



**XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE
PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA**

CB/GGH/02

22 a 25 de outubro de 2017

GRUPO I

GRUPO DE ESTUDO DE GERAÇÃO HIDRÁULICA - GGH

ASPECTOS REGULATÓRIOS DA INSERÇÃO DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COMPOSTOS POR FONTES HIDRÁULICAS REVERSÍVEIS E FONTES INTERMITENTES NO BRASIL

**Vinícius de Carvalho Neiva Pinheiro(*)
UNICAMP**

**Gustavo Henrique Duzzi Libanori
UNICAMP**

**Alberto Luiz Francato
UNICAMP**

RESUMO

A associação de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHRs) a usinas eólicas e fotovoltaicas, que estão em franca expansão no Brasil, pode ser uma forma eficaz de mitigar a intermitência destas fontes. Nestas usinas híbridas, a energia das fontes intermitentes pode ser armazenada na UHR e esta pode gerar eletricidade nos horários mais convenientes.

Esta tecnologia ainda não foi implementada no Brasil, mas poderia beneficiar consideravelmente seu sistema elétrico principalmente no atendimento a picos de demanda.

Este trabalho propõe um modelo regulatório para empreendimentos híbridos de geração compostos por UHRs, usinas fotovoltaicas e/ou eólicas no Brasil visando, principalmente, sua viabilidade econômica.

PALAVRAS-CHAVE

Usinas Hidrelétricas Reversíveis, Usinas Eólicas, Usinas Fotovoltaicas, Regulamentação no Setor Elétrico.

1.0 - INTRODUÇÃO

Desde os primórdios do desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), o potencial hidroenergético brasileiro é aproveitado através de centrais hidrelétricas. Grandes investimentos em geração hidrelétrica permitiram ao Brasil ter uma grande potência instalada de energia elétrica renovável e com baixo custo de operação. No entanto, a alta dependência desta fonte é arriscada, pois a capacidade de geração é dependente de boas condições hidrológicas. Assim, a matriz energética brasileira é vulnerável a condições hidrológicas desfavoráveis e, nos últimos anos, os baixos índices pluviométricos em algumas regiões do país diminuíram a produção das usinas hidrelétricas.

No Brasil, a geração hidrelétrica é complementada, principalmente, por usinas termelétricas, hoje responsáveis por 27,1% da potência instalada no país (ANEEL, 2017). Em geral, a energia gerada pelas termelétricas possui custo mais elevado do que a gerada pelas hidrelétricas. Por este motivo, as hidrelétricas, juntamente com termelétricas inflexíveis, são as primeiras a serem acionadas para atender à demanda. Caso estas não consigam suprir a demanda, outras termelétricas são acionadas para complementar a geração de energia.

Adicionalmente, a demanda por energia elétrica no Brasil vem assumindo recentemente uma nova configuração. Os picos de consumo, antes ocorridos próximo às 18h devido, principalmente, ao uso de chuveiros elétricos, hoje

(*) Rua Macedo Soares, nº 1022 – CEP 13.083-130 Campinas, SP – Brasil
Tel: (+55 19) 99796-2721 – Email: pinheiro@fec.unicamp.br

ocorrem próximo às 15h devido ao uso de aparelhos condicionadores de ar, e vem se acentuando nos últimos anos, impondo desafios a um fornecimento contínuo e ininterrupto.

A diversificação da matriz elétrica é essencial para reduzir riscos de suprimento energético devido à escassez de uma ou outra fonte. Por esta razão, o planejamento da expansão do SEB para os próximos anos provavelmente priorizará investimentos em novas fontes renováveis, proporcionando ao sistema não só uma maior segurança de suprimento, mas também maior liberdade na ordem de despacho das geradoras, trazendo a possibilidade de redução de custos operacionais ao sistema.

Nesse cenário de expansão, as usinas eólicas e solares fotovoltaicas se destacam. Estas, apesar de possuírem vantagens consideráveis, como baixo impacto ambiental e fontes inesgotáveis de energia, possuem algumas desvantagens em relação às fontes tradicionais. As mais graves são a intermitência, a variabilidade sazonal e a baixa previsibilidade destas fontes. Outras desvantagens incluem a incapacidade de armazenamento de seus insumos e não despachabilidade, o que não permite que auxiliem no atendimento à demanda na ponta.

