

Com 172 GW de capacidade instalada, o sistema pode precisar de potência nesta década?

REGO, Erik; HADDAD, Renato. "Com 172 GW de capacidade instalada, o sistema pode precisar de potência nesta década?". Agência CanalEnergia. Rio de Janeiro, 03 de agosto de 2020.

A característica mais marcante do suprimento de eletricidade é a necessidade de manter um balanço entre oferta e demanda a todo momento. Entretanto, tanto os recursos de geração quanto os requisitos de consumo possuem características sazonais distintas. Enquanto a geração depende da disponibilidade de água, irradiação, vento e outros combustíveis, a demanda depende principalmente do comportamento de consumo da sociedade, sendo impactado pelo perfil da atividade econômica, promoção de conforto térmico nas distintas épocas (ou horas) do ano, ocorrência de grandes eventos, entre outros. Além disso é importante lembrar a característica predominantemente inelástica do consumo de eletricidade em alguns setores. Dessa forma, garantir o funcionamento contínuo a baixo custo é um grande desafio.

E esse desafio pode ser simplificado por dois valores: a demanda média e máxima. Em 2019, a demanda média do SIN foi de aproximadamente 68 GW médios e a máxima instantânea atingiu quase 91 GW em janeiro deste ano. Dessa forma, a rede de geração e transmissão deve poder atender a essas demandas e também ter sobras suficientes para compensar eventuais falhas nos equipamentos de um ou de outro.

No passado, a diferença entre os requisitos de demanda média e instantânea era facilmente atendida em função da grande predominância hidrelétrica no parque gerador brasileiro. As hidrelétricas, especialmente as com reservatórios, são capazes de modular sua geração a cada momento, e assim atender às diferentes necessidades ao longo do dia ou mesmo do ano. Além disso, elas são capazes de compensar mudanças repentinas na demanda ou flutuações na produção das usinas renováveis variáveis. Contudo, na medida em que o parque gerador vem evoluindo, essa predominância está reduzindo. O PDE2029 previa que o despacho hidrelétrico corresponderia a 60% da geração média anual em 2029, quando já foi superior a 90% no início deste século; por outro lado, a participação de fontes renováveis variáveis, cuja participação vem se mostrando cada vez mais expressiva, chegaria a 30% da geração média anual em 2029.

Para lidar com esta transição, os últimos Planos Decenais, elaborados pela EPE, vêm apresentando o requisito de capacidade de potência de forma explícita e sinalizando que a necessidade de contratação desse serviço está cada vez mais premente. Curiosamente, sempre que a Empresa apresenta esses resultados, a primeira pergunta feita é: como um sistema elétrico interligado, com 172 GW de capacidade instalada e demanda máxima histórica de 91 GW, pode discutir a necessidade de potência?

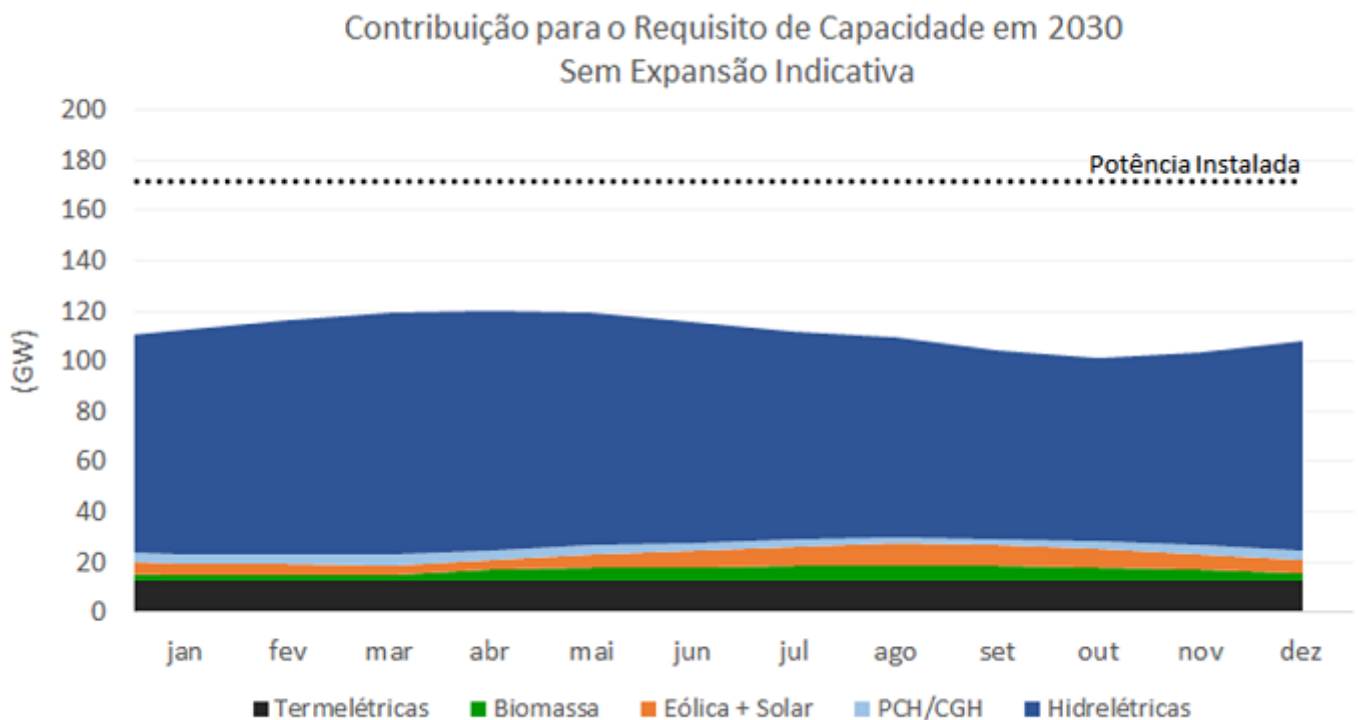
Conforme já destacado no início deste artigo, é importante ressaltar que, tanto a sazonalidade da carga quanto a disponibilidade de potência do parque gerador apresentam variações ao longo do ano, assim como, ao longo das horas de cada mês. Quando se fala em geração, devem ser ressaltadas algumas questões sob o ponto de vista operativo das usinas.

