



GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL NO DESENVOLVIMENTO DE USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS EM MERCADOS DE ELETRICIDADE DE PAÍSES SELECIONADOS

**RONALDO ANTONIO DE SOUZA (1); FELIPE MOREIRA GONÇALVES (1)
EMPRESA DE PESQUISA ENERGETICA – EPE (1)**

RESUMO

O artigo irá abordar de que forma ocorreu e ocorre o desenvolvimento das UHRs nos países selecionados, a sua integração e participação nas matrizes elétricas, projetos existentes e futuros, os mercados de eletricidade nos quais esta tecnologia realiza a compra e venda de sua energia, indicando como ocorre a formação de preços nestes mercados e as formas de contratação, comercialização, remuneração em mercados de capacidade e de serviços ancilares em cada um desses países. As Políticas de incentivo a implementação de UHRs são de fundamental importância para atrair investimentos para os projetos e viabilizá-los e também serão apresentadas nesse estudo.

PALAVRAS-CHAVE

Usinas Hidrelétricas Reversíveis, Mercados Internacionais, Comercialização, Serviços Ancilares, Mercados de Capacidade

1.0 INTRODUÇÃO

A tecnologia das usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) fornece há algum tempo uma das formas de armazenamento para sistemas de energia elétrica em todo o mundo. Uma UHR normalmente bombeia água para um reservatório superior de armazenamento quando os preços da eletricidade são baixos e, posteriormente, libera a água de volta a um reservatório inferior através de uma turbina, em momentos de maior demanda e quando o preço da eletricidade é maior.

A produção de energia elétrica não pode ser armazenada de forma trivial, e isso implica normalmente na necessidade de equilíbrio constante entre oferta e demanda (1). Em tempos de crescente inserção de fontes intermitentes e aumento da participação das hidrelétricas a fio d'água, as UHRs podem desempenhar um papel importante para atender a ponta da operação e segurança do sistema elétrico, pois constituem uma tecnologia que permite oferta de potência com a flexibilidade necessária para o atendimento à variação da carga no curto prazo.

Desde os anos 20, projetos hidrelétricos reversíveis vêm proporcionando, em caráter comercial, benefícios em termos de capacidade de armazenamento de energia e de estabilização de redes. Nos anos 70 e 80, preocupações com segurança de redes e de abastecimento, assim como requisitos relativos ao equilíbrio de cargas de base, induziram uma grande expansão de usinas hidrelétricas reversíveis. (2)

A grande maioria das UHRs foram construídas por concessionárias integradas verticalmente de propriedade pública em mercados de monopólio - Isto ainda ocorre atualmente, em que o desenvolvimento de UHRs é de propriedade do estado, em especial na China. A remuneração para este tipo de tecnologia nestes mercados, ocorre sob a forma de custos de serviços, no qual a UHR seria parte integrante de um todo - empresa verticalizada, por exemplo, em um sistema de transmissão. (3)

Os países com maior concentração de UHRs em operação no mundo e com maior quantidade desta tecnologia são China, Japão e Estados Unidos. Na Europa, as UHRs encontram-se localizadas em países como França, Alemanha, Itália, Espanha, Portugal, Irlanda, Áustria e Suíça, países que possuem características geográficas favoráveis à inserção ou rios nos quais podem ser construídos barramentos. (3)

Este trabalho irá abordar de que forma ocorreu o desenvolvimento das UHRs mundialmente, a sua integração e participação na matriz elétrica, projetos existentes e futuros, os tipos de mercados de energia elétrica nos quais

estão inseridas e as formas de remuneração que faz com que esta tecnologia se viabilize em cada um dos países estudados.

2.0 VISÃO GERAL DOS PAÍSES SELECIONADOS

2.1 Estados Unidos

Os Estados Unidos apresentam uma diversidade de sistemas, mercados e regulações, o PJM é apresentado como um exemplo de participação em um mercado competitivo quando o desenho de mercado e remuneração é abordado. Em alguns momentos serão apresentadas informações sobre o país como um todo, em especial em relação a evolução história, tendências para novos projetos de UHRs e operação.



