulamentada na legislação e, apesar das propostas em discussão no âmbito da Consulta Pública nº 039/2023, em curso na ANEEL, há questionamentos quanto à competência da Agência para regular a matéria sem qualquer participação ou ato do Poder Concedente, titular do serviço.
- Desse modo, com o objetivo de aumentar a segurança jurídica para a participação de projetos *stand-alone*, recomenda-se que seja proposta a edição de ato pelo Poder Executivo, a ser publicado antes da fase de cadastramento do LRCAP Armazenamento de 2025, a fim de (i) estabelecer o regime de outorga do agente armazenador autônomo (ou de sua dispensa, bastando um mero registro junto à ANEEL); e (ii) assegurar o direito de acesso à rede de transmissão e de distribuição.
- Como sugestão, pode-se propor a edição de um Decreto de alteração do Decreto nº 5.597/2005, que regulamenta o acesso de consumidores livres e outros agentes às redes de transmissão, distribuição e de uso exclusivo de outro agente.
- Além disso, reforça-se a necessidade de maior clareza da Portaria em relação à adesão do vendedor à CCEE.

Clareza e objetividade das diretrizes para a regulamentação, pela ANEEL, da apuração do desempenho operativo para fins de redução de receita

- O art. 5º da minuta proposta prevê o pagamento de receita fixa (R\$/ano em duodécimos) pela disponibilidade de potência contratada, podendo haver redução das parcelas mensais “conforme a apuração do desempenho operativo **em meses anteriores**” – sem grifos no original.
- O §1º do mesmo artigo estabelece que a apuração do desempenho operativo terá base mensal, observando-se a efetiva disponibilidade, conforme regulamento da ANEEL, a ser estabelecido no futuro.
- O §3º, por sua vez, prevê, em caso de não entrega da potência requerida pelo ONS, a redução percentual de 1% da parcela mensal da receita fixa para cada hora, aplicada de forma proporcional ao montante de potência não entregue, com limitação de 30% de redução para cada mês de apuração.
- Como a proposta de diretrizes não estabelece com clareza a periodicidade e a metodologia de apuração, a ANEEL dispõe de ampla margem de discricionariedade para regulamentar a matéria, o que somente acontecerá depois do cadastramento (na aprovação da minuta de CRCAP) ou até mesmo após o Leilão (na forma de Resolução Normativa aprovada após o certame).
- Não está claro, por exemplo, se, em caso de ser atingido o limite de 30% de redução em um determinado mês, poderá haver redução de receita nos meses subsequentes em razão da não entrega da potência requerida de meses anteriores e, caso positivo, como se dariam essa cobrança e eventuais limites em outras bases temporais (anuais, por exemplo).
- Nesse sentido, é importante que as diretrizes indiquem, previamente ao cadastramento dos projetos, critérios e limites mais claros e objetivos de apuração do desempenho operativo que permitam que o empreendedor dimensione o risco financeiro associados a indisponibilidades de curta e de longa duração já na etapa de cadastramento.

Diretrizes específicas para indicar a inexistência de obrigação de lastro para venda ou para consumo

- O art. 6º do Decreto nº 10.707/2021, que regulamenta a contratação de reserva de capacidade, na forma de potência, prevê que a energia associada ao empreendimento que comercializar potência nesses moldes constituirá lastro para venda de energia, sendo recurso do vendedor e podendo ser livremente negociada conforme regras de comercialização.
- No LRCAP Armazenamento de 2025, pela própria natureza do sistema de armazenamento, que é deficitário no balanço energético, não há que se falar em lastro de venda de energia. Tampouco há que se falar em lastro de consumo, uma vez que o agente armazenador não pode ser enquadrado como consumidor para fins do disposto no art. 2º, III, do Decreto nº 5.163/2004.
- Pela mesma razão, não há que se falar na aplicação do art. 6º do referido Decreto, de modo que há respaldo na legislação para que as diretrizes do MME enderecem o tratamento proposto no art. 10, §5º, no sentido de liquidar a energia utilizada no carregamento e injeção no Mercado de Curto Prazo (MCP) ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), sendo a diferença destinada ou custeada pela Conta de Potência para Reserva de Capacidade (CONCAP).
- Propõe-se que esse racional fique explícito na Portaria, no sentido de estabelecer que não há lastro de venda ou de consumo de energia associado ao empreendimento de armazenamento. Consequentemente, não há que se falar na apuração ou aplicação de penalidades por insuficiência de lastro ao vendedor nesse Leilão.
- De todo modo, caso este MME entenda necessário, pode-se propor a alteração do Decreto para que este ponto fique mais claro, a fim de conferir
- ao Ministério a possibilidade de estabelecer tratamento diverso para a energia associada ao empreendimento, a depender do formato e do objetivo da contratação ou mesmo para a contratação de potência proveniente de sistemas de armazenamento.

Não incidência da CDE para o agente armazenador

- Como consequência do racional exposto no item anterior, em especial para a operação de carregamento do sistema de

armazenamento, não há que se falar em hipótese de incidência de cobrança correspondente à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), uma vez que não há comercialização de energia com o consumidor final, pelas seguintes razões:

- O agente armazenador não pode ser enquadrado como consumidor, mas como um vendedor no âmbito de CRCAP para fins de entrega de disponibilidade de potência ao SIN e prestação de outros serviços à rede. O consumo no carregamento é pressuposto necessário à entrega da disponibilidade de potência e à prestação de serviços.
- Como visto, na forma proposta na Portaria, as operações de carregamento e de injeção serão liquidadas no MCP ao PLD e atribuídas à CONCAP, não havendo comercialização de energia com consumidor final.
- Diante disso, propõe-se que as diretrizes deixem explícito que não haverá incidência de CDE para o vendedor, especialmente na operação de carregamento do sistema de armazenamento.

Anexo:

Simulações da Operação de Bateriasno SIN em 2030

O Gesel realizou simulações da operação do SIN com baterias utilizando o software de planejamento eletroenergético Plexos 10, configurado com o dataset do Plano da Operação Energética (PEN), do ONS, com horizonte de 2027. A fim de captar a operação do SIN à época da entrada em operação dos empreendimentos a serem contratados, 1º de julho de 2029, foi feita uma expansão do sistema ao mínimo custo para o ano de 2030 com o módulo Long Term (LT) do Plexos.

