



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**Análise de Custo das
Intermitências em Fontes Renováveis**

RODRIGO RAPOSO DINIZ VIEIRA

Orientador Prof. IVAN MARQUES de TOLEDO CAMARGO

Coorientador JOSÉ GUILHERME ANTLOGA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Análise de Custo das Intermitências em Fontes Renováveis

Cost Analysis of the Intermittences in Renewable Energy Sources

Rodrigo Raposo Diniz Vieira

Orientador: Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, Departamento de Engenharia Elétrica/UnB

Coorientador: José Guilherme Antloga, Minas PCH

PUBLICAÇÃO: PPEE.MP.XXX

BRASÍLIA-DF

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**Análise de Custo das
Intermitências em Fontes Renováveis**

RODRIGO RAPOSO DINIZ VIEIRA

Orientador Prof. IVAN MARQUES de TOLEDO CAMARGO

Coorientador JOSÉ GUILHERME ANTLOGA

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Departamento de Engenharia
Elétrica como requisito parcial para obtenção
do grau de Engenheiro Eletricista*

Banca Examinadora

Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, FT/UnB

Presidente e Orientador

Prof. Dr. Pablo Eduardo Cuervo Franco, FT/UnB

Examinador Interno

Prof. José Guilherme Antloga, Minas PCH

Examinador externo e Coorientador

Prof. Dr. Kleber Melo e Silva, FT/UnB

Examinador Interno

FICHA CATALOGRÁFICA

VIEIRA, RODRIGO RAPOSO. D.

Análise de Custo das Intermitências em Fontes Renováveis [Distrito Federal] 2023.

xvi, 46 p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro, Engenharia Elétrica, 2023).

Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

- | | |
|----------------------|--------------------------------------|
| 1. Intermitência | 2. Recursos energéticos distribuídos |
| 3. Fontes renováveis | 4. Duck curve |
| I. ENE/FT/UnB | II. Título (série) |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

VIEIRA, R.R.D. (2023). *Análise de Custo das Intermitências em Fontes Renováveis*. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 46 p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: RODRIGO RAPOSO DINIZ VIEIRA

TÍTULO: Análise de Custo das Intermitências em Fontes Renováveis .

GRAU: Engenheiro Eletricista ANO: 2023

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta Trabalho de Conclusão de Curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. Do mesmo modo, a Universidade de Brasília tem permissão para divulgar este documento em biblioteca virtual, em formato que permita o acesso via redes de comunicação e a reprodução de cópias, desde que protegida a integridade do conteúdo dessas cópias e proibido o acesso a partes isoladas desse conteúdo. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte deste documento pode ser reproduzida sem a autorização por escrito do autor.

RODRIGO RAPOSO DINIZ VIEIRA

Depto. de Engenharia Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

Rodrigo Raposo Diniz Vieira

Nome do Autor

AGRADECIMENTOS

A Deus por ter permitido que eu tivesse saúde e determinação para traçar minha jornada na Engenharia Elétrica. Aos meus pais Clóvis e Fernanda e meu irmão Guilherme, que desde cedo sempre me incentivaram a estudar e me apoiaram em todos os momentos da minha vida, especialmente durante esse trabalho. Ao professor Ivan Camargo, por ter sido meu orientador e ter desempenhado tal função com dedicação. Ao meu chefe e coorientador José Guilherme, quem me guiou no dia a dia deste trabalho. À minha namorada Fernanda Madeiro, que sempre me apoiou. A todos meus amigos, pelo ambiente amistoso no qual convivemos e solidificamos os nossos conhecimentos. E em especial a meu avô Inelson, que faleceu durante a elaboração dessa pesquisa.

RESUMO

A atual situação de precificação da negociação em atacado no sistema de leilões de geração de energia no Brasil inclui apenas os custos diretos dos empreendimentos do setor. O preço ofertado é determinado pelos próprios investidores e abarca apenas os custos privados, como compra de combustível, maquinário, operação, etc. Essa contratação é realizada por meio de um sistema de leilão reverso, onde quem apresenta o menor preço de venda pelo montante de energia disponibilizado pelo regulador é o vencedor. As concessionárias de energia elétrica ficam então obrigadas a pagar aos produtores vencedores do leilão o montante de energia gerada pela tarifa definida no certame [Dutra, 2007], repassando ao consumidor final esse custo de compra em leilão. Esse processo, se feito da forma correta, garante que o consumidor final seja atendido pela oferta de energia a um preço competitivo.

Já os custos indiretos dos empreendimentos, como reforços no sistema de transmissão, efeitos de compensação e requisitos de potência, são rateados entre todos os usuários do Sistema Interligado Nacional (SIN), não sendo incluídos na precificação dos empreendimentos nos leilões de geração. Como consequência, os lotes de energia arrematados nos leilões, se considerados os custos globais, podem não apresentar o menor preço como previsto, distorcendo a competição no sistema de leilões e comprometendo a precificação da energia ofertada ao consumidor final.

Com o aumento da inserção das fontes eólica e fotovoltaica ocorrido nos últimos anos no setor elétrico brasileiro, faz-se importante investigar se há a devida identificação dos custos indiretos provocados pela característica intermitente de geração dessas fontes, se existe transparência na divulgação destes custos e se os mesmos estão sendo devidamente sinalizados pelos órgãos reguladores.

Motivado pelos questionamentos apresentados, o presente trabalho realiza uma análise dos custos indiretos das fontes renováveis intermitentes de energia, buscando identificar e quantificar os impactos dessas intermitências no SIN e propõe uma estratégia de precificação que considere os custos globais impostos pelas devidas fontes, para além dos valores de venda nos leilões de geração.

Ao longo do trabalho, foram realizadas análises dos custos envolvidos na transmissão, rampa de compensação e cobertura de curto prazo das intermitências das fontes renováveis, possibilitando uma quantificação dos valores em R\$/MWh que é rateada entre todos os usuários do sistema. O preço real obtido para a energia eólica contratada consiste em 237% do preço de venda médio em leilão, já o preço real obtido para a energia fotovoltaica contratada consiste em 207% do preço de venda médio em leilão.

A análise executada fornece resultados significativos para a sociedade e órgãos governamentais, servindo de estimativa inicial para que sejam elaborados novos métodos de análise com maior escopo de dados, além de orientar posteriores políticas públicas para a implementação de novas regras no mercado atual de energia regulado, garantindo uma maior transparência, eficiência e competitividade ao mesmo tempo em que trabalha-se para mitigar os impactos das mudanças climáticas.

Palavras-chave: Intermitência, recursos energéticos distribuídos, fontes renováveis, duck curve

ABSTRACT

The current pricing deal situation in the regulated energy generation auctions held in Brazil only includes the direct costs from the new power plants. The offered price is determined by the investors themselves and includes only the private costs, for instance, the fuel price, machinery, operation, etc. The contracts are done via a reverse auction system, where the participant that offers the lowest selling price wins the contracted energy amount that was being offered by the regulator. The energy companies are obliged to pay these auction-winning generators for the amount of energy generated via the defined and agreed tariff from the auctions [Dutra, 2007], passing through this final cost to the consumers. This process, if done correctly, ensures that the final consumer will have its energy needs supplied at a competitive price.

However, the indirect costs from these new generators, such as reinforcements on the transmission system, compensation effects, and power requirements which are shared between all the users of the National Interconnected System (SIN), are not included in the new generators' prices in the generation auctions. Consequently, the energy lots awarded in these auctions, if considering the global costs, could be offered not showing the lowest price as expected, distorting the competition in the auction system and compromising the energy pricing for the final consumer.

With the increased presence of wind and solar generation seen over the last years on the Brazilian energy system, it is important to investigate if the correct identification of the indirect costs caused by the intermittent characteristic from these renewable energy sources is being considered, if there is transparency in these cost disclosures and if they are being correctly considered by the regulatory entities.

Motivated by these questions above, this work develops an analysis of the indirect costs from the renewable intermittent energy sources, aiming to identify and quantify the impacts of these intermittencies on the SIN, and proposes a pricing strategy that considers the global costs caused by these sources, for beyond the selling prices in the regulated energy generation auctions.

In this work, some analyses were done to evaluate the costs of the transmission system, the compensation ramp and short-term coverage for the intermittencies from renewable sources, allowing the quantification of these values in R\$/MWh, which is shared between all the users of the SIN. The real price value obtained for the contracted wind energy consists of 237% of the average value from the auction price, while for the contracted solar energy, the real price value consists of 207% of the average auction price.

This work provides significant results for society and Government, serving as an initial estimate for new analysis methods that consider a bigger data scope. It also could guide policies for the implementation of new rules in the regulated energy market, which could guarantee better transparency, efficiency, and competitiveness while the works to mitigate the impacts of climate change are being developed.

Keywords: Intermittency, distributed energy resources, renewable energy, duck curve

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	MOTIVAÇÃO	2
1.2	OBJETIVO	2
1.3	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	2
2	CONCEITOS E CONTEXTUALIZAÇÃO	3
2.1	ÓRGÃOS DE PLANEJAMENTO E REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO	3
2.2	LOCALIZAÇÃO E TRANSMISSÃO	4
2.2.1	ATUAL SITUAÇÃO BRASILEIRA	4
2.2.2	COMPETITIVIDADE REGIONAL GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	6
2.2.3	COMPETITIVIDADE REGIONAL GERAÇÃO EÓLICA	8
2.3	A INTERMITÊNCIA	11
2.3.1	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	11
2.3.2	GERAÇÃO EÓLICA	15
2.3.3	SAZONALIDADE E INTERMITÊNCIA INTRA-ANUAL	19
2.3.4	IMPACTO DAS INTERMITÊNCIAS	22
2.3.5	COBERTURA DE REQUISITOS DE POTÊNCIA	24
3	METODOLOGIA E ANÁLISES	25
3.1	ABORDAGEM ESCOLHIDA	25
3.2	ANÁLISE DA TRANSMISSÃO	25
3.2.1	LEILÕES DE TRANSMISSÃO	26
3.2.2	LEILÕES DE GERAÇÃO	26
3.2.3	CÁLCULO CUSTO TRANSMISSÃO	27
3.3	ELABORAÇÃO RAMPA DE COMPENSAÇÃO PARA O CENÁRIO BRASILEIRO	27
3.3.1	CUSTO RAMPA DE COMPENSAÇÃO	29
3.3.2	ALOCAÇÃO DO CUSTO DA RAMPA POR FONTE	30
3.3.3	TESTE DE SENSIBILIDADE	30
3.4	CUSTO COBERTURA DE REQUISITOS DE POTÊNCIA	31
4	ANÁLISE DOS DADOS E RESULTADOS	32
4.1	CUSTOS DE TRANSMISSÃO	32
4.1.1	TRANSMISSÃO DA GERAÇÃO EÓLICA	33
4.1.2	TRANSMISSÃO GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	33
4.2	CUSTO RAMPA DE COMPENSAÇÃO	34
4.3	CUSTO COBERTURA DE REQUISITOS DE POTÊNCIA	38
4.4	ANÁLISE DE CUSTOS	38
4.5	SOLUÇÕES E PERSPECTIVAS	41

5 CONCLUSÃO	43
5.1 TRABALHOS FUTUROS	44
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	45

LISTA DE FIGURAS

2.1	Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro. Fonte: [Mercedes, Rico e Pozzo, 2015]...	4
2.2	Localização das usinas fotovoltaicas (em amarelo) no território brasileiro na data 09/05/2023. Da esquerda para a direita: Usinas em operação, usinas com construção não iniciada e usinas em construção. Fonte: [ANEEL, 2023].....	5
2.3	Localização das usinas eólicas (em azul) no território brasileiro na data 09/05/2023. Da esquerda para a direita: Usinas em operação, usinas com construção não iniciada e usinas em construção. Fonte: [ANEEL, 2023].....	5
2.4	Mapa pluviométrico brasileiro. Em azul as zonas mais chuvosas e em vermelho as zonas menos chuvosas Fonte: Levantamento da geodiversidade Projeto Atlas Pluviométrico do Brasil [CPRM, 2011].....	6
2.5	Dados de valorização e preço por hectare de terra de diferentes regiões Fonte: IEG Informa Economics [FNP, 2021].....	8
2.6	Mapa brasileiro indicando a velocidade média anual do vento a 50m de altura Fonte: CRESESB-CEPEL [Amarante, 2001].....	9
2.7	Curva de potência gerada kW pela velocidade do vento na altura do rotor em m/s Fonte: CRESESB-CEPEL [Amarante, 2001].....	9
2.8	Curva horária de Geração Fotovoltaica agregada no Nordeste em 22/06/2022. Fonte: [ONS, 2023].....	12
2.9	Curva de permanência das potências da Geração Fotovoltaica agregada no Nordeste em 22/06/2022. Fonte: Elaboração própria.....	12
2.10	Curva horária de Geração Fotovoltaica agregada no Nordeste em 01/05/2022, dia com nebulosidade. Fonte: [ONS, 2023].....	13
2.11	Curva horária de Geração Fotovoltaica agregada no Nordeste de 29/04/2022 a 05/05/2022. Fonte: [ONS, 2023].....	13
2.12	Curva comparação das permanências das potências da Geração Fotovoltaica agregada no Nordeste em um dia típico (22/06/2022) e um dia nebuloso (01/05/2022). Fonte: Elaboração própria.....	14
2.13	Curva diária da Geração Fotovoltaica agregada no Nordeste no mês de janeiro. Fonte: [ONS, 2023].....	15
2.14	Curva horária de Geração Eólica agregada no Nordeste em 28/04/2022. Fonte [ONS, 2023]	16
2.15	Curva de permanência das potências da Geração Eólica agregada no Nordeste em 28/04/2022. Fonte: Elaboração própria.....	16
2.16	Curva horária de Geração Eólica agregada no Nordeste em fevereiro de 2022 com horários de gerações mínimas fora do esperado destacados. Fonte [ONS, 2023].....	17
2.17	Curva diária da Geração Eólica agregada no Nordeste no mês de janeiro. Fonte [ONS, 2023]	18
2.18	Curva Geração da usina Eólica Alegria I de 2017 a 2022. Fonte: [ONS, 2023].....	20
2.19	Curva Geração da usina Conjunto Fotovoltaico Bom Jesus da Lapa I de 2017 a 2022. Fonte: [ONS, 2023].....	20

2.20	Curva de geração agregada das hidrelétricas brasileiras entre 2017 a 2022. Fonte: [ONS, 2023]	21
2.21	Curva de carga líquida prevista para a Califórnia. Fonte: [Denholm et al., 2015].....	23
3.1	Curvas de Carga e geração horárias por tipo de fonte de energia durante uma semana típica. Fonte: [ONS, 2023]	28
3.2	Previsão de consumo energético dos Estados Unidos segundo [Nalley e LaRose, 2022].....	29
3.3	Previsão de consumo energético brasileiro segundo o Plano Decenal de Energia 2031. Fonte: [EPE, 2022].....	29
3.4	Dificuldade de compatibilização entre as metas mensais de geração e a curva de carga horária ao longo dos anos. Fonte: [EPE, 2020]	31
4.1	Intercâmbio de energia na interligação NE-SE. Fonte: CP 39/21 ANEEL	32
4.2	Curvas de previsão horária da Net Load de 2023 a 2031. Fonte: Elaboração própria	34
4.3	Curvas de previsão horária durante uma semana da Net Load de 2023 a 2031. Fonte: Elaboração própria	35
4.4	Previsão de custo anual da rampa compensadora em bilhões de reais de 2023 a 2031. Fonte: Elaboração própria	35
4.5	Previsão de preço da rampa de compensação alocado para UFV e EOL de 2023 a 2031. Fonte: Elaboração própria.....	36
4.6	Teste de Sensibilidade de custo anual da rampa compensadora em bilhões de reais de 2023 a 2031. Fonte: Elaboração própria	37
4.7	Teste de Sensibilidade de preço da rampa de compensação alocado para UFV e EOL de 2023 a 2031. Fonte: Elaboração própria.....	37
4.8	Composição do preço real da energia das usinas UFV e EOL no NE em 2023. Fonte: Elaboração própria	39
4.9	Composição do preço real da energia das usinas UFV e EOL no NE em 2031. Fonte: Elaboração própria	40
4.10	Composição do preço real da energia das usinas UFV e EOL no NE com os leilões de geração de 2022. Fonte: Elaboração própria	41

LISTA DE TABELAS

2.1	Tabela com as potências fiscalizadas e outorgadas das usinas fotovoltaicas em 09/05/2023. Fonte: [ANEEL, 2023].....	5
2.2	Tabela com as potências fiscalizadas e outorgadas das usinas eólicas em 09/05/2023. Fonte: [ANEEL, 2023].....	5
2.3	Tabela com Fator de Capacidade médio da geração fotovoltaica das Regiões Nordeste e Sudeste. Fonte: [ONS, 2023].....	7
2.4	Tabela com Fator de Capacidade médio da geração eólica das Regiões Nordeste e Sul. Fonte: [ONS, 2023].....	10
2.5	Valores de Desvio-padrão mensal em 2022 da geração agregada fotovoltaica da Região Nordeste. Fonte: Elaboração própria.....	15
2.6	Valores de Desvio-padrão mensal em 2022 das geração eólica agregada da Região Nordeste. Fonte: Elaboração própria.....	18
2.7	Valores de Desvio-padrão mensal em 2022 das gerações fotovoltaica e eólica da Região Nordeste. Fonte: Elaboração própria.....	19
2.8	Tabela relacionando os meses do ano e a estimativa de geração acima, na média ou abaixo da média de cada fonte. Fonte: Elaboração própria.....	22
2.9	Tabela de previsão da expansão de Oferta Interna de Eletricidade e Demanda. Fonte: [EPE, 2022].....	24

Glossário

ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EOL	Usina Eólica
FC	Fator de Capacidade
LRC	Leilão de Reserva de Capacidade
LRCE	Leilão de Reserva de Capacidade de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
NE	Região Nordeste
ONS	Operador Nacional do Sistema
RAP	Receita Anual Permitida
REN	Resolução Normativa
S	Região Sul
SE	Região Sudeste
SIN	Sistema Interligado Nacional
PDE	Plano Decenal de Expansão
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UFV	Usina Fotovoltaica
UHE	Usina Hidroelétrica
UTE	Usina Termelétrica

1 INTRODUÇÃO

Em face ao atual cenário mundial de transição energética e a necessidade de descarbonização do setor energético e elétrico, o Brasil posiciona-se como um país referência e protagonista no panorama global. O País apresenta um diversificado portfólio de geração de energia elétrica, com fontes de energia renováveis, como usinas hidrelétricas, eólicas, fotovoltaicas e de biomassa, mas também possui uma parcela, relativamente pequena se comparado a outros países, de fontes não-renováveis, como térmicas a gás natural, diesel e carvão, que cumprem papéis específicos para o setor.

Mesmo com o país apresentando uma conjuntura favorável, a transição energética apresenta certos desafios que ainda carecem de resolução, dentre eles, a integração das fontes intermitentes de energia, a qual, se não executada de forma adequada, pode vir comprometer a estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico, especialmente quando inserida em um sistema de mercado competitivo e em um país com previsão de expansão do setor, tornando o Brasil um caso particular a ser analisado.

