

As usinas reversíveis estão chegando

SIL, Antônio Carlos. “As usinas reversíveis estão chegando”. Brasil Energia. Rio de Janeiro, 03 de janeiro de 2017.

O balanço energético das chamadas usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs) – em que a eletricidade é produzida com a utilização de água previamente bombeada para um reservatório de acumulação – é negativo e ponto. Ou seja, gasta-se, em geral, mais energia para transferir de um ponto a outro do que a usina é capaz de oferecer. Questão puramente técnica, razão pela qual essa tecnologia não despertou qualquer interesse do sistema elétrico brasileiro ao longo de décadas. Ninguém, aliás, se aventura a construir uma, porque não há regras para contratação – e, portanto, de remuneração.

Mas então, por que os Estados Unidos dispõem de 14 mil MW de capacidade instalada desse tipo de projeto e outros 14 mil MW licenciados previamente? Da mesma forma, por qual razão na Europa, em particular na Alemanha, as reversíveis são, tradicionalmente, um negócio atrativo? Basicamente porque os empreendedores de usinas reversíveis são pagos pelos serviços que prestam aos sistemas de seus respectivos países. Tais como reforço de potência e controle de reativos – em resumo, energia “poluente”, que não produz trabalho – e também para complementar os parques de geração nuclear que, não são capazes de reagir à curva de carga, já que entregam de forma linear toda a capacidade de que dispõem.

No Brasil, esse mecanismo, digamos assim, de “compensação elétrica” ao Sistema Interligado Nacional (SIN) acaba sendo feito com uso de usinas térmicas, de custo mais elevado e pago pelos consumidores, ou até mesmo pelas próprias hidrelétricas convencionais, mas sem remuneração por essa atividade, o que hoje em dia, com a situação cada vez mais crítica dos reservatórios, passa a ser algo inadequado.

“Do ponto de vista de interesse do investidor, essa conta não se pagaria. Daí o interesse zero. Teríamos que ter no marco regulatório algumas regras que incentivassem a construção desse tipo de usina. E não só para equilibrar a questão da potência, mas também de controle de tensão, entre outros aspectos”, confirma Miguel Saad, ex-diretor da CPFL Geração e hoje consultor. Algo tem que ser criado, segundo ele, para começar a estimular a iniciativa privada a estudar comercialmente o assunto.

O cenário na operação do SIN, no entanto, está mudando rápida e radicalmente com o avanço da inserção das fontes interruptíveis na matriz elétrica – eólica e solar –, aumentando a complexidade do trabalho do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) que, ainda por cima, tem que lidar com a regularização dos reservatórios. Ou seja, o país está perdendo capacidade de armazenamento de água e só conseguiu implantar nos últimos anos hidrelétricas a fio d’água, que não dispõem de reservatório.

Para se ter uma ideia, de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2017/2026, divulgado recentemente pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), há a indicação de que, já a partir de 2021, o Brasil precisará de 994 MW de potência complementar – não necessariamente energia – volume progressivamente ampliado

até chegar a 12.198 MW em 2026. Para tanto, a EPE recomenda que até esse horizonte a demanda seja atendida por meio de algumas alternativas, como motorização adicional de hidrelétricas, bancos de armazenamento de energia (baterias), gerenciamento da demanda, térmicas de partida rápida a ciclo aberto ou mesmo por meio de usinas reversíveis – não necessariamente nessa ordem de prioridade.

“Isso é alguma coisa que estamos estudando na EPE. A formatação da contratação desse tipo de potência também está no escopo da Consulta Pública 33 – da reforma do marco regulatório do setor elétrico. Ou seja, reconhecer os atributos de cada fonte”, conta Amílcar Guerreiro, diretor de Estudos de Energia Elétrica da EPE. Segundo o executivo, outro ponto importante que deve contribuir para a viabilização de uma remuneração adequada para a prestação de serviços ao SIN, é a introdução, em breve, dos preços horários como referência para comercialização de energia, substituindo o atual sistema de divulgação semanal do PLD com base no Custo Marginal de Operação (CMO), calculado pelo ONS.

Em dezembro último, durante evento conjunto realizado pela EPE, ONS e CCEE, para colocar os agentes de mercado a par do andamento dos trabalhos do governo sobre esse tema, foi apresentado um cronograma que prevê a adoção da base horária a partir de 2019. Um dos estímulos para que a EPE colocasse efetivamente a mão na massa para estudar usinas reversíveis como um dos recursos que poderão ser utilizados para equilíbrio do SIN a partir da próxima década, veio de um grande evento internacional promovido em Brasília, pela Eletronorte, em 2014, e que contou, inclusive, como a participação de Guerreiro, como palestrante.

“A energia emergencial gerada por termelétricas a diesel é muito dispendiosa quando comparada à energia produzida por meio de outras fontes (custo da ordem de R\$ 1.000/MWh). Acresce-se a isso, ainda, a possibilidade de esse custo ser ainda mais onerado em função dos constantes aumentos dos preços de combustíveis no país”, observa Carmo Gonçalves, gerente executivo de Engenharia da Eletronorte, especialista no assunto, referindo à atratividade das usinas reversíveis em comparação com o uso de usinas fósseis como recurso para complementação de potência ao SIN.

Carmo concorda que o preço diferenciado para o consumo de energia na ponta, fora de ponta e ponta intermediária, irá contribuir com todo e qualquer sistema de armazenamento de eletricidade no Brasil. “Ou seja, a energia será armazenada, preferencialmente, nos horários fora de pico para ser consumida na ponta ou na ponta intermediária, ou quando for necessário”. Com relação à competitividade em relação a outras fontes, como sistema de baterias, por exemplo, ele lembra que a diferença de preços é muito significativa. O resultado de um projeto de P&D apontou que o armazenamento por bateria, teve preço cinco vezes maior que o de uma usina reversível.

