



GRUPO DE ESTUDO DE PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GPL

**PLANEJAMENTO INTEGRADO DA EXPANSÃO DO SIN EM UM AMBIENTE DE MERCADO:
INCORPORANDO A PERSPECTIVA DO INVESTIDOR E O EQUILÍBRIO DE PREÇOS DE MERCADO**

**ANA SOFIA VIOTTI DAKER ARANHA(1);ALESSANDRO SOARES DA SILVA JUNIOR(1);RODRIGO DE
MELLO NOVAES(1);MATEUS ALVES CAVALIERE(1);JOÃO PEDRO THIMOTHEO BASTOS(1);BERNARDO
VIEIRA BEZERRA(2)
PSR SOLUCOES E CONSULTORIA EM ENERGIA LTDA.(1);
OMEGA COMERCIALIZADORA DE ENERGIA S.A.(2)**

RESUMO

A consideração da perspectiva dos investidores no planejamento da expansão centralizada é uma tarefa desafiadora. Em geral, a expansão que visa a minimização de custos sistêmicos equivale a uma evolução também viável para os investidores. Porém, dentre as condições necessárias para uma equivalência válida, estão algumas premissas não muito realistas, como a hipótese de neutralidade a risco dos agentes, além da não consideração da contratação dos agentes e de limites explícitos nos preços de curto-prazo. A metodologia proposta busca solucionar este impasse, com um processo iterativo que visa encontrar a expansão ótima, dadas as particularidades do mercado brasileiro e as percepções de risco dos agentes.

PALAVRAS-CHAVE

Expansão da geração, Visão do investidor, Planejamento integrado, Viabilidade econômica, Aversão a risco

1.0 INTRODUÇÃO

No Brasil o planejamento da expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN) é feito de forma centralizada, com o objetivo de maximizar o bem-estar social associado ao suprimento e consumo de energia elétrica em um dado horizonte de tempo. Idealmente, o tomador de decisão possui pleno conhecimento sobre: (i) os custos associados à construção dos novos empreendimentos; (ii) os custos variáveis de operação dos geradores; e (iii) a disposição dos consumidores a pagar pela energia elétrica. Além disso, o tomador de decisão controla as decisões de operação e investimento neste sistema. Deste modo, respeitando as restrições físicas dos equipamentos – na operação – e atendendo a critérios de segurança de suprimento – garantindo a adequabilidade – a decisão de planejamento da expansão e operação de um sistema é tomada de modo unilateral.

O resultado do plano centralizado é um conjunto de projetos que, sob o ponto de vista sistêmico, resultam no cronograma ótimo de expansão e em expectativas de preços para o mercado de curto prazo. No entanto, tal cronograma não necessariamente é atrativo para os diferentes investidores, seja porque os preços no mercado de curto prazo não remuneram o investimento ou pela diferença na percepção dos riscos de mercado entre planejador e investidor. Perceba que, se alguns projetos não atrativos não forem efetivamente implementados, o parque gerador será diferente daquele planejado, criando um desvio com relação à solução ótima – possivelmente incorrendo em situações de falta de capacidade instalada. Adicionalmente, a estratégia individual de contratação de cada investidor influencia sua tomada de decisão, aspecto que também não é considerado pelo planejador central.

De forma a evitar tais resultados, este trabalho propõe uma metodologia de otimização integrada a ambas as perspectivas. Este método tem por objetivo incorporar, ao resultado da expansão ótima do sistema, informações a respeito da atratividade e viabilidade econômica dos diferentes projetos candidatos do plano de expansão, de acordo com a perspectiva de risco individual dos investidores, de sua estratégia de contratação da energia, e de equilíbrio de preços de mercado resultante da expansão da capacidade de geração. A finalidade é atingir um compromisso razoável entre a otimalidade do plano de expansão, do ponto de vista de um planejador central, e a viabilidade prática dos diferentes projetos propostos, por meio da avaliação da atratividade econômica de cada um destes.

A metodologia, desenvolvida no âmbito de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento¹, foi aplicada ao Sistema Interligado Nacional, considerando a regulamentação atual do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), onde os contratos são negociados considerando a venda do lastro em conjunto com a energia. A expansão ótima do sistema foi calculada considerando a decisão individual de cada investidor, e incluindo restrições para o suprimento de energia

¹ O título deste projeto é “Previsão integrada de demanda e preços de energia e lastro para os mercados livre, regulado e geração distribuída” e seu código para consulta é PD-00367-0318/2018.

elétrica. A sistemática permite avaliar também o impacto de diferentes elementos de desenho do setor elétrico brasileiro na expansão do sistema, como por exemplo a obrigação de contratação, a aplicação de piso e teto nos preços do mercado de curto prazo, entre outros.

2.0 INCORPORANDO A PERSPECTIVA DO MERCADO NO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO

2.1 Visão geral

Para incorporar a perspectiva do investidor no planejamento centralizado, propõe-se um processo iterativo que considera três módulos fundamentais: (i) a expansão do parque gerador, (ii) o equilíbrio de preços do mercado e (iii) a avaliação da atratividade dos investimentos considerando a aversão ao risco individual de cada agente e sua estratégia de contratação.

