

Comparando Cenários Futuros para o Setor Elétrico Brasileiro

Comparing scenarios for the future Brazilian power sector

Douglas Marques Murja¹, Gabriel Fonseca Oliveira Roma², Géremi Gilson Dranka³

RESUMO

O principal objetivo deste estudo é comparar cenários de longo prazo (2050) propostos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para o setor elétrico brasileiro, utilizando o software de simulação EnergyPLAN. A análise visa identificar os principais desafios associados à cada cenário analisado. No cenário 100% renovável, destaca-se uma alta dependência da energia eólica, com variações sazonais na geração. Durante o verão, ocorre a necessidade de níveis elevados de importação de energia, enquanto no inverno, há um excedente para exportação. No cenário de Integração com a América do Sul, observa-se uma redução na demanda por importações de eletricidade durante o verão e a geração no inverno é mais equilibrada devido à complementaridade entre fontes eólicas e hidrelétricas. Já no cenário de repotenciação das Usinas Hidrelétricas (UHEs), a modernização das usinas aumenta tanto a capacidade de produção quanto a reserva de potência, mas enfrenta desafios regulatórios.

PALAVRAS-CHAVE: planejamento energético; setor elétrico brasileiro, EnergyPLAN.

ABSTRACT

The primary objective of this study is to conduct a comparative analysis of long-term scenarios (2050) proposed by the Energy Research Company (EPE) for the Brazilian electrical sector, employing the EnergyPLAN simulation software. The analysis endeavors to delineate the principal challenges inherent to each scenario analyzed. In the 100% renewable scenario, there is a significant reliance on wind energy with seasonal variations in generation, requiring summer energy imports and enabling winter exports. In the South American Integration scenario, summer electricity imports decrease due to complementarity between wind and hydro sources in winter. In the Hydropower Plant Repowering scenario, modernization boosts capacity and power reserves but faces regulatory challenges.

KEYWORDS: energy planning; brazilian power sector; EnergyPLAN.

INTRODUÇÃO

À medida que o tempo avança, a sociedade torna-se cada vez mais dependente de energia, gerando crescente preocupação com relação às escolhas futuras no que tange o planejamento energético. Essa inquietação é frequentemente acompanhada por questionamentos sobre a disponibilidade de matéria-prima, dos tipos de tecnologias disponíveis, dos impactos socioambientais bem como das considerações técnicas e econômico-financeiras associadas às escolhas (DRANKA; FERREIRA, 2018).

Na tentativa de antecipar situações adversas, é crucial prospectar o futuro a fim de antecipar possíveis eventualidades no setor elétrico, como possibilidades de desligamentos (no Inglês, *blackouts*) ou racionamentos de energia elétrica. No entanto, à medida que a perspectiva temporal se estende, a incerteza aumenta, o que torna complexa a análise prospectiva. Na tentativa de lidar com cenários de longo prazo, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) elaborou um documento avaliando diversos cenários de longo prazo para o setor elétrico brasileiro, com foco no ano de 2050 (MME; EPE, 2020). Esses cenários variam conforme duas condições principais. No primeiro

¹ Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, Paraná, País. E-mail: douglasmurja@alunos.utfpr.edu.br. ID Lattes: 3526944228602650

² Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, Paraná, País. E-mail: gabrielroma@alunos.utfpr.edu.br. ID Lattes: 9713423588009836.

³ Docente no Curso de Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, Paraná, País. E-mail: geremidranka@utfpr.edu.br. ID Lattes: 3004093329141780.

caso, leva em consideração apenas a expansão das Usinas Hidrelétricas (UHEs) em áreas livres de interferência com unidades de conservação ou terras indígenas. Já no segundo caso, considera todo o potencial hidrelétrico inventariado disponível. Adicionalmente, foram desenvolvidos seis cenários adicionais, considerando alguma restrição no potencial hidrelétrico inventariado disponível.

No estudo realizado por Dranka e Ferreira (2018), os autores avaliaram um conjunto de cenários de longo prazo para o setor elétrico brasileiro utilizando o software EnergyPLAN. Os resultados ressaltam a importância da complementaridade sazonal entre as fontes de energia hidrelétrica e eólica, indicando que um aumento no uso de Energias Renováveis (no Inglês, *Renewable Energy Sources* - RES) pode fortalecer a capacidade de exportação e reduzir a dependência energética externa do Brasil. O estudo também identificou riscos associados aos cenários de alta inserção de renováveis, propondo como estudos futuros a inclusão das incertezas em termos de custos, impactos ambientais e desafios técnicos do sistema.

