

OPINIÃO

Termelétricas e seu papel na matriz energética brasileira

*Por André Lawson e Guilherme Pereira**

No Brasil, durante muito tempo a geração de energia se deu quase que exclusivamente por usinas hidrelétricas, mesmo durante períodos hidrológicos adversos. Isso acontecia, principalmente, devido à boa capacidade de regularização dos reservatórios. Em outras palavras, era possível armazenar água do período chuvoso e utilizá-la no período seco para gerar energia. Por diversas razões conjunturais, houve a necessidade de se expandir e adicionar novas fontes produtoras ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Neste momento, começou-se a pensar em termelétricas, e mais recentemente em solar e eólica.

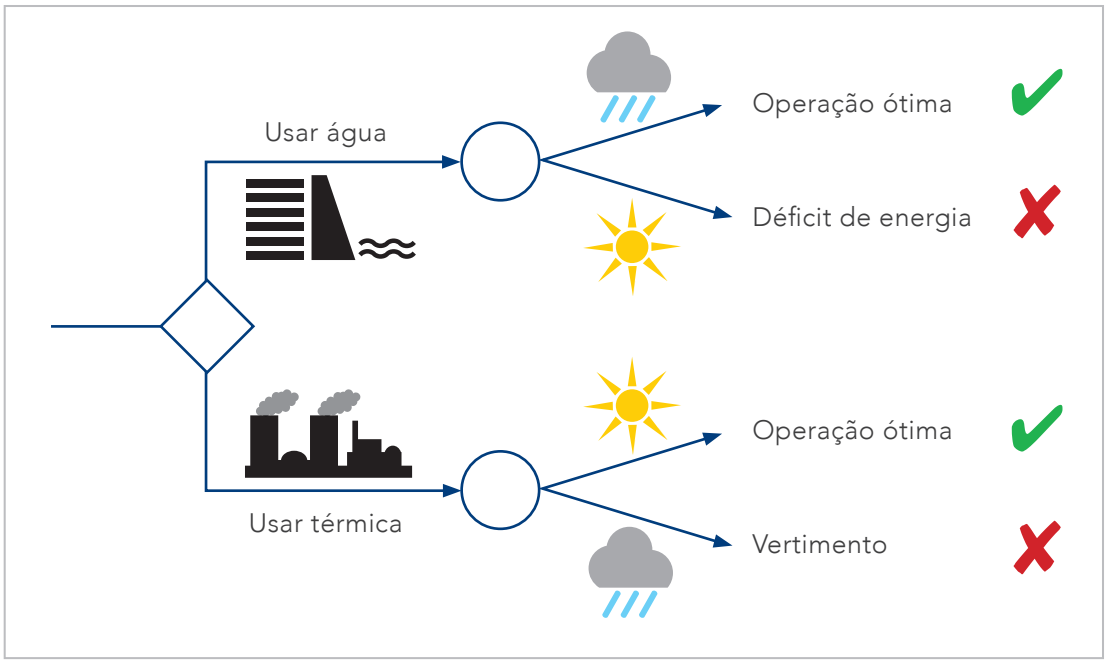
Sistemas de potência ainda são dependentes de fontes capazes de fornecer energia no momento que se faz necessário, as chamadas fontes despacháveis. As usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação e térmicas movidas a carvão, diesel, gás natural, óleo combustível ou nucleares formam o conjunto de fontes dessa natureza presentes no SIN. Sistemas com predominância dessas duas fontes são conhecidos como sistemas hidrotérmicos. No SIN, existem ainda as térmicas complementares movidas a biomassa ou resíduos, importantes para o aumento da eficiência energética e complementaridade sazonal, mas que, em geral, são empreendimentos de pequeno porte.

Como é sabido, a demanda no nosso sistema é majoritariamente respondida por hidrelétricas. Muitas outras termelétricas compõem nosso parque gerador, mas como definir o montante de energia elétrica a ser gerado por cada usina? Este problema se torna ainda mais intrigante quando essa decisão passar a ser uma escolha entre o uso de uma fonte com custos de geração muito baixo e alta incerteza de produção futura (hidrelétrica) e outra fonte com custo alto de geração, porém confiável (termelétrica).

O equacionamento desse problema é o chamado *dilema do operador*, ilustrado pela Figura 1, cujo papel é cumprido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Baseado em possíveis cenários de afluência e utilizando-se de modelos matemáticos, o ONS busca garantir o atendimento à demanda energética ao menor custo possível, respeitando critérios de segurança e confiabilidade. No caso

de uma operação intensiva em geração hídrica seguida de estiagem, pode-se incorrer em déficit de energia ou no acionamento de térmicas mais caras no futuro. Por outro lado, armazenar mais água nos reservatórios no presente, aliado a chuvas intensas, pode levar ao vertimento de água, o que significa desperdiçar um recurso barato. A lógica operativa histórica do SEB seria então contar com a disponibilidade da fonte térmica, porém evitar ao máximo seu acionamento.

Figura 1: Dilema do operador



Fonte: Elaboração própria

Dessa forma, o custo da energia é influenciado tanto pela expectativa de afluência futura, quanto pelos custos de acionamento das diferentes termelétricas ligadas ao SIN, que apresentam diferentes atributos dependendo do tipo de combustível utilizado.

