

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

ISADORA VIEIRA LOPES

**ANÁLISE DE LINHAS DE TRANSMISSÃO NO SOFTWARE ATP:
estudo do dimensionamento dos cabos**

FLORIANÓPOLIS, 2025.

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

ISADORA VIEIRA LOPES

**ANÁLISE DE LINHAS DE TRANSMISSÃO NO SOFTWARE ATP:
estudo do dimensionamento dos cabos**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido
ao Instituto Federal de Educação, Ciência e
Tecnologia de Santa Catarina como parte
dos requisitos para obtenção do título de
Engenheira Eletricista.

Orientador:
Prof. Marco Aurélio Moreira Saran, Me. Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2025.

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor.

Lopes, Isadora Vieira

ANÁLISE DE LINHAS DE TRANSMISSÃO NO SOFTWARE ATP:
estudo do dimensionamento dos cabos / Isadora Vieira Lopes;
orientação de Marco Aurélio Moreira Saran. - Florianópolis,
SC, 2025.

64 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) - Instituto Federal
de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis. Bacharelado
em Engenharia Elétrica. Departamento Acadêmico
de Eletrotécnica.

Inclui Referências.

1. Linha de transmissão. 2. Simulação computacional.
3. Dimensionamento de cabos. 4. Fenômenos eletromagnéticos.
5. ATP. I. Saran, Marco Aurélio Moreira . II.
Instituto Federal de Santa Catarina. III. ANÁLISE
DE LINHAS DE TRANSMISSÃO NO SOFTWARE ATP.

**ANÁLISE DE LINHAS DE TRANSMISSÃO NO SOFTWARE ATP:
estudo do dimensionamento dos cabos**

ISADORA VIEIRA LOPES

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro(a) Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 15 de dezembro, 2025.

Banca Examinadora:

Prof. Marco Aurélio Moreira Saran, Me. Eng

Orientador - IFSC

Prof. Edison A. C. Aranha Neto, D. Eng.

IFSC

Léia dos Santos Borges

Araxá Engenharia

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Almir e Simone, por serem meu alicerce desde o início deste curso. Obrigado por acreditarem no meu potencial e por investirem, desde cedo, na minha educação, proporcionando as condições necessárias para que eu chegasse a este momento. Sou eternamente grata pelo apoio incondicional e por estarem ao meu lado nos dias mais difíceis.

À minha irmã, Gabriela, pelo entusiasmo e curiosidade em acompanhar cada etapa importante desta jornada.

Ao meu namorado, Marcos, por ter estado ao meu lado em todos os momentos. Obrigado pelo companheirismo, pela paciência e por dividir comigo cada etapa dessa jornada.

Aos meus amigos, por toda a paciência e ajuda neste momento tão importante da minha vida. Agradeço por estarem presentes, pelo suporte técnico ou emocional e por entenderem as renúncias necessárias para a conclusão deste ciclo.

Ao meu orientador, Marco Aurélio, agradeço por ter aceitado me guiar neste trabalho. Agradeço imensamente pela disponibilidade em sempre me ajudar e pelas orientações fundamentais que tornaram este momento possível.

Aos membros da banca examinadora, Edison e Léia, por disponibilizarem seu tempo para participar deste momento. Agradeço por aceitarem o convite e por agregarem conhecimentos valiosos à minha caminhada.

RESUMO

Com a expansão do setor elétrico brasileiro, as linhas de transmissão desempenham papel central na integração do Sistema Interligado Nacional (SIN) na garantia do fornecimento seguro e confiável de energia. Este estudo analisa uma linha de transmissão aérea fictícia de 500 kV e 180 km, com destaque na avaliação do desempenho de cabos condutores e para-raios frente a fenômenos eletromagnéticos, como a queda de tensão, o curto-circuito, o desequilíbrio de tensão e as perdas por efeito Joule, que podem afetar a qualidade e a confiabilidade do fornecimento. A modelagem foi realizada no *software Alternative Transients Program (ATP)*, possibilitando calcular a regulação de tensão, o rendimento e as perdas da linha, além de analisar as correntes de curto-circuito e o comportamento das tensões de sequência positiva, negativa e zero. Os resultados indicam que a configuração adotada atende aos limites normativos, com perdas adicionais nos cabos para-raios inferiores ao percentual máximo permitido em relação às perdas nos condutores de fase. O estudo demonstra que a simulação computacional é uma ferramenta essencial no projeto de linhas de transmissão, contribuindo para o dimensionamento adequado dos cabos, a redução de riscos operacionais e o aumento da confiabilidade e eficiência do sistema, resultando em maior segurança operacional.

Palavras-chave: Linha de transmissão. Simulação computacional. Dimensionamento de cabos. Fenômenos eletromagnéticos. ATP.

ABSTRACT

With the expansion of the Brazilian electric power sector, transmission lines play a central role in integrating the National Interconnected System (SIN) and ensuring a safe and reliable energy supply. This study analyzes a fictitious 500 kV, 180 km overhead transmission line, emphasizing the evaluation of shield-wire performance under electromagnetic phenomena such as voltage drop, short-circuit conditions, voltage unbalance, and Joule-effect losses, which may affect supply quality and reliability. The modeling was carried out using the Alternative Transients Program (ATP), enabling the calculation of voltage regulation, line efficiency, and losses, as well as the analysis of short-circuit currents and the behavior of positive, negative, and zero-sequence voltages. The results indicate that the adopted configuration complies with regulatory limits, with additional losses in the shield wires remaining below the maximum allowable percentage relative to the losses in the phase conductors. Overall, the study demonstrates that computational simulation is an essential tool in transmission line design, contributing to proper conductor sizing, reduced operational risks, increased system reliability and efficiency, and improved operational security.

Keywords: Transmission line. Computational simulation. Conductor sizing. Electromagnetic phenomena. ATP.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional – SIN | 17 |
| Figura 2 – Exemplos de torres: (a) autoportante; (b) estaiada | 19 |
| Figura 3 - Torre de suspensão LT 138 kV | 20 |
| Figura 4 - Torre de ancoragem LT 138 kV | 21 |
| Figura 5 - Disposição dos condutores nas estruturas: (a) Triangular; (b) Vertical; (c) Horizontal..... | 21 |
| Figura 6 - Esquema de transposição de linha de transmissão trifásica com três trechos | 24 |
| Figura 7 - Esquema de transposição de linha de transmissão trifásica com quatro trechos | 25 |
| Figura 8 - Disposição dos para-raios em uma estrutura de transmissão | 28 |
| Figura 9 - Biblioteca de componentes no ATPDraw | 32 |
| Figura 10 - <i>Standard Data</i> (LCC) | 33 |
| Figura 11 - <i>System type</i> (LCC)..... | 34 |
| Figura 12 - Página de dados | 35 |
| Figura 13 – Extensões em metros da torre utilizada no estudo..... | 39 |
| Figura 14 - Distribuição dos para-raios na linha para análise | 40 |
| Figura 15 - Configuração geométrica da torre no trecho 1 com CAA Dotterel e OPGW 15,6 mm..... | 41 |
| Figura 16 - Saída do Line Check do ATP..... | 42 |
| Figura 17 - Transposição de fases em quatro trechos | 46 |
| Figura 18 - Desequilíbrio de tensão a vazio | 47 |
| Figura 19 - Desequilíbrio de tensão com carga..... | 47 |
| Figura 20 - Curto-circuito próximo a subestação..... | 49 |
| Figura 21 - Curto-circuito após a troca dos cabos para-raios..... | 50 |
| Figura 22 - Corrente nos para-raios | 51 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 1 – Classe de tensão padrão adotados no Brasil | 16 |
| Tabela 2 – Classificação das linhas de transmissão | 17 |
| Tabela 3 - Coeficientes de variação da resistência elétrica com a temperatura | 36 |
| Tabela 4 - Dados do Cabo Condutor..... | 39 |
| Tabela 5 - Dados dos Cabos Para-raios | 41 |
| Tabela 6 - Capacidade de corrente dos cabos para-raios do barramento | 50 |
| Tabela 7 - Capacidade de corrente dos cabos para-raios após a troca de cabos..... | 51 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|---------|---|
| ACCR | <i>Aluminum Conductor Composite Reinforced</i> (Condutor de alumínio com núcleo reforçado em compósito) |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| ATP | <i>Alternative Transients Program</i> (Programa Alternativo de Transitórios) |
| CA | Cabo de Alumínio |
| CAA | Cabo de Alumínio com Alma de Aço |
| CAC | Cabo de Alumínio com núcleo Composto |
| CAL | Cabo de Liga de Alumínio |
| CALA | Cabo de Alumínio com Alma de Liga de Alumínio |
| DIT | Demais Instalações da Transmissão |
| EHS | <i>Extra High Strength</i> (Resistência Extra Alta) |
| EMTP | <i>Electromagnetic Transients Program</i> (Programa de Transitórios Eletromagnéticos) |
| IEC | <i>International Electrotechnical Commission</i> (Comissão Eletrotécnica Internacional) |
| LCC | <i>Line Constants Calculation</i> (Cálculo das constantes de linha) |
| LT | Linha de Transmissão |
| ONS | Operador Nacional do Sistema Elétrico |
| OPGW | <i>Optical Ground Wire</i> (Cabo para-raios óptico) |
| MME | Ministério de Minas e Energia |
| Prodist | Procedimento de Distribuição |
| SEB | Sistema Elétrico Brasileiro |
| SI | Sistema Internacional de Unidades |
| SIN | Sistema Interligado Nacional |

SUMÁRIO

| | | |
|------------|---|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 11 |
| 1.1 | Justificativa | 12 |
| 1.2 | Definição do Problema | 13 |
| 1.3 | Objetivo Geral | 14 |
| 1.4 | Objetivos Específicos | 14 |
| 1.5 | Estrutura do Trabalho | 14 |
| 2 | CARACTERÍSTICAS E MODELAGEM DE LINHAS DE TRANSMISSÃO | 16 |
| 2.1 | Modelos de linhas de transmissão | 17 |
| 2.2 | Estruturas em linhas de transmissão | 18 |
| 2.3 | Cabos condutores | 22 |
| 2.3.1 | Desequilíbrio de tensão | 23 |
| 2.3.2 | Queda de tensão e perdas por efeito Joule | 25 |
| 2.4 | Sistemas de proteção: Para-raios | 28 |
| 2.4.1 | Curto-circuito | 29 |
| 2.4.2 | Perdas por efeito Joule | 30 |
| 3 | FERRAMENTA DE SIMULAÇÃO ELETROMAGNÉTICA | 31 |
| 3.1 | Parâmetros Padrão (Standard Data) | 33 |
| 3.2 | Tipo de Sistema (System Type) | 33 |
| 3.3 | Dados da Linha (Line/Cable Data) | 34 |
| 3.4 | Geração e Validação do Modelo LCC | 36 |
| 4 | ESTUDO DE CASO | 38 |
| 4.1 | Queda de Tensão | 42 |
| 4.2 | Desequilíbrio de Tensão | 46 |
| 4.3 | Curto-circuito | 48 |
| 4.3.1 | Curto-Circuito próximo a subestação | 48 |
| 4.3.2 | Curto-Circuito após a troca dos cabos para-raios | 50 |
| 4.4 | Perda percentual por efeito Joule | 51 |
| 5 | CONSIDERAÇÕES FINAIS | 54 |
| 5.1 | Sugestões para trabalhos futuros | 55 |
| | REFERÊNCIAS | 57 |

1 INTRODUÇÃO

Além de proporcionar maior conforto à população, a energia elétrica é essencial para a sociedade moderna, pois possibilita o aumento da produção de bens e serviços em diversos setores da economia (Finkler *et al.*, 2016). O sistema de energia elétrica é composto por três subsistemas principais: geração, transmissão e distribuição. As Linhas de Transmissão (LT) são responsáveis por conectar as usinas geradoras às redes de distribuição e também interligar diferentes sistemas de energia. Já a rede de distribuição tem a função de levar a energia até as cargas localizadas em uma determinada região (Espinoza, 2011).

Nas últimas décadas, o crescimento econômico e populacional tem exigido grandes investimentos no setor elétrico, especialmente na ampliação de parques geradores e a construção de linhas de transmissão para atender à demanda. Nesse contexto, considerando que o Brasil ocupa quase metade da extensão territorial da América Latina, grande parte da geração de energia elétrica está localizada distante dos centros de carga, o que resulta em um sistema complexo, com linhas de longa extensão para interligar esses pontos (Vieira, 2019). Para atender a demanda energética em todo o território, o país conta com o Sistema Interligado Nacional (SIN), que permite o intercâmbio de energia entre diferentes regiões (Fernandes, 2023).

O Sistema Interligado Nacional é constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. A interconexão dos sistemas elétricos, por meio da malha de transmissão, propicia a transferência de energia entre subsistemas, permite a obtenção de ganhos sinérgicos e explora a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias. A integração dos recursos de geração e transmissão permite o atendimento ao mercado com segurança e economicidade (ONS, 2025a).

Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME, 2024), o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) recebeu 4,4 mil quilômetros de novas linhas de transmissão, totalizando 189,6 mil quilômetros em operação e aumentou em 19,2 mil MVA a capacidade instalada. Essas linhas aumentaram o intercâmbio entre os subsistemas do SIN, permitindo maior escoamento de energia renovável. Para 2025, o MME projeta a implementação de 1,5 mil quilômetros adicionais e 7,9 mil MVA em capacidade de transformação, contribuindo com a integração regional, desenvolvimento econômico e melhoria da qualidade de vida da população.

Devido à importância das linhas de transmissão no fornecimento de energia aos distribuidores, é fundamental a realização de análises detalhadas na elaboração de projetos, com objetivo de antecipar problemas, tornando o sistema mais eficiente. Estudos nesta área são necessários para garantir a qualidade na transmissão e o desenvolvimento do sistema de transmissão no Brasil (Santos; Oliveira, 2023).

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2022a), através do Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede, indica simuladores para facilitar a modelagem e a análise dos resultados nos estudos elétricos. Dentre os *softwares*, o *Alternative Transients Program* (ATP) é indicado para realizar as análises de transitórios eletromagnéticos em linhas de transmissão.

1.1 Justificativa

O projeto de um sistema de transmissão envolve o equilíbrio entre o custo, desempenho elétrico, mecânico e civil, além de cuidados com o meio ambiente, o que torna difícil atingir todos esses objetivos sem elevar muito os custos. Entender corretamente os fenômenos eletromagnéticos permite ao engenheiro adotar procedimentos que melhorem o desempenho do sistema, seja na construção de novas linhas ou na otimização das existentes (Bittencourt, 2021).

Os estudos dos fenômenos eletromagnéticos possuem grande relevância, uma vez que permitem definir a proteção adequada e componentes adequados diante das características da linha de transmissão (Perin; Couto, 2015). Simular esses efeitos possibilita a análise detalhada dos parâmetros das linhas, assegurando que os critérios respeitem os percentuais máximos estipulados pelas normas.

