

Universidade de São Paulo  
Escola de Engenharia São Carlos  
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação

# **MODELAGEM TRIFÁSICA ASSIMÉTRICA DE UM SISTEMA DE TRANSMISSÃO REAL PARA ANÁLISE ESTÁTICA**

**Matheus Masson Oliveira**

**Trabalho de Conclusão de Curso**



Universidade de São Paulo  
Escola de Engenharia São Carlos  
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação  
SEL0444 - Trabalho de Conclusão de Curso

MODELAGEM TRIFÁSICA ASSIMÉTRICA DE UM SISTEMA DE  
TRANSMISSÃO REAL PARA ANÁLISE ESTÁTICA

**Matheus Masson Oliveira**

Orientador: João Bosco Augusto London Junior

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Escola de Engenharia de São Carlos, da Universidade de São Paulo

Curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em Sistemas de Energia e Automação

São Carlos, 2021



Matheus Masson Oliveira

MODELAGEM TRIFÁSICA ASSIMÉTRICA DE UM SISTEMA DE  
TRANSMISSÃO REAL PARA ANÁLISE ESTÁTICA

Trabalho de Conclusão de Curso

Este exemplar corresponde à redação  
final do trabalho de conclusão de curso  
de Matheus Masson Oliveira

São Carlos, 26 de Julho de 2021.

Banca Examinadora

- Prof. Dr. João Bosco Augusto London Jr.
- Mestre Julio Augusto Druzina Massignan
- Engenheiro Renato de Oliveira

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,  
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS  
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da  
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

M48m	<p>Masson Oliveira, Matheus</p> <p>Modelagem Trifásica Assimétrica de um Sistema de Transmissão Real para Análise Estática / Matheus Masson Oliveira; orientador João Bosco Augusto London Jr. São Carlos, 2021.</p> <p>Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2021.</p> <p>1. linhas de transmissão. 2. análise de sensibilidade. 3. modelagem trifásica assimétrica. I. Título.</p>
------	--

# **FOLHA DE APROVAÇÃO**

**Nome: Matheus Masson Oliveira**

**Título: “Modelagem trifásica assimétrica de um sistema de transmissão real para análise estática”**

**Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado  
em 19 / 07 / 2021,**

**com NOTA 9,0 ( Nove , zero ), pela Comissão Julgadora:**

**Prof. Associado João Bosco Augusto London Júnior - Orientador -  
SEL/EESC/USP**

**Mestre Júlio Augusto Druzina Massignan - Doutorando/Eng.  
Elétrica - EESC/USP**

**Engenheiro Renato de Oliveira - Especialista - Furnas**

**Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:  
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino**

## Dedicatória

"Dedico este trabalho à minha mãe, Roberta, ao meu pai, Marcos, ao meu irmão, Leonardo, à minha irmã, Bianca e à minha amada namorada, Isadora. "





# Agradecimentos

"Agradeço aos meus amigos Caio Ostan, Marcelo Zerbini, Vinícius Lucidio, Felipe Mostardeiro, Vitor Pretilli, Felipe Macedo, Daniel Senne, Luis Felipe, Lucas Fialho e Saulo pela amizade durante a graduação.

E, agradeço ao professor João Bosco, Julio Massignan e Renato de Oliveira pela orientação e aprendizado durante a construção deste trabalho."



## Resumo

Este trabalho visa avaliar os benefícios da utilização da modelagem trifásica assimétrica para análises estáticas de sistemas de transmissão. Para isso, desenvolveu-se um programa em MATLAB que permite a obtenção dos parâmetros elétricos de linhas de transmissão, tais como resistência, indutância e capacitância, a partir de dados de projeto, como disposição geométrica dos condutores e cabos guia, pontos de transposição, características construtivas dos condutores e condutividade do solo. O programa foi desenvolvido com base em fundamentos teóricos bem difundidos na literatura de sistemas elétricos de potência, como as correções de Carson, para refletir a passagem da corrente de retorno pelo solo, e a Redução de Kron, a fim de considerar o efeito dos para-raios na matriz dos condutores. Em seguida, verificou-se o grau de influência da variação de determinados fatores (resistividade do solo, temperatura e flecha da catenária) em relação aos valores dos parâmetros de linhas de transmissão. Finalmente, a partir da análise em regime permanente por meio de estudo de fluxo de carga, foram constatados alguns benefícios referentes à utilização da modelagem trifásica assimétrica para análises estáticas de sistemas de transmissão ao invés da modelagem de sequência positiva usualmente considerada. Destaca-se que os estudos foram realizados a partir de dados de linhas de transmissão de uma importante região de operação de uma grande concessionária brasileira fornecidos pelo engenheiro responsável. Dessa forma, todo o trabalho desenvolvido foi validado através de dados disponíveis no banco de dados da empresa, bem como de análises supervisionadas pelo engenheiro responsável.

**Palavras-chave:** Linhas de Transmissão, Modelagem Trifásica Assimétrica, Análise Estática, Análise de Sensibilidade.



## Abstract

*This work aims to evaluate the benefits of using asymmetric three-phase modeling for static analysis of transmission systems. For this, a program was developed in MATLAB that allows obtaining the electrical transmission parameters, such as resistance, inductance and capacitance, from the constructive data, such as geometric arrangement of conductors and lightning rods, transposition points, constructive characteristics of the conductors and soil conductivity. The program was developed based on theoretical foundations well known in the electrical power systems literature, such as Carson corrections, to reflect the current flow return through ground, and Kron Reduction, in order to consider the effect of lightning rods in the impedance matrix. Then, it was verified the degree of influence of certain factors variation (soil resistivity, temperature and catenary sag) in relation to the values of the transmission lines parameters. Finally, from the steady-state analysis through the load flow study, some benefits were found regarding the use of asymmetric three-phase modeling for static analysis of transmission lines instead of the positive sequence modeling usually considered. It is noteworthy that the studies were carried out using transmission lines data from an important operating region of a Brazilian concessionaire provided by the responsible engineer. Thus, all the work developed was validated by consulting the company's database as well as analyzes supervised by this engineer.*

**Keywords:** *transmission lines, asymmetric three-phase modeling, static analysis, sensitivity analysis.*



# Conteúdo

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>16</b>
1.1	CONTEXTO . . . . .	16
1.2	OBJETIVOS . . . . .	17
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO . . . . .	18
<b>2</b>	<b>REDES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	<b>21</b>
2.1	OS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA . . . . .	21
2.2	AS REDES DE TRANSMISSÃO . . . . .	22
<b>3</b>	<b>PARÂMETROS TRIFÁSICOS DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO</b>	<b>28</b>
3.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS . . . . .	28
3.2	CONSTANTES QUILOMÉTRICAS . . . . .	31
3.2.1	Elemento Série - Impedâncias . . . . .	31
3.2.2	Cálculo Da Admitância Em Derivação - Capacitância Shunt . . . . .	40
<b>4</b>	<b>CÁLCULO DAS CONSTANTES QUILOMÉTRICAS DAS LINHAS</b>	<b>43</b>
<b>5</b>	<b>FLUXOGRAMA DA IMPLEMENTAÇÃO</b>	<b>55</b>
<b>6</b>	<b>MODELAGEM DE UMA PARTE DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO BRASILEIRO</b>	<b>60</b>
6.1	VALIDAÇÃO INICIAL DOS PARÂMETROS . . . . .	62
6.2	ANÁLISES DE SENSIBILIDADE DOS MODELOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO . . . . .	63
6.2.1	Variando a resistividade do solo . . . . .	64
6.2.2	Variando a temperatura . . . . .	68
6.2.3	Variando a flecha da catenária . . . . .	70
6.2.4	Análises finais . . . . .	76
6.3	EXEMPLO DE APLICAÇÃO E ANÁLISE ESTÁTICA DO SISTEMA MODELADO . . . . .	77
<b>7</b>	<b>CONCLUSÃO</b>	<b>82</b>
<b>8</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>85</b>
<b>9</b>	<b>ANEXOS</b>	<b>88</b>
9.1	APÊNDICE A - TABELAS EXCEL . . . . .	88
9.2	APÊNDICE B - VARIAÇÃO DA RESISTIVIDADE DO SOLO . . . . .	93
9.3	APÊNDICE C - VARIAÇÃO DA TEMPERATURA . . . . .	95
9.4	APÊNDICE D - MATRIZES DE IMPEDÂNCIAS . . . . .	98



## Lista de Figuras

1	Relação PIB x Carga . . . . .	17
2	O Sistema Elétrico de Potência . . . . .	21
3	Condutores com raios diferentes, sendo: $r_1$ raio do condutor de cobre e $r_2$ raio do condutor de alumínio . . . . .	23
4	Formação de um cabo CAA . . . . .	23
5	Disposição dos cabos-guarda . . . . .	24
6	Cadeia de isoladores . . . . .	24
7	Estrutura de suspensão . . . . .	25
8	O Sistema Interligado Nacional . . . . .	26
9	Condutor com retorno pelo solo . . . . .	28
10	Método das imagens de Carson . . . . .	29
11	Flecha da catenária . . . . .	29
12	Configuração de condutores múltiplos . . . . .	30
13	Dimensões de um condutor . . . . .	33
14	Gráfico Temperatura x Resistência . . . . .	34
15	Circulação de correntes em para-raios multiterrados . . . . .	36
16	Cabos-guarda aterrados . . . . .	36
17	Um exemplo de transposição da linha de transmissão . . . . .	37
18	Transposição de uma linha real . . . . .	38
19	Decomposição em componentes simétricas . . . . .	39
20	Diagrama unifilar simplificado do sistema de transmissão estudado . . . . .	43
21	Linha "LTOR1" . . . . .	44
22	Ilustração de uma torre do tipo A51 . . . . .	45
23	Fluxograma de implementação - elementos série . . . . .	56
24	Fluxograma da implementação - elemento <i>shunt</i> . . . . .	58
25	Proporção das torres aterradas e isoladas do sistema . . . . .	61
26	Representação da relação do <i>script Master</i> com os outros <i>scripts</i> . . . . .	62
27	Código de cores para diferenciação da configuração dos para-raios . . . . .	64
28	Resistência e indutância própria da torre aterrada (lado esquerdo) e isolada (lado direito) por unidade de comprimento em função da resistividade do solo . . . . .	65
29	Variação da resistência própria por comprimento para cada linha do sistema [ $\Omega/km$ ] . . . . .	66
30	Variação da indutância própria por comprimento para cada linha do sistema [ $\Omega/km$ ] . . . . .	66
31	Resistência e indutância mútua da torre aterrada (lado esquerdo) e isolada (lado direito) por unidade de comprimento em função da resistividade do solo . . . . .	67
32	Variação da resistência mútua por comprimento para cada linha do sistema [ $\Omega/km$ ] . . . . .	67
33	Variação da indutância mútua por comprimento para cada linha do sistema [ $\Omega/km$ ] . . . . .	68
34	Resistência e indutância própria da torre aterrada (lado esquerdo) e isolada (lado direito) por unidade de comprimento em função da temperatura . . . . .	69
35	Variação da resistência própria por comprimento para cada trecho do sistema em função da temperatura [ $\Omega/km$ ] . . . . .	70
36	Resistência e indutância própria da torre aterrada (lado esquerdo) e isolada (lado direito) por unidade de comprimento em função da flecha da catenária . . . . .	71
37	Variação da resistência própria por comprimento para cada trecho do sistema em função da flecha da catenária [ $\Omega/km$ ] . . . . .	71

38	Variação da indutância própria por comprimento para cada trecho do sistema em função da flecha da catenária [ $\Omega/km$ ] . . . . .	72
39	Capacitância própria por comprimento da torre aterrada (parte superior) e a isolada (parte inferior) em função da flecha da catenária . . . . .	72
40	Variação da capacitância própria por comprimento para cada trecho do sistema em função da flecha da catenária [ $\Omega/km$ ] . . . . .	73
41	Resistência e indutância mútua da torre aterrada (lado esquerdo) e isolada (lado direito) por unidade de comprimento em função da flecha da catenária	74
42	Variação da resistência mútua por comprimento para cada trecho do sistema em função da flecha da catenária [ $\Omega/km$ ] . . . . .	74
43	Variação da indutância mútua por comprimento para cada trecho do sistema em função da flecha da catenária [ $\Omega/km$ ] . . . . .	75
44	Capacitância mútua por comprimento da torre aterrada (parte superior) e a isolada (parte inferior) em função da flecha da catenária . . . . .	75
45	Variação da capacitância mútua por comprimento para cada trecho do sistema em função da flecha da catenária [ $\Omega/km$ ] . . . . .	76
46	Gráfico do resultado do comparativo de sensibilidades . . . . .	77
47	Micro-região analisada . . . . .	78
48	Representação de linha transposta . . . . .	79
49	Tensões $V_a$ para caso simétrico e assimétrico da barra O500 . . . . .	80
50	Capacitância própria por comprimento da torre aterrada (parte superior) e a isolada (parte inferior) . . . . .	93
51	Variação da capacitância própria por comprimento para cada trecho do sistema [ $\Omega/km$ ] . . . . .	93
52	Capacitância mútua por comprimento da torre aterrada (parte superior) e a isolada (parte inferior) . . . . .	94
53	Variação da capacitância mútua por comprimento para cada trecho do sistema [ $\Omega/km$ ] . . . . .	94
54	Variação da indutância própria por comprimento para cada trecho do sistema em função da temperatura [ $\Omega/km$ ] . . . . .	95
55	Capacitância própria por comprimento da torre aterrada (parte superior) e a isolada (parte inferior) em função da temperatura . . . . .	95
56	Variação da capacitância própria por comprimento para cada trecho do sistema em função da temperatura [ $\Omega/km$ ] . . . . .	96
57	Resistência e indutância mútua da torre aterrada (lado esquerdo) e isolada (lado direito) por unidade de comprimento em função da temperatura . . . . .	96
58	Variação da resistência mútua por comprimento para cada trecho do sistema em função da temperatura [ $\Omega/km$ ] . . . . .	97
59	Variação da indutância mútua por comprimento para cada trecho do sistema em função da temperatura [ $\Omega/km$ ] . . . . .	97
60	Capacitância mútua por comprimento da torre aterrada (parte superior) e a isolada (parte inferior) em função da temperatura . . . . .	98
61	Variação da capacitância mútua por comprimento para cada trecho do sistema em função da temperatura [ $\Omega/km$ ] . . . . .	98

## Lista de Tabelas

1	Fontes disponíveis (em MW) e a variação da capacidade instalada . . . . .	16
2	Valores experimentais $K_s$ e $K_p$ . . . . .	34
3	Relação de condutores/fase e nível de tensão . . . . .	61
4	Nível de tensão e configuração dos para-raios de cada linha do sistema estudado	64
5	Comparativo de sensibilidades entre os parâmetros próprios e mútuos . . . .	76
6	Comparativo de sensibilidades entre os parâmetros próprios e mútuos . . . .	77
7	Tensões fase-neutro, tensões fase-fase e ângulos para o caso simétrico . . . .	78
8	Tensões fase-neutro e ângulos para o caso assimétrico . . . . .	79
9	Tensões fase-fase e ângulos para o caso assimétrico . . . . .	79
10	Dados de projeto da área modelada parte 1 . . . . .	88
11	Dados de projeto da área modelada parte 2 . . . . .	89
12	Dados de projeto da área modelada parte 3 . . . . .	90
13	Dados de projeto da área modelada parte 4 . . . . .	91
14	Dados de projeto da área modelada parte 5 . . . . .	92



# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONTEXTO

A disseminação do uso da eletricidade em grande escala teve início a partir da invenção da lâmpada incandescente por Thomas Edison em 1879 – 1880. Tal descoberta serviu como propulsor para que em 1882 fosse estabelecida a primeira central elétrica em Pearl/Estados Unidos da América (EUA), para fornecimento de energia elétrica para iluminação pública e para motores de Nova York. Desde então, começaram os movimentos de primitivos sistemas comerciais de eletricidade em todo o globo, que até então eram em corrente contínua (CC) representando um grande obstáculo para o transporte de energia (FUCHS, 1977a).

A solução veio entre 1885-1888 com a invenção do transformador, que permitiu o transporte em uma faixa de tensão mais elevada que a de geração e de consumo, e os motores de indução de Tesla, dando holofotes à corrente alternada (CA), que foi, progressivamente, substituindo a CC no âmbito da transmissão de energia elétrica (FUCHS, 1977a). Sendo que, em 1894 já haviam cinco usinas polifásicas CA nos EUA. De acordo com dados estatísticos, de 1920 até 1980 verificou-se um crescimento constante da capacidade instalada de geração, posto que desde então tal quantidade dobrou a cada dez anos (STEVENSON, 1986).

Já no Brasil, a primeira linha de transmissão foi construída em 1883, em Diamantina - MG, com 2 km de comprimento. Entre 1945 e 1947 foi construída a primeira linha de 230 kV, com uma extensão de 330 km, interligando os sistemas São Paulo *Light* e Rio *Light* (FUCHS, 1977a). E, nos últimos anos, para se ter dimensão do protagonismo nacional perante a geração de energia, o país concentrou a evolução da oferta primária de energia hidrelétrica representando, juntamente com a China, cerca de 31% da produção mundial de hidreletricidade em 2003 (IEA, 2005). Porém, ressalta-se que há outras fontes de energia primária responsáveis pela produção elétrica do país, conforme a Tabela 1, na qual mostra as várias fontes de geração de energia elétrica nacional e a variação da capacidade instalada entre 2019 e 2020. E, de forma a incorporar todas essas unidades geradoras e otimizar o Sistema Elétrico de Potência, é mais do que vital, uma malha de transmissão robusta e eficaz.

Tabela 1: Fontes disponíveis (em MW) e a variação da capacidade instalada

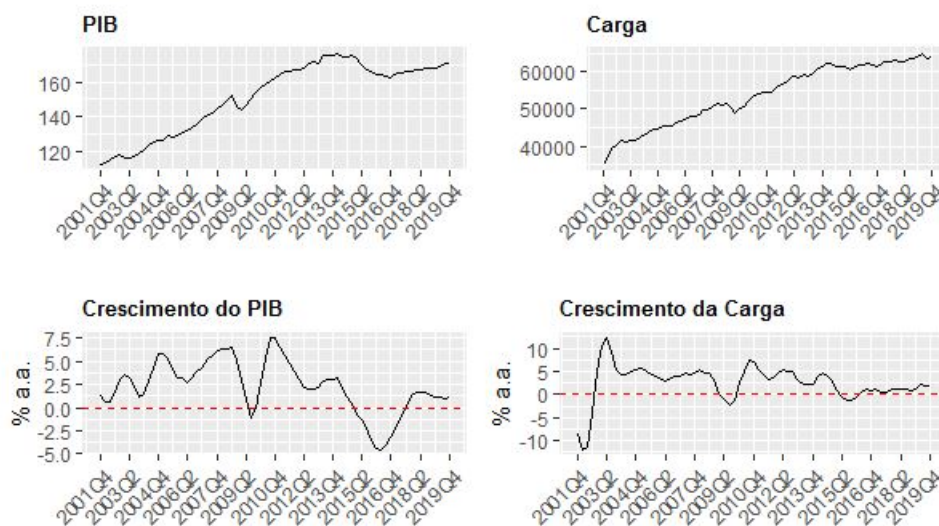
Fonte	2019	2020	$\Delta$ 20/19
Hidrelétrica	109.058	109.271	0,2%
Térmica <sup>2</sup>	41.219	43.057	4,5%
Eólica	15.378	17.131	11,4%
Solar	2.473	3.287	32,9%
Nuclear	1.990	1.990	0,0%
Capacidade disponível	170.118	174.737	2,7%

Fonte: Brasil (2020)

Tendo em vista o panorama mundial e nacional, hoje, mais do que nunca, precisamos de energia ininterrupta, dado que há muito tempo, o índice de desenvolvimento de um país é medido pelo consumo *per capita* de energia elétrica e pelo índice de crescimento desse consumo (FUCHS, 1977a). Reforçando este dado, atualmente, nota-se a relação entre o crescimento econômico e o consumo de energia elétrica, de acordo com a Figura 1, visto

que o PIB (Produto Interno Bruto) é o principal indicador do desenvolvimento econômico e social de um país e possui uma curva semelhante ao consumo de energia, tornando-se inviável a idealização de um mundo moderno sem o uso da mesma (WILHER, 2020). Por conseguinte, os avanços energéticos para gerar, transmitir e consumir energia elétrica de forma eficiente são as respostas para o progresso industrial, concedendo desenvolvimento tecnológico capaz de transformar eletricidade em luz, calor e força no mundo contemporâneo que são fundamentais para o aumento da qualidade de vida de uma sociedade (FINKLER *et al.*, 2016).

Figura 1: Relação PIB x Carga



Fonte: Wilher (2020)

Destaca-se, também, que conforme cresce a demanda de grandes quantidades de energia, também aumenta a necessidade de um sistema com maior confiabilidade, o que resultou na proposição de interligações de sistemas elétricos de potência. Tal procedimento traz o benefício da utilização de fontes mais econômicas, de modo que, constantemente, a energia é trocada entre sistemas de diferentes companhias. Porém, o lado negativo é uma maior complexidade de operação (STEVENSON, 1986).

Portanto, diante deste cenário, todas as regiões do Brasil passaram a ser atendidas através de um sistema interligado com mais de 100.000 km de linhas de transmissão (BRASIL, 2014), conhecido como Sistema Interligado Nacional (SIN). Porém, há, também, uma crescente demanda que necessita de uma expansão e reforço da malha para que haja qualidade e confiança no atendimento (MENEZES, 2015). Frente a este contexto, fica explícito a necessidade de um aprofundamento no estudo da modelagem de linhas de transmissão. Assim sendo, para o presente trabalho, recorre-se da metodologia estudada por De Paula (2016), no entanto adaptada para a aplicação e sistemas de transmissão.

## 1.2 OBJETIVOS

Diante do exposto, constata-se a importância de projeto e planejamento adequado de linhas de transmissão. Nesse contexto importa destacar que as ferramentas computacionais utilizadas para estudos em fase de projeto, planejamento e operação de sistemas de

transmissão, são usualmente baseadas em modelos que assumem simetria da rede e balanceamento das cargas, de modo que o comportamento da rede possa ser caracterizado por uma única fase (modelo de sequência positiva). Modelos trifásicos para realização de estudos de redes elétricas têm sido empregados, quase exclusivamente, para redes de distribuição de energia elétrica, isto em razão de essas redes serem, em geral, assimétricas e desbalanceadas. Entretanto, desenvolvimentos recentes na área (como, por exemplo, medidores inteligentes, medidas fasoriais sincronizadas, novas arquiteturas de redes elétricas com capacidade de operar autonomamente, penetração de novas fontes de energia renováveis, etc.) exigem e possibilitam a utilização de modelos de redes de transmissão com maior nível de detalhamento (GHAEDI; GOLSHAN; SANAYE-PASAND, 2020).

Neste contexto, o objetivo deste trabalho é levantar um modelo trifásico, para o sistema de transmissão de uma determinada região de operação de uma grande concessionária brasileira, para verificar os benefícios da utilização da modelagem trifásica para análises estáticas de sistemas de transmissão. Partindo do levantamento de dados construtivos reais das linhas de transmissão e transformadores de potência do sistema em estudo, será obtido o modelo trifásico e, em seguida, realizar-se-á a validação desse modelo através de análise em regime permanente por meio de estudo de fluxo de potência. Os resultados desses estudos serão então comparados com os resultantes da modelagem de sequência positiva. Pretende-se, ainda, a partir do modelo trifásico obtido, verificar o grau de influência da variação de determinados fatores (resistividade do solo, temperatura e flecha da catenária) nas linhas de transmissão quanto a alteração de seus parâmetros. Vale destacar que as características geográficas, climáticas e eletroenergéticas, da região escolhida para o estudo, permitem uma avaliação da influência desses fatores, dada a relevância que tal área contribui frente à capacidade de transmissão do SIN.

O sistema de transmissão que será modelado contempla 21 transformadores de potência distribuídos em 20 subestações, 6 usinas hidrelétricas e mais de 4 mil quilômetros de linhas de transmissão em operação nos níveis de tensão relativos à Rede Básica.

Em linhas gerais, a metodologia de desenvolvimento deste trabalho é a seguinte: partindo de dados de projeto das linhas de transmissão em estudo, como disposição geométrica dos condutores e cabos guia, pontos de transposição, características construtivas dos condutores e condutividade do solo, será aplicado o método das imagens de Carson que, através de coordenadas cartesianas ortogonais, cria o artifício de gerar uma imagem dos cabos (condutores e de guarda) com relação ao solo, obtendo-se os parâmetros quilométricos das linhas, compostos por impedâncias série e admitâncias shunt (FUCHS, 1977b). Devido aos enlaces de fluxos magnéticos serem distintos ao longo da linha decorrentes das transposições e desequilíbrios de carga, tais parâmetros são dissociados em suas componentes próprias e mútuas, que são representadas matricialmente sob a forma de quadripolos (HEBLING *et al.*, 2020). Neste ponto, vale ressaltar as influências que a temperatura exerce sobre a componente real da impedância série e que a configuração geométrica da estrutura da torre e dos cabos exercem sobre as componentes imaginárias da impedância série e da admitância. Cada trecho de transposição será considerado como uma linha de transmissão individual. A impedância percentual de bancos de autotransformadores monofásicos de três enrolamentos serão referenciadas entre os enrolamentos, coincidindo tais valores com os dados de placa dos equipamentos.

### 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este texto está dividido da seguinte maneira:

O capítulo 2 apresenta a estrutura geral dos Sistemas Elétricos de Potência, passando por todos os processos mas ressaltando, em especial, o sistema de transmissão de energia elétrica, comentando sobre os principais componentes e funcionamento.

O capítulo 3 define os parâmetro trifásicos de linhas de transmissão, destacando os principais conceitos teóricos para o estudo desses parâmetros.

O capítulo 4 é dedicado ao cálculo das constantes quilométricas das linhas de transmissão, com um exemplo de todo o passo a passo necessário para os cálculos.

O capítulo 5 ilustra o fluxograma da implementação, introduzindo uma representação visual da sequência de atividades do cálculo da modelagem implementado no MATLAB.

O capítulo 6 descreve a região analisada, os resultados obtidos através da análise de sensibilidade, a validação do modelo por meio da análise estática e uma comparação com uma modelagem simétrica. Por fim, o capítulo 7 exibe as conclusões deste trabalho.





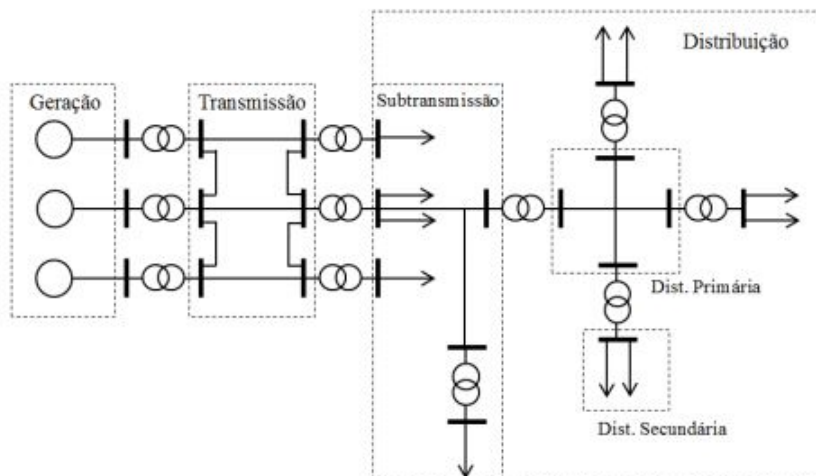
## 2 REDES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

### 2.1 OS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEPs) são formados por centrais geradoras, linhas de transmissão de energia e os sistemas de distribuição (ZANETTA, 2005). Sendo que sua principal função é o fornecimento de energia elétrica ao consumidor final, com a qualidade adequada, no momento em que for requisitada. Então, em linhas gerais, o sistema é responsável pela produção, convertendo alguma forma de energia primária em energia elétrica, e pela distribuição, fornecendo energia de acordo com a demanda instantânea (KAGAN, 2005).

Diante do exposto, os SEPs são divididos em 3 grandes unidades: a geração de energia, a transmissão e os sistemas de distribuição, conforme a figura abaixo. E, diferente de outros sistemas, como por exemplo o de saneamento, é inviável, economicamente, armazenar grandes quantidades de energia elétrica. Dessa forma, é necessário um constante reajuste da oferta e demanda, tendo em vista que a procura pela energia varia ao longo do tempo de acordo com a necessidade do consumidor. Isto posto, a operação de SEPs requer um elevado grau de confiabilidade devido às diversas cargas conectadas à rede que foram projetadas para operar em certas faixas de tensão e frequência, caso contrário, tais dispositivos tornam-se inoperáveis.

Figura 2: O Sistema Elétrico de Potência



Fonte: Kagan (2005)

Tratando especificamente da unidade de geração, é nesta etapa que ocorre a conversão de alguma forma primária de energia em energia elétrica e, na maioria das vezes, estão estrategicamente localizadas próximo dos recursos naturais energéticos como os desníveis e quedas de água dos rios (ZANETTA, 2005). As fontes usadas para a geração de energia elétrica podem ser classificadas em renováveis e não renováveis. As fontes renováveis, também referidas como fontes limpas, são aquelas que estão constantemente sendo repostas na natureza, como o vento, a luz solar, água represada e biomassa. As fontes não renováveis são aquelas de origem fóssil, que demoram milhares ou milhões de anos para serem formados.

O nível de tensão utilizado na unidade de geração é da ordem de 13,8 kV, porém é uma tensão relativamente baixa para o transporte de energia à longas distâncias, pois acarretaria em um valor grande de perdas por efeito Joule. Por isso, faz-se uso dos transformadores que elevam o nível da tensão para algumas dezenas de quilovolts (ZANETTA, 2005). E, no caso específico do Brasil, por ter um potencial hídrico gigantesco utiliza-se, majoritariamente, as usinas hidrelétricas que operam através da força das águas para gerar eletricidade.

O próximo estágio é o da transmissão, que é o objeto de estudo deste trabalho. É nessa etapa que acontece o transporte entre as plantas geradoras de energia até as concessionárias responsáveis pela distribuição. Em um país de dimensões continentais como o Brasil, essa fase necessita de uma grande infra-estrutura instalada. E, além de tudo, devem operar interligadas, proporcionando confiabilidade e a troca de excedentes de energia entre regiões (KAGAN, 2005).

A distribuição é a etapa final, na qual as concessionárias recebem a energia da etapa de transmissão em uma subestação e fazem um tratamento necessário para levar essa energia ao consumidor final. Aqui há uma redução do nível de tensão, que acontece inicialmente no sistema primário de distribuição, que trabalha usualmente entre 11 e 15 kV, alimentando as cargas industriais e os transformadores de distribuição que tradicionalmente possuem tensão secundária de 240 V, entre fases, e 120 V entre cada fase e o neutro (STEVENSON, 1986).

## **2.2 AS REDES DE TRANSMISSÃO**

Nossos estudos focam esta parte dos SEPs. Dessa forma, esta seção destinar-se-á a explicar os principais componentes e função das linhas de transmissão.

