

**FERNANDA INFANTE DE CASTRO THOMPSON
KRISTIAN NOLTE**

Otimização da Contratação de Energia para Portfólios de Usinas Híbridas
Eólico-Fotovoltaicas no Brasil

PROJETO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO
APRESENTADO AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA INDUSTRIAL
DA PUC-RIO, COMO PARTE DOS REQUISITOS PARA OBTENÇÃO
DO TÍTULO DE ENGENHEIRO DE PRODUÇÃO

Orientador: BRUNO FANZERES DOS SANTOS

Departamento de Engenharia Industrial
Rio de Janeiro, 12 de junho de 2024.

AGRADECIMENTOS

Gostaríamos de expressar nossa profunda gratidão a todos que nos apoiaram durante a realização deste trabalho.

Primeiramente, às nossas famílias, pelo apoio e suporte incondicional. E, também, aos nossos amigos e namorados, pela compreensão em momentos de dedicação e palavras de encorajamento.

Agradecemos também ao nosso orientador, Bruno Fanzeres, pela disponibilidade frequente e por todas as conversas que nortearam nosso trabalho. Sem todo esse tempo de dedicação da sua parte, esse trabalho não seria o que é. Agradecemos por toda a orientação sempre.

Por fim, aos nossos colegas da PSR, em especial aos integrantes de nossas respectivas áreas (Regulação e Litígio e Estratégias de Mercado), que criam um ambiente de trabalho motivador e de crescimento. Muito deste trabalho é um reflexo das experiências e aprendizados que tivemos, principalmente através da troca de conhecimento com vocês.

Em especial, agradecemos a Ana Sofia Aranha, por todas as conversas sobre o OptFolio e sugestões que tanto agregaram ao trabalho. Aprendemos muito com você!

Gostaríamos de registrar, também, nossa gratidão pela oportunidade de trabalharmos juntos, explorando interesses complementares e motivando um ao outro.

Fernanda Thompson e Kristian Nolte,

12/06/2024

RESUMO

Na última década, a matriz elétrica brasileira sofreu uma grande transformação, deixando a predominância hidrotérmica e tornando-se mais diversificada com a inserção em massa das fontes renováveis. Entretanto, devido a intermitência característica, usinas eólicas e fotovoltaicas trazem consigo problemas relacionados à confiabilidade do suprimento de energia. A implementação de usinas híbridas, que utilizam mais de uma fonte de energia, poderia ser uma solução para essa demanda sistêmica, devido às possibilidades de complementação entre estas fontes. Esse trabalho investiga resultados financeiros e energéticos de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas, considerando diferentes percentuais de cada fonte na composição do portfólio. Para isso, foi realizada a otimização do volume de energia a ser alocado em contrato, através de um modelo estocástico com aversão a risco, considerando incertezas ligadas à geração de energia e ao preço *spot*.

Palavras-chave: Usinas Híbridas, Complementariedade Energética, Otimização, Balanço de Energia.

ABSTRACT

In the last decade, the Brazilian electricity matrix has undergone a significant transformation, shifting from being predominantly hydroelectric to becoming more diversified with the massive integration of other renewable sources. However, due to the inherent intermittency, wind and photovoltaic power plants bring with them issues related to the reliability of energy supply. The implementation of hybrid power plants, which utilize more than one energy source, could be a solution to this systemic demand due to the complementary possibilities between sources. This work investigates the financial and energy results of hybrid wind-photovoltaic plants, considering different percentages of each source in the asset composition. To this end, it considers the optimization of the volume of energy to be allocated in contracts through a risk-averse stochastic model that accounts for uncertainties related to energy generation and price scenarios.

Keywords: Hybrid Power Plants, Energy Complementarity, Optimization, Energy Balance.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	10
2. REFERENCIAL TEÓRICO	12
2.1 O Setor Elétrico Brasileiro	12
2.2 Usinas Híbridas	17
2.2.1 Experiências Internacionais	20
2.2.2 Usinas Híbridas no Brasil.....	21
3. METODOLOGIA	31
3.1 Modelo de Otimização Estocástica com Aversão a Risco.....	31
3.2 Construção de Cenários.....	34
4. RESULTADOS	36
4.1 Construção dos Casos.....	36
4.2 Análise de Resultados	38
4.2.1 Balanço de Energia	40
4.2.2 Energia <i>Long</i> e <i>Short</i> e Liquidação no Mercado de Curto Prazo	43
4.2.3 Fluxo de Caixa.....	46
5. CONCLUSÃO	50
BIBLIOGRAFIA	52

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Gráfico com a Evolução da Proporção de Consumo de Energia entre ACR e ACL	13
Figura 2 - Gráfico com a Evolução da Matriz Elétrica Brasileira	14
Figura 3 - Carga líquida e geração hidrelétrica (13/02/2022)	15
Figura 4 - Benefícios e obstáculos para usinas híbridas	20
Figura 5 - Timeline de discussões para definição do marco regulatório	23
Figura 6 - Cadeia de modelos.....	34
Figura 7 - Gráfico da Nuvem de Cenários de Geração Mensal Eólica e Solar	35
Figura 8 - Mapa com a localização das usinas escolhidas	38
Figura 9 - Gráfico do Perfil Horário Médio de Geração.....	38
Figura 10 - Gráfico do Preço de Liquidação de Diferenças.....	39
Figura 11 - Gráfico da Quantidade de Energia Contratada em cada caso	40
Figura 12 - Gráficos do Balanço Mensal de Energia e Horário de Energia Firme - Caso 1	41
Figura 13 - Gráficos do Balanço Mensal de Energia e Horário de Energia Firme - Caso 2	42
Figura 14 - Gráficos do Balanço Mensal de Energia e Horário de Energia Firme - Caso 3	42
Figura 15 - Gráficos do Balanço Mensal de Energia e Horário de Energia Firme - Caso 4	42
Figura 16 - Gráficos do Balanço Mensal de Energia e Horário de Energia Firme - Caso 5	43
Figura 17 - Gráficos do Balanço Mensal de Energia e Horário de Energia Firme - Caso 6	43
Figura 18 - Gráfico da Energia Long e Short e Liquidação no MCP - Caso 1.....	44
Figura 19 - Gráfico da Energia Long e Short e Liquidação no MCP - Caso 2.....	44
Figura 20 - Gráfico da Energia Long e Short e Liquidação no MCP - Caso 3.....	44
Figura 21 - Gráfico da Energia Long e Short e Liquidação no MCP - Caso 4.....	45
Figura 22 - Gráfico da Energia Long e Short e Liquidação no MCP - Caso 5.....	45
Figura 23 - Gráfico da Energia Long e Short e Liquidação no MCP - Caso 6.....	45
Figura 24 - Gráfico do Fluxo de Caixa do Acionista - Caso 1.....	46
Figura 25 - Gráfico do Fluxo de Caixa do Acionista - Caso 2.....	47
Figura 26 - Gráfico do Fluxo de Caixa do Acionista - Caso 3.....	47
Figura 27 - Gráfico do Fluxo de Caixa do Acionista - Caso 4.....	47
Figura 28 - Gráfico do Fluxo de Caixa do Acionista - Caso 5.....	48
Figura 29 - Gráfico do Fluxo de Caixa do Acionista - Caso 6.....	48
Figura 30 - Gráfico da Média dos Fluxo de Caixa.....	49
Figura 31 - Gráfico do CVaR dos Fluxo de Caixa.....	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Fator de Capacidade por Fonte	36
Tabela 2. Casos analisados	37
Tabela 3 - Energia vendida em contrato para cada caso	39

LISTA DE SIGLAS

ACL	O <i>Ambiente de Contratação Livre</i> é o ambiente no qual se realiza a contratação de energia entre geradores, comercializadores e consumidores livres.
ACR	O <i>Ambiente de Contratação Regulada</i> é o ambiente no qual se realiza a contratação de energia entre geradores e empresas distribuidoras.
ANEEL	A <i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i> é a agência reguladora para energia elétrica no Brasil.
CCEE	A <i>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica</i> é a organização encarregada da contabilização e liquidação das transações no mercado de curto prazo de energia elétrica e da organização dos leilões de energia.
CP	Abreviatura de <i>Consulta Pública</i>
CUST	Abreviatura de <i>Contrato de Uso do Sistema de Transmissão</i> , que deve ser assinado entre usuários do sistema de transmissão e estabelece os termos e condições que regulam o uso da Rede Básica
FC	Abreviatura de <i>Fator de Capacidade</i>
LCOE	Abreviatura de <i>Levelized Cost of Energy</i> , representa o custo por megawatt-hora da construção e operação de uma usina durante seu ciclo de vida útil.
ONS	O <i>Operador Nacional do Sistema Elétrico</i> é a entidade responsável pela operação e pelo despacho do sistema.
PLD	O <i>Preço de Liquidação de Diferenças</i> é o preço de curto prazo calculado pela CCEE para cada patamar de carga (pesado, intermediário e leve), cada semana e cada submercado, com o mesmo software que o ONS usa para o despacho
REN	Abreviatura de <i>Resolução Normativa</i>
SIN	Abreviatura de <i>Sistema Interligado Nacional</i>
SISOL	Abreviatura de <i>Sistemas Isolados</i>
SEB	Abreviatura de <i>Sistema Elétrico Brasileiro</i> .

TUSD	A <i>Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição</i> é uma tarifa paga por geradores e consumidores pelo direito de utilizar o sistema de distribuição.
TUST	A <i>Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão</i> é uma tarifa paga por todos os geradores e consumidores pelo direito de utilizar o sistema de transmissão
VPL	Abreviatura de <i>Valor Presente Líquido</i> .

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) vêm sofrendo mudanças relevantes, que exigem o estudo de novas soluções de suprimento. A inserção em massa de fontes renováveis e intermitentes na matriz elétrica gera demanda pela contratação de produtos que garantam a segurança do suprimento de energia. Além disso, a abertura de mercado presenciada nos últimos anos aponta para novas necessidades de um mercado em evolução.

Nesse contexto, é cada vez mais relevante a análise da possibilidade de complementariedade entre diferentes fontes de energia. No Brasil, o objetivo de otimizar o escoamento de uma rede de transmissão já restrita se mostra como impulsionador da análise de usinas híbridas. Em especial, destaca-se a união entre tecnologia eólica e fotovoltaica, objeto de análise deste trabalho, como potenciais fontes complementares.

Para EPE (2017), “entende-se como complementariedade energética a capacidade de dois ou mais recursos (da mesma fonte ou de fontes distintas) apresentarem disponibilidade energética complementar no tempo. (...) Essa avaliação pode ser feita em diferentes escalas temporais (diária, mensal, anual, etc.).”

A evolução dessa discussão culminou em importantes avanços regulatórios e estudos técnicos no Brasil. Entretanto, ainda persistem lacunas regulatórias e desafios comerciais a serem endereçados, de forma a permitir a implantação dessas usinas e o aproveitamento dos benefícios que este modelo pode promover.

O trabalho foi motivado pelo interesse nos resultados financeiros e energéticos de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas, considerando diferentes percentuais de cada fonte na composição da usina. Para isso, são construídos diferentes casos alocados em região com perfil de ventos e incidência solar complementares.

O objetivo deste trabalho é comparar o resultado energético e financeiro de usinas híbridas. Para isso, foi estudado se a hibridização de fontes com perfis de geração complementares se traduz em efeitos financeiros positivos para a usina.

Assim, enquanto diversos estudos apontam para a possibilidade de complementariedade entre as fontes eólica e solar, este estudo busca analisar também a repercussão financeira, considerando a otimização do volume a ser contratado de cada um dos casos construídos.

Para isso, foram desenvolvidos diferentes casos de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas, variando o percentual de composição de cada uma das fontes, a fim de analisar e comparar os resultados energético e financeiro de cada caso. A otimização do volume a ser contratado em

cada caso utiliza modelo estocástico com aversão a risco.

Dessa forma, os resultados obtidos são analisados em três esferas. A primeira delas diz respeito ao balanço de energia mensal, que reflete a diferença entre a geração dos parques analisados e a quantidade de energia ótima vendida em contrato. A partir disso, é possível analisar a posição de energia do agente e o resultado financeiro da liquidação no Mercado de Curto Prazo (MCP), considerando os ativos físicos e volume de energia comprometida em contrato. Por fim, o Fluxo de Caixa previsto para cada caso é comparado, considerando a sensibilidade do CVaR.

A partir das análises realizadas, observa-se que o volume otimizado de energia contratada para o caso de maior percentual eólico é maior do que o contratado para o caso de maior percentual solar. Tal fenômeno pode ser explicado pela maior exposição da fonte solar ao Mercado de Curto Prazo, considerando o perfil de geração diurno.

A análise do Fluxo de Caixa previsto indica que perfis com maior proporção eólica apresentam resultados melhores na média. Entretanto, o CVaR do Fluxo de Caixa aponta que, nos piores cenários, casos com maior proporção solar apresentam resultados melhores, condizente com o menor volume de energia alocado em contrato.

Este trabalho está estruturado em cinco capítulos. O Capítulo 2 apresenta o referencial teórico em que o trabalho se baseia, dividido em duas seções. A primeira seção engloba um panorama do arcabouço comercial e regulatório do Setor Elétrico Brasileiro essencial ao entendimento das análises propostas. Na segunda seção, é apresentada uma revisão de literatura sobre usinas híbridas, através de estudos de experiências internacionais e análise da regulação vigente no Brasil. O Capítulo 3 descreve a metodologia utilizada no trabalho, também dividido em duas seções. A primeira delas descreve o modelo de otimização estocástica com aversão a risco utilizado. O segundo subcapítulo indica a construção dos cenários construídos para realização da análise. No Capítulo 4 são apresentados os resultados obtidos, divididos entre as informações referentes aos dados de entradas e os resultados obtidos. Por fim, o Capítulo 5 traz as conclusões do trabalho.

2. REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 O Setor Elétrico Brasileiro

A implementação do marco regulatório do Setor Elétrico Brasileiro, através da Lei 10.848, de 15 de março de 2004, regulamentada pelo Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, determina a atual dinâmica do setor. Este marco estabeleceu a criação dos leilões regulados de geração e transmissão, que foram o principal instrumento para expansão da matriz elétrica do sistema brasileiro.

Historicamente, a principal característica do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é a predominância da fonte hidrelétrica. Dessa forma, a expansão por meio dos leilões regulados garantiu a contratação da crescente demanda através de investimentos em grandes projetos de geração, cujos altos investimentos justificavam a oferta de contratos de longo prazo, característicos do Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Nestes leilões de energia¹, as distribuidoras declaram a demanda necessária para atender seus consumidores cativos. Por sua vez, estes consumidores pagam à distribuidora a Tarifa de Energia (que remunera o PPA² firmado entre distribuidora e geradora) e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) ou Transmissão (TUST) (que remuneram o transporte da energia do ponto de origem ao ponto de consumo).

No Brasil, a inserção de fontes renováveis ao sistema foi, inicialmente, motivada principalmente pelos leilões de energia alternativa. Através desse mecanismo que se deu a contratação de eólicas no mercado regulado, motivado principalmente pela redução no custo de equipamentos devido à crise financeira de 2008 e ao interesse em fomentar competitividade no mercado brasileiro (PORRUA et al, 2010).

Em anos recentes, entretanto, a expansão do sistema passa a ser cada vez mais impulsionada por consumidores que contratam energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde os PPAs são negociados livremente entre compradores e vendedores, sem o intermédio de uma distribuidora, como observado na Figura 1. Esta mudança de cenário vem ocorrendo devido à alta migração de consumidores do mercado cativo para o livre, promovida

¹ Importante ressaltar que existem diferentes leilões regulados de energia, dentre eles: Leilão de Energia Nova, Leilão de Energia Existente, Leilão de Energia de Reserva, Leilão de Reserva de Capacidade, entre outros. A principal modalidade responsável pela expansão do sistema é o Leilão de Energia Nova, em que são contratados empreendimentos ainda não operantes.

² Contratos de Energia são abreviados por seu termo em inglês (*Power Purchase Agreement* – PPA)

pela abertura gradual do mercado³ e pelos custos mais baixos de energia no ACL.

