

GRUPO DE ESTUDO COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA – GCR

Otimização Energética para Portfólios de Usinas Híbridas Eólico-Fotovoltaicas no Brasil

Kristian Nolte^{1,2}, Fernanda Infante de Castro Thompson¹ e Bruno Fanzeres²

¹PSR Soluções e Consultoria em Energia

²Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro

RESUMO

Nos últimos anos, a matriz elétrica brasileira vem deixando a predominância hidrotérmica de lado e tornando-se cada vez mais diversificada. A expansão de capacidade do sistema vem sendo dominada por fontes renováveis não-despacháveis, em particular, as eólicas e solares. Por um lado, esta transformação favorece a manutenção da sustentabilidade do sistema e reduz o custo da produção de energia para os consumidores. Já pelo outro, são fontes naturalmente dependentes de condições climáticas que possuem uma alta variabilidade intrínseca na sua produção de energia, tornando a operação do sistema e a gestão do risco *preço-quantidade* mais complexa para os geradores. Neste contexto, este trabalho estuda a sinergia e a complementariedade entre fontes renováveis por meio da implementação de usinas híbridas e investiga os resultados financeiros e energéticos de uma planta eólico-fotovoltaica no interior da Bahia sob a forma de um *portfólio comercial*. Para isto, foi proposta uma nova metodologia para definição do investimento em um parque híbrido de geração eólica-fotovoltaica, com foco na mitigação da exposição do portfólio ao Mercado de Curto Prazo e minimização da volatilidade da produção de energia sob um contrato por quantidade. O trabalho apresenta resultados comparativos frente à abordagem usualmente utilizada pelo mercado de maximização do lucro ajustado a uma medida de risco. Como principal insight ao setor elétrico brasileiro, identificamos que a composição ótima do portfólio advinda da abordagem proposta entrega resultados financeiros mais estáveis e não condicionados a premissas de cenários de preço de curto-prazo da energia, garantindo grande parte do retorno do investimento através da parcela fixa do contrato.

PALAVRAS-CHAVE

Usinas Híbridas, Complementariedade de Geração Renovável, Otimização, Mitigação de Riscos

1.0 INTRODUÇÃO

Historicamente, o Sistema Interligado Nacional (SIN) foi composto, majoritariamente, por usinas hidrelétricas (UHE), que eram complementadas por usinas termelétricas (UTE). Essa configuração era suficiente para assegurar o suprimento e a segurança energética do país. Contudo, ao longo das últimas décadas, a matriz elétrica brasileira ganhou novos protagonistas, as usinas eólicas (EOL) e fotovoltaicas (UFV), que lideraram a expansão da capacidade durante esse período [15]. Embora essas fontes favoreçam a manutenção da renovabilidade do SIN e proporcionem energia de baixo custo aos consumidores, sua crescente penetração também introduz novos desafios, tanto operativos quanto comerciais. Entre eles, destaca-se o aumento da complexidade na gestão do risco *preço-quantidade*, dada à variabilidade natural da produção de energia dessas fontes (Figura 1). Uma vez que o principal mecanismo de expansão da capacidade de geração no Brasil são contratos de longo prazo por quantidade que preveem entrega firme de energia, faz-se necessário buscar soluções que auxiliem investidores em ativos renováveis não-despacháveis a mitigarem o risco de exposição ao Mercado de Curto Prazo (MCP) proveniente da intermitência natural destas fontes e a variabilidade do preço de curto-prazo, potencialmente magnificado pela distinção da dinâmica desta incerteza entre submercados. Uma alternativa são as usinas híbridas, que podem usufruir da complementariedade natural entre EOLs e UFVs em determinados locais, como ilustrado na Figura 2 [17].

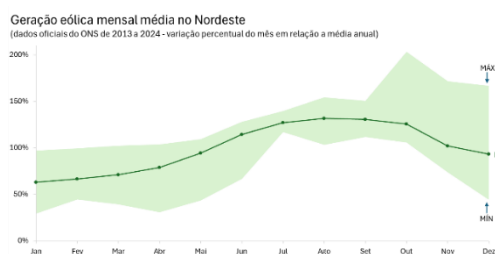


Figura 1 - Gráfico da geração eólica mensal média entre 2013 e 2024 [3]

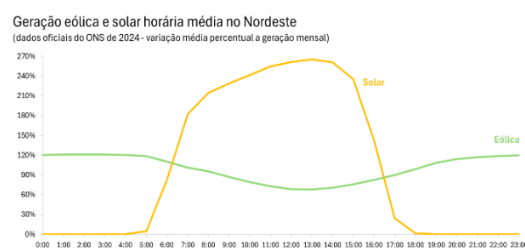


Figura 2 - Gráfico da geração eólica e solar horária média em 2024 [10]

Para Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2017) [1], “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.)”. Adicionalmente, também de acordo com a EPE (2018) [2], a integração de fontes geradoras pode ser classificada em quatro principais tipologias: usinas adjacentes, usinas associadas, usinas híbridas e portfólios comerciais.

