

O ENFRENTAMENTO DE CRISES HÍDRICAS:

O papel das energias renováveis na construção de
uma matriz elétrica mais resiliente e de menor custo

EXPEDIENTE



O enfrentamento de crises hídricas: o papel das energias renováveis na construção de uma matriz elétrica resiliente e de menor custo

Publicação organizada por Instituto Clima e Sociedade

Rua General Dionísio, 14 Humaitá
Rio de Janeiro/RJ | Brasil | 22271-050
Tel: +55 21 3197 6580
comunicação@climaesociedade.org
www.climaesociedade.org

Autores

Amanda Ohara
José Goldemberg
Luiz Barata

Edição e revisão

Marisa Bastos

Artes e diagramação

IG+

Publicação: julho/2021

Citar como:

Amanda Ohara; José Goldemberg; Luiz Barata; organizador Instituto Clima e Sociedade (2021):_ O enfrentamento de crises hídricas: o papel das energias renováveis na construção de uma matriz elétrica resiliente e de menor custo. Rio de Janeiro/RJ – Brasil

SUMÁRIO

SUMÁRIO EXECUTIVO | 4

INTRODUÇÃO | 6

01

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO PARQUE GERADOR | 9

02

**GERAÇÃO TÉRMICA E O EQUACIONAMENTO PADRÃO DAS
CRISES DO SEB | 14**

03

**OPÇÕES PARA A ADAPTAÇÃO DO PARQUE DE GERAÇÃO
BRASILEIRO | 17**

04

CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES | 26

SUMÁRIO EXECUTIVO

No momento atual de crise hídrica e de desmonte da organização do setor energético no Brasil, alguns alertas se fazem necessários para a sociedade brasileira. O primeiro é que o país não pode abrir mão de um planejamento estruturado para seu setor elétrico, que é a base para o desenvolvimento de uma economia sustentável e economicamente eficiente. Esta estrutura tem sido colocada em risco pelos retrocessos atuais, representados, por exemplo, pelas emendas incluídas na MP da Eletrobras, que impõem alternativas de expansão ao sistema elétrico que não são as melhores sob qualquer aspecto, seja ele econômico, ambiental ou de benefícios sociais.

O segundo, igualmente importante, é que a expansão baseada em térmicas a combustíveis fósseis não é o caminho para preparar o setor elétrico brasileiro para as futuras crises hídricas, que tendem a ser mais frequentes na mudança global do clima que já vivemos. Ainda que o enfrentamento da crise atual dependa do acionamento de térmicas, não se pode confundir essa solução emergencial com soluções de longo prazo. Existem opções mais adequadas para a expansão do sistema que o tornam mais seguro e resiliente, sem aumentos tão expressivos de tarifas para os consumidores como ocorre agora.

Este documento pretende chamar a atenção para algumas das opções disponíveis para a reconfiguração da matriz elétrica brasileira com objetivo de torná-la mais preparada para enfrentar futuras crises dentro do menor prazo possível. A ampliação na participação de fontes renováveis variáveis, a alteração na operação do parque hidrelétrico, expansão da capacidade de armazenamento e o reforço na capacidade de transmissão do sistema são alguns dos exemplos explorados. São abordadas algumas das limitações atuais para integração dessas opções no sistema elétrico brasileiro e apontadas recomendações para reduzir essas barreiras.

O documento traz ainda elementos para avaliar a inclusão forçada de termelétricas a combustíveis fósseis no sistema. Além de não ser a melhor opção para a segurança de suprimento e resiliência do sistema no enfrentamento de crises futuras, a expansão de térmicas sem considerar uma competição isonômica com outras fontes torna a geração elétrica mais cara e poluente. Por fim, os ativos de geração fóssil têm risco crescente de se tornarem encalhados dentro de um curto espaço de tempo, além de suprimir oportunidades de emprego, renda e desenvolvimento provenientes da expansão renovável no país.

Como recomendações, o documento aponta para: 1) a urgência de restabelecer e preservar o papel das instituições do setor elétrico brasileiro, 2) a revisão do papel da geração hidrelétrica no Brasil, considerando suas possibilidades de expansão e ainda as hidrelétricas reversíveis como recursos; 3) a priorização em estabelecer sinais econômicos adequados no mercado de eletricidade, permitindo que as melhores tecnologias sejam integradas ao sistema de maneira competitiva. Isso inclui a aprovação da Reforma do Setor Elétrico, em tramitação desde 2016 no Congresso Nacional; e, por fim, 4) a atualização metodológica do planejamento do setor elétrico, para representar de maneira adequada as alternativas disponíveis e seus custos e benefícios sistêmicos.

Ativos de geração fóssil têm risco crescente de se tornarem encalhados dentro de um curto espaço de tempo, além de suprimir oportunidades de emprego, renda e desenvolvimento provenientes da expansão renovável no país.

INTRODUÇÃO



O setor elétrico brasileiro (SEB) atravessa atualmente um dos momentos mais desafiadores de sua história. Diante de uma grave crise hídrica e com o comprometimento dos níveis de seus principais reservatórios de regularização das regiões Sudeste e Centro-Oeste, o país se vê mais uma vez dependente da geração térmica a combustíveis fósseis para evitar apagões ou ainda a implementação de um racionamento.

Ainda que, a essa altura, seja de amplo conhecimento que o acionamento das térmicas aumenta significativamente as emissões do sistema elétrico e o custo de geração, elevando as tarifas de eletricidade, essa solução é entendida como um “mal necessário” para garantir o atendimento da demanda por eletricidade. A expansão da geração termelétrica, dessa forma, se apresenta quase como um destino inexorável para o futuro do parque elétrico, considerando que a frequência de crises hidrológicas tende a se intensificar com as mudanças climáticas.

A geração termelétrica, de fato, tem um papel relevante no setor elétrico e se coloca como a principal solução no equacionamento da crise atual. Entretanto, um esclarecimento se faz necessário: num sistema em expansão planejada, o aumento da capacidade termelétrica não é a única maneira de promover segurança energética e resiliência – e, geralmente, também não configura a melhor maneira. Alternativamente, a diversificação de fontes pelo aumento da participação das renováveis variáveis, como solar e eólica, e a mudança na forma de operação do parque hidrelétrico têm se apresentado como solução mais interessante. E, ainda que as fontes de energia mais competitivas atualmente sejam solar e eólica, sua expansão não precisa obrigatoriamente ser acompanhada de termelétricas para compensar sua variabilidade. Existe uma diversidade de mecanismos capazes de dar ao sistema a flexibilidade necessária para integrar as fontes variáveis, e o parque hidrelétrico brasileiro favorece essa integração de maneira econômica.

Diante dessas diversas possibilidades, as soluções de melhor compromisso para a expansão do parque de geração são frutos de projeções e análises complexas, conduzidas por profissionais especializados. As análises que compõem este planejamento devem considerar aspectos técnicos, econômicos, ambientais e sociais, e deve-se ter como objetivo a garantia da segurança no suprimento ao menor custo para os consumidores. Segurança energética, modicidade tarifária e universalização do acesso à energia elétrica são os pilares do SEB.

Existe uma diversidade de mecanismos capazes de dar ao sistema a flexibilidade necessária para integrar as fontes variáveis, e o parque hidrelétrico brasileiro favorece essa integração de maneira econômica.

O planejamento indicativo da expansão do setor elétrico é atribuição da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME). Ainda que os resultados do planejamento atual sejam passíveis de críticas e que haja uma reconhecida necessidade de aprimoramento metodológico, esse processo é o único caminho plausível para que o setor cresça tirando o melhor proveito dos recursos e tecnologias disponíveis, de modo a promover desenvolvimento e bem-estar para a sociedade brasileira. O sistema resultante de um planejamento adequado representa, entre outras coisas, a melhor composição do parque de geração capaz de atender à demanda e, ainda, responder melhor a situações extremas.

A situação atual, entretanto, oferece mais este desafio: a dramática crise institucional vivida pelo Brasil, à qual as instituições do SEB não estão imunes. Como se pôde acompanhar na tramitação da Medida Provisória da privatização da Eletrobras no Congresso Nacional, decisões arbitrárias que atendem a interesses pontuais pessoais ou políticos, à revelia do planejamento ou de qualquer estudo de viabilidade, têm colocado o setor elétrico no rumo do retrocesso e desorganizado a sua já tão frágil estrutura de governança. A conta dessas decisões, como sempre, será paga pelo consumidor, contrariando os pilares do SEB e agravando ainda mais as condições para a construção de uma economia preparada para enfrentar os desafios climáticos que já se apresentam.

