

**João Paulo de Moura Teixeira Leite**

Custo de oportunidade da reserva operativa flexível para o mercado de  
eletricidade: Um estudo de caso para sistemas de armazenamento por bateria no  
Brasil

PROJETO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO  
APRESENTADO AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL  
DA PUC-RIO, COMO PARTE DOS REQUISITOS PARA OBTENÇÃO  
DO TÍTULO DE ENGENHEIRO DE PRODUÇÃO

Orientador: Davi Michel Valladão

Departamento de Engenharia Industrial  
Rio de Janeiro, 15 de junho de 2020.

## **Agradecimentos**

Gostaria de agradecer a toda minha família, em especial aos meus pais, Claudia F. M. T. Leite e Luiz Eugênio T. Leite, e às minhas irmãs, Maria Luiza M. T. Leite e Daniela D. S. T. Leite por sempre me incentivarem e me apoiarem em todos os caminhos que escolhi seguir.

Gostaria de agradecer a todos os amigos que fiz durante a vida e que sempre estiveram ao meu lado, tornando essa jornada mais leve e feliz.

Agradeço também a todos companheiros da PSR, por me acolherem nesses últimos anos e sempre contribuírem para meu crescimento pessoal e profissional. Em especial, agradeço aos amigos Felipe Nazaré e Gabriel Cunha pela enorme ajuda na elaboração deste trabalho e Weslly Moraes e Celso Dall’Orto pelas valiosas contribuições.

Por fim, agradeço ao meu orientador Davi Valladão, pelo suporte no desenvolvimento deste trabalho.

## Resumo

O mundo está passando por uma transição energética. Usinas renováveis intermitentes estão aumentando suas participações nos sistemas energéticos do mundo inteiro devido a sua energia limpa e barata. No entanto, a geração dessas fontes de energia é intermitente e incerta, o que demanda maior quantidade de serviços ancilares, como reserva operativa, para garantir a segurança do suprimento energético. Nesse sentido, os sistemas de armazenamento, em especial baterias, se destacam como bons provedores desses serviços, e são futuros candidatos para permitir uma transição energética segura. Contudo, para prestar esses serviços, as baterias deixam de capturar receita no mercado de energia. Dessa forma, este trabalho propõe uma metodologia de cálculo de estratégia de oferta em mercados competitivos de reserva operativa, baseada no custo de oportunidade do agente no mercado de energia. Essa estratégia é calculada a partir de um modelo de otimização estocástico desenvolvido neste trabalho. Por fim, a metodologia foi aplicada em um estudo de caso para sistemas de armazenamento por bateria no Brasil.

Palavras-chave: Bateria. Reserva operativa. Custo de Oportunidade. Leilão de reserva. Otimização estocástica. Decisão sob incerteza.

## Abstract

*The world is undergoing an energy transition. Variable renewable sources are increasing their share in energy systems worldwide due to their clean and cheap energy. However, these energy sources generation is intermittent and uncertain, which requires a greater amount of ancillary services, such as an operating reserve, to ensure the security of energy supply. In this sense, storage systems, especially batteries, stand out as good providers of these services, and are future candidates to allow a safe energy transition. However, to provide these services, batteries fail to capture revenue in the energy market. Thus, this work proposes a methodology for calculating the bidding strategy in competitive operating reserve markets, based on the agent's opportunity cost in the energy market. This strategy is calculated using a stochastic optimization model developed in this work. Finally, the methodology was applied in a case study for battery storage systems in Brazil.*

*Key words: Battery. Operating reserve. Opportunity cost. Reserve tender. Stochastic optimization. Decision under uncertainty.*

## Sumário

|                                                                   |    |
|-------------------------------------------------------------------|----|
| 1. Introdução.....                                                | 1  |
| 2. Motivação: Suprimento da reserva.....                          | 4  |
| 2.1 Reserva do ponto de vista do operador .....                   | 4  |
| 2.2 Reserva no Brasil .....                                       | 5  |
| 2.3 Leilão de reserva .....                                       | 7  |
| 2.4 Custo de oportunidade da reserva .....                        | 9  |
| 2.5 O papel emergente das baterias .....                          | 10 |
| 3. Metodologia .....                                              | 12 |
| 3.1 Aspectos gerais do problema de maximização de receita.....    | 12 |
| 3.2 Preço <i>spot</i> de energia .....                            | 13 |
| 3.3 Características físicas da bateria .....                      | 14 |
| 3.4 Consolidação do problema de otimização da receita.....        | 15 |
| 3.5 Aversão ao risco do agente .....                              | 19 |
| 4. Estudo de Caso .....                                           | 22 |
| 4.1 Realidades Operativas do Brasil .....                         | 22 |
| 4.2 Tecnologias de Bateria.....                                   | 25 |
| 4.3 Fundamentos dos resultados de curva de oferta .....           | 27 |
| 4.4 Resultados: Custo de Oportunidade de provisão de reserva..... | 31 |
| 4.5 Efeito da informação sobre o estado do sistema .....          | 35 |
| 5. Conclusão .....                                                | 40 |
| Referências Bibliográficas.....                                   | 42 |

## Lista de Figuras

|                                                                                                                                              |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1 – Ação dos controles primário e secundário de frequência após um evento de contingência.....                                        | 5  |
| Figura 2 – Participação das fontes na capacidade instalada da Geração Centralizada; Fonte: EPE .....                                         | 6  |
| Figura 3 – Exemplo de mecanismo de leilão de reserva .....                                                                                   | 8  |
| Figura 4– Exemplo de despacho de um agente que comercializa reserva e energia .....                                                          | 9  |
| Figura 5– Serviços sistêmicos que sistemas de armazenamento conseguem prover de acordo com a escala de tempo; Fonte: Adaptado de IRENA ..... | 11 |
| Figura 6: Exemplo de cenários de preço <i>spot</i> de energia projetados pelo agente .....                                                   | 20 |
| Figura 7: Comparação entre o CVaR de duas distribuições distintas com o mesmo VaR; Fonte: CCEE.....                                          | 21 |
| Figura 8: Participação por fonte de geração em 2020 e projetado para os anos de 2030 e 2040 .....                                            | 23 |

|                                                                                                                                                                                                                   |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 9: Esquema simplificado da metodologia para obtenção dos preços horários em 2030 e 2040; Fonte: PSR – Consultoria .....                                                                                    | 24 |
| Figura 10: Preço projetado para uma semana dos meses de fevereiro e novembro em 2030 e 2040 .....                                                                                                                 | 25 |
| Figura 11: Oferta de reserva média de uma bateria de lítio-íon de 1 hora em 2030 .....                                                                                                                            | 27 |
| Figura 12: Perfil de operação de uma bateria de lítio-íon de 1 hora em 2030 para uma dada série de preço .....                                                                                                    | 28 |
| Figura 13: Perfil de operação de uma bateria de lítio-íon de 1 hora em 2030 para uma dada série de preço para diferentes porcentagens de reserva vendidas.....                                                    | 29 |
| Figura 14: Perfil de operação de uma bateria de lítio-íon de 1 hora em 2030 para uma dada série de preço .....                                                                                                    | 30 |
| Figura 15: Comparação de oferta de reserva média e avessa ao risco para uma bateria de lítio-íon de 1 hora em 2030 .....                                                                                          | 31 |
| Figura 16: Oferta de reserva de uma bateria de lítio-íon de 1 hora em 2030 e em 2040 .....                                                                                                                        | 32 |
| Figura 17: Oferta de reserva de uma bateria de lítio-íon de 1 hora e de 4 horas em 2040 .....                                                                                                                     | 33 |
| Figura 18: Perfil de operação médio de bateria de lítio-íon de 4 horas e preço médio de energia em 2040.....                                                                                                      | 34 |
| Figura 19: Oferta de reserva de baterias de lítio-íon e de fluxo redox vanádio de 4 horas em 2040 .....                                                                                                           | 34 |
| Figura 20: Procedimento para análise de <i>clusters</i> de preço de energia e seus impactos na decisão do agente.....                                                                                             | 36 |
| Figura 21: Preço de energia médio para fevereiro e novembro de 2030 e 2040, e oferta de reserva de uma bateria de lítio-íon de 4 horas para cada mês de cada ano .....                                            | 36 |
| Figura 22: Preço de energia médio e <i>clusters</i> de volume de reservatórios para fevereiro e novembro de 2030, e oferta de reserva de uma bateria de lítio-íon de 4 horas para cada mês e <i>cluster</i> ..... | 37 |
| Figura 23: Preço de energia médio e <i>clusters</i> de geração renovável para fevereiro e novembro de 2040, e oferta de reserva de uma bateria de lítio-íon de 4 horas para cada mês e <i>cluster</i> ...         | 38 |

## Lista de Tabelas

|                                                                                                                  |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabela 1: Parâmetros de eficiência, potência, armazenamento e tempo de resposta da reserva para as baterias..... | 27 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|

## Lista de Siglas

|       |                                                                    |
|-------|--------------------------------------------------------------------|
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica                               |
| CAG   | Controle Automático da Geração                                     |
| IRENA | Agência Internacional para as Energias Renováveis, sigla em inglês |
| ONS   | Operador Nacional do Sistema Elétrico                              |
| PLD   | Preço de Liquidação de Diferenças                                  |
| SEB   | Setor Elétrico Brasileiro                                          |
| SIN   | Sistema Interligado Nacional                                       |
| TSO   | Operador do Sistema de Transmissão, sigla em inglês                |



## 1. Introdução

O mundo está passando por uma transformação de sua matriz elétrica. No Brasil e no mundo, as fontes de energia renováveis, com destaque para eólicas e solares, têm sido os vetores das expansões dos sistemas. Isso ocorre devido as suas gerações de energia limpa, em linha com as visões de desenvolvimento sustentável do planeta, e à redução gradativa dos seus custos de investimento, com os avanços tecnológicos, tornando-as alternativas de investimento competitivas frente às tradicionais termelétricas e hidrelétricas. De acordo com o relatório *Global energy transformation: A Roadmap to 2050* (2019) da Agência Internacional para as Energias Renováveis (IRENA, em inglês), a participação das energias renováveis na matriz elétrica mundial passará de 25% em 2019, para 86% em 2050, principalmente guiada pelas fontes eólicas e solares. Contudo, essa grande mudança de paradigma implica em certos desafios para os operadores dos sistemas.

Além dos serviços de geração, transmissão e distribuição em sistemas elétricos, para que a energia chegue até os consumidores em todas as horas de forma segura e confiável, é necessária a prestação de serviços ancilares por certas usinas. Grande parte dos requisitos desses serviços é causada pelas incertezas e variabilidades da demanda e oferta de energia na operação do sistema. Nesse sentido, a grande inserção de usinas renováveis, que possuem geração variável e incerta, tende a tornar a necessidade por esses serviços cada vez maior para manter o sistema seguro.

O Brasil, no entanto, sempre foi um país predominantemente hidrelétrico, com grandes reservatórios de água (no caso, também de energia), o que serviu, e serve até hoje, como uma forma de garantir a segurança e adequabilidade do suprimento de energia no país. As usinas hidrelétricas com reservatórios são boas prestadoras de serviços ancilares, e sempre atenderam às necessidades do sistema. Assim, devido a essa abundância de oferta, os mecanismos atuais que regulam a contratação e remuneração das usinas prestadoras desses serviços são pouco competitivos e não apresentam incentivos para sua prestação com qualidade.

Contudo, não é esperado que a oferta de serviços ancilares continue excedente no futuro do país. Esta expectativa se dá por dois motivos:

- Grande competitividade de usinas eólicas e solares para investimentos futuros, aumentando a participação dessas fontes na matriz elétrica brasileira, e, consequentemente, a demanda por serviços ancilares.

- É esperada redução da proporção de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios nos próximos anos, dada as restrições sociais e ambientais para a construção desses empreendimentos, reduzindo a oferta por serviços ancilares.

Desse modo, será necessário repensar os mecanismos de contratação e remuneração de alguns serviços ancilares, como reserva operativa, por exemplo, com o objetivo de atrair novas fontes de energia que consigam provê-los, tornando o processo mais competitivo.

Nesse sentido, além das fontes renováveis, outra tecnologia que tem se sobressaído no processo de transição energética são sistemas de armazenamento de energia, principalmente baterias. Estes equipamentos, quando instalados em sistemas elétricos, são capazes de transferir a energia no tempo, semelhante ao que é feito nos reservatórios das hidrelétricas, porém em menor escala de tempo. Além disso, assim como essas hidrelétricas, baterias também são eficientes na prestação de serviços ancilares. Devido a essas duas características, as baterias têm sido observadas no mundo como grandes facilitadoras para a integração de fontes renováveis em sistemas elétricos, formando assim portfólios de energia limpa. Desta forma, estes equipamentos teriam um papel essencial no âmbito da transição energética, com maiores participações de fontes renováveis e metas de redução de gases do efeito estufa (GEE), mantendo ainda a provisão de energia de forma segura.

Tendo em vista toda a problemática apresentada, este trabalho tem como objetivo desenvolver uma metodologia para avaliar a estratégia de oferta de agentes participantes em mecanismos competitivos de contratação de reserva operativa. A metodologia baseia-se no custo de oportunidade dos agentes entre usar sua potência para vender energia no mercado *spot* de energia ou de ofertá-la como reserva operativa, já que usinas prestadoras de reserva operativa, não podem utilizar sua potência máxima para gerar energia. Para isso, será considerado um mecanismo de contratação por meio de leilões competitivos, nos quais o agente que ofertar a potência mais barata sairá vencedor e prestará o serviço ancilar na semana.

Mais especificamente, este trabalho busca analisar a participação das baterias nesse mercado por meio de exemplos considerando visões do sistema brasileiro dentro de alguns anos. Dessa forma, será desenvolvido um modelo matemático de otimização estocástica que maximize a receita da bateria no mercado de energia, considerando aversão ao risco, de acordo com diferentes cenários de preço *spot* de energia e da parcela da potência do agente alocada para a prestação de reserva operativa no período determinado pelo leilão. Desse modelo, resultará o custo de oportunidade do agente por comprometer sua potência no mercado de



reserva. A partir do cálculo desse valor para diferentes porcentagens da potência da bateria, é possível construir uma curva de oferta do agente nesse mercado.

Será realizado um estudo de caso no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), para os anos de 2030 e 2040. Além disso, serão avaliadas as estratégias de duas tecnologias distintas de baterias: as de lítio-íon e as de fluxo redox de vanádio, com tempos de armazenamento de 1 hora e 4 horas, cada uma. Por fim, será estudado o efeito da informação sobre variáveis sistêmicas sobre a decisão do agente.

O documento está estruturado em cinco capítulos. O Capítulo 2 apresenta mais detalhadamente a motivação deste trabalho, que foi resumida nessa introdução. O Capítulo 3 descreve a metodologia utilizada e o modelo desenvolvido para calcular a curva de oferta de reserva operativa de uma bateria. No Capítulo 4, as ferramentas desenvolvidas são aplicadas em um estudo de caso no SEB, considerando projeções detalhadas do sistema brasileiro nos anos futuros. Finalmente, o Capítulo 5 contém as conclusões decorrentes do trabalho. Ao final do texto, estão as referências bibliográficas citadas.

## **2. Motivação: Suprimento da reserva**

### **2.1 Reserva do ponto de vista do operador**

Em sistemas elétricos, para garantir que a energia gerada nas usinas de geração chegue com segurança aos consumidores, é preciso assegurar uma série de requisitos técnicos que mantenham os sistemas em condições normais de operação. Garantir essa estabilidade é um papel dos operadores dos sistemas, por meio da manutenção da frequência e tensão do sistema em limites aceitáveis (IRENA, 2017). Em resumo, a frequência de um sistema de potência indica se há desequilíbrio entre a potência ativa, injetada por ativos de geração, e consumo efetivo na rede, enquanto a tensão indica se há desequilíbrios de potência reativa.

Os desequilíbrios percebidos através desses indicadores podem ser causados por eventos de contingência, como falha na operação de um gerador, linha de transmissão ou subestação do sistema. Além disso, podem ocorrer devido a erros de previsão da demanda de energia ou da geração de usinas não-despacháveis, como as renováveis – sobretudo eólicas e solares que possuem geração intermitente e incerta.

