



Empresa de Pesquisa Energética

NOTA TÉCNICA

Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR): Desafios para inserção em mercados de energia elétrica

FEVEREIRO DE 2021

Coordenação Geral

Erik Eduardo Rego

Coordenação Executiva

Bernardo Folly de Aguiar

Thiago Ivanoski Teixeira

Coordenação Técnica

Maria Regina Toledo Capellão

Equipe Técnica

Ana Dantas Mendez de Mattos

André Makishi

Felipe Moreira Gonçalves

Guilherme de Paula Salgado

Gustavo Fernando Schmidt

Gustavo Pires da Ponte

Hermani de Moraes Vieira

Maria Cecília Pereira de Araújo

Mariana de Queiroz Andrade

Maxwell Cury Junior

Paula Cunha Coutinho

Renato Haddad Simões Machado

Ronaldo Antonio de Souza

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministro de Estado

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretária-Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Paulo Cesar Magalhães Domingues



Presidente

Thiago Vasconcelos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloísa Borges Esteves

Diretora de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

<http://www.epe.gov.br>

Apresentação

O Plano de Ação do Comitê de Implementação da Modernização do Setor Elétrico, de que trata as Portarias MME n.187/2019 e n.403/2019, estabeleceu ações voltadas à inserção de novas tecnologias no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB), e dentre elas, a necessidade de estudos relacionados às Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR).

Consoante a essa determinação, a presente Nota Técnica traz os resultados da pesquisa realizada pela EPE sobre as experiências internacionais com UHR nos sistemas elétricos, com enfoque nos aspectos associados ao mercado e à regulação e os desafios atuais para atração de novos investimentos. Esta Nota Técnica traz ainda uma breve descrição das possíveis aplicações das UHR nos sistemas elétricos e os benefícios decorrentes.

A pesquisa aponta que apesar do reconhecimento dos benefícios técnicos e econômicos, as condições regulatórias e os modelos de negócios criados após a reestruturação dos mercados de energia elétrica em geral, ainda não foram suficientes para incentivar o investimento, pelo capital privado, em novas UHR, sendo os possíveis motivos elencados e discutidos neste documento.

Por fim, as principais particularidades do setor elétrico brasileiro e os recentes aprimoramentos da Modernização relacionadas a inserção das UHR são apresentadas, indicando futuras oportunidades e permitindo uma melhor compreensão das diferenças em relação aos mercados internacionais, visando contribuir para futuras discussões e subsidiar a criação ou aperfeiçoamento de normativos no mercado brasileiro.

Destaca-se que o trabalho integra um conjunto de estudos da EPE relacionados às UHR, onde já foram publicadas a Nota Técnica EPE-DEE-NT-006/2019-r0 voltada aos Estudos de Inventário de UHR e a ferramenta de busca de locais favoráveis GeoUHR¹.

¹ Disponíveis em:

<<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nt-006-2019-estudos-de-inventario-de-usinas-hidreletricas-reversiveis>>
<<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/ferramentas-geouhr-i-e-geouhr-ii>>

■ Sumário

1. Introdução	4
2. Desenvolvimento das UHR no Mundo	6
2.1. Evolução Histórica	6
2.2. As UHR no Brasil.....	7
3. Produtos e serviços oferecidos pelas UHR.....	11
3.1. Nivelamento de carga (arbitragem de energia).....	11
3.2. Provimento de inércia	12
3.3. Reserva de potência para controle de frequência	13
3.4. Acompanhamento de carga	13
3.5. Redução de ciclos de unidades termelétricas.....	14
3.6. Redução da carga mínima do sistema e suporte à expansão da geração inflexível.....	14
3.7. Controle de reativos (controle de tensão)	14
3.8. Autorrestabelecimento	15
3.9. Redução do congestionamento, perdas elétricas e adiamento do investimento em novos ativos de transmissão	15
3.10. Usos exógenos ao setor elétrico	15
3.11. Suporte à expansão da geração de energia com fontes renováveis e baixos níveis de emissões de gases de efeito estufa (GEE)	17
4. Desafios para a inserção de novas UHR	18
4.1. Projetos de engenharia específicos para as condições locais.....	18
4.2. Custos de implantação	19
4.3. Tempo de provisionamento	19
4.4. Empreendimentos multipropósitos	20
4.5. Valoração de benefícios e imprevisibilidade de receita	20
4.6. Enquadramento regulatório do armazenamento.....	21
4.7. Outorga para exploração de aproveitamentos hidrelétrico	21
4.8. Licenciamento ambiental.....	22
4.9. Outorga pelo direito de uso dos recursos hídricos	23
5. Modelos de negócio e mecanismos de remuneração	25
5.1. Custo de Serviço (cost-of-service)	25
5.2. Participação direta em mercados competitivos	26
5.3. Por trás do medidor (behind-the-meter)	27
6. Mapa de rotas para a inserção das UHR no Brasil	29
6.1. Serviços Ancilares	29
6.2. Preços horários.....	30
6.3. Capacidade	32
6.4. Resumo dos principais desafios e propostas de endereçamento.....	33
7. Referências	34

1. Introdução

Em um contexto mundial de transição energética e crescente participação das fontes renováveis de geração variável, não controlável e de limitada previsibilidade, os sistemas de armazenamento de energia têm ganhado destaque como forma de equilibrar a geração e o consumo, com benefícios reconhecidos relacionados à qualidade e confiabilidade dos sistemas elétricos.

Essa conjuntura permitiu o renascimento do interesse de diversos países pelas Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR), por ser considerada uma tecnologia de armazenamento madura, econômica e eficiente para o uso em escala sistêmica.

No entanto, a experiência internacional mostra que as condições regulatórias e os modelos de negócios criados com a reestruturação dos mercados de energia elétrica, em geral, ainda não foram suficientes para promover o investimento pelo capital privado em novas UHR.

Um levantamento feito por Barbour et al. (2016, p.8) aponta que mais de 95% das UHR existentes no mundo foram comissionadas em estruturas monopolistas de mercado. Nessa estrutura, a recuperação do capital garantida pelo modelo de remuneração de custo de serviço tornava favorável a atração de novos investimentos, o que não foi continuado em diversos mercados atingidos pela onda de reestruturação.

No ambiente desverticalizado e com investimentos feitos predominantemente pela participação privada, as características intrínsecas às UHR e a percepção de riscos associada passou a influenciar de forma mais significativa a atratividade desta tecnologia frente a outros tipos de investimentos.

Assim como as usinas hidrelétricas convencionais, as UHR são empreendimentos intensivos em capital, de baixa padronização (projetos específicos para as condições locais), períodos relativamente longos de estudos e licenciamento, prazos de implantação e maturação mais longos que em outras tecnologias, e com perfil de riscos complexo, envolvendo particularidades locais como as condições geológicas e socioambientais.

Além disso, o alcance e dinâmica dos benefícios fornecidos pelas UHR ao sistema interligado torna difícil a previsão e a valoração dos serviços bem como a adequada compensação financeira, o que pode impor ao empreendedor incertezas de receita incompatíveis com o porte e com o tempo de retorno do investimento.

Sob o ponto de vista regulatório, a abrangência dos serviços dificulta o enquadramento destes empreendimentos como ativos puramente de geração ou de transmissão, resultando em maior complexidade para a inserção destas usinas nos arcabouços regulatórios existentes, cuja criação, após a desverticalização das empresas de energia, buscou separar o ambiente competitivo (geração e comercialização) e o ambiente economicamente regulado (transmissão e distribuição), para inibir possíveis distorções competitivas.

Nesse sentido, diversas soluções e incentivos estão sendo desenvolvidos e utilizados para complementar ou adaptar os normativos e estruturas de mercado existentes, visando contornar as barreiras não técnicas que podem prejudicar a inserção das UHR nos mercados de energia elétrica e aproveitar de melhor forma os benefícios trazidos por esta tecnologia ao sistema.

No Brasil, a grande participação das usinas hidrelétricas na matriz elétrica permitiu postergar o uso de tecnologias de armazenamento como as Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) e o endereçamento das questões regulatórias e de desenho de mercado associadas. No entanto, com a redução de implantação de novos projetos hidrelétricos, sobretudo com capacidade de regularização, e com o crescimento da inserção de fontes renováveis não despacháveis e de geração variável no SIN, as UHR podem se tornar uma alternativa atrativa para suprir as crescentes necessidades do sistema interligado relacionadas à capacidade e à flexibilidade, em diferentes escalas temporais, e com possíveis vantagens relacionadas à localização e aos impactos socioambientais. Além disso, a implantação das UHR no país

pode ser facilitada pela larga experiência local com o desenvolvimento de projetos hidrelétricos, inclusive com cadeia de suprimentos já estabelecida.

É importante destacar que este trabalho se insere em um contexto de modernização do setor elétrico brasileiro, onde estão sendo discutidos diversos aprimoramentos legais e infralegais relacionados ao mercado, governança, planejamento e operação do sistema elétrico, como a separação de lastro e energia, critério de suprimento, mecanismos de formação de preço, alocação de custos e riscos e inserção de novas tecnologias, constituindo uma oportunidade para que eventuais barreiras não técnicas possam ser removidas para possibilitar a participação das UHR no mercado de energia elétrica do Brasil.

Nesse contexto, essa Nota Técnica apresenta os levantamentos realizados conforme estrutura indicada na continuação.

O capítulo 2 contextualiza a evolução histórica das UHR nos mercados internacionais de energia e os diferentes papéis desempenhados na operação dos sistemas elétricos, sendo identificados os mercados com maior concentração de UHR e os principais motivadores que levaram à sua implementação.

O capítulo 3 apresenta a descrição dos principais serviços que podem ser oferecidos pelas UHR ao sistema, com os benefícios decorrentes conforme publicações técnicas disponíveis, identificando ainda a relação com as características do sistema interligado.

No capítulo 4 são apontados os principais desafios para a implantação de novas UHR nos mercados de energia elétrica, tendo como base a pesquisa de experiência internacional.

No capítulo 5 são apresentados alguns modelos de regulação, remuneração, as formas de contratação e a relação com os aspectos de desenho de mercado, sendo também indicados alguns incentivos adotados por alguns países para alavancar investimentos.

Por fim, o capítulo 6 apresenta as possíveis rotas para o desenvolvimento das UHR no Brasil, a luz dos recentes aprimoramentos trazidos pela Modernização do Setor Elétrico.

2. Desenvolvimento das UHR no Mundo

2.1. Evolução Histórica

Segundo dados da Sandia National Laboratory e IHA (2020, p.13), a capacidade instalada total de usinas hidrelétricas reversíveis no mundo já atinge cerca de 160GW, representando mais de 95% da capacidade total de todas as tecnologias de armazenamento existentes, sendo que dez países acumulam 77% da capacidade total de UHR, conforme apresentado nas Figuras 1 e 2.

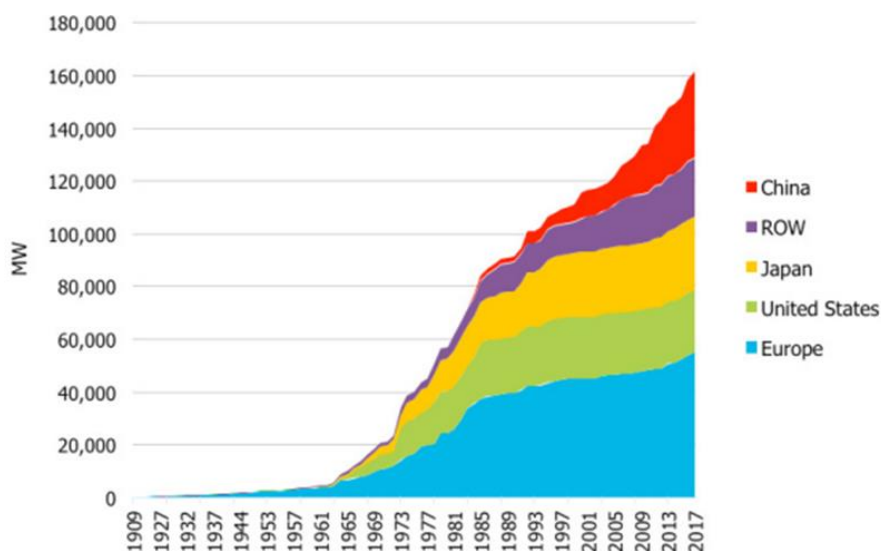


Figura 1 – Evolução da capacidade instalada de UHR no mundo (Fonte: IHA 2018)

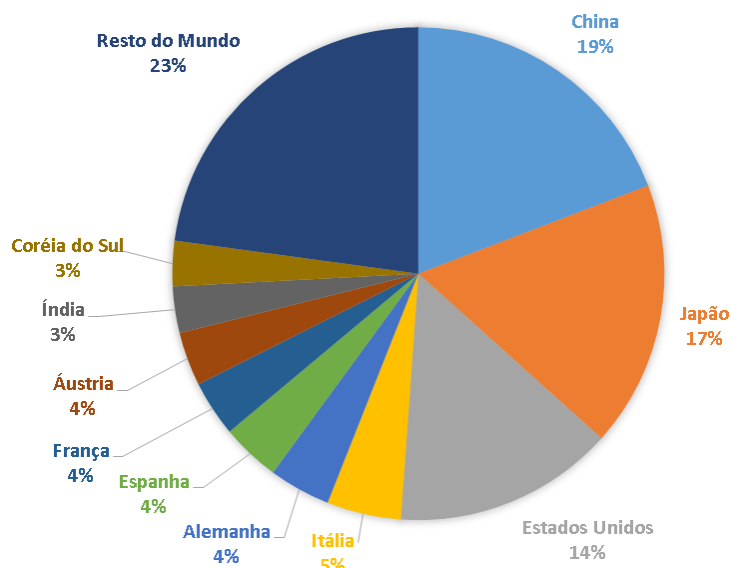


Figura 2 – Distribuição da capacidade instalada de UHR no mundo em 2019 (Fonte: IHA 2020 adaptado)

O desenvolvimento e implantação das UHR em cada mercado ocorreu sob diferentes estratégias e motivações, seguindo uma dinâmica que envolve, entre outras coisas, a atratividade técnica e econômica frente as outras alternativas e as necessidades de cada sistema, conforme matriz elétrica, comportamento da carga, disponibilidade e variabilidade de recursos energéticos e capacidade de transmissão.