De acordo com [Britto, KUPFER e Hasenclever, 2002], indústrias de rede, como é o caso das indústrias voltadas para a provisão de infraestrutura (eletricidade, telecomunicação, transporte, água e saneamento básico), são um caso especial de monopólio natural. O autor continua: o monopólio natural se manifesta quando o mercado não suporta mais do que uma única empresa atuante, pois a tecnologia de produção impõe que a operação eficiente tenha economia de escala substanciais. Tem-se como exemplo de monopólio natural o sistema de transmissão: não faz sentido em termos econômicos duas linhas de transmissão competirem entre si para entregar a energia ao consumidor pois os custos de instalação seriam maiores que os ganhos relacionados à competição.

Portanto, a atual conjuntura do mercado de energia brasileiro gira em torno da adaptação do sistema de monopólios naturais do Setor às políticas de regulação do Governo. Promovendo a competição por meio de leilões um sistema de mercado competitivo, onde decide-se quais empresas vão prestar cada serviço monopolístico, como transmissão e distribuição, sem que seja incentivada uma política de preços acima do mercado, prejudicando os consumidores.

Logo, um dos fatores mais importantes para o bom funcionamento de um sistema de mercado competitivo é a definição do preço. A precificação em um mercado cumpre a função de promover a alocação eficiente de recursos econômicos [Hyman, 2000], ou seja, é uma sinalização sobre a melhor alocação possível dos recursos disponíveis. No mercado de energia não é diferente, a energia é gerada para a sociedade, e o seu custo sistêmico total é composto por custos internos (diretos e indiretos), além de eventuais externalidades [Custódio, 2009].

Por vezes, é difícil compreender estes custos de forma isolada, a exemplo do sistema brasileiro de geração de energia, que, quando em ambiente regulado, tem preço no atacado definido na forma de leilões. Os custos relacionados ao preço no atacado são acompanhados por investidores e não consideram outros custos não diretamente ligados aos leilões, os quais também influenciam a tarifa apresentada ao consumidor final. Portanto, uma sinalização econômica errônea pode acabar prejudicando o sistema de competição e inviabilizando empreendimentos que, dado, o correto cenário, seriam viáveis. Por isso, para garantir o bom

funcionamento do mercado, a precificação correta de seus recursos é indispensável.

1.1 MOTIVAÇÃO

Nos últimos anos, com o aumento da inserção das fontes eólica e fotovoltaica, investiga-se se há a identificação dos custos indiretos provocados pela característica intermitente de geração dessas fontes, se existe transparência na divulgação destes custos indiretos e se os mesmos estão sendo devidamente sinalizados pelo planejamento do Setor e a quem este custo está sendo repassado.

1.2 OBJETIVO

Este trabalho propõe-se a identificar quais e como os efeitos das intermitências impactam o SIN e discute sobre uma estratégia de precificação específica que abarque os custos globais que a geração das fontes intermitentes impõe ao sistema, em contraposição aos valores resultantes dos leilões de geração de energia, estimulando o aumento da eficiência dos investimentos no setor e o uso racional e econômico da energia elétrica no País, demonstrando o custo final percebido pelos consumidores.

1.3 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Os demais capítulos do trabalho estão dispostos da seguinte forma:

- Capítulo 2 Conceitos e Contextualização: Nesse capítulo serão abordados os órgãos de planejamento e regulação do setor elétrico brasileiro, a atual matriz elétrica, onde e por que estão localizadas as usinas eólicas e fotovoltaicas, como ocorrem as intermitências relacionadas a essas fontes e quais os impactos para o SIN;
- Capítulo 3 Metodologia e Análise: Neste capítulo serão abordados a metodologia aplicada para o desenvolvimento das diversas análises e dos resultados que serão apresentados no Capítulo 4, descrevendo quais as bases de dados provenientes de diversos órgãos do Setor foram utilizadas, qual o tratamento aplicado aos dados juntamente com as premissas adotadas para os devidos cálculos de custos indiretos em R\$/MWh.;
- Capítulo 4 Análise dos Dados e Resultados: Neste capítulo serão abordados os resultados dos custos obtidos a partir das análises de transmissão das usinas eólicas e fotovoltaicas, os custos ocasionados pela intermitência dessas fontes, como a realização da rampa de compensação de potência e a cobertura de requisitos de potência, obtendo uma estimativa de custo global das respectivas fontes.
- Capítulo 5 Conclusão: Neste capítulo serão recapitulados os resultados obtidos, a estratégia de precificação, perspectivas da sua aplicação e quais efeitos consequentes para o sistema de contratação via leilão.

2 CONCEITOS E CONTEXTUALIZAÇÃO

Nesse capítulo serão abordados os órgãos de planejamento e regulação do setor elétrico brasileiro, a atual matriz elétrica, onde e por que estão localizadas as usinas eólicas e fotovoltaicas, como ocorrem as intermitências relacionadas a essas fontes e quais os impactos para o SIN;

2.1 ÓRGÃOS DE PLANEJAMENTO E REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), é uma autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Foi criada por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997 com o objetivo de regular o setor elétrico brasileiro. Suas atribuições incluem, de forma geral, a regulação e fiscalização da geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica, sendo a responsável por estabelecer as tarifas do Setor, além de promover os leilões de geração, transmissão e distribuição, delegada em nome da União. Embora possua isonomia, a ANEEL é uma entidade vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

O Ministério de Minas e Energia (MME), criado em 1960 pela Lei nº 3.782, é responsável pela criação e gestão de políticas públicas nacionais relacionadas ao setor de mineração e energia. Dentre suas competências, destacam-se as políticas nacionais de aproveitamento dos recursos hídricos, eólicos, fotovoltaicos e de demais fontes para fins de energia elétrica, que acaba por definir quais estratégias serão adotadas para o desenvolvimento do Setor.

Vinculada ao MME, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) foi criada por meio de medida provisória convertida em lei pelo Congresso Nacional - Lei 10.847, de 15 de Março de 2004. Ela atua na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, cobrindo energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados e biocombustíveis.

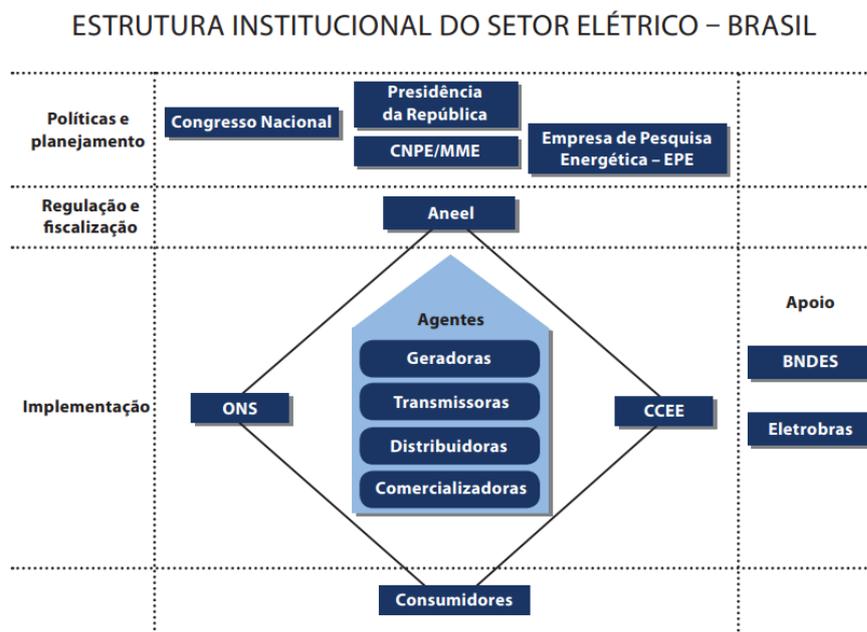
Instituído como uma pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil sem fins lucrativos, o Operador Nacional do Sistema (ONS) foi criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei nº 9.648. Ele é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional e pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país,

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) foi criada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 e regulamentada pelo decreto Nº 5.177 de 12 de Agosto de 2004. Ela tem função de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo, integrando geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores.

A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, define que esta comercialização deve ser realizada nos ambientes de contratação regulada e de contratação livre. No Ambiente de Contratação Regulada (ACR) os agentes de distribuição compram energia elétrica para atender seus mercados por meio de leilões públicos promovidos pela ANEEL e operacionalizados pela

CCEE. Os referidos leilões buscam o menor preço possível da energia elétrica através da competição entre os agentes de geração. Com isso, garante-se a menor tarifa para o consumidor final [Ferreira, Blasques e Pinho, 2014].

A Figura 2.1 resume como se relacionam os diferentes órgãos do setor e quais as principais atribuições guiam essa estruturação.



Fonte: Aneel/SPG, 2014

Figura 2.1: Estrutura institucional do setor elétrico brasileiro. Fonte: [Mercedes, Rico e Pozzo, 2015]

2.2 LOCALIZAÇÃO E TRANSMISSÃO

2.2.1 Atual situação brasileira

A matriz elétrica brasileira é composta por diversas fontes de energia, sendo a principal a hidrelétrica. Porém, principalmente na última década, a participação das fontes eólica e fotovoltaica vem aumentando e já é indispensável para atender a demanda elétrica do país, atingindo 45 GW, cerca de 21,5% da capacidade instalada brasileira. A perspectiva atual é que essas fontes aumentem ainda mais sua participação nos próximos anos, chegando a valores maiores que 60 GW de capacidade instalada em 2031 [EPE, 2022]. Na mesma direção, a perspectiva que a demanda por eletricidade aumente, com previsões que o consumo total fique entre 766 e 875 TWh em 2032 [EPE, 2023]. Portanto, é necessário entender como as fontes renováveis intermitentes podem contribuir para a rede elétrica brasileira e quais os custos dessa operação.

A distribuição das usinas sobre o território brasileiro não é uniforme, fato compreensível pois o território não é uniforme. Assim, cada região possui características que favorecem ou não cada tipo de geração. Atualmente as usinas fotovoltaicas concentram sua produção na região Nordeste e Sudeste, como é observável na Figura 2.2, já as usinas eólicas concentram sua produção na região Nordeste e Sul, como é

apresentado na Figura 2.3.



Figura 2.2: Localização das usinas fotovoltaicas (em amarelo) no território brasileiro na data 09/05/2023. Da esquerda para a direita: Usinas em operação, usinas com construção não iniciada e usinas em construção. Fonte: [ANEEL, 2023]

Fotovoltaicas	Em operação	Em construção	Construção não iniciada
Potência Outorgada (kW)	8.669.482,09	5.829.358,60	99.236.533,60

Tabela 2.1: Tabela com as potências fiscalizadas e outorgadas das usinas fotovoltaicas em 09/05/2023. Fonte: [ANEEL, 2023]



Figura 2.3: Localização das usinas eólicas (em azul) no território brasileiro na data 09/05/2023. Da esquerda para a direita: Usinas em operação, usinas com construção não iniciada e usinas em construção. Fonte: [ANEEL, 2023]

Eólicas	Em operação	Em construção	Construção não iniciada
Potência Outorgada (kW)	25.910.123,86	5.588.845,00	19.232.420,00

Tabela 2.2: Tabela com as potências fiscalizadas e outorgadas das usinas eólicas em 09/05/2023. Fonte: [ANEEL, 2023]

Para entender a atual conjuntura de distribuição das fontes fotovoltaica e eólica sobre o território brasileiro, foi feita uma análise de competitividade entre diferentes regiões para determinado tipo de geração, utilizando-se de diversos fatores. No caso da geração fotovoltaica (seção 2.2.2), utilizou-se o mapa de índice pluviométrico regional brasileiro, o Fator de Capacidade (FC) e o preço da terra em R\$/hectare. Já

no caso da geração eólica (seção 2.2.3), utilizou-se o mapa brasileiro de velocidade média anual do vento, o Fator de Capacidade e o preço da terra em R\$/hectare.

2.2.2 Competitividade regional geração fotovoltaica

O índice pluviométrico de cada região, apresentado na Figura 2.4, foi construído a partir das médias anuais pluviais entre 1977 a 2006. As áreas em vermelho indicam um menor índice pluvial e, como consequência, um menor índice de nebulosidade, sendo um indicativo que as possíveis usinas fotovoltaicas instaladas nessa área sofrerão menos com a presença de nuvens e sombreamento sobre as placas, aumentando sua eficiência e sua competitividade em relação às outras áreas. Já as áreas em azul indicam um maior índice pluvial e consequentemente maior nebulosidade, prejudicando a eficiência das possíveis usinas fotovoltaicas instaladas. Assim, as áreas que sobressaem como mais indicadas para tal geração são as Regiões Nordeste e Sudeste.

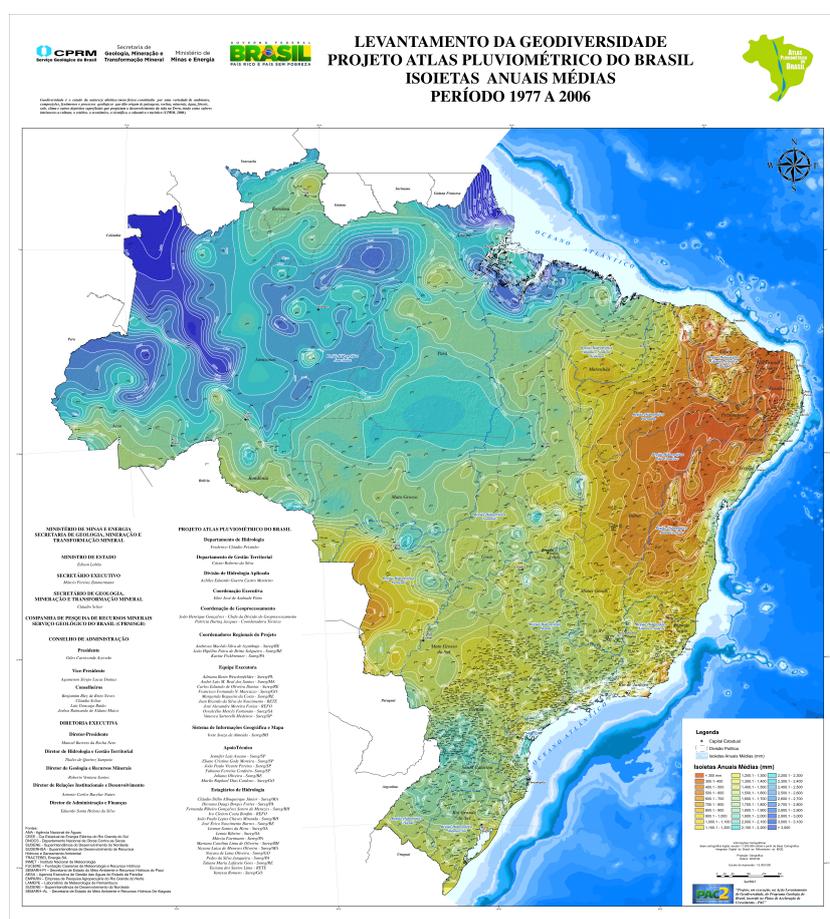


Figura 2.4: Mapa pluviométrico brasileiro. Em azul as zonas mais chuvosas e em vermelho as zonas menos chuvosas
Fonte: Levantamento da geodiversidade Projeto Atlas Pluviométrico do Brasil [CPRM, 2011]

O Fator de Capacidade (FC) é uma ferramenta capaz de medir a eficiência de uma usina em relação a sua capacidade instalada. De acordo com a Resolução Normativa (REN) da ANEEL nº 1.033, de 26 de julho de 2022, o FC é obtido pela razão entre a energia medida no ponto de conexão com a rede de

distribuição ou Rede Básica¹, conforme o caso, em MWh, e a potência instalada da central, em MW, previamente multiplicada pelo fator 8.760 horas por se tratar de um período de anual. A equação 2.1 representa o cálculo descrito acima.

$$FC = \frac{\text{Energia(MWh)}}{\text{Potencia(MW)} * 8760(\text{horas})} \quad (2.1)$$

Para esta análise, foram escolhidas as duas regiões indicadas pelo índice pluviométrico, Nordeste e Sudeste. Partindo da premissa que as usinas tenham tecnologias suficientemente similares em todas as localidades, quanto maior o fator de capacidade médio, maior sua eficiência, indicando um possível diferencial competitivo geográfico entre as regiões. Assim, foram analisados os dados fornecidos pelo ONS entre usinas fotovoltaicas das Regiões Nordeste e Sudeste entre os anos de 2018 a 2022, obtendo a média dos FC médios das regiões no período.

Ano	FC Anual Médio	
	NE	SE
2022	24,8%	23,4%
2021	22,5%	24,3%
2020	20,8%	23,9%
2019	26,5%	23,9%
2018	25,0%	23,5%
Média	23,9%	23,8%

Tabela 2.3: Tabela com Fator de Capacidade médio da geração fotovoltaica das Regiões Nordeste e Sudeste. Fonte: [ONS, 2023]

Os dados indicam que, durante os anos de 2018 a 2022, o FC médio da Região NE foi levemente superior ao da Região SE, porém em um nível que não indica uma diferença considerável, apenas 0,1 pontos percentuais. Faz-se importante ressaltar que durante a consulta aos dados, foram encontrados alguns casos que apresentaram valores de FC provavelmente imprecisos, como o caso do conjunto UFV Castilho 4 (FC = 2,53%) e conjunto Pereira Barreto (FC = 24,97%) que estão a uma distância menor que 50 km e apresentam tamanha disparidade de FC. Portanto, o grau de confiabilidade desse fator nessa pesquisa é baixo.

Outro indicador a ser considerado para a competitividade da região é o preço da terra em R\$/hectare, pois influencia diretamente no custo de instalação das usinas, impactando a viabilização dos empreendimentos. A Figura 2.5, apresenta as cotações por região do mês de janeiro a fevereiro de 2021, servindo como referência. As Regiões Norte e Nordeste possuem as menores cotações, tornando-as atrativas para investimentos pois possuem um menor custo para adquirir as terras para a instalação das novas usinas.

¹Instalações de transmissão de energia elétrica que integram o Sistema Interligado Nacional – SIN, de propriedade de concessionárias de serviço público de transmissão, definida segundo critérios estabelecidos pela ANEEL.

Valorização das terras brasileiras por região (%) e preço de terras por região (R\$/há)

	Jan/Fev 2021		Jan/Fev 2021		
	Valorização		Cotação R\$/hectare		
	36 meses	12 meses	Menor	Média	Maior
Centro-Oeste	15%	10%	550	12.127	45.000
Nordeste	7%	5,6%	220	5.365	33.500
Norte	7%	5,6%	180	4.804	23.000
Sudeste	8%	3%	1.200	19.574	47.000
Sul	13%	9%	5.300	27.587	68.000
Brasil	11%	6,8%	180	12.845	68.000

Figura 2.5: Dados de valorização e preço por hectare de terra de diferentes regiões Fonte: IEG | Informa Economics [FNP, 2021]

Portanto, como a Região Nordeste destaca-se positivamente em todos os fatores analisados, é notório seu potencial para a produção de energia fotovoltaica, fato incontestável, pois a região foi responsável por 46,1% da geração fotovoltaica brasileira em 2023 [ONS, 2023]. Importante ressaltar que a Região Sudeste é responsável por outros 44,4% da geração, da qual o estado de Minas Gerais é o principal produtor (cerca de 77% da geração fotovoltaica do Sudeste) [ANEEL, 2023], principalmente por conta das usinas localizadas na parte norte do estado, com característica geográfica similar ao semi-árido nordestino.

2.2.3 Competitividade regional geração eólica

O mapa brasileiro de velocidade média anual do vento apresentado na Figura 2.6 indica quais localidades possuem os ventos mais intensos e conseqüentemente propícios para a geração eólica, dado que até o limite de 15 m/s a geração cresce linearmente com a velocidade dos ventos, como mostra a Figura 2.7.