Enquanto o primeiro tem como objetivo minimizar custos sistêmicos e manter a segurança de suprimento, o segundo módulo avalia o resultado da expansão nos preços do mercado regulado e mercado livre e o módulo de avaliação dos investimentos visa analisar a atratividade econômico-financeira de diferentes projetos, sob a ótica de investidores individuais. Para tanto, são utilizadas informações a respeito do financiamento, contratos, liquidação no mercado de curto-prazo, perfil de aversão ao risco individual, probabilidades de atrasos etc.

Ao avaliar a viabilidade individual dos diferentes projetos, é possível sinalizar ao módulo de expansão quais projetos são economicamente viáveis e, para aqueles que não são, calcular o prêmio de risco necessário para atingir a viabilidade. O resultado do processo iterativo é um conjunto de projetos que, do ponto de vista sistêmico e de investidores, resultam no cronograma ótimo de expansão, considerando o equilíbrio de preços nos mercados livre e regulado.

2.2 O processo iterativo

A figura a seguir descreve o processo iterativo proposto para a definição do plano ótimo de expansão que inclui as perspectivas individuais de cada investidor.

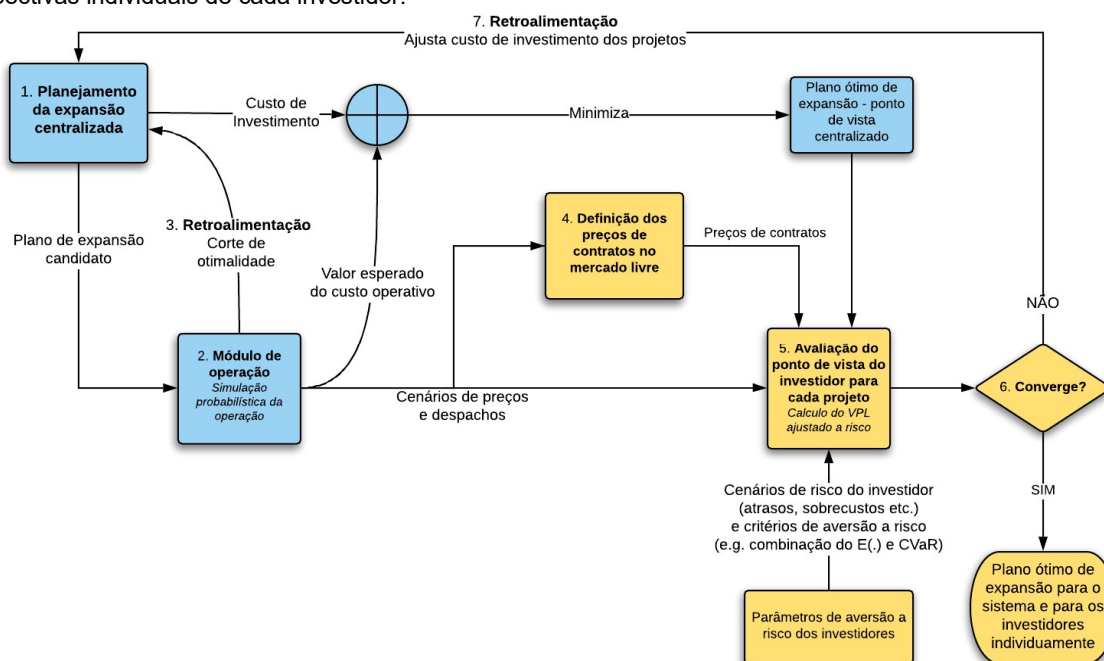


Figura 1 - Processo iterativo para a definição do plano de expansão ótimo com decisões individuais de investimento

- **Passos 1, 2 e 3: as decisões de investimento e a simulação da operação**

Em conjunto têm por objetivo construir um cronograma ótimo de expansão, sob o ponto de vista sistêmico, o que seria o resultado de um planejamento centralizado. Isto é feito minimizando, sob a incerteza de cenários de vazões e geração renovável, a soma dos custos de investimento na expansão – para efetivamente aumentar a capacidade de geração – e operação do sistema ao longo de um determinado horizonte (ver Soares *et al.* 2019).

No passo 1 é decidido um cronograma de expansão, considerando os custos de investimentos de diferentes projetos candidatos. No passo 2 este cronograma é simulado, considerando diferentes características operativas do

sistema em estudo e incertezas inerentes da tomada de decisão de despacho do sistema. No passo 3 existe uma retroalimentação entre os passos 1 e 2: uma restrição de otimalidade é criada e inserida ao problema resolvido no passo 1. A finalidade é ter um cronograma da expansão tal que persiga a igualdade entre os custos marginais de curto e longo prazo – isto é, a solução deste problema de equilíbrio, onde a esperança dos custos marginais da operação se aproxima do custo marginal da expansão.