Nesse sentido, para garantir a segurança da operação, mantendo a frequência do sistema dentro dos limites pré-estabelecidos, os operadores do sistema fazem uso de serviços ancilares. Os serviços ancilares são aqueles complementares aos serviços principais dos sistemas elétricos: geração, transmissão e distribuição. As reservas operativas, mais especificamente, podem ser definidas como a quantidade de potência que pode ser injetada ou retirada do sistema, dentro de um período de tempo, com o intuito de auxiliar o balanço entre geração e demanda, e o controle de frequência (Milligan, *et al.*, 2010).

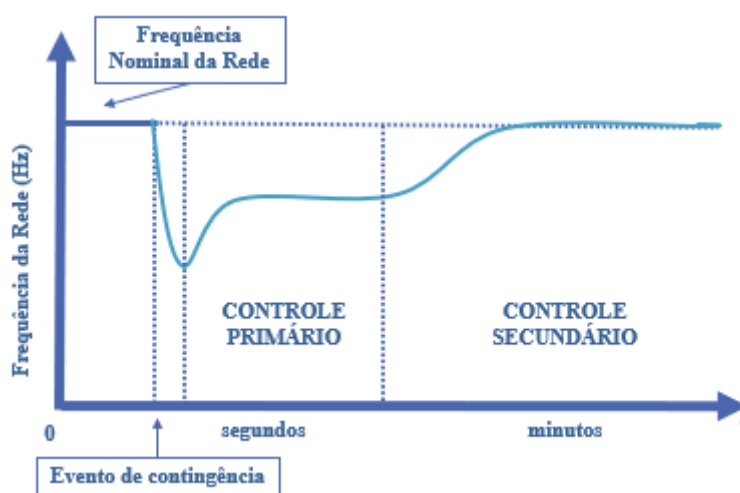
Nos últimos anos, houve uma grande penetração de fontes de energia renováveis intermitentes, e espera-se que essas fontes guiem a expansão do setor elétrico. A variabilidade e incerteza dessas fontes, dentre outras características intrínsecas a essas tecnologias, fazem com que os operadores tendam a necessitar cada vez mais de equipamentos que possam prover reserva operativa para manter a estabilidade dos sistemas (Ela, Milligan e Kirby, 2011). Portanto, têm sido realizadas diversas pesquisas e discussões sobre a crescente relevância dos serviços ancilares, e a necessidade de realizar uma boa representação e remuneração desses serviços em sistemas elétricos ao redor do mundo (Ela, Kirby, *et al.*, 2012).

## 2.2 Reserva no Brasil

A regulação em torno dos serviços ancilares varia de sistema para sistema, e não há regra quanto a uma regulação ideal para classificar e remunerar esses serviços. Atualmente, de acordo com a Resolução Normativa N° 697 (ANEEL, 2015), são estabelecidos 7 serviços ancilares:

- 1) Autorrestabelecimento integral
- 2) Autorrestabelecimento parcial
- 3) Controle primário de frequência
- 4) Controle secundário de frequência
- 5) Despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa
- 6) Sistema especial de proteção – SEP
- 7) Suporte de reativos

Este trabalho focará no serviço de controle secundário de frequência, definido como: controle realizado por unidades geradoras participantes do Controle Automático de Geração (CAG), destinado a restabelecer ao valor programado a frequência de um sistema e/ou o montante de intercâmbio de potência ativa entre subsistemas. O serviço de controle secundário de frequência também será referenciado como reserva operativa nesse trabalho. A Figura 1 exemplifica a ação dos controles primário e secundário de frequência, reequilibrando a frequência do sistema ao seu valor nominal após um desequilíbrio causado por um evento de contingência.



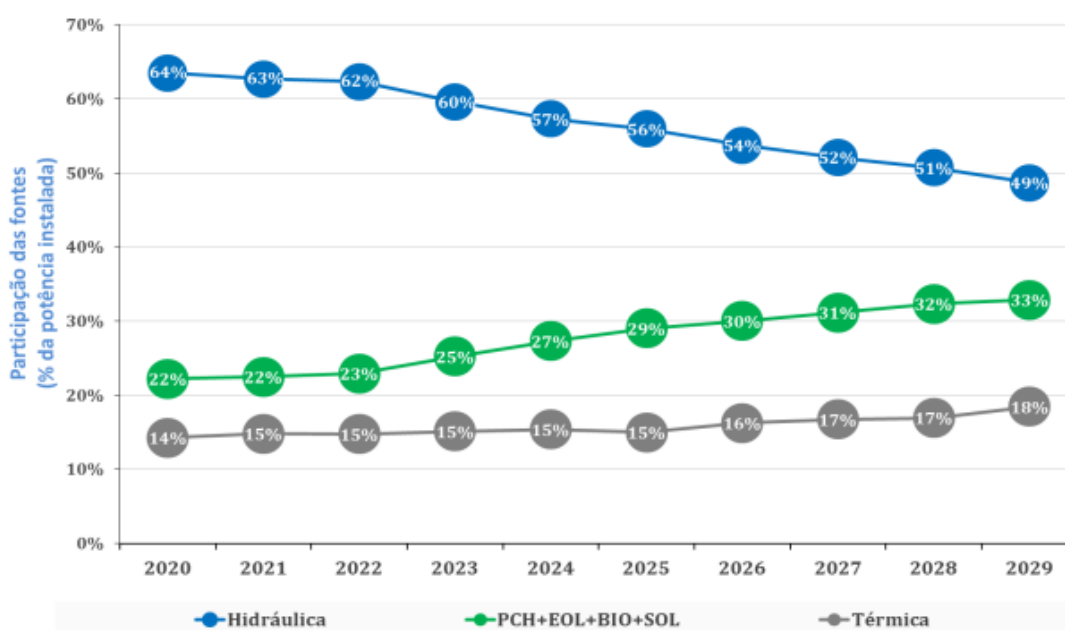
**Figura 1 – Ação dos controles primário e secundário de frequência após um evento de contingência**

Atualmente no Brasil, os serviços de reserva operativa são contratados de forma centralizada. O Operador Nacional do Sistema (ONS) tem o dever de identificar as usinas que

são aptas a realizar esse serviço e manter um registro atualizado delas. As usinas selecionadas pelo operador farão parte do CAG e receberão uma receita anual fixa se apresentarem desempenho satisfatório na prestação do serviço. Este pagamento é arcado por todos os consumidores via Encargo de Serviços do Sistema (ESS).

Devido à grande participação de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios na matriz elétrica brasileira, e sua facilidade para prestar esses serviços, não houve, no passado, uma necessidade para uma regulação extensa sobre esse tópico. Hoje em dia, o CAG é composto por 19 usinas hidrelétricas com reservatórios, representando 26% da capacidade de armazenamento total e 17% da potência total do Sistema Interligado Nacional (SIN). A taxa anual paga a essas usinas variou por volta de 44.000 reais em 2017 (valores reais de 2017).

No entanto, o Brasil, assim como o mundo, vem passando por um período de transformação energética. Atualmente, a expansão da geração é majoritariamente renovável, guiada por usinas eólicas e solares, o que tende a aumentar a necessidade de reserva operativa devido à incerteza em suas gerações. O aumento da consciência socioambiental atrelado aos impactos causados por reservatórios de hidrelétricas é um grande obstáculo ao desenvolvimento de novas usinas hídricas no sistema brasileiro. Aliado a isso, a competitividade econômica deste tipo de fonte frente às alternativas reduz a participação de hidrelétricas na matriz de geração. A Figura 2 apresenta a expectativa de evolução do sistema brasileiro da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no Plano Decenal de Expansão (PDE) de 2019, ilustrando essa transformação.



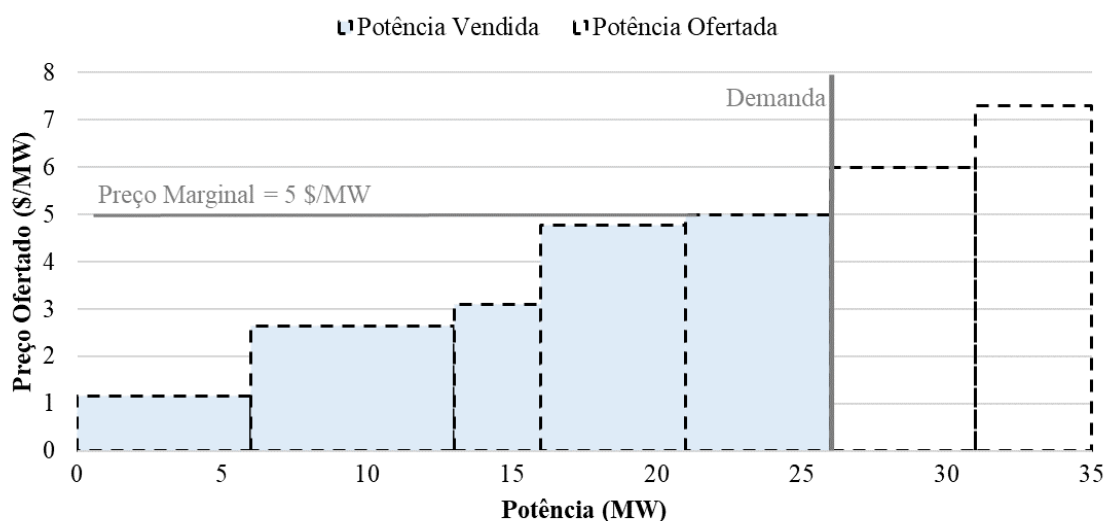
**Figura 2 – Participação das fontes na capacidade instalada da Geração Centralizada; Fonte: EPE**

Além dos fatores citados acima, a prestação de reserva operativa requer uma operação flexível das usinas, sobretudo com a maior participação de usinas intermitentes, o que reforça o papel de usinas hidrelétricas como excelentes fontes de flexibilidade para o sistema. Embora o relevante benefício sistêmico, a operação flexível traz impactos negativos para esses geradores, como danos nas turbinas devido ao efeito de cavitação, redução de vida útil dos equipamentos, aumento dos custos de manutenção, entre outros (EPRI, 2017). Para que os agentes que prestam, e que prestarão no futuro, os serviços de reserva não tenham perdas econômicas, é necessário que todos os custos referentes a esses serviços sejam considerados no cálculo da remuneração.

Tendo em vista essa problemática, estão sendo discutidas formas de melhorar a representação dos serviços ancilares, de forma a incentivar a prestação com qualidade e a alocação eficiente dos custos. Para isso, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) iniciou em 2019 a Tomada de Subsídios 006/2019, buscando promover essa discussão entre os agentes participantes do SIN. Dessa forma, é esperado que tanto a forma de contratação de reserva, quanto a remuneração desses serviços esteja em debate nos próximos anos. De acordo com as contribuições do ONS para a Toma de Subsídios referenciada, existe hoje desvantagem econômica para o agente participante do CAG e perda de oportunidades nos mercados *spot* de energia.

### **2.3 Leilão de reserva**

De forma similar a mercados de energia, mercados de reserva podem ter estruturas competitivas e com decisões de ofertas descentralizadas, permitindo capturar o menor custo para o sistema. Estes mecanismos diferem entre países, de acordo com o desenho de mercado vigente. Na Alemanha, por exemplo, os operadores do sistema de transmissão (TSOs - do inglês *Transmission System Operator*) suprem suas necessidades de reserva de potência por meio de leilões em uma plataforma online compartilhada chamada *Regelleistung.net*. Nesta plataforma, os agentes ofertantes registram seus lances de preço (\$/MW) e quantidade (MW), e posteriormente são informados se seus lances foram aceitos ou não, dependendo da demanda definida pelos TSOs. A Figura 3 apresenta um exemplo de mecanismo de leilão de reserva, destacando a demanda do leilão, lances de potência ofertados como reserva, e o preço marginal definido no leilão.



**Figura 3 – Exemplo de mecanismo de leilão de reserva**

Criados em 2007, os leilões para provisão de reserva eram realizados em base mensal. A partir de 2011, eles passaram a ser chamados em base semanal, até o ano de 2019, em que foram adotados leilões diários de reserva.

Além do operador alemão, operadores de outros sistemas, como o holandês, austríaco, belga, francês e suíço, fazem uso da plataforma para contratarem suas necessidades de reserva e definir parte de sua interação com o sistema alemão.

Embora não haja uma proposta regulatória concreta neste momento de se introduzir mecanismos competitivos de provisão de reserva no Brasil, cabe observar que o país está passando por um processo de modernização do marco regulatório do setor elétrico (BRASIL, 2019). Nesse processo, mecanismos de formação de preços com base em ofertas submetidas pelos agentes foram em particular destacados como um tema de interesse para investigação e análise futura, ilustrando um potencial interesse em mecanismos mais descentralizados em substituição a modelos de minimização de custo centralizado. Cabe destacar ainda a transformação que está ocorrendo na matriz elétrica brasileira, que deve fazer com que a provisão de reserva passe a se tornar mais competitiva entre as diferentes fontes de energia – a tecnologia de baterias em particular tem sido objeto de projetos de Pesquisa e Desenvolvimento estratégico da ANEEL (ANEEL, 2016), como exemplo o P&D de “Inserção de Sistema de Armazenamento em Configurações Múltiplas para Suporte à Geração Eólica” (ANEEL, 2019).

Com isso, considera-se que um formato de leilões análogo aos leilões da Alemanha poderá ser uma possível alternativa para a contratação de reserva a ser estudada pelo ONS. Os leilões têm o benefício de serem um processo transparente e permitir que cada agente determine a sua disposição a receber por reserva, sem que seja necessário o cálculo centralizado pelo

operador, ficando este com a determinação do montante a ser contratado em cada instante de tempo.

## 2.4 Custo de oportunidade da reserva

Ao vender o serviço de reserva, o gerador deve ficar disponível para o operador, sendo acionado em situações que difiram do planejamento da operação, como situações de contingência ou diferenças entre geração esperada e observada – o que é cada vez mais frequente no contexto de maior geração renovável intermitente. Neste desenho de mercado de reserva, um agente que oferte um par “preço-quantidade”, e se sagre vencedor do leilão, deverá manter a quantidade de potência vendida 100% disponível para despachos de curtíssimo prazo pelo TSO durante a semana em questão (e portanto essa quantidade comprometida não estaria disponível para operação no mercado de energia).

Suponha que um agente gerador com potência máxima de 10 MW tenha participado de um leilão de reserva para uma dada semana. Neste leilão, ele vendeu 4 MW como reserva de potência para o operador do sistema, em todas as horas da semana. Isto significa que 4 MW de sua potência (40% do total) ficarão totalmente à disposição do operador, não podendo ser utilizados pelo agente neste período para geração de energia. Portanto, pode-se dizer que a potência disponível para o uso do gerador nesta semana é de 6 MW (60% do total). O exemplo hipotético é ilustrado na Figura 4, na qual a geração indica a venda de energia do agente na semana.

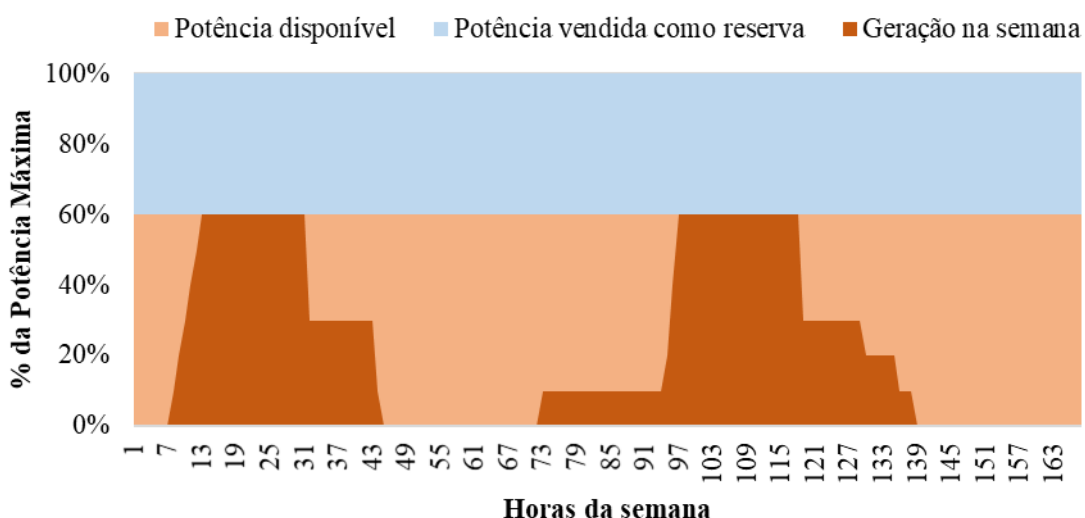


Figura 4– Exemplo de despacho de um agente que comercializa reserva e energia

Através deste exemplo, é possível perceber que o agente possivelmente perdeu a oportunidade de gerar mais receita com a geração de energia, em troca de um pagamento fixo

pela provisão de reserva, remunerando-o mesmo em momentos de geração nula. Assim, pode-se identificar um custo de oportunidade para os agentes entre usar sua capacidade para operar no mercado de energia ou para atender às necessidades de reserva do sistema.