Uma forma de se mitigar os problemas da intermitência e da incapacidade de armazenamento é associar estas fontes a usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs), que têm a capacidade de armazenar energia potencial gravitacional através do bombeamento de água para cotas superiores. Apesar deste tipo de usina consumir mais energia do que produz, as UHRs podem ajudar a minimizar o problema da intermitência das fontes alternativas. Em uma associação de usinas de fontes intermitentes com usinas reversíveis, as UHRs podem gerar energia firme nos momentos em que as fontes intermitentes não tiverem capacidade de suprir a demanda. Por outro lado, quando a geração das intermitentes for maior que a demanda, esta energia pode ser utilizada para bombear água dos reservatórios inferiores das UHRs para seus reservatórios superiores, sendo esta uma maneira de armazenar esta energia na forma de energia potencial.

O desenvolvimento desta tecnologia, no entanto, tem encontrado diversas barreiras, principalmente no que se refere aos aspectos regulatórios de sua integração a sistemas elétricos. Diversos países encontram diferentes maneiras de remunerar a geração, a capacidade e/ou os serviços ancilares prestados por UHRs. No entanto, as diversas particularidades do Sistema Interligado Nacional (SIN), tais como sua vasta área de abrangência, bem como a falta de regulação específica para esta tecnologia, trazem dificuldades à instalação de UHRs no Brasil, tornando-a hoje financeiramente inviável.

Este trabalho possui como objetivo discutir aspectos regulatórios envolvendo UHRs associadas a fontes eólicas e fotovoltaicas no Brasil. São analisadas características do setor de geração e da demanda por energia elétrica no país. Os benefícios e outras possíveis implicações da implantação de empreendimentos envolvendo fontes intermitentes e hidrelétricas reversíveis no Brasil também são avaliadas. Especificamente, elaborou-se uma proposta de modelo regulatório que visa a viabilidade econômica de sistemas de geração de energia elétrica formados por UHRs associadas a usinas fotovoltaicas e/ou eólicas no Brasil.

2.0 - PERSPECTIVAS PARA O ATENDIMENTO DA DEMANDA POR ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Um dos principais desafios do SEB no atendimento à demanda de energia elétrica está na variação desta demanda ao longo do dia. Em determinadas horas, a demanda por energia elétrica é consideravelmente mais elevada do que no restante, configurando um horário de pico na demanda, sendo este momento o que mais exige da capacidade de geração instantânea do sistema. Este comportamento da demanda ao longo do dia sofre algumas variações dependendo da região do Brasil, da época do ano e do dia da semana.

Como o armazenamento de energia elétrica nas suas formas mais convencionais, como baterias, possui custo elevado, a geração ocorre praticamente de forma simultânea ao consumo. Para atender à variação horária da demanda com segurança, o ONS (Operador Nacional do Sistema) programa a geração de energia elétrica para ser 5% maior que a demanda prevista. Como a matriz elétrica brasileira é altamente dependente de fontes hidráulicas para geração de energia elétrica, existe um risco de falta de suprimento devido à falta de disponibilidade hídrica. Este fato se consolidou no início de 2015 com alguns casos de falta de energia elétrica para atender à demanda do sistema devido a uma grave crise hídrica vivida pelo país desde o ano 2014.

Mesmo que não ocorram casos extremos de falta de energia elétrica para atendimento à demanda, a menor produtividade das usinas hidrelétricas no Brasil acarreta altos custos operacionais para o sistema elétrico devido à necessidade de grandes despachos de usinas termelétricas, cujo custo é mais alto quanto maior for a geração, uma vez que os despachos seguem ordem de mérito.

A diversificação da matriz elétrica brasileira é essencial para diminuir a vulnerabilidade do SIN a condições hidrológicas desfavoráveis. Investimentos em novas fontes renováveis têm sido a nova tendência para o planejamento da expansão do SEB. Além da grande importância da diversificação das fontes de energia na matriz elétrica brasileira, existem outros fatores que apontam para um crescimento de investimentos em novas fontes e redução de investimentos em hidrelétricas. Grande parte do potencial hidroenergético do país já foi aproveitado uma vez que as regiões mais favoráveis à implantação destes empreendimentos já foram exploradas. As grandes usinas hidrelétricas em construção na região Norte do país devem encerrar uma frente de investimentos neste tipo de usina no Brasil.

