

# Projeto Otimizado de Linha de Transmissão Considerando um Perfil Topográfico e Parâmetros Elétricos, Mecânicos e Econômicos

Mauricio Sperandio\*, Tomás Scherer Ellwanger\*\*,  
Gabreli Matheus de Oliveira\*\*\*, Daniel Pinheiro Bernardon\*

\*Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria – RS, Brasil (e-mail: mauricio.sperandio@ufsm.br, dpbernardon@ufsm.br).

\*\*ABIAPE, Brasília – DF, Brasil (e-mail: tomaselwanger@gmail.com)

\*\*\* CPFL, Porto Alegre – RS, Brasil, (e-mail: gabrielloliveira1012@gmail.com)

---

**Abstract:** In this work, an artificial intelligence based on evolutionary heuristics is used, capable of designing a TL section for a given topographic profile, considering the type of cable, bundle, the tension, the position and height of the towers. Safety distance restrictions and recommended maximum loads for the cable in the longest working condition are analyzed, according to NBR 5422. The costs were obtained using the ANEEL reference price base, considering the total number of conductor cables, shock absorbers and/or spacers, insulators, foundations and steel structures, which vary with the height determined for each tower and the weight of the cables. Energy losses are valued over a period of 30 years according to the CME. The algorithm is capable of evaluating more than 15,000 configurations in a few seconds for a 5 km stretch. As a case study, a section of a real TL was examined. Results were obtained for two scenarios, achieving a reduction of up to 8,36% in the cost of the project.

**Resumo:** Neste trabalho é empregada uma inteligência artificial baseada em heurística evolutiva capaz de projetar um tramo de uma LT para um determinado perfil topográfico, considerando o tipo do cabo, a quantidade por fase, a tração de ancoragem, a posição e altura das torres. São analisadas restrições de distância de segurança e cargas máximas recomendadas para o cabo na condição de trabalho de maior duração, conforme a NBR 5422. Os custos foram obtidos com a base de preços de referência ANEEL, considerando o total de cabos condutores, amortecedores e/ou espaçadores, isoladores, fundações e estruturas de aço, que variam com a altura determinada para cada torre e o peso dos cabos. As perdas de energia são valoradas em um período de 30 anos de acordo com o CME. O algoritmo é capaz de avaliar mais de 15.000 configurações em poucos segundos para um tramo de 5 km. Como estudo de caso, foi examinado um trecho de uma LT real. Foram analisados dois cenários, conseguindo uma redução de até 8,36% no custo do projeto.

**Keywords:** Transmission Line; Project optimization; Tower allocation; AI.

**Palavras-chaves:** Linha de Transmissão; Projeto otimizado; Alocação de torres; IA.

---

## 1. INTRODUÇÃO

A EPE – Empresa de Pesquisa Energética prevê no seu Programa de Expansão da Transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) a construção de mais 24.200 km de novas linhas de transmissão (LT) até 2028, contemplando investimentos de quase R\$ 65,7 bilhões (EPE, 2022). Contudo, o projeto de uma LT é uma tarefa bastante intensa, que envolve várias etapas interativas, considerando diversos parâmetros (elétricos, mecânicos e econômicos), que trazem relações muitas vezes não evidentes.

As primeiras etapas do processo de expansão da linha de transmissão, como obtenção de licenças ambientais e liberações de terrenos, contratação de empresas para execução, entre outras, muitas vezes podem levar um tempo considerável para serem cumpridas, o que torna a operação

mais lenta e causa atrasos na implementação de LTs (Alves, 2017). Dependendo das ferramentas utilizadas, é inviável considerar todas as combinações de cabos, alocação de torres, alturas, tração de ancoragem, e então avaliar os resultados técnicos e econômicos, a fim de escolher a melhor opção. Nesse sentido, o projetista tem que partir de alguns pressupostos, escolher algumas opções, e avaliá-las de maneira simplificada.

