Contribuição para a Consulta Pública 119/2022

PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA 2031

23 DE FEVEREIRO DE 2022

Todos os direitos reservados ao Instituto Acende Brasil
www.acendebrasil.com.br | São Paulo (11) 3704-7733

Nos últimos anos, a matriz energética brasileira vem passando por profundas mudanças em função de avanços tecnológicos e inovações regulatórias. Essas avanços e inovações têm viabilizado a exploração de novas fontes, mas também têm alterado o perfil de produção e consumo de energia, dando origem a novos desafios para o planejamento da expansão.

Diante dessas mudanças, torna-se necessário aprimorar o ferramental empregado no planejamento da expansão de energia.

O Instituto Acende Brasil tem se debruçado sobre a questão do planejamento da expansão nos últimos anos de diversas formas, mas destaca-se aqui o projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) "Análise de portfólio de usinas de geração para atendimento da carga futura do sistema interligado nacional" (PD 07267-0012-2018), uma iniciativa patrocinada pela EDP e coordenada e executada pelo Instituto Acende Brasil com nossas executoras parceiras Daimon, Tendências Consultoria e Venidera. O projeto inclusive contou com extensa interação e colaboração com a EPE ao longo de todo o seu desenvolvimento.

Referido como "P&D Matriz Robusta", o projeto busca desenvolver metodologias para lidar com os novos desafios relacionados à expansão do parque gerador no contexto atual, dos quais destacam-se:

- a projeção da carga horária, em diferentes cenários econômicos, por região (delimitadas em função da afinidade no padrão de consumo de energia elétrica) e por classe de consumo considerando o perfil de consumo apurado nas campanhas de medição de todas as distribuidoras do país, agregados até o ponto de conexão à Rede Básica de transmissão;
- a avaliação do impacto da inserção de tecnologias disruptivas como micro e minigeração fotovoltaica, adoção de tarifas diferenciadas por posto horário na baixa tensão (Tarifa Branca) e veículos elétricos;
- o mapeamento dos recursos energéticos disponíveis, com uma avaliação dos riscos associados a cada fonte e suas características de produção;
- uma modelagem mais precisa do sistema, incorporando:
  - as impedâncias equivalentes dos grandes troncos de transmissão ligando os subsistemas, buscando computar os fluxos de potência nos laços existentes entre subsistemas; e
  - a modelagem individualizada de todas as usinas despachadas centralizadamente, considerando-se as suas funções de produção não-lineares;
- a avaliação do atendimento dos requisitos do sistema dados os padrões horossazonais da carga e das fontes de geração não controláveis;
- uma análise de portfólios alternativos considerando a relação de risco e retorno; e
- a avaliação das alternativas considerando-se diversas dimensões que incluem os custos totais (capex e opex), métricas de avaliação da adequação da oferta e emissões de gases efeito estufa.

Os relatórios deste projeto estão disponíveis no site: http://acendebrasil2.com.br/PeDMatrizRobusta/.

Um resumo de alguns dos principais aprendizados deste projeto de P&D – combinado com algumas outras questões relacionadas ao planejamento – foi incorporado ao "*White Paper 26 – Matriz Elétrica do Futuro: Diversificada, Dispersa e Integrada"*. Este *White Paper* – incluído como anexo desta contribuição – elenca 10 recomendações para o aprimoramento do processo de planejamento da expansão elétrica no país.

A minuta do *Plano Decenal de Expansão de Energia 2031* (*PDE 2031*), disponibilizada nesta consulta pública apresenta, na nossa avaliação, três inovações muito importantes:

- a definição dos requisitos do sistema em função de quatro critérios;
- a incorporação de restrições hidrelétricas; e
- a comparação do Caso de Referência com a "Rodada Livre" (expansão puramente pelo mercado), na qual a expansão tem como referência o menor custo, desconsiderando, portanto, premissas de política pública que são inseridas no Caso de Referência por meio de restrições adicionais.

Esses avanços são importantes para representar o sistema elétrico de forma mais fidedigna e para avaliar o custo-benefício das políticas energéticas propostas.

Embora reconheçam-se estes avanços, alguns pontos ainda carecem de aprimoramentos, dos quais destacam-se:

1. O *PDE* precisa passar a incluir as justificativas para cada uma das políticas energéticas introduzidas no Cenário de Referência, incluindo uma análise de custo-benefício. Esta análise de custo-benefício, por sua vez, precisa:

Todos os direitos reservados ao Instituto Acende Brasil
www.acendebrasil.com.br | São Paulo (11) 3704-7733

- quantificar o custo associado à cada política por meio de comparação com o custo na Rodada Livre; e
- incorporar uma arguição do Ministério de Minas e Energia com as razões que sustentam a hipótese de que os benefícios esperados de cada política superarão os seus custos adicionais.

2. Um avanço introduzido em edições passadas que ficou relegado a um relatório complementar este ano são as análises de sensibilidade por meio dos cenários "*what if*". Esta análise é central para a avaliação dos riscos e da robustez da política energética e deve fazer parte do corpo principal do *PDE*.

3. O planejamento permanece fragilizado por limitações dos modelos computacionais atualmente empregados. É crucial que nos próximos anos haja uma migração para programas computacionais que permitam uma modelagem:
    a. de todas as usinas de forma individualizada;
    b. que considere as suas respectivas funções de produção completas (principalmente com relação à variação da produtividade hidrelétrica em função do nível dos reservatórios hidrelétricos); e
    c. que também permitam incorporar uma representação mais precisa do sistema de transmissão.

A seguir apresenta-se a tabela de contribuições relativas a partes específicas do *PDE 2031.*

Todos os direitos reservados ao Instituto Acende Brasil
www.acendebrasil.com.br | São Paulo (11) 3704-7733

FORMULÁRIO DE CONTRIBUIÇÕES

CONSULTA PÚBLICA Nº 119/2022, de 24/01/2022 a 23/02/2022

Este formulário deverá ser anexado como documento de contribuição na plataforma de Consultas Públicas do site do Ministério de Minas e Energia (http://antigo.mme.gov.br//web/guest/servicos/consultas-publicas), dentro do período estabelecido.

Apenas serão consideradas válidas as contribuições encaminhadas através do Portal de Consulta Pública do Ministério de Minas e Energia durante o prazo de vigência da Consulta Pública. Documentos recebidos fora do padrão disponibilizado não serão priorizados na análise. A análise das contribuições recebidas será publicada posteriormente.

Contribuições para aprimoramento da minuta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031)	
Nome: Instituto Acende Brasil	
Instituição: Instituto Acende Brasil	
( ) setor público ( ) setor privado ( ) organização não governamental	(X) instituição de pesquisa/ensino ( ) organizações sociais ( ) outros

Todos os direitos reservados ao Instituto Acende Brasil
www.acendebrasil.com.br | São Paulo (11) 3704-7733

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA / RECOMENDAÇÕES
2 3	2.2.3 3.2	**Projeção do crescimento da carga** Tabela 2-6 - 2021-2031: 3,4% (p. 52) "O crescimento médio anual da carga do SIN (sem abatimento da Micro e Mini Geração Distribuída - MMGD), no horizonte decenal, é de 2.750 MW médios – CAGR de 3,2%." (p. 70)	3,4% ou 3,2%	É necessário compatibilizar os valores. No capítulo 2 projeta-se um crescimento da carga de 3,4%, enquanto no capítulo 3 reporta-se um crescimento da carga de 3,2%.
3		**Análise de sensibilidade** "Os cenários de sensibilidade *what if* do PDE 2031 serão publicados posteriormente, em complemento a este relatório." *(rodapé 5 da p.60)*		Os cenários "*what if*" foram um dos maiores avanços implementados no PDE. A consideração de premissas alternativas permite uma avaliação do risco ao qual o planejamento da expansão está sujeito. Ressalta-se a necessidade da avaliação dos riscos associados a cada fonte de geração de energia. Entende-se que este ano não houve tempo para a inclusão destes estudos no PDE 2031, mas dada a centralidade da avaliação de riscos no planejamento, é importante que esta análise seja incluída no texto principal nas próximas edições do PDE.

Todos os direitos reservados ao Instituto Acende Brasil
www.acendebrasil.com.br | São Paulo (11) 3704-7733

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA / RECOMENDAÇÕES
3	3.1	**Restrições de operação hidrelétrica** "Ainda que o Newave represente o sistema de forma agregada, a metodologia utilizada neste plano traz uma representação individualizada das restrições operativas que impactam na geração hidrelétrica, que posteriormente são agregadas pelo modelo, com base em: maior restrição de vazão mínima (aderente à menor geração horária verificada) e metas de geração mensal (aderente ao menor patamar verificado), ambas obtidas a partir da mesma referência de dados históricos e em uma condição estrutural. [...] Além disso, algumas usinas como Itaipu e as usinas do São Francisco tiveram seus valores de vazão mínima ajustados em função da realidade operativa verificada e das limitações de modulação impostas para fornecimento de disponibilidade máxima de potência a qualquer instante." (p. 66)		Ajustes no sentido de proporcionar maior aderência entre o modelo e a realidade operativa são essenciais para um planejamento adequado. Portanto, a incorporação das restrições de vazões mínimas em função dos outros usos dos recursos hídricos é muito importante. Porém, a descrição no PDE não permite um pleno entendimento dos ajustes realizados. Deve-se incluir um apêndice com o descritivo detalhado das justificativas para cada um dos ajustes das restrições, explicitando a forma com que foram implementados nos modelos computacionais. Além disso, haveria maior transparência e reprodutibilidade se a minuta do PDE na Consulta Pública fosse acompanhada da: • disponibilização dos dados de entrada dos modelos computacionais; e • divulgação de eventuais alterações no código do MDI.

Todos os direitos reservados ao Instituto Acende Brasil
www.acendebrasil.com.br | São Paulo (11) 3704-7733

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA / RECOMENDAÇÕES
3	3.1	**Metodologia de modelagem** "A metodologia de avaliação das possíveis expansões do sistema de geração e de transmissão de energia envolve resumidamente três etapas de simulação, ilustradas na Figura 3 - 2: (i) simulação com o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) para obter o cronograma de expansão indicativa; (ii) simulação operativa com o Modelo Newave; (iii) Simulação com o Balanço de Potência para verificação do atendimento aos requisitos de demanda máxima instantânea do SIN. Com as duas últimas etapas são aferidas as condições de atendimento futuras e, sempre que necessário, realimenta-se as etapas anteriores do processo, para que medidas corretivas possam ser sinalizadas." (p.62)		As três etapas utilizadas são importantes para a captura de aspectos relevantes no planejamento da expansão da geração, porém permanece uma lacuna quanto à representação de aspectos da função da produção não linear de cada hidrelétrica. No *Projeto de P&D Matriz Robusta* (vide aqui), foi observado que estas características inibem o modelo matemático de observar possíveis ganhos de produtividade em hidrelétricas, indicando assim uma operação desotimizada. A incorporação destes aspectos na modelagem promove uma política operativa que resulta em: • aumento da geração hidrelétrica; • elevação do armazenamento médio dos reservatórios; • redução de custo operativo; e • redução da probabilidade de déficits. Outra simplificação utilizada nos modelos computacionais trata da representação de intercâmbios por limites máximos. Dado que atualmente são considerados três grandes laços na transmissão (com previsão de um quarto neste horizonte decenal), torna-se relevante a incorporação de impedâncias equivalentes destas interligações regionais, que por sua vez podem resultar em restrições de escoamento menores que os limites máximos atualmente empregados.

Todos os direitos reservados ao Instituto Acende Brasil
www.acendebrasil.com.br | São Paulo (11) 3704-7733

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA / RECOMENDAÇÕES
3	3.2	**Efeito local da GD** "O Gráfico 3 - 3 ilustra a variação da composição da oferta existente e contratada ao longo dos anos de 2021, 2026 e 2031, sem considerar expansão indicativa. Nestes gráficos, são incluídos também a parcela de Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), devido a sua crescente relevância. Essa configuração é chamada de Caso Base do PDE 2031 e será utilizada para quantificação dos requisitos do sistema." (p.69)		A inserção de MMGD varia de região a região, principalmente em função da tributação e da tarifa de fornecimento da distribuidora local. Assim, estados dentro de um mesmo subsistema podem apresentar efeitos diferenciados que podem ser relevantes no processo de planejamento da transmissão. Por exemplo, em projeções realizadas para o estado do Tocantins para um horizonte de 10 anos, a inserção de MMGD resulta em exportação de energia da distribuidora para o SIN durante as horas de maior insolação (como visto no Gráfico 3). Fenômenos como este precisam ser avaliados e podem, em última instância, requerer a incorporação de uma crescente discretização espacial (locacional) do sistema nos modelos computacionais empregados para orientar o planejamento da expansão.

Todos os direitos reservados ao Instituto Acende Brasil
www.acendebrasil.com.br | São Paulo (11) 3704-7733

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA / RECOMENDAÇÕES
3	3.1	**Restrições hidrelétricas** Tabela 3-1: Vazão Mínima: 26.000 MWm Meta de Geração Mínima: 29.000 MWm “No caso das metas de geração, nem todos os valores obtidos a partir da referência da Tabela 3 - 1 podem ser cadastrados, uma vez que o modelo não permite que usinas de cabeceira tenham metas de geração, devido à incerteza das afluências naturais e da impossibilidade de defluência de usina a montante. Dessa forma, justificam-se as diferenças dos valores de referência 23.000 MWh/h e 32.000 MWmédios, de geração associada à vazão mínima e de meta de geração mínima por patamar, respectivamente, para os apresentados na Tabela 3 - 1 e modelados efetivamente no Newave.” (p. 66)		Não ficou clara a explicação das diferenças entre as restrições de vazão mínima e as restrições de “metas de geração mínima”. Provavelmente grande parte dessa diferença deve-se à alteração da produtividade das hidrelétricas em função de alteração da queda líquida. Além disso, é preciso harmonizar os dados do texto com os da tabela para: • a vazão mínima (26.000 ou 23.000 MWh/h); e • meta de geração mínima (29.000 ou 32.000 MWm*).*

Todos os direitos reservados ao Instituto Acende Brasil
www.acendebrasil.com.br | São Paulo (11) 3704-7733

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA / RECOMENDAÇÕES
3	3.2	**Patamares horários** "As curvas de carga foram representadas no modelo de simulação da operação em quatro patamares. Os patamares de carga pesada, média e leve foram construídos a partir dos estudos da CPAMP para redefinição dos patamares de carga, consolidados na consulta pública nº 51/2018. Já o quarto patamar, com duração de 10 horas/mês, foi estabelecido de modo a representar a demanda máxima instantânea do sistema." (p. 70)		Segundo o parágrafo ressaltado ao lado, entende-se que a granularização temporal utilizada no PDE 2031 está em patamares de carga (leve, médio, pesado e ponta). Esta modelagem promove algumas distorções, visto que restringem a representação de todo o restante do modelo. Estas restrições são especialmente relevantes para a geração não controlável (principalmente eólica e solar). Por exemplo, a geração solar possui produção nula em algumas horas do dia, e esta representação diverge da abordagem utilizada para a granularização por patamar (fato que fica evidente ao se verificar que o fator de contribuição da geração fotovoltaica não é nulo em nenhum dos patamares nos dados de entrada disponibilizados no PDE 2030). Neste ponto, sugere-se a modelagem em estudos futuros do planejamento com uma granularização horária, visto que o próprio MDI possibilita, em teoria, a representação de 24 patamares de carga (i.e. 24 horas que representariam cada hora de estudo).

Todos os direitos reservados ao Instituto Acende Brasil
www.acendebrasil.com.br | São Paulo (11) 3704-7733

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA / RECOMENDAÇÕES
3	3.3	**Requisitos do Sistema** "A partir da configuração do Caso Base, a avaliação da adequabilidade do suprimento de energia e de potência considera a simulação com 2.000 cenários hidrológicos de energias naturais afluentes. As métricas e parâmetros estabelecidos para esta avaliação são: [...] Risco e sua profundidade de déficit [...] Critério energético-econômico [...] Risco e sua profundidade de potência [...]Risco de potência" (p. 78)		A incorporação dessas quatro dimensões na definição dos Requisitos do Sistema para balizar a expansão é um importante avanço. No entanto, a análise fica prejudicada porque os requisitos são avaliados com base em modelos computacionais que representam o sistema com simplificações que não permitem avaliar adequadamente o potencial real de geração das usinas.
3	3.4	**Angra I** "É importante destacar no horizonte decenal os investimentos necessários para a extensão da vida útil de Angra 1, por mais 20 anos (previstos para estender sua operação até 2044)"		Solicita-se esclarecimentos a respeito do custo da energia produzida e dos investimentos necessários para a realização do *retrofit* de Angra I até 2044.
3	3.5	**Rodada Livre** "A avaliação dos requisitos do sistema necessários até 2031 é etapa importante no processo de planejamento. A partir dela pode se abrir um conjunto de possibilidades para composição da expansão indicativa do sistema. Um desses possíveis cenários futuros é a denominada "Rodada Livre", que tem a finalidade de apresentar análises caso a expansão fosse baseada em perspectiva puramente de mercado, sob representações adotadas no modelo matemático." (p.97)		A "Rodada Livre" é uma evolução importante no PDE crucial para permitir a avaliação do custo-benefício das políticas energéticas preconizadas.

Todos os direitos reservados ao Instituto Acende Brasil
www.acendebrasil.com.br | São Paulo (11) 3704-7733

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA / RECOMENDAÇÕES
3	3.6	**Caso de Referência** "Nesta seção será descrito o conjunto de políticas energéticas incluídas na simulação do MDI para elaboração do Cenário de Referência do PDE 2031. O Cenário de Referência é outra possível realização de futuro, sendo composto pelas mesmas opções de expansão da Rodada Livre, porém incorporando as diretrizes de políticas energéticas estabelecidas: (i) pelo MME; (ii) pelo Poder Legislativo. No tocante ao Poder Legislativo, o conjunto de diretrizes utilizadas no PDE 2031 considera a Lei n° 14.182, de 12 de julho de 2021 e, também, a Lei n° 14.120, de 1o de março de 2021. [...] Além dos dispostos nas referidas Leis, o PDE 2031 segue as seguintes diretrizes de política energética: • Limite de 3.500 MW/ano, a partir de 2024, para a expansão total de eólica mais solar fotovoltaica; • Limite de expansão total de 6.000 MW de solar fotovoltaica até 2031; • Estabelecimento de expansão uniforme, com limite mínimo 80 MW/ano e máximo de 400 MW/ano, para empreendimentos à biomassa; •Expansão estabelecida em 50 MW/ano, a partir de 2026, para empreendimentos de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU); •Inclusão de uma nova planta Nuclear de 1.000 MW, na região SE/CO, em 2031; • Expansão de 350 MW/ano de empreendimentos à Carvão Mineral, na região Sul, a partir de 2028, com inflexibilidade de 30% [em conformidade à Lei 14.299 (art. 4º)]." (p. 102-103)		É imperativo que o MME apresente as justificativas para cada uma de suas 'diretrizes de política energética' nesta seção, fazendo uma avaliação de custo-benefício levando em conta a diferença de custo incorrido quando comparado ao 'Caso Rodada Livre'.