O PDE 2024 projeta um aumento de 28,3 GW na capacidade de geração hidráulica no Brasil durante o período de 2015 a 2024, o que corresponde a um crescimento de 31,4%. O relatório prevê ainda que a capacidade instalada de energia eólica deverá crescer para aproximadamente 24 GW até 2024, o que representa um crescimento de 380% no decênio. Já a capacidade das usinas fotovoltaicas, que em 2016 não chegaram a 25 MW, devem chegar 7 GW ao final de 2024. (MME, 2015)

As fontes alternativas de energia são uma opção para incrementar a potência instalada da matriz elétrica brasileira com baixo impacto ambiental. As usinas eólicas e fotovoltaicas, por exemplo, apesar de seus custos de implantação serem elevados se comparados a usinas mais tradicionais, possuem baixos custos operacionais e funcionam com insumos inesgotáveis. Este tema tem sido amplamente estudado na comunidade científica, o que facilita o aprimoramento técnico destas usinas, tornando-as cada vez mais competitivas.

As energias eólica e solar fotovoltaica, temas de estudo deste trabalho, nem sempre configuram boas soluções para incrementar a capacidade de geração devido à sua intermitência. Sendo assim, não é possível contar apenas com estas fontes para o suprimento constante e firme de energia elétrica. Estas fontes devem ser complementadas por alguma fonte mais confiável, para que não haja falta de suprimento quando as fontes intermitentes não estiverem gerando energia por falta de condições meteorológicas adequadas. Outra desvantagem das energias eólica e solar é que seus insumos, vento e radiação solar, não podem ser armazenados, como é possível fazer com a água das hidrelétricas ou com o combustível das termelétricas. Desta forma, em momentos em que a demanda de energia elétrica é menor que a capacidade momentânea de geração daquelas usinas, haverá um desperdício de seus insumos.

3.0 - ADEQUABILIDADE DE UHRs ASSOCIADAS A FONTES INTERMITENTES NO SEB

A capacidade de armazenamento de energia das UHRs na forma de potencial gravitacional confere a estas a possibilidade de atuar armazenando a energia gerada por fontes intermitentes que seria utilizada nos momentos mais críticos, por exemplo, durante os picos de demanda. Sendo assim, uma das principais vantagens das UHRs associadas a fontes intermitentes é acrescentar ao sistema elétrico uma capacidade extra de geração nos momentos em que a demanda é maior.

O atendimento à demanda de ponta é uma preocupação crescente do SEB. Um fator que evidencia isso é a sinalização do governo federal, através da EPE, para o lançamento de leilões específicos para atendimento de ponta. Um dos requisitos básicos para o leilão é que a geração deve ser flexível, com a possibilidade de a usina operar durante poucas horas do dia. As três principais possibilidades para este atendimento são a construção de termelétricas de partida rápida, a adição de máquinas em hidrelétricas existentes para o aumento de suas capacidades e as UHRs.

No subsistema Nordeste, as usinas eólicas já possuem participação muito expressiva na geração de energia elétrica, ultrapassando a geração hidrelétrica em alguns dias do ano. A grande participação destas usinas no subsistema torna sua geração muito variável e imprevisível, tendo sido suprida pelo intercâmbio de energia dos outros subsistemas para este. A FIGURA 1 mostra, para o período compreendido entre 20/12/2015 e 27/01/2016, a geração das usinas eólicas, termelétricas e hidrelétricas no Nordeste, além da energia que chega ao subsistema por intercâmbio. Nela, é possível observar claramente a complementaridade entre o intercâmbio e a geração eólica, de modo que nos dias em que a geração eólica é menor, maior é a necessidade de explorar o intercâmbio de energia.

Estes intercâmbios ocorrem através de transmissões de longas distâncias, que trazem grandes perdas de energia nas redes de transmissão. Além disso, o crescimento da necessidade de intercâmbio para a região Nordeste traz questionamentos sobre a capacidade das linhas de transmissão pelas quais se realiza o intercâmbio. Assim, as UHRs se mostram adequadas às necessidades do subsistema, podendo ser uma possível solução para reduzir sua dependência de intercâmbio.

Em grandes sistemas interligados de transmissão, como o SIN, uma outra vantagem é que não existe a necessidade de proximidade física entre as fontes intermitentes e as UHRs para que estas sejam associadas. Os empreendimentos

híbridos podem ser tratados como uma única unidade geradora para efeito contábil de comercialização de energia, de forma que seus produtos poderiam ser tanto a capacidade instalada quanto o saldo de energia produzido pelas usinas (total gerado pelas usinas menos o que foi consumido pela UHR). No caso de bombeamento na UHR, por exemplo, essa poderia consumir uma certa quantidade de energia da rede enquanto, simultaneamente, a fonte intermitente, possivelmente em outra região do país, injetaria esta mesma quantidade de energia diretamente na rede.