Em vista destes desafios financeiros e da virtude na hibridização de renováveis não-despacháveis, neste trabalho, iremos propor um novo arcabouço metodológico a fim de definir a capacidade ótima a ser investida em uma EOL e/ou uma UFV, compondo um único arranjo híbrido sob a forma de um *portfólio comercial*. Assim, é proposto um modelo de investimento que busca, primariamente, a mitigação da exposição do portfólio ao MCP para um dado montante contratual previamente estabelecido, o qual garante o *project finance* dos ativos com recuperação do investimento via a parcela fixa de receita do contrato, ou seja, com alta previsibilidade financeira. Ressaltamos que esta estratégia para definição do investimento está diretamente alinhada ao racional pretendido por investidores e se diferencia daquela tradicionalmente adotada no mercado [16]. Usualmente, a política de expansão da capacidade sob a ótica de um investidor é baseada em metodologias que buscam maximizar a receita líquida esperada do portfólio, ajustada por uma medida de risco [12]-[14]. No entanto, esta abordagem, por construção, não assegura, *a priori*, a redução da exposição do portfólio comercial ao MCP.

A fim de ilustrar a metodologia proposta neste trabalho e prover suporte à avaliação e implementação de usinas híbridas compostas por fontes renováveis não-despacháveis no Brasil, um experimento numérico é também apresentado. Os estudos de caso consideram a avaliação de um investimento em um portfólio comercial eólico-fotovoltaico no interior do estado da Bahia, onde os perfis de geração são

altamente complementares [17]. Neste experimento, é analisada a composição ótima do portfólio, seu balanço energético e fluxo de caixa, além da sua exposição ao MCP considerando também o risco de preço entre submercados, uma vez que a entrega da energia será no Nordeste e o contrato de longo-prazo é liquidado no Sudeste. Por fim, é realizada uma comparação com a metodologia usualmente adotada pelo mercado, que busca maximizar a receita líquida esperada do portfólio ajustada por uma medida de risco, ressaltando os benefícios do arcabouço metodológico proposto.

2.0 METODOLOGIAS PARA DEFINIÇÃO DE POLÍTICAS DE INVESTIMENTO

Para avaliar a metodologia proposta frente a técnica tradicionalmente utilizada, foi considerado o ambiente típico para suporte à expansão da capacidade de geração no Brasil em que o empreendedor possui um contrato de longo-prazo (referido como um *Power Purchase Agreement* – PPA) com um requisito de demanda mensal Q (em MWmed) e preço P (em R\$/MWh). Este contrato é do tipo *por Quantidade*, em que o vendedor (gerador) recebe uma parcela de receita fixa pela demanda mensal acordada e, em contrapartida, possui a obrigação da entrega da energia ao comprador (consumidor), com os *déficits/superávits* sendo liquidados no MCP. Além disso, seguindo a regulação comercial vigente no Brasil, a liquidação das diferenças contratuais é contabilizada em granularidade horária, onde as diferenças da produção de energia do portfólio (representados pela variável aleatória $g_{t,s,h}(x)$, em MWmed) frente aos requisitos do contrato, ocorre na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) de acordo com o PLD (em R\$/MWh, representado pelas variáveis aleatórias $\pi_{t,s,h}^G$ e $\pi_{t,s,h}^C$ para o PLD no submercado do gerador e do contrato, respectivamente). Matematicamente, a receita total do portfólio neste contexto comercial pode ser representada pela seguinte expressão:

$$R_{t,s}(x) = \sum_{h=1}^H PQ + (g_{t,s,h}(x)\pi_{t,s,h}^G - Q\pi_{t,s,h}^C), \quad \forall t \in T, \forall s \in S \quad (1)$$

onde S é um conjunto de cenários s , T um conjunto de estágios t e H um conjunto de horas h de cada estágio, que, para esse estudo, representa o período de um mês¹. A geração do portfólio $g_{t,s,h}(x)$ é composta pela produção da EOL e da UFV seguindo a formulação abaixo:

$$g_{t,s,h}(x) = x_{EOL}g_{t,s,h}^{EOL} + x_{UFV}g_{t,s,h}^{UFV}, \quad \forall t \in T, s \in S, h \in H \quad (2)$$

onde x é a variável de decisão do modelo que determina a proporção de investimento entre as usinas do portfólio. A fim de garantir uma representação adequada, temos que $x \in [0,1]$ e $x_{EOL} + x_{UFV} = 1$.