A configuração inicial do SIN na simulação da expansão é a do último ano do PEN utilizado (2027). Os custos de investimento e de operação dos candidatos à expansão foram obtidos na última versão disponível do Plano Decenal de Energia (PDE), da EPE, isto é, o PDE 2031. Foi suposto um aumento de 3,4% ao ano da carga entre 2027 e 2030 e um aumento da geração distribuída em um ritmo inferior ao suposto pelo ONS até 2027, mas bastante superior ao crescimento da carga. A expansão contemplou, basicamente termelétricas flexíveis para substituir aquelas que, por estarem sem contrato em 2027, foram excluídas do PEN 2027, e para servir de lastro de capacidade firme para amparar o crescimento da carga. O sistema do PEN em 2027 encontrava-se com excesso de oferta de energia e, por isso, a expansão para suprimento de energia contemplou apenas um pequeno volume de eólicas, além do crescimento da GD. Não foi indicado aumento na capacidade de interligações entre subsistemas.

O sistema resultante serviu de caso base para as simulações da operação do sistema no ano de 2030. A operação de curto prazo resultou de dois modelos encadeados. O primeiro, de médio prazo (*Medium Term, MT*) consistiu em uma simulação estocástica (*Rolling Horizon*) do funcionamento do SIN por 53 semanas do ano de 2030, sujeito a restrições como, vazões mínimas e máximas das hidrelétricas, reservas, entre outras. A simulação envolveu 40 séries históricas de afluências e de energia eólica (*full branches*) e seis *hanging branches* por *full branch* por semana, também baseadas no histórico de afluências e de vento. O total de séries utilizados na simulação foi de 12.550, embora a operação só tenha sido calculada para os 40 *full branches*. O modelo MT produziu uma estratégia de gestão dos

reservatórios para cada uma das 40 séries, que foi utilizada pelo modelo de curto prazo (Short Term, ST) para simular a operação diária ao longo de todo o horizonte da simulação, que é o objeto central deste estudo.

O modelo ST é cronológico e contempla, além das restrições do MT, outras restrições típicas da operação de curto prazo do sistema elétrico, como rampas de geração das termelétricas, tempos de viagem entre reservatórios, balanço hídrico por hora, entre outras. Também foram incluídas restrições de rampa de defluência das hidrelétricas, estimadas pelo GESEL a partir do histórico da operação do ONS. As restrições de *unit commitment* não foram incluídas na simulação por questão de performance.

O uso de rampas de defluência produzidas pelo Gesel visa estimar os limites à flexibilidade do parque hídrico brasileiro. Os limites colocados pelas autoridades de gestão dos recursos hídricos para variações nas defluências ao longo do dia podem limitar consideravelmente a capacidade das hidrelétricas de produzirem rápidas e intensas variações de geração que serão cada vez mais necessárias para compensar variações bruscas na geração renovável, em particular as rampas de entrada da geração solar no início da manhã e de saída da geração solar no fim da tarde. Estas rampas são tecnicamente possíveis para os equipamentos das hidrelétricas, mas podem gerar variações rápidas no nível da água a jusante e podem, em algumas situações, gerar ondas. Para evitar que isso ocorra, muitas vezes são fixados limites a variações bruscas de geração via limites à variação das defluências no curto prazo. Não há dados consolidados sobre os limites à flexibilidade de parque hídrico brasileiro, impostos pelas autoridades aos operadores de usinas e/ou praticados tradicionalmente pelos operadores.

A premissa adotada pelo GESEL é que a rampa de defluência das 20 maiores hidrelétricas com geração controlável (estão excluídas grandes usinas a fio d'água como Santo Antônio e Jirau) é fixada, para fins de simulação, no percentil 95 das variações horárias em módulo observadas no histórico da geração. O percentil 95 é uma variação das defluências para uma hidrelétrica que foi verificada ou ultrapassada aproximadamente uma vez por dia no histórico. Nas simulações realizadas, esta rampa poderá ser utilizada, mas não ultrapassada, na operação futura da usina várias vezes por dia, 24 vezes se preciso for. Esta premissa comporta um uso mais intensivo da flexibilidade das hidrelétricas, ao mesmo tempo em que coloca um limite para essa flexibilidade, que, veremos, tem impacto importante nas simulações. Não foram modeladas restrições de rampa

para usinas menores, não classificadas como a fio d'água o que quer dizer que se considera não há limites para a variação brusca na geração para essas usinas.

Operação dos sistemas de armazenamento

Foram inicialmente rodados diversos casos. O ponto de partida foi um caso base (MT-ST) para a operação do SIN no ano de 2030, com a configuração do sistema que resultou da simulação da expansão. No segundo caso, acrescentou-se um conjunto de Baterias com capacidade instalada disponível de 1GW e 4hs de tempo de descarga, conectado à região SE-CO. Cabe ressaltar que foi modelada apenas a operação das baterias na faixa de disponibilidade máxima de potência e carga. A suposição é que as baterias estão configuradas com mais de 4hs de armazenamento e que as baterias não operam quando o armazenamento total (*State of Charge, SOC*) for baixo ou alto demais para o carregamento ou para injeção a plena potência. Os resultados apresentados a seguir são da simulação de curto prazo (ST) deste último modelo.

A Erro! Fonte de referência não encontrada. exibe a média da geração e da carga, em números negativos, do conjunto de baterias para cada uma das 168 horas do ano de acordo com uma simulação da simulação do SIN ao mínimo custo. Foram simuladas 2.162 semanas completas (40 séries distintas de hidrologia e vento, cada uma com 53 semanas). Observa-se um padrão claro de operação: as baterias carregam durante a madrugada, geram logo antes do amanhecer, carregam durante as horas de sol mais forte e geram novamente a partir do fim da tarde.