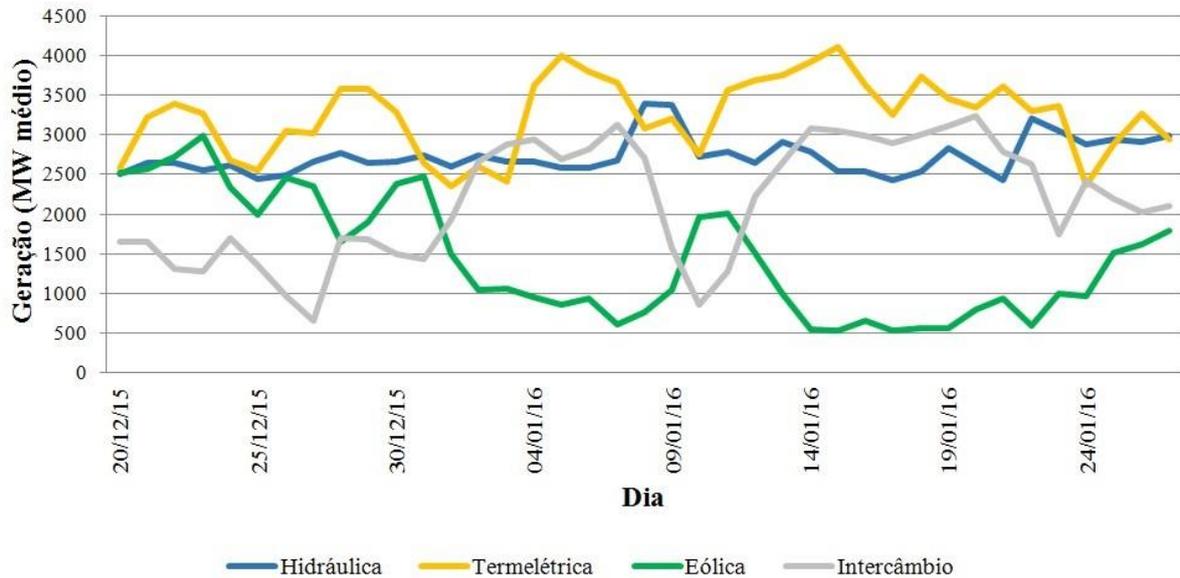


FIGURA 1 - Intercâmbio de energia elétrica e geração das principais fontes na região nordeste entre 20/12/2015 e 27/01/2016.

Fonte: PINHEIRO (2016)

A viabilidade das UHRs, no entanto, está sujeita a algumas restrições técnicas. A principal delas está na topografia do local de sua implantação. Para que uma UHR seja eficiente, é necessário que exista um desnível considerável entre seus reservatórios superior e inferior. Portanto, este tipo de empreendimento só é viável em regiões montanhosas ou que possuem algum outro tipo de desnível natural considerável, como serras e escarpas.

4.0 - ASPECTOS REGULATÓRIOS ENVOLVENDO UHRs

As UHRs são unidades que consomem mais energia do que produzem. Por este motivo, a simples compra e venda de energia a um mesmo valor não seria rentável. As UHRs que operam em outros países se valem de alguns aspectos regulatórios para viabilizar o empreendimento. Em alguns países como Austrália, Bélgica, Dinamarca, Espanha, Estados Unidos e França, estes empreendimentos aproveitam da diferença dos preços da energia elétrica entre os horários de ponta (horários de maior demanda) e os horários fora da ponta. Neste cenário, os empreendimentos compram energia para bombeamento nos horários de baixa demanda e geram energia nos horários de maior demanda (ZUCULIN, PINTO & BARBOSA, 2014). No caso brasileiro, tal situação não poderia ser aproveitada para remuneração de UHRs já que as diferenças de preços entre as cargas leve, média e pesada de PLD são muito baixas.

Outra fonte de remuneração das UHRs em outros países é o provimento de serviços ancilares, que incluem energia de reserva, capacidade de restauração autônoma (black-start), sistemas especiais de proteção, controle de frequência e suporte de reativos. No Brasil, estes serviços são definidos através da resolução da ANEEL 265/2003 (ANEEL, 2003). Estes serviços poderiam ser providos por UHRs, sendo, portanto, uma outra categoria de benefícios que estes empreendimentos poderiam trazer para o SEB. No entanto, de acordo com a Resolução da ANEEL 265/2003, somente um dos oito serviços ancilares definidos pela própria agência reguladora é remunerado (suporte de reativos, através da TSA), deixando de ser um atrativo para UHRs no país sob a regulamentação atual.

Levando-se em conta os aspectos regulatórios do SEB, Zuculin, Pinto e Barbosa (2014) propuseram dois modelos regulatórios para o funcionamento de UHRs no Brasil.