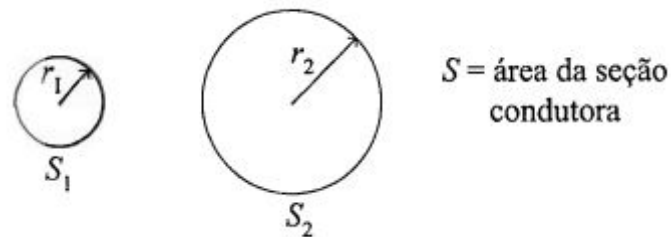
Ressalta-se que é a unidade transmissão que trabalha com os níveis de tensão mais elevados dos SEPs, sendo, como o próprio nome induz, um canal transportador de energia das unidades geradores até os consumidores finais. Primeiramente, as tensões partem das grandes geradoras de energia na faixa de 13,8 kV a 24 kV, representando uma tensão relativamente baixa para a condução de energia a longas distâncias. Para operarem dentro da faixa de tensão adequada, para a etapa de transmissão, utiliza-se o transformador elevador para atingir o intervalo de tensão de 115 a 765 kV (STEVENSON, 1986). Ao atingir seu objetivo, há um novo processo de mudança de tensão, só que dessa vez uma redução para 13,8 kV (usualmente). Deste ponto em diante é competência da distribuição em finalizar o propósito dos SEPs, entregando energia aos consumidores (ZANETTA, 2005).

Observando o cenário, é necessário elencar os componentes das redes de transmissão tendo em vista que o desempenho elétrico de um sistema é extremamente ligado às características físicas dos elementos constituintes das linhas de transmissão como veremos nos próximos capítulos (FUCHS, 1977a).

O primeiro elemento é o cabo condutor que é responsável, ativamente, pelo transporte de energia nas linhas de transmissão. Em face ao exposto, uma primeira preocupação na escolha de um bom cabo condutor é relacionada ao tipo de material a ser usado, visto que diferentes materiais possuem volumes e preços diferentes, o que resulta, preferencialmente, na seleção mais econômica para o projeto dos condutores. Ao longo da história, a escolha sempre ficou entre os metais de cobre e alumínio. Considerando-se um mesmo comprimento

e uma mesma resistência para ambos, o cabo de alumínio precisará ter um volume maior para alcançar a mesma condutividade do fio de cobre, conforme exemplificado na figura abaixo, na qual o alumínio é representado pelo raio  $r_2$ . Diante dessas características, acrescida do fato de ser um material mais barato que o cobre, o alumínio culmina a ser o preferido para as linhas de transmissão. Além de que, todas essas atribuições físicas apresentam um melhor desempenho contra o Efeito Corona e, ainda, revela-se a ser mais leve que o cobre, não exigindo uma composição de torres tão robusta e cara (ZANETTA, 2005).

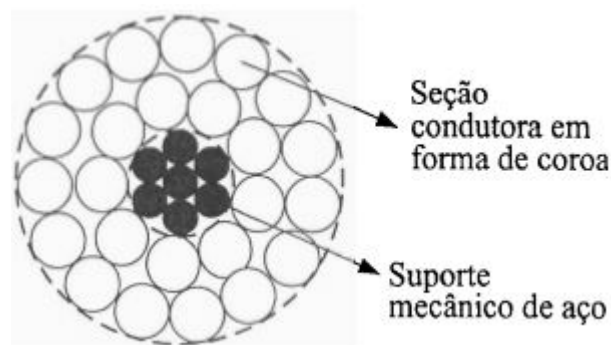
Figura 3: Condutores com raios diferentes, sendo:  $r_1$  raio do condutor de cobre e  $r_2$  raio do condutor de alumínio



Fonte: Zanetta (2005)

Porém, há um complicador que é a dificuldade em se fabricar condutores com grandes diâmetros. Com o propósito de resolver tal impasse, os condutores são constituídos pela junção de diversos fios com diâmetros reduzidos, conforme ilustrado na figura a seguir (tal organização recebe o nome de encordoamento). Levando em conta que quando suspensos pelas torres sofrerão deformação mecânica, insere-se, no meio dos cabos encordoados, um suporte mecânico de aço, tal composição é denominada como CAA (condutor de alumínio com alma de aço) (MOURA, 2019).

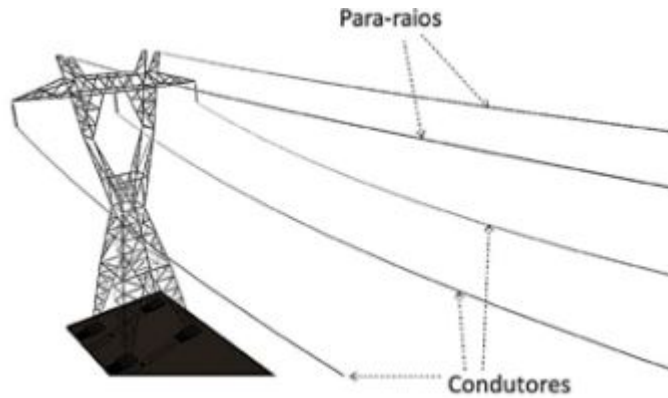
Figura 4: Formação de um cabo CAA



Fonte: Zanetta (2005)

O segundo elemento é o para-raio, ou cabo-guarda, que fica posicionado, estrategicamente, em cima dos cabos condutores, conforme ilustrado na figura a seguir. Usualmente emprega-se aço galvanizado para fabricação desse elemento. Sua função é impedir que descargas atmosféricas ocasionem falhas no sistema de transmissão, transferindo a corrente da descarga para o solo.

Figura 5: Disposição dos cabos-guarda



Fonte: Moura (2019)

Seguindo, o próximo elemento é o isolador, que cumpre o trabalho de suportar mecanicamente os cabos e de isolá-los eletricamente das estruturas (veja a próxima figura). Com relação ao material, utilizam-se dois tipos: porcelana vitrificada e vidro temperado. De um forma geral há basicamente 3 tipos de isoladores: isoladores de pino, isoladores tipo pilar e isoladores de suspensão. Sendo que os isoladores de suspensão são os mais utilizados para as linhas de transmissão no Brasil, pois têm boa sinergia com os materiais pelo motivo de suportar grandes trações impostas em linhas de transmissão (FUCHS, 1977a).

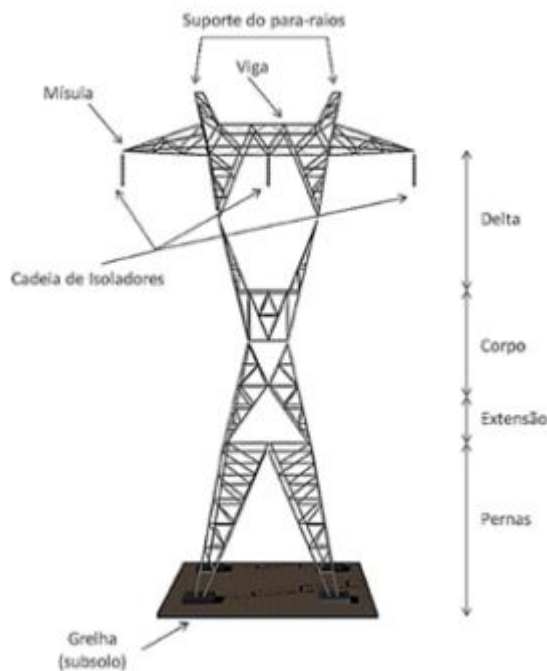
Figura 6: Cadeia de isoladores



Fonte: Moura (2019)

E, por fim, as estruturas de suporte, que como o próprio nome diz, suportam fisicamente os condutores e cabos-guarda, mantendo-os afastados do solo durante todo o percurso das linhas de transmissão. A forma mais utilizada são as estruturas de suspensão, conforme a figura abaixo, por serem mais simples e econômicas em relação aos outros tipos de torres (MOURA, 2019).

Figura 7: Estrutura de suspensão

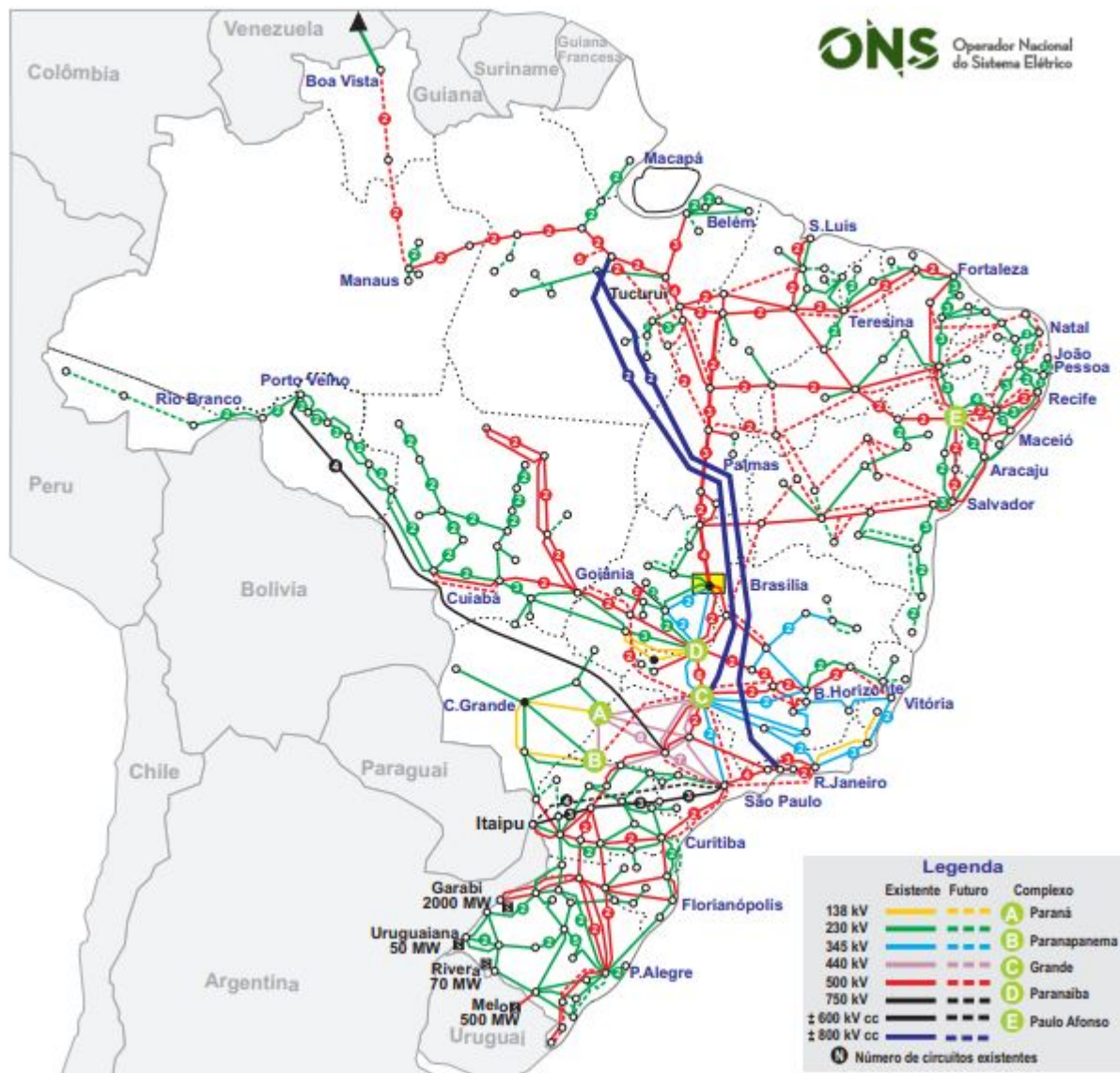


Fonte: Moura (2019)

Tratando, agora, da parte regulatória, vale ressaltar que o sistema de transmissão brasileiro é totalmente controlado pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), que estabelece métricas de qualidade e fiscalização dos serviços prestados pelas empresas do setor de modo a garantir a seguridade e democratização do consumo de energia mediante a determinação de modicidade tarifária aos consumidores. Tal cenário visa assegurar equilíbrio econômico para as empresas e, também, preço justo aos consumidores e usuários do sistema de transmissão. Diante disto, é de responsabilidade da ANEEL determinar os preços a serem praticados pelas empresas, os quais devem cobrir, no mínimo, os custos de capital, de operação e de manutenção (ANEEL, 2016).

Além disso, com o propósito de aproveitar a sazonalidade hidrológica de cada região do Brasil e reduzir o número de eventuais faltas de energia elétrica, estabeleceu-se o Sistema Interligado Nacional (SIN), ilustrado na figura a seguir, que é uma malha de transmissão com mais de 100.000 km de extensão referente à Rede Básica que reúne quatro subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. Dessa forma, permite o remanejamento de excedente de eletricidade e possibilita operar o sistema no ponto de melhor custo/benefício referente à geração de energia. Vale salientar que todas as linhas fora do SIN se enquadram no "Sistema Isolado" e representam menos de 2% da produção total. E, a fim de operar o SIN foi criado em 1998 o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), responsável por coordenar e controlar a geração e a transmissão de energia elétrica no SIN (regulada pela ANEEL) (ONS, 2008).

Figura 8: O Sistema Interligado Nacional



Fonte: ONS (2019)

Por fim, no Brasil, as linhas de transmissão operam numa faixa de tensão de 69 kV até 750 kV, sendo que apenas tensões iguais ou superiores a 230 kV farão parte da Rede Básica do SIN (BRASIL, 2017).





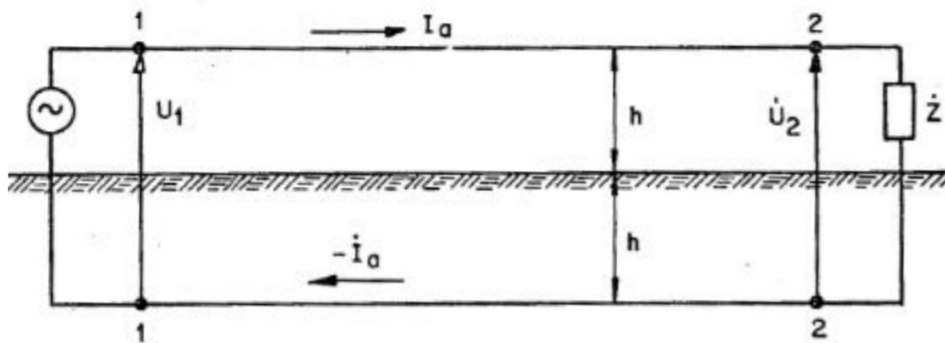
### 3 PARÂMETROS TRIFÁSICOS DE SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

#### 3.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Este capítulo é responsável em introduzir os conceitos teóricos e fundamentais para o estudo dos parâmetros de uma linha de transmissão. Destaca-se saber que tais parâmetros são calculados por comprimento de linha e, por tanto, recebem o nome de "constantes quilométricas" e são divididos em dois grupos: os elementos série (resistência e indutância) e elemento *shunt* (capacitância). E, é através deles que iremos encontrar as matrizes de impedância e a matriz de admitância da região modelada (KAGAN, 2005).

Primeiramente, suponha que tenha-se um condutor A paralelo ao solo e considerando o solo um condutor perfeito. Tem-se que o solo constitui o retorno do circuito do condutor A, conforme a imagem abaixo.

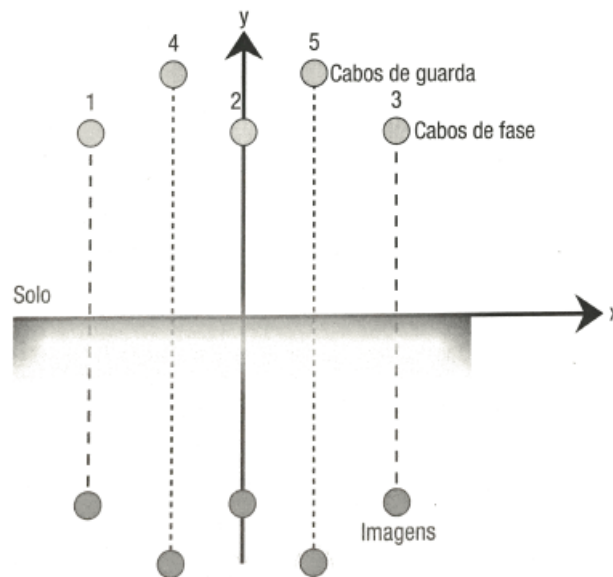
Figura 9: Condutor com retorno pelo solo



Fonte: Fuchs (1977b)

Por conta disso, todos os cálculos (tanto série quanto *shunt*) são baseados no chamado método das imagens de Carson, cuja abstração é descrita na figura abaixo, para incorporar o efeito da terra no cálculo (KAGAN, 2005).

Figura 10: Método das imagens de Carson

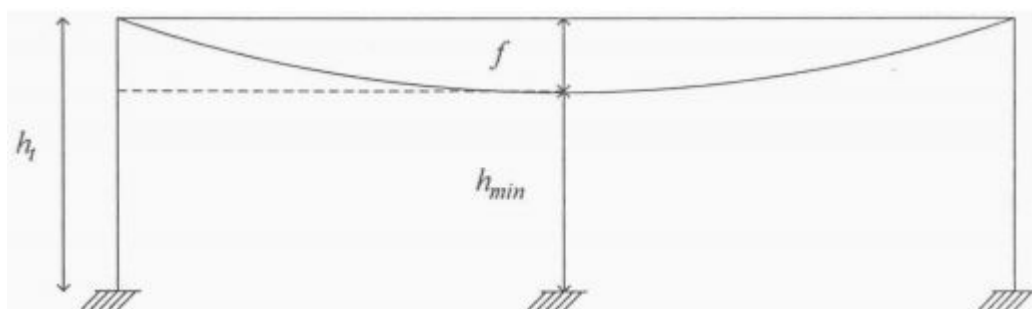


Fonte: Kagan (2005)

Desta maneira, o método de Carson considera a rede constituída por seus condutores e pelas suas imagens em relação ao plano do solo. Sendo assim, é imprescindível o mapeamento dos condutores de fase e dos para-raios, pois são estabelecidas as coordenadas do centro de todos os condutores, num sistema de coordenadas cartesianas ortogonais, com o eixo das abcissas coincidente com o plano do solo. Uma ressalva é que neste método considera-se a condutividade do solo infinita, o que será corrigido mais adiante com as Correções de Carson (KAGAN, 2005).

Um outro ponto que deve ser levado em conta para linhas de transmissão é a dedução da altura de flecha da catenária que os cabos formam entre duas torres, pois um dos efeitos do peso dos fios das linhas de transmissão é que ao serem suspensos, os condutores tomam a forma aproximada de catenárias, de forma que sua altura sobre o solo é também variável. Tal fenômeno precisa ser ajustado nos cálculos elétricos através de uma correção que considera a superfície do solo como sendo plana e os condutores, suspensos em suas extremidades a uma mesma altura sobre o mesmo, sem considerar as normais irregularidades do perfil altimétrico do eixo da linha. (FUCHS, 1977b)

Figura 11: Flecha da catenária



Fonte: Zanetta (2005)

Onde,

- $h_t$ : altura do cabo na torre
- $h_{min}$ : altura do cabo no meio do vão, supondo o terreno plano
- $f$ : flecha no meio do vão

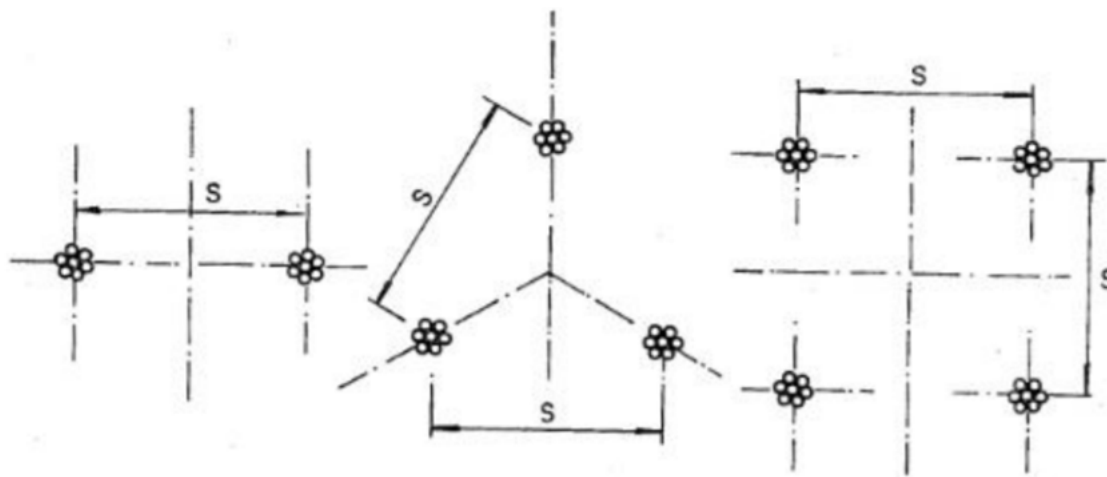
Diante do exposto, uma boa aproximação para reajustar as alturas é apresentada na equação abaixo:

$$h_m = h_t - \frac{2}{3} * f \quad (1)$$

Numa primeira análise, percebe-se que o tipo e o tamanho das torres de transmissão influenciam no cálculo dos parâmetros posto que são elas as estruturas de sustentação dos cabos.

Evidencia-se dizer que as linhas de transmissão de alta tensão são compostas por condutores múltiplos, com o propósito de reduzir os gradientes de potencial nas superfícies do condutor (FUCHS, 1977a). Além de haver um fator econômico pela dificuldade em fabricar condutores com diâmetros elevados, com isso adicionam-se mais cabos em paralelo, separados por espaçadores, formando os condutores múltiplos, como mostra a figura abaixo (ZANETTA, 2005).

Figura 12: Configuração de condutores múltiplos



Fonte: Fuchs (1977a)

Por este motivo há a necessidade de equacionar de maneira correta o raio dos cabos ( $r$ ), substituindo-os, matematicamente, por um condutor único de raio externo  $R_{eq}$ . (FUCHS, 1977b). E, então, teremos a seguinte expressão para fase constituída por 2 subcondutores:

$$R_{eq} = \sqrt{r.s} \quad (2)$$

E, para o caso com a fase constituída por 3 subcondutores, tem-se (ZANETTA, 2005):

$$R_{eq} = \sqrt[3]{r.s^2} \quad (3)$$

Onde:

- $r$  é o raio externo
- $s$  é a distância entre os subcondutores

Assim, deve-se substituir  $r$  por  $R_{eq}$  em casos de condutores múltiplos, interpretando-o como um condutor cilíndrico fictício que, possuindo a mesma carga  $Q$  [coulomb/m], produz o mesmo campo elétrico que o condutor múltiplo (FUCHS,1977b).

## 3.2 CONSTANTES QUILOMÉTRICAS

### 3.2.1 Elemento Série - Impedâncias

As impedâncias são determinadas pela soma complexa da resistência à corrente alternada dos cabos dos condutores e de sua reatância indutiva na frequência do sistema. (FUCHS,1977b):

$$Z = R + jX = R + j\omega L \quad (4)$$

A resistência das linhas é a parcela encarregada pelas perdas de energia no formato de calor, conhecido como o efeito Joule (STEVENSON, 1986). Por isso é válido ter um dimensionamento físico bem projetado, com os tipos e números de condutores adequados de forma que possam minimizar tais efeitos indesejáveis. A unidade de medida é em  $\Omega$  e seus valores, normalmente, são encontrados em catálogos de fabricantes.

A indutância das linhas, por sua vez, pode ser explicada e definida através de duas fórmulas, sendo que a primeira é a relação da tensão induzida com a taxa de variação do fluxo concatenado com o circuito, conforme equação abaixo (STEVENSON, 1986).

$$e = \frac{d\tau}{dt} \quad (5)$$

Onde,

- $e$  é a tensão induzida em volts
- $\tau$  é o fluxo concatenado com o circuito em webers-espiras

A segunda equação será:

$$e = L \frac{di}{dt} \quad (6)$$

Onde,

- $L$  é a indutância do circuito, H
- $\frac{di}{dt}$  é a taxa de variação da corrente, A/s

Portanto, a indutância é obtida através das características geométricas do condutor e é responsável pela capacidade da linha em transmitir energia, uma vez que está relacionada à variação do fluxo magnético oriundo da variação da corrente do circuito que induz uma tensão. A sua unidade de medida é em H (Henry).

Tais parâmetros são determinados pelo "Método das imagens de Carson" e são separados em impedância própria ( $Z_{ii}$ ) e impedância mútua ( $Z_{ik}$ ). Sendo assim, a priori, nos cálculos dos parâmetros, considera-se a condutividade do solo infinita e constrói a matriz de impedâncias seguindo a ordem de numeração dos condutores, cujos termos, em  $[\Omega/km]$ , são obtidos de acordo com as equações abaixo (KAGAN, 2005).

$$Z_{ik} = 0,0 + j4\pi f 10^{-4} \ln \left( \frac{D_{ik'}}{D_{ik}} \right) \quad (7)$$

$$Z_{ii} = R_{ii} + j4\pi f 10^{-4} \ln \left( \frac{D_{ii'}}{r_i'} \right) \quad (8)$$

Onde,

- $f$  é a frequência da rede, em Hz;
- $r_i'$  é o Raio Médio Geométrico do condutor (RMG) =  $\sqrt[3]{\frac{d_{cond}}{2} * e^{-1/4} * d_{ext}^2}$  para casos em que houver 3 sub-condutores por fase;
- $r_i' = \sqrt{\frac{d_{cond}}{2} * e^{-1/4} * d_{ext}}$  para casos em que houver 2 sub-condutores por fase.
- $d_{cond}$  é o diâmetro externo dos condutores;
- $d_{ext}$  é distância entre os sub-condutores;
- $R_{ii}$  resistência ôhmica do condutor em corrente alternada, corrigida para a temperatura de operação e levando em conta os efeitos pelicular e de proximidade;
- $D_{ii'}$  é a distância entre o centro do condutor  $i$  e sua imagem  $i'$ ;
- $D_{ik'}$  é a distância entre o centro do condutor  $i$  e o da imagem  $k'$ , do condutor  $k$ ;

Como o sistema analisado é trifásico, teremos uma matriz 3x3, desconsiderando os para-raios, com os elementos dispostos da seguinte maneira:

$$Z = \begin{bmatrix} Z_{ii} & Z_{ik} & Z_{ik} \\ Z_{ik} & Z_{ii} & Z_{ik} \\ Z_{ik} & Z_{ik} & Z_{ii} \end{bmatrix} \quad (9)$$

Não obstante, um dos grandes motivos de se elevar a tensão de transmissão pelos transformadores é reduzir a corrente elétrica e reduzir as dissipações de energia, pois a resistividade ôhmica é definida como a potência dissipada via efeito Joule e a intensidade da corrente que o percorre (KAGAN, 2005). O que pode ser observado pela fórmula da resistência efetiva de um condutor:

$$r = \frac{\text{perda de potencia}}{\text{corrente}^2} \quad [\Omega/km] \quad (10)$$

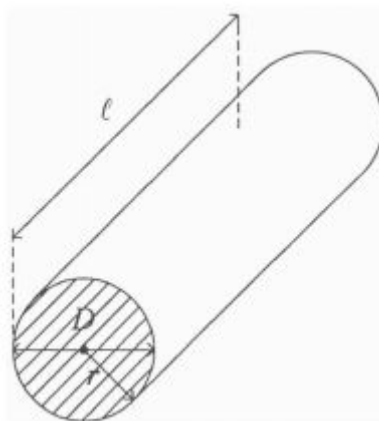
Porém, vale ressaltar que a resistência à corrente contínua é influenciada, também, pelas suas dimensões, especificadas na figura abaixo, sendo diretamente proporcional ao seu comprimento e inversamente proporcional à área de sua seção transversal:

$$r_{cc} = \rho * \frac{l}{S} \quad [\Omega] \quad (11)$$

Onde:

- $\rho$  é a resistividade do material;
- $l$  é o comprimento do condutor;
- $S$  a área da secção transversal.

Figura 13: Dimensões de um condutor



Fonte: Zanetta (2005)

Enfatiza-se que a equação acima não é válida em corrente alternada devido a presença do "efeito pelicular" que é o responsável pelo aumento da resistência aparente e faz com que a distribuição da corrente elétrica não seja uniforme, ocorrendo, assim, o deslocamento da corrente para as regiões periféricas do condutor e, conseqüentemente, na diminuição da área efetiva (FUCHS, 1977b).

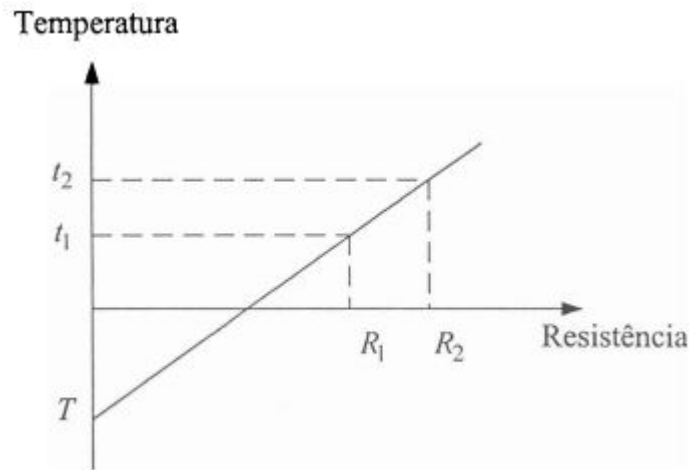
Evidencia-se que outros dois efeitos importantes são o de "proximidade" e a temperatura, visto que também influenciam no valor da resistência e precisam ser levados em consideração.

No caso da influência da temperatura, observa-se que a resistência varia linearmente quando percorrido por corrente contínua, de acordo com a figura 15, obedecendo a seguinte equação descrita abaixo (ZANETTA, 2005):

$$R_2 = R_1 \frac{T + t_2}{T + t_1} \quad (12)$$

- $R_2$  : Resistência na temperatura  $t_2$ ;
- $R_1$  : Resistência na temperatura  $t_1$ ;
- $T$  : Temperatura de referência na qual a resistência seria teoricamente desprezível.

Figura 14: Gráfico Temperatura x Resistência



Fonte: Zanetta, 2005

Diante disto, é necessário fazer as correções da resistência ôhmica para adequar a temperatura de operação do condutor (KAGAN, 2005).

$$R_{CC-op} = R_{CC-20} \cdot [1 + \alpha \cdot (t_{op} - 20)] \quad (13)$$

Onde,

- $\alpha$  é o coeficiente de variação da resistividade e, a  $20^{\circ}\text{C}$  vale  $0,00403^{\circ}\text{C}^{-1}$ .
- $t_{op}$  é a temperatura de operação do condutor
- $R_{CC-20}$  é a resistência em corrente contínua à  $20^{\circ}\text{C}$
- $R_{CC-op}$  é a resistência em corrente contínua à temperatura de operação do condutor.

Porém, a resistência em corrente alternada apresenta um comportamento dependente do efeito pelicular (ZANETTA, 2005). Por este motivo, o ajuste a ser feito devido a tal efeito é representado pela seguinte equação geral (KAGAN, 2005):

$$Y_s = \frac{X_s^4}{192 + 0,8 \cdot X_s^4} \quad (14)$$

Onde,

- $X_s^2 = \frac{8\pi 60}{R_{CC}} 10^{-4} K_s$
- $K_s$  coeficiente determinado experimentalmente levando em conta o tipo de construção do cabo, no caso considerado igual a 1 pelo fato de ser encordoado (veja figura abaixo).

