

## Planejamento da Expansão da Transmissão Considerando Incertezas e Mercado de Energia

Lucas S. Nepomuceno\* Edimar J. de Oliveira\* Arthur N. de Paula\*  
Monique R. da Costa\* Leonardo W. Oliveira\* Edmarcio A. Belati\*\*

\* Departamento de Energia, Universidade Federal de Juiz de Fora  
(e-mail: lucas.nepomuceno@engenharia.ufjf.br;  
edimar.joliveira@engenharia.ufjf.br; arthur.paula@engenharia.ufjf.br;  
monique.costa@estudante.ufjf.br; leonardo.willer@ufjf.edu.br)

\*\* Centro de Engenharia, Modelagem e Ciências Sociais Aplicadas,  
Universidade Federal do ABC (e-mail: edmarcio.belati@ufabc.edu.br)

**Abstract:** This work presents a hybrid optimization method between classical and meta-heuristic optimization to solve the Transmission network expansion planning and static and stochastic growth, considering the uncertain market characteristics, with wind generation and required expansion. Considering the planning inserted in a market environment, where the model of producers and consumers is negotiated, the electric energy through a pool-hour auction. The impact of limiting the annual investment cost is investigated, considering different auction scenarios. The study system is the 24-bus IEEE-RTS. The results of the transmission network show an investment in the expansion of the best environment for the delivery of distribution, in addition to the importance of considering variations in intermittent energy sources and demands, in addition to intermittent energy sources and demands, of growth scenarios.

**Resumo:** Este trabalho apresenta um método de otimização híbrido entre otimização clássica e meta-heurística para solucionar o problema do planejamento da expansão da transmissão estático e estocástico, considerando características de mercado de energia, incertezas com geração eólica e crescimento de demanda. O modelo considera o planejamento inserido em um ambiente de mercado, onde produtores e consumidores negociam livremente a energia elétrica através de um leilão pool-horário. É investigado o impacto da limitação do máximo custo de investimento anual, considerando diversos cenários de leilão. O sistema de estudo é o IEEE-RTS de 24 barras. Os resultados mostram que um maior investimento na expansão da rede de transmissão proporciona um melhor ambiente para a comercialização de energia elétrica, além da importância da consideração das incertezas referentes as fontes de energia intermitentes e crescimento da demanda, na formação dos cenários de leilões.

**Keywords:** Transmission Expansion Planning; Electric market; Uncertainties of Renewable Sources; Electricity Market; Hybrid optimizer; Grey Wolf Optimization

**Palavras-chaves:** Planejamento da Expansão da Transmissão; Incertezas de fontes de energia renováveis; Mercados de energia; Otimizador híbrido; Otimização via Lobo Cinzento.

### LISTA DE SÍMBOLOS

**Índices:**  $w$ , índice de cenário;  $s$ , índice de barra;  $l$ , índice de todas as linha;  $k$ , índice de linha candidata a expansão;  $h$ , índice de comprador;  $b$ , índice de vendedor; **Conjuntos:**  $\Omega S$ , conjunto de todas as barras da rede;  $\Omega L$ , conjunto de todas as linhas de transmissão;  $\Omega K$ , conjunto de todas as linhas de transmissão candidatas;  $\Omega W$ , conjunto de todos os cenários;  $\Omega H_s$ , conjunto de índices dos blocos de energia licitados na  $s$ -ésima barra;  $\Omega B_s$ , conjunto de índices dos blocos de energia ofertados na  $s$ -ésima barra;  $\Omega L_s$ , conjunto de todas as linhas de transmissão conectadas na  $s$ -ésima barra. **Constantes:**  $b_l$ , susceptância da  $l$ -ésima linha de transmissão;  $fr(l)$ , barra de origem da  $l$ -ésima linha de transmissão;  $to(l)$ , barra de chegada da  $l$ -ésima linha de transmissão;  $f_l^{max}$ , capacidade de fluxo de potência ativa da linha  $l$ -ésima linha de transmissão (MW);  $c_k$ , custo

de investimento da  $k$ -ésima linha candidata a expansão (\$);  $C^{max}$ , máximo orçamento anual para investimento na expansão da transmissão (\$);  $d_{s,w}^{max}$ , total de potência ativa licitada pelos compradores localizados na  $s$ -ésima barra, no cenário  $w$  (MW);  $d_{s,w}^{min}$ , mínima potência ativa a ser atendida na  $s$ -ésima barra, no cenário  $w$  (MW);  $d_{s,w}^{max}$ , total de potência ativa ofertada pelos vendedores localizados na  $s$ -ésima barra, no cenário  $w$  (MW);  $\lambda D_{s,h}$ , preço do  $h$ -ésimo bloco de energia licitado na  $s$ -ésima barra (\$/ MWh);  $g_{s,w}^{max}$ , total de potência ativa ofertada pelos compradores localizados na  $s$ -ésima barra (MW);  $\lambda G_{s,b}$ , preço do  $b$ -ésimo bloco da  $s$ -ésima barra (\$/ MWh);  $\lambda R_s$ , custo de corte de carga na  $s$ -ésima barra (\$/ MWh);  $\theta_{slack,w}$ , ângulo de tensão na barra de referência, no cenário  $w$  (radianos);  $\delta_w$ , peso do cenário  $w$ ;  $\alpha$ , intervalo de tempo dos blocos de energia (horas);  $\sigma$ , fator de ponderação para fazer o custo de investimento anual e *social-welfare* comparáveis;  $FRC$ ,