No primeiro modelo, a energia produzida pela UHR nos patamares pesado e médio seria vendida no ACR seguindo as regras deste mercado. A compra de energia para bombeamento ocorreria nos horários de menor demanda através de tarifas especiais. Desta forma, o modelo exige a criação de um valor especial de compra de energia para UHRs que seja consideravelmente inferior ao valor de venda.

O segundo modelo proposto se vale do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) para viabilizar a rentabilidade das UHRs. Neste modelo, a energia produzida pela UHR também é vendida no ACR. A diferença para o primeiro modelo é que a energia consumida pela UHR seria liquidada no MRE ao preço da Tarifa Energética de Otimização (TEO). Como o MRE é contabilizado por patamar, há uma maior chance de haver GSF superior a 1 na carga leve.

Segundo Zuculin, Pinto & Barbosa (2014), os privilégios regulatórios concedidos às UHRs nos modelos propostos se justificam diante dos benefícios que este tipo de empreendimento traz ao setor elétrico. Estes modelos, no entanto, não levam em conta aspectos específicos da associação de UHRs com fontes intermitentes de energia.

Na Grécia, um modelo regulatório específico para UHRs associadas a usinas eólicas adota tarifas diferenciadas para venda de energia eólica, venda de energia hidráulica e compra de energia para bombeamento, de forma que a remuneração destas usinas híbridas seja compatível com os benefícios trazidos por elas. (PAPAEFTHIMIOU, 2009). Na China, as UHRs, devido às funções de armazenar energia e prover serviços ancilares, são consideradas ferramentas operacionais das empresas de transmissão e distribuição, sendo operadas por estas empresas e tendo seus custos incluídos nos custos operacionais das redes de transmissão e distribuição. (ZHANG et al., 2015).

Outra forma de remunerar UHRs é através de suas capacidades instaladas. Esta forma de remuneração, que reconhece o benefício que a usina traz para o atendimento à demanda de ponta, já é adotado em diversos mercados de energia elétrica pelo mundo. Na Europa, países como Irlanda, Espanha e Itália já adotam este modelo. No entanto, nos maiores mercados do noroeste europeu, a implementação destes mecanismos de remuneração ainda está em fase de desenvolvimento (TIMERA ENERGY, 2015).

5.0 - PROPOSTA DE MODELO REGULATÓRIO PARA UHRs ASSOCIADAS A FONTES INTERMITENTES NO BRASIL

Propõe-se um modelo regulatório que visa a viabilidade econômica de UHRs associadas a fontes intermitentes no Brasil. No modelo, são definidos parâmetros como as fontes de remuneração dos empreendimentos híbridos, seus mercados de atuação e as possíveis alterações na regulamentação vigente no SEB. Apesar de também possuir a função de armazenar energia, o empreendimento é tratado como uma unidade geradora do sistema elétrico brasileiro. Assim, foram estudadas duas formas diferentes de remuneração para os empreendimentos até a formulação de um terceiro modelo, que foi avaliado como o mais adequado. Também foram estabelecidas algumas premissas para os modelos, que foram sofrendo adequações até a sua versão final, apresentada a seguir.

5.1 - Premissas para o modelo regulatório proposto

O modelo proposto leva em conta as seguintes premissas:

- Os empreendimentos compostos por UHRs associadas a fontes intermitentes não são economicamente competitivos no modelo regulatório vigente no Brasil;
- Alguns aspectos de modelos regulatórios vigentes em outros países que possibilitam a viabilidade econômica deste tipo de empreendimento não se repetem no Brasil;
- Benefícios especiais a estes empreendimentos se justificam pelas vantagens atribuídas ao sistema elétrico;
- O modelo proposto busca fazer o mínimo de alterações possíveis na regulamentação vigente no setor elétrico;
- A atuação do empreendimento no mercado de energia elétrica pode ocorrer tanto no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) como no do Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- A geração de energia no empreendimento para atendimento à demanda está sujeita às regras estipuladas pelo ONS. A geração e a compra de energia destinados à reversão na UHR são de responsabilidade do empreendimento;
- Os parâmetros dos leilões de concessão das usinas híbridas são definidos pela EPE e MME.

Os principais fatores considerados no desenvolvimento da forma de remuneração dos empreendimentos foram a viabilidade econômica destes sistemas e a compatibilidade com os benefícios que estes conferem ao setor elétrico.

Apresenta-se a sequência dos modelos propostos, que conduziram até a terceira e última versão do modelo, considerado o mais adequado.