Tabela 2: Valores experimentais  $K_s$  e  $K_p$

Tipo de condutor	Construção			
	Não impregnada		Impregnada	
	$K_s$	$K_p$	$K_s$	$K_p$
Redondo encordoado normal	1	1	1	0,8
Redondo compactado	1	1	1	0,8
Redondo segmentado	---	---	0,435	0,37
Anular	---	---	---	0,6
Setorial	1	1	1	0,8

Fonte: Kagan, 2005

Agora, corrigindo o efeito de proximidade:

$$Y_p = \frac{X_s^2}{192 + 0,8X_s^4} \cdot \left( \frac{d_{cond}^2}{S_{eq}} \right) \cdot \left( 0,312 \left( \frac{d_{cond}^2}{S_{eq}} \right) + \frac{1,18}{\frac{X_s^4}{192+0,8X_s^4} + 0,27} \right) \quad (15)$$

Onde:

- $d_{cond}$  é o diâmetro do condutor, em mm;
- $S_{eq}$  é a média geométrica da distância entre o eixo dos três cabos, em mm;
- $X_p^2 = X_s^2 = \frac{8\pi 60}{R_{CC}} 10^{-4} K_p$
- $K_p$  é o coeficiente determinado experimentalmente levando em conta o tipo de construção do cabo, no caso considerado igual a 1 pelo fato de ser encordado (veja figura acima).

No fim, feito os devidos reparos, chega-se a resistência ôhmica corrigida:

$$R_{CA-op} = R_{CC} * (1 + Y_s + Y_p) \quad (16)$$

Agora, sabe-se que, na verdade, a condutividade do solo não é infinita e isto precisa ser incorporado na equação por meio dos termos corretivos da "Correção de Carson" que estão apresentados a seguir (KAGAN, 2005):

$$Z_{ik} = R_{ik} + \Delta R_{ik} + j[X_{ik} + \Delta X_{ik}] \quad (17)$$

$$Z_{ii} = R_{ii} + \Delta R_{ii} + j[X_{ii} + \Delta X_{ii}] \quad (18)$$

$$\Delta R_{ii} = \omega \left( 1,5708 - 0,0026492 D_{ii'} \cdot \sqrt{\frac{f}{\rho_{solo}}} \right) 10^{-4} \quad (19)$$

$$\Delta X_{ii} = 2\omega \left( \ln \frac{658,898}{D_{ii'} \sqrt{\frac{f}{\rho_{solo}}}} + 0,002649 \frac{D_{ii'}}{2} \cdot \sqrt{\frac{f}{\rho_{solo}}} \right) 10^{-4} \quad (20)$$

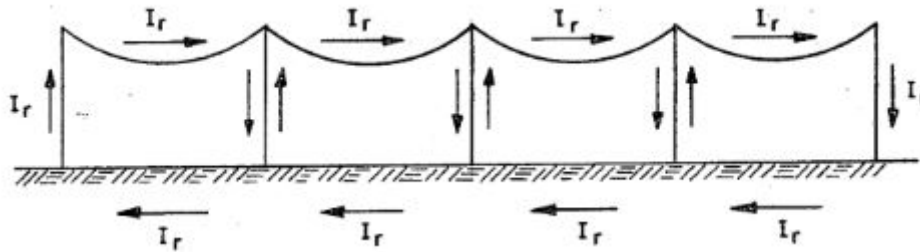
$$\Delta R_{ik} = \omega \left( 1,5708 - 0,0026492 \frac{D_{ii'} + D_{kk'}}{2} \cdot \sqrt{\frac{f}{\rho_{solo}}} \right) 10^{-4} \quad (21)$$

$$\Delta X_{ik} = 2\omega \left( \ln \frac{658,898}{D_{ik'} \sqrt{\frac{f}{\rho_{solo}}}} + 0,002649 \frac{D_{ii'} + D_{kk'}}{4} \cdot \sqrt{\frac{f}{\rho_{solo}}} \right) 10^{-4} \quad (22)$$



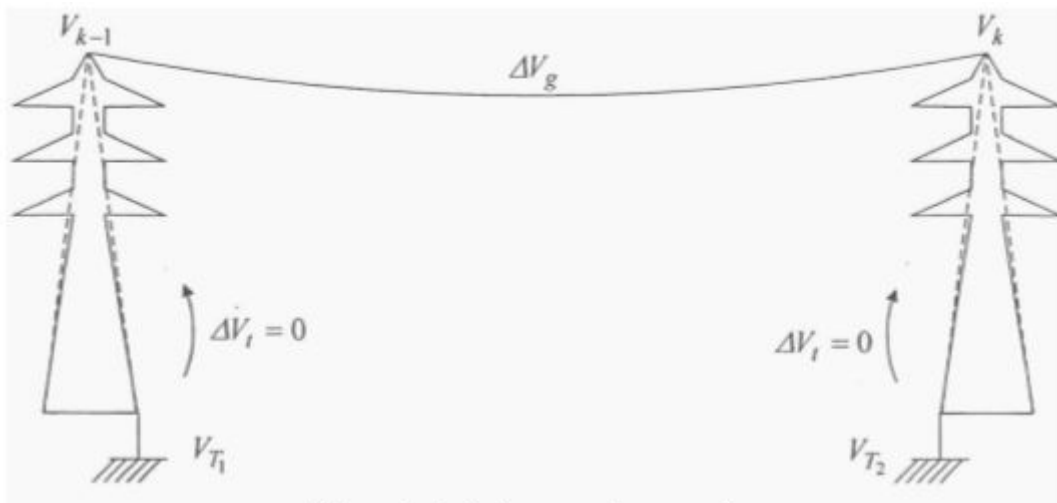
Tratando, agora, dos cabos-guarda, há duas possibilidades de configuração: isolados ou aterrados (veja a figura 16). Para o primeiro caso, a corrente induzida nos para-raios é nula, o que não influencia a indutâncias e reatâncias indutivas dos outros cabos. Já para o segundo caso, conforme a figura abaixo, há corrente induzida que circula pelos para-raios e entram no solo através das torres e retornam ao cabo por outra torre. As influências da resistência e indutância do solo, nesta última circunstância, afetam o valor da corrente induzida (FUCHS, 1977b).

Figura 15: Circulação de correntes em para-raios multiaterrados



Fonte: Fuchs (1977b)

Figura 16: Cabos-guarda aterrados



Fonte: Zanetta (2005)

Nesta condição de que os para-raios estejam aterrados, para considerar os efeitos dos cabos-guarda na matriz de impedâncias, tais elementos são adicionados na matriz de modo semelhante aos demais condutores, ocasionando numa matriz 5x5 de acordo com a expressão a seguir (ZANETTA, 2005).

$$Z = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} & Z_{14} & Z_{15} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} & Z_{24} & Z_{25} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} & Z_{34} & Z_{35} \\ Z_{41} & Z_{42} & Z_{43} & Z_{44} & Z_{45} \\ Z_{51} & Z_{52} & Z_{53} & Z_{54} & Z_{55} \end{bmatrix} \quad (23)$$

Diante disto, é necessário utilizar a "Redução de Kron", que eliminará as correntes dos para-raios e resultará numa matriz de impedâncias equivalente que incorpora o seu

efeito, para reduzir tal matriz 5x5 para uma matriz 3x3 (ZANETTA, 2005). Para entender a manipulação algébrica, suponha a seguinte matriz Z:

$$Z = \begin{bmatrix} Z_{1:3-1:3} & Z_{1:3-4:5} \\ Z_{4:5-1:3} & Z_{4:5-4:5} \end{bmatrix} \quad (24)$$

Assim, empregando a redução de Kron tem-se:

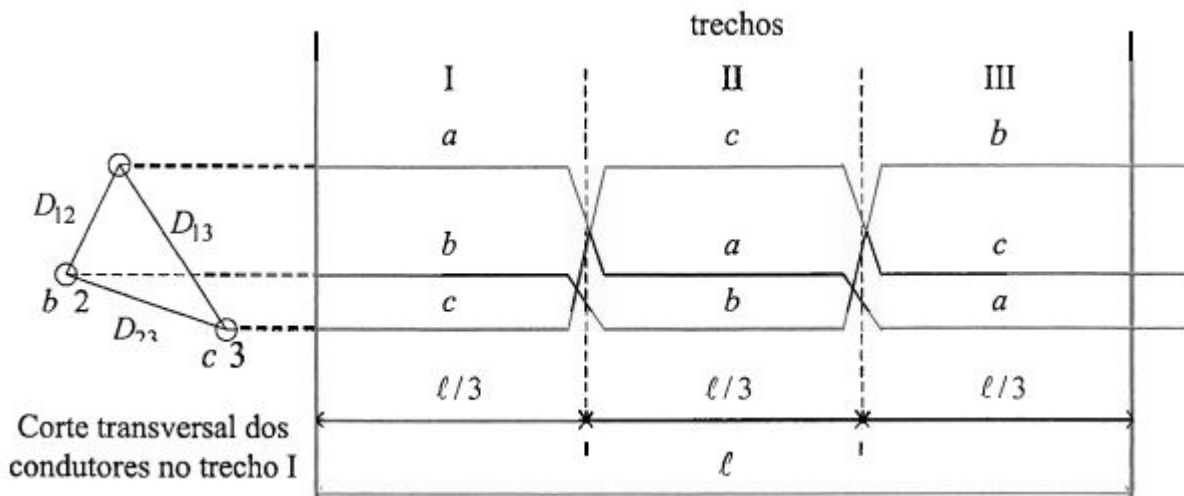
$$Z_{til} = (Z_{1:3-1:3}) - (Z_{1:3-4:5}) * inv(Z_{4:5-4:5}) * (Z_{4:5-1:3}) \quad (25)$$

Ao final da eliminação, obtém-se  $Z_{til}$  que será uma matriz 3x3 que corresponde aos condutores das três fases e inclui os efeitos dos cabos-guarda (ZANETTA, 2005).

$$Z_{til} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} \end{bmatrix} \quad (26)$$

A próxima etapa diz respeito a transposição das linhas para evitar assimetrias entre os condutores. Assim sendo, vale lembrar que o Brasil é um país continental e suas unidades geradoras são majoritariamente as usinas hidrelétricas que, em geral, são afastadas dos centros consumidores de energia. Por este motivo, temos uma malha de linhas de transmissão extensa que percorre o país todo. Por conta desta distância considerável aliada a geometria da linha, tem-se um sistema desequilibrado com relação às indutâncias e ao fluxo concatenado. Assim sendo, por mais que a fonte e a carga sejam equilibradas, haverá desequilíbrio de tensão e corrente nos terminais. Uma alternativa para contornar tal problema é a transposição das linhas, na qual ocorre a troca, em intervalos regulares, das posições relativas entre os condutores. Assim, cada condutor ocupa a posição inicial de cada um dos outros a uma distância igual, o que resulta na restauração do equilíbrio entre as fases, de acordo com a figura abaixo (STEVENSON, 1986).

Figura 17: Um exemplo de transposição da linha de transmissão

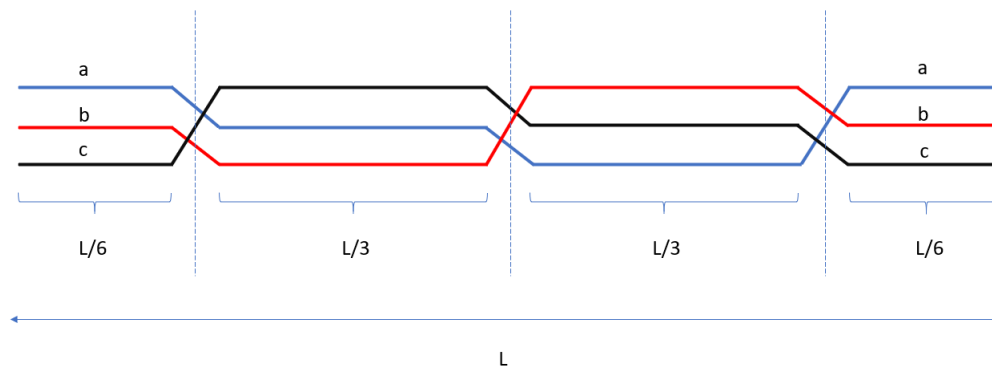


Fonte: Zanetta (2005)

Pode-se notar, pela figura 17, uma linha de transmissão trifásica assimétrica que passa pela transposição, na qual a posição de cada condutor varia conforme percorre-se o trajeto, permanecendo por um comprimento de  $\frac{L}{3}$  em cada trecho, de tal forma que ao final do ciclo, cada fase tenha transitado a disposição inicial das outras fases, e, assim, consegue-se equilibrar eletricamente as linhas de transmissão (FUCHS, 1977b).

Porém, na realidade, a menos que haja sequências de fases distintas entre as subestações interligadas pela linha, haverá 4 trechos de transposição e não 3. Assim, a sequência  $a - b - c$  sai da subestação 1 e chega na subestação 2 na mesma sequência,  $a - b - c$ . Desta forma, a divisão do comprimento de linha  $L$  fica  $\frac{L}{6}$  pros trechos 1 e 4 (veja figura abaixo).

Figura 18: Transposição de uma linha real



Fonte: Elaborado pelo autor

Desse modo, a disposição física das linhas com transposição, em termos matemáticos, pode ser representada como a seguir:

Inicialmente, uma LT sem transposição é caracterizada pela matriz dos condutores das três fases que são representadas pelas fases  $a, b$  e  $c$ :

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad (27)$$

Tal matriz apresenta na sua diagonal as impedâncias próprias das fases  $a, b$  e  $c$ . E, fora da diagonal, as impedâncias mútuas entre as fases.

Quando há a transposição da linha de transmissão trifásica, todas as fases, em média, ocupam todas as posições ao completar o ciclo, como descrito antecipadamente (ZANETTA, 2005). De tal forma que, os termos da diagonal da matriz transposta possam ser expressados como uma média das impedâncias próprias de cada fase:

$$Z_p = \frac{Z_{aa} + Z_{bb} + Z_{cc}}{3} \quad (28)$$

E, os termos fora da diagonal são compostos pela média das impedâncias mútuas entre cada fase:

$$Z_m = \frac{Z_{ab} + Z_{ac} + Z_{bc}}{3} \quad (29)$$

Sendo que:

- $Z_p$  representa a impedância própria das fases na linha transposta
- $Z_m$  representa a impedância mútua entre as fases na linha transposta

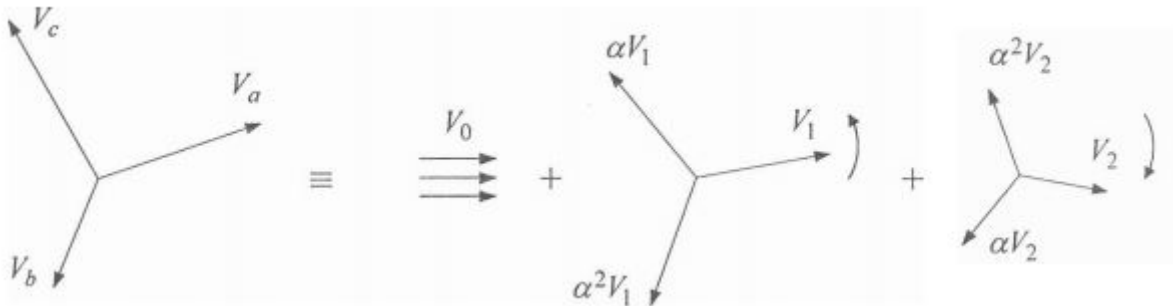
Desta forma, obtêm-se uma matriz, para linhas transpostas, com as seguintes termos constituintes:

$$Z_{transp} = \begin{bmatrix} Z_p & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_p & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_p \end{bmatrix} \quad (30)$$

Uma importante característica dessa matriz  $Z_{transp}$ , que é o propósito da transposição, é que ela é simétrica e balanceada o que ajuda na implementação das componentes simétricas, como veremos adiante (ZANETTA, 2005).

Por fim, a etapa do cálculo da impedância finaliza-se na obtenção dos parâmetros em termos das suas componentes simétricas. Evidencia-se que esta teoria foi elaborada por Fortescue que desenvolveu uma ferramenta analítica capaz de decompor qualquer sistema desequilibrado em suas respectivas componentes simétricas, chamados de sequência positiva, negativa e zero, de acordo com a figura 19 (KINDERMANN, 1997).

Figura 19: Decomposição em componentes simétricas



Fonte: Zanetta (2005)

As componentes simétricas são resultado de uma mudança de base do  $[Z_{abc}]$  para um novo sistemas de coordenadas  $[Z_{012}]$  (ZANNETA, 2005). Na qual a matriz de transformação é definida como:

$$[T] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \quad (31)$$

Onde:

- $\alpha = 1\angle 120^\circ = -0,5 + j0,866$

Sendo que teremos a matriz em termos das componentes simétricas pela transformação "spinor", de acordo com a equação abaixo (KAGAN, 2005).

$$[Z_{012}] = [T^{-1}] \cdot [Z_{transp}] \cdot [T] \quad (32)$$

Após essa manipulação matemática, resulta-se na seguinte configuração da matriz:

$$[Z_{012}] = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \quad (33)$$

Na qual a diagonal principal será constituída pelas impedâncias de sequência zero ( $Z_0$ ), positiva ( $Z_1$ ) e negativa ( $Z_2$ ) e, com os elementos fora da diagonal nulos (ZANETTA, 2005).

### 3.2.2 Cálculo Da Admitância Em Derivação - Capacitância Shunt

A capacitância é o resultado da diferença de potencial entre os condutores, tornando-os carregados conforme as placas de um capacitor e, portanto, depende das dimensões e do afastamento entre os condutores (STEVENSON, 1986).

No intuito de obter as capacidades da linha aérea o procedimento seguido resume-se em apenas dois passos (KAGAN, 2005).

1º passo: Montagem da matriz de coeficientes de potenciais de Maxwell, com os seguintes termos:

$$P_{ii} = K_1 \cdot \ln \left( \frac{D_{ii'}}{r_i} \right) \quad (i = 1, l, n) \quad (34)$$

$$P_{ik} = K_1 \cdot \ln \left( \frac{D_{ik'}}{D_{ik}} \right) \quad (i = 1, l, n \text{ e } i \neq k) \quad (35)$$

Onde,

- $P$  é a matriz dos coeficientes potenciais de Maxwell
- $K_1 = 2 \cdot c^2 \cdot 10^4 = 18 \cdot 10^6 \text{ [km/F]} = 18 \text{ [km/}\mu\text{F]}$ ;
- $c$  é a velocidade da luz, em km/s;
- $D_{ii'}$  é a distância entre o centro do condutor  $i$  e sua imagem  $i'$ ;
- $D_{ik'}$  é a distância entre o centro do condutor  $i$  e o da imagem  $k'$ , do condutor  $k$ ;
- $r_i$  é o raio do condutor  $i$ .

Uma outra forma de representação seria através de um logaritmo em base decimal:

$$P_{ii} = K_2 \cdot \log \left( \frac{D_{ii'}}{r_i} \right) \quad (36)$$

$$P_{ik} = K_2 \cdot \log \left( \frac{D_{ik'}}{D_{ik}} \right) \quad (37)$$

Onde,

- $K_2 = 4,14468 \cdot 10^7 \text{ [km/F]}$

E, neste momento, caso os cabos-guarda sejam aterrados, a matriz P será de 5x5 e passará pela redução de Kron.

$$P = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} & P_{13} & P_{14} & P_{15} \\ P_{21} & P_{22} & P_{23} & P_{24} & P_{25} \\ P_{31} & P_{32} & P_{33} & P_{34} & P_{35} \\ P_{41} & P_{42} & P_{43} & P_{44} & P_{45} \\ P_{51} & P_{52} & P_{53} & P_{54} & P_{55} \end{bmatrix} \quad (38)$$

Aplicando a redução através da seguinte fórmula:

$$P_{til} = (P_{1:3,1:3}) - (P_{1:3,4:5}) * inv(P_{4:5,4:5}) * (P_{4:5,1:3}) \quad (39)$$

Resultando numa matriz 3x3 com o efeito dos cabos-guarda incorporados nos condutores.

$$P_{til} = \begin{bmatrix} P_{11} & P_{12} & P_{13} \\ P_{21} & P_{22} & P_{23} \\ P_{31} & P_{32} & P_{33} \end{bmatrix} \quad (40)$$

2º passo: Calcula-se, pela inversão da matriz P, a matriz C, das capacitâncias.

$$C = P^{-1} \cdot 1000 \quad [\eta F/km] \quad (41)$$

Daqui em diante seguem os mesmos procedimentos dos elementos série, já explicados acima, a começar pela matriz de capacitância transposta (mesmo cálculo da matriz de impedância transposta) :

$$C_{transp} = \begin{bmatrix} C_p & C_m & C_m \\ C_m & C_p & C_m \\ C_m & C_m & C_p \end{bmatrix} \quad (42)$$

E, por último, a matriz de componentes simétricas das capacitâncias:

$$C_{seq} = T^{-1} \cdot C_{transp} \cdot T \quad (43)$$

Obtendo se as componentes simétricas zero, positiva e negativa:

$$[C_{012}] = \begin{bmatrix} C_0 & 0 & 0 \\ 0 & C_1 & 0 \\ 0 & 0 & C_2 \end{bmatrix} \quad (44)$$

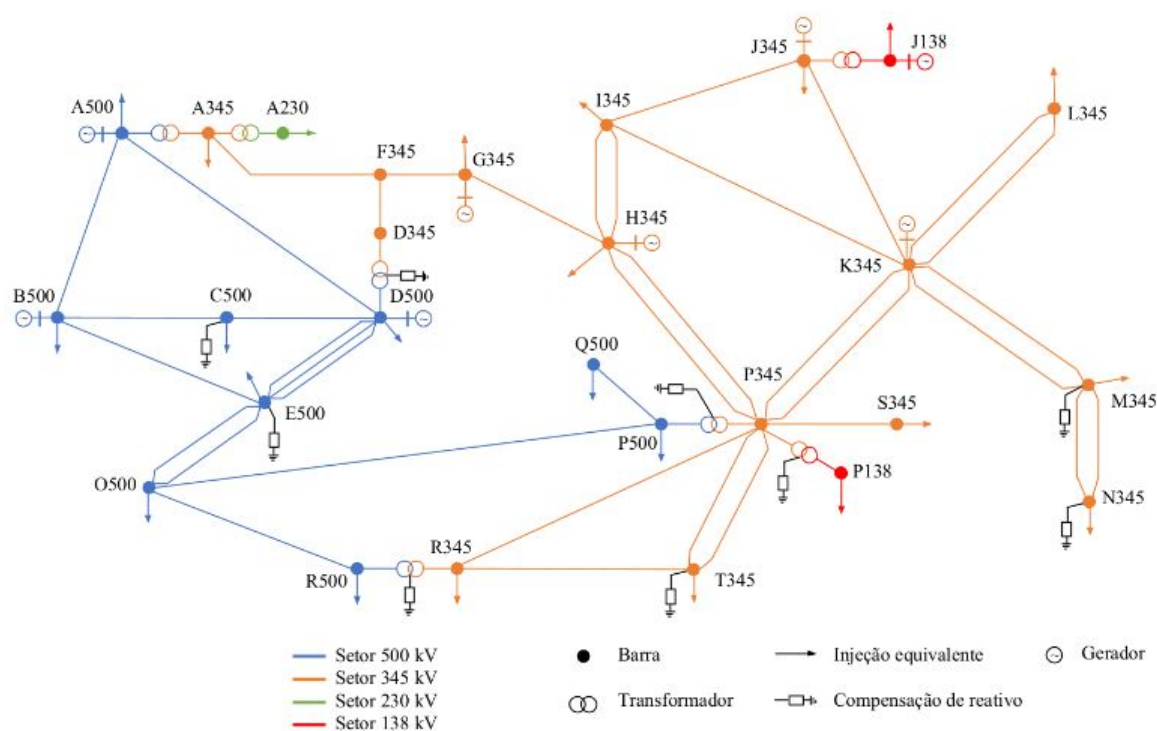


## 4 CÁLCULO DAS CONSTANTES QUILOMÉTRICAS DAS LINHAS

Neste capítulo será apresentado o passo a passo para o cálculo das constantes quilométricas de linhas trifásicas de transmissão tanto para o caso assimétrico quanto para o caso simétrico.

Primeiramente é necessário conhecer o sistema estudado (veja a figura abaixo), que corresponde a uma região importante sob concessão de uma grande concessionária brasileira. Essa é a razão de todas as linhas estarem com nomes fictícios.

Figura 20: Diagrama unifilar simplificado do sistema de transmissão estudado

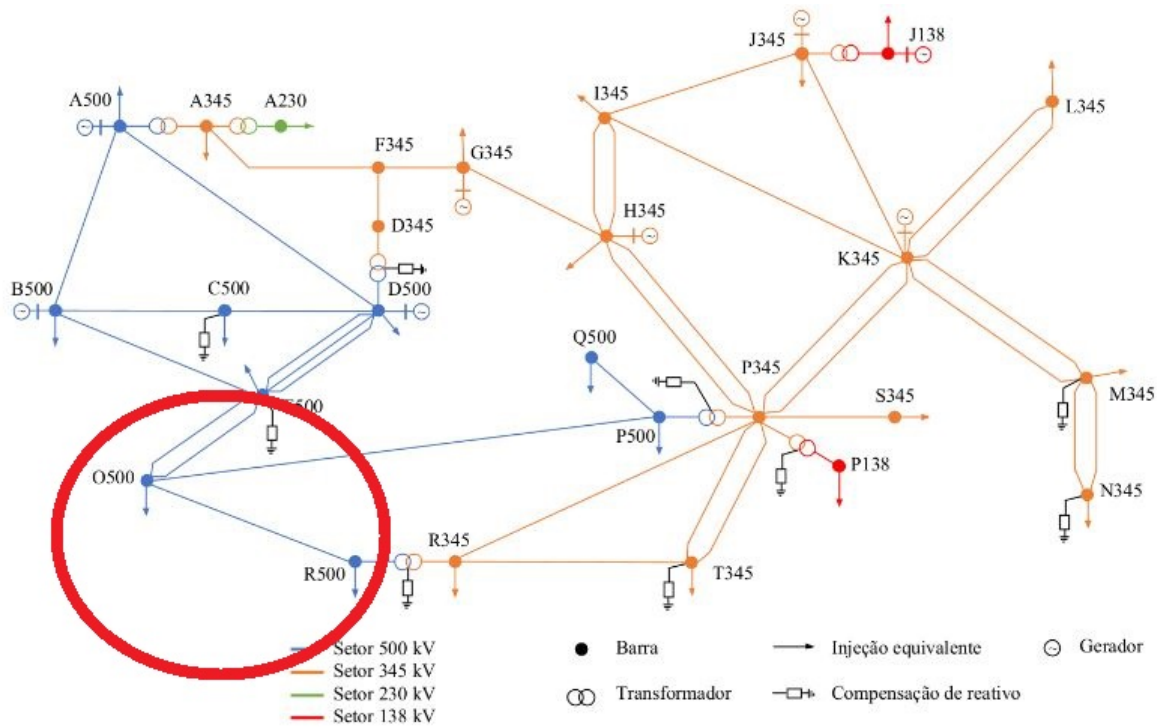


Fonte: Elaborada pelo Engenheiro Renato de Oliveira

Assim sendo, foi escolhida a linha "LTOR1" demarcada com um círculo em vermelho, de acordo com a figura abaixo, como exemplo para esta seção.



Figura 21: Linha "LTOR1"

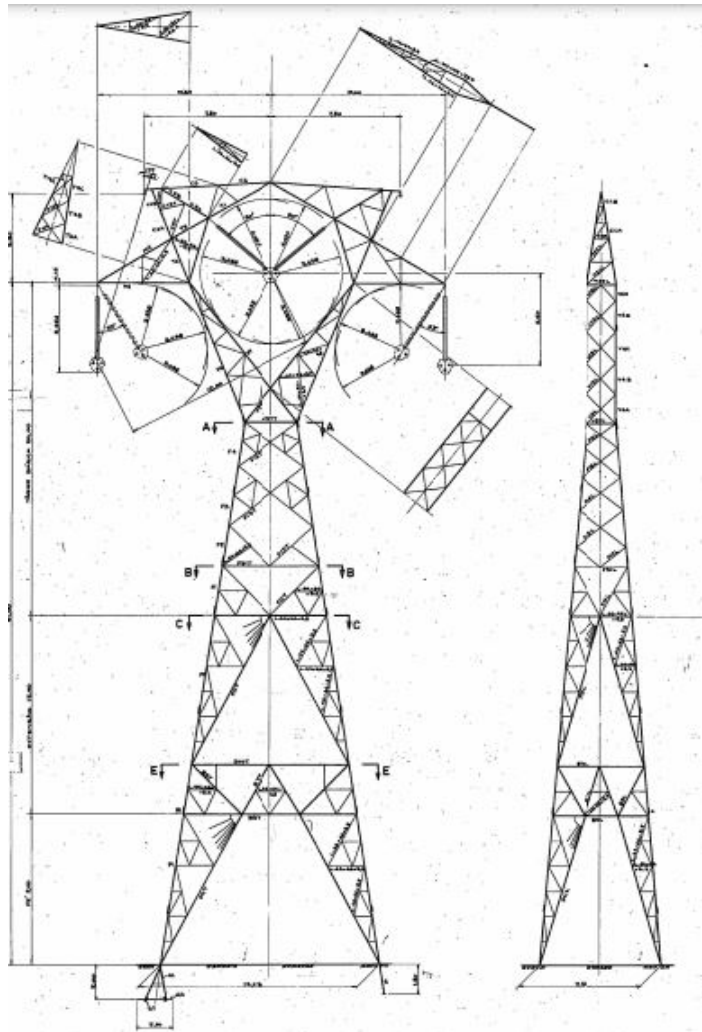


Fonte: Elaborada pelo Engenheiro Renato de Oliveira

A "LTOR1" apresenta as seguintes características:

- Condutores *Rail* utilizados nas fases com diâmetro externo de 29,59 mm.
- A resistência ôhmica em corrente contínua, a 20°C, é de 0,0663Ω/km.
- Possui 3 condutores por fase.
- A distância entre os condutores é de 457mm.
- Torre mais predominante no trecho é a A51 (veja figura abaixo).
- Há transposição na linha de transmissão.
- A resistividade do solo é de 1.000 Ω.m.
- Flecha da catenária de 17 m.
- Cabos para-raios isolados.
- Tensão de operação de 500 kV.
- Frequência de 60 Hz.
- A temperatura de operação dos condutores é de 50°C.

Figura 22: Ilustração de uma torre do tipo A51



Fonte: Manual da concessionária

Diante do exposto, começa-se mapeando as coordenadas dos condutores (e para-raios, caso as torres sejam aterradas). Com estes dados de entrada, estabeleceremos um sistema de coordenadas com o eixo das abcissas no plano do solo (eixo x) e o eixo das ordenadas passando pelo centro no condutor da fase A (eixo y). Dessa forma, utilizando a configuração espacial da torre A51, teremos:

$$X_1 = 0,00m \text{ e } Y_1 = 24,72m$$

$$X_2 = 10,60m \text{ e } Y_2 = 30,32m$$

$$X_3 = 21,20m \text{ e } Y_3 = 24,72m$$

$$X_{pr1} = 3,20m \text{ e } Y_{pr1} = 33,70m$$

$$X_{pr2} = 18m \text{ e } Y_{pr2} = 33,70m$$

Definindo  $X_1$  e  $Y_1$  para a fase A,  $X_2$  e  $Y_2$  para a fase B,  $X_3$  e  $Y_3$  para fase C,  $X_{pr1}$  e  $Y_{pr1}$  para o primeiro para-raio e  $X_{pr2}$  e  $Y_{pr2}$  para o segundo para-raio.