Dado os desafios inerentes à prospecção e avaliação de cenários de longo prazo, o objetivo principal deste artigo é avaliar um conjunto de cenários selecionados entre aqueles apresentados pela EPE, com foco em 2050. Esses cenários foram escolhidos devido à sua relevância e abordagens distintas para a avaliação do setor elétrico brasileiro. Os cenários avaliados incluem: **Cenário 1:** 100% Renovável; **Cenário 2:** Integração com a América do Sul e **Cenário 3:** Repotenciação das UHEs.

MATERIAIS E MÉTODOS

O software EnergyPLAN foi selecionado para a pesquisa devido às suas funcionalidades, sendo uma característica fundamental a capacidade de simular a operação de um sistema elétrico em base horária. Além de sua versatilidade, o EnergyPLAN destaca-se por sua capacidade de modelar cenários complexos e fornecer percepções cruciais para o planejamento energético de longo prazo, tornando-se uma ferramenta valiosa para a análise do setor elétrico brasileiro. Além disso, o EnergyPLAN oferece a capacidade de simular a demanda flexível, sistemas de armazenamento de energia, dentre outras funcionalidades. O EnergyPLAN possui como principais parâmetros de entrada: (i) a capacidade instalada de cada fonte de energia (MW); (ii) as curvas horárias de distribuição (para fontes de energia renovável intermitente) ou a disponibilidade de combustível (no caso de usinas termelétricas, nucleares e hidrelétricas com reservatório) e (iii) o fator de capacidade associado a cada fonte.

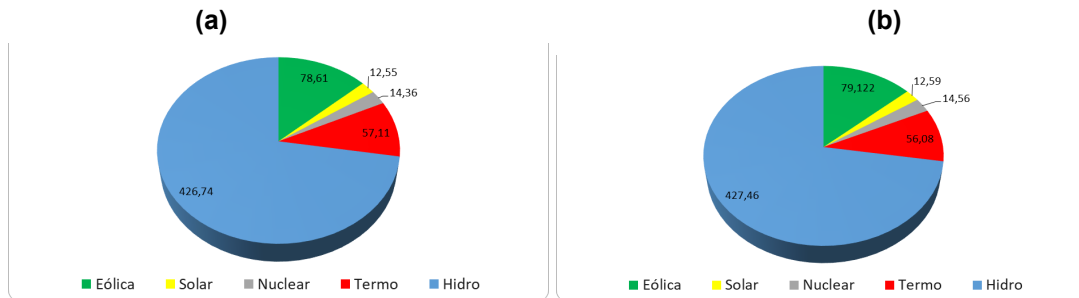
Para todos os cenários analisados neste estudo, foram consideradas as demandas apresentadas no Plano Nacional de Energia 2050 (PNE). Inicialmente, foi realizada uma validação do modelo utilizando dados de geração de energia elétrica ao longo de um ano completo (2022) extraídos do site do Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS) (ONS, 2023). Os dados de incidência solar, cruciais para a geração fotovoltaica, e as distribuições de velocidade do vento, empregados na geração eólica, foram obtidos por meio da base de dados disponível em RenewablesNinja (2023), que com base nas coordenadas geográficas fornecidas, coleta informações do satélite MERRA-2. Já os dados de distribuição de vazão, essenciais para a análise de usinas hidrelétricas a fio d'água, foram extraídos com base nos registros históricos das principais bacias hidrográficas do país (ONS, 2023). Em seguida, calculou-se a vazão média nacional por meio dos dados dos últimos 40 anos. Outros dados pertinentes, como a disponibilidade

de combustíveis para usinas termelétricas, a energia natural afluyente das usinas hidrelétricas com reservatório; a distribuição da geração de usinas nucleares e a curva de demanda ao longo do ano, foram obtidos nos registros históricos de operação do ONS (ONS, 2023).

SIMULAÇÕES, RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção, serão apresentados os resultados da validação do modelo para o ano de 2022, seguidos pela análise dos três cenários selecionados. Os resultados detalhados dos testes de validação podem ser observados na Figura 1, que apresenta a comparação entre os dados de geração entre a simulação no EnergyPLAN e o histórico de Operação do ONS para o ano de 2022 (TWh/ano).