Tabela 1: Geração (carga) horária em semana média em 2030
Caso: Baterias com 1GW e 4hs no SE-CO, em MW

Dia/Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Domingo	-58	-112	-127	-73	52	257	29	-264	-593	-655	-595	-596	-544	-441	-361	-104	-2	203	630	822	682	440	586	182
Segunda	-72	-234	-270	-214	-63	209	302	39	-101	-488	-752	-749	-784	-690	-325	-11	41	172	218	626	728	817	828	495
Terça	-317	-308	-383	-347	-109	220	312	80	-66	-495	-720	-769	-780	-665	-194	9	333	648	502	691	485	359	542	121
Quarta	-87	-273	-312	-233	-47	225	265	13	-146	-518	-751	-777	-794	-699	-169	12	338	658	522	717	469	328	520	141
Quinta	-81	-266	-315	-230	-71	229	285	2	-149	-519	-769	-774	-808	-703	-172	9	348	652	543	737	464	308	500	145
Sexta	-72	-239	-311	-209	-66	227	240	-21	-110	-510	-752	-775	-817	-717	-205	18	319	629	583	748	462	261	494	144
Sábado	-38	-173	-199	-116	54	259	98	-145	-335	-652	-715	-686	-713	-578	-330	-37	63	447	727	879	696	336	351	63
Média	-104	-230	-274	-203	-36	232	219	-42	-214	-548	-722	-732	-749	-642	-251	-15	206	487	532	746	569	407	546	185

Fonte: Gesel

Este padrão corresponde ao padrão de preços (ou custos marginais) que se verifica nos sistemas com presença importante de geração solar. **A Erro! Fonte de referência não encontrada.**, apresenta o Custo Marginal da

Operação (CMO) calculado para uma semana média de 2030. Trata-se de uma média simples dos preços em determinada hora de determinado dia da semana, não uma média ponderada pelo volume gerado ou consumido e, por isso, a relação não é exata. Mas, grosso modo, é seguido o padrão de CMO mais baixo durante a madrugada, CMO um pouco mais alto pouco antes do nascer do sol, caindo muito durante as horas do sol da manhã e do início da tarde, para subir entre o fim da tarde e o fim do dia.

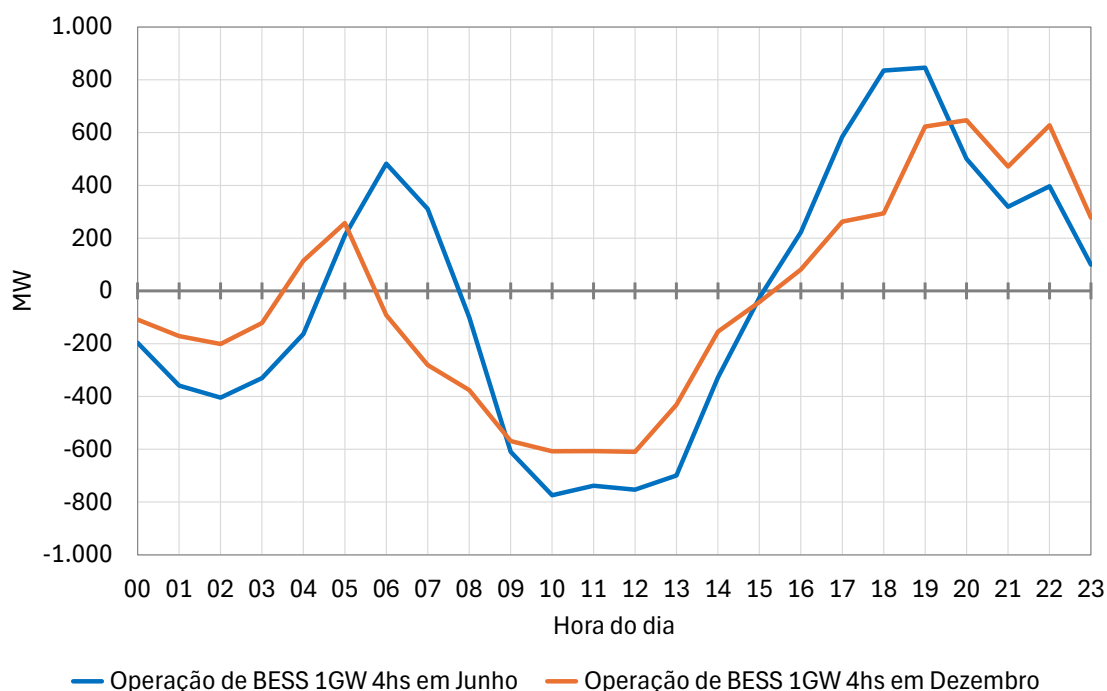
Tabela 2: Custo Marginal da Operação (CMO) em semana média em 2030
Caso: Baterias com 1GW e 4hs no SE-CO, em R\$/MWh

Dia/Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	Média
Domingo	136	117	102	101	100	98	62	10	1	0	0	0	0	1	2	11	67	141	188	206	191	178	182	155	85
Segunda	125	105	100	97	101	108	109	87	63	30	18	17	10	15	38	105	221	329	380	426	429	436	430	332	171
Terça	174	116	101	94	96	101	97	77	58	29	14	11	8	12	52	131	205	234	220	236	225	217	222	191	122
Quarta	163	128	118	119	121	128	127	102	74	34	17	15	10	14	65	142	203	234	220	237	222	216	223	190	130
Quinta	162	126	115	115	119	127	126	100	72	34	15	13	9	16	64	138	205	230	219	231	217	209	217	189	128
Sexta	164	133	120	119	121	129	129	98	76	35	16	13	9	13	62	139	192	218	214	224	212	202	210	186	126
Sábado	161	134	121	116	119	123	96	49	13	4	2	2	2	3	10	49	123	176	209	229	204	183	181	157	103
Média	155	123	111	109	111	116	107	75	51	24	12	10	7	10	42	102	174	223	236	255	243	234	238	200	124