Na abordagem tradicional, é utilizada como métrica de valor a expectativa de receita do portfólio ajustada por uma medida de risco [12]-[14]. Tipicamente, é utilizada uma combinação entre o Valor Esperado e o CVaR $_{\alpha}$ da receita do portfólio como FO a ser maximizada, o que permite diferenciar resultados igualmente avessos ao risco, porém com possíveis *upsides* diferentes. Para ponderação entre as duas métricas, é utilizado o parâmetro $\lambda \in [0,1]$ a depender perfil de risco do investidor [9]. Neste estudo, o Valor Esperado e o CVaR $_{\alpha}$ foram calculados para receita total do portfólio definida em (1). Com isso, dado valores de P e Q , preço e quantidade de energia do PPA, pode-se definir x_{EOL}^* e x_{UFV}^* , proporções ótimas para composição do portfólio, por meio do seguinte modelo de otimização:

$$\max_{x_{EOL}, x_{UFV}} \sum_{t=1}^T \left((1 - \lambda) \mathbb{E}[R_t(x)] + \lambda \text{CVaR}_{\alpha}(R_t(x)) \right) \quad (3)$$

Onde $\mathbb{E}[R_t(x)]$ é o Valor Esperado da receita total do portfólio para cada estágio t dado um conjunto S de cenários, como definido na equação abaixo:

$$\mathbb{E}[R_t(x)] = \frac{1}{S} \sum_{s=1}^S R_{t,s}(x), \quad \forall t \in T. \quad (4)$$

¹ O número de horas H de cada estágio/mês t varia de acordo com a quantidade de dias do mês, podendo variar entre 28, 30 e 31 dias. Não foram considerados anos bissextos.

Já $CVaR_\alpha(R_t)$ é a média dos $(1 - \alpha)\%$ cenários para cada estágio t dado o conjunto S de cenários, que estão definidos pela seguinte expressão:

$$CVaR_\alpha(R_t(x)) = \mathbb{E}[R_t(x) | R_{t,s}(x) \leq VaR_\alpha(R_t(x))] \quad (5)$$

Conceitualmente, é importante ressaltar que o problema apresentado em (3) busca identificar o investimento que induz a maior expectativa de receita total ajustada por uma medida de risco, o $CVaR_\alpha$, explorando os potenciais *upsides* financeiros decorrentes de *superávits* de produção com relação ao requisito de demanda no MCP. Em particular, por conta da sua construção, esta metodologia para definição do portfólio comercial pode levar a uma exposição além dos níveis desejados pelo empreendedor no MCP (PLD), como exemplo, definindo um portfólio comercial com pouca participação de uma das fontes (eólica ou solar), não explorando, assim, os benefícios da complementaridade entre elas, uma vez que a produção de uma fonte única no portfólio pode estar bastante alinhada aos cenários de PLD utilizados pelo investidor.

Neste contexto, a fim de endereçar este problema conceitual na métrica para definição do investimento, é proposto neste trabalho uma metodologia alinhada com o racional pretendido por investidores, que busca minimizar a expectativa dos desvios de produção do portfólio com relação ao requisito de demanda do PPA, mitigando, assim, a exposição do ativo híbrido ao MCP. Formalmente, considere que $\mathbb{E}[\Delta G(x)]$ representa o Valor Esperado da diferença absoluta entre a geração do portfólio no período t e a energia vendida em contrato (Q), e definido como

$$\mathbb{E}[\Delta G(x)] = \frac{1}{S} \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T \sum_{h=1}^H |g_{t,s,h}(x) - Q|. \quad (6)$$

Assim, a metodologia para definição do portfólio comercial de um parque eólico e um solar com mínima exposição energética no MCP é dada por

$$\min_{x_{EOL}, x_{UFV}} E[\Delta G(x)] \quad (7)$$

Neste trabalho, por simplicidade, iremos assumir que o empreendedor não realiza ajustes na posição contratual do portfólio ao longo da maturidade dos projetos. Portanto, a estrutura de decisão considerada neste trabalho é em dois-estágios, com primeiro estágio a definição do portfólio ótimo a ser construído e no segundo estágio a evolução das incertezas e a contabilização da exposição do portfólio ao MCP, sem potencial ajuste do montante contratual do portfólio, seguindo uma trajetória/série de PLD e geração única, isto é, sem a abertura em árvore.

3.0 ESTUDO DE CASO: USINA HÍBRIDA, EXPOSIÇÃO AO MCP E IMPACTO DO PLD

A fim de ilustrar os benefícios da metodologia de investimento proposta, apresenta-se um exemplo numérico utilizando dados do setor elétrico brasileiro. Primeiro, são apresentados os resultados de uma (i) otimização seguindo a abordagem financeira tradicional, de acordo com a FO definida em (3). Em seguida, a partir do modelo explicitado em (7), é apresentado e discutido o portfólio que (ii) minimiza a variabilidade da geração de energia frente ao requisito de demanda. Para verificar a performance financeira de (ii), foi realizada uma simulação com a composição ótima indicada pela metodologia proposta considerando cenários de PLD. Por fim, foi realizada uma análise comparativa para diferentes valores de P , de modo a observar as diferenças financeiras entre os portfólios indicados pelas metodologias.