Figura 1 - Comparação entre a distribuição da geração de energia elétrica por fonte no (a) software EnergyPLAN e (b) do histórico de operação da ONS.



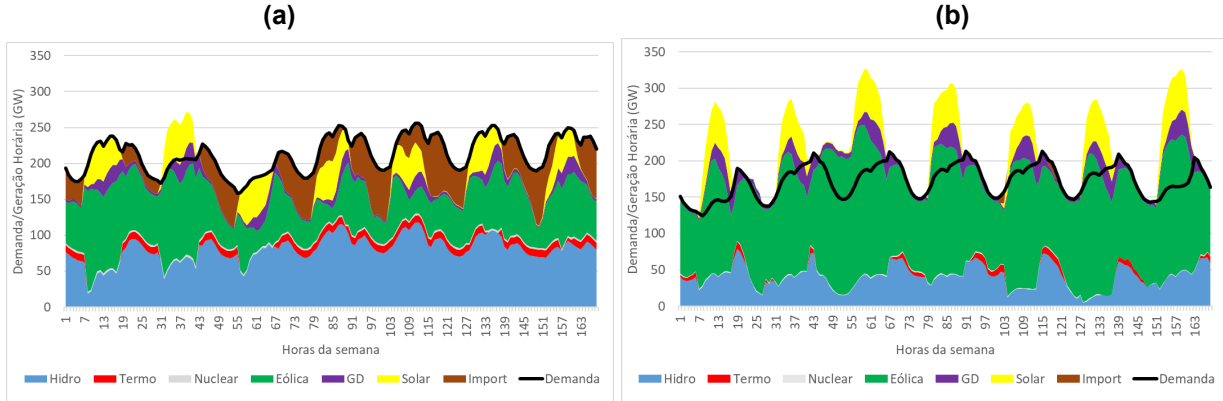
Fonte: Autoria própria

A análise dos dados na Figura 1 revela que a discrepância percentual encontrada nas simulações é comparativamente baixa em relação aos dados reais fornecidos pelo ONS. Notavelmente, as usinas termelétricas exibem a maior diferença, aproximadamente 1,03%, enquanto as usinas nucleares apresentam a menor discrepância, registrando apenas 0,2%. Consequentemente, o modelo pode ser considerado válido devido às pequenas diferenças percentuais entre os dados reais e simulados.

CENÁRIO 1: 100% RENOVÁVEL

Na primeira análise, explorou-se a configuração de um cenário 100% renovável. Uma análise preliminar dos resultados revelou padrões sazonais distintos nas necessidades de importação e na geração de energia elétrica. Durante o verão, observou-se uma elevada demanda por importação, enquanto no inverno, houve um excedente significativo na produção de energia elétrica. A Figura 2 ilustra a distribuição da geração de energia elétrica ao longo de uma semana típica durante as estações do verão e do inverno, respectivamente.

Figura 2 – Comparação entre a distribuição e geração de energia elétrica em uma semana típica do (a) verão e do (b) inverno para o cenário 100% Renovável.



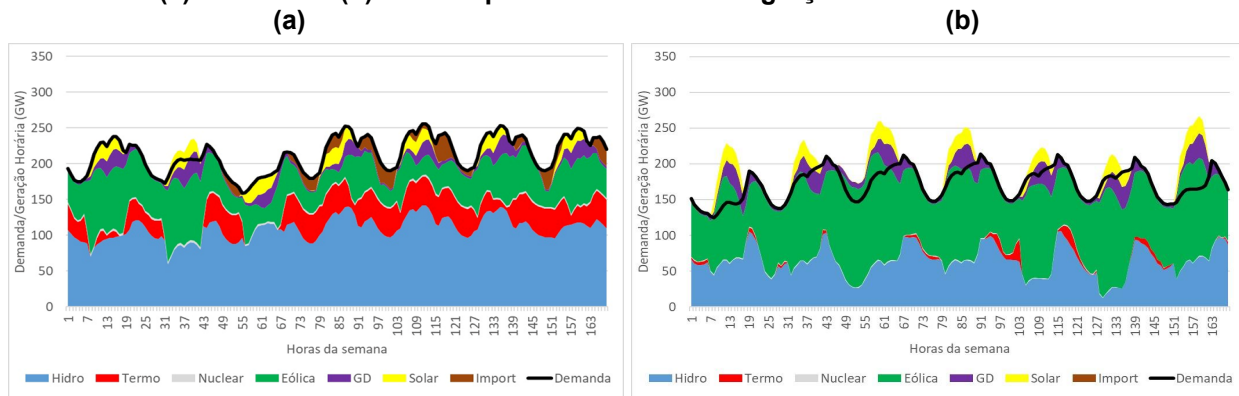
Fonte: Autoria própria.