Fonte: Gesel

O padrão de despacho do conjunto de baterias tem variações ao longo do ano. O **Erro! Fonte de referência não encontrada.** exibe a operação do conjunto de baterias ao mínimo custo para o sistema no mês de junho (em azul) e no mês de dezembro (em laranja). Valores positivos do eixo Y correspondem à injeção e valores negativos correspondem ao carregamento das baterias. Em junho, mês de dias mais curtos, o pico da injeção ocorre mais tarde de manhã (6hs ao invés de 5hs em dezembro) e o pico da injeção da noite ocorre mais cedo (18-19hs ao invés de 19-20hs em dezembro). Por outro lado, as rampas de passagem da injeção para o carregamento na manhã e do carregamento para a injeção entre o fim da tarde e o início da noite são mais longas em dezembro, quando os dias são mais longos. A contrapartida das rampas mais longas na manhã e na tarde é que o limite de quatro horas de armazenamento obriga a uma escolha entre concentrar injeção na ponta da carga líquida de noite e atuar como provedor de flexibilidade, atenuando as próprias rampas. O gráfico deixa evidente que a operação ótima privilegia flexibilidade em detrimento da injeção de ponta: no inverno a injeção consegue atingir na média próximo à plena capacidade, mais de 800MW, mas ainda assim por apenas duas horas, logo iniciando uma rampa decrescente que vai até 2hs da madrugada do dia seguinte. Já no verão a programação ótima mal passa de 600MW na ponta da noite.

Gráfico 1: Operação de baterias em Junho e Dezembro de 2030
 Caso: Baterias com 1GW e 4hs no SE-CO, em MW



Fonte: Gesel

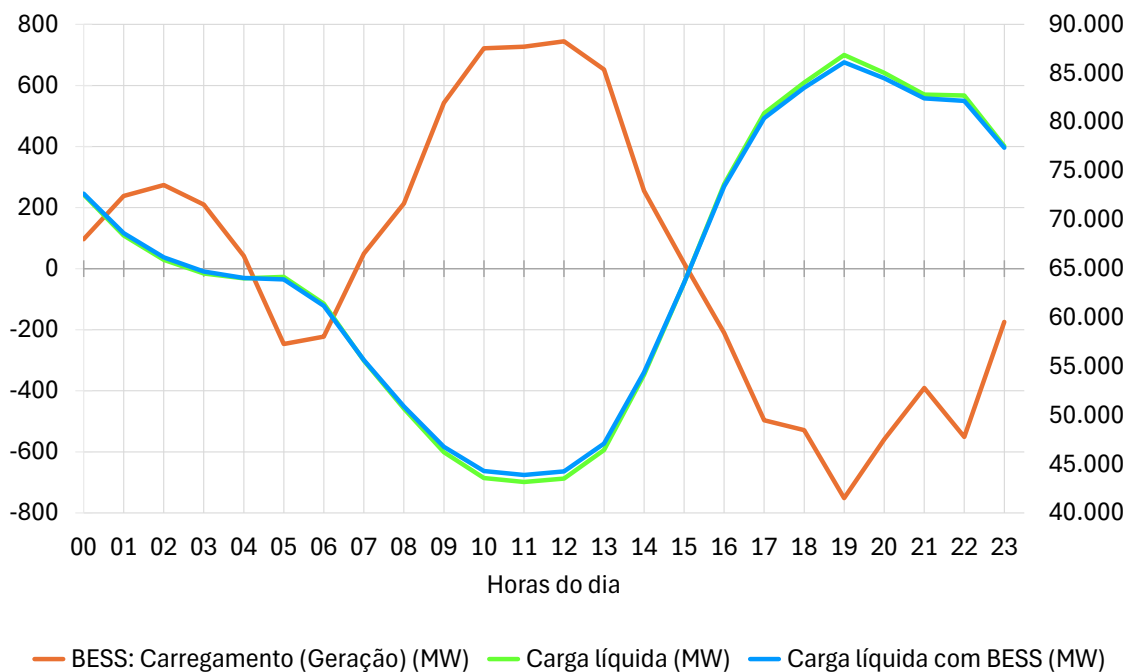
Chama atenção na operação das Baterias que o despacho ótimo visa atenuar as variações na carga líquida, isto é, compensando as rampas e prestando serviços de flexibilidade. Isto pode ser percebido no **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, que mostra a famosa curva do pato em um dia médio de 2020, a operação do conjunto de baterias e o efeito das baterias sobre a carga líquida.

A curva do pato é a curva da carga líquida da geração renovável ao longo de um dia, mostrando uma barriga pronunciada nas horas de sol e uma cabeça alta no início da noite. Esta curva é característica de sistemas com participação expressiva de geração solar, que reduz a carga líquida acentuadamente nas horas de sol e cria duas rampas íngremes, no início da manhã e no final da tarde, que correspondem à entrada e à saída da geração solar. Hoje (2024) a curva do pato já ocorre no Brasil de forma clara nos fins de semana e feriados, quando a carga é relativamente baixa e aparece, de forma ainda tímida, durante os dias da semana. Em seis anos, espera-se que a geração solar cresça significativamente, reduzindo a carga líquida durante as horas de sol e fazendo com que a curva do pato fique claramente visível mesmo nos dias de semana. As rampas acentuadas associadas à

entrada e à saída da geração solar são desafiadoras do ponto de vista da operação do sistema e os BESS podem ser utilizados para atenuá-las.

O Erro! Fonte de referência não encontrada. compara a carga líquida, em verde, com a operação da bateria, em laranja. A carga líquida deve ser lida com a escala do eixo Y do lado direito, que vai de 40 mil a 80 mil MW. A operação da bateria deve ser lida com a escala do eixo Y do lado esquerdo, que vai de -800 a 800 MW. Para permitir comparabilidade direta com a carga, a operação da bateria está com sinal trocado em relação à **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e ao **Erro! Fonte de referência não encontrada.**: agora a operação em carregamento está em valores positivos, para torná-la visualmente comparável à carga líquida, enquanto a injeção está em valores negativos. Em azul pode-se ver a carga líquida calculada somando à carga bruta a carga correspondente aos carregamentos das baterias e subtraindo da carga bruta a injeção das baterias. Entre 13 e 19hs há uma rampa importante da carga líquida, em média mais de 43GW, que é reduzida em 1,5GW para operação do conjunto de baterias.