Embora as primeiras UHR tenham sido implantadas entre as décadas de 1890 e 1900, seu crescimento mais significativo ocorreu a partir da década de 1970, quando a crise do petróleo impulsionou o desenvolvimento da geração nuclear em países como o Japão, Estados Unidos e França, como forma de

aumentar a resiliência de seus setores elétricos frente às variações dos preços dos combustíveis fósseis e derivados.

Nesse contexto, a geração nuclear somada a outras fontes inflexíveis, como as termelétricas a carvão, tornou favorável a implantação das usinas hidrelétricas reversíveis, para acrescentar ao sistema a capacidade de atendimento à ponta, além de possibilitar a realização de serviços ancilares, como o controle de frequência e o autorrestabelecimento.

Com o esforço global para descarbonizar a matriz elétrica a partir da década de 2000, foram firmados compromissos internacionais com metas para a redução de emissões de gases de efeito estufa e estabelecidas políticas e incentivos para o desenvolvimento de fontes renováveis, o que juntamente com a significativa redução de custos, alavancou a penetração na matriz elétrica das fontes eólica e fotovoltaica.

A inserção dessas fontes, marcadas pela elevada variabilidade no curto prazo e limitada previsibilidade de seus recursos primários, estabeleceram um novo papel e forma de operação das UHR existentes, apontadas como meio importante para garantir a segurança e qualidade do fornecimento de energia elétrica na transição energética.

Esse contexto também motivou novo interesse mundial pela implantação de novas usinas reversíveis e tecnologias de armazenamento, justificando diversos trabalhos de levantamento de potencial e de viabilidade técnica-econômica como Gimeno-Gutiérrez e Lacal-Arántegui (2013) e ANU (2019).

Nos Estados Unidos, a partir de 2005, com o avanço das técnicas de exploração e produção do “shale gas”, em especial a perfuração horizontal e o fraturamento hidráulico, verificou-se um rápido aumento da produção do gás e diminuição dos preços, favorecendo a implantação de termelétricas a gás, reduzindo parcialmente a atratividade de novas UHR como fonte de flexibilidade.

Apesar do decréscimo de novas UHR no país, muitas das usinas existentes passaram por repotenciação, o que permitiu acréscimo de potência instalada e melhoria das características operativas, como as usinas Bath County, Blenheim Gilboa, Castaic, Cabin Creek, Jocassee, Ludington, Northfield Mountain, entre outras.

Na China, a implantação das UHR ocorreu de forma mais significativa após as reformas e crescimento econômico a partir da década de 2000. Nesse país, conforme Ming et al (2013), a concentração de recursos energéticos renováveis em regiões distantes dos centros de consumo impôs desafios técnicos e econômicos para a expansão e operação da rede de transmissão, criando necessidades compatíveis com as possibilidades e características das UHR.

2.2. As UHR no Brasil

O começo da eletricidade no Brasil, a partir do final do século XIX, foi marcado pela existência de sistemas isolados, funcionando sob regimes regulatórios incipientes e de natureza local (descentralizado), com o uso predominantemente feito para iluminação, transporte coletivo e unidades industriais.

Em um período de debates envolvendo a tarifa da energia elétrica e o lucro das empresas concessionárias, foi promulgado em 1934 o Código das Águas (Decreto n. 24.643/1934), regulamentando a propriedade das águas e sua utilização, bem como as concessões para exploração dos serviços de energia elétrica, inclusive sobre a determinação das tarifas desse serviço público.

No eixo Rio - São Paulo, com o desenvolvimento industrial brasileiro a partir de 1930, a energia elétrica já passava a ser apontada como uma limitação para o desenvolvimento econômico, o que motivou diversas ampliações de capacidade nas usinas existentes.

Nesse contexto, foram construídas as primeiras usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil, com o investimento feito por empresas privadas, concessionárias do serviço de energia elétrica regional.

No decorrer dos anos, o arcabouço regulatório e a estrutura de mercado, passariam por diversas mudanças, bem como as características físicas do sistema, como aquelas associadas a rede de transmissão. Nesse sentido, o grande desenvolvimento e participação das usinas hidrelétricas na matriz, muitas com reservatório de regularização, permitiu atender as necessidades do sistema e postergar o uso de tecnologias específicas de armazenamento como as Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR), bem como o endereçamento das questões regulatórias e de desenho de mercado associadas.

Ao todo foram instaladas quatro UHR no Brasil, sendo três usinas no estado de São Paulo: Pedreira, Traição e Edgard de Souza, comissionadas em 1939, 1940 e 1955, respectivamente, e a UHR Vigário, no estado do Rio de Janeiro, comissionada em 1952. Desse total, uma usina foi desativada (Edgard de Souza) e as demais não operam normalmente como usinas reversíveis, devido às restrições operativas descritas na continuação.

As usinas Pedreira (100MW) e Traição (22MW) integram o complexo Henry Borden, no estado de São Paulo, tendo como finalidade principal bombear a água do rio Pinheiros ao reservatório Billings, permitindo a produção de energia na usina hidrelétrica de Henry Borden (em Cubatão) com queda maior, como ilustra a Figura 3.

No entanto, desde 1992, para preservar a qualidade da água destinada ao abastecimento da região metropolitana de São Paulo, o bombeamento do rio Pinheiros para o reservatório Billings só é permitido para o controle de cheias, cumprindo com as determinações estabelecidas em normativos (Resolução Conjunta SMA/SES 03/92, de 04/10/1992, atualizada pela Resolução SMA-SSE-02, de 19/02/2010).

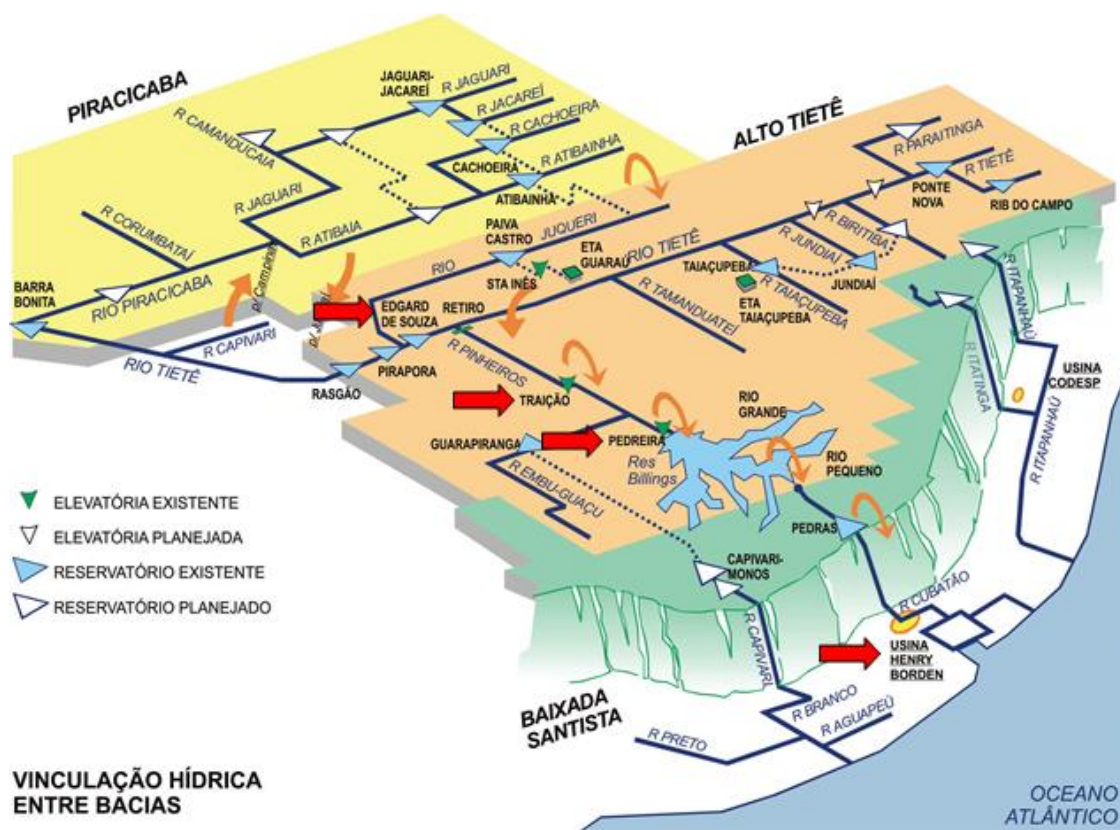


Figura 3 – Representação do complexo Henry Borden no estado de São Paulo (Fonte: DAEE/SP, 2020)

A usina Edgard de Souza foi construída em 1902 como uma hidrelétrica convencional e teve sucessivas ampliações até atingir a potência de 16MW em 1916. Em 1955 foi transformada em uma estação de bombeamento, incluindo a instalação de uma unidade reversível (14MW), sendo desativada em 1984. As estruturas da antiga usina foram modificadas tendo como função atual aumentar a capacidade de escoamento do rio Tietê.

A usina de Vigário (88MW) integra o complexo Lajes, no estado do Rio de Janeiro, conforme ilustra Figura 4 e embora possua unidades reversíveis, sua função principal é bombear a água do rio Paraíba do Sul para o reservatório de Vigário, permitindo a geração na usina de Nilo Peçanha.

A operação do complexo de Lajes é também restringida devido ao uso da água para abastecimento à cidade do Rio de Janeiro.



Figura 4 – Representação do complexo de Lajes no estado do Rio de Janeiro (Fonte: Light, 2020)

Com a evolução do sistema elétrico e as mudanças na matriz de geração observada nos últimos anos, como mostra a Figura 5, o sistema poderá necessitar futuramente de recursos compatíveis com os atributos das UHR, como aqueles relacionados à flexibilidade.

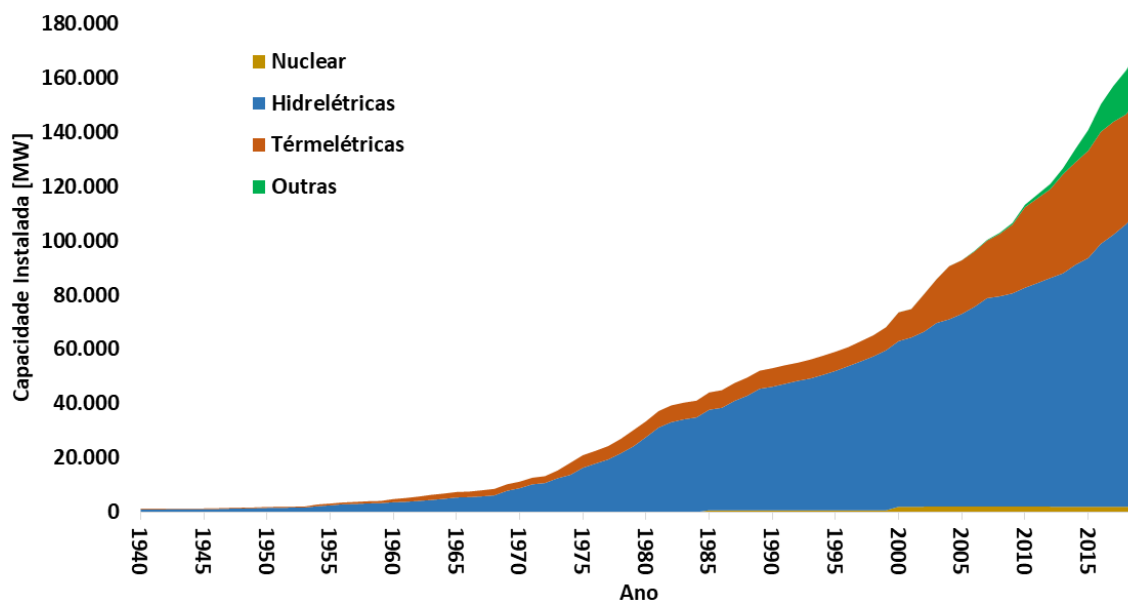


Figura 5 – Evolução da matriz elétrica brasileira (Fonte: Ipeadata, 2020)

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE2030) aponta que para os próximos 10 anos haverá um crescimento superior a 30% para as fontes eólica e fotovoltaica, com a estagnação das UHE, como mostra a Figura 6, reforçando a transformação da matriz elétrica brasileira nos próximos anos.