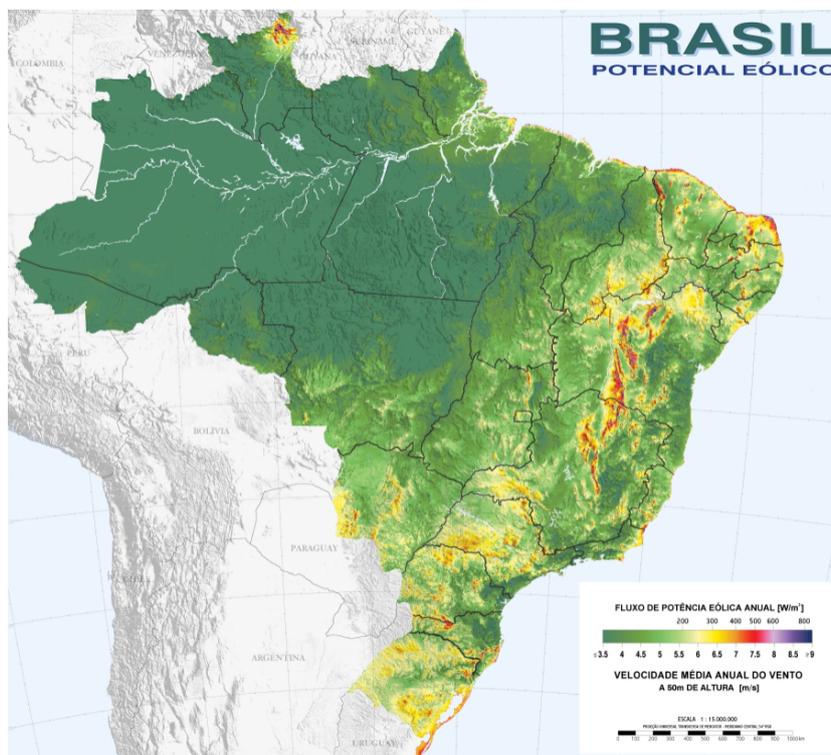


Figura 2.6: Mapa brasileiro indicando a velocidade média anual do vento a 50m de altura Fonte: CRESESB-CEPEL [Amarante, 2001]

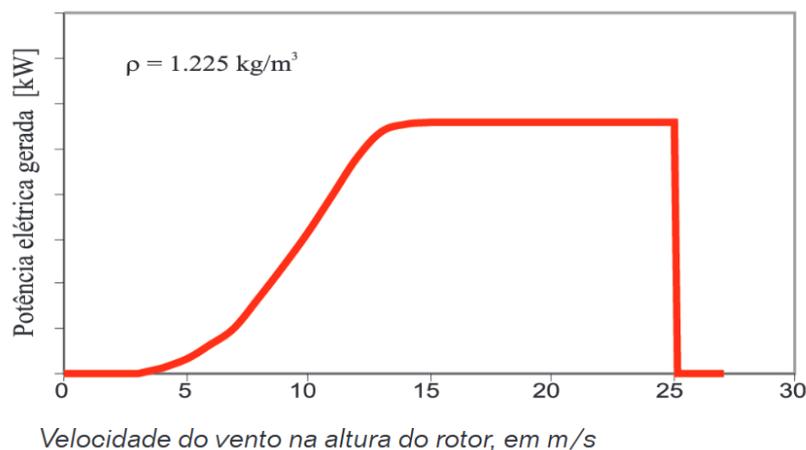


Figura 2.7: Curva de potência gerada kW pela velocidade do vento na altura do rotor em m/s Fonte: CRESESB-CEPEL [Amarante, 2001]

As áreas indicadas em amarelo, vermelho e roxo indicam localidades com maior velocidade de ventos, possuindo um maior potencial de geração eólica a ser explorado. Já as áreas em verde indicam localidades com menor velocidade de ventos, possuindo menor potencial de geração eólica. Destacam-se as positivamente as Regiões Nordeste, Sul e Sudeste.

Para a análise de FC pretendia-se avaliar as três regiões que se destacaram no Mapa brasileiro de velocidade média anual do vento, porém, devido à indisponibilidade de dados da Região Sudeste no ONS, foram analisadas apenas as Regiões Nordeste e Sul. Novamente, partindo da premissa que as usinas tenham

tecnologias suficientemente similares em todas as localidades, quão maior o fator de capacidade médio, maior sua eficiência, indicando um possível diferencial competitivo geográfico entre as regiões. A Tabela 2.4 apresenta os FC médios mensais do período entre 2018 e 2022, obtendo a média dos FC médios das regiões no período.

Ano	FC Anual Médio	
	NE	S
2022	41,2%	34,8%
2021	45,2%	36,3%
2020	40,7%	37,7%
2019	44,5%	33,0%
2018	43,9%	33,4%
Média	43,1%	35,0%

Tabela 2.4: Tabela com Fator de Capacidade médio da geração eólica das Regiões Nordeste e Sul. Fonte: [ONS, 2023]

Os dados indicam que, durante os anos de 2018 a 2022, o FC médio da Região NE foi consideravelmente superior ao da Região S, em 8,1 pontos percentuais, indicando um forte diferencial competitivo geográfico do NE em relação às outras regiões brasileiras. O grau de confiabilidade do FC das eólicas é alto, não sendo encontrados casos com disparidades notórias como ocorrido com o FC das fotovoltaicas.

Como visto na Figura 2.5, a Região NE destaca-se positivamente pela baixa cotação da terra em R\$/hectare. Já a Região S apresenta uma alta cotação, podendo ser um fator a influenciar negativamente a instalação de empreendimentos de geração eólica na região. Importante ressaltar que o acréscimo de parques geradores em áreas onde já existem parques implantados acaba implicando em uma redução de custos marginais de infraestrutura, como estradas, pontos de conexão, monitoramento, etc. fazendo com que a concentração da geração eólica no Nordeste aumente ainda mais por conta deste ganho de escala.

Portanto, como a Região Nordeste destaca-se positivamente em todos os fatores analisados, é notório seu potencial para a produção de energia eólica, fato incontestável, pois a região já é responsável por 92,4% da geração eólica brasileira [ONS, 2023].

2.3 A INTERMITÊNCIA

De acordo com a REN n° 493/2012 [ANEEL, 2012], uma fonte de energia intermitente é aquela que faz uso de um recurso energético renovável que, para fins de conversão em energia elétrica pelo sistema de geração, não pode ser armazenado em sua forma original. Isso significa que a geração de energia nessas fontes ocorre apenas quando há disponibilidade do recurso, como luz solar ou vento, e não pode ser acionada conforme demanda.

As usinas despacháveis são aquelas cuja produção pode ser controlada pelo (ONS) e podem gerar energia a qualquer momento, como termelétricas ou hidroelétricas com reservatórios, são dotadas da capacidade de iniciar ou interromper sua produção conforme a necessidade do sistema elétrico.

Portanto, as usinas eólicas e fotovoltaicas são consideradas não despacháveis, uma vez que a circulação atmosférica e a irradiação solar não estão sob controle humano.

2.3.1 Geração Fotovoltaica

A geração de energia fotovoltaica é proveniente da incidência da luz do Sol sobre os painéis fotovoltaicos. Porém, a sua geração não é constante e é influenciada por vários fatores, principalmente pela irradiação solar que atinge os painéis, essa que depende de outros fatores, sendo os principais a nebulosidade e a posição aparente do sol sobre as placas. Todos os dados foram obtidos do painel de Histórico da Operação [ONS, 2023], considerando o período de janeiro a dezembro de 2022.

2.3.1.1 Intermitência intradiária

Um painel solar gera a maior potência quando está localizado em um plano cuja posição seja perpendicular aos raios solares incidentes. Isso decorre do fato de a energia coletada pelo painel ser proporcional ao cosseno do ângulo entre a normal ao plano e o raio de luz solar [Goswami, Kreith e Kreider, 2000]. Portanto, em um dia típico, a curva de geração de uma usina fotovoltaica apresenta os primeiros valores de geração com o nascer do Sol, atinge seu pico entre 11h e 12h (quando a incidência é mais próxima da perpendicularidade) e decresce até o por do Sol, quando cessa a geração.

Na Figura 2.8, é possível observar o comportamento descrito como um dia típico, trata-se da curva de geração horária das usinas fotovoltaicas no NE durante o dia 22/06/2022. Com esses dados, traçou-se a curva de permanência das potências (Figura 2.9), gráfico que permite verificar em quanto tempo a geração permanece em cada valor. Assim, observa-se que em apenas 30% do tempo a geração está acima dos 1500 MWmed, cerca de 70% da geração máxima no dia específico.

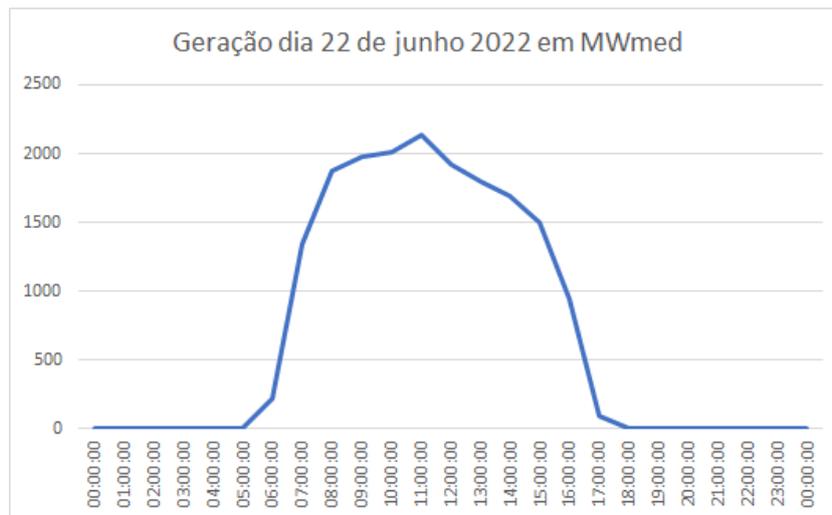


Figura 2.8: Curva horária de Geração Fotovoltaica agregada no Nordeste em 22/06/2022. Fonte: [ONS, 2023]

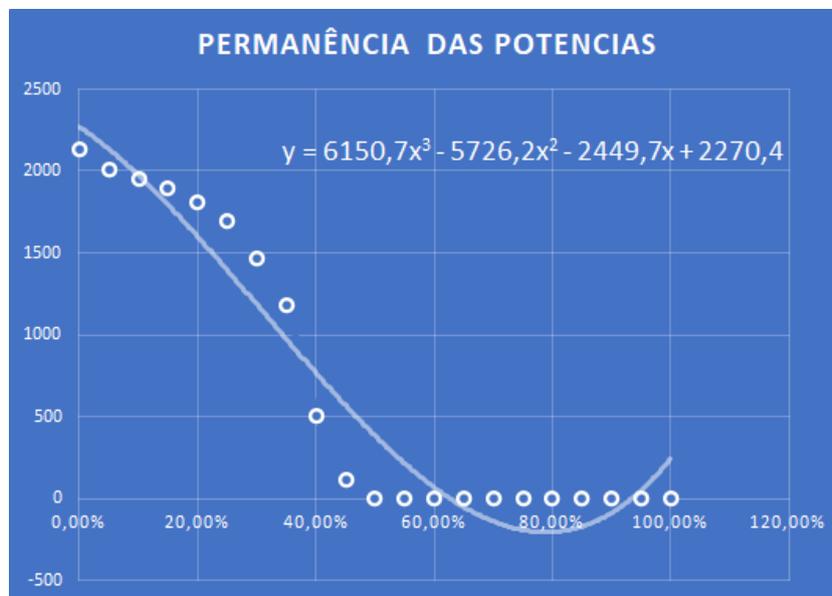


Figura 2.9: Curva de permanência das potências da Geração Fotovoltaica agregada no Nordeste em 22/06/2022. Fonte: Elaboração própria.

Já em um dia de nebulosidade, como foi 01/05/2022, a curva de geração pode não seguir o padrão identificado anteriormente, além de não alcançar valores de geração esperados para um dia típico, como pode ser observado nas Figuras 2.10 e 2.11, que apresentam as curvas de geração horária para o dia 01/05/2022 e para a semana do dia 29/04/2022 ao dia 05/05/2022 (com intuito de comparação da curva de um dia nebuloso com os dias anteriores e seguintes), respectivamente.



Figura 2.10: Curva horária de Geração Fotovoltaica agregada no Nordeste em 01/05/2022, dia com nebulosidade. Fonte: [ONS, 2023]

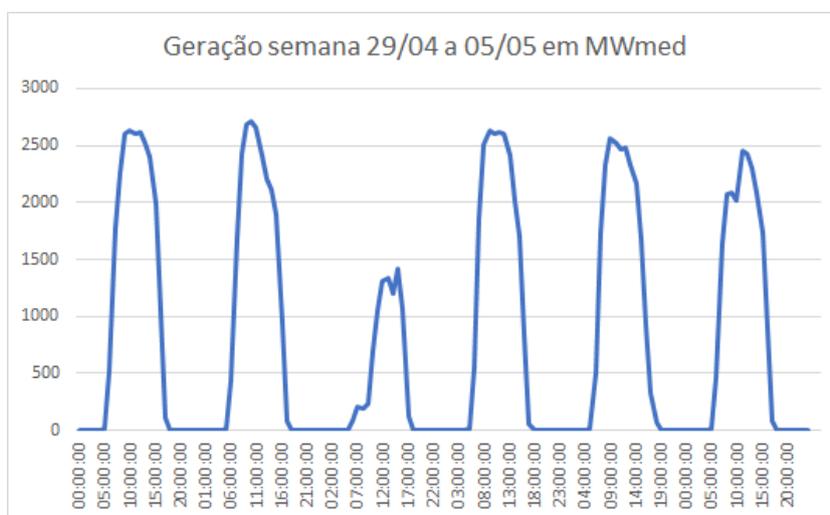


Figura 2.11: Curva horária de Geração Fotovoltaica agregada no Nordeste de 29/04/2022 a 05/05/2022. Fonte: [ONS, 2023]

Como consequência, a permanência das potências da geração fotovoltaica em um dia nebuloso (01/05/2022) mostra que apenas durante aproximadamente 20% do tempo a geração está acima de 70% dos valores de pico. A Figura 2.12 apresenta a comparação entre curvas de permanência das potências entre um dia típico e um nebuloso, sendo notável os valores de pico menores e a menor permanência da potência no dia nebuloso.

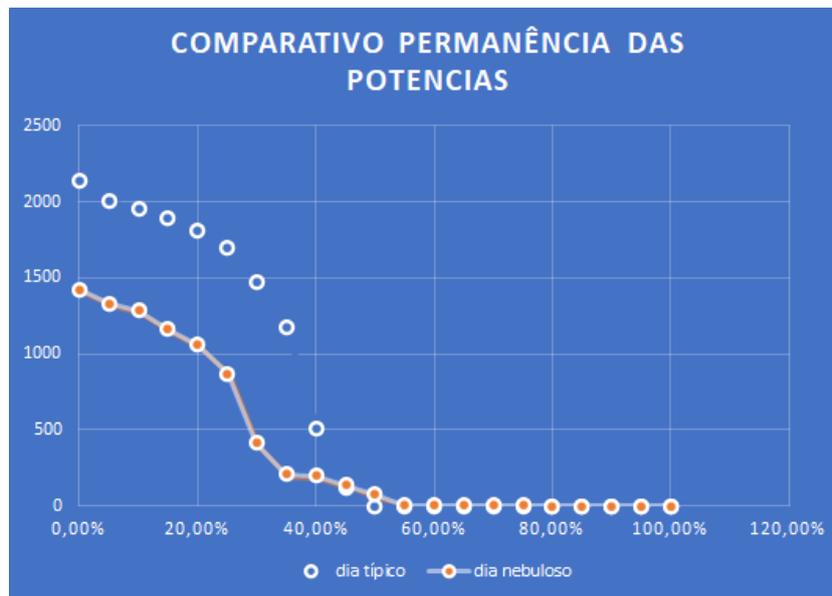


Figura 2.12: Curva comparação das permanências das potências da Geração Fotovoltaica agregada no Nordeste em um dia típico (22/06/2022) e um dia nebuloso (01/05/2022). Fonte: Elaboração própria

2.3.1.2 Intermitência médio prazo

Apesar de possuir uma grande variação horária durante o dia, como pode-se observar nas Figuras 2.8, 2.10 e 2.11, a variação média na curva de geração fotovoltaica ao longo de um mês é relativamente pequena, como é exemplificado na Figura 2.13 que apresenta a geração diária durante o mês de janeiro. Para medir essa variação, calculou-se o desvio-padrão (σ) de cada mês e dividiu-se o resultado pelo valor de geração máxima horária do mês em questão, como mostra a Equação 2.2. Quanto mais próximo de 0 for o desvio-padrão, menos dispersos são os dados avaliados, os resultados obtidos estão apresentados na Tabela 2.5.

$$\sigma = \frac{\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}}{\text{Geracao_Maxima}} \quad (2.2)$$

- σ - representa o desvio padrão,
- N - é o número de elementos na amostra,
- x_i - são os valores individuais da amostra,
- \bar{x} - é a média dos valores da amostra.

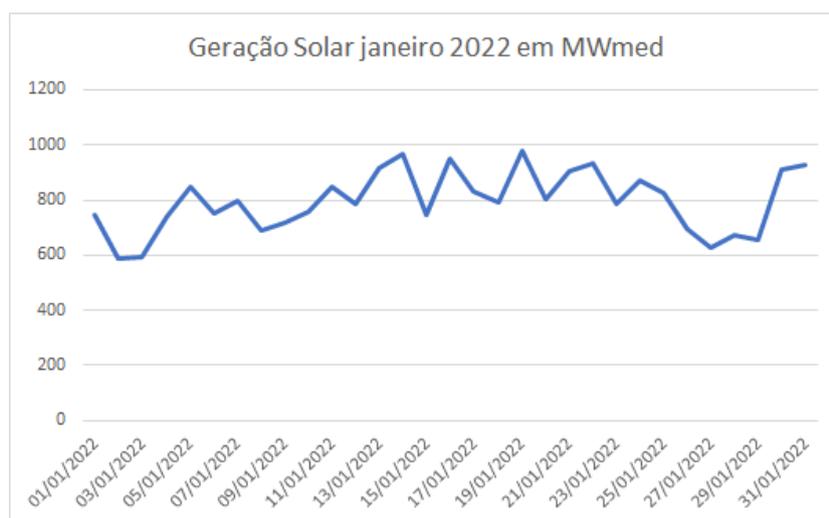


Figura 2.13: Curva diária da Geração Fotovoltaica agregada no Nordeste no mês de janeiro. Fonte: [ONS, 2023]

Desvio Padrão	Fotovoltaica
σ_{jan}	11,21%
σ_{fev}	11,56%
σ_{mar}	11,57%
σ_{abr}	12,64%
σ_{mai}	10,50%
σ_{jun}	8,33%
σ_{jul}	10,53%
σ_{ago}	8,83%
σ_{set}	6,87%
σ_{out}	11,09%
σ_{nov}	12,65%
σ_{dez}	13,59%
σ_{medio}	10,62%

Tabela 2.5: Valores de Desvio-padrão mensal em 2022 da geração agregada fotovoltaica da Região Nordeste. Fonte: Elaboração própria

2.3.2 Geração Eólica

A geração de energia eólica é proveniente da energia cinética no deslocamento de massas de ar que passam pelas pás do rotor e rotacionam a turbina nos geradores que transformam a energia cinética em elétrica, processo chamado de conversão eletromecânica. Porém, a sua geração não é constante e depende de vários fatores, sendo o principal a presença de ventos fortes o suficiente para girar as turbinas, como pode ser visto na Figura 2.7. Todos os dados foram obtidos do painel de Histórico da Operação [ONS, 2023] considerando o período de janeiro a dezembro de 2022.