A simulação computacional surge como uma ferramenta fundamental para minimizar riscos e garantir o atendimento às normas técnicas e a qualidade operacional. Nesse contexto, é possível destacar que a correta verificação dos condutores e dos cabos para-raios está diretamente relacionada ao desempenho e a confiabilidade da LT. Para auxiliar no processo de definição dos cabos segundo as normas, programas como o ATP são utilizados para simular e verificar os atendimentos dos critérios necessários.

1.2 Definição do Problema

Conforme estabelecido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2022), o SIN é composto pela Rede Básica, regulada pela ANEEL e coordenada pelo ONS, as quais operaram em tensão igual ou superior a 230 kV. Já as Demais Instalações de Transmissão (DIT), também regulada pela ANEEL, geralmente operam em tensões inferiores a 230 kV, destinadas a usos exclusivos em sua maioria de uso privado. Essa diferença entre as instalações, assim como em sua coordenação, reforça a necessidade de critérios de projeto que garantam a confiabilidade do sistema, em ambas instalações, frente aos fenômenos aos quais as linhas de transmissão estão expostas.

O sistema de energia está sujeito a danos causados por fenômenos de natureza mecânica, como ventos, vibrações e impactos, que podem provocar rompimento de cabos e interrupções no fornecimento de energia, bem como por fenômenos elétricos, como raios e curtos-circuitos decorrentes de vegetação, falhas em equipamentos. O projeto de um sistema capaz de resistir a todos esses fenômenos de forma totalmente robusta implicaria custos elevados. Dessa forma, é necessária a adoção de critérios de projeto que assegurem um equilíbrio entre o custo de implantação e manutenção e a confiabilidade do sistema (Espinoza, 2011).

As principais causas de curtos-circuitos, sobrecargas, sub ou sobretensões no sistema elétrico são as descargas atmosféricas e as falhas em componentes ou equipamentos, sendo esses fatores os principais responsáveis pelas interrupções que ocorrem em linhas de transmissão ou distribuição (Silva, 2020). Um projeto mau dimensionado pode acarretar perdas na transmissão e aumentar o risco de falhas operacionais, comprometendo a eficiência e a confiabilidade do sistema elétrico. Segundo Faria Junior e Belati (2024, p.34), as perdas são definidas como “as principais causas de ineficiência em sistemas elétricos, especialmente em linhas de transmissão e distribuição.”

Análises com falhas no dimensionamento de cabos, seja pelo uso de parâmetros incorretos ou por simplificações, podem resultar em projetos inadequados. Isso afeta diretamente a segurança operacional e podem gerar custos adicionais ao empreendimento, evidenciando a necessidade de rigor técnico na definição dos critérios e na validação dos parâmetros adotados.

1.3 Objetivo Geral

Demonstrar o processo do dimensionamento dos cabos condutores e para-raios de uma linha de transmissão por meio da simulação de um estudo de caso no *software* ATP, verificando o atendimento aos critérios técnicos e normativos.

1.4 Objetivos Específicos

Para detalhar as etapas do estudo, o objetivo geral é subdividido em objetivos específicos, sendo eles:

- a) apresentar as normas técnicas e critérios regulatórios aplicados no dimensionamento de cabos em linhas de transmissão;
- b) demonstrar a modelagem de uma linha de transmissão no *software* ATP para análise eletromagnética;
- c) realizar simulações dos principais fenômenos que afetam as linhas de transmissão;
- d) validar o dimensionamento dos cabos com base nos resultados obtidos.

1.5 Estrutura do Trabalho

O primeiro capítulo apresenta a introdução do trabalho, incluindo a justificativa da pesquisa, a definição clara do problema investigado e os objetivos gerais e específicos que se pretende alcançar.

O segundo capítulo aborda a fundamentação teórica, onde são apresentados os conceitos relacionados às linhas de transmissão, abrangendo as estruturas utilizadas na transmissão, os cabos condutores, para-raios e os fenômenos eletromagnéticos envolvidos.

O terceiro capítulo aborda o *software* ATP, apresentando seu funcionamento, estrutura e funcionalidades, as quais foram empregadas na modelagem e simulação dos fenômenos analisados ao longo do estudo.

O quarto capítulo apresenta o estudo de caso, demonstrando a metodologia aplicada na elaboração das simulações em uma linha de transmissão

fictícia. São detalhadas as etapas de definição do cabo condutor e para-raios elaboradas no *software*, cálculo das perdas elétricas, análise do desequilíbrio de tensão e avaliação das condições de curto-circuito, permitindo a verificação do dimensionamento dos componentes e a confiabilidade do sistema elétrico.

Por fim, o quinto capítulo apresenta as considerações finais do estudo, destacando os principais resultados obtidos e as limitações identificadas no desempenho da linha de transmissão, além de apresentar ideias para trabalhos futuros.

2 CARACTERÍSTICAS E MODELAGEM DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

As linhas de transmissão podem ser classificadas em subterrânea, subaquática ou aérea, sendo a última a mais empregada devido ao uso de condutores nus e aos menores custos de implantação em comparação às demais modalidades (Menezes, 2015).

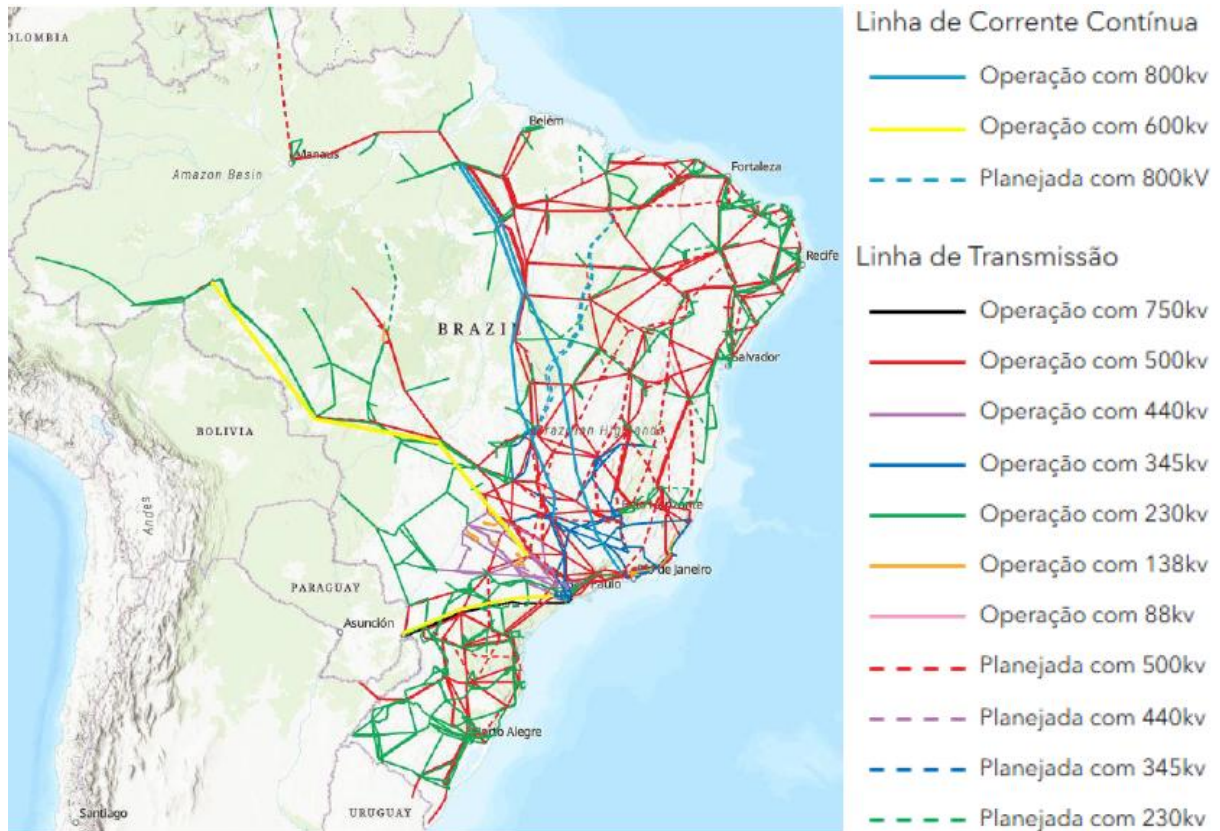
Com a divisão do setor elétrico brasileiro em regiões distintas, surgiu a dificuldade na padronização entre as tensões utilizadas nas transmissões, limitando as soluções de expansão das conexões entre regiões. A partir desta dificuldade, foi adotado um padrão de tensão para as linhas de alta tensão (Menezes, 2015). Na Tabela 1 são apresentadas as tensões máximas operativas das linhas de transmissão aéreas da Rede Básica no Brasil.

| Classe de tensão [kV] | Tensão máxima operativa [kV] |
|------------------------------|-------------------------------------|
| 230 | 242 |
| 345 | 362 |
| 440 | 460 |
| 500 e 525 | 550 |
| 765 | 800 |

Fonte: Adaptado de ONS (2022b).

De acordo com o ONS (2025b), o consumo de energia nos sistemas isolados representando menos de 1% da carga total do país. Essas áreas estão concentradas principalmente na região Norte, em estados como Amazonas, Pará, Acre, Rondônia, Roraima e Amapá, além de algumas localidades em Mato Grosso e a ilha de Fernando de Noronha (PE). O fornecimento de energia é feito, em sua maioria, por usinas termelétricas a óleo diesel. Já o restante da carga, integrado ao SIN, representa o sistema elétrico brasileiro conectado à rede, conforme na Figura 1.

Figura 1 – Diagrama do Sistema Interligado Nacional – SIN



Fonte: ONS (2025c).

2.1 Modelos de linhas de transmissão

Segundo Stevenson (1986), o comprimento de uma linha de transmissão pode ser classificado como curta, média e longa, conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 – Classificação das linhas de transmissão

| Tipo da linha | Comprimento da Linha |
|---------------|--|
| Curta | $L < 80 \text{ km}$ |
| Média | $80 \text{ km} \leq L \leq 240 \text{ km}$ |
| Longa | $L > 240 \text{ km}$ |

Fonte: Adaptado de Stevenson (1986).

A representação de linhas de transmissão através da modelagem de parâmetros elétricos como resistência, indutância, capacitância e condutância é essencial para simulações, pois torna possível avaliar o comportamento da linha frente a variações de carga e distúrbios no sistema (Mauser; McDermott, 1986).

Esses parâmetros caracterizam os fenômenos eletromagnéticos nos cabos condutores de uma linha de transmissão. A resistência representa as perdas dos condutores por efeito Joule, a reatância indutiva o campo magnético produzido pela corrente no condutor, a condutância representa as perdas, geralmente desprezíveis em linhas aéreas, por corrente de fuga, e a susceptância capacitiva corresponde ao campo elétrico formado entre os condutores (Moraes, 2025).

No *software* ATP, a modelagem de linhas de transmissão pode ser realizada pelo método do circuito π (π) nominal. Neste modelo de parâmetros concentrados, a linha é representada em cascata e seus valores totais dos parâmetros são obtidos multiplicando-os pelo comprimento total da linha (Monteiro, 2004).

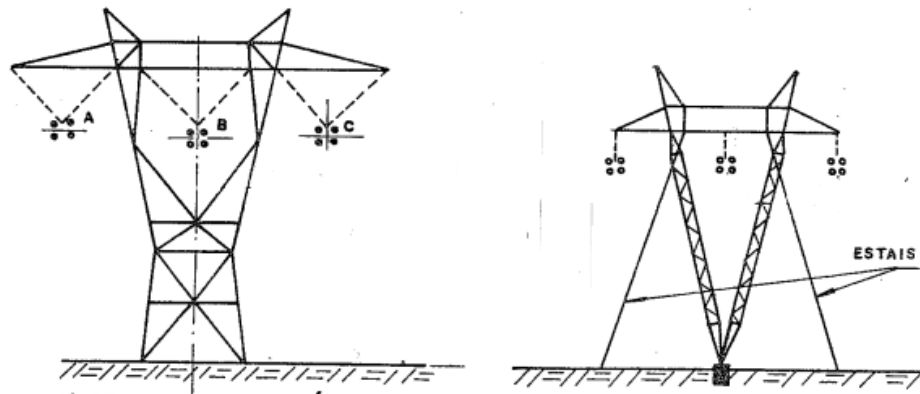
2.2 Estruturas em linhas de transmissão

As estruturas de uma linha de transmissão são os elementos responsáveis por suportar mecanicamente os esforços exercidos pelos isoladores e sustentar os cabos condutores, que realizam o transporte de energia entre os pontos de geração e de consumo. Além disso, a estrutura é o componente mais visível em um sistema de transmissão elétrica (Moura; Moura; Rocha, 2019).

Segundo Chitacumula (2024), os materiais empregados na fabricação de torres de transmissão podem ser madeira, concreto armado e metais, onde cada material possui seu uso específico. A madeira, valorizada pela leveza, é indicada para estruturas menores com ambientes e condições mecânicas menos agressivos, as estruturas de concreto otimizam o tempo de construção, porém apresentam desvantagens como peso elevado e fragilidade. As estruturas metálicas, como os aços galvanizado e ligas de alumínio, possuem alta resistência mecânica e à corrosão, leves e de custo mais acessíveis, sendo utilizados em torres de grandes dimensões.

As estruturas podem ser classificadas também quanto referente aos seus esforços, denominadas de autoportantes e estaiadas. As torres autoportantes transmitem todos os esforços diretamente às fundações, já as estaiadas utilizam estais para absorver os esforços horizontais enquanto a estrutura suporta os esforços verticais (Torres, 2021). A representação das estruturas autoportante e estaiada é apresentada na Figura 2.

Figura 2 – Exemplos de torres: (a) autoportante; (b) estaiada



Fonte: Adaptado de Fuchs (1977).

As estruturas podem ser classificadas também segundo a função da estrutura, sendo elas (Chitacumula, 2024):

- a) estruturas de suspensão, utilizadas em trechos retos ou com pequenos ângulos, suportam cargas mecânicas menores;
- b) estruturas de ancoragem, utilizadas para mudanças de direção, finais de linhas ou onde necessitam de maior esforço mecânico na linha;
- c) estruturas de transposição, responsáveis pela transposição das fases ajudando a reduzir interferências eletromagnéticas e o desequilíbrio de tensão.

Segundo Chitacumula (2024), “torres de suspensão são mais favoráveis no contexto financeiro, então, em projetos de LT tenta-se ao máximo possível obter-se sucessivas torres de suspensão”. A Figura 3 apresenta uma torre de suspensão de circuito duplo da LT 138 kV Biguaçu - Morro Boi.

Figura 3 - Torre de suspensão LT 138 kV



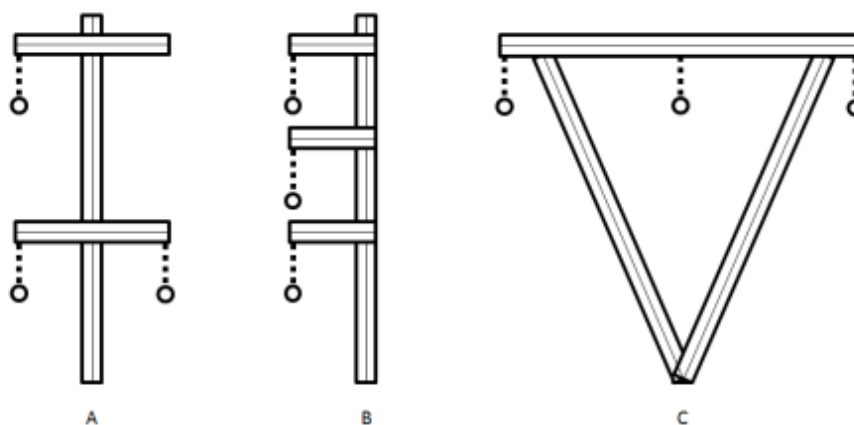
Fonte: Chitacumula (2024).