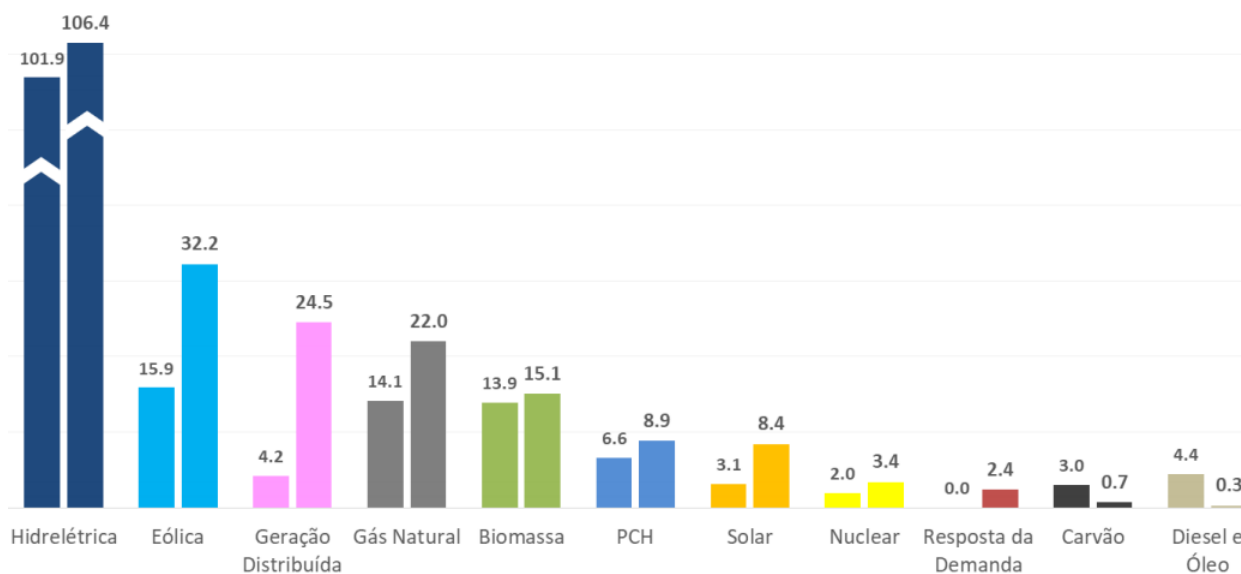


Figura 6 – Projeção da capacidade instalada para o horizonte decenal. Valores em GW (Fonte: PDE 2030)

3. Produtos e serviços oferecidos pelas UHR

A operação dos sistemas elétricos requer o constante equilíbrio entre a produção e o consumo de energia para manter a frequência de rede dentro dos limites permitidos.

Esse equilíbrio é desafiado por ocorrências em diferentes escalas temporais como falhas em unidades geradoras ou em linhas de transmissão, a variabilidade de fontes não controláveis da geração ou devido às variações da demanda.

O processo ganha ainda mais complexidade ao considerar as diversas restrições operativas como a capacidade das linhas de transmissão, as potências máxima e mínima das unidades geradoras, as rampas (velocidades) para tomada e retirada de carga, dentre outras restrições, impondo a necessidade de recursos, procedimentos e serviços voltados a segurança, qualidade e estabilidade do sistema interligado.

Graças à capacidade de armazenamento e a flexibilidade operativa, as UHR podem ter uma ampla faixa de aplicações, com benefícios associados à geração, à transmissão e à distribuição, além de possíveis usos exógenos ao setor elétrico.

A seguir serão elencados e descritos alguns serviços e aplicações das UHR, conforme mostra a experiência internacional apresentada em EPRI (1990) e Ramirez (2016), cabendo destacar, conforme Sioshansi et al. (2012, p.4) que nem todos os benefícios trazidos pelas tecnologias de armazenamento ao sistema são adequadamente valorados pelos mecanismos de mercado hoje existentes.

Muitas dessas aplicações são consideradas serviços ancilares no Brasil. No entanto, devido às diferentes nomenclaturas e definições adotadas pelos mercados internacionais, optou-se por não utilizar esta classificação nesta Nota Técnica.

Para a valoração e previsão dos benefícios sistêmicos, são normalmente requeridos modelos computacionais, que representem a operação e as características do sistema interligado, com detalhamento e escala temporal compatíveis com o serviço analisado, estando essa abordagem fora da abrangência deste trabalho.

Além disso, neste item a abordagem dos serviços e produtos é feita de forma segregada. No entanto, em alguns casos os benefícios decorrentes de algumas aplicações só podem ser valorados de forma integrada, devido à forte interdependência entre os usos e características do sistema interligado.

Ressalta-se ainda que as variadas concepções, arranjos e tecnologias das UHR criam diferentes tipos de aplicações, definidas conforme necessidades específicas de cada sistema e melhores relações de custo-benefício em cada caso.

3.1. Nivelamento de carga (arbitragem de energia)

Como também indicado no item 3.3. da Nota Técnica voltada aos sistemas de armazenamento em Baterias (EPE-DEE-NT-098-2019)², o nivelamento de carga refere-se ao consumo de energia para o armazenamento, durante momentos de abundância, e produção de energia em períodos de escassez, tendo como resultado o nivelamento da curva de carga e permitindo a operação do sistema com maior eficiência econômica.

² Disponível em: <bit.ly/bateriasEPE>

No passado, o nivelamento teve como principal papel compatibilizar a variabilidade da demanda com a geração de fontes inflexíveis. Mais recentemente, com a penetração de fontes renováveis, essa variabilidade passou a estar presente também no lado da geração, trazendo também menor previsibilidade.

A variabilidade dos preços idealmente captura ambos os componentes, sinalizando os momentos de escassez ou abundância, para que os ativos produzam ou consumam energia.

Nesse sentido, as UHR podem deslocar a geração de ponta, papel que em alguns mercados é desempenhado por tecnologias a base de combustíveis fósseis e de custo variável mais elevado, resultando assim em economia de combustível ou de custo variável.

O custo evitado de investimento e operação de tecnologias alternativas para atender a ponta, como as termelétricas a gás, pode ser considerado um benefício econômico das UHR e essa foi a forma tradicional de avaliação econômica preliminar e planejamento das UHR, como mostra EPRI (1990).

Destaca-se que, em relação às termelétricas a gás, as UHR têm vida útil significativamente maior. Por outro lado, a capacidade de atendimento a ponta das UHR é dependente da duração da ponta da curva de carga, do tamanho do reservatório e da disponibilidade de energia para o bombeamento fora da ponta.

O armazenamento pode ainda permitir melhorar o aproveitamento de recursos energéticos renováveis como hidrelétricas a fio d'água, eólicas e fotovoltaicas, reduzindo vertimentos ou "curtailment" causados pelo excesso de oferta.

Devido às intrínsecas perdas associadas ao processo de bombeamento e geração, as UHR consomem mais energia do que produzem, sendo necessário que a diferença de preços entre os momentos de geração e bombeamento seja grande o suficiente para permitir uma operação economicamente viável.

A relação entre a energia produzida e a energia consumida, denominada rendimento do ciclo, varia de projeto para projeto, sendo normalmente verificados valores entre 75% a 80%.

O ciclo de geração e bombeamento pode ocorrer com frequência diária, semanal, mensal, sazonal, plurianual e/ou de forma estocástica, a depender das características de cada sistema e da variação de preços no caso de participação em mercados de energia.

A previsão dos benefícios relacionados à arbitragem de energia para o horizonte de operação da UHR é um desafio devido à incerteza associada aos diversos fatores que podem influenciar o preço da energia do sistema, como a alteração da matriz elétrica, a disponibilidade de recursos naturais, os preços dos combustíveis, as restrições da transmissão e o comportamento da demanda.

3.2. Provento de inércia

A inércia do sistema é uma importante característica para atenuar e retardar o desvio de frequência devido a desequilíbrios entre geração e consumo, em ocorrências operacionais observadas na escala de segundos, como ilustra a Figura 7.

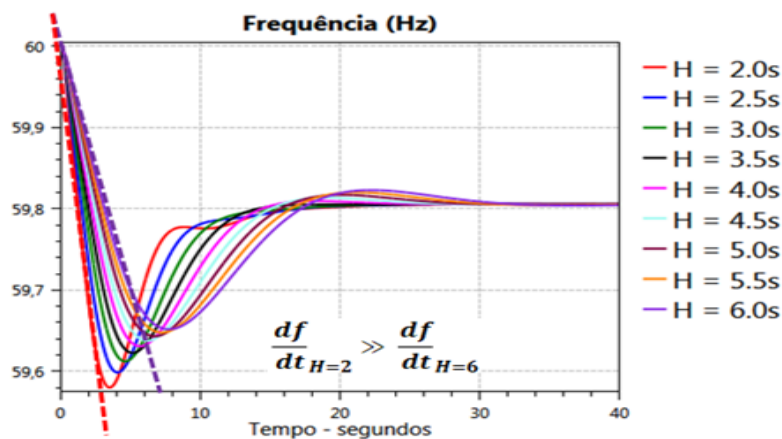


Figura 7 – Desvios de frequência para diferentes constantes de inércia (H)

Nas UHR, em unidades reversíveis de rotação fixa ou grupos ternários, a resposta inercial é direta devido a energia cinética armazenada nas partes rotativas dos equipamentos³ enquanto as unidades com rotação variável podem fornecer resposta inercial por meio de conversores eletrônicos de potência (inércia sintética).

3.3. Reserva de potência para controle de frequência

Para contribuir com a preservação da frequência da rede após eventual desequilíbrio entre a carga prevista e a geração programada no despacho⁴, as UHR podem atuar injetando ou absorvendo potência no sistema, sendo que a possibilidade de operar bombeando ou produzindo energia permite maior reserva de potência em relação as UHE convencionais.

Os diferentes tipos e tecnologias das unidades reversíveis (rotação fixa, rotação variável e grupos ternários) podem influenciar o tamanho da reserva e o tempo de resposta.

Para unidades com rotação fixa, não é possível controlar a potência absorvida durante o bombeamento, restringindo a capacidade de realizar controle de frequência durante esse modo de operação. As unidades com rotação variável podem controlar a potência absorvida no modo de bombeamento. Já alguns grupos ternários permitem além do controle da potência no modo de bombeamento, a rápida conversão entre os modos de geração e bombeamento, melhorando a capacidade de fazer reserva operativa (positiva ou negativa) para o sistema, embora com um custo de investimento normalmente mais elevado.

3.4. Acompanhamento de carga

As restrições técnicas de cada tecnologia quanto à velocidade de partida, de parada, de tomada e de retirada de carga, podem levar a uma forma de operação do sistema diferente daquela correspondente ao menor custo (caso não houvesse tais restrições), ainda que de forma temporária.

Conforme EPRI (1990), para alguns sistemas, ao utilizar tecnologias com tempos de rampa mais lentos para o atendimento aos momentos de maior demanda, pode ser necessário partir essas unidades geradoras com maior antecedência, fazendo com que o sistema opere com menor eficiência até que essas unidades atinjam sua potência nominal.

³ Estas unidades adicionam inércia ao sistema, quando estão em funcionamento no modo de geração, bombeamento ou como compensador síncrono.

⁴ Como falha de unidades geradoras, linhas de transmissão ou comportamento inesperado da demanda líquida.

Nesse sentido, a flexibilidade das UHR pode permitir que a operação do sistema se torne mais econômica, a depender das características de cada sistema.

Cabe destacar que os tempos de partida e de mudança entre os modos de funcionamento são variáveis para cada UHR, em função da tecnologia das unidades reversíveis, circuito hidráulico e concepção construtiva da usina. Perez-Dias et al (2014, p.31) aponta uma faixa entre 65s e 90s para a partida com a máquina parada até a geração plena carga, entre 80s e 340s para a partida com a máquina parada até o bombeamento a plena carga, e entre 25s e 470s entre os modos de funcionamento (bomba para turbina e turbina para bomba).

3.5. Redução de ciclos de unidades termelétricas

Segundo EPRI (1990) e Ramirez (2016, p.21), a flexibilidade acrescentada pelas UHR em alguns sistemas⁵, pode permitir a redução de ciclos de partida, parada e rampas de unidades termelétricas, com a consequente redução dos custos associados⁶, como o desgaste de equipamentos, manutenção e perda de desempenho.

Sioshansi et al (2012) aponta que esse benefício não foi adequadamente valorado no mercado dos EUA, devido às características de desenho de mercado e às limitações computacionais dos modelos utilizados.

3.6. Redução da carga mínima do sistema e suporte à expansão da geração inflexível

Em um sistema com grande quantidade de unidades inflexíveis, a soma das capacidades mínimas operativas das unidades geradoras pode exceder a demanda, criando problemas de estabilidade em momentos de baixo consumo. Nesse caso, o consumo de energia das UHR no bombeamento pode auxiliar a manutenção da estabilidade do sistema.

Nesse sentido, as UHR podem suportar a expansão da geração inflexível, com objetivos econômicos e estratégicos, fornecendo a flexibilidade necessária ao sistema.

Destaca-se que a inflexibilidade, ou o prêmio da flexibilidade, pode ainda influenciar a expansão da geração, como mostra o Capítulo 12 do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2029).

3.7. Controle de reativos (controle de tensão)

De forma similar às usinas hidrelétricas convencionais, as UHR podem realizar o controle de potência reativa na rede, auxiliando o controle de tensão em diferentes pontos da rede de transmissão.

Em algumas máquinas reversíveis, um sistema de ar comprimido para rebaixamento de nível no rotor é necessário para a partida no modo de bombeamento, permitindo também o uso das máquinas como compensadores síncronos, de forma similar a algumas usinas hidrelétricas convencionais que também prestam esse serviço.

Destaca-se, que as tensões nos barramentos são dependentes da geração e demanda local de potência reativa, e da topologia da rede, indicando o caráter locacional desse serviço.