Este documento pretende chamar a atenção para algumas das opções disponíveis para a reconfiguração da matriz elétrica brasileira, com objetivo de torná-la mais preparada para enfrentar futuras crises dentro do menor prazo possível. A ampliação na participação de fontes renováveis variáveis, a alteração na operação do parque hidrelétrico, expansão da capacidade de armazenamento e o reforço na capacidade de transmissão do sistema são alguns dos exemplos explorados. São abordadas algumas das limitações atuais para integração dessas opções no sistema elétrico brasileiro e apontadas recomendações para reduzir essas barreiras.

O documento ainda traz elementos para avaliar a inclusão forçada de termelétricas a combustíveis fósseis no sistema. Além de não ser a melhor opção para garantir a segurança de suprimento e resiliência do sistema no enfrentamento de crises futuras, a expansão de térmicas sem considerar uma competição isonômica com outras fontes torna a geração elétrica mais cara e poluente. Por fim, os ativos de geração fóssil têm risco crescente de se tornarem encalhados dentro de um curto espaço de tempo, além de suprimir oportunidades de emprego, renda e desenvolvimento provenientes da expansão renovável no país.

01

PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO PARQUE GERADOR



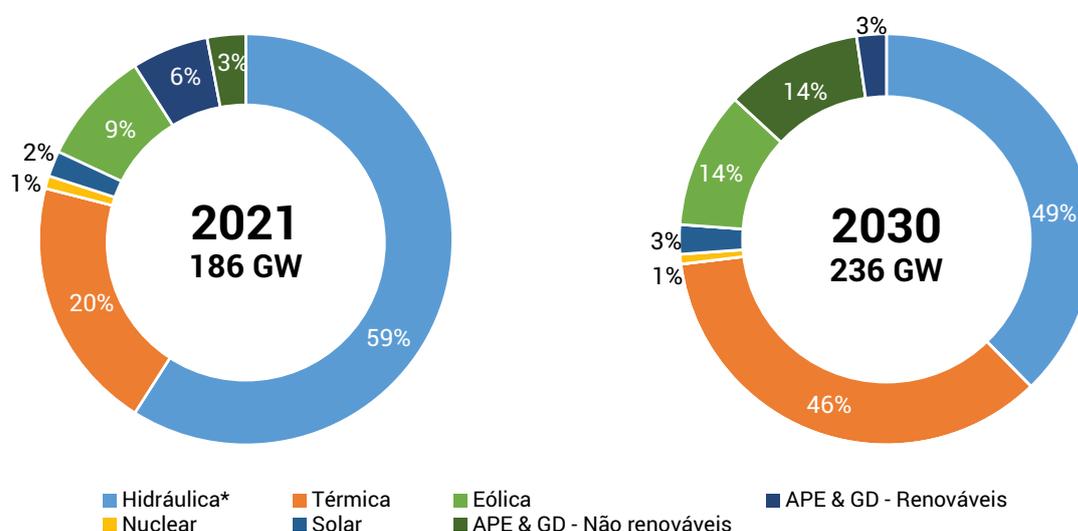
A expansão da geração elétrica no Brasil, via de regra, se dá com base num complexo processo de planejamento de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME), que pretende orientar a forma mais custo-efetiva de atender aos requisitos técnicos do sistema para atendimento da demanda de eletricidade no país.

O planejamento condensa uma série de estudos e análises técnicas, que vão desde projeções de demanda, análises comparativas entre as alternativas de suprimento, levantamentos de custos e tendências tecnológicas, análises de impacto ambiental, até a determinação das condições específicas para contratação de eletricidade no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), que se dá através dos leilões.

São as orientações estabelecidas no planejamento que garantem que o mecanismo de leilões promova a livre concorrência entre os agentes do setor elétrico, e é através dos leilões que se define quais as fontes (e seus respectivos custos) que integrarão a oferta de eletricidade à maioria absoluta dos consumidores do Brasil. Em 2020, o país contava com mais de 86,6 milhões de consumidores cativos (ou seja, atendidos pelo ACR), consumindo 307 TWh de eletricidade (65% do total), enquanto os consumidores do Ambiente de Contratação Livre (ACL) totalizaram 21.270 e um consumo de 168 TWh (EPE, 2021).

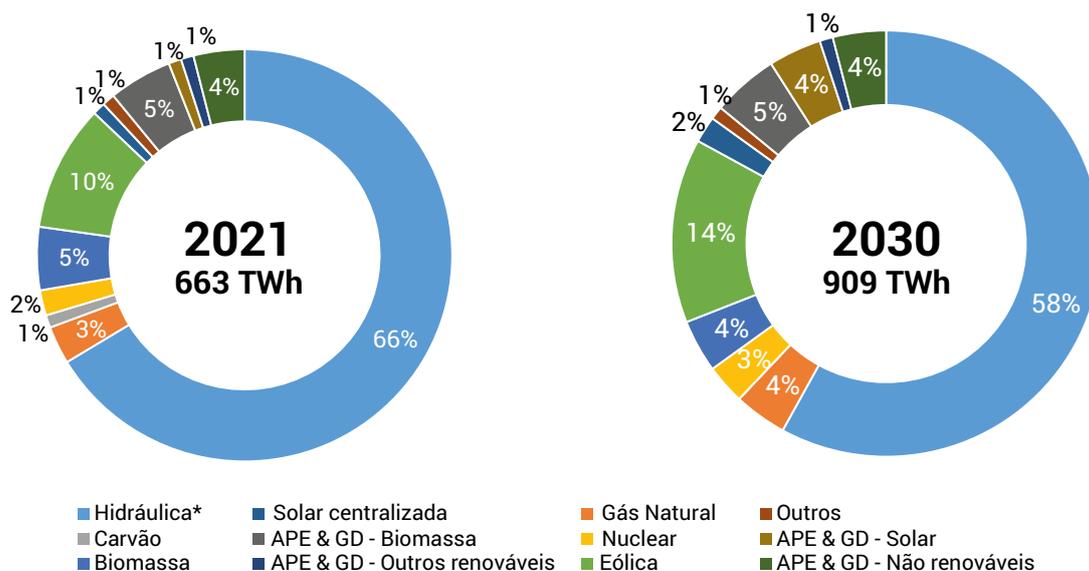
Entre as principais peças do planejamento do SEB está o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), documento elaborado pela EPE que indica as perspectivas de expansão futura do setor de energia sob a ótica do Governo no horizonte decenal. No último planejamento decenal, o PDE 2030, a exemplo do que já vinha acontecendo nos planos anteriores, a EPE indica que a alternativa de menor custo total para o atendimento dos requisitos do sistema até 2030 se dá através da expansão na participação de renováveis intermitentes em conjunto com termelétricas totalmente flexíveis (sem geração compulsória) até 2030. A Figura 1 apresenta a composição da capacidade instalada indicada pelo planejamento, destacando a evolução na capacidade de geração distribuída e autoprodução. Na Figura 2, depreendida do mesmo documento, é possível verificar que, em 2030, a participação das fontes eólica e solar na matriz elétrica atingem, respectivamente, 14% e 5% da geração total (ou 128 e 53 TWh), sendo a maior parte da geração solar proveniente de unidades de geração distribuída. A participação de fontes renováveis na capacidade instalada em 2030 é de 86% para a expansão de referência, e atinge 87% da geração prevista para o mesmo ano.

FIGURA 1: Evolução da composição da capacidade instalada total por fonte – 2021 e 2030



Fonte: EPE (2021a)

FIGURA 2: Evolução da composição da geração elétrica por fonte – 2021 e 2030



Fonte: EPE (2021a)

Na Tabela 1 são apresentados os fatores médios de utilização para as principais tecnologias que compõem a oferta de eletricidade em 2030, calculados a partir dos dados do PDE 2030, bem como a média histórica desses fatores de utilização no parque gerador atual*¹. É possível notar um aumento na taxa de aproveitamento eólico e solar em relação à capacidade instalada, o que pode ser justificado pelas maiores eficiência das novas unidades. Por outro lado, nota-se também uma redução expressiva na energia gerada a partir de térmicas a gás natural em relação ao que a capacidade instalada dessa tecnologia permitiria. Essa redução é coerente com a tendência de maior flexibilidade do parque térmico a gás natural, o que justifica que a capacidade instalada dessa tecnologia seja menos demandada pelo sistema em condições normais de operação.

