

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

AVALIAÇÃO DE RISCO DE EXPOSIÇÃO AO MERCADO DE CURTO PRAZO NA AQUISIÇÃO DE NOVOS ATIVOS DE ENERGIA

LAIS CLAUDINE SCHIAVO GOMES* (1); RAFAEL BAMBIRRA PEREIRA (2); PETR EKEL (3); GUSTAVO LELES DA CONCEIÇÃO (4); ALYNNE ANTUNES MACHADO DOS SANTOS (4); ANTÔNIO SANTOS ANDRADE (4); LEÔNÍCIO B. GUIMARÃES FILHO (4); MARINA OLIVEIRA LIMA (2); RODRIGO MACHADO FONSECA (2); MATHEUS DE OLIVEIRA MENDONÇA (2); GUSTAVO RODRIGUES LACERDA SILVA (2); DOUGLAS ALEXANDRE GOMES VIEIRA (2); UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS (1); ENACOM HANDCRAFTED TECHNOLOGIES (2); ASOTECH (3); ALIANÇA GERAÇÃO DE ENERGIA S.A. (4)

RESUMO

Este trabalho apresenta uma metodologia para avaliar o risco de exposição ao mercado de curto prazo de um portfólio de energia, além de possibilitar tal análise levando em conta a possível aquisição de novos investimentos em ativos. As alternativas de investimento são avaliadas individualmente e combinadas, proporcionando uma comparação da receita esperada e do risco associado. Os resultados são apresentados para a simulação de um portfólio de um agente gerador, composto por usinas hidráulicas, contratos de venda e usinas eólicas, em que o impacto da entrada de diferentes alternativas é analisado, considerando um horizonte de 2022 a dezembro de 2033.

PALAVRAS-CHAVE: Comercialização, Mercado de Curto Prazo, Avaliação de Risco

1.0 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é uma *commodity* que possui alta volatilidade e incerteza em seu preço. Com a evolução dos mercados de energia, criou-se a possibilidade dos agentes de mercado comercializarem livremente essa *commodity*. Esse fato torna os mercados mais dinâmicos e competitivos. Com as mudanças recentes do setor elétrico e o avanço na abertura do mercado de energia, que proporcionou o aumento do número de transações, os agentes perceberam que uma gestão de risco eficiente é essencial para o desempenho saudável dessa atividade.

A análise de risco é importante estrategicamente visto ser necessário identificar fatores que influenciarão no retorno financeiro de um investimento. A aquisição de novos ativos de energia por um agente gerador não pode ser decidida somente baseando-se em seus custos, seja de investimento ou de geração, uma vez que é uma atividade com impactos a longo prazo. A comercialização da energia para tal agente, seja o retorno esperado ou o risco, sofrerão impactos provenientes da alteração de seu portfólio.

Neste trabalho, propõe-se uma metodologia para simulação do portfólio de um agente gerador. A análise utiliza cenários do NEWAVE de custo marginal de operação e de geração hidráulica. O portfólio analisado pode conter ativos de fontes hidráulicas, participantes ou não do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), solar ou eólica, assim como, contratos de compra e venda de energia. No mercado de energia brasileiro, risco é comumente calculado a partir de métricas, como o *Value at Risk* (VaR) ou o *Conditional Value at Risk* (CVaR). O simulador apresentado aqui utiliza o cálculo do CVaR com base nos piores cenários de retorno financeiro e calcula também a receita esperada do portfólio com base no Valor Presente Líquido de cada série.

O uso dessa metodologia permite uma melhora na tomada de decisão dos investimentos em ativos de energia da empresa. Como resultados da análise, têm-se o balanço de energia esperado para o horizonte de estudo do portfólio, sua receita esperada e o CVaR, além dos mesmos resultados considerando a aquisição de um novo ativo ou um novo contrato, itens denominados como alternativas. Os resultados funcionam como uma ferramenta para auxílio ao agente na tomada de decisão.

2.0 TRABALHOS RELACIONADOS

Considerando o objetivo em otimizar o portfólio de compra e venda de energia, alguns trabalhos relacionados foram estudados. O autor em (1) estudou o problema de construção de portfólio considerando um agente gerador em diferentes mercados de eletricidade, inclusive de mercados internacionais, que ao decidir seu perfil de investimento, deve levar em conta o compromisso entre lucro e risco. Foi utilizado um modelo de otimização estocástica linear inteiro misto na avaliação de médio prazo, enquanto para o caso de curto prazo, aplicou-se otimização estocástica quadrática inteira mista. Para mensuração de risco, considerou-se o CVaR (*Conditional-Value-At-Risk*).

A autora de (2), apesar de não focar em construção de portfólio, busca desenvolver um modelo para otimização da estratégia de sazonalização com o objetivo de maximizar a receita do agente gerador hidrelétrico. Neste trabalho foi proposta a utilização de programação não linear para otimização aplicada à gestão do risco financeiro. São considerados diversos cenários de geração do sistema e do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), buscando alcançar um perfil ótimo de energia alocada e também utilizando o CVaR como métrica de restrição de risco do modelo.

