GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

Remuneração de projetos de armazenamento de grande porte

Roberto Brandão
Fabio Diuana
Murilo Miranda
Victor Gomes

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico

Nº 124

julho de 2023
Rio de Janeiro

GESEL
Grupo de Estudos do Setor Elétrico
UFRJ

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico Nº 124

Remuneração de projetos de armazenamento de grande porte

Roberto Brandão
Fabio Diuana
Murilo Miranda
Victor Gomes

ISBN: 978-65-86614-84-8

Julho de 2023

Sumário

1. Introdução 3
2. Avaliação de UHRs do Ponto de Vista Sistêmico e de Mercado 5
3. Avaliação Internacional de Mecanismos de Mercado e Políticas de Suporte ao Investimento 9
   a. Mercado de Capacidade ou Confiabilidade 9
   b. Contratos de Longo Prazo 11
   c. Mercado em Tempo Real 14
   d. Serviços ancilares não remunerados 14
   e. Produtos híbridos 15
   f. Políticas de Incentivo ao investimento 15
4. A Estrutura do Mercado de Curto Prazo e o preço da energia no curto prazo (PLD) 18
5. Contratação por capacidade no Brasil 28
   a. A criação do Leilão de Capacidade no Brasil 28
   b. Resultados e Análise do Leilão de Capacidade no Brasil 31
6. Modelagem do resultado de uma UHR no mercado de energia 34
   a. O Modelo de Despacho 34
   b. Avaliação econômica de uma UHR 37
   c. Avaliação financeira de uma UHR 41
7. Contratação por capacidade e captura de outras receitas 49
8. Conclusões 51
Referências Bibliográficas 53

1. Introdução[1]

As Usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) têm a capacidade de armazenar energia em momentos de baixa demanda e alta oferta e utilizá-la em períodos em que ocorre o contrário ou quando se mostre necessário ou econômico injetar mais energia na rede. Essas características as tornam uma importante alternativa para garantir a estabilidade e a economicidade do sistema elétrico brasileiro. Devido a sua flexibilidade e capacidade de resposta rápida, as UHRs podem ser utilizadas como fontes de energia complementares a outras fontes renováveis, como a eólica e a solar, que apresentam uma geração intermitente e dependem das condições climáticas.

No entanto, os investimentos em UHRs no Brasil ainda não são viáveis para o empreendedor, em grande medida devido à falta de uma regulação capaz de lidar com as peculiaridades dos sistemas de armazenamento. O desenho do mercado de energia atual não remunera de forma adequada todos os atributos que o armazenamento proporciona ao SIN, de forma que tal tecnologia atualmente não é explorada de forma ótima no país.

Assim, é preciso pensar em como inserir tais tecnologias no sistema elétrico brasileiro, o que envolve a criação de mecanismos comerciais que viabilizem sua remuneração. Tal análise é ainda mais importante para UHRs, pois elas são empreendimentos de grande porte, com alto custo de implantação e que exigem previsibilidade de longo prazo para o retorno do capital. Dessa maneira, vultuosos investimentos só serão realizados uma vez que haja perspectivas concretas de retorno para o investimento.

Nesse contexto, este texto tem como objetivo apresentar uma análise do possível papel que as UHRs possam vir a ter no sistema elétrico brasileiro considerando seu impacto na operação do sistema no mercado elétrico. Serão discutidos também os desafios e oportunidades para a utilização de UHRs no Brasil, considerando o contexto regulatório e de mercado atual. O capítulo 2 trata dos benefícios das UHRs para o sistema elétrico e avalia se se o mercado de energia é capaz de remunerá-las.

---

[1] Este estudo faz parte da pesquisa "Modelagem Regulatória de Remuneração de Usinas Hidroelétricas Reversíveis" desenvolvida no âmbito do Programa de P&D da Aneel desenvolvida pelo GESEL/UFRJ e que conta com o apoio do Grupo EDP. As opiniões e análises apresentadas não representam necessariamente a posição das instituições envolvidas.

No capítulo 3 é feita uma revisão de possíveis mecanismos de mercado que possam tornar as UHRs viáveis, incentivando novos investimentos nesse setor. No capítulo 4 é realizada uma breve introdução dos mecanismos de comercialização de energia no Brasil associados com o Mercado de Curto Prazo e a possibilidade de UHRs se remunerarem nesse ambiente. O capítulo 5 apresenta o leilão de capacidade, que fora criado recentemente tendo sua primeira contratação sido feita em 2021. O capítulo 6 introduz a metodologia e os resultados da modelagem desenvolvida para o projeto no qual o foco é compreender o quanto UHRs poderiam se remunerar via Mercado de Curto Prazo considerando o Preço de Liquidação das Diferenças. O capítulo 7 aborda como contratos de reserva de capacidade poderiam ser celebrados para o caso de UHRs. O último capítulo apresenta as conclusões do estudo.

2. Avaliação de UHRs do Ponto de Vista Sistêmico e de Mercado

Com o barateamento das fontes renováveis intermitentes, como a energia eólica e solar (IRENA, 2018), a demanda por flexibilidade no sistema elétrico brasileiro é crescente. Paralelamente, a participação das usinas hidrelétricas convencionais na matriz de geração, que são importantes fontes de flexibilidade no Brasil, vem diminuindo progressivamente. Diante desse cenário, é preciso encontrar novos ofertantes capazes de atender essa demanda de flexibilidade e manter a segurança e a confiabilidade do suprimento de energia.

A flexibilidade operativa é um requisito fundamental para o sistema elétrico, que se refere à sua capacidade de responder rapidamente aos desbalanceamentos entre geração e carga. Esses desbalanceamentos tendem a se tornar mais intensos em virtude das características das fontes renováveis variáveis. A capacidade de fazer os ajustes necessários é necessária para manter a segurança e a confiabilidade do sistema elétrico, garantindo o fornecimento de eletricidade de forma contínua e estável (IRENA, 2017).

As usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) são como importante alternativa para garantir a eficiência e controlabilidade na geração do Sistema Interligado Nacional (SIN), uma vez que são capazes de usar energia ao bombear água do reservatório inferior para o superior, ou gerar, turbinando água, aproveitando a queda do reservatório superior para o inferior, passando a atuar como uma hidrelétrica convencional.

Assim, destacam-se entre os serviços oferecidos pela UHR e por tecnologias de armazenamento como um todo: deslocamento da carga de pico, oferta de capacidade, modulação de frequência, oferta de reservas, modulação de voltagem, oferta de *black start* e armazenamento sazonal de energia.

Contudo, a viabilidade econômica das UHRs precisa ser comprovada a fim de que estas usinas possam ser formalmente consideradas no planejamento da expansão e para que seja factível justificar alterações no arcabouço regulatório que incentivem os investimentos neste tipo de tecnologia no SIN viabilizando sua inclusão na expansão do sistema.

O potencial econômico do armazenamento de energia em sistemas elétricos tem sido amplamente estudado e analisado em diversos trabalhos (ARGONNE, 2014; NREL, 2018; ADB, 2017, BLAKERS, 2021). No contexto brasileiro, os benefícios do armazenamento foram demonstrados em relatórios e livros produzidos pelo projeto de pesquisa e desenvolvimento "Viabilidade de Usinas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional" (BRANDÃO et al., 2021), que investigou a economicidade das usinas hidrelétricas reversíveis para a expansão do sistema elétrico nacional.

A metodologia adotada no estudo de BRANDÃO et al. (2021) envolveu a simulação de um problema de expansão de longo prazo, em que as UHRs foram consideradas como possíveis projetos para a expansão do sistema. Para esta análise, o período final da década de 2030 foi escolhido como horizonte, uma vez que se supôs que não haveria tempo suficiente para a implantação antes de meados da década de 2030, de modo que o fim da década corresponderia aos anos iniciais de operação de uma UHR. Isso se deve à falta de projetos dessa tecnologia disponíveis para leilão e ao longo ciclo entre os estudos iniciais e a entrada em operação de empreendimentos hidrelétricos, além de mudanças regulatórias que possam vir a ser necessárias para iniciar esse processo.

A avaliação foi realizada com base nos parâmetros de custos e de configuração do SIN, seguindo as metodologias oficiais do planejamento da expansão. Utilizando a configuração final do PDE 2029 como ponto de partida, juntamente com os custos de projetos candidatos à expansão da geração e transmissão do mesmo documento, além de um conjunto de UHRs candidatas prospectadas pela equipe do projeto, foi simulado o problema de expansão do sistema. Com base nos resultados da simulação, foi possível analisar a operação do sistema em base horária e determinar o custo do sistema considerando as UHRs e outros empreendimentos do plano de expansão no mercado de energia de curto prazo

As UHRs vantajosas para a operação do sistema elétrico, do ponto de vista econômico, são aquelas selecionadas em uma simulação de expansão do sistema ao mínimo custo global. Os resultados comprovaram a viabilidade econômica das UHRs e seus benefícios para o sistema elétrico brasileiro. A análise evidenciou a economicidade do armazenamento centralizado por meio de UHRs, em um cenário de crescente participação de fontes de energia renovável não controláveis e de baixo custo.

Em um sistema com forte presença de geração variável, as UHRs proporcionam potência firme que pode ser acionada em horário de ponta ou em qualquer momento em que a carga líquida da geração renovável seja muito alta. As vantagens das UHRs, contudo, não se limitam ao suprimento de potência firme. Essa tecnologia também se mostra viável para a expansão da transmissão, permitindo o adiamento de reforços em interligações e o aumento da penetração de fontes renováveis intermitentes em áreas de grande potencial, mas distantes dos principais centros de consumo. Além disso, a capacidade de armazenamento de energia em momentos de abundância para uso em momentos de escassez aumenta a eficiência do sistema, reduzindo o volume de cortes de renováveis (*curtailment*) e de vertimentos, contribuindo assim para a redução dos custos operacionais.

Apesar do reconhecimento das vantagens das UHRs, sua entrada e crescimento nos setores elétricos mundiais ainda enfrentam barreiras. Tanto a literatura, quanto casos reais observados vêm demonstrando que arbitragem de preços no mercado de energia podem não ser suficientes para dar segurança ao investidor de que o retorno do investimento será satisfatório. Devido à forte penetração de fontes renováveis variáveis de custo marginal de operação zero ou próximo a isso, os preços de energia tendem a se tornar menores, diminuindo a possibilidade de UHRs obterem receitas suficientes apenas comprando e vendendo no mercado de energia.

O fato de que muitos dos benefícios que o armazenamento pode proporcionar ao sistema elétrico não serem remunerados nos mercados elétricos atuais é um obstáculo adicional para viabilizar investimentos em UHRs em mercados liberalizados. De fato, o benefício sistêmico oferecido por UHRs está relacionado às várias funcionalidades que ela é capaz de oferecer para o sistema, mas, na prática, ela é ressarcida apenas por algumas delas, sendo que diversos sistemas elétricos remuneram apenas a geração de energia. A falta de produtos no mercado capazes de remunerar tais funcionalidades decorre, em parte da dificuldade em mensurar o valor de tais benefícios para o sistema.

O estudo de BRANDÃO et al. (2021) demonstrou de forma quantitativa o quanto de receita as UHRs poderiam obter ao serem remuneradas somente pelo mercado de energia a partir da arbitragem de preços. A receita líquida foi calculada pelo valor das vendas de energia (energia vendida ao preço do momento) deduzida das compras de energia (energia comprada ao

preço do momento). As conclusões obtidas mostraram a incapacidade de as UHRs se mostrarem atrativas para os investidores sob as premissas consideradas.

As receitas de um conjunto de UHRs que faz parte da expansão ao mínimo custo seriam de 8,88 bilhões de reais ao ano, inferiores ao nível necessário para cobrir as despesas correntes e rentabilizar o investimento (BRANDÃO et al., 2021).

Esse montante precisa ser remunerado de uma nova maneira, para além do mercado de energia, para que o mecanismo comercial não seja um empecilho para a realização da expansão do sistema ao mínimo custo obtido a partir dos resultados da modelagem desenvolvida. Esse descasamento se deve ao fato de que diversos benefícios da UHR e do armazenamento como um todo não são capturados pelo mercado de energia uma vez que essas tecnologias são consumidoras líquidas de energia.

Para este texto, metodologia similar foi desenvolvida, tendo sido ela atualizada para os dados e informações dos Planos Decenais mais recentes. Os resultados embasaram conclusões equivalentes àquelas de BRANDÃO et al. (2021) e serão apresentados na seção 6.

No entanto, considerando a importância crescente dos recursos de flexibilidade na transição energética, especialmente para o armazenamento de energia de longa duração, onde as UHRs são consideradas a forma mais barata e eficiente, diversos países têm buscado criar mecanismos de viabilização de recursos de flexibilidade, incluindo sistemas de armazenamento de energia (SAE) (IRENA, 2018).

Destarte, a próxima seção do texto busca listar políticas e mecanismos capazes de oferecer suporte e incentivo ao investimento em tecnologias de armazenamento. A aplicação desses elementos é importante para a manutenção da viabilidade do sistema elétrico implementação do armazenamento nos setores elétricos ao redor mundo.

3. Avaliação Internacional de Mecanismos de Mercado e Políticas de Suporte ao Investimento

Como as UHRs são demonstravelmente vantajosas para o sistema do ponto de vista econômico e como pelas regras comerciais atuais elas não são financeiramente atrativas para os investidores, torna-se necessário pensar modelos comerciais e de mercado que sejam capazes de dar sustentabilidade econômico-financeira para essas usinas, a fim de que estruturas de mercado não sejam barreiras para que a expansão do sistema ao mínimo custo se materialize.

