

VICTOR GARBOGGINI MORETTI

**Otimização de portfólio para associação de usinas eólicas e solares
fotovoltaicas no setor elétrico brasileiro**

SÃO PAULO
2024

VICTOR GARBOGGINI MORETTI

**Otimização de Portfólio para associação de usinas eólicas e solares
fotovoltaicas no setor elétrico brasileiro**

VERSÃO CORRIGIDA

Dissertação apresentada à Escola
Politécnica da Universidade de São
Paulo para obtenção do título de Mestre
em Ciências.

Área de concentração: Engenharia de
Produção

Orientadora: Profa. Dra. Celma de
Oliveira Ribeiro

São Paulo/SP
2024

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catlogação-na-publicação

Garboggini Moretti, Victor

Otimização de Portfólio para associação de usinas eólicas e solares fotovoltaicas no setor elétrico brasileiro / V. Garboggini Moretti -- versão corr. - São Paulo, 2024.

110 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Produção.

1.Associação de usinas renováveis 2.Teoria de Portfólio 3.Desvio Absoluto Médio 4.Setor Elétrico Brasileiro 5.Geração solar fotovoltaica e eólica I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Produção II.t.

AGRADECIMENTOS

À Professora Doutora Celma de Oliveira Ribeiro, que, desde o início se mostrou muito compreensiva, flexível e incentivadora do meu trabalho. Obrigado por abraçar e acreditar nas minhas ideias. Sua orientação me trouxe muitos aprendizados e esse trabalho só foi possível por causa do seu apoio.

À minha noiva e, em breve, futura esposa, Taiane Maria Silva Terra, que me acompanhou durante toda a caminhada e me fez acreditar. Seu apoio incondicional foi imprescindível e, sem você, não teria conseguido.

Ao meu pai, o Toti, que, desde o início, esteve presente, me incentivou e me deu importantes conselhos para chegar até aqui.

À minha mãe, a Flavia, que me propôs importantes reflexões durante esse processo.

Ao Professor Doutor Claudio Augusto Oller do Nascimento, que me apoiou e se mostrou disponível em diversos momentos, durante a caminhada do meu mestrado.

Ao Professor Doutor Erik Eduardo Rego, por ter contribuído com sua grande experiência no setor elétrico e por agregar com sugestões e novas ideias para o trabalho, de forma muito aberta e com muita humildade.

Aos amigos e familiares, que, direta ou indiretamente, contribuíram e estiveram presentes durante o período de desenvolvimento do trabalho.

RESUMO

Este trabalho aborda a relevância das usinas associadas solar-fotovoltaica e eólica como uma estratégia para otimizar a geração e mitigar riscos comerciais aos investidores no setor elétrico brasileiro, considerando a intermitência dessas fontes, em uma análise baseada na teoria moderna de portfólios. A análise visa oferecer uma abordagem alternativa para a tomada de decisões de investimento, explorando a relação entre a variabilidade de geração de plantas eólicas e solares-fotovoltaicas e o retorno financeiro de cada portfólio resultante, quando expostos a uma demanda pré-estabelecida. A pesquisa propõe dois modelos de programação linear para a formação de portfólios, considerando dois tipos de associações de usinas solares-fotovoltaicas e eólicas com objetivo de recomendar portfólios com a menor exposição energética negativa no mercado de curto prazo, dado um retorno esperado pelo investidor e utilizando a métrica de risco do desvio absoluto médio, proposta por KONNO; YAMAZAKI (1991). Os resultados indicam que a combinação de fontes renováveis pode reduzir a variabilidade e déficit de geração do portfólio, oferecendo maior estabilidade financeira e operacional ao investidor, com o auxílio de ferramentas de otimização de fácil aplicação. Discute-se também sobre a importância da diversificação de perfis para geração em um portfólio, que deve equilibrar aspectos financeiros de risco e retorno, considerando não só o lado financeiro, como a capacidade de atender à demanda de acordo com o perfil de consumo de cada cliente. O estudo apresenta também o arcabouço regulatório de usinas associadas no setor elétrico brasileiro, contexto atual do mercado de energia renovável brasileiro e métricas de risco baseadas na teoria moderna do portfólio.

Palavras-chave: Teoria de Portfólio, Desvio Absoluto Médio, Setor Elétrico Brasileiro, Associação de usinas renováveis, Geração solar fotovoltaica, Geração Eólica, Ferramentas de otimização

ABSTRACT

This study addresses the relevance of associated power plants as a strategy to optimize generation and mitigate commercial risks for investors in the Brazilian electrical sector, considering the intermittency of these sources, in an analysis based on modern portfolio theory. The analysis aims to offer an alternative approach to investment decision-making, exploring the relationship between the variability of generation from wind and solar photovoltaic plants and the financial return of each resulting portfolio when exposed to a predetermined demand. The research proposes two linear programming models for portfolio formation, considering two types of associations between solar photovoltaic and wind plants with the goal of recommending portfolios with the lowest negative energy exposure in the short-term market, considering an expected return for the investor and using the risk metric of mean absolute deviation proposed by KONNO; YAMAZAKI (1991). The results indicate that the combination of renewable sources can reduce portfolio generation variability and deficits, providing greater financial and operational stability to investors, facilitated by easily applicable optimization tools. The importance of diversifying generation profiles within a portfolio is also discussed, emphasizing the need to balance financial aspects of risk and return, while the capacity to meet demand according to each client's consumption profile. The study discusses the regulatory framework of associated power plants in the Brazilian electrical sector, the current context of the Brazilian renewable energy market, and risk metrics based on modern portfolio theory.

Keywords: Portfolio Theory, Mean Absolute Deviation, Brazilian Electricity Sector, Renewable Plant Association, Photovoltaic Solar Generation, Wind Generation, Optimization Tools

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 OBJETIVO.....	3
2. CONCEITOS BÁSICOS.....	5
2.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	5
2.2 GERAÇÃO EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA	15
2.3 ESTUDOS SOBRE INTERMITÊNCIA DE GERAÇÃO E ASSOCIAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS.....	30
2.4 TEORIA MODERNA DE PORTFÓLIO	34
3. ANÁLISE PROPOSTA	42
3.1 PRINCIPAIS PREMISSAS	44
3.2 MODELOS PROPOSTOS.....	49
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	63
4.1 DADOS UTILIZADOS E <i>FRAMEWORK</i> DE OTIMIZAÇÃO.....	63
4.2 RESULTADOS E DISCUSSÃO DOS CASOS ADJACENTE E ASSOCIADO.....	70
4.3 VALIDAÇÃO DA ROBUSTEZ DOS RESULTADOS.....	78
4.4 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE	82
4.4.1 SENSIBILIDADE DE FATOR DE CAPACIDADE (GERAÇÃO)	82
4.4.2 SENSIBILIDADE À VARIAÇÃO DE TUST	85
4.4.3 SENSIBILIDADE DE ATENDIMENTO AO PERFIL DE DEMANDA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	87
5. CONCLUSÃO	90
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	93
APÊNDICE 1: MODELO MATEMÁTICO – CASO ADJACENTE	95
APÊNDICE 2: MODELO MATEMÁTICO – CASO ASSOCIADO	98

1. INTRODUÇÃO

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), os investimentos globais em nova capacidade de geração de energia elétrica chegaram a US\$ 530 bilhões em 2021, com as fontes renováveis respondendo por 70% desse montante, o que indica uma importante tendência de aumento da capacidade instalada renovável global nos próximos anos (IEA, 2023).

No setor elétrico brasileiro, a Empresa de Pesquisa Energética - a EPE -, órgão público responsável pelo Plano Decenal de Expansão (PDE) da matriz energética brasileira - que, em 2022, apresentou um total de 187 GW de capacidade instalada -, projeta uma capacidade de geração adicional de 70 GW nos próximos 10 anos, sendo 17 GW em novas plantas de geração eólica e solar fotovoltaica centralizados (parques de larga escala) (EPE, 2022a). A maior fatia das usinas de geração eólica e solar fotovoltaica centralizadas em operação no Brasil está situada na região Nordeste, devido às condições favoráveis de vento e irradiação solar da região. Em 2022, a energia eólica foi responsável por 11,8% do suprimento da demanda de energia elétrica, (versus 10,6% em 2021), enquanto a energia solar contribuiu com 4,4% (versus 2,5% em 2021), evidenciando o crescente papel das energias renováveis na matriz energética do país (EPE, 2022c).

O crescimento do número de empreendimento solares fotovoltaicos e eólicos vem associado a reduções no custo dessas tecnologias nos últimos anos. Apesar de terem experimentado um aumento no ano de 2022 devido ao incremento nos custos de *commodities*, logística de equipamentos e financiamento, em um contexto macroeconômico pós-COVID, o crescimento de geração de energia por meio de sistemas fotovoltaicos e usinas eólicas permanece como a opção mais viável para muitos países. As projeções da Agência Internacional de Energia Renovável para 2023 sinalizam uma redução dos custos e a perspectiva de contínua inovação tecnológica oferece um horizonte de maior competitividade dessas fontes em relação às usinas movidas a combustíveis fósseis já estabelecidas (IEA, 2023).

Em sistemas elétricos de larga escala, como é o caso do Brasil, usinas renováveis como solares fotovoltaicas e eólicas centralizadas apresentam desafios operacionais, devido ao seu caráter intermitente. Tais fontes podem ser descritas como intermitentes pelo fato de a geração não ser controlada nem programada, uma vez que dependem de recursos naturais como vento e irradiação solar, o que pode trazer impactos para a segurança energética dos sistemas (HAN; VINEL, 2022).

O aumento de geração renovável no Brasil também traz consigo desafios para o planejamento de expansão do setor. Atualmente, o Brasil enfrenta um gargalo de infraestrutura de transmissão para escoar nova energia renovável (EPE, 2022a). Enquanto o grande potencial de energia renovável no Brasil está na região Nordeste, tanto em energia solar fotovoltaica quanto em geração eólica, o principal mercado consumidor está nas regiões Sudeste e Sul. Para garantir esse escoamento, torna-se necessária a ampliação da rede de transmissão para integrar novas plantas de geração, como eólica e solar, ao sistema. Nesse contexto, discussões sobre associação de usinas, que combinam fontes de geração de energia com diferentes perfis e sazonalidades de geração e compartilham infraestrutura de conexão, tornam-se cada vez mais relevantes, visando a maximização do uso da infraestrutura de transmissão já instalada e aproveitamento dos recursos disponíveis.

Para as fontes de energia eólica e solar, o vento é predominante durante a noite, enquanto a irradiação solar é presente apenas durante o dia, respectivamente, o que resulta em perfis de geração diários complementares, no que tange disponibilidade de energia. A complementaridade entre energia eólica e solar é explorada em diversos estudos ao redor do mundo, e possibilita uma redução da variabilidade de geração de matrizes energéticas e aumento do fator de utilização de sistemas de transmissão (WU H., 2024). Fatores como o potencial dos recursos energéticos locais e o dimensionamento de cada usina são críticos para um melhor aproveitamento da complementaridade de geração. Ferreira (2023) analisa que o mapeamento do recurso eólico e da irradiação solar é crucial para maximizar a geração de energia em usinas renováveis, enquanto Ramírez (2023) discute metodologia para determinar o tamanho ótimo de uma

usina solar fotovoltaica em combinação com uma usina eólica existente, de modo a maximizar a utilização da capacidade de transmissão disponível no sistema elétrico espanhol. Gangopadhy(2022) analisa a combinação de geração eólica e solar na Índia, explorando o risco de geração com base em séries temporais simuladas de longa duração, enquanto Couto (2023) utiliza técnicas de *machine learning* para investigar os benefícios de usinas associadas no mercado de energia de Portugal, para melhores previsões de geração.

A literatura já apresenta diversos estudos a respeito da viabilidade técnica de usinas associadas e análises para dimensionar usinas e mensurar variabilidade em períodos de baixa probabilidade e alta intermitência de geração renovável. No entanto, nota-se uma lacuna na literatura relacionada à mensuração do risco do empreendedor na comercialização de energia, quando levada em consideração a variabilidade de geração das fontes renováveis. Ao firmar novos contratos de venda de energia, a intermitência de geração nem sempre é considerada, o que pode trazer ao empreendedor uma necessidade de compra de energia para cumprir obrigações contratuais no setor elétrico. Essa exposição pode representar custos relevantes devido à volatilidade do preço de energia no mercado brasileiro.

1.1 OBJETIVO

O presente estudo visa contribuir para a literatura, ao oferecer uma metodologia para formação de portfólios de ativos de geração solar-fotovoltaica e eólica, que possibilitem comercialização de energia com o maior retorno e menos risco financeiro, no setor elétrico brasileiro. Ao explorar a relação entre a variabilidade de geração e o retorno financeiro dos portfólios, contribui-se para a tomada de decisão de investimentos em usinas associadas, através de ferramentas de otimização de fácil aplicação, baseadas na teoria moderna de portfólios

Para avaliar os portfólios eólicos e solares-fotovoltaicos mais adequados, será introduzido o conceito de risco comercial do portfólio, que ocorre quando há um déficit de geração em relação à energia contratada (conceito de exposição

energética negativa). O risco comercial será baseado na métrica do Desvio Absoluto Médio, conforme proposto por Konno, Yamasaki (1991), com base na teoria moderna de portfólios, inicialmente introduzida por Markowitz (1952).

Serão propostos modelos de programação linear em um problema de otimização de portfólio, para discutir como associações de usinas eólicas e solares no mercado brasileiro podem reduzir o risco comercial dos empreendedores, quando expostos a contratos de comercialização de energia. O objetivo é analisar a relação entre o lucro operacional total e a exposição energética negativa total (risco comercial) dos portfólios, considerando um retorno esperado e um capital a ser alocado pelo empreendedor. Os resultados dos modelos serão as capacidades instaladas alocadas para geração solar e eólica, visando minimizar o risco comercial, com foco no ambiente de comercialização da energia do mercado livre brasileiro (Ambiente de Comercialização Livre de Energia - ACL).

Além da análise quantitativa, este estudo abordará discussões sobre o recente arcabouço regulatório de Usinas Associadas no setor elétrico brasileiro, aprovado em 2022. Para contextualizar o cenário atual do setor elétrico, serão apresentados conceitos básicos sobre a estrutura institucional reguladora, análises do mercado de geração renovável de energia, tipos de associação de usinas eólicas e solares, além da introdução de métricas de risco com base na teoria moderna do portfólio, conforme proposto por Markowitz (1952) e Konno, Yamasaki (1991). Análises de sensibilidade serão conduzidas para testar a robustez dos modelos propostos, discutir as diretrizes regulatórias atuais e testar cenários alternativos para associação de usinas solar-fotovoltaicas e eólicas no setor elétrico brasileiro.

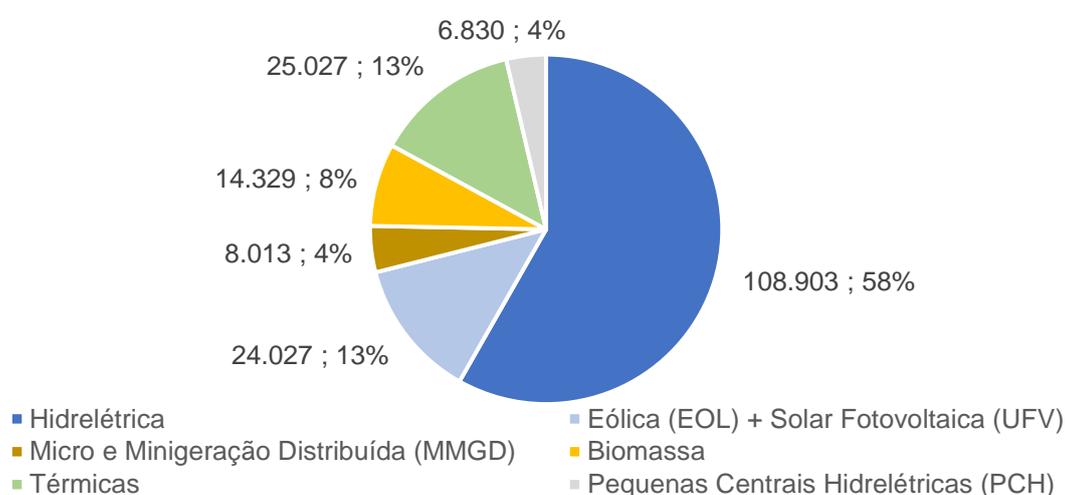
2. CONCEITOS BÁSICOS

2.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O sistema elétrico brasileiro é um grande complexo hidroelétrico, renovável e térmico, com predominância de usinas hidrelétricas, seguidas por usinas termoelétricas e eólicas, conectadas por linhas de transmissão de alta tensão. A fonte hidrelétrica é responsável pelo suprimento de quase dois terços da demanda do país, o que traz uma exposição importante do sistema elétrico aos riscos hidrológicos e climáticos. O Brasil enfrenta secas severas que eventualmente diminuem o nível de reservatórios hidráulicos e forçam o uso de usinas térmicas, a fim de garantir o abastecimento e evitar escassez e racionamento de energia elétrica em horários de pico de demanda, trazendo como ônus altos custos econômicos e ambientais (EPE, 2022a).

A capacidade instalada brasileira atingiu 187 GW em 2022, com consumo de energia elétrica de 690 TWh, tornando-se o maior mercado de energia elétrica da América Latina. Como mostra a Figura 1, a fonte hidráulica permanece predominante, com 109 GW de capacidade instalada de geração, equivalente a 58% da capacidade instalada de geração de energia elétrica brasileira. A fonte térmica é a segunda, com 25 GW, seguida por usinas solares e eólicas, com 24 GW de capacidade (EPE, 2022a).

Figura 1. Mix de Eletricidade Brasileiro em 2022 (MW ; %) - Cenário Referência PDE 2031

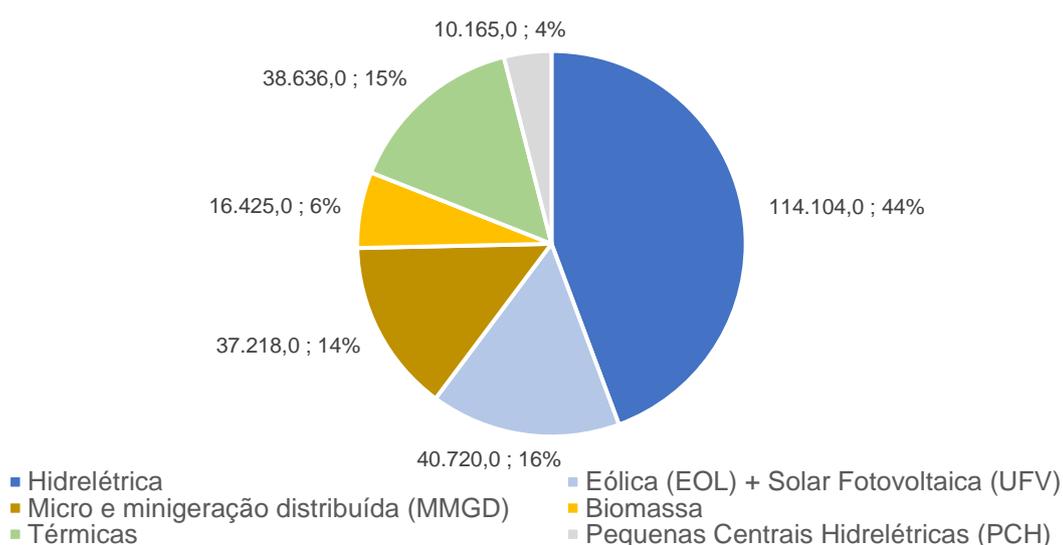


Fonte: Cenário de Referência PDE 2031 (EPE, 2022a)

Desde o início dos anos 2000, para ampliar a segurança energética do sistema elétrico, o governo brasileiro tem investido em estratégias de diversificação de sua matriz energética, por meio de incentivos para fontes alternativas de energia, como a solar e a eólica, também denominadas ‘fontes incentivadas’.

Utilizando como base o cenário de referência do PDE 2031, espera-se que uma capacidade de geração adicional de 70 GW seja adicionada ao sistema elétrico brasileiro nos próximos 10 anos, sendo desses, 17 GW em energia eólica e solar. A entrada desta capacidade adicional alterará a composição da matriz elétrica brasileira, com a fonte hidrelétrica tendo sua participação reduzida a menos de 50% da matriz e com significativo aumento das energias renováveis (eólica, solar, biomassa e MMGD) – que atingirão mais de 40% da matriz, conforme mostra a Figura 2 (EPE, 2022a). A sigla MMGD faz alusão a Micro e Minigeração Distribuída, que são usinas de pequena escala de geração renovável, onde o próprio consumidor produz sua própria eletricidade, para fins de economia em sua conta de luz.

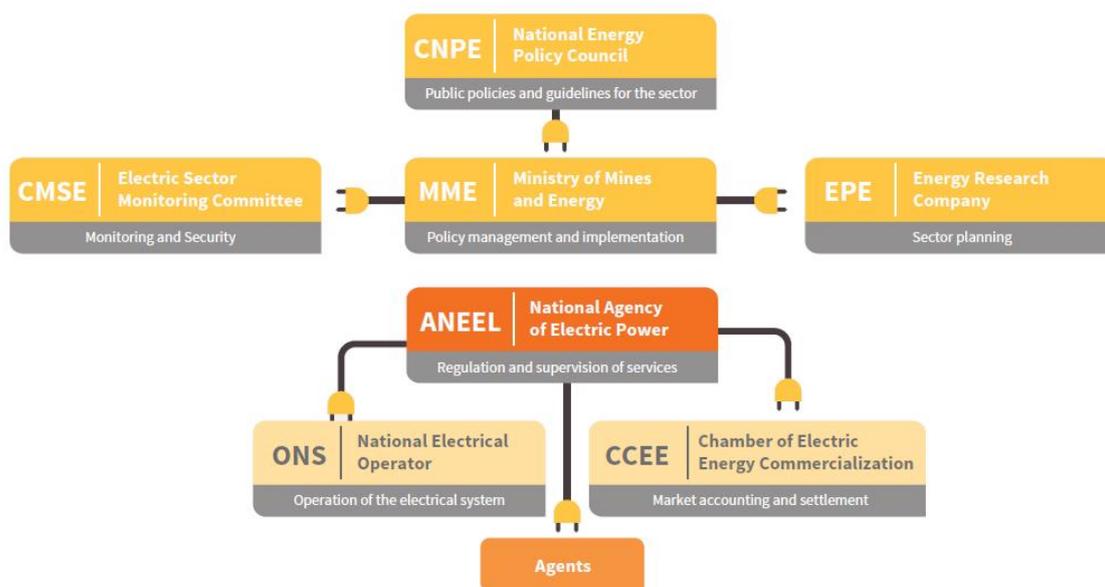
Figura 2. Mix de Eletricidade Brasileiro em 2031 (MW)- Cenário Referência PDE 2031



Fonte: Cenário de Referência PDE 2031 (EPE, 2022a)

Com papel fundamental na economia do país, o setor elétrico brasileiro é planejado e supervisionado por diversas instituições reguladoras, responsáveis, entre outras, por questões estruturais como concessões, planejamento de expansões e definição das principais fontes que compõem matriz energética, conforme esquema mostrado na Figura 3.

Figura 2. Estrutura institucional setor elétrico brasileiro



Fonte: (FIESP, 2019)

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) é encarregado de estabelecer as políticas energéticas de longo prazo, revisar as matrizes energéticas e direcionar programas específicos de energia, incluindo importação e exportação de petróleo e gás natural. O Ministério de Minas e Energia, por sua vez, implementa essas políticas, promove leilões de energia, garante o fornecimento do sistema e contrata capacidade de reserva energética.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) é responsável pelo planejamento energético, desenhando planos de expansão de energia, realizando estudos e análises de viabilidade técnica, econômica e socioambiental de usinas, entre outras atividades. Anualmente, a EPE publica o Plano Decenal de Energia (PDE), que delinea a expansão do setor energético

brasileiro pelos próximos 10 anos, buscando minimizar custos de geração e impactos ambientais.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regula o setor elétrico, definindo tarifas para serviços de transmissão e distribuição e fiscalizando todas as atividades elétricas. Suas decisões são tomadas por um Conselho de Administração composto por cinco diretores em Brasília, DF.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável pela operação do sistema elétrico, garantindo a segurança do abastecimento de energia e monitorando o desenvolvimento da geração, transmissão e distribuição. Além disso, propõe ajustes e ações preventivas.

Por fim, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) contabiliza a energia comercializada, gerencia contratos e publica o Preço de Liquidação da Diferença (PLD), usado para regularizar posições de agentes no mercado de curto prazo. Todos os contratos de energia assinados são registrados pela CCEE, que compara as informações com os recursos de geração de cada fornecedor e é responsável pela liquidação do mercado de curto prazo, baseando-se no conceito de determinação de diferenças para equilibrar o sistema interligado nacional (SIN) (FIESP, 2019).

SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)

Para a coordenação e controle do sistema elétrico brasileiro, existe o Sistema Nacional Interligado (SIN), que abrange o sistema de geração e transmissão de energia elétrica do Brasil, e garante o fornecimento de energia elétrica por meio de uma rede elétrica interligada, que atende todos os 27 estados do país, com exceção de parte dos estados do Amapá e Roraima, conforme mostra a Figura 4. O SIN é composto por quatro subsistemas (ou submercados), sendo eles Norte (N), Nordeste (NE), Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) e Sul (S). As áreas não atendidas pelo SIN são pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica e representam menos de 1% da demanda nacional, áreas com baixa densidade demográfica e com abastecimento principalmente por pequenas centrais térmicas a diesel.

O SIN tem proporções continentais e alta complexidade de operação devido à sazonalidade de geração e carga (demanda) distintas de cada região. Dada a ainda majoritária produção de energia via geração hidrelétrica no país, o sistema de transmissão interligado favorece o aproveitamento dos diferentes regimes de chuva no território brasileiro. Para isso, uma coordenação centralizada busca otimizar o despacho (geração) hidrelétrico, de responsabilidade do Operador Nacional do Sistema (ONS), através de modelos computacionais, cujo objetivo é garantir abastecimento e minimizar custos.

Quando a produção de energia em um submercado ultrapassa tanto a demanda local quanto os limites de escoamento de energia entre os submercados, ocorre um fenômeno conhecido como descolamento de preços, onde um submercado pode apresentar preços mais altos ou mais baixos que os outros.

Figura 4. Sistema Interligado Nacional sobre o mapa brasileiro



Fonte: (ONS, 2023)

Dentro do horizonte do Plano Decenal de Expansão (PDE), realizado anualmente pela EPE, os estudos de planejamento são conduzidos levando em consideração as projeções de carga elétrica e o plano de expansão de geração de referência e, ao planejar a contribuição de diferentes fontes de energia para o sistema energético nacional, são consideradas a participação de cada fonte, não só a nível nacional, mas também para cada região. Em sistemas elétricos que abrangem grandes áreas, como o do Brasil, os encargos com transmissão de energia elétrica também são relevantes para o processo de decisão e viabilidade econômica de implantação das usinas.