5.2 - Primeira proposta de modelo de remuneração

Quatro condições básicas foram definidas para a remuneração dos empreendimentos no modelo proposto:

- A venda de energia elétrica proveniente da UHR é realizada a uma tarifa especial definida pelo preço médio da energia gerada pelas usinas de ponta (tarifa de ponta);
- A venda da energia elétrica proveniente das fontes intermitentes é realizada ao preço definido em seu leilão;
- A compra de energia por estes empreendimentos, se necessária, é realizada através de uma tarifa de base, definida como o preço médio da energia gerada pelas usinas de base;
- Os empreendimentos também são remunerados pelos serviços ancilares prestados ao sistema.

Neste modelo, a tarifa de ponta remunera o empreendimento de acordo com o gasto que o sistema elétrico deixou de ter por não ser necessário o despacho de usinas com custos de produção mais elevados. A tarifa de base pressupõe que, no momento em que o ONS determina compra de energia para bombeamento na UHR, exista um excedente de energia no sistema e, portanto, esta energia é proveniente de usinas com custos de operação mais baixos. A venda de energia proveniente das fontes intermitentes realizada a preço definido em leilão impõe competitividade na seleção dos vencedores dos leilões, incentivando a busca pela eficiência.

A principal dificuldade para a implementação deste modelo seriam as definições das tarifas de base e de ponta. Apesar de ser esperado que a tarifa de ponta reflita os preços das usinas com custos operacionais mais altos, nem sempre a energia produzida pelas usinas que atendem a ponta tem alto custo. Assim, os valores das tarifas de base e de ponta podem não ficar suficientemente distantes, fazendo com que a principal fonte de renda para o empreendimento (diferenciação entre preços de compra e venda de energia) não seja expressiva. O modelo também não permite comercialização de energia no âmbito do ACL.

Levando em conta essas falhas no primeiro modelo proposto, alguns ajustes foram feitos para a elaboração de um segundo modelo.

5.3 - Segunda proposta de modelo de remuneração

Cinco condições básicas são definidas para a remuneração dos empreendimentos no modelo proposto:

- A energia destinada à comercialização no ACL é negociada livremente com os agentes compradores, sem alterações no modelo regulatório vigente. Cada fonte de energia teria sua energia negociada a um valor diferente;
- A venda da energia elétrica destinada ao ACR proveniente das fontes intermitentes é realizada ao preço definido em seu leilão;
- A venda da energia elétrica destinada ao ACR proveniente da UHR é realizada ao preço definido pelo valor do Custo Marginal de Expansão (CME), definido pela EPE;
- A compra de energia da rede por estes empreendimentos, se necessária, é realizada ao preço definido pelo valor do Custo Marginal de Operação (CMO), também definido pela EPE;
- Os empreendimentos também são remunerados pelas suas capacidades de geração (potências instaladas).

Nesta proposta de modelo de remuneração, o CME foi definido para precificar a venda de energia produzida pela UHR e destinada ao ACR seguindo a mesma ideia do primeiro modelo proposto, de remunerar o empreendimento com um valor compatível aos gastos que o sistema deixou de ter. Assim, a energia gerada pela UHR evitaria a necessidade de expansão da capacidade de geração do sistema elétrico para atendimento de ponta de demanda.

O valor do CMO é adequado para precificar a compra de energia para reversão na UHR pois é um bom indicativo da capacidade momentânea de geração de energia disponível no sistema em relação à demanda. Em outras palavras, se houver "sobra" de capacidade no sistema, os valores do CMO serão mais baixos e será viável para a UHR fazer compra de energia do sistema para reversão. Da mesma forma, quando a capacidade de geração do sistema for baixa em relação à demanda, os valores do CMO serão mais altos e não será mais vantajoso para o empreendimento comprar energia para reversão na UHR. Assim, os valores do CMO conferem uma prioridade no uso da energia do sistema, sendo utilizado para reversão somente quando há excedente de capacidade.

Outra vantagem do modelo com relação à remuneração dos empreendimentos é que existe a possibilidade de que as UHRs sejam economicamente viáveis mesmo não estando associadas a outras fontes de energia. A diferença entre os preços de compra e venda de energia elétrica pela UHR juntamente com a remuneração pela capacidade podem ser suficientes para viabilizar financeiramente o projeto.