Na literatura internacional existem várias alternativas para garantir a sustentabilidade dos empreendimentos de geração de energia. Uma dessas opções é estabelecer um preço-teto elevado no mercado de energia, permitindo que os geradores obtenham, em situações de escassez, margens muito elevadas sobre as vendas. Outra opção é a criação de mercados de capacidade ou confiabilidade, onde o operador do sistema estabelece requisitos de disponibilidade de potência firme e contrata geradores para atendê-los em troca de uma receita fixa. Há também a alternativa de contratação de energia no longo prazo que pode ser incentivada como forma de dar maior previsibilidade aos fluxos de receita dos geradores. É possível ainda adaptar os mercados de energia em tempo real a fim de que eles possam valorar melhor a flexibilidade das usinas, passar a remunerar serviços ancilares ignorados na maioria dos mercados atuais e o desenvolvimento de produtos híbridos. Tais alternativas, que foram desenvolvidas, sobretudo, tendo em mente projetos de geração, podem ser formatadas ou adaptadas para dar previsibilidade de receitas para projetos de armazenamento.

a. Mercado de Capacidade ou Confiabilidade

De acordo com WILLIAMS (2021), existem duas categorias de remuneração por confiabilidade: abordagens baseadas em preços e abordagens baseadas em quantidades. As abordagens baseadas em preços envolvem a implementação de desenhos de mercado nos quais o preço de curto prazo da eletricidade pode exceder significativamente o custo variável das térmicas mais caras em momentos de escassez.

Isso faz com que, nessas ocasiões, os preços não reflitam mais os custos marginais de produção e sejam definidos pela disposição dos consumidores em pagar pela energia quando a demanda estiver no limite da oferta disponível.

Os geradores com custos variáveis mais altos podem, então, obter uma margem de lucro capaz de sustentar seus negócios, mesmo que gerem energia por apenas algumas horas por ano (BEIS, 2021). Por outro lado, preços muito altos em momentos de escassez podem desencorajar o aumento da demanda e é comum que nesses mercados, cuja confiabilidade depende do sinal de preços, sejam previstos mecanismos de resposta da demanda robustos para induzir efetivamente a retração da demanda durante momentos de estresse no sistema (WILLIAMS, 2021).

O *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT) do Texas, o *National Energy Market* (NEM) da Austrália, bem como, os mercados de Singapura, Nova Zelândia e Alberta (Canadá), são exemplos de mercados que implementam a estratégia focada em preços para garantir a confiabilidade do sistema.

Já as abordagens baseadas em quantidades envolvem avaliações periódicas da confiabilidade do sistema para determinar a contratação de recursos suficientes para manter o nível estipulado de segurança. Isso geralmente resulta em preços-teto no mercado atacadista não muito distantes dos maiores custos variáveis de produção, e, sobretudo, muito menores do que os preços-teto dos mercados que adotam uma abordagem baseada em preços para a confiabilidade. A obrigatoriedade de contratação proporciona receitas para os geradores para além da venda no mercado spot de energia, o que ajuda a rentabilizar o negócio.

Diferentes estratégias quantitativas podem ser usadas, como a abordagem descentralizada adotada nos EUA pelo *California Independent System Operator* (CAISO) e pelo *Southern Power Pool* (SPP), que requerem que os supridores de carga contratem bilateralmente geradores com capacidade suficiente para cobrir sua demanda de ponta projetada e mais uma quantidade de reserva estipulada pelo operador do sistema. Os contratos podem incluir tanto potência quanto fornecimento de energia, ou apenas a disponibilidade de fornecimento de energia em circunstâncias críticas do sistema.

Contratos de prazo mais longo tendem a refletir os custos médios de produção, o que é conveniente para os geradores, pois garante a viabilidade de longo prazo do negócio, algo que a venda a preços de curto prazo, que refletem os custos marginais, nem sempre consegue realizar.

A criação de mercados de capacidade ou de confiabilidade é outro esquema quantitativo de remunerar a confiabilidade. Neste caso, o operador do sistema (ou a entidade de planejamento) assume a responsabilidade de projetar a demanda de ponta e as reservas necessárias. Posteriormente, procede-se com a compra centralizada da capacidade instalada ou dos produtos de confiabilidade correspondentes às projeções.

Os participantes do mercado de confiabilidade, como geradores, consumidores (por meio de resposta da demanda) e armazenadores, competem em leilões para serem contratados. Os contratos são firmados com os agentes que aceitam as menores remunerações fixas em troca da responsabilidade de fornecer energia em situações predefinidas, normalmente em momentos críticos para o sistema. É importante observar que o preço da capacidade ou confiabilidade varia com as condições de mercado. Vários mercados regionais norte-americanos, como PJM, NY-ISO e NE-ISO, bem como o mercado do Reino Unido, introduziram algum tipo de mercado de confiabilidade.

Em alguns países, como Alemanha, Bélgica e Suécia, a criação de uma reserva estratégica é uma alternativa para garantir a confiabilidade do sistema através de uma abordagem quantitativa. Nesse modelo, uma entidade responsável, geralmente o operador do sistema, contrata capacidade adicional para ser utilizada apenas em circunstâncias especiais, e, portanto, com fator de capacidade previsto muito baixo, repassando os custos aos fornecedores ou consumidores.

b. Contratos de Longo Prazo

De acordo com a literatura, os contratos de longo prazo são comumente associados a mercados elétricos que estão em fase inicial de liberalização ou em uma etapa intermediária entre modelos tradicionais de monopólios verticalmente integrados e modelos totalmente liberalizados (CASTRO et al., 2018).

No modelo de comprador único, uma empresa, geralmente estatal, adquire energia de produtores independentes por meio de contratos de longo prazo e a distribui aos consumidores pelo custo médio da carteira do comprador único.

Essa abordagem permite que os novos projetos de geração tenham condições comerciais que reflitam seus custos, eliminando o risco de descompasso entre esses custos e as receitas, que é inerente aos mercados de energia de curto prazo.

A literatura sobre mercados de energia sugere que, em mercados mais maduros e liberalizados, não deve haver mecanismos obrigatórios de contratação de longo prazo, já que isso pode enfraquecer a capacidade de sinalização dos preços de curto prazo e reduzir a liquidez do mercado. Assim, a liberalização dos mercados de energia comumente envolve a rescisão de contratos bilaterais regulados existentes, mediante compensação financeira. Nos Estados Unidos e na Europa, isso ocorreu, por exemplo, em Portugal antes da implementação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) e no Reino Unido com a adoção do *New Electricity Trading Arrangements* em 2001.

Mundialmente, foram desenvolvidos recentemente modelos de contratação de longo prazo que buscam garantir receita previsível para investimentos em novos projetos, sem prejudicar o poder de sinalização dos preços de mercado e sem restringir a liquidez no mercado de curto prazo de energia, resolvendo, assim, as limitações encontradas nos modelos de contratação de longo prazo tradicionais.

O exemplo mais notável é o caso dos Contratos por Diferença (*Contracts for Differences* - CfD) no Reino Unido (BEIS, 2014). A reforma do mercado de eletricidade (*Electricity Market Reform*) no país, iniciada em 2011, levou à implementação de uma série de mudanças regulatórias ao longo de vários anos, incluindo a fixação de um piso para o preço do carbono, a contratação de geração sem emissão de gases do efeito estufa através dos CfD, e a criação de um mercado de capacidade para garantir a confiabilidade do operador do sistema.

Os CfD são atualmente a forma utilizada pelo Reino Unido para expandir a geração de energia a partir de fontes não emissoras de gases do efeito estufa. Para usinas de fontes renováveis, a alocação dos contratos é realizada por meio de leilões periódicos, denominados *Allocation Rounds*.

Esse mecanismo assegurou o rápido desenvolvimento da geração eólica *off-shore*, com a queda de preços resultante de inovações tecnológicas e economias de escala.

Os CfD têm um prazo dilatado, de quinze anos ou mais, mas o produto negociado nos leilões não envolve, ao contrário dos contratos de longo prazo tradicionais, a compra e venda de energia. Neste desenho, toda a energia gerada pelo novo empreendimento é vendida no mercado spot, ao preço da ocasião. O contrato firmado entre os vencedores do leilão e a *Low Carbon Contracts Company* (LCCC) tem uma natureza estritamente financeira, tratando-se de um derivativo que garante que a receita líquida do gerador seja na prática o preço resultante do certame, multiplicado pela quantidade produzida.

Observa-se que a diferença entre o preço do leilão (*strike price*) e o preço médio de venda é compensada financeiramente junto à LCCC. Caso essa diferença seja positiva para o gerador, ele terá um montante a receber; caso contrário, a LCCC terá um crédito a seu favor. Os recursos da LCCC provêm dos comercializadores (*suppliers*), mediante um encargo cobrado como parte de suas obrigações (*Supplier Obligations*). Com isso, o custo desses instrumentos financeiros é repassado igualmente para todo o mercado, e não interfere na sinalização econômica dos preços de curto prazo.

No Brasil, o modelo de contratação de longo prazo empregado é uma adaptação do mecanismo utilizado em outras partes do mundo. Por meio de leilões organizados pelo poder público, as distribuidoras adquirem energia em um ambiente de comercialização composto por dois setores que se comunicam de forma imperfeita, e que não pode ser classificado como um mercado de energia propriamente dito. Na verdade, a energia adquirida através de tais leilões circula exclusivamente em um ambiente restrito às distribuidoras, denominado Ambiente de Contratação Regulado (ACR).

No referido processo, cada distribuidora recebe uma parcela da energia comercializada proporcional à sua necessidade declarada de contratação para o leilão em questão. Como resultado, cada distribuidora acaba possuindo uma mistura de contratos distintos das demais, dependendo da quantidade contratada em cada leilão. Consequentemente, em um determinado momento, o custo médio de energia de uma distribuidora

pode variar em relação às demais e diferir do preço da energia no mercado de curto prazo. Essa situação acaba por eliminar qualquer referência de custo de energia padrão, reduzindo assim o poder dos preços de sinalizar decisões aos agentes econômicos.

c. Mercado em Tempo Real

Em mercados de energia com despacho formado em mercado, entende-se que o ato de despachar a geração de energia elétrica em tempo real, conjugado a um mercado energético no qual as quantias são comercializadas em períodos próximos ao efetivo despacho, pode incrementar os proveitos auferidos pelas unidades geradoras de energia hidrelétrica. Com efeito, há indícios que sugerem que a concordância de aquisição e comercialização de energia elétrica em prazos mais exíguos do que os acostumados nos mercados diários e intradiários de mercados liberalizados, alavanca uma alocação mais eficiente da geração de energia, com uma sinalização de preços mais acurada, o que pode estimular a realização de investimentos de modo mais enfático e evidenciando tecnologias flexíveis. Almeja-se que, com a intensificação da penetração de fontes energéticas oscilantes, os benefícios de um mercado de prazo ultra-curto sejam ainda mais acentuados, tendo em vista que a demanda por escolhas atinentes ao equilíbrio de prazo reduzido tornar-se-á ainda mais intensa.

d. Serviços ancilares não remunerados

A remuneração pelos serviços ancilares, seja através de contratos ou mercados, ainda não atingiu um patamar de consolidação nos mercados elétricos globais e é incipiente no Brasil. Esses serviços são de extrema importância, pois adicionam confiabilidade, resiliência e segurança aos sistemas elétricos. À medida que mais fontes variáveis e não despacháveis são incorporadas, cresce a demanda por alternativas de baixo carbono capazes de oferecer serviços ancilares historicamente fornecidos por usinas de geração tradicionais síncronas, como as térmicas.

Existem vários serviços ancilares que podem ser contemplados nos mecanismos de remuneração, e frequentemente, mais de um serviço pode ser oferecido por tecnologias de armazenamento.

Dessa forma, o armazenamento pode oferecer dois ou mais serviços ancilares para a rede elétrica, aumentando sua receita e aproveitando ao máximo sua flexibilidade, ao mesmo tempo em que torna o sistema elétrico mais robusto.

e. Produtos híbridos

Projetos híbridos são denominados desta forma por decorrerem da combinação sinérgica de duas ou mais tecnologias que podem estar associadas fisicamente ou virtualmente, através do mercado. Um exemplo usual inclui projetos que englobam fontes renováveis de energia variável, como a eólica e a solar, juntamente com projetos de armazenamento de energia, tais como baterias e UHRs. No Brasil a hibridização já é uma alternativa para os investidores, que podem, por exemplo, combinar geração eólica e solar em um mesmo sítio. Trata-se, porém, de uma possibilidade recente, que não contempla, até o momento, a integração de armazenamento ou a receita com outros produtos, como os contratos de capacidade.

Esta estratégia apresenta maior segurança aos investidores, uma vez que a combinação de tecnologias permite que as características negativas de cada uma sejam mitigadas, aumentando a flexibilidade do empreendimento. Com a integração de armazenamento, a geração renovável torna-se semelhante a uma geração despachável, e o armazenamento deixa de ser um mero consumidor de energia em termos líquidos.