Para cobrir todas as despesas relacionadas à manutenção e expansão do SIN, geradores de energia elétrica assinam um CUST (Contrato de Uso do Sistema de Transmissão) com o ONS, definindo os termos e condições para a utilização do sistema de transmissão. A MUST é o Montante de Uso do Sistema de Transmissão, medido em MW, contratados pelo empreendimento por ponto de conexão do SIN, e representa a potência máxima que o empreendimento pode injetar no sistema. A TUST (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão), com unidade de medida em R\$/kW/mês, é o valor unitário devidos pelos usuários às concessionárias de transmissão, pela prestação dos serviços de transmissão, e ao ONS pelo pagamento dos serviços prestados e varia de acordo com ponto de conexão no SIN. Por fim, a EUST (Encargos de Uso do Sistema de Transmissão) é o montante financeiro mensal total a ser pago, calculado a partir da MUST e da TUST do empreendimento (ONS, 2023).

Para estimular investimentos em renováveis, o governo propôs um subsídio de 50% no valor da TUST para geração de eletricidade via fontes renováveis (eólica, biomassa e solar), em 2004 através da Resolução Normativa 77/2004 (ANEEL, 2004). Esse desconto na tarifa de transmissão foi retirado pela Lei 14.120/2021, estabelecendo um período de transição para novos empreendimentos que solicitassem outorga em até 12 meses a partir da publicação da Lei (02 de março de 2022) e iniciassem sua operação comercial no prazo de até 48 meses da data da emissão da outorga. Isso significa que qualquer nova usina de energia renovável que solicitar autorização para implantação da ANEEL a partir dessa data não terá mais o desconto de 50%

sobre a TUST (ANEEL, 2021a). A remoção desse desconto poderá ser parcialmente compensada pelo potencial de redução de custos de implantação de projetos renováveis bem como criação de novos programas de subsídios para projetos renováveis, ainda em estudo pelo Governo Federal, entre outros.

A introdução de novos empreendimentos de geração renovável tem sido fundamental para diversificar a matriz energética do Brasil, proporcionando benefícios significativos ao sistema elétrico. No entanto, essa transição também apresenta desafios para o planejamento energético do país. Os longos prazos necessários para implantar novas infraestruturas de transmissão, geralmente entre 4 e 6 anos, contrastam com os prazos cada vez mais curtos para a instalação de projetos de geração eólica e solar, que variam de 1 a 2 anos (EPE, 2022a). Diante desse cenário, é crucial adotar uma abordagem proativa para recomendar reforços na expansão da infraestrutura de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Atualmente, o Brasil enfrenta um desafio significativo na expansão da capacidade renovável devido a restrições na infraestrutura de transmissão. Para integrar efetivamente o potencial de geração renovável, como eólica e solar, é necessário expandir a rede de transmissão, especialmente considerando que o potencial dessas fontes está concentrado na região Nordeste, enquanto os principais centros de consumo estão nas regiões Sudeste e Sul.

O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) para o período até 2031 prevê um aumento na capacidade de transmissão entre as regiões Nordeste e Centro-Sul do Brasil, visando facilitar o fluxo de energia gerada a partir de fontes renováveis, principalmente solar e eólica, contribuindo assim para a capacidade de exportação de energia dos submercados Norte e Nordeste para outras regiões do país. De acordo com análises realizadas pelo PDE, é viável aumentar a capacidade de geração de energia eólica e solar fotovoltaica na região Nordeste em até 70% ao longo de um período de dez anos (EPE, 2022a).

O aumento das fontes renováveis também traz consigo desafios operacionais para o SIN devido à natureza intermitente da geração dessas fontes. Por serem intermitentes (não controláveis e dependentes da

disponibilidade de recursos naturais, como vento e sol), a geração de energia renovável pode ocorrer em momentos em que a demanda elétrica é baixa ou inexistente (restrições energéticas), fazendo com que o ONS realize cortes na geração de energia, conhecidos como *constrained-off*. Eventos de *constrained-off* também podem ocorrer por indisponibilidade nas linhas de transmissão ou equipamento elétrico do SIN ou por pedido operacional do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), para garantir confiabilidade elétrica do sistema elétrico (EPE 2022a).

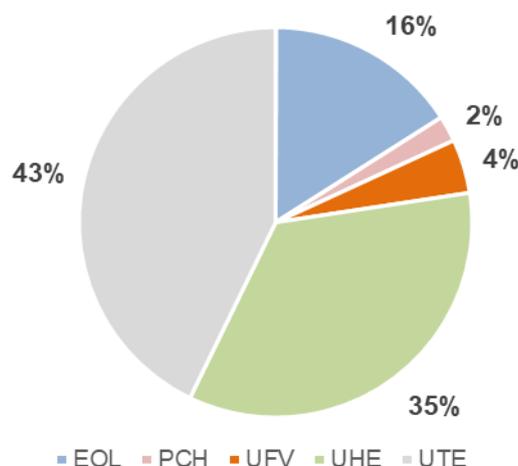
COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA: MERCADO REGULADO E LIVRE

O marco legal de 2004, estabelecido pela Lei nº 10.848 do setor elétrico, definiu uma divisão na comercialização de energia entre o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL).

No ACR, a energia é contratada por meio de leilões federais para abastecer a demanda das distribuidoras de energia, que são obrigadas a contratar energia para atender a totalidade de seu mercado composto exclusivamente por consumidores cativos. As distribuidoras devem declarar sua demanda futura para um período de até 20 anos em leilões regulados promovidos pelos órgãos reguladores do setor elétrico.

De 2005 a 2022, os Leilões do ACR contrataram 126 GW de capacidade instalada, com 43% provenientes de usinas termelétricas, 35% de usinas hidrelétricas, 16% de usinas eólicas e 4% de usinas solares (CCEE, 2023).

Figura 5. Expansão Contratada em Leilões – por fonte (2005-2022)



Fonte: (CCEE, 2023)

Por outro lado, o Ambiente de Comercialização Livre (ACL), conhecido como Mercado Livre de Energia, estava acessível apenas para instalações conectadas em alta tensão (Grupo A) que cumprissem com o requisito mínimo de demanda contratada de 500 kW até 31 de dezembro de 2023. A partir de janeiro de 2024, a Portaria nº 50/2022 do MME permitiu que qualquer unidade consumidora do Grupo A migrasse para o Mercado Livre, independentemente de sua demanda contratada.

No ACL, os contratos de energia são negociados livremente e seguem o conceito de mercado a termo, onde os participantes se comprometem a entregar ou receber energia em uma data futura para proteger-se da volatilidade do preço de mercado de curto prazo e reduzir custos. Os agentes de geração, comercialização e consumidores livres podem participar desse ambiente. Em 2022, 37% da energia consumida no Sistema Interligado Nacional (SIN) veio de agentes do ACL.

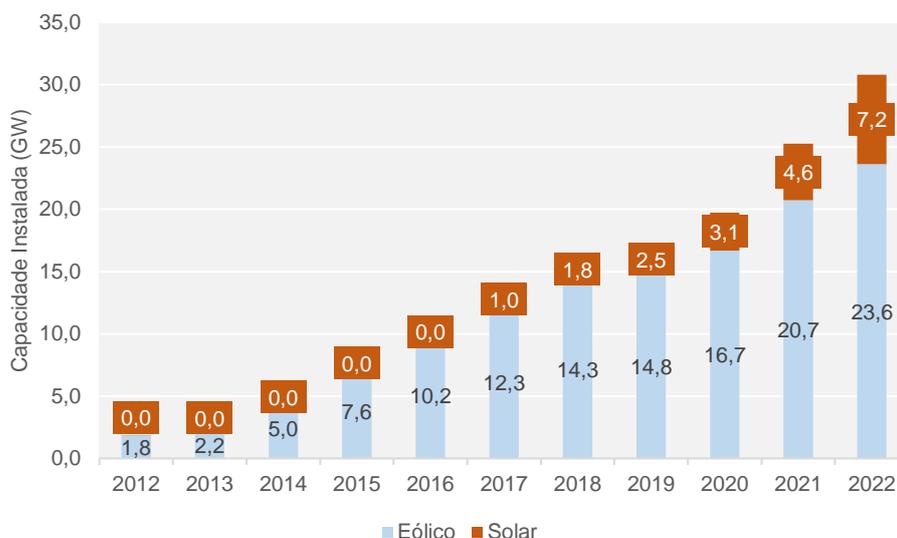
Em termos de perfil de contratação, os contratos no ACL oferecem diferentes perfis de entrega, customizados de acordo com o perfil de consumo de cada cliente. Enquanto os contratos no ACR fornecem energia em montantes fixos por hora, no ACL, os contratos podem variar em termos de horário, mensal ou anual, de acordo com os termos negociados entre as partes. A alocação de

risco varia conforme o tipo de contrato: contratos que seguem o perfil de geração da usina atribuem o risco ao comprador, enquanto contratos que seguem o perfil de consumo atribuem o risco ao gerador.

2.2 GERAÇÃO EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA CENTRALIZADA

Fontes eólicas e solares centralizadas têm experimentado um crescimento significativo nos últimos anos no Brasil. Em 2012, essas fontes representavam 1,8 GW da capacidade instalada brasileira e, em 2022, as usinas eólicas e solares centralizadas passaram a 30,8 GW de capacidade no período.

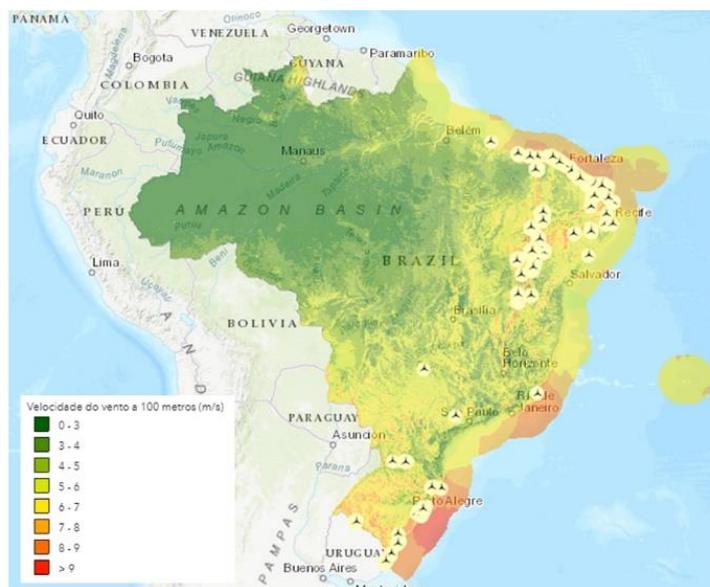
Figura 6. Capacidade instalada Eólica e Solar Fotovoltaica centralizada no Brasil (2012-2022)



Fonte: (ONS, 2023)

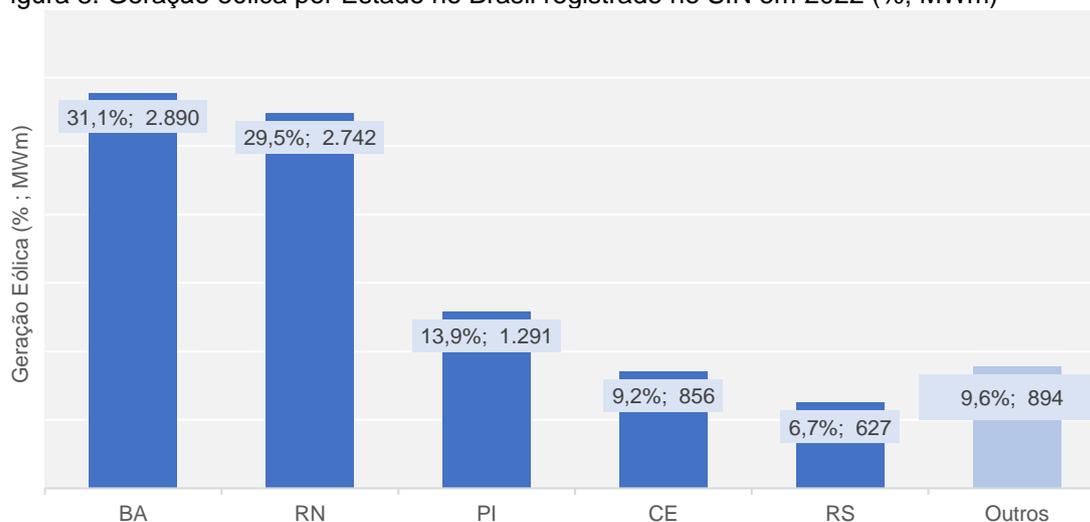
A maior parte da geração eólica instalada do país está situada na região Nordeste, devido às condições favoráveis de vento da região, como mostra a Figura 7. Há também um recurso eólico considerável na região Sul do Brasil. Em 2022, o estado da Bahia foi o estado brasileiro com maior capacidade instalada eólica, representando 31% da capacidade total eólica do país, seguido do Rio Grande do Norte, com 29%. Os estados do Piauí e Ceará também contribuíram com mais de 25%, com 13,9% e 9,2% respectivamente. Estado do Rio Grande do Sul foi o 5º maior gerador de energia eólica do país com quase 7% da capacidade instalada eólica brasileira, conforme Figura 8.

Figura 7. Potencial e usinas eólicas em operação



Fonte: (EPE, 2022b)

Figura 8. Geração eólica por Estado no Brasil registrado no SIN em 2022 (%; MWm)

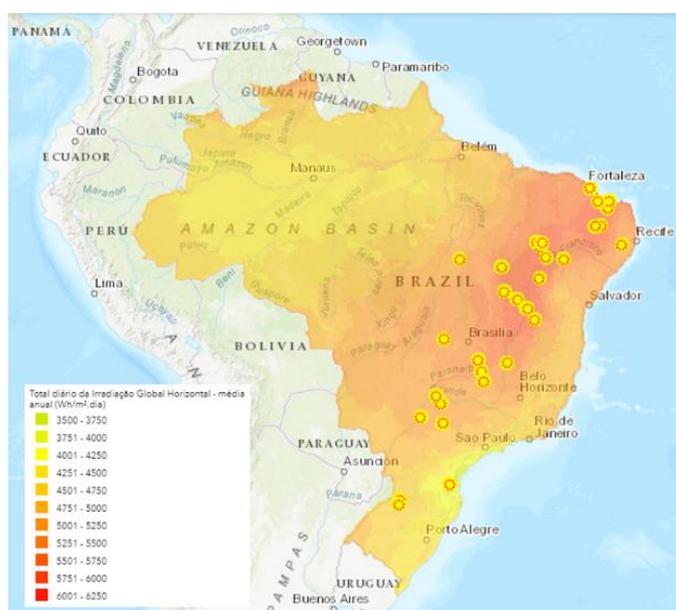


Fonte: (ONS, 2023)

O Brasil também possui bons níveis de irradiação solar para geração solar (Figura 9). O maior potencial de irradiação solar também está localizado na região Nordeste, que concentra a maioria dos parques de geração centralizada em operação. No entanto, com a expansão da geração distribuída, estados do Sudeste também se destacam, como Minas Gerais e São Paulo, que concentram 30% da capacidade instalada dessa modalidade de geração (EPE 2022a).

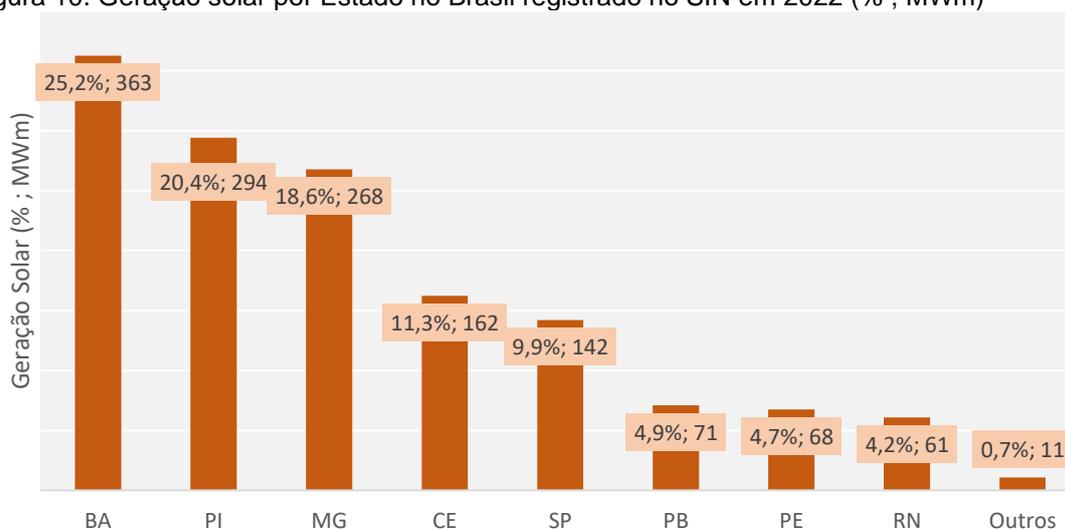
Em 2022, foi registrado que o estado da Bahia também foi o estado brasileiro com maior capacidade instalada solar, representando pouco mais de 25% da capacidade total solar do país, seguido do Piauí, com 20,4% e Minas Gerais com 18,6%. O estado do Ceará também contribuiu com 11,3% e São Paulo com 9,9% da capacidade instalada do país, principalmente por conta de plantas de geração distribuída no estado, conforme Figura 10.

Figura 9. Potencial solar e usinas em operação



Fonte: (EPE, 2022b)

Figura 10. Geração solar por Estado no Brasil registrado no SIN em 2022 (% ; MWm)



Fonte: (ONS, 2023)

Em 2022, a EPE registrou uma demanda total de energia elétrica de 690 TWh, sendo a energia eólica responsável pelo suprimento de 11,8% (*versus* 10,6% em 2021), e solar de 4,4% (*versus* 2,5% em 2021), demonstrando uma crescente participação de energias renováveis na oferta de energia do país, com destaque para a energia solar, que experimentou um aumento de participação percentual de mais de 75% no último ano (EPE, 2022c).

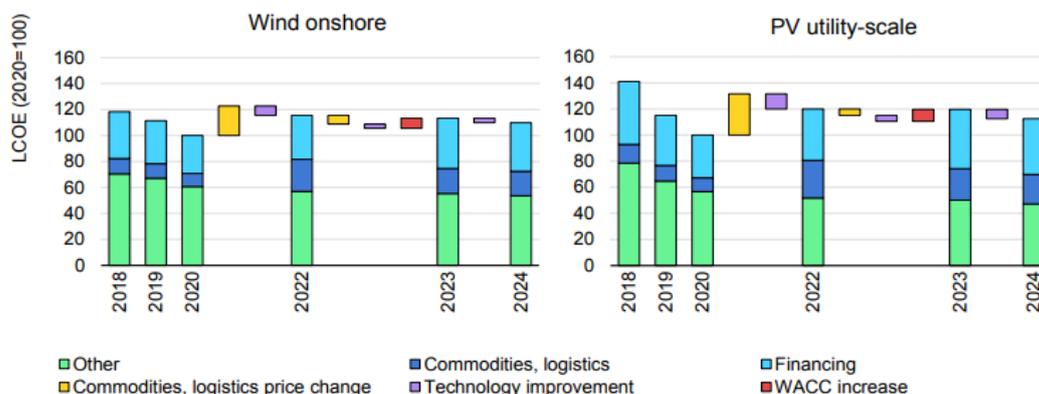
Em seu relatório anual “Renewable Energy Market Update: Outlook for 2023 and 2024”, a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA) projetou uma redução nos custos de produção de energia proveniente de novas usinas eólicas *on-shore* e solar fotovoltaica, de larga escala até o ano de 2024.

Pela Figura 11, nota-se que os custos das tecnologias eólicas e solares fotovoltaicas experimentaram reduções entre os anos de 2018 e 2021, porém foram impactados negativamente em 2022 pelo incremento dos custos de commodities, logística de equipamentos e financiamento, considerando cenário macroeconômico pós-*COVID*. Nas projeções para 2023, observa-se uma queda nos preços das commodities e logística em relação aos picos do ano passado, para fontes eólicas e solares, entretanto, com um aumento nos custos de financiamento para os desenvolvedores desses projetos, devido ao aumento da taxa de juros global.

Apesar de os custos continuarem superando os níveis anteriores à pandemia de Covid-19, a geração de energia por meio de sistemas fotovoltaicos e usinas eólicas ainda se mantém como a opção mais acessível para muitos países e a contínua inovação tecnológica também deve contribuir para diminuir ainda mais esses custos, ampliando a competitividade em comparação às usinas de combustíveis fósseis já existentes (IEA, 2023)

Figura 11. Custos médios de tecnologias solares e eólicas em base 100, sendo 2020 = 100, para os anos 2018-2024

Solar PV and wind LCOE index based on average annual input costs, 2018-2024



Fonte: (IEA, 2023)

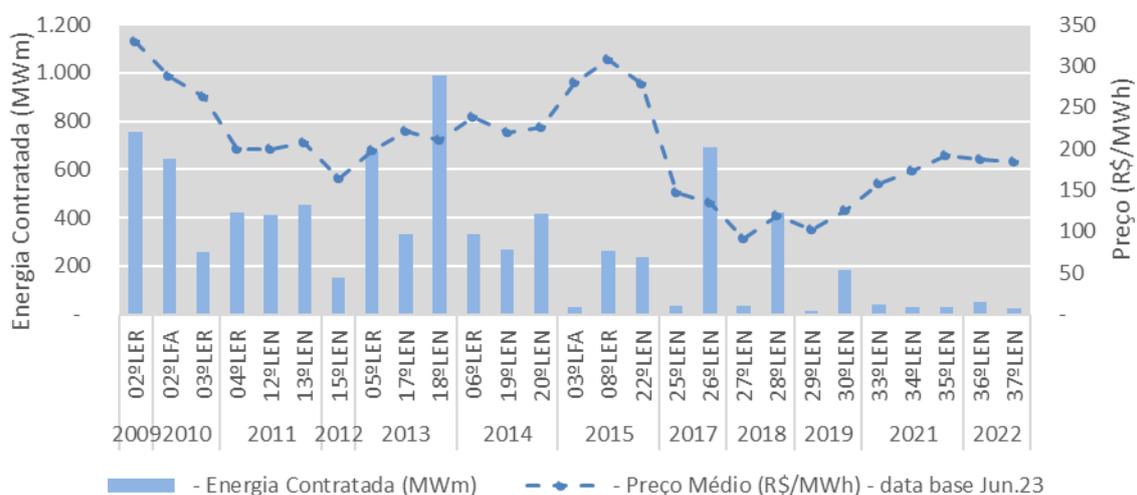
Sob a perspectiva de comercialização de energia em leilões do ACR, a redução do custo das tecnologias eólicas e solares-fotovoltaicas se refletem nos preços negociados entre 2018 e 2020, com um incremento observado para os leilões de 2021 e 2022, conforme Figuras 12 e 13.

Em valores atualizados pela inflação para junho de 2023, a fonte eólica negociou sua energia, em 2009, a R\$ 329/MWh, enquanto, em 2022, o preço reduziu para R\$ 184/MWh, tendo chegado a seu nível mínimo em 2018, com um preço médio de R\$ 91/MWh (Figura 12). Uma dinâmica similar de preços pôde ser observada no caso da fonte solar. Nos primeiros leilões que tiveram participações, usinas solares tiveram sua energia negociada entre R\$350/MWh e R\$ 450/MWh nos anos de 2014 e 2015, enquanto, em 2022, o preço reduziu

para R\$ 179/MWh, tendo chegado a seu nível mínimo em 2019, com um preço médio de R\$ 85/MWh (Figura 13).

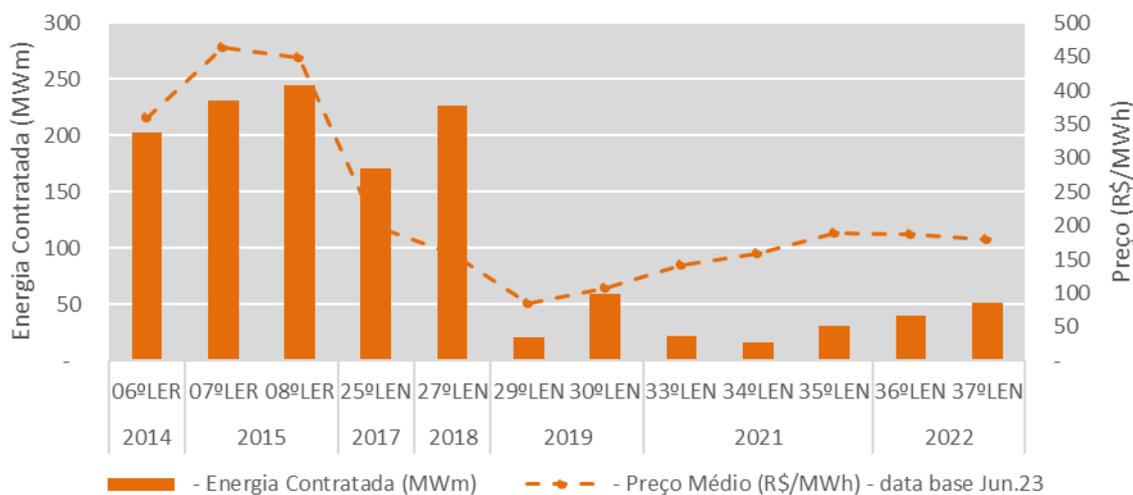
Pelas Figuras 12 e 13, nota-se também uma expressiva redução do volume negociado em leilões federais (ACR) pelas fontes solares e eólicas ao longo dos anos, reforçando o aumento da atratividade de contratos no mercado livre (ACL), que ganham espaço e passam a ser importantes peças para financiamento e viabilidade financeira de novos empreendimentos renováveis.

Figura 12. Contratação de projetos eólicos em leilões federais (ACR)



Fonte: (CCEE, 2023)

Figura 13. Contratação de projetos solares em leilões federais (ACR)



Fonte: (CCEE, 2023)

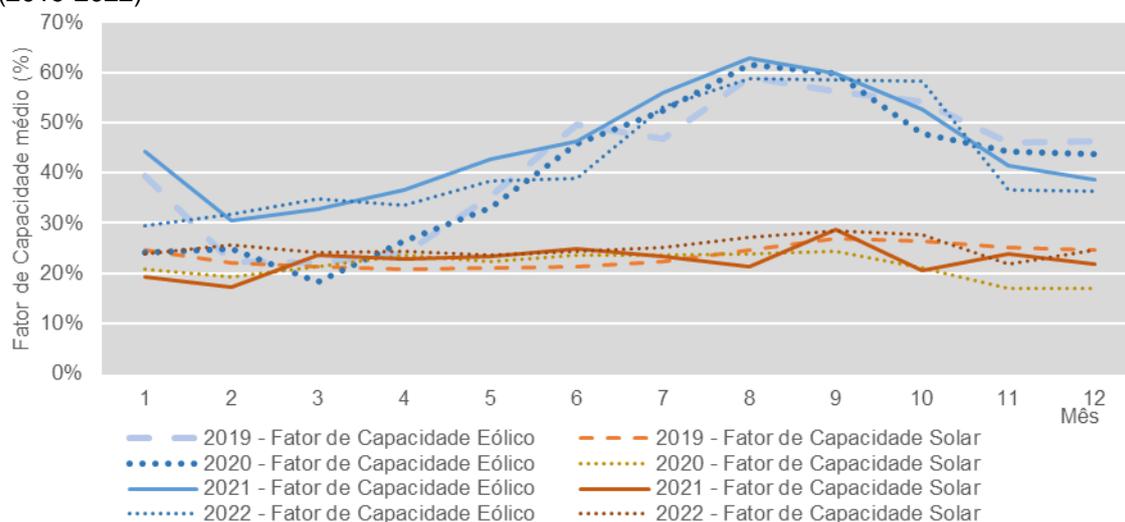
No setor elétrico, o termo "fator de capacidade" é a relação entre a energia elétrica realmente gerada por uma usina e a quantidade máxima que poderia ser gerada se a usina operasse a plena capacidade durante um determinado período, expresso em porcentagem.