3.1 PREMISSAS GERAIS E ORIGEM DOS DADOS DE ENTRADA

Como já antecipado, o *portfólio comercial* analisado é composto por uma EOL e uma UFV localizadas no interior do estado da Bahia, onde a complementariedade energética intradiária é bastante elevada, ressaltando os potenciais da hibridização [17]. Além disso, o horizonte escolhido para operação dos

parques foi de abril de 2025 a dezembro de 2029, assim $T = 57$ estágios/meses, e o número de cenários $S = 400$.

As plantas de geração foram selecionadas a partir de uma base de dados do software *Time Series Lab* (TSL), que será detalhado na Seção 3.1.1. Neste estudo, utilizamos as plantas EOL_BA_3_L² (EOL) e SOL_BA_3_L (UFV). Além disso, consideramos que a Garantia Física (GF) corresponde ao produto entre o Fator de Capacidade (FatCap) e a Capacidade Instalada (CapInst). O FatCap, por sua vez, foi calculado com base na geração esperada ao longo de todo o horizonte de análise, sendo de 37,59% para a EOL e 26,04% para a UFV. Para o Estudo de Caso realizado, por conveniência, optou-se pelo *portfólio* ter, no máximo, 100 MWmed de GF. Dessa forma, a fim de permitir que o modelo possa tomar todas as escolhas possíveis para x_{EOL}^* e x_{UFV}^* , cada usina deve oferecer, no mínimo, esta mesma quantidade de energia. Para este trabalho, a GF das plantas foi determinada como exatamente 100 MWmed, fazendo com que a CapInst para EOL seja de ~266 MW e para UFV de ~384 MW. Isto pode ser formalizado na seguinte equação:

$$x_{EOL} FatCap_{EOL} CapInst_{EOL} + x_{UFV} FatCap_{UFV} CapInst_{UFV} \leq GF_{max} \quad (8)$$

Além das características das plantas de geração, vale definir também as especificações do PPA, que representa a obrigação de entrega de energia Q . Para este estudo, optou-se por $Q = GF_{max} = 100 MW_{med}$. Já para o preço de venda do contrato, utilizou-se a referência da plataforma DCIDE (ver [11]) para a média dos contratos A+1 a A+4 de energia incentivada 50% do dia 14 de abril de 2025, sendo então $P = 218,83 R\$/MWh$. Não foi considerado sazonalidade e/ou modulação para o contrato, sendo então um *PPA Flat*, e o submercado escolhido para entrega foi o Sudeste. Os parâmetros λ , de aversão ao risco, e α , nível de confiança do $CVaR_\alpha$, foram fixados como 50% e 95%, respectivamente.

3.1.1 CENÁRIOS DE GERAÇÃO RENOVÁVEL

Para a representação da produção incerta do parque eólico e solar, foi utilizado o *Time Series Lab* (TSL), ferramenta capaz de gerar cenários sintéticos futuros de Energia Renovável Variável (ERV) (ver [4]). O TSL busca registros históricos de geração renovável em resolução horária utilizando os bancos de reanálise global MERRA-2 ou ERA-5. Em seguida, gera cenários futuros de ERVs, que mantêm correlações temporais e espaciais com hidrologia. O modelo utiliza a metodologia de Redes Bayesianas para capturar as distribuições de probabilidade conjuntas entre recursos renováveis e hidrológicos, garantindo que os cenários sintéticos reflitam as variabilidades e interdependências observadas nos dados históricos. As séries futuras de geração são calculadas para postos, configurados pelo próprio usuário. Os postos escolhidos para este estudo estão representados na Figura 3.

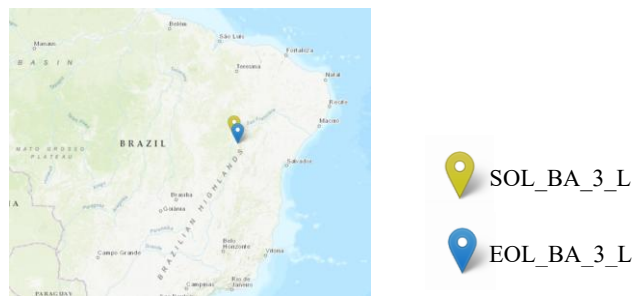


Figura 3 - Localização das usinas EOL_BA_3_L e SOL_BA_3_L

Como é possível observar na Figura 3, a primeira motivação para escolha destes postos é a proximidade entre eles, garantindo a ideia de hibridização de um mesmo parque gerador. Além disso, como mostra a Figura 4, o perfil horário de geração média é altamente complementar.

² Importante ressaltar que a nomenclatura dos postos não possui nenhum valor para este trabalho.