- *Passo 4: a definição dos preços de contratos no mercado livre*

Em posse de um cronograma de expansão, bem como de cenários de geração e preços de curto-prazo resultantes da simulação da operação do sistema para este cronograma, calculam-se os preços de contratos no mercado livre. Por questões didáticas e limitações impostas ao tamanho do artigo, assumimos que o preço dos contratos é equivalente ao valor esperado dos preços no mercado de curto prazo. Não obstante, outras abordagens de projeção de preços de contratos – i.e., a chamada “curva *forward*” – são aplicáveis.

Neste contexto, Cavaliere *et. al.* 2017 mostra que, quando as incertezas são representadas por um número discreto de cenários, o equilíbrio pode ser encontrado através da resolução de um problema de programação linear correspondente à maximização do bem-estar de ambos os agentes. O método considera que as curvas para geradores e carga são construídas a partir da otimização de sua receita líquida esperada ajustada ao risco para cada preço de contrato e o equilíbrio de mercado é encontrado na interseção das curvas. Mais recentemente, Bastos *et. al.* 2021 propõe uma extensão ao método, de forma a incorporar a possibilidade de migração do ambiente de contratação regulado (ACR) para o livre (ACL), refletindo a influência do fenômeno nos preços de equilíbrio.

- *Passo 5: a avaliação individual dos investimentos*

O módulo de avaliação dos investimentos é utilizado para avaliar a atratividade econômico-financeira de diferentes projetos, sob a ótica de investidores individuais. Para tanto são consideradas informações a respeito do financiamento, potenciais contratos futuros, liquidação no mercado de curto-prazo, perfil de aversão ao risco de cada investidor etc.

Utilizando, dentre outras, as informações acerca dos preços contratuais obtidos na etapa 4, o perfil de risco do agente, cenários de geração, preços de curto-prazo e financiamento dos projetos, este módulo calcula o fluxo de caixa e define o valor presente ajustado a risco (definido e formulado na seção 3) para cada projeto. Como resultado, são indicados se os projetos são economicamente viáveis sob a ótica de risco-retorno (valor presente ajustado positivo) ou não (valor presente ajustado negativo). Para os projetos que não são viáveis, o passo 7 será responsável por comunicar à etapa de planejamento qual seria o prêmio necessário para que a viabilidade deste projeto seja atingida.

Uma possibilidade adicional desta etapa é a determinação da estratégia ótima de contratação. Neste caso, além do valor presente ajustado a risco, seriam obtidos como resultados os montantes de energia que deveriam ser comprometidos em contratos para maximizar a medida de risco-retorno do investidor.

- *Passo 6: a verificação da convergência*

Se todos os projetos selecionados possuem um valor presente ajustado a risco não negativo, o processo atingiu sua convergência – todos os projetos são economicamente viáveis.

Caso contrário, para cada um dos projetos inviáveis é calculado um prêmio de risco igual ao mínimo montante que o investidor deveria receber adicionalmente para assumir os riscos daquele projeto em específico. Este montante é o próprio valor presente ajustado a risco, porém agora com o sinal positivo.

- *Passo 7: a retroalimentação*

Para um determinado projeto, o prêmio calculado pode ser interpretado como uma mudança na taxa de retorno esperada pelo investidor para aquele empreendimento: os projetos que, dados os preços de mercado obtidos da simulação do plano de expansão, são identificados como não atrativos requererão taxas de retorno superiores.

Especificamente, os prêmios calculados são somados aos custos de cada projeto utilizados na iteração em questão, de modo que na iteração seguinte o módulo de expansão busque uma nova configuração para o cronograma de expansão. É importante notar que, no processo iterativo, os prêmios de risco são considerados (e cumulativos) para a elaboração dos planos de expansão, efetivamente trazendo impactos nos preços de curto-prazo de cada iteração. No entanto, estes prêmios não são considerados no cálculo do valor presente ajustado a risco das iterações subsequentes. A motivação para tal é justamente incorporar a lógica de decisão de um investidor individual: este pode desejar um nível de preços de curto-prazo consideravelmente mais alto do que seu custo nivelado de energia para garantir a recuperação de seu investimento.

3.0 MODELAGEM MATEMÁTICA

3.1 Módulo de expansão da capacidade de geração

De modo simplificado, o problema resolvido pelo módulo de expansão é descrito pelas equações de 1 a 5. A equação 1 é a função objetivo do problema, garantindo a minimização da soma dos custos de investimento e operação; a equação 2 representa as restrições de investimento – associadas a políticas energéticas, limites de orçamento etc.; a equação 3 representa as restrições operativas consideradas no problema de planejamento da expansão, como o balanço de demanda, limites operativos das plantas, balanço hídrico etc.; a equação 4 representa o limite de geração para os projetos selecionados – note que os limites somente são não nulos para os projetos candidatos escolhidos pois, do contrário, a variável binária x_p seria nula; e a equação 5 representa o balanço de demanda.