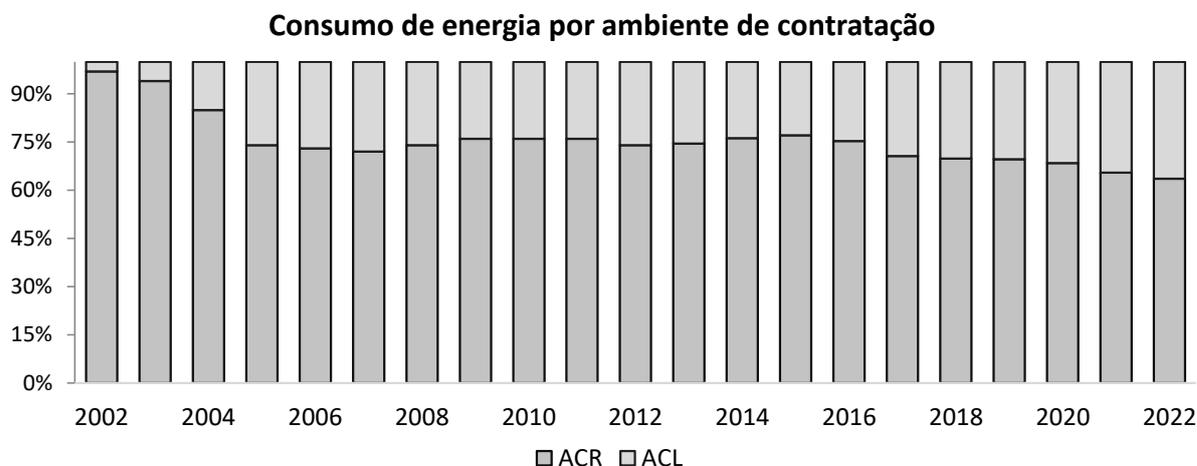


Figura 1 - Gráfico com a Evolução da Proporção de Consumo de Energia entre ACR e ACL

Alguns fatores ajudam a explicar a redução do custo de energia nos últimos anos, que também explica esta transferência de consumidores do mercado regulado para o mercado livre. Em linha com a agenda global ESG, o desenvolvimento tecnológico no setor elétrico vem sendo destinado principalmente para as novas fontes renováveis, eólica e solar, reduzindo o CAPEX⁴ necessário para sua implementação. Além disso, tanto no mundo quanto no Brasil, foram instaurados fortes subsídios⁵ a fim de incentivar a implementação de fontes de geração com menor emissão de poluentes. Dessa forma, a energia vendida pelos geradores renováveis vem sendo a mais atraente para os consumidores livres.

Este movimento ocasionou uma forte mudança na matriz elétrica brasileira, dada a inserção em massa de fontes renováveis. Tal fenômeno pode ser observado na Figura 2 que mostra a evolução da matriz elétrica no Brasil.

³ A partir de 1º de janeiro de 2024, os consumidores classificados como Grupo A poderão participar do Mercado Livre. Para consumidores cuja carga individual seja inferior a 500 kW, há necessidade de que sejam representados por agente varejista perante Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Tais definições foram estabelecidas pela Portaria Normativa Nº 50/GM/MME, de 27 de setembro de 2022.

⁴ Estudos da IRENA (2023) mostram que a média do LCOE global para novas usinas solares e eólicas sofreu forte redução entre 2010 e 2022, chegando a níveis mais baixos do que o intervalo de custos associados a geração fóssil.

⁵ A Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, alterada pelas Leis 13.203 de 2015 e 13.360 de 2016, instituiu uma redução de 50% na tarifa do uso do sistema de transmissão ou distribuição para geradores e consumidores, desde que a energia utilizada venha de fonte renovável, assegurado um limite de capacidade injetada na rede.

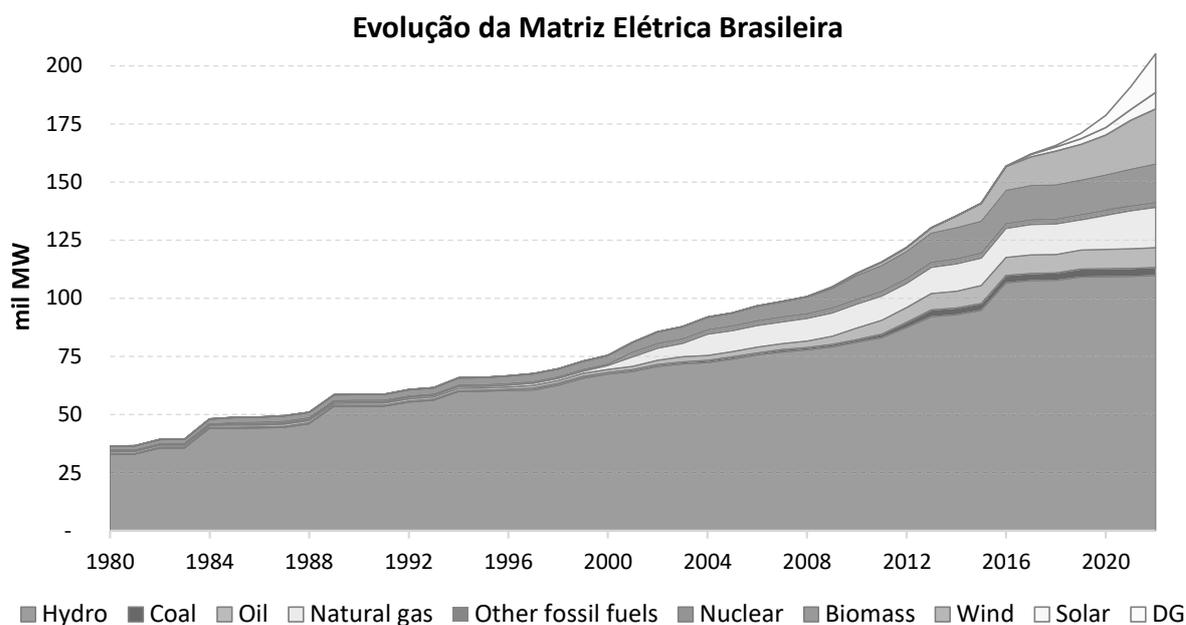


Figura 2 - Gráfico com a Evolução da Matriz Elétrica Brasileira

Este cenário traz consigo diversas consequências, dentre elas a necessidade de aprimoramentos na contratação de mecanismos que promovam confiabilidade e segurança no suprimento de energia. Anteriormente, as usinas hidrelétricas garantiam o atendimento de requisitos de flexibilidade e picos de demanda, além de prover o fornecimento de diversos serviços ancilares. Entretanto, a expressiva inserção das fontes renováveis traz novos desafios a operação do sistema, dada a intermitência característica do seu perfil de geração.

A operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), que representa mais de 99% do território brasileiro, é realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) por meio de modelos de planejamento da expansão e de operação do sistema para realizar o despacho das usinas pelo Brasil. O despacho é realizado com base nos custos da operação, e considera valores normativos e características técnicas declaradas pelo agente para outorga.

A existência deste modelo de despacho centralizado se dá pela predominância das hidrelétricas na matriz brasileira, onde deve ser considerada a presença de diferentes usinas em uma mesma cascata. Dessa forma, a operação de uma usina hidrelétrica afeta diretamente a capacidade de geração de outras localizadas na mesma cascata, devido ao gerenciamento de seus reservatórios. O despacho das hidrelétricas considera o custo de oportunidade do uso da água, denominado de “valor da água”.

O planejamento destes despachos ocorre com o apoio de modelos de otimização estocástica. O NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), é um modelo hidrotérmico que calcula a Função de Custo Futuro para o “valor da água” e o

planejamento de despacho a longo prazo. O ONS utiliza-se desses resultados que buscam “minimizar o valor esperado do custo total de operação ao longo de todo o período de planejamento considerando mecanismos de aversão a riscos, dado um estado inicial do sistema” (MAIA, Diego, 2021).

Para previsão de despacho no médio prazo, o ONS utiliza-se do DECOMP, que realiza o planejamento dois meses à frente. Nele, as hidrelétricas são representadas individualmente, enquanto no NEWAVE essa representação ocorria de forma agrupada. Por fim, para o curto prazo, o ONS executa rodadas do DESSEM, que realiza uma modelagem detalhada do sistema, considerando restrições operativas e *unit commitment*⁶. Como resultado, realiza o planejamento do despacho para a próxima semana, determinado em intervalos de 30 minutos.

Para as usinas renováveis, a regra de despacho é desconsiderada, já que possuem um custo marginal de operação igual a zero. São usinas não despacháveis e desde que haja “combustível” (vento e sol) estão livres para produzir energia. Contudo, a intermitência inerente a disponibilidade destes recursos naturais acaba tendo de ser absorvida por outras fontes de geração, em especial hidrelétrica.

Este fenômeno pode ser observado na Figura 3, em que se percebe que a geração hidrelétrica acompanha o perfil da carga líquida, que indica a carga total do sistema menos a geração renovável intermitente. A rampa de consumo que ocorre ao entardecer coincide com redução da geração renovável, sendo necessário que usinas hidrelétricas realizem rampas ainda maiores de geração.

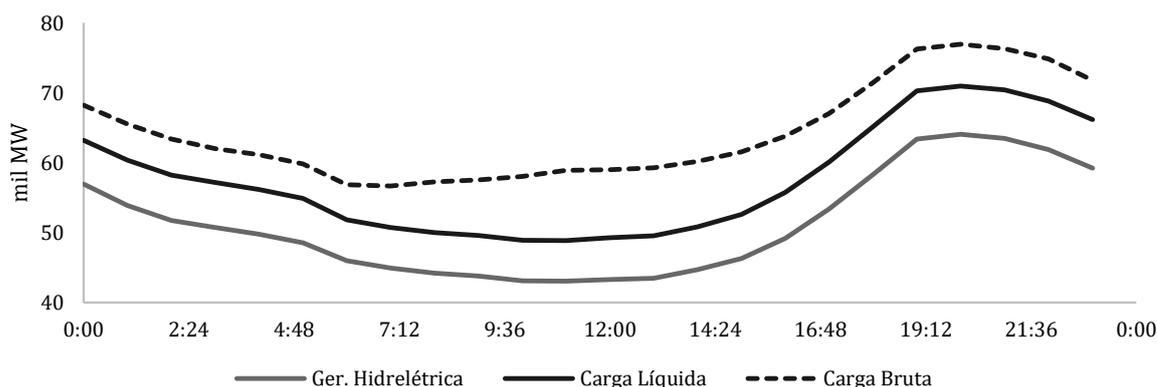


Figura 3 – Carga líquida e geração hidrelétrica (13/02/2022)

⁶ As restrições de *unit commitment* dizem respeito às necessidades de acionamento e desligamento, além das restrições relacionadas ao status “ligado” e “desligado” das unidades geradoras (CEPEL). Atualmente, o planejamento do sistema considera apenas *unit commitment* térmico, que ocorre quando uma usina é despachada fora de ordem de mérito para atender as restrições técnicas de operação, como tempo mínimo de acionamento. Neste cenário, a diferença entre o PLD e o CVU das usinas despachadas é ressarcido através de ESS.

Conforme a operação ocorre, atendendo a demanda em tempo real, é necessário realizar ajustes financeiros aos contratos anteriormente firmados. Isto se dá pois o despacho independe dos contratos firmados pelos geradores. Assim, a geração nunca será exatamente equivalente ao volume contratado.

Da mesma forma, o consumo não ocorre exatamente como foi contratado, especialmente considerando volumes horários e mensais. Para realizar estes ajustes, há o Mercado de Curto Prazo (MCP), onde ocorre a liquidação das diferenças entre o mundo financeiro (estabelecido por meio de contratos) e o mundo físico (definido pela operação e consumo real do sistema).

A liquidação financeira destas diferenças é valorada pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que indica o Custo Marginal da Operação naquele momento, restrito a um valor de piso e de teto. O PLD é calculado pela CCEE por meio do NEWAVE, o mesmo software utilizado no planejamento do despacho, discretizando o preço por hora e por submercado⁷.

É importante ressaltar que não é permitido, no Brasil, que consumidores estejam completamente expostos ao MCP. Portanto, há duas regras básicas estabelecidas no setor, cujo objetivo é de promover a segurança de suprimento. Estas regras são:

- i. Todos os consumidores devem ter 100% de sua demanda coberta por contratos (PPA);
- ii. Todo contrato de energia deve ser respaldado por lastro de energia.

O lastro capaz de respaldar um PPA refere-se à capacidade de uma usina de produzir o volume de energia vendido de forma sustentável. Este volume é representado pela Garantia Física⁸ (GF) da usina e representam o quanto de energia a usina pode vender em contratos.

Estas duas regras básicas do mercado de energia brasileiro buscam fomentar uma expansão adequada da oferta. Por meio delas, todo aumento de demanda deve ter um contrato associado, e todo contrato deve estar baseado em um lastro de energia, assegurando que o aumento da demanda será acompanhado de aumento da capacidade de geração do país.

Em um país com restrições no lado da oferta, ou seja, a demanda por energia é maior do que o volume atualmente ofertado, estas regras são suficientes para providenciar um sistema confiável. Entretanto, grande parte do aumento recente da capacidade instalada do SIN se deu

⁷ O SIN é dividido em diferentes submercados (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste), que agregam características semelhantes e proximidade geográfica, de forma a definir diferentes preços de liquidação para cada um.

⁸ É a quantidade de energia que um equipamento de geração consegue suprir dado um critério de suprimento definido (EPE). Definição disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/garantia-fisica>

por meio de usinas renováveis, que, como mencionado, são intrinsicamente intermitentes, gerando uma insegurança em relação a energia firme que o sistema pode prover e, portanto, novas demandas acabam surgindo.

Por fim, as mudanças observadas promovem também o desenvolvimento de novos modelos de negócios, como, por exemplo, as usinas híbridas. Assim, faz-se necessário entender o arcabouço regulatório do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) como vetor do interesse nesta modalidade de geração de energia.

2.2 Usinas Híbridas

Nos últimos anos, a discussão acerca da geração de energia através da combinação de diferentes fontes vem sendo abordada com grande frequência. Especificamente, a combinação de energia eólica e solar para usinas de energia híbrida tem recebido atenção global, em especial considerando a possibilidade de “sobrepantio” para aumentar o uso da infraestrutura existente (DAS et al, 2019).

Em primeiro lugar, é preciso definir que o termo “usinas híbridas” significa. Ao longo da literatura que trata do tema, são observadas diversas atribuições de significado diferentes para sistemas híbridos de geração, sendo adotado o mais pertinente no escopo da pesquisa sendo realizada (BARBOSA et al, 2016).

De acordo com WINDEUROPE (2019), o termo refere-se “a uma instalação de geração de energia que converte energia primária em energia elétrica e que consiste em mais de um módulo gerador de energia conectado a uma rede em um ponto de conexão.” Já para LUNA-RUBIO et al (2009), “[...] incluem mais do que uma fonte de energia, a fim de suprir uma determinada carga elétrica.”

A definição geral de usinas híbridas com renováveis, para LAZAROV et al (2005) é “um sistema de energia, usando uma fonte de energia renovável e uma fonte de energia convencional, ou mais do que uma fonte de energia renovável com ou sem as fontes de energia convencionais, o qual trabalha de forma autônoma ou conectada à rede.”

A partir da análise das diversas definições propostas no decorrer da literatura, BARBOSA et al (2016) propõe uma definição mais generalista, mas específica para geração de energia elétrica: “aquele que, dependendo da disponibilidade dos recursos locais, utiliza mais de uma fonte primária de energia, renovável ou não, para produzir e fornecer energia elétrica a um determinado consumidor, obedecendo aos padrões de qualidade exigidos.”

Para a EPE (2018), a combinação de mais de uma tecnologia em um sistema de geração

podem ocorrer a partir de quatro arranjos distintos, sendo eles:

- i. Usinas adjacentes – Usinas construídas em localidades muito próximas e que devem contratar separadamente uma capacidade de uso da rede compatível com a sua potência.
- ii. Usinas associadas – Compartilham infraestrutura e contratam menos capacidade de rede do que suas potências nominais somadas. Configuração referencial com vantagens em economia infraestrutural e otimização de uso de rede, embora enfrentem desafios devido ao *curtailment*. Apesar de serem vistas como uma única injeção de potência para o operador do sistema elétrico, não são consideradas usinas híbridas devido à independência dos equipamentos de geração e à capacidade de manter medidores individuais.
- iii. Usinas híbridas – Usinas em que diferentes fontes de combinam impossibilitando a distinção entre elas.
- iv. Portfólios comerciais – Abordagem comercial e contratual, que busca reduzir exposições a preços de curto prazo, sem exigir proximidade física ou compartilhamento de equipamentos, viável para usinas com recursos complementares.

Como observado, há muitas definições para o termo “usinas híbridas”, que consideram diferentes particularidades. Para o escopo deste trabalho, utilizaremos o termo para referenciar usinas que se encontram na mesma localidade, capazes de usufruir de benefícios associados ao compartilhamento de infraestrutura, sendo indiferente a existência de medidor único ou uma só outorga.

A análise da literatura vigente, que considera estudos teóricos e aplicações práticas de usinas híbridas em diferentes locais globalmente, é tida como ponto de partida para a avaliação da utilização desta modalidade de geração. Diversas vantagens e desvantagens são mapeadas e observadas.

De acordo com EPE (2018), os potenciais benefícios que advêm da utilização de modelos que considerem a hibridização da geração através da união de diferentes fontes estão na presença de diversas sinergias operacionais e logísticas, somada à redução de custos com tarifas de uso da rede. Para o sistema como um todo, um grande benefício previsto, também, é o maior uso da capacidade disponível do sistema de transmissão e/ou distribuição.

Dentre as vantagens da utilização de usinas híbridas, DYKES et al. (2020) afirma que ao combinar diferentes ativos de geração em “usinas híbridas”, um único agente pode se aproveitar

de economias de escala em termos de uso de terra, infraestrutura elétrica e física e despesas operacionais, e aumentar o valor de seus sistemas para capitalizar em fluxos de receita para além da comercialização de energia.