fator de recuperação de capital;  $t$ , período de retorno do investimento com a expansão da transmissão;  $J$ , taxa de juros anual. **Variáveis:**  $d_{s,h,w}$ , quantidade de potência ativa atendida do bloco licitado pelo  $h$ -ésimo comprador, localizado na  $s$ -ésima barra, no  $w$ -ésimo cenário (MW);  $g_{i,b,w}$ , quantidade de potência ativa atendida do bloco ofertado pelo  $b$ -ésimo vendedor, localizado na  $i$ -ésima barra, no  $w$ -ésimo cenário (MW);  $r_{s,w}$ , corte de carga na  $s$ -ésima barra, no  $w$ -ésimo cenário (MWh);  $x_k$ , variável binária, assumindo 1 caso a linha  $k$  for construída e 0 caso ao contrário;  $\theta_{s,w}$ , ângulo de tensão  $s$ -ésima barra, no  $w$ -ésimo cenário (radianos);  $f_{l,w}$ , fluxo de potência através da  $l$ -ésima linha, no  $w$ -ésimo cenário (MW);  $CI$ , custo de investimento total com o plano de expansão (M\$);  $SWA$  Valor de *social-welfare* anual agregado de cada cenário (M\$);  $FIT$ , valor aptidão de um plano de expansão (M\$).

## 1. INTRODUÇÃO

O problema do Planejamento da Expansão da Transmissão de Energia (PET) pode ser classificado como um problema de programação não-linear inteiro-misto, com o espaço de busca não-convexo, multimodal e de alto esforço computacional. A característica discreta das decisões de investimento, somada às incertezas associadas ao crescimento da carga e à disponibilidade de fontes energéticas, conduz a um número explosivo de alternativas para a expansão.

Em sistemas de energia regulados, o principal objetivo do PET é atender às demandas de carga de maneira mais econômica possível, mantendo a confiabilidade do sistema. O planejador do sistema de transmissão têm acesso às informações de planos de geração futuros, visto que o sistema regulado opera sob uma estrutura verticalmente integrada (Buygi et al., 2003).

No mercado desregulado, o processo de planejamento da expansão deve levar em consideração os sinais econômicos resultantes das operações diárias do mercado de energia (preços, congestionamento, métricas, etc.) em conjunto com a busca por investimentos em novas instalações. Além disso, as decisões de investimento de geração são baseadas nas forças do mercado em vez de um processo de decisão centralizado como no sistema regulado, o que resulta em mais incertezas ao problema. Somado ao aumento da penetração de fontes de energia intermitentes, a rede de transmissão deve ser capaz de acomodar diferentes padrões de despacho (Gomes and Saraiva, 2019).

As técnicas de solução do problema PET são baseadas em métodos de otimização clássicos, como Programação Linear (PL) (Wang et al., 2015), Programação não-Linear (PNL) (Al-Hamouz and Al-Faraj, 2003), Programação Linear Inteiro-Mista (PLIM) (Loureiro et al., 2018) e Decomposição de Benders (DB) (Zhang and Conejo, 2018), além de métodos baseados na evolução gradual da solução, chamados de métodos não-clássicos, como as técnicas heurísticas (Poubel et al., 2017) e meta-heurísticas (Ghadimi et al., 2021).

Em de la Torre et al. (2008) é formulado um problema PLIM para o PET estático de longo prazo considerando um mercado *pool* de energia. O problema busca o plano de expansão ideal que maximize o *social-welfare* agregado aos cenários referentes às demandas futuras do sistema, mode-

lados como lances de demanda (*bids*) em um mercado baseado em *pool*. Os autores consideram que o planejamento da rede é realizado por uma única entidade, o operador da transmissão, que busca uma compensação anual do custo de investimento total com a expansão da transmissão pelo valor do *social-welfare* anual agregado dos cenários.

Uma formulação de dois níveis (*bilevel*) é apresentada em Garces et al. (2009), onde o nível superior busca planos de expansão econômicos que maximizem o *social-welfare* médio sobre todos os cenários considerados, e o nível inferior representa a compensação do mercado em *pool* de cada cenário levando em consideração as decisões de investimento do nível superior. Os cenários considerados incluem casos com contingências de linhas e casos em que a maior demanda está localizada em diferentes barras. De maneira semelhante a de la Torre et al. (2008), a comparação econômica entre o custo de investimento com a expansão e o *social-welfare* é realizada no horizonte de um ano.

Em Dvorkin et al. (2017) foi proposto um método de três níveis para co-otimizar o armazenamento eletroquímico comercial (*storage*), determinando a localização e dimensionamento dos dispositivos de armazenamento de energia, tendo em vista o planejamento da expansão da transmissão e características de mercado. O modelo visa o interesse financeiro do comerciante de armazenando, e pressupõe que o mesmo possui informações a respeito dos planos candidatos a expansão da rede transmissão. No nível superior maximiza a diferença entre o lucro operacional de armazenamento esperado e o custo de investimento do armazenamento. O nível médio minimiza o custo de investimento com a expansão da transmissão e o custo operacional esperado do sistema, já no nível inferior maximiza o *social-welfare*, ou seja, simula a compensação de mercado. Este modelo proposto é reformulado como um equivalente de dois níveis resolvido via algoritmo *column-and-constraint generation*.

Seguindo esta linha de pesquisa, este trabalho apresenta um método de otimização híbrida para solucionar o problema do planejamento da expansão da transmissão estático e estocástico, considerando características do mercado de energia (ME), incertezas da geração eólica e nível de demanda. O modelo considera o planejamento inserido em um ambiente de mercado atacadista, onde produtores e consumidores negociam livremente energia elétrica através de leilão *pool-horário* (Kirschen and Strbac, 2004; Jeremy Lin, 2017). As incertezas são modeladas através de cenários, obtidos a partir do agrupamento de séries históricas anuais de demanda e geração eólica e ponderados pela sua probabilidade de ocorrência ao longo de um ano. Cada cenário é equivalente a um leilão horário, ou seja, os dados dos blocos de ofertas e blocos de demanda (lances) são distintos devido às incertezas consideradas. Neste contexto, as seguintes contribuições deste trabalho podem ser enfatizadas:

- Solucionar via método de otimização híbrido o planejamento da expansão da transmissão estático e estocástico considerando característica de mercado de energia atacadista.