TABELA 1: Fatores de capacidade calculados para as diferentes fontes do sistema – histórico e 2030

TIPO DE USINA	Utilização média - 2012 a 2020	Utilização estimada - 2030**
Hidrelétrica	46%	49%
Eólica	35%	45%
Solar centralizada	22%	28%
Nuclear	89%	87%
Termelétrica a gás natural	56%	17%
Termelétrica a biomassa	41%	30%
Termelétrica a carvão	54%	66%

Fonte: Elaboração própria, a partir dos dados de *EPE (2021) e **EPE (2021a).

¹ Os fatores de capacidade apresentados na Tabela 1 foram calculados pela seguinte relação: [Energia gerada ao ano] / [Capacidade instalada * 8760]

Ainda que a matriz indicada pelo planejamento apresente um aumento na participação das renováveis intermitentes, o que é esperado devido à maior competitividade dessas fontes, algumas premissas consideradas levam a crer que essa participação poderia ser ainda mais expressiva. Um exemplo é a limitação da adição de capacidade instalada de empreendimentos eólicos e solar fotovoltaico centralizados, que somados não podem exceder 5 GW por ano, com a justificativa de prover maior diversificação da matriz. Outro, a obrigatoriedade de modernização de térmica a carvão mineral nacional, com 40% de inflexibilidade, a título de política energética. Como será apresentado mais a frente neste documento, as renováveis intermitentes têm potencial de ocupar a quase totalidade da expansão da capacidade de maneira econômica, sem comprometer a operabilidade e confiabilidade do sistema.

O futuro da matriz elétrica, entretanto, corre o risco de seguir no caminho oposto ao indicado por qualquer lógica plausível, seja ela econômica, ambiental ou de maximização de benefícios sociais. Como se pôde acompanhar em junho de 2021, durante a tramitação da Medida Provisória (MP) que dispõe sobre a privatização da Eletrobras, o planejamento criterioso do sistema pelas agências responsáveis está sendo substituído por determinações legais arbitrárias, procurando atender a interesses políticos e econômicos particulares, à revelia de estudos ou qualquer comparação entre custos e benefícios de diferentes opções. A constatação do grau de desorganização atingido na governança do setor surpreendeu e preocupou os principais especialistas, que temem pelo desmantelamento do planejamento e pela capacidade do país de continuar respondendo aos desafios futuros do sistema sem colocar em risco sua economia.

Em emenda incluída nessa MP é determinada a contratação, em leilões de energia de reserva, 8.000 MW de potência de termelétricas a gás natural, com período de suprimento de quinze anos, sendo 1.000 MW na região Nordeste, 2.500 MW na região Norte, 2.500 MW no Centro-Oeste e 2.000 MW no Sudeste. As instalações devem ter inflexibilidade mínima de 70%, e a maior parte dessa capacidade, segundo o documento, deve ser instalada em capitais ou regiões metropolitanas que não possuem infraestrutura para suprimento do gás natural.

Essas termelétricas previstas nas emendas à MP representarão mais 5.600 MW médios para o sistema elétrico brasileiro. Como essas termelétricas operarão na base, de maneira inflexível, gerarão de forma praticamente contínua mesmo quando houver outras fontes mais baratas em condições de gerar e suprir a demanda. Essas fontes mais baratas e menos poluentes, como hidrelétricas, eólicas e solar, serão deslocadas, isto é, deixarão de gerar para dar espaço às termelétricas, mais caras e poluentes. Ou seja, quando incluída em excesso, a geração inflexível pode provocar o “vertimento” de recursos mais baratos. Além disso, segundo Nota Informativa² da consultoria legislativa do Senado Federal, o deslocamento das hidrelétricas pode gerar uma nova crise no GSF³, que tem sido um problema recorrente no setor elétrico nos últimos anos.

A constatação do grau de desorganização atingido na governança do setor surpreendeu e preocupou os principais especialistas

² Nota Informativa Nº 3.217, de 2021, da Consultoria Legislativa do Senado Federal

³ O GSF (Generation Scaling Factor) é calculado pela divisão entre a geração hidrelétrica ocorrida e a garantia física das usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE, composto pelas hidrelétricas despachadas pelo ONS). Se o conjunto de hidrelétricas do MRE não gera o suficiente para atender a seus contratos de venda, é necessário que elas adquiram energia no mercado de curto prazo (MCP) para honrar seus compromissos. Geralmente, nessas situações, o preço no MCP, isto é, o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) é mais alto que os preços de venda contratados pelas hidrelétricas. Dependendo da razão para que o GSF tenha ficado abaixo de 1, esse custo adicional é assumido pelas hidrelétricas ou pelos consumidores. Nos últimos anos, houve intensa disputa judicial sobre quem deveria arcar com esses custos, o que provocou inadimplência significativa no MCP. Apenas recentemente, com a Lei nº 14.052, de 8 de setembro de 2020, a questão parece ter sido resolvida. O deslocamento das hidrelétricas pelas termelétricas obrigatórias reduzirá o GSF, provocando um novo rombo.

Deve-se destacar que a obrigatoriedade da instalação de térmicas inflexíveis tem efeito também sobre a composição do parque de geração. Segundo análise apresentada no PDE 2030, a inclusão de 4.000 MW de termelétricas inflexíveis, até 2030, acarretaria o deslocamento de 10.000 MW de outras tecnologias, sendo 4.500 MW de eólica e 3.500 MW de solar fotovoltaica. Se forem 8.000 MW de termelétricas inflexíveis, o deslocamento da energia eólica chegaria a 12.000 MW, o equivalente a dois terços da capacidade atual das usinas eólicas. Em outras palavras, em razão da contratação de termelétricas inflexíveis, usinas eólicas e solares fotovoltaicas deixarão de ser construídas. Outra análise feita no PDE 2030 indica que o custo total do sistema é maior quando se alocam termelétricas inflexíveis na sua configuração, custo adicional que é pago pelos consumidores do setor elétrico.

Adicionalmente ao aumento dos custos de geração, a imposição de termelétricas inflexíveis na composição do sistema elétrico eleva também de forma significativa as emissões de CO₂ da geração. O PDE 2030 indica que a instalação de 4.000 MW de termelétricas inflexíveis aumentaria as emissões de CO₂ do setor elétrico em mais de 40% em 2030, quando comparado a um cenário de referência com termelétricas flexíveis. Dessa forma, ao cumprir as contratações indicadas pela MP, o Brasil entra na contramão dos esforços e recursos financeiros que vêm sendo empreendidos no mundo, que busca formas de maximizar a participação das fontes renováveis variáveis para tornar sua geração elétrica mais limpa.

Por fim, a definição prévia dos locais para a instalação dos empreendimentos não parece considerar qualquer avaliação prévia da geografia brasileira e da estruturação do SEB, resultando em custos de instalação significativamente mais alto do que outras alternativas. Considerando que a região Sudeste concentra tanto a produção do gás do Pré-sal quanto a maior parte da demanda a ser atendida, não há lógica em construir gasodutos para levar o gás natural para locais distantes e, simultaneamente, construir linhas de transmissão para trazer energia de volta para o Sudeste, na forma de eletricidade. Vale destacar que os fiadores da instalação de toda a infraestrutura de transporte do gás natural até as térmicas serão os consumidores do mercado de eletricidade.

02

**GERAÇÃO
TÉRMICA E O
EQUACIONAMENTO
PADRÃO DAS
CRISES DO SEB**



A hidreletricidade tem sido a fonte de geração dominante no SEB por várias décadas, tanto pela sua competitividade econômica quanto pela abundância deste recurso no país.

O parque hidrelétrico tem uma capacidade instalada de 103 GW (EPE, 2021), o que representa cerca de 59% do seu potencial passível de aproveitamento no longo prazo, estimado em 176 GW⁴.

Sob o ponto de vista da operação elétrica, usinas hidrelétricas são recursos muito flexíveis, capazes de prover serviços ancilares como o controle automático de geração, controle de tensão e de frequência, provendo rápida resposta às variações de carga. O parque hidrelétrico brasileiro conta ainda com uma expressiva capacidade de estocagem de água em seus reservatórios, que permitem regularizar as vazões afluentes aos rios, transferindo água de períodos úmidos para secos e, em alguns casos, de anos úmidos para anos secos. Além de servirem à geração elétrica, os reservatórios podem promover múltiplos usos da água, tais como controle de cheias, irrigação, processamento industrial, suprimento de água para consumo humano, recreação e serviços de navegação. A capacidade de regularização dos reservatórios vem diminuindo nos últimos anos, devido a períodos de seca prolongada e às dificuldades impostas para a construção de novas hidrelétricas e reservatórios.

