

## Ao Ministério de Minas e Energia - MME

**Assunto:** Contribuição da Aurora Energy Research para a Consulta Pública MME nº 176/2024 - “Diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento, de 2025 - LRCAP Armazenamento de 2025”.

**Referência:** Nota Técnica nº 125/2024/DPOG/SNTEP.

**Contatos:** [ines.gaspar@auroraer.com](mailto:ines.gaspar@auroraer.com) , [matheus.dias@auroraer.com](mailto:matheus.dias@auroraer.com),  
[rodrigo.longo@auroraer.com](mailto:rodrigo.longo@auroraer.com)

## Apresentação

Fundada em 2013 por professores e economistas da Universidade de Oxford, a Aurora Energy Research surgiu de uma visão de aprimorar a qualidade das análises do mercado de energia. Hoje, nos orgulhamos de ser o maior provedor mundial dedicado à análise de energia, especializado em fornecer análises de mercado detalhadas e insights abrangentes sobre diversos mercados de energia. Nossa expertise inclui previsões de preços de longo prazo e avaliação de modelos de negócios para diferentes ativos, como energias renováveis, armazenamento e hidrogênio, apoiando decisões de investimento e financiamento de baterias em diversos mercados mundialmente, como Austrália, Inglaterra e ERCOT.

Nossa equipe diversificada de mais de 800 especialistas reúne vasta experiência em energia, finanças e consultoria, o que nos permite atuar em uma ampla gama de setores, incluindo eletricidade, hidrogênio, carbono e commodities fósseis. Operamos ativamente na Europa, APAC, nos EUA e na LATAM, com 14 escritórios, atuando em mais de 30 países, colaborando com organizações líderes para fornecer inteligência de mercado aprofundada, serviços analíticos e consultoria personalizados, além de soluções inovadoras em software.

Com uma rede crescente de mais de 850 assinantes globais—incluindo investidores, reguladores, fornecedores de energia, agências governamentais e operadores de rede—também realizamos consultoria personalizada e trabalhos transacionais para atender às necessidades específicas de nossos clientes.

## Estrutura do Documento

O presente documento apresenta as contribuições da Aurora Energy Research para a Consulta Pública MME nº 176/2024 “Diretrizes para a realização do Leilão de Reserva de Capacidade na forma de Potência, por meio de sistemas de armazenamento, de 2025 - LRCAP Armazenamento de 2025”. O documento segue uma estrutura sequencial, com referências originais da Nota Técnica nº 125/2024/DPOG/SNTEP, seguida por questionamentos e, por fim, propostas de alteração, apoiadas por cálculos, informações e análises realizadas internamente pela Aurora através de nossos modelos proprietários horários cronológicos de

previsão de preços a longo prazo, e avaliação de ativos de armazenamento para o mercado Brasileiro.

## Contribuições

### 1. Definição do tipo de tarifa de uso do sistema de transmissão e distribuição (TUST/TUSD)

#### Referência Original:

*“3.42. A minuta propõe diretrizes específicas a serem previstas nos CRCAPs, quais sejam:*

*(...)*

*II - prever que o cálculo da Receita Fixa - RF será de exclusiva responsabilidade do vendedor e deverá abranger, entre outros:*

*(...) b) os custos de conexão ao Sistema de Transmissão;*

*c) o custo de Uso do Sistema de Transmissão ou distribuição;”*

#### Questionamento:

A ausência de normas legais para baterias gera incertezas em relação a quais tarifas serão aplicadas aos ativos de armazenamento quando se trata de transmissão e distribuição, devido a suas características de unidade tanto consumidora, quanto geradora. Portanto, é essencial que a minuta da consulta pública apresente diretrizes claras e específicas sobre essa questão. Caso contrário, os agentes do setor não terão clareza sobre como avaliar o impacto econômico para o cálculo da receita física dos ativos. Sem essa clarificação e definição, três cenários distintos podem surgir, cada um com resultados econômicos substancialmente diferentes:

- 1. Cobrança do Uso do Sistema de Transmissão/Distribuição Tanto como Geradora Quanto Consumidora:** Neste cenário, as baterias seriam tratadas simultaneamente como geradoras e consumidoras, com a aplicação das tarifas de uso (TUST/TUSD) correspondentes a ambas as funções. No entanto, isso resultaria em um custo elevado para os operadores de baterias, taxando duplamente os ativos de armazenamento por baterias.
- 2. Cobrança Apenas da TUST Geração:** Neste caso, as baterias seriam tratadas predominantemente como geradoras, com a tarifa de uso do sistema (TUST) sendo aplicada apenas para a energia injetada na rede.
- 3. Cobrança Apenas da TUST Consumo:** Neste cenário, as baterias seriam tratadas apenas como unidades consumidoras, com a tarifa de uso do sistema sendo aplicada exclusivamente sobre a energia consumida no processo de carregamento.