- Considerar a incerteza da disponibilidade de fontes renováveis e nível de demanda, resultando em cenários de leilões horários.
- Investigação da influência do orçamento de investimento anual com a expansão da rede no benefício do mercado de energia.

## 2. METODOLOGIA PROPOSTA

Em um sistema de potência desregulado o Operador de Sistema de Transmissão (TSO) deve proporcionar um ambiente não discriminatório e competitivo para todas partes interessadas, mantendo a confiabilidade do sistema de energia. A adequação da rede de transmissão é fundamental para o sucesso do mercado de energia, visto que, os participantes do mercado são dependentes das limitações físicas da rede para maximizar seus objetivos. Sendo assim, planos de expansão econômicos que facilitem o comércio de energia e maximizem o *social-welfare* são de interesse do planejador Buygi et al. (2003); Gomes and Saraiva (2019).

No presente trabalho, considera-se que a energia será comercializada via leilões horários, de maneira similar à estrutura *Day-ahead market* (Shah and Chatterjee, 2020), onde os geradores vendem grandes blocos de energia aos compradores de energia, comercializadores, distribuidores e grandes consumidores. Neste caso, os vendedores submetem ofertas (*offers*) de uma certa quantidade de energia a um determinado preço, enquanto os compradores submetem lances (*bids*) indicando a quantidade de energia desejada e o preço a ser pago. As ofertas dos geradores são ordenadas de maneira crescente de preços, formando a curva de ofertas. Já os lances dos compradores são ordenados de maneira decrescente de preços, formando a curva de demandas.

O equilíbrio do mercado é definido pela interseção dessas duas curvas, seu valor é chamado preço de compensação do mercado ou preço marginal do sistema, do inglês *system marginal price* (SMP), e representa o preço de 1 MWh adicional de energia. Sendo assim, são atendidas todas as ofertas de energia com o preço menor ou igual ao preço de compensação e todos os lances de demanda com o preço maior ou igual ao preço de compensação. Independente dos preços dos lances e ofertas atendidos, os vendedores recebem o preço de compensação de mercado por cada MWh produzido, e os compradores pagam o preço de compensação de mercado para cada MWh consumido (Conejo et al., 2010; Kirschen and Strbac, 2004).

Para a manutenção e operação do sistema de leilão, os mercados geralmente possuem um operador independente do sistema que garante, em tempo real, o equilíbrio instantâneo da oferta e da demanda de energia elétrica, fazendo o ajuste fino entre a geração e o consumo efetivos. O *social-welfare* quantifica o benefício geral que surge da negociação, sendo o total de pagamento a todos os participantes do leilão (Buygi et al., 2003; Gomes and Saraiva, 2019).

Para incorporar as relações de ME no problema PET estático e estocástico, este trabalho propõe um método de otimização híbrida entre técnica de otimização clássica e meta-heurística, inspirado nos métodos apresentados em Da Silva et al. (2000), que consiste na decomposição do problema em dois subproblemas, investimento e opera-

ção. O subproblema de investimento é responsável por encontrar planos de expansão econômicos. Os planos de expansão são obtidos através do algoritmo de inteligência de enxame *Grey Wolf Optimizer* (GWO) adaptado para problemas com variáveis discretas (Rebello and Oliveira, 2020). Os planos de expansão são limitados por um custo máximo de investimento anual. Já o subproblema de operação realiza a compensação de mercado buscando maximizar o *social-welfare* de cada cenário através de um modelo de fluxo de potência ótimo linearizado (OPFDC).

### 2.1 Subproblema de investimento

O subproblema de investimento busca por planos de expansão com baixo custo de investimento. Seu modelo matemático é apresentado em (1)-(3).

$$CI = \min_x \sum_{k \in \Omega_K} c_k \cdot x_k \quad (1)$$

sujeito a:

$$\sum_{k \in \Omega_K} c_k \cdot x_k \leq C^{max} \quad (2)$$

$$x_k \in [0; 1], \forall k \in \Omega_K \quad (3)$$

A função objetivo (1) minimiza o custo de investimento em novos reforços na transmissão. A restrição (2) impõe um limite de custo de investimento anual máximo. Já a restrição (3) representa a característica discreta da variável de expansão  $x$ , sendo assim: se  $x_k = 1$ , há investimento na linha  $k$ ; caso contrário, não ocorre investimento.

Os planos de expansão são obtidos com uso da técnica de otimização não-clássica GWO (Rebello and Oliveira, 2020). O algoritmo GWO é uma meta-heurística baseada em inteligência de enxame, inspirada na hierarquia social e no processo de caça dos lobos cinzentos. O GWO possui características vantajosas em relação a outros métodos de inteligência de enxame, como: (i) apresentar um bom equilíbrio entre exploração e intensificação durante o processo de busca, resultando em uma convergência favorável; (ii) possuir poucos parâmetros; (iii) ser simples, flexível e de fácil implementação. Devido a essas características vantajosas, o GWO vem sendo amplamente utilizado para resolver diversos problemas de otimização (Faris et al., 2017). Aplicado ao subproblema de investimento, cada indivíduo representa um plano de expansão.