Em (3), é apresentada uma abordagem para otimização de portfólio de contratos de energia, considerando uma empresa geradora com diversos ativos de geração, em busca de uma estratégia de comercialização que maximize o valor esperado dos valores presentes das remunerações líquidas sujeitas ao controle de exposição ao risco. É aplicado um modelo de otimização estocástica de dois estágios cuja solução foi via programação dinâmica dual estocástica. Adotou-se como medida de risco o CVaR. Considera-se definir a atuação em mercados de energia de forma a maximizar o retorno. A diversificação dos investimentos é considerada como uma maneira de redução de risco.

No trabalho (4), cita-se como no formato atual de comercialização de energia, os agentes de mercado estão expostos não somente aos riscos de mercado, mas também aos riscos hidrológicos. O Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) auxilia na redução da exposição individual do agente a esses riscos. Além disso, é citado que simulações pelo modelo NEWAVE inclinam os resultados, a partir do terceiro ano, a reproduzirem a média do histórico, o que dificulta avaliações de cenários mais críticos quanto a condições hidrológicas e níveis de preços adversos. Na etapa de determinação do Custo Marginal de Operação (CMO), na função objetivo do NEWAVE, tem-se ainda uma forma de minimizar as ocorrências de grandes déficits de energia, para reduzir a volatilidade do preço de curto prazo e diminuir a exposição involuntária dos agentes ao risco hidrológico.

Ao se considerar o risco hidrológico, uma abordagem comumente utilizada está associada aos modelos baseados em série temporal. Os autores de (5) trazem um modelo que consideram relevante para o gerenciamento de curto prazo de sistemas hidrelétricos. Eles validam o modelo, demonstrando-o em resultados considerando a troca de energia nórdica - *Nord Pool* - e de uma usina norueguesa.

O Brasil possui um grande potencial em energia eólica, que se caracteriza por velocidades de vento mais fortes nos meses de junho a dezembro, coincidindo com grande parte do período seco das hidrelétricas. Em (6) utilizam essa complementaridade como foco para fazer a análise do risco financeiro na seleção de empreendimentos e na comercialização de energia a partir de um portfólio com fontes renováveis, de modo que os arranjos negociais possam permitir a maximização dos ganhos econômicos internalizando os ganhos de sinergia, com um nível de risco de exposição ao mercado de curto prazo.

No que diz respeito à comercialização, os agentes, de maneira geral, procuram estratégias comerciais que contemplem as produções sazonais de cada fonte a cada período do ano, de forma a oferecer a melhor negociação. O trabalho (7) trata sobre a gestão dos contratos para comercialização de energia por meio da formação de portfólios compostos por fontes de energia renováveis, pelo ponto de vista do agente gerador, consumidor e comercializador.

Sob a ótica do agente gerador, o trabalho (7) também analisa políticas de gerenciamento de risco definidas em função da contabilização periódica do CVaR e sua influência sobre estratégias de contratação. Também avalia a precificação de cláusulas de flexibilidade em relação ao montante entregue nos contratos por quantidade, e a operação "swap" de contratação para estabelecer proteção às partes em períodos de vulnerabilidade ao MCP, dado os condicionantes de preços de compra e venda, balanço contratual do gerador hidráulico, aversão ao risco do agente e as projeções de PLD e GSF (*Generation Scaling Factor*) no horizonte de planejamento.

Considerando um consumidor livre que visa minimizar os custos de compra de energia e ter uma relação ótima entre retorno e risco, o trabalho de (8) realiza uma análise de decisão de portfólio referente às duas principais contratações, segundo a autora, a contratação a preço fixo ou maior exposição ao mercado de curto prazo (MCP). Para a análise, utilizou-se a Teoria de Markowitz e o estudo de Análise Envoltória de Dados - DEA com análise da fronteira eficiente.

Em (9), os autores apresentam os níveis operacionais de planejamento da operação adotados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e vigente até os dias atuais. É comentado que, mesmo no planejamento de curto-prazo (diário a semanal), tem-se simplificações consideradas para as usinas, não considerando as não-linearidades inerentes da operação de suas unidades geradoras.

O trabalho (10) reflete os resultados das pesquisas relacionados ao desenvolvimento de uma metodologia que permite a análise de risco e otimização de portfólio de ativos de geração de energia hidrelétrica, eólica e solar, considerando o Ambiente de Contratação Regulado e o MRE no Brasil. No processo de diversificação, a complementaridade entre as fontes permite reduzir o risco econômico. O MRE reduz significativamente o risco econômico hidrelétrico e aumenta o retorno financeiro, o que beneficia diretamente a formação de carteiras.

3.0 - METODOLOGIA

O mercado de energia elétrica no Brasil é contabilizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e acontece em duas esferas, no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Independente da atividade econômica a ser desenvolvida, o risco é parte inerente ao processo, podendo-se destacar os riscos da geração da energia e atrelados às incertezas de preços.

O mercado de geração baseia-se na competição em busca da eficiência econômica e do equilíbrio entre demanda e oferta. No período de contabilização, as diferenças entre o que foi efetivamente gerado e consumido em relação ao contratado são valoradas ao PLD. Tem-se então o Mercado de Curto Prazo, cuja exposição do agente a esse mercado se mostra como um foco muito comum no gerenciamento de risco de portfólios de energia (11).

