



INSTITUTO FEDERAL DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE PERNAMBUCO

Garanhuns

Bacharelado em Engenharia Elétrica

JOSÉ VITOR OLIVEIRA DE SOUZA SANTOS

**ESTUDO DAS CARACTERÍSTICAS GEOELÉTRICAS DE LINHAS DE
TRANSMISSÃO EM PROSPECÇÃO A UM MODELO AUTOCOMPENSADO**

Garanhuns

2024

JOSÉ VITOR OLIVEIRA DE SOUZA SANTOS

**ESTUDO DAS CARACTERÍSTICAS GEOELÉTRICAS DE LINHAS DE
TRANSMISSÃO EM PROSPECÇÃO A UM MODELO AUTOCOMPENSADO**

Trabalho de conclusão de curso apresentado à coordenação do Curso Superior de Bacharelado em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Pernambuco (Campus Garanhuns), como requisito para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Wilker Victor da Silva Azevêdo

Garanhuns

2024

S237e

Santos, José Vitor Oliveira de Souza.

Estudo das características geolétricas de linhas de transmissão em prospecção a um modelo autocompensado / José Vitor Oliveira de Souza Santos ; orientador Wilker Victor da Silva Azevêdo, 2024.
84 f. : il.

Orientador: Wilker Victor da Silva Azevêdo.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Instituto Federal de Pernambuco. Pró-Reitoria de Ensino. Diretoria de Ensino. Campus Garanhuns. Coordenação do Curso Superior em Engenharia. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, 2024.

1. Energia elétrica - Transmissão. 2. Linhas elétricas – Modelos matemáticos. 3. Energia elétrica - Distribuição. I. Título.

CDD 621.319

Riane Melo de Freitas Alves –CRB4/1897

JOSÉ VITOR OLIVEIRA DE SOUZA SANTOS

**ESTUDO DAS CARACTERÍSTICAS GEOELÉTRICAS DE LINHAS DE
TRANSMISSÃO EM PROSPECÇÃO A UM MODELO AUTOCOMPENSADO**

Trabalho aprovado. Garanhuns, 29/02/2024.

Professor Orientador: Wilker Victor da Silva Azevêdo, Dr.

Avaliador Interno: Manoel Alves Cordeiro Neto, Esp.

Avaliador Externo: Alberto Henrique Dantas, Esp.

Garanhuns - PE

2024

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus pela oportunidade de estar realizando um sonho e de poder ter conhecido pessoas que foram inspiração nesta caminhada.

Quero agradecer aos meus pais e familiares que não hesitaram em fornecer estrutura e apoio para que fosse possível chegar a minha formação.

Gostaria de agradecer ao meu orientador Wilker Victor da Silva Azevedo por me conceder confiança no desenvolvimento do trabalho.

“Nós somos aquilo que fazemos repetidamente.
Excelência, portanto, não é um ato mas sim um hábito.”

Aristóteles

RESUMO

Tendo em vista as dificuldades de aquisição de novas faixas de passagem para construção de novos empreendimentos de linha de transmissão e a necessidade de tais investimentos no setor elétrico devido ao constante aumento de demanda por energia, o presente trabalho tem o objetivo de contribuir neste cenário sugerindo um novo modelo de funcionamento das linhas de transmissão. Buscando explorar a influência que a geometria das estruturas exerce nas características elétricas das linhas de transmissão, o trabalho tem por objetivo analisar as vantagens desse modelo do ponto de vista elétrico (controle de tensão, capacidade de transmissão). As simulações mostraram que o modelo faz sentido do ponto de vista elétrico em linhas de comprimentos elevados, considerando diferentes configurações no Raio Médio Geométrico (RMG) através da expansão/contração dos feixes de subcondutores. Foi observado que a linha operando em feixe expandido apresenta melhor regulação de tensão em carga pesada enquanto o feixe simples tem melhor desempenho de tensão em carga leve, reduzindo o efeito Ferranti. Conclui-se que os resultados obtidos dão base para considerar estudos complementares que possibilitem verificar a validação da implementação da técnica de feixes móveis.

Palavras-chave: Linhas de transmissão. RMG. Controle de tensão.

ABSTRACT

Considering the difficulties in acquiring new rights-of-way for the construction of new transmission line projects and the need for such investments in the electricity sector due to the constant increase in energy demand, this work aims to contribute to this scenario by suggesting a new operating model for transmission lines. Aiming to explore the influence that the geometry of the structures exerts on the electrical characteristics of transmission lines, the work aims to analyze the advantages of this model from the electrical point of view (voltage control, transmission capacity). Simulations showed that the model makes sense from an electrical point of view in long lines, considering different configurations in the Geometric Mean Radius (GMR) through the expansion/contraction of the subconductor bundles. It was observed that the line operating in expanded bundle presents better voltage regulation under heavy load while the single bundle has better voltage performance under light load, reducing the Ferranti effect. It is concluded that the results obtained provide a basis for considering complementary studies that allow verifying the validation of the implementation of the mobile bundle technique.

Keywords: Transmission lines. GMR. Voltage control.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Evolução das fontes solar e eólica na matriz de energia elétrica.	13
Figura 1.2 – Emprego de feixe expandido em LT 138 kV.	15
Figura 2.1 – Variação da resistência com a temperatura.	22
Figura 2.2 – Representação do fluxo magnético interno de um condutor percorrido por corrente.	24
Figura 2.3 – Representação do campo magnético externo do condutor.	24
Figura 2.4 – Espaçadores aplicados à geminação de condutores em linhas de transmissão.	27
Figura 2.5 – Representação de Condutores Geminados com Espaçamento Simétrico.	28
Figura 2.6 – Exemplos de estruturas com fases assimétricas.	29
Figura 2.7 – Torres de transmissão em diferentes disposições de fases.	30
Figura 2.8 – Arranjo dos condutores em uma linha de transmissão trifásica transposta.	31
Figura 2.9 – Método das Imagens para um Condutor: Efeito plano terra.	35
Figura 2.10 – Alguns Tipos de Estruturas de Torres de Transmissão de Energia.	38
Figura 2.11. – Funções de Torres de Transmissão.	39
Figura 3.1 – Torre Cross-Rope Compacta ABB/Eletronorte.	42
Figura 3.2 – Estrutura Compacta em 230 kV da COPEL.	42
Figura 3.3 – Modelo de linha de transmissão com feixe expandido em 500 kV.	44
Figura 3.4 – Exemplos de ferragens convencional (18”), feixe expandido assimétrico e regular.	44
Figura 3.5. Linha de Transmissão LPNE-FEX 500 kV Presidente Dutra – Fortaleza.	45
Figura 3.7. Linha 500 kV “cara de gato” e estrutura Cross-Rope (RJ).	46
Figura 3.8. Torre, pesos adicionais e amortecedor stockbridge.	47
Figura 3.9. Modelo pi nominal de uma linha de transmissão.	47
Figura 3.10. Modelo pi exato de uma linha de transmissão.	48
Figura 3.11. Perfil de tensão de uma linha de transmissão não compensada sem perdas com tensão fixa no terminal emissor.	49
Figura 3.12. Curva de carregamento de uma linha de transmissão aérea a 60 Hz sem compensação.	50
Figura 3.13. Diagrama representativo de técnicas de compensação reativa em linhas de transmissão.	51
Figura 4.1. Roteiro metodológico aplicado.	53
Figura 4.2. Estruturas consideradas para análise: (a) Horizontal (b) Vertical (c) Triangular.	54
Figura 4.3. Modificações geométricas consideradas.	56
Figura 4.4. Configuração de modelo do LCC, Linha horizontal.	59
Figura 4.5. Configuração de dados do LCC e visão do recurso view, Linha horizontal.	59
Figura 4.6. Configuração de dados do LCC e visão do recurso view, Linha horizontal.	60
Figura 4.7. Diagrama de blocos que possibilita a simulação de fluxo de potência.	60
Figura 4.8. Posição original dos condutores.	63
Figura 4.9. Modelo de linha 750kV.	64
Figura 4.9. Montagem do modelo parcial aplicado em parte da linha.	65
Figura 4.10. Modelo 750kV em cascata.	66

LISTA DE QUADROS E TABELAS

Quadro 2.1 – Exemplo da variação da característica resistiva de um cabo ACSR.....	23
Quadro 2.2 – Exemplo da variação da característica resistiva de um cabo ACSR.	29
Quadro 4.1. Dados geométricos da disposição de fases e subcondutores.	55
Tabela 4.1. Sensibilidade dos parâmetros DMG e RMG.	56
Tabela 4.2. Parâmetros A e B dos quadripolos.	57
Quadro 4.2. Características eletrogeométricas da torre horizontal.	61
Tabela 4.3. Resultados obtidos com o Line Constants para a LT com torre na horizontal (Simples). 61	
Quadro 4.3 – Eletrogeometria: LT São Gonçalo do Pará – Ouro Preto e LT São Gotardo 02 – Três Marias... 63	
Quadro 5.1. Parâmetros elétricos, LT São Gonçalo – Ouro Preto 500kV.	67
Tabela 5.1. Atenuação de tensão, LT São Gonçalo – Ouro Preto 500kV.	68
Tabela 5.2. Corrente e fluxo de potência reativa: LT São Gonçalo – Ouro Preto 500kV.	68
Tabela 5.3. Atenuação de tensão, LT São Gotardo 02 – Três Marias 345kV.....	69
Tabela 5.4. Corrente e fluxo de potência reativa, Linha 345kV.....	70
Tabela 5.5. Tensão no terminal receptor das LTs de 750 kV em feixe simples e expandido.....	71
Tabela 5.6. Corrente e fluxo de potência reativa, Linha 750kV.	72
Tabela 5.7. Atenuação de tensão, Linha Longa 500kV.	73
Tabela 5.8. Corrente e fluxo de potência reativa, Linha Longa 500kV.	73
Tabela 5.9. Regulação de tensão, Linha Parcial 750kV.	74
Tabela 5.10. Corrente e fluxo de potência reativa, Linha Parcial 750kV.	74

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATP	Alternative Transients Program
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
DMG	Distância Média Geométrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FEX	Feixe Expandido
GPL	Grupo de estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos
IO	Instrução de Operação
LCC	Line/Cable Constants
LPNE	Linha de Potência Natural Elevada
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PR	Procedimentos de Rede
RMG	Raio Médio Geométrico
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
SIL	<i>Surge Impedance Loading</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
BCS	Banco de Capacitores Série
Csh	Capacitor Shunt
CS	Compensador Síncrono
OLTC	<i>On Load Tap Changing</i>

SUMÁRIO

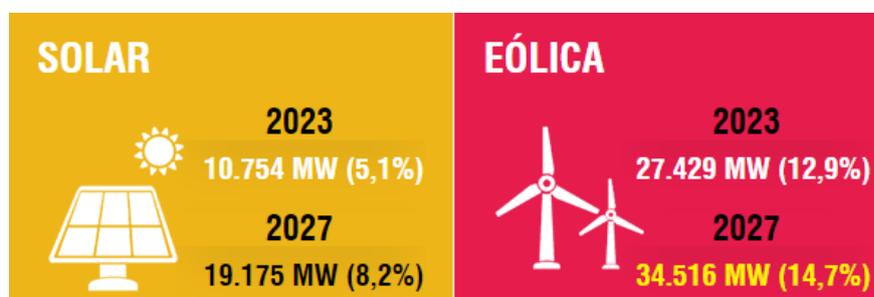
1. INTRODUÇÃO	13
1.1 Justificativa	14
1.2 Motivação	16
1.3 Objetivos	19
1.4 Estrutura do Trabalho	19
2. CÁLCULO DE PARÂMETROS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	21
2.1. Cálculo de Parâmetros e Modelagem	21
2.1.1. Resistência e Condutância.....	21
2.1.2. Indutância	23
2.1.2.1. Indutância Total e outros Conceitos	24
2.1.2.2. Raio Médio Geométrico (RMG) e Condutores Geminados	28
2.1.3. Transposição de Linhas Aéreas	29
2.1.4. Impedâncias Próprias e Mútuas	32
2.1.5. Impedâncias: Componentes Modais	33
2.1.6. Capacitância	34
2.2. Potência Natural	36
2.2.1. Impedância característica ou impedância de surto.....	36
2.2.2. Surge Impedance Loadind (SIL).....	36
2.3. Sobre Funções de Torres	37
3. LINHAS DE POTÊNCIA NATURAL ELEVADA E RECAPACITAÇÃO	40
3.1. Técnicas Empregadas para LPNE	41
3.1.1. Compactação de Fases	41
3.1.2. Expansão dos Feixes	43
3.2. Substituição de Condutor	46
3.3. Capacidade de Transmissão de Energia	47
3.4. Compensação Reativa	50
4 METODOLOGIA E AVALIAÇÃO PARAMÉTRICA	53
4.1. Sensibilidade de Parâmetros	53
4.1.1. Análise Preliminar	54

4.2. ATP e Sub-rotina Line Constants.....	58
4.3. Análise Complementar	60
4.3.1. Comparando Parâmetros	60
4.4. Descrição dos Casos.....	62
4.4.1. Linhas de transmissão com 166km	62
4.4.2. Linhas Longas (800km).....	64
4.4.3. Perspectivas em Trecho de Linha	65
4.4.4. Compensação Reativa	65
5. ESTUDOS DE CASO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	67
5.1. Linha de transmissão da CEMIG	67
5.1.1. Modelo 500 kV	67
5.1.2. Modelo 345 kV	69
5.2. Linhas longas	70
5.1.4. Expansão de Feixe em Trechos da Linha de Transmissão	73
5.3. Impactos na Compensação Reativa	75
5.4. Elementos Condicionantes e Limitantes	76
6 CONSIDERAÇÕES finais	79
REFERÊNCIAS	81

1. INTRODUÇÃO

É notável o aumento de demanda por energia elétrica com o crescimento econômico de uma região e, por este motivo, os estudos de planejamento realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) são apoiados em cenários e projeções econômicas. O sistema elétrico brasileiro, em particular, é conhecido por sua característica hidrotérmica, o que significa predominância de hidrelétricas e termelétricas em sua matriz energética. No entanto, a previsão de crescimento energético nacional está pouco voltada a empreendimentos de novas Usinas Hidroelétrica (UHE) com grandes reservatórios. Enquanto as expectativas apontam para uma redução percentual das fontes hidráulicas na matriz de energia elétrica (108.453 MW / 51,0% em 2023 para 109.098 MW / 46,4% em 2027¹) e pequena variação para as demais fontes, espera-se um crescimento razoável com fontes eólicas e fotovoltaicas (Figura 1.1).

Figura 1.1 – Evolução das fontes solar e eólica na matriz de energia elétrica.



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétricos (ONS).

O aproveitamento das fontes primárias nem sempre está próxima aos centros de carga e tais circunstâncias exigem algum tipo de interface entre a geração e seu consumo. Isso se intensifica devido ao fato de as explorações a essas fontes já datarem mais de um século, o que muitas vezes tornam as distâncias entre fonte e carga cada vez maiores. Fontes intermitentes, em especial, demandam uma margem de transmissão por parte do sistema para que possa exportar energia quando sua geração supera o consumo local. Assim, no planejamento da expansão ou na revitalização de corredores existentes, o olhar para as linhas de transmissão é fundamental.

Sabe-se que a disponibilidade de um sistema de transmissão bem desenvolvido e de alta capacidade torna técnica e economicamente viável a movimentação de grandes

1 <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>

blocos de energia elétrica por grandes distâncias (Elgerd, 1982). As linhas de transmissão realizam o transporte de grandes blocos de energia, em que se reconhecem características elétricas e eletromagnéticas devido a altas correntes e tensões. Ao longo do sistema elétrico, esses blocos se dividem em instalações de alta e ultra alta tensão, subtransmissão e distribuição, abrangendo uma grande área de consumo.

Devido ao comprimento do percurso, com o objetivo de minimizar as perdas, os níveis de tensão são elevados por meio de transformadores próximos às unidades geradoras. Essa característica em alta tensão (acima de 230 kV) exige estruturas maiores, diferente das redes de distribuição de energia (em geral inferior a 34,5 kV). No Brasil, o sistema de transmissão foi projetado para interligar todo o território nacional, com exceção do estado de Roraima que, na presente data (2024), já dispõe de ordem de serviço assinada para inicialização da obra de sua conexão².

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é complexo e consiste em malhas robustas e redundantes. Isso possibilita maior disponibilidade, qualidade e economia ao Sistema Elétrico Brasileiro (SEB). As interligações possuem vantagens como a possibilidade de complementariedade dos reservatórios em diferentes sub-regiões durante o ano e o intercâmbio de fontes de energia intermitentes. As interligações, por meio de linhas de transmissão, devem ser projetadas admitindo aspectos técnicos e econômicos que garantam confiabilidade e condições factíveis de implantação.

1.1 Justificativa

Os investimentos na expansão do sistema elétrico devem acompanhar a demanda de energia para evitar redução dos índices de eficiência e confiabilidade (Dart *et al.*, 1999). Na prática, essa necessidade esbarra em demandas ambientais e dificuldades na obtenção de novas faixas de servidão. Além disso:

“Custos fundiários elevados e dificuldades nas negociações de aquisições e desapropriação de áreas têm sido apontados por agentes do setor como fatores prejudiciais à atratividade de obras de transmissão” (TCU, 2014³).

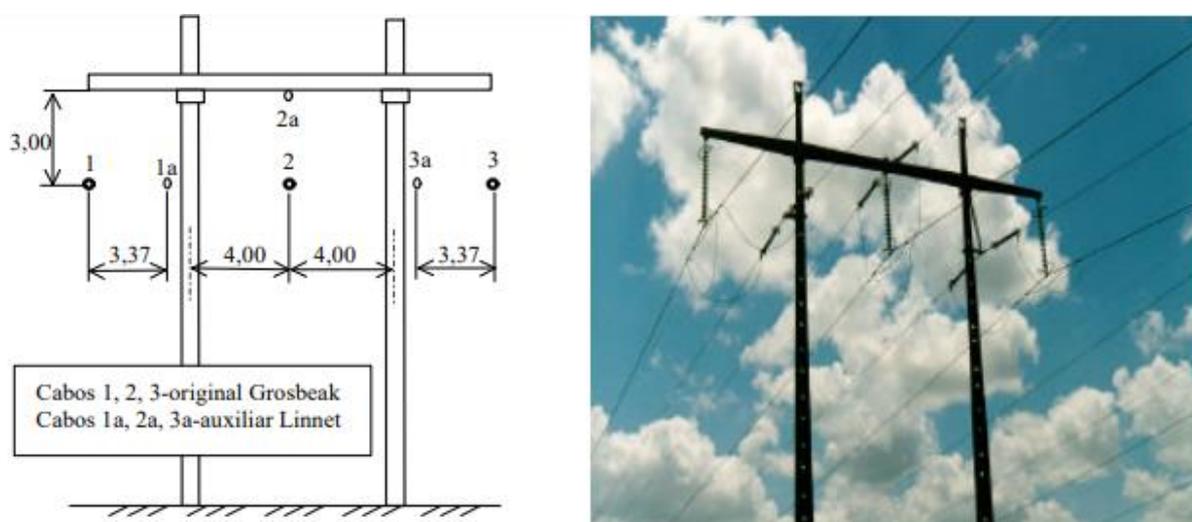
Alternativas para expandir e otimizar o sistema de transmissão frente restrições

² <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/alexandre-silveira-assina-ordem-de-servico-para-ligar-roraima-ao-sistema-interligado-nacional-de-energia#:~:text=O%20ministro%20de%20Minas%20e.energia%20confi%C3%A1vel%2C%20limpa%20e%20renov%C3%A1vel.>

³ <https://portal.tcu.gov.br/biblioteca-digital/auditoria-operacional-no-sistema-de-custos-de-linhas-de-transmissao-e-subestacoes-banco-de-precos-de-referencia-da-agencia-nacional-de-energia-eletrica-aneel.htm>

econômicas e ambientais se intensificaram no Brasil há pelo menos 30 anos. Estudos foram propostos em relação ao uso de linhas compactas, em que houve: otimização dos campos elétricos e magnéticos, adoção da técnica de feixe expandido (FEX) e consequente aumento da potência natural / SIL - *Surge Impedance Loading* (Dart *et al.*, 1995); o recondutoramento por adição de um condutor de liga termoresistente auxiliar de bitola menor que o existente (Figura 1.2), reduzindo a queda de tensão ao longo da linha e aumentando sua capacidade de transmissão (Régis Jr. *et al.*, 1999); já em um novo ambiente de reestruturação do setor elétrico, alternativas de compactação foram adotadas, inclusive, com a implantação da linha de transmissão *cross-rope* em 500 kV Tucuruí - Vila do Conde II, atingindo elevado grau de compactação e o SIL necessário (Nolasco *et al.*, 2003).

Figura 1.2 – Emprego de feixe expandido em LT 138 kV.



Fonte: Régis Jr. *et al.* (1999).

Desde então, configurações não convencionais estáticas para otimização técnico-econômica dos feixes nas torres têm ocorrido para melhor aproveitamento da faixa de servidão, soluções denominadas Linha de Potência Natural Elevada – LPNE (Gabaglia *et al.*, 2001), têm ações implementadas por engenheiros de FURNAS e CEPEL, inclusive com a construção de linha experimental (Amon Filho *et al.*, 2009).

Devido a esse cenário, uma tarefa cada vez mais frequente aos projetistas são as inúmeras autorizações de repotencialização das linhas de transmissão, em que visa atender a uma quantidade de consumidores maior e/ou a uma demanda de energia elétrica em um patamar mais elevado (Bezerra *et al.*, 2023). Esta é uma forma de aumentar a capacidade de transmissão sem a necessidade de dispêndios

financeiros com os custos de novas faixas de servidão.

CHESF, FURNAS e CEPEL, desde a década de 90 no final do século passado, patrocinados pela Eletrobrás, desenvolvem estudos de implementação de linhas de transmissão que utilizam a técnica de LPNE (Dart *et al.*, 1995). Essa técnica permite o aumento da transmissão de energia por meio de modificações em suas características geométricas e têm se mostrado uma alternativa eficiente substituindo, por exemplo, a compensação série de bancos de capacitores.

O aumento da densidade de linhas de transmissão somada a restrições de acesso a novas áreas de empreendimento acaba tornando economicamente viáveis o aproveitamento de faixas de servidão já existentes (Bezerra *et al.*, 2023). Além da necessidade de expansão na transmissão, estudos observaram que tal densidade de linhas (fisicamente próximas) provoca acoplamentos magnéticos que devem ser considerados no planejamento e na operação devido sua influência na característica reativa da linha (Monteiro, 2004), podendo influenciar consideravelmente os estudos de fluxo de potência. A consequência mais grave observada pelo acoplamento entre linhas paralelas é um aumento mais elevado de tensão no terminal receptor durante momentos de carga leve ou com a linha operando a vazio. Esse fenômeno é comumente conhecido como efeito Ferranti (Fuchs, 1979), podendo ser observado em linhas médias e longas (comprimento maior que 240 km) em condição de carga leve do sistema de potência. Espera-se que esse efeito seja acentuado em linhas com comprimento que representam $\frac{1}{4}$ do comprimento de onda λ (≈ 4900 km em linhas de 60 Hz) e, nesta situação, os terminais da linha estão no início e na crista da onda eletromagnética (Melo *et al.*, 2021).

A partir do cenário exposto, avaliar condições que possibilitem o aumento de capacidade da transmissão, de forma que possibilite o controle dos níveis de tensão sem exigir muitas intervenções de equipamentos externos, pode contribuir no planejamento e operação do sistema elétrico visando disponibilidade, qualidade e economia.

1.2 Motivação

Admitindo cenários e necessidades contemporâneas, há uma aspiração por novos estudos que possibilitem que as linhas de transmissão atendam a atual realidade do sistema elétrico, dada sua expansão. Assim, o presente trabalho se propõe explorar a dependência dos parâmetros elétricos da linha para com a

disposição geométrica dos condutores.