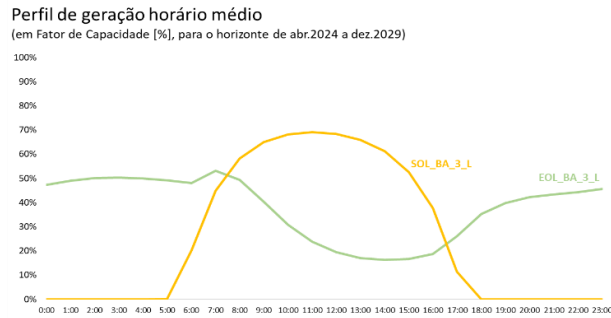


Figura 4 - Gráfico do perfil de geração horário médio para EOL_BA_3_L e SOL_BA_3_L

3.1.2 CENÁRIOS DE PLD

As séries futuras de PLD foram obtidas por meio de simulações realizadas com o software SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming) (ver [5]). O modelo permite a representação de incertezas na demanda de energia, hidrologia, geração renovável, entre outras. O SDDP utiliza uma abordagem onde o problema de otimização é dividido em subproblemas dinâmicos, chamada de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) (ver [6]), que utiliza uma técnica de decomposição para solução eficiente de grandes sistemas de otimização estocástica. Este modelo é equivalente ao conjunto de ferramentas utilizadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para programação do despacho no Brasil.

3.2 ANÁLISE DOS RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO

Nesta seção, são apresentados os principais resultados deste estudo de caso, contemplando o Balanço de Energia ($g_{t,s,h}(x) - Q \forall t, s, h \in T, S, H$), o Fluxo de Caixa e a Composição Ótima dos portfólios (x_{EOL}^* e x_{UFV}^*). A fim identificar corretamente cada resultado, a *Abordagem Financeira* refere-se à utilização da FO definida em (3) e a *Abordagem Energética* ao explicitado em (7).

3.2.1 COMPOSIÇÃO ÓTIMA DOS PORTFÓLIOS

Ao contrário da tese defendida neste trabalho, a *Abordagem Financeira* não demonstrou benefícios em relação a hibridização do parque gerador, optando unicamente pela EOL. Isto se dá, primordialmente, pela vantagem do perfil de geração eólico em relação a UFV, onde o excedente da produção de energia na parte da noite consegue capturar preços mais altos de PLD e os déficits ocorridos durante o dia são menos prejudiciais dado a níveis de preços menores. Contudo, a *Abordagem Energética* nos traz resultados diferentes, endereçando mais de 70% da GF do portfólio para UFV. Dado que o objetivo nesta otimização é reduzir os desvios da geração do portfólio em relação ao requisito de demanda Q do contrato, este resultado é bastante coerente, já que a fonte solar apresenta variações menores durante o ano e entre os cenários de geração.

Tabela 1 - Composição Ótima dos portfólios

Abordagem Financeira (em % GF total do portfólio)		Abordagem Energética (em % GF total do portfólio)	
EOL_BA_3_L	SOL_BA_3_L	EOL_BA_3_L	SOL_BA_3_L
100%	0%	27%	73%

3.2.2 BALANÇO DE ENERGIA

A Figura 5 e a Figura 6 apresentam os resultados energéticos dos portfólios ótimos definidos na seção 3.2.1. De forma geral, o comportamento resume o racional endereçado neste trabalho. A *Abordagem Financeira* induz a um portfólio com considerável variabilidade e exposição em energia ao MCP, significativamente maior que a *Abordagem Energética*. Dessa forma, pode-se afirmar que a FO aplicada na metodologia proposta está cumprindo corretamente seu papel, minimizando a volatilidade da geração do portfólio vis a vis o requisito de demanda do contrato.