### 2.2 Subproblema de operação

O subproblema da operação consiste na solução do fluxo de potência ótimo linearizado considerando a atualização da topologia base da rede com o plano de expansão obtido com a solução do subproblema de investimento. A função objetivo busca maximizar o *social-welfare* anual a cada cenário  $w$ , respeitando as restrições operacionais e a demanda mínima horária a ser atendida. O modelo matemático do subproblema de operação é apresentado em (4)-(13).

$$SWA = \max \left( \alpha \left[ \sum_{w \in \Omega W} \delta_w \left( \sum_{s \in \Omega S} \sum_{h \in \Omega H_s} \lambda D_{s,h} \cdot d_{s,h,w} - \sum_{s \in \Omega S} \sum_{b \in \Omega B_s} \lambda G_{s,b} \cdot g_{s,b,w} - \sum_{s \in \Omega S} R_s \cdot r_{s,w} \right) \right] \right) \quad (4)$$

sujeito a:

$$\sum_{b \in \Omega B_s} g_{s,b,w} - \sum_{l \in \Omega L_s} f_{l,w} + r_{s,w} = \sum_{h \in \Omega H_s} d_{s,h,w} \quad (5)$$

$\forall s \in S, w \in W$

$$f_{l,w} = b_l x_l (\theta_{fr(l),w} - \theta_{to(l),w}) \quad (6)$$

$\forall l \in \Omega L, fr(l), to(l) \in \Omega S, w \in \Omega W$

$$|f_{l,w}| \leq f_l^{max} \quad (7)$$

$\forall l \in \Omega L, w \in \Omega W$

$$0 \leq g_{s,b,w} \leq g_{s,b,w}^{max} \quad (8)$$

$\forall s \in \Omega S, b \in \Omega B, w \in \Omega W$

$$0 \leq d_{s,h,w} \leq d_{s,h,w}^{max} \quad (9)$$

$\forall s \in \Omega S, h \in \Omega H, w \in \Omega W$

$$0 \leq r_{s,w} \leq d_{s,w}^{max} \quad (10)$$

$\forall s \in \Omega S, w \in \Omega W$

$$\sum_{h \in \Omega H_s} d_{s,h,w} \geq d_{s,w}^{min} \quad (11)$$

$\forall s \in \Omega S, h \in \Omega H, w \in \Omega W$

$$-\pi \leq \theta_{s,w} \leq \pi \quad (12)$$

$\forall s \in \Omega S, w \in \Omega W$

$$\theta_{slack,w} = 0 \quad (13)$$

$\forall w \in \Omega W$

A função objetivo do subproblema de operação (4) busca maximizar o *social-welfare* médio nos cenários considerados, sendo expressa como a soma dos lances de energia elétrica multiplicado pelos seus respectivos preços, menos a soma das ofertas de geração de energia elétrica multiplicado pelos seus respectivos preços, menos o custo com corte de carga. O fator de ponderação  $\alpha$  equivale a quantidade de horas em um ano, ou seja, são feitos 8760 leilões horários ao longo do ano. O peso do cenário  $\delta$  representa a probabilidade do cenário ocorrer.

As restrições (5) e (6) representam, respectivamente, o balanço de potência ativa em cada barra do sistema e o fluxo de potência ativa em cada linha do sistema. A restrição de limite de fluxo de potência ativa é apresentado em (7). As restrições (8) e (9) estabelecem respectivamente os limites de energia atendidas dos blocos dos vendedores e dos compradores. Os limites de corte de carga é representado por (10). A restrição (11) impõe a mínima demanda a ser

atendida em cada barra. Por fim, a restrição (12) impõem os limites os ângulos de tensão em cada barramento e cenário, enquanto a restrição (13) fixa o ângulo de tensão da barra de referência para cada cenário.

### 2.3 Função fitness

A qualidade de cada plano de expansão é valorada com a integração dos subproblemas de investimento e de operação. O valor aptidão (*fitness*) de um plano de expansão é igual ao valor do *social-welfare* anual agregado de cada cenário, oriundo do subproblema de operação, menos o custo de investimento anualizado obtido no subproblema de investimento. Quanto maior for o valor aptidão melhor é o plano de expansão. Desta forma, o subproblema de operação realiza a maximização do *social-welfare* anual, enquanto o subproblema de investimento realiza a minimização dos custos com expansão. Em (14) é apresentado o modelo matemático para a obtenção do valor aptidão de um plano de expansão.

$$FIT = SWA - FRC \cdot CI \quad (14)$$

O custo de investimento anualizado se dá com a multiplicação entre o custo total de investimento do plano de expansão e o Fator de Recuperação de Capital (FRC). O FRC representa a porcentagem do investimento total que deve ser reembolsado anualmente pelo *social-welfare* anual agregado de cada cenário. Para calcular o FRC é necessário determinar uma taxa de juros anual  $J$  e um período para o retorno do investimento total com o plano de expansão  $t$ . O FRC é calculo como apresentado em 15.

$$FRC = \frac{J(1+J^t)}{[(1+J^t)-1]} \quad (15)$$

Os planos de expansão que violam a restrição (2) do subproblema de investimento são devidamente penalizados. O custo de corte de carga nas barras é devidamente alto, fazendo com que esses planos obtenham um valor *SWA* muito baixo, e conseqüentemente, um baixo valor de aptidão.

## 3. ESTUDOS DE CASOS

A metodologia proposta é aplicada ao sistema modificado IEEE-RTS (Subcommittee, 1979). Esse sistema possui 24 barras e 41 ramos candidatos à expansão, sendo 34 ramos existentes na topologia original e 7 ramos novos. Considera-se que todas as linhas no mesmo ramo candidato são idênticas e que o número máximo de linhas por ramo seja três. As linhas de 230 kV possuem o custo de investimento de 120.000,00 \$/km, enquanto as linhas de 132 kV o custo de investimento de 70.000,00 \$/km (Subcommittee, 1979).