Feito isto, é necessário ajustar as alturas devido a presença da catenária que se forma entre as torres que, no caso base da LTOR1, a flecha é de 17m:

$$Y'_i = Y_i - \frac{2}{3} \cdot flecha \quad (45)$$

Resultando nas respectivas alturas corrigidas:

$$Y'_1 = 13,3867$$

$$Y'_2 = 18,9867$$

$$Y'_3 = 13,3867$$

$$Y'_{pr1} = 27,7600$$

$$Y'_{pr2} = 27,7600$$

A seguir, a próxima etapa é corrigir a resistência ôhmica dos condutores devido ao efeito pelicular e de proximidade. Vale ressaltar que, como neste caso, existem 3 cabos por fase, adota-se uma aproximação de uma resistência equivalente, dividindo a resistência ôhmica pelo número de condutores por fase.

$$R_{total} = \frac{0,0663}{3} = 0,0221\Omega \quad (46)$$

E então, sabendo que a temperatura de operação é de 50°C e o coeficiente de variação da resistividade  $\alpha = 0,00403$  à 20°C, obtêm-se a seguinte resistência de corrente contínua ajustada para a temperatura de operação:

$$R_{CC-50} = R_{CC-20}[1 + \alpha(50 - 20)] = \frac{0,0663}{3}(1 + 0,00403 * 30) = 0,00248\Omega/km \quad (47)$$

Considerando os efeitos pelicular e de proximidade:

$$X_s^2 = X_p^2 = \frac{8\pi 60}{R_{CC-50}} 10^{-4} = 6,0874 \quad (48)$$

$$Y_s = \frac{X_s^4}{192 + 0,8X_s^4} = 0,1672 \quad (49)$$

Calculando a Distância Média Geométrica (DMG):

$$S_{eq} = DMG = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{31}} = 14,5584 \quad (50)$$

$$Y_p = \frac{X_s^2}{192 + 0,8X_s^4} \cdot \left( \frac{d_{cond}^2}{S_{eq}} \right) \cdot \left( 0,312 \left( \frac{d_{cond}^2}{S_{eq}} \right) + \frac{1,18}{\frac{X_s^4}{192 + 0,8X_s^4} + 0,27} \right) = 1,8799 \cdot 10^{-6} \quad (51)$$

Assim, a resistência ôhmica corrigida, em CA, será:

$$R_{CA-op} = R_{CC}(1 + Y_s + Y_p) = 0,00289\Omega \quad (52)$$

Partindo para o cálculo da impedância total, começa-se determinando o Raio Médio Geométrico (RMG), como temos 3 condutores por fase:

$$r'_i = RMG = \sqrt[3]{\frac{d_{cond}}{2} * e^{-1/4} * 0,457^2} = 0,134006 \quad (53)$$

E então, inicia-se a matriz  $D_{3 \times 3}$  que será constituída pelos seguintes elementos:

$$D(1,1) = \frac{2.h_a}{RMG} = 199,7919 \quad (54)$$

$$D(2,2) = \frac{2.h_b}{RMG} = 283,3702 \quad (55)$$

$$D(3,3) = \frac{2.h_c}{RMG} = 199,7919 \quad (56)$$

$$D(1,2) = D(2,1) = \frac{\sqrt{(h_a + h_b)^2 + (x_b - x_a)^2}}{\sqrt{(h_b - h_a)^2 + (x_b - x_a)^2}} = 2,8415 \quad (57)$$

$$D(1,3) = D(3,1) = \frac{\sqrt{(h_a + h_c)^2 + (x_c - x_a)^2}}{\sqrt{(h_c - h_a)^2 + (x_c - x_a)^2}} = 1,6109 \quad (58)$$

$$D(2,3) = D(3,2) = \frac{\sqrt{(h_b + h_c)^2 + (x_c - x_b)^2}}{\sqrt{(h_c - h_b)^2 + (x_c - x_b)^2}} = 2,8415 \quad (59)$$

Formando, assim:

$$D_{3 \times 3} = \begin{pmatrix} 199,7919 & 2,8415 & 1,6109 \\ 2,8415 & 283,3702 & 2,8415 \\ 1,6109 & 2,8415 & 199,7919 \end{pmatrix} \quad (60)$$

Para a montagem da matriz impedância total, considera-se, primeiramente, a condutividade do solo infinita:

$$Z(1,1) = R(1,1) + j4\pi f 10^{-4} \ln(D(1,1)) = 0,00289 + j4\pi 60.10^{-4} \ln(199,7919) = 0,0289 + j0,3994 \quad (61)$$

$$Z(2,2) = R(2,2) + j4\pi f 10^{-4} \ln(D(2,2)) = 0,00289 + j4\pi 60.10^{-4} \ln(283,3702) = 0,0289 + j0,4258 \quad (62)$$

$$Z(3,3) = R(3,3) + j4\pi f 10^{-4} \ln(D(3,3)) = 0,00289 + j4\pi 60.10^{-4} \ln(199,7919) = 0,0289 + j0,3994 \quad (63)$$

$$Z(1,2) = Z(2,1) = 0,0 + j4\pi f 10^{-4} \ln(D(1,2)) = j0,0787 \quad (64)$$

$$Z(1,3) = Z(3,1) = 0,0 + j4\pi f 10^{-4} \ln(D(1,3)) = j0,0359 \quad (65)$$

$$Z(2,3) = Z(3,2) = 0,0 + j4\pi f 10^{-4} \ln(D(2,3)) = j0,0787 \quad (66)$$

Obtendo-se, desta maneira:

$$Z_{3 \times 3} = \begin{pmatrix} 0,0289 + j0,3994 & j0,0787 & j0,0359 \\ j0,0787 & 0,0289 + j0,4258 & j0,0787 \\ j0,0359 & j0,0787 & 0,0289 + j0,3994 \end{pmatrix} \quad (67)$$

Como sabemos que a resistividade do solo é de  $1000\Omega.m$ , é necessário fazer o ajuste utilizando a correção de Carson:

Iniciando a matriz  $D_1$ :

$$D_1(1,1) = 2.h_a = 26,7733 \quad (68)$$

$$D_1(2,2) = 2.h_b = 37,9733 \quad (69)$$

$$D_1(3,3) = 2.h_c = 26,7733 \quad (70)$$

$$D_1(1,2) = D_1(2,1) = \sqrt{(h_a + h_b)^2 + (x_b - x_a)^2} = 34,0645 \quad (71)$$

$$D_1(1,3) = D_1(3,1) = \sqrt{(h_a + h_c)^2 + (x_c - x_a)^2} = 34,1504 \quad (72)$$

$$D_1(2,3) = D_1(3,2) = \sqrt{(h_b + h_c)^2 + (x_c - x_b)^2} = 34,0645 \quad (73)$$

Chegando-se assim:

$$D_1 = \begin{pmatrix} 26,7733 & 34,0645 & 34,1504 \\ 34,0645 & 37,9733 & 34,0645 \\ 34,1504 & 34,0645 & 26,7733 \end{pmatrix} \quad (74)$$

Segue abaixo os termos corretores da parte real da impedância:

$$\Delta R(1,1) = \omega \left( 1,5708 - 0,0026492 * 26,7733 \cdot \sqrt{\frac{60}{1000}} \right) 10^{-4} = 0,0586 \quad (75)$$

$$\Delta R(2,2) = \omega \left( 1,5708 - 0,0026492 * 37,9733 \cdot \sqrt{\frac{60}{1000}} \right) 10^{-4} = 0,0583 \quad (76)$$

$$\Delta R(3,3) = \omega \left( 1,5708 - 0,0026492 * 26,7733 \cdot \sqrt{\frac{60}{1000}} \right) 10^{-4} = 0,0586 \quad (77)$$

$$\Delta R(1,2) = \Delta R(2,1) = \omega \left( 1,5708 - 0,0026492 \frac{26,7733 + 37,9733}{2} \cdot \sqrt{\frac{60}{1000}} \right) 10^{-4} = 0,0584 \quad (78)$$

$$\Delta R(1,3) = \Delta R(3,1) = \omega \left( 1,5708 - 0,0026492 \frac{26,7733 + 26,7733}{2} \cdot \sqrt{\frac{60}{1000}} \right) 10^{-4} = 0,0586 \quad (79)$$

$$\Delta R(3,2) = \Delta R(2,3) = \omega \left( 1,5708 - 0,0026492 \frac{26,7733 + 37,9733}{2} \cdot \sqrt{\frac{60}{1000}} \right) 10^{-4} = 0,0584 \quad (80)$$

Resultando em:

$$\Delta R = \begin{pmatrix} 0,0586 & 0,0584 & 0,0586 \\ 0,0584 & 0,0583 & 0,0584 \\ 0,0586 & 0,0584 & 0,0586 \end{pmatrix} \quad (81)$$

Os termos corretores de Carson para a reatância:

$$\Delta X(1,1) = 2\omega \left( \ln \frac{658,898}{26,7733 \sqrt{\frac{60}{1000}}} + 0,002649 \frac{26,7733}{2} \cdot \sqrt{\frac{60}{1000}} \right) 10^{-4} = 0,3482 \quad (82)$$

$$\Delta X(2,2) = 2\omega \left( \ln \frac{658,898}{37,9733 \sqrt{\frac{60}{1000}}} + 0,002649 \frac{37,9733}{2} \cdot \sqrt{\frac{60}{1000}} \right) 10^{-4} = 0,3222 \quad (83)$$

$$\Delta X(3,3) = 2\omega \left( \ln \frac{658,898}{26,7733 \sqrt{\frac{60}{1000}}} + 0,002649 \frac{26,7733}{2} \cdot \sqrt{\frac{60}{1000}} \right) 10^{-4} = 0,3482 \quad (84)$$

$$\Delta X(1,2) = \Delta X(2,1) = 2\omega \left( \ln \frac{658,898}{D_{ik'} \sqrt{\frac{f}{\rho_{solo}}}} + 0,002649 \frac{D_{ii'} + D_{kk'}}{4} \cdot \sqrt{\frac{f}{\rho_{solo}}} \right) 10^{-4} = 0,3342 \quad (85)$$

$$\Delta X(1,3) = \Delta X(3,1) = 2\omega \left( \ln \frac{658,898}{D_{ik'} \sqrt{\frac{f}{\rho_{solo}}}} + 0,002649 \frac{D_{ii'} + D_{kk'}}{4} \cdot \sqrt{\frac{f}{\rho_{solo}}} \right) 10^{-4} = 0,3330 \quad (86)$$

$$\Delta X(3,2) = \Delta X(2,3) = 2\omega \left( \ln \frac{658,898}{D_{ik'} \sqrt{\frac{f}{\rho_{solo}}}} + 0,002649 \frac{D_{ii'} + D_{kk'}}{4} \cdot \sqrt{\frac{f}{\rho_{solo}}} \right) 10^{-4} = 0,3342 \quad (87)$$

Resultando em:

$$\Delta X = \begin{pmatrix} 0,3482 & 0,3342 & 0,3330 \\ 0,3337 & 0,3222 & 0,3337 \\ 0,3330 & 0,3342 & 0,3482 \end{pmatrix} \quad (88)$$

A matriz final de Carson é caracterizada da seguinte maneira:

$$Carson = \Delta R + j\Delta X \quad (89)$$

Obtem-se, a matriz de Carson:

$$Carson = \begin{pmatrix} 0,0586 + j0,3482 & 0,0584 + j0,3342 & 0,0586 + j0,3330 \\ 0,0584 + j0,3337 & 0,0583 + j0,3222 & 0,0584 + j0,3337 \\ 0,0586 + j0,3330 & 0,0584 + j0,3342 & 0,0586 + j0,3482 \end{pmatrix} \quad (90)$$

Assim, a matriz de impedâncias da rede completa (condutividade finita) :

$$Z_{completo} = Z + Carson \quad (91)$$

$$Z_{completo} = \begin{pmatrix} 0,0875 + j0,7476 & 0,0584 + j0,4129 & 0,0586 + j0,3689 \\ 0,0584 + j0,4125 & 0,0872 + j0,7479 & 0,0584 + j0,4125 \\ 0,0586 + j0,3689 & 0,0584 + j0,4129 & 0,0875 + j0,7476 \end{pmatrix} \quad (92)$$

Agora, a Redução de Kron não será necessária visto que os cabos para-raios estão isolados e não interferem na matriz de impedâncias. (No final do capítulo há um exemplo considerando os para-raios aterrados).

Importa destacar que para a modelagem trifásica assimétrica, o  $Z_{completo}$  ajustado pela Redução de Kron (caso necessário) é a matriz final de interesse.

Seguindo para o procedimento do cálculo, teremos agora que calcular a matriz de impedâncias transposta:

$$Z_p = \frac{Z_{completo}(1,1) + Z_{completo}(2,2) + Z_{completo}(3,3)}{3} = 0,0874 + j0,7477 \quad (93)$$

$$Z_m = \frac{Z_{completo}(1,2) + Z_{completo}(1,3) + Z_{completo}(2,3)}{3} = 0,0585 + j0,398 \quad (94)$$

$$Z_{transp} = \begin{bmatrix} 0,0874 + j0,7477 & 0,0585 + j0,398 & 0,0585 + j0,398 \\ 0,0585 + j0,398 & 0,0874 + j0,7477 & 0,0585 + j0,398 \\ 0,0585 + j0,398 & 0,0585 + j0,398 & 0,0874 + j0,7477 \end{bmatrix} \quad (95)$$

Componentes simétricas

$$Z_{seq} = T' * Z_{transp} * T \quad (96)$$

$$Z_{seq} = \begin{pmatrix} 0,2043 + j1,5439 & 0 & 0 \\ 0 & 0,0289 + j0,3496 & 0 \\ 0 & 0 & 0,0289 + j0,3496 \end{pmatrix} \quad (97)$$

$$Z_{zero} = (0,2043 + j1,5439)\Omega/km \quad (98)$$

$$Z_{positivo} = (0,0289 + j0,3496)\Omega/km \quad (99)$$

Partindo para o cálculo da criação da matriz de capacitâncias:

$$R_c = \sqrt[3]{r_{ext} * 0,457^2} = 0,1457 \quad (100)$$

Iniciando a matriz  $D_2$ :

$$D_2(1,1) = \frac{2 * h_a}{R_c} = 183,8174 \quad (101)$$

$$D_2(2,2) = \frac{2 * h_b}{R_c} = 260,7131 \quad (102)$$

$$D_2(3,3) = \frac{2 * h_c}{R_c} = 183,8174 \quad (103)$$

$$D_2(1,2) = D_2(2,1) = \frac{\sqrt{(h_a + h_b)^2 + (x_b - x_a)^2}}{\sqrt{(h_b - h_a)^2 + (x_b - x_a)^2}} = 2,8415 \quad (104)$$

$$D_2(1,3) = D_2(3,1) = \frac{\sqrt{(h_a + h_c)^2 + (x_c - x_a)^2}}{\sqrt{(h_c - h_a)^2 + (x_c - x_a)^2}} = 1,6109 \quad (105)$$

$$D_2(2,3) = D_2(3,2) = \frac{\sqrt{(h_b + h_c)^2 + (x_c - x_b)^2}}{\sqrt{(h_c - h_b)^2 + (x_c - x_b)^2}} = 2,8415 \quad (106)$$

Matriz de coeficientes de potenciais de Maxwell:

$$PM(1,1) = 18 * \ln(D_2(1,1)) = 93,8510 \quad (107)$$

$$PM(2,2) = 18 * \ln(D_2(2,2)) = 100,1416 \quad (108)$$

$$PM(3,3) = 18 * \ln(D_2(3,3)) = 93,8510 \quad (109)$$

$$PM(1,2) = PM(2,1) = 18 * \ln(D_2(2,1)) = 18,7978 \quad (110)$$

$$PM(1,3) = PM(3,1) = 18 * \ln(D_2(3,1)) = 8,5819 \quad (111)$$

$$PM(2,3) = PM(3,2) = 18 * \ln(D_2(3,2)) = 18,7978 \quad (112)$$

$$PM = \begin{pmatrix} 93,8510 & 18,7978 & 8,5819 \\ 18,7978 & 100,1416 & 18,7978 \\ 8,5819 & 18,7978 & 93,8510 \end{pmatrix} \quad (113)$$

Novamente, a Redução de Kron não será necessária visto que os cabos para-raios estão isolados e não interferem na matriz de capacitâncias.(No final do capítulo há um exemplo considerando os para-raios aterrados).

Matriz de capacitâncias:

$$C = (PM)' * 1000 = \begin{pmatrix} 11,1062 & -1,9681 & -0,6214 \\ -1,9681 & 10,7248 & -1,9681 \\ -0,6214 & -1,9681 & 11,1062 \end{pmatrix} \quad (114)$$



Vale ressaltar que multiplica-se por 1000 para deixar em  $\eta F$ .

Importa destacar que para a modelagem trifásica assimétrica, a matriz de capacitâncias é o resultado final de interesse.

Transposta da matriz de capacitâncias:

$$C_p = \frac{C(1,1) + C(2,2) + C(3,3)}{3} = 10,9791 \quad (115)$$

$$C_m = \frac{C(1,2) + C(1,3) + C(2,3)}{3} = -1,5192 \quad (116)$$

$$C_{transp} = \begin{bmatrix} 10,9791 & -1,5192 & -1,5192 \\ -1,5192 & 10,9791 & -1,5192 \\ -1,5192 & -1,5192 & 10,9791 \end{bmatrix} \quad (117)$$

Componente de sequência:

$$C_{seq} = T' * C_{transp} * T \quad (118)$$

$$C_{seq} = \begin{pmatrix} j7,9406 & 0 & 0 \\ 0 & 12,4983 & 0 \\ 0 & 0 & 12,4983 \end{pmatrix} \quad (119)$$

$$C_{zero} = 7,9406\eta F/km \quad (120)$$

$$C_{positivo} = 12,4983\eta F/km \quad (121)$$

Agora, para os casos com os cabos-guardas aterrados, o procedimento é semelhante, porém precisamos considerar a influência dos mesmos na matriz de impedância. Para isso, devemos seguir o mesmo passo a passo mostrado anteriormente com o detalhe do acréscimo do mapeamento do posicionamento (eixo x e y) e as características dos para-raios. Assim, passará por todos os ajustes como, por exemplo, a flecha da catenária, correção da resistência ôhmica, correções de carson até a etapa da redução de Kron. Como temos a inclusão de dois novos cabos na nossa matriz de impedância da rede completa, resulta-se numa matriz 5x5. E, a fim de incorporar a interferência dos para-raios nos cabos condutores, tal matriz é reduzida para 3x3. A título de exemplo, abaixo mostra a realização desta etapa para a "LTNM1" que é um trecho aterrado:

A matriz de impedância 5x5 é:

$$Z_c = \begin{pmatrix} 0,104 + 0,795i & 0,058 + 0,423i & 0,058 + 0,371i & 0,058 + 0,579i & 0,058 + 0,539i \\ 0,058 + 0,423i & 0,104 + 0,795i & 0,058 + 0,423i & 0,0583 + 0,568i & 0,058 + 0,568i \\ 0,058 + 0,371i & 0,058 + 0,423i & 0,104 + 0,795i & 0,058 + 0,532i & 0,058 + 0,571i \\ 0,058 + 0,419i & 0,058 + 0,408i & 0,058 + 0,372i & 4,332 + 1,021i & 0,058 + 0,559i \\ 0,05 + 0,37i & 0,05 + 0,4i & 0,05 + 0,41i & 0,058 + 0,55i & 4,33 + 1,02i \end{pmatrix} \quad (122)$$

Após a redução de Kron a matriz 3x3 calculada é:

$$Z_{til} = \begin{pmatrix} 0,1850 + 0,7415i & 0,141 + 0,367i & 0,138 + 0,316i \\ 0,139 + 0,368i & 0,1887 + 0,739i & 0,139 + 0,36i \\ 0,137 + 0,317i & 0,140 + 0,368i & 0,183 + 0,742i \end{pmatrix} \quad (123)$$

A partir daqui, o restante do procedimento é idêntico ao caso isolado.

Demonstra-se, a seguir, um caso aterrado para as capacitâncias tendo como exemplo a linha "LTNM1". Assim sendo, o Potencial de Maxwell será uma matriz de 5x5, conforme ilustrado abaixo:

$$MP_c = \begin{pmatrix} 93,9 & 17,8 & 8,4 & 21,6 & 12,2 \\ 17,8 & 93,9 & 17,8 & 19,2 & 19,2 \\ 8,4 & 17,8 & 93,6 & 12,2 & 21,6 \\ 21,6 & 19,2 & 12,2 & 104,6 & 22,0 \\ 12,2 & 19,2 & 21,6 & 22,0 & 104,6 \end{pmatrix} \quad (124)$$

Após a redução de kron a matriz passa a ser 3x3:

$$MP_{til} = \begin{pmatrix} 88,9 & 12,6 & 4,4 \\ 12,6 & 88,14 & 12,6 \\ 4,4 & 12,6 & 88,9 \end{pmatrix} \quad (125)$$

E, o restante do procedimento é idêntico ao caso isolado.



## 5 FLUXOGRAMA DA IMPLEMENTAÇÃO

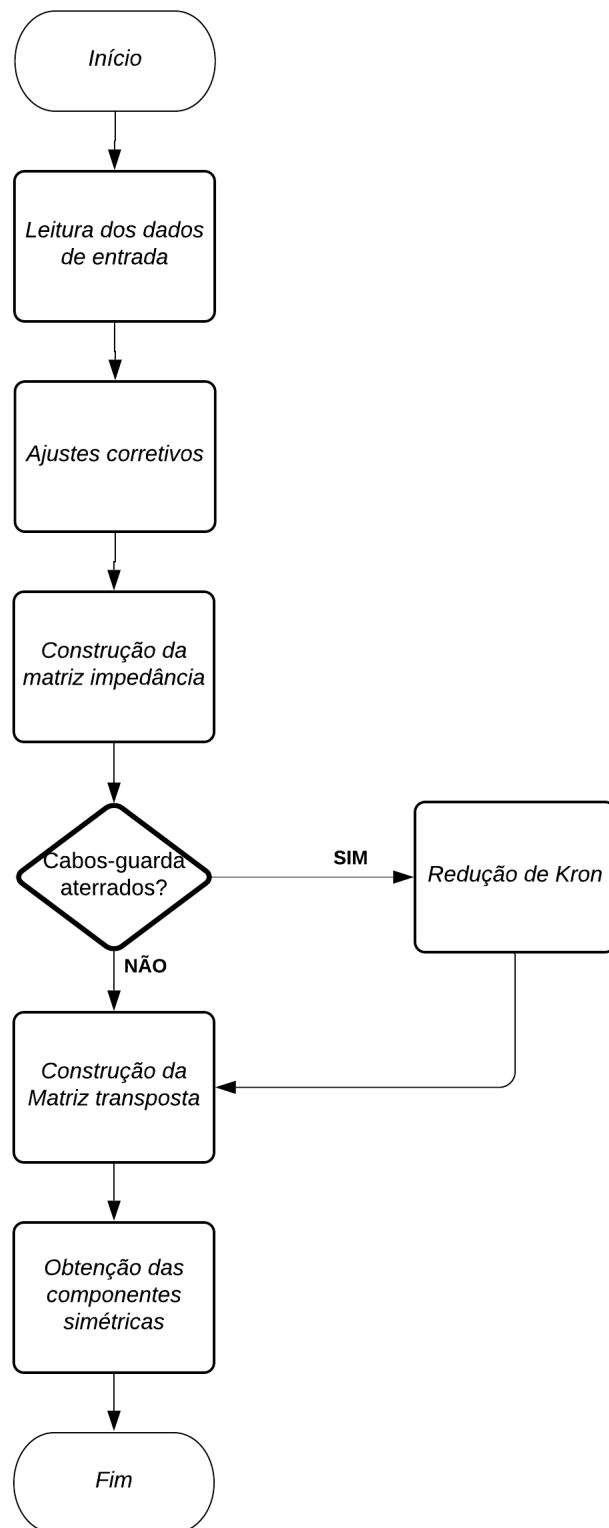
Para se ter uma representação visual do fluxo de atividades do cálculo da modelagem feito no MATLAB é válido estruturar todas as etapas do código em um fluxograma intuitivo, tanto para os elementos série quanto para o elemento *shunt*, definindo fases do processo bem delimitadas e com os principais tópicos abordados. Sendo assim, dispõem-se de dois fluxogramas que englobam desde o início até o fim da linha de cada código.

Começando-se pelos elementos série:

- 1ª atividade: Será realizada a leitura dos dados de entrada (raio externo, resistividade do solo, temperatura de operação, resistência CC do condutor, flecha da catenária e coordenadas dos condutores).
- 2ª atividade: Após este mapeamento dos dados, o código fará todos os ajustes corretivos (correção da flecha da catenária e a correção da resistência).
- 3ª atividade: Neste momento será realizado o cálculo da matriz de impedância total passando pelos termos corretivos de Carson.
- 4ª atividade: Caso o trecho de linha seja aterrado será necessário este estágio, no qual aplica-se a Redução de Kron.
- 5ª atividade: O cálculo da matriz de impedância transposta será feito nesta etapa (caso isolado pula da 3ª atividade pra 5ª atividade).
- 6ª atividade: Por fim, obteremos as componentes simétricas (sequência zero, positiva e negativa).
- 7ª atividade: Volta-se ao início e repete-se o procedimento para as outras linhas do sistema estudado.

Tal sequência de atividades está representada no fluxograma a seguir:

Figura 23: Fluxograma de implementação - elementos série



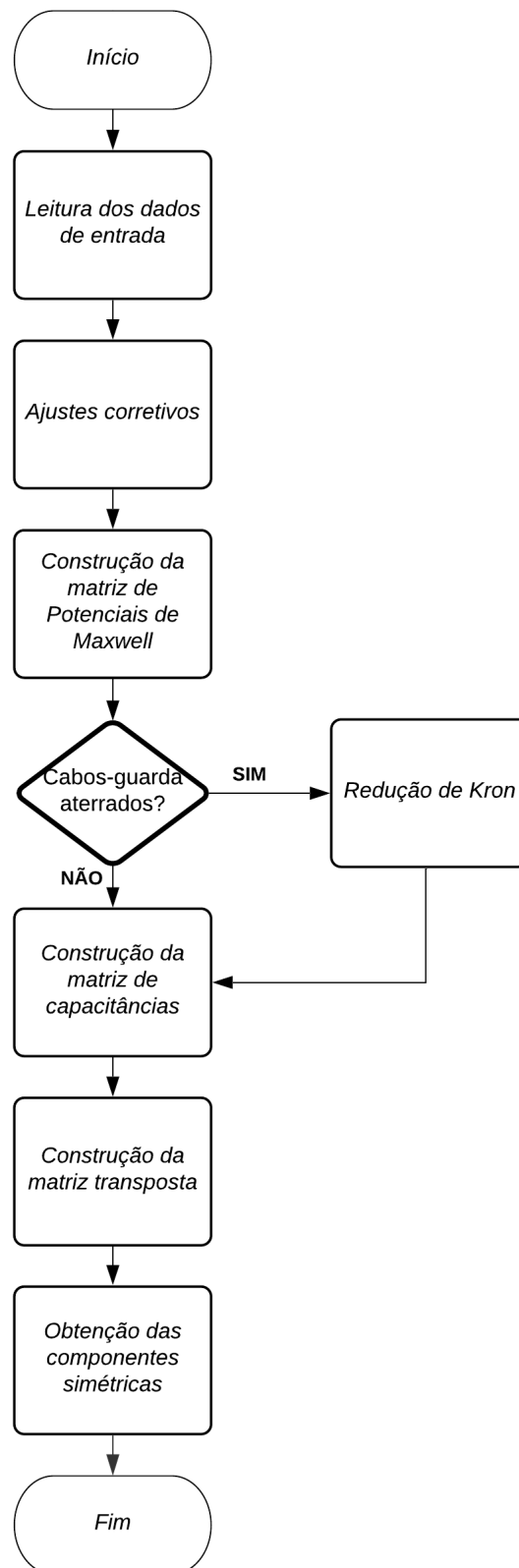
Fonte: Elaborado pelo autor

Tratando, agora, do elemento *shunt*:

- 1ª atividade: Será realizada a leitura dos dados de entrada (raio externo, flecha da catenária e coordenadas dos condutores).
- 2ª atividade: Após este mapeamento dos dados, o código fará um ajuste corretivo (correção da flecha da catenária).
- 3ª atividade: Nesta etapa será feita a construção da matriz de Potenciais de Maxwell.
- 4ª atividade: Caso o trecho de linha seja aterrado será necessário este estágio, no qual aplica-se a Redução de Kron.
- 5ª atividade: O cálculo da matriz de capacitâncias será realizado nesta fase (caso isolado pula da 3ª atividade pra 5ª atividade).
- 6ª atividade: Obtém-se o cálculo da matriz de capacitância transposta.
- 7ª atividade: Finalmente, calculam-se as componentes simétricas (sequência zero, positiva e negativa).
- 8ª atividade: Volta-se ao início e repete-se o procedimento para as outras linhas do sistema estudado.

Tal sequência de atividades está representada no fluxograma a seguir:

Figura 24: Fluxograma da implementação - elemento *shunt*



Fonte: Elaborado pelo autor





## 6 MODELAGEM DE UMA PARTE DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO BRASILEIRO

Para a execução da metodologia implementada, será utilizada uma região composta por 34 trechos de linhas de transmissão (figura 20) espalhadas em uma importante região do país. Para a obtenção do modelo, foi desenvolvida uma rotina pelo *software* MATLAB com os dados de entrada provenientes de uma planilha externa elaborada no Excel a partir de consultas a uma série de documentos do sistema.

Primeiramente, a modelagem teve início no levantamento e organização de todas as informações relevantes para o caso base dos condutores, cabos-guarda e torres que compõem cada trecho da região. Os documentos-base utilizados para extração de dados foram disponibilizados pelo engenheiro responsável pela área analisada e continham elementos como o tipo de torre, a altura, bitola do cabo, temperatura de operação, flecha da catenária, disposição espacial de cada condutor, torres aterradas e isoladas que foram registrados na planilha do Excel para montar a base de dados. Esta etapa consistia, basicamente, em abrir os arquivos referentes a cada torre de cada trecho de transposição e anotar os conteúdos essenciais na tabela. Ao final deste processo obteve-se uma ferramenta que reunia todas as informações obtidas numa planilha, possibilitando o rastreamento do sistema estudado.

Após esta etapa inicial, começou-se a estabelecer certas premissas para organizar um racional que fizesse sentido para a planilha servir de entrada para a rotina computacional do MATLAB e, também, preencher algumas informações faltantes.

Diante disso, sabe-se que cada região transcorrida pelas linhas de transmissão do sistema possui suas características locais - como a presença ou não de árvores ao redor - e, de modo a ter um sistema mais seguro e adaptável fisicamente a todas as particularidades de cada região. Dentro de cada trecho de transmissão há uma gama de diversos tipos de torres com características diferentes, possuindo, por exemplo, uma altura específica, uma sequência de transposição própria, etc. Para tanto, a fim de tornar a modelagem mais concisa, escolheu-se adotar as torres mais predominantes de cada linha para representar a linha como um todo. Este critério foi realizado através da análise porcentual de quantas vezes cada torre aparecia na planilha preenchida na etapa inicial e, conseqüentemente, a torre com maior porcentual era a representante da linha observada.