Em relação à sazonalidade de geração, a fonte solar apresenta um padrão de geração relativamente constante ao longo do ano, com seu fator de capacidade médio variando entre 20% e 30%, dependendo do mês. Já a fonte eólica tem forte sazonalidade anual, com fator de capacidade médio em torno de 20% nos meses com pouco vento – entre fevereiro e abril – e até 60% de fator de capacidade médio nos meses de agosto e setembro. O fator de capacidade médio realizado de cada fonte, ao longo dos últimos 4 anos, é mostrado na Figura 14 e representam dados consolidados para o Nordeste brasileiro, podendo variar de acordo com as regiões geográficas. Já sob a perspectiva de perfil da geração horário, as fontes eólicas e solares têm complementaridade no Brasil, como mostra a Figura 15.

A geração eólica é tipicamente maior entre julho e dezembro, quando as condições hidrológicas são menos favoráveis no Brasil. Além disso, o recurso eólico é predominante durante a noite, enquanto a irradiação solar é mais representativa durante o dia, conforme Figura 15. Portanto, a energia eólica proporciona um complemento à sazonalidade anual para geração hidrelétrica e

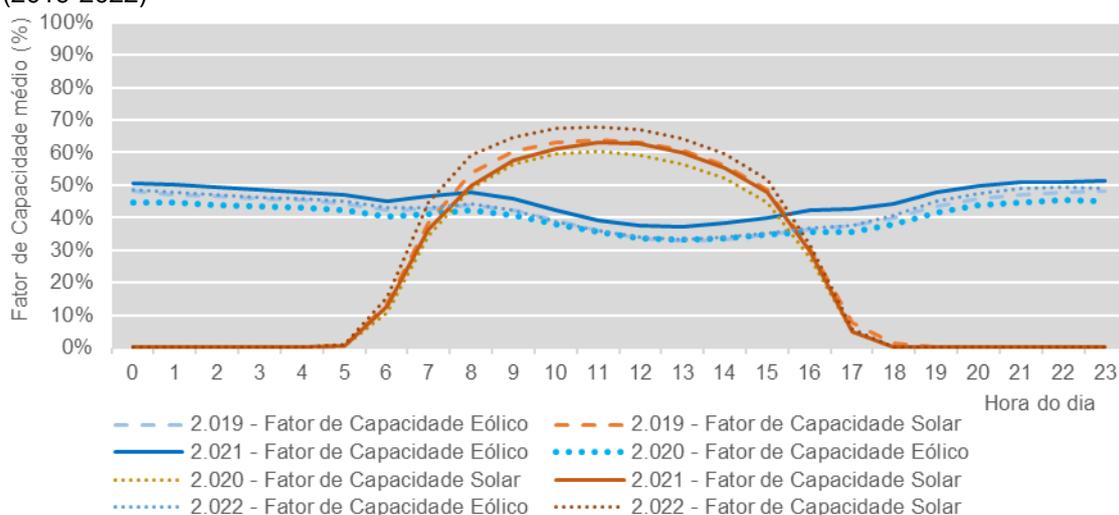
complementariedade horária em relação a geração solar, podendo aumentar a confiabilidade do sistema (FERRAZ DE ANDRADE SANTOS et al., 2020). Já a fonte solar apresenta um perfil característico de geração diária, em formato similar a uma parábola, com geração apenas em horários com disponibilidade de irradiação solar.

Figura 14. Fatores de capacidade médios para fontes eólica e solar do Nordeste Brasileiro (2019-2022)



Fonte: (ONS, 2023)

Figura 15. Perfil de Geração horária média para fontes eólica e solar do Nordeste brasileiro (2019-2022)



Fonte: (ONS, 2023)

ASSOCIAÇÃO DE USINAS EÓLICAS E SOLARES CENTRALIZADAS

A geração combinada de diferentes fontes renováveis pode oferecer uma maior confiabilidade no fornecimento de energia em comparação com plantas individuais, devido à complementaridade e sazonalidade das fontes envolvidas, tanto em termos horários quanto anuais. Isso significa que, sob a perspectiva da operação do sistema, a diversificação das fontes contribui para um efeito de portfólio que ajuda a mitigar os impactos sistêmicos causados pela variabilidade instantânea na geração de usinas de fontes intermitentes, como usinas eólicas e solares fotovoltaicas. Isso resulta em uma redução da variabilidade de geração e um aumento no aproveitamento do sistema de transmissão (EPE, 2022a).

No caso da associação entre usinas eólicas e solares fotovoltaicas, fatores como o potencial dos recursos energéticos locais e o dimensionamento de cada usina desempenham um papel crítico na otimização da complementaridade da geração eólica-fotovoltaica. A identificação de locais com bom potencial tanto para a energia eólica quanto para a solar é essencial para a implantação eficaz de plantas associadas. Além disso, a disponibilidade de dados confiáveis de medição da velocidade do vento e da irradiação solar é fundamental para uma avaliação precisa do perfil de geração e para determinar o dimensionamento adequado das plantas associadas (EPE, 2018).

Dentre as diversas categorias de associação de usinas, essa pesquisa focará em duas, consideradas mais relevantes para análise a ser desenvolvida, que são Portfólios Comerciais, Usinas Adjacentes e Usinas Associadas.

Portfólios Comerciais (Figura 16) visam diversificação e redução de risco de geração, ao combinar fontes com diferentes perfis de geração. Esta categoria de associação não apresenta necessariamente sinergias de infraestrutura ou localização, mas contempla uma estratégia comercial e contratual para o empreendedor, para flexibilizar o atendimento da demanda sob diferentes perfis de comercialização, quando consolidado (EPE, 2018, 2019a).

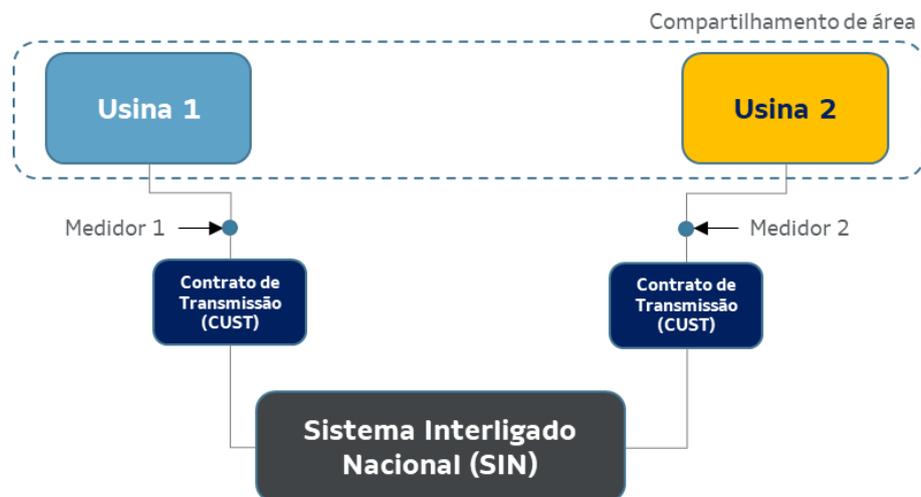
Figura 16. Esquema de Portfólios Comerciais



Fonte: Elaboração própria

As Usinas Adjacentes são compostas por duas ou mais instalações de geração de energia elétrica, utilizando diferentes tecnologias, e compartilham a mesma localização geográfica e infraestrutura de conexão. Essas usinas possuem outorgas individuais e beneficiam-se de sinergias como custo de terrenos, logística e manutenção. Cada usina é tratada de forma independente pelo sistema elétrico e é responsável por garantir seu próprio Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) com o Operador Nacional do Sistema (ONS), bem como possuir seu próprio medidor de energia (EPE, 2018). Nos momentos em que há um excesso de geração compulsória no Sistema Interligado Nacional (SIN), proveniente principalmente de fontes hidrelétricas ou térmicas, o Operador Nacional do Sistema (ONS) pode solicitar a não operação de usinas. Esse procedimento é realizado por ponto de conexão, ou seja, por nó elétrico, o que representa um risco operacional para as usinas que compartilham o mesmo ponto de conexão. Isso ocorre porque o ONS considera essas usinas como um único complexo, o que pode afetar sua operação e, conseqüentemente, sua geração de energia (ANEEL, 2021b).

Figura 17. Esquema de Usinas Adjacentes



Fonte: Elaboração própria

Usinas Associadas, conforme a Resolução Normativa da ANEEL nº 954, são representadas por duas ou mais instalações destinadas à produção de energia elétrica, que empregam diferentes tecnologias de geração e, assim como usinas adjacentes, possuem outorgas e medições independentes, porém possuem como especificidade, além do compartilhamento físico, o compartilhamento contratual da infraestrutura de conexão e uso do sistema de transmissão (compartilhamento do CUST para o mesmo ponto de conexão), conforme esquema apresentado na Figura 18 (ANEEL, 2021b).

Figura 18. Esquema de Usinas Associadas



Fonte: Elaboração própria

Dada a relevância da discussão sobre usinas associadas, a EPE passou a produzir, desde 2017, notas técnicas e discussões sobre esse tema para estabelecer bases metodológicas para Usinas Associadas no Brasil. Segundo a EPE, a avaliação de possíveis benefícios em usinas associadas deve ocorrer para evidenciar a possibilidade de generalizar ou regionalizar os resultados obtidos. Para a entidade, a complementaridade e associação de recursos energéticos, como energia eólica e solar, melhoraria a eficiência e a disponibilidade do sistema de transmissão (EPE, 2017).

Em 30 de novembro de 2021, a ANEEL aprovou a primeira regulamentação para usinas associadas, através da Resolução Normativa da ANEEL nº 954 (ANEEL, 2021b), que estabelece diretrizes e regras para a outorga desses empreendimentos e para a contratação do uso dos sistemas de transmissão, bem como a forma de tarifação dessas usinas e aplicação dos descontos legais nas tarifas de uso do sistema de transmissão. Tal resolução entrou em vigor em 03 de janeiro de 2022 e será revisitada pela ANEEL após 6 anos da publicação da norma, através de uma Avaliação de Resultado Regulatório, ferramenta de melhoria contínua do governo que valida desempenho de uma intervenção em exercício.

Entre os principais apontamentos, a resolução possibilita a implantação de novos projetos de geração associados a usinas já existentes no sistema. Além disso, ficam estabelecidas as regras de cálculo de MUST e TUST para as usinas associadas. A TUST será única para o conjunto associado e será calculado conforme fórmula abaixo,

$$TUST_{associação} = \frac{\sum_{i=1}^N TUST_i * MUST_i}{\sum_{i=1}^N MUST_i}$$

onde $TUST_i$ é a Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão individual de cada uma das usinas envolvidas na associação; $MUST_i$ é a parcela do montante de Uso do Sistema de transmissão individual de cada uma das usinas envolvidas

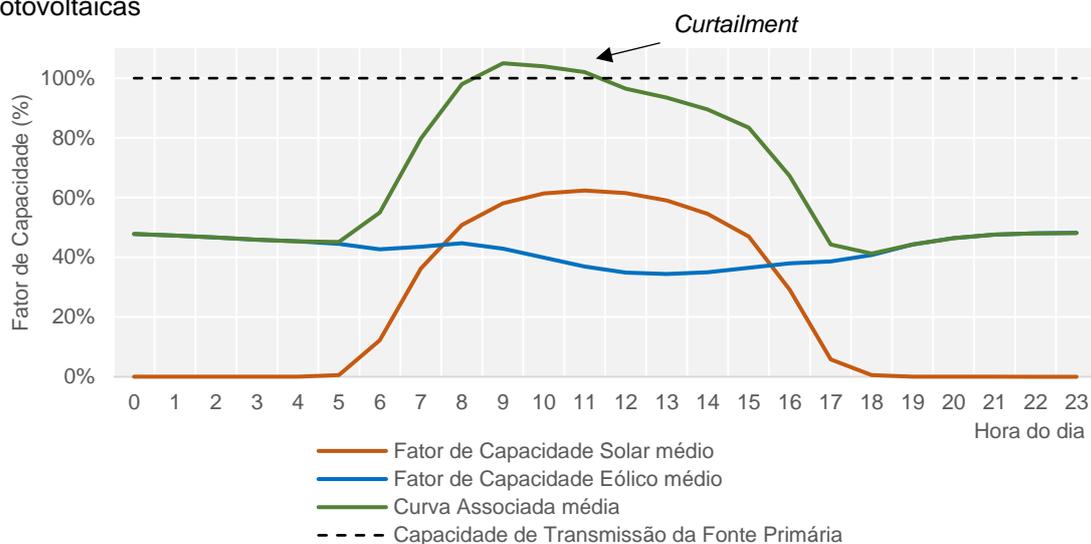
na associação; i é uma usina associada do conjunto associado; e n é o número total de usinas associadas.

Fica também estabelecido que as usinas associadas devem formalizar, em seus Contratos de uso do sistema de transmissão, as parcelas do MUST referentes a cada usina, de modo que a soma seja igual ao MUST contratado pela associação, e que a parcela referente à usina já existente antes da associação deve ser no mínimo o MUST já contratado. Caso o empreendedor opte por não contratar MUST adicional para a fonte com menor capacidade instalada (aqui tratada como fonte secundária), a capacidade de transmissão (MUST) de uma Usina Associada equivalerá à MUST da usina com maior capacidade instalada (aqui tratada como fonte primária) (ANEEL, 2021b).

Devido a esse compartilhamento de contratos de transmissão, quando a geração instantânea da fonte primária é menor do que sua MUST, existe uma parte da capacidade de transmissão que pode ser ocupada pela segunda usina (aqui tratada como fonte secundária). Sob a perspectiva do ONS, a geração de uma planta associada corresponderia a soma da geração de fonte primária e secundária, restrita à capacidade de transmissão da fonte primária. Nos momentos em que a energia gerada for maior do que a capacidade de transmissão da usina primária, a energia produzida pela fonte secundária não poderá ser escoada e terá que ser cortada, como mostra a Figura 19. Essa situação restritiva é conhecida como *curtailment*, que pode exigir ajustes regulatórios e contratuais, ainda pendentes de regulamentação (EPE, 2018).

Para usinas eólicas e solares associadas, devido à sazonalidade intra-anual dos montantes gerados ao longo do ano, especialmente para a eólica, espera-se que o *curtailment* também varie ao longo do ano.

Figura 19. Exemplificação de evento de *Curtailment* em plantas associadas eólicas fotovoltaicas



Fonte: Elaboração própria com dados de (ONS, 2023)

A Tabela 1 resume alguns benefícios e desafios de cada um dos arranjos avaliados.

Tabela 1. Benefícios e desafios das categorias de associação

	Portfólios comerciais	Plantas Adjacentes	Plantas Associadas
Risco de corte de energia conjunto pelo ONS	Não necessariamente	Sim	Sim
Redução da ociosidade do sistema de transmissão	Não	Não	Sim
Otimização do uso da terra	Não necessariamente	Sim	Sim
Redução de custo com tarifas de transmissão	Não	Não	Sim
Restrição de escoamento	Não	Não	Sim, se a capacidade de transmissão for dimensionada para atender a fonte primária.

Fonte: adaptada da (EPE, 2018)

Desde 01 de março de 2022, com a Lei 14.120/2021, todos os novos projetos renováveis no Brasil deixaram de ter o desconto na Tarifa de Uso do sistema de transmissão, atualmente em 50% para fontes renováveis, o que tem feito com que investidores passassem a estudar alternativas de implantação de usinas renováveis, como por exemplo, implantação de usinas associadas, considerando que os custos de transmissão, atualmente, representam mais de 20% dos custos e despesas anuais para usinas solares e eólicas (EPE, 2021).

A associação de fontes complementares tem potencial para trazer inovação, novos produtos e eficiência de preços de energia ao sistema elétrico brasileiro e ao marco regulatório, constituindo uma alternativa para otimização de uso de recursos disponíveis, além de eventual postergação da necessidade de investimento de expansão do sistema.

Entre diferentes tecnologias de energia renovável, a energia eólica e solar fotovoltaica têm mostrado um claro potencial de associação. Apesar desse potencial, o marco regulatório brasileiro ainda está em amadurecimento e a agência reguladora e o conhecimento técnico-científico ainda apresentam lacunas (FERRAZ DE ANDRADE SANTOS et al., 2020). É importante que as novas resoluções relacionadas aos projetos associados promovam a isonomia do tratamento em comparação com outras fontes, para evitar benefícios exclusivos ou criação de regras específicas, o que comprometeria a competitividade em futuros leilões de energia e negociação de preço a depender da fonte (EPE, 2021).

2.3 ESTUDOS SOBRE INTERMITÊNCIA DE GERAÇÃO E ASSOCIAÇÃO DE FONTES RENOVÁVEIS

A literatura trata variabilidade de geração como um dos principais desafios para a penetração de fontes renováveis nos sistemas elétricos ao redor do mundo. Ren et al. (2017) descreve fontes eólicas e solares como fontes intermitentes pelo fato de não serem despacháveis (controláveis), além de possuírem alta variabilidade e baixa previsibilidade de geração, o que traz necessidade de estudos quantitativos para dimensionamento mais eficiente e acurado dessas plantas de geração. Pelo fato de a velocidade do vento ser intermitente no espaço e no tempo, a geração eólica, diferentemente de fontes despacháveis como térmica, hidrelétrica e nuclear, não pode ser programada nem controlada.

Han, Vinel (2022) estudaram como a intermitência dessas fontes pode ter sua severidade reduzida ao serem implantadas em regiões e tecnologias distintas. Enquanto as características de recursos eólico e solar não variam tanto dentro de um mesmo terreno, podem variar significativamente entre diferentes regiões. Em seu estudo, são separados dois conceitos de variabilidade estudados dentro do setor de energia, que são o de previsibilidade e o de intermitência de geração. O conceito de previsibilidade refere-se à habilidade do operador em estimar e projetar o montante de energia a ser produzido para cada uma das fontes. No caso da fonte eólica, sua geração depende da velocidade do vento e densidade do ar, fatores que variam instantaneamente, resultando em variabilidade. A previsibilidade de geração eólica pode ser bem acurada para o curto prazo, mas, para longos períodos, a projeção do recurso de vento pode ser bem desafiadora. Já a intermitência ocorre quando uma fonte de geração é cortada ou fica parcialmente indisponível devido a fatores exógenos, como indisponibilidade ou baixa disponibilidade de recursos eólico e solar. Em outras palavras, para fontes intermitentes, a geração nem sempre está disponível quando necessária. Altos índices de intermitência trazem a necessidade de um incremento de capacidade instalada renovável ou geração convencional de reserva (geralmente de fontes despacháveis de rápido acionamento, como usinas térmicas), a fim de garantir o atendimento da demanda em horários de

baixa geração renovável ou horários de pico de demanda, podendo trazer impactos para a segurança e confiabilidade energética do sistema, bem como aumento de custos.

Milan et al. (2014) trata a intermitência de geração eólica sob a ótica da característica física do vento e da velocidade do vento. Pelo fato intermitência da geração eólica ser derivada da intermitência da velocidade do vento, a melhor métrica, segundo seu estudo, seria via análise da distribuição de probabilidade da velocidade do vento. Tal distribuição diverge de uma distribuição gaussiana (normal), o que também é uma característica marcante de intermitência, e teria caudas pesadas e picos ao redor da média. Quanto mais pesada a cauda, maior seria a intermitência. Concluiu-se, também, que a geração eólica é mais intermitente que a velocidade do vento pelo fato de (i) a geração eólica ser proporcional ao cubo da velocidade do vento, o que torna sua variação mais sensível e (ii) por fatores antrópicos operacionais e de manutenção, que, eventualmente, fazem com que as turbinas eólicas sejam desligadas para manutenção ou não sejam operadas em seu nível ótimo.

Gangopadhyay (2022) analisou os períodos de baixa geração de energia eólica, solar e híbrida na Índia, explorando o risco de menor geração com base em séries temporais simuladas de longa duração. A associação eólica-solar se mostrou eficiente, com benefícios regionais variados e a interconexão entre as regiões foi destacada como crucial para mitigar os períodos de baixa geração de energia renovável em nível regional. Katzenstein (2010) fizeram uma simulação, onde conectavam em um mesmo ponto de conexão 4 plantas eólicas, distantes por um raio de 500 km entre elas. Tal análise mostrou uma redução de 87% na variabilidade do portfólio, o que indica que a combinação de plantas geograficamente dispersas, agrega diferentes perfis de geração que, juntos, reduzem a variabilidade de geração do portfólio.

Ferreira (2023) propôs um método de interpolação de dados climáticos para classificar as melhores regiões para implantação geração de energia eólica, solar e híbrida, com foco no estado brasileiro da Paraíba. Constatou-se que a qualidade de dados de vento e irradiação solar se torna crucial para garantir a eficiência da geração. Segundo Sovacool (2009), a variabilidade da geração de

energia eólica e solar pode ser mitigada com boa projeção e gerenciamento potencial de recursos. Quando disponíveis em grandes quantidades, geração eólica e solar contribuem para um sistema mais estável, uma vez que seu perfil de geração combinado cria uma oferta relativamente constante.

Liu et al. (2020) avaliou o efeito de usinas eólicas, solares e associadas na estabilidade da geração para o sistema energético chinês. Analisando dados históricos de geração eólica e solar entre 2007 e 2014, a análise buscou entender como cada uma dessas fontes contribui para a segurança energética do sistema elétrico. Usinas eólicas e solares com maior capacidade apresentam mais estabilidade. Desta forma, para sistemas associados, a relação de capacidade instalada eólica pela capacidade instalada solar impactaria a estabilidade de geração, o que significa que um valor ótimo de estabilidade poderia ser encontrado. Além disso, a variabilidade dessas plantas mostrou uma redução com o aumento do território analisado, especialmente para as usinas onde a capacidade eólica era maior que a capacidade solar. O estudo foi aplicado a diferentes regiões da China, mostrando que o perfil de geração de cada recurso desempenha um papel fundamental na estabilidade da usina, contribuindo para uma série de insights com aplicações práticas, como a seleção de regiões para instalar usinas eólicas, solares simples e usinas associadas, de maneira a aumentar a estabilidade da geração.

Mahesh (2015) realizou um estudo realizado na Índia para examinar o impacto da introdução da energia eólica e solar fotovoltaica na rede elétrica do país. Apesar da disponibilidade abundante desses recursos, os perfis de geração diária dessas fontes são estocásticos, o que resulta em desafios para garantir o fornecimento confiável de energia. Para otimizar essa associação e reduzir a intermitência na geração de energia e os custos operacionais da rede, é crucial contar com dados de alta qualidade para previsão da geração eólica e solar e recomenda-se uma modelagem individualizada para cada uma dessas fontes, visando aprimorar a eficiência do sistema associado.

Ramírez (2023) avaliou o tamanho ótimo de uma instalação fotovoltaica em combinação com uma fazenda eólica existente, visando a maximização do uso do sistema de transmissão, na Espanha. A combinação de energia solar e

eólica é vista como uma solução interessante devido à complementaridade de geração das fontes, sendo a análise detalhada das condições climáticas na geração de energia essencial para entender a variabilidade da geração. Já Lima et al. (2017) realizou uma análise do perfil de geração histórico eólico e solar na região nordeste brasileira. A partir da análise desses dados, sua pesquisa inferiu que o portfólio com melhor aproveitamento da complementariedade de geração eólica e solar-fotovoltaica deveria seguir uma alocação de 30% de capacidade instalada solar com 70% eólica. Tal estudo levou em conta apenas a complementariedade e sazonalidade de geração das fontes e não considerou nenhum modelo de otimização e análises financeiras.

2.4 TEORIA MODERNA DE PORTFÓLIO

Em uma decisão de investimentos, o montante de capital a ser investido por um investidor é conhecido, porém o retorno sobre esse capital é incerto, podendo, dessa forma, ser tratado em termos probabilísticos.

Luenberger (1998) apresenta conceitos para quantificação do retorno, considerando uma variável aleatória discreta R , que pode assumir um número finito de valores r_1, r_2, \dots, r_n , onde cada um desses valores r_i está associado a uma função de probabilidade $p_i = P(R = r_i)$.

Ao alocar um percentual do capital disponível em cada um dos ativos que podem constituir um portfólio, são obtidas diferentes distribuições de probabilidade, tendo cada uma delas uma média e uma variância. Um portfólio pode ser definido como um conjunto de n ativos, sendo os seus retornos individuais tratados como variáveis aleatórias.

O valor esperado ou média $E[R]$ da variável aleatória R é dado pelo ponderado dos seus valores pelas suas respectivas probabilidades de ocorrência, conforme Equação 1.

$$E[R] = \bar{r} = \sum_{i=1}^n r_i * p_i. \quad (1)$$

Para uma variável aleatória R com valor esperado $E[R]$, primeiro momento de sua distribuição de probabilidade, tratado por Desvio Absoluto Médio (DAM), é dado pela Equação 2.

$$DAM = E[R - E[R]]. \quad (2)$$

Para a mesma variável aleatória R , o segundo momento de sua distribuição de probabilidade é conhecido pelo conceito de variância, sendo definido pela Equação 3.

$$\text{var}(R) = \sigma^2 = E[(R - E[R])^2]. \quad (3)$$

Quando analisamos duas ou mais variáveis aleatórias, a dependência entre elas pode ser quantificada pelo conceito de covariância $\text{cov}(R_i, R_j)$, descrito pela Equação 4, que analisa as variáveis de par em par e indica se elas seguem uma mesma tendência de variação ou não. Considerando duas variáveis aleatórias R_1 e R_2 , elas são ditas não-correlacionadas se $\text{cov}(R_1, R_2) = 0$; se $\text{cov}(R_1, R_2) > 0$, as variáveis são ditas positivamente correlacionadas, enquanto, se $\text{cov}(R_1, R_2) < 0$, as variáveis são negativamente correlacionadas (Luenberger, 1998).

$$\text{cov}(R_1, R_2) = \sigma_{1,2} = E[(R_1 - E[R_1]) * (R_2 - E[R_2])]. \quad (4)$$

O retorno esperado de um portfólio $R_{\text{portfólio}}$ é dado pela média ponderada dos retornos individuais dos ativos que compõem esse portfólio, sendo o vetor $w \in R^n$ o total do capital alocado em cada ativo no portfólio e n o número de ativos, conforme Equação 5.

$$R_{\text{portfólio}} = \sum_{i=1}^n R_i * w_i. \quad (5)$$

Denota-se a variância do retorno do ativo i por σ_i^2 e a variância do retorno do portfólio por σ^2 . Sendo σ_{ij} a covariância entre o retorno dos ativos i e j , pela Equação 6, verifica-se que

$$\sigma^2(R_{\text{portfólio}}) = \sum_{i,j=1}^n w_i * w_j * \sigma_{ij}. \quad (6)$$

Matricialmente, podemos escrever a variância do portfólio pela expressão abaixo, onde Λ é a matriz de covariância dos retornos e $w = [w_1, w_2, \dots, w_n]^T$ o vetor de alocação dos ativos no portfólio conforme Equação 7.

$$\sigma^2 = w' * \Lambda * w. \quad (7)$$

Em um problema otimização de portfólio, o investidor objetiva a minimização do risco de seu investimento. Luenberger (1998) defende que, para isso, são necessários dois conceitos, relacionados à racionalidade do investidor, e que servem de base para a teoria moderna de portfólios:

- (i) o investidor buscará sempre o maior retorno;
- (ii) para dois portfólios com o mesmo retorno e diferentes níveis de risco, o investidor optará pelo portfólio de menor risco.