As linhas de transmissão de alta tensão tornam viável o transporte de energia em longas distâncias. As tensões elevadas (230, 440, 500, 765 kV) incorrem que a estrutura tenha altura mais elevada em comparação com as estruturas dos ramais de distribuição, assim como se constata um razoável espaçamento entre suas fases em virtude da corrente que se estabelece no circuito. Por esses motivos, suas características são predominantemente reativas (indutiva, capacitiva). Esses parâmetros são determinados também pela disposição espacial dos condutores na torre, podendo então ser explorados com modificações em suas estruturas.

A partir da necessidade de expansão do sistema, prescindindo da aquisição de novas faixas de passagem, solicitações de repotencialização surgem com frequência. Diferentes técnicas de recapitação são utilizadas com o objetivo de aumentar a capacidade de transmissão de linhas existentes. Normalmente, linhas curtas, de até 80 km de comprimento, por não ter problemas de elevadas quedas de tensão, acabam conseguindo explorar ao máximo a capacidade da linha e dos condutores. Contudo, à medida que o comprimento das linhas aumenta, a regulação de tensão se eleva e passa a limitar a capacidade de transmissão antes de atingir o limite térmico do projeto. Linhas curtas normalmente tem limite de capacidade de transmissão determinado pelo limite térmico dos condutores ou estruturas. Por sua vez, linhas mais longas são limitadas pela regulação de tensão ou estabilidade (Glover, Overbye, Sarma, 2017). Por esse motivo, um incremento da capacidade de transmissão nestas ocasiões pode ser atingido se a queda de tensão for atenuada.

Uma forma de minimizar a queda de tensão entre terminais emissor e receptor de uma linha é através da compensação série utilizando bancos de capacitores. Discutido por Gonen (1988), existem alguns problemas associados ao emprego de bancos de capacitores em sistemas de potência, sobretudo na compensação em série. Apesar do aumento na capacidade de transmissão, há problemas de sobretensões nesses equipamentos durante curtos-circuitos, o que acaba prejudicando a ação de relés de proteção. Outro problema associado à sua aplicação em linhas de extra alta tensão é a possibilidade de ressonância subsíncrona (Gonen, 1988).

Nisso, outra técnica vem se mostrando mais eficiente, a Linha de Potência Natural Elevada (LPNE), a qual possibilita a diminuição da impedância série bem como aumento da capacitância *shunt* através da modificação da Distância Média

Geométrica⁴ entre fases e/ou modificação no Raio Médio Geométrico⁵. Essa técnica pode resultar em um aumento considerável na capacidade de transmissão quando comparada a linhas com arranjos convencionais (Régis Jr. *et al.*, 1995).

Pode ser referenciado, ainda, o estudo realizado por Dart *et al.* (1999) se destaca por comparar o uso da técnica de LPNE a uma compensação série em uma linha de transmissão. Este estudo concluiu que a técnica de elevação da potência natural apresenta “maior confiabilidade uma vez que prescinde da compensação série e seus esquemas de proteção (para-raios, disjuntores, chaves, etc.)” e, ainda, “são eliminados custos de manutenção e unidades de reserva desses equipamentos”. De modo complementar, a inserção de fontes intermitentes (solar, eólica) sem armazenamento, tem reduzido, de modo geral, a impedância entre geração e carga, o que pode provocar o desligamento de compensadores série e bancos de capacitores *shunt* em algumas regiões do sistema de potência, dando oportunidade a novos estudos voltados ao sistema de transmissão.

Outro fator importante é o olhar sobre os estudos de regime permanente, inclusive o de fluxo de carga, em que diferentes patamares de carga assumidos diariamente pelo sistema elétrico, bem como sua eventual operação sob presença de contingências, se desdobram em variações no comportamento reativo das linhas. Essas variações afetam os níveis de tensão dos barramentos e, para atender aos limites estabelecidos pelos Procedimentos de Rede (PRs) do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), o sistema deve dispor de equipamentos como recursos de controle de tensão. A operação do sistema em tempo real segue as Instruções de operação (IO), as quais determinam medidas que devem ser tomadas para efetivação desse controle. Dentre as violações que podem ocorrer com relação a faixa de tensão limite, as sobretensões têm impactos maiores nos equipamentos alimentados. O submódulo 10.9 dos PRs (Item 6.2.3) indica que, caso sejam esgotados os recursos de controle de tensão, o desligamento da linha pode ser adotado como último recurso para que seja evitada a operação em sobretensões. Esses desligamentos são indesejados por diversos motivos, dentre eles, devido ao corte de carga e a transitórios durante seu religamento.

Do contexto tratado, se estabelece como motivação principal o estudo de

4 DMG – Média geométrica da distância entre o centro das fases de uma linha de transmissão.

5 RMG – Raio Médio geométrico. Esse conceito será discutido em detalhes no próximo capítulo, mas preliminarmente pode ser entendido como distância média autogeométrica, e está relacionada a características físicas do condutor ou do conjunto de condutores que integra cada fase.

características que permitam avaliar a concepção de uma linha de transmissão em que fosse possível controlar seus parâmetros, variando seu comportamento consoante a condições desejadas. Isto pode provocar não apenas o aumento na sua capacidade de transmissão em algumas situações como também uma autocompensação reativa que permitiria o controle de tensão em tempo real. Dessa forma, reservaria os recursos de controle de tensão convencionais do sistema elétricos (compensadores síncronos, bancos de capacitores e reatores *shunt*, bancos de capacitores série) para situações de elevada exigência do sistema (picos de carga máxima ou carga mínima), além de cenários de contingências.

1.3 Objetivos

Buscando contribuir com novas percepções e ideias de tecnologias que possibilitem o atendimento das demandas impostas pelo cenário de expansão da transmissão no Brasil, o trabalho propõe avaliar características eletrogeométricas de linhas de transmissão, vislumbrando o impacto no desempenho técnico caso uma parcela de torres dispusesse de recursos de controle da posição dos condutores. Tem como objetivo geral explorar a variação dos parâmetros elétricos e eletromagnéticos da linha considerando mudanças espaciais e seus potenciais impactos no desempenho, incluindo controle de tensão por compensação de reativos e flexibilizando sua capacidade de transmissão. Em específico, são delineados:

- Analisar sensibilidade de parâmetros elétricos da linha por modificações na Distância Média Geométrica (DMG) e Raio Médio Geométrico (RMG).
- Estabelecer configurações por estudo de sensibilidade do modelo da linha ao seu perfil eletrogeométrico, simulando o desempenho.
- Comparar capacidade de transmissão entre perfis/modelos.
- Avaliar a influência do comprimento da linha no seu desempenho.
- Comparar perdas na transmissão e diferenças no fluxo de potência.
- Comparar o desempenho de modelos com a compensação convencional.

1.4 Estrutura do Trabalho

No Capítulo 2 foi apresentada a fundamentação teórica do trabalho, explanando conceitos fundamentais para a compreensão do funcionamento das Linhas de Transmissão de energia e seus impactos no sistema de potência. No Capítulo 3 foram apresentadas as principais técnicas de linha de potência natural elevada e seus

aspectos técnicos, uma análise da capacidade de transmissão em linhas de transmissão e ainda foi abordada a teoria da compensação reativa em LT's. O Capítulo 4 aborda a metodologia do trabalho, com a análise de sensibilidade de parâmetros, característica e aplicação de recursos computacionais. No Capítulo 5 são apresentadas as configurações dos Estudos de Caso, inicialmente considerando linhas de 345 e 500 kV de 166km e, em seguida, considerando linhas de 500kV e 750kV com 800km, incluindo também o desempenho das soluções propostas. O Capítulo 6 traz as considerações finais e sugestões de trabalhos futuros.

2. CÁLCULO DE PARÂMETROS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Os conceitos apresentados neste capítulo são fundamentais para correta compreensão dos fenômenos associados a Linhas de Transmissão e como eles interferem no desempenho deste ativo nos sistemas elétricos de potência.

2.1. Cálculo de Parâmetros e Modelagem

Linhas de transmissão tem o objetivo de transferir grandes blocos de energia, além de ter um papel na interligação do sistema afim de assegurar sua continuidade de fornecimento. Essa parte do sistema elétrico de potência apresenta os maiores níveis de tensão devido necessidade de redução de perdas, redução de quedas de tensão e aumento na capacidade de transmissão (Elgerd, 1982). O transporte de energia ocorre por meio de campo eletromagnético, o qual resulta em importantes características que serão apresentadas ao longo da seção.

2.1.1. Resistência e Condutância

Resistência e condutância são parâmetros relacionados com as perdas reais da linha. O primeira se estabelece no modelo completo da linha de transmissão em virtude das características dos materiais (condutividade) que compõem o condutor, comprimento e área de seção transversal (em modelos mais robustos têm variações associadas com a frequência de operação, a temperatura – desdobramento da radiação solar). A resistência é associada a um perfil longitudinal (entre barras).

A condutância representa as perdas associadas com as correntes de fuga (nos isoladores, por exemplo), perda de potência entre condutores, das fases para estruturas/terra, além do efeito corona (em linhas aéreas, a alta intensidade do campo elétrico implica na ionização de moléculas de ar próximas aos condutores). A corrente de fuga depende de contaminantes, de sujeira nos isoladores, fatores meteorológicos como a umidade (Glover, Overbye, Sarma, 2017). A condutância normalmente é referida a um componente *shunt* em modelos que representam a linha de transmissão e pode ser importante em estudos de alta frequência.

Na maioria dos casos práticos a condutância de dispersão é suficientemente pequena para ser desprezada (Fuchs, 1979). Resultados obtidos em plataforma EMTP (*Electromagnetic Transients Program*) para uma linha de transmissão em 230

kV de modelo largamente utilizado pela Companhia Hidroelétrica do São Francisco / CHESF (com vão de torre típico de 500 m), expuseram uma condutância *shunt* de $7,6 \cdot 10^{-13}$ S/km (isolador do tipo não cerâmico) a $6,5 \cdot 10^{-9}$ S/km (coluna de isoladores poluídos do tipo vidro), patamares muito próximos de valores de ensaio realizados em laboratório (Fernandes *et al.*, 2004). Como a corrente de fuga é consideravelmente pequena em comparação com a corrente nominal, geralmente é desprezada em alguns estudos (Grigsby, 2012) e, portanto, é razoável não incluí-la na modelagem da linha.

A resistência é responsável pelo efeito joule, provocando aquecimento no condutor proporcional a corrente que se estabelece por ele. A capacidade de suportar o aquecimento dos condutores durante a transmissão de energia é denominada ampacidade e, principalmente em linhas curtas, muitas vezes torna-se o fator limitante na capacidade de transmissão das linhas (Glover, Overbye, Sarma, 2017). Portanto, a resistência torna-se o principal fator responsável pelas perdas na linha, com sua componente em corrente contínua (R_{cc}) representada por:

$$R_{cc} = \frac{\rho \cdot L}{A} = \frac{P_{Loss}}{|I|^2} \Omega \quad (2.1)$$

Sendo: ρ → Resistividade do material (implicitamente função da temperatura).

L → Comprimento do condutor.

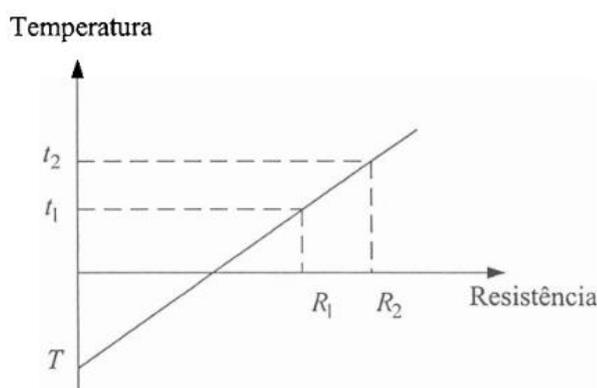
A → Seção transversal do condutor (também pode variar com a temperatura).

P_{Loss} → Perda ativa.

I → Corrente nominal.

A resistência em corrente contínua possui relação linear com a temperatura e pode ser observada na Figura 2.1 e descrita na função (2.2).

Figura 2.1 - Variação da resistência com a temperatura.



Fonte: Zanetta Jr. (2006).

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{|T|+t_2}{|T|+t_1} \quad (2.2)$$

Sendo:

T → Valor de temperatura teoricamente nula para determinado material condutor.

R_2 → a resistência no instante da temperatura t_2 .

R_1 → a resistência no instante da temperatura inicial t_1 .

Em Corrente Alternada (CA) a resistência ainda depende da frequência devido ao efeito *skin*. Este efeito faz com que a densidade de corrente no condutor apresente tendência a se concentrar cada vez mais próxima da superfície do condutor à medida que a frequência aumenta. Dessa forma, a área útil do condutor diminui e conseqüentemente sua resistência aumenta, como sugerido na equação (2.1). Isto é registrado em tabelas para condutores, exemplificado no Quadro 2.1.

Quadro 2.1 – Exemplo da variação da característica resistiva de um cabo ACSR⁶.

Palavra Código	ACSR	Resistência (Ω/condutor por milha)							
		25 °C (pequenas correntes)				50 °C (Aprox. 75% capacidade)			
		DC	25 Hz	50 Hz	60 Hz	DC	25 Hz	50 Hz	60 Hz
Finch	54/19	0,0839	0,0840	0,0842	0,0844	0,0924	0,0935	0,0957	0,0969

Fonte: Glover, Overbye, Sarma (2017), modificado.

Devido à complexidade de se obter o valor da resistência em corrente alternada, o mais conveniente é consultar as tabelas fornecidas pelos fabricantes onde estão expressas as resistências em termos de frequência e temperatura. De modo geral, o aumento da temperatura tem influência mais expressiva no aumento da resistência do condutor em relação ao aumento das frequências típicas da operação em regime permanente.

2.1.2. Indutância

Elgerd (1982) especifica que a indutância de uma linha de transmissão de energia é o parâmetro mais importante do ponto de vista de um engenheiro de potência. Essa afirmação é justificada pelo fato da reatância indutiva, produto da frequência angular pela indutância (ωL) influenciar fortemente a capacidade de transmissão da linha e a queda de tensão verificada entre terminais.

Linhas de campo magnético concêntricas são produzidas no condutor pela passagem de corrente elétrica. Como a corrente varia, o fluxo muda, incorrendo em

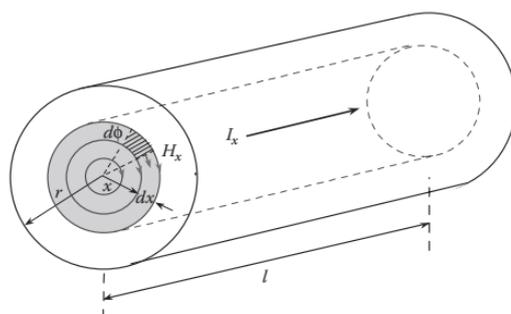
⁶ ACSR – *Aluminium Conductor Steel-Reinforced cable* (cabo de alumínio com “alma” de aço).

uma tensão produzida. A indutância da linha de transmissão está vinculada à razão entre o fluxo e a corrente. A magnitude desta indutância dependerá da disposição física e do meio onde se encontram os condutores nas fases distribuídos espacialmente. Em torres aéreas, esta configuração geométrica é muito importante para determinar a indutância. A seguir serão tratados os principais desdobramentos analíticos.

2.1.2.1. Indutância Total e outros Conceitos

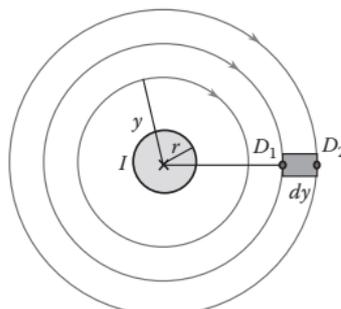
Para um condutor infinitamente longo, sólido e de perfil cilíndrico, com raio r e pelo qual se estabelece uma corrente elétrica uniformemente distribuída I , linhas de campo magnético concêntricas são geradas interna e externamente (Figura 2.2). Ainda, a indutância externa é passível de avaliação caso a corrente seja considerada na periferia do condutor (efeito *skin* prevalente), verificando-se a influência da corrente que se estabelece nos condutores para com densidade e campo externos ao condutor (Figura 2.3). A indutância total deve ser obtida considerando os efeitos interno e externo.

Figura 2.2 – Representação do fluxo magnético interno de um condutor percorrido por corrente.



Fonte: Grigsby (2012)

Figura 2.3 – Representação do campo magnético externo do condutor.



Fonte: Grigsby (2012).

Do primeiro caso (Figura 2.2), admite-se uma fração da corrente I_x contida na área do círculo escolhido, determinada pela equação (2.3), em que a Lei de Ampère determina a intensidade do campo magnético H_x , constante em qualquer ponto ao longo do contorno do círculo (Equação 2.4) e, em seguida, a densidade de fluxo magnético B_x (Equação 2.5) considerando a permeabilidade magnética do meio.

$$I_x = \frac{\pi x^2}{\pi r^2} \cdot I \quad (A) \quad (2.3)$$

$$H_x = \frac{I_x}{2\pi x} = \frac{I}{2\pi r^2} \cdot x \quad (A/m) \quad (2.4)$$

$$B_x = \mu \cdot H_x \frac{I_x}{2\pi x} = \frac{\mu}{2\pi} \cdot \frac{x \cdot I}{r^2} \quad (T) \quad (2.5)$$

O fluxo diferencial $d\phi$ em um anel de espessura dx por unidade de comprimento do condutor e, a partir disso, o fluxo diferencial $d\lambda$ total na respectiva área são obtidos pelas equações 2.6 e 2.7:

$$d\phi = B_x dx = \frac{\mu}{2\pi} \cdot \frac{x \cdot I}{r^2} dx \quad (Wb/m) \quad (2.6)$$

$$d\lambda = \frac{\pi x^2}{\pi r^2} d\phi = \frac{\mu}{2\pi} \left(\frac{x^3 \cdot I}{r^4} \right) dx \quad (Wb/m) \quad (2.7)$$

Integrando de $x = 0$ a $x = r$:

$$\lambda_{int} = \int_0^r d\lambda = \frac{\mu}{8\pi} \cdot I \quad (Wb/m) \quad (2.8)$$

Disto, obtemos a indutância interna:

$$L_{int} = \frac{\lambda_{int}}{I} = \frac{\mu}{8\pi} \quad (H/m) \quad (2.9)$$

No caso externo ao condutor (x maior que o raio r), considerando um raio y (Figura 2.3), a intensidade do campo magnético H_y e a densidade do campo magnético B_y , por unidade de comprimento são expressas por 2.10 e 2.11. Ainda, como toda componente externa é gerada pela corrente que se estabelece no condutor, implica a equação 2.12 para o fluxo diferencial $d\lambda$:

$$H_y = \frac{I}{2\pi y} \quad (A/m) \quad (2.10)$$

$$B_y = \frac{\mu}{2\pi} \cdot \frac{I}{y} \quad (T) \quad (2.11)$$

$$d\lambda = d\phi = \frac{\mu}{2\pi} \left(\frac{I}{y} \right) dy \quad (Wb/m) \quad (2.12)$$

O fluxo total de D_1 a D_2 é obtido analiticamente junto com a indutância externa:

$$\lambda_{ext} = \int_{D_1}^{D_2} d\lambda = \frac{\mu I}{2\pi} \int_{D_1}^{D_2} \left(\frac{1}{y}\right) dy = \frac{\mu I}{2\pi} \ln\left(\frac{D_2}{D_1}\right) \quad (Wb/m) \quad (2.13)$$

$$L_{ext} = \frac{\mu}{2\pi} \ln\left(\frac{D_2}{D_1}\right) \quad (H/m) \quad (2.14)$$

Em geral, são considerados como limiares para obtenção da indutância externa o limite a partir da superfície do condutor (raio do condutor $D_1 = r$) até uma distância $D_2 = D$, a qual especificaremos adiante. Ainda, podemos também obter a expressão da indutância total de um condutor pela composição das componentes interna e externa:

$$L_{total} = L_{int} + L_{ext} = \frac{\mu}{8\pi} + \frac{\mu}{2\pi} \ln\left(\frac{D}{r}\right) = \frac{\mu}{2\pi} \left[\frac{1}{4} + \ln\left(\frac{D}{r}\right)\right] \quad (H/m) \quad (2.15)$$

Aplicando propriedade da função logarítmica:

$$L_{total} = \frac{\mu}{2\pi} \ln\left(\frac{D}{r e^{-1/4}}\right) = \frac{\mu}{2\pi} \ln\left(\frac{DMG}{r'}\right) \quad (H/m) \quad (2.16)$$

Onde: $D \rightarrow$ Distância do centro do condutor a um ponto externo, convencionalmente DMG (Distância Média Geométrica ou, seja, a média geométrica da distância entre as três fases da linha de transmissão - D_{12}, D_{23}, D_{31});

$$DMG = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}} \quad ; \quad r e^{-1/4} = r' = 0,7788.r$$

$\mu \rightarrow$ Permeabilidade magnética no meio ($\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7} H/m$ é admitido).

O parâmetro r' corresponde ao raio de um condutor oco de espessura infinitesimal que produz a mesma indutância que o condutor ou conjunto de condutores reais. Seu cálculo é afetado pela opção por múltiplos cabos por fase.

A fim de obter a indutância para linhas trifásicas com condutores geminados, em que são aplicados espaçadores de feixe (Figura 2.4), o parâmetro r' é substituído pelo Raio Médio Geométrico (RMG) – equação 2.17.

Figura 2.4 – Espaçadores aplicados à geminação de condutores em linhas de transmissão.



Fonte: Shoemaker & Mack (2017), PLP Brasil⁷.

⁷ <https://plp.com.br/wp-content/uploads/2017/03/f-53-espador-amortecedor-quadruplo-agstd.pdf>

$$L_{total} = \frac{\mu}{2\pi} \ln \left(\frac{DMG}{RMG} \right) \quad (H/m) \quad (2.17)$$

Apenas uma fase precisa ser considerada para operação trifásica balanceada desta linha, uma vez que os fluxos concatenados em cada fase são iguais (Glover, Overbye, Sarma, 2017). Na análise destes circuitos é avaliado o equivalente de sequência positiva.

2.1.2.2. Raio Médio Geométrico (RMG) e Condutores Geminados

O uso de condutores múltiplos por fase (geminados), além de reduzir o gradiente elétrico nas superfícies dos cabos, possibilita a redução da indutância da linha. Além de afetar o cálculo da resistência série da linha, em virtude de propor múltiplos cabos em paralelo, alterando a resistência equivalente e influenciando a confiabilidade, ele altera o Raio Médio Geométrico (RMG). O RMG de condutores geminados pode ser obtido genericamente da seguinte maneira:

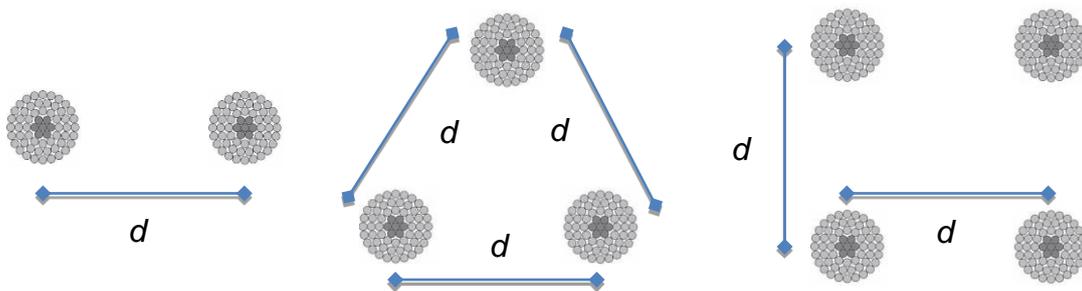
$$RMG = \sqrt[n^2]{\prod_{i=1}^n (\prod_{j=1}^n d_{ij})} \quad (2.18)$$

Sendo n o número de condutores por fase.

Quando: $i = j \rightarrow d_{ij}$ equivale ao parâmetro r' da fase correspondente.

$i \neq j \rightarrow d_{ij}$ equivale à distância entre as fases i e j .

A equação (2.18) pode ser utilizada para calcular o RMG de subcondutores com raios distintos e distâncias assimétricas. Na Figura 2.5 estão apresentadas as configurações mais comuns de condutores geminados, considerando distâncias (d) simétricas e subcondutores de raios iguais.



Fonte: Autoria própria.