Porém, é importante destacar que não havia informações de todos os trechos de linhas de transmissão - seja por ser fronteira com outra transmissora ou justamente pelas restrições da quantidade de informações fornecidas ao estudo - e, para estes casos em específico, optou-se por definir as alturas e características das torres remanescentes a partir de seu nível de tensão. Sendo assim, como a área analisada é composta por apenas dois tipos de nível de tensão (345 kV e 500 kV), fez-se a média das alturas registradas das torres de 345 e 500 kV e foram completadas as lacunas faltantes. Esta etapa foi de suma importância pois possibilitou mapear todas as coordenadas horizontais e verticais de cada trecho.

É notório neste ponto, pela figura abaixo, que foram utilizados 3 condutores por fase nas linhas com nível de tensão de 500 kV, representando cerca de 29% do sistema analisado. Já para o nível de tensão de 345 kV foram empregados 2 condutores por fase.

Tabela 3: Relação de condutores/fase e nível de tensão

Condutor/fase	Quantidade	Nível tensão [kV]	%
2	24	345	71%
3	10	500	29%

Fonte: Elaborado pelo autor

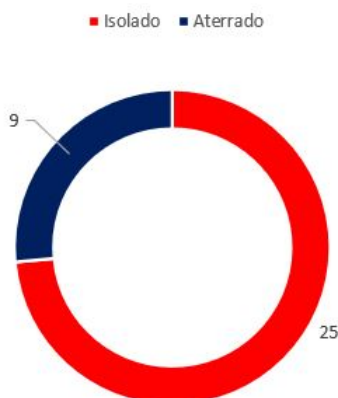
Além disso, outras premissas foram estabelecidas para o caso base do sistema estudado. Então, seguem abaixo alguns pressupostos gerais para todas as linhas da área estudada:

- Resistividade do solo:  $1000\Omega.m$
- Temperatura de operação dos condutores:  $50^{\circ}C$
- Temperatura de operação dos cabos-guarda:  $25^{\circ}C$
- Frequência da rede:  $60Hz$
- Resistividade dos cabos-guarda (aço 3/8"):  $4,19\Omega/km$

Sendo que a resistividade dos condutores depende do cabo utilizado em questão. No nosso sistema há apenas dois tipos: *Drake* e *Rail* com, respectivamente,  $0,0779\Omega/km$  e  $0,0663\Omega/km$ . Uma observação importante é que os cabos *Rail* foram utilizados nos trechos isolados e os cabos *Drake* nos trechos aterrados.

Por fim, houve um cuidado extra em classificar cada linha com relação a ligação dos para-raios nas torres, sendo divididas em dois grandes grupos: isoladas ou aterradas. Com isto, das 34 linhas do sistema, 9 foram categorizadas como aterradas e 25 como isoladas, representando aproximadamente 73,5% do sistema, conforme ilustrado no gráfico abaixo. Este filtro possibilitou a criação de duas rotinas em MATLAB, cada uma destinada a um tipo de grupo citado acima, dedicando o esforço computacional de cada rotina para cada situação. Pois como veremos mais adiante, há algumas diferenças de comportamento entre eles.

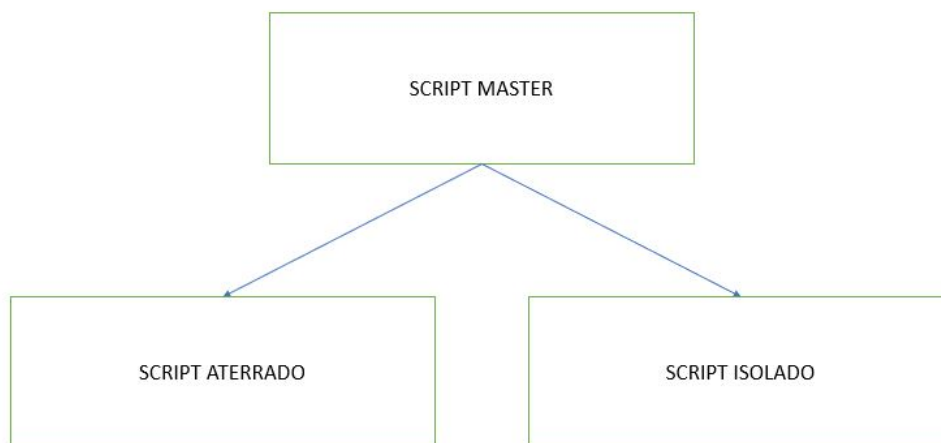
Figura 25: Proporção das torres aterradas e isoladas do sistema



Fonte: Elaborado pelo autor

Como descrito anteriormente, foi necessário a utilização de dois *scripts*, um para cada configuração dos para-raios (aterrado ou isolado). De modo, a conseguir a junção das duas rotinas, criou-se o *Script Master* cuja função era conseguir um ambiente único e integrado na qual fosse possível a manipulação dos dois outros *scripts*, de acordo com a abstração abaixo.

Figura 26: Representação da relação do *script Master* com os outros *scripts*



Fonte: Elaborado pelo autor

Com estes ajustes feitos, a planilha desenvolvida (em Apêndice A) estava adequada para ser uma boa base de dados para a rotina em MATLAB.

Não obstante, o desenvolvimento da rotina implementada no MATLAB passou por vários estágios. Inicialmente, a fim de ancorar um porto seguro e proporcionar confiabilidade no algoritmo, começaram-se a resolver exercícios simples e com respostas por meio do código, como, por exemplo, o exercício 4.1 da página 89 do livro do Kagan (KAGAN, 2005). Com isto, teve-se a chance de comparar e validar os resultados encontrados. Este foi o ponto de partida para avançar para os próximos passos.

Dando continuidade, prosseguiu-se e implementou-se a modelagem para apenas um trecho da região estudada, analisando as componentes simétricas obtidas e comparando-as com os valores dos documentos-base fornecidos.

A partir do momento em que o erro foi considerado desprezível entre os valores calculados e esperados, seguiu-se com o mesmo racional e o código foi automatizado para todas as linhas da região. Novamente, até o momento estava-se equiparando os valores de componentes simétricas, porém, o estudo foi além e o diferencial dessa modelagem foi analisar os parâmetros trifásicos, ou seja, assimétricos do sistema.

## 6.1 VALIDAÇÃO INICIAL DOS PARÂMETROS

Nesta subseção, validaremos, como exemplo, os parâmetros da linha "LTOR1" calculada de forma simétrica pelo *software* MATLAB com os resultados fornecidos pelos documentos-base da concessionária.

Seguem, abaixo, os resultados dos documentos oficiais:

$$Z_0 = 0,198 + j1,537[\Omega/km] \quad (126)$$

$$Z_1 = 0,023 + j0,352[\Omega/km] \quad (127)$$

$$C_0 = j8,321[\eta F/km] \quad (128)$$

$$C_1 = j12,665[\eta F/km] \quad (129)$$

Agora, os resultados que já foram calculados na seção 4 deste trabalho:

$$Z_0 = 0,2043 + j15439[\Omega/km] \quad (130)$$

$$Z_1 = 0,0289 + j0,3496[\Omega/km] \quad (131)$$

$$C_0 = j7,9406[\eta F/km] \quad (132)$$

$$C_1 = j12,4983[\eta F/km] \quad (133)$$

Comparando os resultados, constata-se que os valores calculados estão dentro do esperado de acordo com os documentos-base.

## 6.2 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE DOS MODELOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Após o cálculo das constantes quilométricas de todas as 34 linhas para o caso base do sistema modelado, deve-se destacar que há diversos dados de entrada que influenciam o modelo, porém o trabalho se restringiu a apenas três parâmetros: temperatura de operação dos condutores, a resistividade do solo e a flecha da catenária. Deste modo, foi obtido uma ferramenta para analisar a sensibilidade e observar o desempenho das constantes quilométricas assimétricas (trifásicas).

A fim de mostrar os principais resultados, neste capítulo foi abordado somente os gráficos mais importantes das simulações. Porém, todas as análises e gráficos remanescentes gerados serão disponibilizados no anexo (Apêndice B e C).

Segue, abaixo, uma tabela com as linhas mapeadas e simuladas no MATLAB com seus níveis de tensão e configuração dos para-raios.

Tabela 4: Nível de tensão e configuração dos para-raios de cada linha do sistema estudado

Linha		Tensão (kV)	Para-raios
LTNM1	1	345	AT
LTNM2	2	345	IS
LTOR1	3	500	IS
LTOE1	4	500	IS
LTOE2	5	500	IS
LTOP1	6	500	IS
LTRP1	7	345	IS
LTKI1	8	345	IS
LTKM1	9	345	AT
LTKM2	10	345	IS
LTKJ1	11	345	AT
LTKL1	12	345	AT
LTKL2	13	345	AT
LTKP1	14	345	AT
LTKP2	15	345	AT
LTTP1	16	345	AT
LTTP2	17	345	AT
LTAf1	18	500	IS
LTAf1	19	345	IS
LTHI1	20	345	IS
LTHI2	21	345	IS
LTHP1	22	345	IS
LTHP2	23	345	IS
LTHG1	24	345	IS
LTDC1	25	500	IS
LTDE1	26	500	IS
LTDE2	27	500	IS
LTDE3	28	500	IS
LTDF1	29	345	IS
LTJI1	30	345	IS
LTPS1	31	345	IS
LTPQ1	32	500	IS
LTFG1	33	345	IS
LTRT1	34	345	IS

Fonte: Elaborado pelo autor

Além disso, vale mencionar que foi adotado um código de cores para os gráficos da variação de cada constante quilométrica para diferenciar as configurações dos cabos-guarda, de acordo com a figura abaixo.

Figura 27: Código de cores para diferenciação da configuração dos para-raios

- Legenda:
-  aterrada
-  isolada

Fonte: Elaborado pelo autor

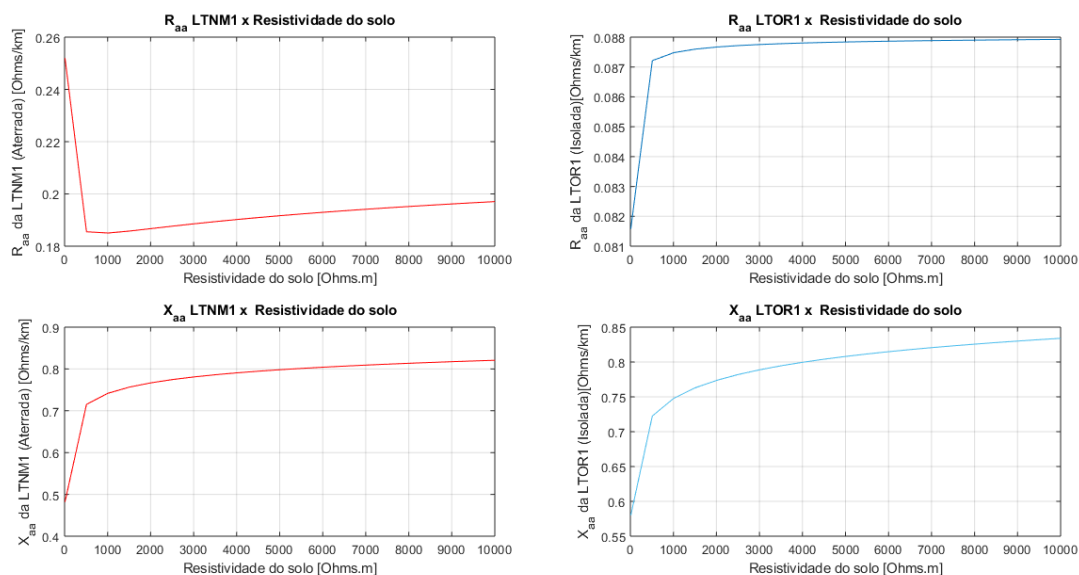
### 6.2.1 Variando a resistividade do solo

Verifica-se que há diversos tipos de solo pelos quais as linhas de transmissão são inseridas e cada tipo apresenta uma resistividade específica que, sob o prisma da transmissão, influencia as correntes de retorno pelo solo. Diante deste fato, torna-se atrativa a análise do efeito que

é provocado nos parâmetros quilométricos com a variação da resistividade do solo dentro de valores usuais, conforme as figuras a seguir.

O gráfico abaixo relaciona a resistência e reatância própria por quilômetro com a resistividade do solo tanto de uma linha aterrada (lado esquerdo) quanto de uma isolada (lado direito). Como esperado, a tendência é que haja um aumento dos parâmetros com a variação da resistividade do solo, visto que há uma impedância adicional devido ao efeito da corrente de retorno pelo solo. Outro resultado esperado e validado pelo gráfico é que o trecho aterrado teve uma resistência própria maior que a isolada, uma vez que é incorporado o efeito dos cabos-guarda. O único resultado inesperado aconteceu na figura do segundo quadrante. Nota-se que, a resistência própria por quilômetro no trecho aterrado passou por uma diminuição durante a faixa de 10 à 500  $\Omega.m$  e não foi encontrado explicação na literatura para este motivo.

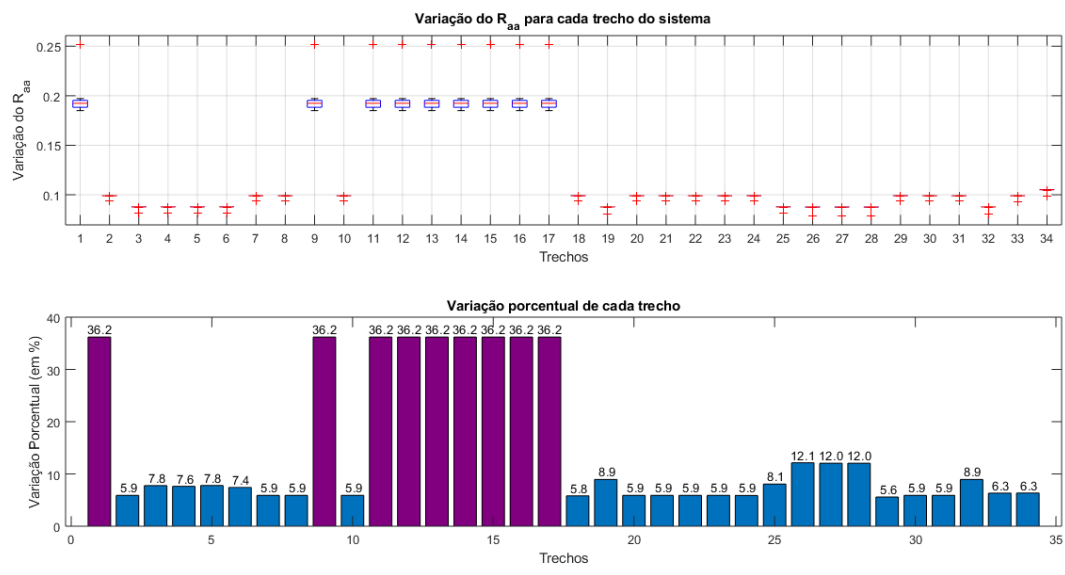
Figura 28: Resistência e indutância própria da torre aterrada (lado esquerdo) e isolada (lado direito) por unidade de comprimento em função da resistividade do solo



Fonte: Elaborado pelo autor

Esta segunda figura é complementar a primeira e relaciona a variação percentual da resistência própria por quilômetro com o aumento da resistividade do solo para cada trecho do sistema estudado. Pode-se tirar três conclusões com a análise dos gráficos. A primeira é que os trechos aterrados possuem resistência própria por quilometro de aproximadamente 2,3 vezes maior que os trechos isolados. A segunda, como pode-se observar, os trechos aterrados são mais sensíveis a variação, muito pelo fato de, além do efeito da corrente de retorno pelo solo, incorporar a influência dos cabos-guarda. E, a última é que o nível de tensão interfere na sensibilidade, sendo que os trechos de 500 kV foram mais sensíveis que os isolados de 345 kV.

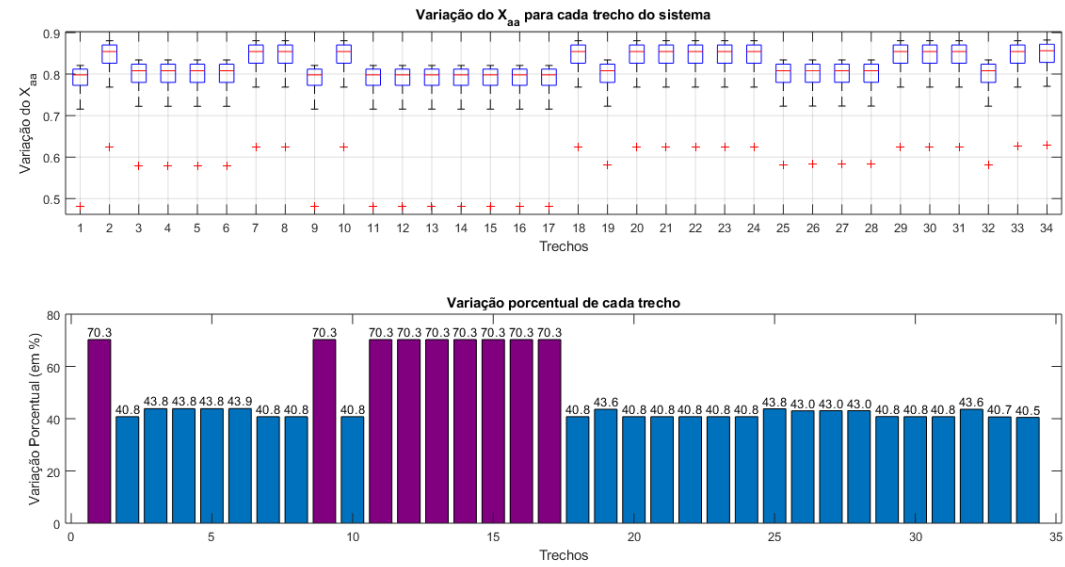
Figura 29: Variação da resistência própria por comprimento para cada linha do sistema [ $\Omega/km$ ]



Fonte: Elaborado pelo autor

A figura abaixo é complementar a primeira desta seção e mostra a variação da indutância própria por quilômetro com o aumento da resistividade do solo para cada linha do sistema. Percebe-se que as linhas isoladas de 345 kV apresentam maior valor do  $X_{aa}/km$ . Porém, as linhas aterradas foram mais sensíveis. Destaca-se, também, através da análise, que os trechos de 500 kV foram ligeiramente mais sensíveis que as linhas isoladas de 345 kV, isso deve-se ao fato da diferença de distribuição espacial dos condutores e alturas entre cada nível de tensão.

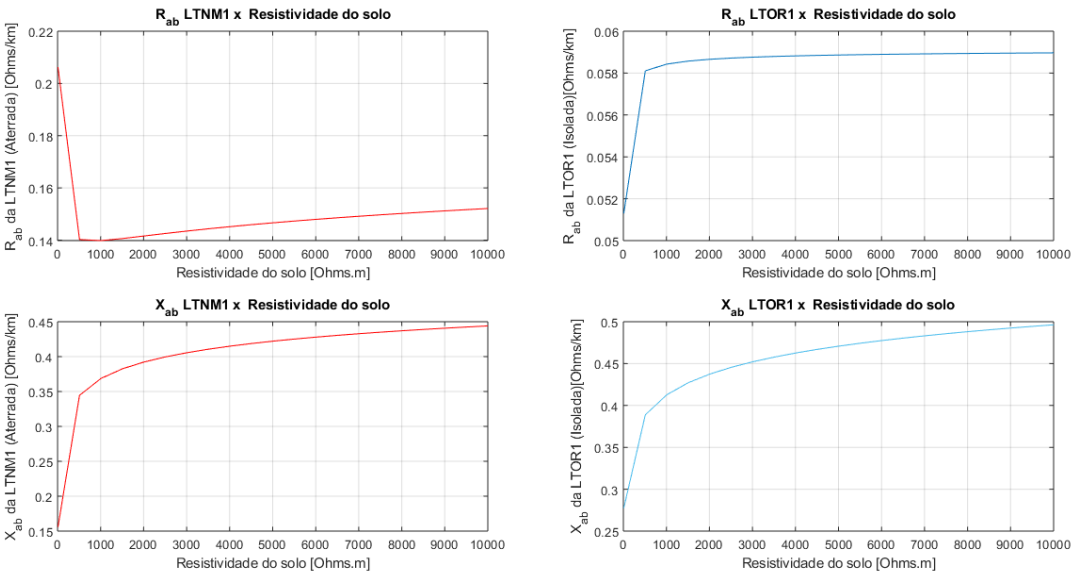
Figura 30: Variação da indutância própria por comprimento para cada linha do sistema [ $\Omega/km$ ]



Fonte: Elaborado pelo autor

O mesmo raciocínio anterior foi aplicado para a resistência e reatância mútua por quilômetro, neste exemplo utilizamos a fase A e B. Os mesmos comentários expostos para o caso das resistência e reatância própria por quilômetro podem ser aplicados nesta análise, visto que apresentaram o mesmo comportamento.

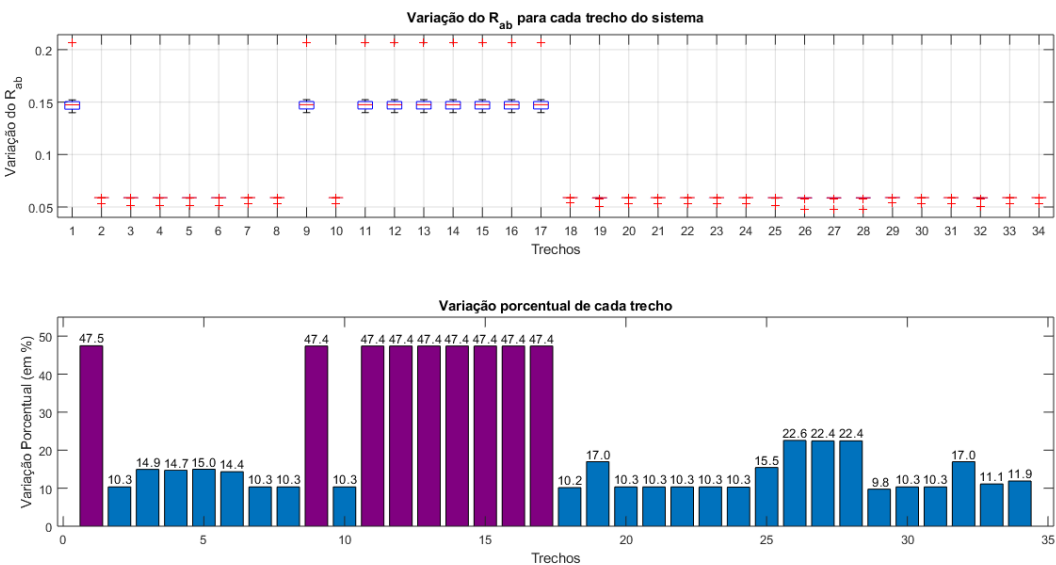
Figura 31: Resistência e indutância mútua da torre aterrada (lado esquerdo) e isolada (lado direito) por unidade de comprimento em função da resistividade do solo



Fonte: Elaborado pelo autor

Novamente, repara-se em uma maior sensibilidade das linhas aterradas. Além de que, para o caso das isoladas, as linhas com nível de tensão de 500 kV são mais sensíveis que as de 345 kV. E, comparando os cenários com parâmetros próprios com os mútuos, nota-se que o caso mútuo foi mais sensível a tal variação neste análise.

Figura 32: Variação da resistência mútua por comprimento para cada linha do sistema [Ω/km]

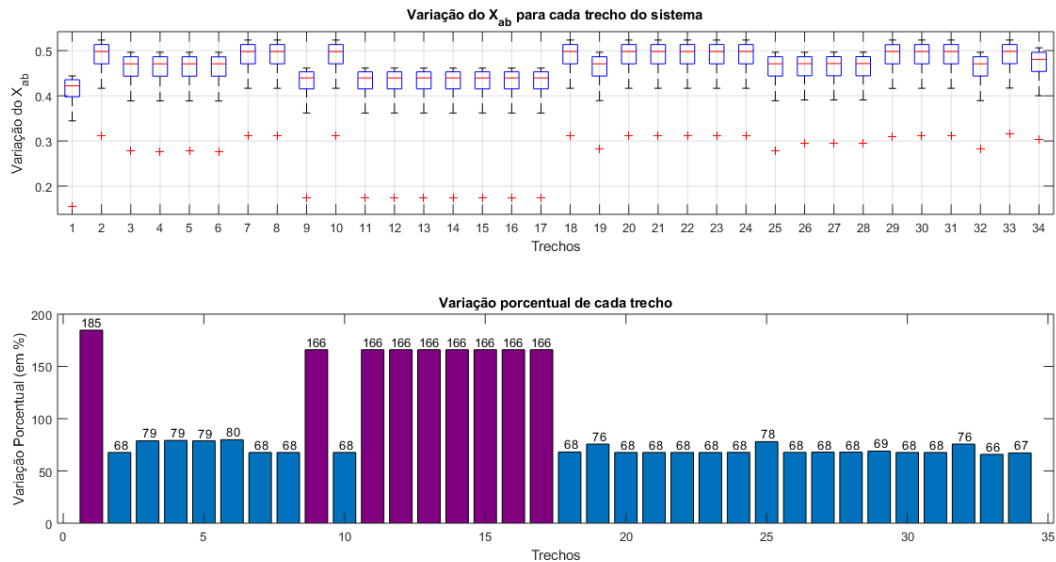


Fonte: Elaborado pelo autor



Mesmas considerações que no caso da reatância própria por quilômetro. Porém, o caso mútuo foi muito mais sensível a variação da resistividade do solo.

Figura 33: Variação da indutância mútua por comprimento para cada linha do sistema [ $\Omega/km$ ]



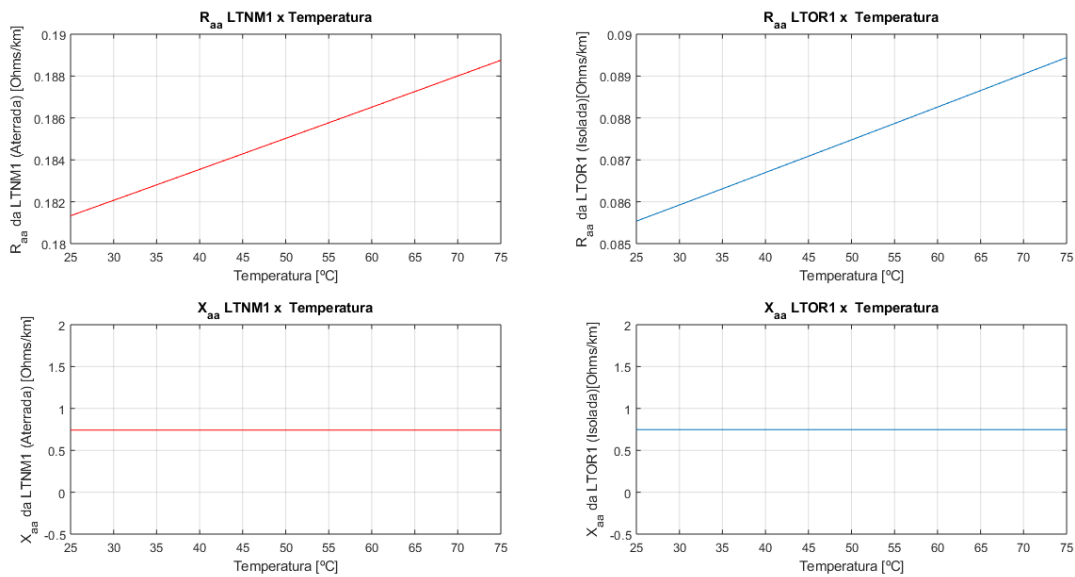
Fonte: Elaborado pelo autor

### 6.2.2 Variando a temperatura

Deve-se lembrar que a resistência de um condutor varia com a temperatura. E, além do aquecimento por Efeito Joule, a incidência solar também contribui para o aumento de temperatura dos cabos condutores. De forma análoga, pode haver o resfriamento do condutor com a velocidade e direção dos ventos da região (CARVALHO, 2017). Portanto, foi variada a temperatura de 25 à 75 °C.

A figura abaixo mostra um comparativo entre os valores da resistência própria [ $R_{aa}/km$ ] e reatância própria [ $X_{aa}/km$ ] variando a temperatura de uma linha aterrada (LTNM1) e outra isolada (LTOR1). Observa-se que apenas a parte resistiva sofre influência da temperatura, uma vez que as reatâncias só dependem da frequência da tensão CA e da disposição espacial dos condutores.

Figura 34: Resistência e indutância própria da torre aterrada (lado esquerdo) e isolada (lado direito) por unidade de comprimento em função da temperatura

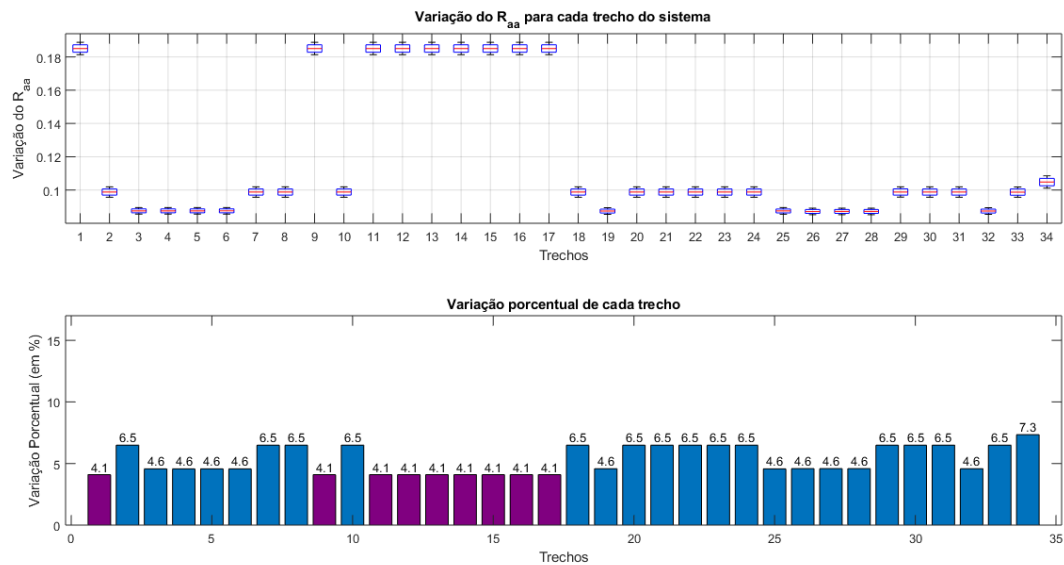


Fonte: Elaborado pelo autor

Constata-se que neste caso, em relação a sensibilidade, que as linhas isoladas de 345 kV foram as mais influenciadas com a variação, devido ao tipo de condutor e o número de condutores por fase utilizado nestas regiões. Em seguida, as linhas de 500 kV foram o segundo mais sensível. Por último, as linhas aterradas foram as menos impactadas nesta análise. A outra informação extraída da figura é que os valores de  $R_{aa}/km$  das linhas aterradas estão dentro de uma faixa de aproximadamente 2x maior que as isoladas em consequência da resistência adicional da inclusão dos cabos-guarda.

Vale dizer que a resistência mútua por quilômetro, reatância mútua por quilômetro e capacitâncias por quilômetro não sofrem influência da temperatura (em Apêndice C).