Baseado nessas premissas, em 1952, Markowitz (1952) propôs a teoria de Seleção de Portfólio, cuja tese defendia que o investidor deveria selecionar seu investimento baseado no retorno e no risco esperado nesse investimento, utilizando, em seu modelo original, a variância como medida de risco do portfólio.

Em seu estudo, Markowitz defendia a hipótese de que a combinação de ativos com covariâncias negativas reduziria o risco do portfólio, quando comparado ao risco dos ativos individualmente, conceito este tratado por diversificação. Através de seu modelo proposto, Markowitz (1952) visa determinar o portfólio com mínimo risco, para um dado retorno mínimo esperado $R_0 = \rho * M_0$, que M_0 representa o capital investido e ρ representa a taxa de retorno mínima requerida pelo investidor sobre esse capital investido. Para fins

de simplificação, o valor esperado será denotado por $E[R_i] = \bar{r}_i$ e a função objetivo do modelo de média variância é dada pela Equação 8 como

$$\min \sigma^2_{w \in R^n} = w' * \Lambda * w. \quad (8)$$

sujeita às restrições, indicadas nas Equações 9, 10 e 11.

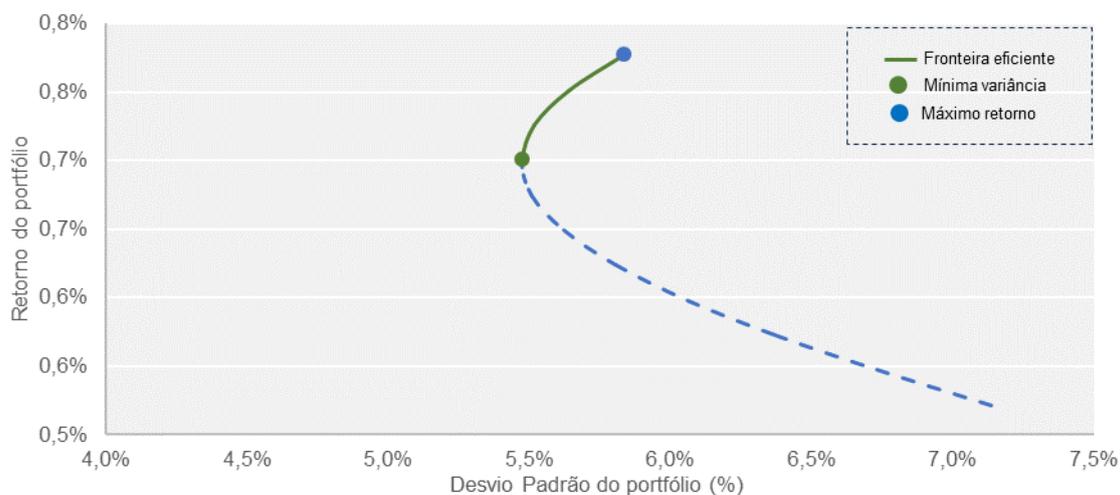
$$\sum_{i=1}^n w_i * \bar{r}_i \geq \rho * M_0 \quad (9)$$

$$\sum_{i=1}^n w_i = M_0 \quad (10)$$

$$w_i \geq 0, \text{ para } i = 1, 2, \dots, n. \quad (11)$$

As combinações de ativos dentro de um portfólio, que respeitam as equações propostas por Markowitz em seu modelo de média variância, podem ser representadas em um gráfico conhecido por Fronteira Eficiente. A Figura 20 ilustra possíveis combinações entre retorno e variância (desvio padrão) entre 2 ações negociadas na bolsa de valores de São Paulo.

Figura 20. Fronteira Eficiente de Markowitz, baseada em portfólios usando valores das cotações diárias das ações ITSA4 e ALUP11 entre os dias 01/01/2016 e 31/12/2022 (br.financas.yahoo.com/quote)



Fonte: Elaboração própria

Apesar de servir de base para importantes teorias da economia financeira atual, o modelo de Markowitz apresenta algumas complexidades, como a construção de uma matriz de covariância, bem como depende da solução de um problema de programação não linear (quadrática).

Ao longo dos anos, outras medidas de risco foram surgindo, como o Desvio Absoluto Médio (DAM), introduzida por Konno, Yamazaki (1991). Para uma variável aleatória R , o DAM é o primeiro momento da distribuição de probabilidades dos retornos dos ativos presentes no portfólio, explicitado previamente na Equação 2 como sendo $DAM = E[R - E[R]]$.

O problema de composição de portfólio que minimiza o DAM pode ser resolvido como um problema de programação linear, trazendo uma importante eficiência para a solução. Considerando o retorno do portfólio da Equação 2, o modelo utilizando DAM será descrito pela Equação 12 como

$$\min DAM(w)_{w \in R^n} \quad (12)$$

em que DAM é dado pela Equação 13

$$\begin{aligned}
 DAM &= E \left[\left| R_{\text{portfólio}} - E[R_{\text{portfólio}}] \right| \right] \\
 &= E \left[\left| \left| \sum_{i=1}^n w_i * R_i - E \left[\sum_{i=1}^n w_i * R_i \right] \right| \right| \right]. \tag{13}
 \end{aligned}$$

sujeito às mesmas restrições descritas pelas Equações 9, 10 e 11.

Konno, Yamazaki (1991) propõe ainda uma simplificação para que o problema possa ser resolvido como um problema de programação linear.

Para implementação do modelo, considera-se uma amostra de T observações dos retornos dos ativos. Seja R_{i_t} a t -ésima observação do retorno do ativo i , sendo $t \in \{1, 2, \dots, T\}$, \bar{r}_i será o retorno amostral do ativo i , dado pela Equação 14

$$\bar{r}_i = \frac{1}{T} * \sum_{t=1}^T R_{i_t}. \tag{14}$$

Aplicando R_i na Equação 13, podemos reescrevê-la como

$$E \left[\left| \left| \sum_{i=1}^n w_i * R_i - E \left[\sum_{i=1}^n w_i * R_i \right] \right| \right| \right] \cong \frac{1}{T} * \sum_{t=1}^T \left| \sum_{i=1}^n (R_{i_t} - \bar{r}_i) * w_i \right|. \tag{15}$$

Denotando $a_{i_t} = R_{i_t} - \bar{r}_i$, para $i = 1, \dots, n$ e $t = 1, \dots, T$, podemos reescrever a Equação 15 como

$$\min DAM = \frac{1}{T} * \sum_{t=1}^T \left| \sum_{i=1}^n (a_{i_t}) * w_i \right|. \tag{16}$$

A forma tradicional de retirar a não-linearidade da função objetivo desse problema consiste em introduzir variáveis auxiliares. Para isso, é introduzida a variável x_t , uma variável sem restrição de sinal, com $t \in \{1, 2, \dots, T\}$.

O problema da Equação 16 pode então ser reescrito como

$$\min DAM = \frac{1}{T} * \sum_{t=1}^T |x_t| \quad (17)$$

Para eliminar a expressão modular, substitui-se $|x_t|$ por $x_t^+ + x_t^-$, por se tratar de uma variável irrestrita de sinal, com adição das restrições 20, 21 e 22. Dessa forma, temos

$$\min DAM = \frac{1}{T} * \sum_{t=1}^T (x_t^+ + x_t^-) \quad (18)$$

sujeito às restrições

$$x_t = \sum_{i=1}^n (a_{it}) * w_i \quad (19)$$

$$x_t = x_t^+ - x_t^- \quad (20)$$

$$x_t^+ \geq 0, \quad x_t^- \geq 0, \quad t = 1, \dots, T \quad (21)$$

$$x_t^+ * x_t^- = 0 \quad (22)$$

Júdice (2003) mostra que é possível suprimir a restrição de complementariedade $x_t^+ * x_t^- = 0$, para que o problema não recaia em um problema de programação não linear.

Uma vez que toda solução ótima de um problema de programação linear está associada a uma solução básica, a submatriz que gera esta solução não pode ter colunas linearmente dependentes. Assim sendo, ou x_t^+ pertence à

solução ou x_t^- pertence à solução ou ainda nenhuma delas, portanto, $x_t^+ * x_t^- = 0$ é automaticamente satisfeito e pode ser excluído da formulação matemática.

Dessa forma, a formulação de Konno, Yamasaki (1991) recai em um problema de programação linear com função objetivo conforme Equação 23.

$$\min DAM = \sum_{t=1}^T (x_t^+ + x_t^-) \quad (23)$$

sujeito às restrições

$$x_t^+ - x_t^- - \sum_{i=1}^n (a_{it}) * w_i = 0, \quad t = 1, \dots, T \quad (24)$$

$$\sum_{i=1}^n w_i * \bar{r}_i \geq \rho * M_0 \quad (25)$$

$$\sum_{i=1}^n w_i = M_0 \quad (26)$$

$$w_i \geq 0, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (27)$$

$$x_t^+, x_t^- \geq 0, \quad t = 1, \dots, T. \quad (28)$$

3. ANÁLISE PROPOSTA

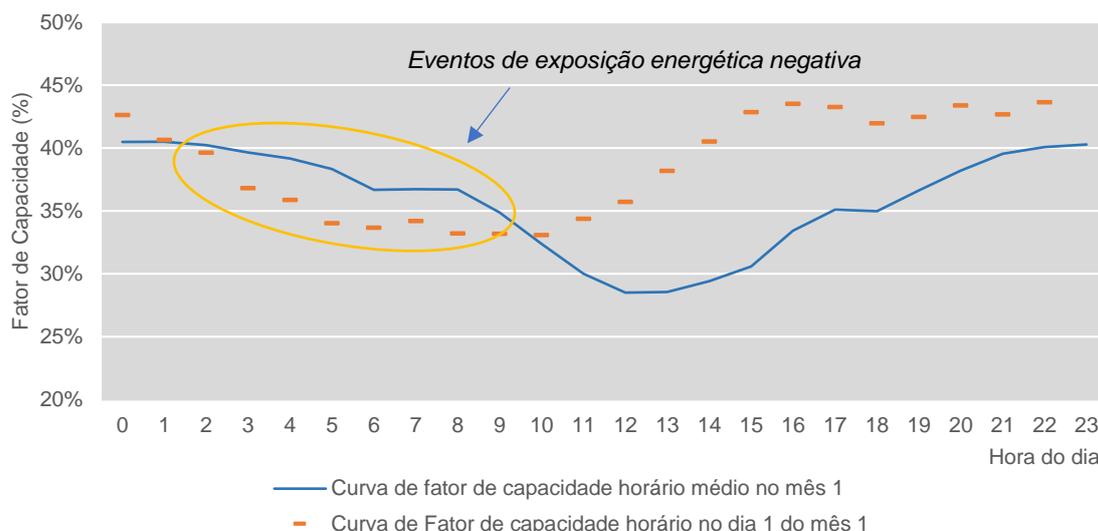
A análise proposta tem como objetivo discutir o impacto da variabilidade de geração das plantas eólicas e solares-fotovoltaicas, sobre o retorno financeiro dos diferentes portfólios formados, quando expostas a uma demanda pré-definida (contratos de comercialização de energia). Através da aplicação de modelos de programação linear para resolver um problema de otimização de portfólio, investiga-se como a combinação de usinas eólicas e solares no mercado brasileiro pode mitigar o risco comercial enfrentado pelos empreendedores em contratos de comercialização de energia.

Para avaliar a adequação dos portfólios eólicos e solares-fotovoltaicos para os empreendedores, introduz-se o conceito de risco comercial do portfólio, relacionado a possíveis déficits de geração em relação à energia contratada (ou seja, exposição energética negativa). A dinâmica de comercialização de energia das usinas é simulada para refletir a liquidação mensal contábil realizada pela CCEE, permitindo a mensuração da exposição energética dos casos analisados:

- Exposição Energética positiva: representa o cenário em que a geração de uma usina excede o montante contratado para a hora analisada, possibilitando a venda do excedente ao preço do mercado de curto prazo. Este evento é identificado neste trabalho como 'exposição energética positiva'.

- Exposição Energética negativa (risco comercial): refere-se à situação em que há um déficit de geração em relação à energia contratada, obrigando a usina a adquirir energia adicional ao preço de mercado de curto prazo. Este cenário é caracterizado neste estudo como 'exposição energética negativa', conforme exemplificado na Figura 21.

Figura 21. Exemplificação de eventos de exposição energética negativa



Fonte: Elaboração própria.

O risco comercial será avaliado por meio da métrica de Desvio Absoluto Médio ajustado, considerando apenas a parte negativa da função objetivo proposta por Konno, Yamasaki (1991), que corresponde à exposição energética negativa das usinas do portfólio ao mercado de curto prazo.

O estudo visa a minimização do risco para os investidores em contratos de comercialização de energia, explorando duas perspectivas de associação: Usinas Adjacentes e Usinas Associadas. Os resultados dos modelos serão as capacidades instaladas alocadas para geração solar e eólica a serem comercializadas, visando a redução do risco comercial. Essas análises serão realizadas no contexto do mercado livre brasileiro (Ambiente de Comercialização Livre de Energia - ACL).

O principal resultado esperado é a construção de gráficos de fronteira eficiente que relacionem o lucro operacional total e a exposição energética negativa total (risco comercial) dos portfólios. Esses gráficos serão desenvolvidos com base na abordagem da fronteira de eficiência de Markowitz, com o objetivo de compreender o nível de risco associado a um determinado retorno esperado e a um capital disponível, para cada tipo de associação estudado.

3.1 PRINCIPAIS PREMISSAS

Dois contratos de comercialização de energia são considerados neste estudo, um para cada usina, estabelecendo obrigações contratuais horárias de entrega de energia. Assume-se que o risco de comercialização é assumido pelo comprador da energia, pois os contratos seguem o perfil de geração médio horário de cada usina ao longo de sua vigência mensal, sendo o comprador o responsável por eventual compra de energia em caso de déficit de geração em relação à demanda pré-estabelecida em contrato.

Para ambos os cenários de associação, onde as usinas são tratadas como pertencentes ao mesmo empreendedor, é possível a comercialização entre elas, sem custo, quando uma tem energia excedente e a outra um déficit em relação às suas obrigações contratuais para um determinado horário. Os montantes dos contratos variam mensalmente para capturar a sazonalidade interanual e intra-anual de cada fonte, sendo representados por 24 fatores de capacidade médios de geração solar e eólica, os quais refletem a média diária de cada hora do mês.

Assume-se que as usinas solares e eólicas já estão em operação, sem custos de implantação, e a decisão se concentra apenas no montante a ser comercializado de cada usina. Considerações sobre degradação de equipamentos foram omitidas para simplificação. Além disso, os modelos consideram apenas a geração e consumo de energia no submercado NE, excluindo a avaliação de custos de intercâmbio de energia entre submercados e precificação de riscos.

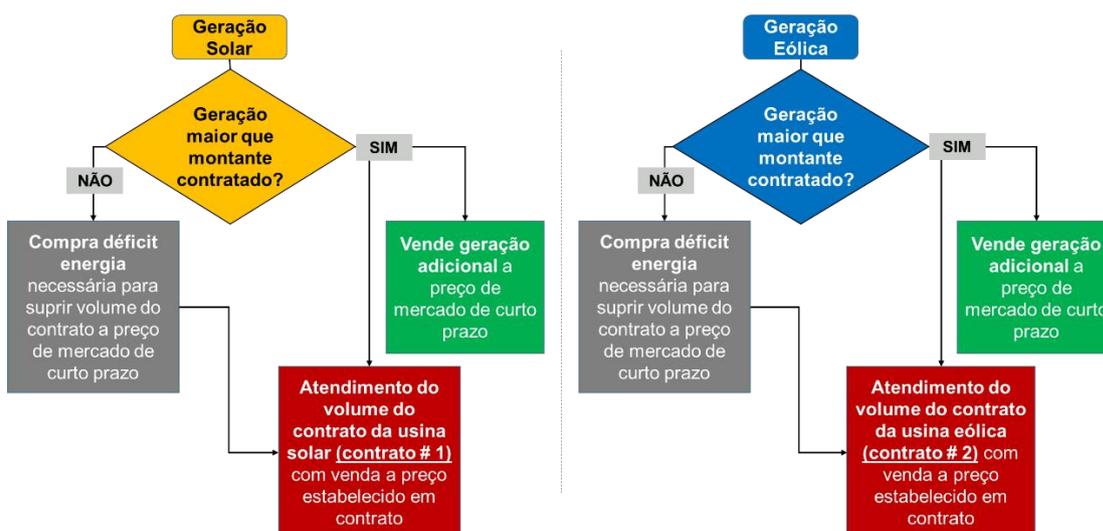
O preço horário do mercado de curto prazo não é considerado como um risco na função objetivo, mas impacta o retorno do portfólio por meio da receita ou do custo adicional das usinas, dependendo se geram mais ou menos energia do que suas obrigações contratuais horárias.

ANÁLISE PARA CASO ADJACENTE

No primeiro cenário, denominado "caso adjacente", são consideradas duas usinas adjacentes, que compartilham infraestrutura de transmissão, sendo uma solar e outra eólica. Neste contexto, dois contratos de comercialização de energia no mercado livre são estabelecidos, um para cada tipo de usina, conforme ilustrado na Figura 22. Cada contrato individual segue o perfil da curva percentual do fator de capacidade médio horário por planta, para cada mês analisado.

Os montantes dos contratos individuais para as usinas solar e eólica são determinados pela multiplicação dos fatores de capacidade horários médios por fonte pela capacidade instalada atribuída a cada uma, respectivamente, para cada mês, variando hora a hora. Isso resulta em uma receita base fixa, determinada pelo montante de energia vendido no contrato e pelo preço estipulado no contrato de comercialização de energia. Em períodos de geração excedente ou deficiente em relação ao montante contratado, as usinas devem vender ou comprar a energia adicional ou em falta, respectivamente, ao preço horário do mercado de curto prazo.

Figura 22. Fluxograma para o caso adjacente



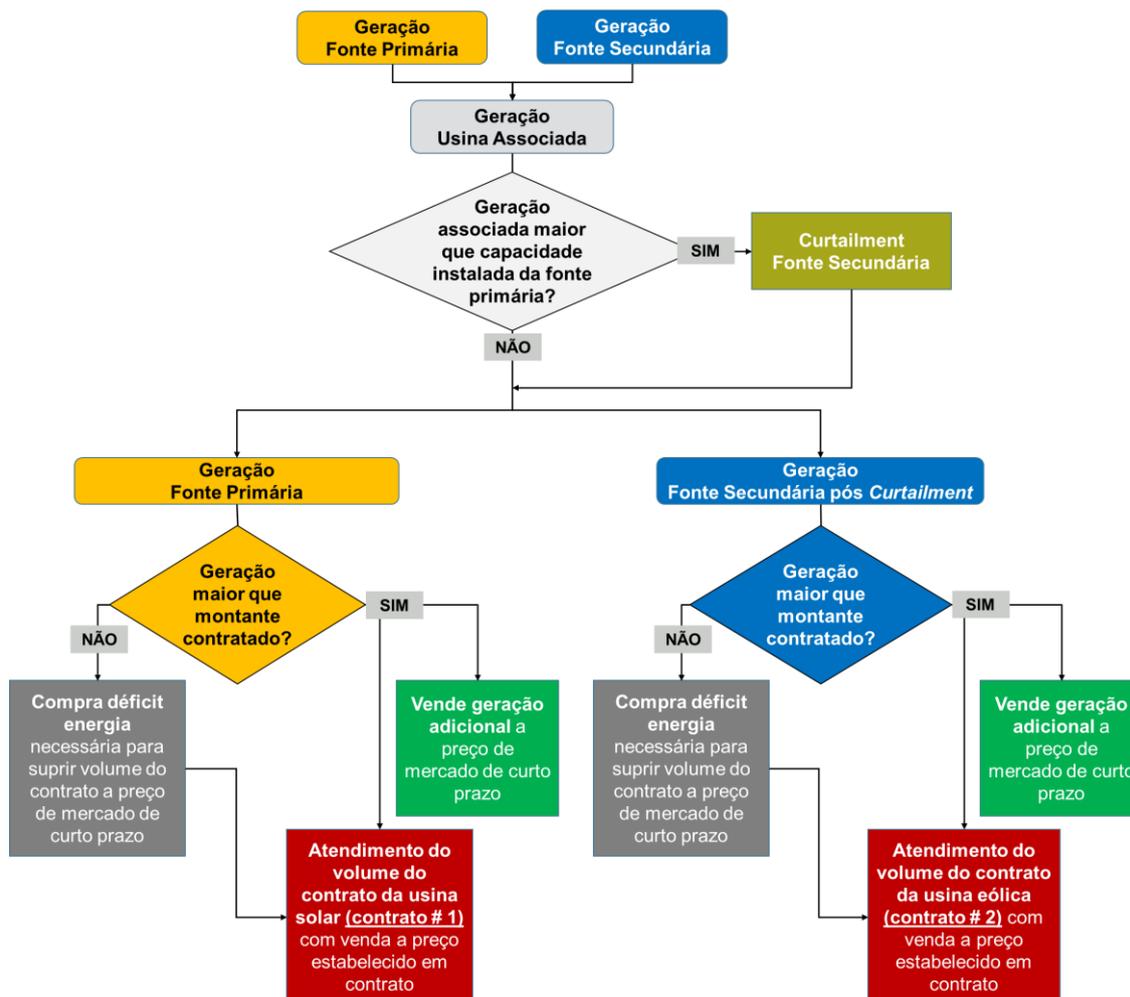
Fonte: Elaboração própria

ANÁLISE PARA CASO ASSOCIADO

No segundo cenário, denominado "caso associado", temos a associação de uma usina eólica com uma usina solar (usinas associadas). Este cenário é tratado de maneira semelhante ao caso adjacente, com uma restrição adicional: a capacidade de escoamento de energia do conjunto associado. Quando a geração combinada (soma) das fontes ultrapassa a capacidade instalada da usina com maior capacidade instalada (considerada fonte primária), ocorrem eventos de *curtailment* na geração da fonte com menor capacidade instalada (fonte secundária).

Assim como no caso adjacente, neste cenário também são considerados dois contratos de comercialização de energia no mercado livre, um para a usina eólica e outro para a usina solar. Eles seguem uma dinâmica similar ao apresentado para o caso adjacente, com a diferença de que os eventos de *curtailment* podem ocorrer quando a geração combinada das usinas excede a capacidade de escoamento.

Figura 23. Fluxograma para o caso associado



Fonte: Elaboração própria

Para o conjunto associado, por compartilharem o contrato de uso do sistema de transmissão (CUST), o custo de transmissão $CT_{associação}$ será único para o conjunto associado e será calculado conforme Resolução Normativa da ANEEL nº 954 (ANEEL, 2021b), onde CT_G é a Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão individual de cada uma das usinas envolvidas na associação; $MUST_G$ é a parcela do montante de Uso do Sistema de transmissão individual de cada uma das usinas envolvidas na associação; g é uma usina do conjunto associado; e n é o número total de usinas associadas.

$$CT_{\text{associação}} = \frac{\sum_{g=1}^n CT_g * MUST_g}{\sum_{g=1}^n MUST_g}$$

Para esse estudo, é assumido que a fonte secundária não contratará nenhum MUST adicional e, portanto, $MUST_{\text{secundária}} = 0$. Portanto, o custo de transmissão associado será pago apenas com base na capacidade instalada da fonte primária. Esse é um benefício significativo das usinas associadas em comparação com as usinas adjacentes.

Como $CT_{\text{secundária}} = 0$ e $MUST_{\text{secundária}} = 0$, temos que:

$$CT_{\text{associação}} = CT_{\text{primária}}$$

3.2 MODELOS PROPOSTOS

CASO ADJACENTE

Conjuntos:

$t = \{0, 1, 2, \dots, 23\}$	número de horas total do horizonte analisado
$j = \{1, 2, \dots, J_k\}$	número de dias em um mês, onde J_k é o número de dias do mês k
$k = \{1, 2, \dots, 12\}$	mês

Variáveis de decisão:

y_s	Capacidade instalada solar (MW)
y_e	Capacidade instalada eólica (MW)
CO_{adj}	Custo de operação anual (R\$)
R_{fixa}	Receita provinda dos contratos de comercialização no mercado livre (R\$)
R_{fixa}	Receita provinda da venda de energia no mercado de curto prazo (R\$)
R_{adj}	Receita total do portfólio (R\$)
$g_{s_{k,j,t}}$	Energia gerada pela planta solar no dia j do mês k na hora t (MWh)
$g_{e_{k,j,t}}$	Energia gerada pela planta eólica no dia j do mês k na hora t (MWh)
$cont_{s_{k,j,t}}$	Montante contratado pela planta solar no dia j do mês k na hora t (MWh)
$cont_{e_{k,j,t}}$	Montante contratado pela planta eólica no dia j do mês k na hora t (MWh)
$x^-_{s_{k,j,t}}$	Energia comprada pela planta solar no dia j do mês k na hora t (MWh)
$x^-_{e_{k,j,t}}$	Energia comprada pela planta eólica no dia j do mês k na hora t (MWh)

$x_{s_{k,j,t}}^+$	Energia vendida pela planta solar no dia j do mês k na hora t (MWh)
$x_{e_{k,j,t}}^+$	Energia vendida pela planta eólica no dia j do mês k na hora t (MWh)
C_{compra}	Custos de compra de energia no mercado de curto prazo (R\$)
L_{adj}	Lucro Operacional do Portfólio resultante (R\$)

Parâmetros do Modelo:

$f_{c_{s_{k,j,t}}}$	fator de capacidade solar na hora t do dia j do mês k (%)
$f_{c_{e_{k,j,t}}}$	fator de capacidade eólico na hora t do dia j do mês k (%)
$\overline{f_{c_{s_{k,t}}}}$	fator de capacidade médio solar na hora t do dia j do mês k (%)
$\overline{f_{c_{e_{k,t}}}}$	fator de capacidade eólico médio na hora t do dia j do mês k (%)
$p_{mcp_{k,j,t}}$	preço do mercado de curto prazo na hora t do dia j do mês k (R\$/MWh)
p_{cont}	preço do contrato de comercialização de energia no mercado livre (R\$/MWh)
CO_s	Custo de operação anual da tecnologia solar por capacidade instalada (R\$/MW/ano)
CO_e	Custo de operação anual da tecnologia eólica por capacidade instalada (R\$/MW/ano)
CT	custo de transmissão, representado pela TUST (R\$/MW.ano)
CE	Custo de demais encargos e impostos (R\$/MW/ano)
$capital$	Capital disponível (R\$)
ρ	Retorno mínimo estipulado pelo investidor (%)
PIS_COFINS	Alíquota do imposto PIS/COFINS, considerando parques em lucro presumido

RESTRICÇÕES

Geração:

As gerações horárias solar e eólica ($g_{s_{k,j,t}}$ e $g_{e_{k,j,t}}$, respectivamente) são dadas pelo fator de capacidade horária solar e eólica multiplicados pelas capacidades alocadas das plantas, respectivamente, no mês k , dia j e hora t .

$$g_{s_{k,j,t}} = y_s * fc_{s_{k,j,t}} \quad \text{para } k = 1,2, \dots, 12, j = 1,2 \dots J_k, t = 0,1, \dots, 23 \quad (1.1)$$

$$g_{e_{k,j,t}} = y_e * fc_{e_{k,j,t}} \quad \text{para } k = 1,2, \dots, 12, j = 1,2 \dots J_k, t = 0,1, \dots, 23. \quad (1.2)$$

Volume contratado:

Os contratos individuais seguem o perfil percentual da curva do fator de capacidade médio por planta, por mês k e por hora t .

