

Repotenciação de usinas hidrelétricas: uma [re]discussão necessária ⁽¹⁾

Caio José O. Alves
Maria João C. P. Rolim
Clarissa Emanuela L. Lima

Usinas hidrelétricas são, nos parâmetros tecnológicos atuais, notadamente, a mais usada fonte de energia renovável no mundo. A história da relação da fonte com o Brasil, remonta 1883, quando foi instalada a primeira no Rio Jequitinhonha, em Diamantina (MG). Em 2021 a capacidade instalada atingiu o patamar de 109.395 MW, representando 59,68% do total da geração considerando todas as demais fontes.

A maior parte das usinas foi projetada e construída a partir de 1950; muitas delas têm entre 30 e 60 anos de operação e se estima que os equipamentos de geração degradam naturalmente cerca de 0,05% a 0,08% por ano. Portanto, a atual dependência desse potencial, que é sem dúvida uma das vocações energéticas do Brasil, vem acompanhada da necessidade de se discutir mecanismos de incentivos eficientes ao estímulo à modernização.

Tempo não é por si o fator definitivo, já que diversos outros fatores físicos aceleram o desgaste da máquina hidráulica, contudo o Banco Mundial estima em 35 anos uma idade razoável para que usinas sejam repotenciadas, contra 30 estimados pela International Renewable Energy Agency (IRENA) e até 40 pela International Energy Agency (IEA). Especificadamente no Brasil, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em estudo de 2019 sobre o tema, considerou que 25 anos seria uma idade razoável para triagem de usinas que potencialmente devem ser submetidas a modernização.

Nesse contexto, a modernização das hidrelétricas é importante porque prolonga a vida do ativo, a eficiência da instalação e permite a incorporação de avanços tecnológicos à infraestrutura (EPE, 2019). A exemplo dos Estados Unidos da América, relatório de 2018 emitido pelo do U.S. Department of Energy expôs que cerca de 70% do crescimento líquido da capacidade hidrelétrica (1.435 MW) que ocorreu entre 2006 e 2016 se deu em virtude de investimentos em repotenciação do parque hídrico existente.

Estudo do Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) de 2019, considerou que a partir do vigésimo ano os equipamentos e as estruturas da usina devem ser considerados como em fase de alerta, já que, também na avaliação da instituição, a partir do 30º ano a maioria dos equipamentos já chegou ao fim da sua vida útil. Manter a usina operando a partir desse período, nas mesmas condições resultará invariavelmente em perdas de energia e de severo comprometimento dos equipamentos.

No mesmo relatório, o BID também quantificou o número de horas que cada uma das usinas hidrelétricas brasileiras teve seus turbogeradores desligados por causas forçadas, apontando então que na década de 2007-2017 a energia perdida devido a desligamentos forçados praticamente dobrou (aumento de 98% no período).

Considerando esse contexto, que a maior parte dos potenciais de exploração mais viáveis – ao menos do ponto de vista ambiental – já está em uso, as características das tecnologias de geração atualmente disponíveis, as demandas socioambientais e climáticas – que dificultam (por vezes inviabilizam) os licenciamentos ambientais, principalmente de usinas com grandes reservatórios –, é inevitável promover um debate central sobre a modernização das instalações existentes.

Em termos técnicos, os principais fatores por trás da necessidade de modernização vão desde a atualização de equipamentos antigos, para que seu desempenho não reduza ao longo do tempo de exploração do ativo, até no investimento que foque em um real acréscimo de desempenho energético. Por modernização, então, podemos considerar qualquer tipo de reabilitação, renovação ou atualização de sistemas, equipamentos e infraestrutura civil de uma usina hidrelétrica, que a coloca em condições ideais para operar dentro de novas e variáveis demandas dos sistemas elétricos.

Após aprovação de uma resolução normativa da ANEEL sobre o tema, não se ignora também a hipótese de hibridização ou associação de fontes, a partir das complementares solar e eólica.