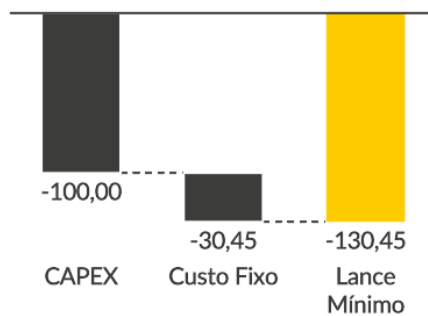
A definição distinta deste conceito resultará em impactos econômicos significativamente diferentes no cálculo da receita dos ativos de armazenamento devido, em primeiro lugar, à grande diferença de custo entre a TUST geração e a TUST consumo. E em segundo lugar, à diferença delas em diferentes subsistemas. Tomando como exemplo os sistemas Sudeste e Nordeste, observa-se que o Nordeste possui muitas unidades geradoras e menos unidades consumidoras em relação ao Sudeste. Dessa maneira, a aplicação da cobrança de apenas uma das tarifas pode gerar um sinal locacional indesejado.

De acordo com nossa análise, se a TUST geração for considerada em vez da TUST consumo, haverá menor custo para ativos no Sudeste do que no Nordeste (uma redução de aproximadamente 28% dos custos fixos de operação), tornando baterias no Sudeste mais competitivas.

Em compensação, se considerada a TUST consumo, haverá menor custo para ativos no Nordeste (redução de aproximadamente 12% dos custos fixos de operação), estimulando a instalação de baterias neste subsistema.

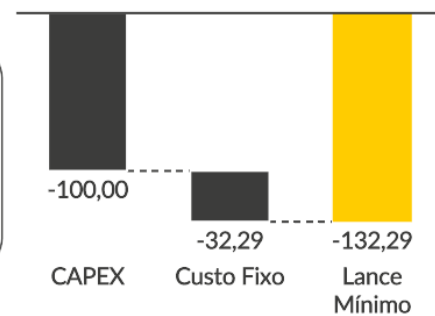
## Bateria de 4 horas de duração no Nordeste

**TUST consumo - Lance Mínimo**  
VPL R\$/kW (real 2023)



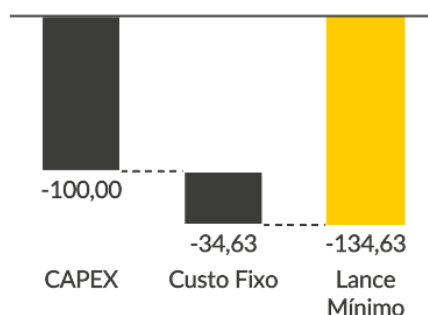
Valores relativos.  
Para saber os custos reais, entre em contato com a Aurora Energy Research

**TUST geração - Lance Mínimo**  
VPL R\$/kW (real 2023)



## Bateria de 4 horas de duração no Sudeste

**TUST consumo - Lance Mínimo**  
VPL R\$/kW (real 2023)



**TUST geração - Lance Mínimo**  
VPL R\$/kW (real 2023)

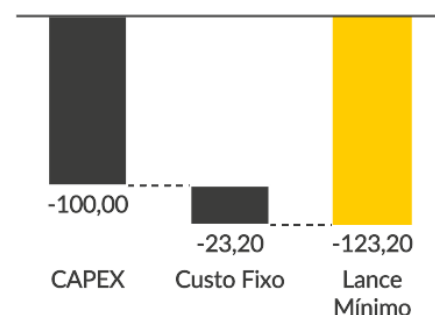


Figura 1: Valor Presente Líquido relativo do lance mínimo do leilão de capacidade para baterias de íon-Lítio de 4 horas de duração para diferentes subsistemas e tarifas de rede

Na Figura 1, é possível comparar o impacto da ausência de uma definição clara sobre o tipo de tarifa a ser considerada no cálculo da receita fixa. Os valores são relativos aos valores de CAPEX. Especificamente, a figura ilustra o impacto de diferentes tarifas (TUST geração e TUST consumo) no lance mínimo da bateria no leilão de capacidade para o mesmo subsistema, assim como comparando a mesma tarifa em diferentes subsistemas.