Em decorrência da equação genérica, para determinar o RMG de 2, 3 ou 4 subcondutores, são utilizadas as seguintes expressões (Quadro 2.2):

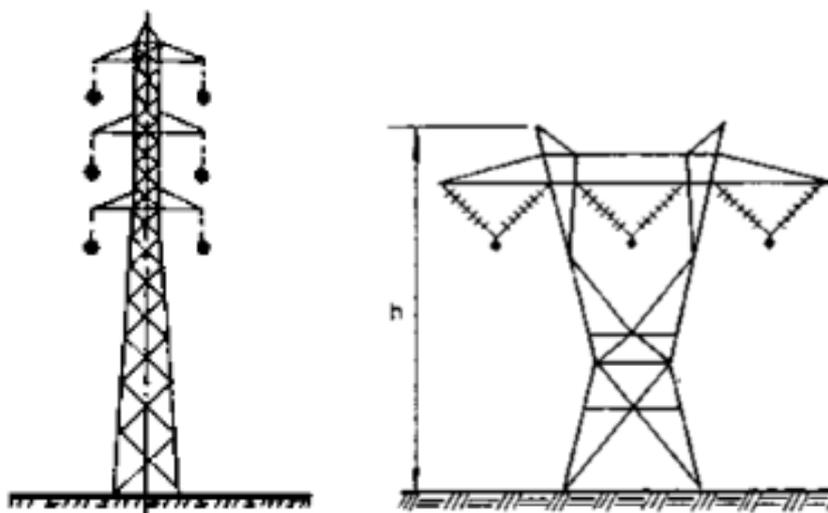
Quadro 2.2 – Exemplo da variação da característica resistiva de um cabo ACSR⁸.

Número de subcondutores	RMG	Equação
2	$\sqrt[4]{(r'x d)^2}$	2.19
3	$\sqrt[9]{(r'x d x d)^3} = \sqrt[3]{r'x d^2}$	2.20
4	$\sqrt[16]{(r'x d x d x \sqrt{2}d)^4} = 1.091 \sqrt[4]{r'x d^3}$	2.21

Fonte: Glover, Overbye, Sarma (2017), modificado.

Na prática, além da geminação, também se verifica certa assimetria na disposição das fases na torre (Figura 2.6).

Figura 2.6 – Exemplos de estruturas com fases assimétricas.



Fonte: Labegalini *et al.* (1992).

Além disso, os condutores não são convencionalmente alocados com distâncias iguais entre todas as fases. Nisto, um outro recurso importante para análise é a transposição entre fases, que será tratado a seguir.

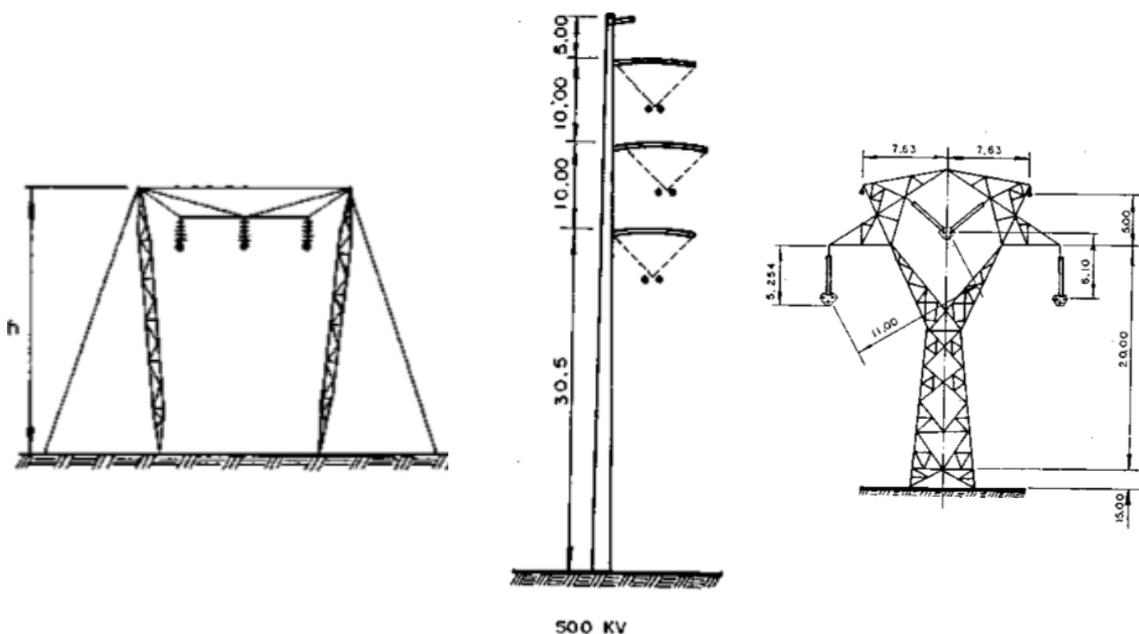
2.1.3. Transposição de Linhas Aéreas

Existem tipicamente três tipos de configurações de torres. As que apresentam condutores na vertical, na horizontal ou em triângulo (Figura 2.7). Apenas a última

⁸ ACSR – Aluminium conductor steel-reinforced cable (cabo de alumínio com “alma” de aço).

possibilitaria uma mesma distância entre os condutores caso se referisse a um formato de triângulo equilátero, no entanto, não é o que acontece em campo, sendo encontradas assimetrias em virtude, inclusive, das exigências mecânicas dos projetos.

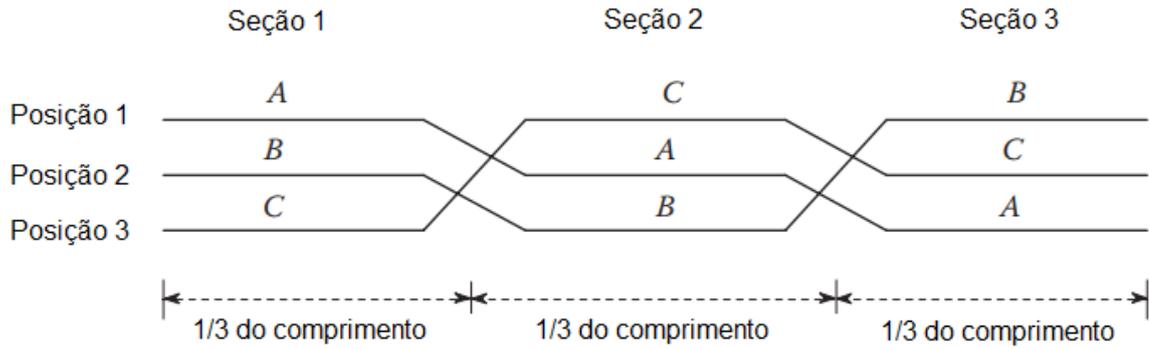
Figura 2.7 – Torres de transmissão em diferentes disposições de fases.



Fonte: Labegalini *et al.* (1992).

A fim de evitar desbalanceamentos elevados ao longo da linha, adota-se como alternativa a utilização da técnica de transposição entre fases. Caso a linha se mantenha com distâncias distintas entre fases e os cabos não alterem suas posições ao longo do trecho ou se essas mudanças não seguirem certo critério, suas impedâncias serão distintas em virtude da assimetria dos campos magnéticos gerados a partir das correntes nas fases. Em consequência, haverá quedas de tensão diferentes nas fases ao longo da linha. Isto significa que, mesmo os fasores de tensão em um dos terminais estiverem inicialmente equilibrados e sob presença de cargas balanceadas, a linha que não estiver corretamente transposta apresentará desequilíbrio de tensão no outro terminal. De outro modo, o perfil assimétrico pode ser atenuado caso cada condutor ocupe uma posição na torre por 1/3 do comprimento da linha de transmissão (Figura 2.8).

Figura 2.8 – Arranjo dos condutores em uma linha de transmissão trifásica transposta.



Fonte: Autoria própria.

Além do exposto, Dommel (1996) acena que:

“Se o comprimento de um ciclo de transposição é muito menor que um comprimento de um ciclo de onda da linha de transmissão, as impedâncias séries podem ser calculadas como a média das impedâncias nas três seções e as capacitâncias em derivação também podem ser calculadas como a média das três seções” (Dommel, 1996).

Para linhas de transmissão com espaçamentos desiguais entre as fases, e, assumindo um sistema trifásico balanceado, tem-se que $I_A + I_B + I_C = 0$. Dada as posições 1, 2 e 3 dos condutores com as respectivas distâncias D_{12} , D_{23} e D_{31} entre eles, é válido que o fluxo total concatenando o condutor da fase “a” enquanto o mesmo se encontra na posição 1 é dado por (Glover; Overbye; Sarma, 2017):

$$\lambda_{a1} = \frac{\mu_0}{2\pi} \left(I_a \ln \frac{1}{r'} + I_b \ln \frac{1}{D_{12}} + I_c \ln \frac{1}{D_{31}} \right) \text{ Wb-t/m} \quad (2.22)$$

E quando está nas posições 2 e 3:

$$\lambda_{a2} = \frac{\mu_0}{2\pi} \left(I_a \ln \frac{1}{r'} + I_b \ln \frac{1}{D_{23}} + I_c \ln \frac{1}{D_{12}} \right) \text{ Wb-t/m} \quad (2.23)$$

$$\lambda_{a3} = \frac{\mu_0}{2\pi} \left(I_a \ln \frac{1}{r'} + I_b \ln \frac{1}{D_{31}} + I_c \ln \frac{1}{D_{23}} \right) \text{ Wb-t/m} \quad (2.24)$$

As equações (2.22) - (2.24) representam os fluxos concatenados da fase A em cada posição da transposição. A média do fluxo concatenado será então:

$$\lambda_{med} = \frac{\mu_0}{2\pi} I_a \ln \left(\frac{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}}{r'} \right) \text{ Wb-t/m} \quad (2.25)$$

Tem-se, por consequência, para uma linha com condutores geminados:

$$L_a = \frac{\lambda_{med}}{I_a} = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{DMG}{RMG} \right) \text{ H/m por fase} \quad (2.26)$$

A equação (2.27) representa a indutância média da fase A considerando as três posições admitidas por ela ao longo da transposição. O desenvolvimento do mesmo procedimento para as demais fases mostra que os resultados de indutância são iguais em todas elas. Em linhas de transmissão de energia corretamente transpostas, é suficiente considerar o equivalente de sequência positiva.

Sabendo-se da indutância, a reatância indutiva (X_L) por unidade de comprimento é expressa da seguinte forma (equação 2.28):

$$X_L = \mu_0 \cdot f \cdot \ln \left(\frac{DMG}{RMG} \right) \Omega/\text{m por fase} \quad (2.27)$$

2.1.4. Impedâncias Próprias e Mútuas

Em uma linha de transmissão trifásica, as indutâncias próprias (L_{aa}, L_{bb}, L_{cc}) e mútuas ($L_{ab}, L_{bc}, L_{ca}, L_{ba}, L_{cb}, L_{ac}$) podem ser representadas na forma matricial, considerando os fluxos concatenados ($\lambda_a, \lambda_b, \lambda_c$) e as correntes nas fases (I_a, I_b, I_c):

$$\begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

Considerando a transposição plena da linha, as indutâncias nas fases são iguais entre si (L_S), assim como as indutâncias mútuas (L_m) entre si também apresentam o mesmo valor. Na representação matricial, o fluxo por fase será a média do fluxo desenvolvido em cada posição na torre ($\lambda_{a1}, \lambda_{a2}, \lambda_{a3}$):

$$\begin{bmatrix} L_S & L_m & L_m \\ L_m & L_S & L_m \\ L_m & L_m & L_S \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \left[\begin{bmatrix} \lambda_{a1} \\ \lambda_{b1} \\ \lambda_{c1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \lambda_{a2} \\ \lambda_{b2} \\ \lambda_{c2} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \lambda_{a3} \\ \lambda_{b3} \\ \lambda_{c3} \end{bmatrix} \right] \quad (2.29)$$

Em que, admitindo os fluxos em cada fase, tem-se:

$$\begin{bmatrix} L_S & L_m & L_m \\ L_m & L_S & L_m \\ L_m & L_m & L_S \end{bmatrix} = \frac{\mu_0}{6\pi} \begin{bmatrix} 3\ln \frac{1}{r'} & \ln \frac{1}{D_{12}D_{23}D_{31}} & \ln \frac{1}{D_{12}D_{23}D_{31}} \\ \ln \frac{1}{D_{12}D_{23}D_{31}} & 3\ln \frac{1}{r'} & \ln \frac{1}{D_{12}D_{23}D_{31}} \\ \ln \frac{1}{D_{12}D_{23}D_{31}} & \ln \frac{1}{D_{12}D_{23}D_{31}} & 3\ln \frac{1}{r'} \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

Aplicando propriedade logarítmica, resulta:

$$\begin{bmatrix} L_S & L_m & L_m \\ L_m & L_S & L_m \\ L_m & L_m & L_S \end{bmatrix} = \frac{\mu_0}{2\pi} \begin{bmatrix} \ln \frac{1}{r'} & \ln \frac{1}{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}} & \ln \frac{1}{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}} \\ \ln \frac{1}{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}} & \ln \frac{1}{r'} & \ln \frac{1}{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}} \\ \ln \frac{1}{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}} & \ln \frac{1}{\sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}} & \ln \frac{1}{r'} \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

Assim:

$$\begin{bmatrix} L_S & L_m & L_m \\ L_m & L_S & L_m \\ L_m & L_m & L_S \end{bmatrix} = \frac{\mu_0}{2\pi} \begin{bmatrix} \ln \frac{1}{\text{RMG}} & \ln \frac{1}{\text{DMG}} & \ln \frac{1}{\text{DMG}} \\ \ln \frac{1}{\text{DMG}} & \ln \frac{1}{\text{RMG}} & \ln \frac{1}{\text{DMG}} \\ \ln \frac{1}{\text{DMG}} & \ln \frac{1}{\text{DMG}} & \ln \frac{1}{\text{RMG}} \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

Portanto, as indutâncias própria e mútua são dadas por:

$$L_S = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{1}{\text{RMG}} \text{ H/m.} \quad (2.33)$$

$$L_m = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{1}{\text{DMG}} \text{ H/m.} \quad (2.34)$$

A equação (2.33) mostra claramente que as impedâncias próprias (L_S) são influenciadas diretamente pelo RMG e as indutâncias mútuas (L_m) pelo DMG. Além disso, pode ser notada a simetria alcançada devido a transposição na linha.

2.1.5. Impedâncias: Componentes Modais

Como os circuitos trifásicos nem sempre estão balanceados, surgiu a necessidade de avaliá-los de uma maneira mais simplificada. Atendendo a essa demanda, Fortescue desenvolveu as componentes simétricas. Esta técnica mostra que qualquer circuito trifásico pode ser decomposto em 3 outros circuitos denominados de sequência positiva (+), sequência negativa (-) e sequência zero.

A obtenção das componentes simétricas é dada com o auxílio da matriz inversa de Fortescue:

$$[S]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}, \text{ onde } a = e^{j120} \quad (2.35)$$

Para determinar a matriz das impedâncias em componentes modais, consideremos as seguintes correspondências:

$$[\Delta V_{ABC}] = [Z_{ABC}][I_{ABC}] \quad (2.36)$$

Como $[\Delta V_{ABC}] = [S][\Delta V_{012}]$ e $[I_{ABC}] = [S][I_{012}]$, obtém-se:

$$[S][\Delta V_{012}] = [Z_{ABC}][S][I_{012}] \quad (2.37)$$

Multiplicando ambos os lados da equação (2.37) por $[S]^{-1}$:

$$[\Delta V_{012}] = [S]^{-1}[Z_{ABC}][S][I_{012}] \quad (2.38)$$

Finalmente obtemos a matriz de componentes simétricas:

$$[Z_{012}] = [S]^{-1}[Z_{ABC}][S] \quad (2.39)$$

Sendo:

$$[Z_{ABC}] = \begin{bmatrix} j\omega L_s & j\omega L_m & j\omega L_m \\ j\omega L_m & j\omega L_s & j\omega L_m \\ j\omega L_m & j\omega L_m & j\omega L_s \end{bmatrix} \quad (2.40)$$

E, portanto, considerando aqui apenas o efeito indutivo:

$$[Z_{012}] = j\omega \begin{bmatrix} L_s + 2L_m & 0 & 0 \\ 0 & L_s - L_m & 0 \\ 0 & 0 & L_s - L_m \end{bmatrix} \quad (2.41)$$

Os termos da diagonal principal são, respectivamente, as componentes de sequências zero, positiva e negativa. Podemos observar essa matriz em termos do DMG e RMG substituindo os termos próprios e mútuos obtidos na seção anterior.

$$L_1 = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \frac{DMG}{RMG} \quad (\text{H/m}) \quad (2.42)$$

Portanto, o termo de sequência positiva é igual à indutância média obtida na equação (2.26). Ele, unto com a parcela resistiva da impedância, é conhecido como impedância de serviço ou impedância de sequência positiva. Ele representa a soma de resistência e indutância (componentes longitudinais da linha) e é utilizado nas simulações em regime permanente.

2.1.6. Capacitância

A característica capacitiva das linhas aéreas está presente entre a diferença de potencial entre fases e entre fase e terra. Esse parâmetro tem forte influência do comprimento da linha e normalmente é ignorado em linhas curtas. Considerando a transposição da linha e um circuito trifásico com correntes balanceadas, Glover, Overbye, Sarma (2017) obtiveram a seguinte equação:

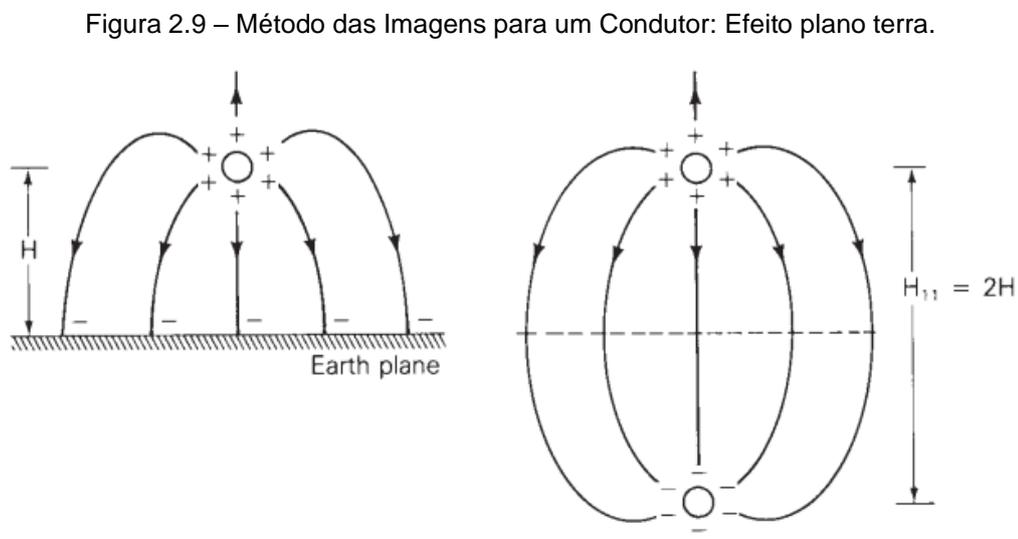
$$C_{pos} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{DMG}{RMG}} \text{ F/m} \quad (2.43)$$

Do mesmo modo da indutância, a transposição garante valores médios como obtido na equação (2.43) para qualquer fase calculada. Essa expressão também corresponde à capacitância de sequência positiva, parâmetro utilizado para simulações das linhas em regime permanente. A equação apresenta o mesmo parâmetro DMG que a equação da indutância em (2.26). Entretanto, apesar de também ser utilizado para cálculos com condutores geminados, o parâmetro RMG não é exatamente igual ao calculado para indutância. As equações (2.19) - (2.21) são utilizadas para seu cálculo, porém a única diferença é que a variável r' no caso da capacitância é exatamente igual ao raio do condutor. O termo $e^{-\frac{1}{4}}$ presente no cálculo de r' da indutância corresponde à influência do campo magnético interno ao condutor, fator não considerado na análise do campo elétrico, conceito que subsidia o cálculo da capacitância.

Para obter um valor de capacitância mais preciso, ainda deve ser considerado o efeito do plano terra (ou efeito do plano Imagem) na equação (2.43), a qual resulta em uma parcela que considera as distâncias entre condutores e suas imagens como mostra a Figura 2.9.

$$C_{pos} = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \frac{DMG}{RMG} - \ln \frac{\sqrt[3]{H_{12}H_{23}H_{31}}}{\sqrt[3]{H_1H_2H_3}}} \text{ F/m} \quad (2.44)$$

Sendo H_1 , H_2 e H_3 as distâncias entre o respectivo condutor e sua própria imagem e H_{xy} a distância do condutor x à imagem do condutor y .



Fonte: Glover, Overbye, Sarma (2017).

2.2. Potência Natural

2.2.1. Impedância característica ou impedância de surto

Antes de realizar uma abordagem acerca da potência natural de uma linha de transmissão, se faz necessário um entendimento acerca da impedância de surto. Podemos encontrar a mesma impedância considerando a condição em que a linha possui energias elétrica (E_e) e magnética (E_m) iguais, ou seja, quando há uma plena compensação de reativos na linha. Sendo a energia elétrica armazenada:

$$E_e = \frac{CV^2}{2} \quad (2.45)$$

E a energia magnética dada por:

$$E_m = \frac{LI^2}{2} \quad (2.46)$$

Igualando os termos, obtém-se:

$$\frac{V}{I} = \sqrt{\frac{L}{C}} = Z_c \quad (2.47)$$

Uma aproximação válida para simplificação dos cálculos e que possibilita interpretação de alguns fenômenos é desconsiderar a resistência da linha. Analisando a constante de propagação (γ) nesta condição (sem perdas), temos:

$$\gamma = \sqrt{ZY} = j\omega \sqrt{LC} = j\beta \text{ m}^{-1} \quad (2.48)$$

Sendo:

$$\beta = \omega \sqrt{LC} \text{ m}^{-1} \quad (2.49)$$

O que significa que para linhas sem perdas, Z_c é puramente real e a constante de propagação puramente imaginária.

2.2.2. Surge Impedance Loading (SIL)

O carregamento sob impedância de surto (SIL – *Surge Impedance Loading*) é a potência fornecida por uma linha sem perdas a uma carga resistiva igual à impedância de surto Z_c (Glover, Overbye, Sarma, 2017). Ela também é denominada de “Potência Natural” do sistema de transmissão, uma vez que é de interesse o projeto de linhas de transmissão com perdas técnicas reduzidas, o que faz com que esses dados

possam subsidiar algumas análises imediatas. Em linhas longas, o SIL pode ser utilizado como medida de capacidade de transporte de energia (Olsen, 2018), sendo determinado considerando a tensão entre fases (V_L) e a impedância característica.

$$SIL = \frac{|V_L|^2}{Z_c} \quad (2.50)$$

Temos o SIL como ponto determinante na operação de uma linha. Ele indica quando a linha se comporta consumindo ou gerando reativos. Quando a carga da linha é superior a este valor, ela comporta-se como um reator de derivação, absorvendo potência reativa do sistema; quando sua carga está abaixo do SIL, ela se comporta como um capacitor em derivação fornecendo potência reativa ao sistema (Bezerra, 2023). Ainda, a vantagem da técnica de linhas de potência natural elevada está relacionada a um ganho de transmissão até duas vezes maior que as linhas tradicionais nos mesmos níveis de tensão (Dart, 1999).

A equação (2.50) indica que a forma mais eficaz de aumentar a potência natural de uma linha seria reclassificando seu nível de tensão, pois tem relação quadrática com a potência. No entanto, essa mudança implicaria na necessidade de reconfigurar a estrutura das torres devido exigências de isolamento. Essa prática não é viável economicamente, e por este motivo, a diminuição da impedância característica da linha, a qual implica no conceito de Linha de Potência Natural Elevada (LPNE), é preferível (Olsen, 2018).