Outra questão importante é a consideração das perdas elétricas ao longo do período de utilização da LT. Segundo o BEN, as perdas totais no Brasil chegam a 16,0%, sendo 4,38% na rede básica, conforme apuração da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Muitas vezes esta não é uma característica determinante para o projeto, sendo avaliadas apenas restrições de carregamento máximo e queda de tensão.

Portanto, é vantajoso aplicar esforços para agilizar as demais etapas desse processo, como a utilização de métodos computacionais rápidos e eficazes para realizar a escolha automática da alocação das torres, equilibrar custos de investimentos e perdas, entre outros parâmetros. Dessa forma, é possível minimizar o custo total do projeto.

## 2. REVISÃO DA LITERATURA

Existem poucos trabalhos relacionados a métodos de otimização computacional para alocação de torres e projeto de LTs, mas a maioria deles é baseada em programação dinâmica. Os trabalhos de Mitra e Wolfenden (1966), Olbrycht (1982), Viera e Toledo (2006), Santos et al. (2019), e Medeiros et al. (2021) fazem uso do princípio de Bellman, que afirma que toda solução ótima é composta de soluções parciais ótimas. Assim, o perfil topográfico é dividido em pedaços, são definidas as possíveis posições das torres e então é encontrado o melhor solução para a LT de posição para posição, progressivamente.

Em geral, a utilização desse princípio é voltada para encontrar a solução ótima global, pois todas as possibilidades são testadas, o que demanda uma grande carga computacional e tempo de processamento. Por outro lado, como nesta aplicação em particular existe um grande número de possibilidades de projetos viáveis, e não há necessidade de encontrar uma única solução perfeita, o uso de heurísticas evolutivas, como Algoritmos Genéticos (AG), é adequado para atingir uma “região” de soluções muito boas rapidamente.

Um algoritmo genético é um método computacional que utiliza técnicas inspiradas na seleção natural da biologia para otimizar problemas complexos. Ele começa criando uma população de soluções candidatas aleatórias que representam diferentes estratégias possíveis para resolver o problema. Essas soluções então são avaliadas por uma função objetivo, que mede o quão bem elas se adaptam ao ambiente do problema. A partir daí, o algoritmo utiliza operadores genéticos, como a mutação e o crossover, para criar novas soluções a partir das mais adaptadas da população atual. Essas novas soluções são então avaliadas novamente e o processo é repetido em um ciclo evolutivo até que uma solução satisfatória seja encontrada ou outra condição de parada seja atendida (Katoch, Chauhan, Kumar, 2020).

Isso contribui para um menor tempo de processamento e até mesmo um aumento no grau de liberdade das variáveis otimizadas. Kalajac, Karabegovic e Ponjavic (2018) utilizam um AG como ferramenta de otimização e apresentam um método de alocação de torres. No entanto, o número de variáveis otimizadas é menor do que o mostrado neste trabalho e há a necessidade de um software externo para calcular a função *fitness*, o que torna o programa mais lento. Outro aspecto importante considerado pelos autores são as informações geográficas, como classe de solo e declividade, que influenciam nos custos do projeto, principalmente nas fundações das torres. Com efeito, em (Santos et al., 2019) é apresentado um método de encaminhamento e obtenção de

custos estimados com base na extensão e características geográficas da área a ser abrangida pela LT. Por fim, por possuírem caráter de estudo preliminar, esses programas são desenvolvidos com o objetivo de obter apenas os custos de implantação da LT, deixando de lado os gastos com sua operação e manutenção, após a conclusão da construção. Como o método discutido neste artigo inclui o número de condutores por fase e seus impactos nas estruturas, bem como suas características elétricas, os gastos com perdas elétricas em operação, considerando um período de tempo definido, também estão incluídos no custo total de da seção e consequentemente do processo de otimização.