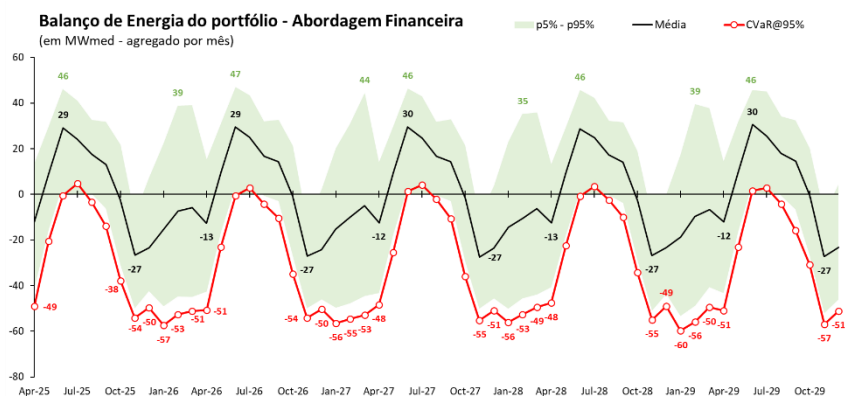


Figura 5 - Gráfico com Balanço de Energia para Abordagem Financeira

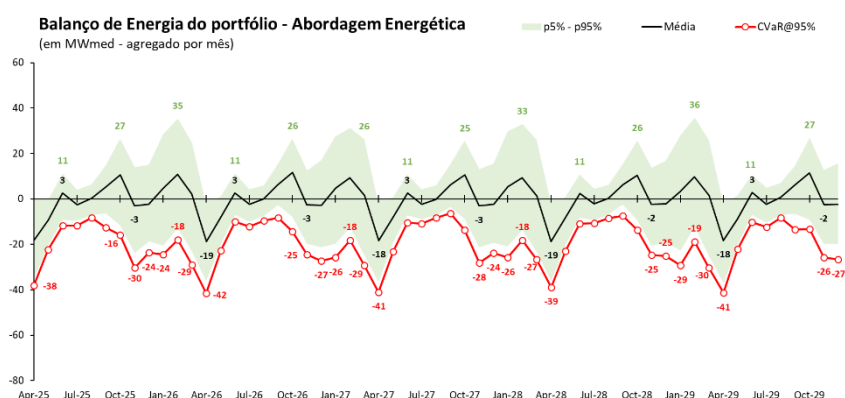


Figura 6 - Gráfico com Balanço de Energia para Abordagem Energética

3.2.3 FLUXO DE CAIXA

O Fluxo de Caixa do portfólio, seguindo a *Abordagem Financeira* (Figura 7), reflete a alta variabilidade já observada no seu Balanço de Energia, característica pouco desejada pelos investidores. Portanto, apesar de oferecer possíveis retornos elevados, é uma decisão que está condicionada a realização de cenários de preço que favoreçam um portfólio 100% eólico.

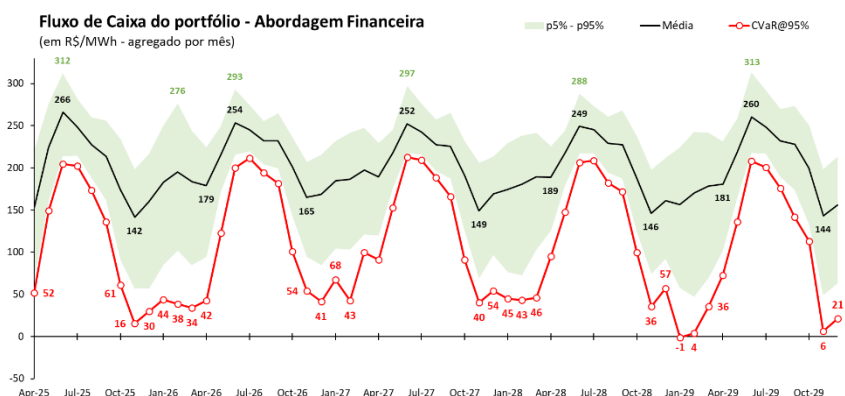


Figura 7 - Gráfico do Fluxo de Caixa da Abordagem Financeira

Agora, serão apresentados os resultados de Fluxo de Caixa para as simulações financeiras da *Abordagem Energética*.

Na Figura 8, temos o Fluxo de Caixa considerando um preço de PPA (i) $P = 218,83 \text{ R\$/MWh}$, igual ao preço utilizado para otimização na *Abordagem Financeira*. Apesar de não oferecer os picos de retornos elevados observados no último gráfico, nota-se que os valores esperados para o *Valor Esperado* e $CVaR_{95\%}$ não são significativamente inferiores e, em alguns momentos, até mais altos que aqueles encontrados anteriormente. Além disso, o perfil dos retornos é muito mais estável, algo altamente valorizado pelo investidor.

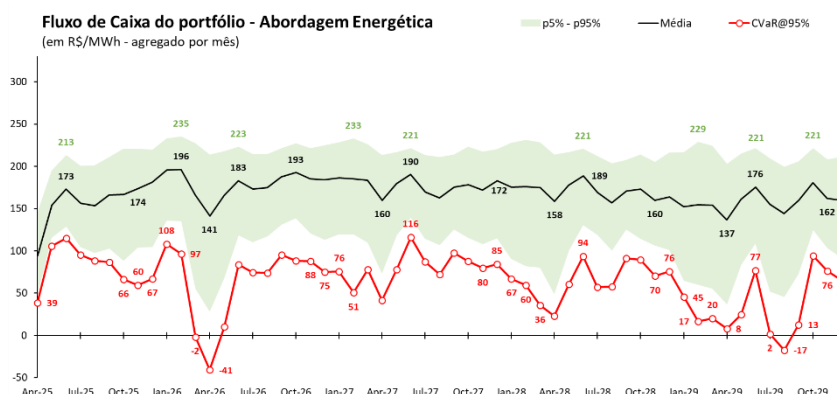


Figura 8 - Gráfico do Fluxo de Caixa da Abordagem Energética (i)

A fim estudar mais a fundo os potenciais da hibridização, foi definido um preço $P = 250,87 \text{ R\$/MWh}$ de forma que o Fluxo de Caixa acumulado para a *Abordagem Energética* seja, para o *Valor Esperado*, igual aquele da *Abordagem Financeira*. Este acréscimo de 32,04 R\$/MWh traz retornos esperados e $CVaR_{95\%}$ ainda melhores, como de esperado, e supera, em muitos casos, a otimização financeira, além de manter um perfil de retorno ainda mais estável.

