



**GESEL**

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

## Relatório Técnico

### **Usinas Hidrelétricas Reversíveis**

### **Análise do Modelo Regulatório Brasileiro**

Abril de 2020  
Rio de Janeiro



## **Relatório Técnico**

# **Usinas Hidrelétricas Reversíveis Análise do Modelo Regulatório Brasileiro**

Nivalde de Castro  
Roberto Brandão  
Ana Carolina Chaves  
Camila Vieira  
Luiza Masseno  
Julian Hunt  
Thiago Campos

ISBN: 978-65-86614-07-7

Abril de 2020

## **Lista de Gráficos**

Gráfico 1: Variação do PLD mensal e horário do submercado Sudeste de janeiro de 2018 ao início de 2020. ....	19
Gráfico 2: Variação do PLD mensal e horário da Região Nordeste de janeiro de 2018 ao início de 2020. ....	19

## Lista de Figuras

Figura 1: Fluxograma do cálculo da garantia física para UHE e UTE.....	10
Figura 2: Representação do processo de alocação de energia para cobertura de garantia física. ....	11

## Sumário

1. Introdução .....	5
2. Modelo comercial do Setor Elétrico Brasileiro .....	7
2.1. Comercialização de energia.....	7
2.2. Modelo comercial brasileiro e as UHRs.....	14
2.2.1. UHR de ciclo fechado ou bombeamento puro .....	14
2.2.2. UHR de ciclo aberto ou <i>pump-back</i> .....	15
2.2.3. Possibilidades de arbitragem: limites do PLD .....	17
2.2.4. Possibilidades de arbitragem com o PLD horário .....	18
2.2.5. Serviços ancilares.....	21
2.2.6. Serviços de armazenamento .....	24
3. Possíveis alternativas comerciais para a introdução de UHR no SIN.....	28
3.1. Comercialização de lastro de potência.....	29
3.2. UHR como serviço de transmissão .....	32
3.3. Leilão para serviços específicos .....	34
3.4. Leilão de projeto específico de UHR .....	35
4. Considerações Finais .....	37
Referências Bibliográficas.....	39

## 1. Introdução

Nos últimos anos, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) vem passando por transformações estruturais em sua matriz elétrica. O aumento da participação de energias renováveis intermitentes, notadamente energia eólica e solar, e a redução da capacidade de armazenamento do parque gerador hidrelétrico contribuem para a consolidação de um cenário de risco de déficit de potência.

Diante deste contexto, as Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) emergem como uma possível solução para a necessidade de suprimento de potência. Além de fornecerem potência firme para o sistema, as UHRs possuem diversas funcionalidades: regularização de cascatas, armazenamento de excedentes de geração não controlável, otimização da expansão do sistema de transmissão e prestação de serviços ancilares.

As múltiplas funcionalidades das UHRs fazem do enquadramento regulatório desta tecnologia uma questão complexa. Como remunerar estes ativos frente a diferentes serviços? No Relatório 6 “Experiências Internacionais”, foi possível identificar que as principais formas de remuneração das UHRs ocorrem através: i) da venda de energia, fruto das vazões naturais; ii) da arbitragem entre preços ao longo do tempo; iii) da prestação dos serviços ancilares; iv) da disponibilização de potência firme ao sistema; e v) do armazenamento no nível da transmissão.

Entretanto, até o momento, o Brasil não possui, em seu quadro regulatório, normativas e dispositivos específicos capazes de abranger e remunerar os serviços e benefícios fornecidos por esta tecnologia, nem a nível de transmissão e dos serviços de sistema, nem a nível de potência.

Alguns dos problemas atuais do setor situam-se, justamente, na falta de remuneração adequada aos atributos das diferentes fontes energéticas e na dificuldade de uma alocação justa dos riscos associadas a cada uma delas. Tendo em vista estes desafios, o setor atravessa um momento de reformulação da estrutura regulatória.

Em 2017, o Ministério de Minas e Energia (MME) lançou a Consulta Pública de nº 33 (CP 33), na qual está prevista a separação de lastro e energia, o que, em tese, pode facilitar a contratação de projetos que, como as UHRs, fornecem potência para o sistema, mas pouca ou nenhuma energia. O tema segue em discussão e a implementação desta separação é

provável, abrindo espaço para a remuneração de UHRs por lastro de potência. No entanto, a valorização de outros atributos, dentre os quais a capacidade de armazenamento e o desenho dos serviços ancilares, necessita de maior amadurecimento.

Posto isto, o presente relatório tem como objetivo central analisar a capacidade do atual modelo regulatório brasileiro em viabilizar a inserção de Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional (SIN). Para tal, em um primeiro momento, busca-se compreender o modelo comercial do SEB, identificando as possibilidades e limitações para a remuneração de UHRs. Em seguida, são apontados, ainda de forma preliminar, possíveis aprimoramentos regulatórios, visando viabilizar a introdução das UHRs no setor.

O estudo está dividido em quatro seções, sendo a primeira esta introdução. A segunda seção apresenta as características do modelo de comercialização e formação de preços da energia elétrica no Brasil e como esta estrutura se comportaria na presença de UHRs. A terceira seção trata de possíveis alternativas comerciais para a introdução de UHRs no Brasil. Por fim, a quinta seção apresenta as considerações finais da pesquisa.



## **2. Modelo comercial do Setor Elétrico Brasileiro**

Esta seção busca compreender o desenho comercial do SEB, com foco nos aspectos que podem ser pertinentes para viabilizar as UHRs. Nesta parte, o modelo comercial é descrito tal qual ele é, pois se trata de desenhar um quadro de como as UHRs poderiam participar do modelo comercial da forma como ele está configurado atualmente ou com alterações mínimas. A parte seguinte trata de forma preliminar possíveis alterações no modelo comercial que poderiam ser consideradas para viabilizar a introdução das UHRs no Brasil.

Em meados da década de 1990, o Brasil deu início à liberalização do mercado de energia elétrica. Em um primeiro momento, a reforma atuou em duas frentes: i) a desverticalização do setor nos segmentos de geração, distribuição, transmissão e comercialização; e ii) a privatização dos ativos de distribuição. No entanto, as mudanças propostas não foram suficientes para garantir os investimentos em novos projetos de geração, o que culminou no racionamento de energia de 2001 e no cancelamento dos planos de privatizar os ativos de geração de controle federal.

O racionamento deu origem à estruturação de uma nova reforma setorial. O Novo Modelo regulatório do setor elétrico, de 2004, teve como um dos seus principais objetivos a criação de um ambiente favorável à contratação de energia no longo prazo, viabilizando, assim, novos projetos de geração. O Estado voltou a assumir a função de planejador do setor e passou a atuar através de três pilares básicos: i) a garantia da segurança da oferta; ii) a modicidade tarifária; e iii) a universalização do acesso à energia elétrica.

Na próxima seção, analisaremos em detalhes a formação do preço de energia elétrica no mercado elétrico brasileiro.

### **2.1. Comercialização de energia**

Após a reforma de 2004, a organização institucional passou a ser composta por seis agentes setoriais: o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE); o Ministério de Minas e Energia (MME); o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE); o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); a Empresa de Pesquisa Energética (EPE); e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A estrutura do Novo Modelo é caracterizada, ainda, pela criação de mecanismos de comercialização de

energia via leilões para o mercado regulado. A rotina de leilões está prevista em lei e os editais seguem diretrizes fixadas pelo MME. Tais leilões são operacionalizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com o apoio da EPE.

A comercialização de energia no atacado é feita em dois ambientes: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde a energia é vendida, basicamente, em leilões públicos para atender o mercado das distribuidoras, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde os agentes compram e vendem energia em contratos bilaterais com preços e condições negociados entre as partes. A CCEE é a entidade voltada à viabilização de um ambiente de negociação competitivo, sustentável e seguro.

A partir da implementação do Novo Modelo de 2004, ficou instituída uma rotina anual de leilões públicos destinados à compra de energia, no longo prazo, para o mercado regulado (ACR). Destaca-se que o modelo de comercialização de energia brasileiro pode ser caracterizado pela contratação compulsória de certificados de energia (garantia física) em volume equivalente a 100% do consumo medido.

Todos os contratos são registrados, fiscalizados e controlados pela CCEE. Com base em medições apuradas mensalmente, os agentes devem estar 100% contratados para evitar o pagamento de penalidades. Esta contratação pode ser realizada através da compra de energia de geradoras ou por intermédio de comercializadoras.

Os contratos para os novos empreendimentos com o mercado regulado são desenhados de acordo com as especificidades de cada uma das fontes de energia. No caso dos projetos hidrelétricos, os contratos são realizados “por quantidade”, por meio do qual o gerador hídrico se compromete a entregar a energia vendida durante todo o prazo do contrato.

O MME emite um certificado de energia, intitulado garantia física, para as usinas que pretendem participar de leilões de energia nova. A garantia física corresponde à quantidade de energia elétrica que pode ser vendida por uma usina e ela pode ser contratada por um consumidor para cumprir sua obrigação de contratação de lastro.

O cálculo da garantia física é feito pela EPE, utilizando uma metodologia estabelecida pelo MME, na Portaria nº 268/2008. O primeiro passo da

metodologia consiste em calcular a carga crítica ou garantia física do sistema, que é depois rateada entre as usinas.

A carga crítica resulta de uma modelagem do sistema contratado no *software* Newave operando em carga estática. Esta representa a maior carga que o sistema consegue atender respeitados dois critérios: i) a segurança de abastecimento (risco anual de déficit menor que 5%); e ii) a igualdade entre o custo de expansão do sistema, o Custo Marginal de Expansão (CME), e o custo de operação, o Custo Marginal de Operação (CMO). O CMO equivale ao custo em se produzir mais 1 MWh para o sistema, calculado para cada submercado. Já o CME é o custo médio da inserção de uma usina adicional ao sistema elétrico.

O segundo passo da metodologia é o rateio da carga crítica, de acordo com dois blocos: i) bloco de usinas hidrelétricas (UHE); e ii) bloco de usinas termelétricas (UTE). Cada bloco é uma parte da carga crítica e o critério de repartição é a geração hídrica e térmica ponderada pelo CMO a cada momento. Em outras palavras, obtém-se o quanto cada uma dessas fontes (hídrica e térmica) representa no valor total da geração do sistema.