O sistema computacional desenvolvido e apresentado neste trabalho contém ferramentas para auxiliar na tomada de decisão da comercialização de energia e para a gestão de risco do agente, visto um portfólio diverso. As fontes para composição desse portfólio compreendem as gerações hidrelétrica, solar, ou eólica, e também, contratos. A base do sistema é um simulador, responsável pelos cálculos necessários sobre o portfólio e para a gestão de risco, como demonstrado na Figura 1.

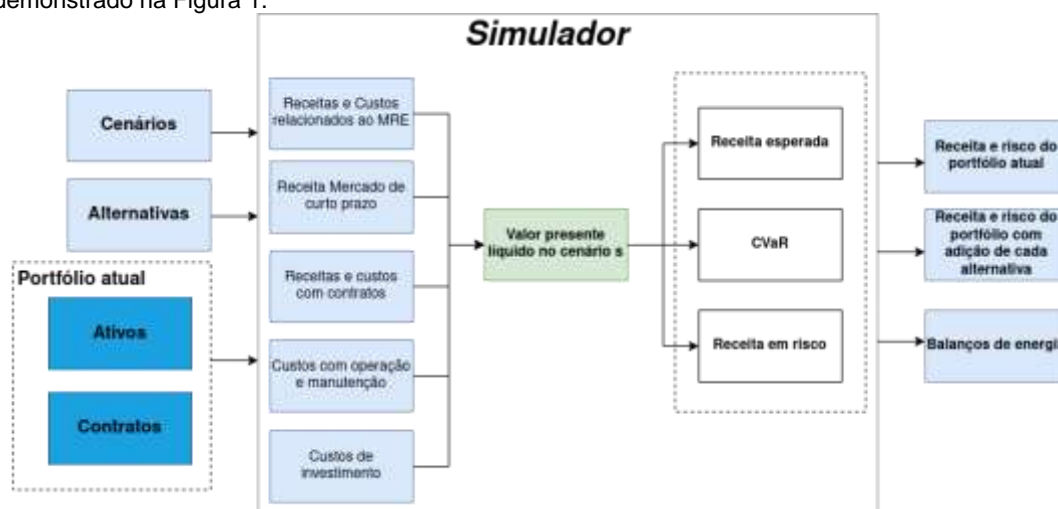


FIGURA 01 - Esquema do Simulador de Portfólio de Energia.

Como entrada deste simulador, tem-se inicialmente as características que representam os ativos e as alternativas, conforme apresentado a seguir:

- data de entrada e saída no portfólio;
- tipo do ativo;
- garantia física;
- submercado ao qual está inserido;
- custo de operação e manutenção;
- capacidade instalada;
- custo investimento (somente alternativa);
- taxa anual de depreciação (somente alternativa).

Outra entrada necessária é o conjunto de cenários no qual o portfólio será simulado, que compreende os resultados de rodadas do NEWAVE. O NEWAVE é o modelo de planejamento da operação (12) utilizado oficialmente por órgãos do setor elétrico brasileiro para a construção de cenários de preço e geração hidráulica no médio/longo prazo. Na definição do preço da energia, ele é utilizado na primeira etapa e sua saída compõe 2000 cenários de diversas variáveis, incluindo o custo marginal de operação (CMO) do sistema brasileiro por submercado e por mês, do qual é extraído o PLD mensal de referência (13). Ao simular o portfólio, tem-se como métricas de avaliação da receita esperada o CVaR, dentre outros. Busca-se, então, os resultados que retornem os maiores valores dessas métricas.

3.1 - Modelagem da Receita Esperada do Portfólio no Simulador

Seja W o conjunto dos ativos de energia, em que W_c é o conjunto que contém os contratos; W_h , o conjunto que contém os ativos de fonte hidráulica; W_s , de fonte solar; e W_e , de fonte eólica. Tem-se que $x_{i,t,k} \in W$ é o volume proveniente da compra (ou venda, se negativo) de um ativo de energia i , no período t , no submercado k . Portanto, o resultado (receita ou despesa) da comercialização de um contrato de energia pode ser descrito como expresso na seguinte equação:

$$R_t(x_{i,k,t}) = h_t \sum_{k=1}^K \left(\sum_{c=1}^C p_{k,c,t} v_{k,c,t} + \sum_{i=1}^I p_{i,k,t} x_{i,k,t} \right), \forall x_{i,k,t} \in W_c, \quad (1)$$

onde h_t é o número de horas dentro do período t , K é o número total de sub-mercados, C é o número total de contratos, I é o número total de ativos de certo tipo, v é o volume de energia comprado/vendido do contrato e p é o preço do contrato/ativo.

O custo de operação e manutenção dos ativos do agente pode ser descrito como:

$$R_{t,s}^-(x_{i,k,t}) = h_t \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^I \left(-\theta_i \cdot (g_{i,k,t,s} + x_{i,k,t}) \right), \forall x_{i,k,t} \vee \forall g_{i,k,t,s} \in W \wedge \neg W_c, \quad (2)$$

sendo θ o custo de operação e manutenção da usina, modelado por uma constante cuja unidade é expressa em R\$/MWh.