$$PLANCENTR(PR_p) = \min_{g_{p,s,t} \epsilon_{p,s,t} x_p} \frac{1}{S} \sum_{p,s,t} p_s (C_p g_{p,s,t} + C_\epsilon \epsilon_{p,s,t}) + (I_p + PR_p) x_p \quad (1)$$

s.a

$$x_p \in \aleph \quad (2)$$

$$g_{p,s,t} \in \tilde{G} \quad (3)$$

$$g_{p,s,t} \leq \bar{g}_p x_p \quad (4)$$

$$A g_{p,s,t} + \epsilon_{b,s,t} = L_{b,s,t} \rightarrow \pi_{b,s,t} \quad (5)$$

Onde

$g_{p,s,t}$	Geração da usina p no cenário s , e etapa t – é uma entrada do módulo de avaliação de investimentos;
$\epsilon_{p,s,t}$	Déficit na barra b , cenário s e estágio t ;
$\pi_{b,s,t}$	Preços de energia para a barra b no cenário s , e etapa t – é uma entrada do módulo de avaliação de investimentos;
x_p	Variável binária de decisão de expansão da planta p (igual a um para plantas existentes);
I_p	Custo de investimento para construção da planta p ;
PR_p	Prêmio de risco da planta p – este prêmio é obtido do módulo de avaliação de investimentos;
C_p	Custo variável da planta p ;
C_ϵ	Custo de déficit;
\bar{g}_p	Limite de geração máxima da planta p ;
$L_{b,s,t}$	Carga na barra b , cenário s e estágio t ;
A	Matriz que aloca as diferentes plantas às diferentes barras;
p_s	Probabilidade do cenário s ;
S	Número total de cenários;
\tilde{G}	Conjunto de restrições operativas;
\aleph	Conjunto de restrições de investimento.

3.2 Módulo de avaliação dos investimentos

Para cada projeto candidato selecionado pelo módulo de expansão, o módulo de avaliação dos investimentos resolve o problema a seguir. As variáveis $g_{p,s,t}$ e $\pi_{b,s,t}$ são fornecidas ao módulo de avaliação dos investimentos pelo módulo de expansão da geração, e a variável τ é fornecida pelo módulo de avaliação dos preços de contratos no mercado livre.

$$PLANINVEST(g_{p,s,t}, \pi_{b,s,t}, \tau) = \max_x \lambda CVaR_\beta[NPV_s] + (1 - \lambda) \frac{1}{S} \sum_t NPV_s \quad (6)$$

s.a

$$x \in \chi \quad (7)$$

$$R_{s,t} = (g_{p,s,t} - x q_t) \pi_{b,s,t} + q_t \tau - g_{p,s,t} \cdot c_p - I_{p,t} \quad (8)$$

$$NPV_s = \sum_t \frac{R_{s,t}}{(1-r)^t} \quad (9)$$

Onde

x	Variável binária de decisão sobre a contratação de energia;
λ	Fator de aversão ao risco do agente (%);
β	Intervalo de confiança utilizado no CVaR (%);
q_t	Volume contratado na etapa t ;
p	Preço do contrato;
$R_{s,t}$	Receita do gerador no cenário s e etapa t ;
I_t	Montante do custo de investimento pago na etapa t ;
NPV_s	Valor presente do cenário s ;
r	Taxa de desconto;
τ	Preço contratual no ACL.

3.3 Cálculo do prêmio de risco

O cálculo do prêmio de risco por projeto, PR_p , é feito posteriormente à execução dos módulos de expansão (*PLANCENTR*) e avaliação dos investimentos (*PLANINVEST*). Especificamente, o prêmio de risco é igual ao valor presente ajustado a risco, caso este seja negativo, ou zero, caso contrário. Isto é representado pela equação 10:

$$PR_p = \begin{cases} 0, & \text{PLANINVEST}(g_{p,s,t}, \pi_{b,s,t}, \tau) > 0 \\ -\text{PLANINVEST}(g_{p,s,t}, \pi_{b,s,t}, \tau), & \text{PLANINVEST}(g_{p,s,t}, \pi_{b,s,t}, \tau) \leq 0 \end{cases} \quad (10)$$

Considerando os problemas de otimização formulados pelas equações (1)-(5) e (6)-(10), o algoritmo iterativo pode ser descrito como:

Algoritmo de integração entre os módulos de expansão e avaliação dos investimentos

```

1 :  $PR_p \leftarrow 0, \tau_{km} \leftarrow 0$ 
2 : Para  $k \leftarrow 1$  to  $K$  Faça
3 :    $g_{p,s,t}, \pi_{b,s,t}, x_p \leftarrow \text{argmin } \text{PLANCENTR}(PR_p)$ 
4 :    $\tau \leftarrow \text{PREÇOCONTRATO}(g_{p,s,t}, \pi_{b,s,t})$ 
5 :    $PR_p \leftarrow \text{PLANINVEST}(g_{p,s,t}, \pi_{b,s,t}, \tau)$ 
6 :   Se  $PR_p == 0$ 
7 :     Pare
8 :   Fim do Se
9 : Fim do Para
10 : Retorne  $x_p$ 

```

4.0 ESTUDO DE CASO

Este capítulo apresenta uma aplicação da metodologia descrita anteriormente para o Sistema Elétrico Brasileiro. O objetivo é analisar os seguintes aspectos conceituais, separando os impactos tanto na expansão do sistema quanto nos preços de curto-prazo resultantes:

- Impacto da utilização de limites de piso e teto² nos preços de curto-prazo;
- Impacto da aversão ao risco dos investidores;
- Impacto da existência de um mercado líquido de contratos.