As torres de ancoragem, utilizadas tanto durante a linha em mudanças de traçado quanto no início e no fim das linhas de transmissão, possui a função de manter os cabos esticados. Por suportarem forças longitudinais são estruturas robustas e pesadas, projetadas para resistir a grandes esforços mecânicos (Mendes, 2020). A Figura 4 apresenta uma torre de ancoragem de circuito duplo da LT 138 kV Biguaçu - Morro Boi.

Figura 4 - Torre de ancoragem LT 138 kV

Fonte: Chitacumula (2024).

As estruturas podem ser classificadas também pela geometria da linha de transmissão, associada à disposição dos condutores de cada fase em configurações como triangular, vertical ou horizontal. Essas configurações, conforme apresentado na Figura 5, impacta diretamente no desempenho e eficiência elétrica da LT, bem como atender as necessidades do projeto (Santos; Oliveira, 2023).

Figura 5 - Disposição dos condutores nas estruturas: (a) Triangular; (b) Vertical; (c) Horizontal

Fonte: Santos e Oliveira (2023).

2.3 Cabos condutores

Segundo Fuchs (1977) os cabos condutores são elementos ativos nas linhas de transmissão e sua escolha deve ser adequada é de fundamental importância para o funcionamento do sistema. Para isso, devem possuir alta condutividade elétrica para minimizar as perdas por efeito Joule, boa resistência mecânica e baixo peso para absorver esforços mecânicos.

A escolha do condutor é uma decisão técnica importante em um projeto, pois afeta diretamente no dimensionamento das torres, fundações, nos isolamentos, nos cálculos de esforços do cabo nas estruturas. Em linhas de alta demanda, um único condutor pode não satisfazer, diante disto, a utilização de mais de um condutor por fase é utilizado como solução para evitar diâmetros excessivos, já que conseqüentemente aumentam custo final do empreendimento (Menezes, 2015).

O dimensionamento de um projeto de linha de transmissão deve equilibrar tanto as exigências técnicas quanto as limitações mecânicas das estruturas e cabos, visando sempre o menor custo. Os critérios técnicos que devem ser avaliados são a capacidade de transmissão do condutor, parâmetros elétricos como resistência, reatância, e a capacidade de condução de corrente do cabo. Além disso, aspectos ambientais como temperatura, velocidade do vento e pressão atmosférica exercem também influência direta no desempenho térmico e mecânico dos condutores (Campos, 2022).

Alguns tipos de cabos utilizados em Linhas de Transmissão aéreas são (Labegalini *et al.*, 1992):

- a) cabo de alumínio (CA), composto por vários fios de alumínio encordoados;
- b) cabo de alumínio com alma de aço (CAA), composto por um núcleo central de aço, resultando uma alta resistência mecânica;
- c) cabo de liga de alumínio (CAL), composto por fios de ligas de alumínio de alta resistência, proporcionando boa relação entre peso e carga de ruptura, permitindo menores flechas, embora apresente maior resistência elétrica;

d) cabo de alumínio com alma de liga de alumínio (CALA), possui núcleo de liga de alumínio para reforço mecânico, resultando em relação entre peso e carga de ruptura superior ao cabo CAA.

Novos tipos de condutores vêm sendo desenvolvidos com o objetivo de aumentar a capacidade de transmissão e reduzir a flecha nas linhas aéreas, entre eles, o cabo de alumínio com núcleo composto (CAC). De acordo com a Condu spar (2025), esse cabo possui núcleo formado por fibras de carbono e vidro envolvidas em resina epóxi de alta temperatura, o que lhe confere alta resistência mecânica, menor dilatação térmica e maior capacidade de condução de corrente.

Outro condutor é o *Aluminum Conductor Composite Reinforced (ACCR)*, que utiliza um núcleo composto metálico formado por fios de liga alumínio-zircônio. Segundo a 3M (2025), o cabo possui elevada capacidade térmica de operação e a baixa dilatação térmica, reduzindo a flecha e possibilitam a transmissão de maior potência em condições de temperatura elevada.

2.3.1 Desequilíbrio de tensão

Segundo Fonseca Filho (2025), a teoria das componentes simétricas, desenvolvida por Fortescue, viabiliza a representação de um sistema trifásico desequilibrado pela decomposição em três sistemas equilibrados: de sequência positiva, negativa e zero. O sistema de sequência positiva representa o comportamento ideal do circuito, com tensões equilibradas e defasadas de 120° . O de sequência negativa possui a mesma magnitude, mas ordem de fases inversa. Já o de sequência zero surge em desequilíbrios, associado a curtos-circuitos fase-terra e correntes de neutro.

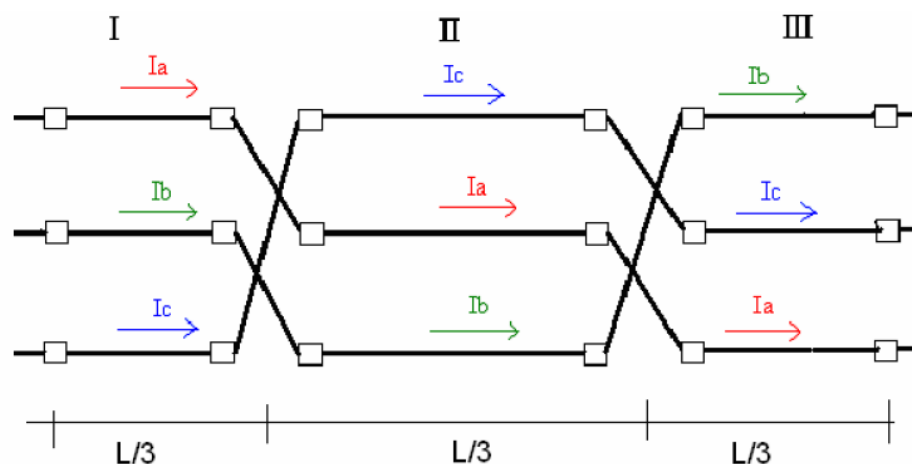
Desequilíbrio de tensão, ou desequilíbrio de fase, é a condição em que as tensões trifásicas diferem em amplitude, podendo ser avaliada pela relação entre os componentes de sequência negativa ou zero e o componente de sequência positiva. Esse fenômeno pode ocorrer devido a cargas monofásicas em circuitos trifásicos ou falhas em componentes, como fusíveis queimados em bancos de capacitores trifásicos (Dugan *et al.*, 2002).

O desequilíbrio de tensão nos condutores impacta diretamente o fornecimento de energia e ocorre devido a alteração nos padrões de sistemas trifásicos, na amplitude ou ângulo de fases, ou em ambos. O desequilíbrio provoca o aumento das perdas elétricas nas linhas de transmissão e sua correção traz benefícios operacionais e econômicos. Além disso, o desbalanceamento das tensões pode ocasionar desligamentos de linhas por atuação de relés de proteção (Mansur; Lopes, 2022).

O Operador Nacional do Sistema Elétrico, através do Submódulo 2.7 dos Procedimentos de Rede, determina que uma linha com comprimento superior a 100 km deve conter, no mínimo, um ciclo completo de transposições de fases. Para comprimentos iguais ou inferiores, em casos que os desequilíbrios de tensão nas sequências negativa ou zero ultrapassem 1,5% com o sistema a vazio ou em plena carga, deve conter também um ciclo completo de transposição de fases (ONS, 2022b).

A transposição de uma linha de transmissão consiste em dividir a linha em três trechos de igual comprimento e alternar a posição dos condutores ao final de cada trecho, de forma que cada fase percorra todas as posições das estruturas ao longo de um terço do comprimento da linha. Essa prática é adotada para equilibrar as impedâncias e admitâncias entre as fases, reduzindo os desequilíbrios de tensões e correntes que ocorrem naturalmente devido às diferenças entre os elementos das matrizes (Pinheiro, 2005). A Figura 6 apresenta o esquema de transposição de fases com três trechos.

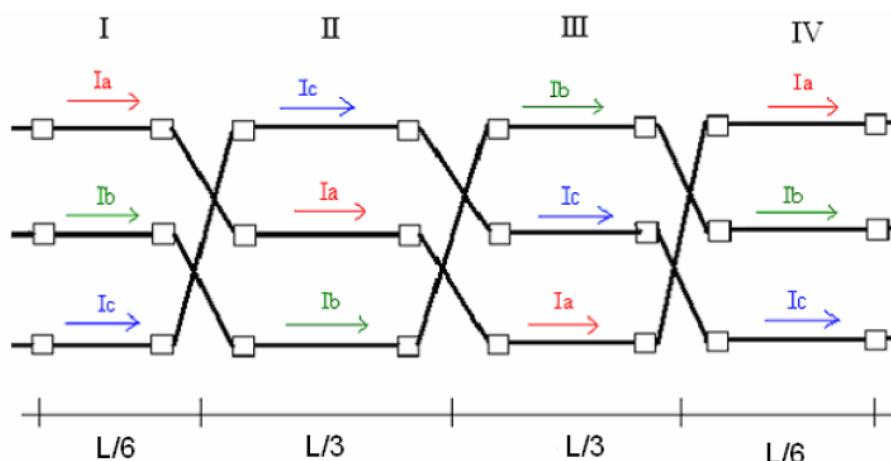
Figura 6 - Esquema de transposição de linha de transmissão trifásica com três trechos



Fonte: Pinheiro (2005).

De acordo com Pinheiro (2005), o esquema de transposição formado por quatro trechos, apresentado na Figura 7, também promove a equalização dos parâmetros elétricos entre as fases, sendo o mais empregado na prática. Além disso, esse arranjo apresenta a vantagem de manter o mesmo posicionamento de fase nas subestações de origem e de destino, o que simplifica o faseamento e a operação do sistema.

Figura 7 - Esquema de transposição de linha de transmissão trifásica com quatro trechos



Fonte: Pinheiro (2005).

2.3.2 Queda de tensão e perdas por efeito Joule

O Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Rede do ONS (2022a) define os níveis de tensão mínimos e máximos de operação em regime permanente que as linhas de transmissão devem permanecer em cada nível de tensão. Esses valores servem como referência para avaliar a regulação de tensão ao longo da linha de transmissão analisada.

As linhas de transmissão devem, portanto, operar dentro desses limites de tensão para assegurar a estabilidade e a qualidade do fornecimento de energia elétrica ao longo das interligações do sistema. A queda de tensão ocorre devido o fluxo de corrente através da impedância da linha, composta pelas parcelas resistiva e reativa. Parte da energia transmitida é dissipada na forma de calor devido às perdas associadas ao efeito Joule (Santos, 2013).

O efeito Joule corresponde a dissipação de energia térmica causada pela resistência dos materiais dos cabos durante a passagem de corrente elétrica. Quanto

maior o valor da corrente, maior será a quantidade de energia convertida em calor (Ferreira, 2017).

Os dados característicos da linha, juntamente com os resultados obtidos na simulação no *software* ATP, são utilizados para o cálculo dos parâmetros que influenciam o comportamento da LT. O cálculo da impedância série da linha, apresentada na Equação 1 (Moura; Moura; Rocha, 2019):

$$Z = (R + jX) * l \quad (1)$$

Onde:

Z: impedância série (Ω/km);

R: resistência série (Ω/km);

X: reatância série (Ω / km);

l: comprimento da linha de transmissão (km).

O segundo parâmetro calculado resulta na admitância paralela da linha, apresentada na Equação 2 (Moura; Moura; Rocha, 2019):

$$Y = (G + jB) * l \quad (2)$$

Onde:

Y: admitância paralela (S/km);

G: condutância paralela (S/km);

B: susceptância paralela (S/km);

l: comprimento da linha de transmissão (km).

As constantes do quadripolo que representa a linha de transmissão, A, B, C e D, relacionam as tensões e correntes do terminal emissor e receptor da linha. Para o modelo de linha média, elas são definidas em função do comprimento total da LT, conforme as equações 3, 4 e 5 (Moura; Moura; Rocha, 2019):

$$A = D = 1 + \frac{Z * Y}{2} \quad (3)$$

$$B = Z \quad (4)$$

$$C = Y * \left(1 + \frac{Z * Y}{4}\right) \quad (5)$$

Os cálculos de desempenho da linha de transmissão partem das condições conhecidas no terminal receptor. A tensão de fase no receptor é adotada como referência angular, sendo expressa pela Equação 6 e a corrente de fase no receptor é determinada a partir da potência aparente, conforme a Equação 7 (Moura; Moura; Rocha, 2019):

$$V_r = V_{lr} / \sqrt{3} \angle 0^\circ \quad (6)$$

$$I_r = (S_r / 3 * V_r) * \angle - \arccos (FP) \quad (7)$$

Onde:

V_r : tensão de fase no receptor (kV);

V_{lr} : tensão de linha nominal (kV);

I_r : corrente de fase no receptor (A);

S_r : potência aparente trifásica complexa da carga (MVA);

FP : fator de potência da carga.

Com as constantes A, B, C e D e as condições da carga, determina-se a tensão e a corrente do emissor da linha usando a matriz de transmissão apresentada na equação 8. A partir dos valores calculados, determina-se a potência aparente no terminal emissor pela Equação 9 (Moura; Moura; Rocha, 2019):

$$\begin{bmatrix} V_s \\ I_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_r \\ I_r \end{bmatrix} \quad (8)$$

$$S_s = 3 * V_s * I_s^* \quad (9)$$

Onde:

V_s : tensão de fase no emissor (kV);

I_s : corrente de fase no emissor (A);

S_s : potência aparente do emissor (MVA)

A potência ativa corresponde à parte real da potência aparente tanto no terminal transmissor quanto no terminal receptor. Com base nesses valores, as perdas

por efeito Joule, o rendimento e a regulação de tensão da linha de transmissão são calculados conforme as Equações 10, 11 e 12 (Moura; Moura; Rocha, 2019):

$$Pl = P_s - P_r \quad (10)$$

$$n = \frac{P_r}{P_s} * 100 \quad (11)$$

$$VR = \frac{V_{S/A} - V_r}{V_r} * 100 \quad (12)$$

Onde:

Pl : perdas da linha (MVA);

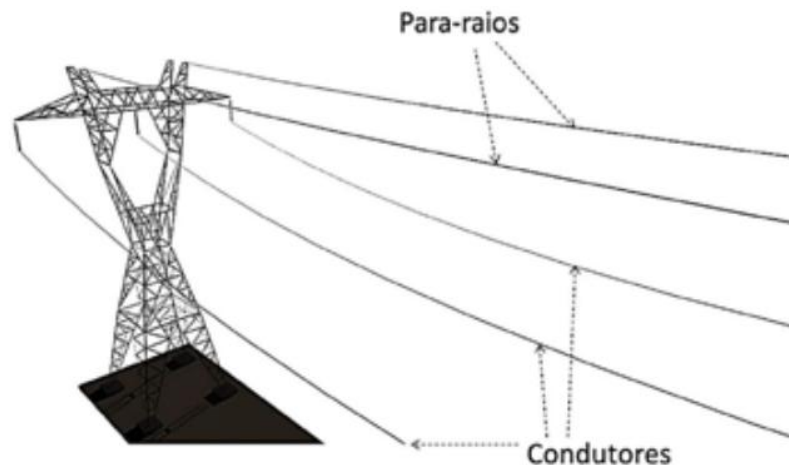
n : rendimento (%);

VR : regulação de tensão (%).