2.3.2.1 Intermitência intradiária

A partir dos dados de geração eólica de 2022 na Região Nordeste, em um dia típico, a curva de geração de uma usina eólica apresenta os seus valores máximos de geração entre 00h e 9h, então decresce e atinge os valores mínimos entre 12h e 17h, voltando a crescer em seguida. Pode-se observar esse comportamento na Figura 2.14, que apresenta o comportamento de um dia típico. Assim, traçou-se a curva de permanência das potências (Figura 2.15), sendo possível observar que em 80% do tempo a geração está acima dos 7500 MWmed, cerca de 70% da geração máxima no dia específico.

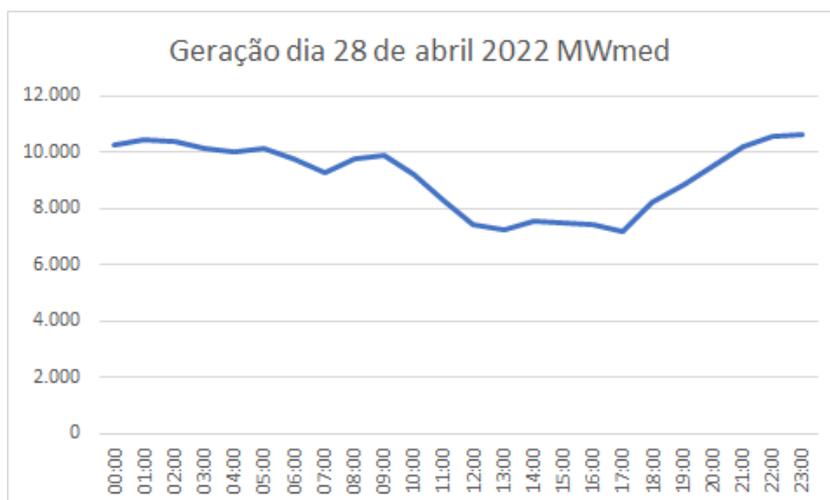


Figura 2.14: Curva horária de Geração Eólica agregada no Nordeste em 28/04/2022. Fonte [ONS, 2023]

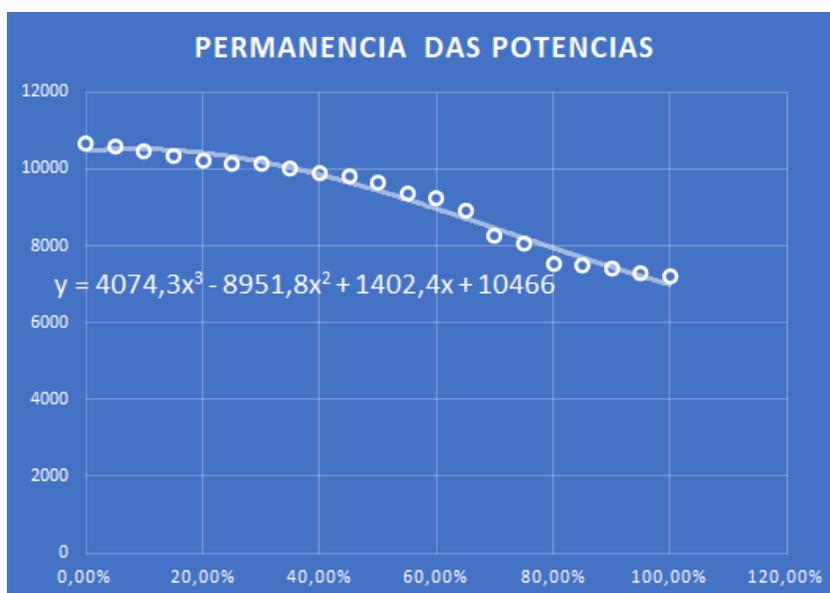


Figura 2.15: Curva de permanência das potências da Geração Eólica agregada no Nordeste em 28/04/2022. Fonte: Elaboração própria

2.3.2.2 Intermitência de médio prazo

Porém, apesar de apresentar uma maior permanência das potências, a geração eólica apresenta comportamento com variações consideráveis entre um dia e outro, sendo comum o horário de geração máxima e mínima diário variar, como pode ser visto na Figura 2.16 que mostra a geração horária por dia durante o mês de fevereiro de 2022, indicando casos de geração mínima fora de horário esperado de ocorrência.

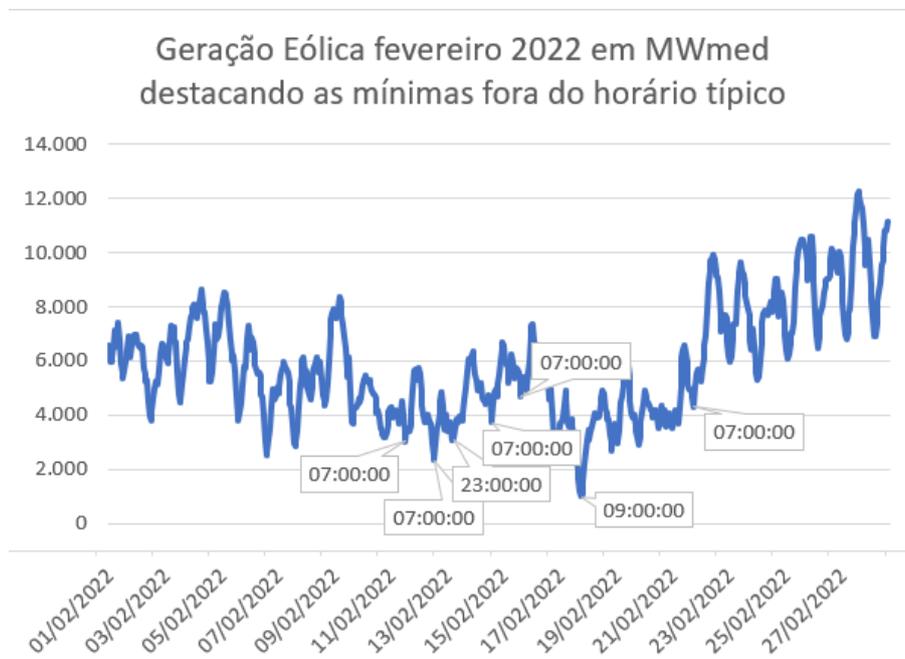


Figura 2.16: Curva horária de Geração Eólica agregada no Nordeste em fevereiro de 2022 com horários de gerações mínimas fora do esperado destacados. Fonte [ONS, 2023]

Além disso, é notável como a variação intra mês eólica tem uma dispersão maior em comparação com a variação intra mês fotovoltaica, como visto comparando as Figuras 2.17 e 2.13. Calculou-se o desvio-padrão (σ) de cada mês e dividiu-se o resultado pelo valor de geração máxima do mês em questão, normalizando pela capacidade instalada. Os valores encontrados estão dispostos na Tabela 2.6.

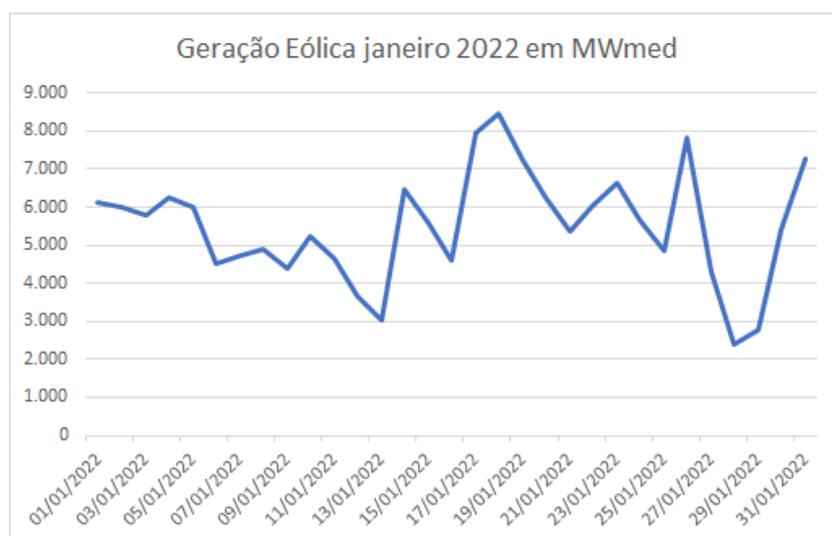


Figura 2.17: Curva diária da Geração Eólica agregada no Nordeste no mês de janeiro. Fonte [ONS, 2023]

Desvio Padrão	Eólica
σ_{jan}	17,22%
σ_{fev}	19,50%
σ_{mar}	15,73%
σ_{abr}	20,50%
σ_{mai}	18,20%
σ_{jun}	16,58%
σ_{jul}	10,79%
σ_{ago}	12,99%
σ_{set}	12,63%
σ_{out}	13,13%
σ_{nov}	17,59%
σ_{dez}	21,82%
σ_{medio}	16,39%

Tabela 2.6: Valores de Desvio-padrão mensal em 2022 das geração eólica agregada da Região Nordeste. Fonte: Elaboração própria

Comparando as médias do Desvio-padrão mensal das gerações eólica (EOL) agregada e fotovoltaica (UFV) agregada em 2022, apresentadas na Tabela 2.7 nota-se que σ_{EOL} é 54% maior que o σ_{UFV} .

Desvio Padrão	Fotovoltaica	Eólica
σ_{jan}	11,21%	17,22%
σ_{fev}	11,56%	19,50%
σ_{mar}	11,57%	15,73%
σ_{abr}	12,64%	20,50%
σ_{mai}	10,50%	18,20%
σ_{jun}	8,33%	16,58%
σ_{jul}	10,53%	10,79%
σ_{ago}	8,83%	12,99%
σ_{set}	6,87%	12,63%
σ_{out}	11,09%	13,13%
σ_{nov}	12,65%	17,59%
σ_{dez}	13,59%	21,82%
σ_{medio}	10,62%	16,39%

Tabela 2.7: Valores de Desvio-padrão mensal em 2022 das gerações fotovoltaica e eólica da Região Nordeste. Fonte: Elaboração própria

Logo, através das análises realizadas, pode-se concluir que, para o Nordeste brasileiro, a geração eólica possui uma melhor permanência de potência que a geração fotovoltaica. No entanto, a geração eólica possui uma maior variação a médio prazo. Ademais, não foi identificada complementariedade de curto ou médio prazo entre as fontes, ou seja, não há relação entre os períodos de menor e maior geração das fontes.

2.3.3 Sazonalidade e intermitência intra-anual

Ressalta-se que como ao longo de 2017 a 2022 a inserção de novas usinas eólicas e fotovoltaicas foi significativamente grande, conforme os dados [ONS, 2023] e, como consequência, foi necessário realizar uma análise específica para essas fontes. A quantidade de energia adicionada à geração fotovoltaica e eólica ao longo dos anos acaba por distorcer a visualização da sazonalidade da geração. Portanto, foram escolhidas usinas já consolidadas e operantes durante todo o período a ser analisado como referencial.

Para representar a geração eólica escolheu-se a usina Alegria I, usina de 51 MW de capacidade instalada localizada no Rio Grande do Norte, com sua curva de geração apresentada na figura 2.18. Já para a geração fotovoltaica escolheu-se o Conjunto Fotovoltaico Bom Jesus da Lapa I, usina de 80 MW de capacidade instalada localizada na Bahia, com sua curva de geração apresentada na figura 2.19. Elas foram escolhidas por possuírem dados de geração ininterrupta desde 2017 até 2022, servindo como boa representação para o período de análise em questão, além de apresentarem curvas condizentes com o esperado para cada fonte.

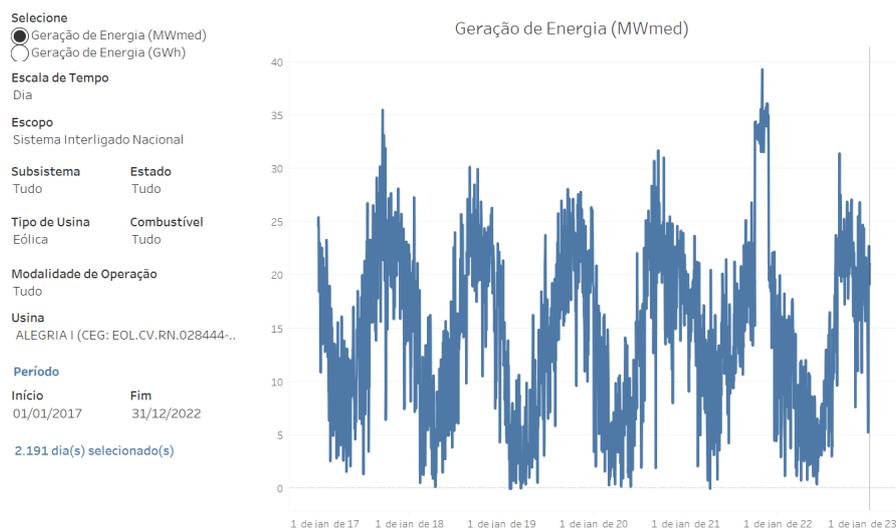


Figura 2.18: Curva Geração da usina Eólica Alegria I de 2017 a 2022. Fonte: [ONS, 2023]

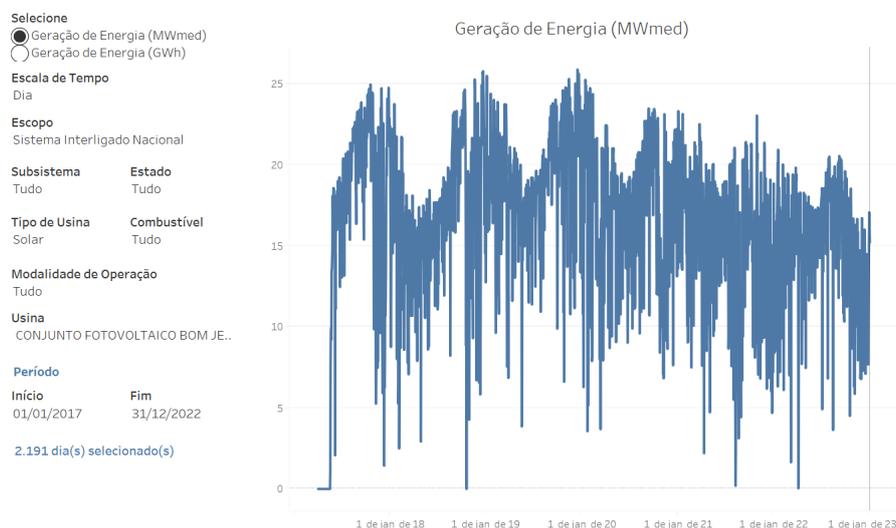


Figura 2.19: Curva Geração da usina Conjunto Fotovoltaico Bom Jesus da Lapa I de 2017 a 2022. Fonte: [ONS, 2023]

Também foi analisada a sazonalidade das demais fontes que compõem a matriz elétrica brasileira com a finalidade de encontrar possíveis cenários críticos ao SIN e a possibilidade de regimes de complementariedades. As usinas térmicas, embora tenham comportamento variável ao longo dos anos, são fontes despacháveis, sendo acionadas em função das condições hidrológicas vigentes, permitindo a gestão dos estoques de água armazenada nos reservatórios das usinas hidrelétricas, como foi bem exemplificado durante a crise hídrica de 2021 [ONS, 2021], portanto, não apresentam sazonalidade causada pela natureza, mas sim pela sua despachabilidade. As usinas nucleares mantêm a geração praticamente constante ao longo dos anos, não apresentando qualquer sazonalidade, conforme os dados de geração [ONS, 2023].

A geração proveniente das hidrelétricas apresenta ciclos sazonais já conhecidos, são os denominados períodos seco (geralmente de junho a setembro) e úmido (geralmente de outubro a maio). Como não

houve grande expansão da quantidade de usinas hidrelétricas entre 2017 e 2022, foi possível analisar o cenário brasileiro como um todo, sem utilizar uma usina apenas como modelo. A Figura 2.20 apresenta os valores em MWmed da geração hidráulica no País, sendo observada uma maior geração durante os meses do período úmido.

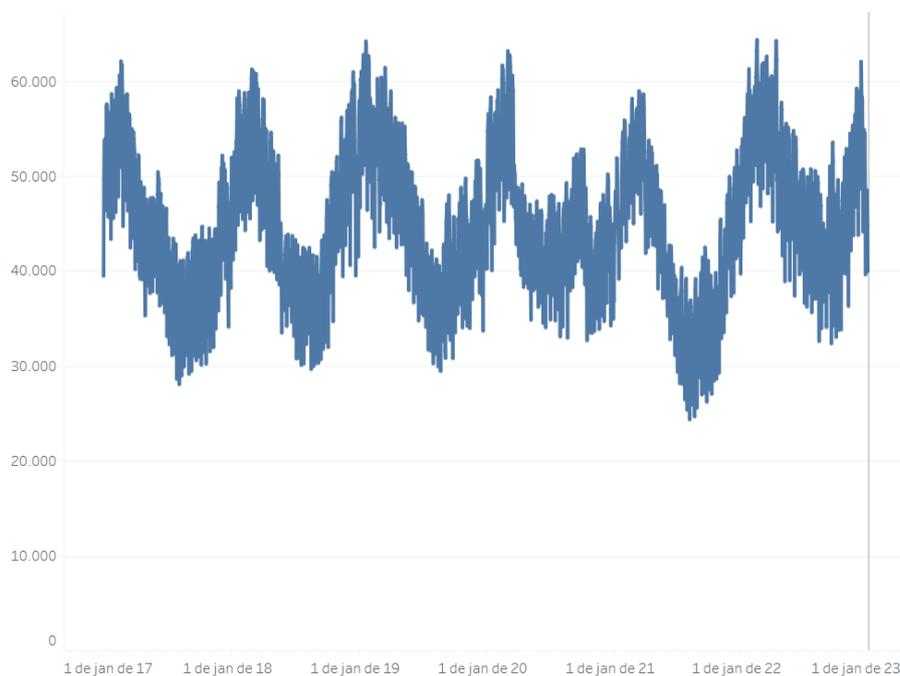


Figura 2.20: Curva de geração agregada das hidrelétricas brasileiras entre 2017 a 2022. Fonte: [ONS, 2023]

Para analisar se a geração de certa fonte está acima ou abaixo da média ao longo do ano, foi calculada uma média anual referencial de cada fonte entre 2017 e 2022. Se a geração mensal possui o valor maior que 10% acima da média anual, considera-se um mês de geração acima da média, caso este valor seja 10% menor, considera-se um mês de geração abaixo da média anual, e caso o valor esteja entre os referenciais acima, está dentro da média anual. Elaborou-se a tabela 2.8 com os resultados do comportamento de cada fonte ao longo dos meses do ano.