Figura 1 Mercados de eletricidade nos Estados Unidos com destaque para o PJM, adaptado de (4)

O PJM tem uma matriz majoritariamente térmica, incluindo nuclear, carvão e gás natural, além de uma participação crescente de eólica e outras renováveis em menor quantidade, como mostra a Figura 29. A maioria dos estados possui metas vinculantes de inserção de renováveis, que chega a 50% até 2030 no caso de New Jersey. (5)

A construção de UHRs nos Estados Unidos cresceu de forma mais expressiva nas décadas de 1960 e 1970, para complementar um parque de geração caracterizado por térmicas de grande porte e baixa flexibilidade, nucleares e a carvão. Nos Estados Unidos, a penetração de renováveis, a partir dos anos 2000, não foi acompanhada por UHR porque o período coincidiu com o aumento vertiginoso de oferta de gás natural, tornando as térmicas a gás uma opção mais competitiva para prover flexibilidade. (6)

A região do PJM representa bem os fatores analisados. Por um lado, possui um parque gerador de base termelétrica, com grande participação de carvão e nuclear. Por outro lado, a geração a gás também é significativa, provendo flexibilidade para a crescente geração renovável, principalmente eólica. A tendência é justamente o crescimento da geração renovável, com a maioria dos estados que o compõem aprovando percentuais mínimos de geração renováveis.

Desde 2006, houve um aumento de capacidade instalada de 2.074 MW correspondente à repotenciação de UHRs, mas apenas uma nova (40MW) foi construída. No entanto, baseado em levantamento realizado no final de 2017, haviam 48 projetos em desenvolvimento, sendo quarenta em estudos de viabilidade, seis em processo de outorga e dois já outorgados pelo FERC.

A Figura 2 mostra que os projetos propostos se concentram no Oeste e no Nordeste do país, próximos a locais com políticas que exigem crescimento da participação das renováveis na energia suprida, com metas vinculantes de longo prazo.

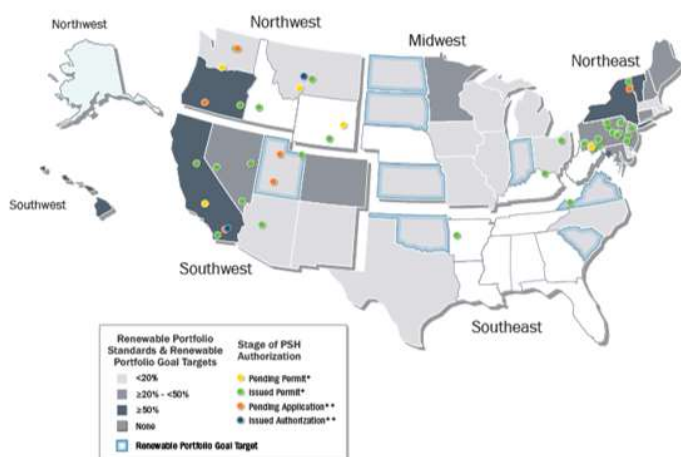


Figura 2 Projetos de UHR em desenvolvimento nos Estados Unidos (6)

Esses projetos em desenvolvimento têm diferenças importantes em relação à frota de UHR existente. A maior parte dos projetos propostos são de ciclo fechado, o que tem sido preferido por reguladores e desenvolvedores porque minimiza o impacto ambiental. O modo de operação também é diferente: nos processos de outorga, as novas UHR descrevem como seus planos de operação devem priorizar os serviços ancilares. (6)

A Figura 3 apresenta o tempo médio que as UHRs ficam em cada estado de operação, considerando aquelas que se reportam ao North American Electric Reliability Corporation (NERC), aproximadamente 53% do total. Menos de 50% do tempo é gasto em bombeamento e geração, que são os dois estados que caracterizam a operação tradicional, com arbitragem de energia. O estado mais comum é o Reserve Shutdown, quando a unidade fica pronta para se conectar à rede para corrigir desequilíbrios de oferta e demanda. Daí se identifica a importância da receita advinda de serviços ancilares para viabilizar novos empreendimentos, já que a maior parte do tempo será gasto nesse tipo de serviço.

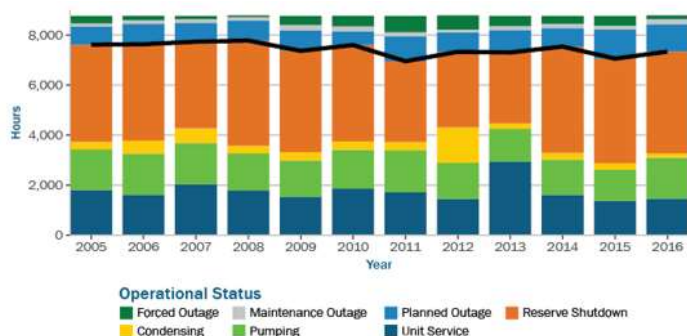


Figura 3 Estado operacional médio das UHRs americanas que reportam ao NERC. (7)

O número médio de partida das UHRs nos Estados Unidos foi maior que 365, ou seja, é comum haver mais de uma partida por dia. Também se observam unidades que não operam todos os dias. Algumas delas fazem parte de complexos de dutos, reservatórios e geradores que provêm outros serviços além de energia elétrica, incluindo também água e irrigação. (6)

A Figura 4 mostra os perfis sazonais das da geração de UHE, UHR e demanda de energia nas diferentes regiões dos Estados Unidos. A geração hidrelétrica tem um padrão sazonal ligado à hidrologia e aos usos múltiplos da água, enquanto a geração nas UHR acompanha a demanda de energia. A maior geração no verão se deve à maior demanda e preço de energia nessa época. Além disso, a ponta de consumo de energia é maior no verão e a UHR está bem equipada para atender a essa ponta. A figura também mostra como a região Noroeste do país, com maior participação hidrelétrica na geração, apresenta menos variação na geração das UHR, já que a própria hidrelétrica provê boa parte do serviço de flexibilidade.