SILVA e ESTANQUEIRO (2022) mostram que a transformação de usinas eólicas existentes em híbridas (eólica-solar) apresenta resultados energéticos superiores a expansão dos parques eólicos, através da otimização do uso da área disponível e das redes de transmissão e distribuição. Argumenta, ainda, que estes fatores contribuem para a sustentabilidade econômica e ambiental de sistemas de energia.

DAS et al (2019) afirmam, ainda, que o aproveitamento de infraestrutura já instalada para aumento de capacidade através da hibridização é uma tendência global, que além de reduzir custos traz a possibilidade de participação em outros mercados além do de energia. Como visto anteriormente, a intermitência de fontes renováveis tem como consequência o aumento da demanda de mercados de capacidade, flexibilidade e de serviços ancilares.

Outras fontes também ressaltam que a implementação de usinas híbridas tem potencial de redução do LCOE⁹ através da otimização de áreas disponíveis, compartilhamento de equipamentos, e sinergias operativas e de logística de implantação, como SAHIN, etl al (2023).

WESCHENFELDER et al (2020) realiza uma avaliação da complementariedade de usinas solar e eólica, considerando diferentes locais e metodologias, através da revisão de 41 artigos. A conclusão identifica que o uso combinado destas fontes em muitos lugares acarreta um fornecimento de energia mais suave. Tal previsão é essencial ao atendimento de requisitos de segurança e confiabilidade de suprimento, corroborando para a relevância da combinação entre diferentes fontes. É necessário, porém, entender se o efeito de complementariedade proporcionado por essas fontes gera impactos positivos aos resultados financeiros destas usinas.

Em estudo que busca avaliar a geração de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas, a EPE (2017) afirma que o efeito de complementariedade “depende de diversas variáveis, reforçando a importância de uma avaliação pautada em uma metodologia consistente.” A avaliação, que teve como principal critério o “*curtailment*”, reforça que as características específicas dos locais a serem implantadas e o dimensionamento e características técnicas de cada usina são forte influenciadores.

Segundo EPE (2018) há necessidade, ainda, de avaliar potenciais limitações físicas e operativas de usinas híbridas, dentre elas a possibilidade de interferência entre as fontes de

⁹ LCOE: Levelized Cost of Energy – Representa o custo por megawatt-hora da construção e operação de uma usina durante seu ciclo de vida útil.

geração e impossibilidade de combinação entre tecnologias, detalhadas em sessões a seguir. A Figura 4 resume os benefícios e obstáculos mapeados para usinas híbridas.

Benefícios mapeados	Obstáculos mapeados
<ul style="list-style-type: none">• Economias de escala em termos de uso da terra, infraestrutura elétrica e física e despesas operacionais (DYKES, et al, 2020; SAHIN, et al, 2023);• Otimização do uso da rede de transmissão (SILVA e ESTANQUEIRO, 2022);• Possibilidade de complementariedade entre as fontes (WESCHENFELDER, et al, 2020);• Possibilidade de participação em mercados além do de energia (DAS, et al, 2019).	<ul style="list-style-type: none">• Possibilidade de interferência entre as fontes de geração (EPE, 2018);• Impossibilidade de combinação entre fontes (EPE, 2018);• Limitações operativas (DAS, et al, 2019);• Lacunas regulatórias para tratamentos específicos (HANSEN, et al, 2021).

Figura 4 – Benefícios e obstáculos para usinas híbridas

2.2.1 Experiências Internacionais

Através da revisão da literatura relacionada às usinas híbridas, torna-se imprescindível a avaliação de aprendizados que possam ser obtidos através de experiências internacionais. Alguns países se destacam como fortes investidores neste arranjo, trazendo uma visão prática das razões e consequências da utilização dessas usinas.

A Índia é um caso interessante para o estudo de usinas híbridas, utilizadas como estratégia para “mitigar os problemas com a pequena disponibilidade de terrenos com recursos eólicos e solares favoráveis, e infraestrutura adequada de conexão” (EPE, 2019). Em 2018, foi lançado o primeiro projeto híbrido no país, através da adição de 28,8 MW de capacidade solar a uma planta existente de 50 MW de capacidade eólica¹⁰.

Este movimento representa a tendência de otimização do uso de infraestrutura já instalada para ampliação da capacidade de geração. Estudos mostram que, apesar de a geração eólica representar fator de capacidade consideravelmente superior à solar, a ampliação de um parque eólico através da hibridização com uma usina fotovoltaica é economicamente vantajosa (SILVA e ESTANQUEIRO, 2022)

O projeto implementado na Índia é resultado de uma política nacional de incentivos à hibridização eólico-fotovoltaica, que inclui o detalhamento do arcabouço regulatório para abarcar este arranjo. O incentivo à implementação destes arranjos está atrelado à necessidade de redução da variabilidade e fornecimento de flexibilidade a um sistema de transmissão pouco desenvolvido (HANSEN et al, 2021).

Os custos e benefícios da construção de usinas híbridas eólico-solar foram avaliados,

¹⁰ <https://www.pv-tech.org/hero-launches-indias-first-solar-wind-hybrid-project/>

também, em estudo realizado na Austrália em 2016. A estimativa de economia para construção dessas usinas em conjunto foi de 3% a 13% em investimentos e de 3% a 16% em operação e manutenção (ARENA, 2016). Baseado nessas economias, a *Australian Renewable Energy Agency* (ARENA) promove incentivos a projetos híbridos *off-grid*.

No Reino Unido, os primeiros conjuntos híbridos foram possibilitados por subsídios associados ao programa *Renewable Obligation*, descontinuado para novos projetos em 2017. Em notícia recente, o anúncio do primeiro PPA híbrido da história do mercado de energia do Reino Unido indica tendência de aumento em interesse de co-locação de usinas renováveis e sistemas de armazenamento, em um mercado pós-subsídios. Essa tendência pode ser observada por todo o mercado europeu, em que 64% de geradores renováveis estão em busca de aumentar o percentual de armazenamento em seus portfólios¹¹.

Este fenômeno também está presente nos Estados Unidos, em que o crescimento de geração renovável intermitente unido ao desenvolvimento de tecnologias de armazenamento têm aumentado o interesse na co-locação destas tecnologias. BOLINGER et al (2023) ressalta que diferentes arranjos de usinas híbridas fazem parte do mix elétrico americano há décadas, e o interesse em hibridização está cada vez mais alto, representado 51% dos projetos à espera de conexão à rede.

De acordo com DAS et al (2019), o benefício de usina híbrida eólico-solar em relação a utilização de usinas apenas eólicas ou solares, está intrinsecamente ligado na correlação entre a capacidade desses fatores. Como demonstrado, quanto mais negativa a correlação, como ocorre na Dinamarca e na Suécia, melhor a relação de equilíbrio na energia gerada. Por outro lado, na França, em que há correlação positiva entre fator de capacidade solar e eólico, pior é a otimização do uso de redes.

Motivados pelos benefícios esperados da utilização de usinas híbridas, muitos países vêm discutindo o tema e proporcionando implantação de projetos com este arranjo. As principais dificuldades encontradas estão atreladas à falta de definição de tratamento comercial e regulatório para elas.

2.2.2 Usinas Híbridas no Brasil

No Brasil, o tema ganhou relevância considerando a análise de complementariedade de fontes que possibilitariam otimizar o escoamento de uma rede de transmissão já restrita. Já em

¹¹ https://www.renewableenergymagazine.com/pv_solar/pexapark-supports-first-solarplusstorage-offtake-agreement-in-20230710

2017, a EPE propôs metodologia para avaliar tal fenômeno para usinas eólico-fotovoltaicas, considerando diversas sensibilidades, como variações na localidade, potência total e percentual de cada fonte e utilização de diferentes equipamentos (EPE, 2017). Em 2018, novo estudo trouxe discussões acerca da definição dos arranjos de hibridização de usinas, abordando possíveis benefícios e desvantagens dessas combinações (EPE, 2018). O assunto foi novamente abordado em 2019 através do Workshop “Usinas Híbridas no SIN” (EPE, 2019a), que contribuiu para a realização de estudo sobre empreendimentos híbridos no contexto do planejamento energético (EPE, 2019b). No mesmo ano, a ANEEL lançou a Consulta Pública (CP) 14/2019, que buscava colher subsídios para a criação de uma norma específica que tratasse da combinação de usinas.

Em 2019, o leilão de suprimento de Sistemas Isolados (SISOL) para suprimento da região de Boa Vista contou com soluções híbridas como vencedoras, ressaltando a demanda por uma definição rigorosa da contratação de usinas híbridas. Essas usinas, localizadas na área sul de Roraima, utilizam a produção de biocombustíveis líquidos conjugada com o uso de biomassa e solar respectivamente¹². Para esse certame, não havia definição de tecnologia que poderia realizar o suprimento dos sistemas atendidos.

Em 2020, houve abertura da CP nº 61 da ANEEL, com objetivo de obter subsídios para a Análise de Impacto Regulatório acerca do tratamento regulatório para o estabelecimento de usinas híbridas e associadas. A conclusão da segunda fase desta CP trouxe o marco inicial do tratamento regulatório para implantação dessas usinas, através da Resolução Normativa nº 954, de 30 de novembro de 2021. Essa sucessão de eventos pode ser observada pela *timeline* na Figura 5.

¹² Conforme dados divulgados do resultado do leilão, disponíveis em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-344/Resultado%20Leil%C3%A3o%20Roraima.pdf>

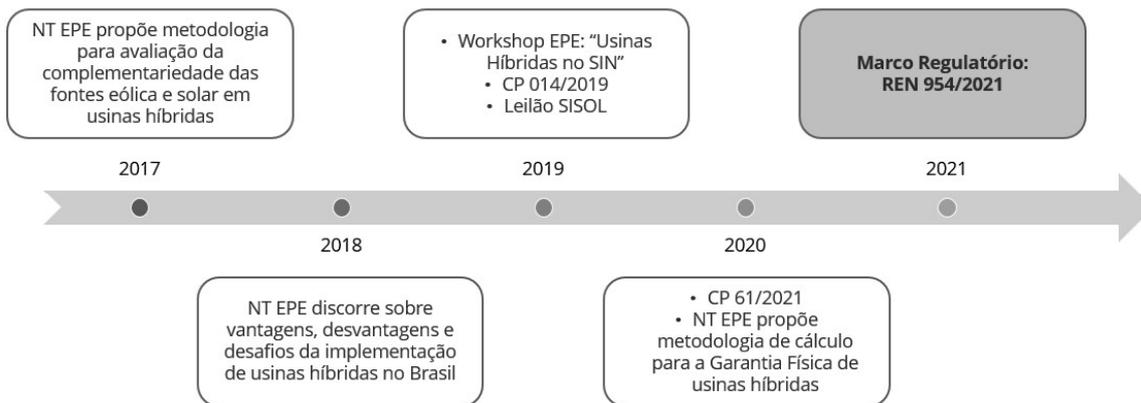


Figura 5 – Timeline de discussões para definição do marco regulatório

De acordo com este tratamento normativo, usinas híbridas ou associadas são definidas como:

“ Art. 3º [...]

“V – Central Geradora Híbrida (UGH): instalação de produção de energia elétrica a partir da combinação de diferentes tecnologias de geração, com medições distintas por tecnologia de geração ou não, objeto de outorga única; e

VI – Centrais geradoras associadas: duas ou mais instalações, com a finalidade de produção de energia elétrica com diferentes tecnologias de geração, com outorgas e medições distintas, que compartilham fisicamente e contratualmente a infraestrutura de conexão e uso do sistema de transmissão.

-----””

Os principais pontos tratados pela publicação da REN nº 954/2021 no que tange às diferenças regulatórias entre usinas híbridas/associadas e as demais usinas do sistema são detalhados a seguir. Também são consideradas as alterações nas Regras e Procedimentos de Comercialização e nos Procedimentos de Rede realizadas pelo CCEE e ONS, respectivamente, em alinhamento com o disposto na norma¹³.

Além disso, são mapeadas as lacunas existentes no atual arcabouço regulatório que ensejem aprimoramentos para implementação de usinas híbridas.

Dentre as dificuldades associadas à implantação de usinas híbridas, destaca-se a

¹³ A CP nº 40/2020 foi instaurada para colher subsídios para aprovação de versão de módulos de Regras de Comercialização em atendimento à REN nº 954/2021.

necessidade de conciliação de normas relacionadas a fontes específicas. Para combinação de algumas tecnologias, a diferença de regras de contabilização e liquidação contratual da energia gerada, por exemplo, enseja nova regra. Entretanto, esta nova normativa seria inviável, considerando as infinitas possibilidades de proporções que combinem diversas fontes (EPE, 2020).

Da mesma forma, considerando como alternativa de contratação a criação de produto híbrido específico em leilão, surgem dificuldades quanto à competição entre usinas com diferentes percentuais de fontes de energia com diferentes atributos. Entretanto, a definição de limites que restrinjam os arranjos possíveis tem como consequência desotimizar os projetos (EPE, 2020).

- **Acesso e uso da rede de transmissão**

De acordo com a Lei nº 9.074/1995, o acesso às redes de transmissão e distribuição deve ser livre a todos os usuários e potenciais usuários que desejem, desde que sujeitos ao pagamento de encargos responsáveis pelos custos associados a manutenção destas redes. A REN nº REN nº 954/2021, entretanto, deu tratamento regulatório apenas à conexão das usinas híbridas na rede transmissão. Assim, a análise a seguir considera processo para obtenção de acesso à rede de transmissão¹⁴, pois ainda é preciso definir de forma explícita como se dá a contratação do Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) do conjunto e aplicação de descontos para fontes incentivadas.

O encargo que usuários da rede, sejam geradores ou consumidores, devem pagar é denominado Encargo pelo Uso do Sistema de Transmissão (EUST), e é dado pelo produto da TUST pelo Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), como mostra a expressão a seguir:

$$EUST[R\$] = TUST \left[\frac{R\$}{kW.mês} \right] * MUST[kW.mês] \quad (1)$$

O EUST pode incluir, também, valores referentes a penalidades associadas à contratação de MUST acima ou abaixo do necessário pela planta geradora. Declaração de MUST além do volume necessário gera restrição desnecessária ao escoamento da rede e uso além do contratado significa mais gastos ao agente de transmissão.

¹⁴ Definido no Módulo 7.1 dos Procedimentos de Rede – Acesso às instalações de Transmissão

A TUST é responsável por remunerar as empresas de transmissão pela infraestrutura fornecida e oferece um sinal locacional para incentivar que os agentes se posicionem de forma a aumentar a eficiência operacional e econômica da rede.

O MUST é um volume declarado pelo agente especificado no Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST). Até as alterações da REN nº 954/2021 à REN nº 666/2015, o MUST (ou MUSD) deveria ser maior ou igual à potência instalada da usina. Entretanto, para usinas híbridas em que haja complementariedade de perfil de geração, não é necessário que o MUST seja equivalente à soma das potências instaladas. Isso pois a potência máxima de ambas as fontes não ocorre ao mesmo tempo, então a potência máxima do arranjo como um todo é menor do que soma dessas potências.

Assim, a possibilidade de declaração de MUST inferior à soma das potências instaladas possibilita redução de custos ao gerador, uma das principais atratividades associadas ao empreendimento híbrido. Somado a isso, possibilita otimização da contratação da rede de transmissão, evitando necessidade de investimentos adicionais em infraestrutura.

A REN nº 954/2021 trouxe arcabouço regulatório que permite que diferentes tecnologias de geração se conectem em um único ponto de conexão da rede e contratem o uso da rede em uma faixa de potência que pode variar entre:

- i. A soma das potências elétricas ativas nominais da tecnologia de geração de maior participação no arranjo; e
- ii. A soma das potências elétricas ativas nominais de todas as tecnologias de geração.

Apesar de o MUST contratado ser único para ambas as fontes de geração, para fins de cálculo tarifário os CUSTs celebrados devem trazer as parcelas de MUST referentes a cada tecnologia de geração (MUST_g), tal que a soma dessas parcelas seja equivalente ao MUST total. Assim, enquanto cada central geradora participante de arranjo híbrido tenha TUST e MUST individualmente calculado, o EUST do conjunto é calculado de forma única. Para isso, considera-se o MUST total e o TUST do conjunto, calculado por:

$$TUST_{conjunto} = \frac{\sum_{i=1}^n TUSDg_i * MUSTg_i}{\sum_{i=1}^n MUSTg_i} \quad (2)$$

Para usinas de fontes renováveis não convencionais, caso de eólicas e solares, com direito ao desconto sobre a tarifa de transmissão conforme Lei nº 9.427/1996, são considerados os mesmos requisitos para usinas híbridas e usinas convencionais. Segundo a REN nº 954/2021,

há diferenciação entre usinas com e sem medição individualizada.