Portanto, a receita total do agente que possui múltiplos ativos de diferentes tipos, pode ser definida como expresso na seguinte equação:

$$R_{t,s}(x_{i,k,t}) = R_t(x_{i,k,t}) + R_{t,s}^-(x_{i,k,t}) + \xi_{k,t,s} \cdot h_t \cdot PLD_{t,k,s} \quad (3)$$

em que a exposição de energia ao mercado de curto prazo é calculada da seguinte forma:

$$\xi_{k,t,s} = \sum_{i=1}^I \gamma_{t,s} \cdot x_{i,k,t} + \sum_{i=1}^I \tilde{g}_{i,k,t,s} + \hat{V}_{k,t,s} - \check{V}_{k,t,s} \quad (4)$$

onde $\gamma_{t,s}$ é igual a 1 para todos os ativos diferentes de hidráulicas participantes do MRE, visto que γ é o GSF, $\tilde{g}_{i,k,t,s}$ é a garantia física ajustada do agente, se o ativo for usinas hidráulicas participantes do MRE, esse termo é a energia alocada (garantia física multiplicada pelo GSF). Os volumes totais provenientes de contratos de compra ou venda de energia são representados pelos termos $\hat{V}_{k,t,s}$ e $\check{V}_{k,t,s}$, respectivamente. Ou seja, a parcela que compõe o resultado da exposição consiste no valor do saldo entre o recurso e o requisito.

Seja para os contratos ou mesmo para a garantia física das usinas hidráulicas participantes do MRE, é possível adicionar um perfil de sazonalização adotado para estes. Para tanto, considera-se o cálculo conforme expresso na seguinte correlação:

$$x'_{i,t} = \beta_{i,t} \cdot x_{i,t} \quad (5)$$

sendo $\beta_{i,t}$ o índice para a sazonalização naquele período e para aquele ativo.

Para avaliar a viabilidade do investimento em um novo ativo dentro da simulação do portfólio em uma determinada série, considera-se o cálculo do valor presente líquido (VPL). O VPL retrata o resultado do fluxo de caixa do portfólio ao longo de um período, incluindo o investimento inicial de capital, para que se tenha a estimativa do lucro sobre aquele investimento, e o valor residual do investimento. O cálculo adotado está expresso da seguinte forma:

$$VPL_s = \sum_{t=1}^T \frac{R_{t,s}}{(1+j)^t} \quad (6)$$

onde os custos de investimento são descontados em $t = 1$, e o valor residual, em T .

3.2 - Modelo de Risco do Portfólio no Simulador

A análise de risco do portfólio deste trabalho baseia-se no *conditional value at risk* (CVaR), um caso especial do *value at risk* (VaR), proposto no trabalho de (14). O CVaR representa, dentre os cenários estudados, a receita esperada nos $\alpha\%$ piores quadros, de modo que a tomada de decisão seja mais conservadora e foque nas condições menos rentáveis.

A abordagem considera $f(x, y)$ como a perda associada a um vetor de decisão x e o vetor $y \in R^m$. O vetor x pode representar um portfólio, enquanto o vetor y representa as incertezas associadas. Sendo $p(y)$ a densidade da função de probabilidade de y em R^m . Portanto, a probabilidade de $f(x, y)$ não exceder um limite ζ acontece de acordo com a equação 7

$$\Psi(x, \zeta) = \int_{f(x,y) \leq \zeta} p(y) dy \quad (7)$$

os valores de αVaR e $\alpha CVaR$, representados, respectivamente, por $\zeta_\alpha(x)$ e $\phi_\alpha(x)$, para qualquer nível de probabilidade $\alpha \in (0,1)$, podem ser descritos respectivamente conforme equações:

$$\zeta_\alpha(x) = \min\{\zeta \in R: \Psi(x, \zeta) \geq \alpha\} \quad (8)$$

$$\phi_\alpha(x) = (1 - \alpha)^{-1} \int_{f(x,y) \leq \zeta_\alpha(x)} f(x,y)p(y)dy \quad (9)$$

Na equação 9, $\zeta_\alpha(x)$ é o último ponto à esquerda do intervalo não vazio em que ζ faz verdadeiro $\Psi(x, \zeta)$. O VaR, definido por (15), estima o quanto um conjunto de investimentos pode ser perdido, dada uma probabilidade $\alpha\%$, considerando condições normais de mercado em um dado período. Já na equação 8, a probabilidade de $f(x,y) \leq \zeta_\alpha(x)$ é igual à $1 - \alpha$. Portanto, $\phi_\alpha(x)$ acaba sendo a expectativa condicional de perda associada a x , relativa à perda ser $\zeta_\alpha(x)$ ou maior. Por esta razão o CVaR é utilizado como referência para a estimativa do retorno nos $\alpha\%$ piores cenários.