A inserção da geração térmica a gás natural se deu no Brasil no início dos anos 2000, como uma das medidas de enfrentamento da crise hídrica vivida pelo país naquele momento. A PSR (2020) aponta quatro drivers históricos que foram fundamentais para a inserção térmica a gás: (i) complementariedade sazonal de produção com a geração hidrelétrica; (ii) rápida construção frente à hidrelétrica (uma termelétrica pode ser construída em 3 anos enquanto uma hidrelétrica demanda pelo menos 5 anos); (iii) maior competitividade e menores emissões frente às outras alternativas de geração fóssil (carvão, óleo diesel e óleo combustível); e (iv) os leilões no ambiente de contratação regulada (ACR) possuíam demanda constante e crescente, assegurando contratos de longo prazo.

O forte crescimento das renováveis, impulsionado não apenas pela urgência no enfrentamento das mudanças climáticas mas, também, pela expressiva queda nos preços das tecnologias, trouxe um novo paradigma para a inserção térmica a gás. As renováveis, em especial as eólicas, também são complementares às hidrelétricas, podem ser construídas em tempo ainda mais curto – que varia entre 1 e 2 anos, possuem emissões nulas (ou muito reduzidas) e entregam energia de forma competitiva. O aumento do ambiente de contratação livre (ACL), no qual as renováveis são dominantes, tem criado ainda mais dificuldades para a expansão das térmicas a gás baseada em condições de competição isonômica.

Considerando o planejamento da expansão do sistema, ainda se verifica um espaço importante para as térmicas a gás natural flexíveis, que são uma das alternativas de prover a flexibilidade necessária para o aumento da participação das renováveis intermitentes. Entretanto, a imposição de térmicas inflexíveis a gás natural, a exemplo do contido na lei de Conversão da MP da Eletrobrás, promove aumento considerável do custo da energia elétrica para todos os consumidores de energia elétrica, além de eventualmente aumentar a complexidade da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN). Em estudo de caso apresentado no próprio PDE 2030 se avalia que a inclusão de 8 GW de térmicas inflexíveis levaria a um gasto adicional de R\$ 6,6 bilhões de reais em relação à expansão de referência, o que representa um aumento de cerca de 10% em relação ao custo total mínimo para atender a expansão do sistema (R\$ 64,6 bilhões). A maior parte desse gasto adicional vem dos custos operacionais, incluindo o custo de combustível associado à geração compulsória (EPE, 2021 a).

⁴ Existem diferentes estimativas para o potencial hidrelétrico brasileiro. Aqui, foi considerada a estimativa utilizada pela EPE nos estudos de planejamento mais recentes (EPE, 2018). Esta estimativa considera apenas os projetos que já possuem, no mínimo, estudos de inventário aprovado na ANEEL, devido à disponibilidade e confiabilidade de informações sobre os aproveitamentos. Se utilizada outra referência para o potencial hidrelétrico brasileiro, como a estimativa da Eletrobras (2018), de 246 GW, o total já aproveitado é significativamente menor (42%).

Ainda que as orientações do planejamento energético indiquem cenários pouco competitivos para as térmicas na expansão do sistema, a crise hídrica que se impõe ao Brasil tem demandado acionamento de térmicas de diferentes fontes (gás natural, carvão, diesel e biomassa) para evitar racionamento de energia. Por meio de portarias⁵, o MME tem autorizado a contratação de energia proveniente de térmicas existentes, o que implica em aumentos de custos significativos para o sistema. Segundo a ANEEL, apenas a operação das térmicas até novembro vai custar ao país R\$ 9 bilhões, e já é possível estimar um aumento de pelo menos 5% nas contas de eletricidade para 2022⁶. Adicionando outros custos previstos, tais como o deslocamento do consumo industrial do período de pico e as contrapartidas pela captação das águas pelo setor elétrico, o enfrentamento do risco de apagão deve apresentar mais uma conta expressiva a ser paga pelos consumidores.

Embora a decisão pelo acionamento de térmicas seja justificada pelo contexto atual, é importante ter em vista que não se trata da única opção possível para o sistema no enfrentamento de crises como a que se apresenta. O capítulo a seguir aborda algumas alternativas para que o sistema possa se preparar para lidar com ocorrências como essa no futuro, de maneira a não onerar tanto seus custos nem provocar o aumento das emissões.

⁵ Alguns exemplos são a Portaria n° 5, de 5 de abril de 2021, que autoriza, em caráter excepcional e temporário, a contratação de UTEs a gás natural com a inclusão de custos fixos ao Custo Variável Unitário – CVU, e a Portaria n° 14, de 7 de junho de 2021, que estabelece diretrizes para a realização de leilões A-1 e A-2 para contratação de energia existente de UTEs.

⁶ Informações fornecidas pelo diretor-geral da ANEEL em Audiência Pública na Câmara dos Deputados, em 15 de junho de 2021. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/evento-legislativo/61867>. Acesso em 9 de julho de 2021.

03

OPÇÕES PARA A ADAPTAÇÃO DO PARQUE DE GERAÇÃO BRASILEIRO



A crise atual do setor elétrico tem tornado flagrante a necessidade de mudar a configuração da geração elétrica no país. Ao depender recorrentemente do acionamento das térmicas a combustíveis fósseis, poluentes e com alto custo de geração, o país tem pago um alto preço para contornar as já recorrentes secas, que devem se intensificar ainda mais com as mudanças climáticas.

Desta maneira, o reconhecimento da natureza do problema estrutural do setor elétrico brasileiro coloca o Brasil, ainda que por necessidades diferentes da maior parte dos países, no curso da transição energética. Aqui, porém, as condições são extremamente favoráveis: o Brasil conta com uma enorme capacidade de estocagem de energia, representada pelo conjunto de reservatórios do sistema, com a flexibilidade da operação de suas centrais hidrelétricas e com as complementaridades regionais, que podem ser aproveitadas graças ao extenso e robusto sistema de transmissão.

A seguir são apresentadas algumas das opções mais promissoras a serem consideradas na expansão do sistema elétrico e que devem ser mantidas em foco também no enfrentamento da crise hídrica, evitando que o SEB sofra retrocessos por conta de decisões intempestivas.

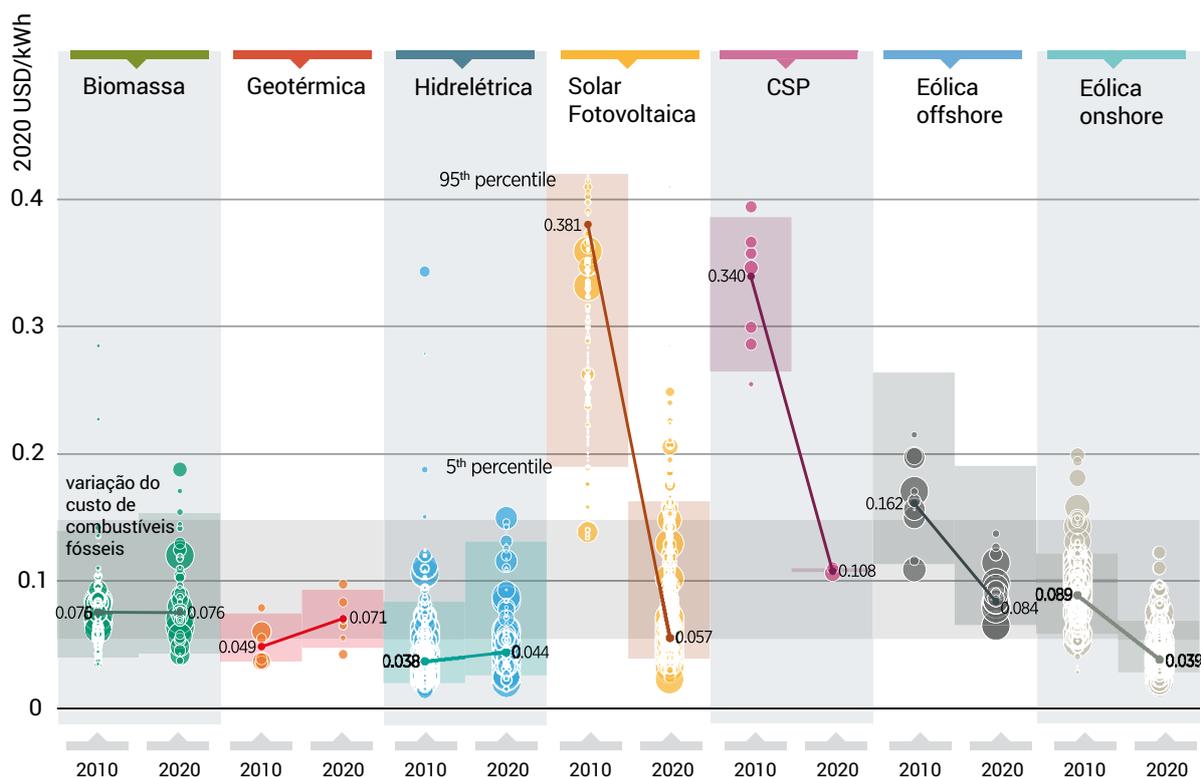
O reconhecimento da natureza do problema estrutural do setor elétrico brasileiro coloca o Brasil, ainda que por necessidades diferentes da maior parte dos países, no curso da transição energética.