Em alguns sistemas, esse serviço é realizado também por ativos da transmissão como compensadores síncronos e estáticos.

⁵ Principalmente sistemas com predominância termelétrica.

⁶ O estudo da NREL (2012) levantou os custos relacionados aos ciclos de funcionamento de diferentes tipos de termelétricas, para diferentes condições de partida.

3.8. Autorrestabelecimento (*black-start*)

Devido ao baixo consumo dos sistemas auxiliares necessários à partida e à velocidade de partida e sincronização, as UHR tornam-se candidatas naturais a prestar o serviço de autorrestabelecimento em caso de falha, aumentando desta forma a confiabilidade do sistema.

Em alguns casos, esse tipo de aplicação pode impor a necessidade de reserva de parte do volume útil do reservatório superior para a garantia do serviço, o que pode ser conflitante aos outros usos e oportunidades de receita.

3.9. Redução do congestionamento, perdas elétricas e adiamento do investimento em novos ativos de transmissão

As UHR podem ser utilizadas para a programação e despacho dos recursos do sistema de forma a influenciar os fluxos de potência na rede e assim reduzir os custos decorrentes de limitações na capacidade de transmissão e das perdas elétricas, podendo permitir o adiamento do investimento em novas linhas de transmissão.

Esse serviço depende da localização da UHR, uma vez que o ponto onde a energia é injetada e retirada é determinante para o fluxo de transmissão de energia elétrica na rede.

Conforme citado por IHA (2018, p.8), linhas de transmissão de alta tensão ligam centros de consumo com a geração de fontes renováveis em regiões distantes, a eventual variabilidade da geração pode influenciar a qualidade da energia, a eficiência da transmissão e inserir riscos associados à estabilidade da rede e propagação de falhas. Nesse sentido as UHR podem ser um meio de aumentar a eficiência da transmissão e mitigar esses riscos.

Na China, conforme Ming et al. (2013, p.107), a interligação de grandes blocos de geração a centros de consumo, por meio de longas linhas de alta tensão, motivou a construção de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) próximas a carga, para a segurança de suprimento. Neste caso, os efeitos das falhas nas linhas de transmissão ou na subestação podem ser amenizados para os consumidores, graças ao fornecimento de energia garantido pelo armazenamento.

Esse uso das UHR foi também evidenciado em 2016 durante o mal funcionamento da interconexão entre Suécia e Lituânia, quando a usina reversível de Kruonis permitiu atenuar os efeitos para a rede da Lituânia (IRENA, 2020).

3.10. Usos exógenos ao setor elétrico

Assim como usinas hidrelétricas convencionais, para algumas UHR os reservatórios podem ter usos que vão além daqueles relacionados ao setor elétrico, como o abastecimento de água para o consumo humano, controle de cheias, irrigação, melhoria das condições de navegação e recreação, como é o caso dos reservatórios das usinas reversíveis Hiwassee, New Waddell, Castaic, San Luis⁷ e Edward G. Hyatt, nos EUA.

⁷ A usina reversível de San Luis na Califórnia (EUA) faz o armazenamento (bombeamento) durante o período úmido, tendo como finalidade principal o uso da água para irrigação.

Como um outro exemplo, cita-se a usina reversível de Langenprozelten na Alemanha, com capacidade de produzir 180MW em 16,7Hz, utilizada exclusivamente para o sistema de tração elétrica de transporte.

3.11. Suporte à expansão da geração de energia com fontes renováveis e baixos níveis de emissões de gases de efeito estufa (GEE)

Conforme Ramirez (2016, p.21) as UHR podem desempenhar papel na redução de GEE, seja pelo suporte à maior penetração das fontes renováveis ou pelo deslocamento da geração termelétrica.

Manter baixos níveis de emissões de gases de efeito estufa diante da necessidade de expansão do parque gerador nacional é um desafio que passa pela intensificação e diversificação do aproveitamento das fontes renováveis de energia para a produção de eletricidade.

O incremento da geração de fontes renováveis não controláveis na matriz implica na necessidade de recursos que contribuam para os serviços que elas não podem suprir. No Brasil as hidrelétricas convencionais desempenham o papel de provedoras de flexibilidade e armazenamento, contudo o cenário atual é de perda de capacidade relativa de regularização da geração, já que poucos reservatórios têm sido implantados.

Nesse contexto as UHR se apresentam como uma solução eficiente, pouco poluente e que apresenta baixo custo de produção, amplamente utilizada em outras partes do mundo. Esses projetos permitem que, em horas de menor demanda, quando há excesso de produção de energia, essa seja utilizada para o bombeamento e armazenada para uso durante os horários de pico de consumo. Por suas características as reversíveis proporcionam maior confiabilidade e flexibilidade para o sistema elétrico.

Segundo Canales et al (2015), em muitos países, essa capacidade de reserva de energia elétrica e os serviços ancilares são fornecidos por centrais térmicas, como aquelas de partida rápida de ciclo aberto, movidas a gás natural. Nesse sentido, a implantação de usinas hidrelétricas reversíveis evita a utilização de combustíveis fósseis e, conseqüentemente, reduz as emissões de gases de efeito estufa provenientes da geração térmica. De acordo com Zuculin et al (2014, apud Raimundo, 2019), a emissão de CO₂eq em UHR é inferior a de uma hidrelétrica tradicional devido ao menor tamanho dos reservatórios. Além disso, a instalação de UHR pode utilizar reservatórios já existentes, seja de hidrelétricas tradicionais ou de outros usos.

Cumprе salientar, no entanto, que as UHR são consumidoras líquidas de energia, ou seja, consomem mais energia para o bombeamento da água do que de fato geram. Dessa forma, o balanço total de emissões está intimamente relacionado ao sistema elétrico onde a UHR se insere e as emissões das outras fontes de geração. Assim, as emissões de GEE que podem ser atribuídas às UHR seriam aquelas associadas ao seu consumo de energia elétrica. Segundo Kougias (2017), assumindo uma eficiência de 75%, para cada KWh de energia gerada são atribuídas às reversíveis as emissões correspondentes a 25% da média de emissões de GEE do portfólio de eletricidade, o que as torna, do ponto de vista de emissões, uma das melhores tecnologias para balanceamento de carga em sistemas elétricos.

Dessa forma, as UHR podem auxiliar nas estratégias de mitigação de emissões de GEE do setor elétrico brasileiro, tanto diretamente, por sua produção com baixos níveis de emissões, quanto indiretamente, por favorecer o aproveitamento de fontes renováveis não controláveis, como eólica e solar. Estes benefícios estão alinhados com os critérios para obtenção de títulos verdes (*green bonds*) e abrem a possibilidade para este tipo de financiamento. Conforme a *Climate Bonds Initiative*⁸, os critérios de elegibilidade para hidroeletricidade devem ser publicados até o final de 2020. No documento⁹ disponível para consulta pública, são incluídas condições específicas para a elegibilidade de usinas reversíveis para certificação via *climate bonds*¹⁰ (CBI, 2020).

⁸ Organização internacional que fomenta o mercado de títulos para investimentos em soluções relacionadas às mudanças climáticas.

⁹ Documento com os critérios de elegibilidade para hidroeletricidade.

¹⁰ Os *climate bonds* são uma subcategoria dos *green bonds*.

4. Desafios para a inserção de novas UHR

Do ponto de vista construtivo, as UHR apresentam, de forma geral, desafios similares aos de hidrelétricas convencionais, com questões técnicas e ambientais. No que diz respeito a questões regulatórias e de remuneração os desafios se mostram mais particulares e dependem do desenho do mercado de energia elétrica.

Conforme Barbour (2016, p.425), mais de 95% das UHR existentes foram planejadas, construídas e comissionadas em sistemas operados por empresas monopolistas e verticalizadas, em sua maioria estatais.

Nesta estrutura, os preços da energia são fixados para cobrir os custos dos ativos, sendo os investimentos aprovados pelo regulador ou planejados pelo Estado (Perez-Arriaga, 2013, p.132). Desta forma, são mitigados os riscos relacionados à imprevisibilidade da receita futura para o empreendedor, garantindo a recuperação do investimento e criando um ambiente favorável para o financiamento de novas usinas.

Segundo Head (2000, p.ix), com um possível esgotamento das fontes tradicionais de financiamento público e com a onda de reestruturação dos mercados de energia elétrica que atingiu diversos países a partir da década de 1990, incluindo a desverticalização e privatização de diversas companhias de energia, os investimentos na expansão do sistema elétrico não foram substituídos de forma idêntica pelo setor privado, sendo possível observar um acentuado declínio na implementação de novas usinas hidrelétricas, incluindo as usinas hidrelétricas reversíveis.

Segundo o autor, esse declínio não se deu devido à alteração dos benefícios técnicos e econômicos proporcionados pelas usinas hidrelétricas, mas sim devido à opção pelo financiamento privado por projetos de baixo risco, sem ser capital intensivo, rápido tempo de construção e rápido tempo de retorno, como as termelétricas a gás.

Assim, ainda que as UHR sejam atrativas do ponto de vista técnico e econômico, sua inserção em mercados liberalizados ainda é um desafio enfrentado por diversos países, como apontado por Head (2000, p.ix), Barbour (2016), Ramirez (2016) e Sioshansi et al (2012).

Para uma melhor compreensão dos fatores que influenciam sua inserção e possíveis entraves, os itens 4.1 a 4.10 apresentam algumas características e questões relacionadas a atratividade financeira, regulação e desenho de mercado para as UHR.

4.1. Projetos de engenharia específicos para as condições locais

A concepção construtiva, os custos e as características das UHR são fortemente influenciados por condições locais como a topografia, a geologia, a hidrologia, as limitações de operação e as necessidades do sistema elétrico no ponto de conexão, havendo ainda diferentes soluções técnicas possíveis para um mesmo local.

Esta característica impede a existência de projetos iguais e impõe a necessidade de estudos específicos para a definição das características técnicas, dos custos e dos possíveis impactos socioambientais, resultando em maior complexidade e maiores esforços para o desenvolvimento do projeto, licenciamento ambiental e outorga, quando comparado a outros tipos de empreendimentos, como termelétricas e baterias.

Ressalta-se que a qualidade dos estudos tem o potencial de influenciar não somente a viabilidade técnica e econômica do empreendimento, mas também os riscos associados à execução.

Para algumas fontes e tecnologias, incentivos e políticas permitiram, no médio e longo prazo, a redução significativa de custos de implantação. No entanto, dada a natureza de baixa padronização dos

projetos tradicionais de UHR e a maturidade desta tecnologia, os mesmos incentivos podem não surtir os mesmos efeitos sobre os custos de implantação.

4.2. Custos de implantação

As hidrelétricas, incluindo as UHR, têm grande parte do investimento associado às obras civis (tipicamente entre 60% e 70% do custo total de implantação), sendo que características locais, como as condições geológicas, topográficas e hidrológicas, podem influenciar significativamente o arranjo da usina, os custos associados e o tempo de construção.

O longo período de construção traz ainda incertezas associadas à inflação sobre os diversos custos incorridos durante a execução das obras.

Assim como as UHE, as UHR podem conter, a depender de sua concepção construtiva, obras subterrâneas significativas, acentuando a exposição do empreendimento aos riscos geológicos.

Embora um programa adequado de estudos e investigações de campo possa permitir a redução dos riscos e otimização do aproveitamento, algumas condições só podem ser conhecidas durante a execução das obras, expondo o projeto a maiores incertezas e desvios em relação ao planejamento quando comparados a outros tipos de empreendimentos.

Levantamentos feitos pelo U.S.DoE (2019), NREL (2012), EPRI (1990), Deane (2010) e IRENA (2010) indicam custos de implantação de UHR nos Estados Unidos e Europa tipicamente entre US\$ 1.000/kW e US\$ 3.500/kW, reforçando a dependência com as características locais e concepção construtiva adotada.

Devido à natureza das obras e dos custos de implantação, as UHR são normalmente empreendimentos com economia de escala, o que significa uma tendência de maior atratividade econômica para projetos de grande porte. Como exemplo, na China, Japão e Estados Unidos, a soma das UHR com potência instalada superior a 500MW equivale respectivamente a 90%, 95% e 87% da potência instalada total de UHR em cada país.

A grande investimento inicial e o longo tempo de retorno de investimento pode demandar maior estabilidade dos fluxos de receita para que empreendimentos desse tipo sejam financeiramente atrativos, sendo que considerações de financiamento podem ter importante papel na atratividade econômica das UHR frente às outras tecnologias, como apresenta o trabalho de Discoll (2019).

Por outro lado, assim como as hidrelétricas convencionais, as UHR são empreendimentos de longa vida útil, cujas estruturas principais podem se estender por mais de 100 anos conforme reforçado por Vaughan e West (2017) e IHA (2018, p.9).

4.3. Tempo de provisionamento

Considerando a complexidade do projeto e as necessidades intrínsecas relacionadas aos processos de licenciamento e outorga, a implantação de uma UHR pode demandar prazos relativamente longos para o desenvolvimento dos estudos e para a obtenção das aprovações junto aos órgãos licenciadores, como cerca de 6 anos conforme EPRI (1990, p. 2-21), podendo variar em função das particularidades de cada UHR e conforme processos de licenciamento e outorga em cada país ou mercado.

A execução do projeto envolve a fabricação, o transporte e montagem de equipamentos de grande porte projetados e fabricados especificamente para a usina, além de expressivas obras civis, incluindo em muitos casos longas extensões de escavação subterrânea.