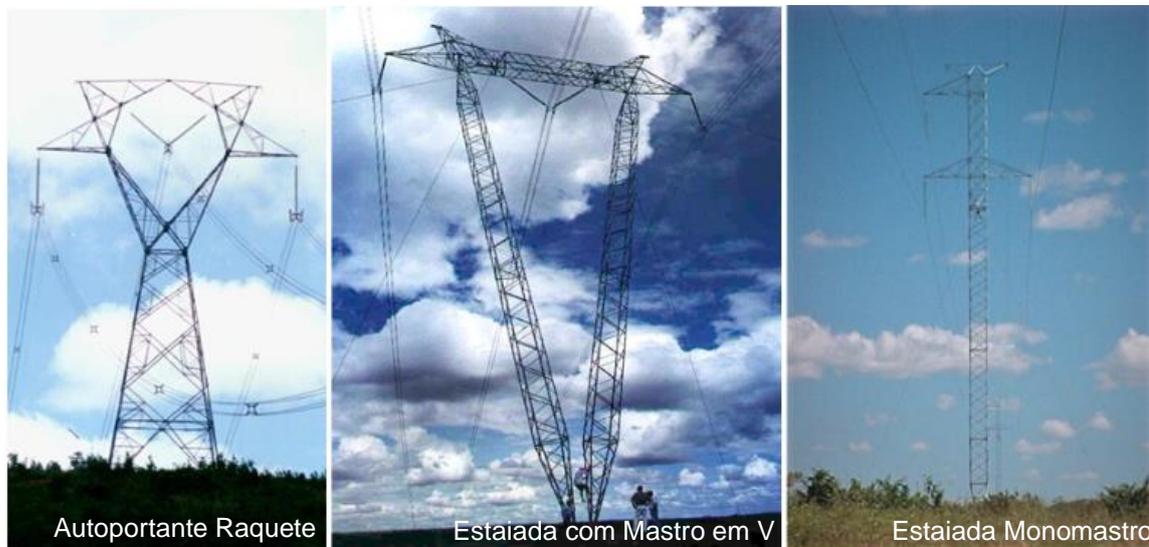
2.3. Sobre Funções de Torres

Como o presente trabalho converge para uma apreciação de uma linha de transmissão cujas torres, em parte, eventualmente pudessem dispor de estrutura móvel, uma análise sobre a influência da variação dos parâmetros eletrogeométricos torna-se necessária para o estudo de viabilidade do modelo.

As forças que atuam em uma torre de transmissão podem ser divididas em três direções: vertical, horizontal longitudinal e horizontal transversal. As forças empregadas pelos cabos a estrutura podem ser decompostas em uma componente vertical e outra horizontal longitudinal, por exemplo. Essas estruturas devem ser capazes de suportar as cargas de vento presentes no local e essas cargas exercem forças principalmente na direção horizontal transversal.

Ao longo do percurso de uma mesma linha, diferentes tipos de torres são empregadas (Figura 2.10).

Figura 2.10 – Alguns Tipos de Estruturas de Torres de Transmissão de Energia.



Fonte: Imagens cedidas pela CHESF⁹.

As torres possuem dois tipos de classificação:

- Sistema estrutural:
 - Estruturas Autoportantes: São as estruturas que transmitem todas as forças atuantes para sua fundação através da própria estrutura.
 - Estrutura Estaiada: Sua estrutura principal (mastro) transmite apenas as forças verticais para a fundação. Para as forças horizontais são utilizados estais. Um modelo comum possui quatro estais (tirantes em aço), provendo estabilidade à estrutura. Existe também o modelo monomastro, o qual permite uma redução em relação ao uso do aço.
- Função da Linha:
 - Torres de Suspensão: Possuem cadeias de isoladores literalmente penduradas. São utilizadas em trechos com pequena angulação.
 - Torres de Ancoragem: Possuem cadeias de isoladores tracionadas e são utilizadas como pontos de tensionamento, servindo de ancoragem para os cabos mais frequentemente nos terminais da linha. Estruturas intermediárias podem ser dispostas entre torres de suspensão.

⁹ <https://transmissao108196393.com/2020/03/28/estruturas-para-linhas-de-transmissao-e-distribuicao/>

- Torres de Ângulo: Empregada quando há necessidade de mudança na direção do traçado da linha.
- Torre de Derivação: Muitas vezes são utilizadas torres com estrutura especial que seccionam a linha com o objetivo de alimentar um ramal. Essas torres prescindem da necessidade de pátios de seccionamento e manobra.
- Torre de Transposição: Com o objetivo de evitar desequilíbrio de tensão, transposições de fases são realizadas ao longo da linha por meio de torres especiais para esta finalidade.
- Torre de Travessia: Utilizadas para transposição de grandes distâncias (Rios e lagos).

Figura 2.11. – Funções de Torres de Transmissão.



Fonte: BRAMETAL¹⁰.

Alterações nas torres visando modificações de parâmetros elétricos sempre impactam diretamente em diversos outros aspectos considerados no projeto da linha. Por este motivo, nestes casos devem ser revistas as questões pertinentes a esforços mecânicos e seus impactos na fundação da torre. As intervenções de estruturas proposta no presente trabalho ainda resulta em alterações nos campos elétricos, sendo necessários estudos de isolamento e perdas por corona (ruídos, emissão de luz ultravioleta etc.). Estas questões não foram objeto de análise em detalhes no trabalho, porém, a validação da análise paramétrica proposta deve ter suporte em estudos complementares que perpassam por tais análises.

¹⁰ <https://www.brametal.com.br/wp-content/uploads/2021/12/brametal-transmissao-28p.pdf>

3. LINHAS DE POTÊNCIA NATURAL ELEVADA E RECAPACITAÇÃO

A necessidade de atender à crescente demanda de energia elétrica em um cenário de dificuldades na obtenção de novas faixas de servidão torna atraente projetos de recapacitação de transmissão. Esses projetos possibilitam uma maior capacidade de transmissão em linhas já existentes sem perda de aspectos relacionados a confiabilidade, segurança e sustentabilidade das soluções concebidas (Fuchs, 1979).

O aumento da capacidade de transmissão de linhas já existentes posterga a construção de uma nova linha e seus consequentes impactos ambientais. A necessidade de construção de uma nova linha também causa dificuldades para entrada de novas fontes de geração. Isso ocorre devido a defasagem entre os projetos de geração e transmissão, onde este último demanda um tempo maior de implantação. Por fim, capacidade de transmissão do SIN evita restrição de escoamento de geradoras e minimiza a preocupação quanto à capacidade de transmissão do sistema interligado (Silva, 2023).

De acordo com (Bezerra, 2023), o objetivo de uma recapacitação é melhorar ou restabelecer o desempenho das linhas, seja do ponto de vista de capacidade de transmissão como da continuidade. Existem três classificações de recapacitação: *REFURBISHMENT*, visando restaurar as características originais da linha (Ex.: substituição de isoladores oxidados por outros com mesma característica); *UPRATE*, a qual tem como objetivo aumentar a capacidade de transmissão da linha (Ex.: recondutoramento e LPNE); *UPGRADE*, em que se procura aumentar a disponibilidade da linha (Ex.: Substituir material de isoladores objetivando mitigar vandalismo). A nova concepção de linha proposta neste trabalho tem o objetivo de uma *UPRATE* aliada a o controle de tensão por meio de compensação reativa. O Quadro 3.1 apresenta valores de SIL em linhas de transmissão de modelos tradicionais.

Quadro 3.1 – Potência Natural (MW) de Linhas de Transmissão Tradicionais.

Nº de condutores por fase no feixe	Z_c (Ω)	69 kV	138 kV	230 kV	400 kV	500 kV	765 kV
1	400	12	48	132	-	-	-
2	320	-	60	165	557	781	-
3	280	-	-	-	602	893	-
4	240	-	-	-	627	1042	2230

Fonte: Kiessling *et al.* (2003), modificado.

A partir do Quadro 3.1, pode ser observada a influência que o parâmetro SIL possui tanto dos níveis de tensão quando do número de condutores por fase.

3.1. Técnicas Empregadas para LPNE

Com o foco na recapacitação por meio da alteração de parâmetros físicos da linha, afetando seus parâmetros elétricos, serão abordadas técnicas neste sentido.

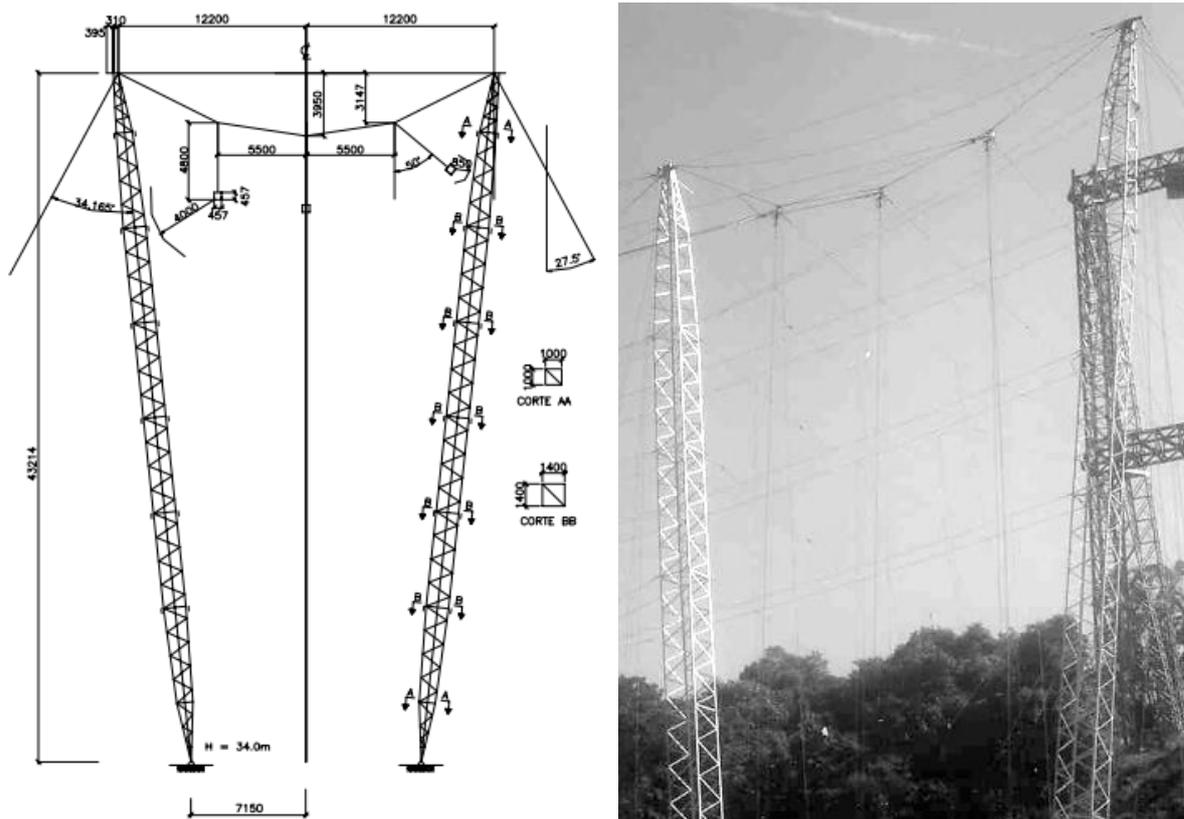
3.1.1. Compactação de Fases

Uma forma de reduzir a impedância característica da linha é diminuindo as distâncias entre fases. Dessa forma, o parâmetro DMG também será reduzido. Essa ação implica em redução da reatância indutiva da linha e, portanto, da impedância série (longitudinal). Além disso, afeta a capacitância, resultando na diminuição da impedância característica da linha ($Z_c = \sqrt{L/C}$). Em desdobramento, impacta no aumento da potência natural.

Foi acenado por Guimarães *et al.* (2001) que soluções para compactação das fases foram propostas na década de 80 pela Eletronorte para o sistema de transmissão da UHE Tucuruí, em que uma estrutura que explora essa possibilidade é a torre autoportante raquete. Desdobramentos implicaram no desenvolvimento de uma estrutura compacta cross-rope (Figura 3.1) com potência natural de 1200 MW em 500 kV, implementada em estudos conduzidos por ABB (*ASEA Brown Boveri*) e Eletronorte a qual, embora demande maior espaçamento de faixa, implica em redução financeira considerável.

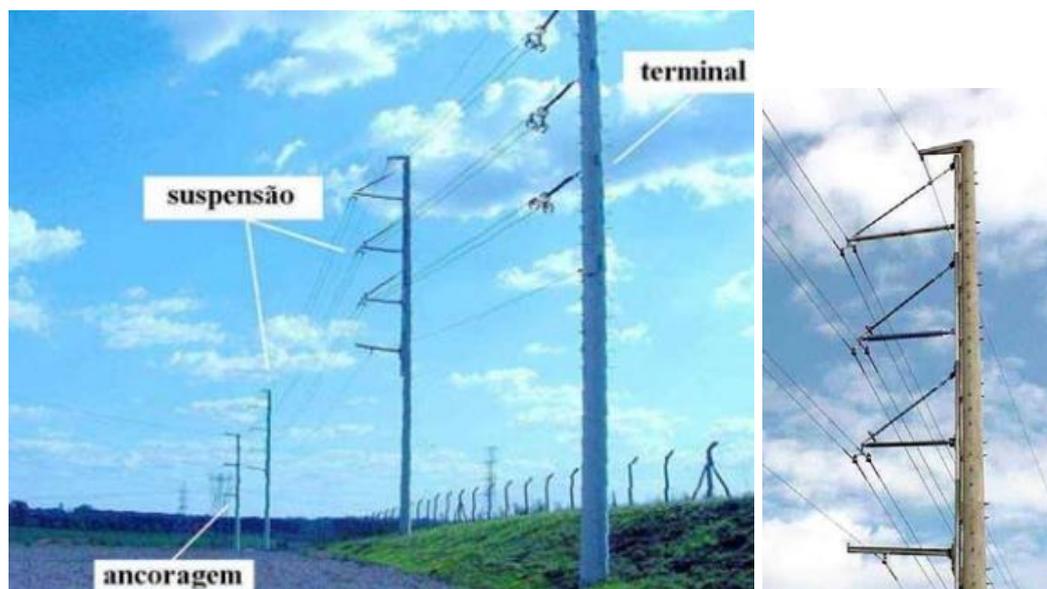
Modelos compactos em estruturas em poste de concreto, os quais reduzem substancialmente a distância entre as fases, já foram implementadas em 230 kV experimentalmente pela COPEL (Hoffmann, Souza, Moreira, 2003) – Figura 3.2. O padrão foi apontado pelos autores como boa alternativa para interligação de plantas termelétricas próximas de regiões urbanas, dado o perfil da tensão de conexão destas usinas ao sistema. A proposta reduziu substancialmente a distância entre as fases (3 m), cujas soluções implementadas à época pela empresa se estabeleciam na ordem de 5 a 8 metros.

Figura 3.1 – Torre *Cross-Rope Compacta* ABB/Eletronorte.



Fonte: Guimarães *et al.* (2001).

Figura 3.2 – Estrutura Compacta em 230 kV da COPEL.



Fonte: Hoffmann *et al.* (2003).

Algumas configurações, apesar de proporcionar elevação da potência, implicam em dificuldades quanto sua implementação, principalmente quanto ao fator mecânico. Em particular, a torre raquete é de difícil construção, tendo muitas limitações em solo

não plano. Torres estaiadas como a *Cross-ropé* são a maior tendência entre as técnicas de compactação de fases devido sua menor dificuldade de construção e custo de implementação. Apesar disso, tem incidência inferior a 50% nas linhas e este fato deve ser considerado no cálculo da SIL de uma linha (Vilela, 2019).

Torres estaiadas tem suas vantagens econômicas, porém, são impraticáveis em geografias acidentadas. Uma forma de aumentar a incidência de linhas compactas nas linhas seria considerando torres autoportantes. Do ponto de vista financeiro, torres compactas de circuito duplo são mais viáveis que as torres raquete principalmente em linhas de topografia acidentada. Uma limitação da técnica de compactação entre fases é a distância mínima de isolamento entre fases e a elevação do campo gradiente, provocando maior perda por corona.

Andreatta & Lopes (2002) indicaram que, em cenário de restrições, a opção pela compactação tem sido adotada, porém leva ao aumento dos valores máximos de campo elétrico na superfície dos condutores, o que reflete no aumento dos valores de ruído audível e rádio interferência nas vizinhanças dessas linhas. Ainda, os autores apontam que o bom desempenho da linha de transmissão e uma faixa de segurança menor ficam condicionados à adoção de alguma característica que permita a atenuação dos valores de gradiente superficial, como a utilização de cabos condutores de diâmetro maior.

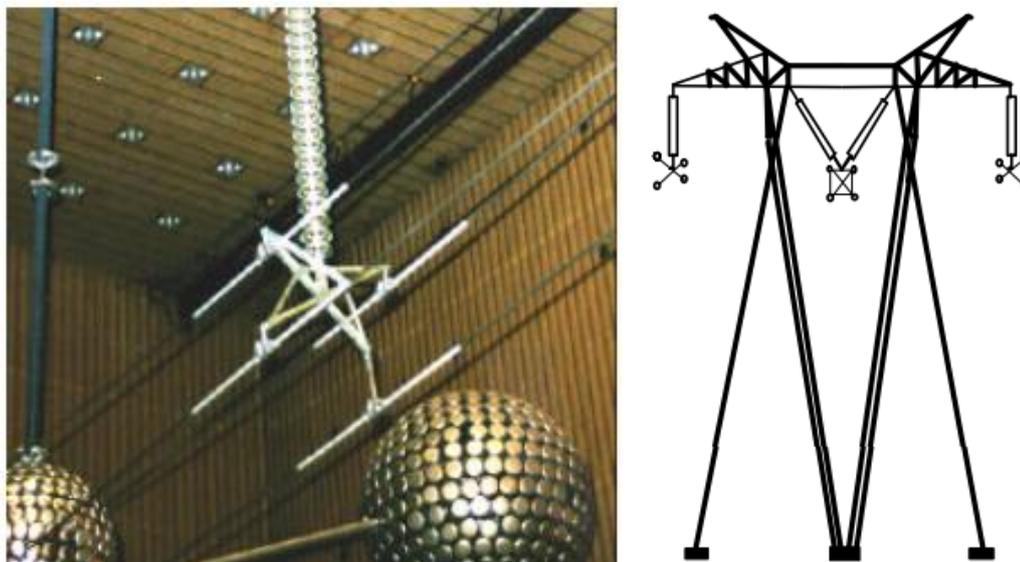
3.1.2. *Expansão dos Feixes*

Outra forma de se obter a elevação da potência natural através da redução da impedância característica da linha é expandindo os feixes dos subcondutores das fases (Figura 3.3). A análise matemática encontra no aumento do espaçamento entre subcondutores das fases uma elevação no valor do RMG. Isso também pode ser conseguido mudando alguns dos subcondutores por outros, com consequente elevação da potência natural.

Nos estudos de CHESF e FURNAS (Dart *et al.*, 1999; Gabaglia *et al.*, 2001) a expansão do feixe prescindiu da análise de protótipos de ferragens de diversos fabricantes, os quais foram ensaiados no CEPEL, com diferenças em relação às ferragens tradicionais (Figura 3.4). A disposição dos condutores nas fases foi condição exigida aos fabricantes, cujos testes subsidiaram a tomada de decisão pela tecnologia. Das conclusões e implementações, os autores destacam que as cadeias de isoladores, quando da utilização das ferragens LPNE/FEX ficam mais protegidas

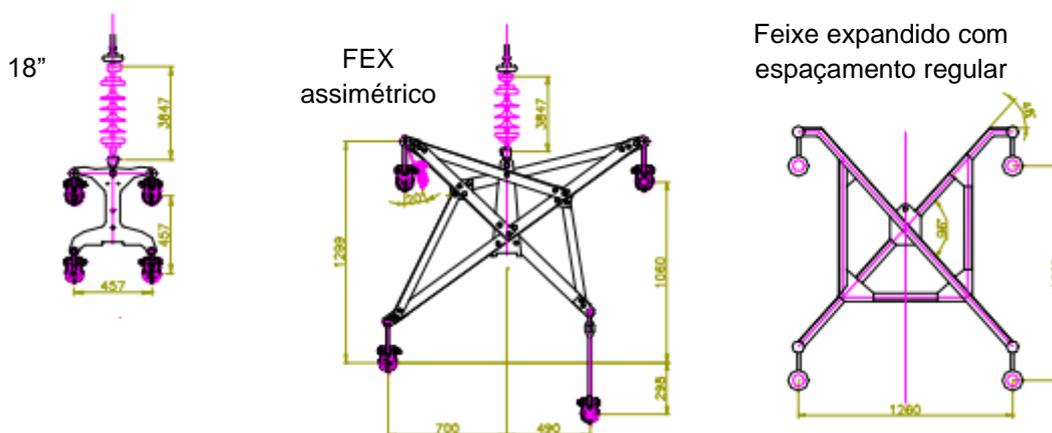
da ocorrência de surtos de manobra, fato atribuído à geometria das ferragens (melhor distribuição de campo elétrico). Outra vantagem verificada à época foi a proteção aos primeiros isoladores da cadeia, facilitando inclusive a manutenção de linha viva pela não utilização de anéis anti-corona. Um modelo de feixe expandido regular foi desenvolvido pelo CEPEL, em que se constatou desempenho equivalente ao LPNE/FEX e vantagem adicional de facilitar o processo de montagem.

Figura 3.3 – Modelo de linha de transmissão com feixe expandido em 500 kV.



Fonte: Dart *et al.* (1999).

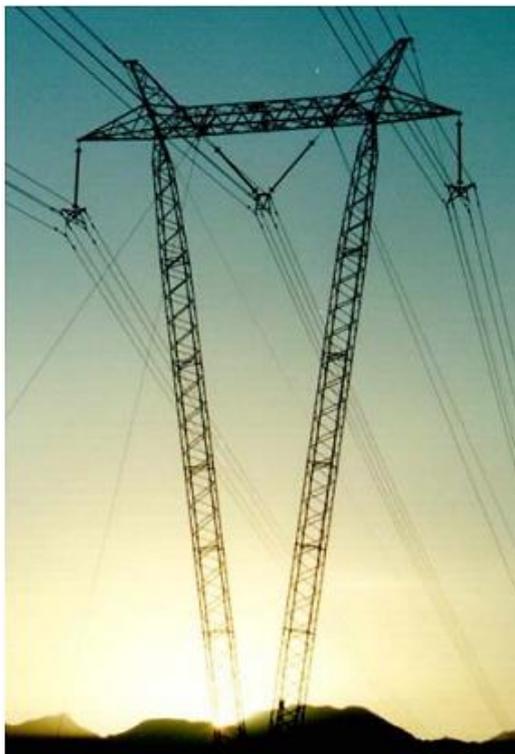
Figura 3.4 – Exemplos de ferragens convencional (18”), feixe expandido assimétrico e regular.



Fonte: Dart *et al.* (1999).

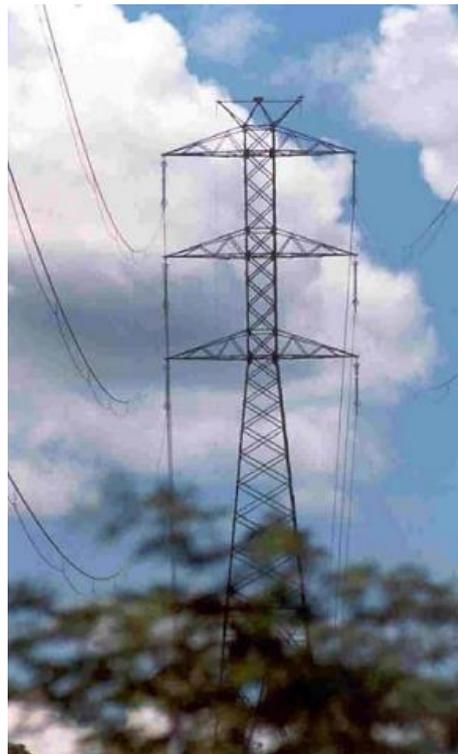
Nas Figura 3.5 e 3.6 são apresentadas experiências de uma linha LPNE-FEX (Feixe Expandido) em 500 kV e circuito duplo 230 kV implementados pela CHESF.

Figura 3.5. Linha de Transmissão LPNE-FEX
500 kV Presidente Dutra – Fortaleza.