Vale destacar que, em situações de abundância hídrica, a geração das hidrelétricas é muito alta, mas a ponderação é feita por um CMO muito baixo (no limite, zero). Já em momentos de escassez hídrica, a geração é menor e é ponderada por um CMO alto. Já para as usinas térmicas, em hidrologias favoráveis, a geração é muito baixa e é ponderada por um CMO também muito baixo. Quando a hidrologia é ruim, a geração térmica é feita à capacidade máxima e é ponderada por um CMO elevado. Percebe-se, assim, que a ponderação baseada no CMO favorece as usinas térmicas. O bloco hídrico tem um tamanho proporcionalmente menor do que a geração hídrica esperada, por ser ponderado por um CMO menor, enquanto as usinas térmicas possuem garantia física maior do que a geração esperada, devido à ponderação por um CMO maior.

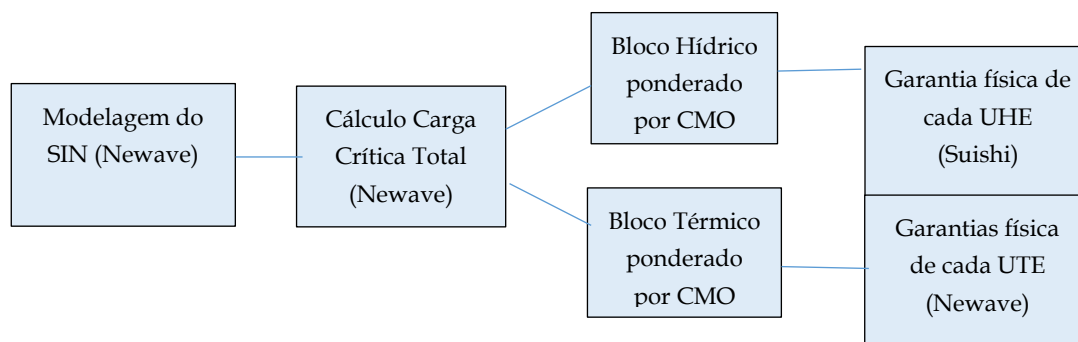
O terceiro passo da metodologia é a separação do bloco hídrico para cada uma das usinas, através da ponderação pela geração esperada da usina no período crítico<sup>1</sup>, realizado através do Modelo de Simulação de Usinas

---

<sup>1</sup> O período crítico é determinado pelos seis anos mais secos que já existiram no sistema, da década de 1950 até o presente momento.

Individualizadas de Subsistemas Hidrotérmicos Interligados (Suishi<sup>2</sup>). Para as usinas térmicas, utiliza-se o próprio Newave para o cálculo do valor de geração crítica de cada unidade, ponderado por CMO. A Figura 1 apresenta uma síntese do cálculo da garantia física.

**Figura 1: Fluxograma do cálculo da garantia física para UHE e UTE**



Fonte: Elaboração própria.

No caso das fontes eólica e solar, a garantia física é calculada através da geração esperada. Na eólica, utiliza-se a geração à P-50<sup>3</sup> ou à P-90<sup>4</sup>, cuja metodologia empregada é estabelecida de acordo com a Portaria MME nº 101/2016.

Por fim, a ANEEL aprova e certifica a energia assegurada calculada pela EPE para cada uma das usinas do sistema, cabendo ao MME a emissão da garantia física. Adquirida a garantia física, o investidor fica limitado a comercializar o montante de energia estipulado no certificado, independentemente de sua capacidade máxima de potência.

O despacho de cada usina é determinado pelo ONS de forma centralizada, visando a otimização da operação do sistema como um todo, sem considerar os montantes dos contratos firmados pelos agentes. Devido à imprevisibilidade inerente à geração em um sistema hídrico, frequentemente o despacho real pode diferir da garantia física das usinas.

---

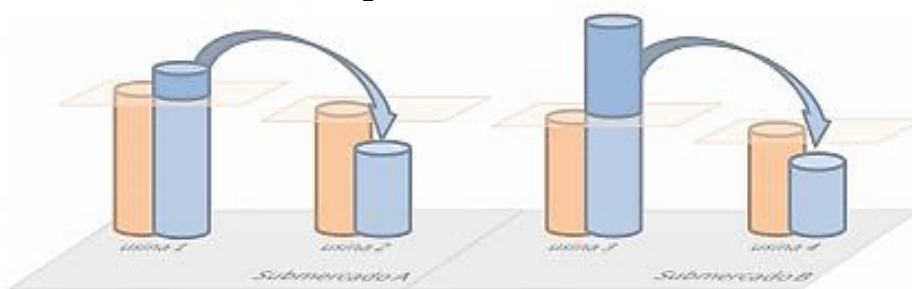
<sup>2</sup> Programa desenvolvido pelo Cepel, que distribui o despacho hídrico total esperado entre cada uma das usinas hidrelétricas do SIN.

<sup>3</sup> Produção anual de energia que deve ser atingida ou superada com uma probabilidade de ocorrência igual a cinquenta por cento.

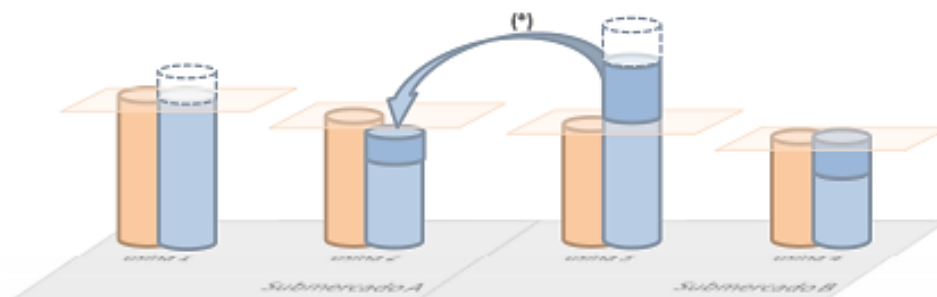
<sup>4</sup> Produção anual de energia que deve ser atingida ou superada com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento, calculada a partir do valor de P-50 e da incerteza padrão, assumindo uma distribuição normal.

Com a finalidade de repartir os riscos hidrológicos e mitigar o risco da estratégia operacional do ONS para os proprietários de usinas hidrelétricas, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Através do MRE, todas as usinas recebem uma fração da geração hídrica total, proporcional à participação da garantia física de cada uma na garantia física total das usinas do mecanismo, não importando quanto cada uma delas tenha gerado. As usinas que geraram mais do que a média, como proporção da garantia física, transferem a energia excedente para as que produziram abaixo da média (Figura 2). Esta transferência é valorada, no ambiente do MRE, pela Tarifa de Energia de Otimização (TEO), equivalente a R\$ 12,77/MWh, em 2020, que é calculada para ressarcir a usina cedente dos custos da geração, sobretudo a Cobrança pelo Uso dos Recursos Hídricos.

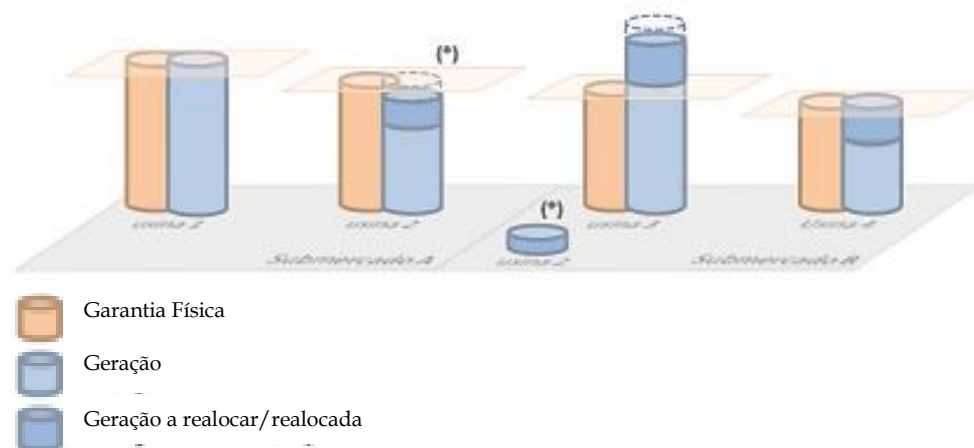
**Figura 2: Representação do processo de alocação de energia para cobertura de garantia física**



Alocação dentro do submercado (prioritário).



Alocação entre submercados.



(\*) Apesar de ser referente à usina 2, esta parcela de cobertura de garantia física permanece relacionada ao submercado da usina que a gerou.

Fonte: CCEE (2018).

O MRE é um *hedge* compulsório e automático através do qual as hidrelétricas compartilham e redistribuem entre si a geração de energia elétrica e os riscos hidrológicos e de operação. O risco que permanece é o do conjunto das UHEs não ser capaz de honrar suas garantias físicas.

O Índice GSF (*Generation Scaling Factor*) determina se a geração total das hidrelétricas é maior ou menor que a garantia física total. Desta forma, o GSF equivale à razão entre a soma da geração total das UHEs e a soma das garantias físicas. Caso a energia do conjunto de UHEs seja superior ao total gerado ( $GSF > 1$ ), a energia sobressaltante é rateada por todos os integrantes, resultando para todos os geradores hídricos em um crédito no Mercado de Curto Prazo (MCP), valorado ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) do momento, proporcional à garantia física de cada empreendimento. Quando o total gerado pelas usinas do MRE é inferior à garantia física total ( $GSF < 1$ ), todas as usinas do MRE terão menos energia do que suas respectivas garantias físicas e os geradores que tiverem contratado toda a sua garantia física terão débitos no MCP

Neste último caso, os proprietários das usinas assumem uma posição devedora da liquidação no MCP, ficando expostos ao PLD, o preço usado para valorar as diferenças entre a energia contratada e medida de cada agente da CCEE. O PLD é determinado com base no CMO, sendo limitado a um piso e teto estabelecidos pela ANEEL. Devido à característica predominantemente hídrica do sistema, os valores assumidos pelo PLD sofrem influência direta da hidrologia, refletindo seu comportamento

volátil. Desta forma, o PLD tende a ser muito baixo em períodos de afluência abundante e elevado em períodos de hidrologia desfavorável.

Posto isto, nota-se que a maior parte das receitas das UHEs não está vinculada à geração de energia elétrica e sim ao volume aos contratos firmados, através dos quais cada usina efetivamente comercializa uma parcela de toda a energia do sistema. Sendo assim, a comercialização de energia no atacado não é baseada na compra de energia gerada no curto prazo, mas na aquisição de contratos de longo prazo.