Sob um regime comercial adequado, os esquemas híbridos podem se beneficiar de contratos e pagamentos por diversos serviços. Contratos simultâneos de capacidade, disponibilidade e serviços ancilares tornam-se altamente vantajosos, mitigando riscos financeiros do investimento. É importante ressaltar que a combinação de tecnologias é uma prática em ascensão a nível internacional e que os projetos híbridos representam uma opção cada vez mais atraente e eficiente para o setor de energia renovável.

f. Políticas de Incentivo ao investimento

A fim de promover e possibilitar o desenvolvimento de tecnologias de armazenamento, além de mecanismos de mercado e regulatórios, é importante pensar em políticas de incentivo que considerem metas de capacidade de armazenamento de longa e curta duração.

Também podem ser utilizados mecanismos de financiamento, como investimento público direto, oferta de crédito público e privado para projetos de armazenamento, incentivos fiscais e garantias financeiras.

É possível considerar a adoção de contratos de longo prazo para armazenamento de longa duração, como é feito em *New South Wales na Austrália*, lá os contratos atuam como um seguro para garantir um fluxo de caixa mínimo para os projetos de armazenamento, eles são denominados *Long-Term Energy Service Agreements* (NSW, 2021). Esses contratos podem ser obtidos por meio de leilões competitivos, nos quais requisitos de elegibilidade e mérito são estabelecidos, incentivando a concorrência e aumentando a participação de projetos (NSW, 2021).

Outras experiências que podem ser tomadas como exemplo são a adaptação da métrica de piso e teto definida no Reino Unido, que busca estipular o piso mínimo para estabilizar as receitas de projetos incentivados (IHA, 2021), ou a participação dos projetos de armazenamento no mercado de capacidade britânico (BEIS, 2021) que permite que essas fontes compitam.

Todos os casos citados acima podem ser considerados políticas específicas para incentivar projetos de armazenamento, inclusive com maior capacidade de energia a fim de se garantir uma receita mínima e máxima para eles.

No entanto, é importante que as políticas de incentivo e os mecanismos de financiamento sejam neutros em relação à preferência tecnológica e considerem a opção mais adequada para a provisão das necessidades do sistema elétrico. Sinais de mercado e definições regulatórias também devem antecipar a necessidade por serviços de armazenamento, garantindo que haja tempo hábil suficiente para a contratação e construção dos empreendimentos.

A revisão dos mecanismos de mercado, considerados ou em voga ao redor do mundo, é importante para auxiliar na compreensão do que pode ser aplicado no Brasil, sempre considerando as especificidades do sistema elétrico nacional, além das benesses e ônus de cada um desses mecanismos de incentivo.

Visto que a UHRs, e todas as formas de armazenamento, não são geradoras e sim consumidoras líquidas de energia, atualmente, no Brasil, há apenas duas formas possíveis de as UHRs obterem receita, via arbitragem no Mercado de Curto Prazo (MCP) ou via contratos de capacidade obtidos nos leilões de capacidade. Ambos serão abordados de forma mais detalhada nas sessões a seguir.

4. A Estrutura do Mercado de Curto Prazo e o preço da energia no curto prazo (PLD)

A formatação de mecanismos de mercado e políticas de suporte ao investimento é fundamental para possibilitar a viabilidade de investimentos em tecnologias de armazenamento de grande porte. Antes disso, é necessário identificar as condições existentes no mercado e as formas de remuneração para estas tecnologias. No intuito de avaliar a inserção de tecnologias de armazenamento de grande porte no mercado brasileiro, esta seção se propõe a apresentar as condições do atual arcabouço regulatório e de mercado do sistema elétrico brasileiro em relação à remuneração de tecnologias de armazenamento

As transações financeiras do mercado de energia brasileiro ocorrem mediante as ofertas e demandas apresentadas pelos agentes de geração e consumo. Para isso, existem contratos de comercialização que disciplinam os direitos e obrigações entre compradores e vendedores de energia elétrica. Nestes contratos, ficam estabelecidos os procedimentos comerciais, os parâmetros técnicos a serem observados e as penalidades a serem aplicadas em razão de não conformidades na execução contratual.

Estes contratos devem estar lastreados nas garantias físicas de geradores. No caso das UHRs, que não são geradores, os empreendedores não teriam como vender garantia física. Portanto, a participação destas usinas no mercado estaria limitada ao Mercado de Curto Prazo da CCEE, isto é, à realização de transações para conciliação das diferenças entre montantes de energia contratados e a energia efetivamente medida.

No setor elétrico brasileiro, a reforma do arcabouço regulatório setorial do início dos anos 2000 estabeleceu, com o advento da Lei 10.848/04, a criação de dois ambientes para a comercialização de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

O ACL é uma opção para consumidores com demanda de energia elétrica elevada, como grandes indústrias e empresas, que podem optar por contratar a energia elétrica diretamente dos geradores e negociar preços e condições contratuais com eles, em vez de adquiri-la das distribuidoras locais (BRASIL, 2004).

O ACR é o ambiente para contratar o suprimento de energia elétrica, baseado em garantia física, destinado às distribuidoras de eletricidade, onde utiliza-se, principalmente, o mecanismo de leilões para determinar preços e montantes transacionados. De acordo com o arcabouço regulatório do setor, os geradores ofertam suas garantias físicas e as distribuidoras permanecem com a obrigação de suprimento aos consumidores cativos[2], onde a energia fornecida é valorada ao preço da tarifa regulada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (BRASIL, 2004). Além disso, as distribuidoras são obrigadas a comprar energia elétrica, de forma a garantir o atendimento a totalidade de seus respectivos mercados.

Dado que o Brasil conta com um sistema interligado, a energia elétrica pode ser comercializada entre os agentes independentemente das restrições físicas no transporte da energia (TOLMASQUIM, 2015). Para isso, o SIN é operado de forma centralizada pelo ONS e a energia comercializada deve seguir uma série de condições estabelecidas no momento da contratação.

No entanto, a existência de desequilíbrios entre o mundo físico e o mundo contratual é inerente, ou seja, a quantidade de energia comercializada não é a mesma que a energia efetivamente fornecida pelos agentes, por conta de aspectos operacionais do sistema. Estas diferenças entre a energia contratada e a energia necessária para operação são contabilizadas mensalmente pela CCEE e equalizadas em transações realizadas no Mercado de Curto Prazo (MCP).

Como as UHRs não são geradoras líquidas de energia, elas não têm como vender energia no ACR e no ACL, uma vez que estes ambientes há apenas contratação de energia firme lastreada na garantia física das usinas. É nesse mercado criado para ajustes de diferenças físicas e contratuais, o MCP, em que há a possibilidade de UHRs e outras tecnologias de armazenamento obterem receita via arbitragem, ou seja, comprando energia, armazenando, em momentos de alta oferta e baixo preço e vendendo energia, gerando, em momentos de pouca oferta e alto preço.

[2] Aqueles que, por determinação legal, não podem comprar energia de terceiros, somente de suas respectivas concessionárias locais

O MCP garante a liquidez das negociações, além de balancear todas as operações, de modo que não falte nem sobre energia para nenhum consumidor. No Brasil, o MCP de energia elétrica não pode ser considerado um mercado propriamente dito, porque não existe uma livre concorrência entre ofertantes e demandantes para a formação de preço. Na prática, MCP é um *pool* de agentes para a compensação das diferenças a um preço definido pela CCEE. A lógica de operação deste *pool* considera que os agentes com balanço de energia positivo podem remunerar seus excedentes ao valor do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), enquanto os agentes com balanço negativo devem pagar sua exposição com base neste mesmo preço.

O PLD é o resultado de um cálculo que determina o valor de toda a energia elétrica que foi produzida, mas não foi contratada pelos agentes do mercado. Por isso, ele serve como um indicador de equilíbrio do mercado, e seu valor é variável por conta de uma série de fatores, tais como condições climáticas, volume dos reservatórios, demanda de energia e custo de déficit.

A metodologia de cálculo utiliza os modelos computacionais NEWAVE, DECOMP E DESSEM e tem como base o Custo Marginal de Operação (CMO), em R$/MWh, calculado para cada período e cada submercado (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul). Os Modelos Computacionais são desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), instituição de pesquisa historicamente vinculada à Eletrobras, para apoiar o planejamento e a operação do setor elétrico brasileiro. Devido ao porte e complexidade da operação do SIN, foram desenvolvidos diferentes modelos para tratar o problema em cada etapa da operação desde o planejamento plurianual até a programação diária do despacho das usinas. Em todos eles, o objetivo é minimizar o valor esperado do custo total de operação do sistema, porém apresentam diferentes graus de detalhamento para representação do sistema, abrangendo períodos de estudos com horizontes distintos (médio prazo, curto prazo e curtíssimo prazo). O acoplamento entre os modelos é feito por meio do cálculo, a cada etapa, de uma função de custo futuro para o uso da água nos reservatórios.

O NEWAVE é um modelo de otimização que realiza o planejamento da operação do sistema elétrico com um horizonte de médio prazo (até 5 anos), discretizado mensalmente. Na etapa de curto prazo, utiliza-se o modelo DECOMP que possui um horizonte de planejamento de 2 meses com discretização semanal para o primeiro mês. Por fim, o DESSEM é um modelo para simular a dinâmica da operação do sistema elétrico no curtíssimo prazo, levando em conta aspectos como as condições meteorológicas, as falhas no sistema elétrico e as ações de controle automático. O modelo possui discretização semi-horária para o primeiro dia e um horizonte de planejamento de até 7 dias. Desta forma, os modelos NEWAVE, DECOMP e DESSEM são ferramentas fundamentais para o planejamento e operação do sistema elétrico brasileiro para os períodos futuros de médio, curto e curtíssimo prazos.

Estes modelos são utilizados pelo operador da rede (ONS) para planejar o despacho das usinas e pelo operador do mercado (CCEE) para a formação de preço base para o equilíbrio das transações de compra e venda de energia. Por se tratar de focos distintos, existem algumas diferenças na forma de aplicação dos modelos pelo ONS e pela CCEE.

Para o despacho físico do sistema, ONS busca garantir o planejamento otimizado mediante a representação da realidade operativa da melhor maneira possível. Já para o despacho econômico, a CCEE busca garantir a formação de um PLD único por submercado, sem considerar restrições conjunturais de intercâmbio, buscando equilibrar as diferenças contratuais de saldos positivos e negativos dos agentes. Esta estratégia da CCEE simplifica as rodadas do modelo e permite que a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo, tornando o preço único dentro de cada um dos submercados. Por sua vez, o tratamento econômico para as restrições elétricas identificadas pelo ONS é feito por meio de encargos de restrição de operação pela CCEE, de forma a manter a confiabilidade, qualidade e estabilidade do sistema.

Por consequência da diferente abordagem, os resultados de CMO calculados por cada instituição são distintos. Depois disso, o CMO calculado pela CCEE é convertido no PLD mediante a aplicação dos limites de mínimo horário, máximo horário e máximo estrutural. Os valores divulgados pela CCEE para os limites do PLD são apresentados na Tabela 1 para os últimos 4 anos.

Tabela 1: Limites do PLD nos últimos 4 anos.

Ano	PLD mínimo (R$/MWh)	PLD máximo estrutural (R$/MWh)	PLD máximo horário (R$/MWh)
2020	39,68	559,75	1.148,36
2021	49,77	583,88	1.197,87
2022	55,70	646,58	1.326,50
2023	69,04	684,73	1.404,77

Fonte: CCEE[3]

Em síntese, a função do estabelecimento de limites nos preços de curto prazo é restringir o "poder de mercado" da oferta e proteger os agentes do risco de não remuneração de seus custos operativos mínimos. A seguir será apresentada, em maior detalhe, a metodologia de determinação do PLD, a ser utilizada posteriormente para cálculo do resultado esperado de uma UHR no MCP.

O preço piso do PLD (PLDmin) é definido de forma a remunerar os custos das usinas hidrelétricas quando o valor da água calculado pelo modelo está muito baixo. Existem custos que as usinas hidrelétricas incorrem com a geração de energia adicional, mesmo em situações em que o CMO é zero, como custo de manutenção incremental e a compensação financeira pelo uso de recursos hídricos para as hidrelétricas e cessão da energia ao Paraguai e os royalties, no caso específico de Itaipu. Portanto, o PLDmin impede que a remuneração dos geradores seja insuficiente para sequer cobrir tais custos incrementais das hidrelétricas, mesmo em situações em que não é necessário despachar nenhuma termelétrica por ordem de mérito. Além disso, a ausência de um limite mínimo para o PLD pode incentivar a descontratação de energia pelos consumidores, prejudicando os esforços de eficiência energética e uso racional da energia e estimulando o desperdício. O valor de referência do PLDmin é estabelecido por uma metodologia modificada, em 2019, pela Resolução Normativa nº 858/2019 e corresponde ao maior valor entre a Tarifa de Energia de Otimização de Itaipu e a Tarifa de Energia de Otimização do Mecanismo de Realocação de Energia.

[3] Site institucional. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/precos/conceitos-precos>. Acesso em: abril de 2023.