Fonte: Dart *et al.* (2005).

Figura 3.6. Linha de Transmissão
Recapacitada P. Afonso – Fortaleza 230 kV.



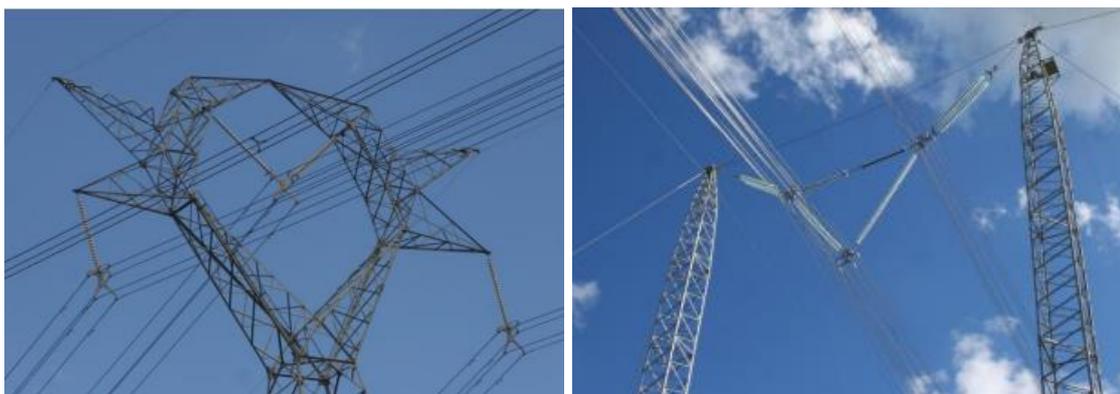
Fonte: Dart *et al.* (2005).

Um aspecto adicional sobre regulamentação apontado por Dart *et al.* (2005) é que, embora a tecnologia permita projetos mais econômicos, deve ser estabelecida ainda no planejamento dos empreendimentos para tornar-se viável, ao passo que esbarra em regulamentação da ANEEL, em que a remuneração é calculada com base no investimento e não no benefício gerado para o sistema.

Soluções monomastro em feixe expandido para torres “cara de gato” já foram também implementadas no sistema elétrico brasileiro na LT 500 kV da Interligação Norte/Sul III, trecho 2, com 525 km de extensão (Figura 3.7). Furnas também já procedeu com implementação de linhas com aumento da potência natural entre as subestações Cachoeira Paulista e Adrianópolis (Dart *et al.*, 2015), aumentando o SIL de 900 para 1200 MW, e também com solução ao modelo Cross-Rope.

Estudos mostraram que a implementação da LPNE-FEX com mesmo padrão de estrutura de 500kV implementada pela CHESF resultou em significativas reduções de custos quando comparada à compactação das fases e esse ganho foi possível devido à redução do peso estrutural (Dart *et al.*, 1999).

Figura 3.7. Linha 500 kV “cara de gato” e estrutura Cross-Rope (RJ).



Fonte: Dart *et al.* (2015).

De modo complementar, em estudos de regime permanente Monteiro (2004) destacou a importância de ser conduzido com cuidado o cálculo de parâmetros, sobretudo quando de linhas em circuito duplo na mesma torre (fisicamente próximas). Neste caso, a depender dos esquemas de transposição, a não representação da impedância mútua entre os circuitos trifásicos adjacentes podem resultar em erros, sobretudo, nas estimativas de potência reativa na transmissão.

3.2. Substituição de Condutor

Experiências em 138 kV decorreram na substituição de cabo CAA 266,8 Partridge por cabo de alumínio-liga 6201 Butte pela COPEL no Paraná (Wiedmer *et al.*, 2007), aumentando a temperatura de operação do projeto, revitalizando as linhas e ampliando sua capacidade de transmissão. Neste estudo, a substituição por condutores de seção maior foi descartada na avaliação mecânica em virtude de redimensionamento estrutural pleno do circuito de transmissão, superando sua suportabilidade. Com foco na minimização dos custos de recapacitação, foram observados em cuidado o coeficiente de dilatação térmica (maiores variações que demandariam cuidado para com a distância dos condutores fase para os cabos para-raios tipo OPGW¹¹). Algumas estruturas foram substituídas por condições críticas de altura (10 de 353), havendo troca de ferragens em contato com o novo cabo, grampo de suspensão e amortecedores *stockbridge*. O menor peso unitário do cabo implicou na necessidade de alocação de pesos adicionais (Figura 3.8), provendo recomendações importantes quando de projeto semelhantes.

¹¹ OPGW – Optical Ground Wire (Une a função de pára-raios com a de comunicação).

Figura 3.8. Torre, pesos adicionais e amortecedor *stockbridge*.



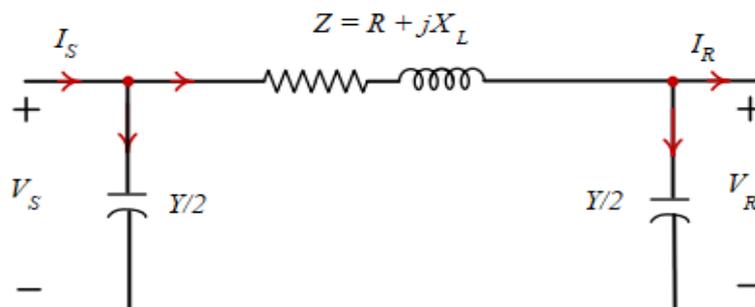
Fonte: Wiedmer *et al.* (2007).

A solução anterior implica em redução da resistência por fase. Em outra solução, Dart *et al.* (1999) propuseram a modificação do RMG, obtida por uma técnica que adiciona um condutor em cada fase. Normalmente este condutor tem capacidade de transmissão maior que os já empregados e o motivo é criar a mínima necessidade de esforços estruturais devido a adição de carga à torre. Esse novo condutor proporcionou considerável ganho de transmissão, pois, além de elevar o RMG, também implica em uma divisão de corrente entre os subcondutores. Essa condição reduz tanto a temperatura por efeito Joule como reduz o gradiente de campo elétrico, proporcionando diminuição significativa nas perdas coronas

3.3. Capacidade de Transmissão de Energia

Admita-se o modelo π nominal como exemplo que representa a linha de transmissão (Figura 3.9), composta por resistência e reatância série (R , X_L), e admitância *shunt* associada com o perfil capacitivo distribuída ($Y/2$) nos terminais emissor (S) e receptor (R).

Figura 3.9. Modelo pi nominal de uma linha de transmissão.



Fonte: Autoria própria.

Representando na forma matricial para uma linha de comprimento médio (DAS, 2006), temos:

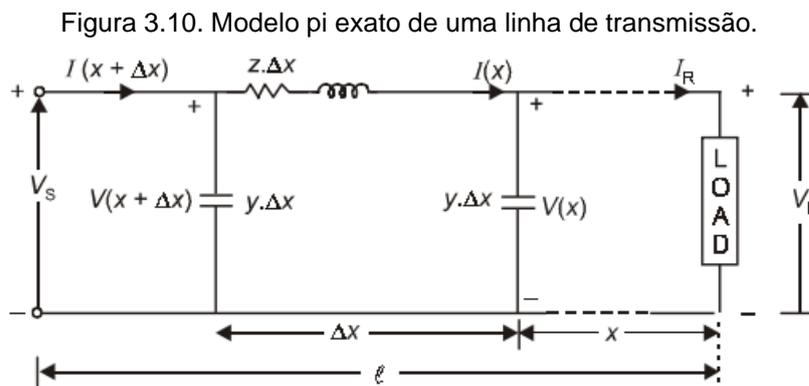
$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Sendo

$$A = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right), \quad B = Z, \quad C = Y \left(1 + \frac{ZY}{4}\right), \quad D = \left(1 + \frac{ZY}{2}\right)$$

Já para o caso de uma linha de transmissão de longo comprimento (maior que 250km) – Figura 3.10 (DAS, 2006), a tensão em qualquer ponto da linha no quadripolo é função do comprimento da linha l , da impedância característica Z_C e da constante de propagação $\gamma = \sqrt{z \cdot y}$, sendo z e y parâmetros por unidade de comprimento da linha, sendo:

$$A = \cosh(\gamma l) \quad ; \quad B = Z_C \sinh(\gamma l) \quad ; \quad C = \frac{1}{Z_C} \sinh(\gamma l) \quad ; \quad D = \cosh(\gamma l)$$



Fonte: Das (2006).

Disto, consideremos os seguintes parâmetros:

$$A = \cosh(\gamma l) = A \angle \theta_A \quad (3.2)$$

$$B = Z_C \sinh(\gamma l) = Z' \angle \theta_Z \quad (3.3)$$

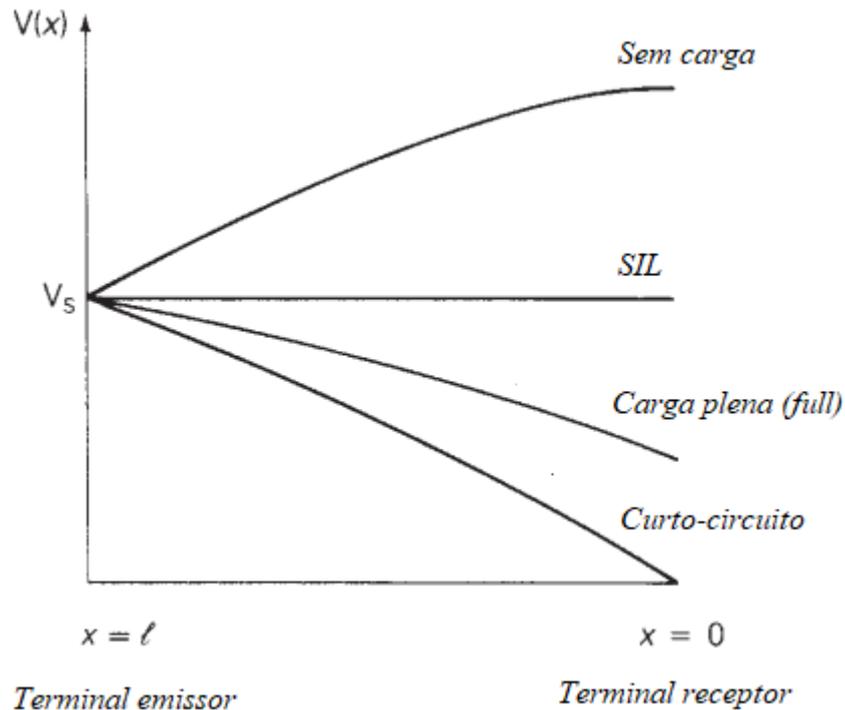
$$V_S = V_S \angle \delta \quad e \quad V_R = V_R \angle 0^\circ \quad (3.4)$$

A corrente do terminal receptor pode ser dada por:

$$I_R = \frac{V_S \angle \delta - A V_R \angle 0^\circ}{Z' \angle \theta_Z} \quad (3.5)$$

A Figura 3.11 mostra perfis de tensão de linhas com magnitude de tensão fixa no terminal emissor para comprimentos de linha l até um quarto de comprimento de onda. Esta figura mostra quatro condições de carregamento: (1) sem carga, (2) SIL, (3) curto-circuito e (4) carga plena.

Figura 3.11. Perfil de tensão de uma linha de transmissão não compensada sem perdas com tensão fixa no terminal emissor.



Fonte: Glover, Overbye, Sarma (2017).

Quanto à potência complexa, uma vez conhecidas informações de tensão e corrente, equivale a:

$$\begin{aligned}
 S_R = P_R + jQ_R = V_R \times I_R^* &= V_R \left[\frac{V_S \angle (\delta - \theta_Z) - AV_R \angle (\theta_A - \theta_Z)}{Z'} \right]^* \\
 &= \frac{V_R V_S \angle (\theta_Z - \delta)}{Z'} - \frac{AV_R^2 \angle (\theta_Z - \theta_A)}{Z'}.
 \end{aligned} \quad (3.6)$$

Podendo ser visto separadamente com uma parcela referente à potência ativa e outra referente à potência reativa:

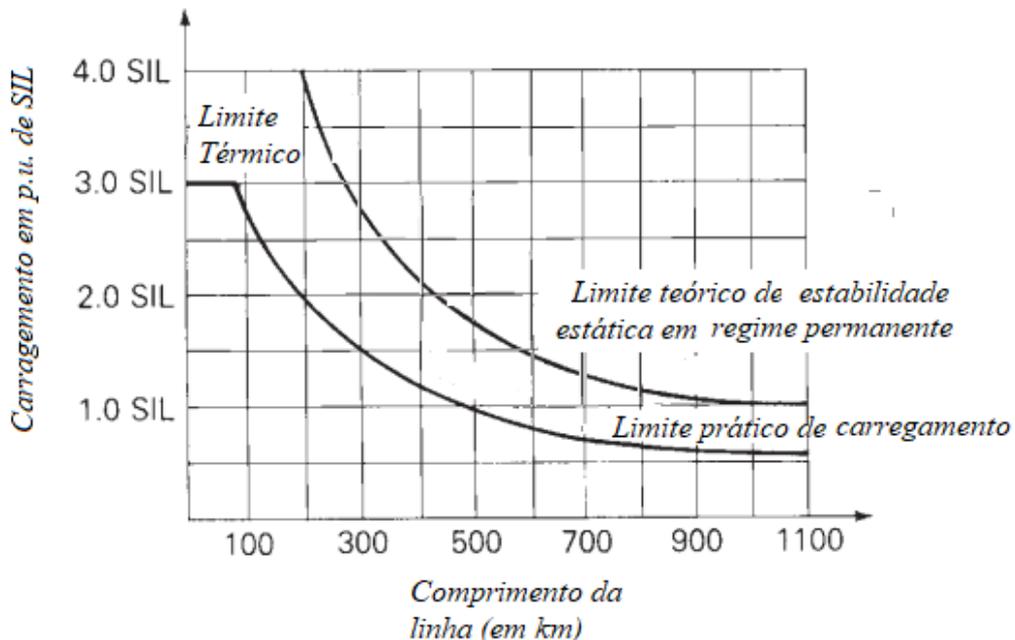
$$P_R = \text{Re}(S_R) = \frac{V_S V_R \cos(\theta_Z - \delta)}{Z'} - \frac{AV_R^2 \cos(\theta_Z - \theta_A)}{Z'}. \quad (3.7)$$

$$Q_R = \text{Im}(S_R) = \frac{V_S V_R \text{sen}(\theta_Z - \delta)}{Z'} - \frac{AV_R^2 \text{sen}(\theta_Z - \theta_A)}{Z'}. \quad (3.8)$$

Podemos notar que o parâmetro Z' corresponde à impedância da linha. Muitas vezes seu ângulo é considerado 90° devido a reatância ser maior que a resistência e, então, o ângulo de abertura que garante maior capacidade de transmissão é $\delta \approx 90^\circ$. Esse é o valor teórico e, caso fosse adotado em cenário real, a operação não seria capaz de manter o sincronismo das máquinas durante uma contingência.

O fator limitante de capacidade de transmissão depende muito do comprimento da linha (Figura 3.12). O limite prático de carregamento é inferior ao limite de estabilidade em regime permanente. Normalmente, linhas muito curtas possuem a ampacidade (elemento térmico) como fator limitante.

Figura 3.12. Curva de carregamento de uma linha de transmissão aérea a 60 Hz sem compensação.



Fonte: Glover, Overbye, Sarma (2017).

Linhas de comprimento mais elevado acabam tendo a queda de tensão como fator limitante e isso indica que existe uma margem de ampacidade a ser explorada visando aumento na capacidade de transmissão dessas linhas.

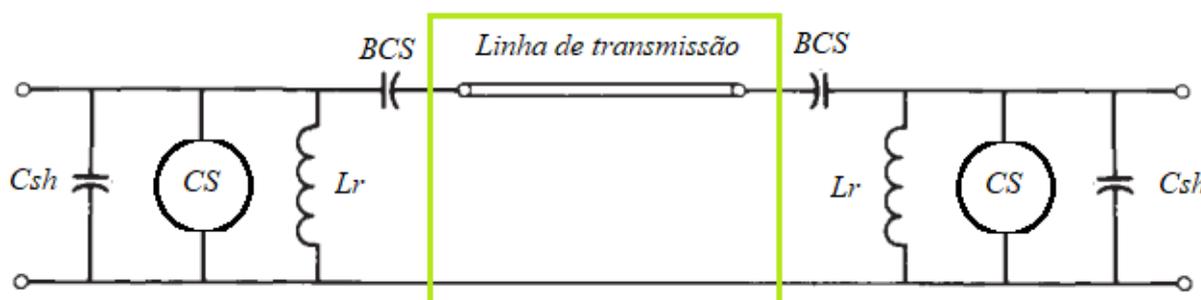
3.4. Compensação Reativa

No presente trabalho já foi comentado que o comportamento de reativos da linha depende da carga em seu receptor. A disponibilidade equilibrada de reativos por

parte da linha ocorre apenas na condição que chamamos de fornecimento sob impedância de surto, o SIL, em que a linha apresentaria um perfil de tensão uniforme ao longo do seu comprimento.

Em cargas mais elevadas, a linha precisa fornecer reativos e acaba perdendo sua capacidade de auto compensação de tensão – a corrente maior implica em uma prevalência do efeito indutivo da impedância série da linha. Bancos de capacitores série (*BCS*) são aplicados para reduzir a impedância série e bancos shunt (*Csh*) são aplicados em subestações terminais ou intermediárias ao longo da linha. Abaixo do SIL, sob carga leve ou mínima, a queda de tensão ao longo da linha é menor, em que o efeito capacitivo *shunt* aponta para uma elevação da tensão ao longo do circuito de transmissão, de modo que soluções com compensadores síncronos (*CS*) ou reatores (*Lr*) são propostas (Figura 3.13). Os compensadores síncronos também podem atuar compensando o perfil indutivo da linha.

Figura 3.13. Diagrama representativo de técnicas de compensação reativa em linhas de transmissão.



Fonte: Autoria própria.

O controle da variação de tensão no sistema elétrico, dentro de limites aceitáveis, também pode ser verificado por meio da variação do ponto de operação dos geradores ao longo da sua curva de capacidade, provendo certo controle nos níveis de tensão.

A compensação reativa garante não apenas níveis de tensão adequados para alimentar as cargas como evita perdas técnicas associadas ao reduzir a corrente na linha por redução do transporte de reativos. Existem basicamente dois tipos de compensadores: os rotativos e os estáticos. Os primeiros são compostos, sobretudo, por geradores síncronos operando a vazio, o que possibilita consumo ou geração de reativos e, ao mesmo tempo, agrega inércia girante ao sistema. Geradores de hidrelétricas e termelétricas exercem frequentemente este papel no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os compensadores estáticos são normalmente bancos de capacitores ou reatores. Para linhas de transmissão muito longas é comum encontrar BCSs como solução, aproximando eletricamente fonte e carga. Mais recentemente se verifica, ainda, o estudo de aplicações com tecnologias FACTS (*Flexible AC Transmission System*) para controle de tensão e potência reativa (Oliveira & Halonen, 2019). A compensação reativa, em regime permanente, também pode ocorrer por meio dos TAPs de transformadores, que muitas vezes o fazem, no sistema de potência, em condições sob carga (OLTC – *On Load Tap Changing*).

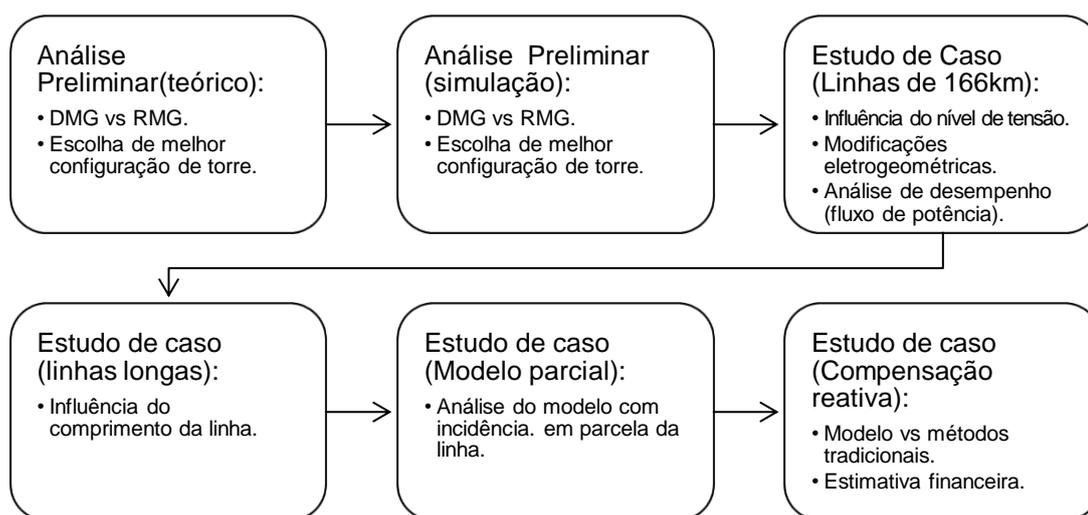
Fuchs (1979) já indicava que, a depender do valor da potência ativa a ser entregue no receptor, a linha de transmissão pode ou não dispor de reativo suficiente para não só atender à demanda desse tipo de energia pelo sistema alimentado, como também para consumo próprio, necessário para manter o valor de tensão desejada no receptor. Com a geração distribuída renovável (fontes intermitentes), algumas linhas de transmissão, inclusive, já passam por manobras de desligamento, devido à proximidade elétrica entre fonte e carga, de modo a aumentar a impedância entre emissor e receptor a fim de evitar tensões muito elevadas.

Como já mencionado, a compensação por meio de bancos de capacitores causa alguns problemas, sendo que uma das vantagens das LPNE é justamente poder evitar o seu uso. A compensação com bancos de capacitores série é uma solução com vantagens econômicas, entretanto, causando sobretensões nesses equipamentos durante falta e podendo causar problemas de ressonância subsíncrona (Glover; Overbye; Sarma, 2017). No caso da compensação em derivação, há momentos em que podem ficar ociosos quando ocorrem seccionamentos na linha. Nisto, se torna oportuno verificar a possibilidade de perfil dinâmico da linha, avaliando a sensibilidade de seu desempenho à mudança de seus parâmetros, conforme variações em sua eletrogeometria.

4 METODOLOGIA E AVALIAÇÃO PARAMÉTRICA

Esta seção apresenta a metodologia utilizada no trabalho (sintetizada na Figura 4.1), em que serão apresentados os recursos diagramáticos de linhas, softwares empregados nas simulações e detalhamento de elementos que subsidiam as análises que serão conduzidas com a finalidade de avaliar os estudos de caso propostos.

Figura 4.1. Roteiro metodológico aplicado.



Fonte: Autoria própria (2023).

Nisto, envolve a caracterização do percurso para análise de sensibilidade de parâmetros, cujas percepções preliminares são apresentadas já neste capítulo. Há enfoque nos efeitos da variação de RMG e DMG nos parâmetros elétricos, modelagem e simulação com ATP e destaque à subrotina *Line Constants* para cálculo de parâmetros mediado por software para linhas de transmissão.