Figura 35: Variação da resistência própria por comprimento para cada trecho do sistema em função da temperatura [ $\Omega/km$ ]



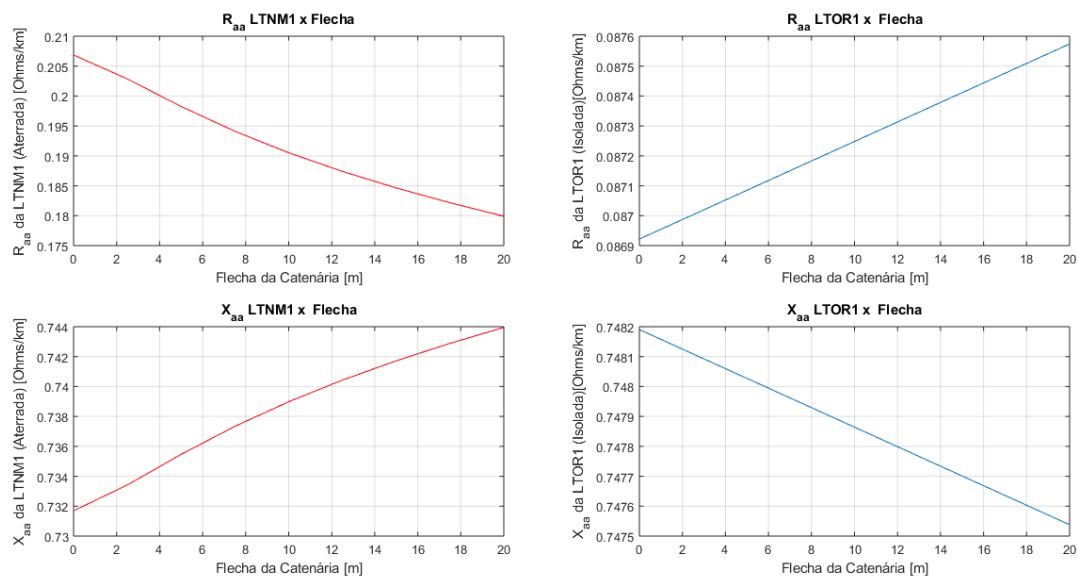
Fonte: Elaborado pelo autor

### 6.2.3 Variando a flecha da catenária

Os cabos condutores podem sofrer o efeito da dilatação, o que tende a se aproximar do solo. Além de ser influenciada pelo o peso do cabo e a tração aplicada (CARVALHO, 2017). Por esta razão, resolveu-se investigar a sua variação e impactos nas constantes quilométricas das linhas de transmissão.

Observa-se que há movimentos contrários para cada configuração dos cabos-guarda. No caso isolado, por mais que a escala seja muito pequena, há um crescimento da resistência própria por quilômetro com a variação da flecha da catenária e o comportamento contrário para a reatância própria por quilômetro devido as correções de Carson. Porém, no caso aterrado, há um grande movimento de decréscimo da resistência própria e de acréscimo da reatância própria pelo motivo de abranger o efeito dos para-raios.

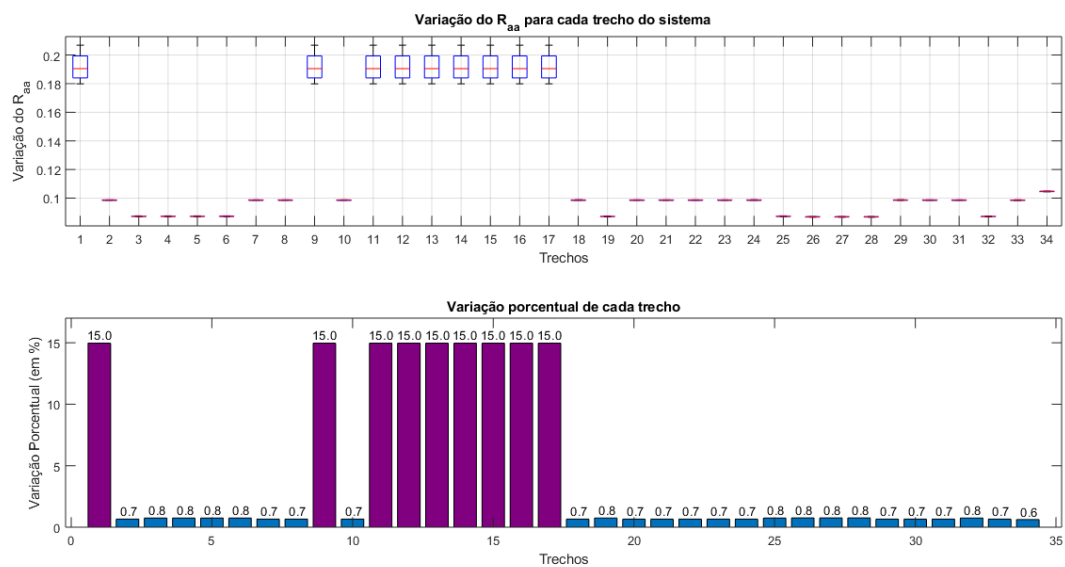
Figura 36: Resistência e indutância própria da torre aterrada (lado esquerdo) e isolada (lado direito) por unidade de comprimento em função da flecha da catenária



Fonte: Elaborado pelo autor

Nota-se que para as linhas isoladas a variação é muito pequena quando comparado com as aterradas. Ou seja, as correções de Carson influenciam pouco em relação à incorporação do efeito dos para-raios. Vale mencionar que as linhas de 500 kV foram ligeiramente mais sensíveis que as linhas de 345 kV isoladas. Além de que os valores dos casos aterrados serem aproximadamente 2x maiores que os isolados, de novo pela incorporação dos cabos-guarda.

Figura 37: Variação da resistência própria por comprimento para cada trecho do sistema em função da flecha da catenária [ $\Omega/km$ ]

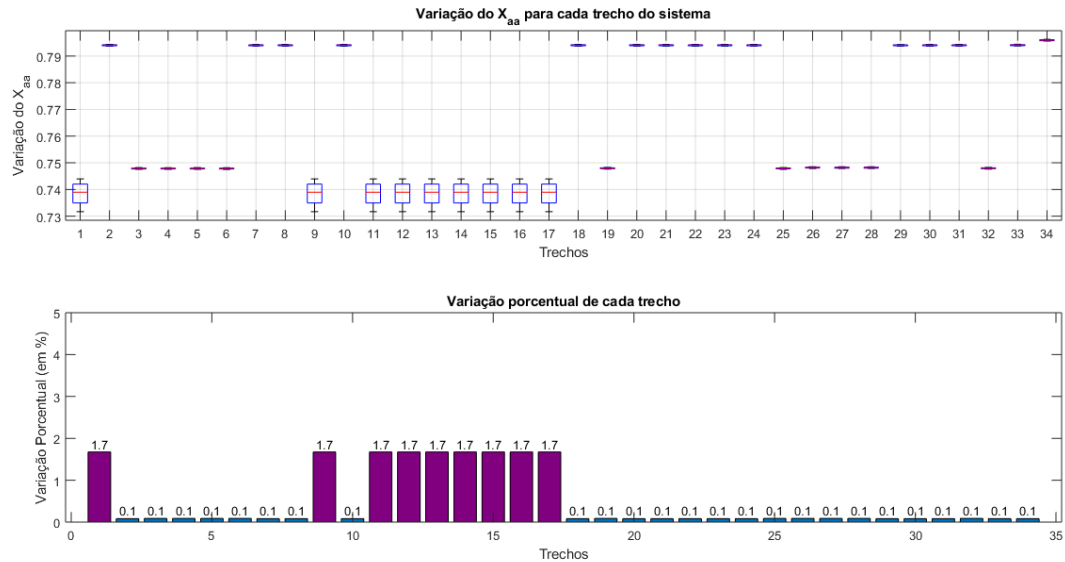


Fonte: Elaborado pelo autor

O mesmo pode ser percebido para o caso das reatâncias próprias por quilômetro. As linhas aterradas, novamente, são mais sensíveis e destaca-se os valores superiores das linhas

de 345 kV quando comparados com o restante do sistema, justamente pelo fato do tipo de condutor utilizado nestas regiões. Porém, o nível de tensão não interferiu na sensibilidade.

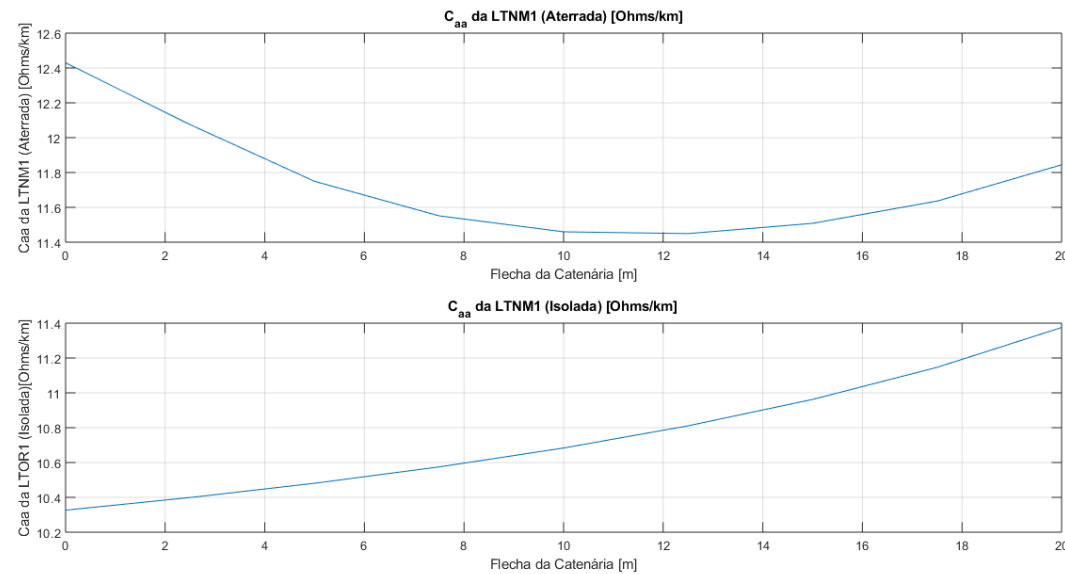
Figura 38: Variação da indutância própria por comprimento para cada trecho do sistema em função da flecha da catenária [ $\Omega/km$ ]



Fonte: Elaborado pelo autor

Como esperado, a capacitância por quilômetro aumentou com a variação da flecha da catenária nas linhas isoladas. Analisando o caso aterrado, observa-se uma curva num formato similar a uma parábola, demonstrando um comportamento decrescente até o ponto na qual a flecha atinge 12 metros, após isso apresenta um movimento de aumento da capacitância própria por quilômetro.

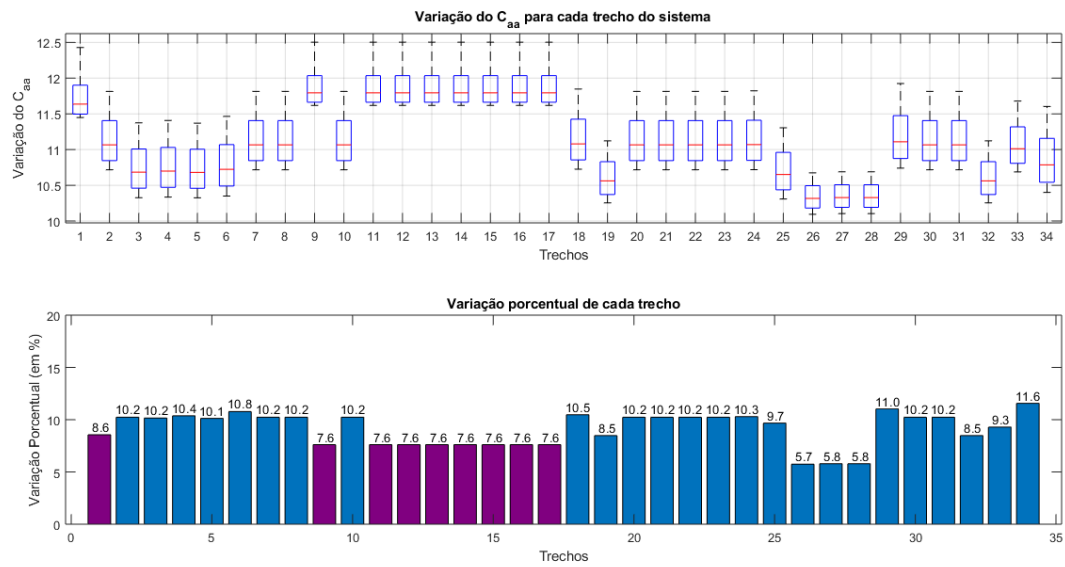
Figura 39: Capacitância própria por comprimento da torre aterrada (parte superior) e a isolada (parte inferior) em função da flecha da catenária



Fonte: Elaborado pelo autor

Constata-se que não há uma correlação perceptível entre o nível de tensão e a sensibilidade do sistema. Outra informação é que as linhas aterradas têm valores maiores de capacitância própria por quilômetro do que as linhas isoladas. Contudo, na maioria das vezes, as linhas aterradas foram menos sensíveis à variação com exceção das linhas 26,27 e 28.

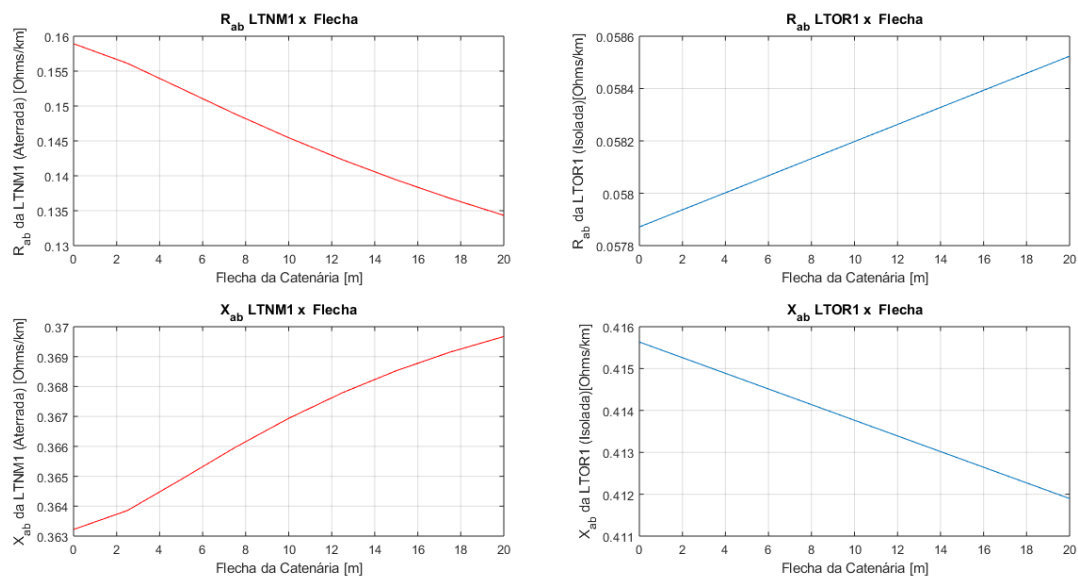
Figura 40: Variação da capacitância própria por comprimento para cada trecho do sistema em função da flecha da catenária [ $\Omega/km$ ]



Fonte: Elaborado pelo autor

Os mesmos resultados obtidos para a resistência e indutância própria por comprimento podem ser observados nesta figura acima. De novo, a variação que ocorre na linha isolada é devido a correção de Carson. Na linha aterrada, a contribuição para a variação acontece pela incorporação dos cabos-guarda.

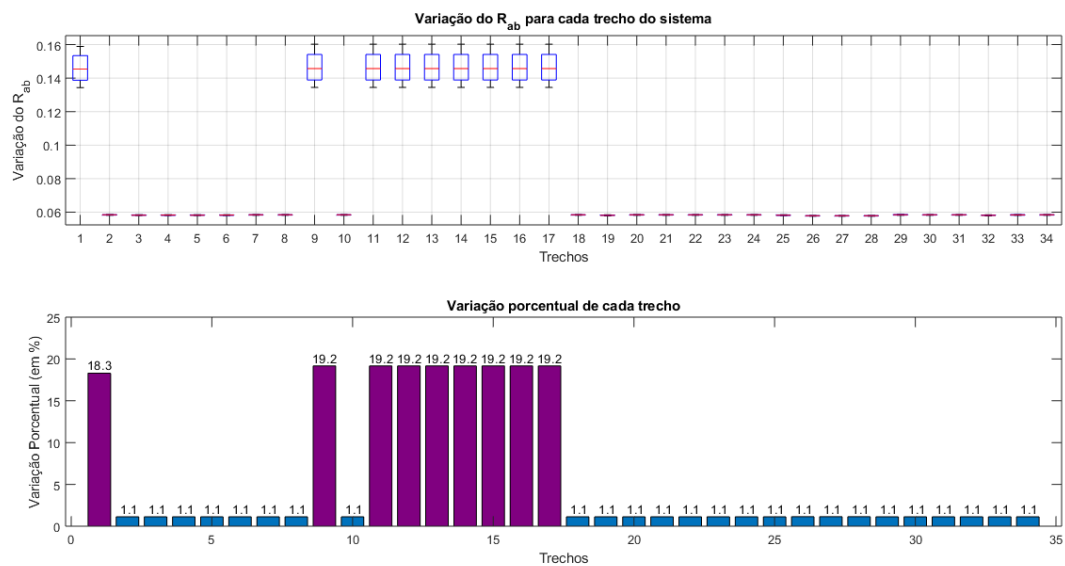
Figura 41: Resistência e indutância mútua da torre aterrada (lado esquerdo) e isolada (lado direito) por unidade de comprimento em função da flecha da catenária



Fonte: Elaborado pelo autor

Mesmo comportamento do caso da resistência própria por quilômetro. Porém, o caso da resistência mútua por quilômetro apresentou uma maior sensibilidade a variação. Além de que o nível de tensão não interferiu na sensibilidade.

Figura 42: Variação da resistência mútua por comprimento para cada trecho do sistema em função da flecha da catenária [ $\Omega/km$ ]

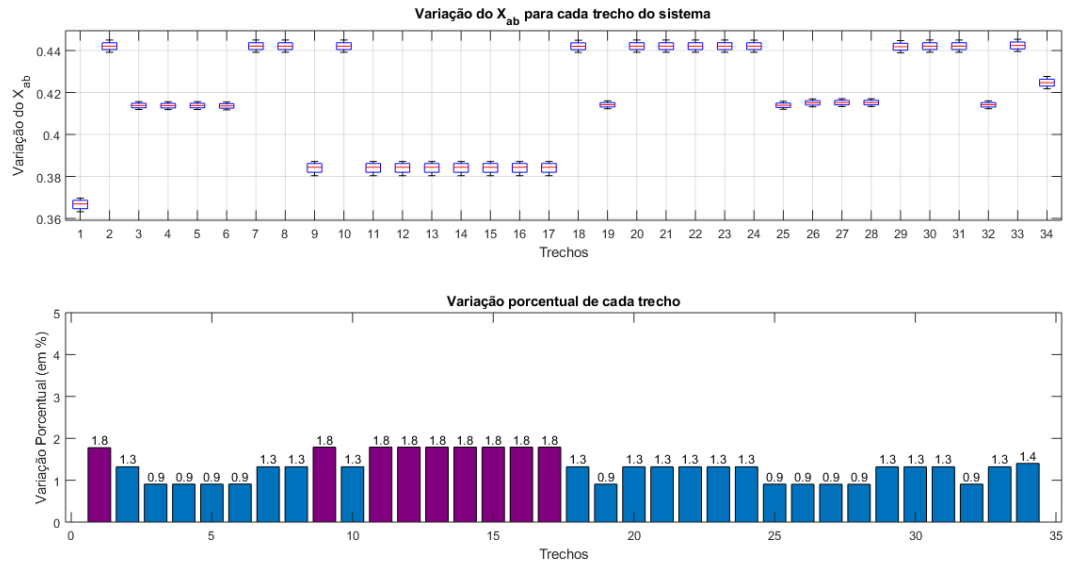


Fonte: Elaborado pelo autor

Verifica-se que no caso mútuo, o nível de tensão influencia no valor da reatância mútua por quilômetro e na sensibilidade na variação da flecha da catenária, sendo que as linhas com nível de tensão de 345 kV foram mais sensíveis que as linhas de 500kV. No entanto, o aterramento dos cabos-guarda também interferem no valor da reatância mútua por quilômetro e

apresentam a maior sensibilidade do sistema com relação a variação da flecha da catenária. Vale mencionar que o caso mútuo foi mais sensível a essa variação.

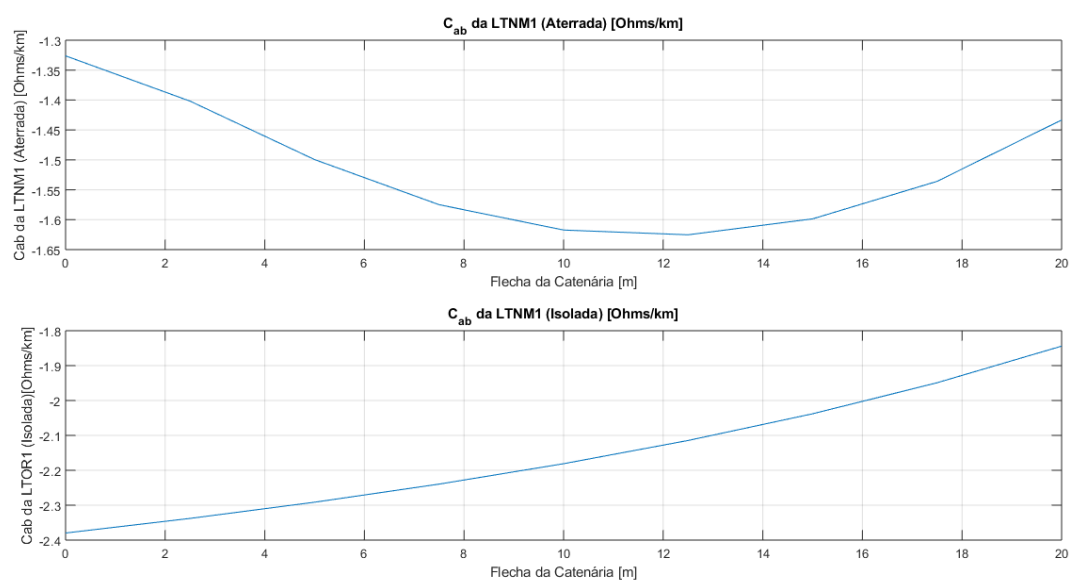
Figura 43: Variação da indutância mútua por comprimento para cada trecho do sistema em função da flecha da catenária [ $\Omega/km$ ]



Fonte: Elaborado pelo autor

Pode-se observar pela figura abaixo um resultado similar ao caso da capacitância própria por quilômetro.

Figura 44: Capacitância mútua por comprimento da torre aterrada (parte superior) e a isolada (parte inferior) em função da flecha da catenária

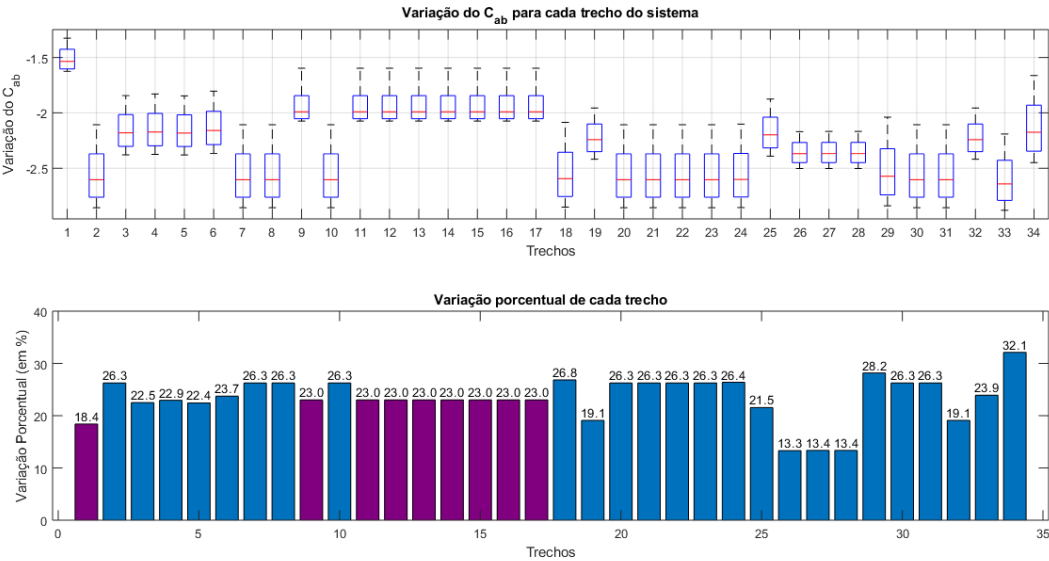


Fonte: Elaborado pelo autor

Repara-se que o caso da capacitância mútua por quilômetro é mais sensível à variação da flecha da catenária do que o caso da capacitância própria por quilômetro.



Figura 45: Variação da capacitância mútua por comprimento para cada trecho do sistema em função da flecha da catenária [ $\Omega/km$ ]



Fonte: Elaborado pelo autor

### 6.2.4 Análises finais

Diante dessas simulações, foi montada a tabela a seguir na qual faz-se um comparativo de sensibilidades entre os parâmetros próprios e mútuos, sendo que foi demarcado com um "x" o caso mais sensível entre os dois e com um "-" as regiões que não foram afetadas com as variações.

Tabela 5: Comparativo de sensibilidades entre os parâmetros próprios e mútuos

		Própria	Mútua
Resistência por comprimento	Resistividade do solo		x
	Temperatura	x	-
	Flecha da catenária		x
Reatância por comprimento	Resistividade do solo		x
	Temperatura	-	-
	Flecha da catenária		x
Capacitância por comprimento	Resistividade do solo	-	-
	Temperatura	-	-
	Flecha da catenária		x

Fonte: Elaborado pelo autor

Pode-se observar que os parâmetros mútuos foram mais sensíveis na maioria das simulações, exceto no caso da resistência por comprimento variando a temperatura.

Agora, criou-se a figura a seguir para analisar qual fator foi o mais sensível em todas as análises. Para isso, colocou-se "1" no mais sensível, "2" no segundo mais sensível e "3" no terceiro mais sensível. Os parâmetros analisados foram trechos isolados de 345 kV, trechos de 500 kV e trechos aterrados. Vale comentar que não foi considerada a análise para as capacitâncias por quilômetro por dois motivos. O primeiro é que no caso da resistividade

do solo e da temperatura, tal parâmetro não sofreu influência da variação. Segundo motivo é que não foi possível identificar um padrão perceptível para o caso da flecha da catenária.

Tabela 6: Comparativo de sensibilidades entre os parâmetros próprios e mútuos

		Própria			Mútua		
		345 kV	500 kV	Aterrado	345 kV	500 kV	Aterrado
<b>Resistência por comprimento</b>	Resistividade do solo	3	2	<b>1</b>	3	2	<b>1</b>
	Temperatura	<b>1</b>	2	3	-	-	-
	Flecha da catenária	3	2	<b>1</b>	2	2	<b>1</b>
<b>Reatância por comprimento</b>	Resistividade do solo	3	2	<b>1</b>	3	2	<b>1</b>
	Temperatura	-	-	-	-	-	-
	Flecha da catenária	2	2	<b>1</b>	2	3	<b>1</b>

Fonte: Elaborado pelo autor

Com isso, plotou a figura a seguir, que demonstra que os trechos aterrados foram os que mais variaram na maioria das simulações, sendo 8 vezes o mais sensível de 12 análises.

Figura 46: Gráfico do resultado do comparativo de sensibilidades



Fonte: Elaborado pelo autor

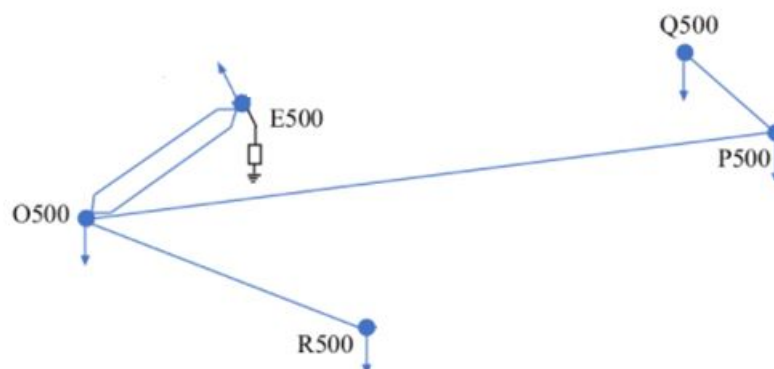
### 6.3 EXEMPLO DE APLICAÇÃO E ANÁLISE ESTÁTICA DO SISTEMA MODELADO

Nesta subseção serão demonstrados os resultados dos cálculos de fluxo de potência e um comparativo simples do modelo assimétrico e simétrico. Desta forma teremos uma aplicação do objeto de estudo em regime permanente e, por conseguinte, a validação da modelagem assimétrica.

Para isso foram considerados dois cenários. O primeiro a partir das componentes simétricas calculadas na seção 4 e que foram conferidas com os documentos-base fornecidos pelo engenheiro. E, o segundo, com base nos parâmetros extraídos da análise assimétrica.

Delimitou-se, para esta análise, uma micro-região, conforme a figura a seguir, na qual será executado o fluxo de potência.

Figura 47: Micro-região analisada



Fonte: Elaborado pelo engenheiro Renato de Oliveira

E então, para uma mesma condição de carga, foram analisados as magnitudes e ângulos de fase das tensões nodais para o caso simétrico (componentes simétricas) e assimétrico (trifásico), através de simulações no Estimador do LACOSEP (*software* desenvolvido na Escola de Engenharia de São Carlos), de acordo com as tabelas abaixo.