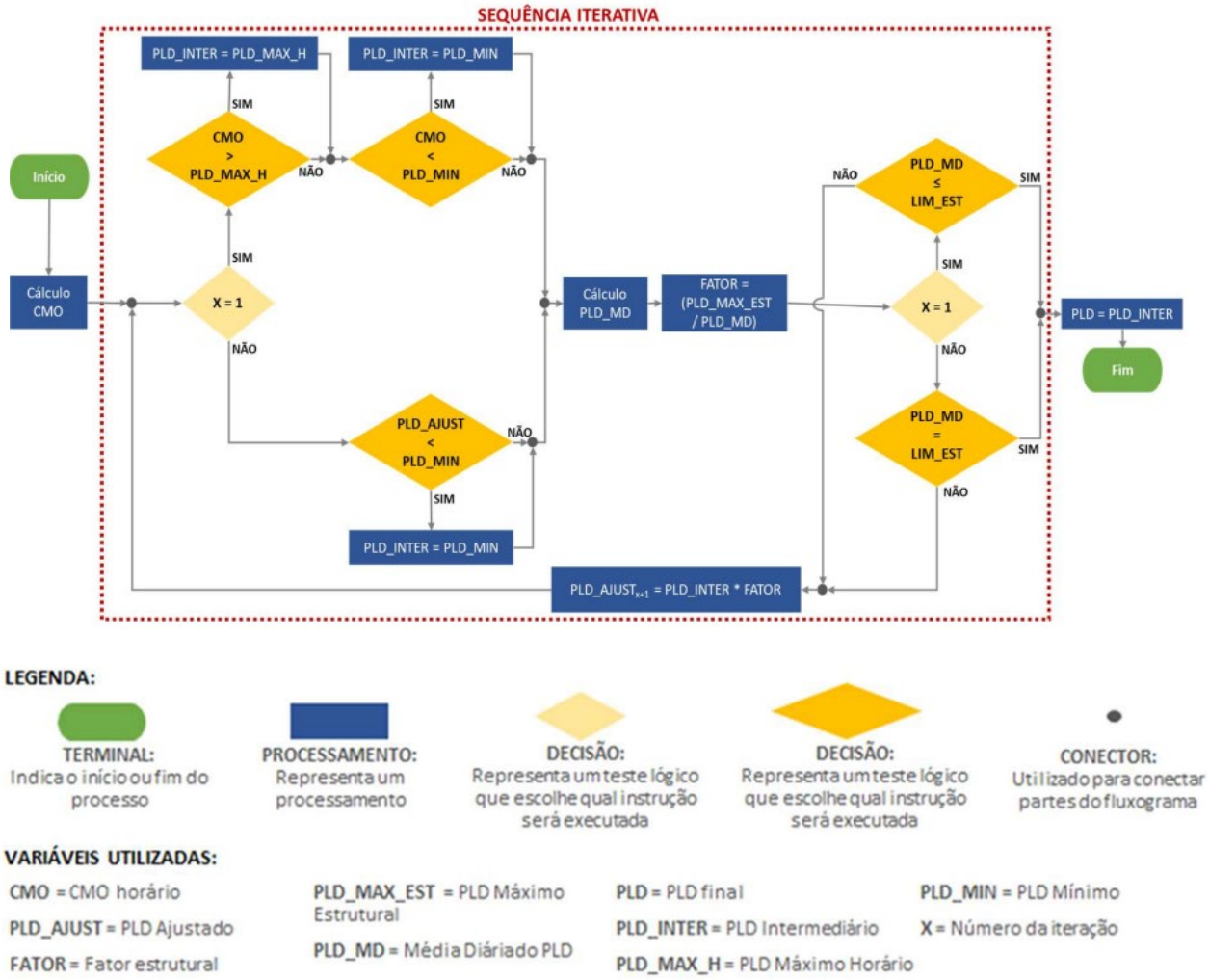
O preço teto do PLD (PLDmax) é utilizado para proteger os agentes do mercado de energia elétrica de situações econômicas e financeiras adversas por conta de momentos de escassez energética. Em situações de crise, a exposição prolongada a preços que indicam escassez é insustentável para a maioria dos participantes do MCP. Isso pode reduzir a liquidez do mercado, removendo a capacidade dos agentes de mitigarem seus riscos. O desafio ao definir o PLDmax é encontrar um equilíbrio que remunere adequadamente o investimento dos empreendedores, mas que não torne o mercado insolvente. O valor de referência para o PLDmáx horário corresponde à média ponderada, pela potência, dos custos variáveis unitários (CVU) das usinas termelétricas a óleo diesel disponíveis no deck do Programa Mensal da Operação (PMO) verificados em setembro de 2019 e ajustado pela inflação a cada ano.

A CCEE é responsável por efetuar este cálculo diariamente para cada hora do dia seguinte, considerando a aplicação dos limites vigentes para cada período de apuração e para cada submercado. Para a compreensão da aplicação destes limites, a sequência lógica a seguir mostra a relação condicional entre o CMO e o PLD:

- $Se\ CMO > PLDmáx, então\ PLD = PLDmáx$;
- $Se\ CMO < PLDmáx, então\ PLD = PLDmín$
- $Se\ PLDmín < CMO < PLDmáximo, então\ PLD = CMO$

Após a aplicação do PLDmín e do PLDmáx horários, caso a média de 24 horas de um determinado dia seja superior ao PLD Máximo Estrutural, será aplicado um fator de redução, em um processo iterativo até respeitar a média estrutural. A Figura 1 apresenta o fluxo das iterações para calcular o PLD Estrutural.

Figura 1: Fluxograma da metodologia do PLD Estrutural.



Fonte: CCEE (2023).

Caso esteja na primeira iteração, o valor utilizado no seu cálculo deve ser o CMO calculado pela CCEE. Caso contrário, o valor utilizado no cálculo do PLD Intermediário será o PLD Ajustado ao Limite Estrutural, conforme a seguinte expressão (CCEE, 2023):

- $Se\ \sigma = 1, então$:

$$PLD_INTER_{s,j,\sigma} = \min\left(\max\left(CMO_SR_EA_{s,j}; PLD_MIN_f\right); PLD_MAX_H_f\right)$$

- $Caso\ contrário$:

$$PLD_INTER_{s,j,\sigma} = \left(\max\left(PLD_AJUST_EST_{s,j,\sigma}; PLD_MIN_f\right)\right)$$

Onde:

- s = submercado;
- j = período de comercialização;
- σ = número de iteração;
- f = ano de apuração
- $PLD_INTER_{s,j,\sigma}$ = PLD Intermediário ajustado aos limites estipulados pela ANEEL, sendo determinado por submercado "s", no período de comercialização "j", na iteração "σ";
- $CMO_SR_EA_{s,j}$ = CMO sem restrições elétricas internas determinado por submercado "s", no período de comercialização "j";
- PLD_MIN_f = PLD mínimo determinado no ano de apuração "f";
- $PLD_MAX_H_f$ = PLD máximo horário determinado no ano de apuração "f";
- $PLD_AJUST_EST_{s,j,\sigma}$ = PLD ajustado ao limite estrutural estipulado pela ANEEL por submercado "s", no período de comercialização "j", na iteração "σ".

O cálculo do PLD Médio Diário é obtido, para cada iteração, a partir da média dos PLDs Intermediários, de acordo com a expressão (CCEE,2023):

$$PLD_MD_{s,d,\sigma} = \frac{\sum_{j \in d} PLD_INTER_{s,j,\sigma}}{D_HORAS_d}$$

Onde:

- $PLD_MD_{s,d,\sigma}$ = PLD Médio Diário calculado por submercado "s", que tenha os períodos de comercialização compreendidos no dia "d", na iteração "σ";
- $PLD_INTER_{s,j,\sigma}$ = PLD Intermediário ajustado aos limites estipulados pela Aneel, sendo determinado por submercado "s", no período de comercialização "j", na iteração "σ";
- D_HORAS_d = Quantidade de Horas que compõe o dia "d";
- "d" é a dimensão que contêm o número de horas que representa um dia, composto pelos 24 períodos de comercialização "j".

O Fator Estrutural estabelece o percentual, para cada iteração, do quanto será necessário ajustar nos valores de CMOs, para que a média diária dos PLDs seja igual ao Limite Estrutural, determinado pela ANEEL. Esse fator é expresso por (CCEE, 2023):

$$F_EST_{s,d,\sigma} = \frac{PLD_MAX_EST_f}{PLD_MD_{s,d,\sigma}}$$

Onde:

- $F_EST_{s,d,\sigma}$= Fator Estrutural calculado por submercado "s", para o dia "d", na iteração "σ";
- $PLD_MAX_EST_f$ = Limite Estrutural do PLD determinado para o ano de apuração "f";
- $PLD_MD_{s,d,\sigma}$ = PLD Médio Diário calculado por submercado "s", que tenha os períodos de comercialização compreendidos no dia "d", na iteração "σ".

A finalização da sequência de cálculos para determinação do PLD Ajustado ao Limite Máximo Estrutural, ocorre quando a média dos valores diários do PLD for menor ou igual ao Limite Máximo Estrutural. Caso esta condição não seja verdadeira, se faz necessário o cálculo do PLD Ajustado ao Limite Estrutural, para a próxima iteração, que é definido com a aplicação do Fator Estrutural, da iteração atual, de acordo com as expressões a seguir (CCEE, 2023):

- $Caso$
  - $Para\ \sigma = 1$

$$PLd_MD_{s,d,\sigma} \leq PLD_MAX_EST_f$$

  - $ou\ para\ \sigma > 1$

$$PLD_MD_{s,d,\sigma} = PLD_MAX_EST_f$$

  - $Então$:

$$PLD_{s,j} = PLD_INTER_{s,j,\sigma}$$

- $Caso\ contrário$:

$$PLD_AJUST_EST_{s,j,\sigma+1} = F_EST_{s,d,\sigma} * PLD_INTER_{s,j,\sigma}$$

Onde:

- $PLD_{s,j}$ = PLD determinado por submercado "s", no período de comercialização "j";
- $PLD_MD_{s,d,\sigma}$ = PLD Médio Diário calculado por submercado "s", que tenha os períodos de comercialização compreendidos no dia "d", na iteração "σ";
- $PLD_MAX_EST_{f}$ = PLD determinado para o ano de apuração "f";
- $PLD_INTER_{s,j,\sigma}$ = PLD Intermediário ajustado aos limites estipulados pela ANEEL, sendo determinado por submercado "s", no período de comercialização "j", na iteração "σ";
- $PLD_AJUST_EST_{s,j,\sigma+1}$ = PLD Ajustado ao Limite Estrutural estipulado pela ANEEL, calculado por submercado "s", no período de comercialização "j", na iteração "σ+1";
- $F_EST_{s,d,\sigma}$ = Fator Estrutural calculado por submercado "s", para o dia "d", atribuído na iteração "σ".

A iteração "σ" ocorre pela verificação do PLD Médio Diário (PLD_MD) para cada submercado. Assim, caso o valor do PLD_MD seja inferior ou igual ao Limite Máximo Estrutural (PLD_MAX_EST), as iterações cessam. Do contrário, sua execução se faz necessária até que a média diária ajustada do PLD (PLD_MD) atinja o limite estrutural.

Como o cálculo do PLD é baseado em prognósticos e suposições, logo, os limites são importantes para balizar as perspectivas de remuneração mínima e de risco máximo associados a projetos de energia. Eles podem afetar os retornos já calculados e devidamente precificados de projetos existentes e modificar as perspectivas de investimento em projetos futuros.

Sendo assim, torna-se fundamental avaliar qual o impacto da aplicação destes limites para a avaliação econômico-financeira de projetos. Para isso o presente estudo realizou uma análise financeira da capacidade de se remunerar UHRs pelo MCP, usando o custo marginal de operação ajustado pelas regras do PLD. Tal exercício será mostrado na seção 6.

Na seção seguinte (seção 5) será apresentado como os contratos de capacidade podem ser utilizados para remunerar as UHRs e outras tecnologias de armazenamento.

5. Contratação por capacidade no Brasil

Uma alternativa para se remunerar tecnologias de armazenamento consiste na evolução e adaptação da contratação de novos projetos a partir do mecanismo implementado no recente esquema do leilão de capacidade desenvolvido e utilizado no país. A presente seção mostra como o conceito de contratação por capacidade evoluiu no Brasil e discute os primeiros resultados obtidos.

a. A criação do Leilão de Capacidade no Brasil

Em 2017, a Consulta Pública nº 33 (CP 33) do MME iniciou o debate sobre a modernização do setor elétrico no Brasil, que se concentrou nos desafios regulatórios e comerciais do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). Tal necessidade decorreu da percepção das mudanças estruturais que estão ocorrendo no SEB. A crescente penetração de fontes renováveis variáveis deve-se manter tanto pelo fato de o país estar inserido na agenda internacional de descarbonização da economia como pelo próprio baixo custo desse tipo de projetos no Brasil. Além disso, a participação da geração hídrica deve continuar diminuindo nos próximos anos. Essa mudança na matriz energética aumenta a complexidade dos desafios de segurança operacional do sistema e torna evidente a necessidade de atualização do marco legal e regulatório do setor (EPE, 2020).

Com base nos resultados da CP 33, em 2019, o MME criou um grupo de trabalho (GT) para aprofundar as propostas de modernização do setor, abordando questões como abertura de mercado, alocação de custos e riscos, formação de preços e sustentabilidade da transmissão, entre outras.

Nesse contexto, as discussões sobre a modernização do setor elétrico no Brasil destacam a importância de garantir a confiabilidade do sistema em um contexto de forte crescimento da geração renovável variável, que cria a necessidades de contratação de projetos com geração controlável capaz de proporcionar ao Operador do Sistema meios de contrabalançar a variabilidade crescente da geração. Isso torna necessário repensar os modelos de leilão e o compartilhamento econômico dos investimentos para a expansão do sistema de forma a garantir que os projetos controláveis necessários sejam contratados e que seus custos sejam arcados pelos consumidores de forma equitativa.