4.0 - AVALIAÇÃO DE RISCO - APLICAÇÕES

Neste experimento realizou-se a análise de um portfólio com quatro usinas hidráulicas no Sudeste, ver Tabela 1, dois contratos de venda, ver Tabela 2, e duas usinas eólicas no Nordeste, ver Tabela 3. Além disso, analisou-se o investimento na compra de duas usinas eólicas, ver Tabela 4. Os dados utilizados neste estudo são referenciados em (16).

TABELA 1 - Características dos sistemas hidráulicos estudados.

Nome	GF[MWm]	Custo de operação [R\$/MWh]	Capacidade instalada [MW]	Data de entrada no portfólio	Data de saída do portfólio
UHE 1	240	0,54	490	01/01/2000	31/12/2036
UHE 2	255	0,54	510	01/01/2000	31/12/2035
UHE 3	70	0,54	252	01/01/2000	31/12/2032
UHE 4	75	0,54	210	01/01/2000	31/12/2027

TABELA 2 - Características dos contratos estudados.

Nome	Volume [MWm]	Preço [R\$/MWh]	Data de entrada no portfólio	Data de saída do portfólio
Venda Sudeste	-600	190	01/01/2018	31/12/2036
Venda Nordeste	-100	190	01/01/2016	31/12/2035

TABELA 3 - Características da usina eólica estudada.

Nome	GF[MWm]	Custo de operação [R\$/MWh]	Capacidade instalada [MW]	Data de entrada no portfólio	Data de saída do portfólio
EOL 1	25	0,2	100	01/01/2021	31/12/2040
EOL 1	15	0,2	100	01/01/2021	31/12/2035

TABELA 4 - Características das alternativas estudadas.

Nome	GF[MWm]	Custo de operação estimado [R\$/MWh]	Capacidade instalada [MW]	Custo de investimento [Milhões R\$]	Data de entrada no portfólio	Data de saída do portfólio
EOL 2	65	0,2	109	495	01/01/2022	31/12/2038
EOL 3	35	0,2	71	325	01/01/2022	31/12/2034

O estudo foi construído para o horizonte de janeiro de 2022 a dezembro de 2033. Os cenários do NEWAVE utilizados para o custo marginal de operação e de geração hidráulica, utilizados para cálculo do GSF, podem ser visualizados nas Figuras 2 e 3.

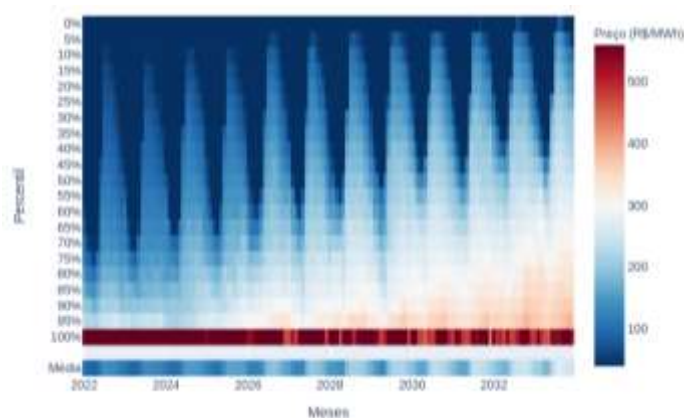


FIGURA 2 - Comportamento do PLD ao longo do horizonte de simulação.

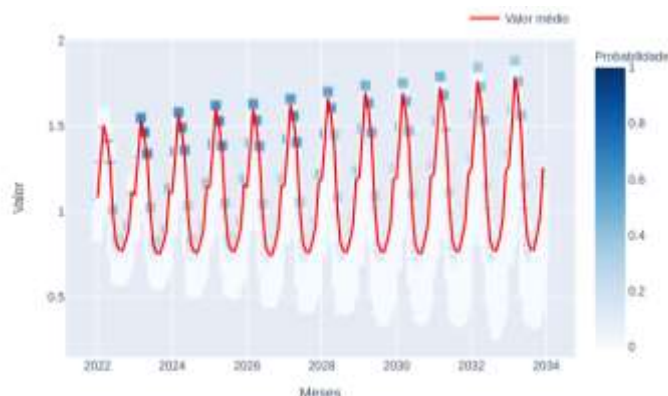


FIGURA 3 - Comportamento do GSF ao longo do horizonte de simulação.

Para a análise de viabilidade utiliza-se uma taxa de depreciação para os ativos eólicos de 0,4868% ao mês (16). Além disso, para o cálculo do valor presente líquido considera-se uma taxa de 0,5576% ao mês, calculada a partir do IPCA.

4.1 Resultados de Simulação

O objetivo da análise é encontrar as alternativas de maior valor de receita esperada e CVaR. Na Tabela 5, estão expostos os resultados obtidos, considerando como alternativas: manter o portfólio atual, investir na usina de EOL 2, investir na usina de EOL 3 ou investir em ambas.

TABELA 5 - Valores esperados de Receita, Receita em Risco e CVaR para todo o horizonte de simulação.