a) O papel das fontes renováveis intermitentes

Alinhada com agenda da transição energética mundialmente em curso, a integração massiva de fontes de geração como solar e eólica no sistema elétrico brasileiro é uma oportunidade para lidar com a perda de capacidade de regularização dos reservatórios. Esta solução, que pode ser equacionada em prazos relativamente curtos, traz resiliência para o sistema, sem acarretar em aumentos tão expressivos nos custos e nas emissões da geração elétrica do país no enfrentamento desta crise e de outras que virão no futuro.

Considerando a recente queda nos custos das tecnologias de aproveitamento das fontes renováveis intermitentes, as possibilidades de diversificação da matriz elétrica ganham numa nova perspectiva. A Figura 3 apresenta a evolução dos custos nivelados das tecnologias renováveis nos últimos 10 anos, evidenciando a imposição de um novo paradigma ao setor elétrico mundial.

FIGURA 3: Custo nivelado global de novos empreendimentos de geração centralizada utilizando tecnologias de geração renovável, 2010 e 2020.



Fonte: IRENA (2021)

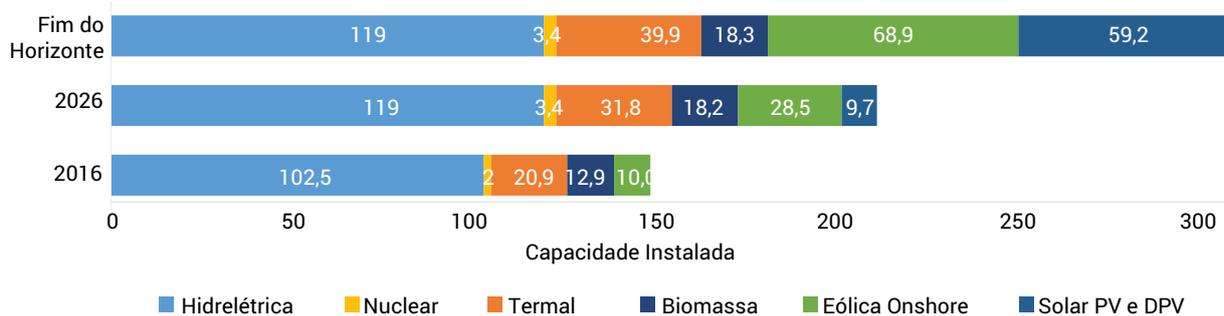
Essa queda de custos também tem se evidenciado no Brasil. A BNEF (2021) estima que os projetos eólicos onshore no país, graças ao elevado potencial desse recurso, podem chegar a um custo nivelado de US\$ 24 / MWh, o mais baixo em nível global, dependendo das condições do financiamento dos empreendimentos. A geração solar centralizada, por sua vez, foi a fonte mais competitiva nos leilões realizados em 2019, atingindo preços menores do que US\$ 20 por MWh (ABSOLAR, 2021).

Em estudo desenvolvido pela GIZ (2020) com a coordenação da EPE e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) foram avaliados os impactos da integração de grandes parcelas das fontes solar e eólica ao SIN. Segundo os resultados deste estudo, a forma mais econômica de expandir a matriz elétrica para atender a uma demanda de 2 vezes a atual⁷ é com base em energias renováveis variáveis (solar e eólica). A composição da capacidade instalada no final do horizonte é apresentada na Figura 3, indicando uma participação dessas fontes de 41% (128 GW) da capacidade instalada total e 36% da geração total de eletricidade no horizonte de planejamento. Cerca de 85% (265 GW) da capacidade instalada de geração é proveniente de fontes renováveis (incluindo hidrelétrica e biomassa). Esta inserção só é possível de forma tão econômica graças à flexibilidade aportada ao sistema pelas hidrelétricas, que reduz a necessidade de usinas a gás natural flexíveis para reserva de geração.

⁷ Considerando como linha de base a demanda de 2017 utilizada no PDE 2026.

FIGURA 4: Capacidade instalada resultante do estudo de integração de fontes renováveis intermitentes

PARQUE GERADOR - CAPACIDADE INSTALADA



Fonte: GIZ (2020)

Dada essa expansão, ao final do horizonte cerca de 88% da geração será proveniente de fontes renováveis. A energia hidrelétrica continuará sendo uma fonte importante, com 50% da geração total, apesar de ter sido considerada uma expansão modesta, baseada nas unidades consideradas no Plano Decenal PDE 2026. Com essa matriz elétrica, a intensidade de emissões de gases de efeito estufa do setor elétrico se localiza na extremidade inferior da escala global, com apenas 51 gCO₂/kWh (que equivale a cerca de um décimo da média global).

O estudo comprova que a expansão da participação das renováveis intermitentes pode ser bem mais significativa do que se considera no planejamento setorial, sem comprometer a confiabilidade, segurança e estabilidade do sistema. Para isso, entretanto, é necessário investir significativamente na expansão do sistema de transmissão, maior em cerca de 23% em relação à rede existente e planejada até 2026. Esta expansão permitirá a transferência de grandes volumes de energia entre as regiões, explorando as complementaridades espaciais dos recursos hidrelétricos e entre as diferentes fontes, como eólica e hidrelétrica). É fundamental garantir as margens de transmissão para que o sistema possa se beneficiar do compartilhamento das reservas operativas entre os diferentes subsistemas.

Ao precisar de um sistema mais flexível, que se adapte à sua natureza não despachável, a inserção das renováveis intermitentes depende de serviços que não são ainda valorizados explicitamente ou comercializados no setor. Essa valorização é necessária para fornecer os sinais econômicos adequados para incentivar uma maneira diferente de operar o sistema, com reservatórios cheios atendendo à flutuação de demanda mais alta. Dessa maneira, a integração massiva das fontes solar e eólica demanda uma série de adaptações do arcabouço legal e regulatório do setor, grande parte delas já contemplada no projeto de lei de Reforma do Setor Elétrico. A tramitação deste projeto, já em seu estágio final, deve ser priorizada pela Câmara dos Deputados.

Vale destacar que os empreendimentos para aproveitamento das energias renováveis têm ainda outros benefícios pela perspectiva do desenvolvimento socioambiental. Por serem tecnologias que se viabilizam também em escalas menores de geração, o processo de implementação dessas usinas tende a ser mais simples, o que permite um tempo de implantação bem mais curto do que de usinas geradoras de fontes convencionais. Dessa maneira, as oportunidades de emprego e renda geradas a partir desses empreendimentos se viabilizam num ritmo mais acelerado, o que ganha especial relevância considerando o contexto de crise econômica no Brasil, agravada pela pandemia de Covid-19.

Além disso, os locais com maior potencial solar e eólico estão na região Nordeste, que historicamente apresenta baixo nível de desenvolvimento socioeconômico. O desenvolvimento do po-

tencial energético da região pode ser uma importante alavanca para dinamizar a economia local, tanto pela geração de empregos diretamente no setor energético quanto pelo acesso à energia limpa e barata, insumo importante para outras atividades econômicas.

b) Mudança na forma de operação do parque hidrelétrico e a regularização da vazão dos rios.

A energia hidrelétrica é atualmente a única tecnologia de geração de eletricidade de baixo carbono que pode fornecer flexibilidade ao sistema em uma faixa que vai de menos de um segundo até horas, enquanto também permite o armazenamento de energia de maneira econômica por dias ou meses. A flexibilidade e as capacidades de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas, incluindo as hidrelétricas reversíveis, serão cada vez mais necessárias para integrar de maneira confiável e econômica a geração eólica e solar nos sistemas elétricos (IEA, 2021).