Este custo de oportunidade varia para cada fonte de energia, seja termelétrica, hidroelétrica ou baterias. Em um leilão de reserva puramente competitivo, a usina que tiver o menor custo de oportunidade, isto é, que conseguir ofertar o menor preço para uma determinada quantidade de potência como reserva operativa, sairá vencedora dos leilões. Este trabalho foca em uma estratégia para que os agentes estimem os seus reais custos de oportunidade, o que seria o primeiro passo de uma estratégia de participação em leilão – sendo que, caso o agente não possua poder de mercado, a sua estratégia ótima é ofertar no leilão uma curva de oferta idêntica ao seu custo de oportunidade.

Além disso, este trabalho focará no estudo de caso das baterias, dada sua crescente relevância para os sistemas elétricos ao redor do mundo, o grande número de estudos acadêmicos internacionais recentes sobre esta tecnologia, e a importância de se obter um entendimento mais realista dessas fontes no contexto brasileiro, dada a possibilidade de que elas possam atuar na provisão de reserva como um complemento às hidroelétricas. Assim, o objetivo é calcular a curva de oferta (preço x quantidade) de reserva operativa das baterias no SEB. Como um trabalho futuro, recomenda-se a análise de particularidades e complexidades de outras tecnologias de geração, permitindo consolidar uma avaliação de como se dará a competitividade entre todas as fontes no formato de leilão apresentado.

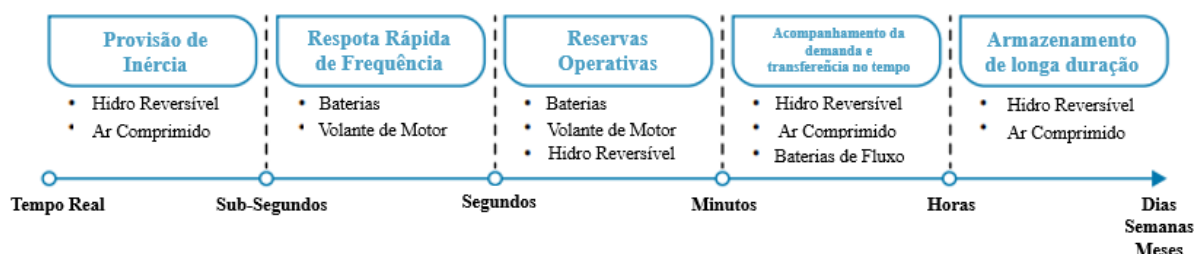
## **2.5 O papel emergente das baterias**

Baterias fazem parte de um grupo comumente chamado de sistemas de armazenamento de energia. Esses sistemas dispõem da característica única de serem capazes de armazenar energia elétrica em outras formas de energia (química no caso das baterias) e transformá-la em energia elétrica novamente quando necessário. Essa habilidade única será crucial para solucionar desafios relacionados à transição energética dos sistemas elétricos ao redor do mundo, a partir da integração de energia variável renovável e à busca de uma matriz elétrica 100% renovável, com redução das emissões de carbono.

Usinas eólicas e solares possuem duas características inerentes a sua geração: grande variabilidade e imprevisibilidade, as quais geram diversos desafios técnicos para os sistemas elétricos, como, por exemplo, a maior necessidade de reserva operativa, discutida na seção 2.1. Nesse sentido, segundo o relatório *Electricity Storage Valuation Framework* da IRENA (2020),



as baterias (e outros sistemas de armazenamentos) são as principais candidatas para acompanhar a expansão dessas usinas nos sistemas elétricos, devido à enorme gama de serviços que esta tecnologia consegue prover. Esses serviços são ilustrados na Figura 5 de acordo com a escala de tempo de cada um.



**Figura 5— Serviços sistêmicos que sistemas de armazenamento conseguem prover de acordo com a escala de tempo; Fonte: Adaptado de IRENA**

No entanto, de acordo com o relatório, as duas principais barreiras para a inserção em grande escala de sistemas de armazenamento, atualmente, são:

- **Custo e maturidade da tecnologia:** Os custos de investimento de baterias, hoje em dia, ainda são altos, dada a baixa maturidade da tecnologia. Contudo, esses custos estão decaindo rapidamente conforme avançam os desenvolvimentos tecnológicos.
- **Dificuldade de monetização para os investidores:** Ainda falta, atualmente, uma regulação clara e definida que quantifique e aloque corretamente os benefícios e custos dessas tecnologias nos sistemas elétricos. Essa questão depende do desenho de mercado de cada país, e ainda necessita de pesquisa e desenvolvimento dos reguladores para chegar a uma política apropriada de monetização para esses investidores.

Segundo a organização BloombergNEF (2019), os custos de investimento de baterias passaram de 1.100 \$/kWh (dólares por kilowatt hora) em 2010 para 156 \$/kWh em 2019, uma redução de 87% em termos reais. Além disso, é esperado que este valor atinja 100 \$/kWh em 2023, evidenciando uma redução acelerada desses custos. É importante ressaltar que parte da demanda por essas baterias é proveniente do setor de veículos elétricos, o que contribui para o ritmo acelerado de redução de custos.

A Agência Internacional de Energia (IEA, em inglês) (2018), projeta uma expansão da capacidade instalada de baterias no mundo de 22 GW em 2020 para 218 GW em 2040, podendo chegar a até 544 GW em cenários de reduções drásticas dos custos de investimento e operação. Desse modo, é evidente a importância dos estudos referentes a essas tecnologias e suas participações futuras nos mercados de energia ao redor do mundo.

### 3. Metodologia

Para calcular a curva de oferta de reserva operativa das baterias, é necessário entender quais são seus custos de oportunidade para prover este serviço, como introduzido na seção 2.4. As principais fontes de receita das baterias podem ser entendidas como:

- *Receita pela venda de energia:* por realizar a transferência da energia no tempo, os sistemas de armazenamento são capazes de carregar em momentos de preços *spot* baixos, isto é, comprar energia, e descarregar em momentos de preços *spot* altos, ou vender energia, lucrando com a diferença de preços na operação.
- *Receita pela venda de reserva:* como explicitado na seção 2.5, baterias são tecnologias eficientes na provisão deste tipo de serviço, e em um mercado eficiente podem receber pela sua disponibilidade para atuar em momentos de necessidade do sistema.

Portanto, para avaliar o custo de oportunidade das baterias em vender reserva operativa, é importante avaliar o quanto estes sistemas deixam de ganhar no mercado *spot* de energia para poder prestar esse serviço de flexibilidade ao sistema. É importante lembrar que, se uma bateria vende reserva operativa, ela deverá manter não só a potência vendida à disposição do operador do sistema, como também deverá manter energia armazenada suficiente para prover o serviço durante o tempo necessário caso seja acionada.

Para isso, foi desenvolvido um modelo de maximização da receita das baterias no mercado *spot* de energia, levando em conta a quantidade de potência vendida no leilão de reserva. Neste modelo, o custo de oportunidade será calculado a partir do impacto da variação da quantidade de reserva vendida na receita de energia do agente. Este conceito será aprofundado nas seções a seguir.

#### 3.1 Aspectos gerais do problema de maximização de receita

Nesta seção, será explicitado o modelo matemático desenvolvido para maximizar a receita de baterias em um mercado *spot* de energia. Para isso, será preciso assumir algumas premissas quanto à dinâmica do mercado em questão e o respectivo impacto do agente comprador/vendedor no mesmo.

Primeiramente, será considerado, neste trabalho, apenas o controle de frequência secundária como possível provisão de reserva pelas baterias. Além disso, a provisão da reserva será considerada semanal, assim como já foi observado em outros mercados internacionais, explicitados na seção 2.3. Vale notar que, por grande parte da história do setor elétrico brasileiro, as decisões operativas e formação de preço também seguiram uma lógica semanal –

já que essa é a escala de tempo relevante para a operação de muitas usinas hidrelétricas no país. Ainda, o mecanismo proposto neste trabalho também pode ser facilmente adaptado para provisão de reserva para diferentes granularidades de tempo.

Nestes mercados de reserva, a decisão do agente de vender ou não reserva deve ser realizada *ex-ante*. Em outras palavras, antes do início de uma semana operativa o agente em questão deverá decidir o quanto de capacidade do seu sistema de armazenamento será alocada para a provisão de reserva operativa sem ter conhecimento exato sobre o preço da energia no futuro. Dessa forma, esta é uma decisão de primeiro estágio sob incerteza, dado que a quantidade de capacidade que for comprometida nesta semana, impactará diretamente a receita no restante do período. Neste estudo, a decisão por venda de reserva será realizada para todas as horas da semana operativa em questão, sem variação do montante – existindo um *trade-off* entre fornecer flexibilidade à oferta dos agentes e facilitar o acompanhamento e verificação de conformidade do ponto de vista do operador. Logo, tendo sua oferta aceita no leilão de reserva, o agente deverá estar disponível para prover o serviço durante todas as horas da semana no montante ofertado.

A decisão de primeiro estágio do agente depende, portanto, de seu custo de oportunidade entre operar no mercado de energia e vender capacidade de reserva. Entretanto, para isto é necessário resolver o problema de segundo estágio, que seria a decisão ótima para o agente de operar no mercado de energia dado o sinal de preço *spot* e o restante de sua flexibilidade (isto é, sua capacidade não comprometida no mercado de reserva). Como a perspectiva de preço de energia para a semana em questão é impactada por diferentes fatores e de difícil previsão, o modelo de otimização de segundo estágio é um modelo estocástico, tendo preços de energia como variável aleatória. Isso significa que o agente considerará diversos cenários de realização de preço para tomar sua decisão no início da semana: desta forma, considera-se que o agente não tem informação perfeita sobre a trajetória de preços da semana quando toma a decisão de comprometer capacidade no mercado de reserva.

### **3.2 Preço *spot* de energia**

Os cenários de preço *spot* horário de energia são os principais dados de entrada do modelo, pois é a partir deles que o agente tomará sua decisão quanto a sua oferta de reserva operativa. Nas simulações consideradas, tratou-se esses cenários de preço como variável exógena, o que implicitamente sugere que o agente ofertante proprietário do sistema de baterias não tem nenhuma capacidade de influenciar o preço *spot* do mercado de energia com sua

estratégia de operação, sendo assim um *price taker* (isto é, ausência de poder de mercado – uma hipótese razoável para um novo entrante no mercado como as baterias).

De acordo com a teoria macroeconômica, um participante que tenha poder de mercado suficiente para afetar as curvas de oferta ou demanda, e conseqüentemente o preço, pode ser considerado um *price maker*. Já o *price taker* é exatamente o contrário e deve aceitar o preço definido no mercado. Tratando-se de baterias no mercado de energia, estas poderiam ser consideradas *price makers* se fossem grandes o suficiente para impactar o custo marginal do sistema (preço de energia) quando carregassem (incrementando a demanda) ou descarregassem (incrementando a oferta). Todavia, não é o objetivo deste trabalho avaliar estes efeitos.

No mercado brasileiro, assim como em outros mercados elétricos internacionais, o preço *spot* da energia é resultado de simulações de um modelo matemático, que visa otimizar a operação dos ativos de geração de energia, buscando aquela de mínimo custo para os consumidores. A partir dessa otimização, é obtido, como resultado do modelo, o custo marginal de operação para cada hora, que pode ser entendido como o custo adicional, em reais, para se atender a um MWh a mais de demanda. No Brasil, o preço *spot* de energia, denominado de Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), é dado a partir da aplicação dos limites mínimos e máximos – definidos pela ANEEL – no custo marginal de operação, de acordo com a regulação atual, estabelecida pela Resolução Normativa ANEEL n. 109, de 26 de outubro de 2004.

Portanto, para simular a operação do SEB e obter os preços de energia para esse trabalho, foi utilizado o software comercial *SDDP* (Pereira, Pinto, 1991). Este é um modelo estocástico de despacho hidrotérmico que realiza uma simulação horária probabilística da operação de um sistema elétrico real, com o objetivo de minimizar os custos totais do sistema. Ele considera diferentes séries de vazão hídrica, velocidade de vento e irradiância solar para no processo de tomada de decisão, já que esses insumos são extremamente incertos e tem grande impacto na operação do sistema e formação de preços. Isto significa que, para cada cenário de vazão, vento e irradiância, existe uma operação ótima, e, assim, um preço de energia. Portanto, é possível realizar análises estatísticas sobre os resultados de preço de energia, o que permitirá que também sejam realizadas análises estatísticas sobre os resultados de custo de oportunidade das baterias, levando em conta a otimização do segundo estágio.

### **3.3 Características físicas da bateria**

Sistemas de armazenamento de energia são tecnologias que possuem diversas particularidades. Para criar um modelo de otimização que maximize sua receita esperada, é

preciso representar matematicamente as características físicas inerentes à tecnologia, de forma a obter resultados compatíveis com realidade operativa da bateria.

A propriedade das baterias que será modelada nesse trabalho é a *round-trip efficiency* ou simplesmente eficiência. As perdas energéticas estão intrínsecas a qualquer processo elétrico, incluindo também a operação de carregamento e descarregamento de baterias. De acordo com Milano e Manjavacas (2019) pode-se definir três tipos diferentes de eficiência em sistemas de armazenamento:

- Eficiência de carga: relativa ao processo de carga de energia da bateria. É a razão entre a energia armazenada pela bateria e a energia absorvida pela bateria do sistema.
- Eficiência de descarga: relativa ao processo de descarga de energia da bateria. É a razão entre a energia operacional útil e a energia total armazenada no sistema, quando esse está completo.
- *Round-trip efficiency*: relativo ao processo completo de carga e descarga da bateria – denominado de ciclo. É a razão da energia que foi injetada pela bateria no sistema pela energia que foi absorvida pela bateria do sistema.

Na prática, existem diversos fatores operacionais que podem afetar a eficiência, como: temperatura, ciclagem, tempo de carga e descarga, desgaste com o tempo, entre outros. Entretanto, visto que uma análise aprofundada destes aspectos não faz parte do objetivo central deste trabalho, a eficiência da bateria será tratada como um aspecto imutável da tecnologia de bateria em si – uma abordagem também utilizada por outros autores, como (He, Chen, *et al.*, 2016). Milano e Manjavacas (2019) define matematicamente a *round-trip efficiency*,  $\eta$ , como o produto das eficiências de carga  $\eta^+$  e descarga  $\eta^-$  do processo, assim como na fórmula abaixo:

$$\eta = \eta^+ \times \eta^- \quad (1)$$

Neste trabalho, as eficiências serão definidas para cada processo individualizado: a carga e descarga de energia.

### 3.4 Consolidação do problema de otimização da receita

Considerando todas as nuances do mercado e características das baterias detalhados anteriormente, é possível consolidar o problema de dois estágios de otimização da receita. Nele serão considerados diversos cenários de preço *spot* de energia para o intervalo de uma semana,

dado que esta é a variável aleatória. Esta variável aleatória e sua realização serão representadas por  $\pi$ , sendo diferenciadas pelo contexto as quais estiverem inseridas.

No primeiro estágio do problema, o agente deve definir qual a porcentagem de sua potência máxima que deseja vender como provisão de reserva, representada por  $r$ , considerando que o restante ficará disponível para o mercado de energia. Neste trabalho, focou-se na modelagem matemática do problema do segundo estágio para avaliar o custo de oportunidade entre as duas opções de receita. Desta forma, foi introduzida uma restrição para a decisão de  $r$  dada *a priori*, de modo a investigar diferentes possibilidades para o equilíbrio do problema de primeiro estágio e suas consequências para o problema de segundo estágio, assim como na equação:

$$R = r \quad (2)$$

O resultado do modelo, dado um determinado valor de  $r$  e cenários de preço, será o valor esperado da receita da bateria no mercado de energia em toda sua vida útil. No entanto, o resultado de maior interesse deste trabalho é o custo de oportunidade do agente de se comprometer a prover diferentes valores de  $r$ . Suponha que o agente decidiu vender 30% de sua potência total para a provisão de reserva em uma determinada semana. Neste caso, o objetivo deste estudo é calcular a qual valor de reserva o agente estaria indiferente entre vender energia no mercado de curto prazo e vender reserva.