Simulação	Receita Líquida Esperada [Milhões R\$]	CVaR [Milhões R\$]	Receita em Risco [Milhões R\$]
Portfólio Atual	9480,25	9027,71	452,54
Portfólio com EOL 2	9700,36	9354,58	346,78
Portfólio com EOL 3	9575,09	9212,94	362,15
Portfólio com EOL 2 e EOL 3	9795,20	9393,72	401,48

A opção que obteve o melhor resultado foi a aquisição das usinas de EOL 2 e EOL 3 juntas, uma vez que elas retornam o valor mais alto para a receita líquida esperada e para o CVaR, como pode ser visto nos gráficos das Figuras 4 e 5. Além disso, pode-se ver na Figura 4 que a combinação das duas usinas também possui o melhor valor de CVaR comparado à variação de contratação de energia no mercado (curva apresentada).

A receita em risco é a diferença entre a receita líquida esperada e o CVaR - portanto, quanto maior esse valor, mais distante estão as duas métricas de avaliação adotadas. A opção de comprar as duas usinas obteve o segundo pior resultado com relação à receita em risco, ver Figura 3. Ao comparar com EOL 2, apesar do resultado pior em 54 milhões, nota-se ganhos de 94,84 e 39,14 milhões nos valores de receita esperada e CVaR, respectivamente.

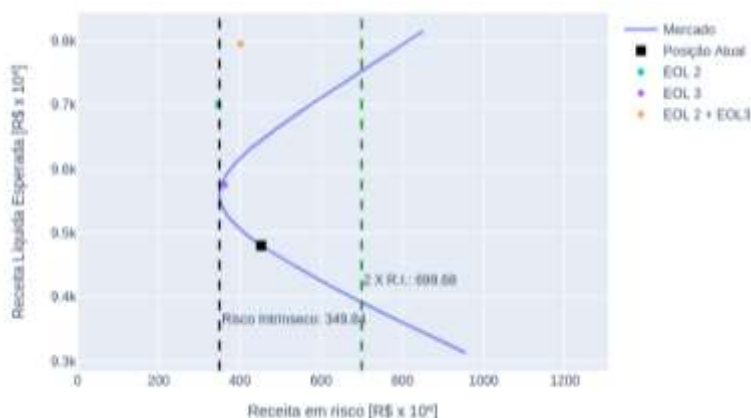


FIGURA 4 - Comportamento do portfólio atual e das alternativas em relação à receita líquida esperada e à receita em risco com variação de contratação no mercado, no intervalo de -100 a 200 MWh.

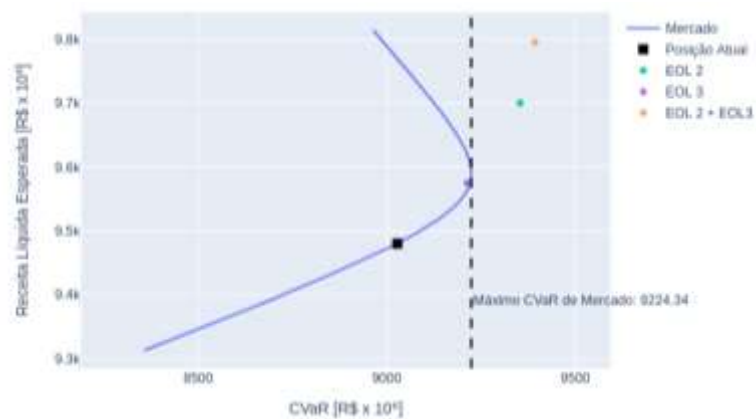


FIGURA 5- Comportamento do portfólio atual e das alternativas em relação à receita líquida esperada e ao CVaR, com variação de contratação no mercado, no intervalo de -100 a 200 MWm.

Define-se o Risco Intrínseco (R.I) como o valor mínimo da receita em risco obtida na variação de contratação de energia no mercado. Na figura 4 é apresentada a linha referente ao R.I, e pode se observar que todas as alternativas avaliadas têm um valor menor que duas vezes o risco intrínseco.

Outro resultado importante proveniente da simulação está representado nas Figuras 6 e 7, onde pode ser visto o balanço energético para o portfólio sem alternativa e para o portfólio com a compra de EOL 2 e EOL 3, respectivamente. Escolheu-se a compra combinada de alternativas para a análise, pois ela se mostrou a mais vantajosa de acordo com as métricas adotadas.

A diferença entre recursos e requisitos é a exposição, que será valorada ao PLD do seu respectivo sub-mercado. Isso implica que a receita proveniente deste volume de energia fique dependente das oscilações de mercado, o que traz risco para o portfólio. Além disso, pode-se observar que o PLD possui valores maiores durante o segundo semestre de cada ano, ver Figura 1. Dessa forma, o portfólio atual fica muito exposto negativamente quando o PLD está alto, o que reduzirá consideravelmente a receita. Portanto, a aquisição de EOL 2 e EOL 3 aumenta a quantidade de recursos, reduzindo a exposição negativa, ver Figura 7, e, consequentemente, aumentando a receita.

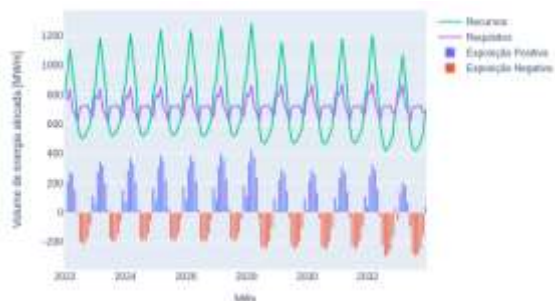


FIGURA 6 - Balanço de energia mensal para o portfólio sem alternativa.