## 3. METODOLOGIA

Foi elaborada uma heurística evolutiva para otimizar o projeto de um tramo de uma LT, dado um perfil topográfico e o ajuste de parâmetros elétricos, mecânicos e econômicos (Ellwanger, 2022). Devem ser definidos o tipo e a quantidade de cabos (feixe), a tração de ancoragem ( $T_0$ ), a posição e altura das torres. Então são contabilizados os custos com os cabos, fundações, estruturas de aço, espaçadores/amortecedores, e isoladores, a partir do Banco de Preços de Referência da ANEEL (REH nº 2.514/2009), considerando ainda a atualização dos valores com índices de preços referentes a março/2022. Também são avaliadas as alturas de segurança entre todas as torres, e a máxima tração do cabo, conforme recomendações da NBR 5422.

Cada solução candidata, ou indivíduo, é composta pelo tipo do cabo, a quantidade no feixe, a tração de ancoragem, a posição e altura de cada torre, sendo a quantidade de torres pré-definida.

O algoritmo gera uma lista inicial aleatória de 100 soluções candidatas, que são avaliadas pela função *fitness* que é o somatório dos custos descritos a seguir (1).

$$C_T = C_C + C_E + C_P + C_V \quad (1)$$

O custo dos cabos ( $C_C$ ) é obtido a partir da multiplicação do seu comprimento pelo valor do tipo do cabo, a quantidade empregada no feixe, vezes as três fases. O comprimento dos cabos ( $L$ ) é calculado com (2) a cada vão ( $A$ ), e depende da diferença de altura ( $\Delta h$ ) entre os dois pontos de suspensão, do peso do cabo ( $p$ ) e da tração de ancoragem ( $T_0$ ).

$$L = \sqrt{\Delta h^2 + A^2 \cdot \left(1 + \frac{A^2}{12 \cdot \left(\frac{T_0}{p}\right)^2}\right)} \quad (2)$$

Para estimar os custos com as estruturas ( $C_E$ ), os dados da planilha da ANEEL foram interpolados em um gráfico contendo a média de variação do peso das estruturas de aço, assumindo configuração em circuito simples, em relação ao peso dos condutores e a classe de tensão (Fig. 1). Sendo que a classe de tensão foi utilizada como referência para a altura da estrutura.

#### 4. ESTUDO DE CASO

Como estudo de caso, foi examinado um trecho do circuito 2 da LT 525 kV ITÁ / NOVA STA RITA (Fig. 2), entre os quilômetros 219 e 223, do Sistema Interligado Nacional - SIN. O projeto foi feito em 2012 pela Transmissora Sul Brasileira de Energia – TBSE.

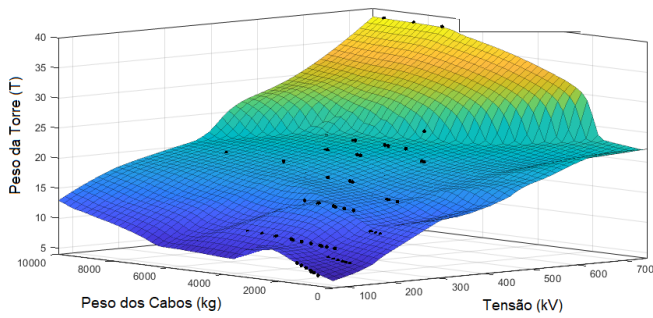


Fig. 1. Interpolação do peso da estrutura em função do peso dos cabos e classe de tensão.

De maneira semelhante, interpolações foram obtidas para o custo das fundações, considerando sapatas de concreto armado, o custo dos amortecedores e espaçadores, e o custo com isoladores.

O custo das perdas ( $C_p$ ) é obtido por (3) para uma dada potência (MVA) e tensão nominal (kV) para a LT. Basicamente é o produto do quadrado da corrente ( $I$ ) pela resistência do condutor ( $R$ ), para o comprimento do trecho e as 3 fases. No entanto, por se tratar de um valor ao longo do tempo, é trazido para valor presente, considerando as horas do ano, um fator de perdas ( $F_p$ ) arbitrado em 0,34, e um Custo Marginal de Expansão (CME) de 234 R\$/MWh, em um período ( $N$ ) de 30 anos com uma taxa de desconto ( $i$ ) de 8% a.a.