Dois estudos de caso são analisados:

- Caso I: O método de solução proposto leva em consideração um único cenário, ou seja, o mesmo leilão pool é utilizado para todas as 8760 horas do ano. Os lances de demanda e ofertas de geração são apresentados na Tabela 1, e foram obtidos de Garces et al.

(2009). Além disso, são considerados diferentes valores de limite máximo de investimento com expansão anual;

- Caso II: Neste caso são incluídas na análise duas plantas de geração eólicas no sistema, localizadas nas barras 1 e 15. A planta da barra 1 é composta por 524 turbinas eólicas de 2 MW cada, enquanto a planta da barra 15 possui 396 turbinas com capacidade de 2MW. As plantas de geração eólicas são incluídas nas ofertas do leilão com o custo do montante de 29,0 \$/MWh, tal custo foi obtido de acordo com os dados de Lazard (2018). Neste caso, são considerados cenários de geração eólica, influenciando diretamente no leilão, visto que as plantas eólicas terão diferentes ofertas de geração para cada cenário. Também é considerado incertezas do crescimento da demanda, ou seja, estão incluídos nos cenários diferentes lances de demanda.

Em todos os casos é considerado que a demanda mínima a ser atendida em uma barra equivale a 90% da demanda da mesma. Além disso, é considerado que em 25 anos ocorrerá o retorno financeiro do investimento com a expansão do sistema de transmissão considerando uma taxa de juros anual de 10%. Para os valores considerados, tem-se um Fator de Recuperação de Capital de aproximadamente 10%, ou seja, nos próximos 25 anos, o custo de investimento em novas linhas será reembolsado anualmente a uma taxa de aproximadamente 10% do investimento inicial total. Esse retorno, como já foi mencionado, se dá por meio do valor de *social-welfare* anual agregado de cada cenário.

Todas as simulações foram conduzidas utilizando um processador Core i7 com 2.7 GHz. Os códigos foram implementados com o software MATLAB®. Nos dois casos de estudo foram utilizados uma população composta por 50 indivíduos (lobos), e o número máximo de 50 iterações sendo o critério de parada adotado. Para os caso I e II foram feitas respectivamente 50 e 25 simulações.

Os cenários de geração eólica e demanda apresentados na Tabela 2 foram obtidos com a utilização do algoritmo *k-means* fazendo uso das séries históricas de despacho eólico e demanda apresentada em Leite da Silva et al. (2012). O *k-means* agrupa observações similares das séries históricas em grupos, reduzindo drasticamente o número de avaliações da operação da rede necessárias para considerar as incertezas de curto-prazo inerentes ao comportamento dos ventos e consumidores. Cada um dos cenários representa um número significativo de horas durante um típico ano de funcionamento da rede. Os diferentes cenários são ponderados na função objetivo do subproblema de operação para considerar corretamente sua relevância relativa. Portanto, os cenários que representam situações que ocorrem com muita frequência recebem pesos (probabilidade) mais altos. Os fatores de demanda representam as incertezas das variações dos blocos de demanda licitados pelos compradores em cada cenário.

### 3.1 Caso I

Neste caso é investigado o impacto da limitação do máximo custo de investimento anual na maximização do *social-welfare*. Para isso são considerados cinco valores para o máximo orçamento anual com expansão da rede, sendo

Tabela 1. Dados do leilão.

B.	Oferta (MW)	Preços Ofertas (\$/MWh)	Lances (MW)	Preços Lances (\$/MWh)
1	230, 173, 173	95, 97, 98	259, 32,5, 32,5	99, 80, 78
2	230, 173, 173	96, 99, 100	233, 29, 29	98, 81, 77
3	-	-	432, 54, 54	100, 85, 83
4	-	-	178, 22, 22	99, 86, 83
5	-	-	178, 22, 22	100, 85, 82
6	-	-	326, 41, 41	99, 85, 81
7	360, 270, 270	96, 98, 100	300, 37,5, 37,5	100, 86, 83
8	-	-	411, 51, 51	93, 85, 82
9	-	-	420, 52,5, 52,5	99, 82, 81
10	-	-	468, 58,5, 58,5	100, 80, 78
11	-	-	-	-
12	-	-	-	-
13	709, 532, 532	80, 82, 85	636, 79,5, 79,5	92, 79, 77
14	-	-	466, 58, 58	90, 78, 76
15	258, 193,5, 193,5	82, 84, 86	761, 95, 95	87, 77, 76
16	186, 139,5, 139,5	77, 79, 80	240, 30, 30	84, 75, 73
17	-	-	-	-
18	480, 360, 360	73, 76, 78	799, 100, 100	91, 76, 72
19	-	-	435, 54, 54	94, 75, 74
20	-	-	307, 38,5, 38,5	95, 80, 77
21	480, 360, 360	74, 76, 78	-	-
22	360, 270, 270	79, 81, 83	-	-
23	792, 594, 594	78, 80, 82	-	-
24	-	-	-	-

eles de 15, 30, 45, 60 milhões de dólares e sem o limite de máximo custo de investimento anual. Foram feitas 50 simulações para cada valor, considerando uma população composta por 50 indivíduos evoluindo por 50 iterações. Neste caso é considerado o único cenário de leilão ao longo das 8760 horas do ano.

A Tabela 3 apresenta a melhor solução encontrada para cada valor de máximo custo de investimento anual. A segunda coluna refere-se ao plano de expansão encontrado. Para o valor de máximo investimento anual de 45 milhões de dólares, a melhor solução consiste na construção de uma linha entre as barras 3-24, 8-9, 10-12, 12-13, 14-16, 15-24, 16-17, 17-18 e duas linhas entre as barras 6-10. Pode-se observar que quanto maior o investimento anual

Tabela 2. Dados dos cenários do sistema IEEE-RTS.