Este valor pode ser obtido diretamente do modelo como a variável dual da restrição (2). A variável dual de uma restrição pode ser interpretada como a sensibilidade sobre a função objetivo com relação a uma variação no lado direito da restrição (comumente conhecido como RHS – *Right Hand Side* da equação). Em outras palavras, ela representa o quanto o modelo perde (ou ganha) se for reduzida uma quantidade infinitesimal no valor do lado direito da restrição, que no caso de (2) é igual a  $r$ . Nesse caso, será possível avaliar o quanto o agente ganharia a mais no mercado de energia se o valor de  $r$  fosse infinitesimalmente menor, dado que a variável  $R$  limita a sua atuação neste mercado. Esse número também é conhecido como o preço sombra de  $r$ . A partir dele, pode-se calcular o quanto vale essa parcela de capacidade da bateria para o agente, resultando no valor mínimo aceitável pelo agente, em (R\$/MWh), para venda desta capacidade para provisão de reserva. Por fim, simulando o modelo para diferentes valores de  $r$ , será possível construir uma curva de oferta de reserva operativa para a bateria.

O modelo de maximização da receita é apresentado a seguir:

## Índices

$h$  : indexa as horas na semana

$s$  : indexa as séries de preço *spot*

## Conjuntos

$\Omega_H$  : conjunto de horas nas semanas

$\Omega_S$  : conjunto de séries de preço *spot*

## Variáveis de decisão de primeiro estágio

$r$  : porcentagem da potência máxima da bateria alocada para a provisão de reserva (em p.u.)

## Variáveis de decisão de segundo estágio

$\varphi_h^+$  : carga de energia da bateria na hora  $h$  (em MWh/h)

$\varphi_h^-$  : descarga de energia da bateria na hora  $h$  (em MWh/h)

$v_h$  : energia armazenada na bateria na hora  $h$  (em MWh)

## Parâmetros

$\eta^+$  : fator de eficiência de carga da bateria (em p.u.)

$\eta^-$  : fator de eficiência de descarga da bateria (em p.u.)

$\bar{V}$  : nível máximo de armazenamento da bateria (em MWh)

$\underline{V}$  : nível mínimo de armazenamento da bateria (em MWh)

$\bar{P}$  : Potência máxima de carga e descarga da bateria (em MW)

$\pi_{h,s}$  : preço *spot* de energia na hora  $h$  e na série  $s$  (em R\$/MWh)

$\pi_r$  : preço da reserva na semana em questão (em R\$/MW)

$\theta$  : tempo de resposta para a provisão de reserva (em horas)

$R$  : porcentagem da potência máxima da bateria a ser alocada para a provisão de reserva definida para a semana (em p.u.).

## Modelo

$$\text{Max}_r \quad E[Q(r, \pi)] + \pi_r \bar{P} r \quad (3)$$

Sujeito a:

$$r \in \mathbb{R}^+ \quad (4)$$

Onde  $Q(r, s)$  é o valor ótimo do problema de segundo estágio:

$$Q(r, \pi) = \text{Max} \sum_{h \in \Omega_H} \pi_{h,s} (\varphi_h^- - \varphi_h^+) \quad (5)$$

Sujeito a:

$$R = r \quad (6)$$

$$\varphi_h^+ \leq \bar{P}, \quad \forall h \in \Omega_H \quad (7)$$

$$\varphi_h^- \leq \bar{P} - R \bar{P}, \quad \forall h \in \Omega_H \quad (8)$$

$$v_{h+1} = v_h + \eta^+ \varphi_h^+ - \frac{\varphi_h^-}{\eta^-}, \quad \forall h \in \Omega_H \quad (9)$$

$$v_h \leq \bar{V}, \quad \forall h \in \Omega_H \quad (10)$$

$$v_h \geq \theta R \frac{\bar{P}}{\eta^-}, \quad \forall h \in \Omega_H \quad (11)$$

$$v_1 = v_{H+1} \quad (12)$$

$$\varphi_h^+, \varphi_h^-, v_h, \delta_h \in \mathbb{R}^+ \quad (13)$$

O objetivo do modelo é maximizar o valor esperado da receita de energia otimizada em cada cenário de preço, somado à receita pela venda de reserva durante a semana. Esta é a função objetivo do problema de primeiro estágio, definida em (3). Como se deseja avaliar a sensibilidade do modelo em relação aos valores de  $r$ , o preço da reserva  $\pi_r$  é considerado como nulo. A função objetivo do segundo estágio do problema é definida na equação (5). Ela define  $Q(r, \pi)$  como a função que maximiza a receita da bateria de acordo com a porcentagem da potência alocada para a provisão de reserva e o cenário de preço *spot* definidos para a semana. Esta função pode ser simplificada por meio de um somatório dos ganhos e perdas financeiros de cada hora da semana, multiplicados pelo número de semanas no ano e pelos anos de vida útil resultante da decisão operativa ótima.

Este problema contém diversas restrições que são intrínsecas à realidade operativa dos sistemas de armazenamento. Em (7) o fluxo de carga da bateria é restringido à potência máxima



da bateria. Enquanto em (8) o fluxo de descarga é restringido à potência máxima menos a parcela que o agente se comprometeu a entregar de reserva na semana. Neste caso, a bateria não pode atingir sua capacidade máxima de descarga, pois não conseguiria prover o montante de reserva que havia sido comprometido, i.e., injetar potência no sistema caso requerido.

A restrição (9) é essencial para representar a realidade da operação de sistemas de armazenamento. Ela garante que o volume de energia armazenado na bateria em uma hora  $h + 1$  será o volume da hora  $h$  somado à carga de energia na hora  $h$  e subtraído da descarga de energia na hora  $h$  (isto é, o líquido do fluxo de energia), ambos com suas respectivas eficiências. Em (10) este volume é limitado pelo nível máximo de armazenamento da bateria e em (11) é limitado pela quantidade de energia necessária para prover a reserva comprometida na semana, já que a bateria deve estar disponível a qualquer momento para o operador se sua reserva operativa for necessária.

A equação (12) estabelece que o volume de energia da bateria na primeira hora da semana será igual ao volume após a operação naquela semana. Em outras palavras, é definido que a bateria inicia e termina a semana com a mesma quantidade de energia armazenada. Este tipo de representação é comumente utilizado na modelagem matemática para representar características cíclicas de sistemas de armazenamento em operações que visam expurgar efeitos conjunturais dos resultados.

Em (13), todas as variáveis de decisão do problema são definidas como não-negativas.

Como foi explicado anteriormente, o custo de oportunidade do agente  $\Phi$  será calculado a partir do valor esperado das variáveis duais  $\varphi$  da restrição (6) (dada em R\$/MW), de acordo com cada cenário de preço, assim como na equação:

$$\Phi(r) = E[\varphi(r, \pi)] \quad (14)$$

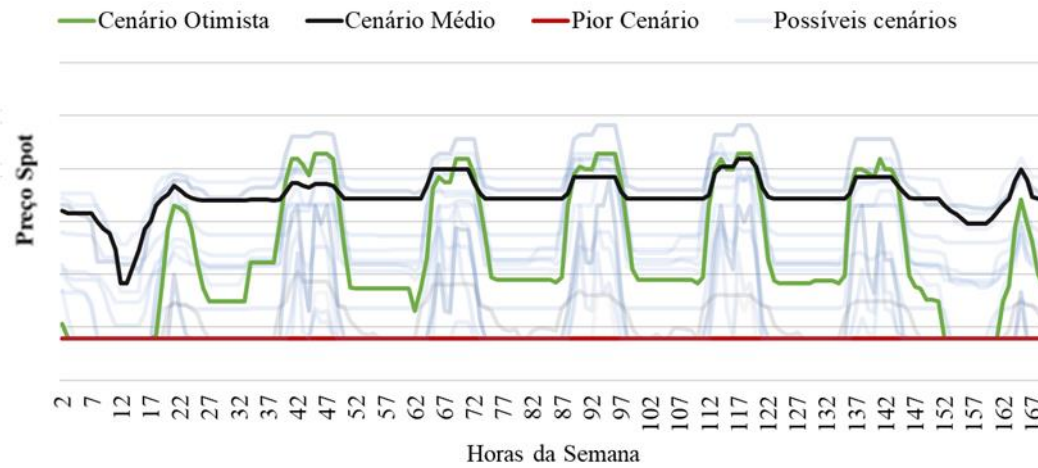
Contudo, para calcular a curva de oferta de reserva completa do agente, é preciso realizar este cálculo para diferentes valores de  $r$ , entre 0% e 100% da potência total, definindo os intervalos de acordo com o nível de detalhe que se deseja obter na decisão do agente. Além disso, a oferta será dada em R\$/MW/h, logo o custo de oportunidade será dividido pelo número total de horas na semana.

### 3.5 Aversão ao risco do agente

Quando se estuda situações de decisão sobre incerteza, como no modelo proposto, é importante considerar métricas de risco dos participantes para representar situações de mercado realistas. Em situações de risco, frente a incertezas, é natural que os agentes tendam a se

proteger de cenários prejudiciais, sobretudo daqueles extremos. Para isso, será explorada nesse trabalho uma métrica de risco que represente um perfil avesso ao risco do agente estudado.

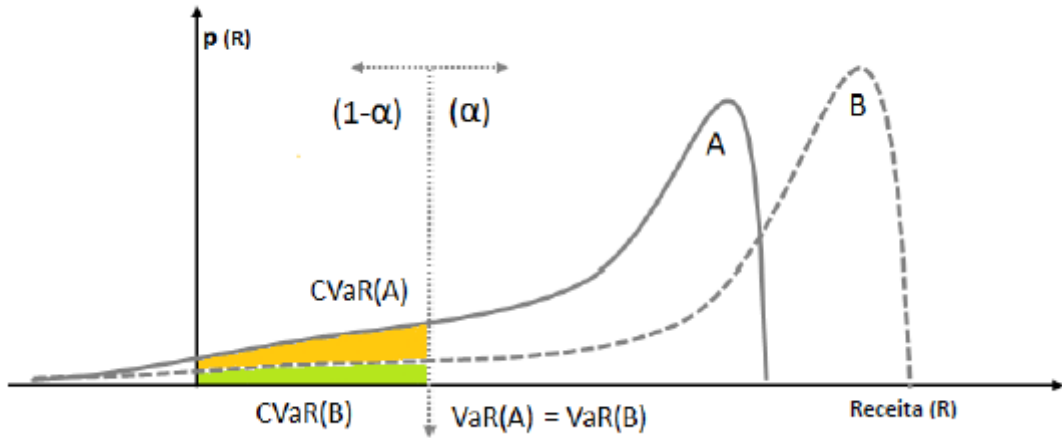
De acordo com o mercado de reserva e metodologia propostos, a grande incerteza para os agentes detentores de baterias é a realização do preço *spot* de energia durante a semana. Para representar essa incerteza, o agente considera em sua tomada de decisão diversos cenários possíveis de preço. A grande variedade de cenários pode resultar em receitas maiores, quando se há maior variação do preço na semana, ou menores, quando se há pouca variação do preço. Um exemplo é a existência de cenários de preço que atinjam o piso regulatório ao longo de toda a semana operativa, o que resultaria em receita nula para a bateria. A Figura 6 apresenta alguns exemplos de perfis de preço que o agente poderia observar.



**Figura 6: Exemplo de cenários de preço *spot* de energia projetados pelo agente**

Da teoria de função utilidade (Fishburn, 1970), um agente avesso ao risco estaria disposto a receber um valor mais baixo no mercado de reserva – dado que esse valor é fixo – para se proteger de cenários prejudiciais no mercado de energia. Para representar isso no modelo, será utilizada a métrica de risco *Conditional Value at Risk* (CVaR).

Diferentemente do *Value at Risk* (VaR), que representa um percentil  $\alpha$  extremo da distribuição de probabilidade da receita do agente, o CVaR (Rockaffelar, Uryasev, 2001) representa uma média dos piores cenários da distribuição, superiores ao percentil  $\alpha$  (VaR). Portanto, é uma medida mais avessa ao risco (para valores iguais de  $\alpha$ ) e capaz de avaliar riscos de cauda da distribuição de receita do agente, o que não é observado pelo VaR. A Figura 7 ilustra uma comparação ilustrativa entre o CVaR de duas distribuições distintas com o mesmo VaR.



**Figura 7: Comparação entre o CVaR de duas distribuições distintas com o mesmo VaR; Fonte: CCEE**

Para inserir a aversão ao risco no modelo, será considerado que o agente busca maximizar, não mais o valor esperado dos cenários de preço, mas sim uma combinação convexa, entre o valor esperado da receita e o seu CVaR. Com isso, a função objetivo do problema de primeiro estágio (equação (3)) pode ser reescrita como:

$$\text{Max}_r \quad \lambda E_s[Q(r, \pi)] + (1 - \lambda) CVaR_\alpha[Q(r, \pi)] + \pi_r r \quad (15)$$

O resultado final, no entanto, não é a receita do agente na semana, mas sim seu custo de oportunidade  $\Phi$ , calculado a partir da variável dual  $\varphi$  da restrição (6). Assim, será realizada a combinação convexa entre a média das variáveis duais de todas as séries e a média das variáveis duais dos cenários com receita inferior ao percentil  $\alpha$ , de acordo com a distribuição da receita do agente na semana. A equação (14) pode ser reescrita, portanto, como:

$$\Phi(r) = \lambda E[\varphi(r, \pi)] + (1 - \lambda) CVaR_\alpha[\varphi(r, \pi)] \quad (16)$$

## 4. Estudo de Caso

O modelo desenvolvido no capítulo anterior foi modelado computacionalmente com o pacote de otimização *JuMP*, na linguagem *Julia*. Para resolvê-lo, foi utilizado o *solver* gratuito *GLPK*.

O estudo de caso tem como objetivo avaliar o resultado do problema de programação desenvolvido anteriormente. Neste trabalho, está sendo estudado o custo de oportunidade entre duas possibilidades de operação de uma bateria no SEB: no mercado de energia ou no mercado de reserva. No futuro, um agente no mercado energético brasileiro, detentor de um sistema de armazenamento de energia, deverá avaliar este *trade-off* com o intuito de escolher a operação mais vantajosa e lucrativa para si.

Dessa forma, o modelo de otimização da receita apresentado será aplicado para duas realidades operativas futuras do Brasil: no ano de 2030 e no ano de 2040. Além disso, serão estudadas duas tecnologias diferentes de bateria: Íon-Lítio e bateria de fluxo redox de Vanádio.

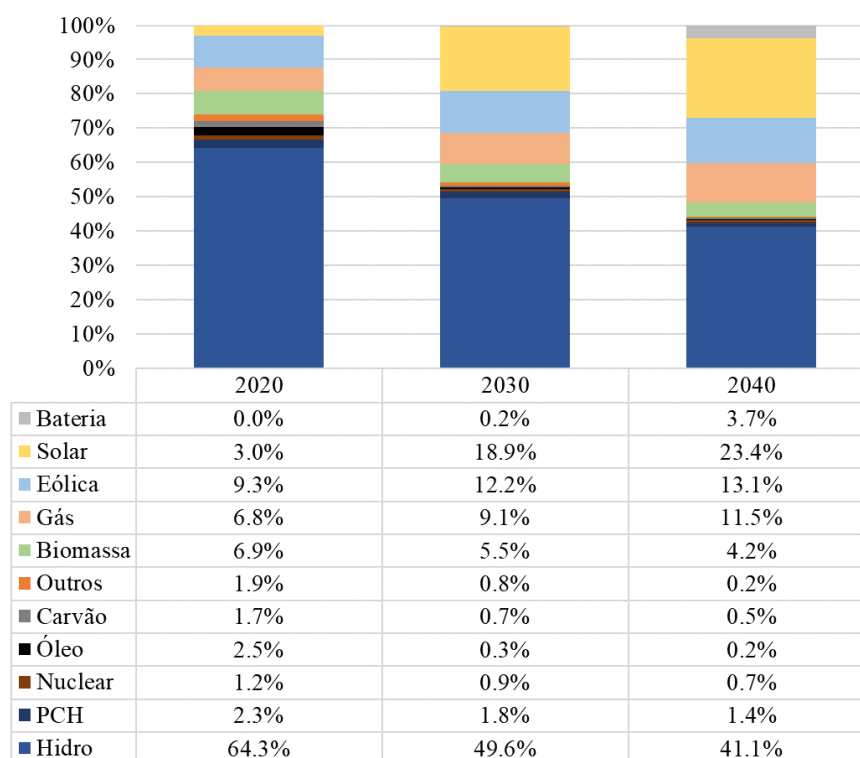
### 4.1 Realidades Operativas do Brasil

Antes de realizar as simulações do modelo desenvolvido nesse estudo, é preciso ter acesso a projeções de preço *spot* de energia das semanas as quais se deseja obter o resultado. Além disso, como se está estudando questões relativas ao futuro do SEB, é necessário elaborar também uma projeção da expansão das fontes geradoras de energia no país.