4.1. Sensibilidade de Parâmetros

A principal motivação é a possibilidade de modificar os parâmetros que são predominantes nas linhas de transmissão através de variações na geometria das suas torres. Nesta subseção foi analisada a sensibilidade dos parâmetros elétricos, indutância e capacitância, em face de modificações tanto na Distância Média Geométrica das fases como no Raio Médio Geométrico considerando expansão dos feixes de subcondutores. O conjunto de etapas, neste caso, envolve: (i) variação de características (DMG, RMG) para modelos de estruturas; (ii) apuração dos parâmetros

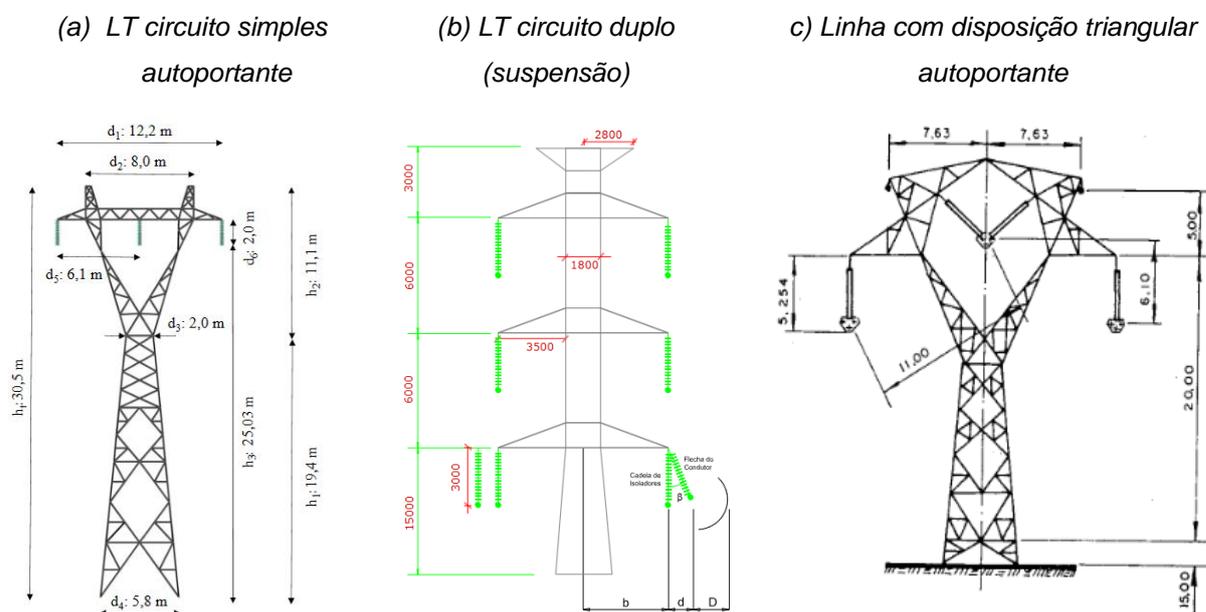
elétricos considerando a variação geométrica de fases e cabos geminados em cada fase na torre.

4.1.1. Análise Preliminar

Essa análise tem por objetivo identificar, mesmo que de forma genérica, a sensibilidade dos parâmetros elétricos em diferentes estruturas de torre frente modificações geométricas. Dessa forma, pode ser realizado um estudo de caso já com estrutura e modificação eletrogeométrica pré-definida.

Com o objetivo de analisar a influência da variação em diferentes estruturas de torres, foram consideradas três configurações: torre com disposição de condutores na vertical, na horizontal e triangular, indicadas na Figura 4.2.

Figura 4.2. Estruturas consideradas para análise: (a) Horizontal (b) Vertical (c) Triangular.



Fontes: Canever (2020); De França (2012); Labegalini *et al.* (1992).

Além disso, o seguinte procedimento foi realizado na obtenção dos dados apresentados no Quadro 4.1:

- Variação da distância de fases (DMG): Em todas as configurações considerou-se a fase central sempre fixa. As fases adjacentes se movem simultaneamente aproximando-se da fase central um total de 2 metros, inicialmente com distância de 8m até distância de 6m.

- Variação do feixe (RMG): Considerou-se em todas as estruturas feixes quadrados com 4 subcondutores equidistantes por fase. Inicialmente os subcondutores estão espaçados a 0,35 m (Feixe simples) e expandidos gradualmente até 0,70 m (Feixe expandido).

Em todos os casos foram plotados gráficos para analisar a curva de crescimento/decrescimento dos parâmetros. Considerando que todos variaram de forma exponencial, sem pontos máximos ou mínimos, uma maneira válida de apresentar esses valores é na forma de quadro comparando o valor maior e menor.

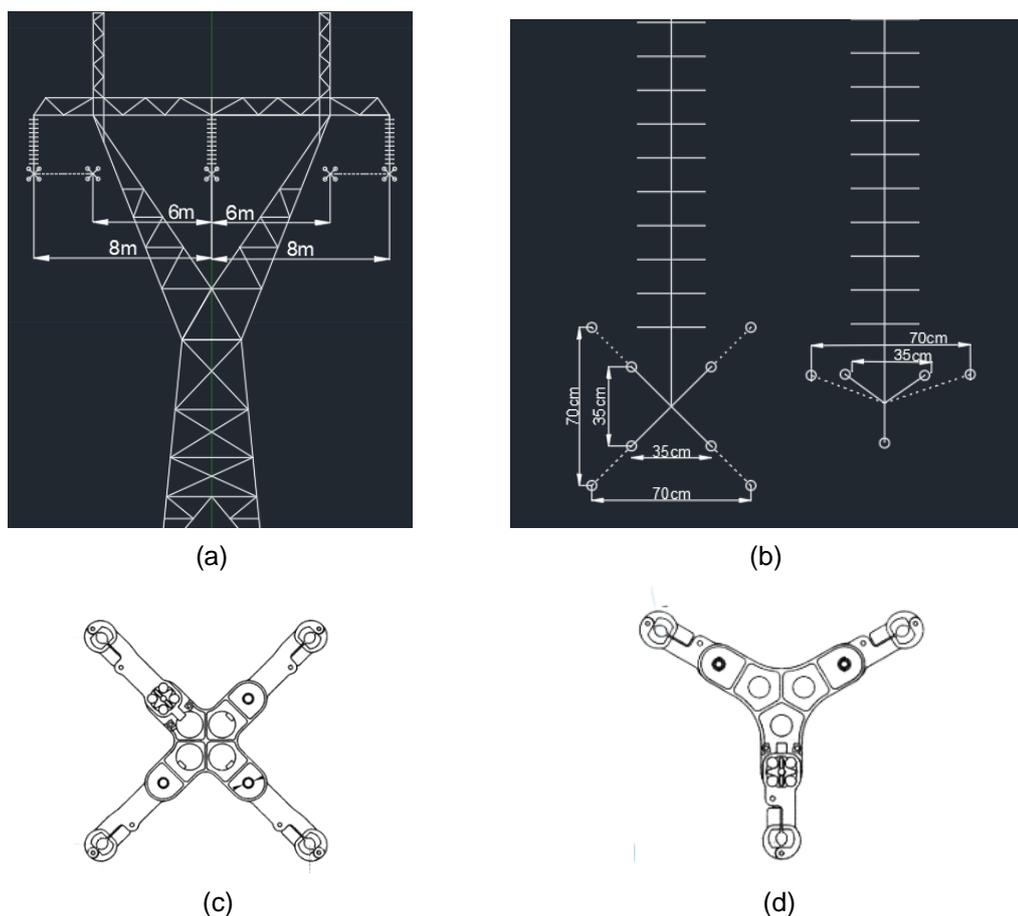
Quadro 4.1. Dados geométricos da disposição de fases e subcondutores.

Modificação (Compactação de fases/Expansão dos feixes)	Horizontal	Vertical	Triangular
Distância entre fases adjacentes e fase central antes (m)	8	8	X
Distância mínima fase/solo antes (m)	25	10	14
Distância entre fases adjacentes e fase central depois (m)	6	6	X
Distância mínima fase/solo depois (m)	25	12	14
Distâncias entre subcondutores antes (m)	0,35	0,35	0,35
Distâncias entre subcondutores depois (m)	0,70	0,70	0,70

Fonte: Autoria Própria (2023).

Foram utilizadas as equações apresentadas no Capítulo 2 para calcular indutância e capacitância. A comparação desses parâmetros é possível devido ao comprimento da linha não influenciar nos valores por unidade, sendo dependente, dentre outros fatores, do DMG e RMG. A percepção das mudanças em uma das estruturas é apresentada na Figura 4.3 enquanto a sensibilidade dos parâmetros elétricos a cada mudança individual (compactação de fases, expansão dos feixes laterais) é indicada na Tabela 4.1. O sinal negativo na tabela indica que a alteração implicou em uma redução do valor do parâmetro elétrico.

Figura 4.3. Modificações geométricas consideradas. (a) Compactação de fases na horizontal (b) Expansão de feixes (c) Feixe com 4 condutores (d) feixe com 3 condutores.



Fonte: Autoria Própria (2023)

Tabela 4.1. Sensibilidade dos parâmetros DMG e RMG.

Modificação (Compactação de fases/Expansão dos feixes)	Horizontal		Vertical		Triangular	
	L(mH/km)	C(nF/km)	L(mH/km)	C(nF/km)	L(mH/km)	C(nF/km)
$\Delta Fases = 2m$	-0,05753	1,048	-0,05753	1,091	X	X
$\Delta Feixe = 0,35m$	-0,10397	1,938	-0,10397	1,907	-0,10397	1,65

Fonte: Autoria própria (2023).

A partir da compactação de fases na torre com disposição horizontal, é perceptível uma aproximação do condutor fase para com a estrutura metálica da torre. Como é fundamental garantir a isolação entre fase e estrutura, talvez uma torre autoportante exigisse uma estrutura muito robusta para os fins de compactação de fase, lembrando que essa distância de segurança deve ser obtida considerando todas as possíveis posições das fases. Talvez a melhor forma de representar esta compactação móvel seria utilizando torres estaiadas tipo *cross-rope*. Dessa forma, a compactação não afetaria a isolação entre fase e estrutura, apesar da necessidade de esforços estruturais.

Da Tabela 4.1 pode ser notado que, quanto menor for a distância entre as fases, menor será a indutância e maior será a capacitância. O mesmo efeito é observado quando o feixe é expandido. As duas ações contribuem na redução da impedância característica da linha, uma vez que a compactação aumenta a indutância mútua (L_m) e a segunda diminui a indutância própria (L_p), possibilitando maior capacidade de transmissão.

Pode ser notado que uma expansão do feixe de 35 cm nas distâncias simultâneas entre os subcondutores equivale a uma diferença de 103,97nH/m na indutância série (0,0391 Ω /km na reatância), de modo que a reatância série sai de um valor 0,282 Ω /km para o valor 0,253 Ω /km. Por sua vez, a mudança simultânea de 2 metros das duas fases adjacentes em relação a fase central equivale a diferença de 57,53 nH/m (0,0216 Ω /km). Comparando os esforços mecânicos exigidos para movimentar 2 fases simultaneamente por 2 metros (Figura 4.2a) com os esforços para expandir o feixe (Figura 4.2b), a primeira provavelmente implicaria em exigência maior e, ainda, resultaria em uma menor variação dos parâmetros elétricos.

Outra observação é a predominância da variação no componente indutivo da linha, indicando que o movimento das estruturas teria grande influência na regulação de tensão (diferença de tensões entre os terminais da linha). Esta última afirmação pode ser analisada utilizando os parâmetros A e B do quadripolo da linha após serem obtidas a impedância série e a susceptância, onde foi desprezada a resistência dos condutores. Na Tabela 4.2 estão apresentados os parâmetros dos quadripolos em cada estrutura antes e depois das modificações, sendo considerada uma linha de 209 km de comprimento (mesmo comprimento utilizado posteriormente em outras comparações). Por fim, também pode-se concluir que esta mudança particular na configuração das torres não possui muita influência na característica capacitiva.

Tabela 4.2. Parâmetros A e B dos quadripolos.

Parâmetros do quadripolo	Horizontal		Vertical		Triangular	
	Antes	Depois	Antes	Depois	Antes	Depois
Compactação das fases						
A	1,0348	1,0349	1,0345	1,0348	X	X
B	65,6759	61,1426	65,6759	61,1426	X	X
Expansão do feixe						
A	1,0348	1,0348	1,0345	1,0345	1,0343	1,0343
B	65,6759	57,4838	65,6759	57,4838	69,7291	61,537

Fonte: Autoria própria (2023).

Os parâmetros A e B relacionam a tensão e corrente do terminal receptor com a tensão do terminal emissor, indicando, grau de regulação de tensão e corrente no emissor, respectivamente. Pode ser notado que o parâmetro A praticamente não sofre variação em nenhuma configuração, porém, o parâmetro B (impedância em Ω) é mais sensível à expansão do feixe. Com base nas análises preliminares, foi escolhida a modificação do RMG a partir da expansão/retração de feixe para seguir as análises.

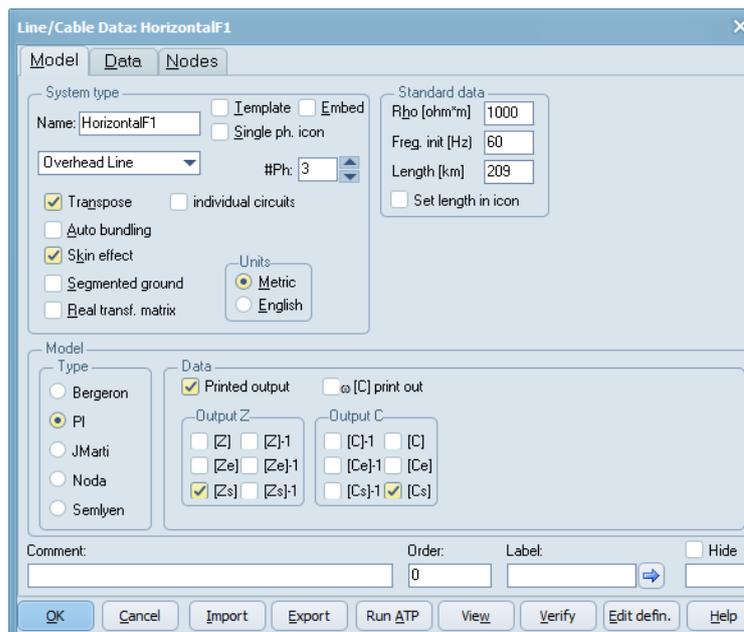
4.2. ATP e Sub-rotina Line Constants

O ATP (*Alternative Transients Program*) é um programa que, originalmente, foi criado para realizar simulações de transitórios eletromagnéticos. Possibilitando simulações de redes polifásicas, possui dois métodos como formulação matemática. O método das características, ou método de Bergeron (Bergeron, 1949) é utilizado para resolução quando da aplicação de elementos à parâmetros distribuídos. A regra da integração trapezoidal é utilizada em resolução de elementos à parâmetros concentrados. O programa recebe cartões de extensão “.ATP” como dados de entradas e retorna arquivos “.PLT” e “.LIS”. O primeiro apresenta dados gráficos que normalmente são lidos com o programa plotXY; o segundo apresenta um *card* com um diagnóstico da simulação, podendo indicar erros. Para permitir uma interface através de diagramas de blocos, foi criado o ATPDraw.

O ATP também pode realizar simulações em regime permanente, um dos aspectos abordados no presente trabalho. O principal motivo da escolha desse software para realização das simulações está na rotina chamada *Line Constants*. As rotinas do ATP têm como funcionalidade converter dados de projetos em dados utilizados pelo próprio programa. No caso específico da rotina *Line Constants*, torna-se possível obter a matriz admitância (entre outros dados) a partir de dados como resistência, raio, altura e posição dos condutores. Isso possibilita, a *posteriori*, que o ATP subsidie dados para a simulação de fluxo de potência.

No ATPDraw, a rotina “*Line constants*” está representada por um bloco denominado *LCC template*. Na aba “Model” são definidos os dados de resistência do solo, frequência nominal, comprimento da linha, modelo e dados de saída (Figura 4.4).

Figura 4.4. Configuração de modelo do LCC, Linha horizontal.

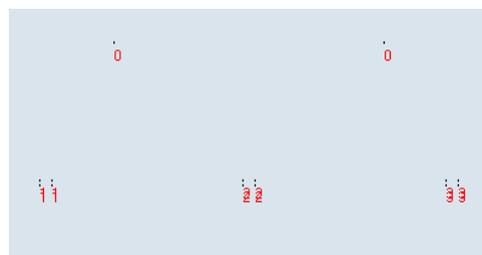


Fonte: Autoria própria (2023).

Os dados de raio interno, raio externo, resistência CC, posição horizontal (considerando o centro da torre como origem), altura do cabo na torre e altura no centro do vão, respectivamente, devem ser preenchidas como mostra a Figura 4.5.

Figura 4.5. Configuração de dados do LCC e visão do recurso view, Linha horizontal.

#	Ph.no	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]
1	1	0	1.437	0.0636	-6.175	25.205	16.8
2	1	0	1.437	0.0636	-5.825	25.205	16.8
3	1	0	1.437	0.0636	-6.175	24.855	16.8
4	1	0	1.437	0.0636	-5.825	24.855	16.8
5	2	0	1.437	0.0636	-0.175	25.205	16.8
6	2	0	1.437	0.0636	0.175	25.205	16.8
7	2	0	1.437	0.0636	-0.175	24.855	16.8
8	2	0	1.437	0.0636	0.175	24.855	16.8
9	3	0	1.437	0.0636	5.825	25.205	16.8
10	3	0	1.437	0.0636	6.175	25.205	16.8
11	3	0	1.437	0.0636	5.825	24.855	16.8
12	3	0	1.437	0.0636	6.175	24.855	16.8
13	0	0	0.4765	3.44	-4	30.5	20.3
14	0	0	0.4765	3.44	4	30.5	20.3



Fonte: Autoria própria (2023).

Ao compilar o arquivo “.ATP”, podemos observar o arquivo “.LIS” gerado exclusivamente para o bloco LCC. Os dados mais relevantes para observação são mostrados na Figura 4.6.

Figura 4.6. Configuração de dados do LCC e visão do recurso *view*, Linha horizontal.

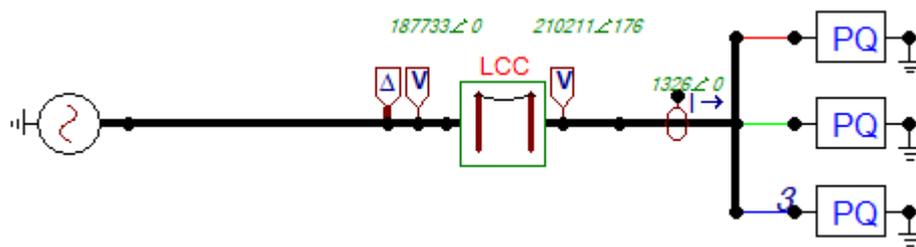
Sequence	Surge impedance		Attenuation	velocity
	magnitude (Ohm)	angle (degr.)	db/km	km/sec
Zero :	7.19811E+02	-8.66522E+00	2.76407E-03	1.80544E+05
Positive:	2.46182E+02	-1.53909E+00	2.99867E-04	2.93401E+05

Sequence	Wavelength	Resistance	Reactance	Susceptance
	km	Ohm/km	Ohm/km	mho/km
Zero :	3.00906E+03	4.52895E-01	1.45136E+00	2.93438E-06
Positive:	4.89002E+03	1.69920E-02	3.15977E-01	5.22118E-06

Fonte: Autoria própria.

Os dados provenientes do bloco LCC da linha podem ser aproveitados para realizar simulação de fluxo de carga (Figura 4.7) com o objetivo de analisar a regulação de tensão na linha de acordo com a carga.

Figura 4.7. Diagrama de blocos que possibilita a simulação de fluxo de potência.



Fonte: Autoria própria.

No diagrama apresentado, foi utilizado um gerador trifásico de 230 kV fase-fase e um bloco de carga PQ em cada fase, permitindo simular uma carga balanceada.

4.3. Análise Complementar

4.3.1. Comparando Parâmetros

Pode ser utilizada a rotina *Line Constants* do ATP para verificar as variações dos parâmetros como apresentado na seção anterior. Dessa forma, são simuladas duas posições distintas, a de feixe simples (distância de 0,35m entre subcondutores) e a de feixe expandido (distância de 0,70m entre subcondutores). Além disso, ainda são comparadas as configurações de linha com circuito simples.

As simulações que resultaram nos dados da Tabela 4.3 consideram sempre uma linha de 209 km (comprimento baseado em uma linha de transmissão entre as

subestações GARANHUNS II e PAULO AFONSO III, Circuito L2 PE/BA, de 230kV na região Nordeste do SIN), admitindo os mesmos condutores e resistência do solo, tal como é apresentado no Quadro 4.2.

Quadro 4.2. Características eletrogeométricas da torre horizontal.

Dados da Linha e Condições de Simulação					
Condutor	CG1	CG2	A	B	C
Altura (m):	30,5	30,5	25,03	25,03	25,03
Distância (m):	-4	4	-6	0	6
Diâmetro (mm):	9,53	9,53	25,15	25,15	25,15
R (Ω /km):	3,44	3,44	0,0897	0,0897	0,0897
Flecha (m):	15,9	15,9	16,79	16,79	16,79
Vão (m):	400				
ρ (Ω .m):	500 e 4.000				
Z_g (Ω):	50 a 300, step de 50				
Z_{torre} (Ω):	164,41		V (m/ μ s)	240 (0,8c)	

Fonte: Canever (2020).

Tabela 4.3. Resultados obtidos com o *Line Constants* para a LT com torre na horizontal (Simples).

Status	Impedância de Surto (Ohm)	Atenuação db/km	Parâmetro A Quadripolo	Parâmetro B (Ohm) Quadripolo	R Ohm/km	X_L Ohm/km	S uS/km
Vert.F _{Simples}	232,89	4,34E-4	1,0363	62,491	2,32E-2	2,99E-1	5,544
Vert.FEX	192,69	5,26E-4	1,0368	52,041	2,33E-2	2,49E-1	6,750
Variação	-40,2	0,92E-4	0,0005	-10,450	0,01E-2	-0,5E-1	1,206
Hor.F _{Simples}	246,18	2,99E-4	1,0359	65,835	1,69E-2	3,15E-1	5,221
Hor.FEX	214,59	3,44E-4	1,0363	57,684	1,70E-2	2,76E-1	6,014
Variação	-31,59	0,45E-4	0,0004	-8,151	0,01E-2	-0,39E-1	0,793
Tri.F _{Simples}	261,02	3,89E-4	1,0365	70,433	2,33E-2	3,37E-1	4,958
Tri.FEX	245,02	4,14E-4	1,0367	66,253	2,33E-2	3,17E-1	5,295
Variação	-16	0,25E-4	0,0002	-4,18	0	-0,20E-1	0,337

Fonte: Autoria própria.

Comparando as Tabelas (4.1) e (4.3), a redução apresentada na impedância de surto indica um aumento da potência natural da linha. A atenuação e o parâmetro A do quadripolo indicam a relação entre o nível de tensão do terminal emissor e do terminal receptor durante operação a vazio, isso indica que quanto maior for a atenuação menor será a elevação de tensão neste caso. O parâmetro B do quadripolo é o valor da impedância característica da linha, a expansão do feixe apresenta uma redução neste parâmetro, indicando menor queda de tensão e maior passagem de corrente.

4.4. Descrição dos Casos

Com o objetivo de realizar uma análise mais próxima ao que pode ser implementado em uma linha de transmissão real, para a primeira análise foram escolhidas duas linhas de transmissão da CEMIG (Minas Gerais) com classes de tensão distintas visando determinar a influência do nível de tensão no modelo proposto. Apesar de não possuírem comprimentos iguais, foram consideradas com mesmo comprimento para fins de comparação.

Foi simulado o fluxo de potência para feixe simples e feixe expandido em diferentes patamares de carga. A simulação foi realizada no ATPDraw considerando o bloco LCC e cargas. Estas últimas foram utilizadas na simulação com fator de potência 0,95 em atraso.

Esta etapa tem por objetivo identificar a melhor configuração de feixe para cada patamar de carga baseando-se nos níveis de tensão, comparar compensação reativa entre o modelo e a utilização de bancos de capacitores/reatores e, ainda, verificar as influências do nível de tensão e do comprimento da linha no desempenho da compensação reativa realizada pela modificação eletrogeométrica das torres.

Para que seja justificada a implementação de torres que possam apresentar variações estruturais controladas, a sensibilidade dos níveis de tensão deve ser relevante tanto durante o período de carga leve quanto durante o período de carga pesada. Caso contrário, a implementação do feixe expandido (modelo fixo) seria muito mais indicada.