Todos os direitos reservados ao Instituto Acende Brasil
www.acendebrasil.com.br | São Paulo (11) 3704-7733

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA / RECOMENDAÇÕES
3	3.7	**Taxa de desconto** Utilizando uma taxa de desconto de 8% ao ano. (rodapé 47 da p.97)		A taxa de desconto utilizada no planejamento do PDE de 8% diverge da taxa de desconto utilizada no Programa Mensal da Operação (PMO) de 12%. O uso de uma taxa de desconto diferenciada resulta, assim, em uma política de operação diferente no PDE e no PMO. É importante que haja coerência entre planejamento e operação e, dada esta discrepância, é importante que o PDE aborde esta questão. A taxa de desconto no problema de minimização de custos intertemporal é, basicamente, a ponderação menor dos custos futuros na função objetivo do problema. Assim, os custos imediatos possuem uma "importância" maior visto que sua ponderação é maior. Como resultado, o modelo tenta alocar menores custos no presente e maiores custos no futuro (se comparado por uma modelagem sem taxa de desconto). Visto que a definição de custos no modelo de otimização advém basicamente do despacho termelétrico, investimentos de expansão e custos de déficit/penalidades no modelo, uma taxa de desconto maior tenta esvaziar mais os reservatórios no presente (reduzir os custos imediatos) e alocar maior geração termelétrica e investimentos no futuro (aumentar os custos futuros). O uso de taxas de desconto diferentes implica que o operador e o planejador observarão realidades diferentes.

Todos os direitos reservados ao Instituto Acende Brasil
www.acendebrasil.com.br | São Paulo (11) 3704-7733

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA / RECOMENDAÇÕES
3	3.8	**Impacto das políticas públicas sobre emissões de GEEs** "A Rodada Livre apresenta uma redução de emissões de 5,7 Milhões de tCO2eq no período de 2026 a 2031, o que equivale a uma redução de cerca de 30%, em relação às emissões de 2026. Por outro lado, o Cenário de Referência registra um aumento de 14,7 Milhões de tCO2eq, no período de 2026 a 2031, o equivalente a um acréscimo de 74% em relação ao valor de 2026. A alternativa de referência do PDE 2031 apresenta uma estimativa de emissões para 2031 de 34,6 milhões de tCO2eq." (p.110)		Avaliando-se as premissas utilizadas no Caso de Referência, podem ser elencados dois principais motivos para a expectativa de aumento das emissões de Gases de Efeito Estufa: • a Lei 14.182, que criou restrições para o investimento compulsório em termelétricas a gás natural; e • a Lei 14.299, que criou restrições para o investimento compulsório em termelétricas a carvão. A expansão de UTEs fósseis indicada na Rodada Livre seria de 2.174 MW (GN Flexível) até 2031, enquanto no Cenário de Referência a capacidade de geração termelétrica seria ampliada em 23.624 MW, (dentre os quais 1.000 MW seriam por carvão, que possui maior emissão por energia gerada), ou seja, uma capacidade 10,7 vezes maior. Como resultado, a emissão de gases de efeito estufa no Cenário de Referência seria cerca de 2,35 vezes superior ao da matriz indicada na Rodada Livre. É importante que seja realizada a avaliação separada destes efeitos com a criação de mais dois casos de estudo para que seja avaliado o impacto de forma separada de cada uma das leis acima sobre o planejamento.

Todos os direitos reservados ao Instituto Acende Brasil
www.acendebrasil.com.br | São Paulo (11) 3704-7733

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA / RECOMENDAÇÕES
3 7	3.4 7.2	**Modalidades de contratação de gás natural** “Cabe destacar que a principal diferença entre as termelétricas candidatas a GNL e aquelas com contratos com comercializadores está na estrutura de custos fixos e variáveis associados ao suprimento de combustível. No primeiro caso, existe parcela dos custos que são fixos e assumidos pelo gerador, como por exemplo a disponibilidade do serviço de regaseificação. No segundo caso, praticamente todos os custos com a infraestrutura de gás natural e com a molécula são assumidos pela comercializadora ou distribuidora de gás, que os repassa ao cliente termelétrico na forma de custo variável de suprimento do gás natural.” (p. 87-88) “a comercialização de gás natural no Brasil começa a migrar gradualmente para contratos com maior liquidez e competição entre diferentes fontes de oferta como por exemplo o GNL, o gás natural importado da Bolívia e o gás natural produzido nacionalmente em diferentes ambientes exploratórios” (p. 198)		A forma de remuneração das usinas termelétricas varia em função de dois fatores: • a proporção entre custos fixos e variáveis (geralmente associada ao grau de inflexibilidade da usina); e • a indexação aplicada ao combustível. O PDE 2031 apresenta uma reflexão sobre as duas questões separadamente, mas não a interação entre as duas. Seria desejável avaliar a conveniência de se exigir em contrapartida à inflexibilidade não só um preço mais baixo, mas também um preço mais estável. Hoje a parcela inflexível continua sendo indexada à cesta de combustíveis, o que não elimina o risco associado à volatilidade dos custos dos combustíveis. Dever-se-ia cogitar a adoção de preço fixo indexado apenas à inflação para a geração inflexível. A volatilidade do custo de combustíveis impacta não apenas o custo de geração termelétrica, mas também o custo futuro da geração hidrelétrica, o que conjuntamente impacta o PLD. Essa variabilidade do custo da liquidação das diferenças eleva a volatilidade de custo de suprimento como um todo. Por essa ótica, a estabilização do custo dos combustíveis contribuiria para a redução do risco sistêmico, como abordado no P&D Matriz Robusta (veja aqui).

Todos os direitos reservados ao Instituto Acende Brasil
www.acendebrasil.com.br | São Paulo (11) 3704-7733

CAPÍTULO	ITEM	TEXTO ORIGINAL	TEXTO PROPOSTO	JUSTIFICATIVA / RECOMENDAÇÕES
3 11	3.4	**Análise da contribuição das diversas fontes para atendimento dos requisitos**		Na consolidação dos resultados seria importante avaliar como cada uma das fontes atende aos quatro Requisitos do Sistema apresentados na seção 3.3, incluindo-se: • a modernização e repotencialização de hidrelétricas; • a capacidade contratada nos Leilão de Reserva de Capacidade; • as tecnologias de armazenamento (usinas reversíveis, baterias...); e • a resposta da demanda.
11		**Geração importada do Paraguai** Tabela 11 – 3: Geração total de eletricidade – nota (1) "Inclui parcela importada de Itaipu" (p. 320)		O Brasil adquire o excedente de energia produzida pela metade paraguaia de Itaipu que não é utilizada pelo nosso vizinho. Projeções da *Administración Nacional de Electricidad* (Ande) indicam que o consumo de energia elétrica no Paraguai deve crescer 5,8% ao ano até 2030. Neste ritmo, se o Paraguai não investir em expansão da geração, nosso vizinho poderá a passar a consumir toda a energia produzida pela sua parcela de Itaipu até 2033. Essa incerteza quanto ao montante de energia a ser esperado do Paraguai é um elemento de risco que precisa ser levado em conta no planejamento da expansão e, portanto, merece destaque no PDE.

Todos os direitos reservados ao Instituto Acende Brasil
www.acendebrasil.com.br | São Paulo (11) 3704-7733

26
WHITE PAPER
INSTITUTO ACENDE BRASIL
EDIÇÃO Nº 26 / DEZEMBRO DE 2021

instituto acende Brasil
O OBSERVATÓRIO
DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Os *White Papers* do Instituto Acende Brasil consolidam análises e recomendações aprofundadas sobre temas do Setor Elétrico Brasileiro e visam à promoção de discussões qualificadas sobre as seguintes dimensões setoriais: Agência Reguladora, Governança Corporativa, Impostos e Encargos, Leilões de Energia e Transmissão, Meio Ambiente e Sociedade, Oferta de Energia, Rentabilidade, Tarifa e Regulação.
Para saber mais sobre o Instituto Acende Brasil acesse www.acendebrasil.com.br

MATRIZ ELÉTRICA DO FUTURO: DIVERSIFICADA, DISPERSA E INTEGRADA

Mirando as próximas décadas, percebe-se que será necessário alterar fundamentalmente a forma de planejar a expansão do sistema elétrico.

No passado, o crescimento da carga acompanhava de forma relativamente previsível o crescimento da economia, e o suprimento de energia provinha predominantemente de grandes usinas hidrelétricas e termelétricas cuja operação seguia as ordens de despacho do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

No contexto passado, o maior desafio era definir qual usina deveria ser inserida em qual momento no sistema, já que se tratavam predominantemente de usinas de grande porte que requeriam longo período para instalação e, no caso de aproveitamentos hidrelétricos na mesma cascata, demandavam a incorporação do impacto do enchimento de seus reservatórios sobre a operação das hidrelétricas a jusante (rio abaixo).

No contexto atual e futuro, o crescimento da carga é mais incerto por diversas razões. Inovações tecnológicas podem alterar estruturalmente o padrão de consumo de energia elétrica. Algumas destas inovações elevarão o consumo, como no caso de veículos elétricos, enquanto outras provocarão a queda do consumo como, por exemplo, as inovações que elevarão a eficiência energética, como as lâmpadas LED.

Há também as inovações que alterarão não apenas o nível de consumo, mas também o padrão horossazonal da carga, como é o caso da microgeração e da minigeração distribuída que, além de reduzir a energia demandada do Sistema Interligado Nacional, introduzem um fluxo bidirecional de eletricidade.

Mudanças no lado da oferta também alterarão fundamentalmente o setor elétrico. É de se esperar que o suprimento de energia seja cada vez mais proveniente de fontes renováveis de pequeno porte e não controláveis. Portanto, será crucial lidar não só com a aleatoriedade da demanda, mas também com a produção advinda das fontes não controláveis.

Embora as fontes não controláveis não possam ser acionadas quando requerido pelo ONS, elas apresentam padrões que podem ser levados em conta no momento da decisão do investimento para assegurar a capacidade de atendimento da carga horossazonal futura. No entanto, será necessário reforçar e modernizar a transmissão para lidar com essa variabilidade.

A nova realidade da matriz elétrica no Brasil e no mundo envolve muitas incertezas, mas podemos contar com algumas poucas certezas: os sistemas serão crescentemente diversificados, dispersos e integrados.

Este *White Paper* aponta os caminhos para o aprimoramento do planejamento da expansão da matriz elétrica brasileira nesse novo contexto, propondo novas abordagens e ferramentas para enfrentar os desafios futuros.

"In preparing for battle, plans are useless, but planning is essential."

"Na preparação para a batalha, planos em si são inúteis, mas o processo de planejamento é essencial."

(Dwight Eisenhower, comandante das forças aliadas na Segunda Guerra Mundial)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 2
2 CONTEXTO 3
2.1 A política energética e o surgimento de novas tecnologias 4
2.2 A descentralização da produção e da gestão do suprimento 6
2.3 Alteração do padrão de crescimento e perfil horossazonal da carga 8
2.4 A política operativa 12
2.5 Integração internacional 15
3 MAPEAMENTO DOS RECURSOS 17
3.1 Eólico 18
3.2 Solar 19
3.3 Gás natural 21
3.4 Hidrelétrica 23
3.5 Biomassa 26
3.6 Nuclear 28
3.7 Tecnologias de armazenamento e resposta da demanda 29
4 DESAFIOS E RECOMENDAÇÕES 30
4.1 Planejamento com base em cenários 33
4.2 Planejamento considerando o perfil da geração e da carga 31
4.3 Adoção de uma política energética tecnologicamente neutra 35
4.4 Coordenação por mecanismos de mercado 37
4.5 Ampliar a flexbilidade de contratação e precificação 39
5 CONCLUSÃO 41
REFERÊNCIAS 42

1 INTRODUÇÃO

No passado, o planejamento energético era pautado principalmente pelos inventários hidrelétricos porque a fonte hidrelétrica era a mais econômica, versátil e abundante no país, o que a posicionava como a fonte dominante.

Este já não é mais o caso. Nos últimos anos, novas fontes e tecnologias têm surgido e sido implementadas com sucesso no país, o que torna menos previsível como a configuração do parque gerador evoluirá nos próximos anos.

A fim de obter um melhor entendimento sobre como a matriz elétrica poderá se configurar nos próximos anos, convém examinar quais fatores estão impulsionando as mudanças na composição do parque gerador a partir de duas perspectivas:

- mudanças estruturais no contexto em que o setor elétrico está inserido; e
- disponibilidade de recursos energéticos no país.

A primeira perspectiva concentra-se na identificação de alterações estruturais que impactam a atratividade das diversas soluções energéticas. Isso inclui as mudanças na política energética, no marco regulatório, no comportamento dos agentes e nas tecnologias disponíveis. Também envolve os novos desafios que surgem em função das mudanças na matriz elétrica. Cada fonte e tecnologia apresenta um conjunto de atributos que alteram as características do sistema elétrico.

Já a segunda perspectiva que contribui para a avaliação sobre como a matriz elétrica tende a evoluir está atrelada ao contexto dos recursos energéticos disponíveis, uma vez que a matriz elétrica de um país depende fundamentalmente de sua dotação de alternativas de recursos energéticos. A análise desta segunda perspectiva é realizada por meio de um mapeamento dos recursos energéticos, examinando a sua disponibilidade, os seus custos, e suas vantagens e desvantagens comparativas.

A partir da análise das duas perspectivas passa a ser possível pensar estrategicamente sobre caminhos concretos para viabilizar o desenvolvimento de uma matriz elétrica que seja eficiente e econômica.

Este *White Paper* é composto de cinco seções. Essa primeira seção apresenta a motivação do estudo e uma visão geral do conteúdo explorado no documento. Na segunda seção são discutidos os fatores responsáveis pelas mudanças estruturais no setor elétrico e suas implicações para o planejamento da expansão da matriz elétrica. Na terceira seção mapeiam-se os recursos energéticos disponíveis que podem ser empregados para atendimento da demanda de energia elétrica no país. Na quarta seção discutem-se os principais desafios envolvidos na expansão da matriz e detalham-se recomendações para lidar com cada um deles. A quinta seção apresenta as conclusões do trabalho.

2 CONTEXTO

O setor energético mundial está passando por profundas mudanças que alterarão estruturalmente o suprimento de energia elétrica nas próximas décadas. Essas mudanças exigirão uma reformulação do planejamento e da coordenação do suprimento de energia elétrica.

Os contornos dessas mudanças no setor elétrico brasileiro podem ser descritos por cinco fatores principais:

a) o desenvolvimento de **novas tecnologias de geração** como resultado de políticas energéticas pautadas por considerações socioambientais;

b) a **descentralização do suprimento** de energia elétrica, com novos agentes e os próprios consumidores passando a investir na produção de energia e na gestão de seu fornecimento;

c) a **alteração do padrão de crescimento e do perfil horossazonal da carga** requerida pelo Sistema Interligado Nacional;

d) a **política operativa adotada**; e

e) o impacto da **integração energética** com países vizinhos.

Nas próximas seções discute-se como cada um dos cinco fatores acima impactará o planejamento e a coordenação da oferta de energia elétrica nos anos vindouros.

2.1 A POLÍTICA ENERGÉTICA E O SURGIMENTO DE NOVAS TECNOLOGIAS

Depois de algumas décadas de discussões, reconhece-se que há um consenso na comunidade científica sobre a ocorrência de mudanças climáticas. Com o respaldo de vasto corpo de estudos publicados em revistas científicas revisadas por pares, constata-se que a emissão de gases efeito estufa resultantes de atividades humanas é a principal causa da tendência de aquecimento do clima observada ao longo do último século (Cook *et al.*, 2013 e Cook *et al.*, 2016).

2.1.1 INOVAÇÕES TECNOLOGICAS NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Tal constatação levou diversos países – com destaque para países membros da Comunidade Europeia – a adotarem políticas públicas para promover a '**descarbonização**' por meio de programas de incentivos para o desenvolvimento de tecnologias de geração menos poluentes e renováveis.

Tais programas custaram caro para os consumidores dos países, mas passados vários anos da adoção dessas políticas, os resultados começam a dar frutos (Blok, 2006; Lewis e Wiser, 2007; Frondel *et al.*, 2009).

O desenvolvimento tecnológico e a massificação de sua produção geraram melhor rendimento e reduziram os custos de fabricação e instalação dos equipamentos requeridos para o aproveitamento energético das fontes renováveis. O resultado foi uma redução substancial do custo médio por megawatt-hora gerado a partir dessas tecnologias, o que é referido como o '**custo nivelado**'. Os especialistas ainda apontam que a tendência de redução do custo nivelado dessas tecnologias deve continuar por mais alguns anos.

A geração eólica e fotovoltaica são as fontes que mais se beneficiaram destes programas. Estimativas da Agência Internacional de Energia Renovável (*International Renewable Energy Agency – IRENA*, 2016) indicam que entre 2015 e 2025 deve-se observar uma queda do custo nivelado da ordem de:

- 26% e 35% no caso da geração eólica onshore e *offshore*, respectivamente; e
- 59% no caso da geração fotovoltaica.

Essa projeção de queda é ainda mais impressionante quando são levadas em conta as reduções de custos já alcançadas nas décadas anteriores. O custo médio ponderado mundial da geração eólica em 2015 corresponde a um terço do custo de três décadas atrás.

A virtuosa trajetória de redução de custos e elevação de produtividade tornam as energias renováveis – como a fonte eólica e solar – cada vez mais competitivas, o que explica sua participação crescente na matriz elétrica mundial.

2.1.2 INOVAÇÕES TECNOLÓGICAS NO LADO DO CONSUMO

Políticas públicas também têm sido bem-sucedidas na promoção de inovações tecnológicas do lado da demanda por energia. Nos últimos anos houve significativos avanços na eficiência energética de equipamentos devido a:

- programas que estipulam padrões mínimos de eficiência; ou
- programas de selos que informam aos consumidores, no momento de compra dos aparelhos elétricos, sobre a eficiência relativa das alternativas disponíveis no mercado.

Os resultados destes programas têm sido muito positivos. No Brasil, o Procel estima que os programas de eficiência energética reduziram o consumo global de energia elétrica em cerca de 4,6% em 2020, com impacto médio ainda maior no consumo residencial: 14,9% (Procel, 2020).

Políticas deste tipo ao redor do mundo têm impulsionado a eficiência energética de novos equipamentos, sendo que as inovações tecnológicas nos países mais avançados também acabam elevando a eficiência energética nos países em desenvolvimento.