Mês	Eólica	Hidrelétrica	Fotovoltaica
jan	Média	Acima	Média
fev	Abaixo	Acima	Média
mar	Abaixo	Acima	Média
abr	Abaixo	Média	Média
mai	Abaixo	Média	Média
jun	Abaixo	Média	Média
jul	Média	Abaixo	Média
ago	Acima	Abaixo	Média
set	Acima	Abaixo	Acima
out	Acima	Média	Média
nov	Acima	Média	Média
dez	Acima	Média	Média

Tabela 2.8: Tabela relacionando os meses do ano e a estimativa de geração acima, na média ou abaixo da média de cada fonte. Fonte: Elaboração própria

Como a matriz elétrica brasileira tem como fonte principal a energia proveniente das hidrelétricas, a estação de Inverno, contida no período seco, requer uma maior atenção do ONS pois, a depender dos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas, podem ocorrer situações de grande estresse ao SIN, como foi em 2001 [ONS, 2001], 2014-2015 [ONS, 2015] e em 2021 [ONS, 2021]. Durante esse período seco, destaca-se possíveis regimes de complementariedade de geração eólica e hidráulica, como a identificada por [ROCHA et al., 1999] que mostra a complementariedade sazonal entre o regime de ventos ao longo da costa nordestina e a vazão do Rio São Francisco pertencente à principal bacia hidrográfica da Região Nordeste.

Porém, a nível nacional, essa complementariedade ainda está em período de discussão, não sendo implementada oficialmente pelo ONS. Já a complementariedade sazonal entre a geração eólica e fotovoltaica é discutível, dado que a geração fotovoltaica não apresenta grandes variações relacionadas à sazonalidade nas regiões próximas à Linha do Equador, como é o caso do Nordeste brasileiro. Além disso, há de considerar-se as características de intermitências identificadas anteriormente que afetam principalmente o planejamento de curto prazo, dificultando a implantação de um regime de complementariedade entre as duas fontes intermitentes.

2.3.4 Impacto das intermitências

O impacto da intermitência das fontes renováveis de energia pode ter efeitos desfavoráveis no funcionamento da rede elétrica. Antigamente, o sistema era operado através de grandes usinas despacháveis, com a variação estando presente principalmente no comportamento da carga, portanto grandes variações não planejadas eram menos frequentes. Com a maior inserção das fontes eólica e fotovoltaica, por suas características não despachável e intermitente, gera-se novos desafios e impactos para a rede, com grandes variações agora presentes também na geração, como visto na seção 2.3.

Um exemplo notável desse efeito é conhecido como "The Duck Curve", identificado pelo National Renewable Energy Laboratory [Denholm, Margolis e Milford, 2008]. Esse estudo observou na Califórnia que, quando as usinas fotovoltaicas têm uma participação significativa na matriz elétrica, sua geração de energia, que ocorre principalmente durante o período diurno, contribuindo para suprir a demanda elétrica da manhã e da tarde. No entanto, à medida que a demanda aumenta no final da tarde, as usinas fotovoltaicas não são capazes de auxiliar no suprimento dessa demanda crescente, ocasionando a necessidade de uma rápida compensação por meio de outras fontes de energia.

Os riscos provenientes desse efeito estão presentes tanto durante o período matutino e vespertino como no início do noturno. Durante o dia, caso a geração fotovoltaica seja tamanha, há o risco de sobregeração, quando a oferta de energia é maior que a demanda, causando uma alteração no equilíbrio do balanço de energia e conseqüentemente um aumento na frequência da rede. Esse fenômeno é corrigido através do desligamento de unidades geradoras (*curtailment*), reestabelecendo o equilíbrio do balanço energético. Já no início do período noturno, pode ocorrer o efeito contrário: quando a oferta não consegue atender a demanda, esse desequilíbrio causa uma redução de frequência do sistema que, se não for corrigida, pode ocasionar o desligamento das unidades geradoras das usinas por ativação de seus sistemas de segurança, agravando o problema em efeito cascata. Para corrigir esse efeito, pode-se despachar mais energia para a rede ou reduzir a demanda forçadamente (corte de carga).

Seguindo os estudos iniciais de [Denholm, Margolis e Milford, 2008], [Denholm et al., 2015] conseguiu estimar, utilizando os dados de 2012 e 2013, o comportamento da curva de carga líquida na Califórnia para os anos seguintes. A curva ilustrada na Figura 2.21 representa a carga líquida, ou seja, a carga total subtraída a carga proveniente da geração fotovoltaica e eólica. Com o aumento da penetração dessas fontes, principalmente a fotovoltaica, há um "crescimento da barriga do pato", período de menor carga líquida, o qual pode acarretar em aumento na ocorrência de *curtailments*. Nota-se também a intensificação da rampa compensadora, a qual é feita pelas fontes de energia despacháveis, muitas das quais precisam de um período de preparação em operação para conseguir operar sob capacidade máxima durante a rampa de compensação.

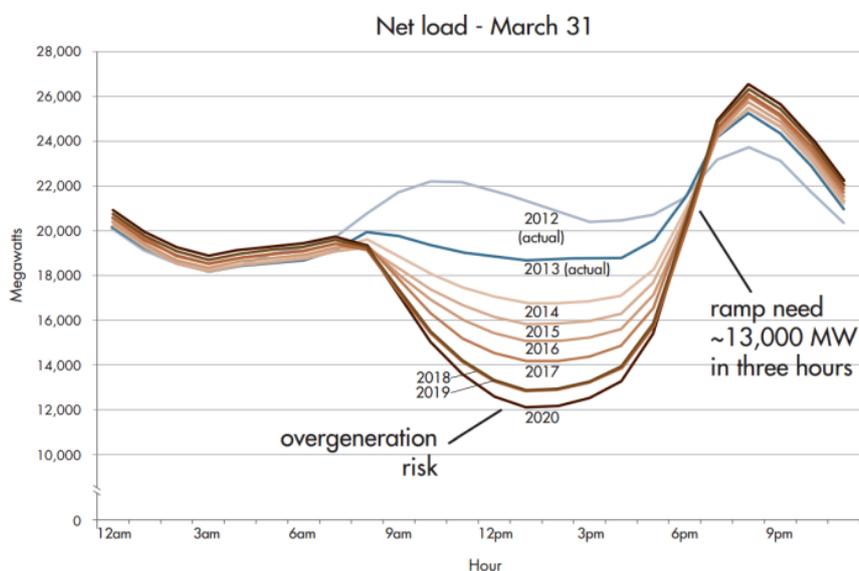


Figura 2.21: Curva de carga líquida prevista para a Califórnia. Fonte: [Denholm et al., 2015]

2.3.5 Cobertura de Requisitos de Potência

Por causa das variações na carga e na geração em curto prazo, há a necessidade constante de adequação do balanço energético, trabalho executado pelo ONS. Porém, com a inserção das usinas eólicas e fotovoltaicas, dadas as suas características inatas de intermitência, é adicionado mais um fator a ser ponderado pelo ONS no balanço energético, aumentando a incerteza de disponibilidade de potência no sistema.

Portanto, é esperado que esse fator de ponderação de balanço energético seja intensificado de acordo com o aumento na capacidade instalada das usinas não despacháveis em questão. Para isso, será necessária a contratação de usinas que sejam capazes de fornecer principalmente potência a curto prazo, ou seja, que possam realizar a cobertura de potência requisitada para manter equilibrado o balanço energético.

Atualmente, as únicas fontes hábeis para realizar esse trabalho são as hidrelétricas e as térmicas, sendo a última a mais indicada, pois atua como fonte complementar ao regime hidrológico ao qual as hidrelétricas estão submetidas, como visto na seção 2.3.3. A Tabela 2.9 apresenta a previsão da expansão de Oferta Interna de Eletricidade e Demanda, sendo notável a expansão de térmicas até 2031, essa que possui uma parcela acarretada pela previsão de intensificação da cobertura de requisitos de potência.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Fotovoltaica (TWh)	31	35,71	40,23	43,94	46,89	50,06	54,6	59,54	67,32
Taxa de Expansão fixado 2023		1,152	1,298	1,417	1,513	1,615	1,761	1,921	2,172
Eólica (TWh)	87,29	90,43	95,22	96,65	96,86	98,41	100,62	107,78	115,33
Taxa de Expansão fixado 2023		1,036	1,091	1,107	1,110	1,127	1,153	1,235	1,321
Hidráulica (TWh)	454,45	471,26	481,85	494,16	491,86	496,73	503,67	506,89	506,83
Taxa de Expansão fixado 2023		1,037	1,060	1,087	1,082	1,093	1,108	1,115	1,115
Térmica (TWh)	107,03	107,08	113,7	122,76	137,75	158,43	166,92	174,87	175,49
Taxa de Expansão fixado 2023		1,000	1,062	1,147	1,287	1,480	1,560	1,634	1,640
Nuclear (TWh)	14,01	14	14,01	14,09	24,83	24,86	24,99	25,05	33,29
Taxa de Expansão fixado 2023		0,999	1,000	1,006	1,772	1,774	1,784	1,788	2,376
Demanda por Eletricidade (TWh)	603,86	624,39	645,62	667,57	690,26	713,73	738,00	763,09	789,04
Taxa de Expansão fixado 2023		1,034	1,069	1,106	1,143	1,182	1,222	1,264	1,307

Tabela 2.9: Tabela de previsão da expansão de Oferta Interna de Eletricidade e Demanda. Fonte: [EPE, 2022]

3 METODOLOGIA E ANÁLISES

Neste capítulo serão abordados a metodologia aplicada para o desenvolvimento das diversas análises e dos resultados que serão apresentados no Capítulo 4, descrevendo quais as bases de dados provenientes de diversos órgãos do Setor foram utilizadas, qual o tratamento aplicado aos dados juntamente com as premissas adotadas para os devidos cálculos de custos indiretos em R\$/MWh.

3.1 ABORDAGEM ESCOLHIDA

Pretende-se investigar e comprovar que a atual situação de precificação da negociação em atacado no sistema de leilões de geração de energia no Brasil, inclui apenas os custos diretos dos empreendimentos do setor, não levando em consideração os custos indiretos que são rateados entre todos os usuários do SIN.

Para isso, foi escolhida uma abordagem de análise de dados com origem em variadas bases de dados de agentes do Setor, como de Geração no [ONS, 2023] e na [ANEEL, 2023], Carga no [ONS, 2023], Fator de Capacidade no [ONS, 2023], Leilões na [ANEEL, 2023], Estudos de Planejamento da Transmissão na [EPE, 2023] e Planos Decenais de Expansão na [EPE, 2023] e [EPE, 2022].

Os dados foram selecionados com cautela para que sejam adequados para as análises, deixando claro quando suspeita-se da precisão de algum deles e evitando utilizá-lo em análises posteriores, buscando uma alternativa que seja mais robusta, como no caso do Fator de Capacidade das usinas fotovoltaicas.

3.2 ANÁLISE DA TRANSMISSÃO

Primeiramente, foi realizada uma consulta ao Portal ANEEL de Relatórios Abertos [ANEEL, 2023] para identificar quais foram as empresas vencedoras de cada lote dos Leilões de Transmissão desde 1999 até 2022, assim como a Receita Anual Permitida (RAP) destinada a elas.

As obras são divididas em lotes com uma RAP teto e arrematadas pelas empresas com a menor RAP proposta em um leilão reverso. A RAP consiste no valor que é pago às transmissoras a partir da entrada em operação comercial de suas instalações, com revisão a cada cinco anos, nos termos dos contratos de concessão, sendo proveniente das tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD). A diferença entre a RAP inicial ofertada e a arrematada é denominada deságio, sendo medido em porcentagem.

Em seguida, foram selecionadas manualmente 104 lotes com obras candidatas para investigação da existência de relação do leilão de transmissão com leilões de geração de usinas eólicas ou fotovoltaicas localizadas no Nordeste, ou seja, usinas que irão escoar sua geração do Nordeste para o sudeste. Essa investigação foi realizada procurando por nomes de subestações e linhas de transmissão relacionadas as duas regiões em questão.

Em sequência, foram consultados no site da EPE [EPE, 2023] todos os Estudos de Planejamento da Transmissão, sendo possível obter documentos que citavam 34 dos lotes de obras analisados. Porém, como o objetivo é conseguir relacionar as obras de transmissão com o as usinas vencedoras dos leilões de geração, o número de lotes que cumpriram esse requisito foi reduzido para 19, no caso da geração eólica, com documentos que listavam a contratação, via leilões de geração, da capacidade instalada de usinas em MW por cada estado. Assim, foi possível somar a capacidade instalada contratada por estados da Região Nordeste e obter um número em MW total para cada leilão de geração citado nos documentos da EPE.

No caso da transmissão relacionada a geração fotovoltaica, foram identificados 11 lotes de obras com documentos que listavam o potencial de escoamento da capacidade instalada de usinas fotovoltaicas em MW no Nordeste. Como os leilões de transmissão identificados para o escoamento da geração fotovoltaica são relativamente recentes (a partir de 2022), não foi possível relacionar as obras de transmissão com leilões de geração, como foi feito no caso das eólicas, apenas com a previsão de contratação descrita no Plano Decenal de Expansão 2031 [EPE, 2022], onde estima-se um potencial de 9080 MW até 2031.

3.2.1 Leilões de Transmissão

Os lotes e leilões de transmissão selecionados de forma definitiva relacionados com a contratação da energia eólica em leilões de geração foram:

- Leilão nº 013/2015 - 2ª Etapa - (28/10/2016) Lotes 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18 e 20;
- Leilão nº 007/2014 - (09/01/2015) Lote A;
- Leilão nº 02/2018 - (28/06/2018) Lote 7.

Foi calculada a soma das RAPs dos leilões em questão, corrigindo-as pela IPCA 03/2023.

Os lotes e leilões de transmissão selecionados de forma definitiva relacionados com a contratação da energia fotovoltaica em leilões de geração foram:

- Leilão nº 01/2022 - 30/06/2022 Lote 1, 2 e 3;
- Leilão nº 02/2022 - 16/12/2022 Lote 1;
- Leilão nº 01/2023 Lote 1, 2, 3, 4, 5, 6 e 7.

Como o Leilão nº 1/2023 ainda não foi realizado, foi estimado um deságio de 48,12% para arremate dos lotes, valor calculado pelo deságio médio dos arremates dos Leilões nº 01/2022 e nº 02/2022. Deste modo, foi estimada uma RAP total com correção pelo IPCA 03/2023.

3.2.2 Leilões de Geração

Os leilões de geração mencionados pelos Estudos de Planejamento da Transmissão e seus respectivos potenciais contratados de usinas eólicas no NE foram:

- A-5 2013 (b) = 2202,594 MW
- A-3 2013 = 541,0 MW
- A-5 2013 (a) = 305,0 MW
- LER 2013 = 1424,7 MW
- A-3 2014 = 503 MW
- LER 2014 = 1288,76 MW
- A-5 2014 = 2164 MW

3.2.3 Cálculo Custo Transmissão

Primeiramente, é necessário converter os valores obtidos em capacidade instalada (MW) para energia (MWh), assim será possível obter ao final dos cálculos um custo em R\$/MWh. Essa conversão é feita utilizando a equação 3.1, dado o Fator de Capacidade médio das usinas da fonte de energia em questão:

$$\text{Energia(MWh)} = \text{Potencia(MW)} \times \text{FC} \times 8760(\text{horas}) \quad (3.1)$$

Por fim, para calcular o custo indireto da transmissão em forma de tarifa (R\$/MWh) das obras de transmissão requeridas para escoar a energia, faz-se a razão entre o total das Receitas Anuais Permitidas (RAPs) e o total da energia contratada:

$$C_{\text{Transmissao}}(\text{R\$/MWh}) = \frac{\text{RAPs(R\%)}}{\text{Energia(MWh)}} \quad (3.2)$$

3.3 ELABORAÇÃO RAMPA DE COMPENSAÇÃO PARA O CENÁRIO BRASILEIRO

Utilizou-se como fonte os dados de demanda [ONS, 2023] e geração horária [ONS, 2023] do ano de 2023, assim como a perspectiva de crescimento de geração e demanda elétrica do Plano Decenal de Energia 2031 [EPE, 2022], disposta na Tabela 2.9.

Foi selecionado como caso base a semana de 14/05/2023 a 20/05/2023, com comportamento típico e frequentemente reproduzido ao longo do ano, não apresentando dados que se distanciem radicalmente dos demais que compõem a amostra analisada (*outliers*) que pudessem comprometer a análise, sendo apresentadas na Figura 3.1 as curvas de carga e geração horárias em MWmed ao longo da semana escolhida, começando no horário 00:00 do dia 14/05/2023 e encerrando as 23:00 do dia 21/05/2023.

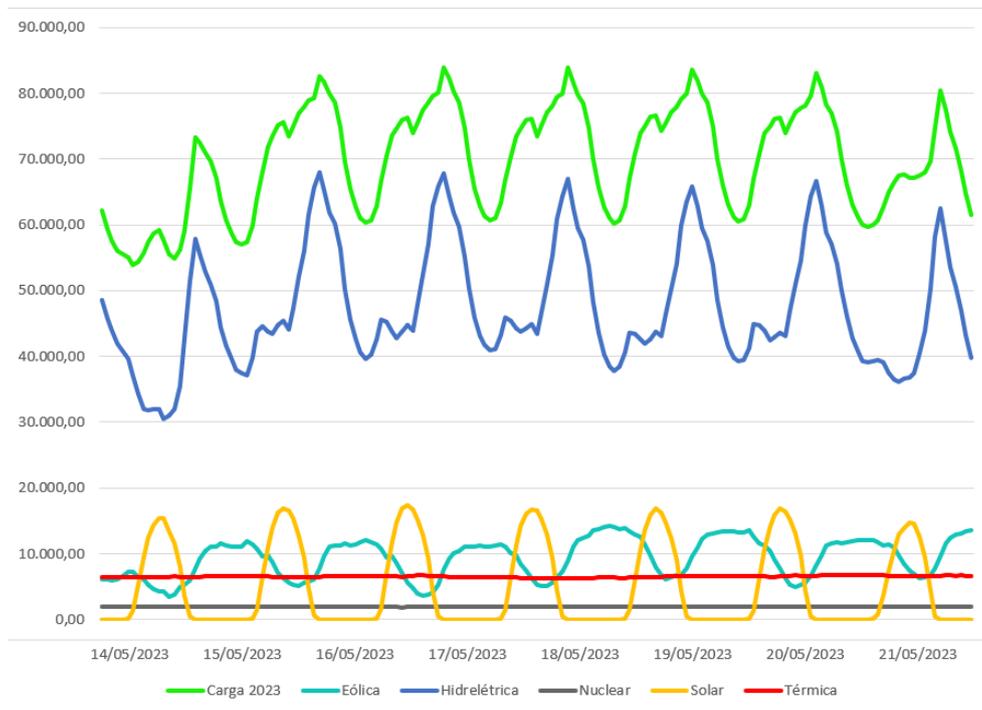


Figura 3.1: Curvas de Carga e geração horárias por tipo de fonte de energia durante uma semana típica. Fonte: [ONS, 2023]

Foram realizados cálculos para obter estimativas dos cenários anuais de 2023 até 2031, levando em consideração a premissa de que o comportamento das curvas se mantenha constante, sendo ajustadas apenas de acordo com a expansão da demanda e da geração apresentada na Tabela 2.9. Em seguida foi calculada a carga líquida (*net load*) horária através da equação 3.3.

$$\text{NetLoad} = \text{Carga} - (\text{GeracaoFotovoltaica} + \text{GeracaoEolica}) \quad (3.3)$$

A *Net Load* fornece o requisito imposto à geração proveniente principalmente das fontes despacháveis de energia, com uma pequena participação das nucleares (2,8%) que possui geração constante (vide Figura 3.1), servindo como base mas não participando efetivamente da rampa. Assim, sua curva consiste na soma da geração horária das usinas hidráulicas e térmicas em operação.