Tipicamente a construção dura cerca de 5 anos, EPRI (1990, p. 2-21), com possibilidade de variação devido aos riscos, porte e características das obras envolvidas, incluindo as condições geológicas locais.

4.4. Empreendimentos multipropósitos

Como citado no item 3.10, alguns locais podem ter usos além daqueles relacionados ao setor elétrico, como o de reserva de água para sistemas de irrigação e consumo humano, controle de cheias e navegação.

Apesar dos benefícios, em tais casos pode haver maior complexidade para a viabilização e implantação do empreendimento por agentes privados que atuam estritamente no mercado competitivo de energia elétrica, que devem internalizar o custo total das estruturas da UHR, mesmo sem a compensação econômica correspondente.

Head (2000, p. 20) recomenda a participação pública no desenvolvimento e viabilização desses empreendimentos, tendo em vista o interesse público mais amplo.

4.5. Valoração de benefícios e imprevisibilidade de receita

Conforme Sioshansi et al. (2012, p.3) uma das barreiras mais citadas para o desenvolvimento de sistemas de armazenamento refere-se à inabilidade dos desenhos de mercado em valorar e compensar os múltiplos benefícios desses empreendimentos para o sistema interligado.

Diversas características do sistema podem influenciar o valor dos benefícios das UHR, como:

- Fontes e tecnologias presentes na matriz;
- Linhas de transmissão;
- Disponibilidade e preços de combustíveis como o gás natural, carvão e óleo diesel;
- Disponibilidade de recursos naturais como vento, radiação solar e hidrologia;
- Demanda, considerando evoluções econômicas, tecnológicas e comportamentais, incluindo iniciativas relacionadas a eficiência energética, carros elétricos e resposta de demanda.

A dependência dos benefícios com as diversas características do sistema interligado pode impor aos investidores e desenvolvedores condições e riscos que estão além de sua capacidade de gestão e responsabilidade. Além disso, a valoração dos diversos benefícios ganha ainda mais complexidade e incerteza para projeções de longo prazo.

Essa imprevisibilidade pode trazer ao investidor, um risco econômico-financeiro que quando associado às outras características e riscos citados anteriormente, acabam por reduzir a atratividade das UHR frente a outros possíveis projetos candidatos ao investimento.

Além disso, a forma de operação e a valoração de cada um dos serviços fornecidos pelas UHR podem influenciar significativamente a concepção construtiva e as características técnicas como a potência instalada, e a quantidade e tipo de unidades reversíveis (rotação fixa, rotação variável, grupos ternários), com efeitos em custos, prazos de construção e desempenho.

Observa-se ainda que a maior expansão de UHR ocorreu em mercados cujo modelo de remuneração e contratação permitiu remover integralmente ou parcialmente esse risco do desenvolvedor, como o modelo de custo por serviço (China, Japão, Estados Unidos e França antes de reestruturação) ou por mecanismos de capacidade.

Se muitos dos benefícios estão associados aos custos evitados e a própria escassez do armazenamento de energia no sistema, a inserção desta e de outras tecnologias de armazenamento na matriz acaba por reduzir o valor de seus próprios benefícios.

Desta forma, as receitas associadas às diferenças temporais e locacionais dos preços de energia podem se tornar incertas no longo prazo, a depender da evolução e das condições do sistema.

4.6. Enquadramento regulatório do armazenamento

A abrangência dos benefícios que podem ser fornecidos pelas UHR ao sistema dificulta o enquadramento destes empreendimentos como ativos puramente de geração ou de transmissão, resultando em maior complexidade para a inserção destas usinas nos arcabouços regulatórios existentes, cuja criação, após a desverticalização das empresas de energia, buscou separar os ambientes competitivo (geração) e o regulado (transmissão) para inibir possíveis distorções competitivas.

Assim, a forma como os custos de investimento são recuperados passa a depender da maneira como as UHR são classificadas do ponto de vista regulatório, como ativos de geração (investimento recuperado no mercado competitivo) ou de transmissão (investimento recuperado pelo modelo de custo por serviço ou receita permitida), o que constitui um desafio para os sistemas de armazenamento em geral, uma vez que possuem características de ambos os ambientes¹¹, conforme apontado por InsightE (2015, p.89) e também abordado na Nota Técnica EPE-DEE-NT-098-2019.

Conforme Sioshansi et al. (2012, p.8), essa dicotomia da estrutura normativa existente pode impedir o aproveitamento integral de todos os benefícios que podem ser fornecidos pelas UHR ao sistema, distorcendo a atratividade da tecnologia.

Deve-se destacar que em muitos mercados competitivos o sinal de preço dificilmente abrange todos os benefícios que as UHR podem fornecer ao sistema, e desta forma, se o investimento é recuperado nesse ambiente, o dimensionamento e concepção construtiva da UHR será dedicado a maximizar somente os atributos valorados.

Uma opção, segundo Sioshansi et al. (2012, p.9) seria a utilização de modelos de livre acesso de forma similar ao realizado nos Estados Unidos pela FERC order n.636 para o gás natural. Nesse modelo, conforme o autor, a UHR ou o sistema de armazenamento poderia vender sua capacidade a terceiros por meio de leilões coordenados pelo operador do sistema (ISO). Dessa forma o investimento da UHR seria recuperado por receitas do ambiente competitivo e receitas do ambiente regulado, a depender do uso de cada agente.

4.7. Outorga para exploração de aproveitamentos hidrelétrico

No Brasil, a Constituição da República Federativa de 1988 estabelece no art. 20 que os potenciais de energia hidráulica são bens da União, e no art. 21 que compete à União a exploração, direta ou mediante autorização, concessão ou permissão de serviços e instalações de energia elétrica e aproveitamento energético dos cursos de água em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos. A Lei n. 9.074/1995 define quais aproveitamentos de potenciais hidráulicos são objeto de concessão, autorização ou permissão, conforme potência do aproveitamento, estabelecendo no art. 5 aqueles que são objetos de concessão mediante licitação.

O mesmo artigo define ainda que nenhum aproveitamento hidrelétrico poderá ser licitado sem a definição do "aproveitamento ótimo" pelo poder concedente, definindo como "aproveitamento ótimo", todo potencial definido em sua concepção global pelo melhor eixo do barramento, arranjo físico geral,

¹¹ Como exemplo, ao prover capacidade ao sistema, as UHR se justificam como ativos de geração, mas ao prover adiantamento do investimento em novas linhas de transmissão (aumento da margem de escoamento) as UHR se tornam similares a ativos de transmissão. Se o investimento é recuperado via ambiente regulado (*"rate based"*), a participação da UHR no mercado de geração pode ser proibida ou limitada devido a potencial distorção competitiva. A forma de operação ou despacho que maximize o benefício do adiantamento da linha de transmissão pode também diferir do despacho que maximize o benefício da capacidade, gerando interesses conflitantes entre os dois ambientes. Os benefícios relacionados a geração e a transmissão são descritos no item 3.

níveis d'água operativos, reservatório e potência, integrante da alternativa escolhida para divisão de quedas de uma bacia hidrográfica nos Estudos de Inventário Hidrelétrico da Bacia.

O detalhamento dos procedimentos de outorga é descrito em normativos infra legais estabelecidos pela ANEEL, como os procedimentos relacionados aos estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas e os estudos de viabilidade técnica e econômica de usinas hidrelétricas (UHE), não havendo no entanto procedimento ou menção às usinas hidrelétricas reversíveis.

Como indicado anteriormente, as UHR podem assumir diferentes concepções construtivas, com reservatórios criados dentro ou fora de cursos d'água, reaproveitando ou não reservatórios já existentes e podendo integrar ou não uma cascata de empreendimentos hidrelétricos convencionais. Além disso, o potencial para a geração pode ser criado inteiramente ou parcialmente pela ação de bombeamento.

No caso de utilização de reservatórios de hidrelétricas existentes para a implantação de UHR, seria necessário desenvolver regimentos para redimir possíveis conflitos relacionados aos diferentes usos por cada agente, para a avaliação dos impactos nos demais aproveitamentos a jusante da cascata e para a distribuição dos benefícios.

Desta forma, entende-se que os normativos relacionados à outorga de aproveitamentos hidrelétricos no Brasil ainda não abrangem de forma adequada as usinas hidrelétricas reversíveis.

4.8. Licenciamento ambiental

O licenciamento ambiental de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras é um dos instrumentos da Política Nacional de Meio Ambiente (Lei Federal n. 6.938/1981 e Lei Complementar n. 140/2011). A implantação de usinas hidrelétricas se enquadra entre essas atividades, nos termos da Resolução Conama 001/1986. Essa Resolução estabelece a necessidade de elaboração de Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e respectivo Relatório de Impacto Ambiental (Rima), para obras hidráulicas para exploração de recursos hídricos, tais como barragens para fins hidrelétricos, acima de 10MW e usinas de geração de eletricidade, qualquer que seja a fonte de energia primária, acima de 10MW.

No Brasil, devido ao histórico de implantação de empreendimentos hidrelétricos, já existe uma larga experiência na elaboração de Estudos de Impacto Ambiental de projetos dessa tipologia. No entanto, embora seja esperado que os impactos socioambientais decorrentes de uma UHR sejam similares aos de uma hidrelétrica convencional, trata-se de uma concepção de projeto pouco conhecida ou utilizada no país.

Cumprе ressaltar que os possíveis impactos socioambientais de UHR estão relacionados às condições locais específicas, ao porte do projeto e às suas características construtivas, como por exemplo, o tamanho dos reservatórios, a extensão das escavações e a necessidade, ou não, de construção de barramentos em cursos d'água, além da forma de sua operação.

Nessa linha, usinas reversíveis de circuito aberto (open loop), em que ao menos um dos dois reservatórios (superior e inferior) é formado a partir do barramento de um rio, possuem impactos ambientais muito semelhantes àqueles de uma UHE tradicional, ou, a depender de sua escala, de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH).

Por sua vez, estudos publicados recentemente indicam que projetos de usinas reversíveis de circuito fechado (closed loop) geralmente provocam impactos menos expressivos aos ecossistemas - tanto de menor abrangência quanto de menor duração - do que as UHR de circuito aberto. Esses projetos se caracterizam pela implantação de ambos os reservatórios fora do fluxo d'água e geralmente têm maior flexibilidade de localização (DOE, 2020).

No mesmo sentido, também se espera que projetos de reversíveis que utilizem reservatórios já existentes sejam associados a impactos menos expressivos, pois evitariam aqueles associados ao barramento do rio e à formação de novos reservatórios. Vale ressaltar, no entanto, que a implantação de

uma UHR pode requerer obras subterrâneas significativas, que podem provocar uma série de impactos em função das escavações e retirada e disposição do material.

Uma vez que não há precedentes de processos de licenciamento ambiental para usinas reversíveis no Brasil, é fundamental amadurecer a discussão em relação a esses empreendimentos. A discussão envolve tanto os órgãos licenciadores e reguladores, como os desenvolvedores de projetos e outras partes interessadas, buscando compreender melhor as diferentes concepções de projetos, os impactos e as medidas para reduzir, mitigar e compensar seus efeitos e em que medida a legislação brasileira relativa ao licenciamento ambiental precisa ser adaptada para abarcar usinas reversíveis.

A partir desse aprofundamento, seria possível entender melhor as especificidades de uma UHR e avaliar a dinâmica mais adequada para o processo de planejamento e licenciamento ambiental dessas usinas.

4.9. Outorga pelo direito de uso dos recursos hídricos

Além dos aspectos estritamente relacionados à energia, a implantação de usinas hidrelétricas reversíveis pode gerar benefícios para outros usos da água, seja pelo armazenamento do recurso, pela regularização do regime hidrológico ou por criar condições favoráveis, por exemplo, para a navegação. Dentre esses usos, podemos citar também o abastecimento urbano, irrigação, controle de cheias e lazer, entre outros. Canales et al (2015) cita os casos dos empreendimentos Olivenhain-Hodges e do Lago Elsinore, nos EUA, em que as UHR foram projetadas para atender múltiplos usos da água, resultando em um impacto positivo local e regional.

No entanto, a conciliação de diversos usos torna-se bastante complexa, pois envolve diversos atores que, por vezes, possuem interesses conflitantes. Para a UHR, deve ser avaliada se essa compatibilização traz uma redução da sua capacidade operativa admissível ou não. Pode-se citar como exemplo a UHR Foz Tua, em Portugal, que em determinados períodos tem sua operação paralisada para a passagem de embarcações de turismo no rio Douro. O turbinamento ou bombeamento da água pode ainda causar ondas que colocam em risco a navegação. Outro exemplo, como citado anteriormente, é a usina elevatória de Pedreira, em São Paulo, cujo bombeamento da água do rio Pinheiros para o Reservatório Billings está limitado de maneira a não prejudicar a qualidade da água utilizada para abastecimento público, fato que acaba por reduzir a capacidade de geração da usina hidrelétrica Henry Borden.

Essa complexidade aumenta à medida que os projetos de UHR sejam instalados em áreas onde a água seja um recurso escasso e já ocorram conflitos pelo seu uso, sobretudo em regiões próximas aos grandes centros urbanos.

Nesse sentido, a Política Nacional de Recursos Hídricos, instituída pela Lei Federal n. 9.433/1997 (também conhecida como Lei das Águas), tem como fundamento que a gestão dos recursos hídricos deve sempre proporcionar o uso múltiplo das águas. Considerando isso, deve-se avaliar os benefícios e implicações da implantação de usinas reversíveis, tanto do ponto de vista de quantidade como da qualidade da água.