Gráfico 2: Carga líquida e operação de baterias um dia médio de 2030
Caso: Baterias com 1GW e 4hs no SE-CO, em MW



Fonte: Gesel

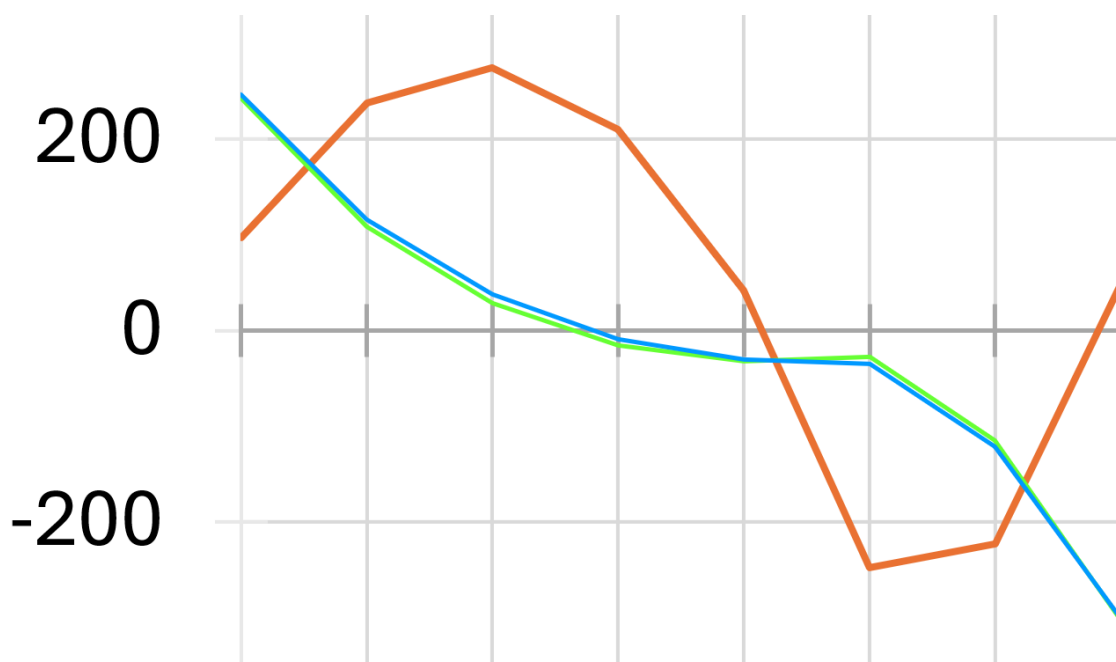
Observe que a bateria carrega durante a madrugada, quando a rampa de descenso da carga líquida é suave. O efeito da operação das baterias na carga líquida pode ser mais bem percebido no **Erro! Fonte de referência**

não encontrada., que mostra um detalhe do gráfico anterior e permite perceber melhor o efeito da operação da bateria sobre a carga líquida entre zero hora e 07hs. O efeito do carregamento das baterias na madrugada é aumentar ligeiramente a carga líquida com BESS até as 3hs. A partir das 5hs, as baterias passam a injetar potência na rede, fazendo com que a carga líquida (verde) fique acima da carga líquida com BESS (azul). O resultado é uma curva com variações mais suaves, sobretudo por volta da inflexão da carga líquida das 6hs.

Gráfico 3: Carga líquida e operação de baterias das 00 às 0hs

Dia médio de 2030

Caso: Baterias com 1GW e 4hs no SE-CO, em MW

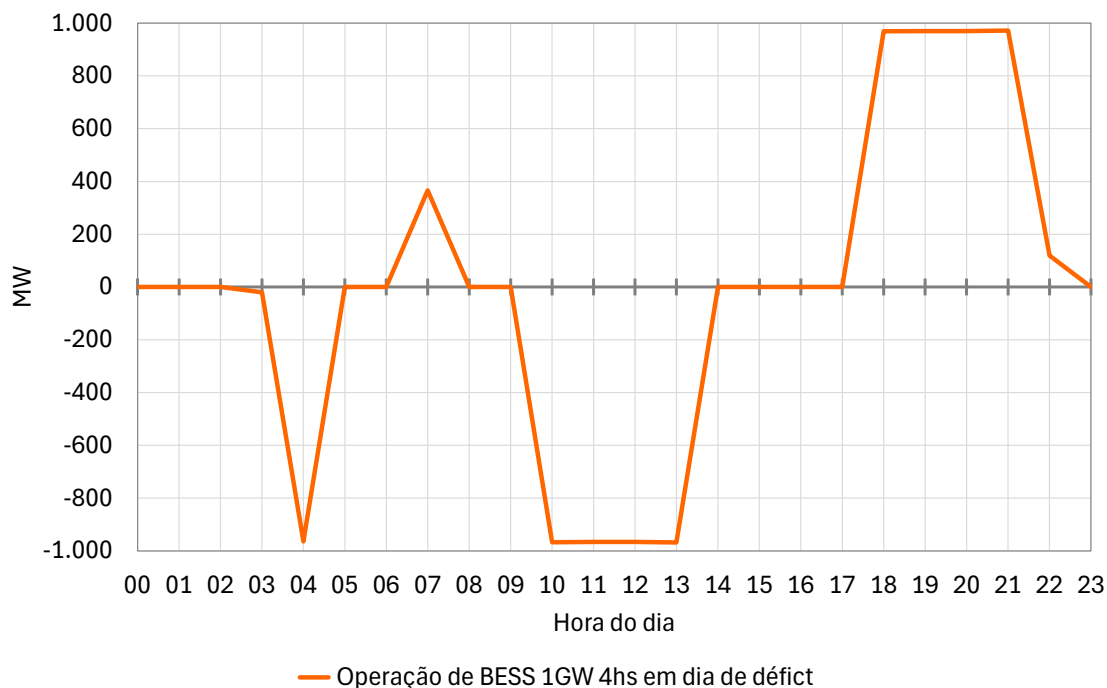


Fonte: Gesel

Embora no dia a dia a função principal das baterias seja o provimento de flexibilidade operativa, a função principal das baterias para o contrato do LRCAP 2025, o provimento de capacidade firme para o sistema em momentos de risco de déficit de potência, tem prioridade. O **Erro! Fonte de referência não encontrada.** corresponde à operação das baterias em um dia de agosto de um ano extremamente seco, correspondente à hidrologia e ao vento de 2021. Com a configuração do sistema projetada para 2030, nesse dia não é possível atender integralmente à demanda entre as 18hs e as 21hs, nem mesmo com o conjunto de BESS modelado: a soma das violações de reserva com eventuais cortes de carga resultou em 1.400MW_{méd} no período. O gráfico mostra que o conjunto de baterias, neste caso, opera a

plena potência ⁵ nas pontas da rampa da tarde, carregando das 10hs às 13hs, permanecendo ocioso entre 14hs e 15hs e injetando potência nas horas de déficit, entre 18hs e 21hs.