O modelo atual de contratação de energia elétrica no Brasil, que se baseia no em contratar empreendimentos que tem o menor custo médio de produção ao longo da vida útil do empreendimento (Levelized Cost of Energy ou LCOE), pode não ser o mais adequado para garantir a confiabilidade do sistema elétrico, já que empreendimentos que oferecem maior segurança de suprimento (termelétricas) ou reduzem custos sistêmicos (armazenamento) podem ter um LCOE mais elevado do que fontes renováveis variáveis, que tem pouca contribuição para a segurança do sistema.

A contratação de empreendimentos que satisfaçam as exigências de segurança e confiabilidade do sistema elétrico é fundamental para evitar custos adicionais e garantir a qualidade do serviço prestado a todos os consumidores. Atualmente, esses custos são impostos apenas aos consumidores do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), não onerando os consumidores livres, que, no entanto, também se beneficiam da melhoria do sistema.

As contratações de energia elétrica por meio de Leilões de Energia são direcionadas à entrega de MWh (megawatt-hora) negociados, tanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL) quanto no ACR. No entanto, para garantir o fornecimento de energia, também é necessário disponibilizar potência (MW) ao sistema, o que até recentemente era assegurado principalmente pelo ACR, por meio de novos empreendimentos de geração de energia de fontes firmes, notadamente termelétricas. Isso ocorre porque a energia de novos projetos contratada no ACL provém principalmente de fontes renováveis intermitentes, como usinas eólicas e solares, cuja contribuição de potência não é controlada pelo operador do sistema (MME, 2021).

Assim, a separação da contratação de lastro e de energia tem sido discutida, considerando que diferentes tipos de projetos contribuem de formas distintas para a segurança do fornecimento de energia. Cada fonte e tecnologia apresentam características diferentes, que podem ser mais ou menos adequadas para atender às necessidades do sistema, e é fundamental que sejam consideradas na definição das políticas e diretrizes para a modernização do setor elétrico.

Do ponto de vista da demanda, a separação de lastro e energia é uma solução interessante, pois os consumidores pagam tanto pela energia que consomem como pela segurança do sistema. Mas sob a ótica da oferta, a medida agrega complexidade ao processo de contratação, uma vez que cada usina apresenta uma determinada combinação de lastro e energia. Isso acarreta uma dependência de várias transações independentes, o que complica a previsão de fluxo de caixa dos projetos e, consequentemente, as decisões de investimento.

Além disso, há desafios associados com a busca por neutralidade da concorrência entre diversas fontes, uma vez que a forma como o lastro é definido pode favorecer algumas tecnologias em detrimento de outras. Isso ocorre porque a definição do que é lastro pode ser formulada de maneiras distintas, levando a diferentes dimensões associadas, como produção de energia, potência e flexibilidade.

Há discussões em andamento para definir os detalhes da mudança na legislação para permitir a contratação de confiabilidade em mercado que tendem a evoluir na direção de alguma forma de separação do lastro da energia em si. No entanto, algumas medidas já estão sendo implementadas para aumentar a confiabilidade do sistema, incluindo modificações na sistemática dos leilões.

O plano de ação do Grupo de Trabalho de Modernização do Setor Elétrico propôs inicialmente melhorias nas regras e sistemática dos leilões que pudessem ser implementadas no curto prazo. Em seguida, o plano indicou a proposição de uma nova sistemática de leilões alinhada às necessidades da transição do mercado.

A Lei 14.120 de 2021 criou formas de leilões para reserva de capacidade que podem contratar empreendimentos que adicionem potência firme ao sistema, como um mecanismo para atender às necessidades de potência do SIN, direcionando os custos de confiabilidade para todos os consumidores por meio de encargos, em vez de apenas para o mercado regulado, como no modelo anterior. Com isso espera-se ter uma alocação mais eficiente dos custos de operação das usinas a serem contratadas (Lott, 2021).

b. Resultados e Análise do Leilão de Capacidade no Brasil

O Leilão de Reserva de Capacidade é uma estratégia inicial para explicitar o valor da segurança e da confiabilidade do sistema elétrico nacional. Ele procura valorar a disponibilidade de geração em qualquer momento, independentemente da geração de energia em si. Para isso, o leilão deve ser dimensionado para contratar projetos de geração de energia com capacidade para operar nos momentos em que o operador do sistema elétrico necessite de sua partida para reforçar o atendimento a picos de demanda e/ou baixa geração renovável. Essas usinas são consideradas um seguro quando as outras fontes de geração estão em baixa e a demanda está alta.

Essa modalidade de operação especial requer mecanismos de pagamento específicos para a prestação desse serviço. A remuneração dos custos da tem duas componentes: custos fixos e custos variáveis. A componente de remuneração dos custos variáveis corresponde o custo para cada unidade de energia gerada pela usina, conhecido como CVU (custo variável unitário, em R$/MWh). Essa componente não precisa necessariamente ser contratada a longo prazo, podendo ser objeto de contratação de curto prazo por parte do gerador ou de liquidação no Mercado de Curto Prazo da CCEE, onde a usina sempre é remunerada por um preço igual ou superior ao CVU. Já a parcela de remuneração dos custos fixos necessita de um contato de longo prazo, semelhante a um aluguel pela disponibilidade da usina ao sistema, pago em R$/ano, capaz de cobrir os investimentos na construção da usina e seus custos fixos. O leilão de capacidade visa justamente fornecer uma remuneração fixa para viabilizar o negócio de geração, cobrindo seus custos de investimento e outros custos fixos de operação.

Esse modelo de contratação tende a ser mais vantajoso para projetos com custos fixos mais baixos e custos variáveis mais elevados, tipicamente usinas térmicas com características para geração de ponta. A baixa frequência de despacho esperado para essas usinas indica que o pagamento dos custos fixos corresponde à componente mais significativa da remuneração total da usina pois custos variáveis só serão incorridos em momentos eventuais em que as usinas precisem ser acionadas, podendo eles ser cobertos, seja por contratação de curto prazo, seja pelo MCP da CCEE.

Para o primeiro leilão de reserva de capacidade (LCR), a ONS e EPE foram as responsáveis por determinar o montante a ser contratado, conforme a demanda sistêmica por capacidade, calculada nos termos da Portaria CNPE 29/2019 e Portaria MME 59/2020. Isso difere dos Leilões de Energia Nova, nos quais as Distribuidoras declaravam a demanda a ser contratada.

Em dezembro de 2021, foi realizado o primeiro leilão de reserva de capacidade do país, que teve tanto produtos de energia quanto de potência. O leilão resultou na negociação de 4.632 MW de potência disponível com um deságio médio de 15,34%, resultando em um preço médio de R$ 824.553,83/MW ano. Os contratos de 15 anos, com início de suprimento em 1º de junho de 2026, totalizaram R$ 57 bilhões (CCEE, 2023).

Vale ressaltar que houve também um Leilão de Reserva de Capacidade em setembro de 2022, mas no modelo de "energia de reserva". Tal Leilão teve origem no art. 1, 1º, da Lei 14.182/2021 (Lei de Desestatização da Eletrobras), que determinou a contratação de usinas termelétricas inflexíveis em determinadas regiões do país. O Decreto 11.042/2023 regulamentou a referida Lei, determinando que os Leilões decorrentes da Lei da Desestatização da Eletrobras serão realizados na forma de "Energia de Reserva" (art. 3º do Decreto 11.042/2022).

Portanto, apesar de formalmente ter havido 2 Leilões de Reserva de Capacidade no SIN, apenas o primeiro Leilão foi um leilão "clássico" de capacidade/confiabilidade, com produto vinculado à contratação de capacidade/potência.

Conforme portaria de diretrizes do Ministério de Minas e Energia (MME), o Leilão de Reserva de Capacidade ocorrido em 2021 foi limitado apenas a termelétricas. No entanto, sistemas híbridos, como a combinação de armazenamento com fontes de energia renovável, poderiam prestar o mesmo serviço de reserva de capacidade, talvez, inclusive, a preços-médios inferiores aos do leilão.

Além disso, uma vez que o produto a ser contratado seja potência, conforme ocorreu no primeiro LCR, seria viável que essa demanda fosse atendida, inclusive, por fontes de armazenamento somente, pois são fontes potencialmente mais flexíveis que usinas termoelétricas, permitindo inclusive evitar o desperdício da geração renovável de forma mais eficiente pelo aumento da carga em momentos de abundância de energia (IEMA, 2022). Fora isso, o investimento em térmicas gera uma contradição com a agenda climática brasileira que prevê neutralidade de gases de efeito estufa em 2050.

As críticas ao primeiro LCR demonstram que há espaço para aprimoramentos, mas a realização deste primeiro leilão representa uma perspectiva de avanço no modelo setorial para garantir maior confiabilidade ao sistema. A possibilidade de contratação do lastro de capacidade separado da energia viabiliza alguns novos modelos de negócio, notadamente a contratação de projetos de armazenamento ou de geração com baixíssima probabilidade de despacho.

Dessa maneira, se enxerga que essa é uma alternativa viável para a remuneração de UHRs dentro do atual arcabouço regulatório do SEB, mostrando que há suficiente flexibilidade para fazer contratação de UHRs, caso haja o interesse sistêmico. Isso é fundamental pois, apesar das indefinições quanto à separação de lastro e energia e quanto às características dos projetos para participação dos leilões de capacidade, há pelo menos a alternativa capaz de reduzir o risco ao empreendedor sem onerar o consumidor de forma exacerbada.

Por fim, é importante destacar que, seja qual for o mecanismo adotado para viabilizar UHRs, o sucesso depende da habilidade em elaborar regras de seleção de projetos que sejam aderentes às necessidades do sistema, econômicas para os consumidores e capazes de atrair concorrência à licitação. Para isso, é preciso um correto dimensionamento dos custos e benefícios associados aos projetos candidatos.

6. Modelagem do resultado de uma UHR no mercado de energia

Neste capítulo, discutiremos as principais técnicas e etapas da metodologia de modelagem aplicada para o estudo da inserção de UHRs no mercado. Em seguida será apresentada a avaliação econômica e financeira da inserção de UHRs no sistema brasileiro. Do ponto de vista econômico, foi feita uma confrontação de custos e benefícios sistêmicos de dois projetos selecionados. Em seguida foi calculado o resultado que essas usinas podem dar operando apenas no Mercado de Curto Prazo (MCP) da CCEE. Finalmente é avaliada a introdução de um contrato de reserva de capacidade como forma de fornecer sinal econômico firme para investimentos que se mostram econômicos do ponto de vista sistêmico.

a. O Modelo de Despacho

A modelagem da operação do sistema com UHRs é um processo fundamental para avaliar aspectos técnicos, econômicos e financeiros de sua introdução no mercado. Com o uso de uma metodologia de modelagem, é possível demonstrar os benefícios econômicos das UHRs para o sistema, avaliar se o modelo comercial dá incentivos adequados para a realização de investimentos nessa tecnologia, bem como analisar o impacto que a introdução de UHRs terá para o consumidor. Nesse sentido, foi adotada uma metodologia baseada na aplicação de um modelo de planejamento integrado da expansão e da operação do sistema.

A modelagem de expansão e de despacho econômico do sistema desenvolvida no *software Plexos* da *Energy Exemplar*. O *Plexos* é um *software* de otimização de sistemas energéticos. Ele é usado para análises do planejamento da operação, da expansão e de confiabilidade de sistemas elétricos. O *software* possui um módulo de simulação de longo prazo que visa auxiliar no planejamento da expansão dos sistemas elétricos. O planejamento é realizado de forma integrada à modelagem de operação do sistema, buscando minimizar a soma de gastos com combustíveis, investimentos na construção de usinas e linhas de transmissão e penalidades por eventuais déficits de energia ou violação de limites técnicos (vazões mínimas e máximas, por exemplo).

Essencialmente, a metodologia deste estudo consiste em uma aplicação avançada da metodologia desenvolvida em BRANDÃO et al. (2021). Nela, utiliza-se um modelo de expansão de longo prazo para obter a expansão ao mínimo custo e, a partir dos configuração do sistema futuro obtida, simula-se o despacho econômico no último ano do horizonte, considerando diversos cenários hidrológicos. Esses estudos desenvolveram simulações do problema de otimização a mínimo custo da expansão do sistema elétrico brasileiro no longo prazo, em que as UHRs foram consideradas como possíveis projetos para a expansão do sistema.

Para o presente estudo, considera-se para o longo prazo a configuração do sistema expandido até o ano de 2040. A escolha por este horizonte temporal leva em consideração o tempo necessário para o estabelecimento de um arcabouço regulatório e jurídico que ofereça condições para viabilizar empreendimento de UHRs no Brasil. Além disso, o longo período de implementação e a inexistência de projetos maduros para serem implementados também são fatores que influenciam a escolha deste horizonte de estudo.

A avaliação baseia-se nos parâmetros de custos e de configuração do SIN, seguindo as metodologias oficiais do planejamento da expansão no Brasil. Para isso, adota-se como ponto de partida a configuração final do PDE 2031 ajustada com informações dos cadernos e estudos de apoio do PDE 2032. Além disso, é oferecida uma série de projetos candidatos à expansão de geração, armazenamento e transmissão entre subsistemas com os custos disponibilizados pelo PDE, juntamente com um conjunto de alternativas de UHRs candidatas com custos e características prospectadas pela equipe do projeto. Dentre as alternativas, encontram-se os aproveitamentos hídricos definidos no PDE 2031 e com ano de entrada posterior a 2031, as capacidades de geração térmica de diferentes tecnologias, as usinas não despacháveis, como eólica e solar, as capacidades relativas à implantação de Resposta da Demanda e de baterias, e possíveis projetos de UHRs.