Tabela 7: Tensões fase-neutro, tensões fase-fase e ângulos para o caso simétrico

Tensão Fase-Neutro								
Vbase (V)	Barra	Barra	Va	Teta a	Vb	Teta b	Vc	Teta c
288675.135	5015	O500	1.086	-23.866	1.086	-143.866	1.086	96.134
288675.135	5216	P500	1.065	-31.810	1.065	-151.810	1.065	88.190
288675.135	5018	R500	1.065	-30.514	1.065	-150.514	1.065	89.486
288675.135	5017	Q500	1.070	-37.488	1.070	-157.488	1.070	82.512
288675.135	5005	E500	1.069	-17.552	1.069	-137.552	1.069	102.448
Tensão Fase-Fase								
Vbase (V)	Barra	Barra	Vab	Teta ab	Vbc	Teta bc	Vca	Teta ca
288675.135	5015	O500	1.880	6.134	1.880	-113.866	1.880	126.134
288675.135	5216	P500	1.845	-1.810	1.845	-121.810	1.845	118.190
288675.135	5018	R500	1.845	-0.514	1.845	-120.514	1.845	119.486
288675.135	5017	Q500	1.854	-7.488	1.854	-127.488	1.854	112.512
288675.135	5005	E500	1.852	12.448	1.852	-107.552	1.852	132.448

Fonte: Elaborado pelo engenheiro Renato de Oliveira

Tabela 8: Tensões fase-neutro e ângulos para o caso assimétrico

Tensão Fase-Neutro								
Vbase (V)	Barra	Barra	Va	Teta a	Vb	Teta b	Vc	Teta c
288675.135	5015	O500	1.082	-23.865	1.088	-144.094	1.084	96.200
288675.135	5216	P500	1.065	-31.810	1.065	-151.810	1.065	88.190
288675.135	5018	R500	1.062	-30.608	1.069	-150.528	1.064	89.557
288675.135	5017	Q500	1.071	-37.538	1.077	-157.262	1.069	82.507
288675.135	5005	E500	1.065	-17.685	1.072	-138.186	1.068	102.415
288675.135	54151611	OP1-1_500	1.079	-25.239	1.087	-145.355	1.086	94.853
288675.135	54151612	OP1-2_500	1.075	-27.765	1.087	-147.933	1.076	92.197
288675.135	54151613	OP1-3_500	1.073	-30.489	1.071	-150.545	1.068	89.591
288675.135	54151811	OR1-1_500	1.078	-25.222	1.087	-145.331	1.086	94.893
288675.135	54151812	OR1-2_500	1.074	-27.254	1.088	-147.381	1.076	92.811
288675.135	54151813	OR1-3_500	1.070	-29.519	1.075	-149.499	1.067	90.701
288675.135	54150511	OE1-1_500	1.085	-22.829	1.090	-143.126	1.083	97.264
288675.135	54150512	OE1-2_500	1.078	-20.890	1.092	-141.198	1.081	99.176
288675.135	54150513	OE1-3_500	1.069	-18.813	1.078	-139.187	1.077	101.402
288675.135	54161711	PQ1-1_500	1.066	-32.825	1.070	-152.681	1.069	87.244
288675.135	54161712	PQ1-2_500	1.069	-34.682	1.078	-154.523	1.068	85.281
288675.135	54161713	PQ1-3_500	1.073	-36.585	1.075	-156.394	1.068	83.459

Fonte: Elaborado pelo engenheiro Renato de Oliveira

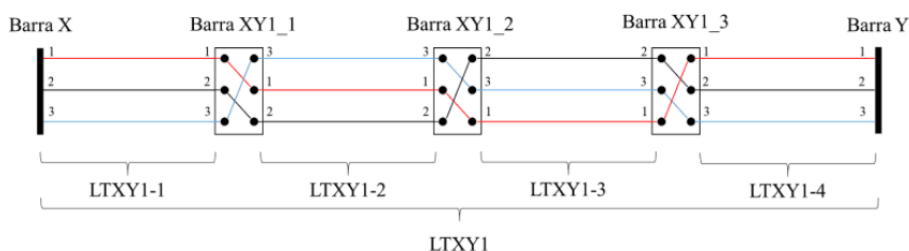
Tabela 9: Tensões fase-fase e ângulos para o caso assimétrico

Tensão Fase-Fase								
Vbase (V)	Barra	Barra	Vab	Teta ab	Vbc	Teta bc	Vca	Teta ca
288675.135	5015	O500	1.882	6.109	1.879	-114.002	1.877	126.134
288675.135	5216	P500	1.845	-1.810	1.845	-121.810	1.845	118.190
288675.135	5018	R500	1.844	-0.455	1.846	-120.567	1.842	119.443
288675.135	5017	Q500	1.857	-7.302	1.861	-127.501	1.853	112.512
288675.135	5005	E500	1.855	12.181	1.848	-107.944	1.848	132.307
288675.135	54151611V	OP1-1_500	1.876	4.822	1.880	-115.256	1.876	124.693
288675.135	54151612V	OP1-2_500	1.874	2.327	1.872	-118.029	1.863	122.200
288675.135	54151613V	OP1-3_500	1.858	-0.543	1.851	-120.531	1.855	119.631
288675.135	54151811V	OR1-1_500	1.877	4.861	1.880	-115.241	1.875	124.720
288675.135	54151812V	OR1-2_500	1.873	2.894	1.872	-117.457	1.863	122.738
288675.135	54151813V	OR1-3_500	1.857	0.566	1.853	-119.510	1.853	120.626
288675.135	54150511V	OE1-1_500	1.886	7.091	1.878	-113.027	1.879	127.244
288675.135	54150512V	OE1-2_500	1.882	9.164	1.878	-111.167	1.871	129.089
288675.135	54150513V	OE1-3_500	1.863	11.140	1.861	-108.911	1.861	131.173
288675.135	54161711V	PQ1-1_500	1.849	-2.678	1.854	-122.737	1.850	117.154
288675.135	54161712V	PQ1-2_500	1.858	-4.459	1.860	-124.773	1.850	115.308
288675.135	54161713V	PQ1-3_500	1.859	-6.463	1.857	-126.575	1.855	113.519

Fonte: Elaborado pelo engenheiro Renato de Oliveira

Vale destacar que a nomenclatura "XY1 – número\_500" no caso assimétrico representa a barra do trecho de transposição da linha. Por exemplo, OP1 – 1\_500 representa a primeira barra fictícia do trecho de transposição da linha 'LTOP' (veja figura abaixo).

Figura 48: Representação de linha transposta

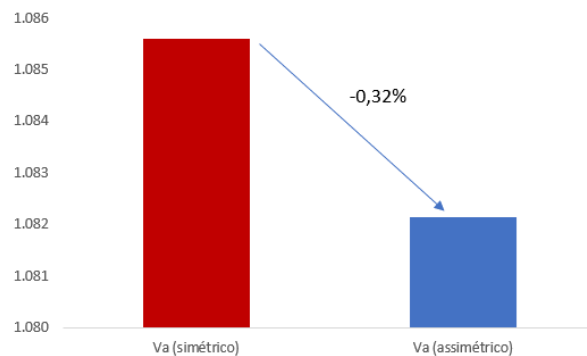


Fonte: Elaborado pelo engenheiro Renato de Oliveira

Agora, para melhor ilustrar a comparação, dispõe-se abaixo de uma representação visual considerando, como exemplo, a tensão  $V_a$  da barra O500 para os casos simétrico e assimétrico,

conforme destacado na figura a baixo. Percebe-se que os valores se diferenciaram com uma ligeira variação percentual.

Figura 49: Tensões  $V_a$  para caso simétrico e assimétrico da barra O500



Fonte: Elaborado pelo autor

Sendo assim, analisando as figuras, pode-se verificar que os resultados dos dois cenários convergiram e tiveram valores próximos. Assim, nesta seção, é possível validar a modelagem trifásica desenvolvida neste trabalho, comparando-a com a modelagem simétrica que já foi verificada pelos documentos-base. Resumindo, neste capítulo houve uma validação inicial dos parâmetros, analisando as constantes quilométricas do modelo simétrico e confrontando com valores dos documentos oficiais. Passado esta etapa, houve a validação final por meio da análise estática que contrapôs os dois modelos analisados. Nota-se, pela última etapa, que a diferença entre os resultados é proveniente do tipo de análise de cada simulação. O caso assimétrico apresenta o benefício de um maior nível de precisão pelo motivo de não utilizar-se da aproximação do modelo de sequência positiva que é usualmente aplicado na literatura. Outro benefício é apresentar os valores dos parâmetros em cada trecho de transposição, que é uma informação importante para implantação de técnicas de localização de faltas em tempo real. Por fim, este exemplo de aplicação possibilitou mostrar a necessidade de uma modelagem trifásica assimétrica, destacando a importância deste trabalho nos estudos de análise estática.



## 7 CONCLUSÃO

Diante de uma crescente demanda de energia no Brasil, torna-se imprescindível um planejamento adequado das linhas de transmissão para que haja qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica. Para alcançar tal objetivo, é fundamental a utilização de ferramentas computacionais para gerar modelos que caracterizem o comportamento da rede.

Frente a este cenário, este trabalho de conclusão de curso, através do objetivo inicial que guiou toda análise, levantou um modelo trifásico para obter um maior nível de detalhamento através dos dados construtivos reais do sistema de transmissão estudado. E então, comparou os resultados desse estudo com os valores da modelagem simétrica com o propósito de validar o modelo desenvolvido.

Vale destacar, que um passo essencial na modelagem foi reconhecer quais eram as linhas aterradas e isoladas, pois o fato de se considerar os para-raios influencia significativamente os parâmetros elétricos

Neste sentido, realizaram-se diversas análises de sensibilidade dos parâmetros quilométricos assimétricos de uma linha de transmissão trifásica, variando-se a resistividade do solo, temperatura dos condutores e a flecha da catenária. A variação destes fatores resultou em mudanças consideráveis nos parâmetros da modelagem estática das linhas de transmissão, devido principalmente à Redução de Kron que acrescenta o efeito dos cabos-guarda na matriz dos condutores e pelas correções de Carson provenientes da corrente de retorno pelo solo. De forma genérica, os trechos com os para-raios aterrados foram os mais sensíveis às análises, o que é esperado visto que os trechos isolados não possuem correntes induzidas nos cabos-guarda.

Em linhas gerais, os resultados obtidos estiveram dentro do esperado pelos fundamentos teóricos e ainda foram validados através da análise estática, do sistema modelado, acompanhada pelo engenheiro responsável da empresa.

Averiguando os resultados obtidos pelas simulações computacionais no MATLAB, observa-se o seguinte:

- Os para-raios aterrados influenciam os parâmetros das linhas de transmissão.
- Os parâmetros mútuos são, em geral, mais sensíveis às análises do que os próprios.
- O nível de tensão influencia, em geral, os parâmetros das linhas de transmissão.

O estudo viabilizou um aprofundamento dos cálculos da linha de transmissão e mapeamento da região que servirá como base para elaboração de um artigo científico para ser encaminhado para algum congresso da área.

Vale comentar o quanto que este trabalho foi disruptivo e fugiu do senso comum por se utilizar da análise assimétrica dos parâmetros das linhas de transmissão. Assim, destaca-se as possíveis aplicações deste trabalho:

- Estimação de Estado e operação em tempo real.

- Localização de faltas em tempo real.
- Análise de estabilidade de redes elétricas.
- Avaliação de desbalanço e qualidade da energia.

Por fim, como sugestão de desenvolvimento de trabalhos futuros é interessante analisar mais a fundo os resultados das linhas aterradas e entender as possíveis explicações físicas para esses comportamentos "anômalos". Além de buscar uma análise de sensibilidade variando-se outros parâmetros como, por exemplo, a frequência da rede, nível de tensão, número de condutores por fase, etc.





## 8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL: **"Por Dentro Da Conta De Luz"**, 7. ed. Brasília - DF, 2016.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica**. Ano base: 2013. Rio de Janeiro, 2014.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Brasília - DF, 2017.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional (BEN)**, Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>. Acesso em: 30, jun. 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021**, Brasília, 2012. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2021>. Acesso em: 30, jun. 2021.

CARVALHO, R. V. **Monitoramento Térmico de Linhas de Transmissão**. Orientador: Dr. Marlio J. do C. Bonfim. 2017. 93 p. Tese de Mestrado. Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, da Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2017.

DE PAULA, G. R. **Modelagem e Análise Estática de um Alimentador Real da CPFL Paulista** Orientador: Dr. João Bosco Augusto London Jr. 2016. 98 p. TCC (Graduação)- Curso de Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.

FINKLER, A.; FINKLER, D.; CASTRO, J.; MIKE, T. **Relação do crescimento econômico e consumo de energia elétrica**. Seminário de Iniciação Científica da UNIJUÍ, Ijuí, Rio Grande do Sul, Brasil, 2016.

FUCHS, R. D. **Transmissão de Energia Elétrica: Linhas Aéreas**. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 1977a. 280 p. 1 v.

FUCHS, R. D. **Transmissão de Energia Elétrica: Linhas Aéreas**. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 1977b. 588 p. 2 v.

GHAEDI, A.; GOLSHAN, M. E. H.; SANAYE-PASAND, M. **Transmission line fault location based on three-phase state estimation framework considering measurement chain error model**, Electric Power Systems Research, vol. 178, 2020.

HEBLING, G. M.; MASSIGNAN, J.A.D.; LONDON JR, J.B.A., CAMILLO, M.H.M. **Sparse and numerically stable implementation of a distribution system state estimation based on Multifrontal QR factorization**. Electric Power Systems Research, vol. 189, 2020

IEA [International Energy Agency]. **Key World Energy Statistics**. Paris: IEA, 2005.

KAGAN, Nelson; OLIVEIRA, Carlos César Barioni de; ROBBA, Ernesto João. **Introdução**

**aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica.** 1. ed. São Paulo: Blücher, 2005. 328 p.

KINDERMANN, G. **Curto-Circuito.** 2. ed. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997. 214 p.

MENEZES, V. P. **Linhas de Transmissão de Energia Elétrica: Aspectos Técnicos, Orçamentários e Construtivos.** Orientador: Antônio Carlos Siqueira de Lima. 2015. 77 p. TCC (Graduação)- Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

MOURA, A. P.; MOURA, A. A. F.; ROCHA, E. P. **Transmissão de Energia Elétrica em Corrente Alternada.** Fortaleza: Edições UFC, 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS, **O Operador Nacional do Sistema Elétrico e os Procedimentos de Rede: Visão Geral,** 2008.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS, **Mapa do Sistema de Transmissão - Horizonte 2024,** 2019.

STEVENSON, W. D. **Elementos de Análise de Sistemas de Potência.** 2. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 1986. 458 p.

WILHER, Vitor. Consumo de Energia e Crescimento do PIB. **Análise Macro.** 9 abr. 2020. Blog. Disponível em: <https://analisemacro.com.br/economia/macroeconometria/consumo-de-energia-e-crescimento-do-pib/>. Acesso em: 24, jun. 2021.



## 9 ANEXOS

### 9.1 APÊNDICE A - TABELAS EXCEL

Tabela 10: Dados de projeto da área modelada parte 1

TRECHO	COND/FASE	DIST ENTRE CONDUTORES (mm)	DIAMETRO EXT (cm)
LTNM1	2	457	28,14
LTNM2	2	457	29,59
LTOR1	3	457	29,59
LTOE1	3	457	29,59
LTOE2	3	457	29,59
LTOP1	3	457	29,59
LTRP1	2	457	29,59
LTKI1	2	457	29,59
LTKM1	2	457	28,14
LTKM2	2	457	29,59
LTKJ1	2	457	28,14
LTKL1	2	457	28,14
LTKL2	2	457	28,14
LTKP1	2	457	28,14
LTKP2	2	457	28,14
LTTP1	2	457	28,14
LTTP2	2	457	28,14
LTAF1	2	457	29,59
LTAB1	3	457	29,59
LTHI1	2	457	29,59
LTHI2	2	457	29,59
LTHP1	2	457	29,59
LTHP2	2	457	29,59
LTHG1	2	456	29,59
LTDC1	3	457	29,59
LTDE1	3	457	29,59
LTDE2	3	457	29,59
LTDE3	3	457	29,59
LTDF1	2	457	29,59
LTJI1	2	457	29,59
LTPS1	2	457	29,59
LTPQ1	3	457	29,59
LTFG1	2	457	29,59
LTRT1	2	457	29,59

Tabela 11: Dados de projeto da área modelada parte 2

TRECHO	x_a (m)	y_a (m)	x_b (m)	y_b (m)	x_c (m)	y_c (m)
LTNM1	0,00	23,00	10,60	23,00	21,2	23,00
LTNM2	0,00	23,00	8,40	23,00	16,8	23,00
LTOR1	0,00	24,72	10,60	30,32	21,2	24,72
LTOE1	0,00	24,51	10,60	30,11	21,2	24,51
LTOE2	0,00	24,75	10,60	30,35	21,2	24,75
LTOP1	0,00	24,16	10,60	29,76	21,2	24,16
LTRP1	0,00	23,00	8,40	23,00	16,8	23,00
LTKI1	0,00	23,00	8,40	23,00	16,8	23,00
LTKM1	0,00	23,00	8,40	23,00	16,8	23,00
LTKM2	0,00	23,00	8,40	23,00	16,8	23,00
LTkJ1	0,00	23,00	8,40	23,00	16,8	23,00
LTkL1	0,00	23,00	8,40	23,00	16,8	23,00
LTkL2	0,00	23,00	8,40	23,00	16,8	23,00
LTkP1	0,00	23,00	8,40	23,00	16,8	23,00
LTkP2	0,00	23,00	8,40	23,00	16,8	23,00
LTTP1	0,00	23,00	8,40	23,00	16,8	23,00
LTTP2	0,00	23,00	8,40	23,00	16,8	23,00
LTAF1	0,00	22,82	8,40	22,82	16,8	22,82
LTAB1	0,00	26,57	10,62	32,18	21,2	26,57
LTHI1	0,00	23,00	8,40	23,00	16,8	23,00
LTHI2	0,00	23,00	8,40	23,00	16,8	23,00
LTHP1	0,00	23,00	8,40	23,00	16,8	23,00
LTHP2	0,00	23,00	8,40	23,00	16,8	23,00
LTHG1	0,00	22,96	8,40	22,96	16,8	22,96
LTDC1	0,00	25,19	10,60	30,79	21,2	25,19
LTDE1	0,00	31,41	10,71	37,01	21,4	31,41
LTDE2	0,00	31,25	10,63	36,95	21,2	31,25
LTDE3	0,00	31,25	10,63	36,95	21,2	31,25
LTDF1	0,00	22,42	8,40	22,42	16,8	22,42
LTJ11	0,00	23,00	8,40	23,00	16,8	23,00
LTPS1	0,00	23,00	8,40	23,00	16,8	23,00
LTPQ1	0,00	26,57	10,62	32,18	21,2	26,57
LTFG1	0,00	23,81	8,40	23,81	16,8	23,81
LTRT1	0	23,00	10,60	23,00	21,2	23,00

Tabela 12: Dados de projeto da área modelada parte 3

TRECHO	TIPO/BITOLA	Rcc (ohms/km)	AT/IS	TORRE
LTNM1	Drake 795 MCM	0,0390	AT	A1
LTNM2	Rail 954 MCM	0,0332	IS	A21
LTOR1	Rail 954 MCM	0,0221	IS	A51
LTOE1	Rail 954 MCM	0,0221	IS	A51
LTOE2	Rail 954 MCM	0,0221	IS	A51
LTOP1	Rail 954 MCM	0,0221	IS	A51
LTRP1	Rail 954 MCM	0,0332	IS	A31
LTKI1	Rail 954 MCM	0,0332	IS	A21
LTKM1	Drake 795 MCM	0,0390	AT	A1
LTKM2	Rail 954 MCM	0,0332	IS	A21
LTKJ1	Drake 795 MCM	0,0390	AT	A1
LTKL1	Drake 795 MCM	0,0390	AT	A
LTKL2	Drake 795 MCM	0,0390	AT	A
LTKP1	Drake 795 MCM	0,0390	AT	A
LTKP2	Drake 795 MCM	0,0390	AT	A
LTPP1	Drake 795 MCM	0,0390	AT	A1
LTPP2	Drake 795 MCM	0,0390	AT	A1
LTAf1	Rail 954 MCM	0,0332	IS	A31
LTAB1	Rail 954 MCM	0,0221	IS	A51
LTHI1	Rail 954 MCM	0,0332	IS	A21
LTHI2	Rail 954 MCM	0,0332	IS	A21
LTHP1	Rail 954 MCM	0,0332	IS	A21
LTHP2	Rail 954 MCM	0,0332	IS	A21
LTHG1	Rail 954 MCM	0,0332	IS	A31
LTDC1	Rail 954 MCM	0,0221	IS	A51
LTDE1	Rail 954 MCM	0,0221	IS	A51
LTDE2	Rail 954 MCM	0,0221	IS	A51
LTDE3	Rail 954 MCM	0,0221	IS	A51
LTDF1	Rail 954 MCM	0,0332	IS	A31
LTJI1	Rail 954 MCM	0,0332	IS	A21
LTPS1	Rail 954 MCM	0,0332	IS	A51
LTPQ1	Rail 954 MCM	0,0221	IS	A51
LTFG1	Rail 954 MCM	0,0332	IS	A31
LTRT1	Rail 954 MCM	0,0332	IS	A1

Tabela 13: Dados de projeto da área modelada parte 4

TRECHO	Para-raio	R_pr (ohms/km)	x1_pr (m)	y1_pr (m)	x2_pr (m)	y2_pr (m)	D_pr (cm)
LTNM1	aço 3/8"	4,19	3,2	33,70	18,00	33,70	9,14
LTNM2		4,19	3,2	33,70	18,00	33,70	9,14
LTOR1	-	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTOE1	-	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTOE2	-	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTOP1	-	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTRP1	-	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTKI1	-	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTKM1	aço 3/8"	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTKM2	-	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTKJ1	aço 3/8"	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTKL1	aço 3/8"	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTKL2	aço 3/8"	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTKP1	aço 3/8"	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTKP2	aço 3/8"	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTPP1	aço 3/8"	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTPP2	aço 3/8"	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTAF1	-	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTAB1	-	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTHI1	-	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTHI2	-	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTHP1	-	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTHP2	-	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTHG1	-	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTDC1	-	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTDE1	-	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTDE2	-	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTDE3	-	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTDF1	-	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTJI1	-	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTPS1	-	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTPQ1	-	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTFG1	-	4,19	3,20	33,70	18,00	33,70	9,14
LTRT1	aço 3/8"	4,19	3,2	33,70	18,00	33,70	9,14



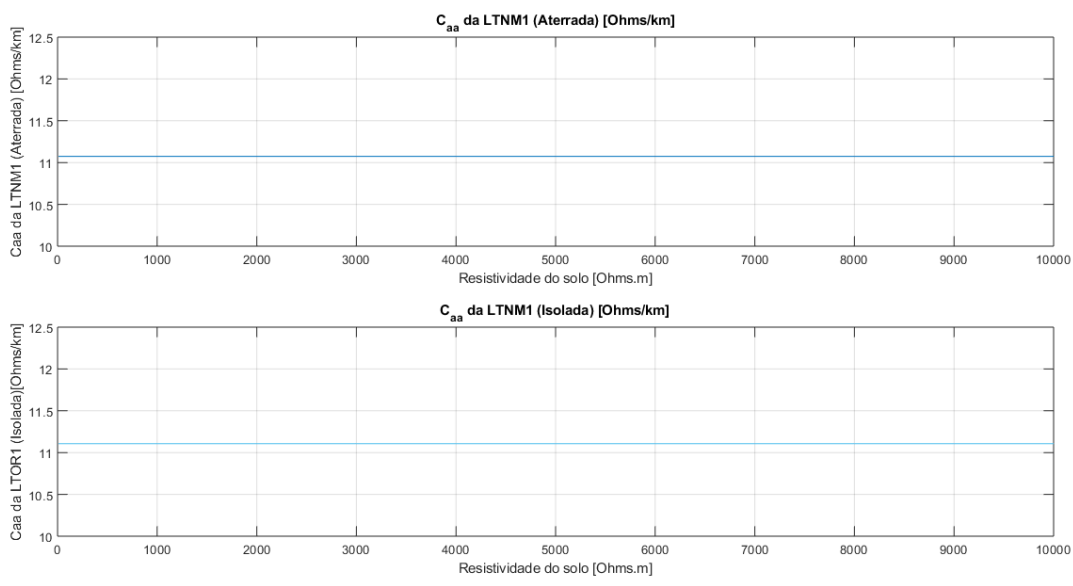
Tabela 14: Dados de projeto da área modelada parte 5

TRECHO	Tensão (kV)	Flecha cond (m)	Flecha pr (m)	RMG	DMG ('s')
LTNM1	345	14	14,52	0,070764972	13,41424301
LTNM2	345	17	14,52	0,072565263	10,64545741
LTOR1	500	17	14,52	0,134006105	14,55839987
LTOE1	500	17	14,52	0,134006105	14,55839987
LTOE2	500	17	14,52	0,134006105	14,55839987
LTOP1	500	17	14,52	0,134006105	14,55839987
LTRP1	345	17	14,52	0,072565263	10,64545741
LTKI1	345	17	14,52	0,072565263	10,64545741
LTKM1	345	14	14,52	0,070764972	10,64241398
LTKM2	345	17	14,52	0,072565263	10,64545741
LTKJ1	345	14	14,52	0,070764972	10,64241398
LTKL1	345	14	14,52	0,070764972	10,64241398
LTKL2	345	14	14,52	0,070764972	10,64241398
LTKP1	345	14	14,52	0,070764972	10,64241398
LTKP2	345	14	14,52	0,070764972	10,64241398
LTPP1	345	14	14,52	0,070764972	10,64241398
LTPP2	345	14	14,52	0,070764972	10,64241398
LTAF1	500	17	14,52	0,072565263	10,64545741
LTAB1	345	17	14,52	0,134006105	14,58636877
LTHI1	345	17	14,52	0,072565263	10,64545741
LTHI2	345	17	14,52	0,072565263	10,64545741
LTHP1	345	17	14,52	0,072565263	10,64545741
LTHP2	345	17	14,52	0,072565263	10,64545741
LTHG1	345	17	14,52	0,072565263	10,64545741
LTDC1	500	17	14,52	0,134006105	14,55839987
LTDE1	500	17	14,52	0,134006105	14,68514595
LTDE2	500	17	14,52	0,134006105	14,62765125
LTDE3	500	17	14,52	0,134006105	14,62765125
LTDF1	345	17	14,52	0,072565263	10,64545741
LTJI1	345	17	14,52	0,072565263	10,64545741
LTPS1	345	17	14,52	0,072565263	10,64545741
LTPQ1	500	17	14,52	0,134006105	14,58636877
LTFG1	345	17	14,52	0,072565263	10,64545741
LTRT1	345	17	14,52	0,072565263	13,41728672

Fonte: Elaborado pelo autor

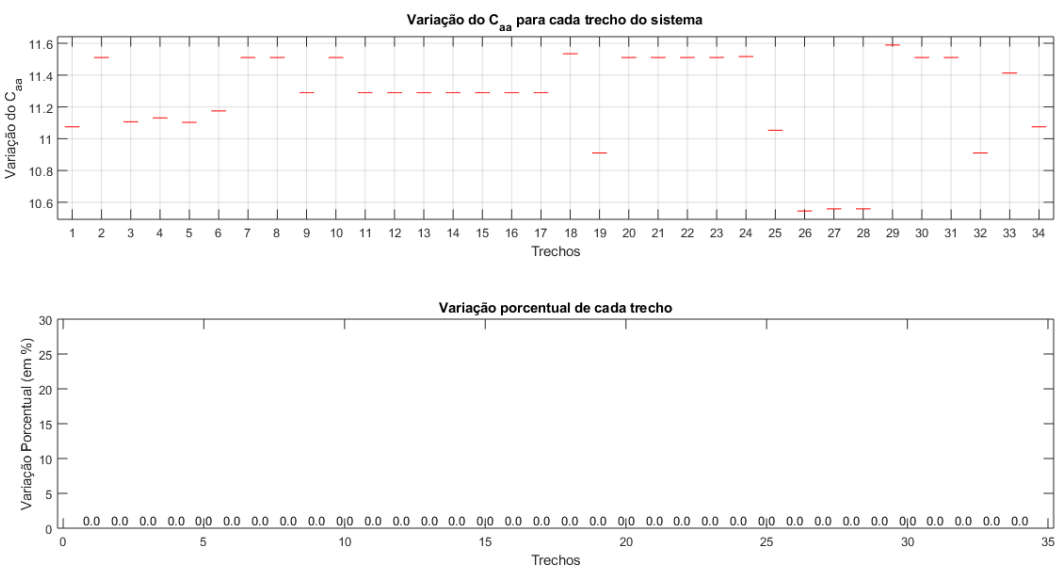
## 9.2 APÊNDICE B - VARIAÇÃO DA RESISTIVIDADE DO SOLO

Figura 50: Capacitância própria por comprimento da torre aterrada (parte superior) e a isolada (parte inferior)



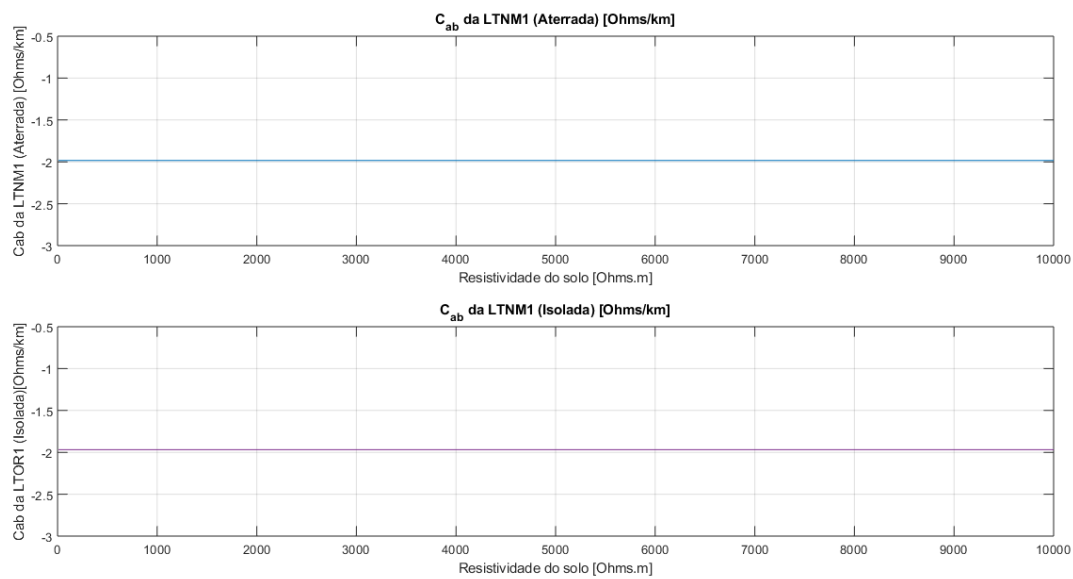
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 51: Variação da capacitância própria por comprimento para cada trecho do sistema [ $\Omega/km$ ]



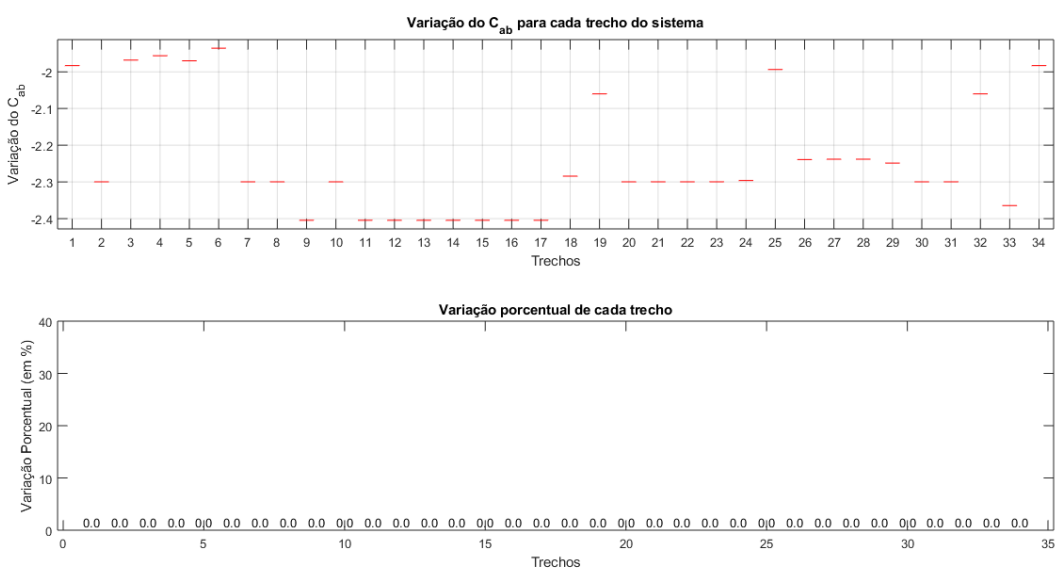
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 52: Capacitância mútua por comprimento da torre aterrada (parte superior) e a isolada (parte inferior)