Gráfico 4: Operação de baterias em déficit de potência em agosto de 2030
Caso: Baterias com 1GW e 4hs no SE-CO, em MW



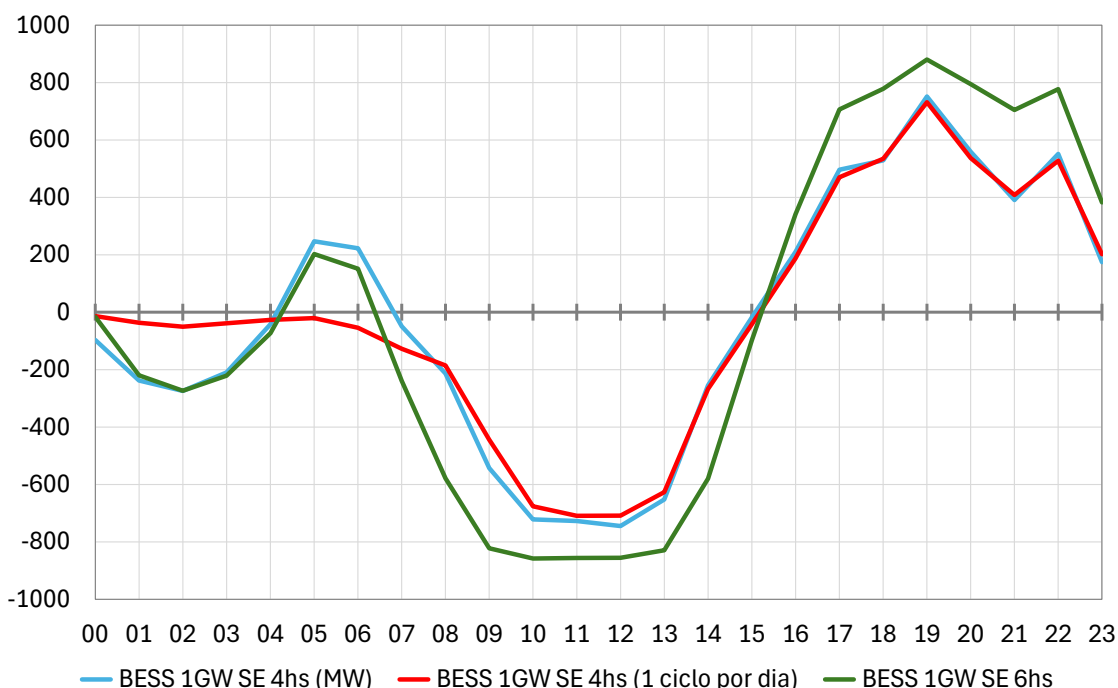
Fonte: Gesel

Foram elaborados dois outros casos alternativos, o primeiro com baterias de 6hs e o segundo com baterias de 4hs, mas com operação limitada a um ciclo por dia. O Gráfico 5 exibe a operação de um dia médio de 2030 das três configurações de baterias. Ao limitar a operação da bateria a um ciclo por dia, as baterias deixam de operar no modo flexibilidade no início da manhã. Por outro lado, as baterias com 6hs conseguem melhor performance em relação às baterias de 4hs no quesito rampa: 1,7GW em média na rampa entre 13hs e 19hs, contra 1,5GW da bateria de 4hs. Além disso, a parte mais íngreme da rampa, entre 13hs e 17hs é de 1,5GW, contra apenas 1,1GW das baterias de 4hs. A maior capacidade de rampa é

⁵ Observe que o conjunto de baterias não está programado para gerar à capacidade nominal de 1GW, mas um pouco abaixo. Isto se deve a uma particularidade da modelagem: os 1GW estão representados por mil baterias de 1MW e 4MWh, que possuem uma taxa de falha manutenção programada de 2% e uma taxa de indisponibilidade forçada de 3%. Dado o grande número de baterias, sempre haverá alguma indisponível por qualquer razão o que torna virtualmente impossível a geração do conjunto a plena capacidade. Com isso as 4hs de armazenamento não são integralmente utilizadas nas quatro horas de déficit e ainda há um resíduo a ser utilizado às 22hs, como pode ser visto no gráfico.

acompanhada de uma maior capacidade de aumentar a carga líquida nas horas de sol, o que tende a reduzir curtailment em maior intensidade e de injetar de energia na ponta, aumentando a capacidade de deslocar geração térmica ou hídrica do horário de ponta da carga líquida. O conjunto de baterias de 6hs tem, portanto, maior capacidade de suavizar a curva de carga líquida em relação às baterias de 4hs.

Gráfico 5: Comparação da operação de baterias em 2030
 Caso: Baterias com 1GW no SE-CO com 4hs, 4hs com um ciclo por dia e 6hs, em MW



Fonte: Gesel

O cálculo do número de ciclos esperado na operação futura das baterias é uma informação importante, sobretudo para o empreendedor, uma vez que influi fortemente na durabilidade dos módulos de armazenamento e, por consequência, nos custos associados à manutenção das especificações técnicas contratadas no leilão. As baterias de 4hs, operadas pelo mínimo custo do sistema fazem em média 1,37 ciclos por dia, podendo ficar ociosas em alguns dias e fazer mais de dois ciclos por dia. As baterias de 6hs fazem 1,2 ciclos por dia em média, ao passo que as baterias de 4hs com limite de 1 ciclo por fazem pouco menos de 1 ciclo por dia, em média.