Com o intuito de representar um futuro verossímil do SEB, foi realizada uma expansão do parque gerador e transmissor com o auxílio do modelo comercial *OptGen* (Soares, Perez, Thome, 2019). O *OptGen* é um modelo de otimização de investimento que tem como objetivo encontrar a expansão de menor custo para o sistema, representado pela soma dos custos de investimentos em novos equipamentos e infraestrutura e operação deste parque gerador, sujeito a restrições operativas e de segurança.

Esta simulação foi realizada no horizonte de 2020 a 2040. Para tal, foi elaborado um cenário macroeconômico para o país, a partir de projeções de crescimento de PIB, câmbio e custos de combustíveis. Com essas informações, foi possível traçar uma evolução da demanda energética do país, respeitando os perfis horários do consumo e suas sazonalidades mensais, e dos custos variáveis unitários (CVUs) das usinas térmicas. A partir disso, o modelo *Optgen* otimizou a expansão de menor custo até o ano de 2040, levando em consideração a evolução dos custos de investimento e operação das diferentes fontes de geração e um conjunto de restrições sistêmicas que visam garantir uma operação segura e confiável para os consumidores no futuro. Também

foi considerada a oferta já contratada até o ano de 2025, com programação da implementação disponibilizada pelo ONS no Programa Mensal da Operação (PMO) (ONS, 2020). Na Figura 8 é apresentado o mix energético atual e o resultado da evolução deste mix simulado para os anos de 2030 e 2040, focos deste estudo.



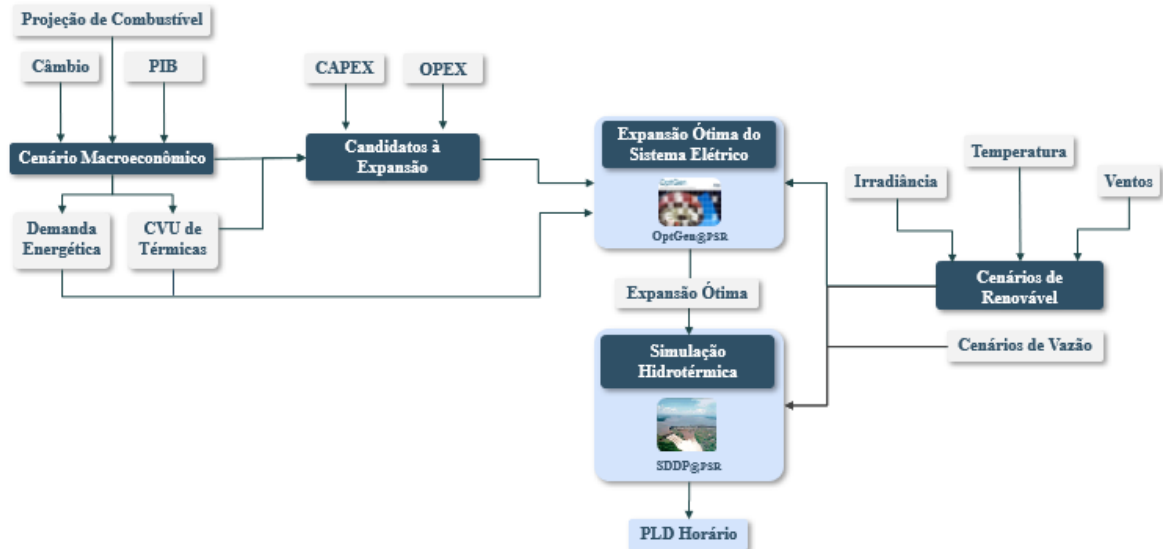
**Figura 8: Participação por fonte de geração em 2020 e projetado para os anos de 2030 e 2040**

A partir deste resultado, pode-se identificar alterações significativas nas participações da matriz energética brasileira neste período de 20 anos. As grandes centrais hidrelétricas terão sua participação reduzida em mais de 20% do mix total, alterando significativamente a dinâmica da operação do sistema, como explicitado nos capítulos iniciais desse trabalho.

Os principais vetores da expansão da oferta são as fontes solar fotovoltaica, eólica e gás natural. As duas primeiras são fontes renováveis intermitentes, que, como explicado anteriormente, possuem uma geração de difícil previsão, fazendo com que a operação em tempo real se torne mais desafiadora. Já as usinas a gás natural têm como característica uma geração mais cara, porém previsível e contendo outras questões operativas (Mello, 2016). Este tipo de empreendimento auxilia a segurança de suprimento energético. Além das três fontes indicadas acima, a única outra que apresenta acréscimo na participação do mix são as baterias, evidenciando o papel emergente desta tecnologia nos sistemas futuros.

Após projetar o cenário futuro do SEB, é preciso simular a operação ótima do sistema para os dois anos de interesse, a fim de obter os resultados de preço *spot* horário. Para isso, a

configuração dos parques geradores otimizados para 2030 e 2040 foram modelados no *SDDP*, respeitando as características físicas das usinas individuais, e simulados com discretização horária, resultando nos preços *spot* horários para todo o ano.

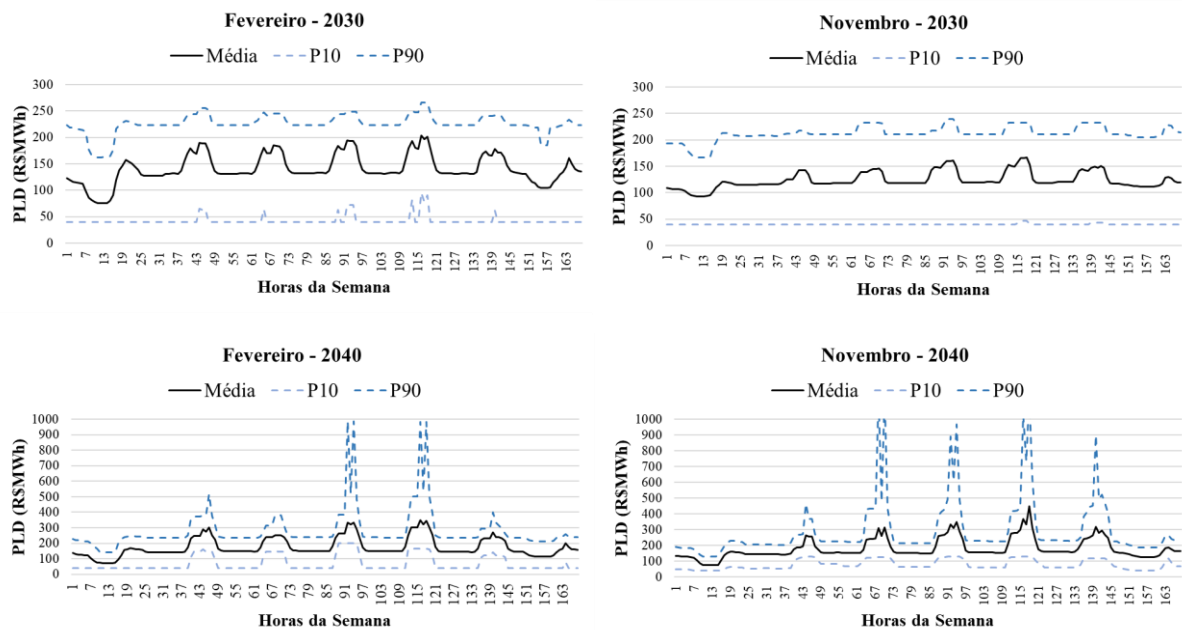


**Figura 9: Esquema simplificado da metodologia para obtenção dos preços horários em 2030 e 2040;**

**Fonte: PSR – Consultoria**

Como forma de simplificação, serão utilizadas nos cálculos apenas as semanas contidas nos meses de fevereiro e novembro. Estes dois meses pertencem a dois períodos bem definidos do sistema brasileiro: o período úmido de dezembro a maio, quando as vazões são maiores e a produção eólica é menor em média, e o período seco de junho a novembro, quando as vazões são menores e a produção eólica é maior em média. Foram utilizadas para a otimização da receita das baterias 50 séries para cada mês, totalizando 100 séries de PLD.

Os resultados médios de PLD e os percentis 10% (P10) e 90% (P90) para estes dois meses são apresentados na Figura 10 para cada ano. Todos os valores são reais de abril de 2020.



**Figura 10: Preço projetado para uma semana dos meses de fevereiro e novembro em 2030 e 2040**

Como pode-se notar nos gráficos acima, os valores de PLD possuem uma dispersão bem significativa, indicada pelo intervalo de confiança. Isto mostra o quanto o preço de energia do sistema brasileiro é influenciado pelas variáveis de vazão hídrica, vento e irradiância, ressaltando a importância de realizar simulações estocásticas e análises estatísticas sobre os dados.

Em 2030, o PLD tende a variar entre o valor mínimo de 39,68 R\$/MWh e valores próximos de 250,00 R\$/MWh. Pode-se identificar também um perfil semelhante entre os meses de fevereiro e novembro, com valores mais baixos durante o dia, quando a geração solar é mais alta, e valores mais altos durante o final da tarde e início da noite, momento de redução da geração solar e de demanda ainda em níveis altos.

Em 2040, os valores de fevereiro e novembro continuam apresentando perfil parecido, seguindo a mesma lógica do ano de 2030. No entanto, com a maior participação de fontes intermitentes de energia, o PLD tende a ficar mais volátil, podendo atingir valores mais altos, no patamar de 300-400 R\$/MWh em média no final da tarde e início da noite. Este período pode ser crítico para o sistema em algumas situações, atingindo preços de quase 1000,00 R\$/MWh.

## 4.2 Tecnologias de Bateria

Além das duas realidades operativas, serão representadas duas diferentes tecnologias de baterias para os cálculos do estudo de caso. No relatório *Electricity Storage Valuation*

*Framework* da IRENA (2020) são definidos cinco grupos de tecnologias de armazenamento mais relevantes para os desenvolvimentos dos setores elétricos pelo mundo: armazenamento físico, como usinas hidrelétricas reversíveis, baterias chumbo-ácido, baterias de alta temperatura, baterias de fluxo e baterias de lítio-íon. Neste trabalho serão avaliadas as baterias de fluxo redox de vanádio e as de lítio-íon, por serem amplamente estudadas na academia.

Uma das principais diferenças entre estas duas tecnologias – e a que será avaliada nesse trabalho – é a *round-trip efficiency*. Segundo os valores da IRENA, as baterias de fluxo redox vanádio são menos eficientes, apresentando valores de eficiência próximos de 70%. Já baterias de lítio-íon são mais eficientes na carga e descarga de energia, apresentando valores por volta de 90%. É importante ressaltar que existem outras características técnicas e econômicas que diferem as duas tecnologias, no entanto não é objetivo deste trabalho avaliar seus impactos no resultado proposto.

Os parâmetros de potência máxima e capacidade máxima de armazenamento serão iguais para ambas as baterias. A potência máxima definida para este estudo de caso é de 1 MW. A operação ótima de uma bateria, i.e., quando carregar e descarregar, para um mesmo perfil de preço não tende a alterar para baterias com potências diferentes. Além disso, como a curva de oferta que se deseja calcular é dada em R\$/MWh, não será necessário avaliar diferentes potências máximas nesse estudo.

A capacidade máxima de armazenamento, por outro lado, tem enorme impacto na decisão operativa da bateria e nos resultados deste trabalho. Quanto mais energia um sistema é capaz de armazenar, mais ele tende a se beneficiar no mercado. Dessa forma, serão realizadas simulações com baterias de armazenamento de 1 e 4 MWh de capacidade, para ambas as tecnologias. Isso permitirá avaliar quais os benefícios no mercado de energia de investir em baterias com maior capacidade de armazenamento e como as duas configurações reagem com a provisão de reserva operativa.

Por fim, é preciso definir qual o tempo de resposta necessário para a provisão de reserva neste mercado. Como é considerado apenas o controle de frequência secundária como opção de reserva para as baterias, o tempo definido será de 30 minutos, de acordo com as referências apresentadas na seção 2.5. Isto significa que se uma bateria vender 1 MW de reserva na semana, ela deverá manter 0,5 MWh de energia armazenada no mínimo em todas as horas, para estar disponível para cumprir com seu compromisso com o operador, se for necessário.

Os parâmetros utilizados para cada tecnologia são apresentados na Tabela 1.



| Tecnologia                                           | Lítio-íon                 | Fluxo redox de vanádio    |
|------------------------------------------------------|---------------------------|---------------------------|
| Eficiência de carga, descarga e eficiência final (%) | $0,95 \times 0,95 = 0,90$ | $0,85 \times 0,85 = 0,72$ |
| Potência Máxima (MW)                                 | 1                         | 1                         |
| Capacidade de armazenamento (MWh)                    | 1 e 4                     | 1 e 4                     |
| Tempo de resposta para a provisão de reserva (horas) | 0,5                       | 0,5                       |

Tabela 1: Parâmetros de eficiência, potência, armazenamento e tempo de resposta da reserva para as baterias

### 4.3 Fundamentos dos resultados de curva de oferta

Após definir todas as premissas e dados de entrada necessários, foi possível realizar as simulações do modelo desenvolvido. Os resultados serão apresentados na forma de uma curva de oferta da bateria, que indicará o preço ofertado pelo agente em um leilão de reserva operativa, em R\$/MW, para cada porcentagem de sua potência instalada. Para os anos de 2030 e 2040, serão agregadas as decisões das semanas de fevereiro e novembro. Dessa forma, para cada ano do estudo e para cada tecnologia de bateria, haverá uma curva de oferta do agente, definida a partir do resultado das 100 séries de preço de energia utilizadas.

Para facilitar a compreensão dos resultados, eles serão apresentados de forma gradativa. Primeiramente, será apresentada a curva de oferta para um agente neutro ao risco que possua uma bateria de lítio-íon de 1 hora de armazenamento, no ano de 2030, conforme a Figura 11. Os valores discretizados da potência total para compor a curva foram: 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90%, 92%, 94%, 96%, 98% e 100%.