Para usinas com medição individualizada, é considerado o menor percentual de desconto aplicável às fontes do conjunto, sendo zero caso uma dessas fontes não seja elegível ao desconto. Além disso, a aferição dos limites de potência injetada vai considerar a soma dos limites das tecnologias incentivadas que compõem o arranjo. Já se a usina tiver medição individualizada, o percentual de desconto é aplicado proporcionalmente à energia gerada por cada fonte mensalmente.

- ***Curtailment***

Quando o ONS precisa solicitar a redução total ou parcial da geração de uma usina por razões de segurança energética ou restrições elétricas, o evento é chamado de curtailment. São três os possíveis motivos:

- i. Indisponibilidade externa: indisponibilidade de instalações de transmissão externas ao gerador;
- ii. Atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica razões de confiabilidade elétrica que não sejam motivados pela indisponibilidade; ou
- iii. Razão energética: impossibilidade de alocação da geração na carga.

Para alguns geradores, há uma compensação financeira associada a reduções de carga por motivo de indisponibilidade externa, em que é reconhecida uma situação de *constrained-off*. Dentre as usinas com direito a essa compensação, estão inclusas as usinas eólicas do tipo II C (que podem ou não estar conectadas na Rede Básica, que não causam impactos na segurança elétrica da Rede de Operação, mas que afetam os processos relativos ao planejamento e operação eletroenergética do SIN e que embora individualmente não impactem a operação do SIN, quando analisadas em conjunto com outras usinas que compartilham o mesmo ponto de conexão totalizam uma injeção de potência significativa em uma determinada subestação).

Não há previsão regulatória para pagamento de compensação de *constrained-off* para usinas solares, que dirá híbridas. Assim, caso este conjunto seja formado por fontes que possuem direito a este recebimento, não está definida como ocorreria essa apuração.

Segundo EPE (2017), diversos fatores influenciam o *curtailment* de usinas híbridas eólico-fotovoltaicas, como o comportamento dos recursos do local, o modelo do aerogerador utilizado (especificamente, a potência nominal e o diâmetro do rotor) e a estrutura da usina fotovoltaica. A tendência observada é de aumento de corte associado ao aumento do fator de capacidade diurno das eólicas, considerando a capacidade de escoamento referente a potência eólica.

Em EPE (2020), destaca-se o impacto da variação do recurso eólico como principal determinante para a realização de estimativa de *curtailment*, sendo a variação fotovoltaica pouco responsável para o corte de energia. Nesse estudo, buscou-se entender o impacto de diferentes variáveis além da variabilidade interanual de cada fonte, considerando também efeitos de longo prazo, diferentes discretizações temporais e concomitância de medições. Por fim, é ressaltada a relevância de histórico de dados anemométricos mais longo como essencial na estimativa do *curtailment*, mesmo que em base temporal reduzida e sem o uso de dados concomitantes aos de produção fotovoltaica.

O *curtailment* é importante métrica na caracterização da complementariedade dos perfis de geração de duas fontes.

- **Comercialização do lastro de energia**

Como abordado anteriormente, a comercialização de energia do agente de geração é limitada pelo lastro de energia da usina, determinado pela sua Garantia Física. Para cada fonte primária de geração de energia há uma metodologia diferente para definição da GF, definida pelo MME.

Atualmente, não há metodologia vigente para cálculo de GF unificada entre as diferentes fontes utilizadas em um arranjo híbrido. Assim, as GFs são calculadas separadamente para cada usina pertencente ao arranjo. Entretanto, caso uma metodologia para cálculo unificado da GF fosse aprovada, este poderia apresentar benefício as usinas. Sem ela, perde-se possível sinergia entre os perfis complementares de fontes hibridizadas.

A EPE (2020) sugere que, para o cálculo da garantia física de usinas associadas eólico-fotovoltaicas, seja definido uma fonte para sofrer todo o *curtailment* da usina. Dado arcabouço regulatório vigente que dita metodologia para definição da garantia física de ambas as fontes (Portaria MME nº 101, de 2016), são considerados a estimativa de produção anual de energia no longo prazo, subtraindo as indisponibilidades programada (*IP*) e forçada (*TEIF*), consumo interno e perdas elétricas (ΔP). Assim, a energia não escoada devido a restrições (*curtailment*) pode ser considerada como perda prevista já na etapa de projeto, como indicado a seguir:

$$GF = \left[\frac{Px_{ac}(1 - TEIF)(1 - IP) - \Delta P - curtailment}{8760} \right] \quad (3)$$

Onde Px_{ac} representa a produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a x , equivalente a

90% para eólica e 50% para solar.

Ressalta-se que esta metodologia considera que cada usina tem sua garantia física individual, e o *curtailment* é alocado em apenas uma delas. Dentre as dificuldades de unificação do cálculo da garantia física, discutidas também na CP ANEEL 14/2019, está a definição da energia anual média que é excedida, com probabilidade P90 (probabilidade de ocorrência igual ou superior a 90%) para eólica e P50 para solar.

Importante ressaltar que a REN nº 954/2021 trouxe dispositivos aplicáveis à comercialização de lastro “incentivado” de energia, referente à geração que possui direito ao desconto nas tarifas de uso da rede. Para usinas com medidores diferentes, fica definido que a quantidade de energia incentivada passível de comercialização será a garantia física sazonalidade para fins de lastro de cada tecnologia autorizada a ter esse desconto.

- **Comercialização de outros produtos**

A mudança na matriz elétrica brasileira decorrente da inserção em massa de capacidade renovável trouxe luz para a necessidade de contratação de outros atributos para atendimento as necessidades do sistema. Além disso, a prestação de serviços ancilares permanece como pauta relevante para assegurar a segurança do suprimento.

Apesar da sobrecontratação das distribuidoras, a EPE identificou necessidade de contratar capacidade para atendimento a demanda de pico do sistema. Para isso, foi criado o Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP)¹⁵, onde empreendimentos vencedores tem direito a uma receita fixa pela disponibilidade de potência vendida no leilão. Apesar de a possibilidade de inclusão de usinas híbridas neste certame ainda não ter sido discutida, esta seria um adicional de oferta a estes leilões, especialmente considerando o uso de arranjos associados a baterias ou outros sistemas de armazenamento.

Outro atributo cada vez mais requisitado pelo sistema é o de flexibilidade, que diz respeito à habilidade de alterar o output ou consumo de energia de forma controlável, em resposta a um sinal externo e para atendimento a requisitos do sistema. Hidrelétricas e termelétricas inflexíveis são capazes de fornecer este serviço, porém não há remuneração ou tipificação regulatória associada.

Com a inserção de fontes renováveis, a exigência de manobras operativas que permitam

¹⁵ O primeiro LRCAP ocorreu em 2021, e contratou 4.632,88 MW de potência termelétrica (única fonte permitida a participar do primeiro edital). Em março de 2024 foi aberta a Consulta Pública nº 160 do MME, com o objetivo de buscar subsídios para a definição de minuta de Portaria com diretrizes para o LRCAP de 2024, em que também poderão participar projetos de ampliação de potência de usinas hidrelétricas.

o fornecimento de flexibilidade tem sido cada vez mais frequentes, trazendo consequências à operação de usinas hidrelétricas. Assim, há aumento de pressão para que estes atributos passem a ser remunerados de forma adequada.

Para o desenho de aprimoramentos regulatórios necessários à remuneração adequada destes atributos, é importante que a neutralidade tecnológica seja considerada. Dessa forma, a participação de usinas híbridas deve ser permitida, considerando a possibilidade de participação de fontes que forneçam este atributo.

Por fim, usinas geradoras também podem fornecer serviços ancilares ao sistema. Estes serviços podem ser acionados com apenas minutos de antecedência, e estão associados a garantia de requisitos sistêmicos essenciais ao funcionamento adequado do suprimento de energia, como limites de tensão e frequência.

A REN nº 697/2015¹⁶ foi responsável por regulamentar a prestação dos serviços ancilares no Brasil, que são remunerados através da regulamentação da ANEEL. Não existe, portanto, um mercado de serviços ancilares no Brasil, e as receitas associadas, concedidas apenas a um grupo específico dentre os diversos tipos de serviços existentes, está atrelada apenas ao ressarcimento de custos adicionais de operação e manutenção para a prestação do serviço.

A REN 954/2021 não estabeleceu tratamento específico para prestação de serviços ancilares por usinas híbridas. Entretanto, não há impedimento à prestação desses serviços por usinas híbridas, exceto quando uma das parcelas do arranjo é uma tecnologia que não está permitida de prestar o serviço (como o caso de manutenção de reserva operativa, que somente pode ser prestada por termelétricas).

- **Armazenamento**

O uso de tecnologias de armazenamento no Brasil ainda é incipiente, com exceção dos reservatórios de usinas hidrelétricas. Apesar dos diversos atributos que podem promover ao sistema, ainda não há regulamentação vigente que permita que estas fontes sejam implementadas e despachadas centralizadamente. Em especial, destaca-se a prestação de serviços ancilares e flexibilidade, atributos essenciais à confiabilidade do sistema, além de capacidade de potência.

Muitos arranjos de usinas híbridas apresentam propostas que incluem a união de baterias, em especial quando associadas a fontes intermitentes. Entretanto, a REN nº 954/2021 não apresentou propostas para definição de outorgas para tecnologias de armazenamento, sendo

¹⁶ Revogada pela REN nº 1.030/2022, que atualmente rege os procedimentos para prestação dos serviços ancilares.

esse um aprimoramento essencial para sua inclusão, e importante passo para a implantação de usinas híbridas no país.

3. METODOLOGIA

O problema principal que motivou o estudo é a exposição financeira no MCP gerada pelo descasamento entre a contratação e a geração de usinas renováveis. Como já colocado anteriormente, no Brasil, a energia comprometida em PPAs deve ser entregue ao sistema e, caso isto não aconteça, o gerador deve equalizar seu déficit por meio da compra de energia no MCP. Contudo, esta operação pode trazer grandes prejuízos (ou ganhos) para o agente, dado que a compra (ou venda) da energia será valorada pelo PLD, o que traz um alto grau de incerteza.

Com isso, utilizamos o OptFolio para estimar a contratação ótima de energia para diferentes configurações de um parque gerador híbrido eólico-solar. Este software foi desenvolvido pela PSR e utiliza algoritmos de otimização para, por exemplo, calcular o volume ótimo de energia a ser comprometido em um PPA a fim de maximizar o retorno financeiro do acionista. A fim de representar as incertezas ligadas à geração de energia renovável e às variações no preço spot, foram utilizados 200 cenários correlatados que, desta forma, nos permite mitigar parte do risco associado a estas variáveis.

3.1 Modelo de Otimização Estocástica com Aversão a Risco

A Função Objetivo (FO) padrão do OptFolio é a maximização o Valor Presente Líquido (VPL) do fluxo de caixa do agente, considerando as diversas previsões de receitas e custos associados a exposição no MCP. Esta seção explicita o modelo de otimização utilizado pelo software, que busca otimizar o volume comprometido em contrato.

A Receita Variável ($R_{t,s}^V$) representa o resultado financeiro no MCP, que é obtido considerando a diferença entre a geração do portfólio e o volume comprometido com contrato, valorado ao preço spot, como definido a seguir:

$$R_{t,s}^V = \left(\sum_{k \in K} G_{k,t,s} * \pi_{t,s}^{SP1} - E^c * h_t * \pi_{t,s}^{SP2} \right), \quad (4)$$

$\forall t \in \{1, \dots, T\}, s \in \{1, \dots, S\}.$

Onde G_k é a geração de cada usina k do portfólio, E^c é o volume de energia

comprometido no contrato C (em MWméd¹⁷), $\pi_{t,s}^{SP1}$ é o PLD mensal para o mês $t \in \{1, \dots, T\}$ no submercado de geração, $\pi_{t,s}^{SP2}$ é o PLD mensal para o mês $t \in \{1, \dots, T\}$ no submercado de consumo e h_t é o número de horas no mês $t \in \{1, \dots, T\}$. Esta parcela da Receita Total incorpora o Risco de Submercado, observado pela diferença de preços entre diferentes submercados.

A cada mês, o agente recebe uma Receita Fixa (R_t^F) que representa o valor associado a venda de energia em contrato. Esse valor é definido pela multiplicação do volume de energia comprometido em contrato (E^c) e seu preço nominal (P^c), como representados a seguir. Essa parcela da Receita Total representa Risco Preço-Quantidade, associado a otimização da quantidade contratada em relação ao preço do contrato.

$$R_t^F = E^c * h_t * P^c, \quad \forall t \in \{1, \dots, T\}. \quad (5)$$

Para este estudo, o preço do contrato foi definido como a expectativa de preço a vista, considerando a média do preço spot, mais um spread de 5%. Esse spread, determinado de forma exógena, caracteriza o viés devido à liquidez e às aversões ao risco dos agentes no mercado (ARANHA, 2021).

A Receita Total para cada período t é dada pela soma das Receitas Fixa e Variável do período, englobando os dois riscos associados.

$$R_{t,s}^T = E^c * h_t * P^c + \left(\sum_{k \in K} G_{k,t,s} * \pi_{t,s}^{SP1} - E^c * h_t * \pi_{t,s}^{SP2} \right), \quad (6)$$

$$\forall t \in \{1, \dots, T\}, s \in \{1, \dots, S\}.$$

Dessa forma, o VPL do fluxo de caixa do agente pode ser representado pela Equação 7. Vale mencionar que, para este trabalho, os valores foram calculados em termos reais. Portanto, a taxa utilizada para o cálculo do Valor Presente Líquido em cada cenário s é zero.

$$VPL_s = \sum_{t=1}^T \frac{R_{t,s}^T}{(1+i)^t} \quad (7)$$

¹⁷ A unidade MWmédio é correspondente a quantidade de energia vendida em MWh, dividido pelo período de entrega desta energia em horas.

A FO considera o risco financeiro e o retorno, ponderados por um parâmetro que representa o perfil de aversão ao risco do tomador de decisão (CAMARGO et al, 2020). O risco financeiro é medido pelo *Conditional Value-at-Risk* (CVaR)¹⁸. Dessa forma, o modelo otimiza a composição do portfólio físico e financeiro, dada as limitações de potência instalada das usinas candidatas e suas curvas de geração. A função objetivo (8) busca maximizar a combinação convexa entre o Valor Esperado e o CVaR do VPL, ponderado por um parâmetro de aversão a risco λ .

$$\max_{\varphi \in [0,1]} (1 - \lambda) \mathbb{E}[VPL_s] + \lambda CVaR_\alpha[VPL_s] \quad (8)$$

Onde

$$\mathbb{E}[VPL_s] = \frac{1}{S} \sum_{s=1}^S VPL_s \quad (9)$$

E

$$CVaR_\alpha[VPL_s] = - \left(VaR_\alpha(VPL_s) + \frac{\mathbb{E}[(-VaR_\alpha(VPL_s) - VPL_s)^+]}{1 - \alpha} \right) \quad (10)$$

O modelo busca encontrar o volume ótimo de energia a ser vendido no contrato. Considerando o volume comercializável (garantia física total do portfólio) como V , podemos escrever E^c em função deste volume e da variável de decisão φ , que define quantos por cento do volume disponível será efetivamente comercializado.

$$E^c = \varphi \times V \quad (11)$$

Uma restrição importante a ser definida é que o volume vendido é limitado pelo lastro de energia do portfólio, representado pela soma das Garantias Física das usinas que o compõe. Essa restrição é definida a seguir:

¹⁸ O CVaR, também chamado de perda média esperada, é uma medida de risco que indica a perda média que excede o VaR. Ou seja, representa o quão grande é a perda (risco), na média, quando fora do intervalo de confiança.

$$\varphi \times V \leq \sum_{k \in K} GF_k \quad (12)$$

Dessa forma, é possível encontrar o volume ótimo a ser vendido em contrato sujeito ao limite de GF do portfólio, de acordo com a regulamentação brasileira.

3.2 Construção de Cenários

A avaliação da atratividade financeira de uma usina híbrida (neste caso, eólica e solar) foi realizada com o software OptFolio, desenvolvido pela PSR¹⁹. O OptFolio é uma ferramenta de apoio à tomada de decisão sob incerteza, auxiliando no gerenciamento de portfólios de energia elétrica, compostos por ativos físicos e financeiros, através de técnicas otimização estocástica.

O OptFolio busca gerenciar o risco associado à exposição financeira do agente no MCP, seja ele um gerador ou consumidor. Este risco advém do *mismatch* entre a geração e a energia comercializada (vendida e/ou comprada). Por sua vez, este descasamento possui várias origens, como, por exemplo, erros de previsão de geração, consumo, condições climáticas etc. Estas variáveis são intrinsicamente imprevisíveis, portanto, ressalta-se que são apenas simulações das trajetórias futuras dos fatores de incerteza a partir de modelos paramétricos ajustados a partir da dinâmica do histórico observado. A cadeia de modelos utilizados é detalhada na Figura 6.



Figura 6 - Cadeia de modelos

A geração das usinas foi obtida por meio dos perfis de geração renovável gerados pelo Times Series Lab (TSL), outro software também desenvolvido pela PSR e capaz de gerar cenários futuros de Energia Renovável Variável (VRE). Para isso, o modelo utiliza séries históricas horárias “sintéticas” de geração, criadas por ele através de dados de uma base global da NASA chamada MERRA-2.