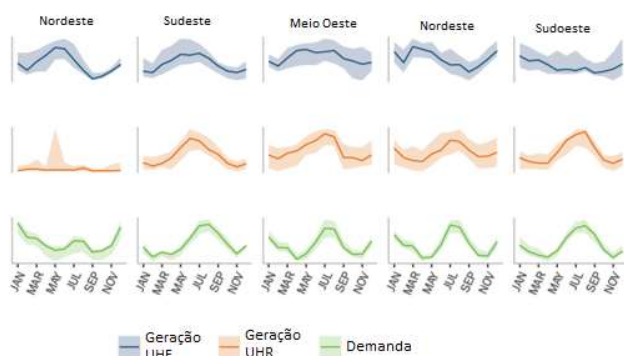


Figura 4 Perfis sazonais de geração de UHE, UHR e demanda de energia. (6)

2.2 Japão

A indústria de energia elétrica do Japão surgiu com o início das operações pela *Tokyo Electric Light Company* em 1886. Várias empresas de energia elétrica foram estabelecidas posteriormente para atender à crescente demanda por eletricidade impulsionada pelo aumento da industrialização e do boom econômico durante a Primeira Guerra Mundial. Atualmente, nove distribuidoras de energia elétrica (*Hokkaido, Tohoku, Tóquio, Chubu, Hokuriku, Kansai, Chugoku, Shikoku e Kyushu*) atuam no país, as quais foram estabelecidas em 1951, e assumiram a responsabilidade de fornecer eletricidade em diferentes regiões do território japonês, com monopólios regionais baseados em um sistema integrado de geração, transmissão e distribuição. A Figura 5 demonstra a localização geográfica das companhias de eletricidade do Japão.

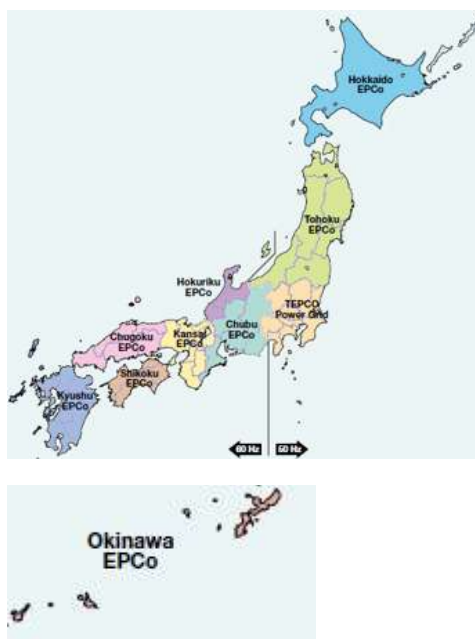


Figura 5 Companhia de eletricidade do Japão (8).

O número de UHRs aumentou juntamente com a instalação de usinas nucleares, especialmente para período de 1980 a 1990. Estão localizadas a meio caminho entre usinas nucleares e áreas de demanda, como a usina de Imaichi, localizada entre a usina nuclear de Fukushima e a cidade de Tóquio (área de demanda). O modo operacional das plantas de UHRs no Japão é um estado misto entre o modo de operação anterior para criar demanda para usinas de base e o modo de operação recente para mitigar as flutuações de renováveis. O que vai de encontro com a transição energética no Japão.

O Japão possui uma capacidade instalada de 306 GW, desse total, 161 GW são baseados em fontes térmicas, seguidas por fontes hidrelétricas e nucleares, que representam 49 GW e 38 GW, respectivamente, e 57 GW de renováveis, exceto hidro. As usinas reversíveis representam 56% do total de hidrelétricas.