Conforme pode ser observado na Figura 1, esse cenário apresenta uma notável dependência da energia eólica, que corresponde a aproximadamente metade da capacidade instalada. No verão, observa-se uma significativa redução na geração de energia eólica devido à sazonalidade, uma vez que os ventos apresentam menor intensidade nessa estação. Por outro lado, no inverno, mesmo com a contribuição da geração de energia hidrelétrica diminuindo consideravelmente (sendo a segunda maior capacidade instalada neste cenário), observa-se que a geração de energia elétrica excede significativamente a demanda, apontando para um considerável potencial de exportação.

CENÁRIO 2: INTEGRAÇÃO COM A AMÉRICA DO SUL

Na segunda simulação, abordou-se o cenário de integração do Brasil com alguns países da América do Sul, visando o aproveitamento dos potenciais energéticos de países sul-americanos, como Argentina, Paraguai, Peru e Bolívia (MME; EPE 2020). Assim como no primeiro cenário avaliado, foram comparados os perfis de geração/demanda em semanas específicas do verão e inverno, como ilustra a Figura 3.

Figura 3 – Comparação entre a distribuição e geração de energia elétrica em uma semana típica do (a) verão e do (b) inverno para o cenário de integração na América do Sul.



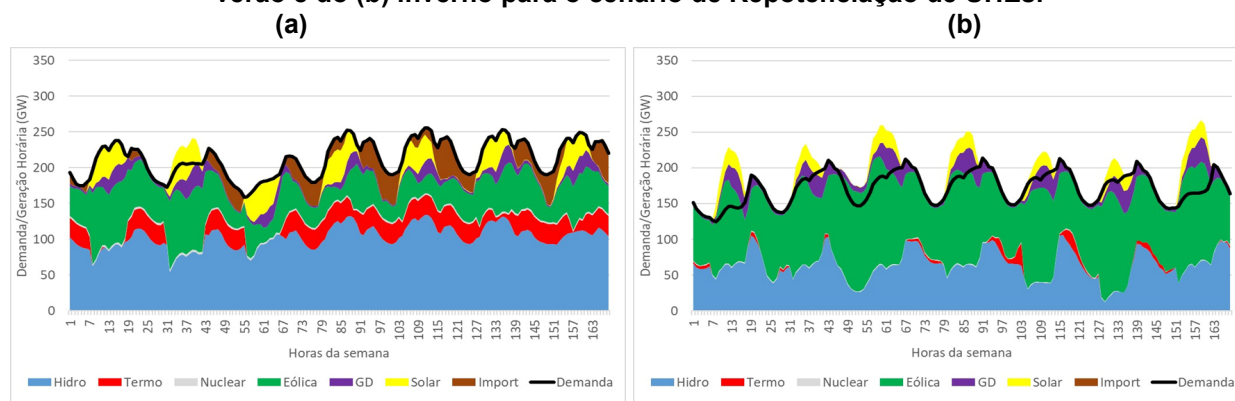
Fonte: Autoria própria

Ao analisar o comportamento da geração de energia elétrica para o Cenário 2, torna-se evidente que, em contraste com o Cenário 1, a demanda por importações de eletricidade diminuiu significativamente durante o verão. Além disso, é notório que, durante o inverno, o pico de geração neste cenário é consideravelmente reduzido. Isso ocorre devido a uma distribuição mais equilibrada da capacidade instalada entre as diversas fontes, principalmente com uma melhor divisão entre a eólica (30%) e a hidrelétrica (29%). Essas modalidades de geração exibem um perfil de complementaridade sazonal, pois a diminuição na geração eólica coincide com o aumento na geração hidrelétrica, como ilustrado na Figura 3.