2.4 Sistemas de proteção: Para-raios

O cabo para-raios, posicionado no topo das torres de transmissão, possui a função de proteger os cabos energizados da linha contra descargas atmosféricas. O cabo deve atuar como caminho para descargas elétricas atingirem o solo, para reduzir as chances de desligamento de linhas, logo, evitando a interrupção de fornecimento de energia elétrica para subestações (Elias, 2015). A Figura 8 apresenta a disposição dos cabos para-raios em uma estrutura de transmissão, posicionados acima dos condutores.

Figura 8 - Disposição dos para-raios em uma estrutura de transmissão



Fonte: Moura, Moura e Rocha (2019).

Os cabos para-raios são estruturas de cabos normalmente com diâmetros menores que os usados nos cabos condutores. No seu dimensionamento, três fatores possuem relevância: o material a ser usado, o método de aterramento e o seu posicionamento na estrutura (Melo, 2016).

De acordo com Moura, Moura e Rocha (2019), os principais tipos de cabos de guarda, classificados pelo material, são:

- a) aço galvanizado: solução de sete fios em diferentes classes de resistência;
- b) cabos bimetálicos (*copperweld* e *alumoweld*): compostos por um núcleo de aço com revestimento de cobre ou alumínio, respectivamente, apresentam maior resistência mecânica e vida útil, porém com custo mais elevado;
- c) CAA: alta resistência mecânica, empregados também como condutores de fase.

Além dos cabos destinados exclusivamente à proteção, o cabo *Optical Ground Wire* (OPGW) veio como uma solução multifuncional. Conhecido como cabo de guarda com fibra óptica, esse componente desempenha dupla função, atuando como para-raios e, simultaneamente, abrigando em seu núcleo fibras ópticas responsáveis pela transmissão de dados em alta velocidade (Borduchi; Durão; Santos, 2013).

2.4.1 Curto-circuito

Segundo Cunha (2020), o curto-circuito pode ser definido como “uma alteração abrupta num sistema elétrico de energia”, provocada por um caminho de baixa impedância entre dois pontos. Em linhas aéreas, essa condição pode ser ocasionada por sobretensões devido a descargas atmosféricas ou pela atuação de fatores externos, como galhos de árvores, aves, além da ruptura de condutores, isoladores ou estruturas de apoio.

Para dimensionar adequadamente os cabos para-raios, é fundamental calcular como as correntes de curto-circuito se distribuem pela linha de transmissão é fundamental. A magnitude da corrente de curto não se mantém constante durante toda

a extensão da linha, sendo geralmente mais elevadas em trechos próximos às subestações, visto que impedância equivalente entre a fonte e o ponto de falta é menor. Dessa forma, simular as distribuições dessas correntes é essencial para evitar o dimensionamento excessivo dos componentes, buscando a economia na implantação do sistema (Picardi, 2012).

O dimensionamento adequado dos cabos para-raios é uma etapa que influencia diretamente nos custos do empreendimento, tanto pelo valor do cabo quanto pela necessidade de adequação das estruturas para suportar o peso e as trações aplicadas. A utilização de ferramentas computacionais nesse processo possibilita maior precisão nos resultados e é geralmente realizado com base na análise das correntes de curto-circuito de faltas monofásicas, onde a corrente se divide entre o aterramento da torre e os próprios cabos para-raios (Garcêz; Monteiro; Borges, 2023).

De acordo com o ONS (2022b), os cabos para-raios e as cadeias de isoladores devem suportar pelo tempo equivalente ao acionamento da proteção “a circulação da corrente associada à ocorrência de curto-circuito monofásico franco em qualquer estrutura”.

2.4.2 Perdas por efeito Joule

As perdas em cabos para-raios das linhas de transmissão ocorrem devido à indução de correntes provocada pelos campos elétricos e magnéticos gerados pelos condutores de fase. Essas perdas podem afetar o desempenho da linha, sendo fundamental que sejam avaliadas durante o projeto, de modo a definir cabos que reduzam seu efeito (Silva; Bezerra, 2020).

A ANEEL estabelece que as perdas por efeito joule nos cabos para-raios em uma linha de transmissão devem corresponder, no máximo, a 5% das perdas nos cabos condutores. Para verificação desse critério e garantir o dimensionamento adequado dos componentes, é realizado a verificação desses fenômenos de indução por meio da análise das correntes induzidas nos cabos para-raios, utilizando ferramentas computacionais apropriadas, como o *software* ATP (Picardi, 2012).

3 FERRAMENTA DE SIMULAÇÃO ELETROMAGNÉTICA

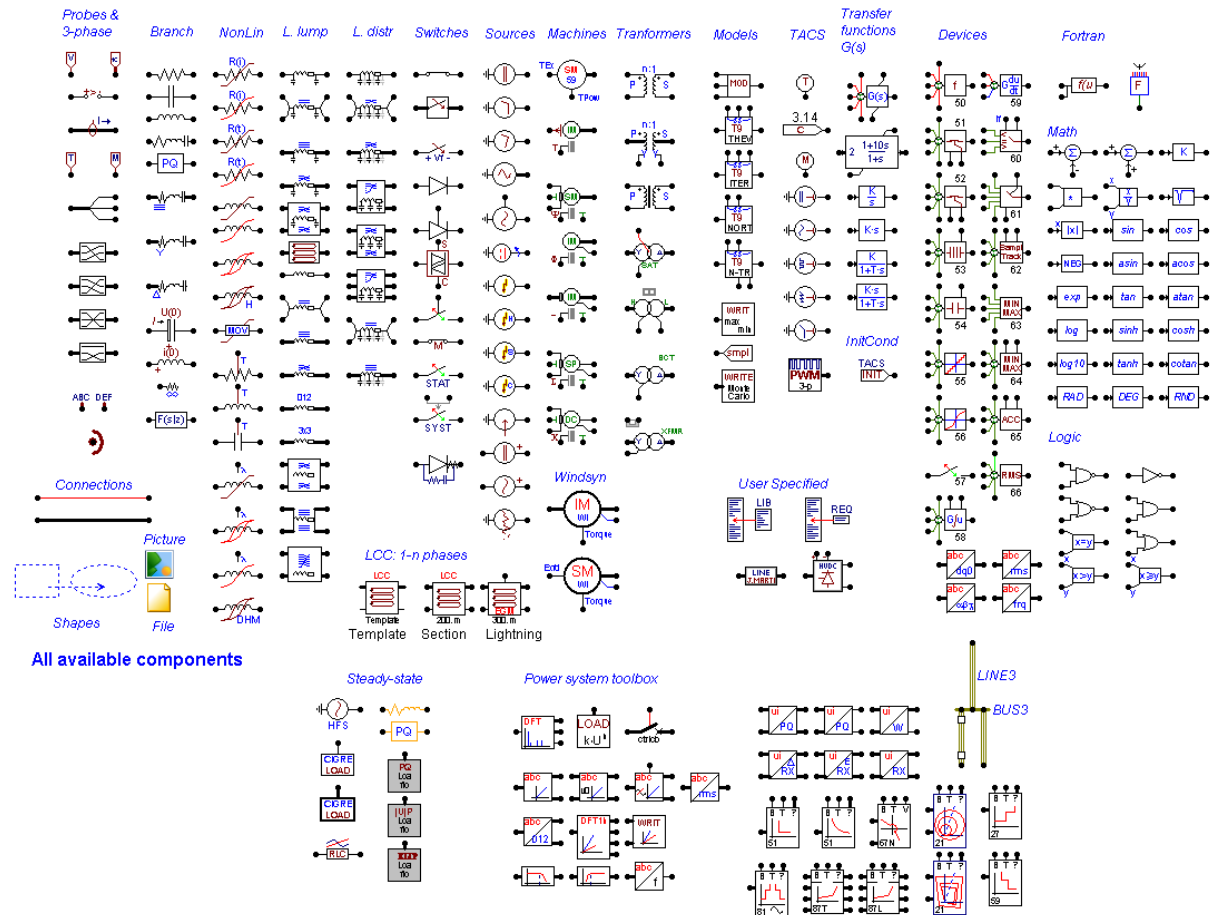
A simulação de efeitos eletromagnéticos representa uma etapa fundamental no desenvolvimento de projetos, tanto no meio acadêmico quanto no profissional, por permitir que o sistema seja validado virtualmente antes de sua construção, o que proporciona economia de recursos e custos. Além disso, essas simulações possibilitam avaliar se o sistema é resistente a perturbações externas ou se ele próprio gera perturbações eletromagnéticas que afetam seu desempenho (Leite, 2014).

Segundo Jesus (2025), compreender o comportamento das linhas de transmissão diante de perturbações é importante para o desenvolvimento de estratégias mais eficazes de mitigação e controle, e estudos recentes têm demonstrado a aplicação de métodos consolidados e o uso de *softwares* de simulação para a análise de sobretensões.

De acordo com Bernardon *et al.* (2006), o programa EMTP (*Electromagnetic Transients Program*) foi desenvolvido na década de 1960 por Herman W. Dommel, com o propósito de simular transitórios eletromagnéticos em circuitos monofásicos. Nessa versão inicial, os elementos concentrados eram resolvidos pelo método numérico da integração trapezoidal, aplicado às equações diferenciais do circuito, enquanto as linhas de transmissão eram representadas pelo método de Bergeron, um modelo que considera o tempo de viagem da eletricidade na linha. Posteriormente, divergências entre os desenvolvedores levaram à criação do *Alternative Transients Program* (ATP).

O *software* ATP é utilizado na simulação de fenômenos transitórios eletromagnéticos em sistemas elétricos, onde permite a modelagem de redes complexas e a análise de sistemas (Resende, 2016). Com o avanço da computação gráfica, o ATP sofreu modificações significativas, dentre as quais se destaca o ATPDraw, uma interface gráfica que permite a entrada de dados, possibilitando a construção circuitos elétricos de forma visual por meio de blocos de componentes, conforme apresentado na Figura 9, o que simplifica e facilita a etapa de modelagem para a simulação (Exterkoetter; Manoel, 2020).

Figura 9 - Biblioteca de componentes no ATPDraw



Fonte: ATPDraw (2025).

Esses componentes possibilitam o cadastro dos parâmetros correspondentes ao projeto, que formam os dados de entrada requeridos pelo programa. Os arquivos de saída permitem a visualização dos resultados impressos com extensão .LIS, ou gráficos com a extensão .PL4 (Aragão, 2016). De acordo com Moura, Moura e Rocha (2019), o ATPDraw se destaca na simulação de linhas de transmissão por permitir a modelagem de parâmetros complexos distribuídos, concentrados ou dependentes da frequência, através de módulos dedicados, como o *Line Constants Calculation* (LCC) ou Cálculo de Constantes da Linha.

O módulo LCC, incorporado dentro do ATPdraw, foi desenvolvido para facilitar a obtenção dos parâmetros da linha de transmissão. O LCC é um módulo que permite a entrada de informações como a geometria das torres, características elétricas dos cabos dados do solo e frequência (Amon Filho; Pereira, 2001).

3.1 Parâmetros Padrão (Standard Data)

Para configuração de linhas de transmissão no *software*, alguns parâmetros devem ser definidos para possibilitar a obtenção dos resultados coerentes e com resultados mais perto possível do comportamento real do sistema. Dentre os parâmetros solicitados no LCC está o *standard data*, onde os campos a serem preenchidos estão apresentados na Figura 10, com campos a serem preenchidos (Barbosa, 2019):

- a) Rho: resistividade do solo em ohms, assumindo uma condição de solo homogêneo;
- b) freq: frequência utilizada para o cálculo dos parâmetros da linha;
- c) comprimento: extensão da linha aérea ou do vão a ser analisado em quilômetros (km).

Figura 10 - *Standard Data* (LCC)

The image shows a dialog box titled "Standard data" with a light blue background. It contains three input fields, each with a label and a numerical value of 0: "Rho [ohm*m]", "Freq. init [Hz]", and "Length [km]". Below these fields is a checkbox labeled "Set length in icon" which is currently unchecked.

Fonte: ATPDraw (2025).

3.2 Tipo de Sistema (System Type)

Para os dados a serem preenchido no *System type* apresentados na Figura 11, os campos a serem preenchidos são (Barbosa, 2019):

- a) *transposed*: quando selecionado, indica que a linha de transmissão possui transposição, sendo assumido pelo modelo um ciclo completo de transposição;
- b) *auto bundling*: recurso para agrupamento de subcondutores, configuração normalmente utilizado em alta e extra alta tensão onde cada

fase da linha não é composta por um único cabo, mas por dois ou mais cabos espaçados entre si e eletricamente conectados;

c) *skin effect*: quando selecionado inclui o efeito peculiar, onde maior densidade de corrente elétrica é localizada na superfície do condutor, nos cálculos de parâmetros elétricos da linha;

d) *segmented ground*: quando não está selecionado os cabos de aterramento são assumidos como continuamente aterrados ao longo de toda a extensão da linha;

e) *real trans. matrix*: quando selecionado, assume que a matriz é real, ignorando a parte imaginária;

f) *units*: permite trocar entre o Sistema Internacional de Unidades (SI) e o sistema inglês de unidades;

g) *#ph*: define o número de fases do circuito.

Figura 11 - System type (LCC)

The image shows a software dialog box titled "System type". It includes a "Name:" text input field. To the right are three checkboxes: "Template", "Embed", and "Single ph. icon". Below the name field is a dropdown menu currently showing "Overhead Line". To the right of the dropdown is a "#Ph:" spinner box with the value "3". Below these are several more checkboxes: "Transpose", "Auto bundling", "Skin effect", "Segmented ground", and "Real transf. matrix". At the bottom right, there is a "Units" section with two radio buttons: "Metric" (which is selected) and "English".

Fonte: ATPDraw (2025).

3.3 Dados da Linha (Line/Cable Data)

No LCC, na aba Line/Cable Data, são inseridas as informações de entrada dos dados da geometria da estrutura e as características dos cabos, sendo que cada

linha representa uma fase ou feixe do sistema. A Figura 12 apresenta os parâmetros necessários para análise, dos quais os campos a serem preenchidos são (Moura; Moura; Rocha, 2019):

- a) Ph.no: corresponde ao número da fase e para-raios, sendo o valor zero correspondente ao cabo para-raios;
- b) Rin: corresponde ao raio interno dos cabos;
- c) Rout; corresponde ao raio externo dos cabos;
- d) Resis: resistência em corrente contínua ajustada conforme a temperatura de operação do cabo;
- e) Horiz. matrix: distância horizontal do centro da estrutura até o feixe;
- f) Vtower: altura vertical do feixe no ponto de fixação na torre, utilizando a altura média no meio do vão;
- g) Vmid: altura vertical do feixe no ponto de fixação na torre com a altura cabo solo;
- g) Sep/Alpha e NB: dados da geometria das fases.