A UHR Okutataragi, com capacidade instalada total de 1.932 MW, é a quarta maior usina hidrelétrica do mundo e a maior do Japão. Atualmente, está sob responsabilidade da Kansai Electric Power Company (Kepco). A sua construção começou em 1970 e foi concluída em 1974. O reservatório superior de Kurokawa tem uma capacidade de 33,3 milhões de m³, uma área de captação de 1 milhão de m² e uma área de reservatório de 5,2 Km². A barragem tem 98 m de altura e 325 m de comprimento. O reservatório de Tataragi, inferior, tem capacidade de 19,4 milhões de m³, uma área de captação de 1 milhão de m² e uma área de 13,4 Km². A barragem tem 64,5 m de altura e 278 m de comprimento. A Tabela 1, apresenta as UHRs em operação.

Nome	Empresa	Capacidade Instalada (MW)	Descarga Máxima (m ³ /s)	Queda (m)	Ano Comiss.
Azumi	Tokyo EPCo	623	540	136	1970
Hongawa	Shikoku EPCo	615	140	528	2003
Imaichi	Tokyo EPCo	1.050	240	524	1991
Kannagawa	Tokyo EPCo	940	170	653	2012
Kazunogawa	Tokyo EPCo	1.200	210	714	2014
Kienryama	Kansai EPCo	466	248	219	1970
Kyogoku (No. 1, No. 2)	Hokkaido EPCo	400	190.5	369	2015
Matanogawa	Chugoku EPCo	1.200	300	489	1996
Nabara	Chugoku EPCo	620	254	294	1976
Numappara	J-POWER	675	173	478	1973
Numazawa No. 2	Tohoku EPCo	460	250	214	1962
Obara	Kyushu EPCo	500	124	490	1975
Okawachi	Kansai EPCo	1.280	382	395	1995
Okakiyotsu	J-POWER	1.000	260	470	1962
Okakiyotsu No. 2	J-POWER	600	154	470	1996
Okumino	Chubu EPCo	1.500	375	486	1995
Okutadami	J-POWER	560	387	170	2003
Okutataragi	Kansai EPCo	1.932	594	388	1998
Osayahagi No. 2	Chubu EPCo	780	234	404	1981
Osayoshino	Kansai EPCo	1.206	288	505	1980
Omatsugawa	Kyushu EPCo	1.200	222	646	2011
Shimogo	J-POWER	1.000	314	387	1991
Shin Takasegawa	Tokyo EPCo	1.280	644	229	1981
Shin Toyone	J-POWER	1.125	645	203	1973
Shiobara	Tokyo EPCo	900	324	338	1995
Tagokura	J-POWER	400	420	105	2012
Tanbara	Tokyo EPCo	1.200	276	518	1986
Tenzan	Kyushu EPCo	600	140	520	1987

Tabela 1 UHRs em operação no Japão, (9)

A figura 5 mostra a operação típica envolvendo uma variedade ótima de fontes de energia na atualidade. Constatase a operação de hidrelétricas convencionais não controláveis e nucleares na base do suprimento da carga, enquanto o carvão e o GNL são as principais fontes de energia para o suprimento na faixa intermediária. Usinas térmicas a óleo, hidrelétricas controláveis com reservatórios e usinas hidrelétricas reversíveis respondem aos momentos de demanda máxima.

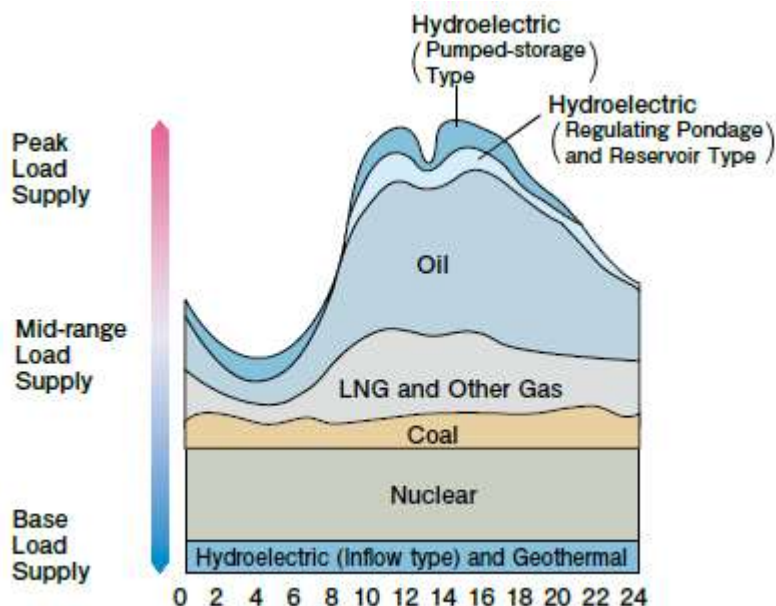


Figura 6 Curva típica para operação diária no Japão, (8)

2.2 China

A China é responsável pelo maior crescimento em capacidade instalada de UHRs. A China é responsável pelo maior crescimento em capacidade instalada de UHRs. O último plano quinquenal tem como meta 90GW em 2025. O que impulsiona os investimentos no país é a necessidade de flexibilidade sistêmica, especialmente para reduzir o “vertimento” de energia eólica e otimizar a operação de usinas a carvão e nucleares (10). Como a regulação atual considera UHR como parte do sistema de transmissão, em vez de um ativo de geração, a maior parte do crescimento deve vir das empresas estatais que possuem e operam a rede nos locais indicados nos planos de expansão da rede.