Os desafios de integração das renováveis intermitentes ao sistema são determinados principalmente pela participação dessas fontes na matriz, além da quantidade e tipo de recursos de flexibilidade disponíveis no sistema. A IEA (2021) avalia a integração dessas fontes em seis fases. Na Fase 1, as renováveis intermitentes não têm impacto perceptível no sistema, correspondendo a um percentual pequeno da geração anual (< 5%). Na Fase 2, os desafios de integração começam a emergir e as diferenças entre a demanda total de eletricidade e a carga líquida se tornam perceptíveis, mas as participações de VRE de 5-10% têm apenas um impacto mínimo no sistema como um todo. A partir da Fase 3, na qual a geração anual das renováveis intermitentes responde por 15 a 30% da geração total, essas fontes determinam os padrões operacionais do sistema de energia e opções adicionais de flexibilidade passam a ser necessárias. Poucos países estão atualmente na Fase 4, na qual as renováveis intermitentes respondem por toda (ou quase toda) a geração durante certos períodos, entre os quais podem ser citados Dinamarca, Irlanda e Espanha. Nenhum país ainda atingiu as Fases 5 ou 6, caracterizadas por crescentes superávits e déficits de geração renovável variável em relação à demanda total de eletricidade (dias a semanas para a Fase 5) e por desequilíbrios sazonais ou interanuais (Fase 6). O Brasil encontra-se atualmente entre as Fases 2 e 3, onde os desafios do aumento da participação de eólica e solar estão em vias de se fazer presentes.

O Brasil tem a vantagem de disponibilizar de um grande número de usinas hidrelétricas com reservatórios, que são muito flexíveis em operação. Os reservatórios de armazenamento podem atuar como uma “grande bateria” para permitir a integração de renováveis variáveis ao sistema. Dessa maneira, a exploração do potencial de flexibilidade operacional das UHEs existentes são uma oportunidade e devem ser utilizados com prioridade para a integração econômica das renováveis em grande escala (GIZ, 2020).

Em estudo realizado pela GIZ (2020) ficou demonstrada uma vantagem adicional da integração das renováveis no sistema elétrico brasileiro, que é a possibilidade de operar o sistema sob uma lógica que permite manter os níveis dos reservatórios mais elevados. O papel principal do armazenamento de água é a transferência de água entre os períodos seco e úmido. Os resultados do estudo mostram que a complementaridade sazonal entre o vento e o ciclo hidrológico na região Nordeste reduz a necessidade de armazenamento ao longo do ano, uma vez que a geração eólica é maior durante a seca e permite “poupar” a água armazenada.

Por outro lado, é importante destacar que o Brasil utilizou até hoje apenas 42% de seu potencial hidrelétrico, tomada como base a estimativa de potencial feita pela Eletrobras (2018). Ainda que reconheçamos que parte do potencial não utilizado encontra-se em áreas de preservação ambiental e em terras indígenas, temos um potencial da ordem de 135 GW que não deve ser abandonado, considerando as excelentes características da geração hidrelétrica e seus benefícios para o sistema. Daí a premente necessidade que os órgãos responsáveis pelo planejamento do sistema elétrico brasileiro, em total sintonia com os responsáveis pelo meio ambiente,

reavaliem a decisão de abandonar a exploração da geração hidrelétrica no Brasil, conforme tem ocorrido na última década.

A vantagem de operar o sistema elétrico reduzindo sua suscetibilidade às variações do ciclo hidrológico fica evidenciada em períodos como o atual, em que o país vive uma das piores crises hídricas de sua história. Poder operar os reservatórios existentes com níveis mais altos garante não apenas um sistema elétrico mais preparado para crises hídricas futuras como, também, a disponibilidade de água para os múltiplos usos da economia em períodos de seca. Embora essa mudança signifique um novo paradigma para a operação do sistema, seus benefícios sistêmicos são significativos e é recomendado que se eliminem as barreiras para permitir que essa transição aconteça o mais rápido possível.

Esta nova maneira de operar o sistema tem efeitos também sobre o planejamento da expansão. Cada vez mais se tornam necessários modelos que representem a operação do sistema de geração e transmissão de maneira detalhada, com alta resolução temporal e espacial, explicitando os recursos de flexibilidade e integrando os estudos energéticos e elétricos. Essas adaptações metodológicas já estão no radar da EPE, e devem ser aceleradas. Deve ser considerado ainda o impacto dessa nova forma de operação sobre as questões regulatórias do setor. Por exemplo, no caso em que o ONS defina a necessidade de “vertimento” de energia eólica durante a ocorrência de ventos fortes, deve ser reavaliada a regulação incidente sobre o não-cumprimento da geração prometida pela garantia física das usinas eólicas do sistema.

c) Hidrelétricas reversíveis – uma opção econômica e viável de armazenamento

As Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) são usinas hidrelétricas que possuem mecanismos de armazenamento de energia excedente para uso posterior, em períodos de alta demanda. Além do reservatório principal, superior, possuem um segundo lago, inferior, à jusante da geração de energia elétrica. No período de maior consumo, a hidrelétrica utiliza água do reservatório superior para gerar eletricidade, como ocorre nas usinas em geral, e a armazena no inferior. Quando o consumo cai, ela bombeia parte da água que passou pelas turbinas de volta para o reservatório superior, numa espécie de circuito fechado.

As UHR são consideradas a forma mais eficaz de armazenamento de energia em grande escala do mundo. São consideradas consumidoras líquidas de energia, porque o consumo de energia para bombear a água do reservatório inferior para o superior é maior que a energia produzida quando esse volume de água passa pelas turbinas. O balanço energético negativo apresentado pelas reversíveis está entre 15 e 25% (FAPESP, 2015). No entanto, o consumo de energia das UHR se justifica pelos ganhos energéticos e operacionais proporcionados ao sistema.

A incorporação de UHRs pode trazer uma série de benefícios ao SEB. Essas usinas poderiam fornecer maior potência ao sistema no horário de pico, evitando oscilações na rede que podem ocasionar quedas no fornecimento. As UHR permitem ainda otimizar o uso do sistema de transmissão e, no caso de serem operadas de forma sazonal, apoiam na regularização da cascata local, otimizando o aproveitamento das águas através da redução de vertimentos turbináveis à jusante. Além disso, essas hidrelétricas podem dar suporte à expansão das fontes renováveis intermitentes, fornecendo flexibilidade para lidar com a variabilidade de recursos como o sol e o vento.

A primeira UHR a entrar em operação comercial do mundo foi a UHR Pedreira, inaugurada em 1939 na região metropolitana de São Paulo. Atualmente com uma potência de 100 MW, esta usina permite bombear a água do canal Pinheiros para o reservatório de Billings, uma elevação de cerca de 25m. São Paulo ainda conta com a UHR Traição, de 22 MW, que reverte o curso das águas dos rios Tietê e Pinheiros para encaminhá-las à Usina de Pedreira e, depois, à Billings. Essas duas usinas fazem parte do Complexo Henry Borden, que capta água da represa de Billings para mover

seu conjunto de turbinas da usina Henry Borden, localizada 720 metros abaixo no sopé da Serra do Mar, na cidade de Cubatão. A usina Henry Borden tem potência instalada de 889 MW e é uma fonte importante de geração para atender a demanda da região paulista, uma das maiores consumidoras do país e que sofre atualmente os principais efeitos da crise hídrica.

Desde os anos 90, entretanto, a usina Henry Borden opera apenas parcialmente, devido a uma restrição regulatória⁸ que passou a permitir o bombeamento do rio Pinheiros para o reservatório de Billings apenas para controle das cheias, objetivando preservar a qualidade da água destinada ao abastecimento da região metropolitana de São Paulo. Com isso, a vazão de água destinada à usina foi drasticamente reduzida, impactando a geração de energia. Quando o sistema de reversão operava plenamente, as usinas produziam em torno de 470 MW médios e, com a redução da vazão, ela passou a gerar apenas 108 MW médios.

Neste caso específico, existem iniciativas que podem fazer com que a capacidade da usina Henry Borden seja melhor aproveitada pelo sistema. Uma delas seria ampliar a autorização de reversão das UHR Pedreira e Traição para servir não somente às situações de cheia, mas também para atendimento do sistema energético. Este caso dependeria da despoluição do Rio Pinheiros, processo que está em andamento através do Programa Novo Rio Pinheiros, lançado pelo Governo do Estado de São Paulo em 2019. O programa tem como meta a melhoria da qualidade das águas pela redução do esgoto lançado em seus afluentes, procurando integrá-lo à vida urbana até o fim de 2022. Esta iniciativa pode permitir que a água do Rio Pinheiros volte a ser bombeada para Billings sem comprometer a qualidade da água do reservatório, possibilitando que a usina retome seus níveis de geração prévios à restrição.