Valores máximos de acréscimos de capacidade são definidos para cada uma das diferentes tecnologias no período considerado. Ressalta-se que a modelagem do planejamento e expansão é um problema com grande complexidade, pois as decisões de despacho em cada cenário são condicionadas a uma nova configuração do sistema que é, por sua vez, função de minimização dos custos de operação e expansão de todo o conjunto dos cenários modelados.

Para permitir que o problema fosse computacionalmente tratável, são propostas algumas simplificações, ponderando as seguintes alternativas:

- Número de séries temporais: utilização de oito conjuntos de séries de vento e hidrologia relativas a oito anos selecionados do histórico considerado (1982 a 2021)[4,5];
- Horizonte da simulação: simulação de apenas um ano completo, com a carga projetada para 2040;
- Granularidade temporal: simulação da expansão é executada em base horária e cronológica, considerando uma curva de carga de um dia típico para cada mês (metodologia *sampled)* e aplicação de período de balanço hídrico mensal para os grandes reservatórios de UHEs;
- Restrições temporais: simulação das rampas de geração e defluência das usinas e da variação horária de carga e geração renovável em um dia típico, mas desconsiderando o tempo de viagem da água entre os reservatórios;
- Número de inteiros: resolução de problema com variáveis inteiras para representar a entrada geradores de UHEs e linearização da expansão das capacidades de intercâmbio entre os subsistemas e de geração térmica, solar, eólica e biomassa, para tornar o problema computacionalmente mais leve;
- Estudos de caso com UHRs: elaboração de cenários de simulação com a inserção de UHRs na configuração do sistema existente. A construção destes estudos de caso oferece o valor adicionado pelas UHRs por meio do cálculo da diferença entre o custo global do sistema com e sem UHRs.

Após simulado o problema de expansão do sistema, é possível identificar os projetos mais vantajosos para a operação do sistema elétrico, do ponto de vista econômico. A partir disso, pode-se simular a operação do sistema em base horária e determinar o custo do sistema considerando as UHRs e outros empreendimentos do plano de expansão no mercado de energia de curto prazo.

---

[4] As séries de hidrologia diárias do ONS e de ventos só apresentam disponibilidades de dados a partir da década de 1980.

[5] A qualidade da simplificação foi aferida através de simulações da operação do sistema em modelos de planejamento da operação de médio e curto prazo, isto é, sem incluir no problema decisões relativas à expansão.

A simulação da operação de médio/curto prazo (MT/ST) é semanal, e não mais mensal como no modelo de longo prazo. Com isso, a hidrologia é representada através de séries hidrológicas semanais que têm exatamente os mesmos valores mensais médios das séries de afluências mensais utilizadas no longo prazo. A resolução temporal é de 10 patamares por semana e a estocasticidade é modelada com o método *Rolling Horizon*, configurado com 8 *Full Branches* e 6 *Hanging Branch*es. As estratégias de gestão dos reservatórios produzidas pelas simulações de médio prazo foram usadas para definir metas semanais para o volume dos reservatórios nas simulações de curto prazo (horárias).

Cada simulação de curto prazo compreende uma semana completa, tendo como ponto de partida o estado do sistema na semana anterior e utilizando a estratégia de gestão de reservatórios fornecida pela simulação de médio prazo correspondente (níveis meta para os reservatórios ao final de cada semana). Além disso, estão modelados com maior detalhamento os efeitos de rampas de geração térmica e de defluência de vazões das UHEs, assim como todas as principais restrições hídricas, como vazões máximas e mínimas, disponibilizadas pelo Inventário de Restrições Hídricas e pelo Manual dos Procedimentos de Operação do ONS. O resultado é o cálculo de despacho hora a hora, para todos os cenários em todo o período simulado, bem como os custos marginais de operação do sistema e outros indicadores.

Destaca-se que o modelo adotado é poderoso oferecendo diversas possibilidades de análise e implementação. Porém, em princípio, pode ser utilizado outro software análogo, conquanto seja possível avaliar as necessidades de flexibilidade de curto prazo do sistema brasileiro para o cálculo da expansão ótima do sistema.

b. Avaliação econômica de uma UHR

Esta seção faz uma avaliação da introdução do ponto de vista econômico, procurando captar as possíveis vantagens sistêmicas trazidas pela introdução de um novo projeto em termos de redução de investimentos e de custos de operação.

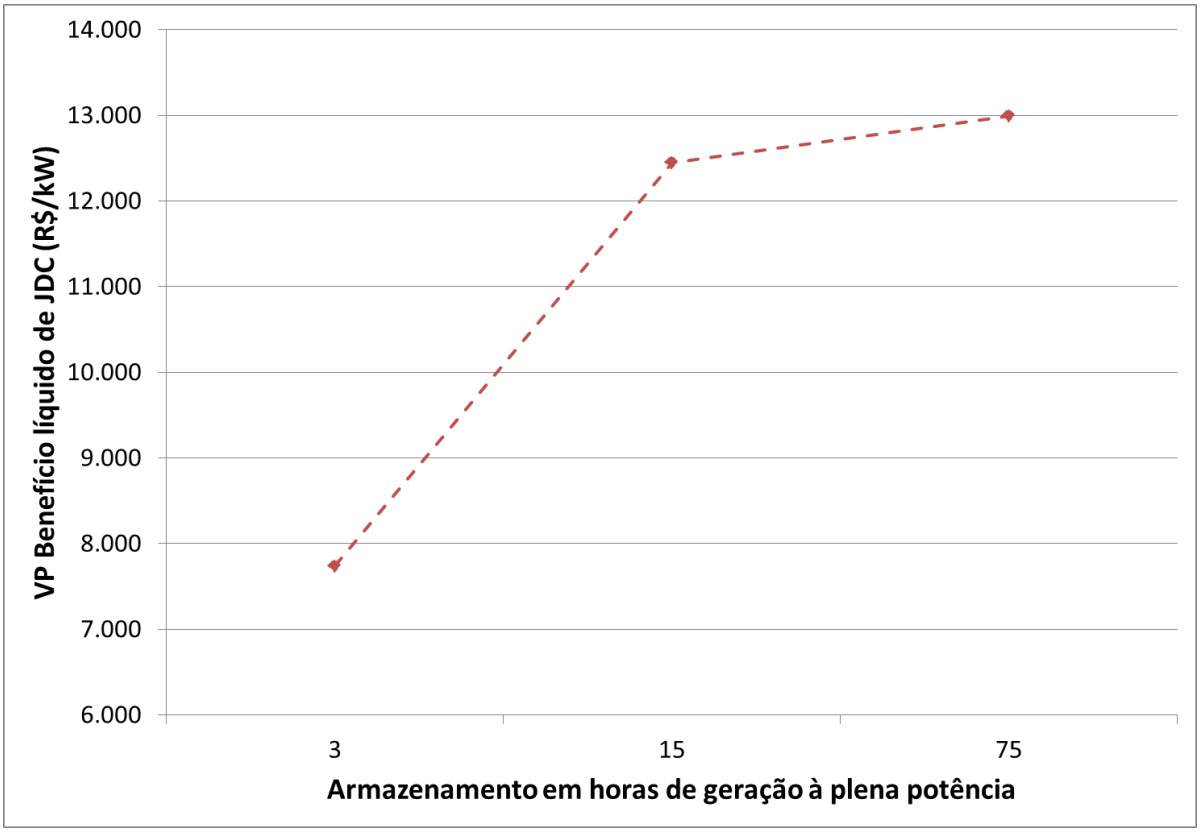
A seção seguinte fará uma avaliação financeira da introdução de uma UHR com diferentes alternativas de modelo comercial a fim de avaliar se elas permitem dar o sinal econômico correto para o investimento em projetos sistemicamente vantajosos e se os benefícios sistêmicos estão alinhados os custos desses projetos percebidos pelo consumidor.

O benefício de um novo projeto para o sistema, seja ele de geração, transmissão ou armazenamento, pode ser calculado pelo modelo integrado de expansão e operação do sistema descrito na seção anterior. O benefício pode ser definido como sendo a diferença entre o custo total de um caso base em que o sistema é expandido e operado ao mínimo custo e um caso alternativo de expansão ao mínimo custo em que o projeto a ser avaliado é incorporado ao sistema existente, não representando, portanto, custo de investimento e nem custos fixos de operação e manutenção adicionais para o sistema. O caso alternativo, invariavelmente tem um custo menor de investimento, pois o projeto acrescentado ao sistema existente resulta em menor necessidade de novos projetos. Já os custos de operação podem variar para mais ou para menos, a depender da simulação.

No presente projeto, o benefício de uma nova UHR foi estimado: i) pela realização de cinco simulações, cada uma delas adicionando um projeto de UHRs no subsistema Nordeste com 1GW de capacidade instalada, com cinco diferentes opções de tempos de descarga (3, 15, 75, 375 ou 1875 horas). Em seguida foi apurada a diferença entre o custo total de cada um destes cinco casos e o custo total do caso base, em que não há nenhuma UHR.

A Figura 2 apresenta a evolução do benefício para projetos de UHR com 1GW e diferentes tempos de descarga. A comparação dos benefícios obtidos com os custos originados permite calcular a atratividade de um projeto do ponto de vista sistêmico, sendo uma ferramenta útil para classificar os projetos em ordem de valor para o sistema e configurá-los em termos de potência e altura de barragem ótimas, por exemplo.

Figura 2: Representação da variação do valor presente do benefício líquido de JDC para diferentes tempos de armazenamento



No presente estudo optou-se por apresentar e avaliar somente a análise mais para as UHRs com tempo de descarga iguais a 15 e 75 horas, pois o modelo de localização de potenciais empreendimentos de usinas reversíveis desenhou projetos sem restrições socioambientais para esses tempos de descarga apresentado em (BRANDÃO et. al, 2023). A Tabela 2 apresenta o custo para cada um dos projetos citados.

Tabela 2: Características e custos associados aos projetos de UHR considerados

Tempo de Descarga (horas)	Capacidade (MW)	VP do CAPEX líq. de JDC (R$ 000)	JDC Anualizado (R$000)	Custo de Construção Anualizado ($000)	Custo Fixo + Encargos ($000)	Custo Anual Total ($000)	Custo Anual Unitário (R$/kW)
15	1.000	4.801.000	49.469	426.461	400.000	875.930	876
75	1.000	7.976.000	82.185	708.488	400.000	1.190.672	1.191

Fonte: EPE (2022), BRANDÃO et. al (2023)

Para ambos os casos, pode-se avaliar qual o potencial benefício sistêmico obtido com a adição das UHRs. A partir do cálculo da diferença de custo total do sistema de referência, com e sem a adição da UHR, é possível determinar o benefício da UHR, que equivale à redução do custo total do sistema acarretado pela inclusão desse empreendimento. Caso esse benefício seja superior ao custo de investimento e operação da UHR, têm-se um benefício líquido positivo para o sistema. O custo total do sistema como um todo inclui os custos fixo e variáveis de geração e de construção.

Obteve-se um benefício sistêmico anual de 1.457,00 R$/kW e 1.507,00 R$/kW para os cenários com uma UHR de 15 horas e 75 horas, respectivamente. Comprova-se assim o valor positivo da UHR para a operação do sistema elétrico modelado no horizonte 2040, conforme apresentado na Tabela 3.

Tabela 3: Planilha de cálculo do benefício sistêmico para os cenários considerados

Caso	Subsistema	Tempo de Descarga (Horas)	Custo Fixo (Milhões R$)	Custo Geração (Milhões R$)	Custo de Construção Anualizado (Milhões R$)	Dif. Custo de Construção Anualizado (Milhões R$)	Dif. Custo de Geração (Milhões R$)	Dif. Custo Fixo R$)	Benefício Total (Milhões R$/Ano) ou (R$/kW Ano)
Caso Base 2040 sem UHRs			40.820	49.643	79.486				
+ UHR 1GW NE UHR 15hs	NE	15	40.184	49.664	78.645	841	-21	636	1.457
+ UHR 1GW NE UHR 75hs	NE	75	40.206	49.636	78.600	886	7	614	1.507

Nota-se ainda que ambas as UHRs consideradas apresentam um benefício sistêmico líquido positivo, ou seja, o benefício sistêmico deduzido do custo de investimento e operação da usina é superior a zero. Considerando uma vida útil econômica de 30 anos, obtém-se um valor presente líquido de 7.061,00 R$/kW e 3.849,00 R$/kW para UHRs de 15 e 75 horas, respectivamente.

A análise desenvolvida até aqui, entretanto, contempla apenas o ponto de vista sistêmico, avaliando a perspectiva econômica sem considerar os eventuais fluxos de receita que podem vir a ser obtidos pelo empreendimento. No Brasil, como tecnologias de armazenamento são consumidoras líquidas de energia, elas não podem oferecer garantia física para o sistema. Assim, conforme o SEB está estabelecido hoje, resta às UHRs obterem receita ou pela venda de capacidade ou por arbitragem no mercado de energia.

c. Avaliação financeira de uma UHR

Nesta seção serão investigadas as receitas que uma UHR poderia auferir no modelo brasileiro de comercialização de energia em sua configuração atual e em algumas possíveis variantes desenhadas para acomodar explicitamente projetos de armazenamento.