Cen. w	Fator de Geração Eólica (1)	Fator de Geração Eólica (15)	Fator de Demanda	Prob. $\delta$	Horas do Ano
1	0,0567	0,0720	0,5382	0,1470	1288,0
2	0,1825	0,2085	0,5377	0,1443	1264,0
3	0,3162	0,3433	0,5061	0,1153	1010,0
4	0,4593	0,4828	0,5133	0,1102	965,0
5	0,9312	0,9288	0,4894	0,0999	875,0
6	0,6283	0,6419	0,4966	0,0981	859,0
7	0,7742	0,7820	0,5140	0,0930	815,0
8	0,0898	0,1066	0,7949	0,0862	755,0
9	0,3235	0,3411	0,7409	0,0624	547,0
10	0,5589	0,5701	0,6784	0,0436	382,0

possível com a expansão, maior é o *social-welfare* anual. Com o aumento da capacidade da rede, um número maior de transações pode ser realizado de maneira segura, sem a ocorrência de congestionamentos e assim, ofertas de energia mais baratas podem ser atendidas. As colunas 6 e 7 representam o percentual do total de ofertas e lances atendidos, respectivamente.

Por outro lado, é interessante observar que nas situações de investimento anual máximo de 15, 30, 45 e 60 milhões de dólares, os percentuais foram os mesmos, entretanto os valores de *social-welfare* anual são distintos. Esses dados informam que mesmo sendo negociado a mesma quantidade de energia, quanto maior o investimento com a expansão rede, maior a capacidade de transporte de energia, o que permite que as ofertas de blocos de energia mais baratos sejam atendidas ao final do leilão.

As figuras 1 e 2 mostram a quantidade de MWh atendida de cada bloco ofertado pelos compradores ao final de um leilão horário, para o custo de investimento anual máximo de 15 milhões de dólares e 60 milhões de dólares, respectivamente.

Nestas figuras, cada barra representa um bloco de energia ofertado, onde  $g(1,1)$  representa o primeiro bloco de energia ofertado na barra 1, ou seja,  $g(1,1)$  refere-se ao bloco de energia de 230 MWh ofertado por 95,00 \$/MWh, conforme a tabela 1. Para facilitar a compreensão, o valor de cada bloco de energia ofertado é posto em cima de cada barra. Comparando as figuras 1 e 2, é possível notar que a expansão mais cara, investimento anual máximo de 60 milhões de dólares, permitiu que blocos de energias mais baratos fossem negociados devido ao aumento da capacidade de transporte da rede.

### 3.2 Caso II

O Caso II considera os cenários apresentados na Tabela 2. Foram feitas 25 simulações, considerando novamente 50 indivíduos e 50 gerações. Para esse caso não se aplica a restrição de máximo investimento anual com a expansão. A Tabela 4 apresenta o melhor resultado obtido para estas condições. O melhor plano de expansão encontrado possui o custo de investimento anual de 15,80 milhões de dólares e um valor de *social-welfare* anual agregado de cada cenário de 902,5 milhões de dólares. O plano de expansão consiste na construção de uma linha entre as barras 6-10, 10-12, 14-16, 1-8, e duas linhas entre as barras 1-2.

A Tabela 5 apresenta a quantidade total de energia ofertada pelos vendedores e demandada, pelos compradores. Além disso, as colunas 5 e 6 demonstram a porcentagem atendida do total de energia ofertada e licitada respectivamente. A integração de plantas de energia eólica resultou no aumento da capacidade de geração do sistema, sendo assim, uma quantidade maior de energia pode ser vendida.

De maneira semelhante, as incertezas do crescimento da demanda influenciaram na demanda total, na quantidade de energia total demandada pelos compradores. Pode-se notar que cada cenário possui o equilíbrio de mercado distinto, visto que o *social-welfare* anual, a porcentagem de ofertas atendidas e a porcentagem de lances atendidos são diferentes.

No cenário 1, cenário com maior probabilidade de ocorrência ao longo das 8760 horas do ano, o plano de expansão obtido fornece um *social-welfare* anual de 966,31 milhões de dólares, onde foram atendidos 90,87% do total de energia demandada pelos compradores, e 40,48% do total de energia ofertada pelos vendedores. Já no cenário 10, cenário com menor probabilidade de ocorrência, foram atendidos 90,03% do total de energia demandada pelos compradores e 46,41 % do total de energia ofertada pelos vendedores, resultando no *social-welfare* de 1298,11 milhões de dólares.

Comparando os resultados dos cenários para o mesmo plano de expansão, podemos perceber a influência das incertezas pertinentes a intermitência de fontes renováveis e crescimento de demanda no valor do *social-welfare*, sendo assim, fica claro a importância de suas considerações pelo Operador do Sistema de Transmissão nos estudos de planejamento da expansão da rede de transmissão. Com o aumento da integração de fontes renováveis nos mercados de energia, o planejador do sistema de transmissão deve ficar atento com as incertezas de geração destes participantes, visto que previsões erradas podem acarretar em planos de expansão não condizentes com a realidade do mercado.

## 4. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou um método híbrido para solucionar o problema do planejamento da expansão da transmissão estático e estocástico, considerando características de mercado de energia, incertezas com geração eólica e crescimento de demanda. Alguns pontos podem ser enfatizados:

- A solução do problema em dois níveis, investimento e operação, mostrou-se eficiente para direcionar as decisões imposta em um mercado de energia;
- Foi investigado o impacto da limitação do máximo custo de investimento anual, considerando um único cenário de leilão. Os resultados mostraram a relação entre o custo com investimento em expansão e a facilitação da comercialização de energia elétrica, onde pôde-se observar que maiores valores de limite de investimento anual permitem que vendedores de energia mais baratos sejam atendidos ao final do leilão;
- Foram inseridas incertezas com geração eólica e crescimento da demanda. Desta forma, diferentes cenários de leilão em pool foram considerados no problema. Os resultados mostraram que cada cenário obteve um resultado diferente do leilão para o mesmo plano de expansão. Isso mostra a importância da consideração

Tabela 3. Resultados Caso I.