PLD

Comparações caso base 4hs, 6hs

Tabela 3: Geração horária média e Ciclos por dia da semana em 2030
 Conjunto de Baterias com 1GW e 4hs no SE-CO

Resultados: Energia não suprida

A Energia não Suprida ocorre quando a geração não é suficiente para atender à carga. Ela ocorreu em sete das 40 séries no caso base, sem BESS, conforme apresentado na Tabela 4. Para o estudo não foram admitidas variações na reserva girante, por não haver um parâmetro razoavelmente aceito para o quanto da reserva pode ser utilizado em situações extremas sem comprometer demasiadamente a segurança do sistema. Na prática, portanto os dados da tabela se referem à soma de violações de reserva e de energia não suprida. As sete séries problemáticas têm todas em comum o fato corresponderem ou a anos extremamente secos ou a anos com períodos secos prolongados.

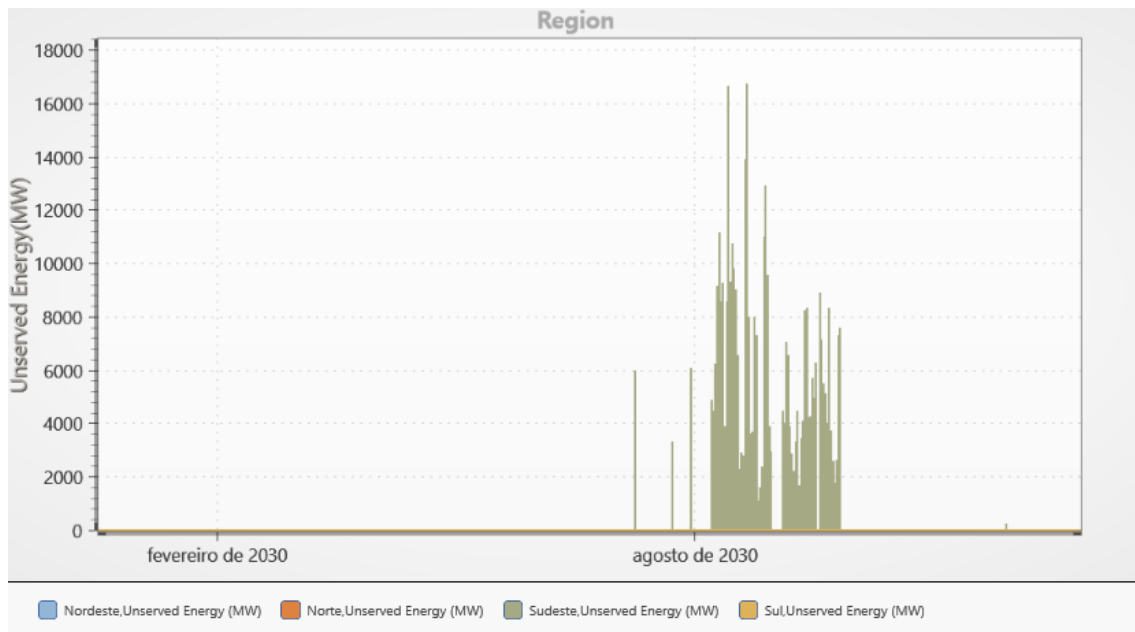
Tabela 4: Energia não suprida ou violação de reservas em 2030
 Cabo base, sem baterias, no SE-CO, em GWh

Série	GWh
40	1.394,1
8	1.164,9
39	19,5
13	3,8
14	3,7
30	2,0
11	1,0

Fonte: Gesel

O Gráfico 6, correspondente à série 8 tem a hidrologia e o vento de 2021, um ano extremamente seco. Com o sistema de 2030 e sem nenhuma das flexibilizações adotadas na crise de 2021 (aumento dos limites de intercâmbio, importação de energia, flexibilização das vazões mínimas de diversas hidrelétricas), há vários episódios de energia não supridas, alguns ultrapassando os 16GW.

Gráfico 6: Energia não suprida ou violação de reservas
 Todas as horas de 2030
 Caso base, série muito seca, sem baterias, no SE-CO, em MW