A primeira UHR foi instalada em 1968, mas o investimento na tecnologia se acelerou no final dos anos de 1980 e durante os anos de 1990, acompanhando o forte crescimento econômico e a descentralização dos investimentos no setor elétrico. A maioria das plantas foi construída pelos governos locais em parceria com a empresa local de rede, subsidiária da empresa nacional de energia elétrica. A propriedade dessas plantas ficou com a empresa de rede. (11)

Mais recentemente, a transição energética e o alto nível de “vertimento” de energias renováveis se tornaram mais um motivo para o investimento em fontes de armazenamento como UHRs, em busca de flexibilidade. As UHR foram historicamente subutilizadas porque regimes anteriores de tarifas não incentivavam a operação das usinas (10). As reversíveis são essenciais para prover flexibilidade ao sistema elétrico e seguem como prioridade na transição energética chinesa. (12)

A State Grid Corporation of China, principal agente de transmissão e distribuição no país, tem atualmente 19,23 GW de capacidade instalada de UHR e 30 GW em construção. (13)

O setor elétrico chinês é majoritariamente estatal, ainda que organizado como empresas, a financiabilidade é completamente distinta, baseada em recursos nacionais e estatais, com o governo assumindo os riscos.

2.4 Irlanda

A usina hidrelétrica reversível de Turlough Hill, única UHR na Irlanda, pertence e é operada pelo Electricity Supply Board (ESB). O reservatório superior é artificial, próximo ao cume da montanha, a um inferior, o lago natural de Corrie, Lough Nahanagan, na parte baixa. A casa de força fica dentro da montanha, em uma caverna, que abriga quatro turbinas reversíveis com capacidade combinada de 292 MW. O reservatório superior tem 19,4 m de profundidade, uma capacidade de 2,3 milhões m³ e cobre uma área de 160.000 m². A usina foi projetada para gerar eletricidade em momentos de pico de demanda e é instantaneamente despachável, pode ir da paralisação até a geração completa em 70 segundos, em comparação com 12 horas para algumas usinas térmicas (14). Essa usina pode gerar eletricidade em carga máxima por até seis horas diariamente e tem uma eficiência por ciclo de 75%. Desde 2004, a Turlough Hill é o Hydro Control Centre (HCC) de todo o portfólio hidrelétrico da ESB, que compreende 19 geradores no total.

Projetar e desenvolver uma estação hidrelétrica de armazenamento bombeado de resposta rápida foi uma solução única e inovadora para a Irlanda, pois forneceu flexibilidade para lidar com as variações da demanda. A Turlough Hill foi escolhida por causa do Lago Nahanagan, um lago natural, que se tornou o reservatório inferior da estação. No local, havia também um local adequado na montanha onde a ESB construiu o reservatório superior artificial. Uma vez que a aprovação foi concedida pelo governo irlandês, a construção da Turlough Hill começou em 1968 e terminou seis anos depois.

Na região central da Irlanda, existe a proposta da construção de sua segunda UHR, nomeada Silvermines, utilizando minas abandonadas. O custo estimado está em 650 milhões de euros. A construção incluiria um novo segundo reservatório e usaria cerca de 2,5 bilhões de litros de água em um sistema de circuito fechado. Um tubo de aço com 5 metros de espessura será usado para bombear água entre os dois reservatórios. Silvermines é ideal para armazenamento bombeado por causa de sua localização montanhosa, proximidade da rede elétrica existente e do reservatório.

3.0 CARACTERIZAÇÃO DE MERCADO NOS PAÍSES SELECIONADOS

O investimento nos últimos anos em UHRs ocorreu principalmente nos mercados que ainda não passaram por um processo de liberalização do setor elétrico e encontram-se sob domínio governamental. As principais razões para isso decorrem de exigências regulatórias e financeiras, e incerteza em torno da participação de UHRs nos mercados liberalizados de eletricidade, que aumenta o risco, sem fornecer a certeza de uma remuneração adequada em prazos mais longos. Isto é uma condição prévia necessária para atrair investimentos do setor privado para altos custos de capital. (3)