A propósito, não raramente os países em desenvolvimento conseguem elevar a eficiência energética de forma até mais rápida, ao **pular etapas *(leapfrogging)*** do desenvolvimento tecnoló-

gico, isto é, ao saltar de uma tecnologia mais antiga diretamente para uma mais recente, sem passar por tecnologias intermediárias. Como exemplo deste tipo de salto, as lâmpadas LED produzem cerca de três vezes mais lumens por watt de potência do que as lâmpadas florescentes compactas, mas em países que migram da lâmpada incandescente para a lâmpada LED o ganho de eficiência é da ordem de dez vezes.

Os países desenvolvidos continuam empurrando a fronteira tecnológica, o que abre oportunidades para os países em desenvolvimento fazerem novos saltos tecnológicos no futuro. O Japão, um dos países com programas mais ousados de eficiência energética, tem obtido resultados muito significativos: o consumo de energia por computadores tem caído cerca de 17% por ano, o de televisores 12%, o de geladeiras 8%, e o de condicionadores de ar 4%. E a perspectiva é de ganhos de eficiência crescentes. Nos Estados Unidos, por exemplo, as projeções são de que a economia para o consumidor obtidos pelos programas de eficiência energética – que atualmente é da ordem de USD 40 bilhões por ano – continue crescendo até atingir o seu pico, com cerca de USD 65 bilhões no ano de 2030 (IEA, 2020).

No entanto, e paradoxalmente, nem sempre as inovações resultam em queda do consumo de energia elétrica. Como as inovações também têm o efeito de reduzir o custo de aquisição e operação dos equipamentos, pode haver elevação do consumo global de energia elétrica quando um aparelho elétrico se torna mais acessível, o que acaba aumentando o uso do aparelho e elevando a demanda agregada de energia elétrica a despeito de sua maior eficiência.

Um exemplo marcante desse fenômeno é o de condicionadores de ar mais modernos que são capazes de modular a operação do compressor conforme a necessidade e, portanto, são mais eficientes que os aparelhos convencionais. Mas este aumento de eficiência reduz o custo unitário da climatização de ambientes, o que aumenta o seu apelo mercadológico, levando mais consumidores a optar pela climatização de ambientes, elevando o consumo agregado de energia.

Por fim, as políticas públicas que visam a reduzir as emissões de gases efeito estufa também têm impulsionado o desenvolvimento de novos equipamentos elétricos com o objetivo de reduzir a dependência de combustíveis fósseis. A tecnologia mais relevante nesta categoria é a dos veículos elétricos.

A introdução de veículos elétricos tem o potencial de não apenas elevar a demanda por energia elétrica, mas também de ocasionar alterações substantivas no padrão do consumo, tanto em termos temporais, quanto em termos geográficos.

Essas inovações tornam a projeção da carga futura mais incerta, o que torna o planejamento mais difícil.

2.1.3 POLÍTICA ENERGÉTICA

A experiência demonstra que políticas públicas podem direcionar o desenvolvimento tecnológico. Porém, a experiência também demonstra que a definição de boas políticas públicas não é trivial. Há muitos exemplos de países que apostaram em fontes ou tecnologias específicas que se provaram mais custosas no longo prazo.

Em geral, as melhores políticas são as que buscam ser **tecnologicamente neutras**, isto é, baseadas na definição de critérios para o atingimento dos objetivos desejados, deixando aos empreendedores a escolha dos meios para se atender aos fins (isto é, a escolha das tecnologias para atendimento da carga).

Mas este tipo de política não é de fácil implementação, pois cada fonte ou tecnologia apresenta diferentes características e condicionantes, de modo que os incentivos estruturados para atender aos requisitos de uma fonte ou tecnologia podem não funcionar para outras.

Portanto, o estabelecimento de **mecanismos de mercado** apropriados para a promoção dos objetivos energéticos desejados deve ser um dos principais desafios nos próximos anos (Azar e Sandén, 2011; Edenhofer *et al.*, 2013; Kreiss, 2019; e Kim e Tang, 2020)

2.2 A DESCENTRALIZAÇÃO DA PRODUÇÃO E DA GESTÃO DO SUPRIMENTO

Outro fator que afeta a evolução do setor é o ingresso de novos agentes no setor, sejam eles geradores independentes, autoprodutores, comercializadores, agregadores ou prossumidores.

Esse ingresso de novos agentes no setor tem sido ensejado por:

- inovações tecnológicas; e
- mudanças institucionais e regulatórias.

No campo tecnológico, o ingresso de novos agentes é impulsionado pelo surgimento de novas tecnologias que:

- permitem o aproveitam de recursos energéticos locais;
- são viáveis em pequena escala; e
- são de fácil operação e manutenção.

No campo institucional e regulatório, o crescente engajamento de novos agentes é estimulado:

- pela contratação de energia de novos empreendimentos de geração por meio dos leilões de energia;
- pela gradual abertura de mercado, que tem promovido a livre contratação de energia entre Produtores Independentes de Energia, comercializadores e Consumidores Livres; e
- pelo Sistema de Compensação de Energia, criado para facilitar a instalação de geração de pequeno porte nos estabelecimentos dos consumidores.

O sistema de **Leilões de Energia Nova**, introduzido pela Lei 10.848, estabelece que o atendimento do crescimento da carga projetada dos consumidores regulados deve ser atendido por meio da contratação antecipada de energia pelas distribuidoras em leilões promovidos pelo governo federal. Desta forma, os empreendedores vencedores nos leilões obtêm contratos de suprimento firme de longo prazo, antes mesmo de iniciar as obras do empreendimento, o que mitiga substancialmente o risco de investimento em novas usinas e facilita a entrada de novos agentes no setor.

Ao mesmo tempo o governo vem gradualmente relaxando as restrições para que os consumidores possam optar por seu supridor de energia elétrica. Essa **abertura de mercado** tem resultado na ampliação do mercado livre, promovendo uma descentralização da gestão da contratação de energia de longo prazo, seja por geradores independentes (Produtores Independentes de Energia), Comercializadores ou Consumidores Livres.

Por fim, destaca-se o **Sistema de Compensação de Energia**, estabelecido pela Resolução Normativa 482/2012 da Aneel, pelo qual consumidores que instalam centrais de geração de pequeno porte (microgeração e minigeração distribuída) de fonte renovável ou de cogeração qualificada nos seus estabelecimentos são tarifados em função do seu consumo líquido da rede. Este sistema supera uma das principais barreiras para a autoprodução com base nas fontes renováveis: a incompatibilidade entre o padrão de produção da fonte renovável e o padrão da carga do consumidor. Neste sistema de compensação, conhecido internacionalmente como ***net metering***, permite-se que:

- nos momentos em que a autoprodução do chamado **prossumidor** supera o seu consumo, a energia excedente seja injetada na rede de distribuição para atendimento de outro consumidor, sendo contabilizada como um crédito; e
- nos momentos em que a autoprodução do prossumidor é inferior ao seu consumo, o déficit de energia seja suprido por outro gerador integrado à rede de distribuição, sendo cobrado apenas pelo montante de energia que superar os créditos acumulados.

A inserção de geração distribuída no Brasil também foi impulsionada pelo subsídio tarifário implícito introduzido pela Resolução Normativa 482, subsídio este que tende a ser amenizado com a promulgação do PL 5.829/2019, que estava em tramitação final no Congresso Nacional

às vésperas de publicação deste *White Paper*. Este tema será abordado no *White Paper 27*.

Conjuntamente, essas inovações institucionais e regulatórias tiveram o efeito de descentralizar a produção e a gestão do suprimento de energia elétrica, resultando em:

- elevação do número de agentes engajados no mercado, o que tem o efeito de ampliar a concorrência;
- gestão ativa do risco (em contraste com a contratação de energia para atendimento aos consumidores regulados, que é realizada por meio de rateio da energia contratada nos leilões de energia balizadas pelo crescimento da carga projetado);
- adoção de condições contratuais adaptadas para melhor atender às necessidades do gerador e do consumidor; e
- maior engajamento dos consumidores.

Embora a autoprodução de energia elétrica pelos consumidores e o avanço das tecnologias de armazenamento tornem o suprimento autônomo uma possibilidade, não se espera um abandono da operação integrada. Devido às sinergias da operação integrada com suprimento das diversas fontes e diferentes perfis de consumo, assim como os ganhos de escala obteníveis com a geração centralizada, a integração às redes de transmissão e distribuição devem permanecer atrativas no futuro.

2.3 ALTERAÇÃO DO PADRÃO DE CRESCIMENTO E PERFIL HOROSSAZONAL DA CARGA

Na seção anterior já se mencionou a incerteza quanto ao crescimento e padrão da carga em função de mudanças nos usos da energia. Esta é uma dimensão que sempre existiu, mas que está se intensificando em função da velocidade crescente com a qual novas tecnologias são adotadas.

Porém, existe uma nova dimensão que impacta ainda mais o padrão do crescimento e perfil da carga requerida do Sistema Interligado Nacional: o padrão de produção de energia a partir das fontes renováveis.

Uma das características mais relevantes das fontes renováveis é que sua produção é determinada pela disponibilidade do recurso energético, razão pela qual tais recursos são referidos como **fontes não controláveis**.

À medida que a participação dessas fontes na matriz elétrica aumenta, torna-se necessário incorporar um maior detalhamento da operação no processo de planejamento da expansão do parque gerador para avaliar a adequação da oferta nas diversas épocas do ano e nas diversas horas do dia, ou seja, para considerar a compatibilidade do perfil horossazonal da produção com o da carga.

O **perfil de produção sazonal** é uma questão relevante no caso de novas hidrelétricas a fio d'água porque a capacidade de armazenamento dos reservatórios existentes já está se aproximando do seu limite para realizar a regularização sazonal da hidrologia.

No caso da geração eólica e solar isso não é uma preocupação; pelo contrário, é uma solução, pois essas fontes tendem a apresentar maior produção no período seco, complementando bem a geração hidrelétrica, que ainda é a fonte dominante no setor elétrico brasileiro.

O que mais preocupa no caso das fontes eólica e solar é o seu **perfil de produção horário**, que pode apresentar um descolamento maior em relação ao perfil horário da carga.

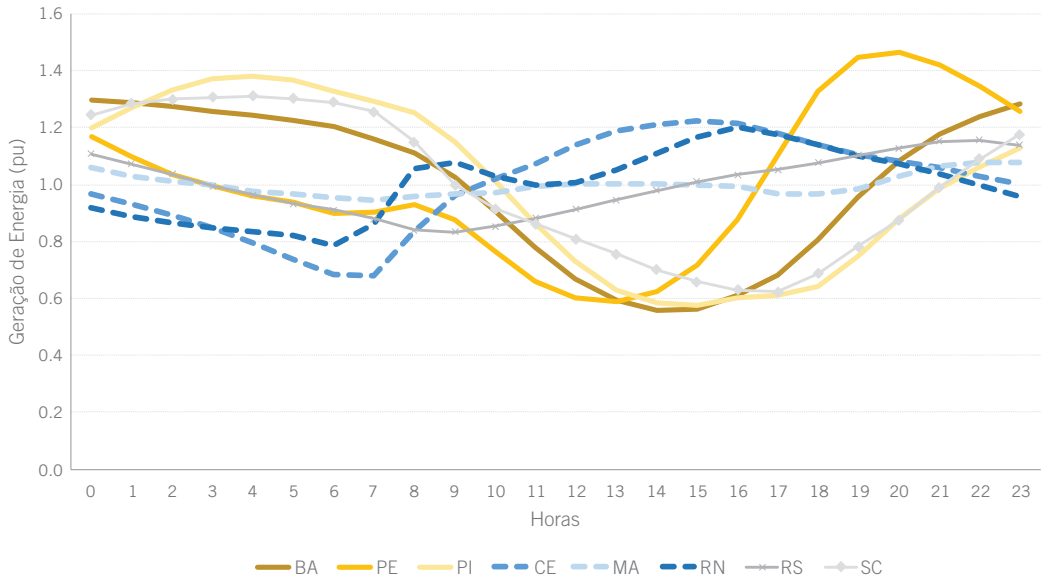


Figura 1: Perfil de produção horária da geração eólica em diversos estados

Fonte: P&D Matriz Robusta (2021). Dados: ONS (2019). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Como pode ser observado na Figura 1, o perfil de produção horário da **geração eólica** apresenta alguma diversidade espacial. Os parques eólicos situados no **litoral** (como no caso da maioria dos parques situados no Ceará, Maranhão, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul) tendem a produzir mais no período diurno, enquanto aqueles situados no interior tendem

a produzir mais no período noturno (como no caso da maioria dos parques localizados nos estados da Bahia, Pernambuco, Piauí e Santa Catarina). Esta diversidade proporciona certa complementariedade e colabora para uma maior estabilidade na produção agregada.

O perfil de produção horária da **geração solar** tende a ser mais uniforme entre os parques solares em diferentes localidades e sua produção é, obviamente, concentrada no período diurno, como evidenciado na Figura 2.

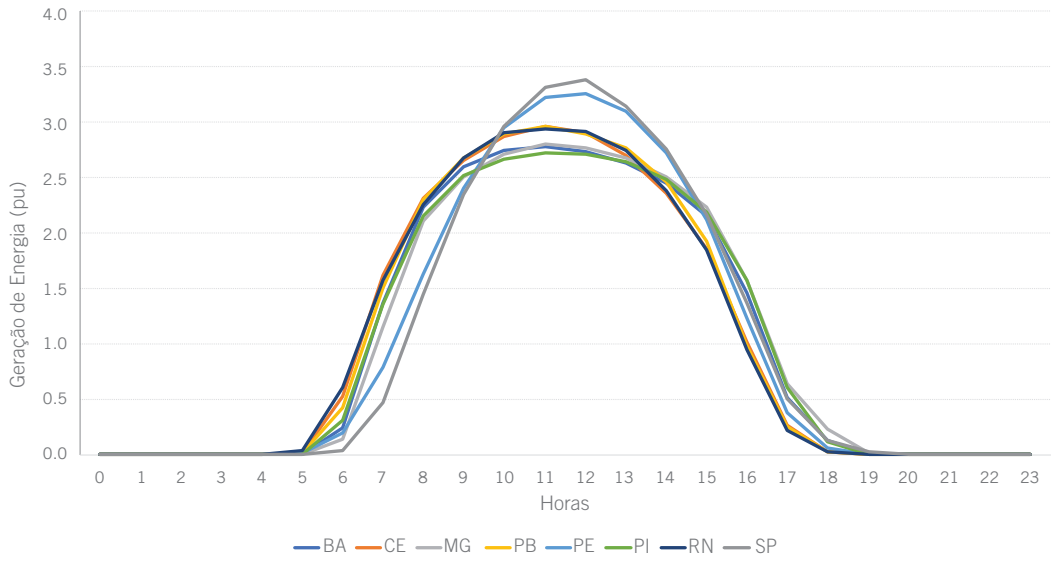


Figura 2: Perfil de produção horária da geração solar em diversos estados

Fonte: P&D Matriz Robusta (2021). Dados: ONS (2019). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Nas fases iniciais de inserção da geração solar, essas características são vantajosas, pois sua produção ocorre nos períodos de maior carga e tende a ser maior nos dias de maior insolação, quando a temperatura aumenta e a carga tende a atingir o seu pico anual nos principais centros de consumo do país. Porém, à medida que sua participação aumenta na matriz, começa-se a saturar o mercado, pois sua produção é muito correlacionada e concentrada em algumas horas do dia.

Em alguns anos é de se esperar que a elevação da participação da geração fotovoltaica resulte na alteração do formato da **curva de carga líquida**, isto é a curva de carga remanescente após a subtração da geração a partir das fontes não controláveis. Portanto, dada a concentração da produção da geração solar nos períodos de maior insolação, à medida que participação solar na matriz elétrica for incrementada, será observada uma queda da carga líquida no meio do dia, resultando em uma depressão da curva de carga. Este padrão – típico de sistemas com grande participação de geração fotovoltaica – é referido como a '**curva de pato**', como a apresentada na Figura 3.



Figura 3: Projeção do perfil da carga horária no estado do Tocantins em 2021, 2025 e 2030

Fonte: P&D Matriz Robusta (2021). Dados: Aneel e ONS (2019). Elaboração: Daimon e Instituto Acende Brasil.

Projeções da carga horária levando em conta a inserção crescente de mini e microgeração fotovoltaica – incluindo-se as projeções desenvolvidas no âmbito do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento referido como "P&D Matriz Robusta"[1] – indicam que no horizonte de dez anos a 'curva de pato' será uma realidade em várias regiões no Brasil.

A intensidade do fenômeno 'curva de pato' em cada região depende de alguns fatores principais: do valor das tarifas de energia vigentes; da política de tributação no estado; e do fator de capacidade da placa fotovoltaica em função da radiação solar na região. As projeções do projeto "P&D Matriz Robusta" indicam que o caso mais extremo estaria no Tocantins, onde seria constatada uma carga líquida negativa no meio do dia. Isto quer dizer que a distribuidora no estado passaria a exportar energia para outros estados pela Rede Básica de Transmissão em função da abundância de geração solar.

Nesse período (meio do dia) a geração solar deslocaria a geração a partir de outras fontes mais caras, o que leva a uma redução do preço horário naqueles momentos. Isso significa que, em alguns anos, um dos principais desafios pode vir a ser o aproveitamento desta geração muito econômica, mas para a qual há pouca demanda no momento em que a mesma é produzida.

Neste contexto de elevação da variabilidade de preços ao longo do dia em função da variabilidade da produção a partir das fontes não controláveis, é possível antever que a capacidade de **modulação**, o **armazenamento** e a **resposta da demanda** tendem a se tornar mais valorizados e mais rentáveis, abrindo espaço para investimentos em novas tecnologias e para a contratação de novos serviços.

Outro aspecto a ser considerado com a crescente participação de fontes não controláveis decorre de sua aleatoriedade. Além da variabilidade horossazonal previsível da geração eólica e solar, há também uma **variabilidade aleatória** para a qual não é possível planejar a operação. Essa variabilidade se traduz na inserção de uma nova fonte de risco no setor elétrico.

Há anos o Brasil lida com a aleatoriedade das vazões afluentes que afetam a produção hidrelétrica. Esta é uma aleatoriedade de produção que impacta o setor de forma gradual em função da variabilidade das chuvas de um ano para o outro e que é amortecida pelos reservatórios de regularização hidrelétrica. Já a aleatoriedade da geração eólica e solar é observada em questão de horas. Portanto, a natureza da aleatoriedade é muito diferente.

[1] O projeto de pesquisa e desenvolvimento da Aneel "Análise de Portfolio de Usinas de Geração para Atendimento da Carga Futura do Sistema Interligado Nacional" (PD-07267-0012-2018), referido como P&D Matriz Robusta (2021), foi patrocinado pela EDP, sob a coordenação e execução pelo Instituto Acende Brasil, e co-execução pela Daimon, Tendências Consultoria Integrada e Venidera.