Outra possibilidade é a de converter a própria usina Henry Borden em reversível. O projeto (FAPESP, 2015) foi apresentado por um pesquisador da Poli-USP para a Empresa Metropolitana de Águas e Energia (Emae), órgão do governo estadual responsável pela operação e pela manutenção da Henry Borden. Segundo ele “a transformação da usina Henry Borden em uma hidrelétrica reversível possibilitaria o uso pleno de sua capacidade e pouparia até 7,5 mil litros de água por segundo da Billings, melhorando o abastecimento na região metropolitana de São Paulo”. Esta solução ganha importância no momento atual, que conjuga as crises hídrica e do setor elétrico. A proposta demanda fazer duas adequações principais para transformar Henry Borden em uma UHR. A primeira seria a construção de um reservatório inferior para armazenar a água usada para mover as turbinas, que atualmente é direcionada para rios da região. A outra seria instalar uma estação de bombeamento e uma adutora para mandar a água de volta para o sistema Billings, 720 m mais ao alto.

De modo mais geral, a inserção das UHR depende de uma sequência de estudos que subsidiarão o planejamento do setor e o estabelecimento de aspectos regulatórios específicos, que têm como etapa inicial os estudos de inventário de UHR. O Brasil não dispõe atualmente de estudos de inventário atualizados que possam ser considerados para o planejamento do setor, para realização de estudos mais detalhados ou para decisões de investimento. Entre as décadas de 1970 e 1980, foram realizados alguns estudos abrangentes pela CESP, com apoio do Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo (IPT), em 1979, e pela Eletrobras, com apoio da Ciarlini Consultoria e Projetos, entre 1987 e 1988. Esses estudos, entretanto, não consideram fatores determinantes como os aspectos socioambientais, hidrometeorológicos, geológicos-geotécnicos locais, e nem estão atualizados de acordo com os desenvolvimentos tecnológicos, mercadológicos, socioambientais e regulatórios das últimas décadas. A título de exemplo, o mapeamento feito para o Rio de Janeiro à época pela Eletrobras selecionou 30 projetos com menor custo, totalizando mais de 142 GW de capacidade, a maioria dos quais não tem viabilidade de implementação por estarem em áreas protegidas legalmente (EPE, 2019).

Atualmente existem iniciativas importantes em andamento para integração das UHRs no portfólio de recursos disponíveis para o sistema elétrico. O Grupo de Estudos do Setor Elétrico do Ins-

⁸ Resolução Conjunta SMA/SES 03/92, de 04/10/1992, atualizada pela Resolução SMA-SSE-02, de 19/02/2010

tituto de Economia da UFRJ (GESEL) possui um projeto de pesquisa inserido no Programa de P&D da ANEEL com objetivo de compreender as funcionalidades das usinas reversíveis para viabilizar a implantação desta tecnologia no SEB⁹. A EPE já programou a elaboração de uma série de estudos para mapear os locais mais promissores para implantação de UHRs em cada estado brasileiro, e já apresentou resultados preliminares do mapeamento realizado para o Rio de Janeiro, apontando para um potencial de 21 GW no Estado (EPE, 2019).

Somado à elaboração de estudos de levantamento do potencial de UHRs, reitera-se aqui o desafio de criar um arcabouço legal e regulatório que valorize adequadamente os serviços oferecidos pelas usinas de diferentes fontes ao sistema. Na regulação brasileira atual não é possível valorar uma usina reversível e justificar sua construção, o que impede o desenvolvimento deste novo mercado.

d) Aproveitamento do potencial de geração a partir de biomassa

Como já abordado neste documento, o maior uso de térmicas que atendam aos critérios de energia, capacidade e flexibilidade é um dos recursos mais utilizados para responder às alterações nas demandas do sistema frente às novas tecnologias disponíveis para a geração. Entre as diversas fontes disponíveis para a expansão no Brasil, não se pode deixar de considerar o grande potencial existente nos variados tipos de biomassa. Beneficiado por suas variadas características de solo e clima, o país dispõe de diversas fontes competitivas de biomassa em todo seu território, o que faz da geração a biomassa uma das alternativas promissoras na expansão da matriz elétrica. Entre as fontes de biomassa para geração elétrica tem destaque o bagaço de cana.

O uso de bagaço para gerar eletricidade é relativamente recente. No passado o bagaço era simplesmente usado para produzir vapor em altas temperaturas para rodar as máquinas que extraíam o suco da cana de açúcar e na destilação do álcool. O passo seguinte foi o de gerar eletricidade com o vapor para acionar as máquinas e exportar eletricidade para a rede.

Os sistemas de cogeração mais eficientes em operação no setor de cana de açúcar nacional são ciclos a vapor que trabalham com vapor vivo em torno de 65 bar de pressão e 480°C de temperatura. A tendência verificada é o emprego de parâmetros mais elevados na geração de vapor, propiciando maior eficiência na geração elétrica. Atualmente, as usinas têm considerado sistemas que operem a mais de 80 bar de pressão. Como resultado da modernização gradativa do setor e devido ao fato que muitas usinas utilizam também a palha para produzir vapor, a geração a partir de biomassa tem ganhado cada vez mais relevância na matriz elétrica brasileira. Em 2020, a biomassa (lenha, bagaço de cana e lignina) contribuiu 9,0% (55.613 GWh) para a produção de eletricidade lançada na rede nacional. O bagaço de cana representou 69% deste total (EPE, 2021b).

O aumento da produção de biomassa levará a uma maior oferta de insumos energéticos renováveis que podem ser direcionados para geração elétrica. Assim, passa a ser relevante analisar a utilização da palha da cana e de outras culturas para ampliação do fator de capacidade das UTEs que fazem uso desta fonte. Para tanto, faz-se necessário implementar sistemas de coleta que preservem as condições agrônômicas e apresentem custos competitivos, além do desenvolvimento de alternativas para o armazenamento de biomassa até a entressafra (EPE, 2020). O planejamento de longo prazo do setor, apresentado no Plano Nacional de Energia 2050, da EPE, indica que a expansão dessa fonte continua sendo competitiva e contribui para a redução do custo total de geração no horizonte avaliado. A cogeração utilizando bagaço de cana segue tendo destaque, tendo sua capacidade no mínimo duplicada até o fim do horizonte de planejamento, ainda que apresente redução na sua participação relativa. O aumento do fator de capacidade por meio da utilização de insumos durante a entressafra também se mostrou uma opção competitiva na expansão.

⁹Mais informações sobre o projeto de pesquisa podem ser acessadas em: www.projetouhr.com.br

As características físico-operativas da geração a partir desses insumos podem ajudar na solução para alguns dos desafios para equacionamento da demanda e oferta de eletricidade. Por exemplo, para contrapor a menor capacidade de regularização do sistema diante da crise hídrica, as biomassas possibilitam a flexibilidade mensal por sua disponibilidade sazonal complementar à maior parte das afluições às hidrelétricas. Os subprodutos da indústria sucroenergética têm maior oferta nos meses de maior escassez hídrica, o que aumenta a robustez do sistema elétrico como um todo (EPE, 2018). Ainda, o aprimoramento do processo de produção e a consolidação do biogás como fonte de geração termelétrica, como um recurso controlável com resposta rápida, poderia agregar benefícios significativos para o sistema elétrico. Neste aspecto, agrega-se o crescimento do arcabouço legal, em âmbito nacional e estadual, com o objetivo de incentivar o uso do biogás para esse fim (EPE, 2020).

04

CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES



No contexto de enfrentamento de uma crise hídrica e de desmantelamento da estrutura de planejamento do setor energético brasileiro, este documento pretende chamar a atenção para a necessidade de avaliar com cautela as opções disponíveis para equacionamento da oferta e demanda do setor elétrico.

Ainda que o aumento da geração térmica seja, de imediato, uma solução para evitar o racionamento e eventuais apagões, esta não é a melhor alternativa para garantir a segurança energética e resiliência do sistema para lidar com crises futuras.

O documento apresenta diferentes alternativas que merecem protagonismo nas discussões sobre o futuro do sistema, soluções que os próprios estudos do planejamento da expansão têm apontado como sendo as de melhor compromisso. Entre elas, tem destaque a diversificação de fontes pelo aumento da participação das renováveis variáveis, como solar e eólica, processo que é base da transição em curso nos sistemas elétricos de todo o mundo. O aumento da participação dessas fontes, no caso do Brasil, é bastante favorecido pela composição do parque atual, que dispõe de uma grande quantidade de hidrelétricas de resposta rápida e com reservatórios. Com a introdução massiva de renováveis variáveis, o sistema pode ainda ser operado de modo a preservar os níveis de seus reservatórios, o que o torna menos vulnerável a alterações nos ciclos hidrológicos.