Nos mercados de eletricidade liberalizados, políticas e mecanismos para remuneração adequada de UHRs parecem distantes. Os benefícios do armazenamento e serviços ancilares prestados por esta fonte enfrentam a

falta de implementação de medidas regulatórias que atendam ao seu desenvolvimento. Além disso, muitos desses benefícios estão sob a forma de "custos evitados" e, portanto, para que o empreendedor de uma UHR se beneficie financeiramente, deve ser portador de uma proporção grande o suficiente desses custos ou deve haver algum mecanismo para transferir parte da economia de outros agentes do mercado para este empreendedor. Exemplo disto ocorre para UHRs que pertencem a empresas de transmissão de energia elétrica, as quais reduzem seus custos de expansão quando concluem que podem obter vantagens financeiras, utilizando uma UHR em detrimento da construção de novas linhas, em que os custos evitados superam os de construção e operação de uma nova UHR no médio e longo prazos. 95% das UHRs foram executadas sob condições de mercados monopolistas verticalmente integrados, através de monopólios regionais ou nacionais, alguns abertos para produtores independentes de energia, os quais existem na China e Índia.

Dentre os modelos de negócios que UHRs podem operar em um mercado de eletricidade, estão: o de custos de serviços e o modelo de participação direta em mercados competitivos (3). No modelo de custo de serviço, um projeto é remunerado de forma regulamentada, normalmente é um valor que cobre os custos operacionais e uma taxa de retorno acordada com o regulador sobre os custos de capital. Este modelo é frequentemente utilizado para infraestruturas de transmissão ou de distribuição em mercados liberalizados desverticalizados, os reguladores têm relutado em adotá-lo para UHRs, pois tais projetos também podem obter receitas na parte competitiva do mercado, o que levaria a uma vantagem injusta. No entanto, também não parece justo se a UHR for usada como um ativo de transmissão ou distribuição, não sendo gerenciada e remunerada de forma regulamentada. Outra possibilidade é a participação apenas em mercados competitivos.

Na parte concorrencial de um mercado liberalizado de eletricidade, um operador de uma UHR teria de competir com outros participantes do mercado, a menos que um tratamento especial seja concedido. A sua participação reduz ligeiramente a diferença entre os preços na ponta e fora da ponta e ao fazer isso deve aumentar o excedente global, que é o excedente do consumidor mais o do produtor. O excedente do consumidor é a diferença entre o que os consumidores estariam dispostos a pagar e o preço de mercado. Já o excedente do produtor é a diferença entre o preço de mercado e o preço que estariam dispostos a aceitar. Esta participação no mercado poderia incluir a celebração de contratos de fornecimento de energia a longo prazo, Power Purchasing Agreements (PPA), com outros players de mercado.

O histórico de desenvolvimento das UHRs se deu através de mercados não liberalizados, parcialmente liberalizados e, por último, mercados liberalizados e verticalizados. Nos mercados não liberalizados, as UHRs são de propriedade de uma empresa verticalmente integrada (na grande maioria empresas ligadas ao domínio do governo) remuneradas pelo custo do serviço que possuem dentro de uma carteira de ativos, não possuem remuneração à parte. Nos mercados parcialmente liberalizados, assim como no primeiro modelo, as UHRs são ativos de propriedade de uma empresa de geração ou transmissão de energia. A energia é vendida através de contratos do tipo Power Purchase Agreement (PPA), este modelo é bem representado por geradores de energia nuclear que utilizam UHRs para atendimento em momentos de demanda máxima, ao mesmo tempo em que fornecem energia em horários noturnos para o seu bombeamento. Nos mercados liberalizados e verticalizados, as UHRs não são ativos de propriedade de uma empresa, elas ganham independência e passam a comercializar a compra e venda de energia e o fornecimento de serviços ao sistema em mercados competitivos através da oferta de preços, o que nem sempre lhes garante lucro nas negociações, já que a diferença entre o preço de compra e venda de energia pode não ser favorável, e os serviços não remunerados adequadamente.

Alguns dos países que atualmente estão vendo um maior desenvolvimento de UHRs como a China, Índia e Suíça operam mercados de eletricidade parcialmente liberalizados, nos quais as UHRs são consideradas ativos de uma empresa de transmissão ou são de propriedade de um produtor independente de geração de energia. A China e a Índia são países com economias de expansão rápida onde as UHRs fornecem suporte aos momentos de demanda máxima. Nesses países, o desenvolvimento desse tipo de usina é predominantemente de propriedade do Estado.

Nos mercados liberalizados, como ocorre em boa parte da Europa ocidental e nos Estados Unidos, as UHRs deixam de ser um ativo de uma empresa de geração ou de transmissão e passam a atuar em mercados competitivos com os demais geradores quando vendem e consumidores quando demandam. Neste tipo de mercado não há contratos de longo prazo, a remuneração se dá através da venda de energia por oferta de preço. É o ambiente no qual as UHRs realizam a arbitragem de preços para obtenção de sua receita líquida. Serviços ancilares nestes mercados se apresentam como uma importante fonte de renda para as UHRs, porém necessitam de avanços em sua regulamentação.