Importante destacar que a curva de carga líquida brasileira deve diferir da curva do cenário da Califórnia apresentada na Figura 2.21 no quesito "barriga do pato". Isso acontece por conta das características momentâneas dos sistemas elétricos analisados: a curva de demanda dos Estados Unidos e também da Califórnia está relativamente estável (Figura 3.2), com uma pequena expansão anual prevista de 1% [Nalley e LaRose, 2022]; Já a curva de demanda brasileira está em plena expansão anual a uma taxa de 3,4% até 2031 [EPE, 2022] (Figura 3.3).

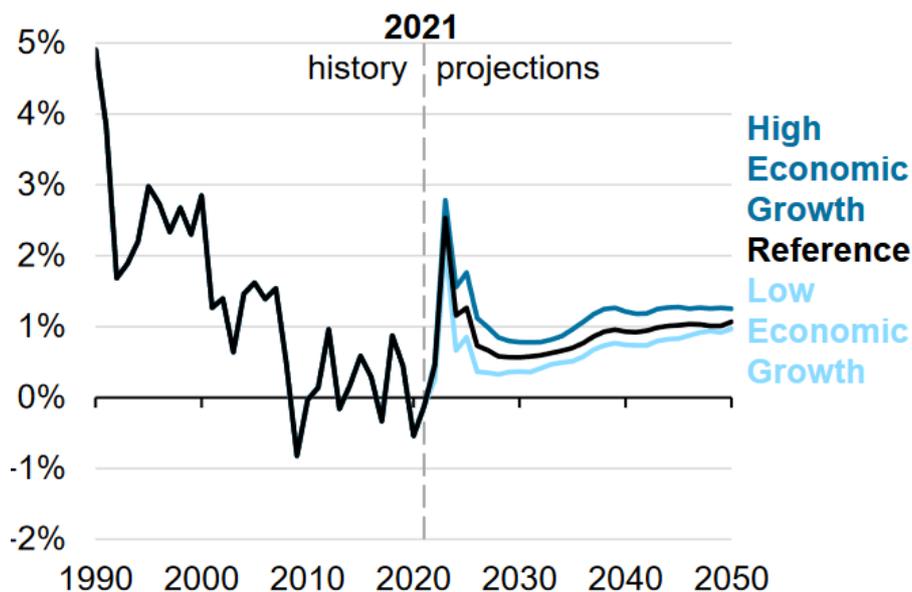


Figura 3.2: Previsão de consumo energético dos Estados Unidos segundo [Nalley e LaRose, 2022]

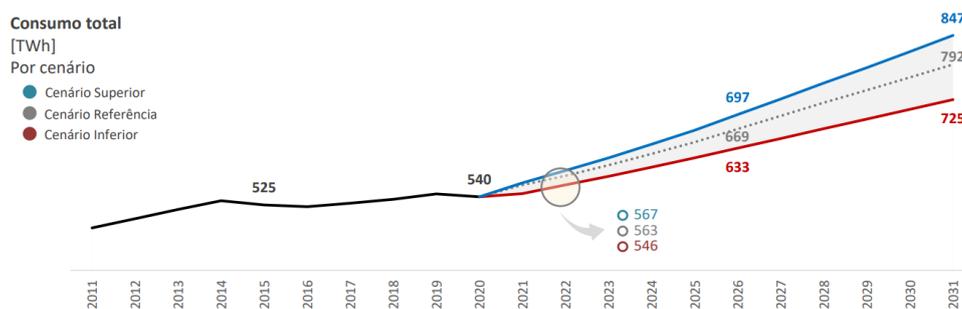


Figura 3.3: Previsão de consumo energético brasileiro segundo o Plano Decenal de Energia 2031. Fonte: [EPE, 2022]

3.3.1 Custo Rampa de Compensação

Para avaliar o custo associado à realização da rampa de potência, considerou-se o período de 3 horas com maior demanda diária, identificado como de 15:00 as 18:00. Para cada dia da semana, foi calculado o valor dessa rampa realizando a subtração entre os valores da carga líquida de 18:00 e 15:00, em MWmed, em seguida convertendo-os em MWh multiplicando-os pelo período de 3 horas em questão.

Com base na premissa teórica de que a energia necessária para realizar a rampa é fornecida por usinas hidrelétricas (UHE) e térmicas (UTE) contratadas especificamente para essa finalidade, a composição da rampa foi definida levando em consideração a proporção da capacidade instalada de cada fonte despachável em cada ano. Por exemplo, em 2023, a composição da rampa foi de 80,94% proveniente de UHEs e 19,06% de UTEs, porém, em 2031 estima-se que essa proporção esteja em 74,28% UHE e 25,72% UTE.

A partir dessas informações, foi possível determinar a quantidade de MWh necessária de energia hi-

dráulica e térmica para realizar a rampa em cada dia da semana. Para obter o valor anual, basta multiplicar o valor obtido para cada dia da semana por 52, que representa o número de semanas em um ano, atentando-se em adicionar 1 dia em anos bissextos.

Conhecendo a quantidade de MWh necessária de cada fonte, é preciso identificar qual o preço dessa energia. Para a energia proveniente das hidrelétricas, utilizou-se como referência o preço de venda médio atualizado de todos os leilões de UHE do ano de 2005 a 2022: 271,62 R\$/MWh. Já para a energia proveniente das térmicas, foi utilizado o preço de venda do 1º Leilão de Reserva de Capacidade de Energia (LRCE 2022) 459,34 R\$/MWh, que contratou usinas térmicas a gás natural. Multiplicando a quantidade de energia de cada fonte pelo seu respectivo preço, obtém-se o custo anual em reais da rampa compensadora.

3.3.2 Alocação do Custo da Rampa por fonte

Devido a sua característica de intermitência, as fontes fotovoltaica e eólica não contribuem para a realização da rampa, assim o custo da rampa pode ser alocado em razão delas, levando em consideração a proporção da capacidade instalada de cada fonte intermitente em cada ano. Por exemplo, em 2023 a capacidade instalada de fotovoltaicas e eólicas está distribuída em 26,21% UFV e 73,79% EOL, já em 2031 estima-se que essa proporção esteja em 36,86% UFV e 63,14% EOL. Portanto, multiplicando o custo em reais pela proporção de capacidade instalada de cada fonte, basta dividir o valor pela geração anual em MWh da fonte em questão para obter o valor em R\$/MWh por cada fonte, como mostra a Equação 3.4, e repetir para todos os anos até 2031.

$$C_{\text{Rampa_Fonte}}(\text{R}\$/\text{MWh}) = \frac{C_{\text{Anual_Total}}(\text{R}\$) * \text{Proporcao_Fonte}}{\text{Energia_Anual_Fonte}(\text{MWh})} \quad (3.4)$$

3.3.3 Teste de Sensibilidade

Caso a previsão de expansão de capacidade de hidroelétricas apresentada na Tabela 2.9 não seja alcançada e seja necessário realizar a rampa de compensação com maiores percentuais de térmicas, é interessante estimar qual seria o novo custo de realização da rampa de acordo com a participação das térmicas na atividade. Para isso, foi elaborado um teste de sensibilidade onde, a cada ano, a participação das térmicas na rampa aumenta em 10 pontos percentuais, até chegar a 100% em 2031. Repetindo a análise anterior com a nova composição da Rampa de Compensação.

Efetuados os cálculos, o preço da rampa no Teste de Sensibilidade pode chegar a aumentar 65% esse custo, em comparação com o caso de expansão previsto na Tabela 2.9 previamente analisado.

Embora o Teste de Sensibilidade não será contabilizado no cálculo dos custos indiretos, ele fornece uma compreensão de como a expansão da capacidade instalada das hidroelétricas é importante para o SIN, pois quanto maior a participação das térmicas na rampa de compensação, mais caro será o preço da energia utilizada nessa ação.

3.4 CUSTO COBERTURA DE REQUISITOS DE POTÊNCIA

Como visto na seção 2.3, a geração proveniente das fontes fotovoltaica e eólica apresenta desafios de cobertura de intermitências tanto de médio, como de curto prazo. O cenário mais curto analisado foi horário, porém, há a presença de intermitências também no cenário de curtíssimo prazo, como em minutos e segundos, essa que precisa ser nivelada por mecanismos de compensação instantâneos, ou seja, de potência instantânea.

A maior penetração de fontes com variabilidade em escalas sub-horárias, e sem capacidade de estoque pelo lado do recurso, faz com que a discretização temporal das análises de adequação precise ser revista [EPE, 2020], sendo necessária a contratação de fontes de energia capazes de entregar a potência necessária na escala em que há a variabilidade. A Figura 3.4 ilustra como essa geração adicional contribuiria para atender a carga necessária, especialmente em momentos de ponta, ou seja, demanda máxima.

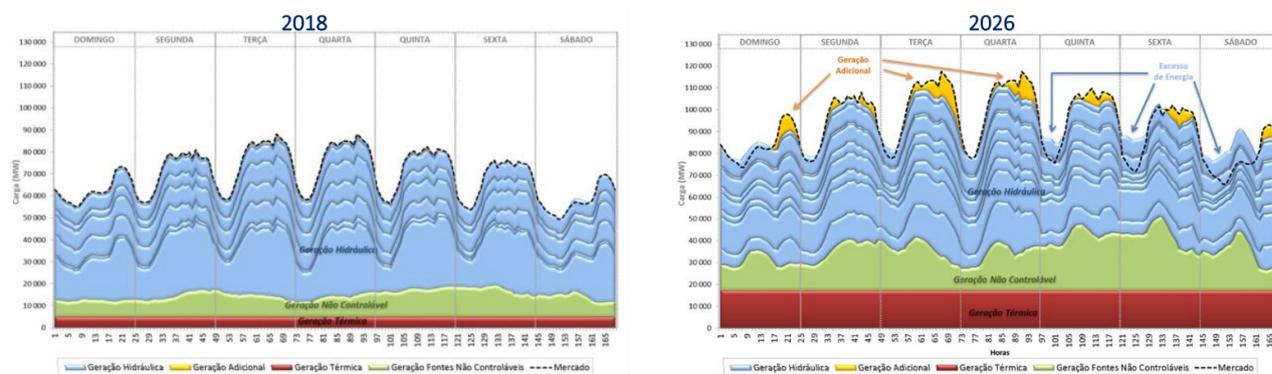


Figura 3.4: Dificuldade de compatibilização entre as metas mensais de geração e a curva de carga horária ao longo dos anos. Fonte: [EPE, 2020]

A maneira encontrada pela EPE e recomendada a ANEEL para efetuar essa cobertura de requisitos de potência foi a contratação de usinas térmicas capazes de fornecer potência instantânea. Foi realizado em 2021 o 1º Leilão de Reserva de Capacidade (LRC) onde foram contratadas 18 usinas termelétricas com início de suprimento em 2026.

Para calcular qual o custo de cobertura, baseado no 1º LRC, em relação às fontes intermitentes causadoras da necessidade descrita, parte-se da receita fixa anual total atualizada, ou seja, o custo de contratação para o sistema. Então multiplica-se esse valor pelo horizonte de tempo considerado, no caso em um cenário de 2026 a 2031, por 6 anos. Em seguida, multiplica-se o valor resultante pela proporção da fonte intermitente a partir da perspectiva de expansão proporcional das fontes até 2031 (35% UFV e 65% EOL [EPE, 2022]), calcula-se o custo de cobertura de requisitos de potência dividindo o resultado pela soma da energia da fonte de 2026 a 2031, como mostra a Equação 3.5.

$$C_Cobertura_Fonte = \frac{\text{Tempo(anos)} * \text{Receita_fixa_anual} * \text{Proporcao_Expansao_Fonte}}{\text{Soma_Energia_Prevista_Fonte}(2026 - 2031)} \quad (3.5)$$

4 ANÁLISE DOS DADOS E RESULTADOS

Neste capítulo serão abordados os resultados dos custos obtidos a partir das análises de transmissão das usinas eólicas e fotovoltaicas, os custos ocasionados pela intermitência dessas fontes, como a realização da rampa de compensação de potência e a cobertura de requisitos de potência, obtendo uma estimativa de custo global das respectivas fontes.

4.1 CUSTOS DE TRANSMISSÃO

Conforme mencionado na seção 3.2, é compreensível que a geração de energia renovável esteja majoritariamente concentrada na Região Nordeste do Brasil, dadas suas características geográficas favoráveis para tais empreendimentos. No entanto, à medida que a participação dessas fontes na matriz elétrica tem aumentado ao longo dos anos, a produção local de energia tem excedido a demanda regional, resultando em uma mudança de perfil da Região, que deixa de ser apenas consumidora e passa a ser exportadora líquida de energia, principalmente para a Região Sudeste do país. Essa dinâmica pode ser observada no gráfico de intercâmbio de energia em MWmed entre as regiões NE e SE, apresentado na Figura 4.1.

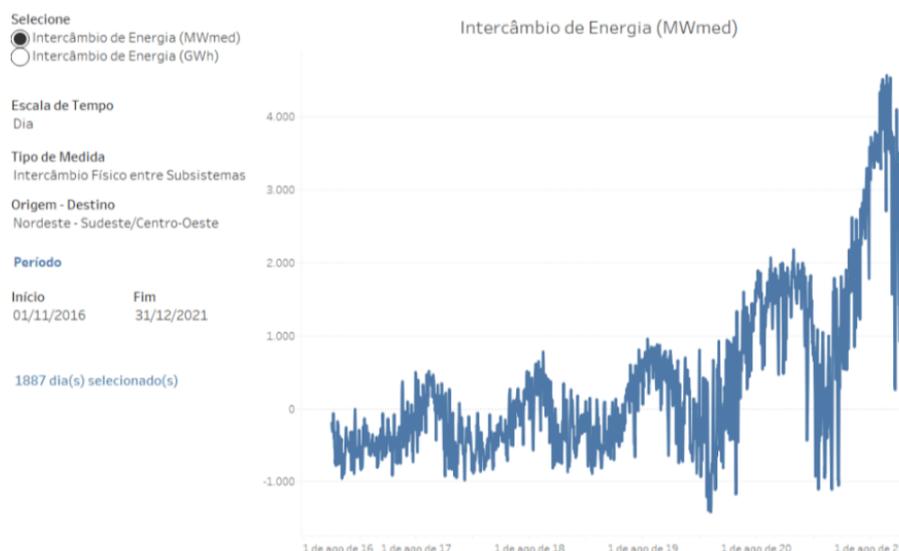


Figura 4.1: Intercâmbio de energia na interligação NE-SE. Fonte: CP 39/21 ANEEL

Como pode-se observar, até 2019 a variação sazonal entre as regiões resultava em uma média praticamente nula, porém, a partir de 2020, mesmo mantendo a sazonalidade anterior, a média do intercâmbio tornou-se predominantemente positiva e com valores ainda maiores, indicando um cenário crescente de escoamento de carga do NE em direção ao SE, causado principalmente pela entrada das novas usinas eólicas e fotovoltaicas, e a estagnação do mercado consumidor naquele sub-mercado. Esse escoamento é feito através da conexão dos parques geradores às grandes linhas de transmissão e subestações que interligam

as duas regiões.

Antecipando-se a ocorrência desse fenômeno, a EPE realizou diversos estudos para definir quais seriam as melhores alternativas de obras e reforços que possibilitassem ao SIN a capacidade de realizar esse escoamento de maneira segura e eficiente. A partir das recomendações da EPE, a ANEEL, em nome da União, organizou leilões onde diferentes empresas concorreram pela concessão de serviço público de transmissão de energia elétrica, incluindo a construção, operação e manutenção das instalações de transmissão do SIN.

4.1.1 Transmissão da geração eólica

Foram realizadas consultas em todos os leilões de transmissão realizados desde 1999 até 2022, como descrito na seção 3.2, a fim de identificar os leilões e lotes que incluíam obras relacionadas ao escoamento de energia eólica da Região Nordeste para a Região Sudeste.

Foram contabilizados os leilões de transmissão, com seus respectivos lotes e RAPs (arrematadas com um deságio médio de 14,09% e corrigidas pelo IPCA de 03/2023), totalizando R\$ 3.696.100.279,48.

Já os leilões de geração mencionados totalizaram uma contratação de 8429,054 MW de capacidade instalada proveniente de eólicas no NE.

Para calcular a energia (MWh) obtida pela contratação dos potenciais (MW) nos leilões, utiliza-se a Equação 3.1, utilizando como referência o Fator de Capacidade médio das usinas eólicas do NE obtido na Tabela 2.4 (43,1%). Assim, a energia total contratada é de 31.824.399,12 MWh.

Portanto, para calcular o custo indireto da transmissão em forma de tarifa em R\$/MWh, utiliza-se a Equação 3.2. Como resultado, foi obtido uma tarifa de **116,14 R\$/MWh**.

Enfatiza-se que o valor do custo indireto de transmissão foi calculado especificamente para os leilões analisados e não reflete de maneira exata o custo sistêmico da transmissão analisada, possuindo limitações dado o escopo reduzido e por tratar de uma situação complexa e conjuntural, podendo ser alterada em função da entrada ou revoga da operação de novos empreendimentos de geração. Porém, pode servir como parâmetro para entender qual a magnitude desse custo indireto.

4.1.2 Transmissão geração fotovoltaica

Para a análise do escoamento da geração fotovoltaica do NE para o SE, foram contabilizados os leilões mencionados na seção 3.2.3. Como mencionado anteriormente, o Leilão nº 1/2023 ainda não foi realizado, sendo utilizada uma estimativa com base no deságio médio para o cálculo da RAP. Deste modo, foi estimada uma RAP total de R\$ 2.134.913.907,22 para os leilões considerados.

Como estimado pela [EPE, 2022] no PDE 2031, o potencial fotovoltaico a ser escoado, é de 9080 MW até 2031. Porém, como os dados de FC médio na Tabela 2.3 não são confiáveis, utilizou-se como fonte um ranking elaborado pela ePowerBay, empresa de inteligência de mercado especializada no setor de energia renovável, onde foram avaliadas 237 usinas em operação que juntas apresentaram um FC médio de 22,4%. A partir da equação 3.1, foi calculado o valor de 17.817.139,20 MWh contratados.

Portanto, utilizando a equação 3.2, estima-se que a tarifa para a transmissão de energia fotovoltaica

do NE para o SE seja de **119,82 R\$/MWh**. Novamente, esse valor foi obtido com um escopo reduzido e baseia-se também em previsões, não apenas em leilões já finalizados, servindo como parâmetro para entender qual a magnitude desse custo indireto.

É importante ressaltar que o orçamento das Receitas Anuais Permitidas é composto por tarifas do tipo *pass-through*, ou seja, tarifas em que o custo é repassado pelos agentes de transmissão para os agentes de distribuição, que, por sua vez, repassam para os consumidores. Portanto, a identificação e quantificação dos custos indiretos de transmissão calculados têm uma relevância significativa, uma vez que representam um custo adicional que impacta diretamente o consumidor final.

4.2 CUSTO RAMPA DE COMPENSAÇÃO

A partir da compreensão dos conceitos e efeitos da *duck curve* vistos nas seções 2.3.4, foi realizada a análise descrita na seção 3.3 a fim de identificar quais os impactos da Duck Curve no cenário elétrico brasileiro e como quantificar os custos para o sistema.

4.2.0.1 Análise da rampa compensadora

A Figura 4.2 apresenta o comportamento da curva de carga líquida em um dia de semana comum, no caso uma terça-feira, de uma semana típica.