Figura 12 - Página de dados

| # | Ph.no | Rin [cm] | Rout [cm] | Resis [ohm/km DC] | Horiz [m] | Vtower [m] | Vmid [m] | Separ [cm] | Alpha [deg] | NB |
|---|-------|----------|-----------|-------------------|-----------|------------|----------|------------|-------------|----|
| 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 2 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |

Fonte: ATPDraw (2025).

A resistência elétrica dos cabos varia conforme a temperatura de operação do cabo, sendo necessário a aplicação de um fator de correção para determinar seu valor real. Para isso, utiliza-se a expressão que relaciona a resistência a 20 °C apresentada nos catálogos dos cabos com o coeficiente de temperatura do material junto a diferença entre a temperatura de referência e a de operação. O ajuste da resistência do cabo em função da temperatura é feito pela Equação (13), conforme apresentado por Boylestad (2004).

$$R = R_{20}[1 + \alpha_{20}(T - 20^{\circ}\text{C})] \quad (13)$$

Onde:

R : resistência na temperatura de operação (Ω);

R_{20} : resistência a 20 °C (Ω);

α_{20} : coeficiente de temperatura do material a 20 °C ($^{\circ}\text{C}^{-1}$);

T : temperatura de operação ($^{\circ}\text{C}$).

Conforme Boylestad (2004), a variação da resistência depende diretamente das propriedades térmicas do material, sendo necessário utilizar o coeficiente de temperatura correspondente a cada tipo de condutor. Esses valores, que indicam o quanto a resistência elétrica se altera para cada grau Celsius de variação, estão apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Coeficientes de variação da resistência elétrica com a temperatura

| Material / Cabo | α ($^{\circ}\text{C}^{-1}$) |
|------------------------|---|
| AL 1350 | 0,00403 |
| AL 6201 | 0,00347 |
| AL Term. (TAL) | 0,00403 |
| AL 1120 | 0,00390 |
| Aço (Steel) | 0,00320 |

Fonte: Adaptado de Alubar (2015).

3.4 Geração e Validação do Modelo LCC

O módulo LCC do ATPDraw tem como principal função gerar o modelo elétrico da linha a partir dos dados geométricos e das características dos materiais inseridos parâmetros, tipo e dados do sistema, que calculam automaticamente os parâmetros elétricos de resistência, indutância e capacitância correspondentes. O módulo também permite selecionar o tipo de modelo a ser empregado, abrangendo desde modelos de parâmetros constantes, como Bergeron e pi-equivalente, até modelos dependentes da frequência, como JMarti, Noda e Semlyen, o que possibilita representar com maior precisão o comportamento dinâmico das linhas e cabos em diferentes condições operacionais (Prikler; Høidalen, 2009).

Além da geração automática do modelo, o LCC dispõe de ferramentas de validação que auxiliam na verificação da consistência dos dados e da precisão dos resultados. O botão *View* permite a inspeção gráfica da geometria das torres e dos cabos, enquanto o botão *Verify* possibilita ao usuário analisar o desempenho do modelo, incluindo os parâmetros da linha no domínio da frequência, garantindo a precisão do modelo antes de sua utilização nas simulações (Prikler; Høidalen, 2009).

Segundo Prikler e Høidalen (2009), o recurso *Line Check*, disponível no *software*, permite a análise comparativa de até três circuitos simultaneamente, possibilitando avaliar o desempenho de diferentes configurações no sistema. Essa ferramenta é útil em situações em que o sistema apresenta variações estruturais, como a substituição de cabos para-raios, pois viabiliza a verificação dos parâmetros elétricos equivalentes de cada trecho.

4 ESTUDO DE CASO

No presente estudo de caso, será realizada a modelagem e simulação computacional de uma linha de transmissão fictícia de 500 kV, para aplicar a metodologia de dimensionamento dos cabos e de verificação de desempenho, conforme estabelecido nos capítulos anteriores.

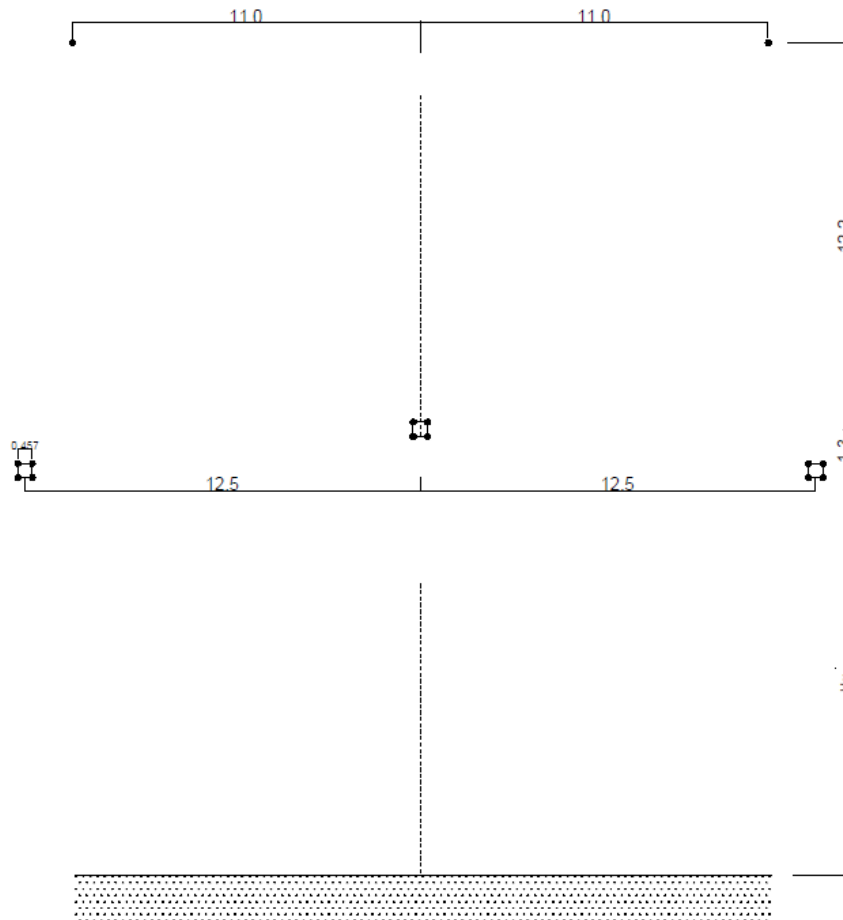
Para tal, foram definidos os seguintes parâmetros e premissas técnicas, os quais serviram na implementação do modelo no ATP:

- a) tensão: 500 kV;
- b) feixe: 4 x CAL 1120 Selenium por fase com 45,7 cm de espaçamento entre subcondutores;
- c) comprimento da LT: 180 km;
- d) vão básico: 500 m;
- e) comprimento do vão na saída das subestações (SEs): 100 m;
- f) capacidade de corrente operativa sazonal: 3030 A para 65°C de temperatura de operação;
- g) resistência de aterramento no pé de torre: 20 ohms;
- h) malhas de aterramento, localizada na subestação: 1 ohm;
- i) capacidade de curto-circuito monofásico no barramento das SEs: 50 kA;
- j) tempo de eliminação de falta: 0,3 ms.

Os parâmetros adotados definem as condições do sistema, incluindo a tensão nominal, a capacidade de curto-circuito que os cabos para-raios devem suportar, o tipo de condutor e o comprimento da linha, que servem de base para o cálculo e para a modelagem elétrica da linha.

Para representação no *software*, os dados de definição da geometria da estrutura, com as coordenadas dos cabos condutores e dos cabos para-raios são detalhados na Figura 13, as quais permitem a simulação dos parâmetros da linha.

Figura 13 – Extensões em metros da torre utilizada no estudo



Fonte: Elaboração própria (2025).

Para os condutores adotou-se o cabo de liga de alumínio CAL 1120 Selenium. A escolha deve-se pela elevada relação resistência mecânica pelo peso, que resulta em menores flechas. Adotou-se o feixe com quatro subcondutores por fase para permitir o atendimento da potência prevista utilizando cabos de menor diâmetro. As características elétricas e mecânicas, utilizadas para o preenchimento do LCC no ATP são apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 - Dados do Cabo Condutor

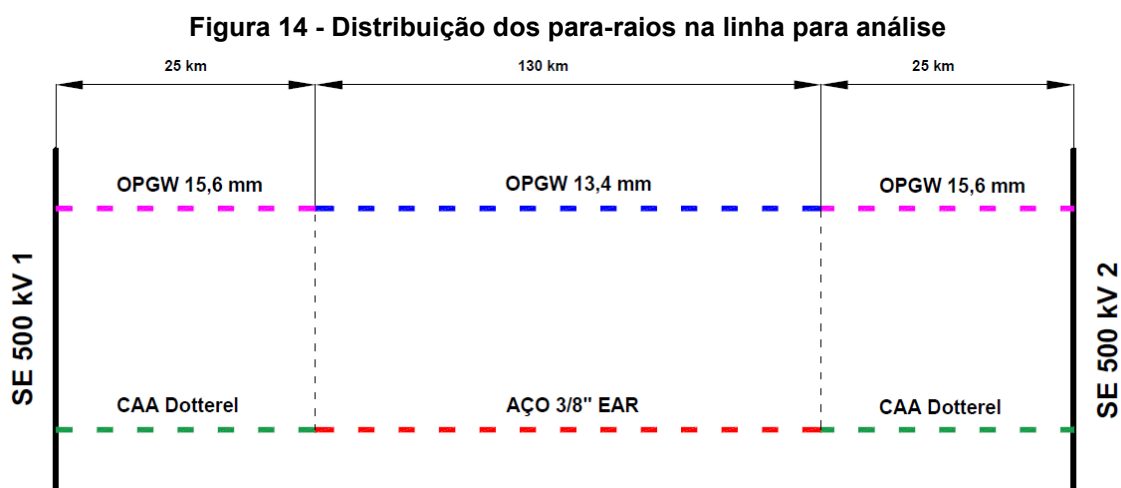
| Parâmetro | Valor |
|---------------------------|-----------------------|
| Seção | 506,04mm ² |
| Formação | 61 fios x 3,25mm |
| Diâmetro | 29,25mm |
| Massa Linear | 1393kg/km |
| Resistência elétrica 20°C | 0,0591Ω/km |

Fonte: Adaptado de Alubar (2015).

O estudo apresenta também a simulação do sistema de proteção contra descargas atmosféricas, neste caso, composto por dois cabos para-raios por estrutura. Para adotar uma solução tecnicamente adequada e ao mesmo tempo, economicamente otimizada, considerando que os níveis de curto-circuito não são uniformes ao longo da LT conforme mencionado nos capítulos anteriores, tendendo a ser mais elevados nas proximidades das subestações.

Para os trechos iniciais próximos as subestações, determinado em 25 km, onde as correntes de curto-circuito são maiores, adotou-se na simulação a configuração composta por um cabo OPGW de maior bitola e um cabo CAA Dotterel. A escolha do cabo CAA neste caso se justifica pelo mesmo suportar níveis de curto por sua maior capacidade de condução de corrente e melhor desempenho térmico frente a descargas e faltas.

A partir deste trecho, onde a contribuição da corrente de curto tende a ser reduzida, o cabo CAA é substituído por um cabo de aço de Resistência Extra Alta (EHS – *Extra High Strength*) 3/8", e o OPGW por um modelo de seção menor, conforme apresentado na Figura 14. Essa mudança permite reduzir custos sem comprometer a eficiência da proteção do sistema.



Fonte: Elaboração própria (2025).

Devido à alteração da resistividade e das características geométricas dos cabos entre os trechos, torna-se necessário representá-los em dois arquivos LCC distintos no ATPDraw, utilizando a ferramenta Line Check, garantindo que a simulação envolva os dois trechos, isso porque, mesmo quando o cabo para-raios não é considerado condutor ativo em determinadas simulações no *software*, sua presença

ainda influencia os parâmetros da linha. Os cabos para-raios simulados neste estudo estão apresentados no Tabela 5.

Tabela 5 - Dados dos Cabos Para-raios

| Parâmetro | CAA Dotterel | OPGW 15,6mm | Aço Galv. 3/8" | OPGW 13,4mm |
|---------------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|
| Seção | 141,6mm ² | 145mm ² | 51,14mm ² | 99,1mm ² |
| Diâmetro | 15,40mm | 15,60mm | 9,52mm | 13,40mm |
| Massa Linear | 655kg/km | 809kg/km | 407kg/km | 593kg/km |
| Resistência elétrica 20°C | 0,323 | 0,400 | 3,870 | 0,620 |
| Capacidade de Curto | 187kA ² .s | 124kA ² .s | 15kA ² .s | 55kA ² .s |

Fonte: Adaptado de Alubar (2015), Prysman (2022); Belgo Arames (2019) e Prysman(2023).

A Figura 15 apresenta a representação da estrutura elaborada no *software*, com as disposições dos condutores, com a resistência elétrica corrigida pela temperatura, e dos cabos para-raios da torre. A modelagem correspondente aos primeiros 25 km das subestações, foi adotada a combinação entre o cabo CAA Dotterel e o OPGW de 15,6mm.

Figura 15 - Configuração geométrica da torre no trecho 1 com CAA Dotterel e OPGW 15,6 mm

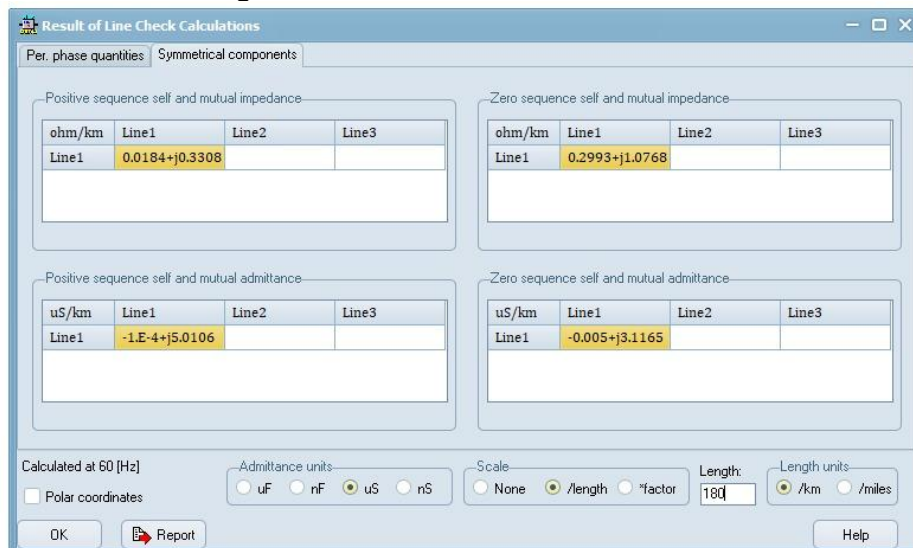
| # | Ph.no | Rin [cm] | Rout [cm] | Resis [ohm/km DC] | Horiz [m] | Vtower [m] | Vmid [m] | Separ [cm] | Alpha [deg] | NB |
|---|-------|----------|-----------|-------------------|-----------|------------|----------|------------|-------------|----|
| 1 | 1 | 0 | 1.4625 | 0.066126 | -12.5 | 34 | 12.5 | 45.7 | 45 | 4 |
| 2 | 2 | 0 | 1.4625 | 0.066126 | 0 | 35.3 | 13.8 | 45.7 | 45 | 4 |
| 3 | 3 | 0 | 1.4625 | 0.066126 | 12.5 | 34 | 12.5 | 45.7 | 45 | 4 |
| 4 | 4 | 0.462 | 0.77 | 0.323 | -11 | 47.5 | 31.85 | 0 | 0 | 1 |
| 5 | 5 | 0.42 | 0.78 | 0.4 | 11 | 47.5 | 31.85 | 0 | 0 | 1 |

Fonte: ATPDraw (2025).