Investimento Anual Máximo (M\$)	Plano de Expansão	Investimento Anual (M\$)	SWA (M\$)	Valor Aptidão (M\$)	Ofertas Atendidas (%)	Lances Atendidos (%)
15	6-10, 7-8, 10-12, 11-13	14,80	723,43	708,63	75,33	90,00
30	3-24, 6-10, 10-12, 14-16, 15-24, 16-17, 17-18	29,80	779,08	749,28	75,33	90,00
45	3-24, 6-10 (2), 8-9, 10-12, 12-13, 14-16, 15-24, 16-17, 17-18	42,30	816,89	774,59	75,33	90,00
60	3-24, 4-9, 5-10, 6-10 (2), 8-10, 10-11, 10-12 (2), 12-13, 14-16, 15-24, 16-17, 17-18	57,30	851,08	793,78	75,33	90,00
$\infty$	6-10 (2), 7-8, 8-9 (2), 8-10, 9-11, 10-11, 10-12 (2), 11-13, 12-23, 14-16, 15-24, 16-17 (2), 17-18 (2)	91,50	910,83	819,33	75,75	90,50

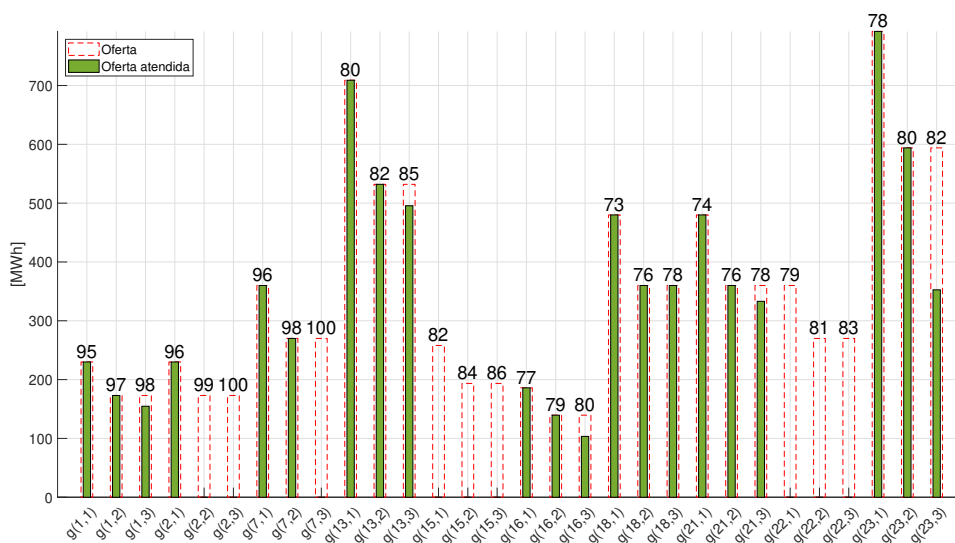


Figura 1. Ofertas atendidas com investimento anual máximo de 15 \$M.

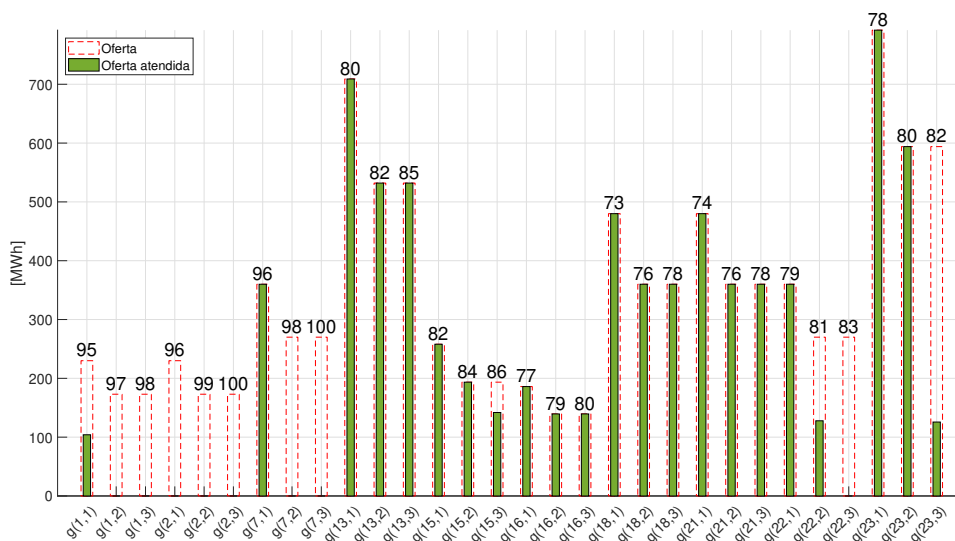


Figura 2. Ofertas atendidas com investimento anual máximo de 60 \$M.

de incertezas em mercados de energia com alta penetração de fontes renováveis.

Os resultados apresentados mostram que a metodologia proposta é condizente com o esperado, minimização dos investimentos com expansão e maximização do *social* –

Tabela 4. Resultado Caso II.