A ANEEL, ainda quando da audiência pública (AP) 018/2012, abordou o tema a partir de duas perspectivas. Uma primeira considerou a repotenciação de unidades geradoras existentes, focada no aumento da potência nominal por meio de avanços tecnológicos e concepções atualizadas de engenharia e otimização. A segunda compreenderia a motorização adicional de usinas hidrelétricas em operação, que foram projetadas com poços adicionais para motorização futura.

Na região da América Latina, uma recente consulta setorial realizada pela IHA e pelo BID mostrou que um estímulo regulatório é urgentemente necessário para encabeçar as modernizações. O estudo ainda identificou o potencial de modernização em termos de número de usinas e capacidade instalada. Isso considerou um total de 127 GW, com usinas hidrelétricas com mais de 20 anos e acima de 10 MW. Os resultados apontam para investimentos da ordem de aproximadamente US \$ 33,5 bilhões.

O próprio BID financiou a modernização de duas usinas no Brasil, as hidrelétricas de Furnas e a Luiz Carlos Barreto de Carvalho, ambas de propriedade e operação de Furnas Centrais Elétricas S.A. (Furnas), em funcionamento desde 1963 e 1969 respectivamente. Foi concedido empréstimo de US\$128 milhões, com prazo de 20 anos para amortização e, à época, carência de 3,5 anos. A instituição pode ser uma alternativa de financiamento para modernizações no Brasil.

Uma grande vantagem derivada do modelo é que muitos dos impactos ambientais e sociais já foram mitigados, aspecto relevante principalmente considerando os desafios atuais para o desenvolvimento de novas usinas hidrelétricas, principalmente – mas não se limitando – àquelas com grandes reservatórios.

A adaptação às necessidades das mudanças climáticas ao modernizar um ativo hidrelétrico é avaliada internacionalmente como uma possibilidade e também aqui pode ser foco importante de políticas públicas específicas. Nesse campo, a variabilidade hidrológica, questão que tem sido cada vez mais recorrentemente levantada – infelizmente, nesse caso, para reduzir as estimativas de geração hidrelétrica –, afeta os fatores da geração e, portanto, a energia firme comprometida com a rede.

Outra vantagem da modernização reside na possibilidade de execução de serviços que permitam a maior inserção e utilização mais segura de fontes renováveis ao sistema. Uma usina reversível, por exemplo, pode operar em conjunto com fontes de energia intermitentes para moderar as diferenças periódicas na disponibilidade de energia; podem ainda fornecer armazenamento anual ou plurianual de água, o que se traduz em efetivo armazenamento de energia.

O fato é que diversos agentes do setor elétrico brasileiro têm reiterado uma preocupação com a regulamentação de obras de repotenciação de usinas hidrelétricas. Na maioria dos casos, os projetos são viáveis tecnicamente, porém não existem benefícios econômicos suficientes e claramente identificados.

Esse interesse veio à tona de forma evidente no âmbito da Consulta Pública do Ministério de Minas e Energia nº 108/2021, instaurada para discutir a minuta de portaria com as diretrizes para o “Leilão de Reserva de Capacidade, de 2021”, apesar de o resultado final, o Edital do 1º Leilão de Reserva de Capacidade, não prever hidrelétricas. O MME considerava possível a participação desses empreendimentos quando da discussão na CP, e, ainda que não houvesse expressa menção à repotenciação nas notas técnicas que instruíram essa discussão, diversos agentes solicitaram: (i) extensão da outorga para hidrelétricas repotenciadas com base na Lei nº 9.427/1997, art. 26, §7º ; (ii) participação de empreendimentos hidrelétricos por meio da repotenciação, sem acréscimo de garantia física.