O desenho de mercado baseado em contratos de longo prazo permite que os agentes se protejam em grande medida da volatilidade do PLD. Tendo em vista que, no curto prazo, o PLD raramente converge para o custo de produção, ele constitui um sinal econômico errático para os agentes e vendas indexadas a um preço com estas características não constituiriam base sólida para viabilizar investimentos em novos projetos de geração.

Os Leilões de Energia Nova comercializam energia em prazos muito dilatados, quase sempre de 20 anos ou mais, e constituem o principal mecanismo de indução da expansão da geração. Já os Leilões de Energia Existente do ACR e no Mercado Livre apresentam prazos de contratos bem mais curtos, o que faz com que o preço de tais contratos seja influenciado pelo PLD esperado.

Desde 2015, o MCP passou a registrar um crescimento significativo nos casos de inadimplência, principalmente devido à judicialização dos contratos de comercialização de energia. Neste contexto, vários agentes recorreram à Justiça, questionando as regras de comercialização e exigindo a suspensão dos débitos na CCEE. Nos últimos anos, verifica-se um movimento no setor pela busca de aprimoramentos regulatórios que possibilitem solucionar estas questões. A título de exemplo, cita-se o Grupo de Trabalho da Modernização do Setor Elétrico, instituído pelo MME, com o objetivo de propor aperfeiçoamentos para o marco regulatório atual. As mudanças foram direcionadas à revisão do MRE, reavaliação do processo de sazonalização da garantia física e inserção de incentivos à melhoria da performance das usinas participantes. Adicionalmente, propõe-se a criação de mecanismo voluntário de *hedge* para as usinas do MRE, a partir dos volumes liquidados pela energia de reserva no MCP (MME, 2019).

## 2.2. *Modelo comercial brasileiro e as UHRs*

A comercialização de energia no Brasil é baseada em certificados de garantia física, que são definidos com base na geração de energia dos empreendimentos, não havendo uma valoração explícita da potência que a usina disponibiliza para o sistema.

Tendo em vista que as UHRs são tecnologias que fornecem principalmente potência e capacidade de armazenamento de energia ao sistema, a conformação atual do mercado brasileiro não valoriza seus principais atributos e não permite a viabilidade destes projetos. Apesar de existir na regulação a possibilidade de remuneração por lastro de potência, na prática este atributo nunca foi valorado no mercado, inexistindo, até hoje, a figura dos leilões de potência.

### 2.2.1. *UHR de ciclo fechado ou bombeamento puro*

As UHRs do tipo ciclo fechado ou de bombeamento puro são aquelas construídas em um sítio onde as vazões naturais são desprezíveis em relação à capacidade instalada. Com isso, não há geração significativa de energia com base nas afluições, mas apenas armazenamento de energia para posterior utilização.

Uma UHR de bombeamento puro apresenta diversas dificuldades de implementação no atual modelo comercial brasileiro. A dificuldade principal decorre do fato de não ser possível calcular sua garantia física com a metodologia oficial, que é desenhada para UHEs que geram energia e não para projetos que, como as UHRs do tipo bombeamento puro, são consumidoras líquidas de energia<sup>5</sup>.

Desta forma, a alternativa seria operar sem garantia física pré-definida, como ocorre hoje com algumas termelétricas. Este tipo de usina possui a

---

<sup>5</sup> Há outras características da metodologia atual de cálculo das garantias físicas que inviabilizam seu uso para uma usina reversível sem afluições naturais consideráveis. A principal delas é que a modelagem utilizada para o cálculo emprega os preços e a geração calculados pelo Newave, que trabalha apenas em intervalo temporal mensal, com as horas de carga leve, média e pesada, agrupadas em três patamares de carga. Tal representação não espelha o ambiente operativo de uma reversível, que pode operar em ciclos diários ou semanais. Além disso, a representação simplificada dos preços horários pode não captar adequadamente as diferenças de preços que serão calculados pelo DESSEM, que efetivamente fixará o PLD.



garantia física igual à geração efetiva, o que dá ao seu proprietário a opção de vender energia em contratos curtos ou operar como usina *merchant*, comercializando a energia gerada apenas no MCP e lucrando com eventuais diferenças de preço horário da noite/finais de semana e dia/ponta. Todavia, este modelo esbarra no fato de que os preços horários ainda estão em processo de implantação do Brasil e na extrema dificuldade de se prever as diferenças de preços horários no longo prazo, de forma a justificar os investimentos em novos projetos, como será visto mais à frente.

### 2.2.2. UHR de ciclo aberto ou *pump-back*

Ao contrário das UHRs de ciclo fechado, as UHR de ciclo aberto ou *pump-back* são construídas em sítios com aflúências expressivas com relação à capacidade instalada e, por isso, há geração de energia relevante a partir das aflúências. Sendo assim, em tese, é possível calcular a garantia física de uma UHR do tipo *pump-back* sem serem necessárias grandes modificações em relação à metodologia de cálculo atual. Assim, há espaço para que este tipo de UHR atue como vendedora de energia, respeitando as regras do modelo de comercialização vigente. Todavia, como será apresentado mais à frente, mesmo que, em tese, seja factível, as regras comerciais atuais também não favorecem este tipo de empreendimento.

As UHRs de ciclo aberto ou *pump-back storage* fazem parte de um circuito hidráulico que possui aflúências significativas, utilizadas para gerar energia (HUNT *et al.*, 2018). A barragem é construída junto ao reservatório de outra hidrelétrica, de forma que os dois reservatórios estejam conectados por tubulações e seja possível bombear água do reservatório inferior para o superior, mesmo quando aquele se encontra em seu nível mínimo operativo. Este tipo de UHR tem uma capacidade instalada bem maior do que uma usina tradicional no mesmo sítio teria e gera muito mais energia, pois é possível bombear em horário de baixa demanda de eletricidade, de forma a aumentar a disponibilidade de água para gerar em horas de maior demanda. Em períodos de alta aflúência, a tendência é que a usina opere, sobretudo, turbinando as vazões naturais. Já em momentos de aflúência normal ou baixa, a usina pode usar o bombeamento à noite ou em fins de semana para encher o reservatório superior e ter mais água para gerar durante horários de alta demanda.

Pela metodologia atual de cálculo das garantias físicas, uma UHR do tipo *pump-back* tenderia a apresentar uma garantia física baixa com relação a

sua geração total esperada, uma vez que ela seria proporcional apenas à geração a partir das afluições locais, não contemplando a geração que só é possível em virtude do bombeamento. Como a cadeia de modelos computacionais oficial brasileira não é capaz de representar o funcionamento de uma UHR, apenas a geração esperada a partir das afluições seria computada, resultando em uma garantia física baixa, uma vez que é apenas uma fração da geração total de uma usina deste tipo.

Ainda assim, uma usina *pump-back* poderia ter garantia física, mesmo que baixa, e, portanto, em tese, poderia vender energia em contratos de longo prazo no modelo comercial atual. Há, porém, a questão da valoração das medições de geração e consumo (bombeamento) na contabilização da CCEE.

O primeiro problema situa-se a nível do MRE. O MRE realiza o rateio da energia total gerada pelas UHEs entre as usinas participantes deste mecanismo, de forma proporcional à garantia física de cada uma. Assim, seguindo a regra atual do MRE, toda a geração de uma reversível *pump-back*, seja ela procedente das afluições locais, seja ela oriunda do bombeamento, seria rateada entre os participantes do MRE. Deste modo, a reversível receberia uma fração da geração total das hidrelétricas proporcional à sua garantia física, a qual, como mencionado, é baixa. Ademais, na prática, toda a geração realizada a partir de bombeamento tenderia a entrar no rateio do MRE, sendo atribuída às demais usinas e não à reversível. A única receita apurada seria a TEO, no valor de R\$ 12,77/MWh, em 2020.

Em segundo lugar, como o MRE rateia somente a geração, a energia necessária para o bombeamento não teria como ser originada do próprio mecanismo, o que significa que, pela regra atual, deveria ser comprada, não à TEO, mas ao PLD, com um piso de R\$ 35,97/MWh, em 2020. Assim, do ponto de vista econômico, uma usina *pump-back* operando no MRE, além de arcar com as perdas inerentes ao ciclo de bombeamento/turbinamento, teria que comprar energia ao PLD para vendê-la à TEO. Com isso, a operação da reversível sempre resultaria em prejuízo, o que faz com que o empreendimento perca sentido econômico para o empreendedor.

A conclusão é que, mesmo que seja possível calcular a garantia física para uma reversível *pump-back*, na prática, não parece viável inseri-la no MRE,

considerando suas regras atuais. Faria mais sentido, porém, a reversível *pump-back* operar fora do MRE. Isto é algo que parece possível, embora acarrete problemas análogos aos já mencionados acima, quando se tratou das UHRs de ciclo fechado: a margem a ser apurada no ciclo bombeamento/turbinamento é muito difícil de se prever e as receitas pela geração a partir das afluências também são difíceis de se antever, devido à volatilidade das afluências.

### 2.2.3. Possibilidades de arbitragem: limites do PLD

Uma das formas básicas de rentabilizar recursos de armazenamento é através da exploração das diferenças entre os preços da eletricidade no mercado atacadista ao longo do tempo, consumindo energia quando ela é barata e vendendo-a quando ela é cara. No Brasil, o preço da eletricidade no curto prazo é dado pelo PLD, o qual, atualmente, é calculado pelo Programa Decomp, com base no CMO da semana operativa, nos patamares de carga leve, média e pesada, sujeito a limites mínimo e máximo.

Os atuais limites para o PLD obstaculizam de sobremodo a inserção das tecnologias de armazenamento. Por exemplo, mesmo que o CMO esteja a 0 R\$/MWh, o que pode acontecer quando a geração hidrelétrica, eólica ou solar está no limiar de exceder a demanda por eletricidade, uma UHR teria que comprar a eletricidade pelo limite mínimo do PLD (R\$ 35,97/MWh). Por outro lado, em situações de escassez hídrica, quando o CMO pode atingir o custo do déficit, de R\$ 5.429,34/MWh, o preço de venda de energia (PLD) se limita a R\$ 559,75/MWh.