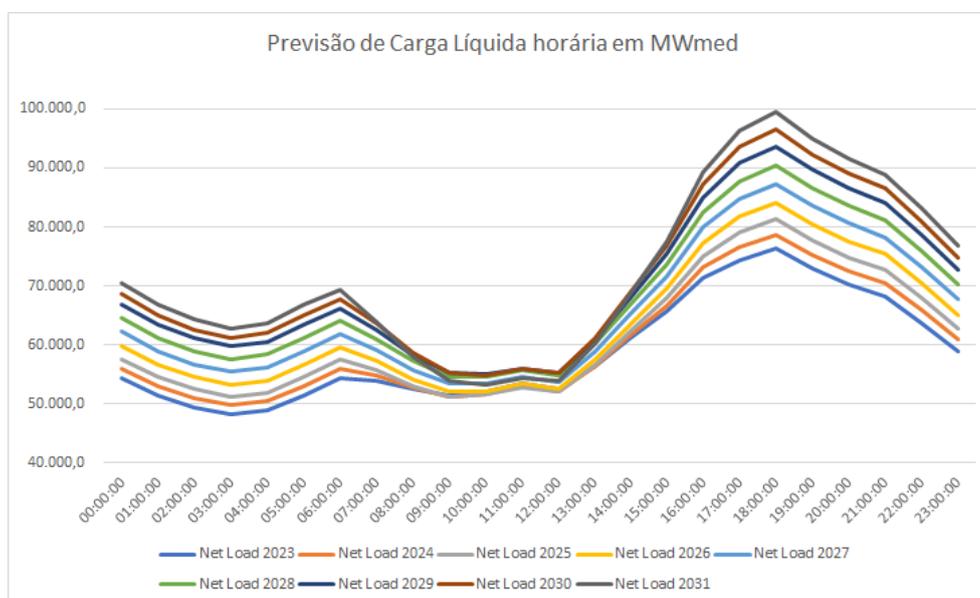


Figura 4.2: Curvas de previsão horária da Net Load de 2023 a 2031. Fonte: Elaboração própria

Apesar da diferença na "barriga do pato" em relação a curva de carga líquida obtida para o cenário da Califórnia, é similar o cenário de gradativa intensificação da rampa de compensação ao final do período vespertino e início do noturno, requerindo uma adaptação do sistema para acomodar esse fenômeno, adaptação essa que consiste na contratação de fontes despacháveis, as únicas capazes de realizar essa rampa de

forma confiável. A Figura 4.2 apresenta o comportamento da *net load* ao longo da semana, onde é visível a ocorrência da rampa de compensação todos os dias, variando sua intensidade.

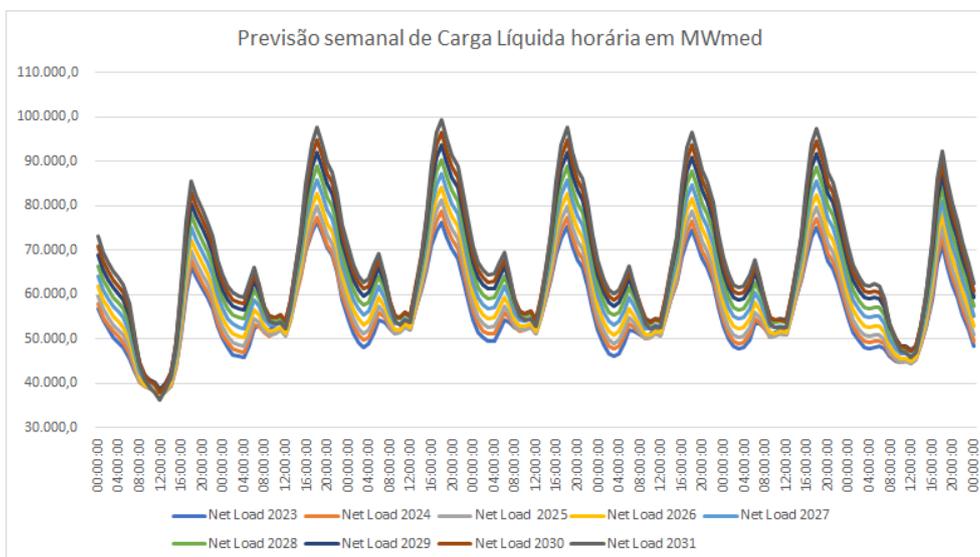


Figura 4.3: Curvas de previsão horária durante uma semana da Net Load de 2023 a 2031. Fonte: Elaboração própria

A partir dos dados de precificação da composição da rampa mencionados em 3.3.1, foi obtido uma estimativa de custo anual em bilhões de reais da rampa compensadora de 2023 a 2031, apresentada na Figura 4.4.

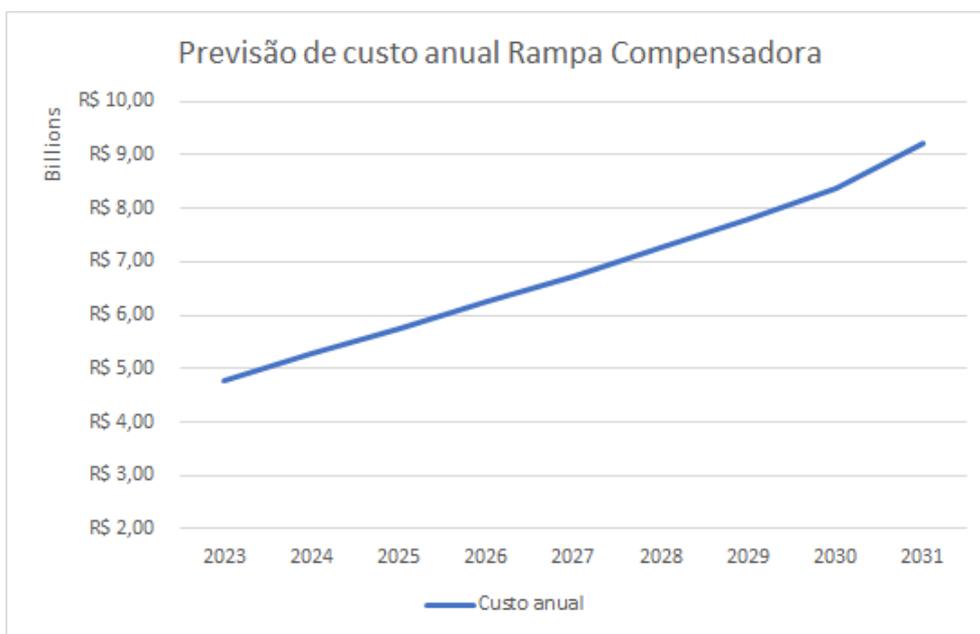


Figura 4.4: Previsão de custo anual da rampa compensadora em bilhões de reais de 2023 a 2031. Fonte: Elaboração própria

Como visto na seção 3.3.2, o custo da rampa pode ser alocado em razão das fontes intermitentes, levando em consideração a proporção da capacidade instalada de cada fonte intermitente em cada ano. A

Figura 4.5 apresenta a previsão de preço da rampa de compensação alocado para UFV e EOL de 2023 a 2031.

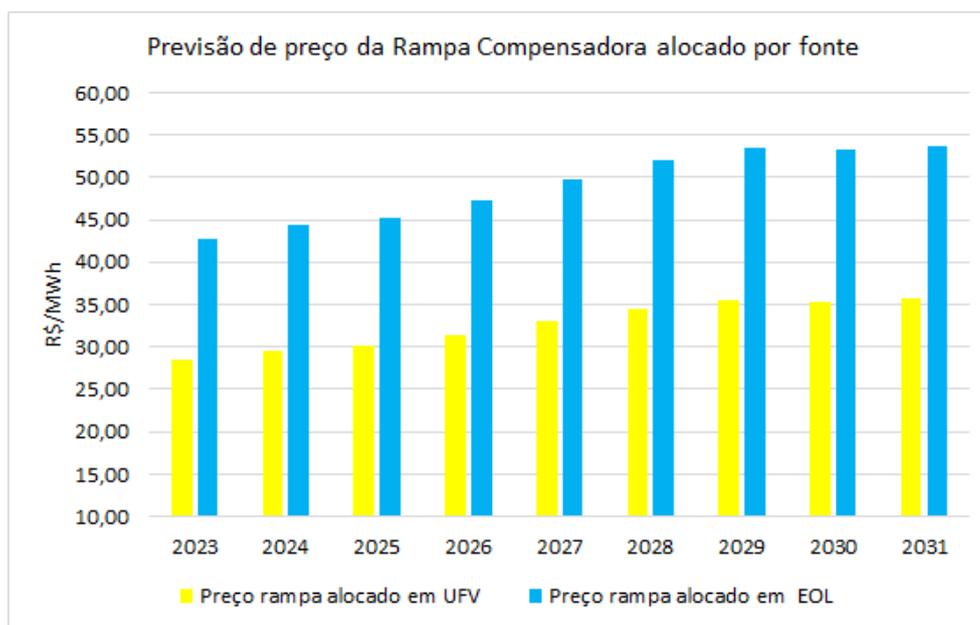


Figura 4.5: Previsão de preço da rampa de compensação alocado para UFV e EOL de 2023 a 2031. Fonte: Elaboração própria

Esse preço é uma estimativa de um custo indireto que possui origem no comportamento das intermitências identificadas e é repassado ao consumidor final. Sua magnitude está dentro da faixa de **28,45 a 35,64 R\$/MWh para as fotovoltaicas** e de **42,83 a 53,66 R\$/MWh para as eólicas** dado o horizonte de tempo entre 2023 e 2031.

4.2.0.2 Teste de Sensibilidade

Analisando o caso do Teste de Sensibilidade realizado na seção 3.3.3, são obtidos valores que variam de acordo com a composição da rampa de compensação. A Figura 4.6 apresenta os valores obtidos, destacando que uma rampa realizada inteiramente por térmicas custaria 65% a mais que a prevista com o cenário de expansão da EPE na Figura 4.4.

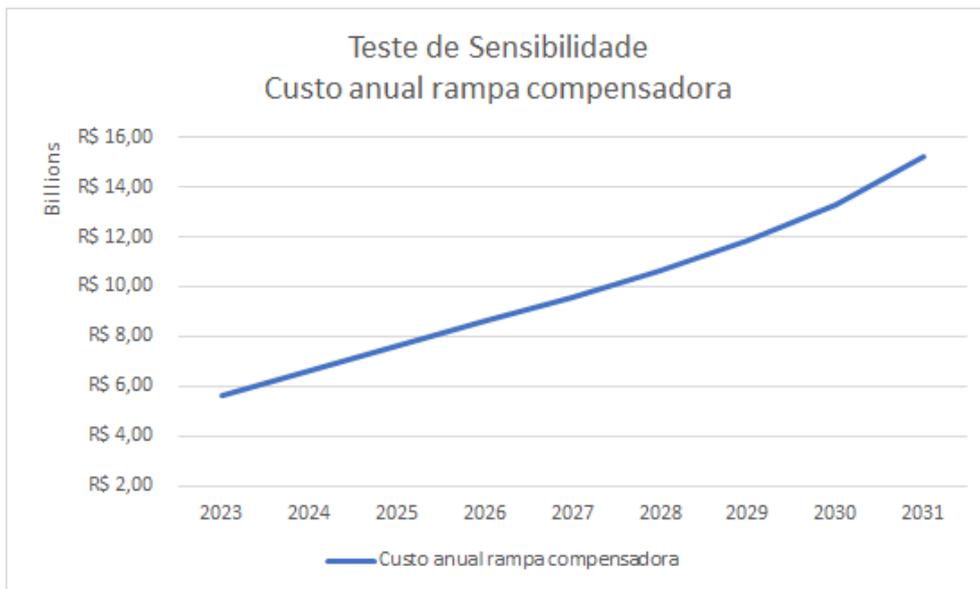


Figura 4.6: Teste de Sensibilidade de custo anual da rampa compensadora em bilhões de reais de 2023 a 2031. Fonte: Elaboração própria

Consequentemente, o preço da rampa alocado para as fotovoltaicas e eólicas no Teste de Sensibilidade também pode chegar a aumentar 65% no caso analisado, como é apresentado na Figura 4.7. Como resultado, pode-se observar que a participação das térmicas na rampa de compensação encarece a realização dela.

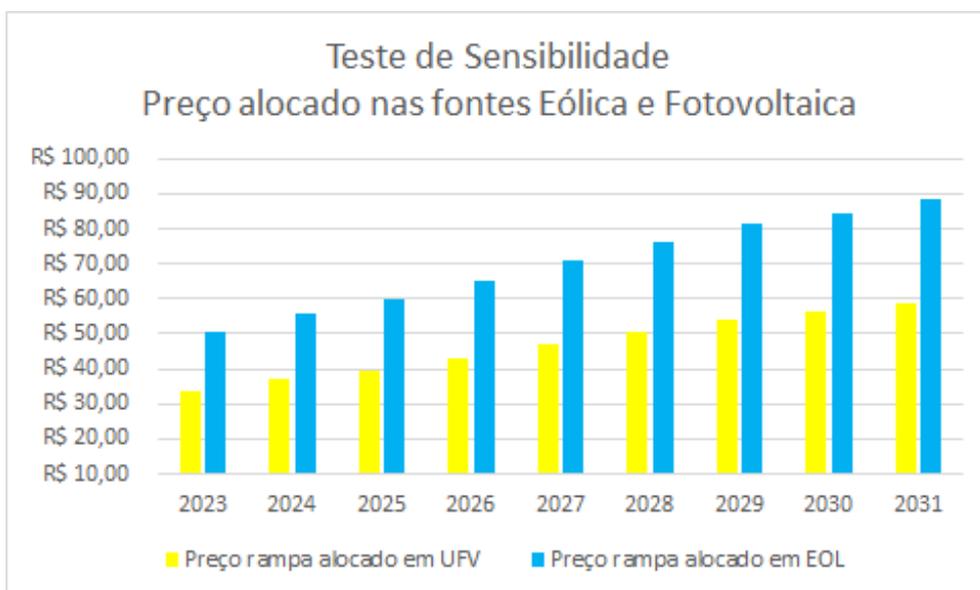


Figura 4.7: Teste de Sensibilidade de preço da rampa de compensação alocado para UFV e EOL de 2023 a 2031. Fonte: Elaboração própria

4.3 CUSTO COBERTURA DE REQUISITOS DE POTÊNCIA

Como visto na seção 3.4, a geração proveniente das fontes fotovoltaica e eólica apresenta desafios de cobertura de intermitências tanto de médio, como de curto prazo. A maneira encontrada pela EPE e pela ANEEL para realizar a cobertura de requisitos de potência foi a contratação de térmicas via Leilão de Reserva de Capacidade.

Foi calculado através da Equação 3.5 o custo alocado em cada fonte intermitente resultante da contratação via LRC da cobertura de requisitos de potência. Estima-se uma custo indireto de **R\$ 18,99 para as UFV** e de **R\$ 27,33 para as EOL**.

4.4 ANÁLISE DE CUSTOS

Portanto, considerando os custos identificados e quantificados nas seções anteriores ($C_{\text{Transmissão}}$ em 4.1, C_{Rampa} em 4.2 e $C_{\text{Cobertura}}$ em 4.3), o preço real (P_{Real}) da energia proveniente das fontes eólica e fotovoltaica que é repassado para o consumidor final é a soma dos custos indiretos identificados em formato de tarifas com o preço de venda nos leilões (P_{Leilao}), apresentado na equação 4.1.

$$P_{\text{Real}} = P_{\text{Leilao}} + C_{\text{Transmissao}} + C_{\text{Rampa}} + C_{\text{Cobertura}} \quad (4.1)$$

No caso das usinas eólicas, foi utilizada a média de preço de venda em leilão de usinas no Nordeste até de 2017 a 2023 como referência, obtendo um Custo Leilão de 136,01 R\$/MWh. Assim, o Preço real das eólicas em 2023 está em 322,31 R\$/MWh, como mostra a Equação 4.2 abaixo, um aumento de aproximadamente 237% em relação ao preço de venda médio em leilões. O valor pode chegar até 333,14 R\$/MWh em 2031, como mostra a equação 4.3, um aumento de aproximadamente 245% em relação ao preço de venda médio em leilões.

$$P_{\text{RealEOL2023}} = 136,01 + 116,14 + 42,83 + 27,33 = 322,31\text{R\$/MWh} \quad (4.2)$$

$$P_{\text{RealEOL2031}} = 136,01 + 116,14 + 53,66 + 27,33 = 333,14\text{R\$/MWh} \quad (4.3)$$

No caso das usinas fotovoltaicas, foi utilizada a média de preço de venda em leilão de usinas no Nordeste até de 2017 a 2023 como referência, obtendo um Custo Leilão de 156,75 R\$/MWh. Assim, o Preço real das fotovoltaicas em 2023 está em 324,01 R\$/MWh, como mostra a equação 4.4, um aumento de aproximadamente 207% em relação ao preço de venda médio em leilões. O valor pode chegar até 331,20 R\$/MWh em 2031, como mostra a equação 4.5, um aumento de aproximadamente 211% em relação ao preço de venda médio em leilões.

$$P_{\text{RealUFV2023}} = 156,75 + 119,82 + 28,45 + 18,99 = 324,01\text{R\$/MWh} \quad (4.4)$$

$$P_{\text{RealUFV2031}} = 156,75 + 119,82 + 35,64 + 18,99 = 331,20\text{R\$/MWh} \quad (4.5)$$

A Figura 4.8 apresenta o resultado da precificação dos custos sistêmicos em 2023 para as usinas fotovoltaicas e eólicas localizadas na Região NE.

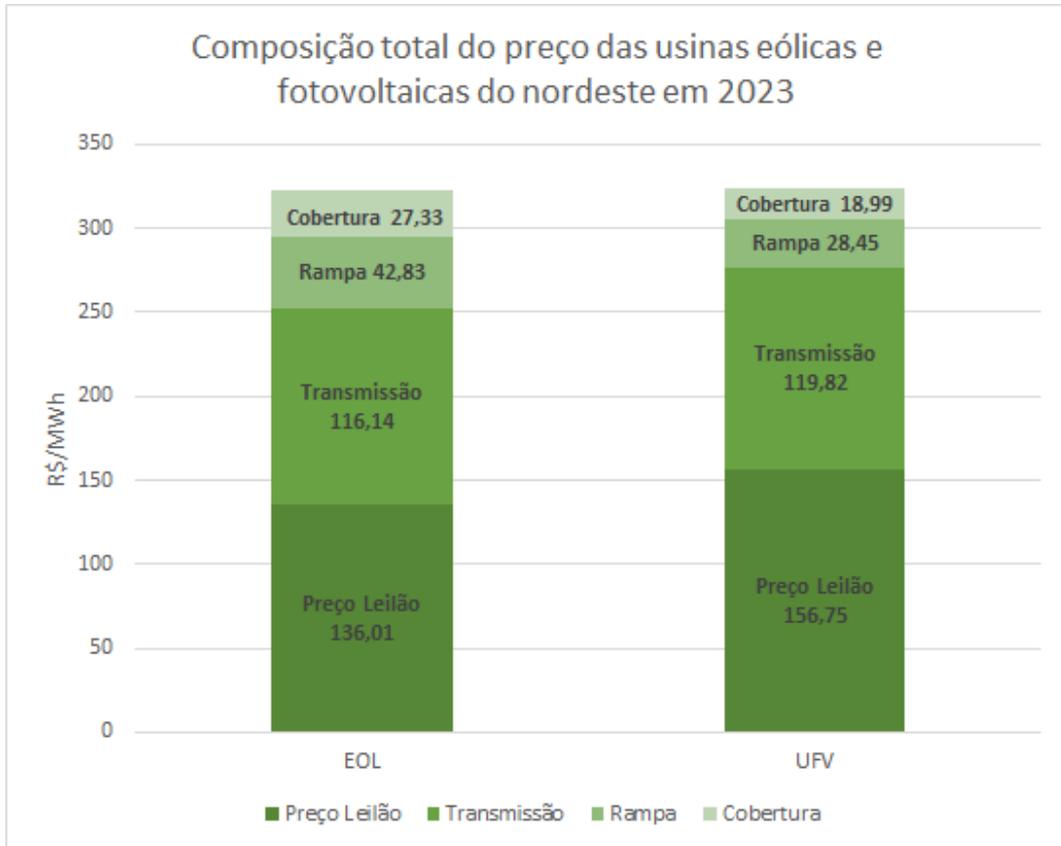


Figura 4.8: Composição do preço real da energia das usinas UFV e EOL no NE em 2023. Fonte: Elaboração própria

A Figura 4.9 apresenta o resultado da precificação dos custos sistêmicos em 2031 para as usinas fotovoltaicas e eólicas localizadas na Região NE.