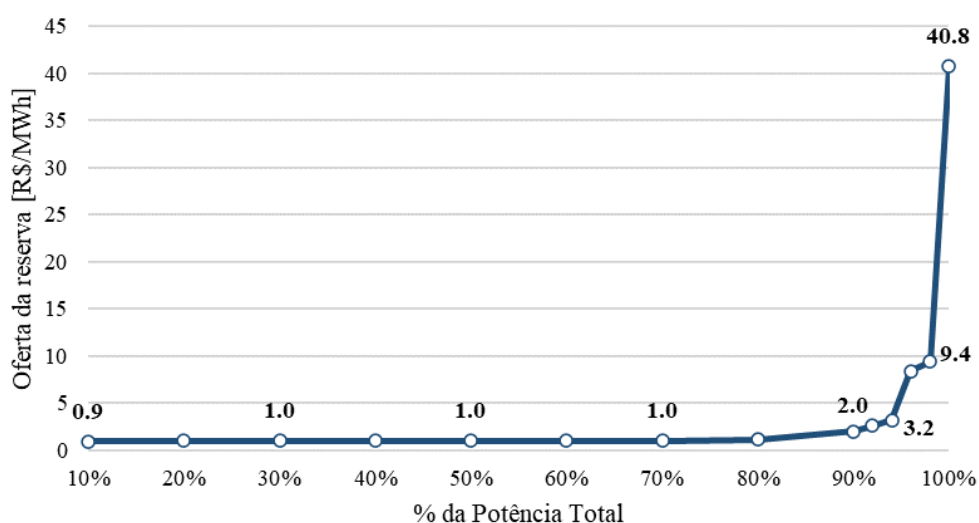
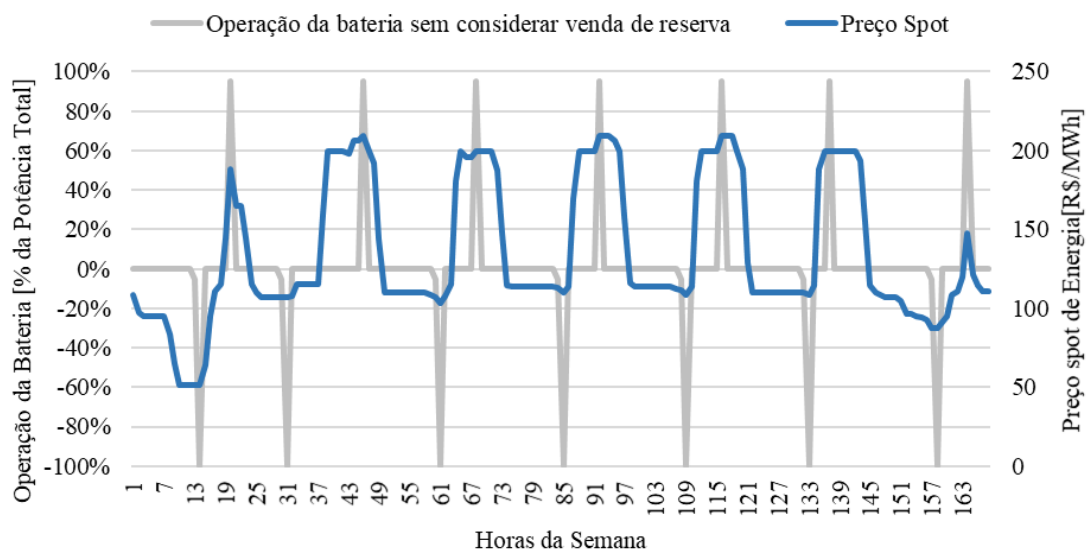


Figura 11: Oferta de reserva média de uma bateria de lítio-íon de 1 hora em 2030

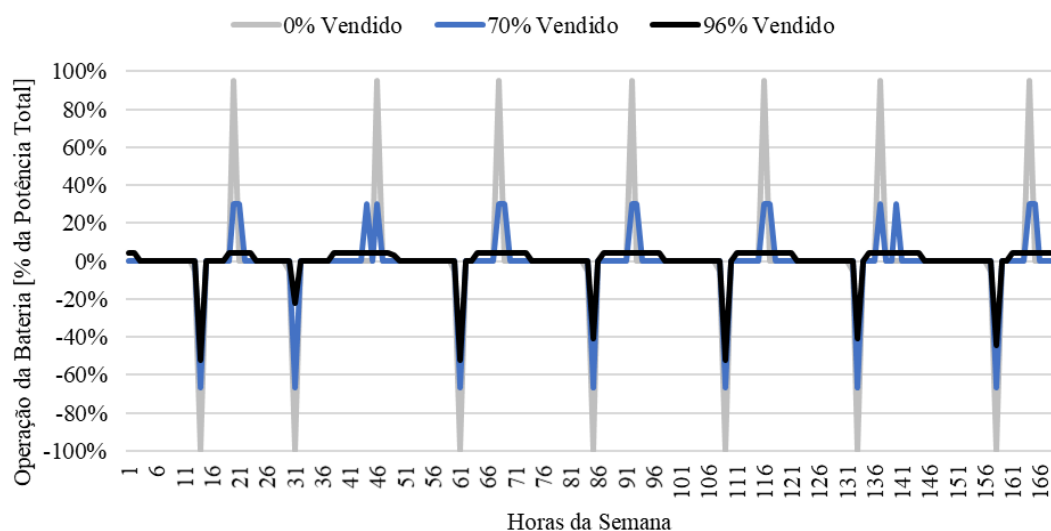
O resultado apresentado acima é influenciado por diversos fatores que foram explicitados nesse trabalho, e deve ser analisado com cuidado. A partir da curva, pode-se perceber que o agente está disposto a vender a maior parte de sua potência no mercado de reserva por valores baixos. Em média, ele está disposto a ofertar 90% de sua potência máxima como reserva em cada hora da semana por 2,0 R\$/MW. No entanto, a curva apresenta um perfil extremamente íngreme em relação aos últimos 10% de capacidade da bateria, demonstrando grande valor de uma pequena parcela de capacidade no mercado de energia.

Para entender o perfil da curva de oferta, é importante primeiro entender como se dá a operação da bateria no mercado de energia, de acordo com o preço esperado. Para tal, é apresentada na Figura 12 uma análise da operação semanal da bateria em questão para uma dada série de preço de energia.



**Figura 12: Perfil de operação de uma bateria de lítio-íon de 1 hora em 2030 para uma dada série de preço**

Como era esperado, a bateria busca carregar (valores negativos) em momentos de preços baixos e descarregar (valores positivos) em momentos de preços altos. Este resultado considera que o agente não vendeu potência como reserva operativa nessa semana, logo, é capaz de descarregar o máximo de sua energia armazenada. A fim de contrastar a operação livre da bateria (sem considerar venda de reserva operativa) com a operação com parte da capacidade alocada para reserva, apresenta-se a Figura 13.

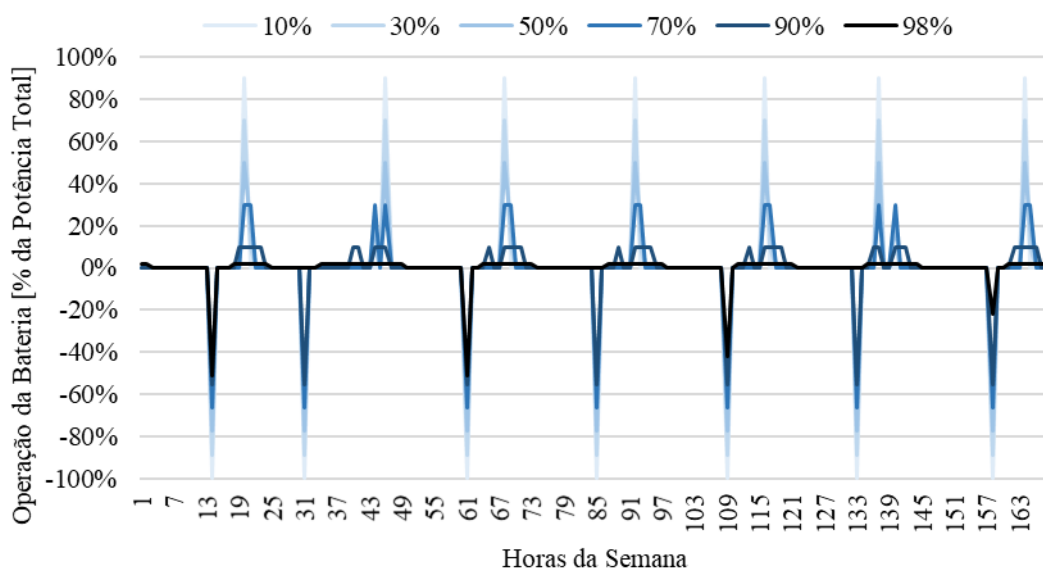


**Figura 13: Perfil de operação de uma bateria de lítio-íon de 1 hora em 2030 para uma dada série de preço para diferentes percentagens de reserva vendidas**

O efeito imediato da alocação de potência para reserva é a impossibilidade de utilizá-la no mercado de energia. Na figura acima, a bateria tem seu descarregamento limitado pela capacidade complementar ao que foi vendido como reserva, além de não poder esvaziar seu armazenamento por completo, perdendo certa oportunidade no mercado de energia. Assim, pode-se notar que a escolha ótima do modelo é descarregar a bateria em horas diferentes, em que o preço é mais baixo, porém ainda resultam em lucro para o agente.

Conforme a bateria se compromete com maiores parcelas de potência no mercado de reserva, a operação ótima tende a se tornar mais achatada, limitada pela capacidade remanescente para uso no mercado de energia. Nessas situações, o modelo é forçado a vender energia por preços mais baixos, perdendo a oportunidade de focar sua venda nas horas de pico de preço. Como é observado na Figura 13, ao vender 96% de sua capacidade como reserva, a bateria compra energia na hora de preço mais baixo do dia, mas passa a vendê-la em uma taxa fixa durante o restante do dia, capturando preços mais baixos. Dessa forma, sua perda de oportunidade no mercado de energia passa a crescer substancialmente, o que é indicado na curva de oferta.

A seguir, são apresentadas as curvas de operação da série de preço analisada para algumas porcentagens de potência vendida. A diferença brusca entre a operação média de 90% vendidos e de 98% vendidos, também ajudam a justificar os maiores valores da curva de oferta nesse intervalo.



**Figura 14: Perfil de operação de uma bateria de lítio-íon de 1 hora em 2030 para uma dada série de preço para diferentes percentagens de reserva vendidas**

Além dos perfis de operação, é importante lembrar da metodologia de cálculo marginal que é adotada nesse estudo. Como foi explicado na seção 3.4, o valor de custo de oportunidade do agente, i.e., o valor que será ofertado como reserva – apresentado na curva – é dado por uma variável dual do problema de maximização de renda da bateria. Basicamente, esta variável indica o ganho marginal do agente ao deixar de comprometer sua potência no mercado de reserva para utilizá-la no mercado de energia.

De acordo com os resultados de operação, conforme a capacidade do agente reduz (pela venda de reserva), menores são os preços de venda de energia, dado que a bateria deve vender em momentos de preço mais baixos para poder esvaziar todo seu armazenamento. Contudo, retornando à análise da curva de oferta, o benefício marginal do agente entre 10% e 90% de sua capacidade permanece baixo, pois, neste intervalo, mesmo reduzindo sua capacidade, o agente é capaz de comprar energia nos preços mais baixos dos dias, e vendê-la nos preços mais altos, capturando uma diferença de preço semelhante em R\$/MWh.

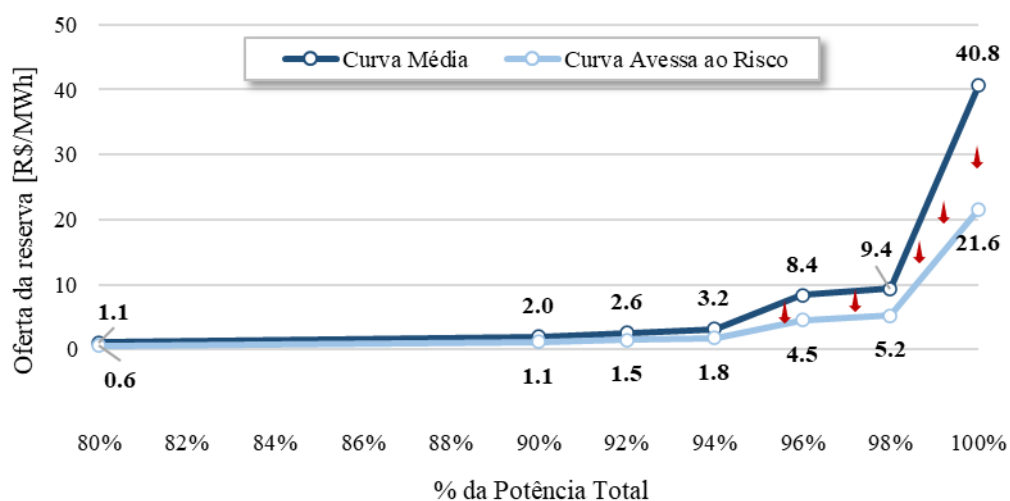
A partir de 90% de capacidade vendida, a decisão do agente continua sendo de compra de energia no valor mais baixo dos dias, no entanto, sua venda passa a ser fixa nas outras horas, como foi observado na Figura 13. Dessa forma, a bateria deixa de receber os preços mais altos por sua energia e passa a receber uma média dos preços do dia. Assim, conforme o agente vende mais capacidade e esta média diária diminui, seu custo de oportunidade tende a aumentar, dado que cada vez mais ele terá que se contentar com preços mais baixos.

Além disso, é possível perceber que o valor ofertado pelo agente para vender 100% de sua capacidade se destaca. Isto acontece devido ao caráter marginal do cálculo da curva. Considerando que a bateria esteja com 100% da potência alocada como reserva, o modelo enxerga, na maioria das séries de preço, um benefício marginal de migrar para o mercado de energia próximo à diferença entre o PLD mínimo e o PLD médio da semana. Isto acontece, pois, sua operação ótima, se tivesse uma quantidade infinitesimal de potência a mais nesse mercado, seria comprar energia ao menor preço da semana e vendê-la durante todas as outras horas, lucrando exatamente essa diferença.

#### 4.4 Resultados: Custo de Oportunidade de provisão de reserva

A partir dos esclarecimentos sobre a curva de oferta do agente, será possível avaliar o efeito das diferentes premissas sobre a mesma, como: aversão ao risco, volume de armazenamento, tecnologia de bateria, configuração do sistema, entre outras.

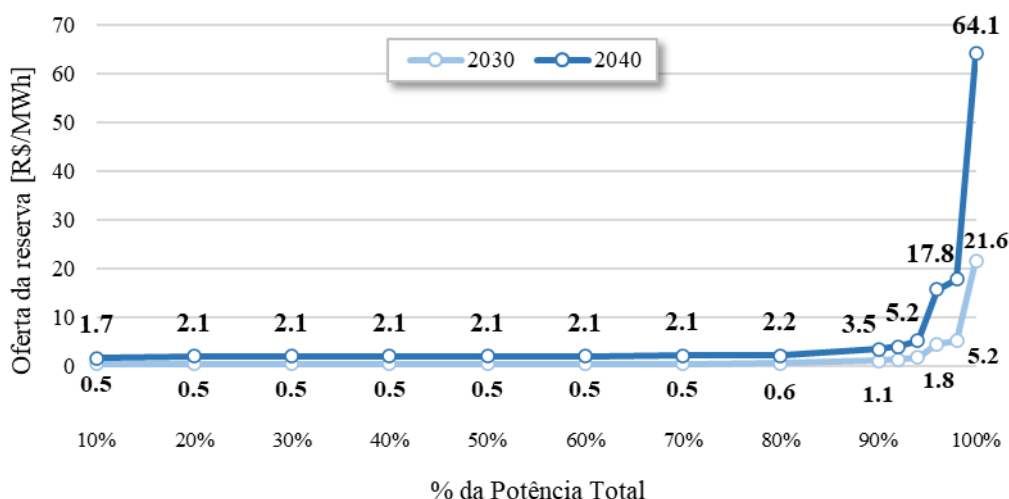
Como foi colocado na seção 3.5, o agente estudado nesse trabalho tende a ser avesso ao risco. Portanto, para traçar sua curva de oferta, não será utilizado o valor esperado de todas as séries simuladas, mas sim uma combinação convexa entre este valor esperado e o CVaR dessas séries. Para a apresentação dos resultados neste trabalho, será utilizada uma combinação convexa de  $\alpha$  igual a 80% e de  $\lambda$  igual a 50%. Isto significa que o agente considera em seu cálculo de oferta 50% do valor esperado de seu custo de oportunidade e 50% da média dos 20% piores cenários de receita. Como um trabalho futuro, recomenda-se avaliar os impactos de diferentes perfis de risco sobre as decisões do agente estudado.



**Figura 15: Comparação de oferta de reserva média e avessa ao risco para uma bateria de lítio-íon de 1 hora em 2030**

Por ser avesso ao risco, o agente tende a aceitar valores mais baixos pela sua potência no mercado de reserva dado que se trata de um pagamento fixo, o que contrasta com a incerteza do mercado de energia. Neste caso, os valores são aproximadamente 45% mais baixos. Os próximos resultados considerarão o perfil de aversão ao risco indicado.