Os limites do PLD foram pensados de forma a rentabilizar minimamente projetos de geração de energia em cenários de hidrologia muito favoráveis (CMO igual a zero) e para não gerar fluxos financeiros excessivos, decolados do custo tangível da energia, durante momentos de risco de déficit acentuado. Porém, os limites inferior e superior do PLD prejudicam a implementação de soluções de armazenamento de energia, as quais são altamente desejáveis no atual contexto de crescimento acelerado de geração de fontes intermitentes ou sazonais.

A redução da amplitude de variação dos preços imposta pelo piso e pelo teto do PLD é desfavorável para um projeto de armazenamento, em primeiro lugar por reduzir o *spread* entre a compra e a venda de energia. Os limites, na prática, inviabilizam a operação da reversível na modalidade

arbitragem de preços em situações de escassez, justamente quando uma usina deste tipo pode ser mais útil para viabilizar a segurança de suprimento. Isto porque não faz sentido econômico bombear energia ao PLD teto e incorrer nas perdas inerentes ao ciclo de bombeamento/geração para vender no máximo ao mesmo preço de compra.

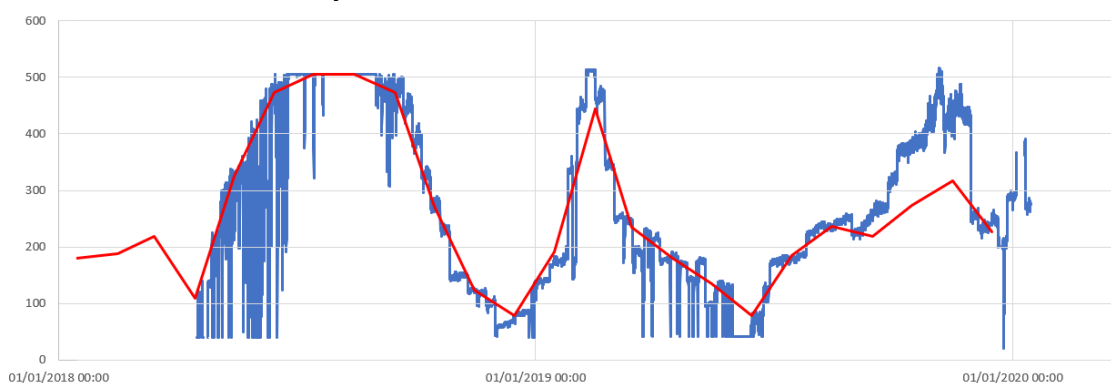
Portanto, a viabilidade das soluções de armazenamento depende, em boa medida, de uma reestruturação dos limites de variação dos preços de curto prazo da energia. A introdução do PLD horário é uma oportunidade para isso e, já em 2020, a operação sombra do PLD horário prevê um limite de variação superior ao atual teto do PLD, situado em R\$ 1.148,36/MWh.

#### 2.2.4. Possibilidades de arbitragem com o PLD horário

O processo de transição para a adoção do PLD horário no Brasil, prevista para 2021, permite avaliar em que medida a dinâmica dos preços horários pode ser favorável a uma UHR. Foi realizado um estudo analisando a possibilidade de viabilizar uma UHR a partir da arbitragem entre compras e vendas com base no PLD em base horária, publicado durante o período de operação sombra, em que os preços horários estão sendo calculados e divulgados em paralelo ao PLD semanal, que ainda segue sendo utilizado pela contabilização da CCEE.

O Gráfico 1 apresenta a variação do PLD mensal e horário do submercado do Sudeste, de janeiro de 2018 ao início de 2020, de acordo com os dados e informações disponibilizados pela CCEE (CCEE, 2020a, 2020b).

**Gráfico 1: Variação do PLD mensal e horário do submercado Sudeste de janeiro de 2018 ao início de 2020**



Fonte: Elaboração própria, a partir de CCEE (2020a, 2020b).

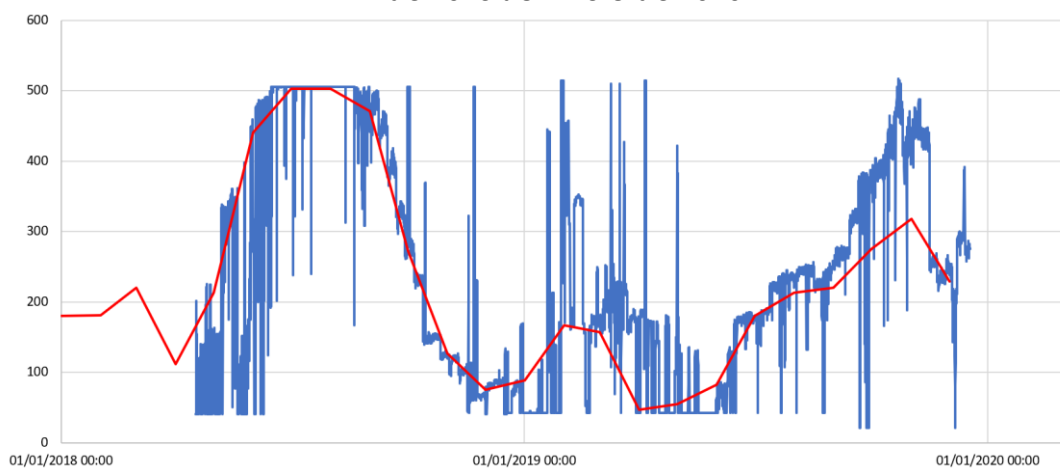
Como se pode observar, no Gráfico 1, uma UHR com ciclo diário no submercado Sudeste seria capaz de aproveitar a variação diária nos meses

de abril, maio e junho de 2018, com um *spread* de compra e venda de R\$ 300/MWh no Mercado de Curto Prazo da CCEE. Já, nos meses de março, abril, maio e junho de 2019, seria possível operar uma UHR diária com um *spread* de R\$ 100/MWh.

Ao observar a operação de uma UHR sazonal, em 2018, o *spread* seria de, em média, R\$ 350/MWh, devido à grande variação do PLD entre as estações. Em 2019, este seria equivalente a R\$ 250/MWh. Como a UHR sazonal é capaz de armazenar energia em ciclos diários e sazonais, ela poderia aproveitar o máximo possível as variações de preço horário e sazonal. A título de comparação, a margem entre compra e venda de uma UHR na Áustria é de € 10/MWh (R\$ 45/MWh) (STROBL, 2019), consideravelmente mais baixa do que aconteceria, no Brasil, com os dados apresentados.

Ao comparar os resultados obtidos com a variação do PLD na Região Nordeste, a variação diária no custo do PLD é ainda mais acentuada do que na Região Sudeste, conforme verificado no Gráfico 2, devido à alta presença de geração eólica. Observe-se que o menor custo do PLD, durante o início de 2019, é resultado da restrição de transmissão de eletricidade da Região Norte e Nordeste para a Região Sudeste.

**Gráfico 2: Variação do PLD mensal e horário da Região Nordeste de janeiro de 2018 ao início de 2020**



Fonte: Elaboração própria, a partir de CCEE (2020a, 2020b).

Destaca-se, porém, que o modelo DESSEM ainda estava em desenvolvimento no período acima e as sucessivas versões e os parâmetros de operação a elas associados apresentaram dinâmicas de preços

substancialmente diferentes ao longo do período analisado (ONS, 2020a). Isto pode ter influenciado na maior variação dos preços horários nos meses de março, abril e maio, de 2018 e 2019, e na menor variação nos últimos meses de 2018 e 2019.

Desta forma, as análises apresentadas não podem ser utilizadas como base para um estudo de viabilidade de UHR, já que tanto o *software*, como os parâmetros de operação ainda não estão estabilizados e devem sofrer alterações até a sua implementação em 2021 (ONS, 2020b). Neste sentido, os resultados apresentados devem ser interpretados como um simples indicativo do comportamento da variação do preço da eletricidade.

A dificuldade de prever no longo prazo as diferenças entre os preços horários ao longo do dia e do ano representa um sério risco para os empreendedores. Na Europa, diversas UHRs construídas, em período recente, apostaram em diferenças de preços que acabaram não se materializando no tempo. Um exemplo é a recém construída UHR Limmern, na Suíça, desenhada para aproveitar as diferenças de preços dos mercados vizinho. No entanto, as diferenças de preço ao longo das horas, que eram observadas na época do planejamento e decisão de construção, deixaram de ocorrer. Diante deste quadro, a Axpo, empresa responsável pela construção da UHR, lançou um prejuízo de 540 milhões de francos suíços (ver Relatório 6), ao ter que classificar como irrecuperável uma parte substancial do capital investido em um empreendimento que não tem mais perspectiva de remunerar adequadamente os acionistas.

Nos próximos anos, é possível que o aumento da geração solar e eólica no Brasil faça com que a variação diária no PLD horário se mantenha em patamar elevado, resultando em um *spread* diário substancial. Por outro lado, também é possível que haja redução no *spread* sazonal, já que a geração eólica acontece com maior intensidade no período seco, o mesmo ocorrendo, em escala bem menor, com a geração solar, o que pode reduzir a sazonalidade na geração a partir de energias naturais.

Em paralelo, a substituição de térmicas a óleo por térmicas a gás, anunciada pelo governo e esperada para os próximos anos, tende a reduzir tanto os *spreads* diários, como os sazonais. Isto devido à maior capacidade instalada de geração térmica a custos variáveis baixos e intermediários e ao menor volume de geração térmica com custos variáveis elevados. Tais tendências são compatíveis com a evolução do perfil do parque gerador no

horizonte do PDE 2029, da EPE. Entretanto, além de envolverem considerável dose de incerteza, elas dizem respeito apenas à fase inicial de operação de um projeto de UHR, o que é insuficiente para justificar um investimento com longo prazo de maturação.

Finalmente, cabe ressaltar que a introdução de UHRs tende a alterar a dinâmica dos preços horários, sobretudo na medida em que a capacidade instalada deste tipo de tecnologia seja substancial. A introdução de UHRs aumenta a demanda por energia em momentos em que anteriormente seria baixa, o que tende a aumentar os preços nestas horas.

Ao mesmo tempo, a oferta de energia em momentos em que antes haveria escassez tende a deprimir os preços nestas horas. A consequência é que a introdução de UHRs e de outras tecnologias de armazenamento tende a reduzir o *spread* entre preços na ponta e fora da ponta e sazonal, o que, por sua vez, pode comprometer a viabilidade de empreendimentos que esperam se viabilizar economicamente através do ganho com as diferenças de preços horários.