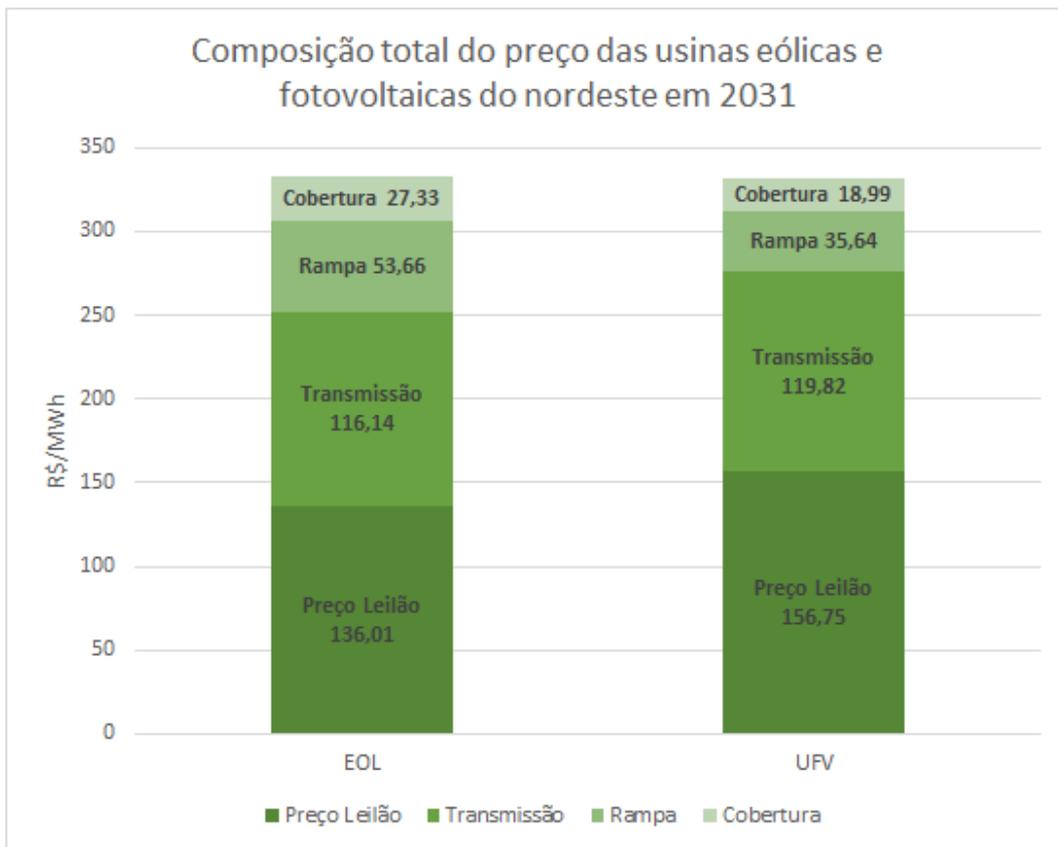


Figura 4.9: Composição do preço real da energia das usinas UFV e EOL no NE em 2031. Fonte: Elaboração própria

Para analisar o caso de estado da arte da geração fotovoltaica e eólica brasileira, com a tecnologia de geração mais atual, considerou-se apenas os preços de venda no leilão mais recente realizado até a data de publicação deste trabalho, no caso o 37º Leilão de Energia Nova 2022. A Figura 4.10 apresenta o resultado da precificação dos custos sistêmicos para o leilão em questão para o cenário de 2023, não sendo identificado uma redução no preço, pelo contrário, o preço de venda médio foi maior que o preço de venda médio analisado anteriormente, consequentemente aumentando o preço real estimado.

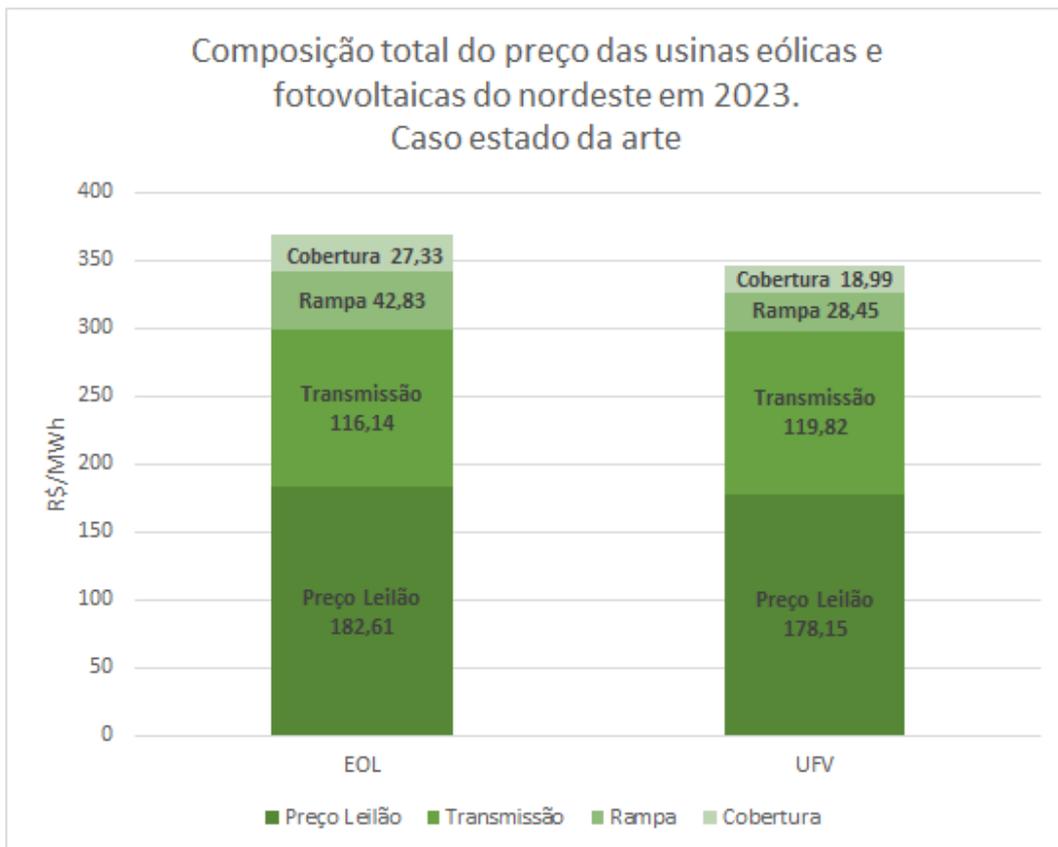


Figura 4.10: Composição do preço real da energia das usinas UFV e EOL no NE com os leilões de geração de 2022. Fonte: Elaboração própria

Essa diferença entre o preço real estimado e o preço de venda médio mostra como a contabilização desses custos são importantes para construir um sistema mais transparente. Destaca-se que de acordo com as regras atuais, esses custos estão diluídos nos contratos das grandes hidroelétricas (no caso de custos relacionados ao efeito das intermitências) e na TUST (no caso da transmissão) sendo repartido para todos os usuários do SIN, consequentemente chegando ao consumidor.

Com a devida contabilização dos custos indiretos durante os leilões de geração, será proporcionada uma melhor alocação de recursos e capital, aumentando a competitividade e transparência entre os agentes participantes e a sociedade. Como resultado, essa sinalização adequada fornece um melhor embasamento para os órgãos responsáveis pelo planejamento do Setor, de modo que as premissas corretas e todos os custos sejam considerados para a realização da expansão do sistema elétrico brasileiro através de novos leilões que considerem essa nova estratégia de precificação.

4.5 SOLUÇÕES E PERSPECTIVAS

Dado que o problema está na falta de transparência dos custos globais, é proposto a criação de um mecanismo que calcule o custo global específico para o caso de cada agente quando este entra em um leilão de geração, tomando conhecimento dos custos de transmissão e de intermitências necessários. Assim,

adiciona-se esse custo indireto ao preço de venda ofertado pelo agente, formando um preço a partir do custo global. Reitera-se que essa pesquisa propôs-se apenas a identificar os custos e quantificá-los mesmo com um escopo limitado, sendo necessária análises mais profundas e específicas para os casos de cada agente.

A EPE seria o órgão mais capacitada para realizar essa análise e construir um modelo interativo em parceria com a ANEEL para que o próprio agente fosse capaz de inserir as variáveis de seu possível empreendimento, como fonte energética, localização, capacidade instalada, fator de capacidade e curva de geração esperados, etc., e recebesse uma estimativa de custos indiretos adicionais para seu empreendimento.

Uma vez que esse mecanismo capaz de calcular o custo adicional de cada agente nos leilões seja implementado, a ANEEL é o órgão indicado para criar a regra adição do custo global ao preço de venda ofertado nos leilões de geração, consequentemente fazendo com que os leilões se tornem mais eficientes em contratar a energia com o menor impacto e custo efetivo para o consumidor final, garantindo uma maior segurança elétrica para o país, uma precificação justa da energia elétrica para todos os usuários e um planejamento de expansão mais preciso.

Além disso, os resultados obtidos servem como base de comparação de custos para o dimensionamento e implementação futuros de sistemas de armazenamento, que, embora não sejam o foco deste estudo, apresentam-se como alternativas técnicas para a mitigação dos efeitos provenientes das intermitências das fonte renováveis no futuro.

5 CONCLUSÃO

A análise de custos é uma ferramenta fundamental para avaliar a viabilidade econômica dos empreendimentos diante das necessidades e estratégias voltadas para a expansão, manutenção e operação do SIN. Destaca-se a importância de compreender, identificar e quantificar os custos que estão associados às intermitências nas fontes renováveis de energia pois trata-se de um elemento determinante para executar uma transição energética eficiente, segura e confiável.

Utilizando dados provenientes de variados órgãos do Setor, obteve-se valores de custos indiretos relacionados à transmissão, rampa de compensação de potência e cobertura de requisitos de potência, dada a capacidade instalada de cada tipo de fonte analisada.

Para calcular os custos relacionados à transmissão e escoamento de energia das usinas eólicas e fotovoltaicas do nordeste para o sudeste brasileiro, considerou-se um escopo reduzido de obras em leilões de transmissão que fossem comprovadamente relacionadas (via relatórios de estudos da EPE) à contratação de energia proveniente das fontes em questão. Para a geração eólica foi calculado um custo indireto de transmissão de 116,14 R\$/MWh. Para a geração fotovoltaica, foi calculado um custo indireto de transmissão de 119,82 R\$/MWh.

Em relação ao custo da rampa de compensação, foi elaborada uma curva de carga líquida (*duck curve*) adaptada para o cenário brasileiro até o ano de 2031. A partir das curvas obtidas, foi obtido um custo anual total de realização da rampa, e em seguida, foi discretizado pela capacidade instalada das fontes eólica e fotovoltaica. Como resultado, obteve-se um custo indireto crescente para a realização da rampa de compensação (de 2023 a 2031) de 42,83 a 53,66 R\$/MWh para as eólicas e 28,45 a 35,64 R\$/MWh para as fotovoltaicas.

O custo de cobertura de requisitos de potência, relacionado às intermitências de curto prazo, foi calculado com base no 1º LRC, obtendo um custo indireto de 27,33 R\$/MWh para as eólicas e de 18,99 R\$/MWh para as fotovoltaicas.

Portanto, para a geração eólica, considerando a soma de todos os custos indiretos identificados, estimou-se um custo indireto total de 186,30 R\$/MWh, que somado ao preço de venda médio em leilão, resulta em um preço total de 322,31 R\$/MWh, representando um aumento de 237% em 2023 em relação ao preço de venda em leilão. Já para a geração fotovoltaica, de forma análoga, estimou-se um valor total de 167,26 R\$/MWh, representando um aumento de 207% em 2023 em relação ao preço de venda em leilão.

Conclui-se que as análises realizadas e os resultados obtidos são relevantes para a sociedade e para os órgãos do Setor. Foi apresentado um custo indireto expressivo, dada a magnitude do preço total calculado em relação ao preço de venda médio em leilão, sendo mais que o dobro tanto no caso da geração eólica como na fotovoltaica. Esse resultado indica uma distorção no sistema de precificação dos leilões de geração que, por consequência, inviabiliza empreendimentos com custos indiretos menores que acarretariam em um preço total reduzido, onerando menos o consumidor final.

Tem-se a perspectiva que esse trabalho possa servir de estimativa inicial para que sejam elaborados

novos métodos de análise com maior escopo de dados, além de orientar posteriores políticas públicas para a implementação de novas regras no mercado atual de energia regulado, garantindo uma maior transparência, eficiência e competitividade, ao mesmo tempo em que trabalha-se para mitigar os impactos das mudanças climáticas.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

O presente trabalho foi feito utilizando a geração fotovoltaica centralizada e distribuída como apenas um conjunto. É interessante que seja possível realizar um trabalho analisando o impacto de cada tipo de geração fotovoltaica, visto que a geração distribuída utiliza-se principalmente da infraestrutura dos sistemas de distribuição, diferentemente da geração centralizada, que utiliza-se da infraestrutura dos sistemas de transmissão.

A Rampa de compensação foi realizada utilizando o comportamento de uma semana típica de geração e demanda brasileira, sendo realizado também um teste de sensibilidade que analisa casos para maior percentual de energia proveniente das térmicas. Um trabalho que analise o impacto de cada fonte intermitente na rampa de compensação ao longo do ano poderia apontar qual percentual é ocasionado pela geração fotovoltaica (centralizada e/ou distribuída) e pela geração eólica, diferentemente do critério de capacidade instalada utilizado nesse trabalho.

O trabalho de análise da rampa de compensação não considerou o custo de *start* e *stop* das máquinas das fontes hidroelétrica e térmicas. Esse custo pode prejudicar a vida útil do maquinário das usinas, onerando os empreendimentos que acabam operando de forma não contínua e com interrupções de manutenção mais frequentes, aumentando seu período de indisponibilidade.

Embora mencionados os riscos de *curtailments*, não foi possível prever sua ocorrência e nem quantificar o custo para o sistema na eventualidade de episódios frequentes. Uma análise desse fator poderia identificar mais um custo indireto a ser acrescentado na precificação.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 DUTRA, R. M. Proposal of specific policies for wind energy in brazil, after the first phase of the proinfa programme; propostas de politicas especificas para energia eolica no brasil apos a primeira fase do proinfa. 2007.
- 2 MERCEDES, S. S. P.; RICO, J. A.; POZZO, L. de Y. Uma revisão histórica do planejamento do setor elétrico brasileiro. *Revista USP*, n. 104, p. 13–36, 2015.
- 3 ANEEL. *Sistema de Informações de Geração da ANEEL*. 2023. Disponível em: <<https://bitlybr.com/BHhp9h>>.
- 4 CPRM, S. G. do B. *Levantamento da geodiversidade: projeto atlas pluviométrico do Brasil: isoietas anuais médias: período 1977 a 2006*. 2011. <<https://rigeo.cprm.gov.br/handle/doc/22220>>.
- 5 FNP. Ieg informa economics. *99º Relatório*, 2021.
- 6 AMARANTE, O. A. C. do. *Atlas do potencial eólico brasileiro*. [S.l.: s.n.], 2001.
- 7 ONS. *Geração Horária*. 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>.
- 8 DENHOLM, P.; O'CONNELL, M.; BRINKMAN, G.; JORGENSON, J. *Overgeneration from solar energy in california. a field guide to the duck chart*. [S.l.], 2015.
- 9 NALLEY, S.; LAROSE, A. Annual energy outlook 2022 (aeo2022). *Energy Information Agency*, p. 23, 2022.
- 10 EPE. Plano decenal de expansão de energia 2031. *Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética*, 2022.
- 11 EPE. *Relatório Final do Grupo Temático: Critérios de Garantia de Suprimento*. 2020. Disponível em: <<https://bitlybr.com/NRp0UT>>.
- 12 ONS. *Fator de Capacidade*. 2023. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/fator-capacidade.aspx>>.
- 13 BRITTO, J.; KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. Economia industrial: fundamentos teóricos e práticos no brasil. *Rio de Janeiro (RJ): Campus*, 2002.
- 14 HYMAN, L. The role of price in the restructured electricity market. *Pricing in Competitive Electricity Markets*, Springer, p. 39–46, 2000.
- 15 CUSTÓDIO, R. dos S. *Energia eólica para produção de energia elétrica*. [S.l.]: Eletrobrás, 2009.
- 16 FERREIRA, A. C.; BLASQUES, L. C. M.; PINHO, J. T. Avaliações a respeito da evolução das capacidades contratada e instalada e dos custos da energia eólica no brasil: do proinfa aos leilões de energia. *Revista Brasileira de Energia Solar*, v. 5, n. 1, 2014.
- 17 EPE. Plano decenal de expansão de energia 2032. *Brasil, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética*, 2023.
- 18 ANEEL. *REN 493/2012*. 2012. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012493.pdf>>.

- 19 GOSWAMI, D. Y.; KREITH, F.; KREIDER, J. F. *Principles of solar energy*. [S.l.]: Taylor & Francis eds, Philadelphia, 2000.
- 20 ONS. Avaliação das condições de atendimento eletroenergético do sistema interligado nacional - estudo prospectivo dezembro de 2021 a maio de 2022. *Relatório*, 2021.
- 21 ONS. Dados relevantes de 2001. *Relatório*, 2001.
- 22 ONS. Relatório da administração e as demonstrações financeiras. *Relatório*, 2015.
- 23 ROCHA, N. A.; SCHULTZ, D.; BITTENCOURT, R.; AMARANTE, O.; SUGAI, M. Estabilização sazonal da oferta de energia através da complementaridade entre os regimes hidrológico e eólico. *XV SNPTEE-Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Grupo de Planejamento de Sistemas Elétricos. Foz do Iguaçu, PR*, 1999.
- 24 DENHOLM, P.; MARGOLIS, R.; MILFORD, J. *Production cost modeling for high levels of photovoltaics penetration*. [S.l.], 2008.
- 25 ONS. *Carga Horária*. 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx>.
- 26 ANEEL. *Relatório Leilões de Transmissão*. 2023. Disponível em: <<https://portalrelatorios.aneel.gov.br/resultadosLeiloes/leiloesTransmissao>>.
- 27 EPE. *Estudos de Planejamento da Transmissão*. 2023. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/planejamento-da-transmissao/estudos-de-planejamento>>.