$$C_p = 3 \cdot L \cdot I^2 \cdot R \cdot 8760 \cdot F_p \cdot CME \cdot \frac{1 - (1 + i)^{-N}}{i} \quad (3)$$

Por fim, são avaliadas possíveis violações da altura de segurança e da tração do cabo ( $C_V$ ). Apesar de não serem efetivamente um custo, o número de violações é multiplicado por um valor bem alto ( $10^8$ ), para excluir essas soluções do *pool* de candidatos. A cada trecho entre duas torres, é plotada a curvatura do cabo sobre o terreno a partir de (4).

$$y_2 = (x - x_1 + A_e / 2)^2 / (2 \cdot T_0 / p) + y_1 \quad (4)$$

Onde  $y_2$  é obtido a cada metro ( $x$ ), a partir da posição da primeira torre ( $x_1$ ) em relação a metade do vão equivalente ( $A_e$ ), e  $y_1$  é a altura da maior torre menos a flecha equivalente ( $f_e$ ), dados por (5) e (6).

$$f_e = p \cdot A_e^2 / (8 \cdot T_0) \quad (5)$$

$$A_e = (x_2 - x_1) + 2 \cdot \Delta h \cdot T_0 / ((x_2 - x_1) \cdot p) \quad (6)$$

As soluções candidatas mais adaptadas têm uma maior probabilidade de serem selecionadas para sobreviver e se reproduzir, o que permite que o algoritmo explore efetivamente o espaço de busca do problema. Além disso, a introdução de novas soluções por meio da mutação e do cruzamento garante uma diversidade na população, evitando que o algoritmo fique preso em mínimos locais e promovendo uma convergência mais rápida.



Fig 2. LT 525 kV ITÁ / NOVA STA RITA, em azul.

O tramo analisado desta LT tem 5223 m, em um perfil bastante acidentado, sendo que a cota mais baixa está em 221 m e a mais alta a 572 m. Originalmente construído com 12 torres, com uma altura média de 27 m, e um feixe de 4 condutores CAL 1120 Oxygen (679 kcmil), como mostra a Fig. 3.

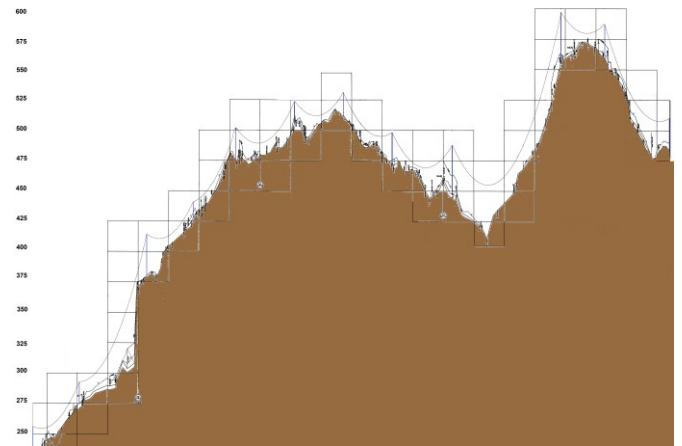


Fig. 3. Perfil do trecho analisado.

A Tabela 1 traz a distribuição das torres do trecho original, mostrado pela Fig.3, com as respectivas cota vertical e altura da torre, em metros. Já a Tabela 2 mostra os valores dos custos estimados pela função *fitness* para o caso original.

**Tabela 1. Distribuição das torres do trecho original.**

Torre	Posição	Cota	Altura
1	0	221	35
2	380	275	18
3	934	379	34
4	1314	427	13
5	1665	475	28
6	2146	506	17
7	2545	513	19
8	2944	472	25
9	3440	448	40
10	4333	557	40
11	4689	560	28
12	5223	482	26