Por exemplo, embora haja cerca de 100 GW de capacidade instalada hidrelétrica, em um exercício de relembrarmos os cálculos de energia potencial e cinética feitos na época do vestibular, reparamos que a primeira tinha na sua fórmula um "h", que representa a altura de queda. Ou seja, há necessidade de reservatórios cheios para atingir a máxima geração instantânea. Assim, pelo fator sazonal da operação

não seria possível em outubro, por exemplo, obter o máximo de potência das máquinas, pois se espera os reservatórios em níveis mais baixos. Além disso, não se pode operar uma usina variando entre a geração nula e máxima, pois em cada rio há restrições de vazões mínimas que precisam ser respeitadas para garantir os demais usos da água. Inclusive, mudanças muito abruptas nos fluxos poderiam gerar ondas de cheia que trazem riscos e comprometem estruturas à jusante. Assim diversos fatores afetam a disponibilidade do recurso hidráulico para a sua utilização durante o período de ponta do sistema elétrico.

Considerando outras fontes que compõem o parque gerador do SIN, existem atualmente cerca de 12 GW de capacidade instalada de termelétricas que utilizam o bagaço de cana-de-açúcar. Porém, esse recurso tende a ser escasso fora da época de safra, como em fevereiro. Existem também outros 16 GW de capacidade instalada eólica no sistema (no PDE29 projetava-se que poderia alcançar 40 GW), mas quanto desta capacidade o sistema pode contar em um momento específico, por exemplo às 14h de um determinado dia do mês de março? Esses são alguns exemplos de variáveis e incertezas que exigem um tratamento probabilístico para dimensionar o atendimento do balanço do sistema. Além deles, existem muitos outros, como a incerteza no consumo, que pode fazer com que os atuais 3 GW de fonte solar (que no PDE2029 projetava-se que poderia ultrapassar 20 GW entre geração centralizada e distribuída) não contribuam caso o pico de demanda ocorra a noite ou, até mesmo, a disponibilidade da oferta de combustível para as termelétricas que precisam de programação antecipada.

De forma mais ilustrativa, o gráfico abaixo compara a capacidade instalada do sistema, considerando a oferta existente e já contratada e a retirada de usinas em fim de contrato até 2030, com a potência disponível a cada mês. A composição da oferta disponível considera a média dos 5% piores cenários hidrológicos e a contribuição eólica e fotovoltaica analisada de forma conjunta, com 95% de probabilidade de ser superada a qualquer hora de cada mês.



E mais, e se as horas mais críticas de um mês forem por 6 horas consecutivas? E se forem 10 horas consecutivas? Essa avaliação técnica será fundamental na definição do produto lastro de capacidade. A EPE já vem trabalhando neste detalhamento para apresentar uma proposta à sociedade até o final do ano, vez que esse será um dos elementos do produto a ser comercializado a partir de um novo desenho de mercado. O balanço de adequabilidade de potência passará a ser medido contratualmente, em função do compromisso do gerador perante o sistema.

Através da aplicação dos novos critérios de suprimento, primeira entrega do GT Modernização realizada ainda em 2019, a EPE monitora constantemente para que, quando necessário, essa

contratação seja feita a tempo suficiente de promover a competição entre energia existente e nova, com a devida neutralidade tecnológica.

E especialmente quanto à resposta da pergunta inicial do artigo, a EPE, em seus estudos mais recentes, não identifica a escassez de potência nos próximos 5 anos. As atualizações do PDE 2029 indicam que a necessidade que era antes apontada para 2024 irá “escorregar” para 2026 ou mesmo 2027, a depender de algumas incertezas que estão sendo avaliadas para também serem discutidas com a sociedade. Com isso, o otimismo permite acreditar que essa contratação já será feita nos moldes do novo modelo, pelo produto lastro de capacidade.

Naturalmente, revisões de projeção de oferta e demanda ainda serão realizadas, e o próprio montante associado ao requisito de potência pode ser atenuado com a entrada do preço horário no mercado de curto prazo, em 2021. Essa maior discretização temporal pode aproximar a operação em tempo real do sistema dos modelos que formam preço, tornando a geração e o consumo mais eficientes. Ainda assim, é certo afirmar que, sem a criação de um produto específico dificilmente se viabilizarão os investimentos necessários em potência, de forma adequada e a tempo de atender a demanda a todo instante, principalmente no segundo quinquênio do horizonte decenal.

Importante frisar ainda que, na versão mais recente do PDE, as usinas termelétricas totalmente flexíveis desempenham o papel de complementar a capacidade de potência do sistema, tanto nos momentos de maior demanda quanto nos momentos em que os reservatórios das usinas hidrelétricas tendem a operar em níveis mais baixos (resultando em relevantes perdas de potência disponível).

Junto com outras opções, como a repotenciação de hidrelétricas, resposta da demanda e tecnologias de armazenamento, as termelétricas 100% flexíveis podem competir para atender as necessidades de capacidade do sistema elétrico. Simulações com diferentes projeções de demanda e cenários de hidrologia reforçam os estudos apresentados no PDE sobre o benefício da flexibilidade dessas usinas, mas essa discussão fica para um próximo artigo.

Erik Rego, diretor de energia elétrica a EPE

Renato Haddad Machado, superintendente adjunto de geração da EPE