De um lado, a variabilidade de produção das hidrelétricas produz uma **volatilidade de baixa frequência** que se traduz basicamente em uma questão energética: qual é o montante de energia com o qual se pode contar a partir da geração hidrelétrica com um certo nível de garantia de suprimento? Cabe notar, portanto, que no curto prazo a produção hidrelétrica é plenamente controlável, o que não tem implicações para a operação de curto prazo.

De outro lado, a variabilidade de produção eólica e solar introduz uma nova fonte de risco: a **volatilidade de alta frequência**, o que tem implicações sobre a operação de curto prazo, já que essas variações repentinas e imprevistas de produção requerem ampliação da oferta de serviços ancilares para lidar com tais flutuações.

O ONS estima que para cada 100 megawatts (MW) de geração eólica no Nordeste é necessário dispor de uma Reserva de Potência Operativa de 6 MW, ou seja, uma margem de 6%. No caso da geração eólica no Sul, região que apresenta mais variabilidade eólica, a margem de reserva requerida é de 15%. Essa variabilidade é maior do que a aleatoriedade da carga, para a qual o ONS considera que uma margem de 4% é suficiente (Begni, 2019).

Para lidar com essa volatilidade, o Operador Nacional do Sistema precisa contratar uma 'Reserva de Potência Operativa' para controle de frequência que é segmentada em três **serviços ancilares**:

- Resposta de Inércia;
- Controle Primário; e
- Controle Secundário.

Estes serviços ancilares basicamente diferem entre si em função dos seus tempos de resposta, que podem variar de segundos até vários minutos, como ilustrado na Figura 4.

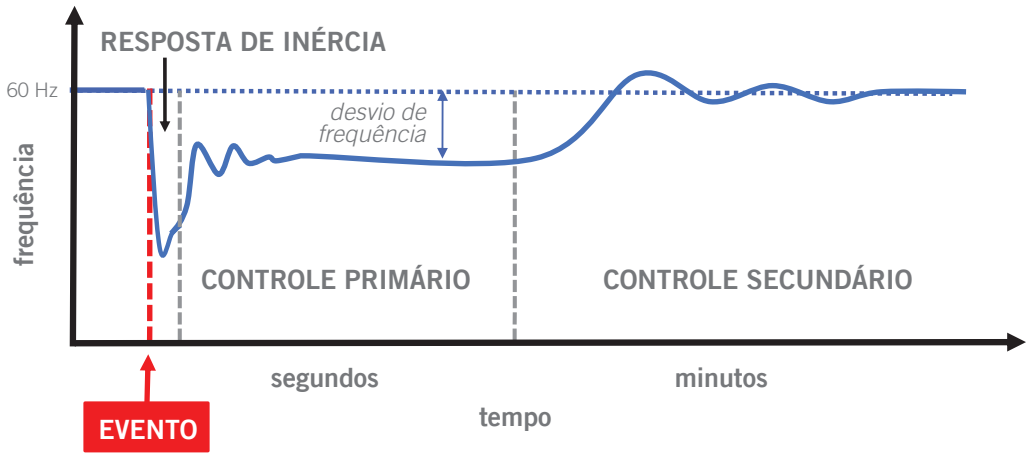


Figura 4: Serviços Ancilares para o Controle de Frequência

Fonte: Souza (2010).

Outra característica das fontes eólica e solar é a sua baixa inércia, o que torna o sistema mais instável, requerendo respostas mais rápidas para estabilização da frequência.

A crescente participação das fontes eólica e solar elevará a demanda por serviços de controle de frequência. Portanto, torna-se muito importante estabelecer mecanismos apropriados para assegurar a oferta eficiente de capacidade para prover estes serviços ancilares.

2.4 A POLÍTICA OPERATIVA

O exame da operação do setor elétrico brasileiro ao longo dos 20 últimos anos permite verificar que as hidrelétricas têm operado longos períodos com seus reservatórios em nível baixo. A Figura 5 mostra a Energia Armazenada, em termos percentuais da capacidade total, das hidrelétricas do Subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

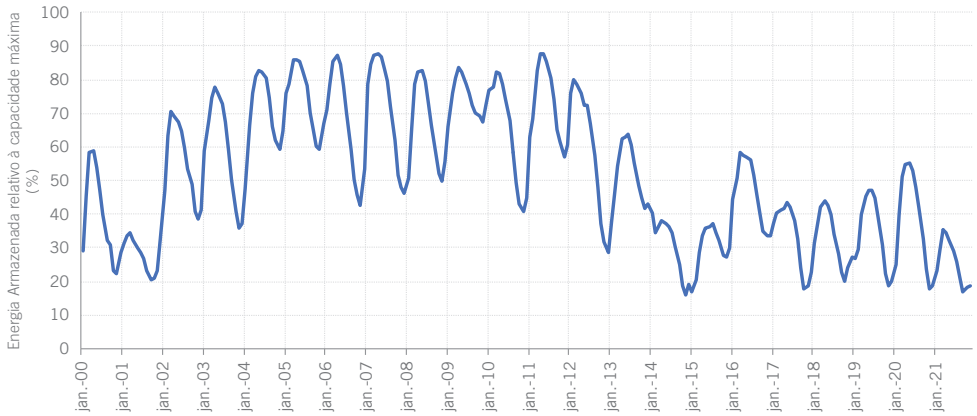


Figura 5: Energia Armazenada nos reservatórios hidrelétricos do SE/CO

Fonte: ONS (2021). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Embora uma modulação do nível dos reservatórios seja esperada para regularizar as variações das vazões afluentes, percebe-se que há longos períodos de operação com os reservatórios em níveis baixos. Também se percebe que, mesmo em períodos de vazões afluentes abundantes, os reservatórios não são plenamente enchidos (ficando sistematicamente abaixo dos 90% de sua capacidade máxima).

Haveria condições para recuperar os reservatórios hidrelétricos, pois – exceto nos anos de 2014 e 2015 – o acionamento termelétrico tem sido reduzido todos os anos durante o período úmido, como pode ser constatado na Figura 6.

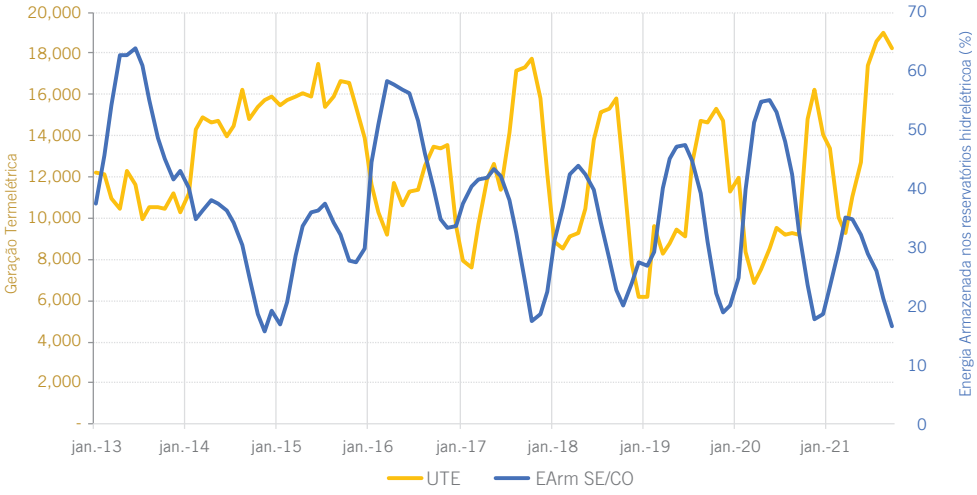


Figura 6: Geração termelétrica e nível de armazenamento nas hidrelétricas do SE/CO

Fonte: ONS (2021). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

A constatação acima tem implicações importantes para a operação hidrelétrica, pois a produtividade das hidrelétricas depende de sua queda líquida. Quando as hidrelétricas são acionadas com reservatórios baixos elas precisam turbinar mais água para produzir a mesma quantidade de energia que seria necessária se os reservatórios estivessem cheios.

Este efeito é muito relevante. A diferença entre as produtividades das hidrelétricas brasileiras operando na sua cota máxima e operando na sua cota mínima é da ordem de 21% (Instituto Acende Brasil, 2021).

A desconsideração do efeito produtividade na política operativa atual torna-se ainda mais aparente quando se avalia a gestão dos reservatórios ao longo da cascata.

Como a vazão afluente aumenta à medida que se desce pela bacia hidrográfica, o volume turbinado nas usinas rio abaixo tende a ser muito maior do que as usinas mais próximas às nascentes dos rios. Isso significa que a queda de produtividade nas usinas a jusante resulta em maior perda energética da perspectiva sistêmica. Além disso, quando se promove a regularização hidrelétrica nas usinas a montante, regulariza-se a vazão afluente de todas as hidrelétricas a jusante, reduzindo-se assim a necessidade de modulação nos demais reservatórios.

Considere o seguinte exemplo extremo para ilustrar o conceito explorado acima.

Suponha-se que o montante de geração hidrelétrica prevista pelo Operador do Sistema supere o montante possível com às vazões afluentes no período. Isso significa que o parque gerador precisa recorrer a uma parte do volume de água armazenada nos seus reservatórios para gerar o montante de energia requerido. Suponha-se, ainda, que haja duas alternativas:

- intensificar a operação na Usina A, localizada a jusante (rio abaixo), que em média produz 1.000 MWm, o que resultaria na queda do nível do seu reservatório, ocasionando uma queda de sua produtividade de 5%;
- intensificar a operação na Usina B, localizada a montante (rio acima), que em média produz 100 MWm, o que deplecionaria o seu reservatório de maneira a reduzir a sua produtividade em 30%.

Apesar de a queda de produtividade ser muito maior na Usina B (30% versus 5%), o seu efeito sobre a produtividade agregada do sistema é inferior, pois o volume turbinado nessa usina é muito menor (100 MWm versus 1.000 MWm), de modo que a perda energética seria de 30 MWm (comparados com os 50 MWm caso se optasse pelo deplecionamento da Usina A, situada rio abaixo).

Examinando-se a operação nos últimos anos, verifica-se que a gestão dos reservatórios hidrelétricos não tem seguido este princípio. Na Figura 7, pode-se observar o armazenamento nos reservatórios hidrelétricos da bacia do São Francisco.

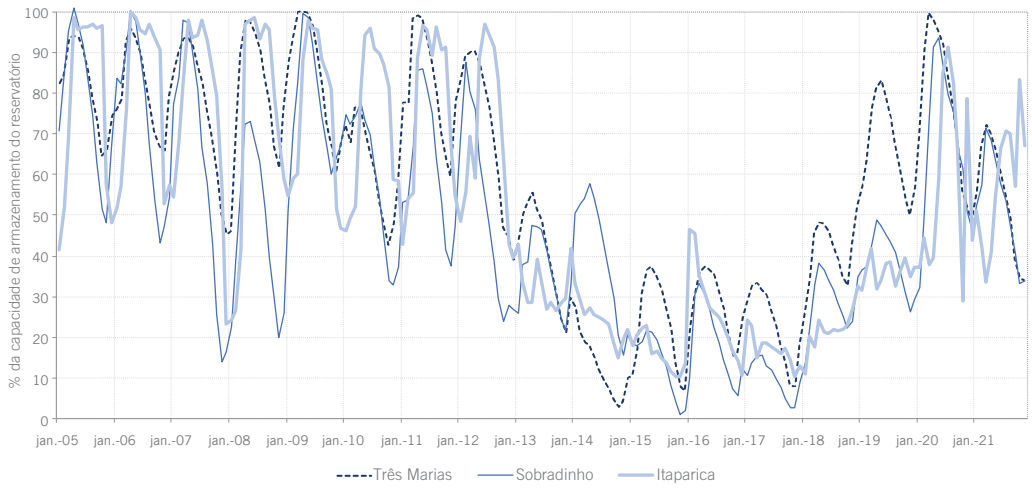


Figura 7: Armazenamento nos reservatórios hidrelétricos da bacia do São Francisco

Fonte: ONS (2021). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Observa-se que nos anos de 2005 a 2012, quando as condições hidrológicas foram boas, o reservatório que apresentou menor variação do reservatório foi o da usina de Três Marias, localizado na cabeceira da bacia (a montante).

Já quando houve uma hidrologia mais baixa, no final de 2007, os reservatórios de Itaparica e de Sobradinho, que ficam a jusante, foram os mais esvaziados, caindo para 23,4% e 14,1% de sua capacidade, enquanto o valor mínimo do reservatório de Três Marias foi de 45,3%.

Note-se também, que após um longo período de hidrologia baixa entre 2013 e 2017, o primeiro reservatório a ser recomposto foi o de Três Marias (a montante).

Em resumo, verifica-se que o armazenamento nos três reservatórios foi feito de forma semelhante na maior parte do tempo (com enchimento e esvaziamento dos reservatórios de forma sincronizada), mas em vários momentos foi priorizado o armazenamento nos reservatórios de Três Marias (a montante).

A política adotada acima representa o contrário do que seria indicado para maximizar a produtividade sistêmica: esvaziar antes os reservatórios a montante porque os volumes turbinados nessas usinas tendem a ser muito menores.

Importante lembrar que a usina de Três Marias é uma usina de 396 MW – bem inferior aos 1.050 MW de Sobradinho ou os 1.480 MW de Itaparica.

Essa política resulta em um pior aproveitamento da hidrologia, pois a perda energética decorrente da redução da queda líquida das usinas hidrelétricas a jusante tende a ser maior do que nas usinas a montante.

Há vários fatores que podem estar por trás desta política operativa – como, por exemplo, as restrições operativas para atender a outros usos dos recursos hídricos –, mas o principal fator é a estratégia de modelagem empregada no setor elétrico. A cadeia de modelos oficiais adotados para definir a política operativa não internaliza o efeito do deplecionamento dos reservatórios na produtividade de cada uma das hidrelétricas no processo de otimização:

a) Em primeiro lugar, porque o modelo **Newave**, utilizado para definir a política de acionomento hidro-térmico de longo prazo, utiliza uma representação simplificada das hidrelétricas, que são agregadas em 'sistemas equivalentes', o que inviabiliza a otimização da gestão dos reservatórios ao longo da cascata.

b) Em segundo lugar, porque os modelos oficiais representam a função de produção por uma aproximação "linear por partes" (*piece-wise linear*), de modo que as variações da produtividade resultantes dos esvaziamentos dos reservatórios associados à geração hidrelétrica não são internalizadas no processo de otimização (sendo apenas atualizados entre etapas da otimização pela função linear por partes).

c) Em terceiro lugar, porque alguns dos dados de entrada empregados no modelo – como os parâmetros de produtibilidade das hidrelétricas, a taxa de desconto empregada e o custo de déficit – não representam bem a realidade do sistema, o que acaba distorcendo a política operativa.

Os resultados dessa política operativa são:

- uma constante sobrestimação da geração hidrelétrica com as vazões afluentes disponíveis, o que explica os recorrentes deplecionamentos dos reservatórios hidrelétricos, que por sua vez têm agravado os efeitos da crise hídrica; e
- uma operação menos eficiente, o que resulta em menor geração hidrelétrica e maiores custos.

Estas constatações remetem à urgência do aprimoramento dos modelos computacionais e seus parâmetros e à importância de se avançar com a pauta de modernização do setor elétrico.

2.5 INTEGRAÇÃO INTERNACIONAL

O Brasil atualmente dispõe de **interconexão por linha de transmissão** com a Argentina, Paraguai, Uruguai e Venezuela. Também dispõe da possibilidade de intercâmbio de gás natural por meio de **gasodutos** com a Bolívia e a Argentina. Por fim, há a geração compartilhada com o Paraguai por meio **da usina binacional** de Itaipu.

	Interconexão de Transmissão	Hidrelétrica Binacional	Gasoduto
Argentina	Garabi	*Garabi* *Panambi*	Uruguaiana *Uruguaiana-Porto Alegre*
Bolívia		*Guajará-Mirim*	Gasbal Lateral-Cuiabá
Colômbia			
Guiana	*Arco Norte*		
Guiana Francesa			
Paraguai	Itaipu Conversora Acaray*	Itaipu *Cachoeira*	
Peru	*Vertente Atlântica Peruana*		
Suriname			
Uruguai	Melo Riveira		
Venezuela	Boa Vista-El Guri*		

Em operação

Alternativas planejadas ou consideradas

Figura 8: Projetos de Integração Regional com países vizinhos

Fonte: EPE (2018). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Mirando o futuro, o Brasil tem realizado estudos de integração com a Argentina, a Bolívia, a Guiana, o Paraguai e o Peru.

Os projetos de integração que têm sido considerados com a Argentina incluem a construção de duas hidrelétricas binacionais (**Garabi e Panambi**) no rio Uruguai, com potência de geração conjunta de 2,2 GW. O potencial hidrelétrico destas duas usinas já foi inventariado e estudos de viabilidade técnico-econômica e socioambiental das hidrelétricas foram iniciados, mas interrompidos em 2015. Também há a expectativa de finalização do Trecho II do gasoduto **Uruguaiana-Porto Alegre**, que interligaria a malha de gasodutos argentina à rede de gasodutos brasileira. Atualmente só foram concluídos o Trecho I (que conecta a termelétrica Uruguaiana à rede de gasodutos da Transportadora de Gás del Mercosur (TGM) na província de Corrientes, Argentina) e o Trecho III (que conecta Canoas ao Polo Petroquímico de Triunfo).

Os estudos com a Bolívia envolvem a construção do complexo hidrelétrico de Guajará-Mirim, no rio Mamoré[2], que teria uma potência conjunta de 5 a 6 GW (Agência Brasil, 14/fev/2020). Estudos de inventário da bacia hidrográfica do rio Madeira e dos seus principais afluentes, sejam localizados em território boliviano ou brasileiro, têm sido realizados desde 2016.

O projeto com a Guiana – mas que também envolve o Suriname e a Guiana Francesa – seria uma interconexão por linhas de transmissão denominada **Arco Norte**, cujo objetivo inicial seria viabilizar a exportação do excedente de energia de futuros projetos localizados nesses países

[2] O rio Mamoré é um curso de água da bacia do rio Amazonas que nasce da confluência do rio Chapare com o rio Mamorecillo, entre os departamentos de Santa Cruz e Cochabamba, na Bolívia, 24 km ao sul da foz de um de seus grandes afluentes, o rio Grande. O rio Mamoré junta-se ao rio Beni no município de Nova Mamoré, no estado de Rondônia, para formar o rio Madeira.

para o mercado consumidor brasileiro e, posteriormente, para a exploração das complementariedades dos regimes eólico e hídrico entre as regiões.

Com o Paraguai há a possibilidade de se construir uma segunda usina hidrelétrica binacional de Cachoeira, que teria uma potência de 20 MW, no rio Apa. O projeto foi identificado, mas não há perspectiva de desenvolvimento do projeto neste momento.

Os estudos da **Vertente Atlântica Peruana** visam uma interconexão de transmissão com o Peru para viabilizar a importação do excedente de energia de futuros projetos no Peru e no Chile. O projeto também permitiria a comercialização de energia nos termos da Comunidade Andina de Nações, que inclui a Colômbia e o Equador.