**Tabela 2. Valores do trecho original.**

Variável	Valor
Custo dos cabos	R\$ 2.534.290,72
Custo total das estruturas	R\$ 2.014.965,21
Custo de aço	R\$ 970.619,65
Custo fundações	R\$ 591.528,08
Custo amortecedores/ espaçadores	R\$ 139.232,35
Custo isoladores	R\$ 313.585,13
Custo total das perdas	R\$ 13.324.707,77
Custo total	R\$ 17.873.963,69

Pode-se perceber que as perdas representam quase 75% do custo total deste trecho, ao longo de 30 anos de operação. Portanto, é fundamental considerar as perdas de energia no projeto de uma linha de transmissão, para garantir a eficiência energética do sistema elétrico e promover a sustentabilidade ambiental, já que a geração de energia requer a utilização de recursos naturais e pode gerar emissões de gases de efeito estufa.

## 5. RESULTADOS

Foram avaliados dois cenários, um empregando o mesmo cabo e outro com a escolha livre, porém considerando o custo integrado da estrutura e do valor presente das perdas para um horizonte de 30 anos, para uma potência de 2000 MVA.

### 5.1. Caso com mesmo condutor

Neste primeiro comparativo, o condutor já está pré-definido como um feixe de 4 cabos CAL 1120 Oxygen (679 kcmil), conforme a LT original. A Fig. 4 ilustra o processo de convergência da heurística, capaz de avaliar mais de 15.000 configurações em poucos segundos. Já a Tabela 2 apresenta os resultados, e a Fig. 5 o perfil topográfico, onde o tracejado em vermelho representa a altura de segurança a ser respeitada pelos cabos.

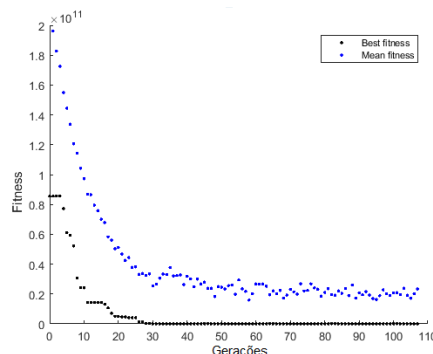


Fig. 4. Convergência para o caso de mesmo condutor.

**Tabela 3. Resultados para o caso de mesmo condutor.**

Variável	Valor	Diferença
Custo dos cabos	R\$ 2.537.350,61	0,12%
Custo total das estruturas	R\$ 1.854.277,68	-7,97%
Custo de aço	R\$ 891.483,87	-8,15%
Custo fundações	R\$ 532.375,27	-10,00%
Custo amortecedores/ espaçadores	R\$ 139.232,35	0,00%
Custo isoladores	R\$ 291.186,19	-7,14%
Custo total das perdas	R\$ 13.340.795,97	0,12%
Custo total	R\$ 17.732.424,27	-0,79%

2000 MVA em 525 kV com CAL1120 Oxygen 4 cond. p/ fase a 0.181% da CR, Custo Total = R\$ 17732424.2

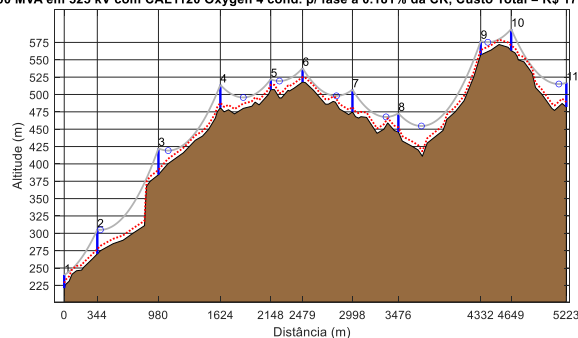


Fig. 5. Perfil de alocação para o caso de mesmo condutor.

A principal diferença se dá pela eliminação de uma torre entre as posições 3 e 4, com um aumento da altura dessas estruturas. A Tabela 4 mostra a distribuição das torres do neste caso.