4.4.1. Linhas de transmissão com 166km

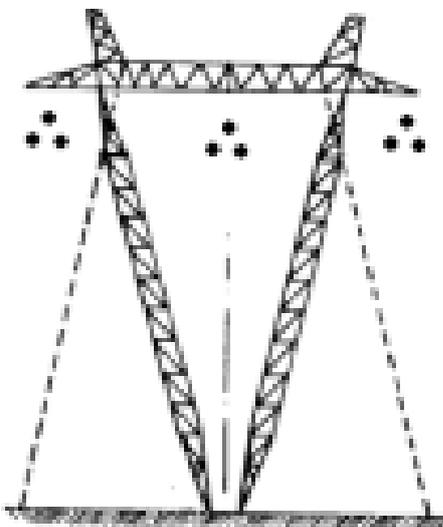
Representação (Figura 4.8) e dados eletrogeométricos (Quadro 4.3) das linhas escolhidas estão apresentados, sendo utilizados posteriormente em simulação do ATPDraw. A primeira análise diz respeito a comparação dos parâmetros elétricos de ambas as linhas considerando feixe simples (0,457m) e feixe expandido (0,7m). Em seguida, as mesmas configurações são analisadas, porém, através do fluxo de potência em diferentes patamares de carga. A simulação do fluxo de potência possibilita comparar a regulação de tensão, corrente e fluxo de potência do sistema.

Quadro 4.3 – Eletrogeometria: LT São Gonçalo do Pará – Ouro Preto e LT São Gotardo 02 – Três Marias.

Dados da LT	LT São Gonçalo do Pará – Ouro Preto (LT SG-OP)	LT São Gotardo 02 – Três Marias (LT SG2-TM)
Tensão nominal [kV]	500	345
Frequência [Hz]	60	.0
Nº de circuitos	1	1
Nº de fases	3	3
Nº de condutores por fase	3	2
Temperatura de operação [°C]	75	75
Resistividade do solo [Ohm.m]	2400	2400
Condutor fase, Raio interno [mm]	3,167	3,167
Condutor fase, Raio Externo [mm]	14,37	14,37
Condutor fase, Resistência CC a 20 °C [Ohm/km]	0,0633	0,0633
Condutor para-raios, Raio interno [mm]	0	0
Condutor para-raios, Raio Externo [mm]	5,555	4,76
Condutor para-raios, Resistência CC a 20 °C [Ohm/km]	3,276	3,728
Distância da Fase A (e T) do centro do feixe ao centro da estrutura [m]	10,9	10,3
Distância da Fase B (e S) do centro do feixe ao centro da estrutura [m]	0	0
Distância da Fase C(e R) do centro do feixe ao centro da estrutura [m]	10,9	10,3
Distância dos condutores para-raios ao centro da estrutura [m]	5,25	7,3
Altura média do feixe da fase A [m]	16,53	14,29
Altura média do feixe da fase B [m]	16,53	14,29
Altura média do feixe da fase C [m]	16,53	14,29
Altura média do condutor para-raio [m]	30,71	27,89
Distância entre os subcondutores do feixe [m]	0,457	0,457
Posição angular de um dos condutores em um feixe, medida anti-horário a partir da linha horizontal.	90°	0°

Fonte: CEMIG (1988a, 1988b).

Figura 4.8. Posição original dos condutores.



Fonte: CEMIG (1988a).

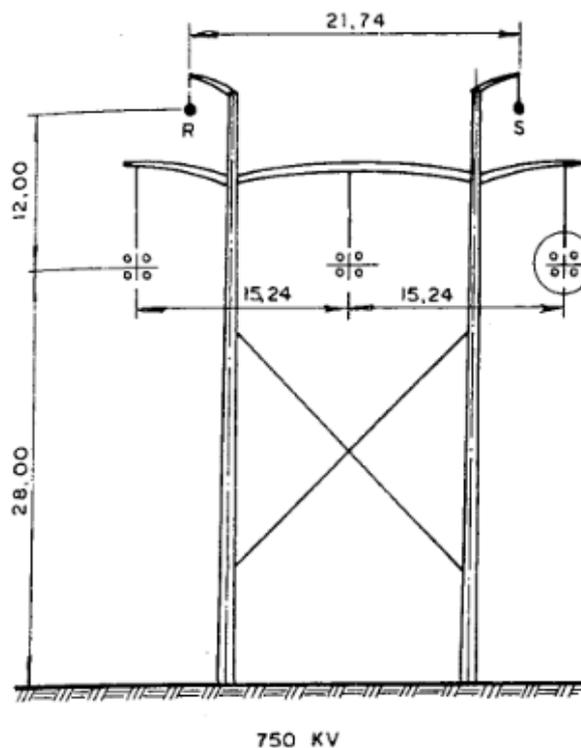
Os resultados obtidos podem indicar a melhor configuração do feixe de acordo com o patamar de carga momentânea e verificar a influência do nível de tensão no modelo.

4.4.2. Linhas Longas (800km)

Com o objetivo de entender a influência do comprimento no desempenho do modelo, foram ainda simuladas duas outras configurações. Esses novos modelos apresentam um comprimento de 800km. Apesar de existirem poucas linhas no Brasil com essa extensão, estas simulações podem ser utilizadas para possível viabilidade do modelo em linhas muito longas.

A primeira simulação considerou um modelo de linha de 750kV com configurações expostas na Figura 4.9.

Figura 4.9. Modelo de linha 750kV.



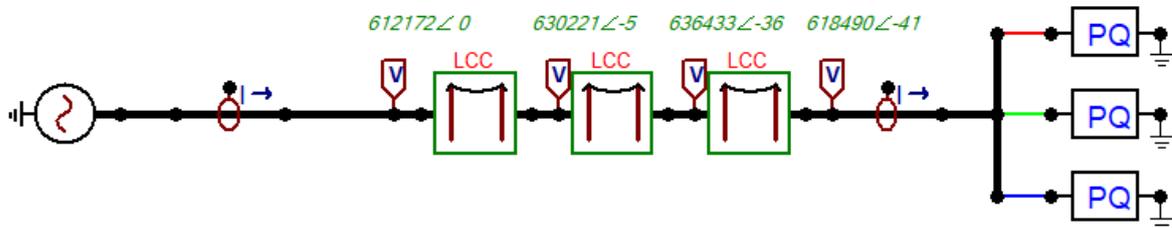
Fonte: Labegalini et al. (1992).

A outra, igual ao modelo de 500kV, modificando apenas seu comprimento de 166km para 800km. Outra importante observação é que a linha de 750kV possui 4 condutores por fase, feixe quadrado com 0,457m de lado.

4.4.3. Perspectivas em Trecho de Linha

A próxima análise consiste no emprego parcial do modelo, ou seja, em sua aplicação apenas em um trecho. Foi considerada essa análise devido ao alto custo de implementação que seria necessário caso considerássemos torres móveis em 100% do comprimento da linha. O modelo de maior tensão, 750 kV foi o escolhido para esta análise. Foram considerados feixes expandidos apenas nos 100 primeiros quilômetros e nos 100 últimos, visando um modelo onde as estruturas móveis estão próximas das subestações (maior facilidade de manutenção). A implementação digital da configuração foi possível devido a conexão em cascata dos modelos como ilustra a Figura 4.9.

Figura 4.9. Montagem do modelo parcial aplicado em parte da linha.



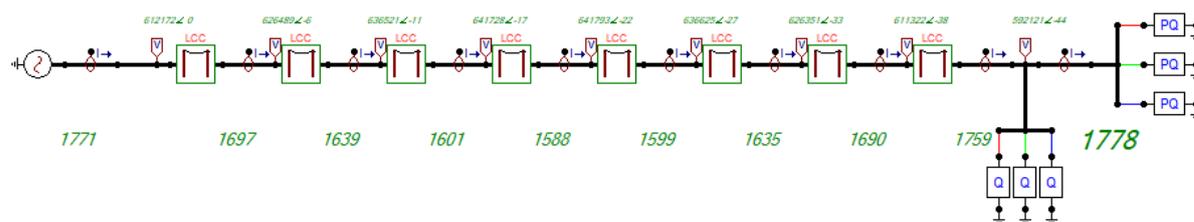
Fonte: Autoria própria (2023).

4.4.4. Compensação Reativa

A última análise tem como objetivo simular uma compensação reativa utilizando componentes *shunt* para ter noção da estrutura que o modelo substituiria. Será comparada a compensação do modelo parcialmente implementado de 750 kV.

Com o objetivo de comparar a compensação reativa utilizando bancos de capacitores ou reatores com a compensação reativa proporcionada pelo modelo (autocompensado), foram simulados os níveis de tensão e corrente ao longo da linha durante carga pesada e carga leve. Para esta comparação, foram realizadas simulações da linha de forma particionada em 8 blocos colocados em cascata e, em cada terminal, foram medidos valores de tensão e corrente. Com os valores simulados são plotados gráficos que representam o perfil das grandezas elétricas ao longo da linha. A Figura 4.10 representa como será simulado o sistema.

Figura 4.10. Modelo 750kV em cascata.



Fonte: Autoria própria (2023).

A simulação da compensação reativa utilizando compensadores estáticos será realizada adicionando 1 bloco de reativo em cada fase no terminal receptor da linha.

5. ESTUDOS DE CASO E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os resultados das simulações obtidas de acordo com a metodologia e a descrição dos casos.

5.1. Linha de transmissão da CEMIG

5.1.1. Modelo 500 kV

O Quadro 5.1 apresenta a variação dos parâmetros elétricos da linha apresentando feixe simples e feixe expandido, dados obtidos através do *Line Constants*.

Quadro 5.1. Parâmetros elétricos, LT São Gonçalo – Ouro Preto 500kV.

Status	Impedância de Surto (Ohm)	Atenuação db/km	Parâmetro A Quadripolo 209km	Parâmetro B Quadripolo 209km	R Ohm/km	X _L Ohm/km	S uS/km
500kV. Simples	283,64	3,41E-4	1,03658	76,635	2,23E-2	3,66E-1	4,568
500kV.FEX	263,53	3,68E-4	1,03679	71,421	2,23E-2	3,41E-1	4,930
Variação	-20,11	0,27E-4	2,13E-4	-5,225	0	-0,25E-1	0,362

Fonte: Autoria própria (2023).

Considerando uma comparação entre as duas configurações, neste caso a impedância de surto diminuiu aproximadamente 7% se considerados feixes expandidos. Esse valor tem proporção linear com o aumento da potência natural, representando elevação de 67,26 MW. A atenuação e o parâmetro A do quadripolo que representa a linha aumentaram em 8% e 0,02% respectivamente. Estes dois parâmetros têm influência na regulação de tensão do ponto de vista da operação da linha em vazio. Ou seja, o aumento da susceptância obtido com a expansão do feixe resultou em valores mais elevados da tensão da linha em aberto.

O parâmetro B reduziu em 6,8%, sendo esse parâmetro relacionado ao inverso da corrente em condição de curto no terminal receptor. Assim, sua redução indica maior corrente de curto, sendo necessário uma avaliação quanto a proteção da linha. Os parâmetros de reatância indutiva e susceptância influenciam na queda de tensão que ocorre em carga leve, onde a reatância indutiva eleva a queda de tensão e a susceptância ajuda manter os níveis de tensão mais elevados. O cenário de feixe

expandido ainda apresenta redução na queda de tensão tanto devido à redução da reatância indutiva como devido ao aumento da susceptância, comparada a configuração de feixe simples.

Na Tabela 5.1. estão apresentadas as variações de tensão entre terminal emissor e terminal receptor da linha, tanto para o caso de feixe simples como para o de feixe composto para que possam ser realizadas comparações na regulação de tensão entre as duas configurações. Não há variações perceptíveis quanto ao nível de tensão em carga leve ou operando a vazio.

Tabela 5.1. Atenuação de tensão, LT São Gonçalo – Ouro Preto 500kV.

Feixe Simples (0.457m)	Tensão Receptor	FEX (0.8m)	Tensão Receptor
SIL	1,000 p.u.	SIL	1,001 p.u.
50% SIL	1,012 p.u.	50% SIL	1,012 p.u.
3xSIL	0,948 p.u.	3xSIL	0,953 p.u.
Aberta	1,023 p.u.	Aberta	1,023 p.u.

Fonte: Autoria própria (2023).

Os resultados são compatíveis com as pequenas variações de parâmetros indicadas no Quadro 5.1. Em carga leve, era esperado uma elevação da tensão devido ao aumento no valor da susceptância, porém, essa elevação foi imperceptível. Durante carga pesada, a diferença entre a redução de tensão foi equivalente a 0,005 p.u.

Outra análise também importante se refere à variação de corrente e de fluxo de potência reativa entre as configurações de feixe simples e expandido, cujos resultados são apresentados no Tabela 5.2. Pode ser notada uma variação quanto à corrente e ao fluxo de potência reativa quase imperceptível entre as duas configurações.

Tabela 5.2. Corrente e fluxo de potência reativa: LT São Gonçalo – Ouro Preto 500kV.

Feixe Simples (0.457m)	Corrente seq.pos.	Q 3 ϕ (Mvar)	FEX (0.8m)	Corrente seq.pos.	Q 3 ϕ (Mvar)
SIL	392 A	74,896	SIL	392 A	75,129
50% SIL	198 A	38,350	50% SIL	198 A	38,411
3xSIL	1115 A	202,220	3xSIL	1121 A	204,345
Curto	6740 A	0	Curto	7236 A	0

Fonte: Autoria própria (2023).

A elevação da corrente só passa ser considerável no caso de operação em curto-circuito, indicando que em feixe expandido seria necessário um estudo para verificar o quanto essa corrente impactaria na proteção da linha. Com relação ao fluxo

de potência reativa, sua variação, representou 1% em carga pesada e foi praticamente imperceptível em cargas leves.

5.1.2. Modelo 345 kV

Nesta seção estão apresentados os resultados obtidos por simulação para a linha de 345 kV, onde pode ser comparada a influência nas quais as estruturas exigidas em diferentes classes de tensão possuem na sensibilidade nos parâmetros elétricos da linha.

Quadro 5.2. Parâmetros elétricos, LT São Gotardo 02 – Três Marias 345kV.

Status	Impedância de Surto (Ohm)	Atenuação db/km	Parâmetro A Quadripolo 209km	Parâmetro B Quadripolo 209km	R Ohm/km	X _L Ohm/km	S uS/km
345kV.Simples	301,83	4,70E-4	1,03691	82,00	3,26E-2	3,91E-1	4,308
345kV.FEX	284,95	4,98E-4	1,03699	77,42	3,26E-2	3,69E-1	4,573
Variação	-16,88	0,28E-4	0,8E-4	-4,58	0	-0,25E-1	0,362

Fonte: Autoria própria (2023).

O Quadro 5.2. apresenta as características elétricas da LT São Gotardo 02 (LT SG2 – TM). É importante lembrar que linhas em diferentes classes de tensão apresentam estruturas diferentes e isto acontece devido à necessidade de isolamento ser dependente disto. A configuração de feixe expandido representa 5,55% de redução na impedância de surto comparada a linha de feixe simples, valor menor em percentual que o obtido pela LT São Gonçalo – Ouro Preto (SG – OP (500kV).

A atenuação de tensão entre terminal emissor e terminal receptor, neste caso, apresentou menor variação percentual comparada a LT SG – OP (500kV), representada por 5,95%. Esse valor também indica uma tensão máxima um pouco menor que o caso da linha em 500 kV devido à expansão dos feixes variar menos que na de classe de tensão superior.

Tabela 5.3. Atenuação de tensão, LT São Gotardo 02 – Três Marias 345kV.

Feixe Simples (0.457m)	Tensão Receptor	FEX (0.8m)	Tensão Receptor
SIL	1 p.u.	SIL	1,001p.u.
50% SIL	1,012 p.u.	50% SIL	1,012 p.u.
3xSIL	0,949 p.u.	3xSIL	0,953 p.u.
Aberta	1,023 p.u.	Aberta	1,023 p.u.

Fonte: Autoria própria (2023).

Pode ser observado na Tabela 5.4 que os valores de corrente e tensão também não tem diferenças consideráveis nessa linha de 345 kV.

Tabela 5.4. Corrente e fluxo de potência reativa, Linha 345kV.

Feixe Simples (0.457m)	Corrente seq.pos.	Q 3 ϕ (Mvar)	FEX (0.8m)	Corrente seq.pos.	Q 3 ϕ (Mvar)
SIL	242 A	31,870	SIL	242 A	31,944
50% SIL	122 A	16,317	50% SIL	122 A	16,337
3xSIL	688 A	86,175	3xSIL	691 A	86,847
Curto	4356 A	0	Curto	4604 A	0

Fonte: Autoria própria (2023).

A variação que pode ser levada em consideração é sob operação em curto-circuito, onde a corrente da linha de feixe expandido apresenta elevação de 248 A. Um estudo complementar seria recomendado para verificar a influência dessa elevação na proteção da linha.

5.2. Linhas longas

Tendo em vista a influência do comprimento da linha na variação de fluxo de potência reativa entre configurações de feixe simples e feixe expandido, foram ainda simuladas duas outras configurações de comprimentos mais elevados. Esses novos cenários consideram um comprimento de 800km e estas simulações podem ser utilizadas para verificar viabilidade de uma técnica de torres com feixes móveis realizando compensações reativas (capacitivas/indutivas) de acordo com a expansão/retração dos feixes. Isso é possível devido à variação dos parâmetros da linha, onde a linha com feixes expandidos apresentou menor reatância indutiva e maior susceptância, similar a um emprego de banco de capacitores.

A primeira simulação considerou um modelo de linha de 750kV com configurações expostas na Figura 5.1. A outra, igual ao modelo de 500kV, modificando apenas seu comprimento de 166km para 800km. Outra importante observação é que a linha de 750kV possui 4 condutores por fase, feixe quadrado com 0,457m de lado. Devido às elevadas quedas de tensão que ocorrem para este comprimento de linha, os patamares de carga pesada foram considerados de 1,087 SIL e 1,088 SIL para linhas de 750 kV e 500 kV, respectivamente, cargas que equivalem a uma regulação de tensão de 0,950 p.u. em feixe simples. As cargas abaixo de 1 SIL foram de 0,846 SIL e 0,847 SIL linha de 750 kV e 500 kV, respectivamente.

Observando os resultados simulados, pode ser vista claramente a influência do comprimento da linha na variação dos parâmetros elétricos. Tanto a queda quanto a elevação da tensão aumentam consideravelmente com relação às linhas mais curtas, isso acontece devido maior presença de reativo ao longo da linha.

Quadro 5.3. Parâmetros elétricos, Linha 750kV.

Status	Impedância de Surto (Ohm)	Atenuação db/km	Parâmetro A Quadripolo 800km	Parâmetro B Quadripolo 800km	R Ohm/km	X _L Ohm/km	S uS/km
750kV.Simples	287,99	2,55E-4	1,03620	77,41	1,69E-2	3,70E-1	4,476
750kV.FEX	262,70	2,80E-4	1,03647	70,93	1,69E-2	3,39E-1	4,920
Variação	-25,29	0,25E-4	2,7E-4	-6,48	0	-0,31E-1	0,444

Fonte: Autoria própria (2023).

No Quadro 5.3. pode ser notada uma variação na impedância de surto, considerando esse patamar de tensão e isso representa um ganho de 188 MW na potência natural da linha, caso expandido o feixe. A maior variação obtida para impedância de surto ocorreu na linha com maior número de subcondutores nos feixes.

Na Tabela 5.5 é apresentada a diferença no valor da tensão (em p.u.) no terminal receptor da linha de transmissão de 750 kV, com tensão de 1,000 p.u. no terminal emissor (considerando os casos com feixe simples e feixe expandido).

Tabela 5.5. Tensão no terminal receptor das LTs de 750 kV em feixe simples e expandido.

Feixe Simples (0.457m)	Tensão Receptor	FEX (0.8m)	Tensão Receptor
SIL	1,000 p.u.	SIL	1,054 p.u.
0,846 SIL	1,100 p.u.	0,846 SIL	1,153 p.u.
1,087 SIL	0,950 p.u.	1,087 SIL	1,003 p.u.
Aberta	1,944 p.u.	Aberta	1,952 p.u.

Fonte: Autoria própria (2023).

Para o caso anterior, nota-se que a expansão do feixe (LT FEX) provoca mudanças nos parâmetros eletrogeométricos da linha de transmissão, as quais implicam em uma tensão maior no terminal receptor da linha em relação ao caso de feixe simples. Sob condição de carga no patamar do SIL, a tensão terminal na linha de transmissão de feixe expandido apresenta valor 5,4% superior em relação a de feixe simples, o que pode ser interpretado como um efeito de compensação capacitiva provocado pelo aumento da distância entre os subcondutores do feixe.

Na Tabela 5.5 ainda pode ser notada a elevada compensação reativa capacitiva obtida em carga pesada, onde a tensão do terminal receptor que apresentava queda de 5% passa a expor uma elevação de 0,3% em relação ao terminal emissor. No carregamento de 50% do SIL foi obtida uma variação de 4,4% na tensão, no entanto, para operação da linha em vazio essa variação foi de apenas 0,8%. Neste cenário de carga leve, o feixe simples apresenta regulação mais próxima de 1,00 p.u., sendo a configuração indicada. Então, se considerada a retração do feixe de expandido para simples, essa compensação pode ser interpretada como uma compensação de característica indutiva pois resulta em nível de tensão menor.

Na Tabela 5.6. estão apresentadas a corrente de sequência positiva e o fluxo de potência reativa no terminal receptor. Foi observada uma elevação de 5,37% da corrente durante a carga SIL, 3,22% em carga leve e 5,56% em carga pesada quando comparadas condições de feixe simples e de feixe expandido. Essa elevação da corrente ocorre devido redução do fator de potência da linha (feixe expandido) e implica em aumento de perdas elétricas, porém, é uma condição necessária para efetivação do controle de tensão.

Tabela 5.6. Corrente e fluxo de potência reativa, Linha 750kV.

Feixe Simples (0.457m)	Corrente seq.pos.	Q 3 ϕ (Mvar)	FEX (0.8m)	Corrente seq.pos.	Q 3 ϕ (Mvar)
SIL	1692 A	485,399	SIL	1783 A	538,890
0,846 SIL	1576 A	497,084	0,846 SIL	1652 A	505,650
1,087 SIL	1804 A	464,020	1,087 SIL	1846 A	531,250
Curto	2477 A	0	Curto	2711A	0

Fonte: Autoria própria (2023).

Comparando o fluxo de potência reativo entre a configuração de feixe simples e feixe expandido, pode ser notado que a segunda configuração provém de uma compensação reativa de 55,136 Mvar capacitivo maior em carga pesada (elevação de tensão), enquanto a primeira apresenta 30,622 Mvar indutivo maior (redução de tensão).

Na Tabela 5.7. estão presentes os valores do terminal receptor comparado ao terminal emissor obtidos para simulação da LT de 500 kV. Neste caso, a variação de tensão provocada pela modificação dos parâmetros elétricos de feixe simples para expandido foi de 4,3%, 3,6% e 4,2% para cargas SIL, 50% SIL e 1,088 SIL

respectivamente. Na configuração de feixe expandido ocorrem níveis de tensão maiores.

Tabela 5.7. Atenuação de tensão, Linha Longa 500kV.

Feixe Simples (0.457m)	Tensão Receptor	FEX (0.8m)	Tensão Receptor
SIL	1 p.u.	SIL	1,043 p.u.
0,847 SIL	1,100 p.u.	0,847 SIL	1,141 p.u.
1,088 SIL	0,950 p.u.	1,088 SIL	0,992 p.u.
Aberta	1,959 p.u.	Aberta	1,966 p.u.

Fonte: Autoria própria (2023).

Na Tabela 5.8 estão dispostas as correntes e fluxo de potência reativa no terminal receptor nas duas configurações de feixe: simples e expandido.

Tabela 5.8. Corrente e fluxo de potência reativa, Linha Longa 500kV.

Feixe Simples (0.457m)	Corrente seq.pos.	Q 3 ϕ (Mvar)	FEX (0.8m)	Corrente seq.pos.	Q 3 ϕ (Mvar)
SIL	1132 A	216,540	SIL	1180 A	235,245
0,847 SIL	1054 A	221,162	0,847 SIL	1095 A	238,871
1,088 SIL	1169 A	212,443	1,088 SIL	1221 A	231,711
Curto	1671 A	0	Curto	1796 A	0

Fonte: Autoria própria (2023).