No TSL, são gerados 1200 cenários futuros de geração renovável no Brasil, utilizados

¹⁹ <https://www.psr-inc.com/pt-br/>

também como dado de entrada para projeção de preços. A realização dessa projeção considera resultados do modelo OptGen, também desenvolvido pela PSR, que determina a expansão de mínimo custo do sistema, considerando geração e interligações regionais. Esses cenários são apresentados na Figura 7.

Os cenários de PLD horário, que são utilizados como *input* para o OptFolio, são resultado do modelo de despacho hidrotérmico SDDP²⁰, também desenvolvido pela PSR para resolver problemas de otimização multietapa de grande escala sob incerteza. Diferente do NEWAVE (mencionado anteriormente), que considera uma programação determinística para o planejamento da operação, o SDDP realiza uma previsão estocástica, capaz de considerar diferentes cenários de hidrologia e geração renovável para projetar a operação do sistema.

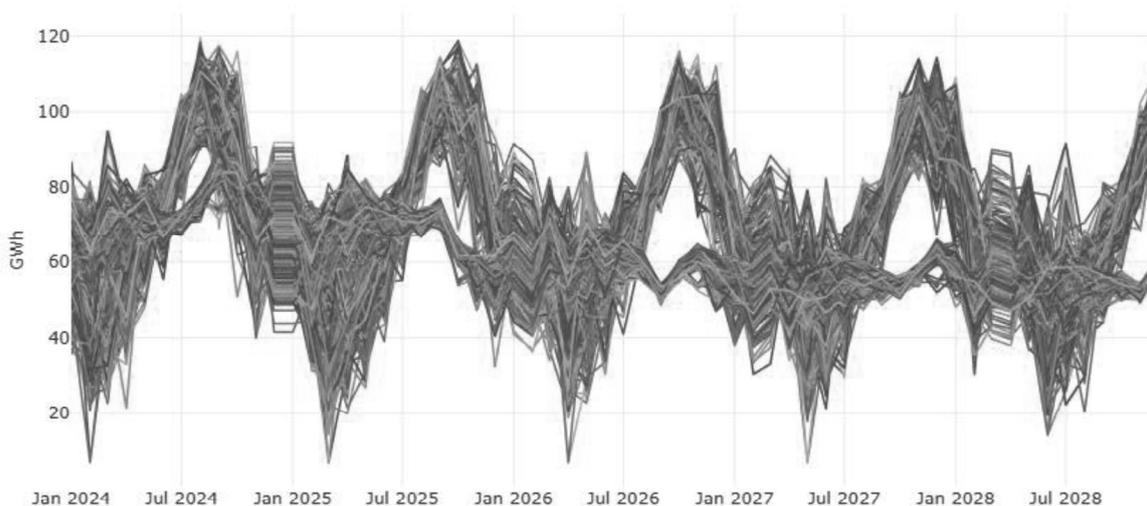


Figura 7 - Gráfico da Nuvem de Cenários de Geração Mensal Eólica e Solar

²⁰ SDDP significa Stochastic Dual Dynamic Programming (Programação Dinâmica Dual Estocástica)

4. RESULTADOS

Nesta seção, são apresentados quais casos foram definidos para o estudo do o benefício da diversificação da fonte de energia no parque híbrido. Para isto, vamos observar, para cada caso, o Fluxo de Caixa, a exposição e a liquidação financeira no MCP e o montante de energia contrato. A partir destes dados, discutiremos a decisão tomada pelo OptFolio e possíveis justificativas para tal.

4.1 Construção dos Casos

Para este estudo, busca-se observar e analisar o impacto de diferentes combinações entre as fontes eólica e solar na receita de uma usina híbrida. Cada diferente Caso é uma combinação percentual das fontes, de forma que o total da Garantia Física é sempre 100 MWmed. Entretanto, cada tecnologia possui um diferente Fator de Capacidade²¹ (FC), portanto, foi necessário de calcular a potência instalada que deverá ser considerada para cada caso.

Para fontes renováveis, é determinado pela EPE^{22,23} que o Fator de Capacidade é equivalente à média da geração dos últimos doze meses em MWmed. Portanto, utilizamos o OptFolio para acessar os cenários de geração (eólica e solar) do ano de 2024. Em seguida, exportamos estes dados para uma planilha Excel e calculamos a média da geração, em MWh, para todo o ano e dividimos por 8760 horas (equivalente em horas a um ano) para obtermos o FC em MWmed, apresentado na Tabela 1. Assim, pudemos calcular a potência instalada da usina para as diferentes proporções de tecnologia (eólica e solar), como segue a equação (13).

$$Pot_k = FC_k * GF_k \quad (13)$$

Tabela 1. Fator de Capacidade por Fonte

Fonte	FC
Eólica	41,54%

²¹ Fator de Capacidade é um percentual que indica a relação da potência instalada da usina e sua garantia física.

²² Solar: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-523/topico-548/EPE_DEE_RE_095_2022_r1.pdf

²³ Eólica: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-523/topico-548/EPE_DEE_RE_095_2022_r1.pdf

Solar	31,84%
--------------	--------

A Tabela 2 abaixo mostra a proporção de cada fonte em cada caso:

Tabela 2. Casos analisados

Cenário	GF Eólico	GF Solar	Pot. Inst. (MW)
Caso 1 - Eólica	100%	0%	240,708
Caso 2	80%	20%	255,372
Caso 3	60%	40%	270,036
Caso 4	40%	60%	284,700
Caso 5	20%	80%	299,364
Caso 6 - Solar	0%	100%	314,028

É importante ressaltar que, por se tratar de usinas renováveis, o Fator de Capacidade depende, principalmente, da localização dos geradores. Portanto, utilizamos o TSL para visualizar o mapa com os postos²⁴ eólicos e solares e tentar selecionar aqueles com maior proximidade, a fim de representar melhor uma usina híbrida.

Dessa forma, os postos escolhidos foram EOL_BA_3²⁵ e SOL_BA_3, que estão localizados no interior do estado da Bahia, como aponta a Figura 8. Esta região apresenta bons Fatores de Capacidade para as duas tecnologias. Além disso, como detalhado nas subseções seguintes, o regime de ventos desta região é majoritariamente noturno, o que melhora ainda mais a complementariedade com a parte solar do portfólio, como retrata a Figura 9.

²⁴ No TSL, as usinas renováveis são agrupadas e representadas em postos.

²⁵ As siglas são apenas identificadores dos postos para o software, sem nenhum significado mais específico.

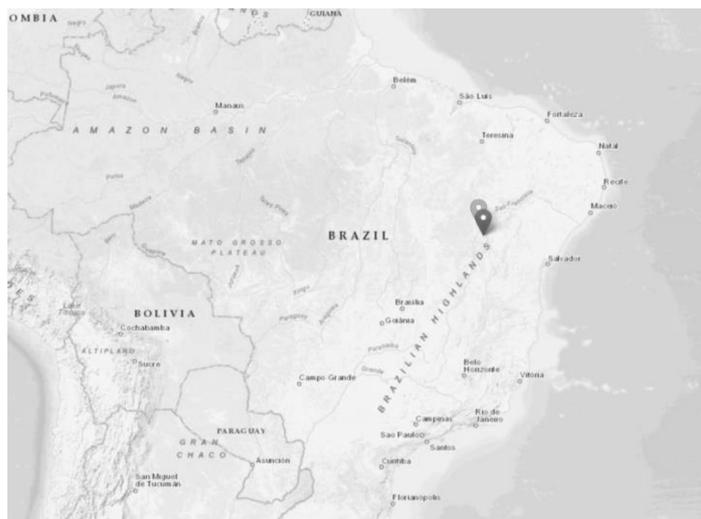


Figura 8 - Mapa com a localização das usinas escolhidas

Perfil Horário Médio de Geração

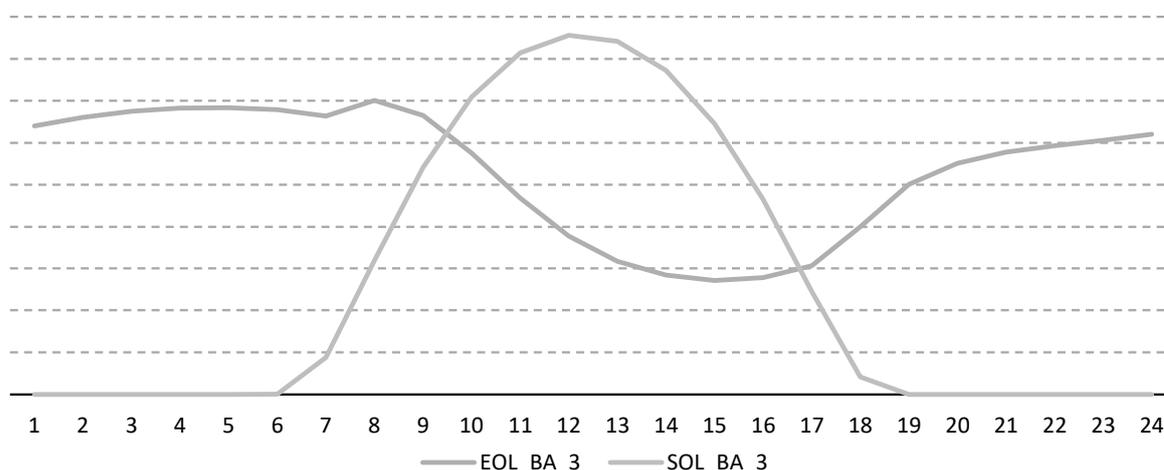


Figura 9 - Gráfico do Perfil Horário Médio de Geração

Por fim, vale descrevermos as principais características do PPA que foi configurado no OptFolio. Primeiramente, foi definido o volume de energia vendido no contrato, que é de 100 MWmed. Este volume deve ser entregue com sazonalidade e modulação *flat*, ou seja, para todas as horas de todos os dias, deverá ser entregue a mesma quantidade de energia. Além disso, como já colocado anteriormente, o preço do contrato equivale a média do PLD no horizonte do estudo (2024 a 2028) acrescido de um *spread* de 5% ($P^c = \overline{PLD} * (1 + 5\%)$). Por fim, foi determinado também que o contrato tem a mesma duração do horizonte do estudo.

4.2 Análise de Resultados

A fim de embasar as análises a seguir, pode-se primeiramente observar a Figura 10 com gráfico do PLD. Vale lembrar que, para o nosso estudo, a usina encontra-se na região Nordeste e o PPA foi vendido a um consumidor no Sudeste. Portanto, a diferença entre os

preços *spot* das duas regiões, como indica a Figura 10, impactará na Receita Variável do nosso agente.

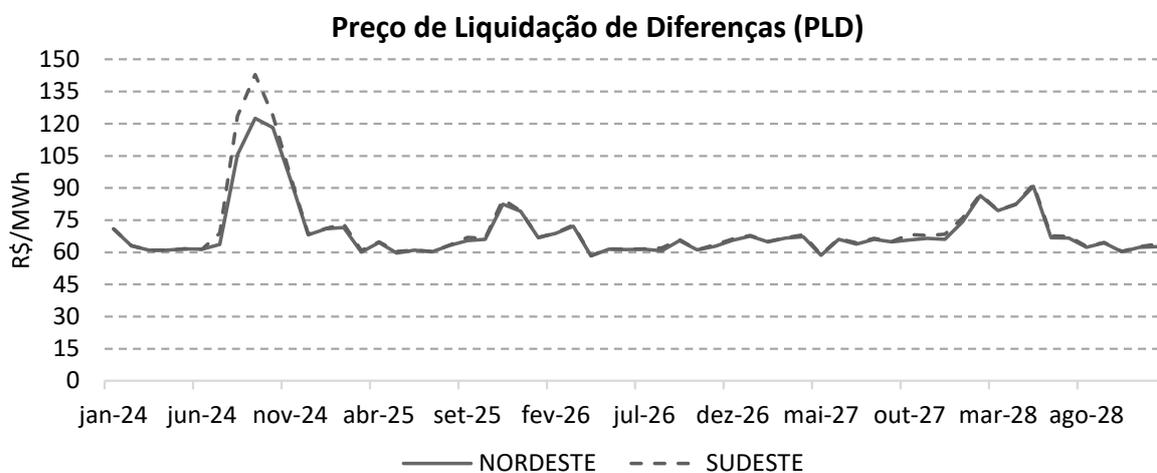


Figura 10 - Gráfico do Preço de Liquidação de Diferenças

Além do PLD, é necessário antes observar também a decisão tomada como ótima pelo OptFolio em relação à contratação de energia em cada caso na Tabela 3.

Tabela 3 - Energia vendida em contrato para cada caso

Caso (EOL % x SOL %)	Energia Contratada (MWmed)
Caso 1 - Eólica	45,188
Caso 2 - 80x20	44,905
Caso 3 - 60x40	42,976
Caso 4 - 40x60	36,862
Caso 5 - 20x80	30,040
Caso 6 - Solar	21,200

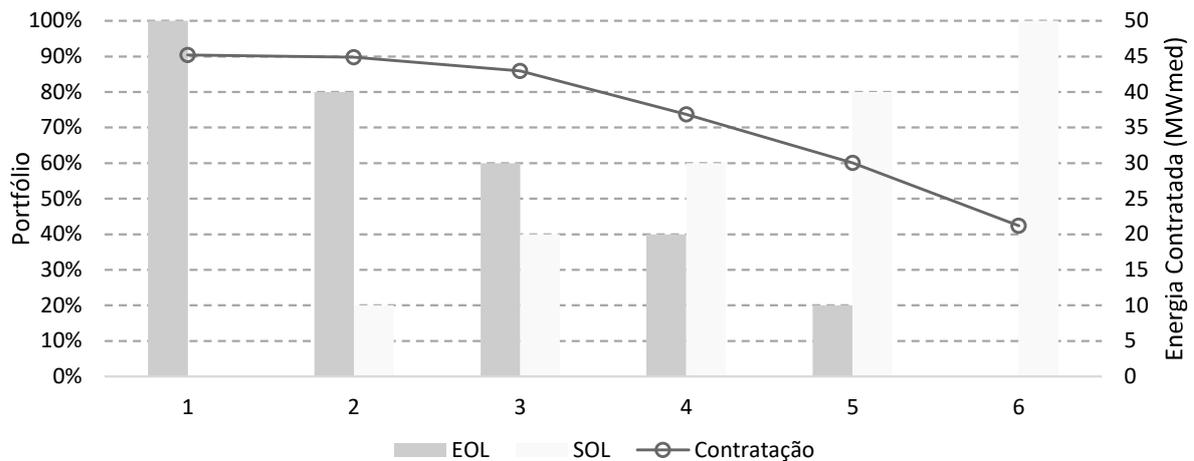


Figura 11 - Gráfico da Quantidade de Energia Contratada em cada caso

A Figura 11 indica o volume ótimo contratado, considerando o percentual de cada fonte em cada caso. Nota-se que o Caso 1, onde temos um portfólio composto totalmente pela fonte eólica, possui a maior quantidade de energia contratada. Nesse primeiro momento, podemos imaginar que este foi, possivelmente, o portfólio com melhor resultado financeiro, já que o preço do contrato é maior que a média do PLD. Contudo, é preciso olhar para outros resultados energéticos e financeiros ao longo do tempo para analisar diferentes aspectos de cada Caso estudado.

4.2.1 Balanço de Energia

O balanço de energia mensal retrata a geração da usina, a quantidade de energia vendida em contrato e o balanço, que é a subtração das duas outras curvas. Já o balanço horário de energia firme mostra a exposição média hora a hora do agente. É importante ressaltar que os gráficos possuem escalas diferentes e, portanto, representam a média do perfil em cada um dos casos. A partir disso, é possível entender a decisão tomada pelo OptFolio apresentada na Tabela 3.

No Caso 1, como esperado, observa-se um padrão sazonal clássico de geração eólica no interior do estado da Bahia, marcada por um desempenho crescente a partir do mês de maio e decrescente a partir do mês de agosto. Portanto, a geração possui uma grande variabilidade durante o ano, aumentando o risco de exposição do gerador no MCP.

Contudo, como mostra a Figura 10, o gráfico do PLD, nota-se que este padrão de geração de energia forma um bom casamento com o comportamento do preço *spot*. Tendo em

vista que, nos primeiros meses do ano, onde a geração é pior, o preço é mais baixo, a valoração dos déficits energéticos não é tão impactante. Já nos meses seguintes, onde a geração é melhor, há uma alta no preço (isto é bem visível para o ano de 2024 na Figura 10), beneficiando o gerador na valoração dos superávits energéticos.

Entretanto, apesar de o balanço de energia (Figura 12) não apresentar nenhum valor negativo em escala mensal, é importante ressaltar que a liquidação energética ocorre hora a hora. Portanto, como indica a Figura 12, há uma grande variabilidade no balanço horário de energia firme ($G_k - E^c$), o que, em partes, justifica que a decisão ótima da quantidade de energia vendida no PPA não seja toda a Garantia Física da usina, já que o OptFolio busca proteger o gerador de déficits energéticos.