**Tabela 4. Distribuição das torres do caso de mesmo condutor.**

Torre	Posição	Cota	Altura
1	0	221	19
2	344	270	35
3	980	384	38
4	1624	481	33
5	2148	507	15
6	2479	518	20
7	2998	475	32
8	3476	446	27
9	4332	557	20
10	4.649	563	31
11	5223	482	35

### 5.1. Caso de mínimo custo total

Neste cenário, o condutor foi definido, dentre mais de 30 opções, pelo mínimo custo total, incluindo as perdas ao longo de 30 anos. A Fig. 6 ilustra o processo de convergência da heurística. O condutor escolhido foi um feixe de 4 cabos CAA Ortolan (1033 kcmil). Apesar deste condutor ter custado 82% a mais que o caso original, o fato de apresentar menor resistência resultou em 26,6% menos perdas. Os demais resultados podem ser vistos na Tabela 5, e a Fig. 7 traz o perfil topográfico desta configuração.

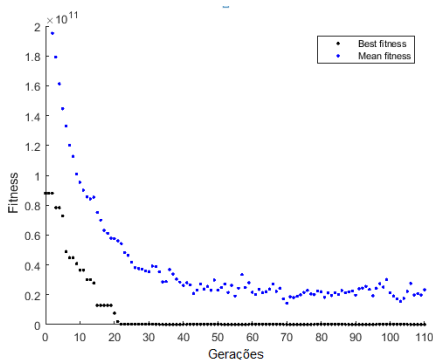


Fig. 6. Convergência para o caso de mínimo custo total.

**Tabela 5. Resultados para o caso de mínimo custo total.**

Variável	Valor	Diferença
Custo dos cabos	R\$ 4.619.594,38	82,28%
Custo total das estruturas	R\$ 2.028.561,70	-1,72%
Custo de aço	R\$ 1.065.767,89	4,83%
Custo fundações	R\$ 532.375,27	-10,00%
Custo amortecedores/ espaçadores	R\$ 139.232,35	0,00%
Custo isoladores	R\$ 291.186,19	-7,14%
Custo total das perdas	R\$ 9.779.029,00	-26,61%
Custo total	R\$ 16.378.888,17	-8,36%

2000 MVA em 525 kV com Ortolan 4 cond. p/ fase a 0.181% da CR, Custo Total = R\$ 16378888.11

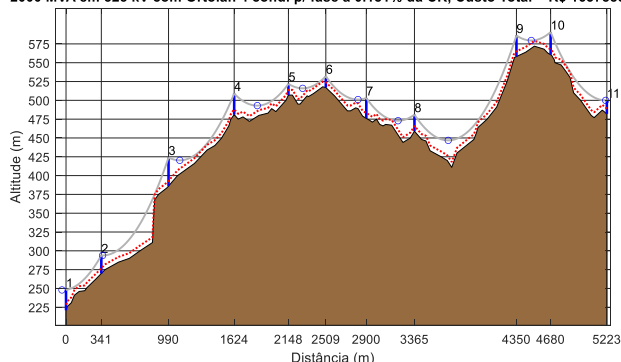


Fig. 7. Perfil de alocação para o caso de mínimo custo total.

Este perfil conseguiu uma altura média de 24,72 m, que apesar de ser menor do que na configuração original, ainda tem um custo mais elevado de aço. Isso ocorre devido ao peso dos cabos, pois o CAA Ortolan pesa 1860 kg/km, enquanto o CAL Oxygen pesa apenas 947 kg/km. A Tabela 5 mostra a distribuição das torres para mínimo custo total.

**Tabela 5. Distribuição das torres para mínimo custo total.**

Torre	Posição	Cota	Altura
1	0	221	27
2	341	270	24
3	990	386	38
4	1624	481	28
5	2148	507	15
6	2509	517	15
7	2900	476	27
8	3365	459	22
9	4350	558	28
10	4680	561	30
11	5223	482	18