A possiblidade mais óbvia de um projeto de armazenamento auferir receitas é mediante arbitragem. A arbitragem consiste no armazenamento de energia em momentos de forte oferta de energia (preços baixos) para gerar em horas de alta demanda e preços mais altos. Será apresentado logo adiante um exercício de avaliar o quanto cada uma das UHRs estudadas poderia obter de resultado no mercado de energia através de arbitragem.

No Brasil não há um mercado de curto prazo semelhante aos que existem nos mercados elétricos liberalizados europeus ou norte-americanos (mercado diário, intradiário e de balanço). A alternativa para comercializar energia física no Brasil é o Mercado de Curto Prazo (MCP) da CCEE, ambiente no qual as diferenças entre contratos e geração verificada podem ser ajustadas de forma automática, como decorrência do despacho centralizado das usinas feito pelo operador do sistema e das posições contratuais dos agentes.

Cabe observar que na expansão simulada para o SIN há pouca participação de projetos hídricos, refletindo a avaliação da EPE da disponibilidade real de aproveitamentos com licenciamento socioambiental viável. Sendo assim, em muitas situações em que houver pouca geração variável em relação ao consumo de energia, as hídricas não serão capazes complementar sozinhas o atendimento à demanda.

Nessas situações, frequentemente será preciso despachar termoelétricas apenas por algumas horas por semana, criando situações de preços pontualmente altos, mesmo em um sistema com altíssima participação de geração com custos marginal zero.

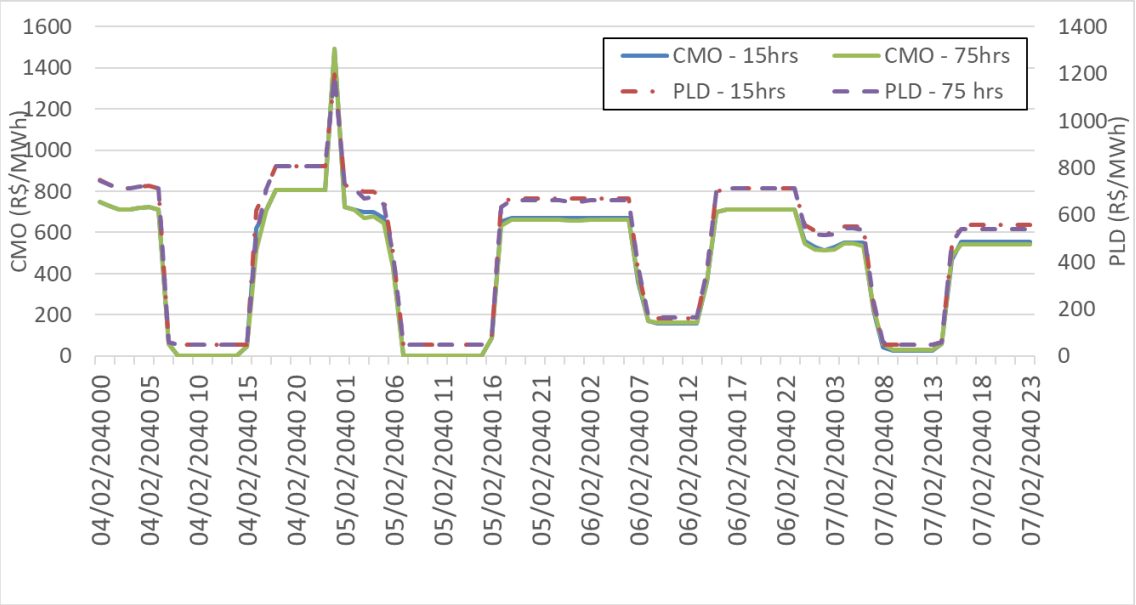
A avaliação do resultado de uma usina no Mercado de Curto Prazo (MCP), da CCEE, pode ser feita com base em uma simulação da operação do sistema em base horária. Os modelos computacionais, sejam os oficiais, sejam modelos alternativos, calculam o custo marginal de operação (CMO), que, porém, não pode ser utilizado diretamente para avaliar a receita que um determinado gerador ou UHR poderia obter no MCP, uma vez que mercado o valor da energia é baseado no PLD e não no CMO. Mas de posse do CMO é possível aplicar a metodologia de cálculo do PLD, adotada pela CCEE e apresentada na seção 4. Isso permite calcular o resultado financeiro de cada usina a cada hora pela multiplicação do saldo horário de energia no MCP pelo PLD horário do respectivo subsistema. Desse modo, é possível analisar resultado financeiro decorrente da arbitragem da inserção das UHRs no sistema e compreender se há necessidade de receita adicional para remunerar investimentos e custos operacionais nestes projetos.

A Tabela 4 que mostra os valores do PLD definidos pela CCEE para o subsistema Nordeste, usados como condições de contorno para o cálculo do PLD. Os resultados para um período específico podem ser observados na Figura 3 e exemplificam diferenças entre o PLD e o CMO. Essas diferenças decorrem do fato de que as médias diárias acima do preço estrutural precisam ser ajustadas, o mesmo acontecendo com valores inferiores e superiores aos mínimos e máximos.

Tabela 4: Valores de contorno do Preço de Liquidação das Diferenças definidos para CCEE para o subsistema Nordeste.

PLD	Valor (R$/MWh)
Mínimo	49,77
Máximo	1.197,87
Estrutural	583,88

Figura 3: Amostra da Variação do CMO em relação ao PLD para os cenários com UHR de 15 e 75 horas de tempo de descarga.



Com os dados horários foi possível realizar o cômputo da receita líquida total obtida pela UHR com arbitragem considerando a valoração da energia comprada e vendida. Uma vez que o modelo trabalha com 8 *Full Branches*, é possível fazer essa análise para 8 diferentes amostras mais a média.

Os resultados exibidos na Tabela 5, mostram que receita anual obtidas pelas UHRs no MCP é superior ao custo de investimento e operação (indicado na Tabela 2) apenas em uma amostra da usina com tempo de descarga de 15hs, sendo, na média, negativo para as duas UHRs. Além disso, pode-se constatar que a receita anual obtida pela UHR considerando o PLD é sempre menor do que seria para o modelo computacional de otimização do despacho, isto é, utilizando o CMO obtido diretamente do modelo. Isso se deve pelo fato de o PLD ter um piso e um teto que podem ser aplicados seja em alguns momentos de baixa demanda, quando a UHR compra energia ou de alta demanda, que é justamente quando a UHR vende. Isso faz com que o ganho de arbitragem fique reduzido.

Tabela 5: Dados de receita e lucro anual ao CMO e ao PLD para os dois diferentes projetos de UHR selecionados.

Tempo de Descarga (horas)	Amostra	Receita Anual no MCP ao CMO ($000)	Receita Anual no MCP ao PLD ($000)	Lucro Anual com MCP ao CMO ($000)	Lucro Anual com MCP ao PLD ($000)
15	**Média**	**663.612**	**558.928**	**-212.318**	**-317.002**
	1	292.197	234.584	-583.733	-641.346
	2	683.137	587.338	-192.793	-288.592
	3	504.406	422.366	-371.524	-453.564
	4	604.614	513.145	-271.316	-362.785
	5	697.027	607.964	-178.903	-267.966
	6	438.334	372.393	-437.595	-503.537
	7	1.044.841	909.250	168.911	33.320
	8	1.044.340	824.387	168.410	-51.543
75	**Média**	**781.853**	**655.235**	**-408.819**	**-535.437**
	1	361.782	292.513	-828.890	-898.160
	2	844.484	723.587	-346.188	-467.086
	3	597.480	502.490	-593.192	-688.182
	4	740.787	630.023	-449.885	-560.649
	5	803.984	696.944	-386.688	-493.728
	6	528.188	450.893	-662.484	-739.780
	7	1.188.432	1.030.114	-2.240	-160.558
	8	1.189.689	915.319	-984	-275.353

É interessante notar que a receita no MCP é impactada em grande medida pelos efeitos ocasionados pela crescente inserção de energia renováveis variáveis, como eólica e especialmente solar. Como a geração dessas fontes é concentrada em certas horas, tende a haver muita oferta e preços baixos nesses momentos, o que beneficia a arbitragem pelas UHR, mas reduz as receitas das renováveis no MCP. A Tabela 6 mostra essa diferença do preço anual médio recebido pela geração de cada uma das tecnologias nos casos estudados.

Tabela 6: Preço médio recebido pelas diferentes tecnologias de geração localizadas no subsistema Nordeste, obtido a partir da modelagem de operação do SEB.

Tempo de Descarga (horas)	Amostra	Preço Médio Recebido pela Geração Solar Centralizada (R$/MWh)	Preço Médio Recebido pela Geração Eólica (R$/MWh)	Preço Médio Recebido pela UHR (R$/MWh)
15	**Média**	**91.36**	**163.89**	**294.93**
	1	16.93	33.16	126.89
	2	95.98	177.96	289.50
	3	48.16	88.41	212.80
	4	68.09	134.58	244.80
	5	50.67	130.69	281.19
	6	32.21	62.74	190.57
	7	164.52	297.82	463.95
	8	254.35	385.78	549.71
75	**Média**	**90.90**	**135.99**	**310.87**
	1	17.31	32.77	140.92
	2	96.74	128.65	314.66
	3	47.96	80.31	228.05
	4	65.44	101.11	262.47
	5	49.33	106.74	288.18
	6	30.78	53.30	213.15
	7	164.45	257.94	476.35
	8	255.21	327.10	563.18

De todo modo, apenas a remuneração via arbitragem não é suficiente para viabilizar o investimento em UHRs, sendo fundamental encontrar um mecanismo de mercado capaz de tornar atrativos para os investidores projetos que são, como foi visto acima, interessantes para o sistema. Dentre as opções disponíveis no modelo de comercialização brasileiro, conforme ele está estabelecido hoje, pode-se pensar na adoção de uma contratação de armazenamento análoga ao contrato de capacidade apresentado no Capítulo 5.

Sendo assim, avalia-se aqui a celebração de um contrato capaz de cobrir todos os custos associados ao investimento e operação de um empreendimento de armazenamento como uma UHR.

Nos casos estudados, esse custo anual total seria de R$ 875.930 mil reais e R$ 1.190.672 mil reais para a UHR de 1 GW com respectivamente 15 e 75 horas de tempo de descarga. No primeiro leilão de capacidade os contratos celebrados tiveram um valor anual de 824.000 mil reais por GW. Com uma receita nesse nível, a primeira usina estaria próxima de cobrir os custos totais mesmo sem levar em conta receitas com arbitragem.

Pode-se, contudo, reduzir o custo desse contrato ao defini-lo de forma que o resultado da arbitragem no MCP seja revertido em benefício do sistema, reduzindo o custo líquido do contrato. Isso permite reduzir o risco do empreendedor, que não fica sujeito a receitas incertas, ao mesmo tempo em que reduz o custo da contratação da UHR pelo sistema.

Ao utilizar essa estratégia o custo do contrato é minorado, tornando-se na média bem menor do que o valor anual do contrato por capacidade de 2021. O custo anual é equivalente aos custos negativos apresentados na Tabela 5, sendo eles apresentados na Tabela 7 como os custos líquidos anuais do contrato de disponibilidade. A Tabela 7 também mostra o valor presente de tais custos. Eles foram calculados considerando um período de 30 anos com uma taxa de desconto igual a 8% ao ano. Nota-se apara os casos em que a UHR gera lucro no ano, o contrato com a UHR poderia ser honrado sem cobrança de encargos.

Tabela 7: Valor Presente do Contrato por Disponibilidade considerando o CMO e o PLD.

Tempo de Descarga (horas)	Amostra	Custo líquido anual do contrato de disponibilidade (CMO) (R$/MW.ano)	Custo líquido anual do contrato de disponibilidade (PLD) (R$/MW.ano)	VP do Contrato Disponibilidade CMO (R$ milhões)	VP do Contrato Disponibilidade PLD (R$ milhões)
15	**Média**	**-212,318**	**-317,002**	**-2,485**	**-3,710**
	1	-583,733	-641,346	-6,832	-7,506
	2	-192,793	-288,592	-2,256	-3,378
	3	-371,524	-453,564	-4,348	-5,308
	4	-271,316	-362,785	-3,175	-4,246
	5	-178,903	-267,966	-2,094	-3,136
	6	-437,595	-503,537	-5,121	-5,893
	7	168,911	33,320	1,977	390
	8	168,410	-51,543	1,971	-603
75	**Média**	**-408,819**	**-535,437**	**-4,785**	**-6,267**
	1	-828,890	-898,160	-9,701	-10,512
	2	-346,188	-467,086	-4,052	-5,467
	3	-593,192	-688,182	-6,942	-8,054
	4	-449,885	-560,649	-5,265	-6,562
	5	-386,688	-493,728	-4,526	-5,778
	6	-662,484	-739,780	-7,753	-8,658
	7	-2,240	-160,558	-26	-1,879
	8	-984	-275,353	-12	-3,223

Para efeito de comparação no primeiro leilão de capacidade os contratos celebrados tiveram um valor de 824.000,00 R$/MW.ano. Na presente análise, levando em conta o caso em que a UHR venderia ao preço do PLD, o valor celebrado seria de no máximo 641.000,00 R$/MW.ano e 898.000,00 M$/kW.ano para as UHRs de 15 e 75 horas, mas que na média esses valores seriam de 317.000,00 R$/MW.ano e 535.000,00 R$/MW.ano. Isso sem levar em consideração que houve uma amostra em que a UHR foi capaz de se remunerar completamente somente com o resultado no MCP.