Essa discussão deve ser endereçada para cada projeto no âmbito da outorga de direito de uso de recursos hídricos, necessária para o aproveitamento dos potenciais hidrelétricos, conforme disposto na Lei das Águas. Nesse momento será necessário avaliar: os usos da água na região do empreendimento; a interferência do empreendimento na quantidade e qualidade da água da bacia hidrográfica; a operação de cada UHR, que, a depender do projeto, pode alterar entre geração e bombeamento em questão de segundos; e as possíveis restrições à sua operação.

Do ponto de vista mais abrangente, cabe discutir em que medida os normativos atuais relativos à outorga de recursos hídricos, tanto na esfera federal como estadual, precisam ser revisados ou aprimorados para contemplar as usinas reversíveis em suas diferentes concepções, abrangendo também

projetos de circuito fechado ou a implantação em reservatórios já existentes, assim como indicado no item 4.10 Licenciamento Ambiental.

5. Modelos de negócio e mecanismos de remuneração

Conforme IHA (2018, p.10) e Ramirez (2016, p.28) os modelos de negócio para UHR podem ser agrupados sob as 3 diferentes formas indicadas na continuação.

5.1. Custo de Serviço (*cost-of-service*)

Esse é o modelo de remuneração utilizado em mercados monopolistas, em que o custo de investimento é recuperado por uma tarifa fixada pelo regulador. A previsibilidade de receita cria um ambiente favorável para o investimento e financiamento de novos empreendimentos.

Para sistemas de armazenamento, como as UHR, a participação nos ambientes de geração (competitivo) e transmissão (regulado) pode dificultar a diferenciação entre os custos associados à receita regulada e os custos associados à participação no mercado de geração, podendo resultar em vantagem indevida no ambiente competitivo.

Em alguns países as UHR são consideradas ativos de transmissão e desta forma têm seu custo de investimento recuperado pela receita fixa obtida pela tarifa regulada. Uma variação desse modelo é utilizada na China para as UHR, sendo a maioria propriedade de empresas de transmissão e distribuição (IHA, 2018, p.10).

No Brasil, a regulação econômica do segmento de transmissão se caracteriza por regime de receita teto (*revenue cap*). Esse regime é uma forma de regulação por incentivos, que é o uso de recompensas e penalidades para induzir a empresa de serviços públicos a atingir as metas desejadas. É uma forma de regulação de atividades econômicas tidas como monopólios naturais na qual é definida uma receita máxima. Estabelece-se, por meio de diversos fatores técnicos e econômicos, uma receita máxima que a empresa pode obter para exercer sua atividade em um período de forma a conciliar o menor custo do produto ou serviço com a remuneração sustentável da atividade. Dentre os itens que compõem a receita, podemos citar: custo de capital próprio, custo de capital de terceiros, custos de operação e manutenção, taxa de depreciação, além de encargos e impostos.

Da mesma forma, caso uma UHR venha a prestar um serviço de despacho para controle de fluxo de potência em linhas de transmissão, semelhante a dispositivos *smart wires*¹², essa usina teria características típicas de ativos de transmissão e poderia vir a ser remunerada da mesma forma. Um dos pontos que merecem destaque tendo em vista que muitas das vezes, as sobrecargas em linhas de transmissão ocorrem sob condições específicas de carregamento, como: i) ponta de carga, ii) exportações sazonais de energia, iii) ponta de geração de determinadas usinas. Assim sendo, devido ao caráter volátil do carregamento de linhas de transmissão, devemos ter em mente que há janelas temporais nas quais as UHR teriam condições de prestar outros serviços diferentes do controle de fluxo em linhas de transmissão. Assim sendo, remunerar uma UHR exclusivamente por disponibilidade, para que ele funcione como um ativo de transmissão sempre que houver uma restrição a ser eliminada, poderia ser demasiadamente oneroso ao sistema.

Por outro lado, é preciso atentar ao fato de que uma restrição em um sistema elétrico pode favorecer as oportunidades de arbitragem dos preços de energia, o que pode ser vantajoso para agentes proprietários de sistemas de armazenamento. Da mesma forma, restrições na capacidade de transmissão podem também aumentar o valor dos serviços associados ao controle da geração, indicando a possibilidade de interesses conflitantes entre o sistema de armazenamento e o sistema elétrico interligado.

¹² *Smart Wires* são tecnologias de controle do fluxo de potência em linhas de transmissão através da variação da reatância das linhas (aumento ou diminuição) em situações emergenciais de modo a se evitar sobrecargas indesejáveis em sistemas elétricos.

Um dos desafios decorrentes da classificação de uma UHR como um ativo da transmissão é que no Brasil a regulamentação do setor de transmissão proíbe os proprietários de transmissão de exercer controle ou qualquer direito sobre qualquer ativo que possa ser considerado geração ou fornecimento.

Por essa leitura, as empresas de transmissão não poderiam, em princípio, possuir ou operar sistema de armazenamento de energia, e a operação e o planejamento desses sistemas teriam que ser deixados para os mercados competitivos. Tal interpretação reforça a importância da discussão regulatória sobre sistemas de armazenamento no Brasil.

5.2. Participação direta em mercados competitivos

Neste modelo, as UHR podem competir com outros participantes e as receitas são obtidas de diferentes formas, de acordo com cada mercado. As receitas provenientes da comercialização dos diferentes produtos são normalmente combinadas ou empilhadas (*stackling*) para a composição da receita total do empreendimento.

Conforme IHA (2018, p.10) normalmente essas receitas precisam ser combinadas para tornar o projeto economicamente viável, no entanto as diferentes demandas operacionais de cada mercado podem ser conflitantes, acrescentando maior complexidade ao modelo.

No mercado de energia, a receita obtida pela arbitragem de preços, conforme indicada no item 3, dificilmente pode ser prevista com precisão no longo prazo, introduzindo incertezas à análise de viabilidade econômica das UHR na prestação deste serviço.

Cabe destacar que no Brasil, o despacho centralizado das usinas de geração é feito por ordem de mérito econômico, utilizando modelos computacionais que consideram, dentre outras coisas, os custos operacionais das usinas e as probabilidades de cenários hidrológicos para as hidrelétricas. Desta forma, os agentes são responsáveis por garantir a disponibilidade dos ativos, mas não têm controle sobre sua geração nem a possibilidade de ofertar preços e condições para o despacho, diferenciando-se de outros mercados de energia onde as UHR estão inseridas como os da Europa.

Em complemento, a granularidade semanal¹³ dos preços de energia e a simplificação da curva de carga pela utilização dos patamares de carga pode distorcer variações do sinal econômico importantes para a viabilização de empreendimentos que realizam a arbitragem de energia, como é o caso das UHR.

Além disso, a operação física do sistema considera restrições operativas que nem sempre são representadas nos modelos computacionais utilizados na determinação dos preços, o que pode eventualmente camuflar o sinal econômico das necessidades do sistema, que poderiam ser supridas pelas UHR.

Ainda, como indicado no item 3, alguns benefícios estão associados à localização geográfica da UHR no sistema e os preços estabelecidos por submercados, como atualmente praticados no Brasil, pode não representar um sinal locacional suficiente para avaliar e comparar benefícios de UHR em diferentes localizações.

Além das questões relacionadas ao mercado de energia, outro desafio para a inserção de UHR com esse modelo, é a inexistência de mercados onde podem ser comercializados os outros serviços das UHR (não contemplados no produto de energia), a exemplo dos serviços ancilares no Brasil, que são determinativos, obrigatórios e de remuneração regulada ou simplesmente não remunerados.

Nesse sentido, a emergência de alguns mercados como o de reserva operativa e controle de frequência pode favorecer a viabilização das UHR.

¹³ Desde janeiro de 2020 o ONS passou a adotar o modelo DESSEM na programação da operação, publicando diariamente, o CMO com granularidade semi-horária, resultantes da Operação Sombra para a programação da operação e a partir de janeiro de 2021, segunda fase, a CCEE passará a adotar o DESSEM para fins de cálculo do Preço da Liquidação das Diferenças (PLD), contabilização e liquidação.

Na Austrália contratos chamados “super peak” permitem a participação de UHR e baterias no mercado como forma de gerenciamento de risco e proteção dos consumidores contra picos de preço de energia durante períodos de maior demanda na manhã e no final da tarde, fora do período de geração solar.

A participação no mercado competitivo pode incluir também contratos de longo prazo de forma a fornecer condições mais favoráveis ao investimento e financiamento, incluindo mecanismos de capacidade como feito na Espanha, Irlanda, Portugal e Romênia, e em discussão no Brasil.

Um levantamento sobre os mecanismos de capacidade em diversos mercados de energia elétrica pode ser encontrado em Bublitz et al. (2019). Segundo os autores, esses mecanismos podem favorecer o desenvolvimento do mercado de uma forma menos dependente da aversão ao risco dos investidores.

No entanto, IHA (2018, p.11) aponta que tais mecanismos, em alguns países, ainda não foram plenamente suficientes para alavancar as UHR, devido às condições mais favoráveis para as tecnologias menos intensivas em capital e com prazo de aprovisionamento e de retorno de investimento mais curto, como as termelétricas a gás.

Para contornar essa dificuldade de comercialização dos diferentes serviços oferecidos pelas UHR, alguns países têm adotado medidas específicas para incentivar a maior inserção de UHR em seus sistemas elétricos.

Na Alemanha, segundo Steffen (2011, p.14), as UHR têm isenção na tarifa de acesso a rede básica de transmissão pelos 20 primeiros anos de operação. A autor aponta ainda que a operação das UHR, diferente da maioria dos consumidores, tem grande elasticidade em relação à tarifa de acesso.

Nos Estados Unidos, a Comissão Federal Reguladora de Energia (Federal Energy Regulatory Commission - FERC) por meio do ato “Order n. 841” de 15/02/2018, estabeleceu que os operadores independentes dos sistemas elétricos (conhecidos como RTO e ISO) devem definir um modelo de participação que reconheça as características físicas e operacionais dos recursos de armazenamento para o sistema e facilite sua participação nos mercados de capacidade, energia e serviços ancilares. Considerado um importante marco regulatório, a regra visa promover a remoção das barreiras à participação do armazenamento nos mercados atacadistas, permitindo a compensação dos diferentes serviços que o armazenamento pode oferecer ao sistema.

Como um outro exemplo, em Portugal, de acordo com a Portaria n.º 251 de 20/08/2012, o governo determinou incentivos à Garantia de Potência, estes estão destinados à realização de investimentos em tecnologias de produção a partir de fontes hídricas, dentre as quais se destacam as hidrelétricas reversíveis (UHR). Os empreendimentos contemplados devem ser novos ou reforços de potência de aproveitamentos hidrelétricos existentes desde que sejam UHR. O incentivo ao investimento pela capacidade de produção vigora durante os 10 primeiros anos e garante o pagamento anual de uma receita fixa em euros por cada MW de potência instalada, a partir da data de início de operação e disponibilidade da usina ao operador do sistema. Outra política pública de incentivo à hidrelétricas em Portugal refere-se à prorrogação do prazo de concessão destes aproveitamentos, caso ocorram reforços de potência, de acordo com o Anexo II do Decreto-Lei 226-A de 31/05/2007. De acordo com este decreto, os contratos de concessão de aproveitamentos hidrelétricos (convencionais e reversíveis) existentes serão prorrogados em situações que ocorram reforços de potência, o empreendedor irá explorar o aproveitamento original e o reforço de potência. O prazo total da concessão resultante dessa prorrogação não pode, no entanto, ultrapassar os 75 anos.

5.3. Por trás do medidor (*behind-the-meter*)

Nesse modelo de negócio, o sistema de armazenamento é localizado junto a um gerador, consumidor ou usuário do sistema elétrico, permitindo modular o perfil de geração ou consumo, conforme variação dos preços do sistema.

No entanto, devido ao porte e dependência de condições locais específicas (como topografia), é um modelo de negócios pouco utilizado pelas UHR.

Ramirez (2016, p.28) aponta que potencialmente grandes consumidores de energia poderiam utilizar esse modelo para UHR, de forma similar as hidrelétricas convencionais utilizadas na indústria de alumínio (autoprodutor).

IHA (2018,p.11) cita como exemplo recente de aplicação deste modelo o projeto da usina reversível de Kidston (250MW, 2.000MWh) na Austrália, localizado junto a uma usina fotovoltaica de 270 MW, reaproveitando minas abandonadas de ouro.

Ressalta-se que essa é a forma de remuneração que normalmente demanda menor modificação em normativos.

6. Mapa de rotas para a inserção das UHR no Brasil

Diversos aprimoramentos relacionados a governança, desenho de mercado, planejamento e operação do setor elétrico brasileiro estão sendo discutidos e implementados no âmbito da iniciativa Modernização do Setor Elétrico Brasileiro, além das melhorias no arcabouço regulatório promovidas pela ANEEL.

São destacados a seguir, alguns dos recentes avanços, que podem contribuir com a inserção de tecnologias como as UHR no Brasil. Também são listados os desafios identificados, bem como propostas de endereçamento, visando a participação das UHR no mercado de forma competitiva.

6.1. Serviços Ancilares

No Brasil, a regulamentação¹⁴ dos serviços ancilares é, predominantemente, de carácter mandatário e com remuneração baseada em custos, voltada ao aproveitamento dos ativos obtidos com a expansão do sistema por critérios energéticos, sendo prestados principalmente pelas usinas hidrelétricas. A receita proveniente da prestação de serviços ancilares por essas usinas tem baixa representatividade, em especial quando comparada com a receita usualmente obtida com a comercialização da garantia física de energia.