A Tabela 1 resume as características gerais de cada uma dessas fontes, incluindo os custos de implementação e operação, além do nível de emissão de gases de efeito estufa (GEEs). Como é de se esperar, cada uma delas apresenta pontos positivos e negativos. Usinas movidas a carvão ou nucleares são ideais para um fornecimento mais constante (atendimento da demanda de base), enquanto termelétricas a diesel e óleo combustível são mais apropriadas para o atendimento à demanda de ponta, a sistemas isolados ou, de forma mais geral, a operações esporádicas para equilibrar o sistema. Usinas a gás natural, por sua vez, são extremamente versáteis. Dependendo do tipo de tecnologia utilizada (ciclo aberto ou combinado) podem ser projetadas tanto para o atendimento à ponta como para uma operação com menor grau de variação, ou seja, uma operação mais constante ao longo do dia durante todo o ano.

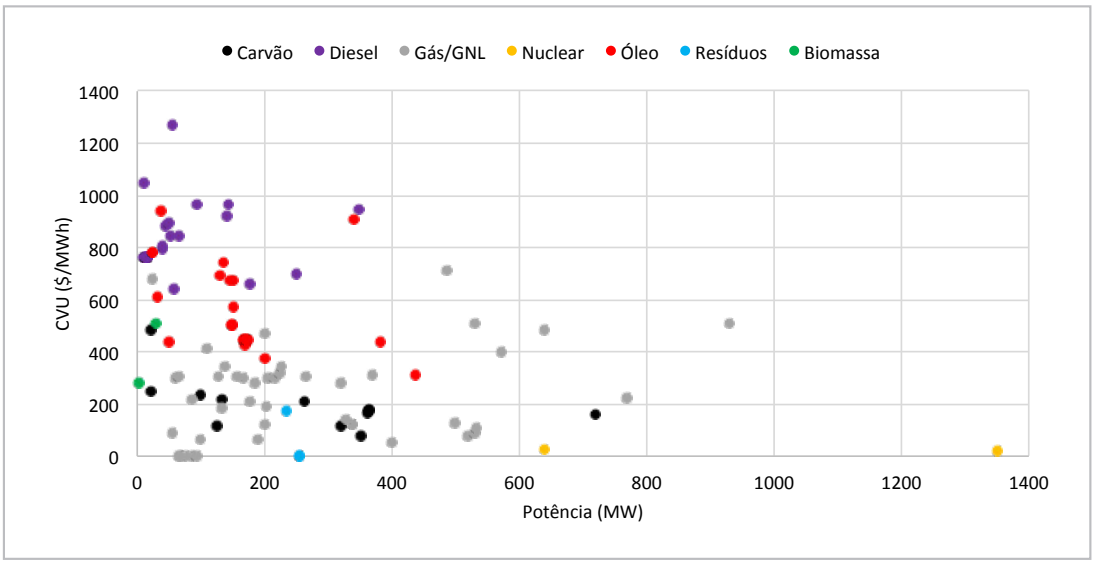
Tabela 1: Características das termelétricas por fonte

Fonte	Custo de Implantação	Custo Variável	Emissão de GEEs	Características
Carvão	Baixo	Baixo	Muito Alto	• Acionamento lento • Baixa capacidade de variação • Dificuldade de transporte do combustível
Diesel	Baixo	Muito Alto	Alto	• Acionamento rápido • Alta capacidade de variação • Facilidade de transporte e armazenamento do combustível
Gás/GNL	Depende da infraestrutura existente e da concepção do projeto	Depende da concepção do projeto	Médio	• Versátil • Depende de infraestrutura para acesso ao combustível
Nuclear	Muito Alto	Muito Baixo	Muito Baixo	• Acionamento lento • Baixa capacidade de variação • Restrições de segurança ambiental
Óleo Combustível	Baixo	Alto	Muito Alto	• Acionamento médio • Média capacidade de variação • Facilidade de transporte e armazenamento do combustível

Fonte: Elaboração própria

A Figura 2, que toma como base as termelétricas consideradas pelo Newave para definição do despacho de fevereiro de 2018, apresenta a dispersão das usinas em termos de potência instalada e custo variável unitário (CVU). As características das usinas alimentadas pelas diferentes fontes ficam evidentes. Na parte inferior, situam-se as usinas nucleares, que apresentam baixo CVU e elevada capacidade de geração. Logo em seguida, concentram-se as térmicas a carvão. Na parte superior, localizam-se as termelétricas a diesel como aquelas com maior custo variável, pouco acima das térmicas a óleo combustível. As usinas a gás são as que apresentam a maior dispersão, tanto com relação à capacidade instalada quanto ao CVU, resultado direto das diferentes tecnologias disponíveis para esse combustível.

Figura 2: Potência e CVU das térmicas no SIN



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE

Como pode ser observado na Figura 2, há uma gama de usinas termelétricas, com diferentes custos fixos e variáveis, e que são fundamentais para geração no Brasil. Entretanto, atualmente há um certo descompasso entre o papel planejado e o desempenhado por elas. Para melhor esclarecer essa questão é preciso entender quais foram os condicionantes que levaram o parque termelétrico nacional a tomar essa composição.