Os montantes dos contratos individuais solar e eólica ($cont_{s_{k,t}}$ e $cont_{e_{k,t}}$, respectivamente) são definidos pela multiplicação dos fatores de capacidade horários médios por fonte, para cada mês k pela capacidade instalada solar e eólica, respectivamente.

$$cont_{s_{k,t}} = y_s * \overline{fc_{s_{k,t}}} \quad (2.1)$$

$$\text{para } k = 1,2, \dots, 12, t = 0,1, \dots, 23$$

$$cont_{e_{k,t}} = y_e * \overline{fc_{e_{k,t}}} \quad (2.2)$$

$$\text{para } k = 1,2, \dots, 12, t = 0,1, \dots, 23$$

onde $\overline{fc_{s_{k,t}}} = \frac{1}{J_k} \sum_{j=1}^{J_k} fc_{s_{k,j,t}}$ e $\overline{fc_{e_{k,t}}} = \frac{1}{J_k} \sum_{j=1}^{J_k} fc_{e_{k,j,t}}$ são os fatores de capacidade médios da usina solar e eólica respectivamente e variam por mês e por hora, de maneira que, para cada mês k , haverá 24 fatores de capacidades médios de geração solar e eólica, para representar a média dos dias j do mês k na hora t .

Exposição Energética:

Compra e Venda de Energia no mercado de curto prazo

Haverá compra de energia à mercado pela planta solar e/ou pela planta eólica quando o volume dos contratos ($cont_{s_{k,t}}$ e $cont_{e_{k,t}}$) forem maiores que os montantes gerados de cada planta ($g_{s_{k,j,t}}$ e $g_{e_{k,j,t}}$) por mês k , dia j e na hora t , nas plantas solares e eólicas, e será representada pelas variáveis $x^-_{s_{k,j,t}}$ e $x^-_{e_{k,j,t}}$, respectivamente.

A variável $X_{s_{k,j,t}}$ representa a diferença entre a geração solar nos instantes $\{k, j, t\}$ e o que foi contratado em $\{k, t\}$ (média do dia j no mês k no instante t de todos os anos utilizados). Logo, tem-se uma variável livre em sinal, pois, esta diferença pode ser positiva (venda) ou negativa (compra), isto é,

$$X_{s_{k,j,t}} = g_{s_{k,j,t}} - cont_{s_{k,t}} \text{ para } k = 1,2, \dots, 12, j = 1,2 \dots J_k, t = 0,1, \dots, 23. \quad (3.1)$$

Para sabermos quando está diferença é positiva e quando é negativa, escrevemos

$$X_{s_{k,j,t}} = x^+_{s_{k,j,t}} - x^-_{s_{k,j,t}} = g_{s_{k,j,t}} - cont_{s_{k,t}} \quad (3.2)$$

para $k = 1,2, \dots, 12, j = 1,2 \dots J_k, t = 0,1, \dots, 23.$

Onde $x^+_{s_{k,j,t}} \geq 0$ e $x^-_{s_{k,j,t}} \geq 0$.

Em assim sendo, $x^+_{s_{k,j,t}}$ representa a venda de energia no mercado (exposição energética positiva) e $x^-_{s_{k,j,t}}$ representa a compra de energia no mercado (exposição energética negativa). Como as colunas correspondentes a $x^+_{s_{k,j,t}}$ e $x^-_{s_{k,j,t}}$ são linearmente dependentes, isto indica que as duas variáveis não podem ser parte da solução ao mesmo tempo ou nenhuma delas fará parte da solução.

O raciocínio é o mesmo para a variável $X_{e_{k,j,t}}$ e, portanto, temos

$$X_{e_{k,j,t}} = x^+_{e_{k,j,t}} - x^-_{e_{k,j,t}} = g_{e_{k,j,t}} - cont_{e_{k,t}} \quad (3.3)$$

para $k = 1, 2, \dots, 12, j = 1, 2 \dots J_k, t = 0, 1, \dots, 23$

onde $x^+_{e_{k,j,t}} \geq 0$ e $x^-_{e_{k,j,t}} \geq 0$.

Para o trabalho, apenas os eventos de exposição financeira negativa ($x^-_{s_{k,j,t}}$ e $x^-_{e_{k,j,t}}$) estão sendo considerados para fins de minimização e serão essas variáveis que farão parte da função objetivo do problema, considerando uma adaptação da metodologia de Desvio Médio Absoluto, proposta por KONNO; YAMAZAKI (1991), conforme tratado na Equação (12).

Receita do portfólio

A receita do portfólio adjacente (R_{adj}) é dada pela soma das receitas individuais da usina solar e usina eólica, provindas do contrato, tratado como receita fixa (R_{fixa}) e receita pela venda de energia no mercado de curto prazo (R_{mcp}).

$$R_{fixa} = \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^T (cont_{s_{k,t}} + cont_{e_{k,t}}) * p_{cont} \quad (4)$$

$$R_{mcp} = \sum_{k=1}^k \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{J_k} (x^+_{s_{k,j,t}} + x^+_{e_{k,j,t}}) * p_{mcp_{k,j,t}} \quad (5)$$

$$R_{adj} = (R_{fixa} + R_{mcp}) * (1 - PIS_{COFINS}). \quad (6)$$

Custo de Compra de Energia

O custo com compra de energia no mercado de curto prazo (C_{compra}) do portfólio adjacente é dada pela soma dos custos de compra de energia

individuais da usina solar e usina eólica, valorados ao preço do mercado de curto prazo correspondente ($p_{mcp_{k,j,t}}$).

$$C_{compra} = \sum_{k=1}^k \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{J_k} (x_{s_{k,j,t}}^- + x_{e_{k,j,t}}^-) * p_{mcp_{k,j,t}}. \quad (7)$$

Custo de Operação e Capital disponível:

O custo total de operação das usinas (CO_{adj}) é a soma do custo individual de operação (CO_s e CO_e) e custo de transmissão (CT) individuais de cada usina, multiplicados pelas respectivas capacidades instaladas, referente a um ano de operação.

$$CO_{adj} = (y_s * (CO_s + CT) + y_e * (CO_e + CT)). \quad (8)$$

O capital disponível deve ser 100% empregado, para arcar com o custo operacional total das usinas.

$$CO_{adj} = capital. \quad (9)$$

Lucro operacional do portfólio e retorno mínimo:

O lucro operacional do portfólio é dado pela subtração da receita do portfólio R_{adj} pelo custo de compra de energia compra $_{a_{k,j,t}}$ (C_{compra}) no período e custo de operação (CO_{adj}) do portfólio. Além disso, o lucro deve ser igual ao retorno mínimo (ρ) sobre o capital estipulado.

$$L_{adj} = R_{adj} - C_{compra} - CO_{adj} \quad (10)$$

$$L_{adj} = \rho * \text{Capital}. \quad (11)$$

Função Objetivo

Tendo o desvio absoluto médio como medida de risco, emprega-se como função objetivo uma abordagem adaptada de KONNO; YAMAZAKI (1991), com o objetivo de minimizar o desvio absoluto médio apenas da parcela negativa da exposição energética ao mercado de curto prazo do portfólio, representada pelas variáveis $x^-_{s_{k,j,t}}$ e $x^-_{e_{k,j,t}}$

$$\min \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{J_k} (x^-_{s_{k,j,t}} + x^-_{e_{k,j,t}}) \quad (12)$$

sujeito às restrições indicadas acima.

CASO ASSOCIADO

O modelo do Caso Associado possui os mesmos conjuntos, parâmetros e variáveis de decisão apresentados no modelo do Caso Adjacente, com adição das variáveis e parâmetros indicados abaixo:

Variáveis de decisão adicionais:

tr	Limite de transmissão (MW)
$curtailment_{s_{k,t,j}}$	energia gerada pela usina solar cortada no momento t , quando a geração da planta associada for maior que o limite de transmissão e a planta solar for enquadrada como fonte secundária (MWh)
$curtailment_{e_{k,t,j}}$	energia gerada pela usina eólica cortada na hora t , quando a geração da planta associada for maior que o limite de transmissão e a planta eólica for enquadrada como fonte secundária (MWh)
tr	capacidade de transmissão da fonte primária (MW)
$prim_s$	Variável auxiliar para representar capacidade instalada solar
$prim_e$	Variável auxiliar para representar capacidade instalada eólica
bin_s	1 se a fonte primária for a planta solar, e 0 de outra forma (binária)
bin_e	1 se a fonte primária for a planta eólica, e 0 de outra forma (binária)
$\xi_{a_{k,j,t}}$	Energia gerada pela planta solar e planta eólica associadas no dia j do mês k na hora t (MWh)

Parâmetros do Modelo adicionais:

M	número suficientemente grande
-----	-------------------------------

RESTRIÇÕES

Curtaiment e Geração:

A geração horária da planta associada ($g_{a_{k,j,t}}$) será dada pela soma das gerações horárias solar e eólica, no mês k , dia j e hora t , e servirá de base para o cálculo do *curtailment*.

$$g_{a_{k,j,t}} = g_{s_{k,j,t}} + g_{e_{k,j,t}} \quad (13)$$

para $k = 1, 2, \dots, 12, j = 1, 2 \dots J_k, t = 0, 1, \dots, 23$.

As gerações horárias solar e eólica ($g_{s_{k,j,t}}$ e $g_{e_{k,j,t}}$, respectivamente) pré-*curtailment* são dadas pelo fator de capacidade horária solar e eólica multiplicados pelas capacidades alocadas das plantas, respectivamente, no mês k , dia j e hora t , cujo cálculo será demonstrado a seguir.

$$g_{s_{k,j,t}} = y_s * fc_{s_{k,j,t}} \quad \text{para } k = 1, 2, \dots, 12, j = 1, 2 \dots J_k, t = 0, 1, \dots, 23 \quad (14.1)$$

$$g_{e_{k,j,t}} = y_e * fc_{e_{k,j,t}} \quad \text{para } k = 1, 2, \dots, 12, j = 1, 2 \dots J_k, t = 0, 1, \dots, 23. \quad (14.2)$$

Por se tratar de uma planta associada, existe uma restrição de escoamento de energia (limite de transmissão tr), que restringe a geração horária do parque associado ao montante de energia referente a capacidade instalada da fonte primária. A fonte primária é caracterizada como a planta com maior capacidade instalada dentro da usina associada.

Dessa forma, caso a geração da planta associada seja maior que o limite de transmissão (tr), a fonte secundária será penalizada e não conseguirá escoar a energia acima desse limite, o que caracterizará um evento de *curtailment* para fonte secundária.

As expressões abaixo definem que a fonte primária é a que tem maior capacidade instalada.

$$M \cdot bin_s \geq y_s - y_e \quad (15.1)$$

$$M \cdot bin_e \geq y_e - y_s \quad (15.2)$$

$$bin_e + bin_s = 1 \quad (15.3)$$

Ou seja, $bin_s = \begin{cases} 1, se y_s > y_e \\ 0, caso contrário \end{cases}$ e $bin_e = \begin{cases} 1, se y_e > y_s \\ 0, caso contrário \end{cases}$

O limite de transmissão tr é definido como o valor máximo entre as capacidades instaladas solar e eólica. A variável $prim_s$ é igual a y_s caso a fonte primária seja a fonte solar, isto é,

$$prim_s = y_s * bin_s. \quad (16.1)$$

A variável $prim_e$ é igual a y_e caso a fonte primária seja a fonte eólica, ou seja,

$$prim_e = y_e * bin_e. \quad (16.2)$$

Apesar de $prim_s$ e $prim_e$ serem equações não lineares, elas são escritas com a multiplicação de um valor real (y_s ou y_e) e uma variável binária (bin_s ou bin_e) tornando-as facilmente linearizáveis através de um conjunto de inequações. Estas transformações estão descritas abaixo.

As inequações que simulam $prim_e * y_e$ são dadas por:

$$prim_e \leq y_e \quad (17.1)$$

$$prim_e \leq M \cdot bin_e \quad (17.2)$$

$$prim_e \geq y_e - M \cdot (1 - bin_e). \quad (17.3)$$

As inequações que simulam $prim_s * y_s$ são dadas por:

$$prim_s \leq y_s \quad (18.1)$$

$$prim_s \leq M \cdot bin_s \quad (18.2)$$

$$prim_s \geq y_s - M \cdot (1 - bin_s). \quad (18.3)$$

O *curtailment* é dado pela diferença entre a geração associada (soma da geração solar mais a geração eólica) menos a transmissão da fonte primária. O *curtailment* da fonte primária é igual a zero e o *curtailment* da fonte secundária é dado por

$$curtailment_{-k,j,t} = g_{a_{k,j,t}} - tr \quad (19.1)$$

para $k = 1, 2, \dots, 12, j = 1, 2 \dots J_k, t = 0, 1, \dots, 23.$

Como não sabemos quem vai ser a fonte primária, simulamos esta situação da seguinte forma:

$$curtailment_{s_{k,j,t}} = g_{a_{k,j,t}} - tr \quad (19.2)$$

para $k = 1, 2, \dots, 12, j = 1, 2 \dots J_k, t = 0, 1, \dots, 23$

$$curtailment_{e_{k,j,t}} = g_{a_{k,j,t}} - tr \quad (19.3)$$

para $k = 1, 2, \dots, 12, j = 1, 2 \dots J_k, t = 0, 1, \dots, 23.$

Como $curtailment_{s_{k,j,t}}$ e $curtailment_{e_{k,j,t}}$ são diferenças, então eles podem ser positivos ou negativos. Isto quer dizer que eles são variáveis livres em sinal, logo,

$$curtailment_{s_{k,j,t}} = curtailment_{s_{k,j,t}}^+ - curtailment_{s_{k,j,t}}^- = g_{a_{k,j,t}} - tr \quad (19.4)$$

para $k = 1, 2, \dots, 12, j = 1, 2 \dots J_k, t = 0, 1, \dots, 23$

$$curtailment_{e_{k,j,t}} = curtailment_{e_{k,j,t}}^+ - curtailment_{e_{k,j,t}}^- = g_{a_{k,j,t}} - tr \quad (19.5)$$

para $k = 1, 2, \dots, 12, j = 1, 2 \dots J_k, t = 0, 1, \dots, 23.$

Assim quando a diferença for positiva $curtailment^+$ será maior que zero e $curtailment^-$ será zero. Quando a diferença for negativa $curtailment^+$ será zero e $curtailment^-$ será maior que zero. O problema é que o $curtailment$ da fonte primária pode ser positivo enquanto deveria ser zero. Para se ajustar a esse detalhe, criamos $curtail_{s_{k,j,t}}$ e $curtail_{e_{k,j,t}}$ que são escritos como:

$$curtail_{s_{k,j,t}} = curtailment^+_{s_{k,j,t}} * bin_e \quad (20.1)$$

para $k = 1,2, \dots, 12, j = 1,2 \dots J_k, t = 0,1, \dots, 23$

$$curtail_{e_{k,j,t}} = curtailment^+_{e_{k,j,t}} * bin_s \quad (20.2)$$

para $k = 1,2, \dots, 12, j = 1,2 \dots J_k, t = 0,1, \dots, 23$.

Assim quando a fonte primária for a fonte solar temos que $bin_s = 1$ e $bin_e = 0$, o que faz que $curtail_{s_{k,j,t}}$ seja zero. Quando a fonte primária for a fonte eólica temos que $bin_s = 0$ e $bin_e = 1$, o que faz que $curtail_{e_{k,j,t}}$ seja zero.

A não-linearidade das Equações 20.1 e 20.2 são eliminadas da mesma forma que fizemos para $prim_s$ e $prim_e$.

Volume contratado:

Cálculo dos volumes contratados para plantas associadas seguirá a mesma formulação apresentada para plantas adjacentes.

Exposição Energética:

Compra e Venda de Energia no mercado de curto prazo

Agora podemos calcular se há venda ou compra de energia solar e eólica:

$$x_{s_{k,j,t}} = g_{s_{k,j,t}} - curtail^+_{s_{k,j,t}} - cont_{s_{k,t}} \quad (21.1)$$

para $k = 1, 2, \dots, 12, j = 1, 2 \dots J_k, t = 0, 1, \dots, 23$

$$x_{e_{k,j,t}} = g_{e_{k,j,t}} - \text{curtail}_{e_{k,j,t}}^+ - \text{cont}_{e_{k,t}} \quad (21.2)$$

para $k = 1, 2, \dots, 12, j = 1, 2 \dots J_k, t = 0, 1, \dots, 23$.

Observando que tanto $x_{s_{k,j,t}}$ quanto $x_{e_{k,j,t}}$ são variáveis livres em sinal podemos reescrever as equações acima como:

$$x_{s_{k,j,t}} = x_{s_{k,j,t}}^+ - x_{s_{k,j,t}}^- = g_{s_{k,j,t}} - \text{curtail}_{s_{k,j,t}}^+ - \text{cont}_{s_{k,t}} \quad (21.3)$$

para $k = 1, 2, \dots, 12, j = 1, 2 \dots J_k, t = 0, 1, \dots, 23$

$$x_{e_{k,j,t}} = x_{e_{k,j,t}}^+ - x_{e_{k,j,t}}^- = g_{e_{k,j,t}} - \text{curtail}_{e_{k,j,t}}^+ - \text{cont}_{e_{k,t}} \quad (21.4)$$

para $k = 1, 2, \dots, 12, j = 1, 2 \dots J_k, t = 0, 1, \dots, 23$.

onde $x_{s_{k,j,t}}^+$ representa venda de energia solar (exposição energética positiva), enquanto $x_{s_{k,j,t}}^-$ representa a quantidade comprada de energia solar (exposição energética negativa). E $x_{e_{k,j,t}}^+$ representa venda de energia eólica enquanto $x_{e_{k,j,t}}^-$ representa a quantidade comprada de energia eólica.

Como estamos interessados apenas na compra de energia solar e eólica vamos minimizar apenas com as variáveis $x_{s_{k,j,t}}^-$ e $x_{e_{k,j,t}}^-$ na função-objetivo

Custo de Operação e Restrição de Capital:

O custo total de operação das usinas (CO_{assoc}) é a soma do custo individual de operação (CO_s e CO_e), custo de encargos (CE) individual de cada usina multiplicados pelas respectivas capacidades instaladas e, para o caso associado, o custo de transmissão associado ($CT_{associação}$) ponderado pelas capacidades instaladas das fontes.

Como descrito anteriormente, para esse estudo, assume-se que a fonte secundária contratará o MUST adicional ao da fonte primário ($MUST_{secundária} = 0$). Dessa forma, o custo de transmissão $CT_{associação}$ para as usinas associadas

será único para o conjunto associado e será pago somente sobre a capacidade instalada da fonte primária (tr).

Logo, a expressão de custo de operação das usinas associadas é dada pela expressão abaixo.

$$CO_{assoc} = (y_s * (CO_s) + y_e * (CO_e) + CT * tr). \quad (20)$$

Além disso, o custo total não deve ser maior do que o capital disponível.

$$CO_{assoc} \leq capital. \quad (21)$$

Receita do Portfólio (R_{assoc}):

Cálculo da receita do portfólio associado seguirá a mesma formulação apresentada para plantas adjacentes.

Lucro operacional do Portfólio e Retorno Mínimo:

Cálculo do lucro operacional do portfólio associado seguirá a mesma formulação apresentada para plantas adjacentes.

Função Objetivo

A função-objetivo é a minimização do somatório das exposições energéticas negativas ($x^-_{s_{k,j,t}} + x^-_{e_{k,j,t}}$), análoga ao caso adjacente, sujeita às restrições apresentadas acima.

$$\sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{J_k} (x^-_{s_{k,j,t}} + x^-_{e_{k,j,t}}). \quad (22)$$

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

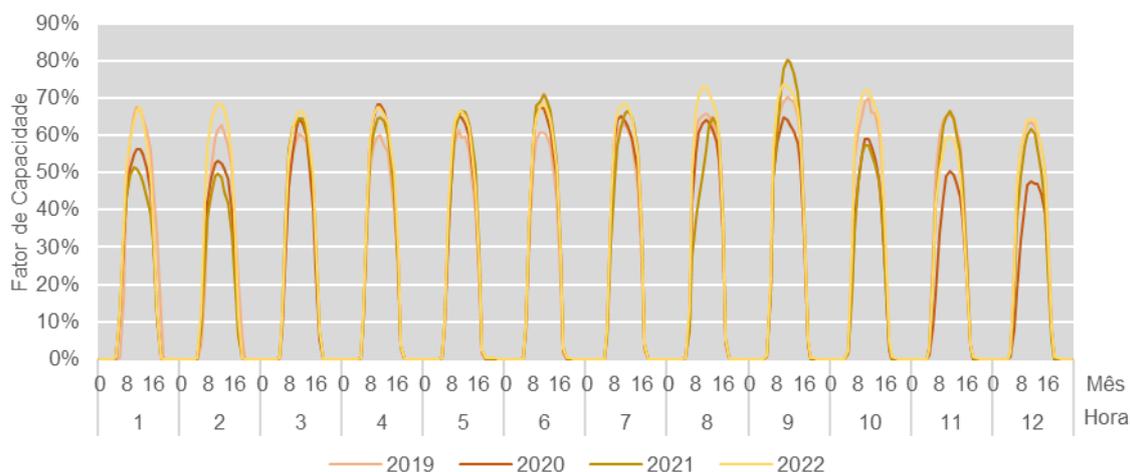
4.1 DADOS UTILIZADOS E *FRAMEWORK* DE OTIMIZAÇÃO

Os modelos utilizam como parâmetros (i) geração horária histórica solar e eólica do submercado Nordeste brasileiro, (ii) custos médios de operação e encargos por fonte, retirados do Caderno de Parâmetros de Custos para Geração e Transmissão da EPE do PDE 2031 (EPE, 2022a), (iii) preços históricos do mercado de curto prazo e (iv) preço dos contratos de comercialização de energia.

Os dados coletados abrangem 4 anos (de 2019 a 2022), o que equivalem a 35.040 observações de geração horária eólica e 35.040 observações de geração horária solar, bem como 35.040 preços horários de mercado de curto prazo.

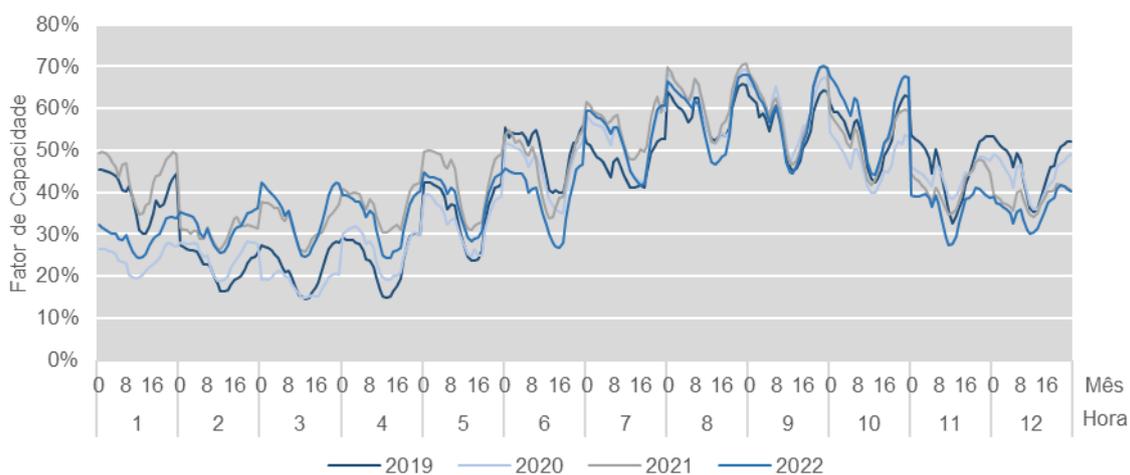
Os dados de geração horária histórica foram obtidos da plataforma pública do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para as fontes solar e eólica no submercado Nordeste, por se tratar da região com maior capacidade instalada operacional eólica e solar no Brasil. Para transformar esses dados em fatores de capacidade, foram levantadas as capacidades instaladas para cada período analisado, também disponíveis na plataforma pública do ONS. O fator de capacidade horário por fonte é calculado dividindo a geração horária (em MWh) pela capacidade instalada disponível no subsistema Nordeste (em MW) na hora específica analisada, conforme Figuras 24 e 25, respectivamente.

Figura 24. Geração Histórica Solar horária média (2019-2022)



Fonte: Elaboração própria com dados ONS (2023)

Figura 25. Geração Histórica Eólica horária média (2019-2022)



Fonte: Elaboração própria com dados ONS (2023)

Os gráficos apresentados nas Figuras 26 e 27 mostram, respectivamente, os histogramas da variação dos fatores de capacidade solares e eólicos históricos em relação à média de cada hora do dia ao longo dos meses, do submercado Nordeste, entre os anos de 2019 e 2022.

Tais histogramas foram elaborados junto de curvas de distribuição normal para fins ilustrativos e destacam uma dispersão mais ampla e caudas mais expressivas para geração da fonte eólica ao longo dos meses e das horas do dia, evidenciando sua natureza mais intermitente em comparação com a fonte

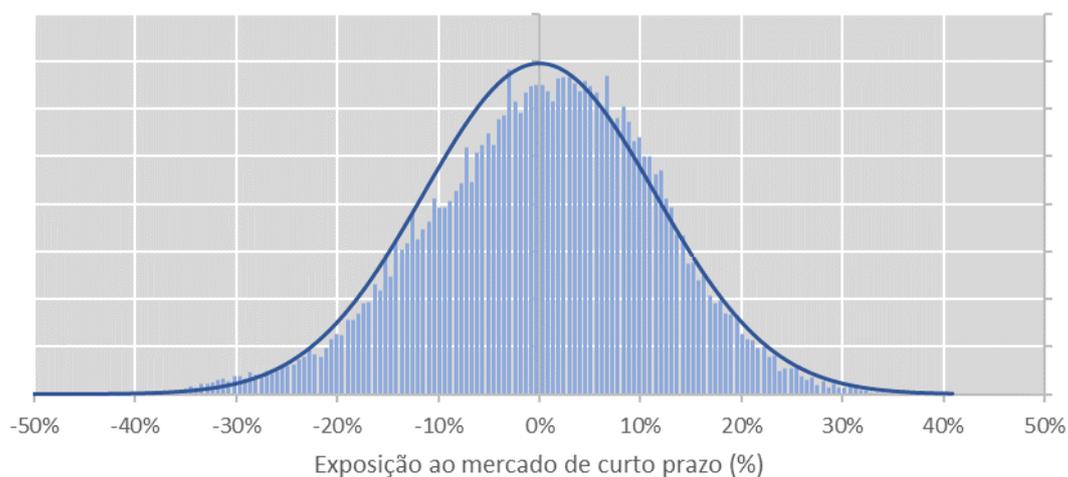
solar. A variação do fator de capacidade solar apresenta um desvio padrão de 8,5%, enquanto a variação do fator de capacidade eólica possui um desvio padrão de 11,5%, para o período analisado.