A utilização das usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização para a prestação de alguns serviços, como o Controle Secundário de Frequência, se justifica tanto pelo viés técnico, já que características inerentes a essas fontes, tais como a capacidade de regularização e flexibilidade, tanto pelo viés econômico, uma vez que o custo de oportunidade associado (geração frustrada pela necessidade de manutenção de reserva) pode ser compensado pelo Mecanismo de Realocação de Energia (MRE)¹⁵.

Porém, observam-se alterações importantes no SEB, conforme apontamentos nos planos decenais da expansão. Com a participação cada vez maior das fontes de geração variável e não-controlável e de limitada previsibilidade, em especial eólica e fotovoltaica, inclusive de forma distribuída, e as dificuldades em se construir novas usinas hidrelétricas, sobretudo com capacidade de regularização, a forma de operar o sistema tem mudado significativamente, trazendo novos desafios.

Recentemente, aprimoramentos em relação à consideração dos serviços ancilares passaram a ser discutidos com maior frequência no setor elétrico brasileiro. Do ponto de vista regulatório, registra-se a tomada de subsídio da ANEEL nº 006/2019, que objetivou obter subsídios para fomentar abertura de discussão sobre o tema serviços ancilares aplicáveis ao Sistema Interligado Nacional – SIN, e a previsão de discussão em futura consulta pública da revisão da Resolução Normativa nº 697/2015, que regulamenta a prestação e remuneração de serviços ancilares no SIN, conforme agenda regulatória da Agência. Dos pontos de vista operacional e de planejamento da expansão da geração e da transmissão, observa-se ainda as discussões e projetos de lei referentes à Modernização do Sistema Elétrico Brasileiro – SEB, incluindo a eventual criação de mercados competitivos para o provimento de determinados serviços.

¹⁴ Os serviços ancilares no Brasil são atualmente regulamentados pela Resolução Normativa ANEEL n. 697/2015

¹⁵ O MRE é o mecanismo criado para mitigar riscos hidrológicos e de participação obrigatória de todas as hidrelétricas com despacho centralizado. O MRE torna o concessionário da UHE indiferente às decisões de despacho do ONS, uma vez que a contabilização de sua geração é proporcional a produção total das usinas integrantes do MRE. O mecanismo também permite que o operador otimize o despacho e utilize as usinas não despachadas para prestar serviços ancilares ao sistema, sem que ocorra custo de oportunidade relacionado a produção de energia.

6.2. Preços horários

Os preços de energia no Brasil são determinados por modelos computacionais, para cada um dos 4 subsistemas, indicados na Figura 8. Devido predominância hidrelétrica na matriz, os preços eram definidos para cada semana, e para patamares de carga, sendo suficientes para representar as oscilações causadas principalmente pela variação da disponibilidade do recurso hídrico nas usinas.

Desde 2018 o preço horário de energia vem sendo calculado e divulgado para os agentes do setor elétrico, sendo que a partir de 2021 passou a ser adotado oficialmente para as operações comerciais no mercado de curto prazo. Espera-se que a maior resolução temporal sinalize de forma mais adequada a abundância ou escassez da energia no sistema, ocasionadas dentre outras, pela variação da geração renovável.

As Figuras 9 a 12 apresentam os valores de CMO semi-horário em cada subsistema do SIN, durante 2 anos¹⁶. Apesar do histórico relativamente pequeno, é possível observar que para os subsistemas Sudoeste/Centro-Oeste, Norte e Sul, os maiores valores de CMO ocorreram no período de outubro a janeiro, enquanto o período de abril e junho apresentam valores mais baixos, inclusive nulos para alguns dias.

Diferente do Custo Marginal de Operação (CMO) utilizado para o despacho por mérito econômico pelo Operador do sistema (ONS), o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), utilizados para fins de comercialização, considera valores de piso e teto estabelecidos pela ANEEL.

Em 2019, para permitir excursão dos preços por uma faixa mais ampla de valores, a ANEEL estabeleceu o limite de R\$ 1.142/MWh para o preço horário e R\$557/MWh como teto estrutural, sinalizando maior oportunidade para ganhos por arbitragem de energia e contribuindo para a inserção de recursos de armazenamento no sistema.



Figura 8 – Representação dos subsistemas no Brasil.

¹⁶ Os dados disponibilizados pelo ONS não contém valores para os dias 20/01/2019, 23/01/2019, 08/05/2019, 11/05/2019, 14/09/2019, 15/09/2019 e 17/05/2020. Para a elaboração das figuras, os valores desses dias foram obtidos por interpolação linear.

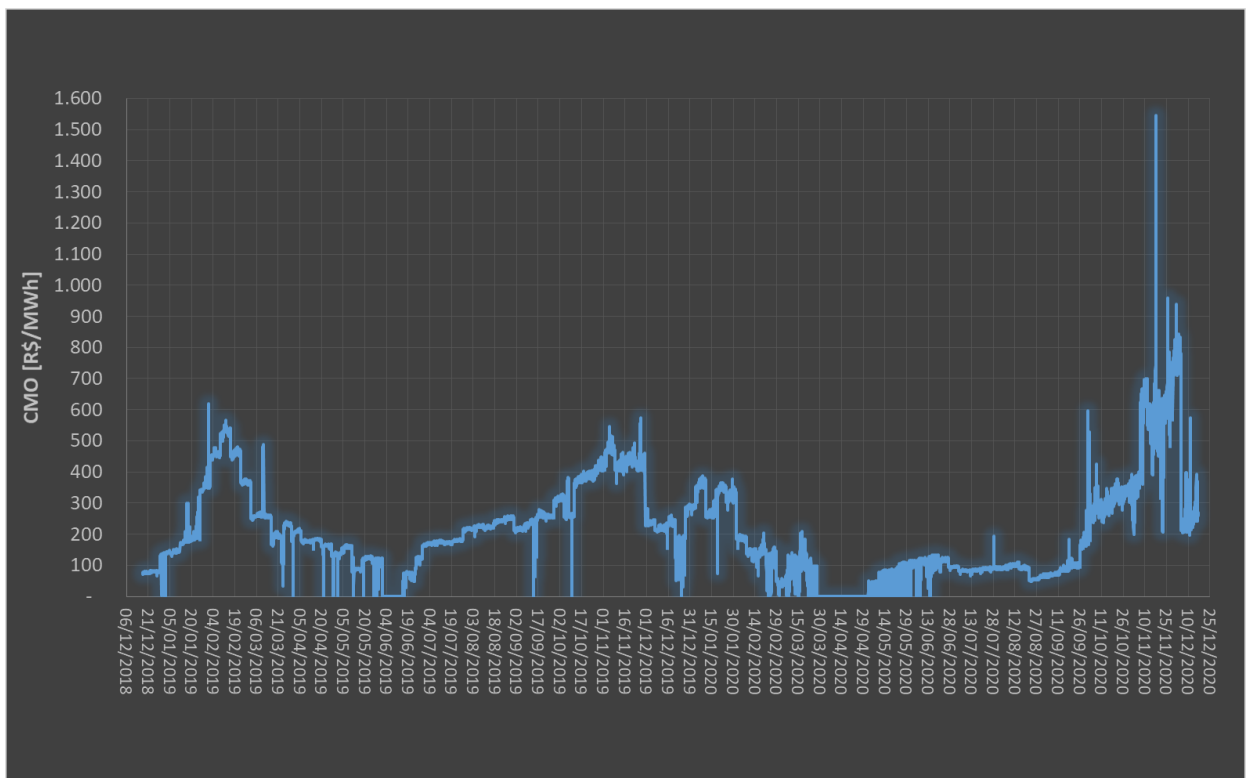


Figura 9 – CMO semi-horário do subsistema Sudeste/Centro-Oeste no período de 17/12/2018 a 16/12/2020 (Fonte: ONS, 2020)

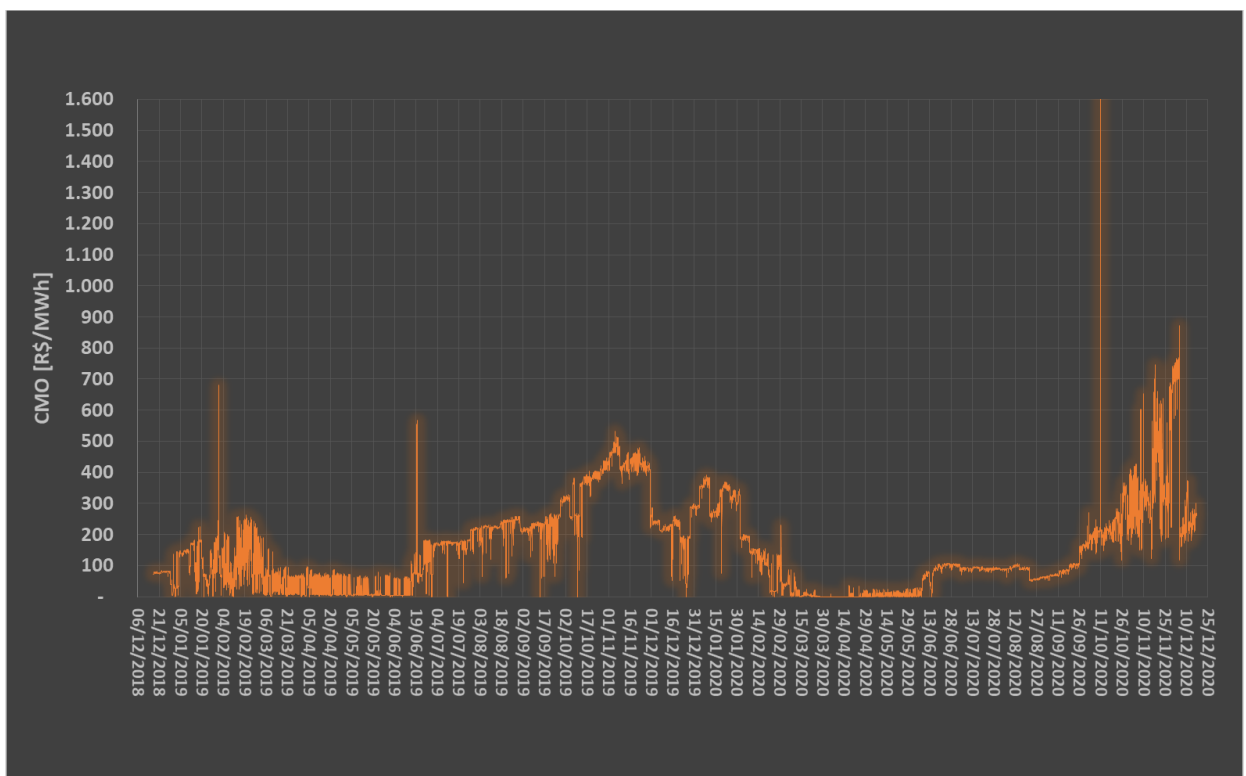


Figura 10 – CMO semi-horário do subsistema Norte no período de 17/12/2018 a 16/12/2020 (Fonte: ONS, 2020)

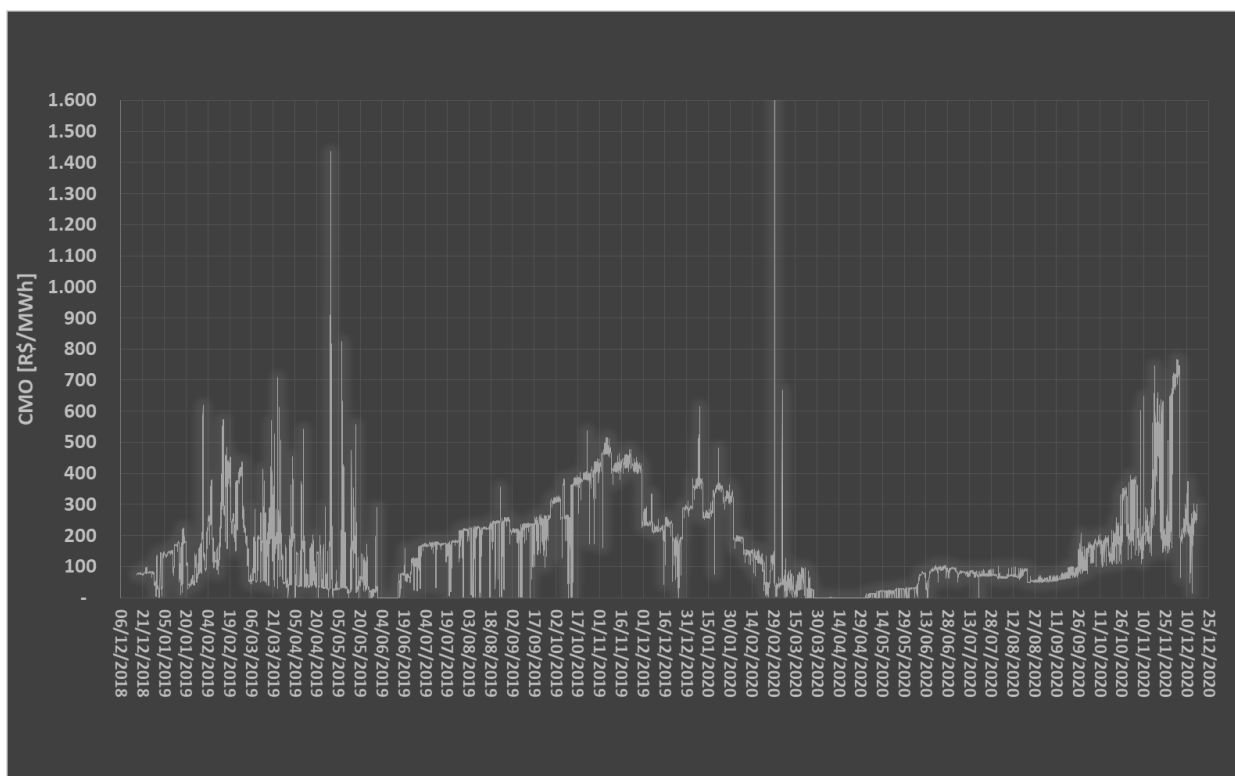


Figura 11 – CMO semi-horário do subsistema Nordeste no período de 17/12/2018 a 16/12/2020 (Fonte: ONS, 2020)