#### 2.2.5. *Serviços ancilares*

A qualidade de abastecimento de energia elétrica envolve uma série de serviços complementares à geração que permitem assegurar o correto funcionamento do sistema elétrico. Estes serviços, chamados de serviços de sistema ou serviços ancilares, são muitas vezes objeto de remuneração específica e podem ser supridos por UHRs. Esta costuma ser, aliás, uma das fontes relevantes de receita para as UHRs no exterior.

Como os serviços ancilares não se enquadram na geração de energia, estes são regulados e comercializados em ambiente à parte. Atualmente, no Brasil, os contratos de serviços ancilares são celebrados entre cada agente e o operador do sistema (ONS) e resultam nos Encargos de Serviços de Sistema (ESS), pagos por todos os agentes de consumo.

Segundo Brendan Kirby (2007), os serviços ancilares podem ser separados em três grandes grupos, de acordo com os serviços fornecidos: os serviços fornecidos em *condições normais* de sistema; os serviços necessários para fazer frente a *contingências*; e os serviços relacionados à manutenção da *segurança e da qualidade* do sistema.

Dentre os serviços entregues em *condições normais de sistema*, citam-se:

- i. *Regulação ou controle de frequência:* como consequência de questões técnicas, se faz necessário manter, para as instalações conectadas ao sistema, um patamar de frequência ou uma gama de frequências estipuladas para cada país. Para que este patamar seja mantido, é necessário que haja um equilíbrio constante entre a oferta e demanda de energia no sistema. Distorções deste equilíbrio podem causar problemas de rede, como desligamento, dano aos equipamentos ou mesmo o colapso do sistema. Este serviço pode ser dividido em patamares, como é o caso da regulação primária e secundária, sendo cada qual associada à forma e ao tempo de resposta do equipamento a uma variação de frequência. No exterior, geralmente, as usinas térmicas realizam este serviço. Em sistemas com muitas hídricas, como o brasileiro, estas usinas fornecem este tipo de controle.
- ii. *Acompanhamento ou modulação de carga:* este serviço é utilizado pelo operador do sistema para seguir as oscilações diárias da carga, os “vales e colinas” da demanda. Já pelo lado da oferta, sistemas com alta participação de fontes renováveis intermitentes, como eólica e solar, exigem um maior preparo para a modulação da geração e da carga, visto que não se pode prever com precisão a quantidade de energia a ser entregue por estas usinas ou os momentos em que esta será entregue. Para tal, são necessários geradores despacháveis, como hídricas e térmicas.

No segundo grupo, os serviços necessários para fazer frente a *contingências*, observam-se três tipos de serviço:

- i. *Reserva girante:* esta é uma folga de geração sincronizada ao sistema que fica disponível para o operador caso seja necessária a oferta rápida de energia para compensar quedas abruptas de geração ou quedas de linhas de transmissão. Como esta folga pode fazer com que a usina em questão gere energia abaixo do seu ponto de máxima eficiência, este serviço acarreta custos de oportunidade.
- ii. *Reserva não girante:* assim como no caso anterior, se trata de uma folga de geração, no entanto esta não está sincronizada ao sistema, de forma que o tempo necessário para que a mesma passe a gerar energia é maior do que a reserva girante.
- iii. *Reserva suplementar:* esta terceira reserva serve como uma garantia caso as reservas girante e não girante não sejam capazes de suprir as quedas da carga ou para substituir uma destas, caso seja necessário.



Seu tempo de acionamento é mais dilatado e normalmente é prestado por termelétricas.

O terceiro e último grupo de serviços ancilares é aquele associado à *manutenção da qualidade e da segurança* do sistema. Neste caso, os serviços mais comuns são os seguintes:

- i. *Controle de tensão*: este serviço tem por objetivo manter os níveis de tensão dentro dos limites estabelecidos ao sistema e à compensação dos requerimentos de potência reativa, de forma a evitar quedas de tensão ou sobrecargas.
- ii. *Black Start*: em casos extremos que resultem na interrupção do serviço, a retomada da geração deve ser feita a partir de unidades geradoras capazes de restauração autônoma.

Diferentemente dos casos estudados nas experiências internacionais (ver Relatório 6), em que as UHRs comumente possuem receitas vinculadas à prestação de serviços ancilares, como serviços de reserva e regulação de frequência, no Brasil a regulação para este tipo de serviço é ainda muito incipiente, de forma que não há um mecanismo capaz de prover receitas substanciais para uma UHR prestando serviços ancilares.

A situação atual da remuneração dos serviços ancilares no Brasil é resultado de um histórico no qual este tipo de serviço foi normalmente suprido por hidrelétricas, que não incorrem em custos variáveis para modular a geração, como é o caso das térmicas quando geram abaixo do ponto ótimo. Por esta razão, a maioria dos contratos de serviços ancilares celebrados atualmente cobrem apenas os custos dos equipamentos de informática utilizados para conectar os geradores ao operador do sistema, a fim de permitir que estes mantenham o equilíbrio da carga de forma automática. Destaca-se que este método de remuneração é insuficiente para remunerar e motivar pesados investimentos que envolvem a construção e a manutenção de uma usina, cobrindo, apenas, os custos dos equipamentos e serviços associados ao telecontrole.

Apesar de incipiente, a regulação brasileira sobre os serviços ancilares tem passado por evoluções. A partir da publicação da Resolução Normativa nº 822/2018, foi criado o serviço de manutenção de reserva operativa, o qual permite que térmicas cobrem valores acima do seu Custo Variável Unitário, quando despachadas em virtude do cumprimento deste tipo de serviço. Neste caso, quando o ONS antecipa que a reserva girante pode

baixar a patamares preocupantes, são acionadas usinas térmicas com o objetivo de aumentar a reserva do sistema.

#### *2.2.6. Serviços de armazenamento*

Há dois mecanismos básicos para a formação do preço de uso das redes. O primeiro é o cálculo pela ANEEL das tarifas das distribuidoras e das transmissoras com concessão renovada, contemplando os custos operacionais destes empreendimentos e a remuneração do capital investido. O segundo decorre do rateio entre os usuários do sistema de transmissão do custo das concessões originadas de leilões, além dos reforços em instalações de transmissão existentes autorizados pela ANEEL, com tarifa por ela definida.

Do ponto de vista estritamente econômico, o regulador estabelece a tarifa cobrada pelo distribuidor ou transmissor de energia elétrica de forma que ela coincida com sua estimativa do custo médio de longo prazo. No caso dos leilões de transmissão, espera-se que a competição entre os agentes participantes leve à prestação do serviço pelo menor custo, caso em que o mercado – e não o regulador – revelará o custo médio destas novas concessões.

As soluções de armazenamento fazem parte de soluções de redes, facilitando a operação e postergando investimentos tradicionais na sua expansão. Por este raciocínio, em tese, os custos de um projeto de armazenamento poderiam ser incluídos tanto como ativos da rede de distribuição, como de transmissão. Naturalmente, as UHRs, devido às economias de escala em sua construção e operação, tendem a ter um porte que se enquadra melhor na transmissão.

#### *Armazenamento na distribuição*

A regulação técnica da distribuição é conduzida pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição (SRD). O papel da distribuidora de energia é fornecer eletricidade de qualidade, sem interrupções e da forma mais barata possível ao consumidor. Logo, a operação da rede é de sua responsabilidade, incluindo possíveis reparos, investimentos, substituição de equipamentos e futuras obras de expansão. Quando necessária à expansão da rede, a concessionária executa as obras e os custos são incluídos nas tarifas dos consumidores (ANEEL, 2020).

Neste contexto, um reforço na rede de distribuição pode ser substituído por uma solução de armazenamento se esta for mais barata e os investimentos associados forem remunerados pela tarifa da distribuidora. No entanto, a opção pelo armazenamento ainda tem sido mais onerosa do que os investimentos em tecnologias convencionais, sendo considerada apenas em situações excepcionais.

Cabe frisar que, do ponto de vista regulatório, a introdução do armazenamento na distribuição é uma questão de custo, pois a regulação deve considerar no cálculo da tarifa a remuneração dos ativos envolvidos, desde que estes sejam feitos dentro da racionalidade econômica.

Este caso pode ser exemplificado em Cavalheiro *et al.* (2019), onde foi considerada a possível utilização de um sistema de armazenamento (baterias) atrelado a um sistema de distribuição, na região litoral norte de São Paulo. Devido a atrasos nas obras de expansão da rede, o sistema ficou exposto a sobrecargas inadmissíveis em épocas específicas do ano (alta temporada). A utilização do armazenamento se mostrou positiva do ponto de vista econômico neste estudo específico, porém não excluiu a necessidade da expansão da rede em um prazo mais longo.

Em geral, os mecanismos de armazenamento utilizados em sistemas de distribuição são de natureza química, como baterias de lítio, pois são soluções de rápida implementação, quando a necessidade de armazenamento é pontual e de capacidade relativamente pequena.

#### *Armazenamento na transmissão*

Diferentemente do sistema de distribuição, a operação do sistema de transmissão é feita de forma centralizada pelo ONS. O operador do sistema tem como missão a otimização do sistema elétrico como um todo, à luz da modicidade e da segurança elétrica, sem nenhuma consideração ou restrição em relação aos contratos comerciais dos agentes proprietários dos ativos.

A ampliação da capacidade das linhas de transmissão e subestações passou, a partir de 1999, a ser realizada através de leilões por “lotes”, correspondentes a novas concessões envolvendo a construção e operação de um conjunto de equipamentos de transmissão. Estas novas unidades produtivas são definidas pelo MME, com base em projeções de necessidades de ampliações elaboradas pelo ONS e, a partir de 2004,

também pela EPE. Ampliações e reforços de menor monta às instalações de transmissão existentes podem ser autorizados pela ANEEL, caso em que a empresa responsável pelas instalações existentes realiza o investimento sem necessidade de licitação e recebe um acréscimo de tarifa definido pelo regulador.