4.1 Queda de Tensão

Nesta etapa, será elaborado o cálculo de queda de tensão e perdas anteriormente apresentada, utilizando os parâmetros elétricos obtidos a partir da simulação dos LCC gerados no ATPDraw. Os valores de resistência, indutância, capacitância e condutância correspondentes aos dois trechos da linha foram importados diretamente do *software* e utilizados para compor a impedância série e a admitância paralela da linha. Para os cálculos, utilizam-se os valores de resistência, reatância e susceptância por quilômetro das sequências positiva e zero, conforme a Figura 16.

Figura 16 - Saída do Line Check do ATP



Fonte: ATPDraw (2025).

Com esses parâmetros, foram determinadas as constantes do quadripolo, que permitem relacionar as grandezas elétricas entre os terminais emissor e receptor. Para a execução dos cálculos, adotou-se como condição de operação a corrente nominal de 3030 A e uma tensão de linha de 500 kV, conforme definido nas premissas do estudo de caso. A partir desses valores, utilizando a fórmula da potência aparente trifásica apresentada na Equação 14, obtém-se a potência aparente da linha, que representa o carregamento da linha utilizado na análise.

$$S = \sqrt{3} * V * I \quad (14)$$

Aplicando os valores:

$$S = \sqrt{3} * 500k * 3030 = 2623,5 \text{ MVA}$$

Com base nos parâmetros elétricos obtidos para a linha de transmissão na simulação, os cálculos são realizados conforme o método descrito no capítulo 2.3.2. Para a LT de 180 km, adotam-se os valores de sequência positiva:

$$R = 0,0184 \Omega/\text{km};$$

$$X = 0,3308 \Omega/\text{km};$$

$$B = 5,0106 \times 10^{-6} \text{ S}/\text{km}.$$

A primeira etapa consiste em determinar a impedância série total da linha, utilizando a fórmula apresentada na Equação 1. Substituindo na equação:

$$Z = (0,0184 + j0,3308) * 180$$

$$Z = 3,312 + j59,544 \Omega$$

Na sequência, calcula-se a admitância total da linha, conforme a Equação 2. Substituindo na equação:

$$Y = (0 + j5,0106 \times 10^{-6}) * 180$$

$$Y = j0,901 \times 10^{-3} \text{ S}$$

Com a impedância e a admitância totais da linha, determinam-se as constantes do quadripolo A, B, C e D, neste caso através do modelo de linha média. As constantes A e D, são definidas pela Equação 3:

$$A = D = 1 + \frac{3,312 + j59,544 * j0,901 \times 10^{-3}}{2}$$

$$A = D = 0,9731 + j0,0015$$

A constante B, conforme a Equação 4, corresponde diretamente à impedância série total:

$$B = Z = 3,312 + j59,544$$

A constante C, definida pela Equação 5, é calculada como:

$$C = j1,15 \times 10^{-3} * \left(1 + \frac{4,255 + j76,429 * j1,15 \times 10^{-3}}{4}\right)$$

$$C = -0,67 \times 10^{-6} + j0,889 \times 10^{-3}$$

A partir dessas constantes, determinam-se as tensões e correntes nos terminais receptores da linha. A tensão de linha nominal no terminal receptor de 500 kV, obtendo a tensão de fase pela Equação 6:

$$V_r = \frac{500k}{\sqrt{3}} = 288,675 \text{ kV}$$

Considerando a potência aparente da carga de 2623,5 MVA calculada anteriormente, e um fator de potência de 0,95, a corrente no terminal receptor é calculada pela Equação 7:

$$I_r = \frac{2623,5}{3 * 288,675k} \angle - \arccos(0,95) = 3029,35 \angle - 18,19 \text{ A}$$

Substituindo os valores encontrados para determinar a tensão e a corrente no terminal emissor, a matriz da Equação 8 resulta em:

$$\begin{bmatrix} V_s \\ I_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,9731 + j0,0015 & 3,312 + j59,544 \\ -0,67 \times 10^{-6} + j0,889 \times 10^{-3} & 0,9731 + j0,0015 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 288,675 \text{ k} \\ 3029,35 \angle - 18,19 \end{bmatrix}$$

Efetuada a operação matricial, resultam as seguintes expressões:

$$V_s = (0,9731 + j0,0015) * 288,675 \text{ k} + (3,312 + j59,544) * 3029,35 \angle - 18,19$$

$$V_s = 346,795 + j168,65 \text{ kV}$$

$$|V_s| = 385,6 \text{ kV}$$

$$I_s = (-0,67 \times 10^{-6} + j0,889 \times 10^{-3}) * 288,675 \text{ k} + (0,9731 + j0,0015) * 3029,35 \angle - 18,19$$

$$I_s = 2801,98 - j659,94 \text{ A}$$

$$|I_s| = 2878,65 \text{ A}$$

A potência aparente no terminal emissor é calculada pela Equação 9:

$$S_s = 3 * (346,795 + j168,65) * (2801,98 - j659,94)$$

$$S_s = 2581,24 + j2104,53 \text{ MVA}$$

A diferença entre a potência ativa no emissor e no receptor fornece as perdas por efeito Joule, conforme a Equação 10. Substituindo os valores calculados:

$$P_l = 2581,24 - 2623,5 * 0,95$$

$$P_l = 88,915 \text{ MW}$$

Sendo as perdas percentuais calculadas em relação a potência do emissor, conforme Equação 15:

$$Pl(\%) = \frac{Pl}{Ps} * 100 \quad (15)$$

Aplicando os valores:

$$Pl(\%) = \frac{88,915}{2623,5 * 0,95} * 100 = 3,57\%$$

O rendimento da linha, calculado de acordo com a Equação 11, determina que:

$$n = \frac{2623,5 * 0,95}{2581,24} * 100$$

$$n = 96,55\%$$

A regulação de tensão expressa a queda de tensão entre emissor e carga em relação à tensão no terminal da carga, dada pela Equação 12:

$$VR = \frac{385,62/0,9732 - 288,675}{288,675} * 100$$

$$VR = 37,26\%$$

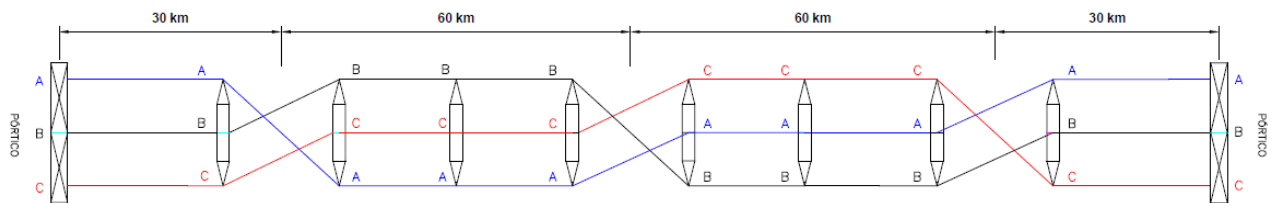
A regulação de tensão calculada foi de 37,26%, indicando uma diferença significativa entre a tensão no emissor e no receptor. Pelos limites da Tabela 8 do Submódulo 2.3 do ONS (2022a), verifica-se que a tensão de fase do emissor excede o limite máximo de 317,5 kV, enquanto a tensão do receptor se mantém dentro do limite mínimo de 259,8 kV. Esse comportamento ocorre devido ao comprimento elevado da linha e da alta corrente de carga, que provocam uma queda de tensão significativa ao longo da LT.

Em linhas de transmissão de grandes distâncias e com cargas elevadas, é necessário suporte de potência reativa para controlar a tensão e melhorar sua regulação. Esse suporte pode ser fornecido por reatores shunt, bancos de capacitores série ou equipamentos rotativos, que ajudam a reduzir a reatância, melhorar a distribuição de carga, diminuir perdas e evitar sobretensões (Moura; Moura; Rocha, 2019). A definição e o dimensionamento desses dispositivos são realizados durante o projeto das subestações.

4.2 Desequilíbrio de Tensão

Para a LT projetada com 180 km de extensão, foi considerado o critério do ONS (2022b), que determina que linhas com comprimento superior a 100 km devem conter, no mínimo, um ciclo completo de transposição de fases. No estudo de caso, implementou-se um ciclo completo de transposição de fases, dividido em quatro trechos com proporções de 1/6, 1/3, 1/3 e 1/6 da extensão total da linha. Essa configuração garante que cada fase percorra todas as posições possíveis ao longo da linha, reduzindo o desequilíbrio de tensão, a configuração ficou conforme apresentado na Figura 17.

Figura 17 - Transposição de fases em quatro trechos



Fonte: Elaboração própria (2025).

O desequilíbrio de tensão deve ser verificado através das simulações tanto na condição com carga quanto a vazio. Em ambos os casos, a relação entre as magnitudes das componentes de sequência zero e negativa em relação à de sequência positiva deve ser inferior ao limite de 1,5%, conforme a Equações 16 e 17:

$$\text{Desequilíbrio de sequência negativa (\%)} = \frac{V_2}{V_1} * 100 \quad (16)$$

$$\text{Desequilíbrio de sequência zero (\%)} = \frac{V_0}{V_1} * 100 \quad (17)$$

Onde:

V1: tensão de sequência positiva;

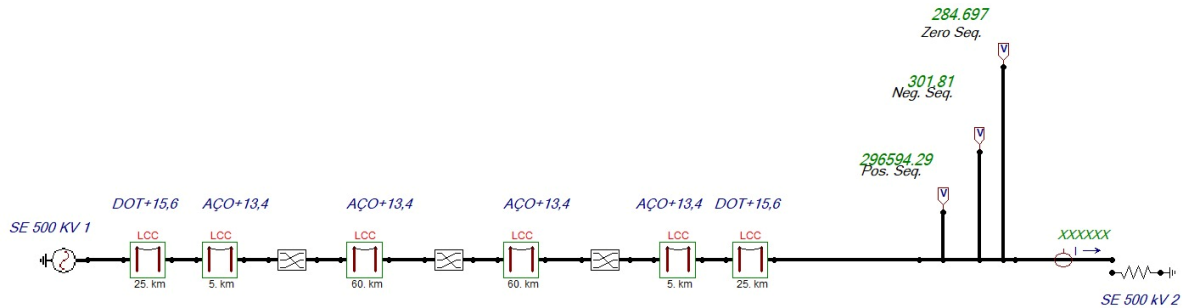
V2: tensão de sequência negativa;

V0: tensão de sequência zero.

Na condição a vazio, os resultados obtidos para as tensões de sequência positiva, negativa e zero são apresentadas na Figura 18. Esses valores permitem

verificar se o nível de desequilíbrio permanece dentro do limite operacional recomendado.

Figura 18 - Desequilíbrio de tensão a vazio



Fonte: ATPDraw (2025).

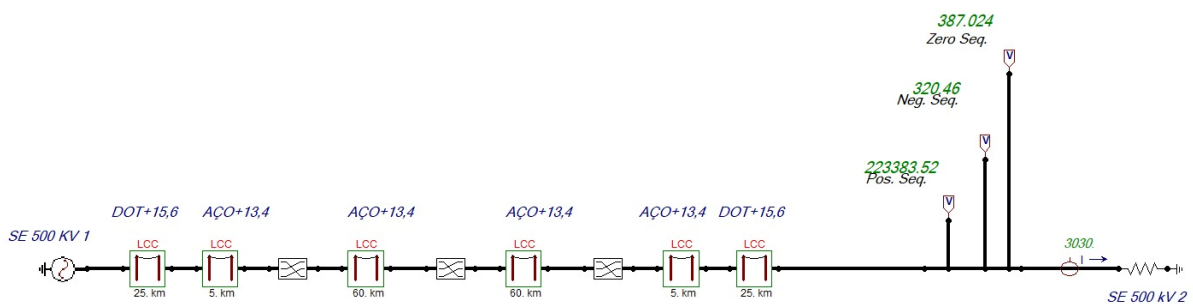
Utilizando as tensões de sequência positiva, negativa e zero, foram calculados os índices do nível de desequilíbrio, apresentados a seguir:

$$\text{Desequilíbrio de sequência negativa (\%)} = \frac{301,81}{296594,29} * 100 = 0,1018\%$$

$$\text{Desequilíbrio de sequência zero (\%)} = \frac{284,70}{296594,29} * 100 = 0,0960\%$$

Na condição com carga, os resultados obtidos para as tensões de sequência positiva, negativa e zero são apresentadas na Figura 19.

Figura 19 - Desequilíbrio de tensão com carga



Fonte: ATPDraw (2025).

Para o sistema operando com carga, foram calculados os índices do nível de desequilíbrio, apresentados a seguir:

$$\text{Desequilíbrio de sequência negativa (\%)} = \frac{320,46}{296594,29} * 100 = 0,1435\%$$

$$\text{Desequilíbrio de sequência zero (\%)} = \frac{387,02}{296594,29} * 100 = 0,1733\%$$

A transposição de fases adotada para o estudo atende ao critério estabelecido pela norma do ONS, garantindo níveis de desequilíbrio significativamente inferiores ao limite de 1,5%. Contudo, em empreendimentos reais, a implementação nos pontos exatos definidos pode não ser viável devido a restrições topográficas ou ambientais, tornando necessário a verificação desses critérios após o traçado com a locação exata das estruturas de transposição. No caso do estudo de caso proposto, sem essas interferências, a configuração aplicada demonstrou desempenho adequado tanto na condição a vazio quanto com carga, assegurando a conformidade operacional da linha de transmissão.