Em seguida, nota-se que, conforme percorridos os casos, a geração diurna vai sendo preenchida pela fonte solar. Já no período noturno, nota-se uma redução da quantidade de energia produzida, principalmente do Caso 2 (Figura 13) para o Caso 3 (Figura 14). Além disso, percebe-se também uma mudança na sazonalidade no balanço mensal de energia. Conforme a inserção de energia solar aumenta, a curva tende a se tornar mais estável durante o ano (mais *flat*).

Por fim, no Caso 6, a sazonalidade é, como já esperado, característica de uma usina solar. Além disso, a quantidade de energia contratada foi aproximadamente metade do Caso 1, mesmo as usinas possuindo a mesma Garantia Física. Isto se dá, principalmente, pela ausência de geração no período da noturno, fazendo com que o gerador tenha de comprar a energia comprometida em PPAs pelo preço *spot*. A Figura 17 mostra este balanço negativo de energia firme do gerador.

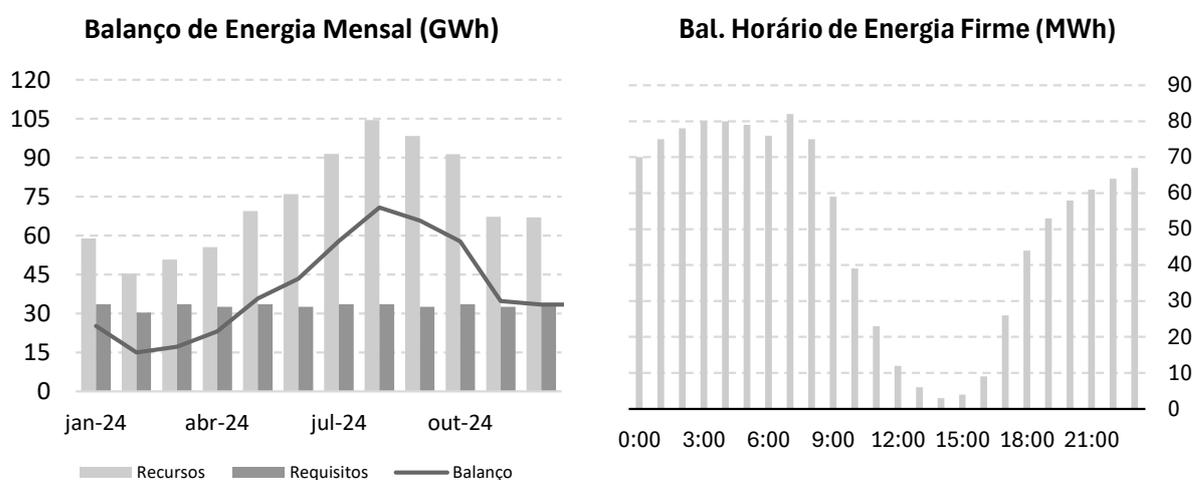


Figura 12 - Gráficos do Balanço Mensal de Energia e Horário de Energia Firme - Caso 1

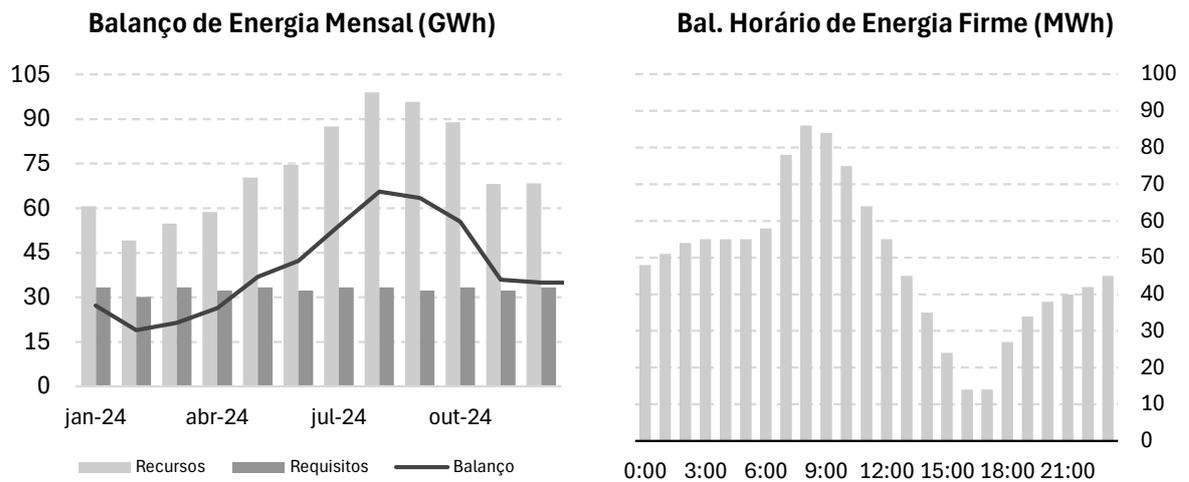


Figura 13 - Gráficos do Balanço Mensal de Energia e Horário de Energia Firme - Caso 2

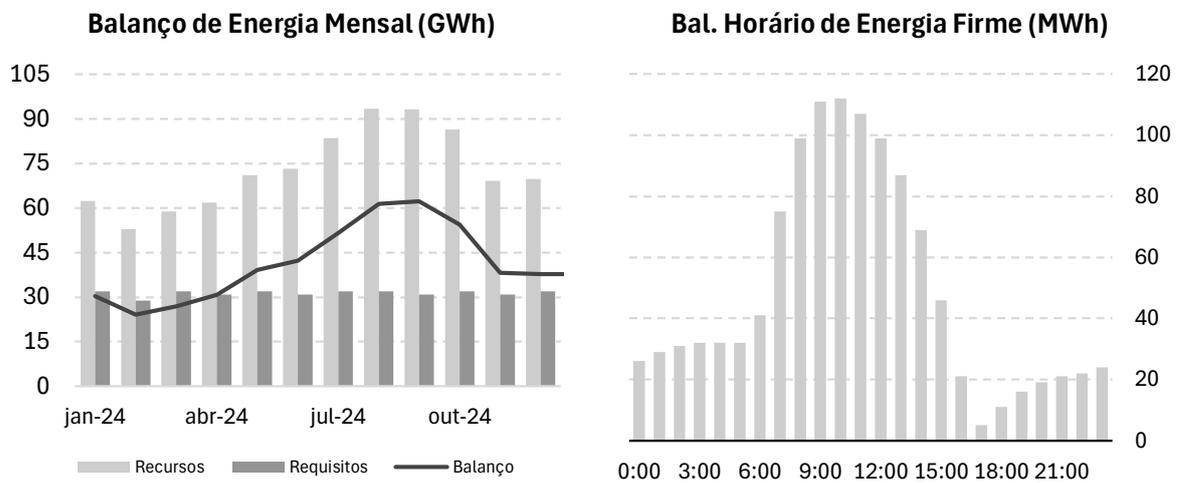


Figura 14 - Gráficos do Balanço Mensal de Energia e Horário de Energia Firme - Caso 3

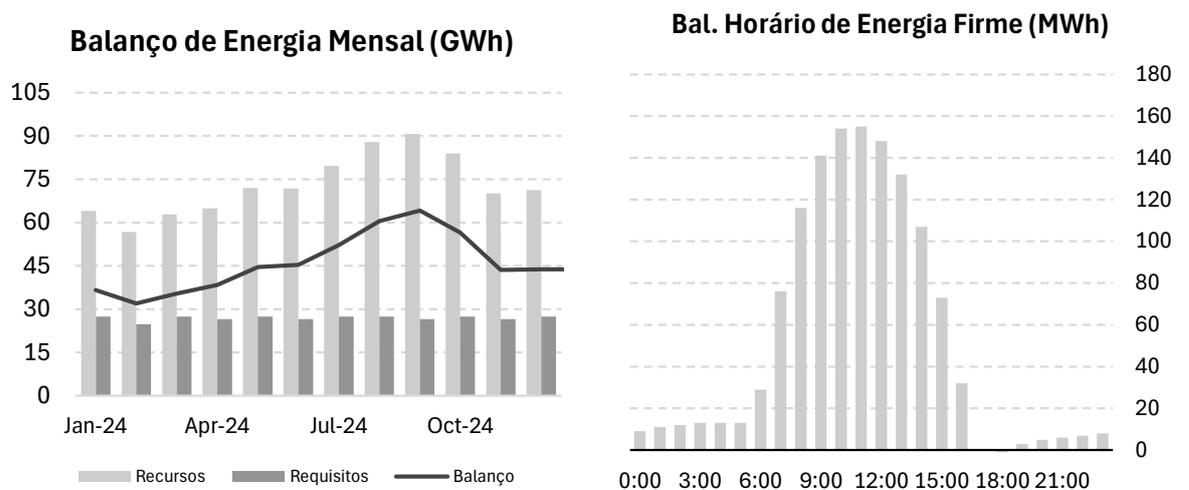


Figura 15 - Gráficos do Balanço Mensal de Energia e Horário de Energia Firme - Caso 4

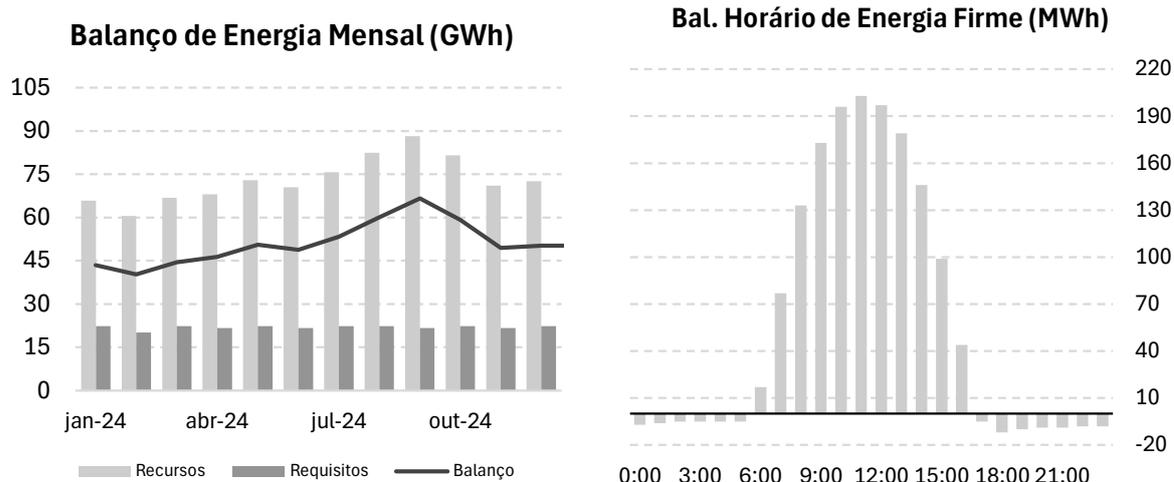


Figura 16 - Gráficos do Balço Mensal de Energia e Horário de Energia Firme - Caso 5

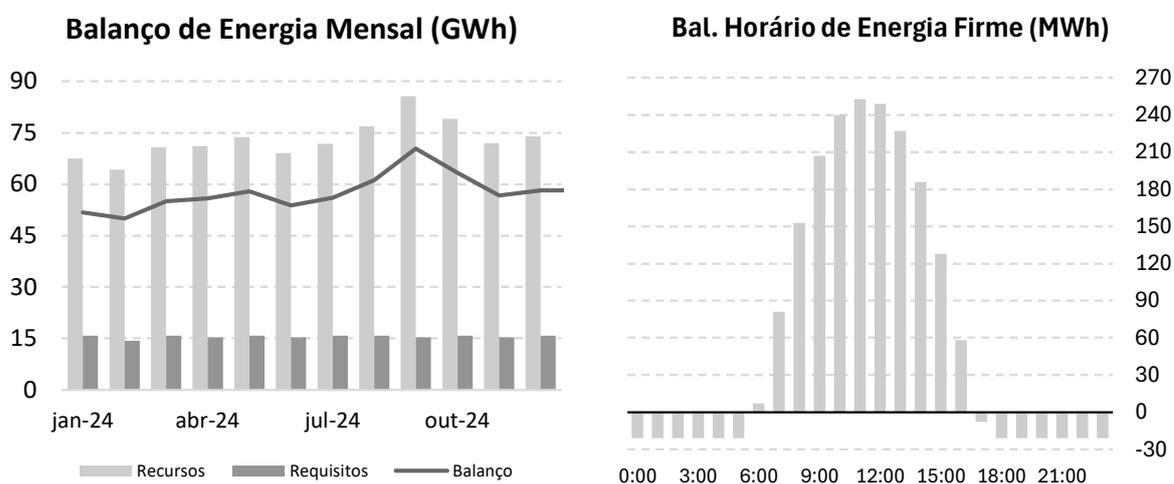


Figura 17 - Gráficos do Balço Mensal de Energia e Horário de Energia Firme - Caso 6

4.2.2 Energia Long e Short e Liquidação no Mercado de Curto Prazo

A seguir, da Figura 18 a Figura 23, veremos as posições de energia do agente e o resultado financeiro da liquidação no Mercado de Curto Prazo. A posição *Long* refere-se aos recursos energéticos físicos e/ou financeiros (no nosso trabalho temos apenas físicos), já *Short* indica a energia comprometida em PPAs.

A primeira característica que nos chamou atenção foi a mesma apresentada na subseção anterior, a mudança do comportamento sazonal da curva de geração. Enquanto no Caso 1 a sazonalidade é bastante marcada, no Caso 6 temos quase nenhuma variação anual. Isto reflete-se na liquidação financeira no MCP, já que, no Caso 1, temos um resultado que varia muito dentro em cada um dos anos e, quanto mais próximo do Caso 6, temos resultados mais constantes durante todo o horizonte. Por fim, é possível observar na posição *Short* a diferença

entre a quantidade de energia contratada em cada um dos casos.