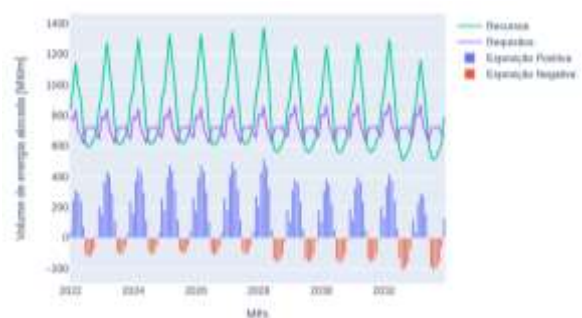


FIGURA 7 - Balanço de energia mensal para o portfólio com adição de EOL 2 e EOL 3.

5.0 - CONCLUSÕES

O artigo expõe uma forma de avaliação de ativos em portfólios de energia. A partir da metodologia proposta, é possível quantificar a receita esperada e os riscos financeiros que envolvem a aquisição de ativos de energia no mercado de energia brasileiro, ao se utilizar os cenários provenientes do NEWAVE. Para medir a receita do portfólio com as opções de investimento utilizou-se a receita esperada dos cenários, e para o risco, utilizou-se o CVaR. Para visualização e análise dos cenários importados, foram utilizados gráficos de percentil e de densidade de probabilidade.

O artigo apresenta uma aplicação de avaliação de compra de ativos de energia. Neste exemplo de aplicação é feita a avaliação de investimento em usinas eólicas, e suas respectivas integrações ao portfólio de energia. Nota-se que o resultado é sensível às projeções de PLD e GSF utilizadas. Uma análise preliminar do portfólio atual indica que seria desejável o aumento de recursos desse portfólio, uma vez que os cenários possuem preços *spot* crescentes.

A inclusão de ambas as usinas eólicas ao portfólio de energia se mostrou ser a melhor opção, uma vez que os valores de receita esperada e CVaR foram os maiores. Ao adquirir os ativos, é possível superar a curva de mercado, e alcançar posições mais vantajosas aos contratos de balcão. Esse recurso adicionado ao portfólio, reduz a exposição de energia negativa ao mercado, e consequentemente o custo com o PLD, como mostram as Figuras 6 e 7.

A utilização da metodologia proposta permite a avaliação de alternativas não só quanto aos seus custos, mas também é possível quantificar o risco associado à escolha de determinada alternativa. Como trabalhos futuros, é desejável a pesquisa e inclusão de novas funções de risco e a consideração de outros cenários de diferentes fontes de informação.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. DA SILVA, T. F.. Modelos de otimização para o problema de portfólio de um gerador hidrelétrico em um ambiente de mercados de energia. Universidade Estadual Paulista, 2019.
2. JAPPE, G. A. T. C.. Um Modelo Para Gestão De Risco De Geradores Hidrelétricos Sob Despacho Centralizado. Universidade Federal De Santa Catarina, 2014.
3. MARZANO, D. N. M. L. G. B.. Otimização de Portfólios de Contratos de Energia sob a Ótica de uma Empresa com Vários Ativos de Geração. Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2018.
4. DE BRITO, M. C. T.. Análise Da Repactuação Do Risco Hidrológico Das Usinas Hidrelétricas Participantes Do Mecanismo De Realocação De Energia. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016.
5. MANSOUR HOSSEINI FIROUZA, N. G.. *Short-term management of hydro-power systems based on uncertainty model in electricity markets*. Journal of Power Technologies, 95:265272, 2015.
6. RIBEIRO, L. H. M., RAMOS, D. S.. Análise de risco financeiro na seleção de empreendimentos e comercialização de energia a partir de portfólios com fontes renováveis. XXIII SNPTEE- Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2015.
7. CAMARGO, L. A. S.. Estratégias de comercialização e investimento, com ênfase em energias renováveis, suportadas por modelos de otimização especializados para avaliação estocástica de risco x retorno. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2015.
8. MUNHOZ, L. L.. Análise de portfólio de contratação na comercialização de energia no ACL com avaliação de riscos. Universidade de Brasília, 2018.
9. ERLON CRISTIAN FINARDI, M. R. S.. *Hydro unit commitment and loading problem for day-ahead operation planning problem*. Elsevier, (44):7--16, 2013.
10. NETO, D. P., DOMINGUES, E. G., COIMBRA, A. P., DE ALMEIDA, A. T., ALVES, A. J., CALIXTO, W. P.. *Portfolio optimization of renewable energy assets: hydro, wind, and photovoltaic energy in the regulated market in Brazil*. Energy Economics, 64:238--250, 2017.
11. CABRAL, RODOLFO S.; SACCHI, RODRIGO; HANSEN, PATRICIO; LEME, HENRIQUE; ROSA, L UÍS FELIPE S. DE C.; MACIEL, DAVID; BARROSO, LUIZ; LOBATO, MARCOS VINÍCIUS DE C. Gestão de risco na comercialização de energia: Situação atual e proposta de melhores práticas. XVIII Seminário de Planejamento Econômico - Financeiro do Setor Elétrico - Rio de Janeiro/RJ , 2015.
12. CEPEL. NEWAVE - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo. Disponível em: <http://www.cepel.br/pt_br/produtos/newave-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo.htm>. Acesso em 14 jul. 2021.
13. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 109, 26 out. 2004. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2004109.pdf>>. Acesso em: 20 ago. 2022.
14. ROCKAFELLAR, R. TYRRELL; URYASEV, STANISLAV. *Optimization of conditional value-at-risk*. The Journal of Risk, v. 2, n. 3, p. 21–41, 2000. Acesso em: 24 ago. 2021.
15. SADEGHI, MEHDI; SHAVVALPOUR, SAEED. *Energy risk management and value at risk modeling*. Energy Policy, v. 34, n. 18, p. 3367–3373, dez. 2006. Acesso em: 24 ago. 2021.
16. CHEBERLE, LUCIANO AUGUSTO DUARTE. A vida útil de instalações no setor elétrico e sua influência na definição das tarifas de distribuição de energia no Brasil; 2013.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