² Foram utilizados valores vigentes em 2020 de 39,68 e 559,75 R\$/MWh para os limites mínimo e máximo, respectivamente.

4.1 Descrição do sistema em estudo

Nesta seção, apresentamos uma visão sobre a evolução da matriz de geração do SEB tendo como ano alvo 2030, ano utilizado para os estudos de caso apresentados no restante desta seção. Ressalta-se que, para este estudo de caso, o modelo de expansão não considerou restrição para o suprimento de potência e restrição para o atendimento à necessidade de reserva operativa. Portanto, a otimização da expansão considera apenas as restrições relacionadas ao suprimento de energia.

4.1.1 Projeção de demanda

Para a projeção de demanda aplicou-se um modelo econométrico similar ao oficialmente empregado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2019), onde foi utilizado como base a evolução média do PIB apresentada pelo Banco Central. Neste contexto, o crescimento médio de 3% ao ano entre 2021 e 2030 sugerido pela instituição levou a um aumento de quase 25 GW médios na demanda, resultando em um total de 92,7 GW médios em 2030.

4.1.2 Premissas sobre a expansão do sistema

Para realizar a otimização da expansão do sistema, foram considerados, além dos projetos já previstos para o próximo ano pelo Programa Mensal da Operação (base outubro de 2020), para cuja entrada não se considera incerteza, projetos “genéricos” que poderiam ser construídos no futuro. Os principais parâmetros econômicos para estes projetos são mostrados na tabela a seguir.

Tabela 1 - Parâmetros econômicos dos candidatos da expansão³

	Gás (CC)	Gás (CA)	Eólica	Solar	Biomassa
CAPEX (R\$/kW)	3,640	2,550	4,330	2,665	5,500
Vida útil (anos)	25	25	20	20	25
Taxa de desconto (%)	8%	8%	8%	8%	8%
O&M fixo (R\$/kW-ano)	35	35	85	30	85
Custos fixos anualizados (R\$/kW-ano)	1,135	807	708	530	772
Custo de operação (R\$/MWh)	260	500	0	0	0

4.2 Resultado do plano centralizado

O resultado do plano de expansão centralizado, obtido pela resolução de (1-5) foi construir 10,37 GW da capacidade instalada, atendidos através do aumento da oferta eólica na região Nordeste com fator de capacidade 53%. Este resultado servirá como *benchmark* para os planos obtidos após o processo iterativo. Adicionalmente, tal solução é utilizada como ponto de partida para todas as sensibilidades aqui detalhadas, dado que este resultado corresponde à primeira iteração destas. A partir da segunda iteração, a influência dos diferentes prêmios, resultantes da avaliação dos investimentos propostos sob diferentes premissas, ditará as soluções obtidas ao longo do processo iterativo.

4.3 Resultados do processo iterativo

Tendo como base os resultados da seção 4.2, foram performadas quatro sensibilidades, empregando o processo iterativo em sua completude:

- A. Agentes neutros a risco, sem contratos e preços de curto-prazo sem limites;
- B. Agentes neutros a risco, sem contratos e preços de curto-prazo com limites;
- C. Agentes avessos a risco, sem contratos e preços de curto-prazo com limites;
- D. Agentes avessos a risco, com contratos e preços de curto-prazo com limites.

Em todos os casos analisados, a expansão ótima do sistema foi baseada em geração eólica localizada na região nordeste, variando-se apenas a capacidade instalada e o fator de capacidade. Novamente, ressalta-se que estas análises não consideram restrição de suprimento de potência e o impacto do aumento da penetração eólica na

³ São utilizadas outras premissas adicionais, além das principais reportadas, para a obtenção do custo nivelado anual (por exemplo, informações tributárias, condições de financiamento, entre outras).

necessidade de reserva operativa do sistema. Os resultados compilados são mostrados na Tabela 2, e discutidos no restante desta seção.

Tabela 2 - Resultados processo iterativo

Caso	Número de iterações	Capacidade adicionada (GW)	Fator de capacidade médio	Prêmio de Risco Iteração 1 (M R\$)	CMO médio (R\$/MWh)	Custo nivelado Marginal (R\$/MWh)
Plano centralizado	1	10,37	53%	-	124	134
A	7	10,16	53%	6,0	147	141
B	12	9,41	49%	11,0	181	152
C	23	7,90	56%	16,0	198	165
D	15	8,08	56%	11,0	182	155

4.3.1 Caso A: agentes neutros a risco, sem contratos e preços de curto-prazo sem limites

Para este primeiro exemplo é utilizada uma configuração quase idealizada: não existem limites para os preços de curto-prazo, de modo que os preços refletem exatamente as condições de oferta e demanda neste mercado; não existem contratos, além dos agentes serem neutros ao risco da não recuperação dos investimentos, de modo que a remuneração dos empreendimentos é dada exclusivamente pelos preços de mercado resultantes da simulação do plano de expansão proposto.