Nada obstante, a Portaria nº 861/2010, do Ministério de Minas e Energia (MME), autoriza que, quando comprovado o aumento de garantia física de energia, a usina comercialize o montante adicional. Evidentemente, essa autorização sequer seria necessária e não é exatamente um estímulo superveniente, mas uma simples remissão de uma característica do próprio modelo regulatório. Afinal, no setor elétrico brasileiro, a garantia física (GF) de uma hidrelétrica é que define o montante máximo (e o lastro) da comercialização. A receita dessa operação total é que precifica o valor dos ativos de geração; o valor das usinas depende da garantia física de energia, sem a correspondente valoração da modernização pelos potenciais benefícios sistêmicos.

Adicionalmente a isso, consideramos que ainda que ocorram aumentos da potência e do rendimento da usina, os ganhos possivelmente levariam a aumento dos encargos setoriais. O Montante de Uso dos Sistemas de Transmissão (MUST), por exemplo, está relacionado à potência contratada de uma usina ao se conectar ao sistema de transmissão elétrico, ou seja, aumentando a potência, aumenta-se o uso da rede. Como a comercialização da eletricidade gerada em uma usina hidrelétrica se dá por meio de sua garantia física, conforme exploramos acima, é possível que a repotenciação aumente a capacidade sem levar a ganhos reais na sua garantia física. Ainda assim, o MUST seria elevado e a remuneração da usina não.

É possível também que a repotenciação não acarrete aumento de rendimento propriamente, mas possibilite gerar mais no atendimento do momento de ponta da carga. Com isso se propiciaria maior flexibilidade e seriam reduzidos os custos na operação do sistema como um todo. Esse aspecto também não está refletido na remuneração admitida pela Portaria nº 861/2010 do MME.

Além da energia e da capacidade firme, as hidrelétricas podem agregar flexibilidade, principalmente pela reação rápida quando a demanda precisa, além de fornecer a regulação da frequência. Esses são serviços auxiliares cada vez mais demandados pelos sistemas em decorrência da incorporação massiva de geradores renováveis não despacháveis, e, conseqüentemente, devem existir estruturas contratuais adequadas para compensar as usinas que estão aptas a fornecê-los.

O fato é que a regulação brasileira não remunera adequadamente possíveis ganhos energéticos que venham a ser obtidos com um eventual aumento de potência efetiva da usina sem aumento de seu rendimento. Na prática, o modelo vigente remunera unicamente o ganho de garantia física e até mesmo este configura um benefício marginal à obra, que pode possuir um custo tão elevado ao empreendedor. Mas a questão é: é desejável ao sistema elétrico que usinas hidrelétricas sejam modernizadas? Entendemos que sim, pelos múltiplos fatores benéficos que agregam ao sistema acima mencionados, além de considerarmos que deve ser dado um uso eficiente aos recursos existentes – em linha com a agenda climática – uso eficiente de recursos.

Uma solução possível, embora talvez insuficiente se considerada isoladamente, é a de que o investimento seja ressarcido via Encargo de Serviços do Sistema (ESS). Essa alternativa contempla a contratação direta de serviço ancilar de reserva de potência nas instalações onde tecnicamente é viável, de modo que os serviços sejam ressarcidos através de encargos de serviços de sistema (ESS) e os custos operacionais através de tarifa de serviços ancilares (TSA).

Sobre esta proposta, insta salientar que, atualmente, a REN da ANEEL nº 697/2015 – a qual “estabelece os procedimentos para prestação de serviços ancilares e adequação de instalações de centrais geradoras motivada por alteração na configuração do sistema elétrico” – considera a repotenciação uma melhoria. Ocorre que, tal como expresso nesta norma, as melhorias são custeadas pelo agente de geração, sem direito a ressarcimento – regra não aplicável apenas a usinas cotistas.

De modo não excludente à proposta anterior, o poder regulador deve também trabalhar com a hipótese de enquadramento dos projetos de repotenciação como Energia de Reserva (ER). Um leilão de reserva de potência seria um método possível de solução do atendimento da carga em horário de ponta, contudo não deveria ser restrito ao atendimento das necessidades de reserva operativa. Não se pode restringir à contratação de um serviço ancilar e, naturalmente, deve ser ter uma previsibilidade mínima de modo que os agentes de geração possam efetivamente viabilizar os empreendimentos.