Embora a integração possa trazer benefícios decorrentes da exploração de complementariedades das fontes disponíveis nos diversos países, a integração regional tem avançado pouco devido ao alto risco político e geopolítico que predomina na América Latina.

Os projetos de integração regional com os países vizinhos têm sofrido sobressaltos, como detalhado no *White Paper* 1 – *Energia e Geopolítica: Compromisso versus Oportunismo* (Instituto Acende Brasil, 2010). Dos nove projetos de integração regional implantados, dois já foram desativados: a interconexão com a Venezuela e a Conversora Acaray, com o Paraguai. Um terceiro, o gasoduto conectando Uruguaiana à rede de gasodutos argentina, também esteve desativado por muitos anos, só voltando a ser operado recentemente para suprimento em condições extraordinárias durante a crise hídrica (EPE, 2018).

Outro entrave para a integração regional é a incompatibilidade entre os desenhos de mercado empregados nos diversos países.

2.5.1 ITAIPU

De todos os projetos de integração regional adotados, a Itaipu Binancional é o mais importante. Embora este projeto tenha sido relativamente bem-sucedido, ele também impõe riscos que precisam ser considerados no planejamento do suprimento de energia no Brasil nos próximos anos.

A primeira fonte de risco é a renegociação do Anexo C do Tratado de Itaipu que pode ocorrer a partir de 2023. Este anexo é o que estabelece as regras para o rateio dos custos da usina entre os dois países. Em 2023 a usina terá quitado a sua dívida, seu principal item de custo, o que permitiria uma redução da tarifa por potência contratada da usina.

Como o Paraguai cede a maior parte de sua parcela da potência da usina para o Brasil, historicamente foi de seu interesse inflar o orçamento da Itaipu com a inclusão de projetos financiados pela Itaipu Binacional, o que tem o efeito de extrair mais recursos do Brasil a seu favor. A princípio seria de se esperar que esta seria a postura paraguaia na renegociação do Anexo C, mas, ao se examinar as projeções para o mercado paraguaio nos próximos anos, verifica-se que há elementos que podem levar os paraguaios a alterar esta postura na negociação vindoura.

Atualmente o Paraguai consome cerca de 42% da energia produzida pela sua metade da usina,[3] sendo os 58% remanescentes destinados ao Brasil. Em 2020, o montante cedido ao Brasil somou 22.091 GWh, o que corresponde a 2,5 GWm (Itaipu Binacional, 2020).

Este excedente vem se reduzindo ano a ano. Segundo a Adminstración Nacional de Electricidad (Ande), entidade responsável pelo planejamento energético do Paraguai, o consumo de energia no país deve crescer a uma taxa média de 5,8% ao ano até 2030, e a uma taxa de 4,4% na década seguinte (no cenário baixo, considerado no planejamento). Neste ritmo, se não houver expansão da geração de outras fontes, o Paraguai passaria a consumir toda a sua metade da Itaipu Binacional em 2033 (Ande, 2020).

Como o Brasil consome a oferta residual do Paraguai, isto significa que a cessão de energia paraguaia para o Brasil tende a cair nos próximos anos, podendo cessar de ocorrer na próxima década. Esta é uma fonte de risco importante que precisa ser incorporada ao planejamento energético brasileiro.

[3] Em 2020, o Paraguai consumiu 15.861.298 MWh (21%) dos 75.906.418 MWh da energia suprida pela usina binacional de Itaipu, ou seja, 42% da produção da sua metade da usina. Isso contrasta com a sua participação da "potência contratada", que foi de apenas 12% da capacidade total da usina em 2020. O Paraguai tem sistematicamente subestimado a sua demanda de Itaipu nos últimos anos, resultando numa disparidade na divisão da "energia vinculada associada à potência contratada" e da "energia adicional" produzida pela usina.

3 MAPEAMENTO DOS RECURSOS

A avaliação da composição do parque gerador futuro requer uma visão integrada sobre os recursos energéticos disponíveis. Isso envolve:

- a identificação de recursos energéticos fisicamente viáveis;
- a estimação dos custos para avaliação de sua viabilidade econômica;
- a realização de um inventário do potencial de geração do recurso disponível; e
- a avaliação de sua localização a fim de incorporar os custos de transmissão.

Tal mapeamento permite identificar os recursos mais promissores e os gargalos ou lacunas institucionais, regulatórias ou de infraestrutura física que precisam ser sanados para viabilizar a exploração dos recursos identificados.

O objetivo dessa seção não é fazer um mapeamento exaustivo dos recursos, mas desenvolver algumas considerações críticas relacionadas aos recursos disponíveis para a expansão robusta da geração de eletricidade no Brasil.

3.1 EÓLICO

A geração eólica já se provou uma tecnologia competitiva. Nos últimos cinco anos (2016 a 2020), a geração eólica respondeu por 36,4% da Garantia Física adicionada ao sistema (3.270 MWm). A potência instalada dos parques eólicos já soma 18,9 GW e foram contratados mais 12,1 GW nos Leilões de Energia Nova do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) que deverão entrar em operação nos próximos anos.

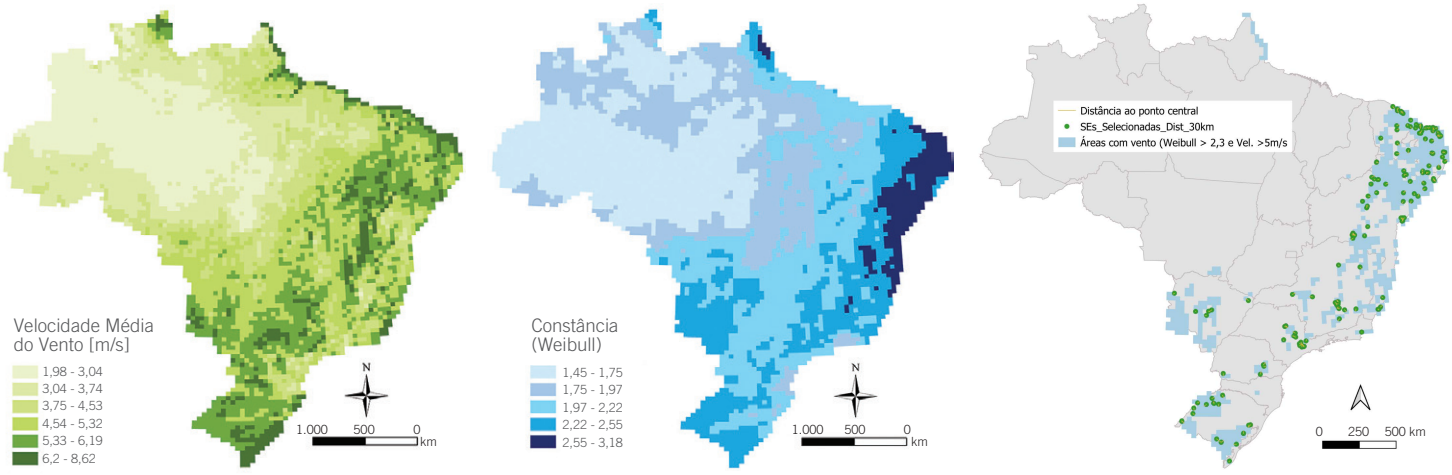
No "Leilão de Energia Nova A-5", realizado em 30 de setembro de 2021, por exemplo, a geração eólica foi contratada a um preço médio ponderado de R$ 160/MWh – o menor preço entre todas as fontes contratadas neste leilão. Isto demonstra que a eliminação do desconto concedido sobre a tarifa de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição – promovida por meio do artigo 4º da Lei 14.120 (Medida Provisória 998) – foi acertada.

A localização de implantação desta fonte envolve determinar quais áreas do país têm o melhor potencial de geração eólica. Tal potencial envolve dois atributos:

- a **intensidade** dos ventos – avaliada com base na velocidade média dos ventos; e
- a **constância** dos ventos – avaliada pela chamada "distribuição de Weibull".

Portanto, as áreas mais atraentes para instalação de parques eólicos são aquelas que se destacam nessas duas dimensões (velocidade e constância dos ventos).

A Figura 9 apresenta este mapeamento. A Figura 9(a) destaca as áreas que apresentam os ventos mais intensos, a Figura 9(b) destaca as áreas em que os ventos são mais constantes, enquanto o mapa na Figura 9(c) apresenta a interseção das áreas mais atraentes para geração eólica com base nesses dois atributos, indicando a localização das subestações existentes nessas áreas.



(a) velocidade média do vento (b) constância do vento (c) interseção das 2 áreas

Figura 9: Identificação das áreas mais propícias para a injeção de geração eólica

Fonte: P&D Matriz Robusta (2021). Dados: Cepel, Inmet, Aneel e EPE (2019). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

3.2 SOLAR

Nos últimos leilões a geração solar já desbancou a geração eólica como fonte de maior crescimento. Já foram contratados 14,8 GW de potência de geração solar nos Leilões de Energia Nova do ACR que entrarão no sistema nos próximos anos. Esta estatística se refere apenas à geração centralizada, já que na Geração Distribuída, que cresce a taxas exponenciais, a geração fotovoltaica é dominante.

Embora as regiões de radiação solar mais intensa se encontrem nas regiões Nordeste e Centro-Oeste, as condições para geração solar são boas na maior parte do país, como pode ser conferido na Figura 10.

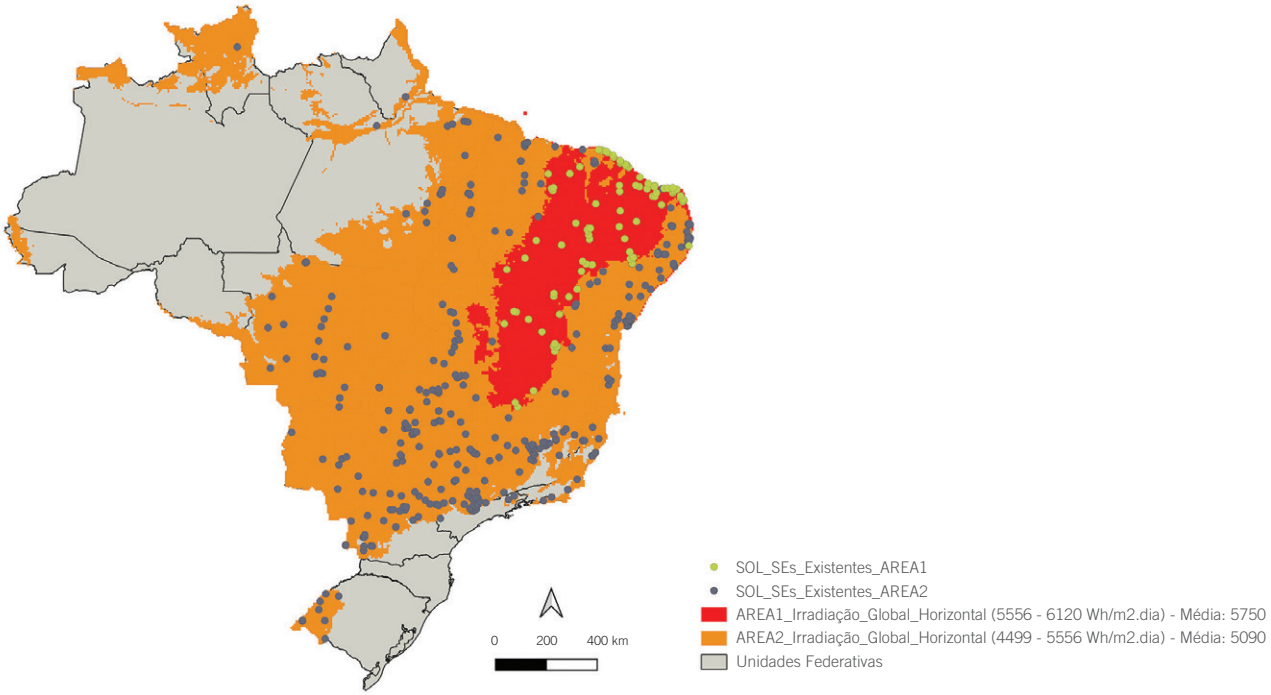


Figura 10: Subestações nas áreas de maior radiação solar

Fonte: P&D Matriz Robusta (2021). Dados: Inpe e EPE (2019). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Os grandes diferenciais dessa tecnologia são:

- a sua **modularidade**, o que possibilita dimensionar a geração solar para qualquer escala;
- a sua **facilidade de instalação e manutenção**, o que permite o seu emprego amplo, inclusive por prossumidores;
- a **tendência de redução de custos** de produção das placas fotovoltaicas e equipamentos acessórios, assim como os custos de instalação da geração solar.

Essas características explicam a popularidade da geração solar, que tende a crescer de forma muito forte nos próximos anos, principalmente na modalidade de geração distribuída nos estabelecimentos de consumo, na qual a fonte apresenta enormes vantagens comparativas.

O maior empecilho para a geração solar no médio prazo será a autocorrelação temporal da geração horária, o que tende a saturar o mercado nos períodos de maior radiação solar. A Figura 11 apresenta o padrão horário de um parque de geração fotovoltaica[4] e o padrão de produção agregado quando se eleva a escala do parque de geração fotovoltaica em 10, 25, 50 e 100 vezes a original. Como todas as placas fotovoltaicas apresentam o mesmo padrão horá-

4 O gráfico é construído na escala "sistema por unidade", mais conhecido pela sua abreviação "pu" (por unidades), em que os valores são normalizados para uma fração de uma determinada base. Neste caso, a base utilizada é a produção média diária do parque fotovoltaico, que é de 1 MWmédio. Durante a noite a produção é zero (0% da média) e no pico chega a 2,94 (294% da média).

rio, a sua produção fica concentrada naquelas horas em que a radiação solar é mais intensa, o que tende a saturar o mercado à medida que a participação solar aumenta. Considere que a produção média do parque fotovoltaico original seja de 1 MWmédio e que se deseja atender uma carga constante de 100 MWmédio. Não é possível atender à carga elevando-se a capacidade do parque fotovoltaico em 100 vezes de forma a produzir 100 MWmédio no dia, pois nos momentos de maior radiação solar o parque fotovoltaico produziria quase o triplo da carga naquele momento, e não contribuiria com energia alguma para o atendimento da carga no período da noite.

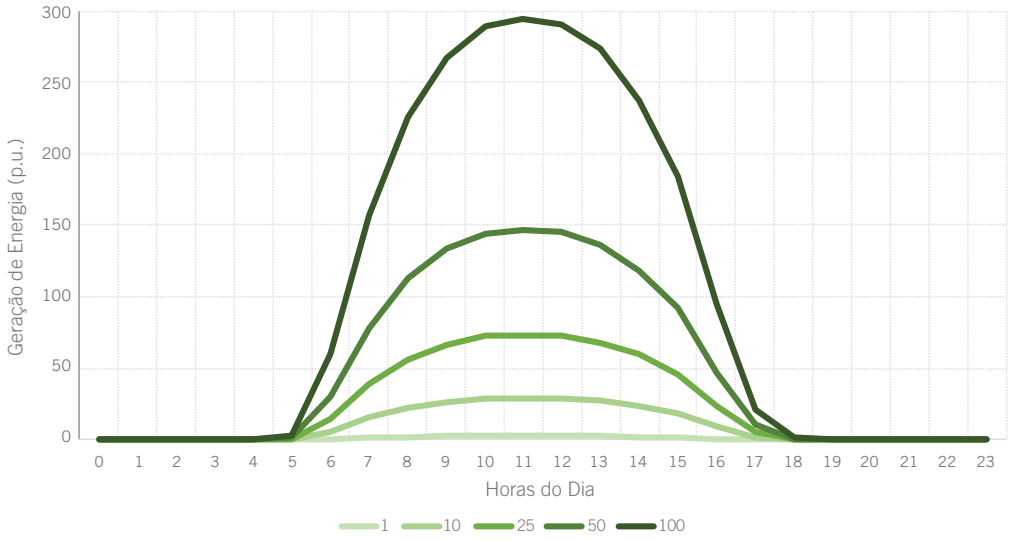


Figura 11: Padrão horário de geração solar em função da escala

Fonte: ONS (2021) – padrão horário. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

3.3 GÁS NATURAL

Entre as fontes de geração a partir de combustíveis fósseis o gás natural se destaca, pois a expectativa é de que a participação dos outros combustíveis fósseis, que são mais poluentes que o gás natural, caia nas próximas décadas.

A geração a gás natural, por outro lado, pode crescer nos próximos anos não apenas em função da substituição de outros combustíveis fósseis que emitem mais gases efeito estufa, mas também por ser uma fonte cujo despacho pode ser programado e em função de sua crescente competitividade.

A **descoberta de grandes reservas** de petróleo e gás natural na costa brasileira e o aumento da produção em terra por novos agentes no mercado proporcionam uma perspectiva de que o Brasil possa tornar-se um exportador líquido de gás natural.

A expectativa é que as reservas provadas de gás natural mais que tripliquem nos próximos anos: de 375 bilhões de metros cúbicos (m^3) para 1.900 bilhões de m^3 (EPE, 2021a)

Isso pode levar a uma **mudança estrutural na precificação** do gás natural no Brasil. Dois cenários de preços do gás natural no país ajudam a demonstrar as implicações que tal mudança poderia ter para o setor elétrico:

- Brasil importador – situação em que o país permanece sendo um importador líquido de gás natural, principalmente na forma de gás natural liquefeito (GNL); e
- Brasil exportador – situação em que a produção doméstica aumentaria ao ponto que o país passaria a ser um exportador líquido.

Se permanecermos no cenário importador, a expectativa é que o preço do gás natural permaneça no atual patamar de USD 8/MMBTU (oito dólares por milhão de *British Thermal Units*). Esse custo corresponde ao preço internacional somado aos custos incorridos para importar o produto na forma de GNL (custos de liquefação, de transporte marítimo e de regaseificação).

Por outro lado, se a expansão da produção doméstica crescer a ponto de o Brasil se tornar exportador líquido de gás natural, é razoável supor que o preço caia substancialmente, pois nesse contexto a lógica se inverte: para o produtor doméstico há a possibilidade de produzir para o mercado nacional ou exportar, pelo qual recebe o preço dos *hubs* internacionais subtraídos dos custos de exportação até o ponto de entrega (custo de liquefação, de transporte marítimo e de regaseificação).

Portanto, o produtor doméstico distribuirá a sua produção entre o mercado doméstico e internacional até o ponto em que os preços se igualem. Assumindo-se que a oferta brasileira não será suficiente para alterar significantemente o preço internacional, o preço então tenderia a convergir para a faixa dos USD 3/MMBTU, ou seja uma queda de quase dois terços, como projetado na Figura 12.



Figura 12: Projeção do preço de gás natural no Brasil em dois cenários

Fonte: P&D Matriz Robusta (2021). Elaboração: Tendências Consultoria Integrada e Instituto Acende Brasil.