**Comparando a cobrança de diferentes tarifas de uso do sistema de transmissão para um mesmo subsistema, podemos observar uma redução de 8.5% do lance mínimo de uma bateria de íon-Lítio de 4 horas de duração no Sudeste se considerada a TUST geração, o que ocorre um aumento de 1.4% no caso do Nordeste.**

### **Proposta:**

É necessário um esclarecimento acerca de qual tarifa de rede será considerada para ativos de armazenamento. Devido à necessidade de atendimento de ponta principalmente no Sudeste, e ao congestionamento de linhas de interconexão entre os subsistemas Nordeste e Sudeste, além da redução do lance mínimo de maneira mais agressiva no caso da TUST geração, recomendamos que seja utilizada a TUST geração como tarifa de rede quando se trata de armazenamento por baterias. Esta recomendação é uma proposta específica para o Leilão de Reserva de Capacidade, uma vez que o ativo terá função primária de gerador.

Para a construção do arcabouço regulatório adequado para sistemas de armazenamento, é importante realçar que os ativos de armazenamento podem ser híbridos com geração (apenas descarregando) ou simplesmente carregar da rede (power to heat, por exemplo), sem necessariamente descarregar de volta. Nesses casos, o impacto sobre o sistema e os custos aos consumidores podem ser diferentes, não acarretando necessariamente os mesmos efeitos que se observam em baterias que, no caso do leilão de capacidade, são obrigadas a descarregar à rede. Assim, é importante realçar a possível necessidade da consideração de tarifas específicas para baterias no futuro, como ocorre internacionalmente em mercados mais maduros.

## **2. Clareza na participação de serviços ancilares e remuneração**

### **Referência Original:**

Análise | Capítulo III – Do Edital e dos Contratos | “3.46. O art. 11 deixa claro que os sistemas de armazenamento em baterias podem realizar a prestação de serviços ancilares, desde que: I - o sistema de armazenamento seja capaz de suportar no mínimo um ciclo completo por dia (carga e descarga), ou 365 ciclos completos por ano; II - o despacho do sistema de armazenamento na programação diária ou na operação em tempo real do ONS seja atendido integralmente e, o período da recarga seja coordenado com o ONS; [...]”.

**Questionamento:**

O texto do edital não deixa claro quais serão os serviços ancilares que as baterias poderão participar, qual será a remuneração aplicada a cada tipo de serviço, se o empreendedor irá receber esta remuneração, ou se ela será repassada para o CONCAP. Por fim, não há clareza sobre a prioridade de despachos para serviços ancilares e para o mercado de capacidade, com possíveis sobreposições de serviços. Embora compreendamos que a regulamentação da participação dos sistemas de armazenamento nesses serviços ainda precise ser desenvolvida, é fundamental que, dado o risco de sobreposição de serviços e o impacto potencial para o consumidor – que pode resultar em uma redução da receita fixa esperada pelo proprietário do ativo – esse ponto seja devidamente esclarecido.

**Internacionalmente, baterias são opções cada vez mais convencionais para prover serviços ancilares. Suas principais vantagens estão em seu rápido tempo de resposta – entre milissegundos e segundos – grande precisão, e capacidade bidirecional, permitindo tanto a injeção quanto a absorção de energia no sistema.** Além disso, possuem maior flexibilidade de instalação em diferentes locais quando comparadas às tecnologias controláveis tradicionais, como térmicas e hidrelétricas, principais prestadoras de serviços ancilares no Brasil atualmente.

Analisando mercados europeus, podemos observar a predominância de serviços ancilares como as principais fontes de receita para baterias em diversos países, como Bélgica, França, Alemanha, Polônia e Suécia. A Figura 2 apresenta a previsão de participação de diferentes mercados (Arbitragem no Mercado de Energia<sup>1</sup>, Mercado de Capacidade<sup>2</sup> e Serviços Ancilares<sup>3</sup>) na receita de baterias em mercados Europeus:

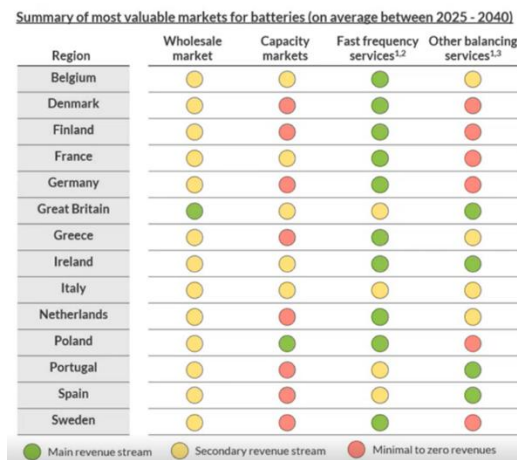


Figura 2: Participação de diferentes mercados na receita de baterias em países Europeus (2025-2040)