CENÁRIO 3: REPOTENCIAÇÃO DE UHES

No último cenário avaliado, considerou-se a repotenciação das Usinas Hidrelétricas (UHES). De acordo com o relatório da EPE, a repotenciação pode ser aplicada em aproximadamente metade da capacidade atual das usinas, abrangendo um total de 51 UHES. A modernização destas usinas traria consigo benefícios econômicos significativos, com especial destaque para um aumento potencial na capacidade instalada, variando de 5% a 20%. A repotenciação das UHES não apenas aumentaria a capacidade de produção de energia elétrica, mas também elevaria consideravelmente a reserva de potência no sistema elétrico de potência brasileiro. Esse aspecto ganha grande relevância devido à preocupação com o acúmulo de sedimentos nos reservatórios, uma vez que essa acumulação, ao longo do tempo, pode reduzir a capacidade de armazenamento dos reservatórios (MME; EPE 2020). Entretanto, é crucial destacar uma limitação significativa desse cenário, a qual está diretamente relacionada ao atual marco regulatório em vigor. Isso ocorre porque a repotenciação das usinas demanda investimentos que não são reconhecidos pela regulamentação vigente, além disso, também existe uma falta do reconhecimento financeiro dos ganhos energéticos obtidos por ganho de potência. (CASTRO; ALMEIDA; CHAVES, 2019).

Figura 4 – Comparação entre a distribuição e geração de energia elétrica em uma semana típica do (a) verão e do (b) inverno para o cenário de Repotenciação de UHES.



Fonte: Autoria própria

Ao observar o comportamento da geração em cada estação (Figura 4), é evidente que neste cenário, durante o verão, a demanda de importação é superior à do Cenário 2, porém não atinge níveis tão elevados quanto no Cenário 1. Da mesma forma, o excesso de produção situa-se em um valor intermediário entre os outros dois cenários avaliados. A

Tabela 1 apresenta a comparação entre os cenários avaliados em termos da Demanda Máxima (GW), Importação e Exportação de energia elétrica (TWh/ano).

Tabela 1 - Comparação dos cenários analisados

Cenários	Pico de Geração (GW)	Importação Anual (TWh/ano)	Exportação Anual (TWh/ano)
100% Renovável	336,21	130,79	119,24
Integração	274,38	39,64	40,12
Repotenciação	286,77	74,95	58,24

Fonte: Autoria Própria

CONCLUSÃO

A análise dos três cenários propostos revela características distintas, desafios e benefícios singulares em cada um. O primeiro cenário, caracterizado pela adoção exclusiva de fontes renováveis e destaca pela complexidade operacional, incluindo picos de geração renovável substancialmente elevados. Além disso, observa-se uma disparidade mais acentuada entre exportação e importação de energia nesse cenário em comparação com os demais, tornando-o mais vulnerável entre os cenários analisados. O cenário de integração, por sua vez, evidencia uma distribuição mais equilibrada da geração de energia elétrica, resultado principalmente da complementaridade entre as fontes de geração eólica e hidrelétrica. Esse cenário também evidencia a possível redução na necessidade de importação e exportação de energia em comparação aos demais cenários avaliados. No cenário de repotenciação das UHEs, a modernização dessas usinas resulta em um significativo aumento tanto na capacidade de produção de energia quanto na reserva de potência disponível. Contudo, este cenário também se depara com desafios regulatórios significativos.

Agradecimentos

Este trabalho foi realizado com o apoio da UTFPR – Campus Pato Branco, além da contribuição do aluno Gabriel Fonseca Oliveira Roma.

Conflito de interesse

Não há conflito de interesse.

REFERÊNCIAS

CASTRO, Nivalde de; ALMEIDA, Diego Pinheiro de; CHAVES, Ana Carolina. “A Repotenciação e Modernização de UHE no Brasil e no Mundo”. **CanalEnergia**. 11 dez. 2019.

DRANKA, G. G.; FERREIRA, P. Planning for a renewable future in the Brazilian power system. **Energy**, v. 164, p. 496–511, 1 dez. 2018.

MME; EPE. Plano Nacional de Energia - PNE 2050. **Plano Nacional de Energia - PNE 2050**, v. 53, n. 9, 2020.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). **Resultados de Operação**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/dados-gerais>. Acesso em: 18 set. 2023.

RENEABLESNINJA. Disponível em: <https://www.renewables.ninja>. Acesso em: 15/09/23.