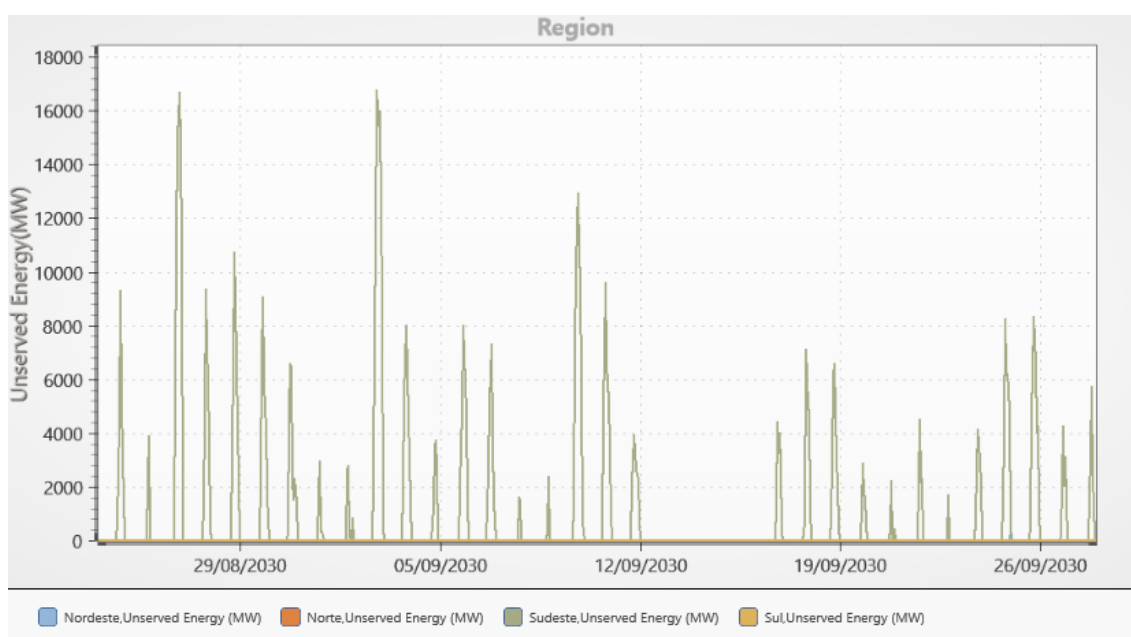


Fonte: Gesel

O Gráfico 7 mostra cinco semanas críticas do ano de 2030 na mesma série 8 exibida no gráfico anterior. Neste período observam-se 31 episódios de corte de carga e/ou violação de reservas, sempre no fim da tarde e/ou início da noite, isto é, quando não há geração solar, a geração eólica pode ser decepcionante e as hidrelétricas têm sua geração limitada pela seca e pelas restrições hídricas que não foram flexibilizadas aqui. Naturalmente, os montantes de déficit estão relacionados a variações da carga ao longo dos dias. A carga hora a hora vem da carga global horária de 2022 (dados do Histórico da Operação do ONS) expandida para o nível de consumo estimado para 2030.

Gráfico 7: Energia não suprida ou violação de reservas em cinco semanas críticas de 2030

Caso base, série muito seca, sem baterias, no SE-CO, em MW



Fonte: Gesel

A Tabela 5 mostra a faixa de horas críticas para a energia não suprida em todas as séries estimadas para o caso base de 2030. As horas críticas estão entre as 16hs e as 00hs, que concentram 98,9% da energia não suprida ou de violação de reservas e 97,1% dos episódios de energia não suprida ou de violação de reservas. Incluindo também as 15hs no intervalo crítico os números sobem ligeiramente para 99,4% e 98,5%.

Tabela 5: Horário crítico para Energia não suprida ou violação de reservas em 2030

Cabo base, sem baterias, no SE-CO, em GWh

Indicador	Entre 16hs e 00hs	Entre 15hs e 00hs
	Volume de energia não suprida ou violações de reserva	98,9%
Quantidades de episódios	97,1%	98,5%

Fonte: Gesel

Comparação entre os principais casos

Finalmente, a Tabela 6 mostra alguns indicadores relevantes para avaliar as diferenças entre o caso base os casos e o caso com 1GW de BESS de 4hs e de 6hs. A energia não suprida e as violações de reserva, no caso base são,

em média 64,72GWh, concentrados maciçamente no SE/CO. Essa concentração foi que levou o Gesel a situar os BESS neste subsistema. É preciso ressaltar, porém, que os limites de intercâmbio adotados nas simulações são os que constam no PEN 2027 para o ano final da simulação (2027) e que não houve expansão entre 2027 e 2030. A depender dos dados do planejamento oficial, a distribuição dos episódios críticos para a confiabilidade pode ser substancialmente alterada. De todo modo, o conjunto de baterias de 1GW e 6hs foi muito melhor em termos de redução de energia não suprida e violações de reservas, com uma redução de 5,05GWh contra 2,4GWh do caso com 4hs. Adicionalmente o caso base teve sete séries com pelo menos um episódio de energia não suprida ou violação de reservas, enquanto o caso com um conjunto de baterias de 4hs isso aconteceu em seis séries, contra quatro das baterias de 6hs.

Tabela 6: Comparação de indicadores dos casos para 2030

Indicador	Casos			Diferença para base	
	Base (1)	4hs (2)	6hs (3)	4hs (4) = 2 - 1	6hs (5) = 3 - 1
Energia não suprida (GWh)	64,72	62,32	59,67	-2,4	-5,05
Sudeste	64,46	62,15	59,48	-2,31	-4,98
Outros subsistemas	0,26	0,17	0,19	-0,09	-0,07
Séries com Energia não suprida	7	6	4	-1	-3
Custo Variável Total (R\$ mil)	9.320	9.054	8.965	-266	-356
Custo Marginal de Operação (R\$/MWh)	125,63	121,42	120,28	-4,21	-5,35
Geração hídrica + renovável (GWh)	793.742	794.957	795.345	1.215	1.604

Fonte: Gesel

No que diz respeito a indicadores de custos de operação, o custo variável total para 2030 no caso base foi de R\$ 9.320 milhões, número que foi reduzido em R\$ 266 milhões no caso de baterias de 4hs e R\$ 356 milhões para o caso com baterias de 6hs, respectivamente 2,9% e 3,8% do custo variável total do SIN em 2030. O Custo Marginal de Operação do caso base foi de R\$ 125,63/MWh, número que se reduziu em R\$ 4,21/MWh e R\$ 5,35/MWh nos casos de baterias de 4hs e 6hs (3,4% e 4,3%, respectivamente). Uma das principais razões da redução de custos é o aumento da geração hídrica e renovável que era de 793.742 GWh no caso base e subiu 1.215 GWh e 1.604 GWh nos casos de baterias 4hs e 6hs (0,15% e 0,20% respectivamente). Outra razão que pode ser apontada para a redução de custos é o deslocamento por parte das baterias de termelétricas caras da geração de ponta.

Finalmente, a Tabela 7 traz estatísticas descritivas das liquidações no Mercado de Curto Prazo da CCEE para o conjunto de baterias de 1GW e 4hs e o conjunto de baterias de 6hs. O valor médio sobe de R\$ 252 milhões para R\$ 324 milhões. A receita líquida auferida pela operação dos conjuntos de baterias pode ser importante em anos de preços mais altos, mas é incerta devido à grande dispersão das séries conforme pode ser constatado pelas estatísticas de mediana, mínimo e máximo das quarenta séries simuladas. De todo modo, tende a contribuir para a redução do custo dos projetos contratados no LRCAP. Mas se pode ver a.

Tabela 7: Liquidação da energia no Mercado de Curto Prazo da CCEE
Estatísticas para quarenta séries simuladas para o ano de 2030 em R\$ mil

	4hs	6hs
Média	252.027	324.566
Mediana	195.566	253.106
Mínimo	29.285	13.684
Máximo	842.749	1.091.664

Fonte: Gesel