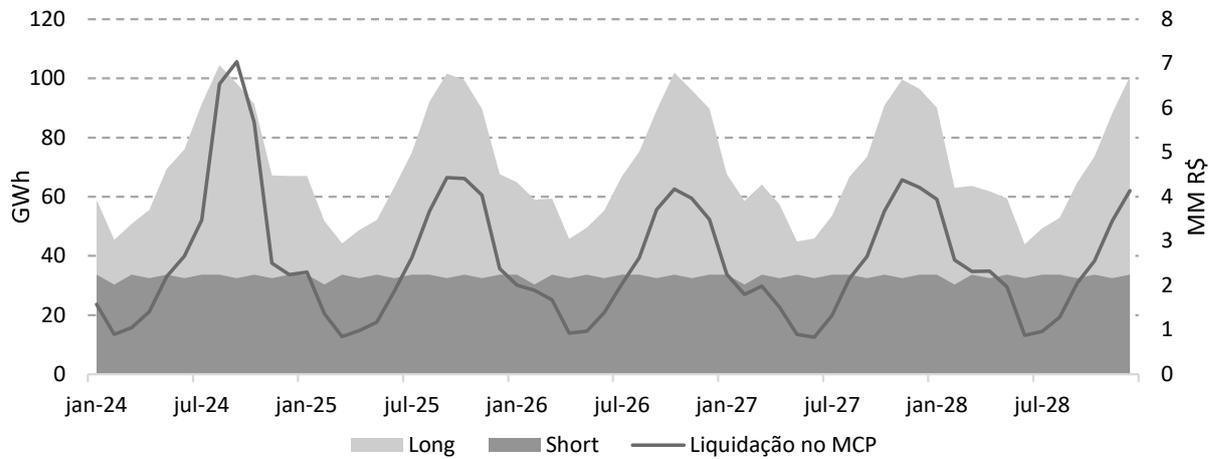


Figura 18 - Gráfico da Energia Long e Short e Liquidação no MCP - Caso 1

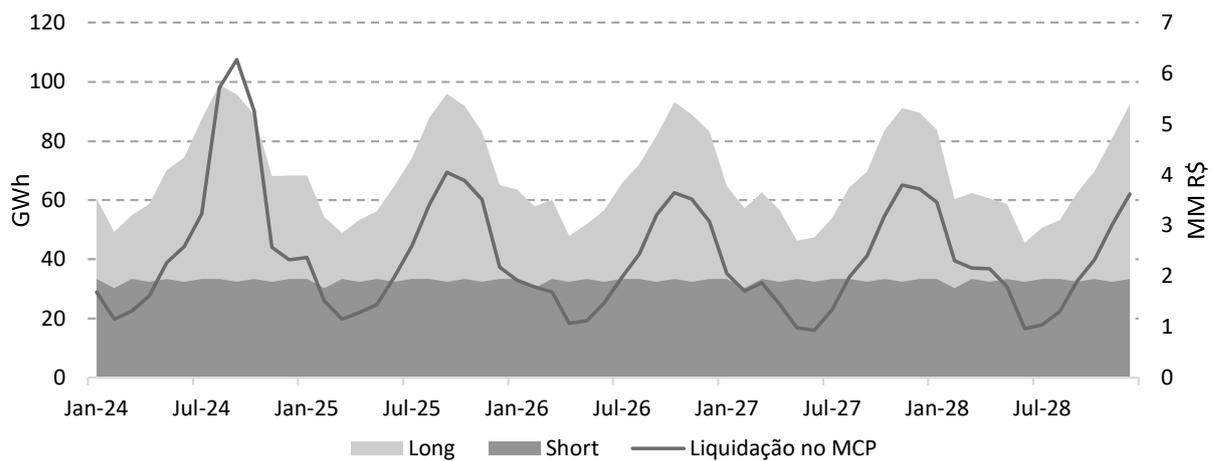


Figura 19 - Gráfico da Energia Long e Short e Liquidação no MCP - Caso 2

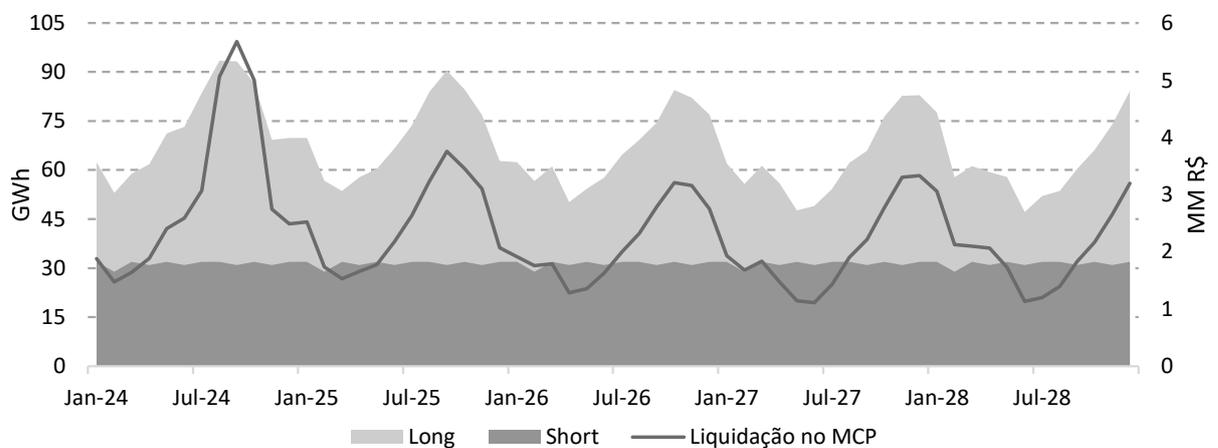


Figura 20 - Gráfico da Energia Long e Short e Liquidação no MCP - Caso 3

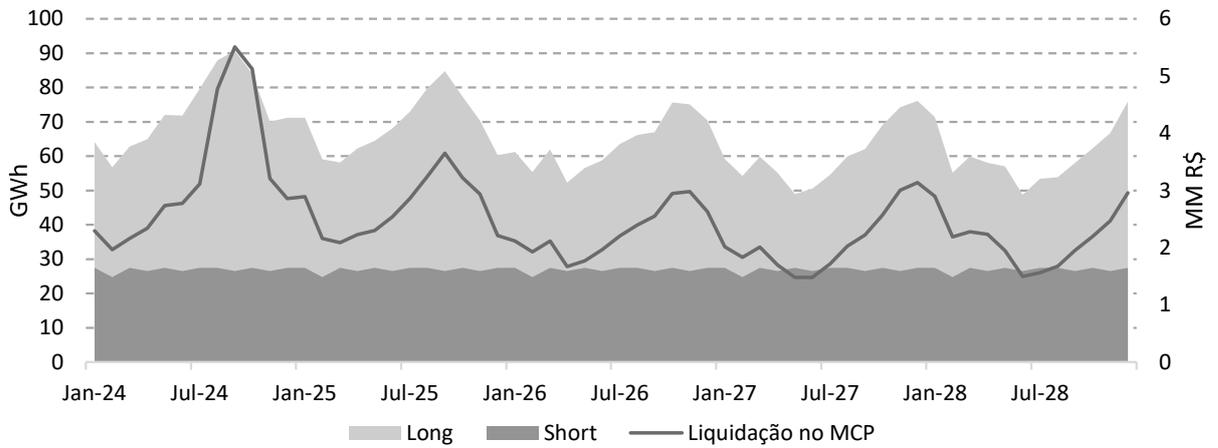


Figura 21 - Gráfico da Energia Long e Short e Liquidação no MCP - Caso 4

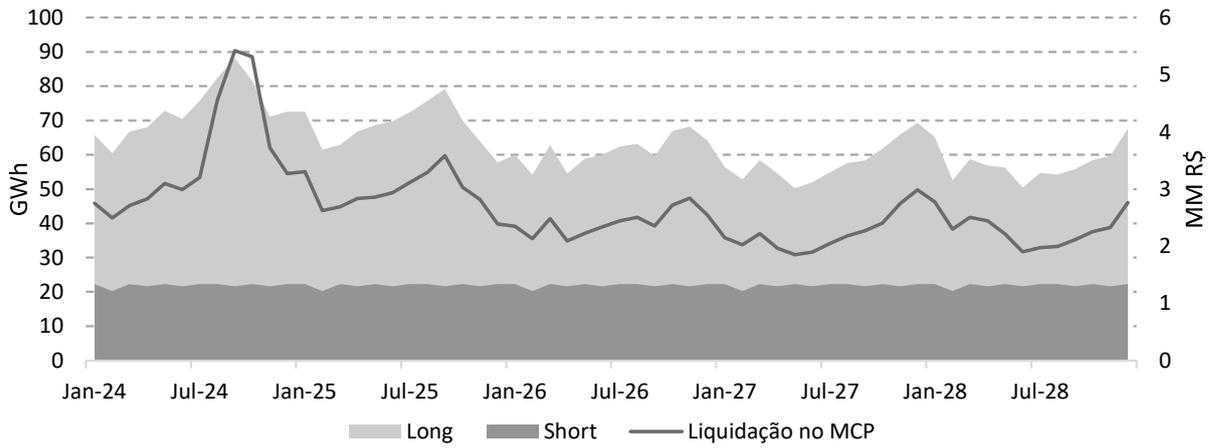


Figura 22 - Gráfico da Energia Long e Short e Liquidação no MCP - Caso 5

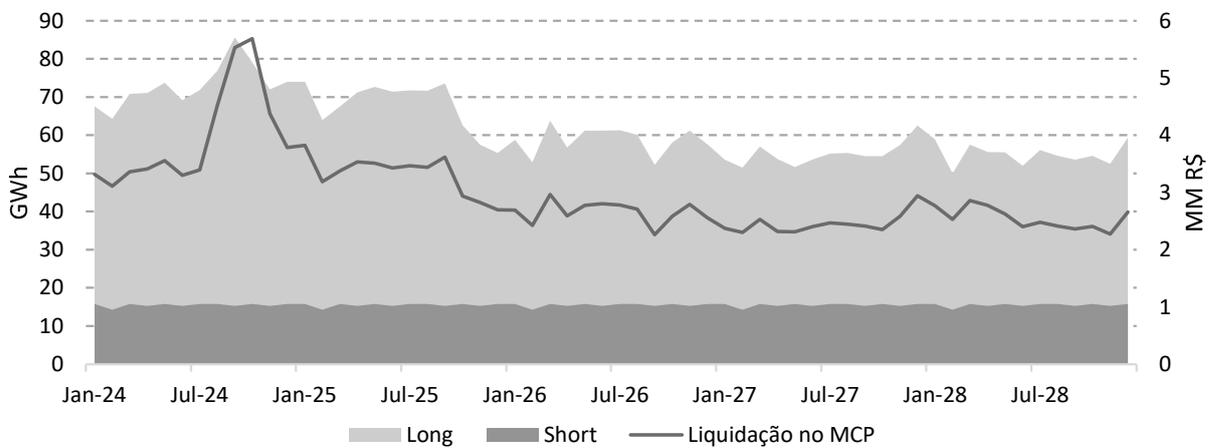


Figura 23 - Gráfico da Energia Long e Short e Liquidação no MCP - Caso 6

4.2.3 Fluxo de Caixa

Agora, podem ser analisados o Fluxo de Caixa resultante dos diferentes casos e as consequências da hibridização de um portfólio de geração de energia.

No Caso 1, olhando para a média, pode-se notar mais uma vez a existência de uma sazonalidade característica de uma usina eólica. Isto se dá, pois, mesmo sendo o caso com maior quantidade de energia contratada, o PPA representa apenas 45,2% da Garantia Física total da usina. Dessa forma, no período do ano onde a geração eólica é mais expressiva, os superávits energéticos são liquidados pelo preço spot, fazendo com que a Receita Variável acaba represente uma parte maior do resultado financeiro total e carregando, portanto, a sazonalidade da geração para o FCA.

Além desta variação na média, notamos uma diferença sutil no resultado da curva do *CVaR*, onde, conforme aumenta-se a fonte solar na usina, tem-se um resultado melhor e menos variável. Isto pode ser explicado pelo perfil de geração já observado da parcela solar da usina, já que ela apresenta uma variabilidade anual mais baixa que a fonte eólica. Vale ressaltar também que, este menor risco percebido está atrelado à quantidade de energia vendida no PPA. No Caso 6, tivemos um comprometimento muito baixo da Garantia Física, apenas 21,2%, dessa forma, a probabilidade de que ocorram déficits energéticos diminuem, reduzindo as chances de perda e, por consequência, uma melhora na curva do *CVaR*.