Dessa maneira, é possível verificar que serviços ancilares representam a receita majoritária para baterias para 70% dos países analisados na Figura 2. **A remuneração de serviços ancilares pode reduzir o lance das baterias participantes do leilão de reserva de**

<sup>1</sup> Wholesale market

<sup>2</sup> Capacity markets

<sup>3</sup> Fast frequency services

**capacidade, uma vez que apresenta uma fonte de receita adicional para atingir determinado retorno esperado, reduzindo o custo do leilão de capacidade repassado ao consumidor.**

**Proposta:**

É fundamental esclarecer quais serviços ancilares poderão ser realizados por baterias, como o Controle de Frequência Secundária e o Sistema Especial de Proteção (SEP), que receberiam pagamentos fixos anuais, e o Suporte de Reativos, remunerado em R\$/MVAR-h.

Para além de ser um suporte adicional para o sistema, o repasse da remuneração desses serviços ancilares diretamente aos empreendimentos poderia reduzir o valor necessário para o pagamento de capacidade, reduzindo custos do leilão de capacidade repassado ao consumidor final.

Além disso, é crucial definir claramente como será o despacho desses serviços, especificando neste caso que a utilização por ordem do ONS para o mercado de capacidade terá prioridade. Considerando que o empreendimento é responsável pelo carregamento da bateria para fins de capacidade, essa priorização deve ser rigorosamente clarificada visto que pode impactar sua disponibilidade em outros mercados, impactando a forma como a bateria é utilizada.

### 3. Parâmetros técnicos

**Referências Originais:**

Análise | Aprimoramentos para o LRCAP Armazenamento de 2025 | “3.11. Para sistemas de armazenamento em baterias não serão remunerados pelo CRCAP por custos referentes à energia. A energia utilizada no carregamento e a injetada pelos sistemas de armazenamento de energia em baterias será liquidada no Mercado de Curto Prazo – MCP ao Preço da Liquidação das Diferenças – PLD, e a diferença será destinada ou custeada pela Conta de Potência para Reserva de Capacidade – CONCAP. (...)”.

Análise | Aprimoramentos para o LRCAP Armazenamento de 2025 | “3.15. (...) o contrato deverá prever redução de 1 (um) por cento da parcela mensal da receita fixa para cada hora em que a potência requerida pelo ONS não for entregue, aplicada de forma proporcional ao montante de potência não entregue, ficando a redução total limitada a 30 (trinta) por cento para cada mês de apuração. (...)”.

Análise | Capítulo I – Do LRCAP Armazenamento de 2025 | “3.30. De modo a reforçar o compromisso de entrega de potência, sem prejuízo da aplicação de penalidades e de outros mecanismos de redução da receita fixa definidos pela ANEEL, fica estabelecido que a não entrega da potência requerida pelos sistemas de armazenamento implicará a redução mínima de 1% da parcela mensal para cada hora de potência não entregue, com a redução total será limitada a 30% para cada mês de apuração. (...)”.

Análise | Capítulo III – Do Edital e dos Contratos | “3.41. Os CRCAPs terão período de suprimento de dez anos. Os contratos terão início de suprimento em 1º de julho de 2029, para atendimento à necessidade de potência identificada de forma ainda preliminar nos estudos de planejamento para o segundo semestre de 2029. (...)”.

#### Questionamento:

A ausência de parâmetros técnicos mínimos e máximos para (por exemplo) **eficiência e degradação**, respectivamente, dos sistemas de bateria podem trazer ônus financeiros e de segurança de suprimento para o sistema. Isso ocorre considerando o modelo de operação atual, onde os sistemas de bateria são obrigados a garantir carga e estão sujeitos à operação do operador do sistema, sem o retorno de lucro para o empreendedor. A falta de consideração desses parâmetros técnicos nas componentes do lance mínimo agrava a situação, uma vez que os impactos destas diferentes características não são devidamente tidos em conta aquando a alocação de contratos.

#### Degradação

Primeiramente, devido às degradações químicas inerentes aos sistemas de armazenamento na forma de baterias, ocorre a diminuição da capacidade de armazenamento do ativo a cada ciclo realizado. Dessa maneira, para manter a entrega da potência contratada por 4 horas diárias durante um contrato de 10 anos, a bateria teria de ser superdimensionada em relação a capacidade contratada, ou realizar repotenciações constantes, dependendo de sua taxa de degradação.

Além disso, se a participação da bateria em serviços ancilares ou em despachos que não estejam inclusos no CRCAP for permitida, haverá ainda mais degradação da bateria, devido à realização de mais ciclos.