Ainda que haja um custo adicional a ser arcado pelo consumidor para que se possa viabilizar UHRs, ao se comparar o benefício sistêmico que elas oferecem, com esse dispêndio extra, o balanço torna-se positivo. A Tabela 8 apresenta o valor presente líquido do contrato por disponibilidade, tanto considerando o preço do PLD, quanto do CMO. Observa-se que a

vantagem em contratar UHRs, especialmente pelo fato comentado anteriormente de que o custo do contrato a ser estabelecido é minorado pelo fato de a UHR obter receita com arbitragem no MCP.

Tabela 8: Valor Presente Líquido para o Sistema considerando o custo com o Contrato por Disponibilidade

Tempo de Descarga (horas)	Amostra	VPL do sistema CMO (R$ milhões)	VPL do sistema PLD (R$ milhões)
15	**Média**	**15.226**	**14.001**
	1	10.879	10.205
	2	15.455	14.333
	3	13.363	12.403
	4	14.536	13.465
	5	15.617	14.575
	6	12.589	11.818
	7	19.688	18.101
	8	19.682	17.108
75	**Média**	**13.541**	**12.059**
	1	8.624	7.814
	2	14.274	12.859
	3	11.383	10.271
	4	13.060	11.764
	5	13.800	12.547
	6	10.572	9.667
	7	18.299	16.446
	8	18.314	15.103

Destarte, pode-se dizer que a presente avaliação demonstra que UHRs podem ser benéficas para o sistema de forma geral. Há, entretanto, a necessidade de implementar mecanismos de mercado capazes de garantir o correto incentivo ao investimento nesse ativo. Porém, ao se utilizar de elementos intrínsecos a ela, como a capacidade de arbitrar preço, é possível reduzir seu custo para o consumidor e com isso majorar seu benefício para o sistema.

7. Contratação por capacidade e captura de outras receitas

No Brandão e Gomes 2023, foram listados diversos serviços e atributos das UHRs ao SIN, apontando que, num modelo ideal, alguns desses atributos seriam remunerados por meio de mecanismos de mercado, outros por encargos de capacidade e outros por encargos de serviços ancilares. No entanto, conforme abordado o atual modelo do setor elétrico brasileiro não remunera adequadamente esses atributos. Além disso, as discussões sobre o aprimoramento da regulação dos serviços ancilares e da separação entre lastro e energia pode levar anos ou nem mesmo ser executada.

Por essas razões, foi proposto aqui que as UHRs sejam contratadas por meio de Leilões de Reserva de Capacidade, nos termos da Lei 14.120/2021, específicos para cada UHR. Nos Leilões específicos, as UHRs seriam contratadas conforme as necessidades sistêmicas de seus atributos. Tais necessidades seriam estabelecidas em estudos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e ONS. Nesse sentido, para inclusão de determinada UHR no Leilão específico, os estudos devem comprovar que a contratação da UHR será benéfica ao SIN, considerando o critério do menor custo global.

No presente texto demonstrou-se que a contratação de UHR é benéfica do ponto de vista sistêmico, assim como apresentado anteriormente em BRANDÃO et al. (2021) e, portanto, seria justificável a contratação por meio reserva de capacidade. A forma de contratação seria a celebração de um Contrato de Uso de Bem Público com a União Federal. O escopo da contratação, por sua vez, seriam todos os serviços prestados pela UHR em questão, incluindo a disponibilização de potência ao SIN e todos os serviços e atributos descritos na Tabela 1. Em contraprestação aos serviços prestados, o titular da UHR seria remunerado por meio de Receita Fixa, sem riscos inerentes à comercialização de energia e os custos pela contratação seriam suportados por todos os usuários do SIN (e não apenas pelos consumidores do mercado regulado, como de outros projetos estruturantes), na forma do art. 3º-A da Lei 10.848/2004.

Por essa razão, as receitas e custos com compra e venda de energia no Mercado de Curto Prazo (MCP) seriam alocados à conta específica a ser criada, sendo tal resultado de propriedade do usuário do SIN, a exemplo da comercialização de energia de reserva de que trata o Decreto 6.353/2008.

No detalhamento do modelo de contratação de UHR por reserva de capacidade, deve-se ainda regular se as UHRs poderão ou não receber receitas adicionais àquelas decorrentes da contratação por reserva de capacidade. No jargão setorial, em especial, na regulação tarifária, tais receitas adicionais são chamadas de Outras Receitas.

Em tese, pela própria lógica proposta, as UHRs não deveriam receber receitas adicionais. Isto porque, o escopo do leilão de reserva de capacidade seria a "entrega" de todos os atributos da UHRs ao sistema. Em contrapartida, o sistema pagaria uma remuneração adequada e necessária para a amortização dos investimentos e, ainda, comercializaria a energia produzida e consumida pelas UHRs, tomando, inclusive os riscos de comercialização.

De outro lado, é possível que futuramente, com um mercado mais desenvolvido de serviços ancilares, as UHRs possam oferecer vários serviços ao sistema. Entretanto, as UHRs não teriam qualquer incentivo a oferecer serviços adicionais, sobretudo se oferece-los implicar em investimentos ou em custos adicionais, se as UHRs não auferirem nenhum benefício em razão disso.

Nessa linha, é importante que a regulamentação das UHRs preveja a possibilidade de os agentes auferirem receitas adicionais em razão da prestação de serviços não previstos no momento da contratação, mas com a captura de parte da receita à modicidade tarifária, assim como previsto na regulação tarifária da distribuição e transmissão.

8. Conclusões

O presente texto foi capaz de abordar diversos aspectos relacionados ao armazenamento de energia, com foco em UHRs. Dentre os pontos endereçados avaliou-se qualitativamente a o impacto sistêmico de UHRs, como internacionalmente mecanismos de mercado têm sido aplicados para o desenvolvimento dessa tecnologia. No capítulo 4 apresentou-se a estrutura de mercado brasileira e como nesse contexto poderia se pensar uma estratégia focada em UHRs. Enquanto nos capítulos 5, 6 e 7 buscou-se avaliar de forma mais detalhada e quantitativa como uma UHR poderia ser remunerada e quais seriam os efeitos disso no sistema elétrico brasileiro.

A modelagem elaborada para representar tanto a expansão do sistema, quanto como se daria a operação com a penetração de diferentes UHRs possibilitou compreender que UHRs podem trazer diversos benefícios ao sistema elétrico, provendo maior flexibilidade e reduzindo o custo sistêmico total.

Entretanto, não basta que tal tecnologia agregue valor ao sistema elétrico para fazer com que ela se torne uma alternativa viável. É preciso que mecanismos regulatórios e de mercado estejam definidos para garantir a segurança do investidor aportar dinheiro em um empreendimento capital intensivo.

O presente estudo mostrou que a adição de UHRs é benéfica para o sistema elétrico, contudo, UHRs são consumidoras líquidas de energia, não podendo assim oferecer garantia física. Ao mesmo tempo, não é possível remunerar adequadamente esse empreendimento a partir de arbitragem no mercado de curto prazo. Tais elementos tendem a afastar os investidores devido à dificuldades de se prever um retorno adequado ao investimento.

Assim, háá a necessidade de se encontrar alternativas capazes de viabilizar o investimento em UHRs, fazendo assim com que a expansão do sistema ao menor custo se realize. Dentre as possibilidades avaliou-se a contratação por capacidade que poderia oferecer uma receita adicional em relação à arbitragem no Mercado de Curto Prazo capaz de remunerar o custo total das UHRs. Mostrou-se que os custos adicionais para a celebração desse contrato seriam inferiores aos benefícios associados.

Um contrato por disponibilidade, em que o empreendedor recebe uma receita fixa capaz de remunerar totalmente os custos da usina e o sistema se apropria das incertas receitas no MCP se mostrou ainda mais econômico para o consumidor.

Assim, espera-se que nos próximos anos tais aspectos passem a incorporar as UHRs de forma adequada, sendo esse estudo uma fonte de conhecimento altamente útil no decorrer desse processo. A partir do presente estudo verifica-se a importância da avaliação de como um contrato de reserva de capacidade poderia ser estabelecido para a UHRs, considerando o fato de que elas podem amortizar o custo desse contrato a partir de seu desempenho com arbitragem no mercado de energia de curto prazo. A combinação de diferentes receitas é importante para reduzir o custo a ser gerado para o consumidor.

Referências Bibliográficas

ANEEL. Resolução Normativa nº 858 de 1 de outubro de 2019. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas antigas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column 2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=39022&_participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&_participacao ublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp>. Acesso em: abril de 2023

BEIS. Implementing Electricity Market Reform. 2014.

BEIS. Smart Systems and Flexibility Plan Monitoring Framework: Appendix II. 2021.

BRANDÃO et. al, 2023. Mapeamento de UHRs utilizando a UHE Lajeado como Reservatório Inferior. RELATÓRIO ETAPAS 8 e 9.

BRANDÃO, R. e GOMES, V. Proposição de alternativas regulatórias para a viabilização comercial das Usinas Hidrelétricas Reversíveis, 2023, Gesel, Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 123, <https://gesel.ie.ufrj.br/tipo_de_texto/textos-de-discussao-tdse>

BRANDÃO, R. et al., 2021. A viabilidade das usinas reversíveis no sistema interligado nacional. E-Papers. Rio de Janeiro.

BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. Disponível em: <https://presrepublica.jusbrasil.com.br/legislacao/97869/lei-10848-04>. Acesso em: abril de 2023.

Castro et al. 2018. Análise Comparativa Internacional de Desenhos de Mercados Atacadistas de Energia no Livro Regulação Econômica da Geração Termoelétrica: Formas de Contratação e Metodologia de Cálculo do Custo de Operação. Grupo de Estudos do Setor Elétrico [GESEL]. – Rio de Janeiro: Publit Soluções Editoriais, 2018.

CCEE, 2023. Agenda e Resultado dos Leilões. Disponível em <https://www.ccee.org.br/mercado/leilao-mercado>

CCEE. Regras de Comercialização. Versão 2023.3.1. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2023.

EPE, 2020. Expansão da Geração - Medidas de Transição. Comitê de Implementação da Modernização. No. EPE-DEE-011/2020-r0

EPE, 2022. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2022

IEMA, 2022. Boletim Leilão de Energia Elétrica. 4ª Edição Instituto de Energia e Meio Ambiente.

IHA. Pump it up: Recommendations for urgent investment in pumped storage hydropower to back the clean energy transition. International Forum on Pumped Storage Hydropower Policy and Market Frameworks Working Group: Global Paper. International Hydropower Association (IHA). September, 2021

Lott, P., 2021. Leilão de reserva de capacidade: entenda como funciona. publicado na Agência Canal Energia. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53174460/leilao-de-reserva-de-capacidade-entenda-comofunciona>

MME, 2021. NOTA TÉCNICA Nº 56/2021/DPE/SPE.

NSW Government, 2021. Long-Term Energy Service Agreement Design. Consultation paper

TOLMASQUIM, Mauricio T. Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. 2ª edição. Rio de Janeiro: Synergia Editora. 2015.

Williams, G. Profiling the Capacity Market Debate. 2021. Disponível em: www.aemc.gov.au/news-centre/perspectives/economistscorner-profiling-capacity-market-debate

Grupo de Estudos do Setor elétrico
Gesel

Toda a produção acadêmica e científica do GESEL está disponível no site do Grupo, que também mantém uma intensa relação com o setor através das redes sociais Facebook e Twitter.

Destaca-se ainda a publicação diária do IFE - Informativo Eletrônico do Setor Elétrico, editado deste 1998 e distribuído para mais de 10.000 usuários, onde são apresentados resumos das principais informações, estudos e dados sobre o setor elétrico do Brasil e exterior, podendo ser feita inscrição gratuita em http://cadastro-ife.gesel.ie.ufrj.br

GESEL – Destacado think tank do setor elétrico brasileiro, fundado em 1997, desenvolve estudos buscando contribuir com o aperfeiçoamento do modelo de estruturação e funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além das pesquisas, artigos acadêmicos, relatórios técnicos e livros – em grande parte associados a projetos realizados no âmbito do Programa de P&D da Aneel – ministra cursos de qualificação para as instituições e agentes do setor e realiza eventos – work shops, seminários, visitas e reuniões técnicas – no Brasil e no exterior. Ao nível acadêmico é responsável pela área de energia elétrica do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia (PPED) do Instituto de Economia da UFRJ

ISBN: 978-65-86614-84-8

SITE: gesel.ie.ufrj.br

LINKEDIN: linkedin.com/company/gesel-grupo-de-estudos-do-setor-elétrico-ufrj

INSTAGRAM: instagram.com/geselufrj

FACEBOOK: facebook.com/geselufrj

TWITTER: twitter.com/geselufrj

Scan me

ENDEREÇO:

UFRJ - Instituto de Economia.
Campus da Praia Vermelha.

Av. Pasteur 250, sala 226 - Urca.
Rio de Janeiro, RJ - Brasil.
CEP: 22290-240