O modelo de mercado do SEB, que surgiu após a crise de racionamento, institui leilões para determinar quais novos projetos iriam suprir a demanda futura por energia. Criou-se o Índice de Custo Benefício (ICB) para comparar as diferentes fontes energéticas alternativas (termelétrica, solar e eólica). A função do ICB é estimar a relação custo-benefício de cada empreendimento e foi concebido para privilegiar a contratação de tecnologias flexíveis ao invés de tecnologias inflexíveis (substitutas ao despacho hídrico). Naquela época, acreditava-se que a geração termelétrica teria o papel de complementar a geração hídrica. Havia a expectativa de que essas usinas seriam acionadas poucas vezes. Nos primeiros leilões, térmicas a óleo e a diesel foram as vencedoras, usinas exatamente com essas características (CVU elevado e custo fixo baixo). Houve também novos empreendimentos de gás natural, carvão e biomassa, porém em menores quantidades.

Entretanto, ao longo dos anos o setor passou a se defrontar com um novo paradigma. O SEB foi concebido para ser um sistema com reservatórios plurianuais capazes de armazenar água durante longos períodos. Em linhas gerais, pode-se dizer que o sistema contava com uma boa capacidade de regularização. As termelétricas apenas complementariam essa geração. Todavia, questões ambientais, escassez de recursos e reformulações do setor contribuíram para a queda gradativa da capacidade de regularização dos reservatórios nacionais.

Ao longo das últimas décadas, o paradigma de que as térmicas apenas complementariam a base hídrica foi sendo modificado. Cada vez mais, o setor precisou contar com termelétricas para geração de base de modo a garantir a segurança do sistema.

Nesta nova realidade, as termelétricas a óleo combustível e a diesel não são adequadas pois possuem um CVU muito alto e são chamadas a operar regularmente, impactando assim o preço da energia. Além disso, um parque termelétrico com essa característica pode estimar o custo de água de modo viesado, fazendo com que se turbine mais água do que o recomendado, o que pode comprometer a segurança do sistema. Dessa forma, é preciso que o parque termelétrico se adeque à nova realidade.

Uma boa opção, e que já havia sido imaginada anteriormente, são as termelétricas a gás natural. Na época, fatores estruturais e econômicos dificultaram a ampla inserção dessa fonte. Não havia um setor de gás bem desenvolvido para um fornecimento confiável desse insumo e, além disso, a intermitência da demanda do setor elétrico não foi vista com bons olhos por investidores. Atualmente, o gás natural ainda figura como uma fonte adequada para se utilizar na base do sistema, uma vez que, dentre as termelétricas, é a que emite menor índice de GEE e é capaz de apresentar CVU competitivo. O gás associado à produção de petróleo dos campos de pré-sal pode ser utilizado para alavancar a ampliação do gás na matriz brasileira. Para isso, é necessário que ocorra uma convergência entre as duas indústrias de modo a não repetir erros passados. Outras possibilidades para usinas operantes na base seriam as nucleares ou movidas a carvão. Todavia, ambas possuem fortes restrições ambientais.

Isto posto, pode-se afirmar que a expansão realizada implicou no adicionamento de usinas termelétricas com custos variáveis elevados onde muitas térmicas não servem para compor a geração de base do SEB. Com a redução cada vez mais acentuada da capacidade de regularização do sistema, outras tecnologias precisarão compor a base de geração do SIN. Embora por diversas razões o parque tenha se configurado dessa forma, atualmente é preciso aceitar que usinas termelétricas são necessárias para a operação adequada do sistema e que, para que se observe queda no preço da energia, a instalação de usinas com baixo custo variável é necessária. Cada usina termelétrica tem o seu papel e a utilização de térmicas tecnicamente desenvolvidas para atendimento de ponta operando constantemente na base impacta significativamente o preço da energia.



André Lawson é Pesquisador na FGV Energia. Engenheiro eletricista pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e mestre pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) no programa de Métodos de Apoio à Decisão do Departamento de Engenharia Elétrica. Sua linha de pesquisa envolve otimização e programação estocástica com aplicações em energia, voltada principalmente para o planejamento do sistema elétrico brasileiro. Além disso, também possui experiência em projetos na indústria de Óleo e Gás.



Guilherme Pereira é Pesquisador na FGV Energia. Economista pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF). Obteve os títulos de Mestre e Doutor em Engenharia Elétrica (Métodos de Apoio à Decisão) pela PUC-Rio. Durante o doutorado, foi pesquisador visitante na Universidade Técnica de Munique (TUM), Alemanha. Dentre seus interesses destacam-se: cópulas, séries temporais, modelos não lineares, modelos estatísticos em grandes dimensões, representação de incerteza e econometria. Vem desenvolvendo pesquisas de caráter metodológico e prático com aplicações direcionadas ao Setor Elétrico Brasileiro.

* Este texto é de inteira responsabilidade do autor e não reflete necessariamente a linha programática e ideológica da FGV.