O parágrafo 3.30 do Capítulo I apresenta a metodologia de penalidades do LRCAP, com a aplicação da redução de 1% da parcela mensal da Receita Fixa, limitada a 30% por mês. Já o parágrafo 3.15 afirma que tal redução será proporcional ao montante de potência não entregue. Assim, a receita do empreendimento será prejudicada somente até a 30ª hora de não entrega de potência.

Conclui-se então que, devido ao pequeno pênalti aplicado no caso de não entrega da potência contratada, **ativos com altas taxas de degradação podem entrar no sistema e não disponibilizar a potência contratada em sua totalidade enquanto mantém um pagamento fixo elevado, sendo penalizado apenas proporcionalmente a não entrega, potencialmente arriscando a segurança de suprimento do sistema.**

#### Eficiência

Quando se trata da falta de parâmetros técnicos para eficiência, segundo o parágrafo 3.11 da Nota Técnica, os custos e remunerações relacionados à arbitragem de energia (diferença do custo de carregamento e receita do descarregamento) serão repassados ou custeados pelo consumidor através da Conta de Potência para Reserva de Capacidade (CONCAP).



Logo, não há incentivos nem ônus financeiros aos empreendimentos para instalar baterias de alta eficiência que maximizem o consumo na recarga, uma vez que os custos de carregamento, assim como as receitas de despacho, serão repassados aos consumidores. **Assim, baterias de baixa eficiência, que apresentem um lance mínimo mais baixo por considerarem apenas os componentes atualmente avaliados, podem entrar no sistema e diminuir o ganho potencial do CONCAP, aumentando os custos repassados aos consumidores.**

### **Exemplos para quantificação**

Com o uso da ferramenta interna de otimização de arbitragem de baterias da Aurora, Chronos, que faz o despacho de forma horária e cronológica para as 8760 horas do ano, juntamente com as previsões de preços (de 2025 a 2060) do mais recente relatório "*Power and Renewables Market Forecast*" de outubro de 2024, é possível avaliar os impactos energéticos e financeiros da eficiência e degradação das baterias em diferentes subsistemas do Brasil.

Em relação a degradação, uma bateria exemplo de íon-lítio com 4 horas de duração e 1 MW de capacidade, com uma eficiência inicial de 86% e uma degradação de 0,004% por ciclo, operando na região Nordeste, teria duração de apenas 2,6 horas ao final de um contrato de dez anos, considerando cerca de 0,74 ciclos diários.

Comparando esta bateria de eficiência inicial de 86% com outra de eficiência 80%, com os mesmos parâmetros técnicos de CAPEX/OPEX, duração inicial, capacidade e degradação, é possível perceber um aumento médio de 8% na margem de arbitragem anual no caso da bateria com maior eficiência. Logo, haveria um aumento na margem repassada ao CONCAP provinda da arbitragem de preços (menor custo de carregamento por utilizar menos energia por carga), que seria utilizado para abater parte do ERCAP.

Dessa maneira, **conclui-se que a ausência de parâmetros técnicos de eficiência e degradação de baterias pode acarretar desvantagens financeiras e de segurança de suprimento do sistema.** Sua definição é crítica para o cálculo do real custo que a adição de baterias ao sistema acarretaria ao consumidor, e sua ausência pode levar a consequências não intencionais, como pagamentos de capacidade menores no curto prazo, mas durações mais curtas e menos benefícios ao consumidor ao longo prazo.

### **Proposta:**

Tendo em vista o objetivo do Leilão de Reserva de Capacidade de garantir segurança de suprimento de potência e de minimizar os custos para tal garantia aos consumidores, enxergamos a necessidade da adição ou quantificação de parâmetros técnicos de eficiência e de degradação ao longo dos 10 anos de contrato do CRCAP, e/ou de penalidades mais severas para a não entrega de potência.



## 4. Minimização dos custos de carregamento e clarificação do CONCAP

### Referência original:

Análise | Capítulo III – “§ 5º A energia utilizada no carregamento e a injetada pelos sistemas de armazenamento de energia em baterias será liquidada no Mercado de Curto Prazo - MCP ao Preço da Liquidação das Diferenças - PLD, e a diferença será destinada ou custeada pela Conta de Potência para Reserva de Capacidade - CONCAP.”

### Questionamento:

Quando se analisam diferentes abordagens para a alocação de receita de arbitragem, e a responsabilidade pelo carregamento e descarregamento de baterias em leilões de capacidade, surgem três cenários principais. Esses cenários variam de acordo com quem retém os ganhos de arbitragem, e como o ONS gerencia o processo de carregamento e descarregamento das baterias, com consequências diretas para o saldo da Conta de Potência para Reserva de Capacidade (CONCAP), para os custos repassados aos consumidores e a competitividade de projetos participantes do leilão.