Fonte: Elaborado pelo autor

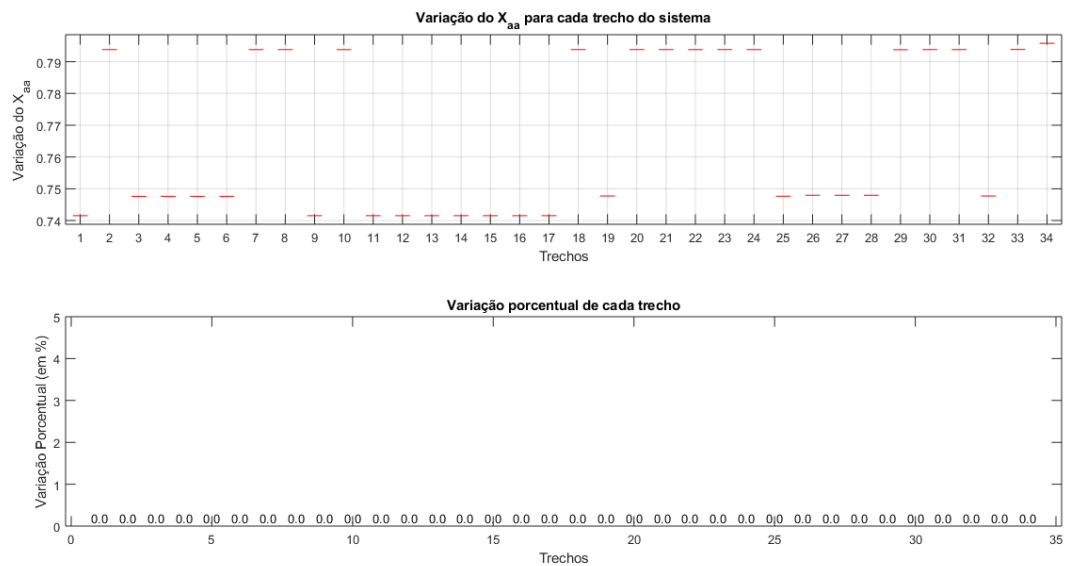
Figura 53: Variação da capacitância mútua por comprimento para cada trecho do sistema [ $\Omega/km$ ]



Fonte: Elaborado pelo autor

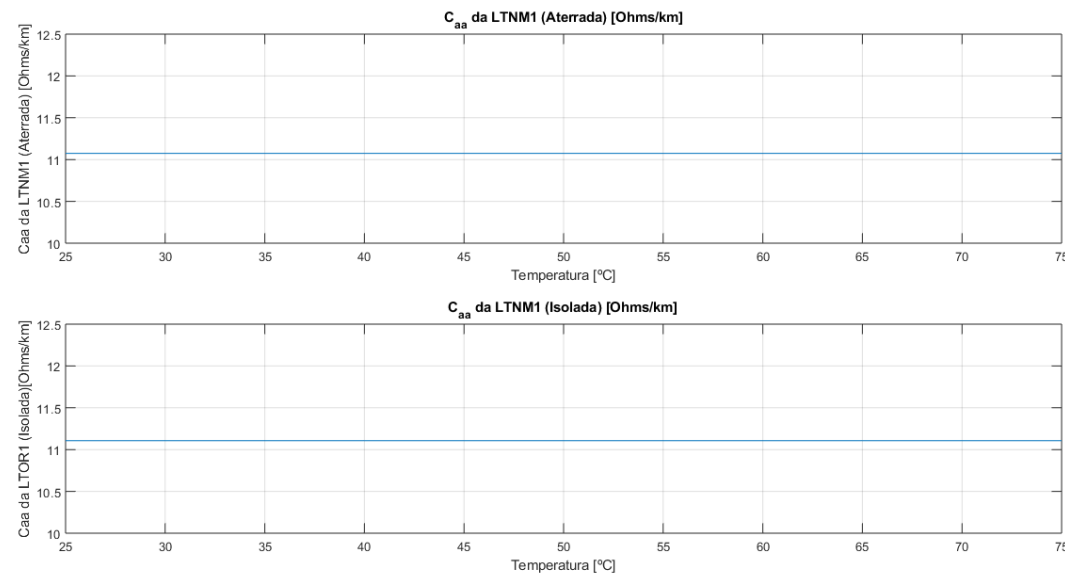
### 9.3 APÊNDICE C - VARIAÇÃO DA TEMPERATURA

Figura 54: Variação da indutância própria por comprimento para cada trecho do sistema em função da temperatura [ $\Omega/km$ ]



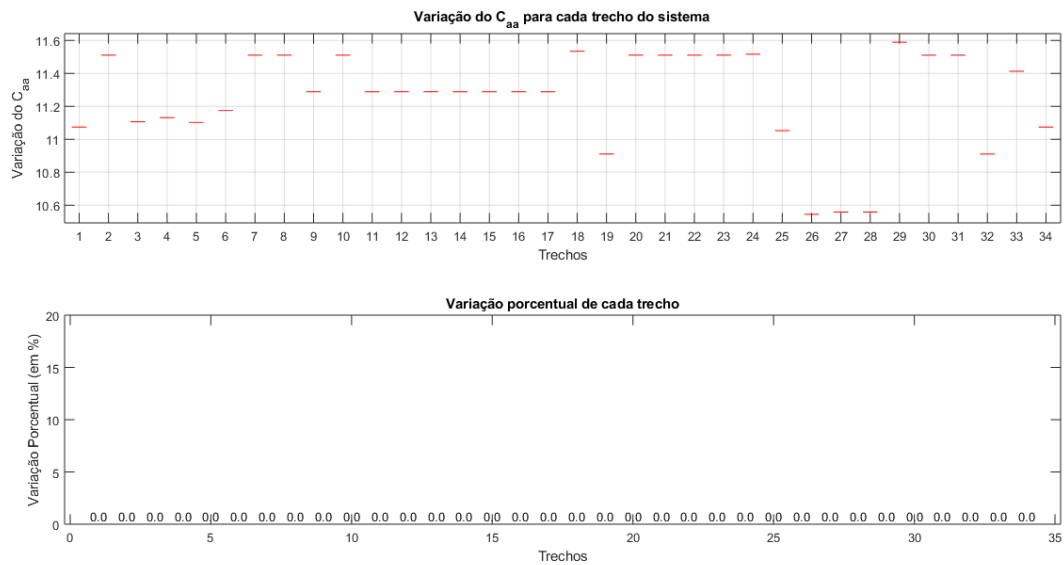
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 55: Capacitância própria por comprimento da torre aterrada (parte superior) e a isolada (parte inferior) em função da temperatura



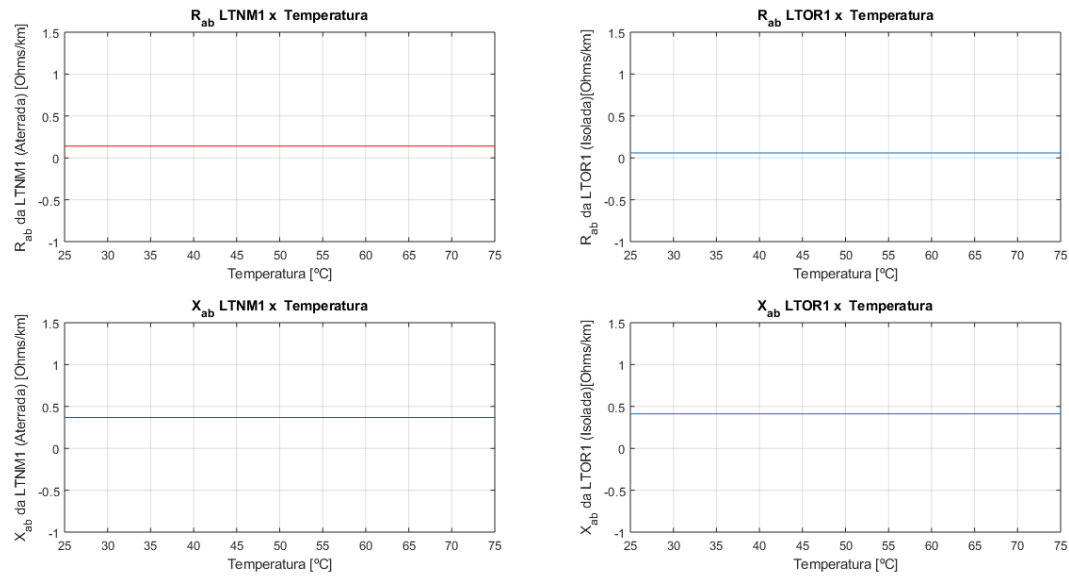
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 56: Variação da capacitância própria por comprimento para cada trecho do sistema em função da temperatura [ $\Omega/km$ ]



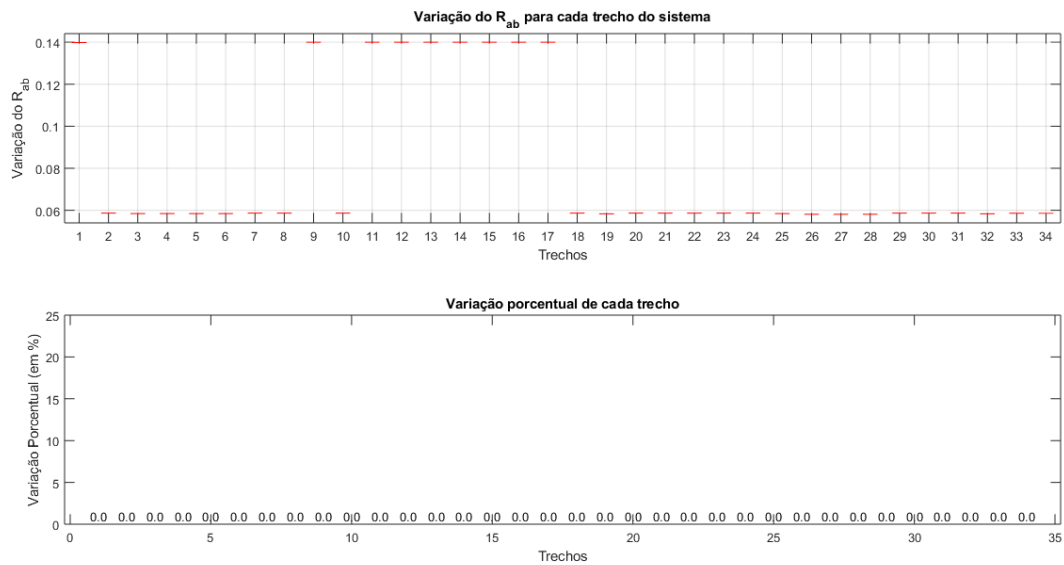
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 57: Resistência e indutância mútua da torre aterrada (lado esquerdo) e isolada (lado direito) por unidade de comprimento em função da temperatura



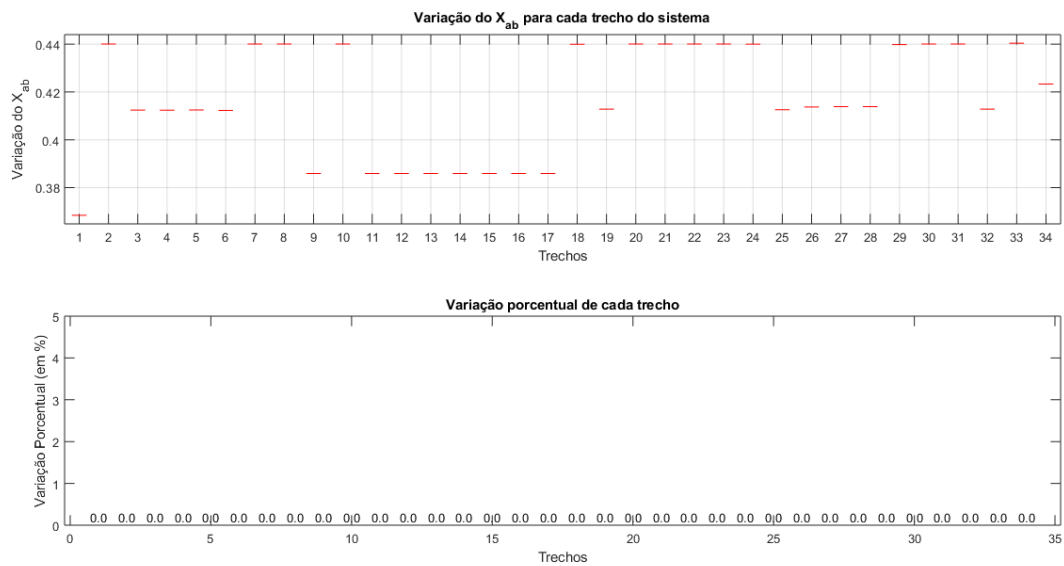
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 58: Variação da resistência mútua por comprimento para cada trecho do sistema em função da temperatura [ $\Omega/km$ ]



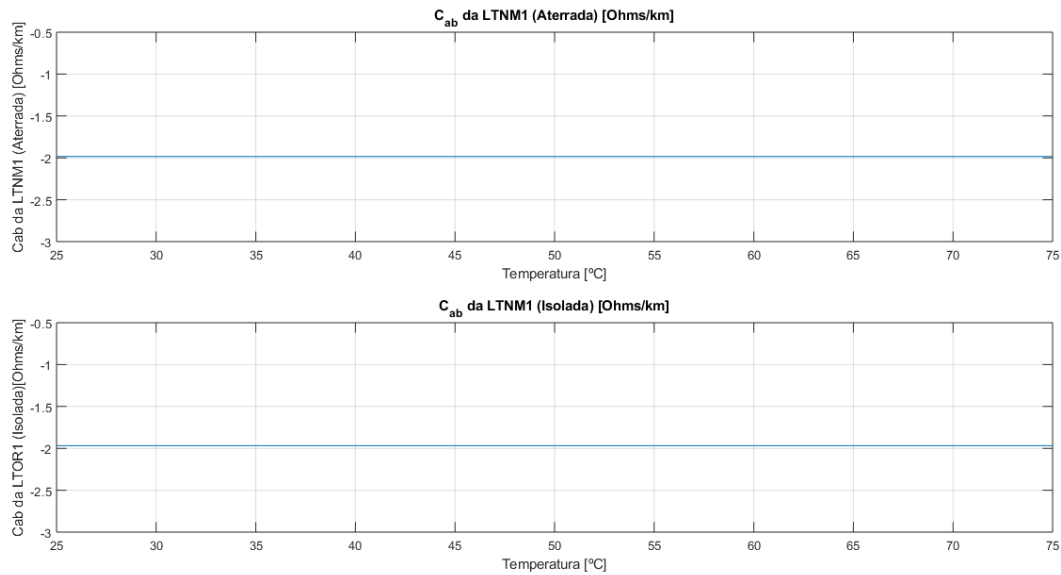
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 59: Variação da indutância mútua por comprimento para cada trecho do sistema em função da temperatura [ $\Omega/km$ ]



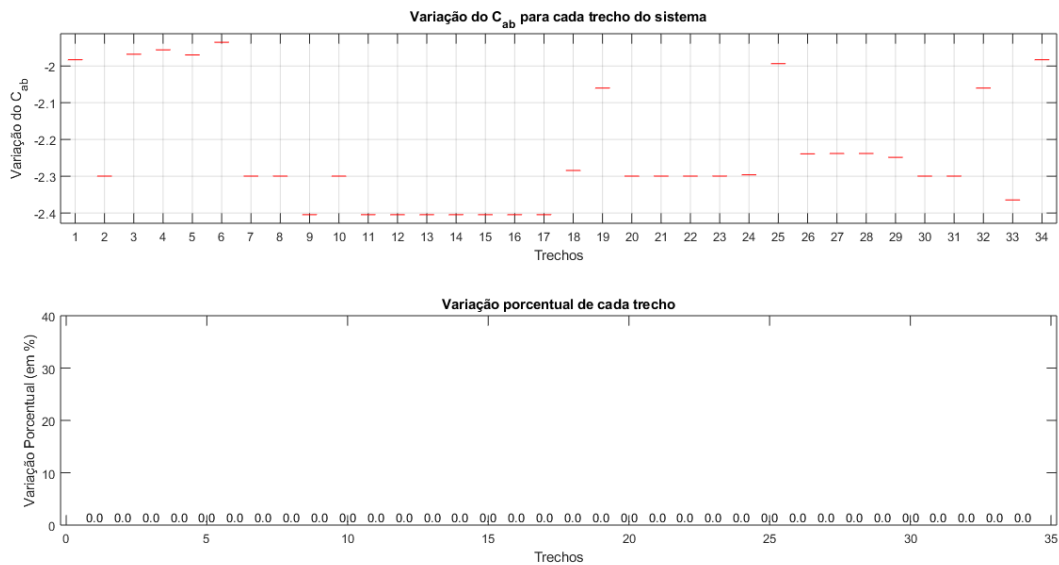
Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 60: Capacitância mútua por comprimento da torre aterrada (parte superior) e a isolada (parte inferior) em função da temperatura



Fonte: Elaborado pelo autor

Figura 61: Variação da capacitância mútua por comprimento para cada trecho do sistema em função da temperatura [ $\Omega/km$ ]



Fonte: Elaborado pelo autor

## 9.4 APÊNDICE D - MATRIZES DE IMPEDÂNCIAS

Seguem as matrizes de impedâncias assimétricas da sequência de transposição *abc* de cada linha, com arredondamento na quarta casa decimal, em [ $\Omega/km$ ]:

$$Z_{abc1} = \begin{bmatrix} 0.1850 + 0.7415i & 0.1412 + 0.3678i & 0.1384 + 0.3169i \\ 0.1398 + 0.3684i & 0.1888 + 0.7396i & 0.1398 + 0.3684i \\ 0.1372 + 0.3175i & 0.1400 + 0.3685i & 0.1839 + 0.7422i \end{bmatrix} \quad (134)$$

$$Z_{abc2} = \begin{bmatrix} 0,0987 + 0,7938i & 0,0586 + 0,4400i & 0,0586 + 0,3877i \\ 0,0586 + 0,4400i & 0,0987 + 0,7938i & 0,0586 + 0,4400i \\ 0,0586 + 0,3877i & 0,0586 + 0,4400i & 0,0987 + 0,7938i \end{bmatrix} \quad (135)$$

$$Z_{abc3} = \begin{bmatrix} 0.0875 + 0.7476i & 0.0584 + 0.4129i & 0.0586 + 0.3689i \\ 0.0584 + 0.4125i & 0.0872 + 0.7479i & 0.0584 + 0.4125i \\ 0.0586 + 0.3689i & 0.0584 + 0.4129i & 0.0875 + 0.7476i \end{bmatrix} \quad (136)$$

$$Z_{abc4} = \begin{bmatrix} 0.0875 + 0.7476i & 0.0584 + 0.4129i & 0.0586 + 0.3689i \\ 0.0584 + 0.4124i & 0.0872 + 0.7479i & 0.0584 + 0.4124i \\ 0.0586 + 0.3689i & 0.0584 + 0.4129i & 0.0875 + 0.7476i \end{bmatrix} \quad (137)$$

$$Z_{abc5} = \begin{bmatrix} 0.0875 + 0.7476i & 0.0584 + 0.4129i & 0.0586 + 0.3689i \\ 0.0584 + 0.4125i & 0.0872 + 0.7479i & 0.0584 + 0.4125i \\ 0.0586 + 0.3689i & 0.0584 + 0.4129i & 0.0875 + 0.7476i \end{bmatrix} \quad (138)$$

$$Z_{abc6} = \begin{bmatrix} 0.0875 + 0.7476i & 0.0585 + 0.4128i & 0.0586 + 0.3688i \\ 0.0585 + 0.4123i & 0.0872 + 0.7479i & 0.0585 + 0.4123i \\ 0.0586 + 0.3688i & 0.0585 + 0.4128i & 0.0875 + 0.7476i \end{bmatrix} \quad (139)$$

$$Z_{abc7} = \begin{bmatrix} 0.0988 + 0.7938i & 0.0586 + 0.4401i & 0.0586 + 0.3878i \\ 0.0586 + 0.4401i & 0.0988 + 0.7938i & 0.0586 + 0.4401i \\ 0.0586 + 0.3878i & 0.0586 + 0.4401i & 0.0988 + 0.7938i \end{bmatrix} \quad (140)$$

$$Z_{abc8} = \begin{bmatrix} 0.0988 + 0.7938i & 0.0586 + 0.4401i & 0.0586 + 0.3878i \\ 0.0586 + 0.4401i & 0.0988 + 0.7938i & 0.0586 + 0.4401i \\ 0.0586 + 0.3878i & 0.0586 + 0.4401i & 0.0988 + 0.7938i \end{bmatrix} \quad (141)$$

$$Z_{abc9} = \begin{bmatrix} 0.1850 + 0.7415i & 0.1412 + 0.3854i & 0.1403 + 0.3335i \\ 0.1400 + 0.3859i & 0.1888 + 0.7396i & 0.1417 + 0.3850i \\ 0.1388 + 0.3342i & 0.1414 + 0.3852i & 0.1872 + 0.7405i \end{bmatrix} \quad (142)$$

$$Z_{abc10} = \begin{bmatrix} 0.0988 + 0.7938i & 0.0586 + 0.4401i & 0.0586 + 0.3878i \\ 0.0586 + 0.4401i & 0.0988 + 0.7938i & 0.0586 + 0.4401i \\ 0.0586 + 0.3878i & 0.0586 + 0.4401i & 0.0988 + 0.7938i \end{bmatrix} \quad (143)$$

$$Z_{abc11} = \begin{bmatrix} 0.1850 + 0.7415i & 0.1412 + 0.3854i & 0.1403 + 0.3335i \\ 0.1400 + 0.3859i & 0.1888 + 0.7396i & 0.1417 + 0.3850i \\ 0.1388 + 0.3342i & 0.1414 + 0.3852i & 0.1872 + 0.7405i \end{bmatrix} \quad (144)$$

$$Z_{abc12} = \begin{bmatrix} 0.1850 + 0.7415i & 0.1412 + 0.3854i & 0.1403 + 0.3335i \\ 0.1400 + 0.3859i & 0.1888 + 0.7396i & 0.1417 + 0.3850i \\ 0.1388 + 0.3342i & 0.1414 + 0.3852i & 0.1872 + 0.7405i \end{bmatrix} \quad (145)$$

$$Z_{abc13} = \begin{bmatrix} 0.1850 + 0.7415i & 0.1412 + 0.3854i & 0.1403 + 0.3335i \\ 0.1400 + 0.3859i & 0.1888 + 0.7396i & 0.1417 + 0.3850i \\ 0.1388 + 0.3342i & 0.1414 + 0.3852i & 0.1872 + 0.7405i \end{bmatrix} \quad (146)$$

$$Z_{abc14} = \begin{bmatrix} 0.1850 + 0.7415i & 0.1412 + 0.3854i & 0.1403 + 0.3335i \\ 0.1400 + 0.3859i & 0.1888 + 0.7396i & 0.1417 + 0.3850i \\ 0.1388 + 0.3342i & 0.1414 + 0.3852i & 0.1872 + 0.7405i \end{bmatrix} \quad (147)$$

$$Z_{abc15} = \begin{bmatrix} 0.1850 + 0.7415i & 0.1412 + 0.3854i & 0.1403 + 0.3335i \\ 0.1400 + 0.3859i & 0.1888 + 0.7396i & 0.1417 + 0.3850i \\ 0.1388 + 0.3342i & 0.1414 + 0.3852i & 0.1872 + 0.7405i \end{bmatrix} \quad (148)$$



$$Z_{abc16} = \begin{bmatrix} 0.1850 + 0.7415i & 0.1412 + 0.3854i & 0.1403 + 0.3335i \\ 0.1400 + 0.3859i & 0.1888 + 0.7396i & 0.1417 + 0.3850i \\ 0.1388 + 0.3342i & 0.1414 + 0.3852i & 0.1872 + 0.7405i \end{bmatrix} \quad (149)$$

$$Z_{abc17} = \begin{bmatrix} 0.1850 + 0.7415i & 0.1412 + 0.3854i & 0.1403 + 0.3335i \\ 0.1400 + 0.3859i & 0.1888 + 0.7396i & 0.1417 + 0.3850i \\ 0.1388 + 0.3342i & 0.1414 + 0.3852i & 0.1872 + 0.7405i \end{bmatrix} \quad (150)$$

$$Z_{abc18} = \begin{bmatrix} 0.0988 + 0.7938i & 0.0587 + 0.4400i & 0.0587 + 0.3877i \\ 0.0587 + 0.4400i & 0.0988 + 0.7938i & 0.0587 + 0.4400i \\ 0.0587 + 0.3877i & 0.0587 + 0.4400i & 0.0988 + 0.7938i \end{bmatrix} \quad (151)$$

$$Z_{abc19} = \begin{bmatrix} 0.0874 + 0.7477i & 0.0583 + 0.4133i & 0.0585 + 0.3693i \\ 0.0583 + 0.4128i & 0.0871 + 0.7480i & 0.0583 + 0.4128i \\ 0.0585 + 0.3693i & 0.0583 + 0.4133i & 0.0874 + 0.7477i \end{bmatrix} \quad (152)$$

$$Z_{abc20} = \begin{bmatrix} 0.0988 + 0.7938i & 0.0586 + 0.4401i & 0.0586 + 0.3878i \\ 0.0586 + 0.4401i & 0.0988 + 0.7938i & 0.0586 + 0.4401i \\ 0.0586 + 0.3878i & 0.0586 + 0.4401i & 0.0988 + 0.7938i \end{bmatrix} \quad (153)$$

$$Z_{abc21} = \begin{bmatrix} 0.0988 + 0.7938i & 0.0586 + 0.4401i & 0.0586 + 0.3878i \\ 0.0586 + 0.4401i & 0.0988 + 0.7938i & 0.0586 + 0.4401i \\ 0.0586 + 0.3878i & 0.0586 + 0.4401i & 0.0988 + 0.7938i \end{bmatrix} \quad (154)$$

$$Z_{abc22} = \begin{bmatrix} 0.0988 + 0.7938i & 0.0586 + 0.4401i & 0.0586 + 0.3878i \\ 0.0586 + 0.4401i & 0.0988 + 0.7938i & 0.0586 + 0.4401i \\ 0.0586 + 0.3878i & 0.0586 + 0.4401i & 0.0988 + 0.7938i \end{bmatrix} \quad (155)$$

$$Z_{abc23} = \begin{bmatrix} 0.0988 + 0.7938i & 0.0586 + 0.4401i & 0.0586 + 0.3878i \\ 0.0586 + 0.4401i & 0.0988 + 0.7938i & 0.0586 + 0.4401i \\ 0.0586 + 0.3878i & 0.0586 + 0.4401i & 0.0988 + 0.7938i \end{bmatrix} \quad (156)$$

$$Z_{abc24} = \begin{bmatrix} 0.0988 + 0.7938i & 0.0586 + 0.4400i & 0.0586 + 0.3878i \\ 0.0586 + 0.4400i & 0.0988 + 0.7938i & 0.0586 + 0.4400i \\ 0.0586 + 0.3878i & 0.0586 + 0.4400i & 0.0988 + 0.7938i \end{bmatrix} \quad (157)$$

$$Z_{abc25} = \begin{bmatrix} 0.0875 + 0.7477i & 0.0584 + 0.4131i & 0.0585 + 0.3691i \\ 0.0584 + 0.4126i & 0.0872 + 0.7479i & 0.0584 + 0.4126i \\ 0.0585 + 0.3691i & 0.0584 + 0.4131i & 0.0875 + 0.7477i \end{bmatrix} \quad (158)$$

$$Z_{abc26} = \begin{bmatrix} 0.0871 + 0.7480i & 0.0581 + 0.4142i & 0.0582 + 0.3700i \\ 0.0581 + 0.4137i & 0.0869 + 0.7482i & 0.0581 + 0.4137i \\ 0.0582 + 0.3700i & 0.0581 + 0.4142i & 0.0871 + 0.7480i \end{bmatrix} \quad (159)$$

$$Z_{abc27} = \begin{bmatrix} 0.0872 + 0.7480i & 0.0581 + 0.4143i & 0.0582 + 0.3706i \\ 0.0581 + 0.4139i & 0.0869 + 0.7482i & 0.0581 + 0.4139i \\ 0.0582 + 0.3706i & 0.0581 + 0.4143i & 0.0872 + 0.7480i \end{bmatrix} \quad (160)$$

$$Z_{abc28} = \begin{bmatrix} 0.0872 + 0.7480i & 0.0581 + 0.4143i & 0.0582 + 0.3706i \\ 0.0581 + 0.4139i & 0.0869 + 0.7482i & 0.0581 + 0.4139i \\ 0.0582 + 0.3706i & 0.0581 + 0.4143i & 0.0872 + 0.7480i \end{bmatrix} \quad (161)$$

$$Z_{abc29} = \begin{bmatrix} 0.0988 + 0.7938i & 0.0587 + 0.4398i & 0.0587 + 0.3875i \\ 0.0587 + 0.4398i & 0.0988 + 0.7938i & 0.0587 + 0.4398i \\ 0.0587 + 0.3875i & 0.0587 + 0.4398i & 0.0988 + 0.7938i \end{bmatrix} \quad (162)$$

$$Z_{abc30} = \begin{bmatrix} 0.0988 + 0.7938i & 0.0586 + 0.4401i & 0.0586 + 0.3878i \\ 0.0586 + 0.4401i & 0.0988 + 0.7938i & 0.0586 + 0.4401i \\ 0.0586 + 0.3878i & 0.0586 + 0.4401i & 0.0988 + 0.7938i \end{bmatrix} \quad (163)$$

$$Z_{abc31} = \begin{bmatrix} 0.0988 + 0.7938i & 0.0586 + 0.4401i & 0.0586 + 0.3878i \\ 0.0586 + 0.4401i & 0.0988 + 0.7938i & 0.0586 + 0.4401i \\ 0.0586 + 0.3878i & 0.0586 + 0.4401i & 0.0988 + 0.7938i \end{bmatrix} \quad (164)$$

$$Z_{abc32} = \begin{bmatrix} 0.0874 + 0.7477i & 0.0583 + 0.4133i & 0.0585 + 0.3693i \\ 0.0583 + 0.4128i & 0.0871 + 0.7480i & 0.0583 + 0.4128i \\ 0.0585 + 0.3693i & 0.0583 + 0.4133i & 0.0874 + 0.7477i \end{bmatrix} \quad (165)$$

$$Z_{abc33} = \begin{bmatrix} 0.0987 + 0.7938i & 0.0586 + 0.4404i & 0.0586 + 0.3881i \\ 0.0586 + 0.4404i & 0.0987 + 0.7938i & 0.0586 + 0.4404i \\ 0.0586 + 0.3881i & 0.0586 + 0.4404i & 0.0987 + 0.7938i \end{bmatrix} \quad (166)$$

$$Z_{abc34} = \begin{bmatrix} 0.1048 + 0.7958i & 0.0586 + 0.4233i & 0.0586 + 0.3711i \\ 0.0586 + 0.4233i & 0.1048 + 0.7958i & 0.0586 + 0.4233i \\ 0.0586 + 0.3711i & 0.0586 + 0.4233i & 0.1048 + 0.7958i \end{bmatrix} \quad (167)$$