LAIS CLAUDINE SCHIAVO GOMES. Engenheira Eletricista pelo CEFETMG e mestranda em Engenharia Elétrica na UFMG. Atua como analista e pesquisadora associada nas empresas do Grupo Enacom.

(2) RAFAEL BAMBIRRA PEREIRA. Engenheiro de Energia e Mestre em Engenharia Elétrica com experiência nas áreas de gestão de risco, modelagem, otimização e inteligência computacional em empresas de grande e pequeno porte nos setores de energia, mineração e financeiro.

(3) PETR EKEL. Grau de Ph.D. e do D.Sc. (habilitação) e títulos de Professor Titular e do Acadêmico da Academia de Ciências de Engenharia da Ucrânia. Atualmente é Professor Titular da PUC-MG. Orientador de dissertações de mestrado e de teses de doutorado na UFMG. Seus principais resultados estão relacionados à pesquisa operacional, tomada de decisão e inteligência computacional. Autor e co-autor de mais de 350 publicações. Com sua coordenação e/ou participação foram desenvolvidos mais de 60 projetos, relacionados à modelagem, otimização e controle de sistemas e processos e à tomada de decisões em cenários complexos.

(4) GUSTAVO LELES DA CONCEIÇÃO. Graduado em Estatística pela UFMG e graduando em Engenharia Mecânica pela PUC Minas. Especialista na cadeia de modelos de despacho e precificação. Desenvolve estudos de otimização e gestão de risco.

(5) ALYNNE ANTUNES MACHADO DOS SANTOS. Engenheira de Energia pela PUC Minas, MBA Executivo em Administração do Setor Elétrico pela FGV, com experiência nas áreas de Back Office, inteligência de mercado e compra e venda de energia. Especialista em análise e acompanhamento regulatório de energia.

(6) ANTÔNIO SANTOS ANDRADE. Engenheiro Eletricista pela UFMG, MBA em Finanças pela PUC Minas, com vasta experiência no setor elétrico, com passagens pela CCEE, empresas de geração, distribuição e consumo de energia. Gerente do Projeto de P&D.

(7) LEÔNCIO B. GUIMARÃES FILHO. Engenheiro Eletricista pelo CEFET-MG, MBA em Finanças pelo IBMEC-RJ, Executive MBA pela FDC e mestrando em Engenharia Elétrica pela PUC Minas. Gerente da área de Comercialização de Energia da Aliança.

(8) MARINA OLIVEIRA LIMA. Graduanda do curso de Ciência da Computação pela Universidade Federal de Ouro Preto. Atualmente é voluntária na CódigoX e trabalha como estagiária de otimização na ENACOM.

(9) RODRIGO MACHADO FONSECA. Graduando do curso de Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais. Atualmente faz iniciação científica no Optma_Lab e trabalha como estagiário de otimização na empresa ENACOM.

(10) MATHEUS DE OLIVEIRA MENDONÇA. Engenheiro eletricista com mestrado em engenharia elétrica pela UFMG na área de otimização e, atualmente, é gerente de otimização na ENACOM e professor de Inteligência Artificial em cursos de pós-graduação. É comprometido com a pesquisa científica que gera resultados e com a inovação.

(11) GUSTAVO RODRIGUES LACERDA SILVA. Possui graduação em Sistemas de Informação pela PUC Minas, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica pela UFMG. Tem experiência na área de Ciência da Computação, com ênfase em Modelos de Simulação. Atualmente é diretor de tecnologia da ENACOM.

(12) DOUGLAS ALEXANDRE GOMES VIEIRA. Pós-doutorado em computação pelo Imperial College London. Pós-doutorado, doutorado e graduação em engenharia elétrica pela UFMG. Doutorado Sanduíche na University of Oxford. Diversos projetos coordenados para empresas. Honraria de produtividade em pesquisa pelo CNPq.