Surgem então, três cenários possíveis:

1. O empreendedor não pode obter receita de arbitragem e o ONS é responsável pela determinação do horário de descarregamento, porém não do carregamento, que deverá ser assegurado pelo empreendedor (**modelo atual**).
2. O empreendedor não pode obter receita de arbitragem e o ONS é responsável pela determinação do horário de descarregamento e de carregamento (**modelo alternativo 1**).
3. O empreendedor pode obter receita proveniente de arbitragem e o ONS é responsável pela determinação do horário de descarregamento, porém não do carregamento (**modelo alternativo 2**)<sup>4</sup>.

No **modelo atual**, não há possibilidade de o empreendedor aferir receita de arbitragem: toda receita ou custo proveniente do carregamento e descarregamento é destinada à Conta de Potência para Reserva de Capacidade (CONCAP). Do ponto de vista do consumidor, esse modelo poderia ser ajustado, tomando como referência o LRCAP 2024, onde o empreendedor tem a possibilidade de gerar receita pelo despacho de energia, já que é remunerado pelo PLD. No entanto, o arranjo atual pode resultar em maiores custos repassados ao consumidor, uma

---

<sup>4</sup> O cenário em que o empreendedor tem direito a receber ganhos de arbitragem, mas a ONS fica responsável pelo carregamento e descarregamento não foi considerado, visto que se assume que seus efeitos seriam similares à outros cenários já citados.

vez que não há incentivos econômicos para o carregamento em períodos de menor custo (pago pelo CONCAP, ou seja, pelo consumidor).

Permitir que o empreendedor retenha a receita proveniente de arbitragem poderia aumentar a competitividade na determinação da receita fixa anual do leilão, ao incentivar uma operação mais estratégica do ativo. Tal como ocorre no LRCAP 2024 com as usinas térmicas, onde os empreendedores buscam contratos de gás com condições mais favoráveis (i.e., a preços mais baixos), a possibilidade de obter receita pelo PLD incentiva os agentes a procurarem contratos mais atrativos e a operar ativos mais eficientes-- o que permite maior competitividade na determinação da receita fixa anual do leilão e, conseqüentemente, reduz o custo repassado ao consumidor.

Atualmente, como o descarregamento da bateria é controlado pelo ONS e o carregamento fica a cargo do empreendedor, o saldo da CONCAP resultante tende a ser inferior ao ótimo – aquele que maximiza o valor do spread diário. Sem incentivo para carregar a bateria durante períodos de baixo custo de energia, quando o sistema apresenta excesso de oferta, o saldo da CONCAP acaba sendo subótimo, o que pode levar a uma maior transferência de custos para o consumidor.

Além disso, o arranjo atual pode comprometer a manutenção da garantia das baterias. Para garantir a cobertura, é necessário respeitar parâmetros específicos, como manter o *State of Charge (SoC)* e o número de ciclos anuais de acordo com os valores especificados na garantia. No entanto, como o empreendedor tem direito à prestação de serviços ancilares (como visto no Ponto 2), porém não tem controle sobre o momento de despacho da bateria, poderá ser forçado a operar fora desses limites, inviabilizando o cumprimento das condições da garantia. Embora as baterias geralmente venham com garantias dos fabricantes, o uso fora das condições esperadas, decorrentes do controle externo da operação, podem invalidar essas garantias. Isso leva os proprietários dos ativos a arcarem com custos de substituição ou reparo mais cedo que o previsto, aumentando o risco operacional e financeiro.

**No modelo alternativo 1**, em que a ONS é responsável pela determinação do horário de descarregamento e carregamento, o custo repassado ao consumidor deverá ser inferior ao modelo atual, visto que o valor do CONCAP deverá ser próximo do valor ótimo (ONS tem incentivo de ordenar o carregamento nas horas de preço mais baixo, ou utilizar estes ativos para evitar determinados problemas de congestão de rede, e o descarregamento em horários de pico, onde o preço é naturalmente mais alto)

**No modelo alternativo 2**, em que os ganhos de arbitragem são repassados ao empreendedor, o saldo da CONCAP é afetado. Contudo, os empreendedores podem, então, incorporar essa receita adicional ao formularem suas ofertas no leilão, resultando em um menor pagamento por capacidade e, por consequência, reduzindo o custo para os consumidores.