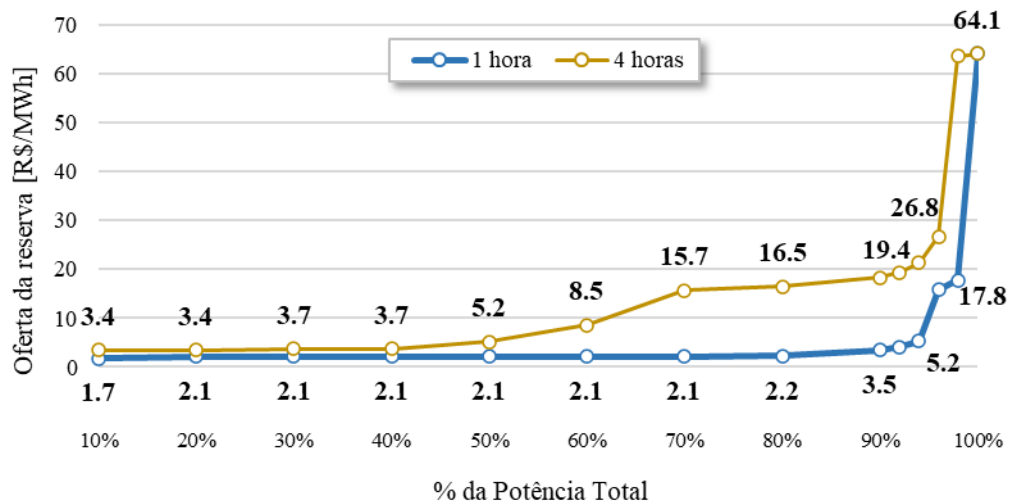
A partir do cenário de expansão do SEB desenvolvido na seção 4.1, foi possível obter, não só os resultados referentes ao ano 2030, como também os de 2040. Neste cenário futuro, a participação de fontes renováveis aumenta conforme o sistema expande. Isto resulta, entre outras coisas, em preços de energia mais voláteis, como foi apresentado, o que é benéfico para os sistemas de armazenamento nesse mercado. Na Figura 16, são apresentadas as curvas de oferta da mesma bateria para 2030 e para 2040.



**Figura 16: Oferta de reserva de uma bateria de lítio-íon de 1 hora em 2030 e em 2040**

De fato, a alta volatilidade do preço de energia tem grande impacto na decisão do agente. Em média, o perfil de operação da bateria tende a ser semelhante nos dois anos, optando por comprar energia durante a tarde por preços baixos, e vende-la no início da noite por preços mais altos. No entanto, como as variações de preço capturadas no mercado de energia são significativamente maiores em anos mais futuros, como 2040, o benefício marginal do agente de atuar nesse mercado também tende a ter aumento relevante, como indicado nas curvas de oferta de reserva. O racional por trás do valor da curva de 2040 é o mesmo apresentado para a curva de 2030.

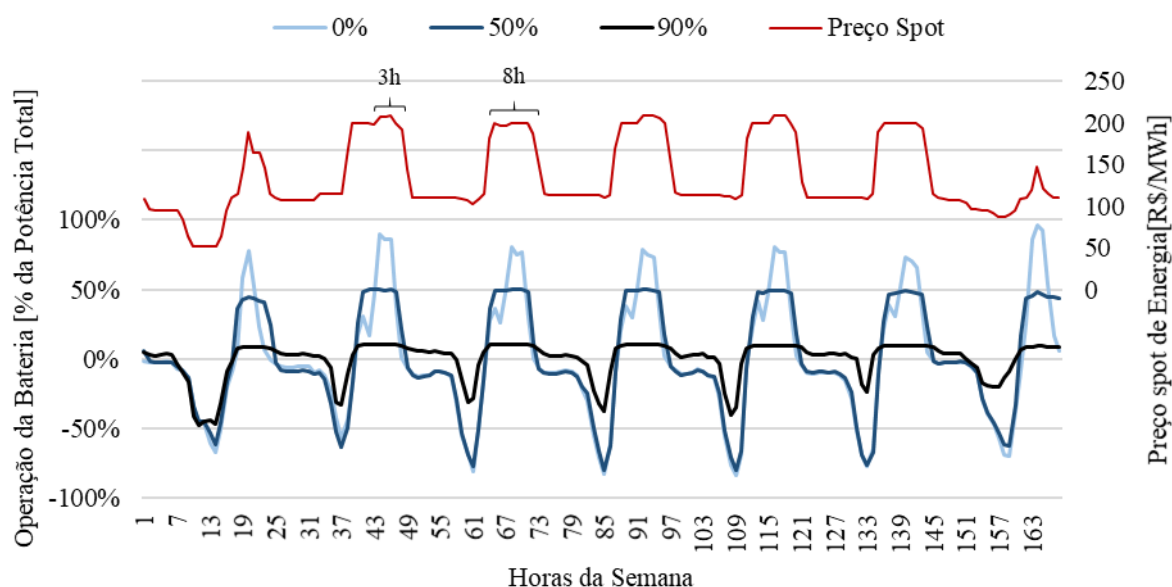
Além de simular dois anos e configurações do sistema, foram avaliadas baterias com diferentes tempos de armazenamento: 1 hora e 4 horas. Baterias de 4 horas tem capacidade de armazenar mais energia, e, portanto, conseguem obter maiores retornos financeiros no mercado de energia. A Figura 17 compara a curva de oferta dos dois tipos de bateria no ano de 2040.



**Figura 17: Oferta de reserva de uma bateria de lítio-íon de 1 hora e de 4 horas em 2040**

De acordo com as curvas, pode-se notar que a disposição à venda de capacidade como reserva operativa de equipamentos de 1 hora é maior do que a de 4 horas, sobretudo para valores parciais de sua capacidade. No entanto, a oferta de ambas as baterias por 100% de sua capacidade é a mesma, dado que seus custos de oportunidade marginais são iguais para o mesmo perfil de preço, seguindo o racional da metodologia do modelo.

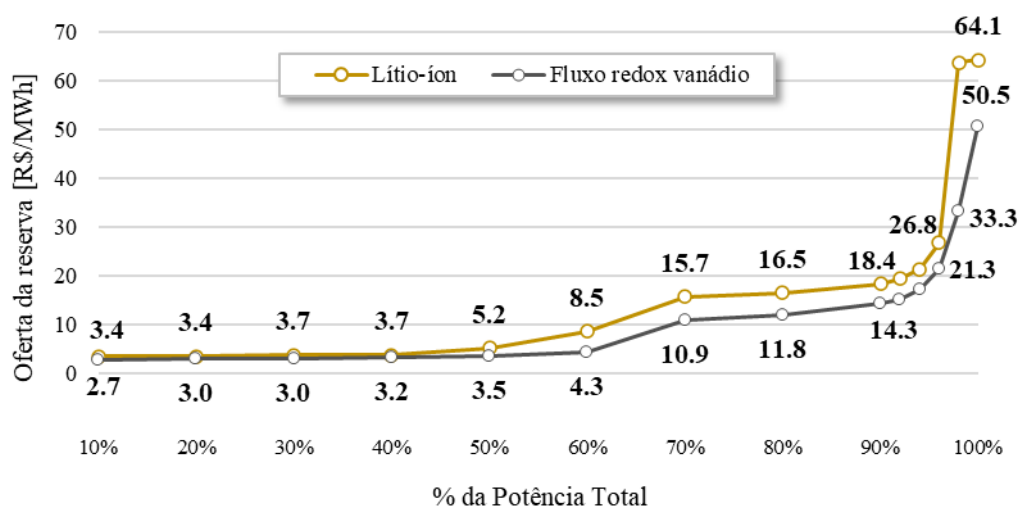
A principal diferença ocorre entre os valores de 50% e 98% da capacidade da bateria, consequência do perfil de operação da bateria de 4 horas. Sob determinadas situações, para descarregar completamente, baterias de 4 horas necessitam de 4 horas de descarga em sua potência máxima (nesse estudo este tempo é menor devido à eficiência de descarga menor do que 100%). Ao comprometer parte da sua capacidade no mercado de reserva, este tempo necessário para descarga total aumenta gradativamente, o que faz com que a bateria seja incapaz de concentrar sua venda de energia durante as horas de pico de preço. A Figura 18 apresenta o preço de energia e perfil de operação médios de uma bateria de 4 horas em 2040.



**Figura 18: Perfil de operação médio de bateria de lítio-íon de 4 horas e preço médio de energia em 2040**

Vendendo 50% de sua capacidade, são necessárias aproximadamente 8 horas para descarga total, ainda conseguindo concentrar suas vendas nos patamares de preço mais altos. Para valores acima de 50%, a bateria passa a vender energia por valores cada vez mais baixos, como indica a operação média. Dessa forma, seu custo de oportunidade, ofertado na curva de reserva, aumenta proporcionalmente à diferença de preço que ela deixa de capturar no mercado *spot*, como é ilustrado na Figura 17.

Todas as análises apresentadas se referem a resultados relativos a baterias de lítio-íon. Contudo, também é importante avaliar a decisão de outras tecnologias, com a de fluxo redox vanádio. A Figura 19 apresenta uma comparação entre as curvas de ambas tecnologias para 4 horas de armazenamento em 2040.



**Figura 19: Oferta de reserva de baterias de lítio-íon e de fluxo redox vanádio de 4 horas em 2040**



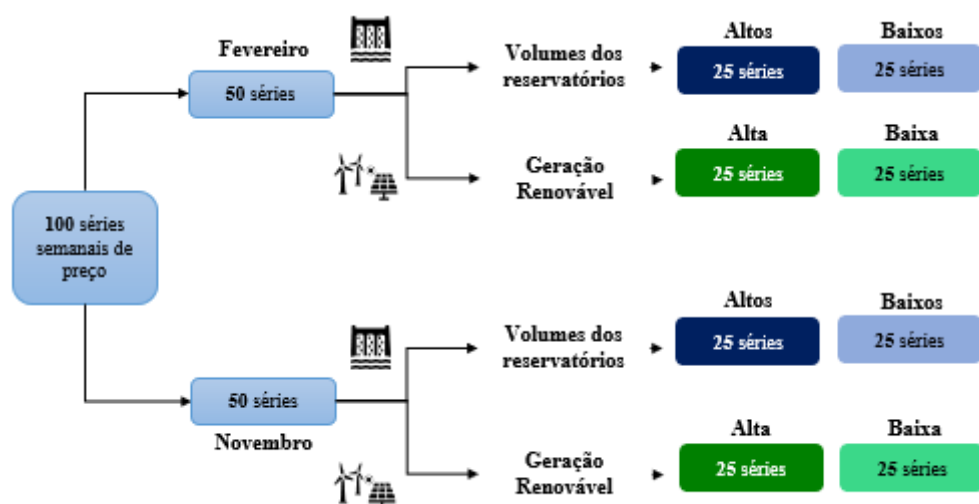
Ambas as curvas apresentam perfil semelhante, porém pode-se notar que a bateria de vanádio oferta sua capacidade no mercado de reserva por valores mais baixos que a bateria de lítio. Isto expõe o efeito da eficiência na oportunidade da bateria no mercado de energia. Baterias de vanádio, por serem menos eficientes, não conseguem capturar as mesmas diferenças de preço do que as de lítio-íon, o que reduz sua receita no mercado de energia e seus valores marginais de custo de oportunidade. Para os primeiros 50% de capacidade das baterias, não há diferenças significativas, dado que a venda de pequenas parcelas como reserva operativa não afeta substancialmente a diferença de preço capturada pelas baterias. No entanto, conforme os agentes vendem parcelas maiores de sua capacidade no mercado de reserva e perdem mais oportunidade no mercado de energia, essa diferença aumenta, chegando a 13,6 R\$/MWh por 100% da potência das baterias. As conclusões sobre as disparidades das duas tecnologias são semelhantes para as baterias de 1 hora e para os preços de 2030.

#### **4.5 Efeito da informação sobre o estado do sistema**

Os resultados apresentados são referentes a uma decisão média do agente considerando semanas típicas dentro dos anos simulados. Para isso, foram utilizadas como dado de entrada semanas dos meses de fevereiro e de novembro para representar preços sujeitos a condições distintas de cada período do ano. Dessa forma, além dos resultados referentes à todas as séries simuladas, é possível realizar análises (inclusive a de aversão ao risco) apenas sobre as séries de cada mês para melhor entender as decisões do agente em cada etapa do ano (nesse caso, nos meses de fevereiro e de novembro).

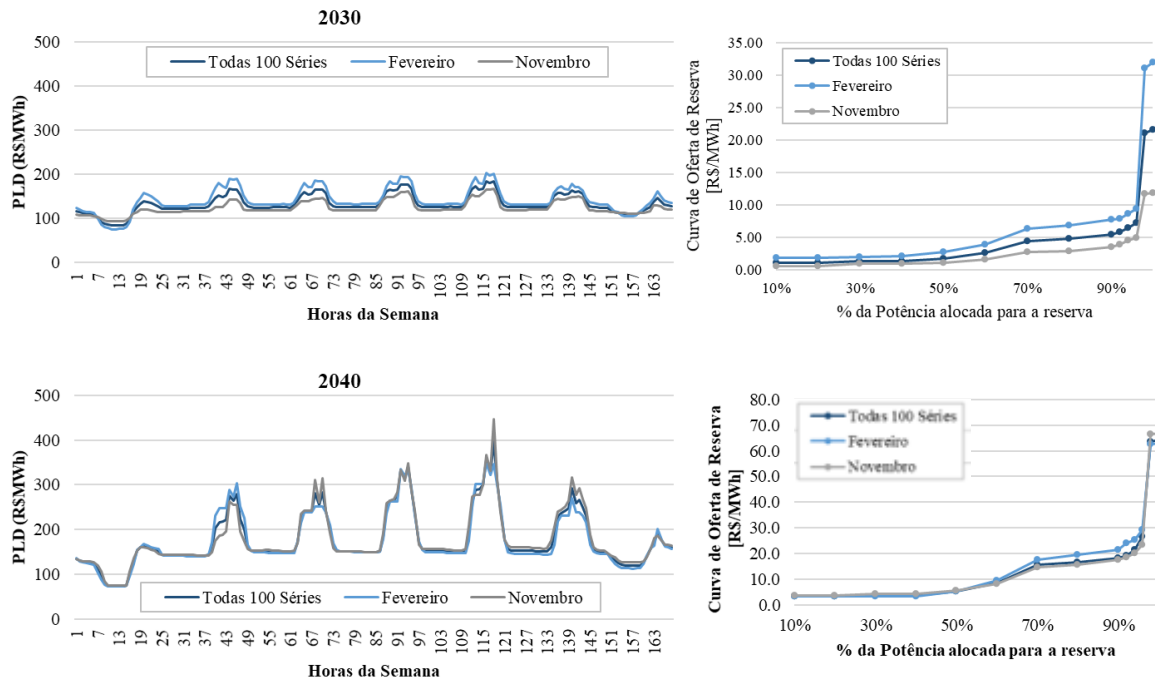
Buscando fazer uma avaliação ainda mais completa dos resultados, pode-se identificar quais os efeitos das variáveis estocásticas que tem impacto sobre o preço de energia (vazão, vento e irradiância) sobre a curva de oferta de reserva operativa do agente. Em outras palavras, pode-se avaliar como se altera a curva de oferta do agente dado que ele tem conhecimento sobre variáveis que indiquem o estado do sistema no decorrer da semana.

Nesse sentido, as séries de preço serão separadas em *clusters* de acordo com as variáveis de volume dos reservatórios no início da semana e de geração renovável na semana. Essas análises serão feitas separadamente para cada variável sobre a decisão de uma bateria de lítio-íon de 4 horas em ambos os anos simulados. Os efeitos esperados para outras tecnologias de bateria e para diferentes tempos de armazenamento são semelhantes. A Figura 20 ilustra o processo de clusterização das séries de preço.



**Figura 20: Procedimento para análise de *clusters* de preço de energia e seus impactos na decisão do agente**

Primeiramente, deve-se analisar os resultados separadamente para os dois meses. É importante ressaltar que a mesma métrica de aversão ao risco foi calculada para as 50 séries de cada mês. A Figura 21 apresenta os preços médios de todas as 100 séries, junto com as médias das 50 séries de cada mês. Além das respectivas curvas de ofertas para cada conjunto de séries, considerando aversão ao risco.