Para a expansão da transmissão mediante leilões, são definidos lotes com linhas de transmissão e equipamentos de subestações. Os editais dos leilões definem o prazo de implantação, os parâmetros técnicos e o teto para a receita a ser paga anualmente para o vencedor do leilão, a chamada Receita Anual Permitida (RAP). O período de vigência do contrato da concessão é de 30 anos e a RAP é indexada ao Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), já a partir da assinatura do contrato de concessão, com revisões periódicas restritas à variação dos custos de financiamentos. A RAP teto é definida com base nos custos estimados de investimento e de operação das novas instalações de construção. O vencedor do leilão é aquele que oferece o maior desconto - deságio - em relação à RAP teto. (CASTRO *et al.*, 2018).

Após a conclusão das obras, o vencedor do leilão recebe a RAP, deduzida de descontos por eventuais indisponibilidades dos equipamentos (Parcela Variável). A RAP é custeada por todos os usuários da rede de transmissão, sejam eles geradores, distribuidoras ou grandes consumidores ligados diretamente à rede básica. (CASTRO *et al.*, 2018)

O modelo de leilões estimula a formação de consórcios para disputar as novas concessões e a concorrência de modo geral é acirrada, o que garante que os preços resultantes dos certames sejam eficientes. (CASTRO *et al.*, 2018).

Assim como assinalado na seção relativa à distribuição, não há impedimentos regulatórios para a realização de investimentos em armazenamento na transmissão. Tanto a ANEEL pode autorizar um reforço em uma subestação da rede básica com a adoção de uma solução de armazenamento, como nada impede que em um leilão de transmissão um lote inclua um equipamento de armazenamento. O obstáculo aqui é, novamente, de natureza econômica: o princípio da expansão pelo mínimo custo requer que a adoção de soluções de armazenamento no nível da transmissão seja mais barata do que as alternativas de investimentos convencionais.

Entretanto, ainda que a construção de uma UHR estrategicamente localizada no sistema elétrico seja mais cara do que investimentos convencionais em reforços na transmissão, isso não descarta a sua economicidade para o sistema elétrico como um todo. Pois, para avaliar a economicidade de uma UHR, é preciso considerar também os benefícios para o atendimento de ponta, a contribuição para a otimização energética do sistema, os ganhos com a regularização de cascatas, os serviços ancilares, etc. Adotando esta ótica mais holística, o benefício de uma UHR para a transmissão seria apenas um entre vários benefícios.

Isto, porém, envolve dois desafios. O primeiro é a própria quantificação econômica dos diversos benefícios econômicos de uma UHR, algo que não é uma tarefa trivial do ponto de vista metodológico. O segundo é como adequar o modelo comercial para remunerar adequadamente o empreendedor. No que diz respeito à transmissão, isto implica em avaliar em que medida e sob que forma os usuários da rede de transmissão deveriam remunerar uma UHR.

### **3. Possíveis alternativas comerciais para a introdução de UHR no SIN**

As UHRs têm características muito interessantes para o sistema elétrico brasileiro. Por um lado, o potencial para construção de usinas reversíveis no Brasil é expressivo e, por outro, elas podem agregar capacidade de atendimento de ponta, viabilizar maior penetração de fontes renováveis intermitentes na matriz de geração, permitir a regularização de cascatas de hidrelétricas tradicionais e otimizar a expansão do sistema de transmissão.

Entretanto, ainda que os benefícios para o sistema sejam superiores aos custos de construção e operação de novos empreendimentos, para que a construção de UHRs se torne uma realidade, será preciso que os empreendedores deste tipo de projeto tenham perspectivas de rentabilizar um investimento que é altamente intensivo em capital, tem longo prazo de maturação (quatro anos ou mais, apenas na fase de construção) e que, por isso, exige boas perspectivas de retornos no longo prazo.

O modelo comercial do Setor Elétrico Brasileiro, da forma como está estruturado hoje, não está apto à introdução de usinas reversíveis. As UHRs não se beneficiariam do MRE, principal mecanismo existente para mitigar o risco hidrológico específico das hidrelétricas, sendo obrigadas a rentabilizar o capital investido através de compras e vendas de energia no MCP da CCEE. As UHRs poderiam firmar contratos de serviços ancilares com o ONS, mas os contratos atualmente praticados não envolvem volumes de recursos capazes de viabilizar investimentos em novos projetos.

Dentro dos mecanismos atuais, uma UHR teria que obter lucro vendendo energia a um preço suficientemente mais alto do que o preço de compra, de forma a cobrir as perdas inerentes ao ciclo de bombeamento/turbinamento, os custos de administração e operação e, ainda, remunerar o capital investido. Porém, as diferenças de preços horários são muito difíceis de prever em qualquer sistema, sobretudo quando se tem em mente um prazo de retorno do capital investido que se mede em décadas. Desse modo, este modelo comercial constitui uma base frágil para viabilizar as UHRs.

Nesta seção, são elencadas algumas alterações no modelo comercial corrente que poderiam viabilizar a introdução de UHRs no Brasil. Trata-se de uma abordagem ainda inicial, um primeiro mapeamento de

possibilidades. Isto porque a proposição de eventuais inovações regulatórias no modelo comercial do Setor Elétrico Brasileiro requer, inicialmente, um estudo aprofundado que permita estabelecer a economicidade sistêmica das UHRs no Brasil, que será objeto de fases posteriores do presente projeto. Demonstrado isso, ainda será necessário um trabalho de construção de consenso no Setor Elétrico Brasileiro capaz de dar suporte à evolução da regulação.

### ***3.1. Comercialização de lastro de potência***

Desde a época da Consulta Pública nº 33 do MME, em 2017, está em discussão no governo a separação entre lastro e energia na comercialização de energia elétrica. Esta separação tem o intuito de desvincular o produto energia, que é a efetiva geração de eletricidade de uma usina, do produto lastro, ou seja, da garantia de confiabilidade.

Atualmente, os contratos envolvem a comercialização da garantia física (confiabilidade), mas também dão direito ao consumidor de receber energia, havendo, portanto, um pacote que envolve tanto energia, quanto lastro de confiabilidade. A ideia em discussão é criar dois produtos separados: i) o lastro, que seria comercializado em leilões centralizados com contratação em prazos dilatados, custeado por todo o sistema; e ii) a energia, comprada pelos agentes de consumo em prazos que podem ser mais curtos.

A natureza do produto “lastro” ainda é algo que não parece maduro na discussão atual. A nível internacional, o mais comum é a adoção de um lastro de potência, isto é, a comercialização de um produto que represente a capacidade de uma usina fornecer potência instantânea ao sistema, como será visto, abaixo. Todavia, o Brasil tem tradição de comercializar garantia física, que representa uma fração da capacidade de o sistema atender a carga, ou seja, uma espécie de lastro de energia.

Cabe ressaltar que a regulação atual já prevê a existência da garantia física de potência. Em tese, isso já poderia servir de base para que os agentes que disponibilizem potência para o sistema sejam remunerados. No entanto, na prática, a comercialização deste produto de forma separada da energia não é praticada no Brasil (GESEL, 2019).

Com o cenário atual em que se antevê o risco crescente de déficit de potência, associado ao aumento da participação da geração não controlável

no sistema, a criação de um produto que represente o lastro de potência – algo que uma UHR sem dúvida pode fornecer – é uma possibilidade real. Este produto existe em diversos mercados a nível mundial, como na maior parte dos mercados regionais norte-americanos e no Reino Unido. No mercado de capacidade/confiabilidade, o agente é remunerado por fornecer potência ao sistema quando necessário. Desta forma, a potência é comercializada como um produto de confiabilidade, separado da comercialização da energia. O agente que vende potência também vende, em paralelo, energia no mercado *spot* e através de contratos de prazos maiores, de forma que o gerador convencional tem duas fontes de receita.

A possibilidade de comercialização de alguma forma de lastro de potência parece promissora para as UHRs. A criação de um produto desta categoria permitiria que uma UHR, mesmo que de bombeamento puro, isto é, que não conte com afluências significativas para gerar energia, disputasse um leilão de lastro, a fim de obter, com isso, receitas de longo prazo. Seria uma alternativa para proporcionar receita recorrente e previsível para um empreendimento.

No entanto, para que a comercialização de lastro seja feita de forma eficiente no Brasil, é necessário criar metodologias capazes de resolver uma série de problemas. O dimensionamento da necessidade de potência é mais complexa em um sistema, como o brasileiro, do que em um sistema térmico, pois a necessidade de potência em um sistema com forte participação de geração hídrica varia muito de acordo com as condições hidrológicas.

Por exemplo, durante os anos de 2014 e 2015, quando houve severa estiagem, havia baixa disponibilidade hídrica nas UHE e, por isso, o sistema tinha pouca sobra de potência, já que muitas usinas importantes estavam com quedas bastante reduzidas ou baixíssima disponibilidade de água (HUNT; STILPEN; DE FREITAS, 2018). Em uma situação análoga a essa, uma UHR, mesmo com armazenamento apenas diário, poderia fornecer um reforço considerável de potência para o sistema. Porém, em situações hidrológicas normais ou favoráveis, a função de provimento de potência pode simplesmente não ser necessária. Além disso, o crescimento das gerações eólica e solar agrega uma camada adicional de complexidade, devido à característica intermitente destes tipos de fonte.



Por outro lado, o fato de a necessidade de potência do sistema variar de acordo com as condições hidrológicas se reflete em uma baixa intensidade esperada de uso dos recursos destinados a prover, basicamente, potência ao sistema. Ora, se tais recursos ficarem ociosos por muito tempo, eles precisam ser viabilizados quase exclusivamente através da remuneração pela potência, não podendo contar com receitas previsíveis da geração de energia.

O desafio, portanto, é saber se a remuneração pelo lastro seria suficientemente elevada para custear a construção de uma UHR ou de outro tipo de recurso destinado a prover basicamente potência controlável para o sistema. Alternativamente, também se pode conceber um sistema em que os diversos serviços prestados por uma usina sejam precificados de forma independente, tornando a remuneração pela potência apenas um dos componentes da remuneração total do projeto.

Um segundo tipo de dificuldade associada ao problema do valor do lastro de potência é a necessidade de desenvolver uma metodologia capaz de tornar comparáveis projetos que aportam potência controlável ao sistema, mas que possuem características muito diferentes entre si. Isto será essencial, tanto para a criação de um futuro leilão que envolva a contratação de lastro de potência, como para a criação de um mercado para um produto de potência que fomente decisões privadas de investimento de forma sistemicamente consistente. Entretanto, esta não é uma tarefa trivial.