Figura 26. Distribuição da exposição horária do fator de capacidade por mês, para a fonte Solar (2019-2022)



Fonte: Elaboração própria com dados ONS (2023)

Figura 27. Distribuição da exposição horária do fator de capacidade por mês, para a fonte Eólica (2019-2022)

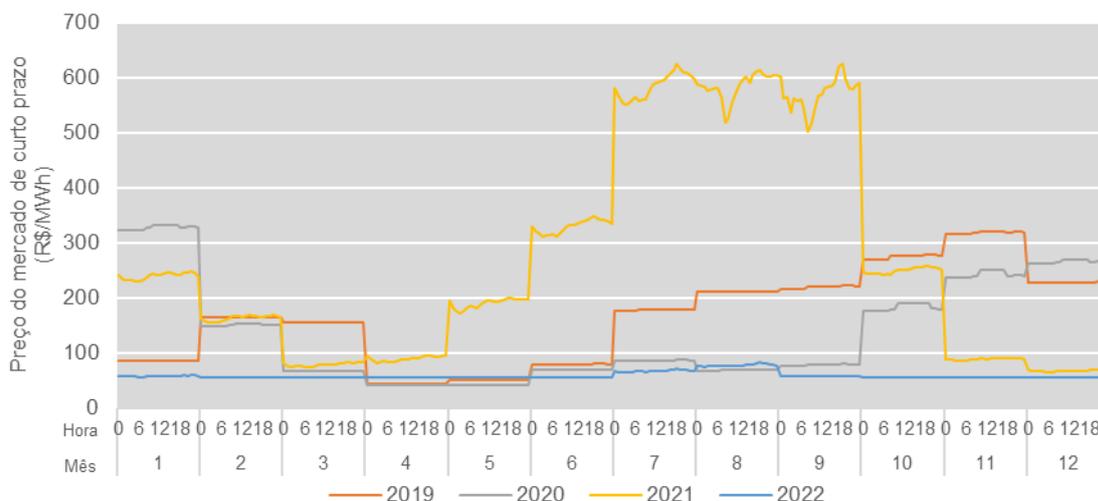


Fonte: Elaboração própria com dados ONS (2023).

Para dados de preço horário de mercado de curto prazo (p_{mcp}), foram utilizados dados da plataforma pública da CCEE, do submercado Nordeste

brasileiro. Conforme série histórica, mostrada na Figura 28, os preços de energia elevados do ano de 2021 refletem a crise hídrica que o sistema elétrico brasileiro experimentou, fruto do incremento de despacho térmico no período, fazendo com que o preço do mercado de curto prazo de 2021 atingisse o preço teto no ano por alguns meses.

Figura 28. Preço horário de mercado de curto prazo médio (2019-2022)



Fonte: Elaboração própria

No contexto dos contratos de comercialização de energia, foi adotado um preço de R\$ 185 /MWh (p_{cont}) como caso base. Esse valor foi estabelecido com base na média dos preços negociados para as fontes solares e eólicas nos leilões de Contratação de Energia no Ambiente Regulado (ACRs) realizados em 2022, conforme mostrado nas Figuras 12 e 13, assumindo que estes refletem uma precificação adequada para condições de mercado recente.

Para estimar os custos de operação por fonte, foi utilizado o Caderno de Parâmetros de Custos para Geração e Transmissão, publicado pela EPE em 2021, e que serviu de base para o PDE 2031(EPE, 2022a).

Para os encargos de transmissão, foi utilizada a Resolução Homologatória nº 3.217, de 4 de julho de 2023, que estabelece os valores das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional para o período de junho de 2023 a maio de 2024, como fonte de dados e foi considerada a mediana dos valores de TUST de todos os complexos eólicos e solares, medida em R\$/kW/mês. Além disso, é considerado que todos os parques possuem 50% de desconto na TUST, estando, dessa forma, enquadrados na Resolução Normativa da ANEEL nº 954 (ANEEL 2021b).

Como o retorno do portfólio será dado pelo lucro operacional dos parques, o custo com encargos (CE) será dado apenas pelos impostos PIS e COFINS, assumindo parques no lucro presumido, aplicando um desconto de 3,65% sobre a receita total dos parques.

Todos os custos de operação, encargos de transmissão e capital disponível utilizados para o exercício de otimização foram consolidados na Tabela 2.

Tabela 2 - Valores dos parâmetros de Custos de Operação e Capital disponível utilizados

	Valores
Custo de operação para usina solar fotovoltaica	$CO_s = 50.000$ [R\$/MW/ano]
Custo de operação para usina eólica <i>onshore</i>	$CO_e = 90.000$ [R\$/MW/ano]
Mediana das TUSTs eólicas e solares do ciclo 2023-24 (R\$ 10,102/kW/mês)	$CT = 121.224 * 50\%$ [R\$/MW/ano]
Capital disponível	$Capital = R\$5.000.000$ [R\$]

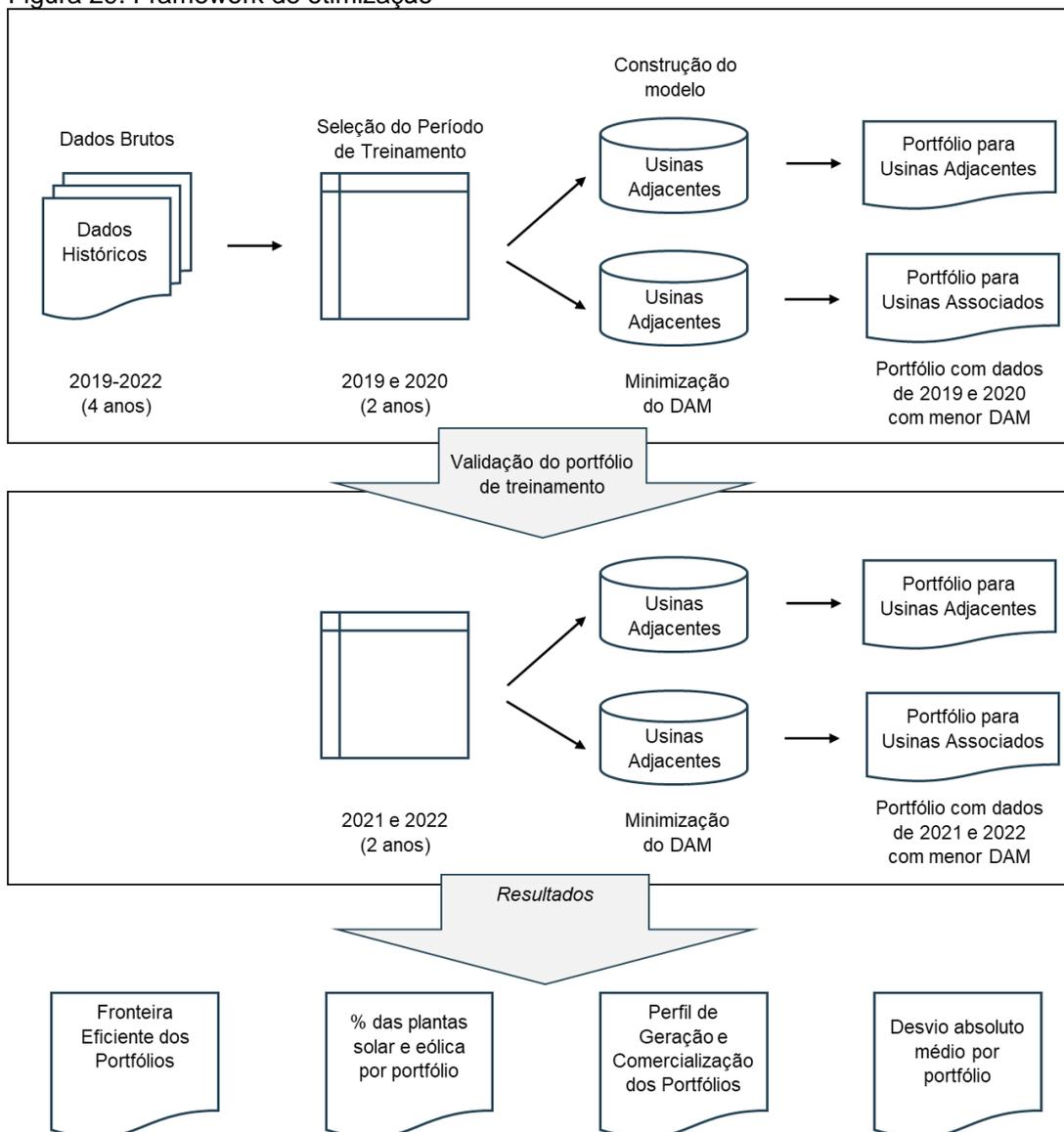
Fonte: Adaptado do Caderno de Parâmetros de Custos para Geração e Transmissão da EPE - PDE 2031 (EPE, 2022a)

Para a resolução dos modelos propostos, foi aplicado o *framework* do processo de otimização, apresentado na Figura 29, sendo este aplicável para modelo do caso adjacente e modelo do caso associado. Os resultados foram obtidos por meio da resolução do problema de otimização proposto, utilizando o

software livre GLPK como ferramenta de otimização. Após o processamento dos dados e a aplicação da otimização, com o objetivo de minimizar a exposição negativa das plantas ao mercado de curto prazo, para atendimento a demanda pré-estabelecida (contratos), são determinados os portfólios de geração eólica e solar ótimos. Os contratos de comercialização de energia no mercado livre são estabelecidos com base no perfil horário médio de geração das fontes de energia envolvidas.

O modelo foi inicialmente executado com dados dos dois primeiros anos (2019 e 2020), reservando os anos de 2021 e 2022 para validar os resultados. Nos gráficos de fronteira eficiente, o valor da exposição energética negativa foi normalizado pela soma das capacidades instaladas de energia eólica e solar para permitir uma análise comparativa, sendo tratado com unidade de medida em MWh por MW instalado nos portfólios resultantes.

Figura 29. Framework de otimização



Fonte: Elaboração própria.

4.2 RESULTADOS E DISCUSSÃO DOS CASOS ADJACENTE E ASSOCIADO

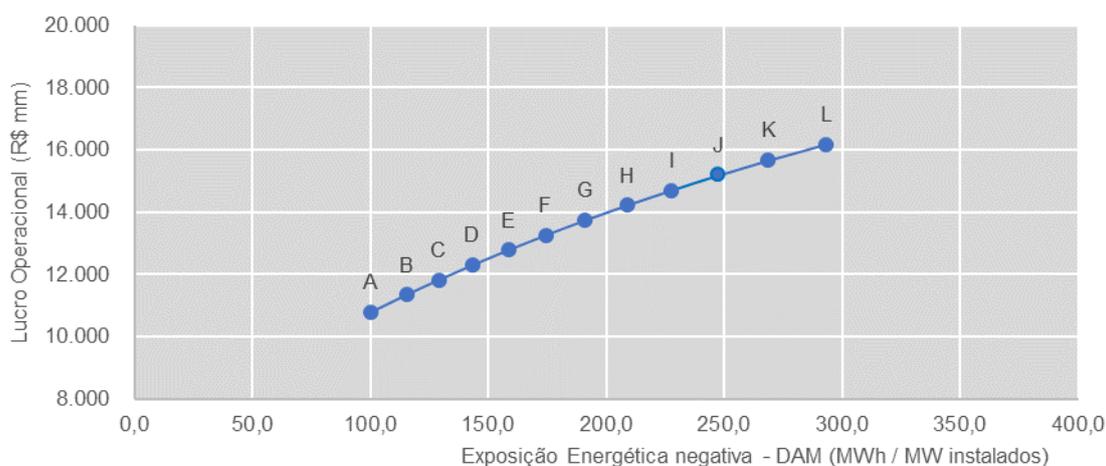
As soluções encontradas representam os portfólios com mínimo desvio absoluto médio ajustado (apenas desvios negativos em relação à média) da exposição financeira negativa para um dado nível de retorno estabelecido. A variação do retorno esperado pelo investidor se dá através do parâmetro ρ , apresentado na Equação 11 da seção 3.2, que representa o percentual do lucro operacional sobre o capital alocado. Além disso, considera-se que os contratos de comercialização seguem o perfil de geração médio de cada uma das fontes.

CASO ADJACENTE

O gráfico da fronteira eficiente, apresentado na Figura 30, ilustra a relação entre o lucro operacional de cada portfólio e a exposição energética negativa no caso adjacente, utilizando dados históricos dos anos de 2019 e 2020.

Observou-se que os retornos dos portfólios formados para o caso adjacente variam quase que linearmente de acordo com os percentuais alocados entre a fonte eólica e a fonte solar. Esses valores variam entre o mínimo de R\$ 10.785 milhões, para um portfólio composto por 100% de energia solar (solução A, com $\rho=2,157$), e o máximo de R\$ 16.185 milhões, para um portfólio composto por 100% de energia eólica (solução L, com $\rho=3,237$), considerando o mesmo capital investido, conforme apresentado na Tabela 3.

Figura 30. Gráfico de lucro operacional em função do desvio absoluto médio ajustado da exposição energética negativa, resultado do modelo de otimização do caso adjacente para os anos de 2019 e 2020



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 3 – Resultado dos portfólios adjacentes formados para os anos de 2019 e 2020

Solução	Portfólio	Cap. Instalada UFV [MW] (a)	Cap. Instalada EOL [MW] (b)	Lucro Operacional [R\$ milhões]	Exposição Energética negativa – DAM aj. [MWh] (c)	c/(a+b) [MWh/MW]
A	100% UFV / 0% EOL	45,2	0,0	10.786	4.525	100,1
B	92% UFV / 8% EOL	40,5	3,5	11.350	5.069	115,3
C	85% UFV / 15% EOL	36,5	6,4	11.829	5.532	129,0
D	78% UFV / 22% EOL	32,5	9,4	12.309	5.994	143,3
E	70% UFV / 30% EOL	28,4	12,3	12.788	6.457	158,4
F	62% UFV / 38% EOL	24,4	15,3	13.268	6.919	174,4
G	53% UFV / 47% EOL	20,4	18,2	13.747	7.382	191,1
H	44% UFV / 56% EOL	16,4	21,2	14.226	7.844	208,9
I	34% UFV / 66% EOL	12,4	24,1	14.706	8.307	227,7
J	24% UFV / 76% EOL	8,4	27,1	15.185	8.769	247,6
K	13% UFV / 87% EOL	4,4	30,0	15.665	9.231	268,7
L	0% UFV / 100% EOL	0,0	33,2	16.185	9.733	293,2

Fonte: Elaboração própria

A solução A, que consiste em um portfólio adjacente composto por 100% de energia solar, destaca-se por apresentar uma menor exposição energética ao mercado de curto prazo. Esse resultado é significativo, pois indica um benefício da fonte solar, uma vez que a redução da exposição do portfólio ao mercado de

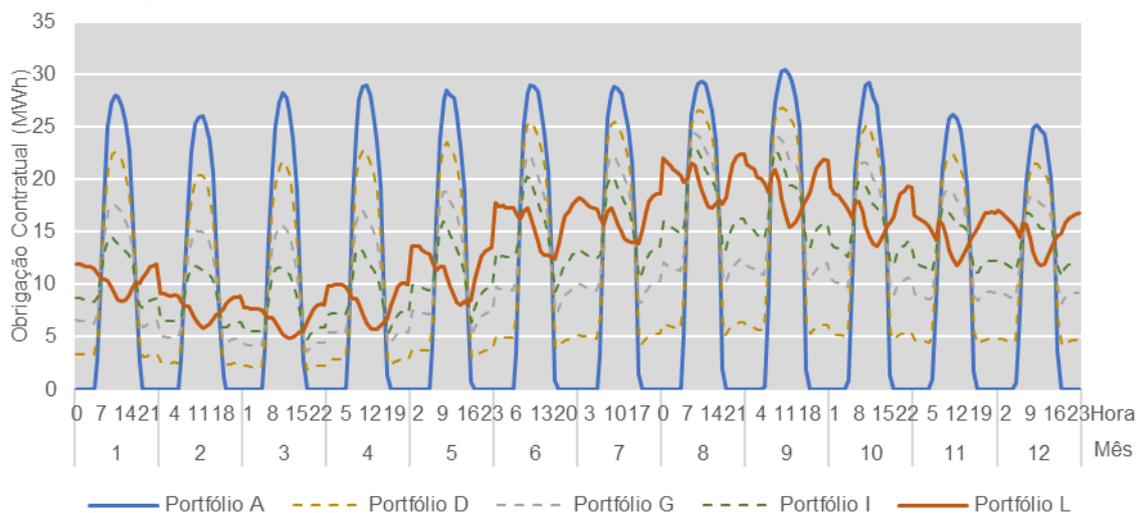
curto prazo diminui a dependência do retorno do investidor em relação à volatilidade dos preços nesse mercado, que é considerável no contexto do sistema elétrico brasileiro.

Portanto, um portfólio inteiramente solar surge como uma opção de investimento mais recomendada para investidores que priorizam a redução do risco associado aos preços do mercado de curto prazo, ao considerar contratos de comercialização alinhados com o perfil de geração do portfólio.

Por outro lado, a solução L, representada por um portfólio adjacente composto por 100% de energia eólica, destaca-se por oferecer o maior retorno operacional. Apesar da maior variabilidade na geração, evidenciada pelo maior desvio absoluto médio, a energia eólica demonstra ser uma opção atraente para investidores dispostos a assumir um maior risco em relação ao mercado de curto prazo em seus portfólios.

A Figura 31 ilustra como o perfil de entrega de energia dos contratos de comercialização varia de acordo com os percentuais alocados entre energia solar e eólica nos portfólios do caso adjacente. Enquanto a energia solar está disponível apenas durante o dia, limitando o número de clientes atendidos pelo portfólio A, a inclusão de uma maior proporção de energia eólica no portfólio (solução L) diversifica o perfil de entrega de energia para incluir períodos diurnos e noturnos, o que é vantajoso para a comercialização de energia.

Figura 31. Obrigação contratual, em MWh, consolidada para os dois ativos para portfólios relacionados na Tabela 4



Fonte: Elaboração própria.

CASO ASSOCIADO

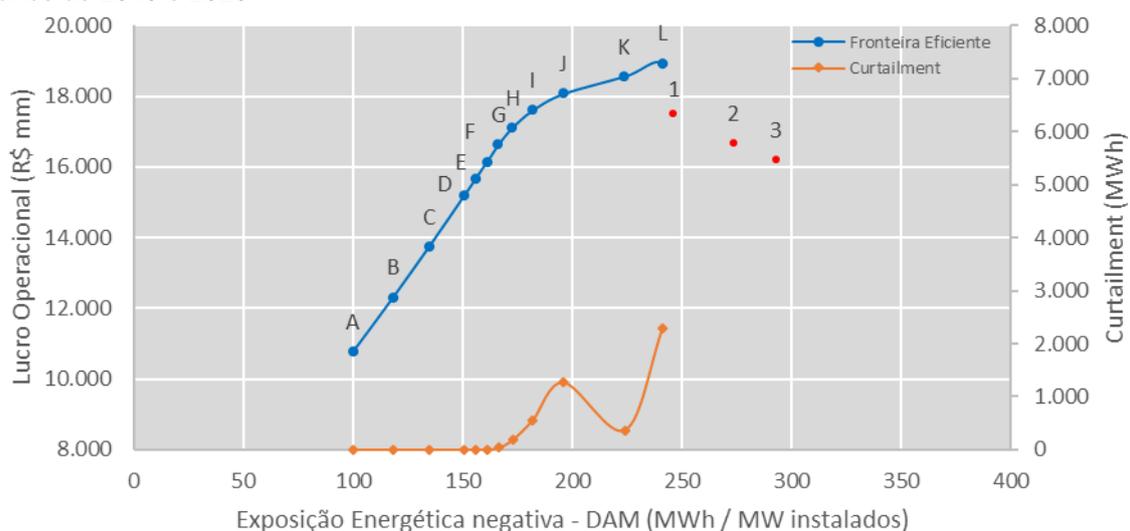
A Figura 32, por sua vez, apresenta o gráfico da fronteira eficiente para o caso associado, relacionando o lucro operacional do portfólio com a exposição energética negativa e os montantes de *curtailment*, utilizando dados dos anos de 2019 e 2020. No contexto das usinas associadas, a fonte secundária, apesar de estar isenta dos encargos de transmissão, está sujeita a eventos de *curtailment*. Portanto, o modelo busca soluções que minimizem as exposições energéticas negativas, mesmo que isso envolva cortes na geração por *curtailment*, visando alcançar um determinado retorno esperado para o investidor.

Observou-se que o lucro operacional do portfólio varia quase linearmente do portfólio A ao portfólio F, que não apresentam *curtailment*. No entanto, a partir do portfólio F, são registrados eventos de *curtailment*, resultando em uma redução na inclinação da fronteira eficiente devido à diminuição na geração, o que afeta diretamente a receita e rentabilidade operacional do portfólio.

Para o caso associado, a solução com menor risco e retorno financeiro continua sendo o portfólio A, composto por 100% de energia solar, com um retorno de R\$ 10.786 milhões. Por outro lado, o portfólio com o maior retorno e risco unitário é o portfólio L, composto por 56% de energia eólica e 44% de

energia solar, apresentando um retorno de R\$ 18.963 milhões e o maior nível de *curtailment* dentro da fronteira eficiente, conforme mostrado na Tabela 4.

Figura 32. Gráfico de lucro operacional em função do desvio absoluto médio ajustado da exposição energética negativa, resultado do modelo de otimização do caso associado para os anos de 2019 e 2020



Fonte: Elaboração própria.

Também para o caso associado, foi observado que a fronteira eficiente apresenta uma restrição quanto à alocação de energia eólica, não permitindo a formação de portfólios com um percentual eólico superior a 61% (portfólio K).

Para ilustrar essa limitação, foram simulados três portfólios fora da fronteira eficiente (portfólios 1, 2 e 3). O portfólio 1, composto por 24% de energia solar e 76% de energia eólica, demonstrou um retorno muito próximo ao do portfólio H (63% solar e 27% eólico), porém com um risco superior (293,2 MWh / MW instalados versus 172 MWh / MW instalados, respectivamente). Como resultado, o portfólio 1 não está incluído na fronteira eficiente do caso associado, conforme detalhado na Tabela 5.

Alguns fatores favorecem a inclusão da energia solar em um portfólio associado: (i) a geração eólica apresenta uma maior variabilidade em comparação com a energia solar, resultando em um maior risco energético; (ii) a fonte secundária não paga encargos de transmissão, o que reduz ainda mais seus custos operacionais e direciona a solução para a fonte de menor custo; (iii)

os custos operacionais da energia eólica são aproximadamente 80% maiores do que os da energia solar.

Tabela 4. Resultado dos portfólios associados dentro fronteira eficiente

Solução	Portfólio	Fonte Primária	Cap. Instalada UFV (MW)	Cap. Instalada EOL (MW)	Curtaiment (MWh)	Lucro Operacional (R\$ milhões)	Risco – DAM aj. (MWh/MW)
A	100% UFV / 0% EOL	solar	45,2	0,0	0	10.786	100,1
B	91% UFV / 9% EOL	solar	41,7	4,3	0	12.311	118,2
C	82% UFV / 18% EOL	solar	38,4	8,4	0	13.752	134,7
D	74% UFV / 26% EOL	solar	35,1	12,4	0	15.193	150,7
E	71% UFV / 29% EOL	solar	34,0	13,8	0	15.673	155,9
F	68% UFV / 32% EOL	solar	32,9	15,2	1	16.153	161,1
G	66% UFV / 34% EOL	solar	31,8	16,5	33	16.633	166,4
H	63% UFV / 37% EOL	solar	30,6	17,9	185	17.113	172,7
I	60% UFV / 40% EOL	solar	29,4	19,4	558	17.593	181,9
J	57% UFV / 43% EOL	solar	28,1	21,1	1.265	18.070	195,9
K	39% UFV / 61% EOL	eólica	17,6	27,4	369	18.550	223,9
L	46% UFV / 54% EOL	eólica	22,4	25,8	2.285	18.933	240,9

Fonte: Elaboração própria

Tabela 5. Exemplos de portfólios associados fora da fronteira eficiente

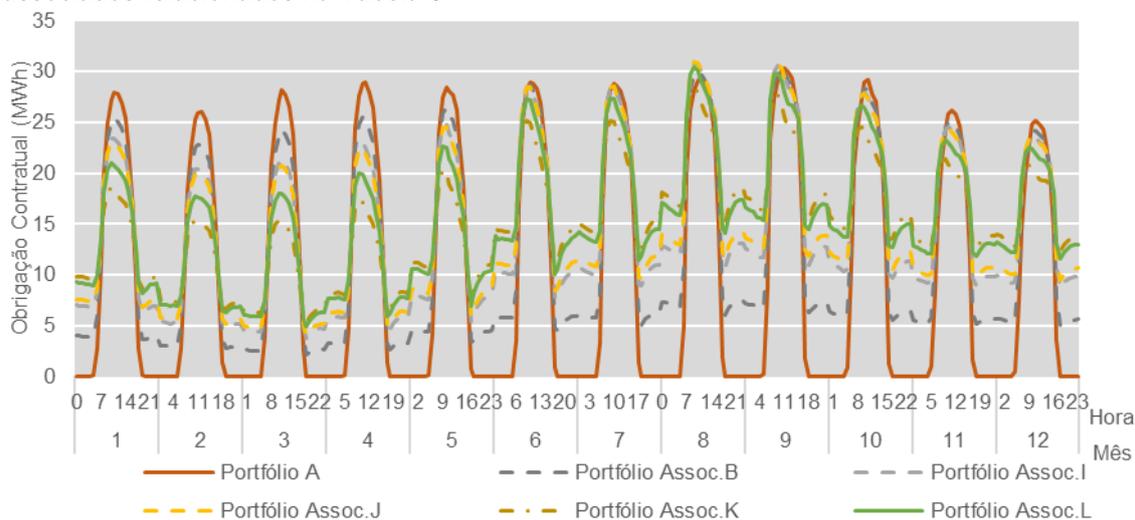
Solução	Portfólio	Fonte Primária	Cap. Instalada UFV (MW)	Cap. Instalada EOL (MW)	Curtaiment (MWh)	Lucro Operacional (R\$ milhões)	Risco – DAM aj. (MWh/MW)
1	24% UFV / 76% EOL	eólica	9,6	30,0	0	17.508	246,3
2	10% UFV / 90% EOL	eólica	3,6	32,0	0	16.681	273,6
3	0% UFV / 100% EOL	eólica	0,0	33,2	0	16.185	293,2

Fonte: Elaboração própria

A Figura 33 ilustra como o perfil de entrega de energia dos contratos de comercialização varia com os percentuais alocados entre fonte solar e eólica nos portfólios do caso associado. Em comparação com o portfólio de máximo retorno do caso adjacente (portfólio L adjacente), o portfólio de máximo retorno do caso

associado (portfólio L associado) exibe uma curva de entrega de energia mais diversificada, incluindo tanto o perfil eólico quanto o solar.

Figura 33. Obrigação contratual, em MWh, consolidada para os dois ativos para portfólios associados relacionados na Tabela 5



Fonte: Elaboração própria.