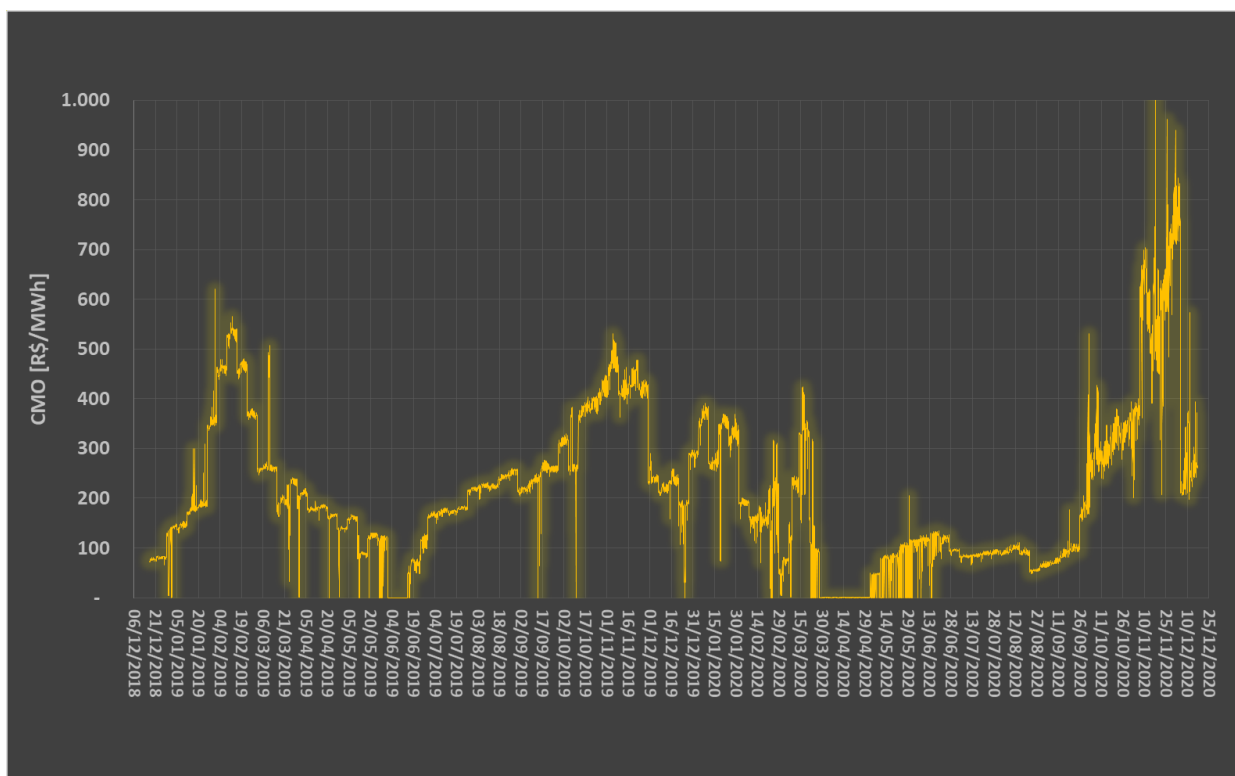


Figura 12 – CMO semi-horário do subsistema Sul no período de 17/12/2018 a 16/12/2020 (Fonte: ONS, 2020)

6.3. Capacidade

Conforme vem sendo apontado pelos Planos Decenais de Expansão de Energia (PDE), o sistema elétrico brasileiro está deixando de ser puramente restrito em energia (típico de uma base hidrelétrica com reservatórios) e passando também a ser restrito em capacidade de potência (típico de sistemas de base termelétrica e com renováveis não controláveis), o que motivou recentes estudos e avaliações

relacionadas aos critérios de suprimento¹⁷ e a criação de um novo critério de potência estabelecido pela Resolução CNPE n.29/2019, sendo este um importante avanço para identificar a necessidade do sistema relacionada a capacidade e permitir a inserção de tecnologias que podem contribuir a esta finalidade, como as UHR.

Outros aprimoramentos relacionados a mecanismos de capacidade, separação lastro-energia, e que estão associados a inserção de tecnologias como as UHR no Brasil, tem sido avaliados no âmbito da Modernização do Setor Elétrico Brasileiro e podem ser encontrados com maior detalhamento no Relatório de Apoio ao Workshop de Lastro e Energia de agosto de 2019¹⁸.

6.4. Resumo dos principais desafios para as UHR no Brasil e propostas de endereçamento

O quadro apresentado a seguir lista os principais desafios identificados para a inserção das UHR no sistema elétrico brasileiro e os possíveis endereçamentos, cabendo ressaltar que a lista não busca esgotar as discussões sobre o tema.

Destaca-se ainda que apesar dos desafios não técnicos apontados, a inserção das UHR também está associada à competitividade e atratividade frente a outras soluções tecnológicas, sendo que alterações em normativos e em desenhos de mercado podem também aumentar a competitividade das tecnologias e soluções técnicas alternativas.

Desafio	Endereçamento
Atratividade financeira	Avaliar e criar mecanismos e modelos de negócio que permitam maior previsibilidade da receita e adequada alocação de riscos.
Outorga	Adaptar normativos para reger o desenvolvimento de estudos de UHR e estabelecer procedimentos para a concessão ou autorização deste tipo de empreendimento.
Licenciamento ambiental e uso do recurso hídrico	Adequar procedimentos de licenciamento ambiental e outorga do uso da água para o caso específico de UHR (para o armazenamento ou para o primeiro enchimento e reposição). Realizar estudos para avaliação dos impactos e benefícios associados as UHR.
Remuneração e contratação	Avaliar a possibilidade e as condições necessárias para a contratação e remuneração das UHR por mecanismos de capacidade. Avaliar a necessidade sistêmica e regulamentar a comercialização de outros serviços e produtos, como aqueles associados a flexibilidade e à transmissão (adiamento do investimento). Avaliar criação de mercado competitivo para alguns serviços ancilares.
Necessidade de especialização dos profissionais na esfera governamental e na iniciativa privada	Fomentar ações de capacitação para os agentes envolvidos.
Valoração e benefícios ao SIN	Realizar avaliação quantitativa dos custos e dos possíveis benefícios das UHR ao sistema interligado.
Disponibilidade de projetos	Realizar estudos de inventário de UHR, mapeando locais favoráveis, determinar características principais e hierarquizar aproveitamentos, conforme critérios técnicos, econômicos e socioambientais, para estudos detalhados posteriores.
Acesso a rede e Operação	Adequar procedimentos de rede para a inserção e operação das UHR. Regulamentar tarifa de acesso a rede para UHR.

¹⁷ Disponível em:

<<https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/modernizacao-do-setor-eletrico/criterio-de-garantia-de-suprimento>>

¹⁸ Disponível em:

<https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/documents/20190816_workshop_lastro_energia.pdf>

7. Referências

Barbour, E., Wilson, I.A.G., Radcliffe, J., Ding, Y., Li, Y., 2016. “A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets”. Elsevier Renewable and sustainable energy reviews, Volume 61, April 2016, Pages 421-432.

Bublitz, A., Keles, D., Zimmermann, F., 2019. “A survey on electricity market design: Insights from theory and real-world implementations of capacity remuneration mechanisms”. Energy Economics 80 (2019) 1059-1078.

Cambridge Institute for Sustainability Leadership and Energy Policy Research Group (2017) Market design for a high-renewables European electricity system. Cambridge, Reino Unido. Disponível em: <http://www.cisl.cam.ac.uk/publications>

Canales, F. A.; Beluco, A.; Mendes, C. A. B. Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas. Universidade Federal de Santa Maria (UFSM). Revista Eletrônica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental (REGET), v. 19, p. 1230 – 1249, 2015. Disponível em <<http://www.projetouhr.com.br/asel/16002-87523-1-PB.pdf>> Acesso em 08/07/2020.

Chi, Z. e Heller, T. “Reform of the Chinese electric power market”. Capítulo do livro “The political economy of power sector reform: The experiences of five major developing countries”. Editado por: Victor, D; Heller, T. Cambridge University Press: 2007.

Deane, J. Paul; Gallachóir, B.P.Ó; McKeogh, E.J. (2010). “Techno-Economic Review of Existing and New Pumped Hydro Energy Storage Plant.” Renewable and Sustainable Energy Reviews (14.4); pp. 1,293–1,302.

DOE, United States Department of Energy, Pacific Northwest National Laboratory. A Comparison of the Environmental Effects of Open-Loop and Closed-Loop Pumped Storage Hydropower. Abril 2020. Disponível em: <<https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/04/f73/comparison-of-environmental-effects-open-loop-closed-loop-psh-1.pdf>>. Acesso em 26/06/2020.

DOE, United States Department of Energy, Oak Ridge National Laboratory. 2017 Hydropower Market Report. Abril, 2018. Disponível em: [osti.gov/bridge](https://www.osti.gov/bridge)

Head, C., 2000. “Financing of Private Hydropower Projects”. World Bank Discussion Paper No.420. Washington, DC .World Bank.

IHA – International Hydropower Association. The world’s water battery: Pumped hydropower storage and the clean energy transition. Working paper. Dezembro 2018. Disponível em: <https://www.hydropower.org/sites/default/files/publications-docs/the_worlds_water_battery_-_pumped_storage_and_the_clean_energy_transition_0.pdf>. Acesso em 05/03/2020.

IEA – International Energy Agency. Renewables 2018: Analysis and Forecast to 2023. 2018

Hernandez Alva, C. A.; Li, X. Power Sector Reform in China An international perspective. Internacional Energy Agency Insight Series 2018.

IEA – International Energy Agency. Is pumped storage hydropower capacity forecast to expand more quickly than stationary battery storage? Analysis from Renewables 2018

IHA – International Hydropower Association. China Country Profile, 2019. Disponível em: <https://www.hydropower.org/country-profiles/china>. Acesso em 05/03/2020.

Kougia, I.; Szabó, S. Pumped hydroelectric storage utilization assessment: Forerunner of renewable energy integration or Trojan horse? Energy, v. 140, p. 318 – 329, 2017. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217314822>> Acesso em 20/07/2020.

Ming, Z., Junjie, F., Song, X., Zhijie, W., Xiaoli, Z., Yuejin, W., 2013. "Development of China's pumped storage plant and related policy analysis". Elsevier Energy Policy, Volume 61, October 2013, Pages 104-113.

Norang, Ingunn. Pump storage hydropower for delivering balancing power and ancillary services: A case study of Ilvatn pump storage power plant. Master Thesis. Norwegian University of Science and Technology Trondheim. Junho, 2015.

Parnel, 2019. China to build 6GW of pumped hydro storage in bid to slash solar and wind power curtailment. Disponível em: <https://www.pv-tech.org/news/china-to-build-6gw-of-pumped-hydro-storage-in-bid-to-slash-solar-and-wind-p>. Acesso em 05/03/2020.

Pérez-Díaz, J.I., Cavazzini, G., Blázquez, F., Platero, C., Fraile-Ardanuy, J., Sánchez, J.A. and Chazarra, M., Technological developments for pumped-hydro energy storage, Technical Report, Mechanical Storage Subprogramme, Joint Programme on Energy Storage, European Energy Research Alliance, May 2014.

Raimundo, D. R. Análise ambiental de projeto de armazenamento de energia via Usina Hidrelétrica Reversível. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Itajubá, 2019. Disponível em <<http://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/handle/123456789/1987>> Acesso em 20/07/2020.

Ramirez, P. "The Benefits of Pumped Storage Hydro to the UK" Scottish Renewables. June 2016.

Reuters, 2019 China plans massive pumped hydro investment to ease renewable energy curtailments. Disponível em: <http://ieefa.org/china-plans-massive-pumped-hydro-investment-to-ease-renewable-energy-curtailments/>

Salevid, Karin. Market requirements for pumped storage profitability: Expected costs and modelled price arbitrage revenues, including a case study of Juktan. Thesis. Uppsala Universitet. Agosto 2013.

Sioshansi, R., Denholm, P., Jenkin, T. (2012). "Market and Policy Barriers to Deployment of Energy Storage".

Zhang, S.; Andrews-Speed, P.; Perera P. The evolving policy regime for pumped storage hydroelectricity in China: A key support for low-carbon energy. Applied Energy 150 (2015) 15–24.

Zuculin, S.; Pinto, M. A. R. R. C.; Barbosa, P. S. F.; Tiago Filho, G. L. A Retomada do Conceito de Eficiência de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) no Setor Elétrico Brasileiro. Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento. Companhia Energética de São Paulo (CESP), 2014.