No entanto, esse modelo alternativo 2 pode gerar um incentivo para os empreendedores instalarem seus ativos em regiões com maior volatilidade de preços intradiários, visando maximizar a margem de arbitragem. Isso pode criar um sinal locacional indesejado no leilão, incentivando, por exemplo, a instalação de baterias no subsistema Nordeste, onde a

necessidade de capacidade firme pode não ser tão crítica quanto no Sudeste, que concentra a maior demanda do país.

**Proposta:**

Considerando os incentivos desejados, o modelo atual pode gerar em um resultado subótimo do ponto de vista econômico do consumidor. Os modelos alternativos 1 e 2 parecem oferecer vantagens significativas dependendo do objetivo final pretendido ou do efeito e poderiam ser superiores nesse aspecto.

O modelo alternativo 1, ao permitir maior controle por parte do ONS, otimiza a gestão dos ativos em função dos preços de energia e da congestão da rede, mas não promove uma operação mais eficiente e durabilidade dos ativos. Além disso, esse modelo pode não garantir o cumprimento das condições de garantia da bateria, gerando um risco que precisa ser claramente estabelecido e definido quanto à responsabilidade. Já o modelo alternativo 2, ao incentivar o empreendedor a buscar ganhos de arbitragem, promove uma operação mais eficiente e durabilidade dos ativos, mas poderá não enviar o sinal locacional pretendido para um leilão de reserva de capacidade. Há maneiras de forçar sinais locais através de metas de contratação por subsistema.

## 5. Definição dos impostos que incidirão sobre os ativos de armazenamento

**Referência Original:**

*“3.42. A minuta propõe diretrizes específicas a serem previstas nos CRCAPs, quais sejam:*

*(...) II - prever que o cálculo da Receita Fixa - RF será de exclusiva responsabilidade do vendedor e deverá abranger, entre outros:*

*(...) f) tributos e encargos diretos e indiretos;”*

**Questionamento:**

É necessário que a regulação de baterias para armazenamento, com expectativa para 2025, clarifique quais serão os impostos e isenções aplicados para este produto, não só para o Leilão de Reserva de Capacidade, mas também para a entrada de baterias no sistema por outros mecanismos.

Atualmente, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (PDE 2034), o grande custo de baterias atrás do medidor é resultado direto da alta carga de impostos que incidem

sobre o ativo (NCM 8507.60.00), representando um aumento de 74% no preço final das baterias.

Segundo análises recentes da Aurora para baterias no Brasil, os custos associados à impostos sobre o sistema de bateria (NCM 8507.60.00) e ao inversor (8504.40.00), que incluem alíquotas do Imposto de Importação, Imposto sobre Produtos Industrializados, PIS e COFINS, representam 30% do custo total do ativo para uma bateria de íon-lítio de 4 horas de duração.

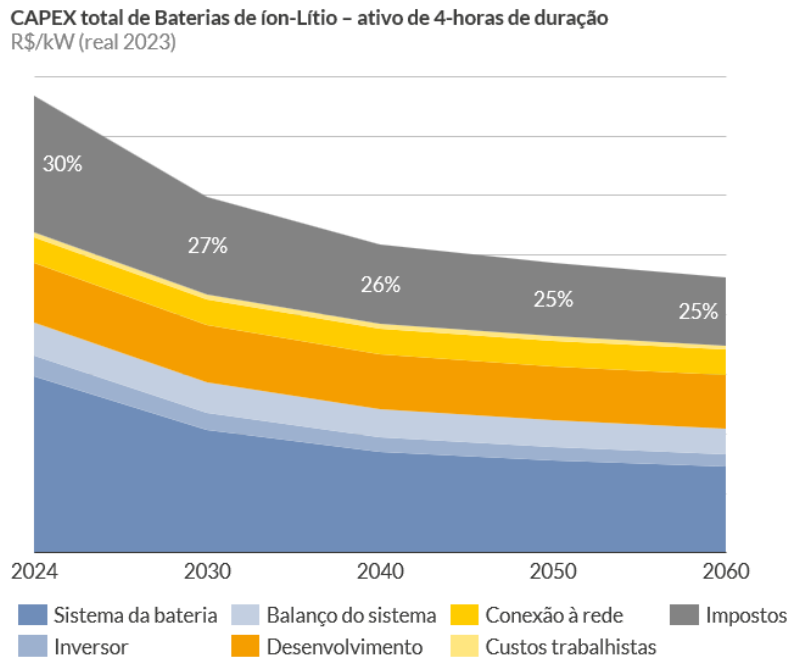


Figura 3: CAPEX de bateria de íon-Lítio de 4 horas de duração

Além disso, TUST/TUSD e impostos representam também 62% dos custos de operação (OPEX) para este tipo de bateria, junto às tarifas de uso do sistema de transmissão/distribuição:

OPEX total de uma bateria de íon-Lítio – ativo de 4-horas de duração  
R\$/kW (real 2023)

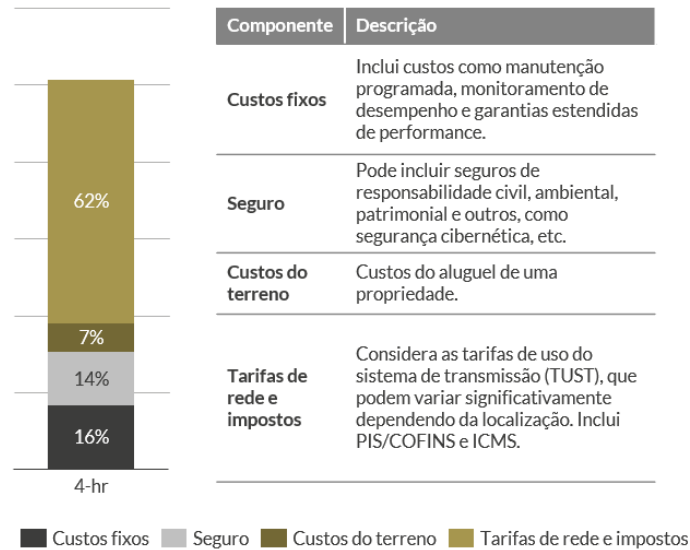


Figura 4: OPEX de bateria de íon-Lítio de 4 horas de duração

Desta maneira, evidencia-se a necessidade da aplicação de reduções tarifárias para possibilitar a entrada de baterias no sistema sem onerar o consumidor financeiramente com pagamentos do CRCAP, que deve incluir todos os encargos segundo o parágrafo 3.52 da Nota Técnica. Analisando o impacto de uma possível redução de impostos no custo repassado ao consumidor provenientes do CRCAP, com base nas alíquotas aplicadas a ativos solares (NCM 8541.40.32) e seus inversores (NCM 8504.40.90), verifica-se uma diminuição de 69% nos tributos, resultando em uma **redução de 21% no pagamento mínimo de capacidade** necessário para alcançar uma Taxa Interna de Retorno de 12%:

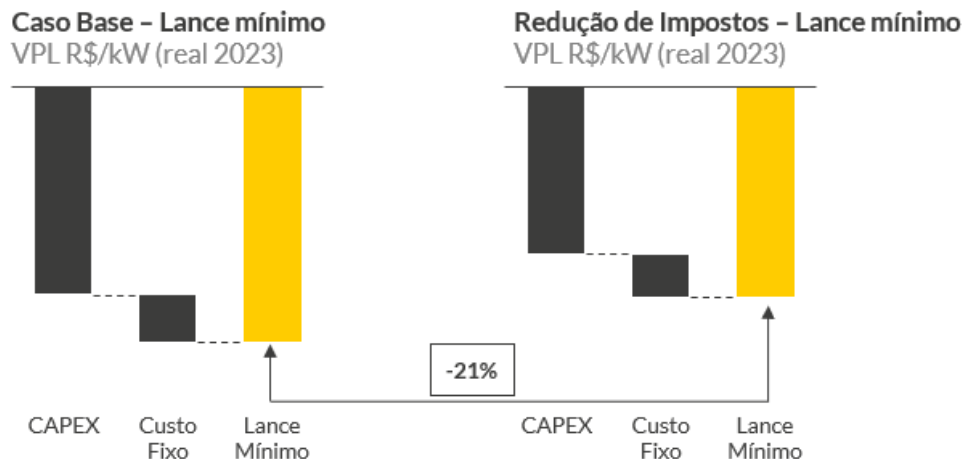


Figura 5: Valor Presente Líquido do Lance mínimo do Leilão de Capacidade para baterias de íon-Lítio de 4 horas de duração

É importante destacar que recomendamos que a definição dos impostos aplicáveis ao armazenamento seja estabelecida por meio de normas regulatórias abrangentes para

sistemas de armazenamento, e não exclusivamente na diretriz deste leilão. Isso evitaria a criação de assimetrias de mercado que poderiam privilegiar o desenvolvimento de baterias exclusivamente voltadas para o leilão, ao invés de incentivar o desenvolvimento do setor como um todo. A definição de um arcabouço regulatório mais amplo garantiria uma abordagem equilibrada, promovendo o crescimento sustentável e competitivo do mercado de armazenamento em diferentes contextos.