As projeções de preços foram construídas considerando:

- a projeção do caso de referência da *Energy Information Administration* dos Estados Unidos para o preço de gás natural no *Henry Hub* (EIA, 2021);
- o custo de importação (ou exportação) do gás importado na forma de GNL, que inclui os custos de liquefação, de transporte marítimo e de regaseificação, conforme metodologia empregada pela EPE (2020).

Com uma redução de custo desta magnitude, a geração termelétrica a gás natural tornar-se-ia muito mais competitiva, levando a uma elevação de sua participação na matriz elétrica.

A avaliação sobre as localidades potenciais de instalação das termelétricas foi feita por meio do mapeamento de todas as subestações da Rede Básica de transmissão localizadas a 50 quilômetros dos gasodutos existentes ou planejados, representadas pelos pontos na Figura 13.



Figura 13: Subestações próximas aos gasodutos existentes ou planejados

Fonte: P&D Matriz Robusta (2021). Dados: EPE (2019). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

3.4 HIDRELÉTRICA

Usinas hidrelétricas são tecnologias com ampla capacidade de modulação de sua produção. A maioria das hidrelétricas é dimensionada com uma potência instalada muito superior à sua geração média esperada, justamente para poder concentrar a sua produção nos momentos em que a energia é mais valorizada.

Além disso, os conjuntos de turbinas e geradores hidrelétricos podem ser acionados rapidamente e podem ter o fluxo de água regulado de forma a variar o montante gerado. Isso as torna uma das tecnologias mais versáteis para a provisão de serviços ancilares.

Dada a perspectiva de crescente escassez dos serviços ancilares nos próximos anos, pode-se esperar uma crescente valorização da flexibilidade disponibilizada pelas hidrelétricas, o que pode:

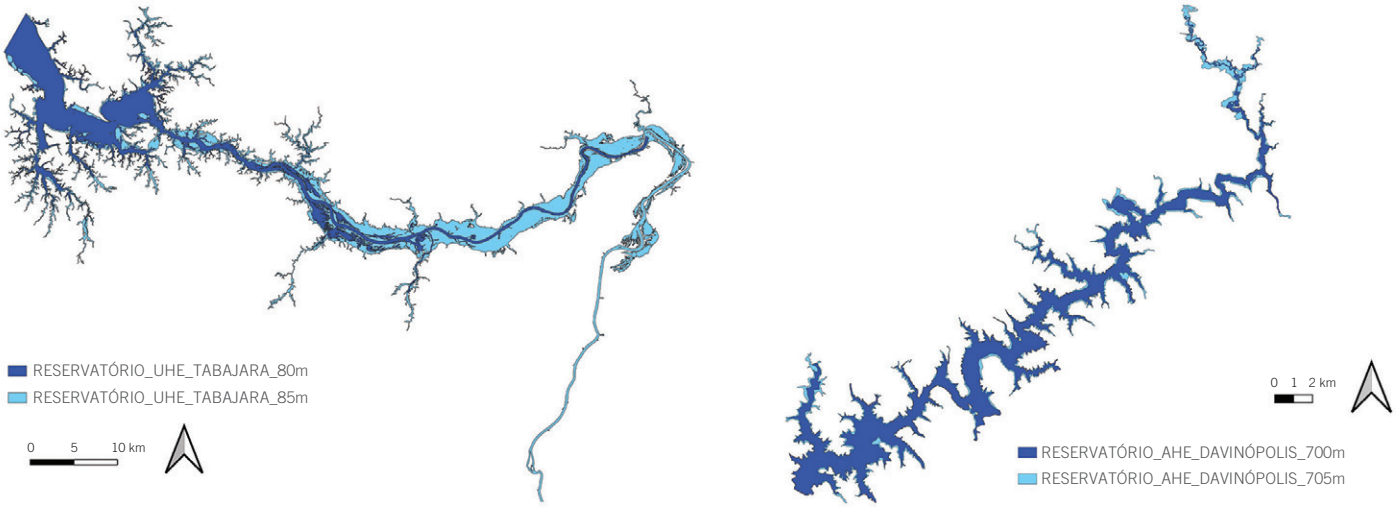
- dar uma nova perspectiva para essa fonte, cuja participação na matriz elétrica vem caindo nos últimos anos;
- fomentar novos investimentos em hidrelétricas existentes a fim de capacitá-las para ofertar mais flexibilidade (via modulação horária ou serviços ancilares); e
- ensejar o desenvolvimento de aproveitamentos hidrelétricos com configurações diferentes das consideradas no passado em função da valoração dos diferentes atributos pertinentes para o atendimento da carga do sistema elétrico.

3.4.1 REAVALIAÇÃO DE APROVEITAMENTOS HIDRELÉTRICOS À LUZ DOS ATUAIS REQUISITOS DO SISTEMA

Com relação a esse último ponto destaca-se que um aproveitamento hidrelétrico pode ser explorado de inúmeras formas em função, por exemplo, da escolha do local do barramento, do dimensionamento da barragem e do reservatório, do tipo de turbina e da potência instalada. À medida que a diferenciação de preços horários aumenta, eleva-se o valor atribuído ao armazenamento, o que pode tornar um reservatório maior uma alternativa atraente.

Vale lembrar que o custo-benefício de desenvolvimento de uma hidrelétrica em cota mais elevada – que propiciaria maior armazenamento – varia muito de um aproveitamento hidrelétrico a outro. Examinando-se alguns dos aproveitamentos hidrelétricos que têm sido considerados nos Planos Decenais de Energia dos últimos anos, verifica-se grande variação entre a relação de área inundada adicional relacionada à elevação da cota da barragem.

Como exemplo, a elevação da cota do aproveitamento hidrelétrico (AHE) de Tabajara de 80 metros para 85 metros aumentaria a área do reservatório em 187,8% (de 96,3 para 277,2 km^2), enquanto a elevação do AHE de Davinópolis da cota de 700 para 705 metros aumentaria o seu reservatório em 35,2% (de 43,0 para 58,2 km^2). As áreas cobertas pelos reservatórios nas duas configurações consideradas para os dois aproveitamentos são apresentadas na Figura 13.



(a) AHE Tabajara nas cotas 80 e 85m

(b) AHE Davinópolis nas cotas 700 e 705m

Figura 14: Áreas inundadas dos aproveitamentos hidrelétricos em duas configurações

Fonte: P&D Matriz Robusta (2021). Dados: Aneel – Estudo de Viabilidade do empreendimento.

Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Este tipo de análise serve para mostrar que a configuração ótima de um aproveitamento hidrelétrico pode mudar ao longo do tempo em função da valoração dos seus atributos. Com a elevação do valor atribuído à capacidade de sazonalização e modulação da geração, reservatórios maiores tornam-se economicamente mais interessantes.

A crescente dispersão de preços entre os diversos horários do dia também tende a incentivar empreendimentos existentes a ampliar a potência de suas usinas, o que pode ser alcançado por:

- **repotenciação** – intervenções no maquinário das usinas para aumentar a potência instalada e elevação da eficiência das máquinas; e
- **ampliação** – instalação de novos conjuntos geradores.

Estima-se que a degradação da eficiência de hidrelétricas é da ordem de 0,05% a 0,08% ao ano. Como o Brasil dispõe de mais de 53 GW de hidrelétricas de grande porte que estão em operação há mais de 25 anos, há muito potencial a ser recuperado por meio de repotenciação. Além disso, há diversas hidrelétricas no Brasil que foram configuradas para permitir a possibilidade de instalação de conjuntos turbina-gerador adicionais que poderiam agregar 7.240 MW adicionais ao sistema (EPE, 2019).

3.4.2 EMPREENDIMENTOS HIDRELÉTRICOS DE MENOR PORTE

Dadas as crescentes compensações socioambientais exigidas de grandes empreendimentos hidrelétricos, é provável que a maior parte da expansão de geração hidrelétrica venha de empreendimentos de menor porte.

O potencial de hidrelétricas de pequeno porte pode ser avaliado a partir do Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico (SIGEL) da Aneel. A fim de se avaliar o potencial de pequenos aproveitamentos hidrelétricos que poderiam ser desenvolvimento nos próximos dez anos, considerou-se aqueles que ainda não foram outorgados, mas que já obtiveram:

- o **Despacho de Registro** da Adequabilidade do **Sumário Executivo (DRS-PCH)**, prevista pela Resolução Normativa 673/2015 da Aneel; ou
- o **Projeto Básico Aprovado**, em conformidade com regulamentação vigente antes da regulamentação vigente (Resolução 343/2008 da Aneel).

O DRS-PCH atesta a compatibilidade do Sumário Executivo do empreendimento com os estudos de inventário para a respectiva bacia hidrográfica e com o uso do potencial hidráulico. Este despacho é concedido pela Aneel após avaliação do Projeto Básico da PCH submetido pelo empreendedor. Nesse processo são avaliados:

- a partição das quedas;
- o potencial hidráulico; e
- os parâmetros requeridos para o cálculo da Garantia Física da usina.

No processo regulatório empregado anteriormente, o DRS-PCH correspondia, essencialmente, às etapas de "Aceitação do Projeto Básico" e "Aprovação do Projeto Básico".

Atualmente há 1.335 aproveitamentos hidrelétricos de pequeno porte que se encontram nesta fase de outorga. Estes projetos poderiam agregar 15,7 GW de potência ao sistema nos próximos anos (Aneel, 2021), sendo que as subestações mais próximas desses aproveitamentos são apresentadas na Figura 15.

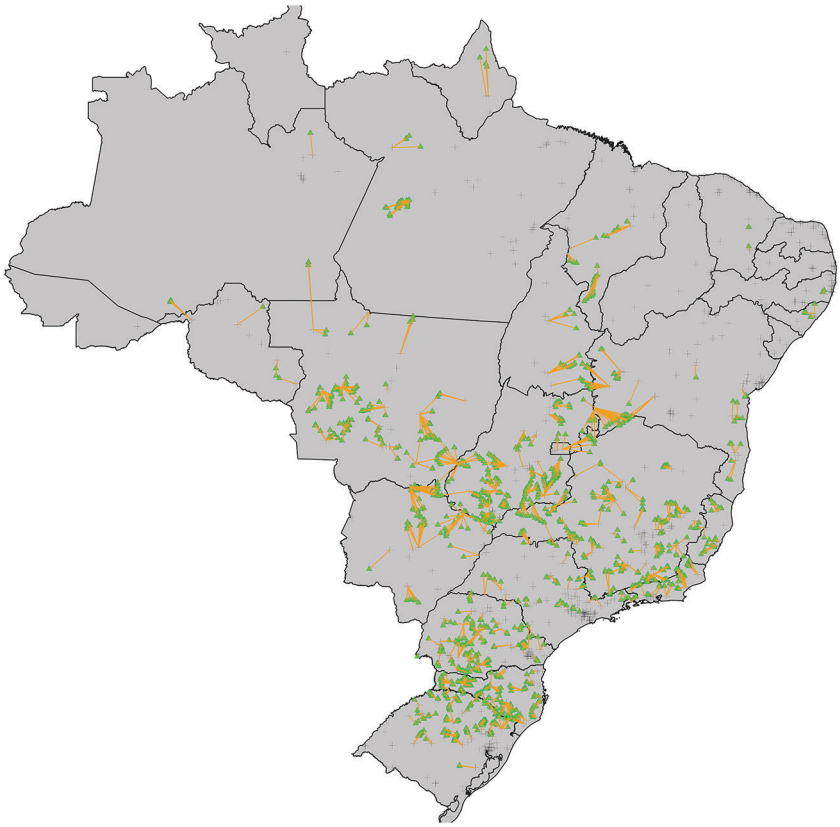


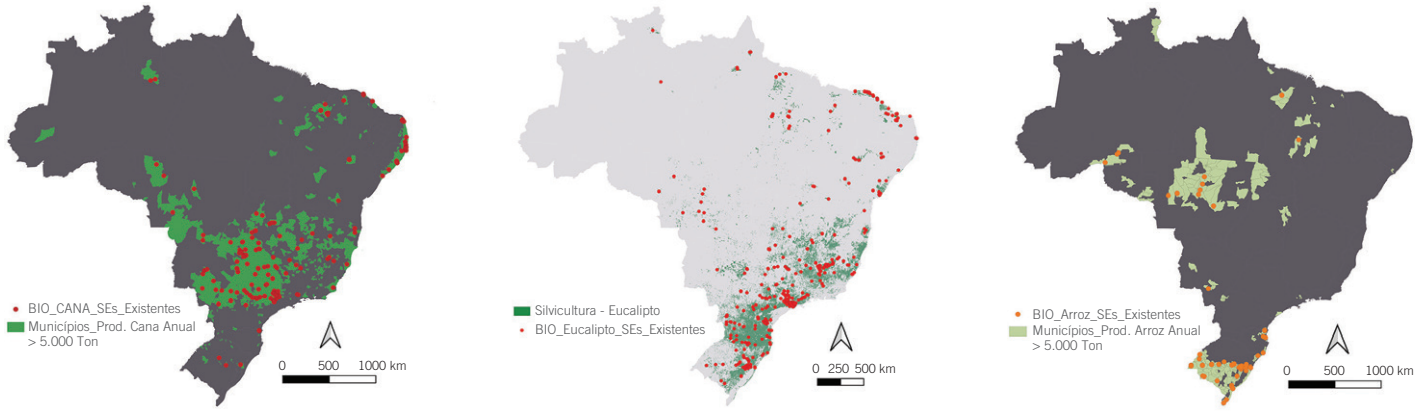
Figura 15: Subestações mais próximas aos potenciais hidrelétricos de pequeno porte (PCHs)

Fonte: P&D Matriz Robusta (2021). Dados: Aneel – Sigel (2019). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

3.5 BIOMASSA

A biomassa é um recurso abundante no Brasil, mas seu potencial energético é praticamente inexplorado, com a notável exceção do segmento sucroalcooleiro. Essa é uma fonte que pode vir a crescer bastante nos próximos anos em função do crescimento robusto da agroindústria no país e do avanço tecnológico na área de bioquímica que vem viabilizando um melhor aproveitamento da biomassa.

Uma das principais características da biomassa é a sua diversidade. São muitas fontes e processos diferenciados que fazem com que o potencial de suprimento de energia por biomassa seja robusto e distribuído. A Figura 15 mostra as subestações nas áreas de produção de algumas das fontes de biomassa no país.



(a) bagaço de cana-de-açúcar (b) biomassa florestal (c) casca de arroz

Figura 16: Subestações nas áreas de produção das diversas fontes de biomassa

Fonte: P&D Matriz Robusta (2021). Dados: IBGE, EPE, ONS e Global Forest Watch (2019).

Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Entre as fontes a biomassa, o **bagaço de cana-de-açúcar** é o principal insumo utilizado para geração elétrica, com uma potência instalada de mais de 11 GW, o que corresponde a cerca de 78% da geração a partir da biomassa.

A produção de energia a partir do bagaço de cana ocorre principalmente no período de safra, que se estende entre os meses de abril a novembro, complementando bem a geração hidrelétrica, já que a safra de cana corresponde ao período de menores vazões afluentes. Como pode ser observado na Figura 16(a), 90% da cana é produzida na região Sudeste e no Centro-Oeste, em regiões próximas aos principais centros de consumo.

O crescimento da geração elétrica a partir do bagaço-de-cana tem sido impulsionado pela ampliação da disponibilidade de biomassa decorrente do aproveitamento das palhas e pontas da cana que deixaram de ser queimadas com a introdução da colheita mecanizada. É possível, no entanto, que no futuro haja uma redução da disponibilidade dessa fonte para geração elétrica em função de avanços no desenvolvimento da tecnologia lignocelulósica, em que não só o caldo (garapa), mas também o bagaço, a palha e as pontas podem ser aproveitadas para produzir mais etanol, diminuindo a disponibilidade de biomassa para gerar eletricidade.

O potencial para geração elétrica a partir da **biomassa florestal** de forma renovável (isto é, a partir de florestas plantadas) concentra-se na região Sul e litorânea, como ilustrado na Figura16(b). A geração elétrica a partir da fonte florestal em todas as suas formas – licor negro, lenha, carvão vegetal e resíduos florestais – responde por 20% da geração elétrica a partir da biomassa.

Diferentemente da geração elétrica a partir do bagaço de cana-de-açúcar, cuja produção está atrelada à produção de álcool, a geração de energia elétrica a partir do cavaco de madeira é uma atividade independente que pode ser feita a partir de:

- resíduos de atividades florestais (i.e, aproveitamento de casqueiros, maravalhas, serrarias e diversas atividades da indústria madeireira); ou
- madeira colhida para essa finalidade, competindo com os outros usos da madeira (isto é, papel e celulose, construção, carvão vegetal, móveis).

Logo, a geração elétrica a partir da madeira dispõe de maior flexibilidade de oferta.

Já na Figura 16(c) são plotadas as áreas de produção de arroz, que ocorrem predominantemente na região Sul e na parte norte da região Centro-Oeste. A **casca de arroz** atualmente é pouco utilizada para geração elétrica. São apenas 53 MW de potência instalada, mas esse volume pode vir a crescer com a popularização da geração distribuída, já que há abundância da biomassa.

Outra fonte que apresenta grande potencial para uso energético, tanto para geração termelétrica como para energia térmica, é o **biogás**. O biogás é produzido por processos bioquímicos para decompor o material orgânico em um gás rico em metano (CH_4). O processo usualmente utilizado á a digestão anaeróbica, que corresponde a um processo controlado de biodegradação da biomassa por bactérias na ausência de oxigênio.

O biogás resultante varia em função do processo e do material orgânico utilizado, mas tipicamente é composto de 50% a 70% de metano. O biogás pode ser utilizado na sua forma bruta ou tratado para produzir o "biometano" (no qual a concentração do metano atinge pelo menos 94% de pureza). Umas das vantagens do biometano é que ele pode ser injetado na rede de gasodutos para ser comercializado junto com o gás natural.

Os principais materiais orgânicos que podem ser utilizados para produzir o biogás são: efluentes de aterros sanitários (resíduos sólidos urbanos); dejetos da suinocultura, pecuária e avicultura; resíduos da indústria de alimentos e bebidas; a vinhaça e a torta de filtro da lavoura de cana-de-açúcar; e o iodo de esgoto sanitário.

Atualmente o biogás é pouco utilizado para geração de energia elétrica: a potência instalada de termelétricas a biogás soma 114 MW, mas esta fonte pode vir a ser relevante no futuro. Tanto é que recentemente alguns especialistas têm se referido ao potencial do biogás como o "Pré-sal caipira" (Zaparolli, 2021).

Estudos indicam que o potencial de produção de biometano é de 122 milhões de metros cúbicos por dia normais[5] (ou 44,7 bilhões de Nm^3/ano), com o qual se poderia gerar cerca de 19,8 GWm de energia elétrica. Cerca de 47% desse potencial advém do setor sucroenergético, 44% da agroindústria e 6% do saneamento (ABiogás, 2020).