Por fim, deixamos através desse documento as seguintes recomendações e alertas:

- **É urgente restabelecer e preservar o papel das instituições do SEB.** O planejamento do setor energético requer um conjunto de análises e estudos feitos por profissionais especializados, estrutura que já está disponível nas instituições que compõem SEB. A determinação arbitrária das usinas geradoras que irão compor o sistema, a exemplo do que ocorreu através das emendas da MP da Eletrobras, representam um retrocesso que não pode ser aceito pela sociedade brasileira. O contexto atual, com as crises hídrica e econômica somadas às mudanças climáticas, apresenta desafios urgentes, que não permitem mais atraso no seu enfrentamento.
- **O papel da geração hidrelétrica no sistema brasileiro precisa ser revisado.** Considerando as excelentes características da hidroeletricidade para atender aos diferentes tipos de demanda do sistema elétrico, o papel dessa fonte e a remuneração adequada por seus serviços precisa ser discutido com prioridade. Além disso, é importante que a exploração do potencial hidrelétrico ainda existente volte para as discussões de planejamento, em total sintonia com os órgãos responsáveis pela preservação do meio ambiente.

Com a introdução massiva de renováveis variáveis, o sistema pode ainda ser operado de modo a preservar os níveis de seus reservatórios, o que o torna menos vulnerável a alterações nos ciclos hidrológicos

- **A tramitação do projeto de lei de Reforma do Setor Elétrico deve ser priorizada na Câmara dos Deputados.** A integração massiva das fontes solar e eólica demanda uma série de adaptações do arcabouço legal e regulatório do setor, grande parte delas já contemplada no projeto de lei de Reforma do Setor Elétrico. O projeto foi aprovado na Comissão de Infraestrutura do Senado Federal em março de 2020, mas ficou parado na casa até fevereiro de 2021. Atualmente, aguarda o despacho do Presidente da Câmara dos Deputados.
- **É fundamental aprofundar a discussão sobre a valoração dos atributos (ou serviços) no SEB.** Uma das principais barreiras à modernização no setor é falta de sinais econômicos adequados, que permitam a inserção competitiva das tecnologias mais eficazes. A discussão sobre como valorar os serviços oferecidos pelas fontes (ambientais, flexibilidade, armazenamento) deve ser aprofundada com urgência. No processo cabe também uma revisão dos subsídios cruzados no setor.
- **Acelerar a adaptação das metodologias de planejamento para representar o sistema de forma adequada.** Cada vez mais se tornam necessários modelos que representem a operação do sistema de geração e transmissão de maneira detalhada, com alta resolução temporal e espacial, explicitando os recursos de flexibilidade e integrando os estudos energéticos e elétricos.
- **A elaboração de estudos de inventário atualizados sobre o potencial de UHR no Brasil deve ser acelerada.** As usinas hidrelétricas reversíveis (UHRs), se devidamente valoradas, são uma solução de compromisso interessante para atender à demanda do sistema por armazenamento e potência, e dependem de inventário para serem adequadamente consideradas no planejamento do setor. De modo mais específico, é importante acelerar a avaliação de opções de UHRs que possam ser implementados de maneira rápida para aliviar o sistema elétrico na atual crise – o que pode ser o caso das opções no Complexo Henry Borden.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR (2021). Energia Solar Fotovoltaica no Brasil – Infográfico ABSOLAR. N°33. Atualizado em 01/07/2021. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em 10 de Julho de 2021.
- ANEEL (2021). Sistema de Informações de Geração da Aneel – SIGA. Disponível em: <https://bit.ly/2IGf4Q0>. Acesso em 30 de Junho de 2021.
- BNEF (2021). “Scale-up of Solar and Wind Puts Existing Coal, Gas at Risk”. Notícia do website da BloombergNEF de 28 de Abril de 2020. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/scale-up-of-solar-and-wind-puts-existing-coal-gas-at-risk/>
- Eletrobras (2018). SIPOT – Potencial Hidrelétrico Brasileiro – Aproveitamento maior ou igual a 50MW. Dezembro de 2018. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/geracao/sipot/MapaSipot-Dezembro2018.pdf>
- EPE (2021). Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>
- EPE (2021a). Plano Decenal de Expansão de Energia 2030. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>
- EPE (2021b). Balanço Energético Nacional – Séries Históricas Completas 1970-2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>. Acesso em 10 de Julho de 2021.
- EPE (2020). Plano Nacional de Energia 2050. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>
- EPE (2019). Estudos de Inventário de Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR) – Metodologia e Resultados Preliminares para o Estado do Rio de Janeiro. EPE-DEE-NT-006/2019-r-0. Fevereiro de 2019. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-353/EPE-DEE-NT-006_2019-r0.pdf
- EPE (2018). Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050. Nota Técnica PR 04/18. Setembro de 2018. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-416/NT04%20PR_RecursosEnergeticos%202050.pdf
- FAPESP (2015). Usinas Versáteis. Notícia no website da Revista FAPESP. Outubro de 2015. Disponível em: <https://revistapesquisa.fapesp.br/usinas-versateis/>. Acesso em 30 de Junho de 2021
- GIZ (2020). Integração de Fontes Variáveis de Energia Renovável na Matriz Energética do Brasil. Sistemas Energéticos do Futuro, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/estudo-de-integracao-de-fontes-renovaveis-variaveis-na-matriz-eletrica-do-brasil>
- IEA (2021). Hydropower Special Market Report - Analysis and forecast to 2030. International Energy Agency. Disponível em: https://static.poder360.com.br/2021/06/IEA-relatorio-energia-hidreletrica-jun-2021.pdf?utm_source=akna&utm_medium=email&utm_campaign=01072021-Climainfo-Newsletter
- IRENA (2021). World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway. International Renewable Energy Agency. Junho de 2021. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook>
- MPV 1031/2021 – Medida Provisória que dispõe sobre a desestatização da Eletrobras. Transformada em Lei Ordinária 14182/2021. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoes-Web/fichadetramitacao?idProposicao=2270789>
- Projeto UHR – Viabilidade das Usinas Hidrelétricas Reversíveis no Sistema Interligado Nacional. GESEL/UFRJ. Disponível em: <https://www.projetouhr.com.br/>
- PSR (2020). Energy Report – Edição 166. Outubro de 2020.

SOBRE OS AUTORES

AMANDA OHARA é engenheira química e mestre em planejamento energético. Atuou como coordenadora técnica do Instituto E+ Transição Energética, como coordenadora e consultora Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) e em funções técnicas e de coordenação na Petrobras. É consultora do iCS.

JOSÉ GOLDEMBERG é professor e físico. Já atuou como presidente das empresas de energia do Estado de São Paulo: CESP (Companhia Energética de São Paulo), Eletropaulo, COMGÁS e CPFL e é ex-membro do Conselho da Eletrobras. No governo federal, foi secretário da Ciência e Tecnologia, ministro da Educação, e secretário do Meio Ambiente. No estado de São Paulo, foi secretário do Meio Ambiente e presidente da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo. Foi reitor da Universidade de São Paulo e é colaborador do Instituto Clima e Sociedade – iCS.

LUIZ BARATA é engenheiro eletricista. Foi diretor geral do Operador do Sistema Nacional (ONS) de 2016 a 2020, secretário executivo no Ministério de Minas e Energia entre 2015 e 2016, presidente do Conselho de Administração e superintendente na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) de 2010 a 2016, e exerceu funções técnicas e gerenciais na Eletrobras, em Itaipu e em Furnas. É consultor do iCS.



SOBRE O INSTITUTO CLIMA E SOCIEDADE

O Instituto Clima e Sociedade (iCS) é uma organização filantrópica que promove prosperidade, justiça e desenvolvimento de baixo carbono no Brasil. Funcionamos como uma ponte entre financiadores internacionais e nacionais e parceiros locais. Assim, somos parte de uma ampla rede de organizações filantrópicas dedicadas à construção de soluções para a crise climática. O iCS traça planos de ação frente aos problemas climáticos a partir de uma lente social. Por isso, prioriza medidas

que, além de reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE), também gerem melhorias na qualidade de vida para a sociedade, em especial para os mais vulneráveis.