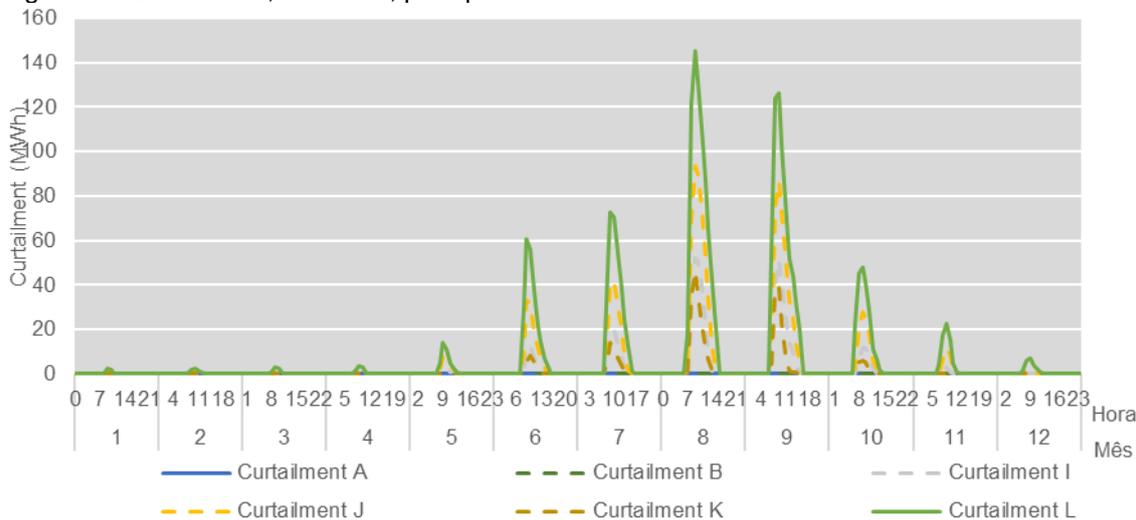
A Figura 34 exibe o comportamento do perfil de *curtailment* horário para os mesmos portfólios resultantes ao longo do ano, para caso adjacente. Os picos de *curtailment* ocorrem em horários próximos dos picos de geração solar (entre 11h e 13h) e entre os meses de agosto e setembro (meses 8 e 9, respectivamente), meses estes com maior geração eólica no ano, de acordo com sazonalidade eólica intra-anual apresentada na Figura 27.

A Figura 35 compara o lucro operacional em relação ao desvio médio absoluto médio dos portfólios resultantes dos casos adjacente e associado, incluindo a curva de volume de *curtailment* aplicável apenas para o caso associado. A análise revela que os portfólios associados proporcionam um retorno operacional superior em comparação com os portfólios adjacentes, para o mesmo nível de risco e capital investido.

Isso se deve principalmente ao fato de que as usinas associadas não incorrem em encargos de transmissão sobre sua capacidade instalada, resultando em um custo operacional menor e, conseqüentemente, um lucro

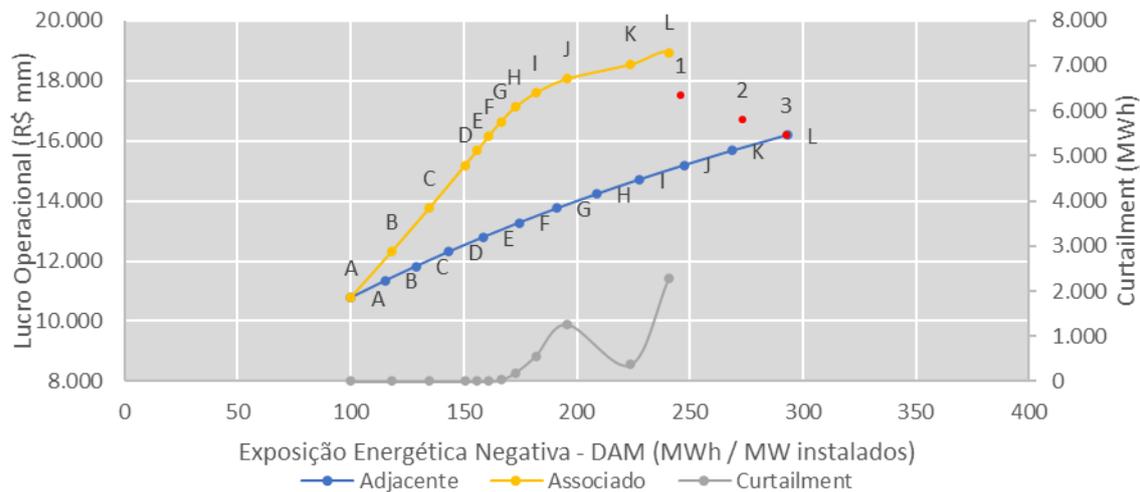
operacional maior, mesmo com a presença de *curtailment* quando dimensionadas adequadamente.

Figura 34. *Curtailment*, em MWh, para portfólios associados relacionados na Tabela 4



Fonte: Elaboração própria.

Figura 35. Gráfico comparativo de lucro operacional em função do desvio absoluto médio ajustado da exposição energética negativa, entre caso adjacente e caso associado, para os anos de 2019 e 2020



Fonte: Elaboração própria.

4.3 VALIDAÇÃO DA ROBUSTEZ DOS RESULTADOS

Para testar a robustez dos modelos propostos ao utilizar diferentes dados históricos, o modelo de otimização foi executado utilizando dados de geração e preço do mercado de curto prazo para os anos de 2021 e 2022, como explicado no *framework* apresentado na Figura 29.

A Tabela 6 mostra um comparativo percentual de fatores de capacidade e exposições energéticas negativas das fontes isoladamente, entre o conjunto de dados 1 (2019 e 2020) e conjunto de dados 2 (2021 e 2022). Os anos de 2021 e 2022 foram anos de melhor geração média solar e eólica do que os anos de 2019 e 2020, o que fez com que os portfólios do conjunto de dados 2 apresentassem um melhor retorno, para um nível de risco similar.

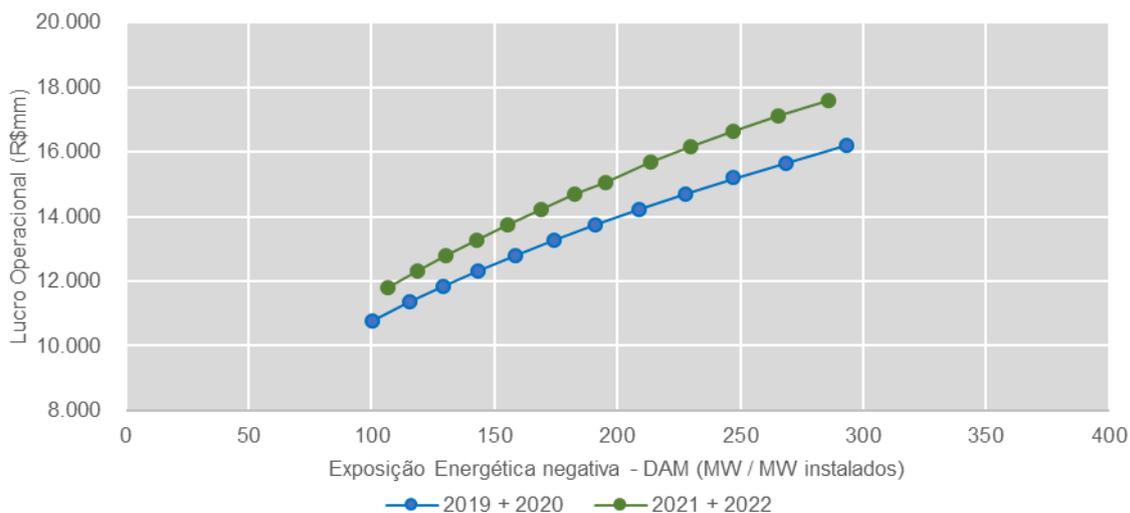
Tabela 6 – Comparativo percentual entre o conjunto de dados 1 (2019 e 2020) e conjunto de dados 2 (2021 e 2022)

	2019 - 2020	2021 - 2022
Exposição negativa percentual – Solar	2,0%	2,1%
Exposição negativa percentual – Eólico	3,3%	3,3%
Fator de Capacidade médio – Solar	22,4%	23,8%
Fator de Capacidade médio – Eólico	41,0%	44,0%

Fonte: Elaboração própria

A Figura 36 apresenta a curva de fronteira eficiente com dados de 2019 e 2020, juntamente com a curva resultante dos anos 2021 e 2022. Ambas as curvas têm formatos muito semelhantes, indicando consistência nos resultados do modelo, mesmo com conjuntos de dados distintos. Para ambos os conjuntos de dados, os portfólios com menor risco e retorno consistem em 100% de energia solar, enquanto os portfólios com maior retorno e risco são compostos por 100% de energia eólica, no caso adjacente.

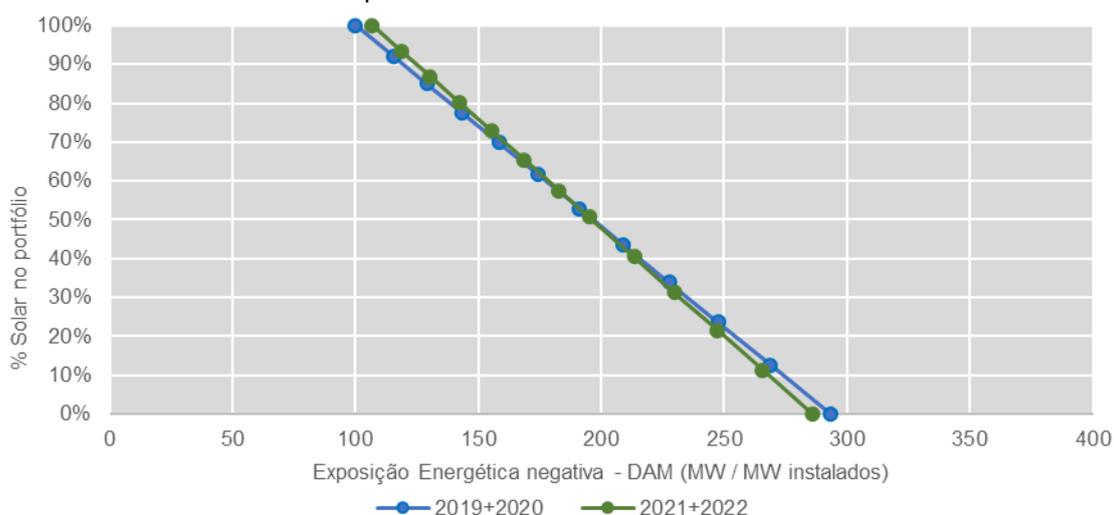
Figura 36. Gráfico de lucro operacional em função do desvio absoluto médio ajustado da exposição energética negativa, com os resultados do modelo de otimização do caso adjacente para os anos de 2019 e 2020 e para os anos de 2021 e 2022



Fonte: Elaboração própria.

A Figura 37 compara os diferentes portfólios resultantes dos conjuntos de dados 1 e 2, em função de seus respectivos riscos, demonstrando que os resultados do modelo proposto seguem uma mesma tendência.

Figura 37. Gráfico de % solar no portfólio em função do desvio absoluto médio ajustado da exposição energética negativa, com os resultados do modelo de otimização do caso adjacente para os anos de 2019 e 2020 e para os anos de 2021 e 2022

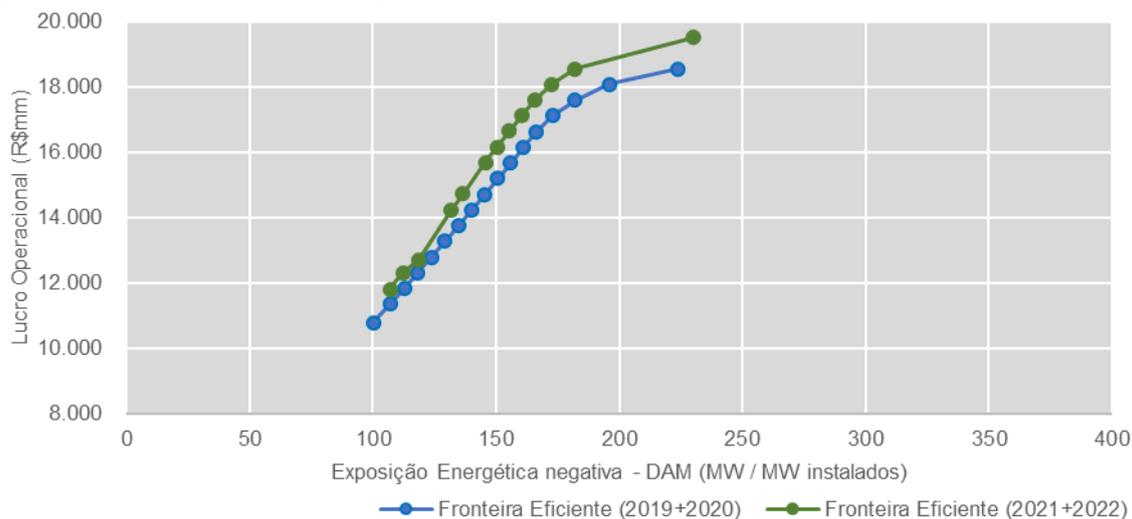


Fonte: Elaboração própria.

O mesmo teste de robustez foi aplicado para o caso associado, executando o modelo de otimização para dados históricos de geração e preço do mercado de curto prazo dos anos de 2021 e 2022.

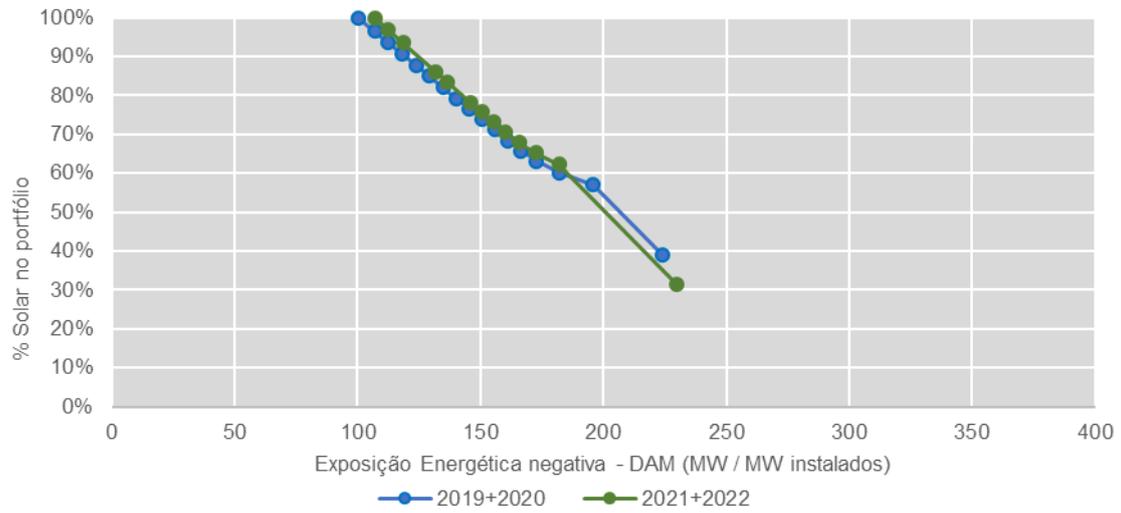
Para esse caso, o formato das duas curvas também é muito similar, o que demonstra que o modelo, mesmo com *inputs* diferentes, uma mesma tendência de resultados, conforme Figuras 38 e 39, tendo as fronteiras eficientes dos dados de 2021 e 2022 apresentado um maior retorno em relação aos dados de 2019 e 2020, com explicação de motivo análoga ao descrito para o caso adjacente.

Figura 38. Gráfico de lucro operacional em função do desvio absoluto médio ajustado da exposição energética negativa, com os resultados do modelo de otimização do caso associado para os anos de 2019 e 2020 e para os anos de 2021 e 2022



Fonte: Elaboração própria.

Figura 39. Gráfico de % solar no portfólio em função do desvio absoluto médio ajustado da exposição energética negativa, com os resultados do modelo de otimização do caso associado para os anos de 2019 e 2020 e para os anos de 2021 e 2022



Fonte: Elaboração própria.

4.4 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE

Para testar como os portfólios eólicos e solares se comportam em cenários alternativos, foram propostas análises de sensibilidades:

1) A primeira busca entender o impacto dos dados de fator de capacidade (geração) utilizados sobre os portfólios formados;

2) Já a segunda realiza uma análise sob o viés de regulação do setor elétricos, ao sensibilizar como a isenção do pagamento da TUST influencia nos portfólios para o caso associado;

3) A terceira busca sensibilizar os portfólios quando expostos ao perfil de demanda médio do sistema elétrico brasileiro, uma vez que caso base da pesquisa considera que demanda (ilustrada pelos contratos de comercialização) segue perfil de geração médio do portfólio.

4.4.1 SENSIBILIDADE DE FATOR DE CAPACIDADE (GERAÇÃO)

Pelo fato de usinas solares e eólicas serem fontes intermitentes (cuja geração não pode ser controlada nem programada, uma vez que dependem de recursos naturais como irradiação solar e vento, respectivamente), existe uma variabilidade intrínseca à geração. A geração das plantas impacta diretamente na receita do portfólio e a qualidade dos dados utilizados para análise é essencial para o resultado da otimização.

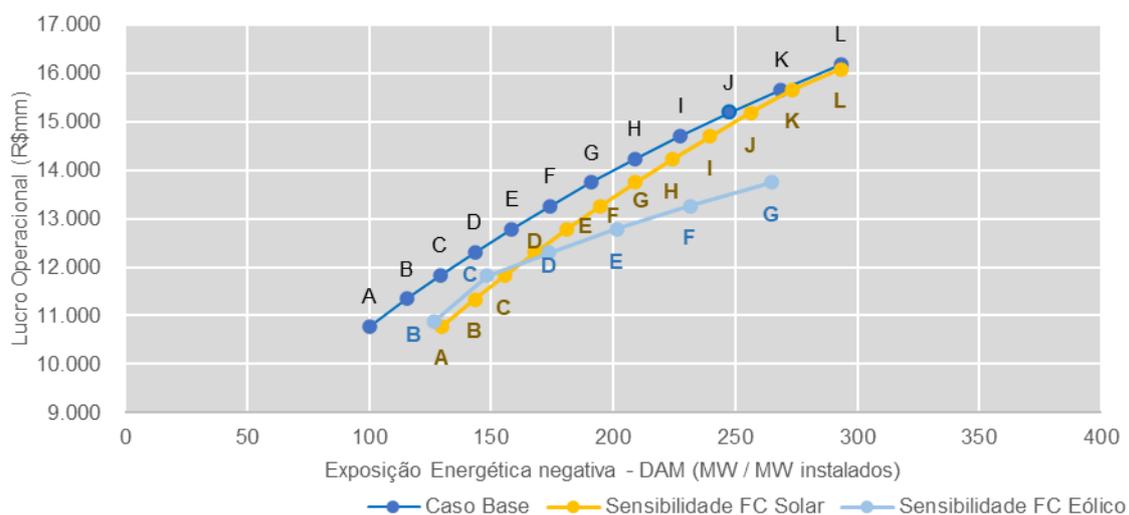
Para isso, a análise de sensibilidade considera a execução do modelo com cenários de variação da curva de geração das plantas: o primeiro reduz em 4% toda a curva do fator de capacidade eólico, enquanto o segundo reduz em 4% toda a curva do fator de capacidade solar. Essa abordagem visa avaliar a resposta dos portfólios a variações na geração de cada fonte. A análise foi conduzida no caso adjacente, utilizando dados de 2019 e 2020 como o 'caso base'.

Pela Figura 40, ambas as curvas de sensibilidade descolaram para baixo do caso base, devido decréscimo de receita, e por consequência, lucro

operacional, por conta da redução de geração. A curva de sensibilidade eólica mostrou-se a mais sensível à variação de geração, em comparação a solar, confirmando a tese de que a fonte eólica apresenta um maior risco energético e também um retorno mais volátil.

As Tabelas 7 e 8 mostram os resultados em função da alocação dos portfólios e desvio absoluto médio (risco), respectivamente, para o mesmo lucro operacional.

Figura 40. Gráfico de lucro operacional em função do desvio absoluto médio ajustado da exposição energética negativa, com os resultados do modelo de otimização do caso adjacente para os anos de 2019 e 2020, considerando análise de sensibilidade de fator de capacidade eólico e solar



Fonte: Elaboração própria.

Tabela 7 – Comparativo de portfólio entre cenário base e cenários de sensibilidade do fator de capacidade solar e eólico

Solução	Lucro Operacional	Cenário Base	FC Solar - 4%	FC Eólico - 4%
		Portfólio	Portfólio	Portfólio
A	10.786	100% UFV / 0% EOL	84% UFV / 16% EOL	Sem solução
B	11.350	92% UFV / 8% EOL	77% UFV / 23% EOL	86% UFV / 14% EOL
C	11.829	85% UFV / 15% EOL	71% UFV / 29% EOL	75% UFV / 25% EOL
D	12.309	78% UFV / 22% EOL	64% UFV / 36% EOL	62% UFV / 38% EOL
E	12.788	70% UFV / 30% EOL	58% UFV / 42% EOL	48% UFV / 52% EOL
F	13.268	62% UFV / 38% EOL	50% UFV / 50% EOL	32% UFV / 68% EOL
G	13.747	53% UFV / 47% EOL	43% UFV / 57% EOL	15% UFV / 85% EOL
H	14.226	44% UFV / 56% EOL	35% UFV / 65% EOL	Sem solução
I	14.706	34% UFV / 66% EOL	27% UFV / 73% EOL	Sem solução
J	15.185	24% UFV / 76% EOL	19% UFV / 81% EOL	Sem solução
K	15.665	13% UFV / 87% EOL	10% UFV / 90% EOL	Sem solução
L	16.185	0% UFV / 100% EOL	0% UFV / 100% EOL	Sem solução

Fonte: Elaboração própria

Tabela 8 – Comparativo de risco entre cenário base e cenários de sensibilidade do fator de capacidade solar e eólico

Solução	Lucro Operacional	Cenário Base	FC Solar - 4%	FC Eólico - 4%
		Risco (MWm/MW)	Risco (MWm/MW)	Risco (MWm/MW)
A	10.786	100,10	130	Sem solução
B	11.350	115,35	143	126,42
C	11.829	129,00	155	148,46
D	12.309	143,35	168	173,74
E	12.788	158,44	181	201,31
F	13.268	174,35	195	231,50
G	13.747	191,14	209	264,73
H	14.226	208,88	224	Sem solução
I	14.706	227,66	240	Sem solução
J	15.185	247,57	256	Sem solução
K	15.665	268,71	273	Sem solução
L	16.185	293	293	Sem solução

Fonte: Elaboração própria

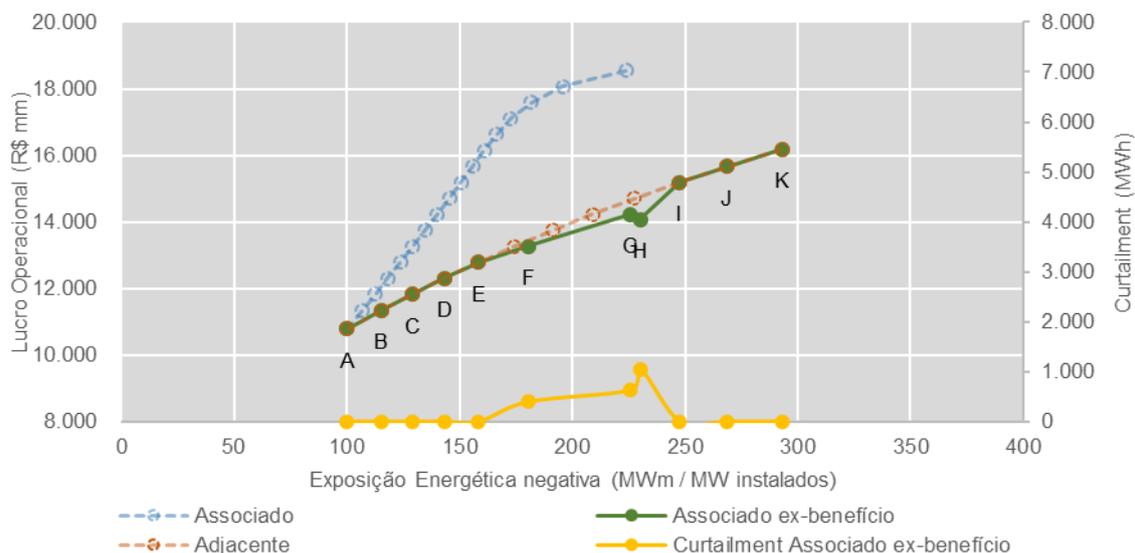
4.4.2 SENSIBILIDADE À VARIAÇÃO DE TUST

De acordo com a Resolução Normativa da ANEEL nº 954 (ANEEL, 2021b), no caso de Usinas Associadas, a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), medida em R\$/kW/mês, será única para o conjunto associado, desde que o empreendedor opte por não contratar uma TUST adicional para a fonte com menor capacidade instalada, aqui denominada fonte secundária. Isso implica um rateio da TUST da fonte primária com a fonte secundária, resultando em uma redução dos encargos de transmissão para o conjunto associado. Este aspecto é considerado um dos principais benefícios dessa modalidade de associação.

A análise de sensibilidade a seguir tem como objetivo compreender a dependência dos portfólios resultantes do caso associado em relação ao subsídio oferecido, considerando o cenário em que o pagamento integral do encargo de transmissão seria aplicado sobre as capacidades instaladas da fonte primária e secundária.

Conforme demonstrado na Figura 41, é observável que, com o pagamento integral da TUST pelas usinas no caso associado, os custos operacionais convergem para os custos das usinas adjacentes em períodos sem *curtailment*. No entanto, em momentos com *curtailment*, os portfólios associados apresentam um retorno operacional inferior aos portfólios adjacentes, devido à perda de parte de sua geração (e, conseqüentemente, de sua receita), o que impacta diretamente o lucro operacional das usinas.

Figura 41. Gráfico comparativo de lucro operacional em função do desvio absoluto médio ajustado da exposição energética negativa, entre caso adjacente, caso associado e caso associado sem o benefício do rateio de encargos de transmissão entre fontes, para os anos de 2019 e 2020



Fonte: Elaboração própria.

Observou-se também que, ao contrário do caso associado padrão, a fronteira eficiente é capaz de alcançar portfólios com uma alocação de 100% de energia eólica. Isso ocorre devido à ausência do benefício do rateio da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), que reduz o custo da fonte secundária, buscando soluções que maximizem as receitas, o que beneficia a fonte eólica, que possui um maior custo operacional, porém maior geração de receita.

Dessa forma, conclui-se que o maior retorno operacional dos portfólios associados, mantendo o nível de risco em comparação com as usinas adjacentes, está diretamente relacionado ao seu arcabouço regulatório, que permite que o pagamento dos encargos de transmissão das usinas seja aplicado apenas sobre a capacidade instalada da fonte primária.