[5] A medida "metros cúbicos normais" refere-se ao volume do gás em condições normais de pressão e temperatura.

3.6 NUCLEAR

Historicamente a fonte nuclear não tem se provado competitiva no Brasil. E a tendência de custo de geração nuclear tem sido de alta na maioria dos países, principalmente em função das crescentes exigências para assegurar a segurança desta fonte tanto na produção de energia quanto no armazenamento do seu lixo radioativo (Lovering, Yip e Nordhaus, 2016).

Apesar desse histórico pouco animador e da tendência de aumento de custos, nos últimos anos a geração nuclear tem recebido mais atenção como alternativa para substituir a geração termelétrica a partir de combustíveis fósseis, já que a geração nuclear não emite gases efeito estufa.

Também há perspectivas de avanços tecnológicos que poderão reduzir o custo da geração nuclear. Algumas das inovações em estudo são:

- o aumento da eficiência termodinâmica por meio de avanços no processo de transferência de calor;
- a padronização do design das usinas e de seus componentes a fim de reduzir o custo e o tempo de instalação;
- o desenvolvimento de pequenos reatores modulares; e
- a criação de ferramentas computorizadas para auxiliar na administração da montagem das usinas (Lake, Bennett e Kotek, 2009).

O Brasil dispõe de amplas reservas de urânio e já detém tecnologia de enriquecimento, o que pode contribuir para o uso da fonte em nosso país. A propósito, o governo brasileiro tem dado algumas demonstrações de querer promover o uso desta fonte:

- retomou a construção da usina de Angra 3, com previsão de entrada em operação em 2026;
- iniciou estudos para a definição de novos sítios para instalação de futuras usinas nucleares no país (Resolução CNPE 2/2021); e
- criou a Autoridade Nacional de Segurança Nuclear (ANSN), por meio da Lei 14.222 (resultante da conversão da Medida Provisória 1.049).

3.7 TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO E RESPOSTA DA DEMANDA

Com a participação crescente de geração a partir de fontes não controláveis, um dos desafios será como compensar o descasamento entre os padrões horários da produção e da carga.

A boa notícia é que há várias **tecnologias de armazenamento** que poderiam ser utilizadas para lidar com este desafio, com destaque para:

- as **hidrelétricas reversíveis**, que adquirem energia nos momentos de preços baixos para bombear água para o seu reservatório a fim de que a geração de eletricidade seja feita quando os preços de energia elétrica são mais elevados; e
- as **baterias**.

Também há a possibilidade de lidar com o desafio com ajustes pelo lado da demanda. A **Resposta da Demanda** pode se tornar mais atrativa com o desenvolvimento de aparelhos elétricos inteligentes, conectados à internet, que poderiam ser programados para ajustar o momento ou a intensidade de acionamento em função dos preços de energia elétrica (o que é referido como 'Internet da Energia'). A resposta da demanda também pode ser potencializada com a difusão de veículos elétricos que poderiam ser programados para efetuar a recarga nos períodos de menor preço ou, ainda, injetar energia na rede (descarregando a bateria do veículo) em momentos de preços elevados.

Por fim, há um terceiro tipo de tecnologia que poderia ser empregada: a produção de '**hidrogênio verde**', que corresponde à produção de hidrogênio a partir de fontes renováveis. Uma planta de produção de hidrogênio por meio da eletrólise da água poderia utilizar a energia elétrica nos períodos de preços mais baixos para sua produção.

O hidrogênio também pode ser produzido a partir do carvão mineral ('hidrogênio preto'), a partir do gás natural ('hidrogênio cinza'), a partir de gás natural com sequestro de carbono ('hidrogênio azul'), extração de hidrogênio natural ou geológico ('hidrogênio branco'), a partir da fonte nuclear (hidrogênio rosa'), entre outros (EPE, 2021b).

O hidrogênio é muito versátil, pois pode ser armazenado e transportado na forma gasosa ou líquida por meio da criogenia. Além disso, o hidrogênio pode ser utilizado não só como fonte energética, mas também como insumo para produção de amônia para fertilizante ou para a produção de combustíveis sintéticos.

Portanto, o hidrogênio pode vir a desempenhar um papel muito importante na viabilização da transição energética dos combustíveis fósseis para fontes renováveis ao viabilizar a "descarbonização profunda", isto é, a substituição de combustíveis fósseis em aplicações para as quais não há outros substitutos energéticos próximos, mas que podem ser atendidas pelo hidrogênio graças à sua versatilidade.

4 DESAFIOS E RECOMENDAÇÕES

As seções anteriores deste estudo buscam construir perspectivas sobres os fatores que influenciarão a evolução da matriz elétrica no Brasil nos próximos anos:

- a seção 2 identificou mudanças tecnológicas, regulatórias e nas políticas públicas que estão alterando as decisões de investimento em geração elétrica e o contexto de políticas operativas; e
- a seção 3 examinou a potencialidade dos diversos recursos energéticos disponíveis no país a fim de possibilitar uma avaliação das alternativas existentes para atender à demanda futura por energia elétrica.

A análise integrada das duas seções anteriores permite construir uma visão das tendências e dos desafios que devem emergir nos próximos anos e elaborar algumas recomendações visando a contribuir para o aprimoramento do planejamento energético nas próximas décadas.

4.1 PLANEJAMENTO COM BASE EM CENÁRIOS

Uma das constatações que surgem da análise nas seções anteriores é que há mais incerteza sobre como evoluirá a demanda de energia elétrica requerida do Sistema Interligado Nacional do que havia no passado.

Atualmente, quase toda a demanda de energia elétrica é suprida por grandes centrais de geração conectadas à Rede Básica de transmissão de energia elétrica. Esta topologia facilita o planejamento da expansão, pois pode-se projetar o consumo global de energia elétrica em função de fatores estruturais como a taxa de crescimento populacional, a evolução da economia, o perfil de consumo dos clientes e a eficiência dos aparelhos elétricos.

No entanto, nos próximos anos muitos consumidores podem vir a optar pela sua própria produção de energia elétrica, o que ocasionará um descompasso entre a demanda global por energia e a demanda requerida do Sistema Interligado Nacional.

A incerteza quanto à demanda por energia é ainda mais acentuada em função de inovações tecnológicas. Por um lado, há as inovações que reduzem a demanda por energia elétrica, como as que levam a uma maior eficiência energética dos aparelhos elétricos. Por outro lado, há inovações que elevam a demanda por energia, seja porque reduzem o custo dos aparelhos, elevando o seu uso, seja porque estimulam novas demandas por energia elétrica, como é o caso dos veículos elétricos.

Diante disso, é necessário repensar a forma do planejamento energético. A ideia segundo a qual o planejador pode definir 'planos energéticos' em que são definidos precisamente qual usina deve ser implantada em qual momento torna-se cada vez menos apropriada.

Neste novo contexto, é preciso levar em conta diversos cenários, examinar quais são os fatores que podem levar à materialização de cada cenário, e avaliar as probabilidades de materialização de cada deles.

Além disso, deve-se planejar não apenas para o esperado, mas também para o inesperado. Embora as decisões devam ser tomadas com base nas expectativas do que se considera mais provável, é importante avaliar como se pode adaptar o plano inicial em caso de frustração das expectativas. Como dizia o general Eisenhower: *"...planos são a inúteis, mas o processo de planejamento é essencial."*

Diante da incerteza, também deve-se avaliar como as diversas alternativas de expansão do parque gerador se comportam nos diversos cenários a fim de se avaliar a robustez de cada alternativa ou portfólio.

Muitas vezes *"o ótimo é o inimigo do bom"*, uma vez que a melhor solução para um cenário pode ser terrível em outro, e uma solução que não se destaca em nenhum cenário pode ser a mais apropriada em função da sua versatilidade, já que seu desempenho é aceitável em todos os cenários, apesar de não ser ótimo em nenhum cenário.

O Ministério de Minas e Energia (MME) e a Empresa de Pesquisa de Energia (EPE) já vêm realizando modificações no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) que é produzido a cada ano. Sempre se trabalhou com diversos cenários para a demanda e com a programação dinâmica estocástica para lidar com o risco hidrológico, mas outros fatores de risco não eram considerados. As últimas edições do PDE têm avançado neste sentido com análises de sensibilidade para algumas variáveis chaves via questões *"What If..."* ("E se...").

Nos próximos anos, seria importante avançar na incorporação de outros fatores na análise de cenários, tais como:

- variações nos custos de combustíveis utilizados pelos geradores termelétricos;
- diferentes trajetórias de custo de instalação das tecnologias de geração;
- alterações no perfil da carga em função da difusão de aparelhos elétricos e da geração distribuída.

A análise também deveria incluir:

- uma avaliação sobre como os diversos cenários impactam as decisões de investimento e de operação no setor elétrico;
- a identificação dos fatores que desencadeariam a materialização de cada um dos cenários;
- uma ponderação quanto à probabilidade de ocorrência de cada cenário; e
- uma análise sobre como o planejamento indicativo poderia ser adaptado ao longo do tempo para lidar com cada um dos cenários.

RECOMENDAÇÃO 1: O planejamento da expansão deve aprofundar o processo de análise de cenários para levar em conta as diversas fontes de risco que se tornam crescentemente relevantes para o setor elétrico brasileiro.

4.2 PLANEJAMENTO CONSIDERANDO O PERFIL DA GERAÇÃO E DA CARGA

Outro aspecto que não era muito relevante no passado, mas que passa a ser cada vez mais pertinente é a compatibilidade entre o perfil da carga e o perfil de geração. Com a crescente participação de fontes não controláveis, em que o padrão de produção de energia elétrica é determinado pelo padrão estocástico do recurso energético, passa a ser necessário incorporar essa dimensão de forma mais intensa na tomada de decisão de investimentos em novas usinas de geração.

Isso exigirá mudanças substanciais no planejamento da expansão do parque gerador elétrico. No passado, quando a maioria das usinas eram despacháveis sob demanda (isto é, 'usinas controláveis'), bastava avaliar se a capacidade instalada era suficiente para atender à carga na hora de ponta. Agora, é preciso avaliar se a capacidade instalada das usinas controláveis é suficiente para atender à carga líquida (carga remanescente após a subtração da energia produzida pelas fontes não controláveis).

Atualmente, a EPE utiliza o **Modelo de Decisão de Investimento (MDI)** para auxiliar no planejamento da expansão do parque gerador. Esse modelo busca a minimização do custo global (considerando o custo dos investimentos e o custo de operação) no horizonte de dez anos para assegurar a adequação da oferta de energia e de potência por meio de técnicas de **programação inteira mista**[6].

O MDI foi desenvolvido para auxiliar principalmente no **planejamento dinâmico**, cuja ênfase é no ordenamento cronológico da instalação das novas usinas ao longo do horizonte do planejamento. Isto é essencial quando se está avaliando a entrada de usinas de grande porte a fim de concatenar a expansão da oferta com a projeção do crescimento da carga buscando minimizar o risco de déficit ou, no outro extremo, de excesso de capacidade. No caso de hidrelétricas, essa análise era ainda mais complexa, pois o enchimento do reservatório de uma nova hidrelétrica pode vir a afetar a operação de hidrelétricas a jusante, reduzindo a produção dessas hidrelétricas rio abaixo durante a implantação da nova usina.

No entanto, com uma parcela crescente da geração vindo de fontes eólica, solar, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e termelétricas a biomassa, este ordenamento temporal da entrada das novas usinas torna-se menos complexo, pois estas usinas requerem menor tempo para instalação, não impactam a operação de outras usinas como no caso de hidrelétricas em cascata, e são de menor porte ou mesmo modulares, o que facilita muito a concatenação da expansão da oferta e da demanda.

Por outro lado, essas usinas tendem a ser não controláveis, o que introduz um outro tipo de desafio. Passa a ser necessário avaliar a compatibilidade do **perfil de produção horossazonal** das fontes com o **perfil horossazonal da carga**. Torna-se, assim, necessário incorporar cada vez mais aspectos operativos à fase de planejamento da expansão.

Mais especificamente, é preciso avaliar se, ao final do horizonte de planejamento, o parque gerador é capaz de atender à carga em cada hora do dia e ao longo das diferentes estações do ano.

No âmbito do projeto P&D Matriz Robusta (2021) desenvolveu-se um '**Modelo de Decisão de Investimento Modificado**' que pode auxiliar nesse processo.

RECOMENDAÇÃO 2: O balizamento dos requisitos do sistema deve levar em conta o perfil horossazonal da carga e o perfil horossazonal da geração não controlável.

Além da necessidade de se adaptar a metodologia de planejamento, deve-se também buscar formas para levar os agentes a internalizar esse desafio. Uma forma de se promover este objetivo é por meio da alteração dos **Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente**

[6] A técnica de programação inteira mista visa à otimização considerando variáveis contínuas (que admitem variações de qualquer fração da variável) e variáveis inteiras (em que só pode se optar por valores inteiros), o que dificulta a resolução do problema por envolver descontinuidades.

Regulado (CCEARs) oferecidos para as fontes não controláveis. Hoje os contratos para as fontes eólica e solar são na '**Modalidade por Quantidade**', com a sazonalização baseada no perfil da carga, mas a modulação horária é baseada no perfil de produção do gerador.

A regulamentação não proporciona instrumentos para as distribuidoras gerirem esses riscos e, portanto, não há um gerenciamento deste risco e o custo do desalinhamento da produção e da carga acaba sendo arcado pelos consumidores.

Seria melhor se os CCEARs determinassem que a modulação também fosse baseada no perfil da carga horária do consumidor. Isto deslocaria o risco de exposição no mercado de curto prazo – risco emanado das diferenças entre os perfis de produção e consumo – do consumidor para o gerador. É plausível supor que os geradores: (a) internalizariam esse risco, buscando minimizá-lo ou; (b) incorporariam esse risco aos preços nos leilões de energia, o que teria o efeito de promover uma expansão mais adequada para o atendimento do perfil da carga.

4.3 ADOÇÃO DE UMA POLÍTICA ENERGÉTICA TECNOLOGICAMENTE NEUTRA

Um dos maiores desafios para os formuladores de políticas públicas é como promover uma expansão eficiente dada a assimetria de informações quanto aos custos e às potencialidades dos diversos recursos. Em um ambiente dinâmico e de rápida evolução tecnológica, em que há cada vez mais tecnologias e fontes disponíveis para o atendimento das necessidades energéticas da população, é impossível para um agente adquirir informações precisas sobre todas as alternativas disponíveis.

Neste contexto, torna-se cada vez mais pertinente a adoção de mecanismos de mercado para coordenar a expansão. No entanto, é necessário que tais mecanismos sejam desenhados apropriadamente para que eles produzam resultados eficientes.

O primeiro passo a ser considerado no desenho de mecanismos de mercado é a definição dos objetivos a serem atingidos. No caso de suprimento de energia elétrica, isso passa pela definição precisa dos requisitos do sistema.

Dada a grande variedade de fontes e tecnologias, pequenas diferenças na forma de contratação – isto é, na forma que se define o produto a ser suprido – podem fazer muita diferença. Afinal, detalhes que facilitam o suprimento por uma fonte podem dificultar o suprimento a partir de outra fonte. Logo, deve-se buscar desenvolver mecanismos de mercado tecnologicamente neutros, isto é, que atendam aos requisitos do sistema ao menor custo independentemente das fontes usadas.

A pauta de **Modernização do Setor Elétrico** promovida inicialmente pelo Ministério de Minas e Energia na **Consulta Pública MME 33/2017** – e que foi em grande medida incorporada ao **Projeto de Lei 414/2021** (originado no Senado Federal – PLS 232/2015) e ao **Projeto de Lei 1.917/2015** – caminha nessa direção ao propor uma nova sistemática de leilões com a segmentação dos produtos lastro e energia.

A EPE vem estudando o tema e, durante a elaboração deste *White Paper*, estava nas fases finais de elaboração e revisão de um conjunto de relatórios esmiuçando a metodologia para definição de três produtos:

- o lastro de produção;
- o lastro de capacidade; e
- a energia.

Estes produtos seriam contratados simultaneamente por meio de um **leilão combinatório**.

Os relatórios explicitariam:

- a metodologia para definição dos requisitos do sistema, ou seja, os produtos a serem contratados;
- as metodologias para definição do montante de cada produto (requisito) ofertado por cada empreendimento; e
- os mecanismos de mercado empregados para a contratação inicial e ajustes de posição posteriores, por meio de transações no mercado secundário.

Essas mudanças visam não apenas a promover uma contratação mais precisa, que possibilite uma expansão mais aderente às necessidades do sistema, mas também proporcionar uma divisão de custos mais equânime entre os consumidores nos ambientes de contratação regulada e livre.

A intenção por trás dessas iniciativas é acertada. Um aprimoramento do sistema de leilões de energia é necessário para incentivar uma expansão mais adequada, mas a definição dos critérios empregados para a delineação dos produtos é tarefa complexa. O desenvolvimento de um mecanismo de mercado tecnologicamente neutro não é algo trivial e provavelmente envolverá um processo gradual de aprendizados e aperfeiçoamentos até que seus objetivos sejam alcançados.

RECOMENDAÇÃO 3: Deve-se pautar a contratação de energia por políticas tecnologicamente neutras para atender aos requisitos do sistema.

Além do objetivo primário de atendimento da carga, o objetivo de redução dos gases de efeito estufa também deve ser perseguido por meio de políticas tecnologicamente neutras. Isso significa que qualquer política de redução das emissões deve ser horizontal, sendo aplicada a todos os setores de forma uniforme. Há vários caminhos para se implementar tais políticas:

- estabelecendo-se cotas de emissão para todos os setores e atividades; ou
- taxando-se as emissões de gases efeito estufa.

O estabelecimento de cotas tem a vantagem de proporcionar mais precisão ao formulador de políticas públicas sobre o montante total de emissões. Já na política de taxação das emissões, a queda de emissões resultante da adoção desta política depende da elasticidade-preço dos agentes (isto é, depende da reação dos agentes à elevação do custo imposta pela tributação das emissões), o que pode não ser inteiramente previsível quando a política é inicialmente implementada. Isso significa que, a fim de alcançar um determinado nível de redução das emissões no regime de taxação, o formulador de políticas públicas precisa calibrar o valor do tributo ao longo do tempo, em função da reação observada, para alcançar o resultado desejado.

Em ambos os casos, a redução das emissões deve ocorrer de forma gradual, pois o nível de emissões depende mais dos meios de produção empregados (que são definidos no momento do investimento, quando se opta pela tecnologia a ser utilizada), do que das decisões operacionais após a instalação da usina.

A taxação das emissões tende a ser mais eficiente, pois ela permite que os agentes definam quanto querem reduzir suas emissões em função da taxação. Como o custo de redução das emissões varia entre setores e atividades, a taxação das emissões promove uma redução maior das emissões nas atividades que apresentam menor custo de mitigação das emissões.