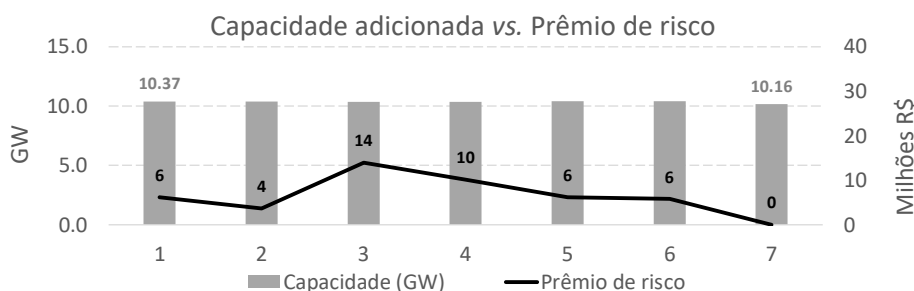


Figura 2 – Evolução da capacidade adicionada e dos prêmios de risco por iteração

Apesar das premissas utilizadas neste exemplo o aproximarem do caso idealizado (onde seria construída capacidade instalada até o ponto onde os custos marginais de operação e expansão convergem), verificamos a existência de prêmios de risco positivos, indicando que projetos escolhidos a cada iteração não são economicamente atrativos – *Figura 2*. A rigor, sob estas premissas, seria esperado que o processo iterativo convergisse na primeira iteração, i.e., que os projetos escolhidos fossem tais que o valor esperado dos preços de curto-prazo remuneraria seus custos nivelados. No entanto, o processo necessitou de 7 iterações, tendo como resultado a inserção de 10,16 GW de usinas eólicas na região Nordeste, com fator de capacidade médio de 53%. Isto ocorre porque o módulo planejamento da expansão é míope à determinadas restrições operativas consideradas no módulo de operação, o que resultou na diferença de 210 MW na expansão do sistema.

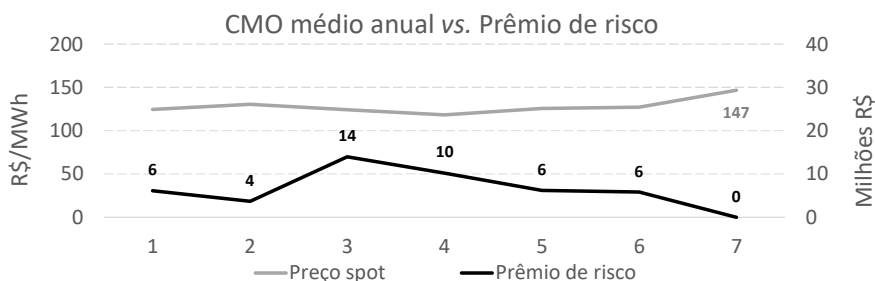


Figura 3 – Evolução do CMO anual médio e dos prêmios de risco a cada iteração

Ao longo do processo iterativo, a consideração destes prêmios na elaboração dos planos de expansão faz com que os custos nivelados dos projetos subam, elevando os custos marginais de expansão e pressionando os custos marginais de operação para cima (*Figura 3*). O prêmio de risco é nulo se o valor presente ajustado a risco dos projetos selecionados for não negativo, o que ocorre na sétima iteração. O CMO médio resultante (147 R\$/MWh) é ligeiramente superior ao custo nivelado do projeto marginal (141 R\$/MWh) – isso ocorre porque o projeto não

captura exatamente o preço médio, em vez disso, o seu *preço capturado* advém de uma ponderação do preço spot e a sua geração a cada intervalo de tempo e cenário.

4.3.2 Caso B: agentes neutros a risco, sem contratos e preços de curto-prazo com limites

Conforme discutido, na primeira iteração os resultados do módulo de expansão e simulação são os mesmos para o caso anterior. Porém, a adoção dos limites para os preços de curto-prazo modificou o cálculo dos valores presentes ajustados a risco da primeira iteração: no *caso A* o prêmio foi de R\$ 6 milhões, já no *caso B* foi de R\$ 11 milhões, alterando a dinâmica de expansão a partir daí. A razão para tal resultado é simples: neste caso, as séries onde os custos marginais superam o teto apresentam valores bastante elevados, chegando ao custo de déficit. Portanto, como na primeira iteração a média dos preços considerando os limites é inferior à média dos preços sem os limites, o prêmio aumentou.

Note também que a capacidade adicional instalada ao fim do processo iterativo foi inferior ao do *caso A*: agora a opção foi por instalar 9,41 GW com fator de capacidade médio de 49%, frente a 10,16 GW com fator de capacidade 53% do caso anterior. A razão para tal é que, devido à redução nas receitas que podem ser obtidas do mercado de curto-prazo pela aplicação dos limites nos preços spot, um investidor – ainda neutro a risco – desejaria um nível de preços mais alto para remunerar seus investimentos. Ao inserir menos capacidade instalada no sistema, é possível pressionar os preços de curto-prazo para cima.

Por conta da aplicação dos limites nos preços de curto-prazo, o custo nivelado selecionado ao final do processo iterativo possui uma diferença, com relação ao CMO médio anual, de cerca de 29 R\$/MWh – superior àquela observada no *caso A*, quando a diferença era de 6 R\$/MWh. Assim, o CMO médio deste caso foi de 181 R\$/MWh, frente aos 147 R\$/MWh obtidos anteriormente, corroborando com as demais conclusões postas até então.