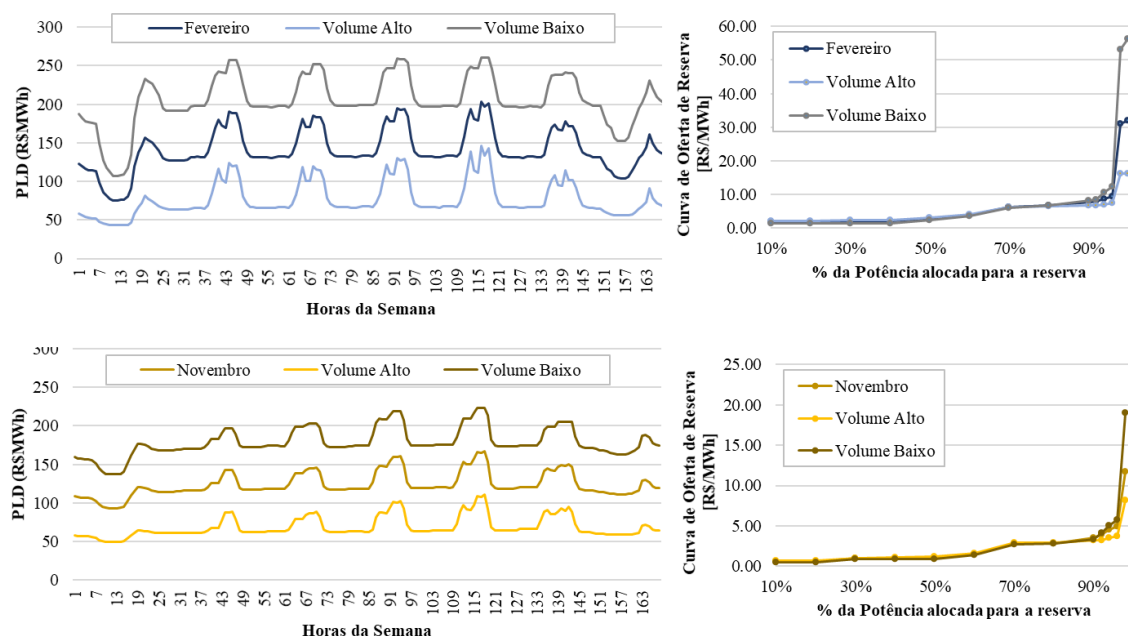


**Figura 21: Preço de energia médio para fevereiro e novembro de 2030 e 2040, e oferta de reserva de uma bateria de lítio-íon de 4 horas para cada mês de cada ano**

Em 2030, é possível perceber uma diferenciação mais clara entre o preço dos dois meses, nos quais fevereiro apresenta uma variabilidade maior do que novembro. Portanto, a bateria

espera ter uma receita maior neste mês, o que é traduzido em ofertas maiores por sua capacidade no mercado de reserva. Para 100% da capacidade, essa diferença atinge 20 R\$/MWh. Isso se dá devido à maior diferença em fevereiro entre o PLD mínimo e o PLD médio da semana, valor marginal capturado pelo modelo. Já para 2040, a diferença de preço entre os meses é mais sutil e não tem um perfil definido. Assim, a estratégia do agente no mercado de reserva é muito próxima para os dois períodos.

Agora, supõe-se que, a cada semana, o agente tenha acesso à informação do volume inicial dos reservatórios do sistema - o que é bem comum em sistemas elétricos, no Brasil essas informações são divulgadas pelo ONS – e tome sua decisão condicionada às condições iniciais do sistema. As 50 séries de cada mês de cada ano serão separadas em *clusters* de volume inicial alto ou baixo, com 25 séries de preço cada. Como os resultados são semelhantes para os dois anos, serão apresentados apenas os de 2030 para esta análise.

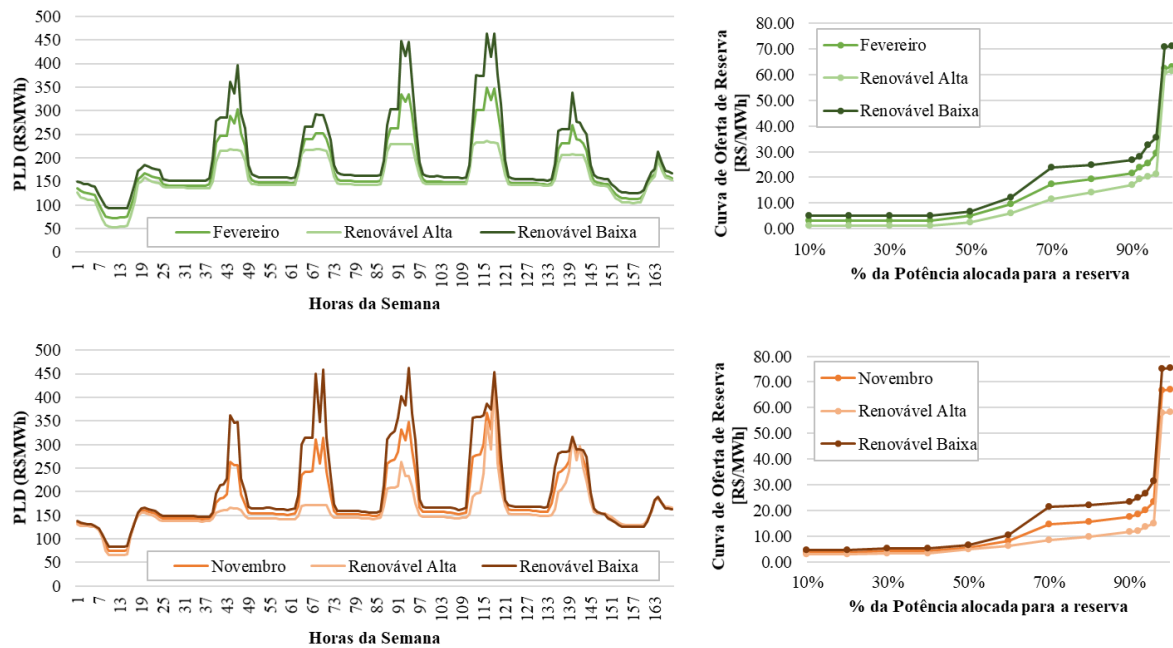


**Figura 22: Preço de energia médio e *clusters* de volume de reservatórios para fevereiro e novembro de 2030, e oferta de reserva de uma bateria de lítio-íon de 4 horas para cada mês e *cluster***

É interessante observar, a partir dos *clusters* de preço, que o volume inicial dos reservatórios é extremamente relevante para a formação de preços em uma semana, sendo esses mais altos quando há menos água armazenada no sistema e mais baixos quando contrário. No entanto, a receita das baterias depende da variação dos preços, e não se são mais caro ou mais baratos em média. Como pode-se perceber, há uma grande semelhança entre os perfis de preço dos *clusters* dentro de cada mês, o que faz com que o custo de oportunidade do agente, em ambas situações, seja muito próximo. Contudo, mesmo com os reservatórios mais baixos, o

preço tende a cair durante à tarde nos finais de semana (primeiro e último dia da semana no gráfico) e apresentar grande variação em relação às horas seguintes. Nesse caso, o custo de oportunidade do agente para venda de 98% e 100% da capacidade aumenta significativamente, devido a questões já discutidas nesse trabalho, descolando-se da curva de oferta no *cluster* de reservatórios cheios.

De forma similar, a análise também pode ser realizada por meio da geração das usinas eólicas e solares. Contudo, diferente dos volumes iniciais dos reservatórios, informação que é possível de se obter com certa exatidão, a geração semanal dessas fontes no período de uma semana tem alta variabilidade e requer de uma previsão do agente através de ferramenta próprio. A partir dessa análise, será possível identificar se essa informação é ou não valiosa para o agente, e se é relevante o suficiente para que ele invista em projeções dessa variável. Portanto, serão analisados os *clusters* de gerações alta e baixa renovável, referente à soma da geração eólica e solar na semana. Aqui serão apresentados apenas os resultados de 2040 dada a maior participação dessas fontes no sistema.



**Figura 23: Preço de energia médio e *clusters* de geração renovável para fevereiro e novembro de 2040, e oferta de reserva de uma bateria de lítio-íon de 4 horas para cada mês e *cluster***

Ao contrário dos volumes iniciais, a geração média de energia renovável durante a semana tem grande influência sobre o perfil e variação do preço na semana. Além disso, essa influência é semelhante em ambos os meses estudados. Em séries com geração renovável mais baixa, são esperados picos de preço ao final da tarde e início da noite, dado que será necessário acionar usinas mais flexíveis (i.e. resposta rápida) e consequentemente menos eficientes (logo

mais custosas) para geração de energia. Já em séries com elevada geração renovável, é esperado que os preços sejam sutilmente mais baixos durante o dia, e que não ocorram os picos de preço, já que há geração abundante a baixo custo.

Assim, se o agente tiver informações sobre a geração renovável indicando menores produções durante a semana seguinte, há o incentivo para ofertar valores mais elevados por sua capacidade, pois será possível obter maiores receitas no mercado de energia do que na média. Por outro lado, será mais interessante vender sua potência como reserva operativa em semanas em que projete uma geração alta de eólicas e solares. Essa diferença entre as ofertas para os dois clusters chega a mais de 12 R\$/MWh em ambos os meses para 70% da potência total da bateria, cerca de 6 R\$/MWh de diferença da média. Esse valor pode, eventualmente, justificar a contratação de um serviço de projeções de geração renovável, dependendo de sua precisão e custo para o agente.

## 5. Conclusão

Este trabalho apresentou uma metodologia de cálculo da curva de oferta de reserva operativa de baterias, a partir de seu custo de oportunidade no mercado *spot* de energia. Para tal, foi desenvolvido um modelo matemático que permita avaliar o resultado do custo de oportunidade do agente de acordo com a parcela de sua potência alocada para o mercado de reserva. Esta curva de oferta foi calculada considerando um mecanismo de contratação de reserva competitivo, em que os agentes são incentivados a ofertarem seus custos reais pela prestação do serviço, o que seria benéfico para os consumidores de energia que também arcam com esses custos.

A partir do estudo de caso no SEB, foi possível concluir que as baterias são fortes candidatos a competirem no mercado de reserva, sendo capazes de ofertar baixos valores por parcelas de sua potência como reserva operativa. Isto se dá devido ao perfil de operação desses sistemas no mercado de energia e à sua aversão ao risco, aceitando pagamentos mais baixos para evitar cenários prejudiciais de preço *spot* de energia.

Por meio do estudo de dois diferentes anos, 2030 e 2040, foi possível identificar que conforme a participação de fontes de energia variáveis renováveis aumenta no sistema, e o preço *spot* tende a se tornar mais volátil, as baterias tendem a ofertar valores mais altos no mercado de reserva, devido ao consequente aumento de seu custo de oportunidade. Além disso, baterias com maior tempo de armazenamento, tenderão a cobrar mais caro por sua potência, já que são capazes de capturar preços mais altos no mercado de energia.

O estudo das baterias de lítio-íon e de fluxo redox vanádio indicou que, por serem menos eficientes, as baterias de vanádio estariam dispostas a receber valores menores do que as de lítio no mercado de reserva. Portanto, se houvesse um leilão apenas entre as duas tecnologias, as baterias de vanádio teriam maior competitividade na contratação do serviço.

Por fim, foi possível observar o efeito da informação sobre o estado do sistema na decisão de oferta do agente. Os resultados indicaram que o conhecimento do agente sobre os níveis dos volumes dos reservatórios no início de cada semana tem grande impacto no valor da oferta de 100% de sua capacidade. No entanto, para as demais parcelas da potência total, essa variável é pouco influente. Já a geração de usinas renováveis (eólicas e solares) durante a semana do leilão é capaz de influenciar a sua decisão do agente em diferentes pontos da curva de oferta, sendo capaz de identificar com mais detalhe e precisão sua oportunidade.

Como trabalhos futuros, há a necessidade de avaliar curvas de ofertas de outras fontes de energia, como hidrelétricas e termelétricas, de acordo com seus custos de oportunidade

observados, permitindo construir uma curva completa de oferta de reserva para o sistema brasileiro. Um outro avanço futuro para este estudo seria a inclusão de novos serviços ancilares na análise e de outros custos observados pelas baterias nestes serviços, o que poderia melhor balizar a decisão do agente. Além de diferentes perfis e modelagens de aversão ao risco para o agente estudado.

## Referências Bibliográficas

1. ANEEL. Chamada nº 021 de 26 de julho de 2016. Projeto Estratégico: “Arranjos técnicos e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro”. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/documents/656831/14930433/Chamada+PD\\_Estrategico\\_21\\_Armazenamento\\_Julho2016/0210802b-b6a6-4ed5-aa9e-2ec3911f7b44](https://www.aneel.gov.br/documents/656831/14930433/Chamada+PD_Estrategico_21_Armazenamento_Julho2016/0210802b-b6a6-4ed5-aa9e-2ec3911f7b44)>. Acesso em: 30 mai. 2020.
2. ANEEL. Workshop de projetos de armazenamento de energia da Chamada de P&D estratégico ANEEL nº 21. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/documents/656831/15136291/Cat%C3%A1logo+de+Resumo+dos+Projetos+PeDE+21+v\\_2019.pdf/c5876ecc-8490-adfc-db20-07bacd3c09d2](https://www.aneel.gov.br/documents/656831/15136291/Cat%C3%A1logo+de+Resumo+dos+Projetos+PeDE+21+v_2019.pdf/c5876ecc-8490-adfc-db20-07bacd3c09d2)>. Acesso em: 30 mai. 2020.
3. BLOOMBERGNEF. Battery Pack Prices Fall As Market Ramps Up With Market Average At \$156/kWh In 2019. Disponível em: <<https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-as-market-ramps-up-with-market-average-at-156-kwh-in-2019>>. Acesso em: 19 mai. 2020.
4. BRASIL. ANEEL. Resolução Normativa nº 697 de 16 de dezembro de 2015. Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico. Disponível em: <[https://biblioteca.aneel.gov.br/asp/textos\\_main.asp?codigo=168394&desc=ti&servidor=1&iBanner=&iIdioma=0](https://biblioteca.aneel.gov.br/asp/textos_main.asp?codigo=168394&desc=ti&servidor=1&iBanner=&iIdioma=0)>. Acesso em: 21 mai. 2020.
5. BRASIL. Ministério de Minas e Energia - MME. Portaria nº 187, de 4 de abril de 2019. Disponível em: <[http://www.in.gov.br/materia/-/asset\\_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/70268736](http://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/70268736)>. Acesso em 19 mai. 2020.
6. ELA, E.; MILLIGAN, M.; KIRBY, B. Operating Reserves and Variable Generation. Golden: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2011.
7. ELA, E. et al. Effective Ancillary Services Market Designs on High Wind Power Penetration Systems. San Diego: IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012.
8. EPRI. Flexible Operation of Hydropower Plants, Palo Alto: Electric Power Research Institute, 2017.
9. FISHBURN, P. Utility theory for decision making. New York: JOHN WILEY & SONS, INC, 1970.



10. HE, G., et al. Optimal bidding strategy of battery storage in power markets considering performance based regulation and battery cycle life. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016.
11. IEA. Battery storage is (almost) ready to play the flexibility game. Disponível em: <<https://www.iea.org/commentaries/battery-storage-is-almost-ready-to-play-the-flexibility-game>>. Acesso em: 19 mai. 2020.
12. IRENA. Electricity storage valuation framework. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. 2020.
13. IRENA. Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition). Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency. 2019.
14. IRENA. Planning for the Renewable Future: Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2017. p. 40-41.
15. MILANO, F.; MANJAVACAS, A. Converter-Interfaced Energy Storage Systems: Context, Modelling and Dynamic Analysis. Cambridge University Press; 1 edition, 2019. p. 31-38.
16. MILLIGAN, M., et al. Operating reserves and wind power integration: An international comparison. Québec: 9th International Workshop on large-scale integration of wind power into power systems, 2010.
17. MELLO, O. Despacho integrado da geração termelétrica e da produção e transmissão de gás natural. Campinas: Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, 2006.
18. ONS. Apresentações Reunião do PMO – Fevereiro/2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=Relat%C3%B3rio+PMO>>. Acesso em: 10 fev. 2020.
19. PEREIRA, M.; PINTO, L. Multi-Stage Stochastic Optimization Applied to Energy Planning. Mathematical Programming, 1991.
20. ROCKAFELLAR, R.; URYASEV, S. Conditional Value-at-Risk for General Loss Distributions. EFA 2001 Barcelona Meetings, 2001.
21. SOARES, A.; PEREZ, R.; THOME, F. Optimal Generation and Transmission Expansion Planning Addressing Short-Term Constraints with Co-optimization of Energy and Reserves. arXiv:1910.00446, 2019.