Por exemplo, os custos de investimento (*capital cost*) de uma UHR e de um projeto de geração térmica de ponta são por volta de US\$ 600,00 por 1 KW de potência (IEA, 2016; HUNT *et al.*, 2020). Porém, o custo da potência descreve apenas uma parte dos custos e benefícios dos dois tipos de projetos. Por exemplo, usinas térmicas de ponta geram eletricidade, o que permite que elas sejam utilizadas intensamente durante períodos muito secos, isto é, tais usinas oferecem potência e energia ao sistema.

Já as UHRs são projetos de armazenamento, o que permitem estocar energia originada de projetos solares e eólicos para gerar durante a ponta ou em momentos de baixa oferta de fontes renováveis, otimizando o uso do parque gerador. Elas permitem que seja alcançada uma alta participação de renováveis intermitentes na matriz, contribuindo para a redução de quadros de déficit de geração e sobregeração.

Finalmente, as usinas térmicas com características técnicas e econômicas para geração contínua, como as usinas a gás de ciclo combinado, conseguem aportar para o sistema potência controlável e geração a custos variáveis relativamente baixos. Estas usinas têm um custo de investimento maior em relação à potência agregada ao sistema, mas oferecem, em troca, uma geração a um custo interessante.

Em resumo, é um grande desafio criar metodologias que permitam comparar projetos tão distintos, possibilitando selecionar em leilões os mais interessantes, ou criar mecanismos de mercado que forneçam aos agentes os sinais econômicos adequados para a tomada de decisão de investimento e que estejam, ao mesmo tempo, alinhados com o valor que cada empreendimento tem para o sistema.

### ***3.2. UHR como serviço de transmissão***

O Brasil não possui regulação específica para o armazenamento de energia nos segmentos de distribuição ou transmissão. Apesar disso, o país conta, hoje, com significativo armazenamento no SIN, devido ao elevado número de usinas hidrelétricas com reservatórios expressivos, que fornecem o serviço de armazenamento sem que ele seja explicitamente remunerado.

De acordo com o PDE 2029 da EPE, a maior parte do potencial de energias renováveis a ser explorado nos próximos anos encontra-se nas Regiões Norte e Nordeste, localizadas longe dos principais centros de carga do país (Região Sudeste). Os reforços associados ao escoamento da expansão da geração prevista para estas regiões responderá, em sua maior parte, por investimentos em linhas de transmissão. Estes investimentos podem somar cerca de R\$ 73,6 bilhões, até 2029, incluindo projetos leiloados e não leiloados (EPE, 2019).

A construção de longas linhas de transmissão para escoar uma geração que é sazonal (hídrica a fio d'água no Norte e eólica no Nordeste) ou intermitente (eólica e solar) pode resultar em uma ociosidade crescente dos equipamentos de transmissão à longa distância. Os reforços nas interligações destas duas regiões com o Sudeste tendem a apresentar, na margem, um baixo fator de utilização, o que implica em um custo unitário elevado para a energia adicional transportada.

Neste sentido, a adoção de uma solução de armazenamento de grande porte, capaz de protelar os investimentos tradicionais em transmissão,

pode se mostrar econômica. Uma UHR de grande porte, situada próxima às regiões com forte presença de geração intermitente ou sazonal, pode ser uma alternativa a um reforço na interligação destas áreas com os principais centros de carga. A UHR atuaria bombeando (carga) sempre que houver risco de sobregeração e acumulando energia que poderia ser utilizada em momentos em que o sistema tenha capacidade de transmissão de energia. Além disso, como a geração da usina reversível é controlável, ela pode devolver energia ao sistema nos momentos em que seja mais útil, por exemplo, durante a ponta do consumo ou em momentos de baixa geração de fontes controláveis.

A utilização de UHR como um sistema de armazenamento capaz de postergar investimentos convencionais em transmissão tem sido utilizado em outros países, como, por exemplo, na China (BARBOUR *et al.*, 2016). Dessa maneira, uma UHR pode ser, em tese, um ativo da rede de transmissão e ser contratada nos leilões de transmissão.

Cabe ressaltar, em primeiro lugar, que não há, ainda, na atual regulação brasileira, um precedente para uma solução de armazenamento no contexto dos leilões de transmissão. Em segundo lugar, é possível que as economias proporcionadas com o adiamento de investimentos em transmissão pela construção de uma UHR estrategicamente localizada, ainda que expressivas, sejam inferiores ao custo com a construção e operação de uma solução convencional para a expansão da transmissão, com reforço e expansões em linhas de transmissão e subestações. Se isso for apurado, não haveria justificativa de custear integralmente a UHR apenas com a prestação de serviços de transmissão. Assim, não haveria justificativa de realizar um leilão de transmissão para viabilizar esta UHR.

Entretanto, é preciso considerar que uma UHR pode desempenhar diversos papéis, para além de ser uma alternativa à expansão convencional da transmissão. Este tipo de usina também pode desempenhar uma solução para o atendimento de ponta, a regularização de cascatas, a prestação de serviços ancilares, entre outros. Isso parece indicar que o mais recomendável seja caracterizar a otimização da expansão do sistema de transmissão como um serviço que pode ser prestado por uma UHR estrategicamente localizada e que pode ajudar a viabilizar o empreendimento, juntamente com outros serviços.

### *3.3. Leilão para serviços específicos*

Uma alternativa aos leilões específicos para UHRs é a criação de leilões para a contratação de serviços que possam ser oferecidos por uma ou mais usinas deste tipo ou, eventualmente, por outros projetos. Pretende-se, aqui, suprir a necessidade de um ou de vários serviços específicos para o sistema elétrico, mas permitindo a competição entre projetos distintos. O leilão descreveria os serviços que o sistema necessita para operar de forma otimizada, por exemplo, potência controlável, armazenamento de energia vindo de fontes intermitentes e otimização da expansão da transmissão. Os projetos poderiam ter mais de uma fonte de receita, vendendo mais de um serviço ou prevendo a atuação em outros mercados, para contribuir com a viabilização do empreendimento. A título de exemplo, citam-se alguns serviços que poderiam ser desenvolvidos com o auxílio de leilões:

- a) Aumentar a garantia física das UHEs, em uma bacia com o armazenamento semanal, mensal ou sazonal de uma UHR. Por exemplo, o Rio das Antas se beneficiaria com uma UHR com armazenamento semanal ou mensal e as bacias do Rio Amazonas se beneficiariam com reservatórios com armazenamento sazonal. O serviço prestado seria o próprio aumento da garantia física de usinas existentes ou em projeto através do armazenamento. Disponibilizar potência ao sistema poderia ser um segundo produto.
- b) Armazenar água para uma bacia com o intuito de aumentar a produção agrícola da região e diminuir riscos de falta de abastecimento. Por exemplo, uma UHR com reservatório sazonal ou plurianual na Bacia do Rio Paraíba do Sul ou do Rio Parnaíba poderia desempenhar esta função, além de prover potência ao sistema.
- c) Transposição de água de uma bacia para a outra para otimizar o uso dos recursos hídricos. Por exemplo, transpor água do Rio Tocantins para a Bacia do Rio São Francisco. Ou transpor água de um rio para outro com uma UHR, para aumentar a garantia física das usinas existentes ou projetadas.
- d) Descentralizar o potencial de armazenamento energético do país, fomentando a construção de armazenamento energético sazonal e plurianual em regiões com limitado armazenamento, com o objetivo de aumentar a segurança energética do SIN. Por exemplo, aumentar a capacidade de armazenamento energético da Região Sul ou Norte. Quando não chover o suficiente no Sudeste para encher os

reservatórios, a chuva que acontecer na Região Sul pode ser utilizada para armazenar energia de forma sazonal para o SIN.

Embora este tipo de leilão seja estruturado para suprir demandas específicas, as UHRs também poderiam prestar serviços energéticos não relacionados às demandas do leilão. Desta forma, o governo consegue remuneração para projetos de seu interesse, com financiamento privado. Dentre os serviços adicionais que poderiam ser prestados, destacam-se:

- a) Geração de ponta, remunerada ao PLD horário;
- b) Armazenamento de energia de fontes intermitentes, igualmente remunerado pelo PLD horário;
- c) Serviços ancilares, remunerados por contratos de serviços ancilares; e
- d) Armazenamento de energia sazonal, caso não seja este o produto principal do leilão.

Um exemplo de leilão mencionado acima pode ter o objetivo de aumentar a garantia física das UHEs no Rio das Antas, na Região Sul, onde a parte incremental na receita das UHEs resultante do aumento da sua garantia física seria capturada regulatoriamente e direcionada para a empreendedora do novo projeto. Nestas condições, empresas do setor poderiam desenvolver diversos projetos de UHR para competir no leilão.

Alguns projetos poderiam propor uma UHR com reservatório ou potência maiores do que o necessário para suprir as necessidades do leilão, de forma a utilizar a usina para armazenar energia eólica excedente, comprar e vender energia no MCP, desenvolver um portfólio de usinas solares e armazenar energia no próprio empreendimento, dentre outros. Essa possibilidade de flexibilizar as receitas de um projeto de UHR reduziria a parcela do custo da usina a ser coberta pelo leilão, diminuindo, assim, o preço ofertado pelo produto comercializado no certame e aumentando a viabilidade destes projetos.

### ***3.4. Leilão de projeto específico de UHR***

A criação de um leilão específico para UHR é uma forma de contornar a dificuldade de comparar projetos capazes de oferecer combinações de serviços muito díspares para o sistema. Por exemplo, é um desafio comparar projetos capazes de agregar potência controlável ao sistema, mas que podem ter características adicionais muito diferentes, como,

otimização do sistema de transmissão, geração de energia a alto ou baixo custo ou capacidade de armazenamento restrita ou elevada em algumas horas.

Para justificar a realização de um leilão específico, é preciso demonstrar que uma UHR é econômica do ponto de vista sistêmico, isto é, que os custos de construção e operação são claramente inferiores aos benefícios aportados para o sistema. A alternativa de um leilão específico dispensa a construção de uma metodologia genérica de comparação entre projetos com características muito distintas entre si e aportando ao sistema uma combinação de benefícios diferente e difíceis de comparar.

Na fase de estruturação para a realização de um leilão para projetos específicos de UHR, é preciso desenvolver estudos de potencial, viabilidade econômica sistêmica e de impactos socioambientais, com o objetivo de selecionar um ou mais projetos de interesse para o aprimoramento da operação do Setor Elétrico Brasileiro.