A principal dificuldade para implementação do modelo está na diferença entre a tarifa de venda de energia proveniente das fontes intermitentes e a tarifa de venda de energia da UHR. Esta configuração poderia gerar problema em situações em que o empreendimento está gerando energia para atender a dois contratos simultaneamente, como por exemplo, um feito no ACL e a uma ordem de despacho do ONS. Neste momento, se tanto a usina intermitente quanto a UHR estiverem gerando, seria difícil definir qual porcentagem da geração de cada usina estaria atendendo cada contrato. Consequentemente, seria difícil definir quanto cada comprador deveria pagar pela energia. Assim, seriam necessários contratos de venda muito complexos, que poderiam desencorajar possíveis compradores.

Outra falha deste modelo está no fato de que o CME é um valor definido para um ano inteiro, de forma que a tarifa de venda de energia proveniente da UHR para o ACR seria constante ao longo de um ano. Assim, este valor não seria reajustado de acordo com possíveis alterações na situação do SIN, como condições hidrológicas não previstas.

5.4 - Proposta final de modelo de remuneração

Quatro condições básicas são definidas para a remuneração dos empreendimentos no modelo proposto:

- A energia destinada à comercialização no ACL é negociada livremente com os agentes compradores, sem alterações no modelo regulatório vigente;
- A venda da energia elétrica destinada ao ACR é realizada ao preço definido em seu leilão;
- A compra de energia da rede por estes empreendimentos, se necessária, é realizada ao preço do Custo Marginal de Operação (CMO), limitado ao valor do PLD;
- Os empreendimentos também são remunerados pelas suas capacidades de geração (potências instaladas).

Segundo este modelo, o empreendimento de geração assume os riscos da intermitência das fontes alternativas de modo que, nos dias em que a geração destas fontes for insuficiente, o empreendimento será obrigado a comprar energia do sistema para atender seus contratos e a ordem de despacho do ONS. Esta energia comprada não será utilizada necessariamente no atendimento direto à demanda, podendo também ser utilizada para reversão na UHR, aumentando sua capacidade de geração nos momentos de pico de demanda.

Uma importante alteração realizada nesta proposta de remuneração em relação à proposta anterior é a limitação do valor de compra de energia ao preço do PLD. Na prática, não faria sentido que o empreendimento tivesse que pagar um valor superior ao PLD sendo que ele poderia recorrer ao mercado spot para comprar energia a este valor.

6.0 - CONCLUSÃO

A busca por um modelo regulatório ideal para inserção de sistemas de geração de energia elétrica compostos por UHRs associadas a fontes intermitentes é muito complexa. Estes sistemas de geração podem ser tratados como sistemas de armazenamento de energia, que não possuem hoje bases regulatórias para serem remunerados no Brasil. No modelo regulatório proposto, buscou-se uma forma justa de se remunerar os empreendimentos estudados, de forma que a remuneração fosse compatível com os benefícios que os sistemas de geração podem trazer ao SEB.

Apesar da tentativa de se realizar o mínimo de alterações possíveis no modelo regulatório vigente, alterações significativas, como remuneração por capacidade, tornam-se interessantes para a viabilidade do empreendimento proposto. Isto pode retratar uma necessidade do SEB de se adequar às novas características da demanda e dos ativos

de geração do sistema, de modo que novas formas de remuneração para o setor de geração como um todo devam ser consideradas. Remunerar um empreendimento simplesmente pela energia gerada pode fazer sentido em um sistema predominantemente hidrelétrico, em que a demanda de ponta é automaticamente atendida se a demanda por quantidade de energia for atendida. Este tem sido o cenário do SEB há muitos anos, mas que vem se alterando rapidamente com a forte penetração de fontes renováveis alternativas de energia elétrica desde o início dos anos 2010, além do crescimento da participação de fontes termelétricas devido à escassez hídrica. A remuneração pela capacidade além de uma melhor remuneração por serviços ancilares poderiam ser úteis não apenas para o empreendimento proposto, mas para o SEB como um todo.

O trabalho discute uma característica recente do comportamento da demanda por energia elétrica no Brasil, o desafio para o atendimento de ponta, além do rápido crescimento das fontes intermitentes de energia no país. A associação destas fontes intermitentes com UHRs é proposta como um tipo de unidade geradora de energia elétrica que possui como objetivo principal justamente o atendimento à ponta e a mitigação da intermitência das fontes eólica e fotovoltaica. O atendimento à demanda de ponta constitui hoje uma das grandes prioridades do setor elétrico brasileiro e, portanto, as UHRs associadas a fontes intermitentes se adequam a esta necessidade.