A Aneel, aliás, lançou há algum tempo uma grande chamada de Projeto Estratégico de P&D (21/2016) exclusivamente para seleção de propostas sobre sistemas de armazenamento de energia. Houve apresentação de três estudos envolvendo usinas reversíveis – de autoria da Aliança Energia, Copel GT e Rio Canoas S.A., respectivamente –, mas que, surpreendentemente, não foram aceitos pela agência porque “não atenderam os requisitos previamente estabelecidos”.

Segundo fontes, houve obrigatoriedade de apresentação de projetos-piloto, exigência que as empresas responsáveis entenderam como desnecessária. Consultado pela Brasil Energia, o órgão regulador afirmou que não tratou do mérito das usinas reversíveis em si. Citou a iniciativa da chamada pública e assinalou que na sua base de propostas de P&D consta um projeto nesse tema, elaborado pela Cesp, mas “cujos resultados ainda não foram avaliados”. O ONS, por seu lado,

informou que está acompanhando e participando das discussões sobre a previsão de complementação de potência ao SIN.

Entusiasta do assunto, o professor Paulo Sergio Franco Barbosa, do Departamento de Recursos Hídricos da Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo da Universidade de Campinas (Unicamp), chegou a fazer parte de um estudo bancado pela Cesp, apresentado no evento da Eletronorte, em 2014.

A geradora paulista já havia realizado um inventário em São Paulo, em 1982, e que apontou um potencial de aproveitamento da ordem de 200 GW em reversíveis, com possibilidade de instalação de projetos na Serra do Mar, Serra Geral e Serra da Mantiqueira. O custo de um estudo de caso envolvendo UHR foi estimado na faixa de R\$ 2.460/kW instalado para um projeto com 262 MW.

“Existe um conjunto de fatores que torna imperiosa a necessidade de investir nessa tecnologia. Há até algumas necessidades regionais como o caso do balanço de ponta no Sul, que está mais apertado, e no Nordeste, por causa das fontes renováveis”, argumenta Barbosa. Ele cita o caso da Índia que remunera projetos reversíveis na ponta pagando duas vezes e meia a mais do que em horários normais.

O especialista explica ainda que uma das vantagens mais interessantes dessa tecnologia atualmente é a confiabilidade aliada a respostas rápidas. Em momentos de necessidade, o operador do sistema levaria apenas pouco mais de um a dois minutos e meio para efetivar o despacho.

Na usina de Goldisthal (1.060 MW), em Thüringen, na Alemanha, por exemplo, a alternância de regime das máquinas, de turbinamento para bombeamento – e vice-versa – é feita a uma média de 150 vezes por dia, oferecendo significativa flexibilidade de gerenciamento. Outro exemplo é de uma usina na Inglaterra capaz de estabilizar as oscilações em uma região elétrica daquele país, cuja capacidade instalada é da ordem de 60 mil MW.

O professor da Unicamp acredita que no que se refere à providências de licenciamento ambiental, as UHRs oferecem um procedimento facilitado porque necessitam de uma área de armazenamento menor ainda do que a utilizada por uma PCH para poder operar.

E há ainda a possibilidade de converter hidrelétricas em reversíveis, bastando para isso que estejam próximas de uma elevação montanhosa ou de um desnível de terreno com queda suficiente que justifique a transformação. A ligação entre o reservatório superior e o inferior pode, inclusive, ser feito por meio de túneis, reduzindo significativamente as interferências em área de vegetação.

A EPE avalia que a realização de leilões é uma possibilidade a ser avaliada, mas não necessariamente no formato como dos atuais pregões de energia, ressalva Guerreiro, mas já prevendo a separação entre lastro e energia.

Torcendo pela viabilidade desse tipo de empreendimento no país estão Voith Hydro e Andritz Hydro Brasil dois principais fabricantes de turbinas hidrelétricas. “Se você joga a energia na bateria para depois utiliza-la, esse custo da energia aumenta em R\$ 450/MWh. Se você fizer a mesma coisa numa usina reversível, esse custo cai para em torno de R\$ 150/MWh. Você está gerando energia a R\$ 200/MWh, mas você precisa despachar fora do horário em que a intermitente está disponível e essa energia acumulada é muito cara”, argumenta o presidente da Andritz Hydro Brasil, Sérgio Parada, em favor das UHRs.

O executivo conta que, internamente, há até uma ideia de desenvolver centrais reversíveis de tamanho médio, da ordem de 30 MW a 100 MW. Inclusive tentando

fazer isso como uma solução subterrânea para dispensar a necessidade de montanhas para formação de reservatórios elevados.

“Seria embaixo da terra e assim fazer em qualquer lugar, talvez associando a uma instalação fotovoltaica. Mas é algo para futuro. Estou procurando um parceiro da área de geração para fazer essa ideia e criar uma subterrânea padronizada. Poderia se chamar “bateria eletromecânica”, descreve Parada.

Do lado da Voith Hydro, a empresa forneceu equipamentos inclusive para a usina Goldisthal, e que foi comissionada em 2003. A de Bath County nos EUA, de mais de 3.000 MW de potência, também conta com equipamentos da companhia.

Segundo a Voith Hydro, a principal evolução dessa tecnologia na empresa têm sido no tocante ao layout do circuito hidráulico que permite a operação simultânea no modo de bombeamento e geração de energia trazendo flexibilidade de operação. Um outro avanço importante é a aplicação de máquinas com rotação variável, permitindo uma eficiência do conjunto nos diversos modos de operação, acima das unidades convencionais.