Para além das soluções apontadas, qualquer investimento, inclusive relacionado ao aumento de unidades geradoras nas usinas, deveria passar pela consideração de extensão da outorga, de modo a garantir retorno adequado para o investimento. Caso assim não ocorra, considerando a avançada idade da maior parte das outorgas hídricas vigentes, dificilmente haveria interesse em realizar as referidas obras de modernização, vez que não seria possível amortizar tais investimentos ou sequer usufruir dos benefícios decorrentes da mesma.

Hipóteses plausíveis de estímulos regulatórios, portanto, deveriam considerar, além do expurgo relativo ao tempo necessário para a condução das obras – hipótese já existente atualmente, a. permitir isenção de Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) na parcela adicional do MUST proveniente do incremento de potência; b. ressarcimento do custo de investimento através de Encargo de Serviços do Sistema (ESS); c. enquadramento dos projetos de repotenciação como Energia de Reserva (ER); e, finalmente, d. a extensão dos prazos da outorga, de modo correspondente ao período necessário para amortização dos investimentos.

Em matéria tributária, além de ser melhor especificada a adesão ao Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Infraestrutura (Reidi), deve-se admitir que a eventual parcela adicionada de GF não sofra incidência de Taxa de Fiscalização dos

Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) ou que, ao menos – considerado a natureza tributária do custo que pode esbarrar na necessidade de uma discussão de alteração legislativa – haja um diferimento de valores no tempo necessário à amortização de operações financeiras.

Seja qual for a solução, o processo de modernização deve ser incentivado. Deve-se assim evitar que esses serviços sejam associados à venda de energia elétrica. Investimentos de modernização exigem um papel mais ativo das entidades de planejamento e dos reguladores, além de uma visão holística dos benefícios gerados ao sistema, de modo que o marco regulatório considere uma precificação real de todos serviços que são prestados aos sistemas pelas hidrelétricas.

Sem fazer uso de tom apocalíptico, é mais viável investir na repotenciação enquanto o potencial de geração ainda não se degradou severamente, assim prevenindo a utilização a exaustão dos equipamentos. Com isso, evitamos ainda que sejam tomadas decisões de suprimento em cenários emergenciais, o que invariavelmente tem sido solucionado por meio do uso de usinas a combustíveis fósseis, que possuem seu lugar, mas cujo custo é evidentemente maior.

Caio José O. Alves é Advogado do Rolim, Viotti, Cardoso, Goulart Advogados. Membro das comissões Especial de Energia Elétrica da Ordem dos Advogados do Brasil – Seccional do Rio de Janeiro (OAB/RJ), de Direito da Energia da OAB da Seccional de São Paulo (OAB/SP) e de Direito da Regulação Econômica da OAB da Seccional de Minas Gerais (OAB/MG). Ex-assessor da Diretoria da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Maria João C. P. Rolim é Sócia do escritório Rolim, Viotti, Goulart, Cardoso Advogados. PhD em Direito de Energia do Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy (CEPMLP) da Universidade de Dundee/Escócia, LLM em Direito Europeu pela London School of Economics (LSE), Mestre em Direito Econômico pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Advogada e Economista.

Clarissa Emanuela L. Lima é Advogada do escritório Rolim, Viotti, Goulart, Cardoso Advogados. Bacharel em Direito pela Escola de Direito do Rio de Janeiro da FGV, com minor em economia pela EPGE/FGV. Pós-graduanda no LLM em Direito da Energia e Negócios do Setor Elétrico do CEDIN.

(1) Artigo publicado na Agência CanalEnergia. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53199679/repotenciacao-de-usinas-hidreletricas-uma-rediscussao-necessaria>. Acesso em 18 de janeiro de 2022.