O modelo regulatório proposto contribui para a viabilização da construção destes empreendimentos no Brasil, pois objetiva solucionar os principais empecilhos para a viabilidade econômica destes ativos no modelo regulatório vigente, fornecendo diretrizes para uma base regulatória mais complexa envolvendo tais empreendimentos. Para o aprimoramento do modelo regulatório proposto, alguns estudos ainda precisam ser aprofundados, principalmente relacionados à definição da garantia física dos empreendimentos e ao dimensionamento ótimo das usinas para definição dos parâmetros técnicos dos leilões.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Banco de Informações de Geração. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 14 março 2017
- (2) PINHEIRO, V.C.N. CONTRIBUIÇÃO AOS ESTUDOS REGULATÓRIOS PARA INSERÇÃO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COMPOSTOS POR FONTES HIDRÁULICAS REVERSÍVEIS, SOLARES E EÓLICAS NO BRASIL. 2016. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo, Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 2016.
- (3) MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf>>. Acesso em: 04 março 2016.
- (4) CARALIS, G.; RADOS, K.; ZERVOS, A. On the market of wind with hydro-pumped storage systems in autonomous Greek islands. *Renewable Sustainable Energy Rev.* 2010;14:2221–6.
- (5) REHMAN, S.; AL-HADHRAMI, L. M.; ALAM, M. Pumped hydro energy storage system. Elsevier. [s.L.], p. 586-598. 22 janeiro 2015.
- (6) ZUCULIN, S.; PINTO M.; BARBOSA P. A Retomada do Conceito de Eficiência de Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Setor Elétrico Brasileiro. SEMINÁRIO TÉCNICO SOBRE USINAS HIDRELÉTRICAS REVERSÍVEIS NO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO. Brasília. 11 novembro 2014.
- (7) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução nº 265, de 2003. Estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares de geração e transmissão. Brasília, 10 junho 2003.
- (8) PAPAETHIMIOU, S.; KARAMANOU, E.; PAPATHANASSIOU, S.; PAPADOPOULOS, M. Operating policies for wind-pumped storage hybrid power stations in island grids. *Renewable Power Generation. The Institution of Engineering and Technology*, p. 293-307. 2009.
- (9) 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*, n. 150, p.15-24. 201.
- (10) TIMERA ENERGY. Power capacity payments are coming across Europe. 2015. Disponível em: <<http://www.timera-energy.com/power-capacity-payments-are-coming-across-europe/>>. Acesso em: 22 janeiro 2016.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Vinícius de Carvalho Neiva Pinheiro nasceu em Goiânia em 1990. Formou-se em Engenharia Civil pela Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo da UNICAMP em 2014. É Mestre pelo programa de Pós Graduação em Engenharia Civil da FEC-Unicamp, na Área de Concentração de Recursos Hídricos, Energéticos e Ambientais, integrando o Grupo de Pesquisa em Planejamento Energético e Sistemas Elétricos. Atualmente, é doutorando e bolsista CAPES no mesmo programa, onde realiza pesquisas na área de simulação e regulação de sistemas energéticos, e armazenamento de energia.



Gustavo Henrique Duzzi Libanori nasceu em Campinas em 1991. Formou-se em Engenharia Civil pela Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo da UNICAMP em 2014. Foi bolsista do Programa Ciência Sem Fronteiras na Swansea University no ano de 2013, onde realizou pesquisa no Low Carbon Research Institute – Marine Energy. Atualmente, é mestrando e bolsista CAPES do programa de Pós Graduação em Engenharia Civil da FEC-Unicamp, na Área de Concentração de Recursos Hídricos, Energéticos e Ambientais, integrando o Grupo de Pesquisa em Planejamento Energético e Sistemas Elétricos, realizando pesquisa na área de simulação de otimização de sistemas energéticos.



Alberto Luiz Francato nasceu em Mogi-Mirim em 1969. É Engenheiro Civil pela Escola de Engenharia de São Carlos da USP (1994), Mestre em Engenharia Civil na área de Recursos Hídricos (1997), Doutor em Engenharia Civil na área de Recursos Hídricos (2002) pela FEC-UNICAMP, Livre Docente na área de Planejamento Energético e Sistemas Elétricos pela FEC-UNICAMP (2014), onde atualmente é Professor, atuando nos cursos de graduação em Engenharia Civil e Arquitetura e Urbanismo. Na pós-graduação tem atuação no Programa de Pós-Graduação da FEC. Atua há 22 anos na área de Recursos Hídricos e Energéticos, com destaque para o planejamento operacional de sistemas hidroenergéticos e análise de sistemas de suprimento hídrico. Desde novembro de 2014 é o Diretor Associado da FEC/Unicamp.