4.3.3 Caso C: agentes avessos a risco, sem contratos e preços de curto-prazo com limites

No *caso C* foi adicionada a aversão ao risco para os investidores individuais ($\lambda = 30\%$ e $\beta = 95\%$). Isso significa que na etapa de cálculo do valor presente ajustado a risco, a parcela referente aos cenários de menor receita agora receberá um maior peso. Novamente, na primeira iteração o prêmio de risco foi alterado, atingindo um valor de R\$ 16 milhões, superior aos *casos A* e *B*. Isso é explicado pelo fato dos cenários de menor receita receberem um maior peso na avaliação do investidor individual. Portanto, este desejará uma garantia de rentabilidade ainda maior que no *caso B*, o que termina por incorrer em um nível de preços ainda maior no mercado de curto-prazo.

Ao fim do processo iterativo foram selecionados 7,9 GW de capacidade instalada, novamente de projetos eólicos na região Nordeste. O fator de capacidade médio foi de 56%. Do mesmo modo que no *caso B*, foi observada uma diferença entre o custo marginal médio, em base anual, e o valor do custo nivelado de energia do projeto selecionado. Verificou-se uma diferença de 33 R\$/MWh na última iteração, também superior às diferenças obtidas nos *casos A* e *B* – 6 e 29 R\$/MWh, respectivamente. A média dos custos marginais obtidos ao fim do processo iterativo no *caso C*, de 198 R\$/MWh, superou aquela obtida nos demais casos. De forma resumida, comparando com o *caso A*, a adoção dos limites de piso e teto aumentam o CMO em 34 R\$/MWh e a aversão ao risco dos investidores faz os preços aumentarem em mais 17 R\$/MWh.

4.3.4 Caso D: agentes avessos a risco, com contratos e preços de curto-prazo com limites

Para fins didáticos, foi assumido que o preço dos contratos é equivalente ao valor esperado dos preços no mercado de curto prazo e contratos com montantes correspondendo à totalidade das garantias físicas de cada projeto.

O prêmio calculado para a primeira iteração, agora com a consideração dos contratos, voltou aos 11 milhões de reais. Assim, concluímos que a consideração do contrato compensou parte da aversão ao risco do investidor⁴. Neste caso a decisão de expansão foi por 8,1 GW de capacidade instalada de parques eólicos na região Nordeste, com fator de capacidade médio de 56% – projetos com as mesmas características resultantes do *caso C*.

Avaliando a diferença entre o custo nivelado marginal e o CMO médio anual na última iteração, percebe-se uma diferença de 27 R\$/MWh, inferior aos 33 R\$/MWh obtidos no *caso C*, e aos 29 R\$/MWh do *caso B*. Por fim, a média dos custos marginais de operação foi reduzida com a adição dos contratos. Isto corrobora com a hipótese de que os contratos compensaram parte da aversão ao risco dos investidores, na medida que o nível desejável de preços de mercado para a recuperação do investimento foi reduzido, retornando a 181 R\$/MWh – muito próximo aos 182 R\$/MWh obtidos no *caso B*, antes da consideração da aversão ao risco.

5.0 CONCLUSÕES

⁴ No *caso B*, sem aversão ao risco, o prêmio havia sido R\$ 11 milhões, subindo para R\$ 16 milhões no *caso C*, quando consideramos a aversão ao risco.

Com base no estudo de caso do Sistema Interligado Nacional realizado para a demanda projetada para o ano de 2030, as seguintes conclusões foram obtidas:

- A representação simplificada da operação no modelo de expansão da oferta, que é míope a determinadas restrições operativas consideradas no modelo de operação, resulta em diferenças na expansão do sistema e no custo marginal de operação.
- A aplicação de limites aos preços de curto-prazo reduziu a remuneração esperada dos projetos candidatos o que, por sua vez levou os investidores a requererem maiores taxas de retorno. As taxas superiores impactam diretamente o cronograma de expansão e elevam os custos marginais observados.
- Considerar a aversão ao risco dos geradores aumenta a exigência de rentabilidade dos projetos e, consequentemente, o CMO do sistema.
- Por fim, um mercado líquido de contratos de energia, com preços equivalentes ao valor esperado do preço do mercado de curto prazo, reduziu o CMO do sistema para um valor próximo ao equilíbrio encontrado quando os agentes são neutros com relação ao risco. Neste caso, conclui-se que a consideração do contrato anulou os impactos observados pela aversão ao risco do investidor.
- Em todos os casos analisados, a expansão ótima do sistema foi baseada em geração eólica localizada na região nordeste, variando-se apenas a capacidade instalada e o fator de capacidade. Ressalta-se que estas análises não consideram restrição de suprimento de potência e o impacto do aumento da penetração eólica na necessidade de reserva operativa do sistema.