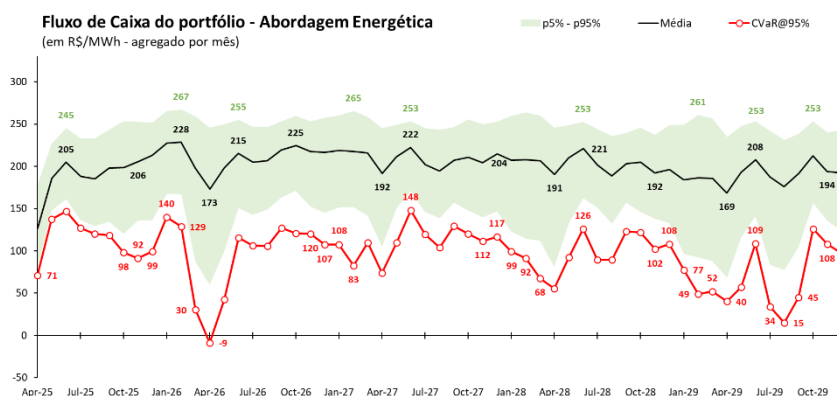


Figura 9 - Gráfico do Fluxo de Caixa da Abordagem Energética (ii)

Por fim, este mesmo exercício foi feito para um preço $P = 277,20 \text{ R\$/MWh}$, fazendo com que o $CVaR_{95\%}$ do Fluxo de Caixa acumulado para a *Abordagem Energética* seja igual aquele da *Abordagem Financeira*. Este acréscimo de 58,37 R\$/MWh traz retornos esperados e $CVaR_{95\%}$ ainda melhores, como de esperado, e supera, em muitos casos, a otimização financeira, além de manter um perfil de retorno ainda mais estável.

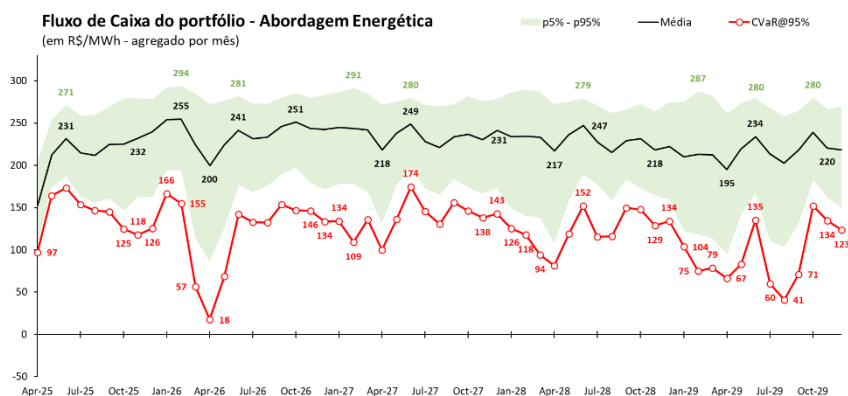


Figura 10 - Gráfico do Fluxo de Caixa da Abordagem Energética (iii)

Por fim, vale ressaltar que o Fluxo de Caixa para *Abordagem Energética* se mostra sempre bastante exposto a resultados ruins no mês de abril de 2026. Uma possível causa para este comportamento seria um forte descasamento entre o perfil de geração total do portfólio e o PLD, fazendo com que os déficits sejam mais penalizados do que os superávits valorizados. Inclusive, esta inconsistência pode ter sido causada diretamente pelos dados de entrada do TSL e/ou SDDP utilizados no estudo, fazendo com que os resultados das rodadas acompanhem essas imprecisões na representação probabilística das variáveis.

4.0 CONCLUSÃO

Neste trabalho, foi proposta uma nova metodologia para avaliação de investimentos e composição de portfólios híbrido de energia, com foco em usinas renováveis EOL e UFV, além de apresentar os benefícios da complementariedade energética entre essas fontes. A proposição traz luz às grandes exposições energéticas que os agentes podem vir a ter no MCP, que, além de aumentarem o risco *preço-quantidade*, geram uma grande variabilidade e incerteza nos retornos para o investidor. Assim, este estudo mostrou de maneira empírica por meio de simulações que uma análise e tomada de decisão sob incerteza condicionada a um perfil de preço específico pode trazer riscos indesejados e aumentar a variabilidade e a incerteza em relação ao retorno para o agente. Além disso, com a utilização de uma abordagem de otimização puramente energética, a combinação das fontes EOL e UFV mostrou-se poderosa e capaz de mitigar a exposição no MCP, tornando os resultados financeiros do portfólio mais aderentes às melhores práticas de investimento do mercado. Por fim, um ponto não explorado pelo estudo que poderia agregar valor aos resultados é a estrutura de custos de investimentos, que não foi considerada por simplificação.