4.3 Curto-circuito

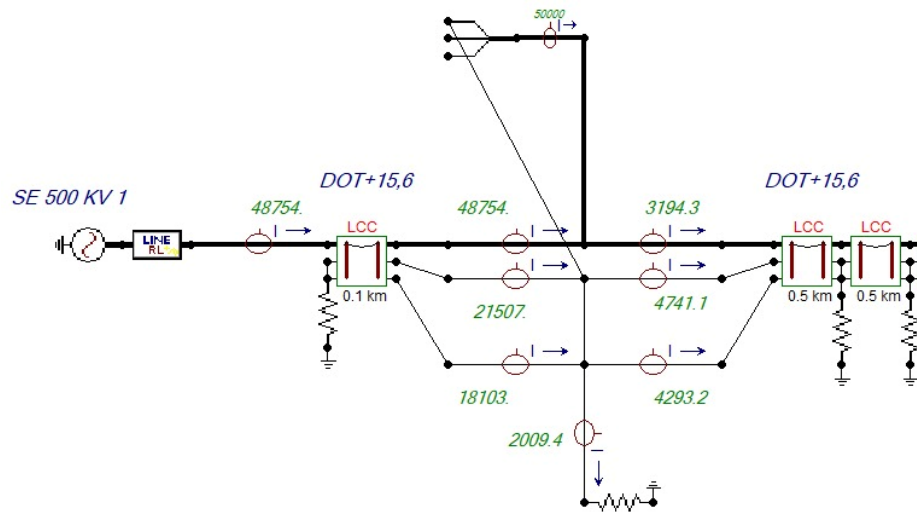
O estudo avalia o nível de corrente que circula pelos cabos para-raios durante a ocorrência de curto-circuito monofásico fase-terra, verificando se sua capacidade é suficiente para suportar as condições impostas durante a curto. Considera-se o tempo máximo de eliminação de 0,3 s, conforme os critérios operativos definidos para o projeto.

Para a simulação, os níveis de curto-circuito foram ajustados por meio dos valores de resistência e indutância equivalentes da subestação, de modo que a corrente de falta no barramento atingisse o valor especificado de 50 kA. Após esse ajuste, as faltas monofásicas foram aplicadas em pontos críticos da linha, como trechos próximos à subestação e após a mudança dos cabos para-raios, permitindo verificar se os cabos suportam a corrente durante o tempo de eliminação da falta.

4.3.1 Curto-Circuito próximo a subestação

Neste cenário, aplicou-se uma falta monofásica na saída da subestação, onde neste trecho é composta pelo cabo OPGW 15.6mm e pelo CAA Dotterel. São inseridos medidores de corrente tanto nos condutores, quanto nos cabos para-raios, permitindo a obtenção dos valores eficazes de corrente durante a falta. A partir desses dados, é possível avaliar o nível de corrente que percorre os cabos para-raios e verificar se estes atendem aos requisitos para suportar o tempo de eliminação da falta. As distribuições das correntes de curto ficaram conforme Figura 20.

Figura 20 - Curto-circuito próximo a subestação



Fonte: ATPDraw (2025).

A partir da capacidade de curto-circuito fornecida nos catálogos dos cabos, e considerando o tempo de atuação da proteção, é possível determinar o limite máximo de corrente admissível para o cabo. Esse cálculo é realizado utilizando a Equação 18, a qual é uma derivação do critério térmico estabelecido na IEC 60949 (IEC, 1988), que estabelece que a corrente de falta só é admissível se, para o tempo de atuação da proteção, o aquecimento do cabo não ultrapassar sua capacidade térmica máxima.

Nessa adaptação, utiliza-se a capacidade de curto-circuito já fornecida em catálogo e o tempo de atuação da proteção para obter de forma direta a corrente máxima que o cabo a qual permite verificar se o cabo suporta a corrente durante o tempo de eliminação da falta.

$$I_{max} = \sqrt{\frac{(I^2t)_{cap}}{t}} \quad (18)$$

Onde:

I_{max} : corrente máxima admissível pelo cabo (A);

$(I^2t)_{cap}$: capacidade de curto-circuito do cabo fornecida em catálogo ($kA^2 \cdot s$);

t : tempo de atuação da proteção em segundos (s).

Sendo assim, a Tabela 6 apresenta, para cada cabo para-raios analisado, a corrente de curto-circuito máxima admissível, a corrente obtida nas simulações no ATPDraw e o percentual da capacidade máxima utilizada do cabo.

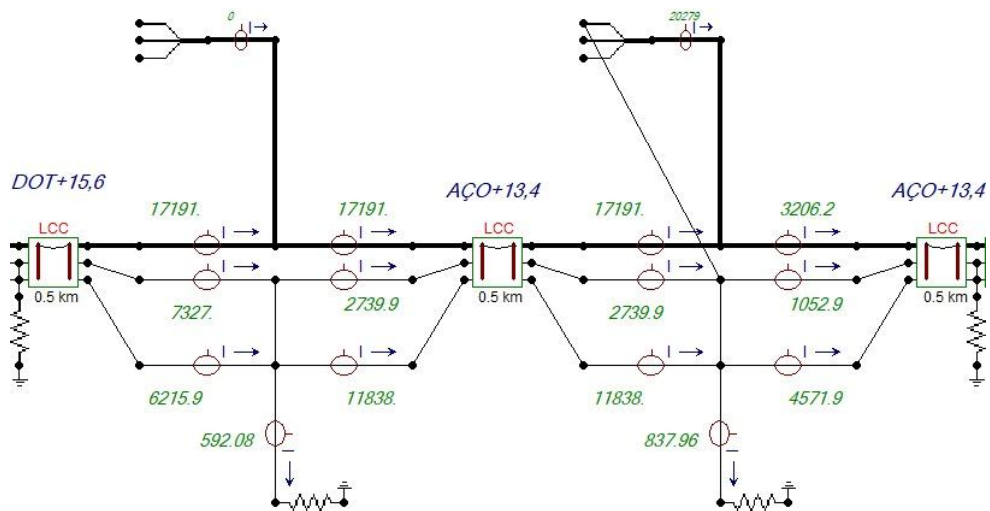
| Parâmetro | Corrente admissível calculada do cabo | Corrente obtida no ATP | Percentual de capacidade utilizada |
|---------------------|--|-------------------------------|---|
| CAA Dotterel | 24,97 kA | 21,506 kA | 86,13% |
| OPGW 15,6 mm | 20,33 kA | 18,103 kA | 89,04% |

Fonte: Elaboração própria (2025).

4.3.2 Curto-Circuito após a troca dos cabos para-raios

Neste cenário, foi simulado as correntes após a troca de cabos para-raios, essa situação permite avaliar o impacto da alteração na impedância e na distribuição das correntes de curto-circuito, para verificar se suportam adequadamente a corrente durante o tempo de atuação da proteção. As distribuições das correntes de curto ficaram conforme Figura 21.

Figura 21 - Curto-circuito após a troca dos cabos para-raios



Fonte: ATPDraw (2025).

Neste caso também, a capacidade é avaliada utilizando a Equação 18, para verificar o limite máximo de corrente admissível pelos cabos com base nos dados fornecidos nos catálogos dos fabricantes, verificando se o cabo suporta as condições

extensão a qual o cabo é utilizado, resultando nas perdas ao longo do trecho analisado. Posteriormente, com todas as perdas dos cabos para-raios, calcula-se então a diferença percentual em relação às perdas nos condutores da linha, apresentadas na Capítulo 4.1, verificando o atendimento ao limite de 5% estabelecido pela ANEEL.

$$P = I^2 * R \quad (19)$$

Sendo

P: potência dissipada por efeito Joule no cabo para-raios (W);

I: corrente que circula pelo cabo para-raios, obtida na simulação no ATP;

R: resistência elétrica equivalente do cabo (Ω/km).

Com as correntes máximas de cada cabo, apresentados na Figura 22, calcula-se as perdas individuais nos cabos: CAA Dotterel, OPGW 15,6mm, cabo Aço Galvanizado 3/8" e OPGW 13,4mm.

a) CAA Dotterel:

$$P = 151^2 * 0,323 = 7364,723 \text{ W/km}$$

$$Pa = 7364,723 * 50 = 368,236 \text{ kW}$$

b) OPGW 15,6mm:

$$P = 139^2 * 0,400 = 7728,400 \text{ W/km}$$

$$Pb = 7728,400 * 50 = 386,420 \text{ kW}$$

c) aço Galvanizado 3/8":

$$P = 47^2 * 3,87 = 8548,830 \text{ W/km}$$

$$Pc = 8548,83 * 130 = 1111,348 \text{ kW}$$

d) OPGW 13,4mm:

$$P = 96^2 * 0,620 = 5713,920 \text{ W/km}$$

$$Pd = 5713,920 * 130 = 742,810 \text{ kW}$$

Ao final, a soma dessas perdas representa a perda total nos cabos para-raios da linha de transmissão, a qual é utilizada para determinar a perda percentual

por efeito Joule em relação às perdas nos condutores de fase. Portanto, as perdas totais são obtidas conforme Equação 20:

$$Perdas\ Totais = \sum_n Pa + Pb \dots + Pn \quad (20)$$

$$Perdas\ Totais = 368,236\ k + 386,420\ k + 1111,348\ k + 742,810\ k$$

$$Perdas\ Totais = 2,609\ MW$$

Considerando que a perdas nos condutores foram de 88,915 MW, determina-se a perda percentual nos cabos para-raios:

$$P(\%) = \frac{2,609\ M}{88,915\ M} * 100 = 2,934\%$$

O valor obtido está abaixo do limite de 5% estabelecido em norma, indicando que a configuração adotada para os cabos para-raios se mostra adequada à operação da linha. Dessa forma, as perdas adicionais associadas à circulação de corrente nesses cabos não comprometem de forma significativa o desempenho da LT.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O estudo de caso realizado teve como foco analisar o desempenho elétrico de uma linha de transmissão fictícia por meio de sua modelagem e simulação, com intuito de verificar os critérios técnicos definidos por normas. O estudo permitiu identificar de forma clara os principais fenômenos que podem prejudicar a operação de uma linha de transmissão, como a queda de tensão, o desequilíbrio de tensão entre as fases, a distribuição das correntes de curto-circuito e o acréscimo de perdas nas linhas pelos cabos para-raios. A utilização do ATPDraw permitiu a representação clara dos elementos da LT, proporcionou maior controle sobre os parâmetros utilizados e facilitou o ajuste das configurações do circuito.

Os resultados da queda de tensão e das perdas indicaram que a linha permanece dentro dos limites mínimos de tensão no terminal receptor, porém, acima do limite no emissor, totalizando uma regulação de tensão elevada, indicando a necessidade de compensação de potência reativa para melhoria do perfil de tensão na LT. Ainda assim, o rendimento da linha permaneceu adequado para o carregamento considerado, mostrando que o arranjo de condutores e o comprimento das mísulas empregados no estudo estão coerentes com o comportamento esperado para linhas de grande extensão e elevada potência, em que níveis mais altos de regulação tendem a ocorrer.

No desequilíbrio de tensão, a implementação de um ciclo completo de transposição em quatro trechos garantiu que os índices de sequências negativa e zero permanecessem significativamente abaixo do limite de 1,5% estabelecido pelo ONS, tanto em condição a vazio quanto com carga. Esses resultados destacam como a transposição adequada das fases contribui de forma efetiva para reduzir os desequilíbrios, aumentar a confiabilidade operacional e evitar desligamentos não desejados provocados pela atuação dos relés de proteção.

A análise das correntes de curto-circuito monofásico fase-terra se destaca como etapa relevante do projeto, uma vez que eventuais erros de dimensionamento podem provocar o aquecimento excessivo dos cabos para-raios e resultar no desligamento da linha durante faltas. Nesse contexto, as impedâncias equivalentes das subestações foram ajustadas de modo a reproduzir uma corrente de 50 kA no barramento, e, mesmo nas condições onde as correntes são mais elevadas,

permaneceram abaixo dos limites, indicando que a combinação de cabos atende ao critério para o tempo de atuação de 0,3 s.

A análise das perdas por efeito Joule nos cabos para-raios mostrou que estas representam cerca de 2,93% das perdas nos condutores de fase, abaixo do limite de 5% da ANEEL, indicando que a configuração adotada não compromete o desempenho energético da linha. Esses resultados demonstram que a metodologia adotada, combinada modelagem, simulação e verificação de critérios normativos, se mostra eficiente para avaliar o desempenho elétrico e energético de linhas de transmissão.

5.1 Sugestões para trabalhos futuros

Como continuidade deste trabalho, ou de análises semelhantes, sugere-se o desenvolvimento de estudos voltados à definição e ao dimensionamento de dispositivos de compensação de potência reativa para correção da regulação de tensão da linha de transmissão. Pesquisas futuras avaliar diferentes alternativas tecnológicas, como bancos de capacitores, reatores em derivação ou compensação série, avaliando o desempenho elétrico e os custos de implementação, de modo a identificar soluções que proporcionem maior eficiência e melhor viabilidade econômica. A escolha adequada desses equipamentos influencia diretamente o perfil de tensão ao longo da LT e, conseqüentemente, a estabilidade e a segurança do sistema.

Sugere-se também, a realização de pesquisas específicas sobre o desequilíbrio de tensão em linhas de transmissão seccionadas, focando em situações que envolvam assimetrias no balanceamento das fases ou troca dos cabos durante do traçado. Como, nesses casos, um ciclo de transposição pode ser dividido para o seccionamento da linha, isso pode intensificar o desbalanceamento entre fases e comprometer o desempenho elétrico global da linha. Nesses estudos, pode-se realizar a verificação tanto por meio de análises matemáticas quanto utilizando o *software* de simulação, destacando que a combinação de avaliação numérica e visual contribui significativamente para a compreensão e o controle do fenômeno.

Essas sugestões buscam aprofundar o conhecimento técnico em linhas de transmissão, melhorar as práticas de projeto e aumentar a confiabilidade, a segurança operacional e a eficiência energética dos sistemas elétricos.

REFERÊNCIAS

3M. **Segmento ACCR**. Sumaré: 3M. Disponível em: https://www.3m.com.br/3M/pt_BR/distribuicao-energia/segmento-accr. Acesso em: 8 nov. 2025.

ALUBAR. **Catálogo Técnico: Condutores Elétricos de Alumínio**. Barcarena: Alubar, 2015. Disponível em: https://www.alubar.net.br/img/site/arquivo/Cat_Tec_Alubar_Aluminio_2015.pdf. Acesso em: 23 nov. 2025.

AMON FILHO, J.; PEREIRA, M. P. Novos desenvolvimentos dos programas ATP/EMTP e ATPDraw. *In*: SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 16., 2001, Campinas. **Anais** [...]. Campinas: FURNAS Centrais Elétricas S.A., 2001.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica. Módulo 2 – Classificação das Instalações. Brasília**. ANEEL, 2022. https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905_2_1.pdf. Acesso em: 21 maio 2025.

ARAGÃO, P. N. **Estudo de perdas no sistema elétrico de potência com presença de geração distribuída usando ATPDraw**. 2016. 53 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2016. Disponível em: <https://dspace.sti.ufcg.edu.br/handle/riufcg/18688>. Acesso em: 22 jun. 2025.

ATPDRAW. **ATPDraw**: a graphical, mouse-driven preprocessor to the ATP-EMTP. Norwegian University of Science and Technology (NTNU), 2025. Disponível em: <https://www.atpdraw.net>. Acesso em: 9 nov. 2025.