6.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) SOARES, A., PEREZ, R. & THOMÉ, F. (2019). Optimal Generation and Transmission Expansion Planning Addressing Short-Term Constraints with Co-optimization of Energy and Reserves. arXiv preprint arXiv:1910.00446.
- (2) CAVALIERE, M.; GRANVILLE, S.; OLIVEIRA, G.; PEREIRA, M.; BEZERRA, B.; FALCÃO, D. (2017) Previsão de Preços Futuros de Energia Elétrica na Contratação Livre – Uma Abordagem de Equilíbrio de Mercado Sob Incertezas. XXIV SNPTTE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.
- (3) BASTOS, J.; CAVALIERE, M.; GRANVILLE, S.; BEZERRA, B.; BARBOSA, B.; PEREIRA, M.; VEIGA, A. (2021). Preços de Energia nos Mercados Livre e Regulado em um Contexto de Liberalização do Setor Elétrico Brasileiro: Uma Abordagem por Múltiplos Problemas de Otimização com Restrições de Equilíbrio. XXVI SNPTTE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica.
- (4) EPE (2019). Nota Técnica EPE DEA 003/2019, Metodologia de Demanda de Eletricidade. EPE. URL <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/epe-publica-nota-tecnica-de-metodologia-de-demanda-de-eletricidade>.

7.0 DADOS BIOGRÁFICOS



É formada em Engenharia Elétrica pela PUC-Rio, com período de graduação sanduíche na University of Texas at Austin. Atualmente cursa mestrado em Engenharia Elétrica focado em métodos de apoio a decisão. Ingressou na PSR em 2017, onde tem atuado como consultora em estudos e desenvolvimento de modelos computacionais nas seguintes áreas: (i) previsão de demanda de energia; (ii) otimização de portfólios de contratos e usinas do sistema elétrico nacional e internacional; (iii) quantificação de riscos financeiros no setor elétrico.

(2) ALESSANDRO SOARES DA SILVA JUNIOR
Engenheiro na PSR desde 2017. Atua como coordenador de desenvolvimento de metodologias e modelos nas áreas de expansão da geração (co-otimização de investimentos, custos operativos e da reserva probabilística dinâmica – OptGen); geração probabilística de cenários de produção horária de recursos renováveis como plantas eólicas, solar fotovoltaica e CSP, combinando informações de modelos globais de reanálise com modelos de séries temporais não lineares (Time Series Lab); e análise do impacto das mudanças climáticas nos sistemas elétricos. Graduado em Engenharia Elétrica e Engenharia de Controle pela PUC-Rio e Mestre em Otimização / Pesquisa Operacional pela mesma universidade.

(3) RODRIGO DE MELLO NOVAES
Graduou-se em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Potência pela Universidade Federal de Juiz de Fora (UFJF), onde foi bolsista em projetos de P&D relacionados a modelos de despacho hidrotérmico e planejamento energético. Ingressou na PSR em abril de 2018, na área de Estudos Energéticos voltados para o mercado brasileiro, onde trabalhou com projeções de preço, GSF, balanço energético, preços horários. Em 2020 passou a integrar a área de Análise de Investimentos, atuando na quantificação financeira de riscos do setor elétrico e otimização de portfólios. Seu trabalho também envolve elementos de regulação e desenhos de mercado de energia.

(4) MATEUS ALVES CAVALIERE
Graduou-se em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Potência pela UFRJ. Entre 2014 e 2015, cursou Sistemas de Energia na Hochschule Ruhr West, Alemanha. Ingressou na PSR em 2015 e desde então vem atuando em (i) estudos tarifários e de precificação de energia nos ambientes de contratação regulada e livre; (ii) estudos de avaliação de estratégias para suprimento de energia de consumidores; (iii) avaliações econômico-financeiras de empresas de geração, distribuição e transmissão; e (iv) assessoria regulatória.

(5) JOÃO PEDRO THIMOTHEO BASTOS
João Pedro Bastos é engenheiro de produção graduado cum laude pela UFRJ, e atualmente é mestrando em Engenharia Elétrica na PUC-Rio. Desde 2014, trabalha na consultoria PSR, onde é atualmente gerente de projetos na área internacional da empresa, desenvolvendo projetos voltados à análise de mercados elétricos internacionais, modelagem de mercado, projeção de preços de energia e formulação de políticas no setor. Tem sido instrutor em cursos sobre desenho de mercados de eletricidade, leilões de energia e modelagem de sistemas elétricos. É autor ou coautor de livros e artigos técnicos publicados nacional e internacionalmente.

(6) BERNARDO VIEIRA BEZERRA
Possui graduação em Engenharia Elétrica e Industrial, mestrado e doutorado em Engenharia Elétrica. Ingressou na PSR em 2004, onde foi Diretor Técnico e liderou projetos nas seguintes áreas: estudos integrados de planejamento de eletricidade e gás; leilões de energia; gerenciamento de riscos; avaliação regulatória e apoio aos investidores.

Foi consultor de instituições multilaterais, com experiência em mais de vinte países. Atualmente é Diretor de Produtos, Inovação e Regulação na Omega Energia e membro da IEEE Power Engineering Society. É autor e co-autor de 2 capítulos em livros e mais de 40 artigos publicados em periódicos e conferências locais/internacionais.