Invest. Anual Máximo (M\$)	Plano de Expansão	Invest. Anual (M\$)	SWA Médio (M\$)	Valor Aptidão (M\$)
$\infty$	1-2 (2), 6-10, 10-12, 14-16, 1-8	15,80	902,5	886,77

Tabela 5. Resultado para cada cenário Caso II.

w	Lances Total (MWh)	Ofertas Total (MWh)	SWA (M\$)	Lances Atend. (%)	Ofertas Atend. (%)
1	4602,01	10331,51	696,31	90,87	40,48
2	4597,47	10571,47	822,44	91,96	39,99
3	4327,01	10818,25	917,60	92,93	37,17
4	4388,49	11078,69	1056,23	92,87	36,79
5	4184,29	11926,43	1459,50	94,75	33,24
6	4245,89	11381,80	1191,86	93,01	34,69
7	4394,93	11645,74	1342,33	92,87	35,05
8	6796,64	10393,60	871,74	90,00	58,85
9	6334,96	10824,15	1102,07	90,01	52,67
10	58070,0	11252,36	1298,11	90,03	46,41

welfare considerando estocasticidade no lado dos vendedores e nos compradores. Sendo assim, a metodologia pode ser utilizadas para aplicação em sistemas reais. Embora ainda não seja completamente utilizado no Brasil, a metodologia proposta gera uma discussão em torno do problema que poderá auxiliar decisões de participantes de leilão.

#### AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem às agências brasileiras de pesquisa: CAPES, CNPq, FAPEMIG e INERGE por apoiarem esta pesquisa.

#### REFERÊNCIAS

Al-Hamouz, Z.M. and Al-Faraj, A. (2003). Transmission-expansion planning based on anon-linear programming algorithm. *Applied Energy*, 76, 169–177.

Buygi, M., Shanechi, H., Balzer, G., and Shahidehpour, M. (2003). Transmission planning approaches in restructured power systems. In *2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, volume 2, 7 pp. Vol.2-. doi:10.1109/PTC.2003.1304666.

Conejo, A.J., Carrión, M., Morales, J.M., et al. (2010). *Decision making under uncertainty in electricity markets*, volume 1. Springer.

Da Silva, E., Gil, H., and Areiza, J. (2000). Transmission network expansion planning under an improved genetic algorithm. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(3), 1168–1174. doi:10.1109/59.871750.

de la Torre, S., Conejo, A.J., and Contreras, J. (2008). Transmission expansion planning in electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(1), 238–248. doi:10.1109/TPWRS.2007.913717.

Dvorkin, Y., Fernández-Blanco, R., Wang, Y., Xu, B., Kirschen, D.S., Pandžić, H., Watson, J.P., and Silva-Monroy, C.A. (2017). Co-planning of investments in transmission and merchant energy storage. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(1), 245–256.

Faris, H., Aljarah, I., Al-Betar, M., and Mirjalili, S.M. (2017). Grey wolf optimizer: a review of recent variants and applications. *Neural Computing and Applications*, 30, 413–435.

Garces, L.P., Conejo, A.J., Garcia-Bertrand, R., and Romero, R. (2009). A bilevel approach to transmission expansion planning within a market environment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3), 1513–1522. doi:10.1109/TPWRS.2009.2021230.

Ghadimi, A., Amani, M., Bayat, M., Ahmadi, S., Miveh, M., and Jurado, F. (2021). Stochastic transmission expansion planning in the presence of wind farms considering reliability and n-1 contingency using grey wolf optimization technique. *Electrical Engineering*. doi:10.1007/s00202-021-01339-w.

Gomes, P.V. and Saraiva, J.T. (2019). State-of-the-art of transmission expansion planning: A survey from restructuring to renewable and distributed electricity markets. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 111, 411–424. doi:https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.04.035.

Jeremy Lin, F.H.M. (2017). *Electricity markets : theories and applications*. IEEE Press series on power engineering. IEEE Press.

Kirschen, D. and Strbac, G. (2004). *Fundamentals of Power System Economics*. John Wiley & Sons Ltd, United Kingdom.

Lazard (2018). Lazard’s leveled cost of energy analysis - version 12. Online.

Leite da Silva, A.M., d. F. Manso, L.A., d. S. Sales, W., Flavio, S.A., Anders, G.J., and de Resende, L.C. (2012). Chronological power flow for planning transmission systems considering intermittent sources. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(4), 2314–2322.

Loureiro, M., Schell, K., Claro, J., and Fischbeck, P. (2018). Renewable integration through transmission network expansion planning under uncertainty. *Electric Power Systems Research*, 165, 45–52. doi:10.1016/j.eprs.2018.07.037.

Poubel, R., De Oliveira, E., Manso, L., Honório, L., and Oliveira, L. (2017). Tree searching heuristic algorithm for multi-stage transmission planning considering security constraints via genetic algorithm. *Electric Power Systems Research*, 142, 290–297. doi:https://doi.org/10.1016/j.eprs.2016.09.023.

Rebello, G. and Oliveira, E.J.d. (2020). Modified binary grey wolf optimizer. In *Frontier Applications of Nature Inspired Computation*, 148–179. Springer.

Shah, D. and Chatterjee, S. (2020). A comprehensive review on day-ahead electricity market and important features of world’s major electric power exchanges. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 30. doi:10.1002/2050-7038.12360.

Subcommittee, P.M. (1979). Ieee reliability test system. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-98(6), 2047–2054. doi:10.1109/TPAS.1979.319398.

Wang, J., Zhong, H., Xia, Q., and Kang, C. (2015). Transmission network expansion planning with embedded constraints of short circuit currents and n-1 security. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 3(3), 312–320. doi:10.1007/s40565-015-0137-8.

Zhang, X. and Conejo, A.J. (2018). Robust transmission expansion planning representing long- and short-term uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(2), 1329–1338. doi:10.1109/TPWRS.2017.2717944.