5.0 BIBLIOGRAFIA

- [1] 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)
- [2] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Estudos de Planejamento da Expansão da Geração: Usinas Híbridas, 2018. (EPE-DEE-NT-011/2018-r0)
- [3] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Geração e Fator de Capacidade Médios Mensais. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao-fator-capacidade-medios-mensais.aspx>. Acesso em: 6 abr. 2025.
- [4] PSR. TSL - Time Series Lab. Disponível em: <https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/softwares/TSLFolderEng.pdf>. Acesso em: 10 abr. 2025.
- [5] PSR. SDDP - Stochastic Dual Dynamic Programming. Disponível em: <https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/softwares/SDDPFolderEng.pdf>. Acesso em: 10 abr. 2025.
- [6] PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. Multi-stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, v. 52, p. 359–375, 1991. DOI: <https://doi.org/10.1007/BF01582895>.
- [7] PSR. OptFolio: Portfolio Optimization Tool. [S.l.]: PSR, [2021?]. Disponível em: <https://www.psr-inc.com/wp-content/uploads/softwares/OptfolioFolderEng.pdf>. Acesso em: 11 abr. 2025.

- [8] RAYCHAUDHURI, S. Introduction to Monte Carlo simulation. In: Proceedings of the 2008 Winter Simulation Conference. Miami, FL: IEEE, 2008. p. 91–100. DOI: <https://doi.org/10.1109/WSC.2008.4736059>.
- [9] STREET, A. On the Conditional Value-at-Risk probability-dependent utility function. Theory and Decision, v. 68, p. 49–68, 2010. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11238-009-9154-2>.
- [10] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). Geração Média Diária e Horária. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao-media-diaria-horaria.aspx>. Acesso em: 12 abr. 2025.
- [11] DENERGIA. Dashboard. Disponível em: <https://denergia.com.br/dashboard>. Acesso em: 14 abr. 2025.
- [12] A. Street, L. A. Barroso, B. Flach, M. V. Pereira, and S. Granville, “Risk Constrained Portfolio Selection of Renewable Sources in Hydrothermal Electricity Markets,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3, pp. 1136–1144, August 2009.
- [13] M. F. Barbosa, A. Street e B. Fanzeres, “Desenho de um Novo Derivativo para Mitigar o Risco de Preço e Quantidade de Empresas de Produção de Energia Eólica,” *XXVII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (XXVII SNPTEE) 2023*, Brasília, DF.
- [14] B. Fanzeres, A. Street, D. Lima, A. Veiga, L. Freire e B. Amaral, “Comercialização de Energia Eólica no Ambiente Livre: Desafios e Soluções Inovadoras,” *XII Symposium of Specialists in Electrical Operational and Expansion Planning (XII SEPOPE) 2021*, Rio de Janeiro, RJ.
- [15] M. T. Tolmasquim, T. B. Correia, N. A. Porto e W. Kruger, “Electricity Market Design and Renewable Energy Auction,” *Energy Policy*, vol. 158, 112558, November, 2021.
- [16] R. Wüstenhagen e E. Menichetti, “Strategic Choices for Renewable Energy Investment: Conceptual Framework and Opportunities for Further Research,” *Energy Policy*, vol. 40, pp. 1-10, January 2012.
- [17] R. Ribeiro e B. Fanzeres, “Identifying Representative Days of Solar Irradiance and Wind Speed in Brazil using Machine Learning Techniques,” *Energy and AI*, vol. 15, pp. 100320, January 2024.

DADOS BIOGRÁFICOS



Kristian Nolte ingressou na PSR em setembro de 2022 e é analista na área de Estratégias de Mercado e Riscos. Seu foco está em projetos ligados à modelagem, simulação e otimização de portfólios de energia. É graduado em Engenharia de Produção pela PUC-Rio e é aluno do programa de mestrado da pós-graduação do Departamento de Engenharia Industrial.

Fernanda Infante de Castro Thompson atua na PSR como analista de regulação do setor de energia desde 2023. Ela contribui para estudos de consultoria regulatória, incluindo desenho e modernização de mercado, planejamento estratégico, integração de energias renováveis, entre outros. Seu trabalho envolve, principalmente, a análise do arcabouço regulatório vigente, a identificação de oportunidades e desafios para diferentes stakeholders e o desenvolvimento de aprimoramentos regulatórios. É formada em Engenharia Industrial pela PUC-Rio.

Bruno Fânzeres dos Santos possui graduação em Engenharia Elétrica e Industrial, Mestrado e Doutorado em Pesquisa Operacional, todos pela PUC-Rio. Atualmente é professor do Departamento de Engenharia Industrial da PUC-Rio e pesquisador do Laboratory of Applied Mathematical Programming and Statistics (LAMPS).