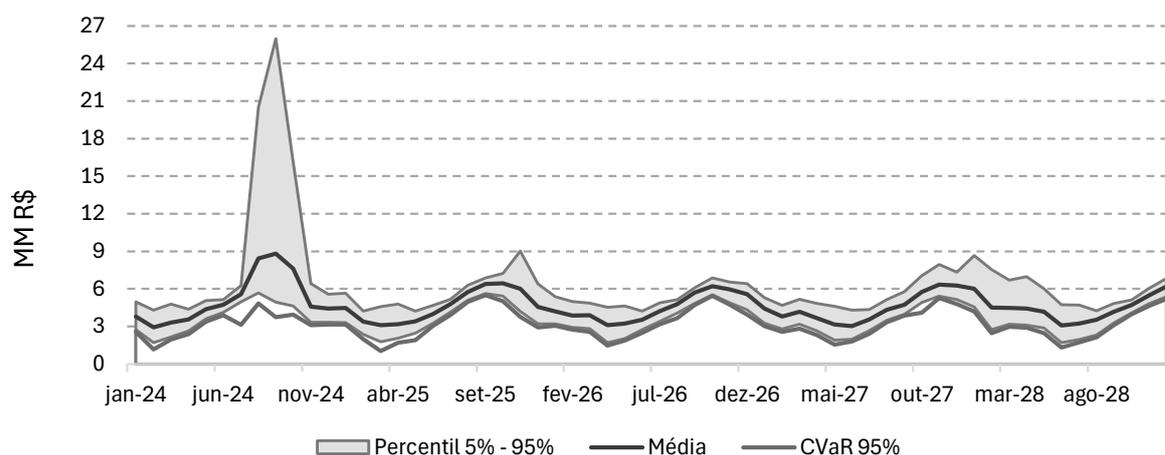


Figura 24 - Gráfico do Fluxo de Caixa do Acionista - Caso 1

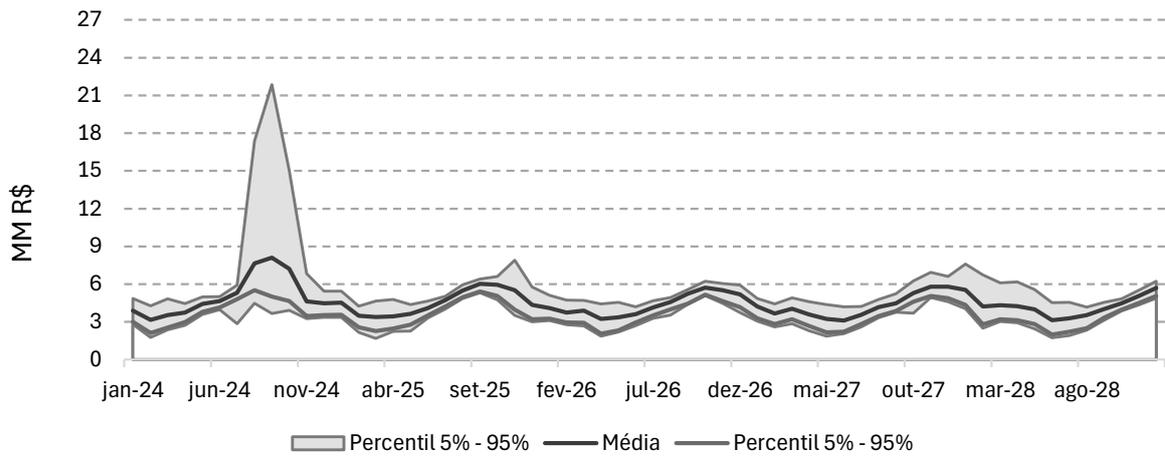


Figura 25 - Gráfico do Fluxo de Caixa do Acionista - Caso 2

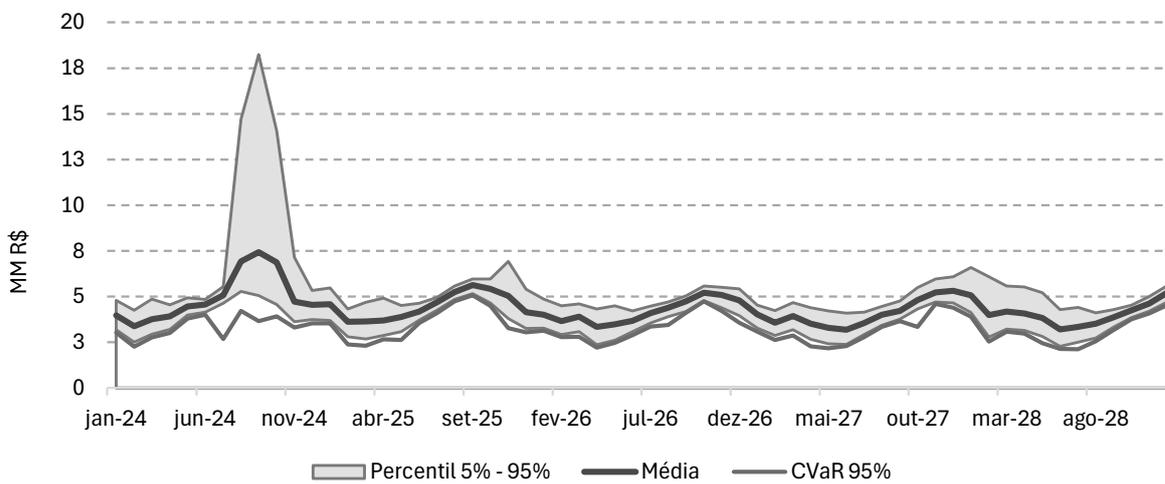


Figura 26 - Gráfico do Fluxo de Caixa do Acionista - Caso 3

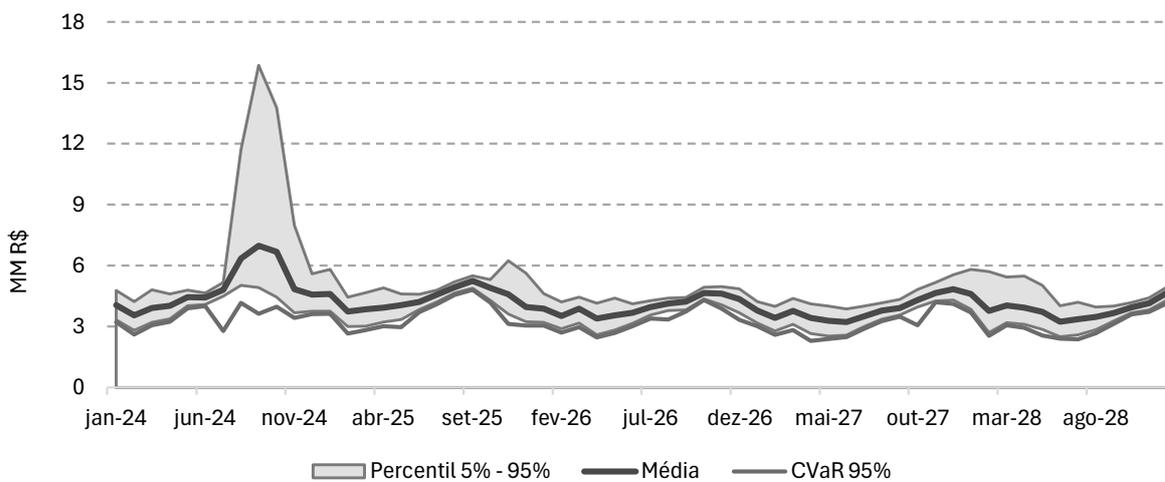


Figura 27 - Gráfico do Fluxo de Caixa do Acionista - Caso 4

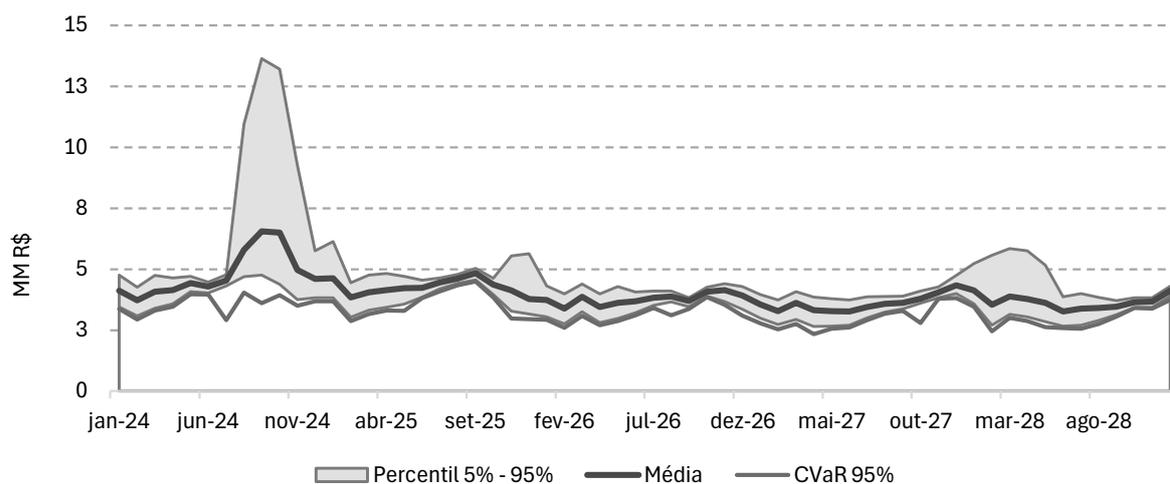


Figura 28 - Gráfico do Fluxo de Caixa do Acionista - Caso 5

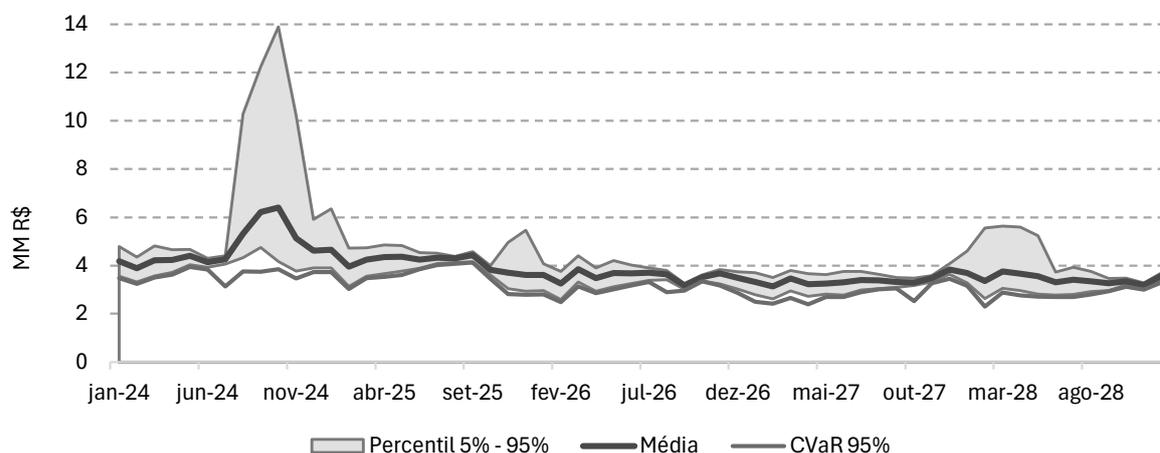


Figura 29 - Gráfico do Fluxo de Caixa do Acionista - Caso 6

Por fim, pode-se observar que a preferência sobre as fontes varia se olharmos para média ou para o CVaR do fluxo financeiro. Na Figura 30, considerando a média do Fluxo de Caixa, a preferência será pela fonte eólica, pois na maioria dos meses tem um resultado melhor que as demais. Entretanto, na Figura 31, este cenário inverte-se e destaca-se a fonte solar (ou um portfólio com predominância da tecnologia solar). Este comportamento das curvas de média e CVaR deve-se, principalmente, pelas características sazonais uma vez que, apesar da fonte eólica possuir um maior nível de contratação e, portanto, uma Receita Fixa, em média, maior, carrega consigo uma alta variabilidade mensal, prejudicando-a em cenários de geração ruim e resultando em um Fluxo de Caixa pior no CVaR. Por outro lado, a parcela fotovoltaica possui menos energia contratada e, portanto, uma Receita Fixa menor. Porém, por carregar consigo uma baixa variabilidade mensal, o resultado financeiro não é tão afetado em cenários de geração do CVaR, já que não possui um déficit energético grande a ser liquidado no MCP.

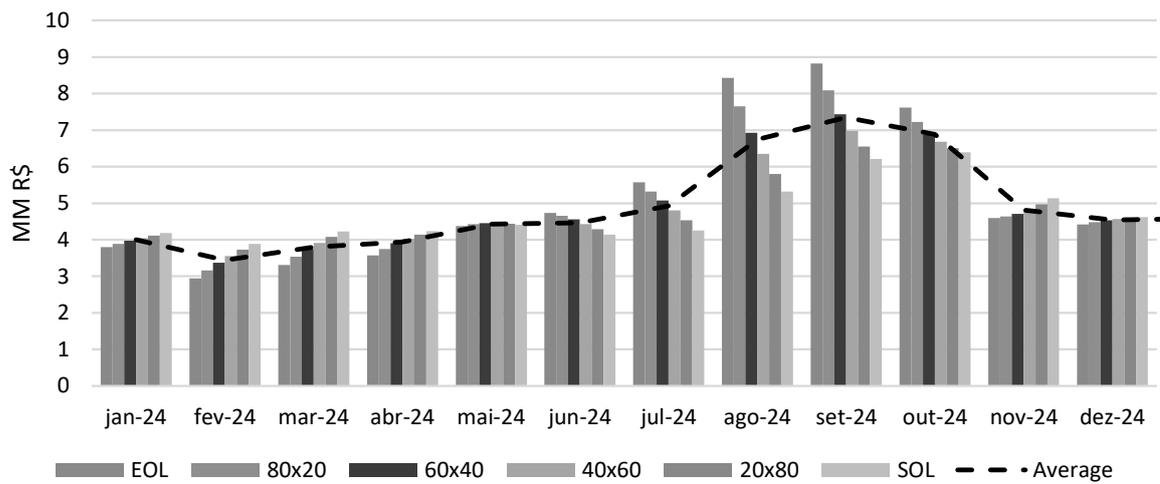


Figura 30 - Gráfico da Média dos Fluxo de Caixa

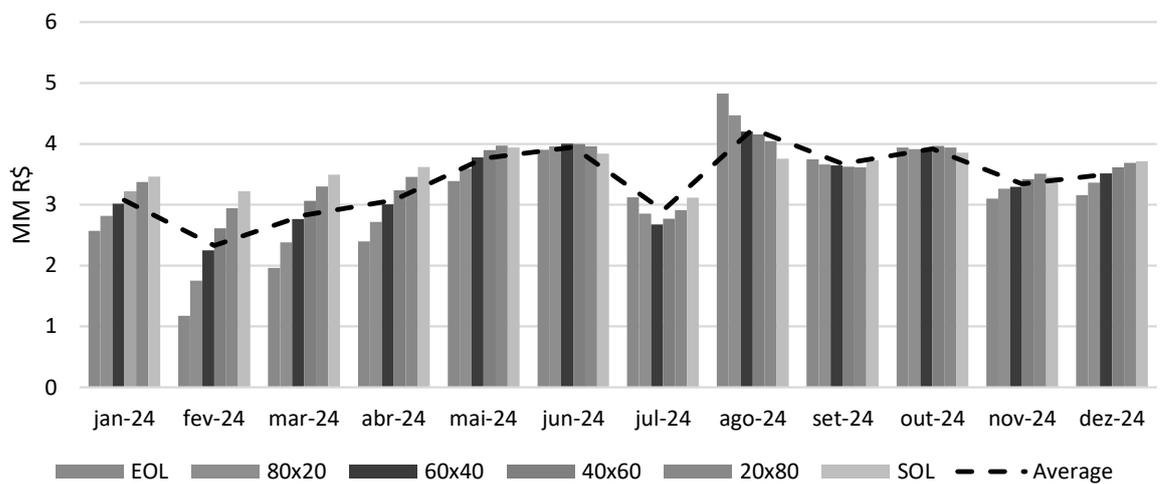


Figura 31 - Gráfico do CVaR dos Fluxo de Caixa

5. CONCLUSÃO

As mudanças observadas em anos recentes no SEB apontam para novos desafios a serem superados. Neste contexto, o interesse em usinas com mais de uma fonte tecnológica para geração de energia cresce, dada a complementariedade entre fontes e potenciais resultados energéticos e financeiros.

A análise de experiências internacionais revela que a hibridização oferece vantagens significativas, como a otimização do uso de infraestrutura existente, redução de custos de investimento e de operação, assim como maior flexibilidade e estabilidade no fornecimento de energia. Casos como Índia, Austrália, Reino Unido, Estados Unidos, Dinamarca e Suécia demonstram que, apesar dos desafios regulatórios e comerciais, esta estratégia é candidata a mitigar a intermitência das fontes renováveis. Para isso, é importante que o arcabouço regulatório estabeleça políticas claras para a inserção destas usinas.

No Brasil, a Resolução Normativa nº 954/2021 estabeleceu um marco regulatório importante. Entretanto, ainda são identificadas lacunas que representam barreiras ao aproveitamento completo dos potenciais benefícios das usinas híbridas. Dentre eles, destaca-se a falta de determinação de metodologia para formação de uma Garantia Física única para o ativo, assim como a possibilidade de comercialização de produtos além do lastro de energia.

Destaca-se, porém, como um avanço importante a possibilidade de declaração de MUST inferior a soma das potências instaladas de cada fonte implementada. Assim, torna-se possível aproveitar o benefício da complementariedade de geração das fontes na redução do EUST pago pelo agente.

Em relação a otimização, foi possível notar as diferenças entre portfólios híbridos com predominância da fonte eólica ou solar, tanto pelo lado energético, quanto pelo lado financeiro. Com isso, notamos como a geração eólica possui uma sazonalidade bastante marcada, enquanto a solar se mantém menos variável durante o ano em uma escala mensal. Contudo, a energia fotovoltaica também possui suas desvantagens, como seu Fator de Capacidade mais baixo e a ausência de geração no período noturno.

A diferença entre os Fatores de Capacidade faz com que tenhamos de instalar uma capacidade maior de equipamento para alcançar a mesma Garantia Física. A depender da região onde a usina se encontra, isto pode acarretar uma diferença de CAPEX expressiva, sendo decisivo no momento de escolha da composição do portfólio do agente. Entretanto, vale lembrar que não foram considerados custos de investimento neste trabalho.

Já o hiato de geração noturno, é um problema mais alarmante e ajuda a explicar a baixa contratação decidida como ótima pelo OptFolio para portfólios mais solares. Pois, como a energia comprometida no PPA deve ser entregue em todo instante de hora, isto faz com que o gerador fique exposto ao Mercado de Curto Prazo durante a noite, tendo de comprar esta energia pelo preço *spot*. Dessa forma, o otimizador busca fugir da incerteza do valor do PLD e prefere garantir a maior parte de sua receita por meio da liquidação dos superávits energéticos durante o período diurno.

BIBLIOGRAFIA

ARANHA, Ana Sofia. **Risk-constrained Optimal Dynamic Trading Strategies Under Short- and Long-term Uncertainties**. 2021. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Australian Renewable Energy Agency (ARENA), **Co-location Investigation: A study into the potential for co-locating wind and solar farms in Australia**, 2016.

BARBOSA, Claudomiro; PINHO, João; GALHARDO, Marcos; Pereira, Edinaldo. **Conceitos sobre Sistemas Híbridos de Energia para Produção de Eletricidade**. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar – Belo Horizonte, abril de 2016. DOI: <https://doi.org/10.59627/cbens.2016.1321>

BOLINGER, Mark; GORMAN, Will; RAND, Joe; JEONG, Seongu. **Hybrid Power Plants: Status of Operating and Proposed Plants, 2023 Edition**. Lawrence Berkeley National Laboratory, 2023. Disponível em: https://emp.lbl.gov/sites/default/files/emp-files/hybrid_plant_tracking_2023_08.08.2023.pdf

CAMARGO, Luiz Armando Steinle; LEONEL, Laís Domingues; RAMOS, Dorel Soares; STUCCHI, Alessandra Gracciotti Deri. **A Risk Averse Stochastic Optimization Model for Wind Power Plants Portfolio Selection**. 2020 International Conference on Smart Systems and Technologies (SEST). IEE, 2020, p. 1-6.

DAS, Kaushik; ANCA, Daniela; VANGARI, Divyanagalakshmi; KOIVISTO, Matti; SORENSEN, Poul; ALTIN, Mufti. **Enhanced Features of Wind-Based Hybrid Power Plants**. 4th International Hybrid Power Systems Workshop, 2019.

DYKES, Katherine; KING, Jennifer; DIORIO, Nicholas; KING, Ryan; GEVORGIAN, Vehan; CORBUS, Dave; BLAIR, Nate; ANDERSON, Kate; STARK, Greg; TURCHI, Craig; MORIARTY, Patrick. **Opportunities for Research and Development of Hybrid Power Plants**. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2020. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75026.pdf>

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração: Avaliação da Geração de Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas**, 2017. (EPE-DEE-NT-025/2017-r0)

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração: Usinas Híbridas**, 2018. (EPE-DEE-NT-011/2018-r0)

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Usinas Híbridas no Sistema Interligado Nacional**, Workshop, 15 de maio de 2019a. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/apresentacao_EPE.pdf (Acesso em 07/05/2024)

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Estudos de Planejamento da Expansão da Geração: Usinas Híbridas no Contexto do Planejamento Energético**, 2019b. (EPE-DEE-NT-029/2019-r0)

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). **Estudos de Planejamento da Expansão: Usinas Associadas Eólico-Fotovoltaicas – Considerações para o cálculo de garantia física de energia**, 2020. (EPE-DEE-NT-084/2020-r0)

HANSEN, Anca Daniela; DAS, Kaushik; SORENSEN, Poul; SINGH, Pukhraj; GAVRILOVIC, Andrea. **European and Indian Grid Codes for Utility Scale Hybrid Power Plants**. *Energies*, v. 14, n. 14, p. 4335, 2021

IRENA. **Renewable power Generation costs in 2022**, International Renewable Energy Agency, 2023.

LAZAROV, Vladimir; NOTTON, Gilles; ZARKOV, Zahari; BOCHEV, Ivan. **Hybrid Power Systems with Renewable Energy Sources -Types, Structures, Trends for Research and Development**, Proc of International Conference ELMA, pp.515-520, 2005.

LUNA-RUBIO, R.; TREJO-PEREA, M.; VARGAS-VÁZQUEZ, D.; RÍOS-MORENO, G.J. **Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: A review of methodologies**, *Solar Energy*, Vol. 86, Issue 4, 2012. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.10.016>.

MAIA, Diego Nascimento. **Avaliação Econômico-Financeira de Usinas Híbridas no Brasil**. 2021. Tese de Doutorado. PUC-Rio.

PORRUA, Fernando; BEZERRA, Bernardo; BARROSO, Luiz Augusto; LINO, Priscila; RALSTON, Francisco; PEREIRA, Mario. **Wind Power Insertion through Energy Auctions in Brazil**. Power and Energy Society General Meeting 2010 IEE. DOI: <http://dx.doi.org/10.1109/PES.2010.5589751>

WESCHENFELDER, Franciele; LEITE, Gustavo de Novaes Pires; DA COSTA; Alexandre Carlos Araújo; VILELA, Olga de Castro; RIBEIRO, Claudio Moises; OCHOA, Alvaro Antonio Villa; ARAÚJO, Alex Maurício. A review on the complementarity between grid connected solar and wind power systems, *Journal of Cleaner Production*, Volume 257, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120617>.

WINDEUROPE. **Renewable Hybrid Power Plants**, 2019. Disponível em: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/WindEurope-renewable-hybrid-power-plants-benefits-and-market-opportunities.pdf> (Acesso em 06 de maio de 2024)

SAHIN, Ozan; ALAHMAD, Bashar; RADUCU, Alin George; POMBO, Daniel Vázquez; KANEV, Stoyan. **New Frequency Control Philosophy for Future Hybrid Power Plants**, 2023.

SILVA, Ana Rita; ESTANQUEIRO, Ana. **From wind to hybrid: A contribution to the optimal design of utility-scale hybrid power plants**. *Energies*, Volume 15, n. 7, p.2560, 2022.