Os leilões seriam realizados de forma similar aos leilões de transmissão de energia, isto é, seriam determinativos e os custos arcados por todos os consumidores. A modalidade de contratação mais adequada para uma UHR, por sua vez, seria semelhante aos atuais contratos por disponibilidade adotados em leilões de termelétricas para o mercado regulado. Nestes contratos, o empreendedor auferiria receitas fixas capazes de remunerar os investimentos e os custos de administração e operação do projeto, ficando por parte do contratante, ou seja, de uma entidade representando o sistema, os resultados, positivos ou negativos, da geração/consumo de energia, e do ONS o efetivo despacho da usina.

Em leilões para projetos deste tipo, que se justificam pelos benefícios sistêmicos da tecnologia, os custos devem ser suportados tanto por consumidores livres, como por consumidores regulados, ao contrário do que acontece com os Leilões de Energia Nova, que comercializam energia apenas ao mercado cativo. Caso sejam expressivos os benefícios para a otimização da expansão do sistema de transmissão ou para outras finalidades, parte dos recursos a serem direcionados para o empreendedor seriam originados de outros agentes, que não os consumidores de energia, por exemplo, pelos usuários do sistema de transmissão.

## 4. Considerações Finais

O presente relatório teve como objetivo analisar o quadro regulatório do mercado de eletricidade brasileiro e as oportunidades e desafios existentes para a inserção de UHRs no sistema. Ao longo do estudo, verifica-se que, na regulação atual, não há previsão específica para UHRs nos segmentos de comercialização de energia, prestação de serviços ancilares e serviços de rede e que uma eventual introdução de UHRs no sistema exigirá adaptações ao modelo comercial vigente no setor elétrico.

O enquadramento das UHRs revela-se, particularmente, complexo no desenho atual de comercialização de energia, pois o funcionamento como usina *merchant*, ou a inserção no MRE não parecem proporcionar uma previsibilidade de receitas compatível com a construção de um empreendimento altamente de capital intensivo.

A recente discussão no setor acerca da separação entre lastro e energia parece apontar para o caminho de que as UHRs atuem como provedoras de lastro de potência, obtendo receitas previsíveis com isso. Entretanto, este caminho não considera o caráter claramente complementar em relação às receitas com geração de energia que este tipo de serviço obtém nos mercados que o adotam, que apenas essas receitas sejam suficientes para viabilizar a construção de UHR.

No que diz respeito aos serviços ancilares, segmento em que as UHRs têm vocação para atuar, tampouco as possibilidades hoje existentes de sua prestação e os níveis de remuneração praticados parecem envolver volumes de recursos compatíveis com a viabilização destas usinas.

Por fim, quanto ao armazenamento no nível das redes, em princípio, a inserção das UHRs mostra-se viável através de alterações regulatórias mínimas. Neste caso, uma UHR estrategicamente localizada, provavelmente próxima aos pontos de maior potencial para geração não controlável, permite adiar investimentos tradicionais na expansão da transmissão. Entretanto, o valor apenas dos serviços de transmissão, isto é, o montante de investimentos evitados, também pode não ser suficientes para, sozinho, custear a construção de novas UHRs.

Porém, a correta valoração dos múltiplos serviços que podem ser prestados por UHRs pode justificar sua introdução no Brasil. Neste sentido, as UHRs podem proporcionar ao sistema a regularização de cascatas, o

armazenamento de energia em grandes volumes, o fornecimento de potência firme, a otimização da expansão do sistema de transmissão, a prestação de serviços ancilares e a transposição de bacias. O desafio está, porém, em conseguir valorar adequadamente estes serviços e em desenhar aperfeiçoamentos no modelo comercial que permitam que os benefícios da introdução das UHRs se traduzam em fluxos financeiros para os empreendedores interessados em realizar os investimentos.

Os autores julgam que a valoração do lastro de potência e a remuneração de UHRs estrategicamente localizadas no setor elétrico, que hoje parecem as alternativas comerciais mais fáceis de adoção, podem representar receitas previsíveis para tais empreendimentos. Contudo, isoladas, elas provavelmente não seriam suficientes. Assim, a valoração explícita ou implícita dos diversos benefícios de uma UHR e o desenho de um mecanismo comercial capaz de reuni-los são fundamentais para a introdução destas usinas no Brasil.



## Referências Bibliográficas

BARBOUR, E.; WILSON, I. A. G.; RADCLIFFE, J.; DING, Y.; LI, Y. A Review of Pumped Hydro Energy Storage Development in a Significant International Electricity Market. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. v. 61, pp. 421-432, 2016.

CASTRO, N. J.; MARTINI, S.; BRANDÃO, R.; LUDOVIQUE, C. O Papel dos Leilões na Expansão do Segmento de Transmissão do Setor Elétrico Brasileiro: 1999-2017. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 81. GESEL - Grupo de Estudos do Setor Elétrico. [s.l: s.n.]. Disponível em: <[http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/37\\_TDSE81.pdf](http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/37_TDSE81.pdf)>.

CAVALHEIRO, M. R. *et al.* Estudo de Caso: Instalação de Baterias no Litoral do Estado de São Paulo. 2019.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Preço Horário "Sombra". 2020. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/preco\\_sombra?\\_afLoop=560394618871435&\\_adf.ctrl-state=x5y7xjxxb\\_14#!%40%40%3F\\_afLoop%3D560394618871435%26\\_adf.ctrl-state%3Dx5y7xjxxb\\_18](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/preco_sombra?_afLoop=560394618871435&_adf.ctrl-state=x5y7xjxxb_14#!%40%40%3F_afLoop%3D560394618871435%26_adf.ctrl-state%3Dx5y7xjxxb_18)>.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Preço Médio da CCEE (R\$/MWh). 2020b. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/precos\\_medios?\\_afLoop=560370683366027&\\_adf.ctrl-state=x5y7xjxxb\\_1#!%40%40%3F\\_afLoop%3D560370683366027%26\\_adf.ctrl-state%3Dx5y7xjxxb\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afLoop=560370683366027&_adf.ctrl-state=x5y7xjxxb_1#!%40%40%3F_afLoop%3D560370683366027%26_adf.ctrl-state%3Dx5y7xjxxb_5)>.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Rio de Janeiro, 2019b.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Sistemas de Armazenamento em Baterias Aplicações e Questões Relevantes para o Planejamento. Rio de Janeiro, 2019a.

IEA, International Energy Agency. Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants. U.S. Energy Information Administration. 2016.

<[https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost\\_assumptions.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost_assumptions.pdf)>.

GESEL, Grupo de Estudos do Setor Elétrico. Aspectos Conceituais da Regulação Econômica, Modelo Tarifário e Mecanismo de Formação das Tarifas nos 25 Países Estudados. 2015a.

GESEL, Grupo de Estudos do Setor Elétrico. Formação de Custos e Preços de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, 2015. Disponível em: <<https://www.cpfl.com.br/energias-sustentaveis/inovacao/projetos/Documents/PB3002/livro.pdf>>.

HUNT, J. D.; BERS, E.; WADA Y.; PARKINSON, S.; GERNAAT, D.; LANGAN, S.; VUUREN, D.; RIAHI, K. Global Resource Potential of Seasonal Pumped Hydropower Storage for Energy and Water Storage. *Nature Communications*, v. 11, number 947, 2020.

HUNT, J. D. *et al.* Comparison Between Seasonal Pumped-storage and Conventional Reservoir Dams from the Water, Energy and Land Nexus Perspective. *Energy Conversion and Management*, v. 166, pp. 385–401, 2018.

HUNT, J. D.; STILPEN, D.; DE FREITAS, M. A. V. A Review of the Causes, Impacts and Solutions for Electricity Supply Crises in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 88, 2018.

KIRBY, B. Ancillary Services: Technical and Commercial Insights. Wartsila, julho, 2007.

MME, Ministério de Minas e Energia. Relatório do Grupo Temático: Aprimoramento do MRE. 2019. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/36070/525274/MRE.pdf/8a6afd09-3dde-05af-d31f-95cfc4430785>>. Acesso em: 27 jan. 2019.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. Acervo Digital. 2019a. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/conhecimento/acervo-digital/documentos-e-publicacoes?categoria=Relatório+PMO>>.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. ONS Inicia Utilização de Novo Modelo de Programação do Despacho em Tempo Real no dia 1º.

2019b. Disponível em: <[ons.org.br/Paginas/Noticias/ONS-inicia-utilização-de-novo-modelo-de-programação-do-despacho-em-tempo-real-no-dia-1o.aspx](http://ons.org.br/Paginas/Noticias/ONS-inicia-utilizacao-de-novo-modelo-de-programacao-do-despacho-em-tempo-real-no-dia-1o.aspx)>.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. Procedimentos de Rede Vigentes. Administração dos Serviços Ancilares: Visão. 2020. Disponível em:

<<http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2014%2FSubm%C3%B3dulo%2014.1%2FSubm%C3%B3dulo%2014.1%202019.08.pdf>> Acesso em: 28 de jan. de 2020.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. Procedimentos de Rede Vigentes. Arranjos Comerciais para os Serviços Ancilares. 2020. Disponível em:

<<http://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2014%2FSubm%C3%B3dulo%2014.2%2FSubm%C3%B3dulo%2014.2%202019.08.pdf>>. Acesso em: 28 de jan. de 2020.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/energia-agora/reservatorios>>. Acesso em: 20 jan. 2020.

STROBL, G. Habsburg Setzt bei Kraftwerksprojekt aufs Volk. 2019 Disponível em:

<<https://www.derstandard.at/story/2000108665280/habsburg-setzt-bei-kraftwerksprojekt-aufs-volk>>.



## 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 desde 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: 978-65-86614-07-7

**SITE:** [gesel.ie.ufrj.br](http://gesel.ie.ufrj.br)

**FACEBOOK:** [facebook.com/geselufrj](https://www.facebook.com/geselufrj)

**TWITTER:** [twitter.com/geselufrj](https://twitter.com/geselufrj)

**E-MAIL:** [gesel@gesel.ie.ufrj.br](mailto:gesel@gesel.ie.ufrj.br)

**TELEFONE:** (21) 3938-5249  
(21) 3577-3953

**ENDEREÇO:**

UFRJ - Instituto de Economia.  
Campus da Praia Vermelha.

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