## 6. CONCLUSÕES

Foi apresentada uma ferramenta para a otimização do projeto de linhas de transmissão, capaz de avaliar simultaneamente custos com estruturas e cabos com base no Banco de Preços de Referência da ANEEL, restrições de altura de segurança e tração máxima, bem como as perdas de energia ao longo do tempo. Como estudo de caso, foi examinado um trecho do circuito 2 da LT 525 kV ITÁ / NOVA STA RITA do SIN, entre os quilômetros 219 e 223, originalmente construído com 12 torres com uma altura média de 27 m em um perfil bastante acidentado, e um feixe de 4 cabos CAL 1120 Oxygen (679 kcmil). Foram obtidos resultados para dois cenários, um empregando o mesmo condutor e outro com a escolha livre, porém considerando o custo integrado do investimento e do valor presente das perdas para um horizonte de 30 anos. No primeiro caso, o algoritmo conseguiu realizar o projeto com uma torre a menos, elevando a altura média para 27,72 m, resultando numa redução de aproximadamente 8% no custo das estruturas. No entanto, as perdas continuam bastante elevadas. Ao incluir o

montante de perdas ao valor total, o algoritmo selecionou um feixe de 4 condutores CAA Ortolan (1033 kcmil), o que incrementou o custo com condutores em 82,28%, mas reduziu as perdas em 26,61%, resultando em um custo total 8,36% inferior ao projeto original. Após o resultado final, um engenheiro ainda pode realizar ajustes manuais na solução, visando atender a quaisquer requisitos que não haviam sido programados, como interferências com o uso do solo e propriedades ou questões de confiabilidade estrutural.

#### AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES/PROEX) - Código de Financiamento 001, e do INCT-GD (CNPq processo 465640/2014-1, CAPES processo no. 23038.000776/2017-54 e FAPERGS 17/2551-0000517-1).

#### REFERÊNCIAS

- Alves, R.B. (2017). Implantação de Linhas de Transmissão: do Leilão à Operação Comercial. Projeto de Graduação. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- ANEEL (2022). Banco de Preços de Referência da ANEEL: Atualização dos Valores para a Data-Base Março de 2022. Resolução Homologatória nº 2.514/2019.
- Ellwanger, T.S. (2022), Automação do processo de alocação de torres de um sistema de transmissão de energia elétrica, Trabalho de Conclusão de Curso, Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria.
- EPE (2022). Programa de Expansão da Transmissão (PET) /Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) Ciclo 2022 – 2º semestre. Estudos Para a Licitação da Expansão da Transmissão, Governo Federal.
- Kalajac, E., Karabegovic, A. e Ponjavi C, M. (2018). Optimization of the Structures Location Using a Genetic Algorithm in the Transmission Line Design. MIPRO 2018, May 21-25, 2018, Opatija Croatia.
- Katoch, S., Chauhan, S.S. e Kumar, V. (2020). A review on genetic algorithm: past, present, and future. Multimedia Tools and Applications. 80, 8091–8126 (2021). <https://doi.org/10.1007/s11042-020-10139-6>
- Medeiros, G.O.S et al. (2021). Transmission Towers Spotting in Power Systems Considering Engineering and Environmental Aspects: A Dynamic Programming Approach. Int Trans Electr Energ Syst. 2021, John Wiley & Sons Ltd.
- Miranda, M.N.D. (2009). Algoritmos Genéticos: Fundamentos e Aplicações. Grupo de Teleinformática e Automação. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Mitra, G. e Wolfenden, K. (1966). A Computer Technique for Optimizing the Sites and Heights of Transmission Line Towers – a Dynamic Programming Approach. University of London Institute of Computer Science.
- Olbrycht, L. (1982). A Contribution to the Methods of Optimizing the Spotting of Transmission Line Towers. De partment of Electrical Engineering, Technical University of Gdansk, Gdansk(Poland).
- Santos, A.H.M. et al. (2019). Optmizing Routing and Tower Spotting of Electricity Transmission Lines: An Integration of Geographical Data and Engineering Aspects into Decision-making. Electric Power Systems Research 176 (2019) 105953
- Viera, F.R. e Toledo, J. (2006). Optimal Location of Power Transmission Lines Towers Using Reformulated Dynamic Program ming. Engineering Dept. of CVG Electrificación del Caroní C. A.