A Irlanda é exemplo de valorização de serviços ancilares na Europa, sendo catorze deles remunerados. A UHR Turlough Hill é remunerada pela sua energia, capacidade e pelos seguintes serviços resposta de inércia síncrona, resposta de frequência rápida, reserva operacional primária, reserva operacional secundária, reserva operacional terciária 1, reserva operacional terciária 2, reserva de substituição (sem sincronização), reserva de substituição (sincronizada), margem de rampa 1 hora, margem de rampa 3 horas, margem de rampa 8 horas, rápida recuperação pós-falha, potência reativa em estado estacionário, resposta reativa dinâmica.

Trata-se de uma política de incentivo expressiva, que auxilia no aumento da flexibilidade do sistema, característica considerada essencial quando existem altos níveis de capacidade de geração variável. Reconhecendo que nenhuma nova capacidade de interconexão é esperada na Irlanda antes de 2025, os serviços de sistema fornecidos pela UHR Turlough Hill permanecem fundamentais para manter a estabilidade elétrica (15). As tarifas regulamentadas permitem uma percepção da receita potencial a ser obtida pelos geradores, de acordo com a prestação do serviço do sistema fornecido.

O mercado do PJM é organizado como um pool, com um mercado para o dia seguinte e um mercado em tempo real, com granularidade temporal de uma hora e cinco minutos, respectivamente. No PJM, existe um mecanismo de capacidade (lastro) baseado na potência, como é na maioria dos sistemas internacionais, especialmente os de base termelétrica. Chamado de Reliability Pricing Model, ele contratado de forma centralizada em leilões com 3 anos de antecedência e sua remuneração está condicionada ao desempenho das usinas em eventos de emergência do sistema.

No PJM, existem mercados para reservas sincronizadas, reservas não sincronizadas e regulação de frequência, que são co-otimizados com o mercado de energia. É possível ofertar apenas um dos produtos ou uma combinação entre energia e serviços ancilares. Outros serviços como Black Start e suporte de reativos também são compensados, mas pelo seu custo, não através de um mercado (5 e 16). Esse custo é verificado pelo PJM e pela entidade de monitoramento de mercado e é condicionado a testes anuais. A remuneração a ativos de armazenamento nos mercados de serviços ancilares está detalhada no item remuneração de UHR abaixo. A comercialização é liberalizada, de modo que todos os consumidores podem escolher seus fornecedores.

O PJM tem algumas características que beneficiam a atuação de reversíveis nos seus mercados de energia, como a granularidade de preço de 5 minutos no mercado de tempo real e otimização da sua operação nos mercados. Além disso, alterações regulatórias que começaram a ser implementadas em dezembro de 2018 colocaram as UHR em igualdade de condições com outras tecnologias, permitindo que façam ofertas de preço e formem preço nos mercados. No mercado de capacidade, os contratos são feitos através de leilões com três anos de antecedência, nos quais competem recursos de geração nova e existente, armazenamento e demanda. Os recursos contratados por capacidade recebem uma receita fixa e também passam a ser recursos de emergência no despacho, recebendo o preço spot quando despachados. Para recursos de armazenamento, é exigido que a capacidade ofertada possa ser mantida por no mínimo 10 horas. Portanto, um ativo com 10 MWh de armazenamento pode declarar no máximo 1 MW de capacidade (16). Isso é visto como uma restrição à atuação de armazenamento nesse mercado, principalmente de recursos de menor porte, como baterias.

No PJM, as UHR podem ofertar todos os tipos de serviços ancilares, desde que atendam aos requisitos técnicos e de desempenho. Existem mercados para reservas sincronizadas, reservas não sincronizadas e regulação de frequência, que são co-otimizados com o mercado de energia e é possível ofertar apenas um dos produtos ou uma combinação entre energia e serviços ancilares. Outros serviços como Black Start e suporte de reativos também são compensados, mas pelo seu custo, não através de um mercado (5 e 16), esse custo é verificado pelo PJM e pela entidade de monitoramento de mercado e é condicionado a testes anuais.

De acordo com regra estabelecida pela Organização para Coordenação Transregional de Operadores de Transmissão (OCCTO), no Japão as UHRs são operadas como usinas de prioridade máxima, portanto, mitigam flutuações de energia renovável variável (solar fotovoltaica e eólica). As UHRs são operadas sob a regra de despacho determinada pela OCCTO, como de 1ª ordem, mesma ordem de controle da energia térmica, e não são operadas no mercado, sendo que o gerador proprietário da UHR deve arcar com os déficits de energia por bombeamento e geração, além do pagamento da tarifa pelo uso da rede (17).

