



PUBLICIDADE

Necessidade da regulamentação de usinas híbridas

Pedro Prescott*

08 de abril de 2021 | 08h30



Pedro Prescott. FOTO: DIVULGAÇÃO

As usinas híbridas, estudadas desde 2017 pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), são aquelas que combinam duas ou mais fontes complementares na produção de energia em um mesmo ponto de conexão à rede elétrica.

LEIA TAMBÉM**Energia solar pode ser sustentável sem subsídios**



A análise de custo-benefício de aprimoramentos regulatórios é um passo essencial quando se trata de tomadas de decisão racionais que busquem o benefício da sociedade. É preciso lembrar, contudo, que o prolongamento dessa fase pode distorcer a relação custo-benefício imputando custos proporcionais aos benefícios esperados no intervalo de tempo até a nova regulamentação.

Notam-se elevados níveis de ociosidade na rede do Sistema Interligado Nacional. Apenas para citar uma referência global de ociosidade do sistema, 23% do montante contratado na transmissão (MUST) não foram usados em todo ano de 2018, segundo dados do Relatório ANEEL ARR 001/2020, situação que provavelmente se mantém ou é pior hoje. Soma-se a isso o elevado custo da rede de transmissão que atingiu R\$ 35 bilhões em 12 meses em virtude do seu elevado crescimento nos últimos anos (em média 24% a.a. nos últimos cinco anos).

Como benefício da implementação de arranjos híbridos no sistema, espera-se um uso mais eficiente da rede. Usinas híbridas oferecem benefícios diretos, seja para o sistema ao ocupar ociosidades na rede elétrica e reduzir a necessidade de expansão da transmissão, seja para os geradores ao reduzir custos com investimentos, manutenção e encargos da transmissão. A redução de custos significa, para os consumidores, a possibilidade de se beneficiarem indiretamente com preços de energia mais baixos e ainda com redução, no médio prazo, das tarifas de transmissão.

Ponto essencial nesse debate é a flexibilização da contratação pelo gerador do montante de energia injetada na rede. A regulamentação vigente obriga a contratar a soma de toda potência instalada na usina, independentemente de existir ou não complementariedade de geração das fontes na usina. Como passo importante, uma flexibilização foi proposta pela ANEEL na Consulta Pública 61 de 2020, na qual a contratação mínima passará, caso aprovada, a ser a potência da maior fonte energética — deixando a contratação adicional a critério do empreendedor de acordo com a complementariedade das fontes na sua usina. Nesse contexto, na região Nordeste, uma usina híbrida com fonte eólica de 100 MW adicionada a uma fotovoltaica de 30 MW que contrate MUST de 100 MW (i.e., 77% de potência total) tem perdas energéticas (curtailment), estimadas pela EPE, entre 15 e 25% da geração fotovoltaica a depender da localidade estudada.

Oportunidades de arranjos híbridos são encontradas não exclusivamente em combinações de fontes eólica e fotovoltaica. Hidrelétricas, fonte predominante em nossa matriz, mostram potenciais interessantes, pelo menos em arranjos híbridos, combinando-se com termelétricas na região Norte, ou com fotovoltaicas em Minas Gerais e Bahia, ou com eólicas na Bahia. Nesses casos, a hipótese de hibridização de algumas hidrelétricas existentes, realizada em estudo próprio, indicou baixas perdas energéticas por curtailment em razão, principalmente, da complementariedade de gerações e da ociosidade no uso do MUST contratado. Ainda, usinas a biomassa, com despacho controlável e armazenamento de combustível, podem otimizar o seu despacho em conjunto com uma fonte intermitente solar ou eólica. Não há dúvidas, portanto, que amplas possibilidades de arranjos híbridos podem ser exploradas. Entretanto, para avançar, a regulamentação precisa acertar algumas arestas.

Outra segurança buscada por investidores de usinas híbridas refere-se à garantia física (lastro para comercialização de energia). Vale registrar que, no final do ano passado, a EPE publicou uma proposta focada nas eólico-fotovoltaicas (o arranjo mais estudado). Escolhido um montante contratado de injeção na rede, calcula-se a perda energética por curtailment em discretização horária. O curtailment, conforme proposta da EPE, descontaria garantias físicas calculadas individualmente por fonte. Não se pode ignorar que tanto essa quanto as demais propostas que englobem outras fontes precisam ser discutidas com o mercado.

Nessa perspectiva, o custo da espera pela regulamentação envolve retardar investimentos em usinas híbridas e, conforme mencionado anteriormente, pressupõe abdicar de benefícios diretos para o sistema e geradores e indiretos para os consumidores – o que não deve ser desvalorizado pelo regulador.

***Pedro Prescott é especialista em Energia da Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia (ABIAPE)**