Comparando o desempenho entre as duas configurações, a LT de feixe expandido apresenta compensação reativa capacitiva de 19,268 Mvar maior em carga pesada, enquanto em feixe simples a compensação é de 11,1 Mvar indutivo a mais. Se mostra mais eficiente, do ponto de vista de controle de tensão, operar com feixes expandidos durante carga pesada e com feixes retraídos durante carga leve. A expansão do feixe também impacta na proteção do sistema, onde o aumento da corrente de curto foi equivalente a 125 A seq. positiva em regime permanente.

5.1.4. Expansão de Feixe em Trechos da Linha de Transmissão

A próxima análise consiste no emprego parcial da expansão de feixes, ou seja, em sua aplicação apenas em uma fração da linha. Nesta parte, foi simulada a LT de 750 kV com 200 km contendo feixes expandidos e 600 km de feixe simples. A simulação foi realizada dividindo o bloco da linha em três (03), sendo dois (02) com 100km e um (01) com 600 km. Os blocos de 100km foram simulados com feixe

expandido e estão próximas às subestações emissora e receptora, simulando uma configuração que possa ser mais fácil para realização de manutenções.

Tabela 5.9. Regulação de tensão, Linha Parcial 750kV.

Feixe Simples (0.457m)	Tensão Receptor	FEX Parcial (0.8m)	Tensão Receptor
SIL	1,000 p.u.	SIL	1,010 p.u.
0,846 SIL	1,100 p.u.	0,846 SIL	1,109 p.u.
1,087 SIL	0,950 p.u.	1,087 SIL	0,906 p.u.
Aberta	1,944 p.u.	Aberta	1,9521 p.u.

Fonte: Autoria própria (2023).

Pode ser notado que o comportamento da tensão com a expansão de parte da linha ocorre em comportamento semelhante à modificação integral da linha, porém com variações menores em seus parâmetros elétricos. Ainda, foi notado que essa variação é proporcional ao comprimento modificado da linha, sendo de 0,036 p.u. na com todos os feixes expandidos e 0,009 p.u. para expansão de 25% do comprimento da linha considerando carga leve.

Comparando as diferenças de fluxo de potência reativa entre a linha com 2 trechos de feixe expandido e a linha com nenhum dos feixes expandidos (Tabela 5.10), pode ser visto que a última apresenta uma potência reativa 9,571 Mvar capacitivo maior, reduzindo a queda de tensão na carga.

Tabela 5.10. Corrente e fluxo de potência reativa, Linha Parcial 750kV.

Feixe Simples (0.457m)	Corrente seq.pos.	Q 3 ϕ (Mvar)	FEX Parcial (0.8m)	Corrente seq.pos.	Q 3 ϕ (Mvar)
SIL	1692 A	485,399	SIL	1708 A	494,889
0,846 SIL	1576 A	497,084	0,846 SIL	1589 A	505,650
1,087 SIL.	1804 A	464,027	1,087 SIL.	1822 A	473,598
Curto	2477 A	0	Curto	2517 A	0

Fonte: Autoria própria (2023).

A configuração com 100% das linhas de feixe simples possui um fluxo reativo de 8,566 Mvar capacitivo menor que a outra configuração e, por esse motivo, apresenta tensão menor em carga leve e é mais indicado neste caso. Esses 200km de linha modificada para feixe expandido é equivalente a quinhentas (500 torres em uma linha de vão médio com 400m e 1000 torres e uma linha de vão médio com 200m.

5.3. Impactos na Compensação Reativa

Como pode ser observado pelos resultados das simulações, dependendo do carregamento da linha uma configuração apresentará vantagem em relação a outra. No entanto isso se torna relevante apenas nas linhas de comprimento elevado, pois linhas de médio comprimento (166 km) não expuseram variação significativa a ponto de justificar uma modificação em sua estrutura para realizar compensação reativa.

Durante cargas maiores que o SIL, as linhas de feixe simples apresentaram maior queda de tensão, indicando possível necessidade de compensação reativa através de bancos de capacitores. As linhas de transmissão de feixe expandido, nas mesmas condições, apresentam quedas de tensão bem menores devido a sua característica elétrica possuir menor reatância indutiva e maior susceptância, sendo então mais adequadas para operação neste patamar de carga. Por outro lado, estas características provocam níveis de tensão mais elevados durante operações de carga menor que o SIL, o que prejudica o controle de tensão. Sendo assim, durante carregamentos leves, onde a linha expõe perfil capacitivo considerável, para evitar necessidade da utilização de reatores, a configuração que obtém nível de tensão mais adequado é a de feixe simples.

Por apresentar menor queda de tensão e menor SIL, a configuração de feixe expandido apresenta maior capacidade de transmissão que a de feixe simples, obtendo mais uma vantagem de operação em carga pesada, quando pode ocorrer uma demanda de pico. Algo também relevante é o impacto na corrente de curto-circuito que a linha com feixe expandido apresenta e deve ser considerado seu impacto na proteção da linha.

Constata-se que, em um cenário onde a configuração implique em uma LPNE/FEX mas não apresente impacto técnico relevante, como observado nos casos das LT's de 166 km, não se justificaria um investimento para modificar os elementos eletrogeométricos e possibilitar compensação reativa durante carga leve, situação em que a elevação da potência natural pode causar oneração devido ao aumento do efeito Ferranti. Dessa forma, o primeiro princípio para sugerir a técnica de feixes móveis seria a comparação dos custos de sua implementação com relação ao benefício de compensação reativa.

No caso das linhas longas, a técnica de feixe móvel apresentaria benefício pelo controle da tensão no terminal receptor, possibilitando a redução na queda de tensão proporcionada pelo feixe expandido em carga pesada e a diminuição do efeito Ferranti em carga leve devido a possibilidade e retração do feixe.

5.4 Elementos Condicionantes e Limitantes

Aqui discute-se aspectos para potencial adoção de um modelo com feixe móvel. Ele deve ser escolhido levando em consideração sua eficiência quanto à capacidade de variação dos parâmetros elétricos, a energia demandada para realização do movimento das estruturas, o impacto mecânico que estes movimentos causam a estrutura/fundação e ainda a disponibilidade de comunicação e manutenção. Ainda, apesar da modificação dos parâmetros elétricos através do DMG já ter sido desconsiderada para simulações do presente trabalho, aqui podem ser acrescentadas algumas razões que reforçam essa ideia:

- **Em estruturas com condutores dispostos na horizontal:** a compactação das fases resultaria em uma extrapolação no limite de segurança fase/torre. Durante a implementação da compactação entre fases, inevitavelmente, a estrutura deve ser readequada para não ultrapassar os limites de isolamento. Considerar uma torre que suporte as cargas mecânicas e ainda evite os limites de distâncias de segurança resultaria em estruturas muito robustas. Outro ponto que pode ser destacado é que a segurança seria afetada uma vez que em determinadas configurações as fases se afastariam do raio de proteção dos cabos guarda.
- **Em estruturas com condutores dispostos na vertical:** A aproximação entre as fases exigiria um mecanismo que aumentasse a cadeia de isoladores. Quanto maior essa cadeia, maior será o balanço provocado pelo impacto das cargas de vento.

A possível mobilidade do feixe deve admitir o esforço mecânico que será causado à estrutura da torre. A proposta é considerar um movimento do feixe que possibilite manter o centro gravitacional dele fixo e, dessa forma, o reforço estrutural será concentrado em apenas um ponto da estrutura da torre e, caso necessário, em sua fundação. Para garantir isso, a expansão dos condutores deve ser simétrica. Além

desses pontos citados, essa expansão deve ser realizada simultaneamente e igualmente em todas as fases para evitar desequilíbrio de tensão.

Caso seja considerada uma expansão assimétrica, tendo em vista a grande quantidade de feixes que já possuem tais configurações, seria importante proporcionar uma pequena compactação das fases, possibilitando maior efetividade na variação dos parâmetros elétricos. Além disso, destacamos estudos complementares necessários ao processo: estudo de reforços estruturais, implementação de mecanismo de controle eletrogeométrico, estudo de configurações de operação, estudo da fonte de suprimento do mecanismo de controle, seleção e teste dos atuadores.

As configurações e suas implicações devem ser avaliadas sob a perspectiva dos esforços mecânicos passíveis de avaliação, necessárias à condução de estudos complementares ao explorado no trabalho, mas cujo mapeamento é essencial. Para validar um modelo de feixe móvel seriam necessárias ainda simulações em softwares específicos para avaliação de cargas mecânicas, a exemplo do PLS-CADD. Considerando, a exemplo, o ponto gravitacional do feixe sendo fixo, um reforço estrutural deve ser aplicado ao ponto onde essa adição de peso impactará.

As modificações da eletrogeometria poderiam ser realizadas de forma remota. O modelo de feixe móvel poderia apresentar uma estruturação que consistiria em atuadores, alimentação, comando e comunicação remota.

Considerando os resultados obtidos nas simulações, nota-se comportamentos distintos da linha de acordo com a demanda de potência. Cargas mais elevadas provocam maior queda de tensão no terminal receptor para com a referência emissora, enquanto cargas de natureza leve implicam tensão mais elevada no receptor. Para cargas mais elevadas, a condições operacional mais indicada é o feixe expandido. Durante carga leve, o feixe convencional/compacto teria desempenho mais apropriado sob a perspectiva do controle de tensão/reativos. Note que as demandas de capacidade de transmissão e controle de tensão estão alinhadas, ou seja, o feixe expandido será ideal para cargas pesadas tanto devido a uma maior capacidade de transmissão quanto devido à regulação de tensão. Assim, poderiam ser definidos dois pontos de operação para a linha de transmissão, em que devem ser avaliadas as grandezas mais apropriadas para definição da lógica de controle.

Ainda sob a perspectiva de viabilidade do modelo, uma forma econômica de alimentação dos atuadores deve ser levada em consideração. Com intuito de evitar gastos com TC's uma solução é a utilização de bobinas para colheita de energia. Trata-se de circuitos constituídos de dois fios metálicos de materiais distintos mantidos em temperaturas distintas (SILVEIRA, 2018). Esse sistema é baseado no aproveitamento de campo magnético disperso das linhas de transmissão, podendo dessa forma converter a energia dispersa em uma energia que possa ser utilizada para outro fim. A potência solicitada durante mudança de posição pelo atuador deve ser bem dimensionada para casar-se com a potência da bobina coletora. Caso contrário, um sistema de armazenamento de energia deve ser considerado.

Determinar o melhor mecanismo de atuação será de fundamental importância para confiabilidade e viabilidade do projeto. Um grande desafio de viabilidade econômica é a garantia da isolação destes atuadores, podendo tornar-se um custo muito elevado. Uma possibilidade seria a utilização de servo motor para controlar a expansão ou retração do feixe móvel com precisão, em que a distribuição dos campos elétrico e magnético deve ser avaliada, assim como elementos de blindagem e de monitoramento dos esforços mecânicos na estrutura.

Sob a perspectiva da comunicação e intervenções no modelo de forma mais eficaz, uma solução seria implementar parte do modelo no início da linha (próximo à subestação emissora) e outra parte no fim da linha (próximo à subestação receptora). O comando para ajuste das posições de configurações eletrogeométricas pode ser realizado remotamente, contanto que exista uma comunicação entre atuação e operação. Não seria uma novidade utilizar os cabos guardas para possibilitar esta comunicação, uma vez que há muitos anos são utilizados cabos *Optical Ground Wire* (OPGW), os quais apresentam a função de comunicação entre sistemas através das linhas de transmissão. Os cabos OPGW possuem em seu interior fibras ópticas que possibilitam a transmissão de altas taxas de dados. Externamente são compostos por cabos condutores e isso possibilita fornecer a função de cabo guarda ao mesmo tempo que transmitir os dados.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A avaliação do desempenho de uma linha de transmissão admitindo a possibilidade de dispor de um feixe móvel, sob as condicionantes elétricas, foi conduzida. Foram destacadas a capacidade de transmissão e o controle de tensão. Do ponto de vista da primeira, a configuração de feixe expandido expõe melhor resultado sob a perspectiva de elevação da potência natural, proporcionada pela redução da reatância série e aumento da susceptância. Em relação ao controle de tensão, as configurações de operação dos feixes são influenciadas pela natureza da carga, ou seja, durante carga pesada o feixe expandido apresenta melhor desempenho devido sua característica capacitiva que reduz a queda de tensão enquanto, em carga leve, a linha disposta dos condutores em feixe simples apresentaria melhor desempenho com relação ao controle de tensão, reduzindo o efeito Ferranti.

A implementação de um modelo com feixe móvel pode proporcionar ainda maior capacidade de transmissão (controlada) e melhor regulação de tensão durante imposições do sistema de potência em relação à carga pesada. Ainda, haveria melhor regulação de tensão em troca de uma redução na capacidade de transmissão durante carga leve com feixe simples, mais compacto. Os resultados para implementação do feixe móvel em linha de 166km não se mostraram vantajosos sob a perspectiva técnica.

As análises comprovaram a vantagem da técnica LPNE-FEX para aumentar a capacidade de transmissão da linha, representando significativa contribuição na regulação de tensão, prescindindo da utilização de bancos de capacitores durante cargas pesadas e ainda sem perceptível oneração do ponto de vista do efeito Ferranti durante cargas leves. Com a simulação de linhas longas, uma mudança considerável passa a ser obtida quando os feixes são modificados, não apenas durante carga pesada como também em carga leve. Para que o modelo proposto seja superior a uma recapacitação considerando um feixe expandido fixo deve ser considerado o custo de implementação e seus benefícios. Caso a modificação do feixe seja equivalente a uma compensação com um reator que custe mais que o custo de implementação das torres móveis, o modelo pode se tornar economicamente viável.

Para trabalhos futuros, recomenda-se o estudo dos impactos da mudança com o peso de um sistema móvel, considerando atuadores e sensores. Este estudo pode ser realizado por softwares como o PLS-CADD e ajudaria na estimativa de custo de implementação. Outra possível análise seria do impacto que o modelo causaria em uma sub-região elétrica, considerando que a linha fosse implementada eletricamente em um simulador e admitisse operação real, com desdobramentos a serem avaliados consoante às expectativas e ao impacto quanto a segurança e operação do sistema.

Ainda, uma ideia a respeito de uma linha autocompensada surgiu durante o desenvolvimento e análise do trabalho. Pode ser considerada uma compensação reativa modificando a quantidade de subcondutores como alternativa ao feixe móvel aqui apresentado. Sendo possível conectar/desconectar um subcondutor por fase nas próprias subestações, essas modificações podem afetar toda a extensão da linha e sem o custo de ter que modificar as estruturas da torre. Seriam necessários estudos quanto a possíveis transitórios, modificação e dimensionamento dos parâmetros elétricos.

REFERÊNCIAS

AMON FILHO, J. *et al.* **Otimização de Linha de Transmissão não Convencional de Alta Capacidade em 500 kV**, XIII ERIAC Décimo Terceiro Encontro Regional Iberoamericano de CIGRÉ. Puerto Iguazú, 28 maio 2009.

ANDREATA, L. E. B. *et al.* IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2022. **Estudo Comparativo entre Linhas de Transmissão Aéreas Convencionais e Compactas com Vistas à Faixa de Segurança e Capacidade de Transmissão**, Santa Maria, 24 out. 2003.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 616/2014, de 01 de julho de 2014.

BEZERRA, J. M. B. *et al.* **Recapacitação de linhas aéreas de transmissão: Desenvolvimento sustentável do sistema elétrico**. São Paulo: Blucher, 2023.

CANEVER, G. L. **AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE LINHAS DE 230 kV COM UNDERBUILT SHIELD WIRE FRENTE A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS**. 2020. Trabalho de Conclusão de Curso (Pós-Graduação) - Universidade de São Paulo, 2020.

CEMIG, E.-L. **LT São Gonçalo- Ouro Preto 2 - 500 kV - Características da Linha**. Companhia Energética de Minas Gerais S.A. [S.l.]. 1988a.

CEMIG, E.-L. **LT São Gotardo 2- Três Marias - 345 kV - Características da Linha**. Companhia Energética de Minas Gerais S.A. [S.l.]. 1988b.

DE FRANÇA, C. L. B. **Aspectos relevantes para elaboração de projeto mecânico de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica**. 2012. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Campina Grande, 2012.

DART, F. C. *et al.* **Projetos de Linhas de Transmissão não Convencionais - Uma Alternativa a ser Considerada no Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro**, SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Curitiba, 24 out. 2003.

DART, F. C.; DOMINGUES, L. A. M. C.; CARVALHO, A. R. C. D.; PING, W. W. ; SALLES, F. P. ; SALARI, J. C. ; RÉGIS JÚNIOR, O. ; PESSOA NETO, A. ; CAVALCANTI, S. J. G. . **Novas Concepções de Linhas de Transmissão - Impacto**

nos Estudos de Planejamento e Análise de Sistemas. In: XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE), 1999, Foz do Iguaçu.

DART, Fernando Chaves et al. Recapacitation of transmission lines: application of the Increased Current-Carrying Capacity concept; **Recapacitação de linhas de transmissão: aplicação do conceito LPNE.** 1999.

DART, F.C. *et al.* **Validação de uma Nova Tecnologia para Transmissão em 500 kV**, XV SPTTEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELETRICA. Foz do Iguaçu, 22 out. 1999.

DAS, D. **Electrical Power Systems**, 6.ed. New Age International (P) Limited, Publishers. New Delhi, 2006.

ELGERD, O.I. **Electric Energy Systems Theory: An introduction.** New York: McGraw-Hill, 1982.

FERNANDES, A. B. *et al.* Transmission Line Shunt Conductance From Measurements, **IEEE Transactions on Power Delivery.** [S. l.], p. 722-728, 2 abr. 2004.

FUCHS, R. D. **Transmissão de Energia Elétrica: Linhas aéreas 1.** Rio de Janeiro: LTC, 1979.

GABAGLIA, C. P. *et al.* **Utilização do Conceito de Feixe Expandido para Recapacitação De Linhas De Transmissão De 500 kV de Furnas**, XVI SNPTEE Seminário Nacional de Produção & Transmissão de Energia Elétrica, Campinas, 26 out. 2001.

GLOVER, J. D.; OVERBYE, T. J.; SARMA, M. S. **Power System Analysis and Design**, 6.ed. Stamford: Cengage Learning, 2017.

GONEN, T. **Electric Power Transmission System Engineering: Analysis and Design.** 2. ed. Califórnia: Sacramento, 1988.

GRIGSBY, L. L. **Electric Power Generation, Transmission and Distribution.** CRC press, 2007.

GUIMARÃES, R. P. *et al.* XVI SNPTEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO & TRANSMISSAO DE ENERGIA ELÉTRICA. **ESTRUTURA COMPACTA TIPO CROSS-ROPE PARA LINHA DE TRANSMISSAO EM 500KV** , Campinas, 26 out. 2001.

HOFFMANN, J. N. *et al.* **Linha de Transmissão Compacta Experimental em 230kV**, XVI SNPTEE Seminário Nacional de Produção & Transmissão de Energia Elétrica. Uberlândia, 24 out. 2003.

<https://www.mfap.com.br/pesquisa/arquivos/20081212160147-GLT-02.PDF>.

Acessado em 27/11/2023.

LABEGALINI, P. R. *et al.* **Projetos Mecânicos das Linhas Aéreas de Transmissão**. São Paulo, 1992.

BERGERON L. “Du Coup de Belier em Hydraulique au Coup de Foudre em Electricité.” Dunod, Paris 1949 (English translation: Water Hammer in Hydraulics and Wave Surges in Electricity; ASME Committee. Wiley, New York 1961).

MELO, M. Q. *et al.* **Avaliação do Efeito Ferranti em Linhas Aéreas de Transmissão de Potência Natural Elevada**. Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica - CEFET-MG. Minas Gerais. 22 fev. 2021.

https://www.sba.org.br/open_journal_systems/index.php/sbse/article/view/2359.

Acessado em 13/11/2023.

MONTEIRO, J. S. **Cálculo de Parâmetros de Linhas de Transmissão para Estudos de Fluxo de Potência Considerando o Efeito de Outras Linhas Fisicamente Próximas**. Dissertação de Mestrado (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande. Paraíba, 2004.

NOLASCO, J. F. **LT 500 kV Tucuruí - Vila do Conde II: Soluções Inovadoras de Projeto e Aplicação da IEC 60826**, XV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção & Transmissão de Energia Elétrica. Uberlândia, 24 out. 2003. <https://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/03/LT-500-kV-TUCURUI%CC%81-%E2%80%93-VILA-DO-CONDE-II-SOLUC%CC%A7O%CC%83ES-INOADORAS-DE-PROJETO-E-APLICAC%CC%A7A%CC%83O-DA-IEC-60826.pdf>. Acessado em 18/10/2023.

OLIVEIRA, M. M.; HALONEN, M. XXV SNPTEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **STATCOM Híbrido - Alternativa Viável aos Compensadores Estáticos no Cenário Brasileiro**, Belo Horizonte, 13 nov. 2019.

OLSEN, R. G. **High Voltage Overhead Transmission Line Electromagnetics**. 2. ed. Pullman, 2018. v. 2.

ONS - Operador nacional do Sistema Elétrico. (2023). Módulo 5 – Operação do Sistema, Submódulo 5.4: Controle da Transmissão. In Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acessado em 30/10/2023.

RNWG (Radio Noise Working Group). A Survey of Methods for Calculating Transmission Line Conductor Surface Voltage Gradients. **IEEE Corona and Field Effects Subcommittee Report**, pp. 1 – 12, Feb. 1979.

RÉGIS JR, O. **A Utilização de Condutores de Liga de Al Termo-resistente na Repotencialização de LT de Transmissão e Sub-transmissão**, XV SNPTEE Seminário Nacional de Produção & Transmissão de Energia Elétrica. Foz do Iguaçu, 22 out. 1999. <https://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2015/12/A-Utiliza%C3%A7%C3%A3o-de-Condutores-de-Liga-de-Al-Termo-resistente-na-Repotencializa%C3%A7%C3%A3o-de-LT-de-Transmiss%C3%A3o-e-Sub-transmiss%C3%A3o.pdf> . Acessado em 02/11/2023.

RÉGIS JÚNIOR, O., CAVALCANTI, S. J. G., MAIA, M. J. A., WAVRIK, J. F. A. G., PODPORKIN, G. V. – **Recapacitação de Circuitos 230kV com o Conceito de Feixe Expandido**. In: XIII SNPTEE, Grupo III – Linhas de Transmissão, Camboriú, SC, 1995.

SHOEMAKER, T. M.; MACK, J. E. *Lineman's and Cableman's Handbook*. McGraw-Hill Education, 2017.

SILVA, C. S. **Estudo da Capacidade Remanescente do Escoamento de Energia Renovável no Norte da Bahia Utilizando o ANAREDE**. 2023. 54 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Instituto Federal de Pernambuco, Garanhuns, 2023. Repositório IFPE: <https://repositorio.ifpe.edu.br/xmlui/bitstream/handle/123456789/998/ESTUDO%20DA%20CAPACIDADE%20REMANESCENTE%20DO%20ESCOAMENTO%20DE%20ENERGIA%20RENOV%C3%81VEL%20NO%20NORTE%20DA%20BAHIA%20UTILIZANDO%20O%20ANAREDE.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acessado em 02/11/2023.

SILVEIRA, T. M. Recuperação de Energia Magnética de Linhas de Transmissão Visando Iluminação de Esferas de Sinalização. Dissertação (Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2018.

TCU. Auditoria Operacional no Sistema de Custos de Linhas de Transmissão e Subestações / Banco de Preços de Referência da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. <https://portal.tcu.gov.br/biblioteca-digital/>. Acessado em 05/12/2023.

VILELA, P. H. **Uma Proposta de Análise Técnica para Linhas de Transmissão Compactas com Potência Natural Elevada em Regiões com Topografia Acidentada**. 2019. Dissertação (Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2019.

ZANETTA Jr., L. C. **Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência**. 1. ed. São Paulo: Livraria da Física, 2006. 312 p.

WIEDMER, R. S. et al. XIX SNTPEE SEMINARIO NACIONAL DE PRODUCAO E TRANSMISSAO DE ENERGIA ELETRICA. **RECAPACITACAO DE LINHAS DE TRANSMISSAO 138kV UTILIZANDO CABO DE ALUMINIO LIGA 6201** , Rio de Janeiro, 17 out. 2007.