BARBOSA, P. T. **Aplicação de para-raios em Linhas de Transmissão utilizando o software ATPDraw**. 2019. 88 f. Monografia (Curso de Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Ouro Preto, 2019. Disponível em: <https://www.monografias.ufop.br/handle/35400000/1974>. Acesso em: 24 jun 2025.

BELGO ARAMES. **Fios e Cordoalhas de Aço Galvanizado para Energia e Telecom**. Contagem: Belgo Arames, 2019. Disponível em: <https://www.belgo.com.br/wp-content/uploads/2019/02/Folder-eletrificacao.pdf>. Acesso em: 20 nov. 2025.

BERNARDON, D. P.; VEIGA, F. D.; RECH, R.; LUZ, L. T. da. Modelagem e Aplicação do Programa ATP para Estudos de Paralelismo nas Redes de Distribuição Atendidas por Subestações de Diferentes Fontes. *In*: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SENDI), 17., 2006, Belo Horizonte. **Anais**[...] Belo Horizonte: ABRADÉE, 2006.

BITTENCOURT, G. **Estudo da compensação reativa e das manobras de religamento monopolar em linhas de transmissão**. 2021. 127 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2021. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/223859>. Acesso em: 29 set. 2025.

BORDUCHI, F. C.; DURÃO, J.; SANTOS, R. D. V. **Estudo do Desempenho de Cabos do Tipo Optical Ground Wire (OPGW) quando Submetidos aos Ensaios de Descargas Atmosféricas e Curto-Circuito**. 2013. 107 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2013. Disponível em: <http://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/handle/1/9983>. Acesso em: 11 out. 2025.

BOYLESTAD, R. L. **Circuit analysis**. 3. ed. Toronto: Pearson Education Canada, 2004. Cap. 3. Disponível em: https://www.pearsoned.ca/highered/divisions/virtual_tours/boylestad/boylestad_circan_3ce_ch03.pdf. Acesso em: 23 nov. 2025.

CAMPOS, G. E. M. **Alocação de torres ao longo de traçados de linhas de transmissão aéreas (LTAs)**. 2022. 71 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2022. Disponível em: <https://repositorio.ufmg.br/server/api/core/bitstreams/6691dff7-f5d3-43c3-96db-1bbb9a65b79c/content>. Acesso em: 21 jun. 2025.

CHITACUMULA, A. E. **Conhecimentos mínimos necessários para elaboração de projeto mecânico de linhas aéreas de transmissão de energia: uma abordagem abrangente**. 2024. 77 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica e Eletrônica, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2024. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/257680>. Acesso em: 21 jun. 2025.

CONDUSPAR. **Cabos de alumínio com núcleo em compósito ACCC**. São José dos Pinhais: Condu spar. Disponível em: <https://www.conduspar.com.br/catalogos/pt-br/Condu spar%20-%20ACCC.pdf>. Acesso em: 08 nov. 2025.

CUNHA, Z. M. F. **Análise de níveis de curto-circuito: estudo de caso de um complexo eólico**. Rio de Janeiro, 2020. 70 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10031140.pdf>. Acesso em: 23 jun. 2025.

DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; SANTOSO, S.; BEATY, H. W. **Electrical Power Systems Quality**. 2. ed. New York: McGraw-Hill, 2002.

ELIAS, K. M. **Torre de transmissão de energia elétrica: novo design e os desafios da inserção no contexto urbano**. 2015. 160 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Estruturas) – Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2015. Disponível em: <https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/BUBD-A5BNFT/1/283.pdf>. Acesso em: 21 jun. 2025.

ESPINOZA, R. G. F. **Análise de proteção de linhas de transmissão através de relés numéricos e uso de models externos no ATP (Alternative Transient Program)**. 2011. 135 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Ilha Solteira, 2011. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/entities/publication/dffd3cee-64e1-4b28-b4d6-ca08696708f6>. Acesso em: 7 set. 2025.

EXTERKOETTER, G.; MANOEL, J. A. **Análise de desempenho de uma linha de transmissão frente a descargas atmosféricas**. 2020. 52 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade do Sul de Santa Catarina, Tubarão, 2020. Disponível em: <https://repositorioapi.animaeducacao.com.br/server/api/core/bitstreams/3a7800ab-153e-418f-8b57-82a53b7fc467/content>. Acesso em: 8 nov. 2025.

FARIA JUNIOR, H.; BELATI, E. A. Perdas técnicas e não técnicas em transmissão e distribuição – Parte 1/2. **O Setor Elétrico**, p. 34–37, jul. 2024. Disponível em: <https://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2024/07/Fasciculo-Joel-David-Melo-Trujillo.pdf>. Acesso em: 22 maio 2025.

FERNANDES, A. F. **Estudo de caso de acesso ao Sistema Interligado Nacional de uma usina eólica**. 2023. 85 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2023. Disponível em: https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/248751/TCC_Artur_Ferrari_Fernandes.pdf. Acesso em: 28 set. 2025.

FERREIRA, R. L. **Perdas em transmissão de energia elétrica**. 2017. 34 f. Artigo para Conclusão de Curso (Curso de Engenharia Elétrica) – UniCesumar – Centro Universitário de Maringá. Disponível em: <https://rdu.unicesumar.edu.br/bitstream/123456789/383/1/Robson%20Luiz%20Ferreira.pdf>. Acesso em: 24 jun. 2025.

FINKLER, A.; FINKLER, D. R.; CASTRO, J. L. S.; MILKE, T. F. Relação do crescimento econômico e consumo de energia elétrica. In: SALÃO DO CONHECIMENTO UNIJUÍ, 2016, Ijuí. **Anais [...]**. Ijuí: UNIJUÍ, 2016.

FONSECA FILHO, N. E. M. **Estudo e Implementação de Um Método de Localização de Faltas em Linhas de Transmissão**. 2025. 75 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2025. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/266491/TCC.pdf?sequence=1>. Acesso em: 8 nov. 2025.

FUCHS, R. D. **Transmissão de Energia Elétrica: linhas aéreas; teoria das linhas em regime permanente**. Editora Livros Técnicos e Científicos, Rio de Janeiro, 1977.

GARCÊZ, F. R. B.; MONTEIRO, P. R. D.; BORGES, T. T. Metodologia para dimensionamento de cabos para-raios de linhas de transmissão. In: **Seven Publicações Acadêmicas. Interdisciplinarity and Innovation in Scientific Research**. Niterói, RJ: Universidade Federal Fluminense, 2023. Cap. 75. DOI: <https://doi.org/10.56238/interdiinnovationscrese-075>

IEC 60949. *International Electrotechnical Commission: Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects*. Geneva: IEC, 1988.

JESUS, D. P. de. **Modelagem de linha de transmissão de 345 kV no software ATPDraw para análises de transientes de sobretensão em dois barramentos**. 2025. 71 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) –

Instituto Federal de Minas Gerais, Campus Itabirito, Itabirito, 2025. Disponível em: <https://repositorio.ifmg.edu.br/items/b55265b5-3306-4caf-94ec-59b9e49709f3/full>. Acesso em: 9 nov. 2025.

LABEGALINI, P. R.; LABEGALINI, J. A.; FUCHS, R. D.; ALMEIDA, M. T. **Projetos mecânicos das linhas aéreas de transmissão**. São Paulo: Edgard Blücher, 1992.

LEITE, J. V. D. **Simulação de Efeitos Eletromagnéticos**. 2014. 62 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Eletrônica e de Computação) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <https://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10009706.pdf>. Acesso em: 8 nov. 2025.

MANSUR, R. T. M.; LOPES, I. J. S. Modelagem de uma linha de transmissão com trecho aéreo, subterrâneo e subaquático para o estudo de desequilíbrio de tensão. In: IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE), 2022, Belo Horizonte. **Anais [...]** Sociedade Brasileira de Automática – SBA, 2022. 6 p.

MAUSER, S. F.; MCDERMOTT, T. E. **Electromagnetic Transients Program (EMTP) Application Guide**. Pittsburgh: Westinghouse Electric Corporation, 1986.

MELO, M. V. E. S. **Linhas de transmissão e descargas atmosféricas: análise de avarias, perdas técnico-financeiras e sistemas de proteção**. 2016. 62 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade de Brasília, Brasília, 2016. Disponível em: https://bdm.unb.br/bitstream/10483/17196/1/2016_MarcusViniciusEsteves_tcc.pdf. Acesso em: 22 jun. 2025.

MENDES, V. R. V. **Verificação estrutural de uma torre de suspensão treliçada conforme os critérios da norma IEC 60826**. 2020. 106 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Estruturas) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Estruturas, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2020. Disponível em: <https://repositorio.ufmg.br/handle/1843/32577>. Acesso em: 21 jun. 2025.

MENEZES, V. P. **Simulação de linhas de transmissão em sistemas elétricos de potência**. 2015. 87 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica), Escola Politécnica – UFRJ, Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <https://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10015383.pdf>. Acesso em: 18 jun. 2025.

MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Expansão da rede de transmissão impulsiona o sistema elétrico brasileiro**. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/expansao-da-rede-de-transmissao-impulsiona-o-sistema-eletrico-brasileiro>. Acesso em: 19 maio 2025.

MONTEIRO, J. S. **Cálculo dos Parâmetros de Linhas de Transmissão para Estudos de Fluxo de Potência Considerando o Efeito de Outras Linhas Fisicamente Próximas**. 2004. 59 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2004. Disponível em: <https://dspace.sti.ufcg.edu.br/bitstream/riufcg/11739/3/JOSIVAN%20SAMPAIO%20M>

ONTEIRO%20-%20DISSERTAÇÃO%20PPGEE%202004.pdf. Acesso em: 08 out. 2025.

MORAES, G. G. F. **Estudo do efeito Ferranti na linha de transmissão 230 kV Inocência – Rio Verde do Norte utilizando o ATPDraw**. 89 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Jataí, Jataí, 2025. Disponível em: https://repositorio.ifg.edu.br/bitstream/prefix/2352/1/tcc_Gusttavo%20Gutierry%20Ferreira%20Moraes.pdf. Acesso em: 08 out. 2025.

MOURA, A. P.; MOURA, A. A. F.; ROCHA, E. P. **Engenharia de sistemas de potência: Transmissão de energia elétrica em corrente alternada**. Fortaleza: Edições UFC, 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufc.br/handle/riufc/64537>. Acesso em: 09 out. 2025.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O Sistema Interligado Nacional: o que é o sin**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 22 maio 2025a.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O Sistema Interligado Nacional: Sistemas Isolados**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/sistemas-isolados>. Acesso em: 08 out 2025b.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **SINMAPS – Sistema de Informações Geográficas Cadastrais do SIN**. Disponível em: <https://sig.ons.org.br/app/sinmaps>. Acesso em: 08 out 2025c.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Submódulo 2.3: Premissas, critérios e metodologia para estudos elétricos**. 2022a. Disponível em: https://ecmservice.ons.org.br/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Submódulo%202.3-CR_2022.10.pdf. Acesso em: 30 out. 2025.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Submódulo 2.7: Requisitos mínimos para linhas de transmissão**. 2022b. Disponível em: https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portalar/ecmpdf/Submódulo%202.7-RQ_2020.12.docx_09232908-8899-4ca4-94a3-c20151a4243a.pdf. Acesso em: 22 jun 2025.

PERIN, A. C. C.; COUTO, V. F. Uso do software ATPDraw no estudo de transitórios eletromagnéticos. **Unoesc & Ciência - ACET**, Joaçaba, nov. 2015. v. 6, n. 2. Disponível em: <https://periodicos.unoesc.edu.br/acet/article/view/6690/5085>. Acesso em: 18 maio 2025.

PICARDI, G. C. **Distribuição de correntes de curto-circuito e fenômenos de indução em linhas de transmissão**. 2012. 38 f. Monografia (Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência – Ênfase: Proteção Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2012. Disponível em: <https://share.google/mxBiSrJapv0AcMx4u>. Acesso em: 24 jun 2025.

PINHEIRO, M. G. **Análise de sensibilidade de parâmetros elétricos de linhas de transmissão no domínio da frequência**. 2005. 138 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2005. Disponível em: <https://share.google/zoH4BRghHe2qsQl0S>. Acesso em: 11 out 2025.

PRIKLER, L.; HØIDALEN, H. K. **ATPDRAW version 5.6 Users' Manual**. 2009. Disponível em: <https://studylib.net/doc/8834597/user-manual>. Acesso em: 9 nov. 2025.

PRYSMIAN GROUP. **Ficha Técnica: OPGW 56181s**. Cabo de Guarda com Fibra Óptica OPGW SM 15.6 24FO. Sorocaba: Prysmian Group, 2022. Documento CWS0070pt - R02.

PRYSMIAN GROUP. **Ficha Técnica: OPGW 24A60s**. Cabo de Guarda com Fibra Óptica OPGW SM 12.4 24FO. Sorocaba: Prysmian Group, 2023. Documento CWT0025pt - R01.

RESENDE, L. S. **Modelagem e simulação de funções de proteção elétrica de pequenas centrais hidrelétricas utilizando o software ATP/ATPDraw**. 2016. 144 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2016. Disponível em: <https://share.google/LSbvVVATvVbJtWjzC>. Acesso em: 21 jun 2025.

SANTOS, E. N. A. **Cálculo de queda de tensão e perdas em redes de distribuição de energia elétrica**. 2013. 96 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande. Disponível em: <https://dspace.sti.ufcg.edu.br/handle/riufcg/18284>. Acesso em: 23 jun 2025.

SANTOS, P. C.; OLIVEIRA, M. E. Linha de transmissão de energia elétrica em escala reduzida para aplicações didáticas. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE EDUCAÇÃO EM ENGENHARIA - COBENGE, 51, 2023, Rio de Janeiro. **Anais [...]** Rio de Janeiro: ABENGE, 2023. 13p.

SILVA, A. C. **Sistemas elétricos de potência e proteção de linhas de transmissão**. 2020. 53 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Engenheiro de Controle e Automação), Escola de Minas – UFOP, Ouro Preto, 2020. Disponível em: https://www.monografias.ufop.br/bitstream/35400000/2938/1/MONOGRAFIA_SistemasElétricosPotência.pdf. Acesso em: 19 maio 2025.

SILVA, M. S.; BEZERRA, J. M. B. Redução de perdas em cabos para-raios em linhas de transmissão aérea por aumento da resistência do laço indutivo. *In*: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (SBSE), 8., 2020. **Anais [...]**. Santo André: UFABC, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.48011/sbse.v1i1.2365>. Acesso em: 30 out. 2025.

STEVENSON JUNIOR, W. D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**. 2. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 1986.

TORRES, F. C. **Análise estrutural e dimensionamento de um suporte de linhas de transmissão autoportantes**. 2021. 55 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Engenheiro Civil), Universidade Federal de São João del-Rei, Campus Alto Paraopeba, Ouro Branco, 2021. Disponível em: <https://ufsj.edu.br/portal2repositorio/File/ccivi/TCC%20%20Fabricio%20C%20Torres-%20Site.pdf>. Acesso em: 09 out. 2025.

VIEIRA, I. S. **Expansão do sistema de transmissão de energia elétrica no Brasil**. 2009. 84 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2009. Disponível em: <https://repositorio.unb.br/handle/10482/4034>. Acesso em: 28 set. 2025.