4.0 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Um melhor entendimento da forma como o desenvolvimento de UHRs ocorre em diversos países do mundo, seja sob o ponto de vista regulatório, de desenho de mercado, formas de contratação e remuneração terá grande utilidade como subsídio aos desafios impostos para o desenvolvimento desta tecnologia no Brasil.

No Brasil, o rápido crescimento das fontes renováveis e a necessidade crescente de expansão do sistema para atendimento da demanda de potência tornam cada vez mais necessária a regulamentação para tecnologias de armazenamento de energia que possuam alta flexibilidade para atendimento aos momentos de rápida variação da demanda ou à ponta do sistema.

O presente informe técnico apresentou uma visão geral das UHRs em alguns dos países que mais desenvolveram esse tipo de usina, também foi destacado a forma que os mercados em diferentes níveis de liberalização lidam com essa tecnologia. Ao analisarmos esses exemplos fica claro que as UHRs são facilmente inseridas em mercados

monopolistas verticalmente integrados e que para o seu sucesso em mercados liberalizados é fundamental que exista um incentivo adequado por meio de uma remuneração justa dos serviços prestados por essas usinas.

De forma a complementar o trabalho aqui apresentado, recomenda-se um maior aprofundamento nos países estudados e a análise de outros países com mercado bem consolidado de usinas reversíveis como Portugal, Espanha e Austrália.

- (1) BAKER, J. New technology and possible advances in energy storage. Energy Policy. 2008.
- (2) Lechner, A. (2019). Pumped Storage for the Future.
- (3) Barbour, E., Wilson, I.A.G., Radcliffe, J., Ding, Y., Li, Y. A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets. Elsevier Renewable and sustainable energy reviews, Volume 61, Abril 2016
- (4) Federal Energy Regulatory Commission (FERC), <https://www.ferc.gov/electric-power-markets>. Acesso em 09/2021.
- (5) PJM. Generation Fuel Mix. Markets and Operations. Disponível em: <https://www.pjm.com/markets-and-operations.aspx>. Acesso em 09/2021.
- (6) United States Department of Energy (DOE), Oak Ridge National Laboratory. Hydropower Market Report. 2017
- (7) DOE – United States Department of Energy, Oak Ridge National Laboratory. 2017 Hydropower Market Report. Abril, 2018.
- (8) Federation of Electric Power Companies. "Electricity Review Japan". 2014
- (9) METI. Electricity Market Reform in Japan. (2013)
- (10) IEA – International Energy Agency. Is pumped storage hydropower capacity forecast to expand more quickly than stationary battery storage? Analysis from Renewables. (2018)
- (11) 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)
- (12) International Hydropower Association (IHA). China Country Profile, 2019
- (13) Reuters. China plans massive pumped hydro investment to ease renewable energy curtailments. 2019
- (14) Electricity Supply Board (ESB). Energy for Generations – Turlough Hill – 40 Years. 2014.
- (15) ENTSO-E, Ten-Year Network Development Plan. 2016
- (16) Benner, Scott. (2018b) Reactive and Reserves for Energy Storage Resources. PJM.
- (17) OCCTO_Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators. Aggregation of Electricity Supply Plans Fiscal. Japan, 2019

DADOS BIOGRÁFICOS



Ronaldo Antonio de Souza. Engenheiro Eletricista, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ. Especialização em Engenharia de Produção, UCAM. Mestrando em Planejamento Energético, PPE - COPPE, UFRJ. Engenheiro em FURNAS Centrais Elétricas, Departamento de Planejamento de Geração de Energia Elétrica. Período: 2002-2007 Analista de Pesquisa Energética na Empresa de Pesquisa Energética (EPE), Diretoria de Estudos de Energia Elétrica. Período: 2007 até a presente data. Publicação de Livros: Potencial de Cogeração a Gás Natural – Setores Industrial e Terciário do estado do Rio de Janeiro. Publicação de Artigos: A Importância dos Reservatórios de Regularização no Sistema Elétrico Brasileiro. VII CBPE.



(2) **FELIPE MOREIRA GONÇALVES**
Engenheiro Cartógrafo e Agrimensor formado pela Universidade Federal do Paraná (UFPR) em 2012. Trabalha como Analista de Pesquisa Energético na Empresa de Pesquisa Energética (EPE) desde janeiro de 2014 atuando principalmente com Estudos de Viabilidade de Usinas Hidrelétricas, Inventários Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas, Sistemas de Informações Geográficas (SIG) e Cartografia Temática.