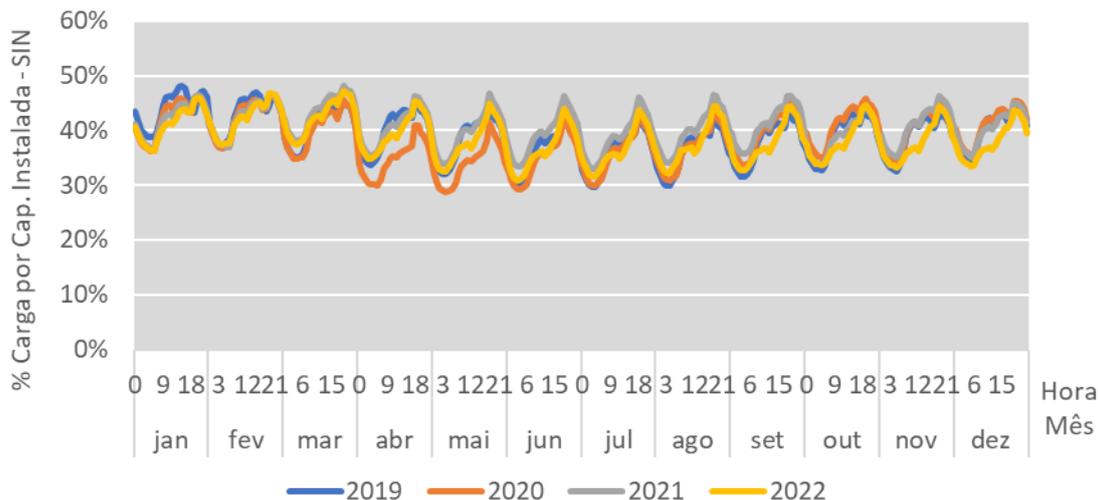
4.4.3 SENSIBILIDADE DE ATENDIMENTO AO PERFIL DE DEMANDA DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

O perfil de demanda (contratos de comercialização de energia) do estudo base considerou o perfil médio de geração das usinas, implicando que o ônus da comercialização recai sobre o comprador de energia, pois, em situações em que a demanda de energia é superior à geração das usinas, o comprador precisa comprar no mercado de curto prazo ou realocar recursos de outro portfólio, se disponível.

O cenário alternativo proposto nessa análise de sensibilidade simula a transferência do risco de geração para o próprio gerador. Nesse contexto, o perfil de entrega de energia do contrato passa a seguir o perfil de demanda do consumidor, que precisará comprar energia para atender a demanda pré-estabelecida, em caso de déficit de geração.

Foi simulado que a demanda seguirá o perfil de consumo do sistema elétrico brasileiro, conforme curva da Figura 42, que ilustra o perfil de consumo de energia percentual (carga) do Sistema Interligado Nacional (SIN) para os anos de 2019 a 2022. Observa-se que a carga varia entre 30% e 50% da capacidade instalada disponível no SIN ao longo desses anos.

Figura 42. Perfil de carga (consumo) do SIN proporcional à capacidade instalada disponível para os anos de 2019 a 2022



Fonte: (ONS, 2023)

Para implementar essa abordagem, foram substituídos nos modelos matemáticos os parâmetros de curva média de geração eólica e solar pela curva média de carga percentual do sistema. Todos os demais parâmetros do modelo foram mantidos, incluindo a função objetivo, que visa minimizar a exposição energética do portfólio e, conseqüentemente, a necessidade de aquisição de energia no mercado de curto prazo. Além disso, foi considerado um cenário hipotético onde apenas usinas solares e eólicas estariam disponíveis para atendimento à demanda do sistema.

Para todos os cenários de retorno simulados, a otimização indicou que um portfólio composto por 100% de energia eólica apresentaria a menor exposição energética para atender a um contrato com o perfil de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN). Constatou que:

(i) pelo fato de o fator de capacidade médio da energia eólica varia entre 40% e 60% ao longo do ano, enquanto o da energia solar varia entre 20% e 30%, as usinas eólicas tendem a gerar uma quantidade de energia mais próxima da carga média horária requerida pelo sistema em comparação com as usinas solares;

(ii) As usinas solares geram energia apenas durante o dia, o que significa que qualquer incremento no percentual de energia solar resultaria em um aumento na compra de energia durante o período noturno.

Assim, conclui-se que, do ponto de vista do atendimento à demanda do sistema, as usinas eólicas tendem a reduzir a exposição energética do sistema, garantindo um suprimento mais diversificado em comparação com as usinas solares.

5. CONCLUSÃO

Este estudo contribui para a literatura ao fornecer uma metodologia para a formação de portfólios de ativos de geração solar-fotovoltaica e eólica, visando maximizar o retorno financeiro e minimizar o risco do empreendedor no setor elétrico brasileiro. Ao investigar a relação entre a variabilidade de geração e o retorno financeiro dos portfólios, contribuímos para a tomada de decisões de investimento em usinas associadas. Utilizando ferramentas de otimização fundamentadas na teoria moderna de portfólios, esta pesquisa oferece uma abordagem prática e aplicável para os investidores.

O risco comercial, que reflete a exposição negativa do investidor ao mercado de curto prazo, foi baseado na métrica de Desvio Absoluto Médio, conforme proposto por KONNO; YAMASAKI (1991) e se mostrou eficiente computacionalmente. A análise da geração histórica, do submercado Nordeste brasileiro, entre 2019 e 2022, indicou uma dispersão maior e caudas mais pesadas nos dados de variabilidade da geração eólica em comparação com a solar, confirmando natureza mais intermitente da fonte eólica.

Para o caso de associação via usinas adjacentes, os resultados revelam uma relação quase linear entre os retornos e os percentuais alocados entre as fontes eólica e solar para usinas que compartilham a mesma região e infraestrutura de conexão. É notável que um portfólio 100% solar oferece menor risco e menor retorno, enquanto um portfólio 100% eólico oferece o maior retorno operacional com um maior risco atrelado. Portanto, considerando contratos de comercialização alinhados com o perfil de geração do portfólio, um portfólio inteiramente solar emerge como uma opção de investimento mais recomendada para investidores que priorizam a redução do risco associado aos preços do mercado de curto prazo. Por outro lado, investidores dispostos a assumir um maior risco de mercado podem optar por portfólios mais eólicos, que oferecem um potencial de lucro operacional mais elevado.

Para o caso de associação via usinas associadas, o portfólio de menor risco e menor retorno financeiro ainda é composto inteiramente por usinas solares. Já o portfólio que oferece o maior retorno, com um risco mais elevado,

é composto por uma combinação de 56% de energia eólica e 44% de energia solar, e que também é o portfólio com maior nível de *curtailment* dentro da fronteira eficiente. A análise realizada revela que a fronteira eficiente impõe uma restrição à alocação de energia eólica, limitando os portfólios a um máximo de 61% de participação eólica. Os portfólios resultantes evidenciam a vantagem da energia solar em portfólios associados, mostrando que a inclusão da energia solar é favorecida, não apenas pela sua menor variabilidade, mas também pelos menores custos operacionais. Adicionalmente, conclui-se que o maior retorno operacional dos portfólios associados, em comparação com as usinas adjacentes, está intrinsecamente relacionado ao arcabouço regulatório vigente, que proporciona a isenção do pagamento de TUST para a fonte secundária.

Os resultados indicaram que diversificação de perfil na oferta de energia é um fator relevante para um portfólio eficiente, considerando o crescimento das fontes intermitentes no país. Enquanto as usinas solares são restritas à geração durante o dia, a inclusão de capacidade eólica permite uma oferta mais abrangente e diversificada, com a capacidade de comercializar energia não apenas durante o dia, mas também durante a noite, conferindo uma vantagem competitiva ao eólico no que diz respeito à atendimento a clientes com diferentes perfis de consumo. Dessa forma, a decisão de alocação entre energia eólica e solar em um portfólio de investimento deve considerar um balanço entre os aspectos financeiros de risco e retorno esperados pelo investidor, aliados à capacidade do complexo de atender à demanda de acordo com o perfil de consumo de cada cliente.

A relação entre risco e retorno é mais sensível às variações de geração para a fonte eólica em comparação com a solar, confirmando a hipótese de que a fonte eólica carrega um risco energético mais elevado e uma volatilidade de retorno mais acentuada. Ademais, ao considerar um cenário extremo hipotético onde apenas usinas solares e eólicas estariam disponíveis para atendimento à demanda do sistema, as plantas eólicas tendem a oferecer uma menor exposição energética, por gerarem durante as 24h do dia, assegurando um fornecimento mais diversificado em comparação às plantas solares, que só geram em período diurno.

Os testes de robustez dos modelos demonstraram uma tendência consistente de risco dos portfólios, mesmo utilizando conjuntos de dados distintos. Com base nas análises de sensibilidade realizadas, fica evidente que uma maior quantidade de dados para os resultados da otimização tem o efeito positivo de reduzir o desvio padrão do retorno dos portfólios, mantendo um nível de risco similar.

Para pesquisas futuras, recomenda-se aprimorar o modelo considerando projeções de curvas de geração média e curvas de preço de energia, visando aumentar sua robustez diante de variações nos dados, bem como sensibilizar diferentes perfis de demanda. Análises de sensibilidade dos custos operacionais e a inclusão dos custos de implantação das fontes, juntamente com indicadores de intermitência de fontes renováveis, são sugeridas para futuras iniciativas. Existem também oportunidades para regionalização do estudo, explorando como os portfólios de energia solar e eólica variam de acordo com o perfil e a sazonalidade de geração em cada estado do Brasil, especialmente no Nordeste brasileiro. A aplicação do modelo para combinações de outras tecnologias, como hidrelétrica e armazenamento de energia, também poderia ser explorada em futuras pesquisas. Do ponto de vista de ferramentas de otimização, pode-se incrementar a análise de sensibilidade do fator de capacidade, através da adoção de técnicas de otimização robusta, considerando incertezas do parâmetro no modelo matemático, além da utilização de simulação de Monte Carlo em torno da fronteira eficiente resultante.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANEEL 2004. **Resolução Normativa 77/2004**, 2004.
- ANEEL 2021a. **Lei 14.120/2021**. 2021.
- ANEEL 2021b. **Resolução Normativa nº 954 ANEEL - Regras de Comercialização sobre usinas híbridas e associadas**. 2021.
- ANEEL 2019. **Consulta Pública nº 045/2019**. 2019.
- CCEE. **Infomercado CCEE – 2023**.
- EPE 2017. **AVALIAÇÃO DA GERAÇÃO DE USINAS HÍBRIDAS EÓLICO-FOTOVOLTAICAS - Nota técnica EPE-DEE-NT-025/2017-r0**.
- EPE 2018. **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração: Usinas Híbridas - N o . EPE-DEE-NT-011/2018-r0 Uma análise qualitativa de temas regulatórios e comerciais relevantes ao planejamento**. Rio de Janeiro.
- EPE 2019a. **Usinas Híbridas: Conceitos, barreiras à sua viabilização e propostas. 2019** Rio de Janeiro .
- EPE 2019b. **ESTUDOS DE PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO: USINAS HÍBRIDAS NO CONTEXTO DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO - N. EPE-DEE-NT-029/2019-r0**. Rio de Janeiro.
- EPE 2022a. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Brasília.
- EPE 2022b. **Ferramenta Webmap EPE 2022**. [Online].
- EPE 2022c. **Balço Energético Nacional: Ano base 2022**. Brasília.
- FERRAZ DE ANDRADE SANTOS, J. A. et al. Combining wind and solar energy sources: Potential for hybrid power generation in Brazil. **Utilities Policy**, v. 67, p. 101084, dez. 2020.
- FERREIRA, C. et al. **A survey on wind power ramp forecasting**. 2011, Argonne, IL (United States).
- FIESP. **Doing Infrastructure in Brazil**. 2019, São Paulo
- HAN, C.; VINEL, A. Reducing forecasting error by optimally pooling wind energy generation sources through portfolio optimization. **Energy**, v. 239, p. 122099, jan. 2022
- IEA. **IEA Renewable Energy Market Update Outlook for 2023 and 2024**.
- JÚDICE, J. J. R. C. O. Análise Comparativa dos Modelos de Seleção de Carteiras de Ações de Markowitz e Konno. 2003.
- KATZENSTEIN, W.; FERTIG, E.; APT, J. The variability of interconnected wind plants. **Energy Policy**, v. 38, n. 8, p. 4400–4410, ago. 2010.

KONNO, H.; YAMAZAKI, H. Mean-Absolute Deviation Portfolio Optimization Model and Its Applications to Tokyo Stock Market. **Management Science**, v. 37, n. 5, p. 519–531, maio 1991a.

LIMA, M. A. F. B. et al. Portfolio theory applied to solar and wind resources forecast. **IET Renewable Power Generation**, v. 11, n. 7, p. 973–978, 30 jun. 2017.

LIU, L. et al. Optimizing wind/solar combinations at finer scales to mitigate renewable energy variability in China. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 132, p. 110151, out. 2020.

LUENBERGER, D. G. **Investment Science**. [s.l.] Oxford University Press, 1998.

MAHESH, A.; SANDHU, K. S. Hybrid wind/photovoltaic energy system developments: Critical review and findings. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 52, p. 1135–1147, dez. 2015.

MARKOWITZ, H. Portfolio Selection. **The Journal of Finance**, v. 7, n. 1, p. 77, mar. 1952.

MILAN, P. et al. **Wind Energy: A Turbulent, Intermittent Resource**. Em: [s.l.: s.n.]. p. 73–78.

ONS. **Website ONS**.

REN, G. et al. Overview of wind power intermittency: Impacts, measurements, and mitigation solutions. **Applied Energy**, v. 204, p. 47–65, out. 2017.

SOVACOOOL, B. K. The intermittency of wind, solar, and renewable electricity generators: Technical barrier or rhetorical excuse? **Utilities Policy**, v. 17, n. 3–4, p. 288–296, set. 2009.

RAMIREZ, ANGEL; NÚÑEZ, FERNANDO. Optimal sizing of hybrid wind-photovoltaic plants: A factorial analysis. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, Volume 57, 2023, p. 103155.

WU, HAO; WEST, SAMUEL R. Co-optimisation of wind and solar energy and intermittency for renewable generator site selection. **Heliyon**, Volume 10, 2024.

COUTO, ANTÓNIO; ESTANQUEIRO, ANA. Wind power plants hybridised with solar power: A generation forecast perspective, **Journal of Cleaner Production**, Volume 423, 2023.

FERREIRA, MIGUEL; SANTOS, JULIA, A new index to evaluate renewable energy potential: A case study on solar, wind and hybrid generation in Northeast Brazil, **Renewable Energy**, Volume 217, 2023.

GANGOPADHYAY, A; SESHADRI, A.K. The role of wind-solar hybrid plants in mitigating renewable energy-droughts, **Renewable Energy**, Volume 194, 2022.

APÊNDICE 1: MODELO MATEMÁTICO – CASO ADJACENTE

```
set T;

param FC_solar{t in T};
param FC_eolico{t in T};
param FC_medio_solar{t in T};
param FC_medio_eolico{t in T};
param CO_solar;
param CO_eolico;
param CTransmissao;
#param CEcon_solar; #novo
#param CEcon_eolico; #novo
param Pmcp{t in T};
param PContrato;
#param rho;
var rho, >=0;
param Capital;
param A; #novo

var Cap_instalada_solar, >= 0;
var Cap_instalada_eolico, >= 0;

var CO_solar_abs;
var CO_eolico_abs;
var CO;
var Lucro;
var Receita_fixa_solar;
var Receita_fixa_eolico;
var Receita_fixa;
var Receita_variavel_solar;
var Receita_variavel_eolico;
```

```

var Receita_variavel;
var C_compra_solar;
var C_compra_eolico;
var C_compra;

var G_solar{t in T};
var G_eolico{t in T};
var curtailment_s_p{t in T};
var curtailment_s_n{t in T};
var curtailment_e_p{t in T};
var curtailment_e_n{t in T};

var Contrato_solar{t in T};
var Contrato_eolico{t in T};
var x_solar_p{t in T}, >= 0;
var x_solar_n{t in T}, >= 0;
var x_eolico_p{t in T}, >= 0;
var x_eolico_n{t in T}, >= 0;

# Função Objetivo
minimize fobj: sum{t in T}(x_solar_n[t] + x_eolico_n[t])-Lucro;

# Restrições de geração solar e eólica
s.t. geracao_solar{t in T}: G_solar[t] = Cap_instalada_solar*FC_solar[t];
s.t. geracao_eolico{t in T}: G_eolico[t] = Cap_instalada_eolico*FC_eolico[t];

# Restrições de Contrato solar e elico
s.t. RContrato_solar{t in T}: Contrato_solar[t] = Cap_instalada_solar*FC_medio_solar[t];
s.t. RContrato_eolico{t in T}: Contrato_eolico[t] = Cap_instalada_eolico*FC_medio_eolico[t];

# Restrições de exposição energética

```

s.t. Exp_Energetica_solar{t in T}: $x_{solar_p}[t] - x_{solar_n}[t] = G_{solar}[t] - Contrato_solar[t]$;

s.t. Exp_Energetica_eolico{t in T}: $x_{eolico_p}[t] - x_{eolico_n}[t] = G_{eolico}[t] - Contrato_eolico[t]$;

Restrições de Custos e Receitas

s.t. Custos_Operacao_solar: $CO_solar_abs = Cap_instalada_solar * (CO_solar + CTransmissao)$;

s.t. Custos_Operacao_eolico: $CO_eolico_abs = Cap_instalada_eolico * (CO_eolico + CTransmissao)$;

s.t. Custos_Operacao: $CO = CO_solar_abs + CO_eolico_abs$;

#s.t. Custos_Compra_solar: $C_compra_solar = \sum\{t \text{ in } T\} ((x_{solar_n}[t]) * Pmcp[t])$;

#s.t. Custos_Compra_eolico: $C_compra_eolico = \sum\{t \text{ in } T\} ((x_{eolico_n}[t]) * Pmcp[t])$;

#s.t. Custos_Compra: $C_compra = C_compra_solar + C_compra_eolico$;

s.t. RReceita_fixa_solar: $Receita_fixa_solar = \sum\{t \text{ in } T\} ((Contrato_solar[t]) * PContrato)$;

s.t. RReceita_fixa_eolico: $Receita_fixa_eolico = \sum\{t \text{ in } T\} ((Contrato_eolico[t]) * PContrato)$;

s.t. RReceita_fixa: $Receita_fixa = Receita_fixa_solar + Receita_fixa_eolico$;

s.t. RReceita_variavel_solar: $Receita_variavel_solar = \sum\{t \text{ in } T\} ((x_{solar_p}[t] - x_{solar_n}[t]) * Pmcp[t])$;

s.t. RReceita_variavel_eolico: $Receita_variavel_eolico = \sum\{t \text{ in } T\} ((x_{eolico_p}[t] - x_{eolico_n}[t]) * Pmcp[t])$;

s.t. RReceita_variavel: $Receita_variavel = Receita_variavel_solar + Receita_variavel_eolico$;

Restrições de Capital e Custos Operacionais

s.t. Capital_Disponivel: $CO = Capital$;

Restrições de Lucro

s.t. RLucro: $Lucro = (Receita_fixa + Receita_variavel) - CO$;

s.t. Rrho: $Lucro = rho * Capital$;

solve;

APÊNDICE 2: MODELO MATEMÁTICO – CASO ASSOCIADO

```

set T;
param FC_solar{t in T};
param FC_eolico{t in T};
param FC_medio_solar{t in T};
param FC_medio_eolico{t in T};
param CO_solar;
param CO_eolico;
param CTransmissao;
param CEncargos;
param Pmcp{t in T};
param PContrato;
param rho;
param Capital;
param M; #big M
param u; # limite para truque AIMMS
var Cap_instalada_solar, >= 0;
var Cap_instalada_eolico, >= 0;
var Limite_transmissao, >=0; #define cap. instalada da fonte primária
var prim_solar, >=0; #define cap. instalada da fonte primária
var prim_eolico, >=0; #define cap. instalada da fonte primária
var CO_solar_abs;
var CO_eolico_abs;
var CO_T_assoc;
var CO;
var Lucro;
var Receita_fixa_solar;
var Receita_fixa_eolico;
var Receita_fixa;
var Receita_variavel_solar;
var Receita_variavel_eolico;

```

```
var Receita_variavel;
var C_compra_solar;
var C_compra_eolico;
var C_compra;
var Contrato_solar_total;
var Contrato_eolico_total;
var G_solar_total;
var G_eolico_total;
var G_assoc_total;
var curtailment_fin_solar;
var curtailment_fin_eolico;
var curtailment_solar;
var curtailment_eolico;
var curtailment_solar_n;
var curtailment_eolico_n;
var G_assoc{t in T}; # geração associada
var G_solar{t in T},>=0;
var G_eolico{t in T},>=0;

var curtailment_s_p{t in T}, >=0;
var curtailment_s_n{t in T}, >=0;
var curtailment_e_p{t in T}, >=0;
var curtailment_e_n{t in T}, >=0;
var curtail_s{t in T}, >= 0;
var curtail_e{t in T}, >= 0;
var G_asolar{t in T}, >=0;
var G_aeolico{t in T}, >=0;
var bin_solar, binary; #define fonte primária
var bin_eolico, binary; #define fonte primária
var Contrato_solar{t in T};
var Contrato_eolico{t in T};
```

```

var x_solar_p{t in T}, >= 0;
var x_solar_n{t in T}, >= 0;
var x_eolico_p{t in T}, >= 0;
var x_eolico_n{t in T}, >= 0;
var Compra, >= 0;

# Função Objetivo
minimize fobj: sum{t in T}(x_solar_n[t]+x_eolico_n[t]) ;

# Restrições de geração solar e eólica
s.t. geracao_solar{t in T}: G_solar[t] = Cap_instalada_solar*FC_solar[t];
s.t. geracao_eolico{t in T}: G_eolico[t] = Cap_instalada_eolico*FC_eolico[t];
s.t. geracao_associada{t in T}: G_assoc[t] = G_solar[t] + G_eolico[t];
s.t. geracao_associada_total: G_assoc_total = sum{t in T} (G_assoc[t]);
s.t. geracao_solar_total: G_solar_total = sum{t in T} G_solar[t]; # novo output
s.t. geracao_eolica_total: G_eolico_total = sum{t in T} G_eolico[t]; # novo output

# Definição Fonte Primária
s.t. RPrimaria_solar: M*bin_solar >= (Cap_instalada_solar - Cap_instalada_eolico); #
associado
s.t. RPrimaria_eolico: M*bin_eolico >= (Cap_instalada_eolico - Cap_instalada_solar); #
associado
s.t. RPrimaria: bin_solar + bin_eolico = 1; # associado

# Definição Limite de Transmissão
s.t. RLimite_T: Limite_transmissao = prim_solar + prim_eolico;
s.t. RLimite_solar_T1: prim_solar <= Cap_instalada_solar;
s.t. RLimite_solar_T2: prim_solar <= u*bin_solar;
s.t. RLimite_solar_T3: prim_solar >= Cap_instalada_solar - u*(1-bin_solar);
s.t. RLimite_eolico_T1: prim_eolico <= Cap_instalada_eolico;
s.t. RLimite_eolico_T2: prim_eolico <= u*bin_eolico;
s.t. RLimite_eolico_T3: prim_eolico >= Cap_instalada_eolico - u*(1-bin_eolico);

```

Definição Curtailment

s.t. RCurtailment_solar{t in T}: curtailment_s_p[t] >= G_assoc[t] - Limite_transmissao;

s.t. RCurtailment_eolico{t in T}: curtailment_e_p[t] >= G_assoc[t] - Limite_transmissao;

s.t. Rcurtail_S1{t in T}: curtail_s[t] <= u*(1-bin_solar);

s.t. Rcurtail_S2{t in T}: curtail_s[t] <= curtailment_s_p[t];

s.t. Rcurtail_S3{t in T}: curtail_s[t] >= curtailment_s_p[t] - u*bin_solar;

s.t. Rcurtail_S4{t in T}: curtail_s[t] <= M*Cap_instalada_solar;

s.t. Rcurtail_E1{t in T}: curtail_e[t] <= u*(1-bin_eolico);

s.t. Rcurtail_E2{t in T}: curtail_e[t] <= curtailment_e_p[t];

s.t. Rcurtail_E3{t in T}: curtail_e[t] >= curtailment_e_p[t] - u*bin_eolico;

s.t. Rcurtail_E4{t in T}: curtail_e[t] <= M*Cap_instalada_eolico;

s.t. RCurtailment_eolico1: curtailment_eolico = sum{t in T} (curtail_e[t]);

s.t. RCurtailment_solar1: curtailment_solar = sum{t in T} (curtail_s[t]);

s.t. RCurtailment_fin_solar: curtailment_fin_solar = sum{t in T} (curtail_s[t]*Pmcp[t]);

s.t. RCurtailment_fin_eolico: curtailment_fin_eolico = sum{t in T} (curtail_e[t]*Pmcp[t]);

Restrições de Contrato solar e eólico

s.t. RContrato_solar{t in T}: Contrato_solar[t] = Cap_instalada_solar*FC_medio_solar[t];

s.t. RContrato_eolico{t in T}: Contrato_eolico[t] = Cap_instalada_eolico*FC_medio_eolico[t];

s.t. Exp_Energetica_solar{t in T}: x_solar_p[t] - x_solar_n[t] = G_solar[t] - curtail_s[t] - Contrato_solar[t];

s.t. Exp_Energetica_eolico{t in T}: x_eolico_p[t] - x_eolico_n[t] = G_eolico[t] - curtail_e[t] - Contrato_eolico[t];

Restrições de Custos e Receitas

s.t. Custos_Operacao_solar: CO_solar_abs = Cap_instalada_solar * (CO_solar + CEncargos);

s.t. Custos_Operacao_eolico: CO_eolico_abs = Cap_instalada_eolico * (CO_eolico + CEncargos);

s.t. Custos_Operacao_transmissao: CO_T_assoc = Limite_transmissao * CTransmissao;

s.t. Custos_Operacao: CO = CO_solar_abs + CO_eolico_abs + CO_T_assoc;

```

#s.t. Custos_Compra_solar: C_compra_solar = sum{t in T} ((x_solar_n[t])*Pmcp[t]);
#s.t. Custos_Compra_eolico: C_compra_eolico = sum{t in T} ((x_eolico_n[t])*Pmcp[t]);
#s.t. Custos_Compra: C_compra = C_compra_solar + C_compra_eolico ;

s.t. RReceita_fixa_solar: Receita_fixa_solar = sum{t in T} ((Contrato_solar[t])*PContrato);
s.t. RReceita_fixa_eolico:Receita_fixa_eolico = sum{t in T} ((Contrato_eolico[t])*PContrato);
s.t. RReceita_fixa: Receita_fixa = Receita_fixa_solar + Receita_fixa_eolico;

s.t. RReceita_variavel_solar: Receita_variavel_solar = sum{t in T} ((x_solar_p[t] -
x_solar_n[t])*Pmcp[t]);
s.t. RReceita_variavel_eolico: Receita_variavel_eolico = sum{t in T} ((x_eolico_p[t] -
x_eolico_n[t])*Pmcp[t]);
s.t. RReceita_variavel: Receita_variavel = Receita_variavel_solar + Receita_variavel_eolico;

#      Restrições de Capital e Custos Operacionais
s.t. Capital_Disponivel: CO = Capital;

#      Restrições de Lucro
s.t. RLucro: Lucro = Receita_fixa + Receita_variavel - CO;
s.t. Rrho: Lucro = rho *Capital;
#
solve;

```