Note-se, no entanto, que é possível alcançar essa mesma eficiência no regime de cotas se for estabelecido um mercado secundário para a compra e venda de cotas não utilizadas. Assim, aqueles agentes que reduzirem as suas emissões para níveis inferiores aos das suas respectivas cotas poderiam vender o seu excedente de cotas para os agentes que apresentarem um custo maior de redução de emissões. Esse regime é conhecido internacionalmente como ***cap and trade***.

A desvantagem da taxação das emissões é que ela eleva a carga tributária. Se a arrecadação obtida não for compensada com redução de outros impostos, esta taxação acaba elevando o custo de vida dos cidadãos.

A desvantagem relacionada ao mercado de cotas é sua complexidade, pois envolve a definição dos montantes admitidos para cada setor e agente. Como será definida, por exemplo, a cota permitida para o desmatamento? Diferentemente da indústria, que tem um padrão regular de emissões relacionado ao seu processo produtivo, o desmatamento sempre envolve novas áreas e novos agentes e requer um monitoramento preciso e ágil das emissões para constatar a disponibilidade de cotas excedentes a serem ofertadas no mercado secundário de cotas.

Em ambos os casos é crucial que a política seja aplicada a todos os setores e atividades. Seria altamente ineficaz tributar as emissões de gases efeito estufa no setor elétrico e não taxar as emissões oriundas do desmatamento ou do setor de transportes, por exemplo, que representam uma parcela muito maior das emissões de efeito estufa no Brasil.

RECOMENDAÇÃO 4: Internalização das externalidades associadas aos gases efeito estufa deve ser buscada por meio da precificação das emissões.

4.4 COORDENAÇÃO POR MECANISMOS DE MERCADO

A tendência de elevação do número de agentes e a descentralização do suprimento de energia fazem com que seja cada vez mais importante estabelecer meios de coordenar as atividades no setor elétrico. Mecanismos de mercado são ótimos instrumentos para alcançar este objetivo, já que os preços resultantes da concorrência em mercados bem estruturados tendem a proporcionar incentivos para a operação eficiente.

Uma das chaves para que os mercados funcionem bem é dispor de uma delineação adequada dos produtos para viabilizar uma precificação eficiente. Isso envolve a identificação de todos os atributos relevantes para que sua valoração ocorra de forma eficiente nas transações. No caso de energia elétrica, uma precificação precisa requer uma diferenciação de preços tanto na dimensão espacial (onde) quanto na dimensão temporal (quando).

Nas operações do mercado de energia atacadista realizadas por meio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), isso pode ser obtido via maior granularidade do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), tanto na dimensão temporal e locacional. O PLD já varia em base horária, o que atende ao requisito temporal, mas em termos locacionais ainda poderia haver maior precisão, já que atualmente distingue-se o PLD apenas para os quatros submercados (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul). Idealmente, o preço poderia variar para cada barramento do sistema, o que internacionalmente chama-se de ***locational marginal pricing***.

Avanços também são necessários no mercado local, nas transações realizadas nas redes da distribuidora por meio do Sistema de Compensação de Energia. A fim de que os custos reais sejam adequadamente representados é importante que as tarifas captem as variações de custos horários e os gargalos na rede de distribuição por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD.

A ausência de uma precificação mais precisa levará a decisões equivocadas pelos agentes, o que agravará os gargalos do sistema e elevará custos.

RECOMENDAÇÃO 5: Deve-se aumentar a granularidade espacial e temporal do preço da energia e do uso da infraestrutura de transporte.

A ampliação da granularidade de preços por si só já proporcionará incentivos para a prestação de serviços de armazenamento. Porém, investimentos visando a ampliar a capacidade de provisão desse serviço podem ser alavancados com a adoção de mecanismos de mercado desenhados para facilitar a contratação de longo prazo.

Serviços de armazenamento podem ser definidos como serviços baseados em arbitragem nos quais se compra energia nos períodos de preços baixos para revendê-la, posteriormente, quando há a expectativa de preços mais elevados.

Porém, ao prestar esse serviço de arbitragem, os preços nos dois períodos acabam se aproximando, o que reduz a remuneração por esse serviço. Esse efeito, somado à instabilidade do diferencial de preços entre os diversos horários, acaba dificultando a tomada de decisão de investimentos para provisão deste serviço de armazenamento.

Portanto, a adoção de mecanismos de mercado para a contratação de longo prazo desses serviços pode ser essencial para assegurar uma oferta adequada e estável desse serviço.

RECOMENDAÇÃO 6: A contratação de longo prazo de serviços de armazenamento é muito importante para estabilizar a oferta desse serviço.

Mecanismos de mercado também deveriam ser utilizados para a contratação de serviços ancilares, já que eles passarão a desempenhar um papel de relevância crescente nos próximos anos em função das características de muitas usinas de geração do sistema.

O uso de mecanismos de mercado tende a proporcionar uma estrutura de incentivos mais apropriada para os agentes ofertarem os serviços ancilares. Embora a precificação ao custo marginal de cada produto possa elevar o seu custo em um primeiro momento (em comparação com o regime administrativo centralizado, em que cada gerador é compensado com base em uma estimativa do seu custo individual), a concorrência que ocorre no mercado acaba ensejando investimentos em soluções novas que contribuem para redução do custo global para o sistema.

RECOMENDAÇÃO 7: A contratação de serviços ancilares deve ser realizada por mecanismos de mercado sempre que houver condições de concorrência adequada.

4.5 AMPLIAR DA FLEXBILIDADE DE CONTRATAÇÃO E PRECIFICAÇÃO

Grande parte dos problemas enfrentados hoje no setor elétrico surgem da rigidez do regime de contratação de energia elétrica. O sistema de Leilões de Energia – pelo qual se promove a contratação de longo prazo por meio dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs) – proporciona um fluxo de receitas estável e previsível para os geradores por 20 a 30 anos, o que facilita as decisões de investimento. Mas esse formato impõe um ônus enorme sobre os consumidores regulados que precisam honrar esses contratos mesmo quando as condições mudam e deixam de fazer sentido já que as distribuidoras dispõem de poucas – e rígidas – alternativas para ajustar a sua contratação às condições vigentes. É importante desenvolver novos mecanismos de mercado que deem mais flexibilidade para que as distribuidoras gerenciem seus contratos de compra e venda de energia.

RECOMENDAÇÃO 8: Proporcionar mais alternativas para que as distribuidoras e os demais agentes possam realizar operações de compra e a revenda de energia elétrica.

O Projeto de Lei 414/2021 prevê o gradual relaxamento das exigências para que consumidores possam optar por outro supridor de energia. O aspecto mais relevante desse processo de abertura do mercado é que ele possibilita que os entes responsáveis pelo suprimento de energia gerenciem ativamente a contratação de energia.

Portanto, apesar de ser recomendável que o processo de liberalização do mercado continue para viabilizar uma gestão ativa da contratação de energia e o desenvolvimento de novas modalidades de precificação da energia elétrica, também é crucial que esta mesma abertura do mercado contemple os aprimoramentos regulatórios – que são discutidos no *White Paper 27* – a fim de promover uma transição equilibrada e que garanta a sustentabilidade da atividade de distribuição e dos contratos legados.

Frequentemente, as condições mudam e os preços indexados dos contratos já não refletem as condições vigentes – principalmente no que se refere ao custo dos combustíveis de termelétricas. Podem surgir situações de oferta e demanda localizada que diferem das condições refletidas nos referenciais utilizados para indexar os combustíveis.

Isso é especialmente pertinente no caso do gás natural, no qual o custo do transporte representa uma parcela maior do custo total do combustível, e à medida que a produção doméstica de gás natural for aumentando essa questão tende a se tornar mais pertinente. Há momentos em que as empresas produtoras de gás podem ter mais ou menos gás do que inicialmente projetado.

Com uma precificação flexível seria possível realizar os ajustes para aumentar ou diminuir o consumo desse insumo, mas com os preços pré-fixados isso torna-se inviável. Essa flexibilidade seria viabilizada com a adoção de políticas que viabilizassem a operação de termelétricas no regime *'Merchant'*, em que seu Custo Variável Unitário seria balizado diariamente com base em lances de oferta dos agentes.

RECOMENDAÇÃO 9: Facilitar a participação de usinas termelétricas no regime 'Merchant' com precificação baseada em lances de oferta.

Também é possível constatar muitas incoerências na política operativa. Alterações no regime de operação e investimentos em melhorias das instalações existentes poderiam elevar a eficiência do sistema, mas dada a dificuldade de promover tais mudanças e de obter um retorno pelos investimentos requeridos, torna-se mais proveitoso para os agentes a negociação de pequenos ajustes no arcabouço vigente visando a aumentar o seu rateio no bolo como, por exemplo, a revisão dos critérios de rateio da geração hidrelétrica no Mecanismo de Realocação de Energia.

Os agentes teriam mais autonomia sobre como suas respectivas usinas serão operadas se o despacho fosse determinado com base em lances de oferta submetidos pelos agentes. Isso levaria os agentes a focarem no seu desempenho operacional em vez de discussões regulatórias que lidam com questões distributivas entre os agentes. Tal mudança também promoveria um aprimoramento gradual da política operativa, o que potencialmente elevaria substancialmente a eficiência do sistema, compensando eventuais distorções decorrentes de eventuais falhas de mercado.

A pauta de Modernização do Setor Elétrico prevê essa possibilidade. Obviamente a sua implementação requer mais estudos para fazer os ajustes institucionais e regulatórios necessários para a estruturação de mecanismos de mercado eficazes, mas é importante que esses estudos avancem para que a viabilização de uma operação mais eficiente ocorra no futuro mais próximo possível.

RECOMENDAÇÃO 10: Realizar os estudos requeridos para viabilizar o despacho com base em lances de oferta submetidos pelos agentes.

5 CONCLUSÃO

O setor elétrico está passando por profundas mudanças. O suprimento via mercado tem aberto o setor para novos agentes e novas tecnologias e fontes. Políticas públicas voltadas à mitigação das emissões de gases efeito estufa também têm estimulado o desenvolvimento da geração a partir de fontes renováveis. Tudo isso têm contribuído para a diversificação da matriz, elevação da concorrência e aceleração da inovação tecnológica.

No entanto, a nova matriz elétrica que nasce desse novo contexto apresenta um novo conjunto de desafios que exigirão uma nova forma de se planejar o sistema. Novos riscos precisam ser levados em conta. Há mais incerteza quanto à dinâmica de evolução da carga e das alternativas de suprimento, o que demandará uma análise de cenários mais sofisticada, com ênfase na robustez das alternativas face as incertezas.

Dada a participação crescente de fontes não controláveis na matriz elétrica, passa a ser necessário incorporar um detalhamento maior da operação no processo de planejamento da expansão, que precisará passar a avaliar a compatibilidade entre o perfil horossazonal da produção com o perfil horossazonal da carga.

Nesse contexto em que há mais agentes – inclusive com investimentos em geração sendo realizados pelos próprios consumidores – será essencial aperfeiçoar os mecanismos de mercado para promover a coordenação da expansão e da operação.

Por fim, é necessário proporcionar mais instrumentos, flexibilidade e autonomia aos agentes para que eles possam gerir dinamicamente seus riscos. É preciso fazer mudanças no arcabouço regulatório para que as receitas dos agentes sejam mais aderentes à realidade operativa e para que os esforços dos agentes sejam focados na busca pela eficiência operativa, e não em disputas regulatórias que tratam meramente de questões distributivas entre os agentes.

O setor elétrico já avançou muito recentemente, mas nos próximos anos veremos a aceleração e o aprofundamento dessas transformações, o que exigirá aperfeiçoamentos no marco regulatório a fim de que tais mudanças se revertam em benefícios – e não em problemas – para os consumidores de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

ABiogás (2020). O Potencial Brasileiro de Biogás. São Paulo: Associação Brasileira de Biogás.

Ande (2021). Plan Maestro de Geración (Periodo: 2021-2040). Asunción: Administración Nacional de Eletricidad.

Azar, C. e B. Sandén (2011). The elusive quest for technology-neutral policies. *Environmental Innovation and Societal Transitions* 1: 135-139.

Begni, V. (2019). Alocação da Reserva de Potência Operativa – RPO no SIN e Despacho de Geração Térmica Adicional para Manutenção da RPO. Workshop Serviços Ancilares – Aprimoramento da Prestação de Serviços Ancilares no Sistema Interligado Nacional. ONS/Aneel: Brasília, 31/ agosto e 01/setembro de 2019.

Blok, K. (2006). Renewable energy policies in the European Union. Energy Policy 34: 251-255.

Cook, J.; D. Nuccitellli; S. Green; M. Richardson; B. Winkler; R. Painting; R. Way; P. Jacobs; e A. Skuce (2013). Quantifying the consensus on anthropogenic global warming in the scientific literature. *Environmental Research Letters* 8: 024024.

Cook, J.; N. Oreskes; P. Doran; W. Anderegg; B. Verheggen; E. Maibach; J. Carlton; S. Lewandowsky; A. Skuce; S. Green; D. Nuccitelli; P. Jacobs; M. Richardson; B. Winkler; R. Painting; e K. Rice (2016). Consensus on consensus: a synthesis of consensus estimates on human-caused global warming. *Environmental Resource Letters* 11: 048002.

Edenhofer, O.; L. Hirth; B. Knopf; M. Pahle; S. Schlömer; E. Schmid e F. Uekerdt (2013). On the economics of renewable energy sources. *Energy Economics* 40 (Supplement 1): 512-523.

EIA (2021). Annual Energy Outlook 2021. Washington: U.S. Energy Information Administration.

EPE (2018). Panorama e Perspectivas sobre Integração Energética Regional (Documento de Apoio ao PNE 2050). Brasília: Ministério de Minas e Energia / Empresa de Pesquisa Energética.

EPE (2019). Expansão da Geração: Repotenciação e Modernização de Usinas Hidrelétricas – Ganhos de eficiência, energia e capacidade instalada (Nota Técnica EPE-DEE-088/2019-r0). Brasília: Empresa de Pesquisa Energética.

EPE (2020). Preços de gás natural nos mercados nacional e internacional (Nota Técnica EPE/DPG/ SPG/08/2020). Brasília: Empresa de Pesquisa Energética.

EPE (2021a). Plano Decenal de Energia 2030. Brasília: Ministério de Minas e Energia / Empresa de Pesquisa Energética.

EPE (2021b). Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio (Nota Técnica EPE-DEA-NT-003/2021rev01). Brasília: Empresa de Pesquisa Energética.

Frondel, M.; N. Ritter; C. Schmidt; e C. Vance (2009). Economic impacts from the promotion of renewable eneArgy technologies - The German experience. *Energy Policy 38* (8): 4048-4056.

IEA (2020). Achievements of Energy Efficiency Appliance and Equipment Standards and Labelling Programmes. Paris: International Energy Agency.

Instituto Acende Brasil (2010). Energia e Geopolítica: Compromisso versus Oportunismo. *White Paper* 1, São Paulo, 32 p.

Instituto Acende Brasil (2021). Programa Energia Transparente – Ano Operativo jul/2020-jun/2021 (15ª Edição). São Paulo: Instituto Acende Brasil.

P&D Matriz Robusta (2021). Análise de Portfolio de Usinas de Geração para Atendimento da Carga Futura do Sistema Interligado Nacional (Projeto de P&D Aneel PD-07267-0012-2018). São

Paulo: EDP (Patrocinadora). Disponível em: http://acendebrasil2.com.br/PeDMatrizRobusta/

IRENA (2016). The Power To Change: Solar And Wind Cost Reduction Potential to 2025. Bonn: International Renewable Energy Agency.

Itaipu Binacional (2020). Demonstrações Contábeis em 31 de dezembro de 2020.

Kim, J. e T. Tang (2020). Preventing early lock-in with technology-specific policy designs: The Renewable Portfolio Standards and diversity in renewable energy technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 123: 109738.

Kreiss, J. (2019). Challenges in Designing Technology-neutral Auctions for Renewable Energy Support. *IAEE Energy Forum* (Third Quarter): 19-21.

Lake, J.; R. Bennett e J. Kotek (2009). Next Generation Nuclear Plants. *Scientific American* (26/jan/2009).

Lewis, J. e R. Wiser (2007). Fostering a renewable energy technology industry: An international comparison of wind industry policy support mechanisms. *Energy Policy* 35: 1844-1857.

Lovering, J.; A. Yip; e T. Nordhaus (2016). Historical construction costs of global nuclear power reactors. *Energy Policy* 91: 371-382.

Procel (2020). Resultados Procel 2021 (Ano-Base 2020). Rio de Janeiro: Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica / MME / Eletrobras.

Souza, D. (2019). Serviços Ancilares no Planejamento da Expansão: Contexto atual e perspectivas futuras. Workshop Serviços Ancilares – Aprimoramento da Prestação de Serviços Ancilares no Sistema Interligado Nacional. ONS/Aneel: Brasília, 31/agosto e 01/setembro de 2019.

Zaparolli, D. (2021) Produção do Pré-sal caipira cresce 30%. *Valor Econômico*, 27/out/2021.

COMO REFERENCIAR ESTE TRABALHO:
Instituto Acende Brasil (2021). *Matriz Elétrica do Futuro: Diversificada, Dispersa e Integrada*. *White Paper* 26, São Paulo, 44 p.

Presidente: **Claudio J. D. Sales**
Diretor Executivo: **Eduardo Müller Monteiro**
Diretor para Assuntos Socioambientais e Sustentabilidade: **Alexandre Uhlig**
Diretor de Assuntos Econômicos e Regulatórios: **Richard Lee Hochstetler**
Pesquisa e Desenvolvimento: **Patricia Guardabassi**
Comunicação: **Melissa Oliveira**
Engenheiro: **Joaci Lima Oliveira**
Engenheiro: **João Cho**
Economista: **Fabrizio Lóes**
Assuntos Administrativos: **Eliana Marcon**
Secretária: **Mônica Oliveira**

O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que desenvolve ações e projetos para aumentar o grau de Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro.
Para alcançar este objetivo, adotamos a abordagem de Observatório do Setor Elétrico Brasileiro.
Atuar como um Observatório significa pensar e analisar o setor com lentes de longo prazo, buscando oferecer à sociedade um olhar que identifique os principais vetores e pressões econômicas, políticas e institucionais que moldam as seguintes dimensões do Setor Elétrico Brasileiro:

AGÊNCIAS REGULADORAS · GOVERNANÇA CORPORATIVA · IMPOSTOS E ENCARGOS · LEILÕES · MEIO AMBIENTE E SOCIEDADE · OFERTA DE ENERGIA · RENTABILIDADE · TARIFA E REGULAÇÃO

ENDEREÇO
Rua Joaquim Floriano, 466
Ed. Corporate • Conj. 501 • Itaim Bibi
CEP 04534-004 • São Paulo • SP
Telefone: +55 (11) 3704-7733

www.acendebrasil.com.br