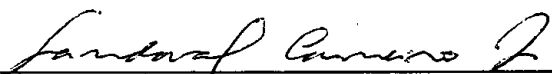


ANÁLISE DO DESEMPENHO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO INCLUINDO CONDUTORES  
GEMINADOS E CABOS PÁRA-RAIOS

Conrado Gornic

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA  
ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE  
ENGENHEIRO ELETRICISTA.

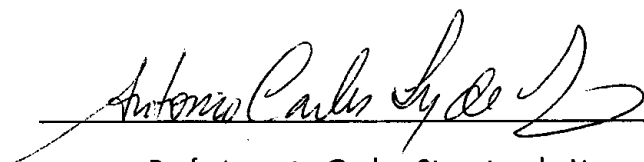
Aprovada por:



---

Prof. Sandoval Carneiro Junior, Ph.D.

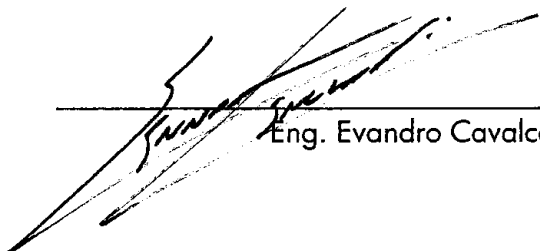
(Orientador)



---

Prof. Antonio Carlos Siqueira de Lima, D.Sc.

(Co-Orientador)



---

Eng. Evandro Cavalcanti

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

OUTUBRO DE 2007

## Agradecimentos

Gostaria de agradecer a Deus pela vida saudável que me foi concedida.

À minha família por sempre estarem prontos a me apoiar e incentivar incondicionalmente, cada um à sua própria forma, em todos os momentos que precisei o que com certeza me deu a força e a tranquilidade necessárias ao bem sucedido cumprimento desta jornada que agora finda.

Não poderia deixar de mencionar também meus mestres, os quais através de suas lições e conhecimentos transmitidos estarão sempre comigo, em especial o mestre e orientador Sandoval Carneiro Júnior, o qual por sua educação, presteza e simpatia transformou-se num grande exemplo a ser seguido, não somente profissional como pessoal e também ao mestre Antonio Carlos Siqueira de Lima, que sempre me instigou a buscar as respostas e enxergar o por quê das coisas.

À minha querida Danielle, que faz tudo isso valer a pena.

Aos meus grandes amigos, que compartilharam comigo esse árduo caminho e nunca me deixaram desanimar, sem os quais provavelmente não teria chegado aonde cheguei.

Aos meus companheiros de trabalho, que dividem comigo esse ótimo ambiente que é nosso escritório, os quais me ensinaram como um engenheiro trabalha dando-me a oportunidade e o apoio para crescer aprendendo cada vez mais.

Por fim, gostaria de agradecer aos meus colegas, que me fizeram enxergar que quando se está lutando pelo que é correto, independente de quantos estão contra você, a luta sempre vale a pena e no fim a vitória sempre estará à nossa espera.

Resumo do projeto apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista

## ANÁLISE DO DESEMPENHO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO INCLUINDO CONDUTORES GEMINADOS E CABOS PÁRA-RAIOS

Conrado Gornic

Outubro/2007

Orientador: Sandoval Carneiro Junior

Num sistema elétrico como o brasileiro, onde os grandes centros de carga são afastados dos principais parques geradores, torna-se necessária a utilização de longas linhas de transmissão de energia elétrica.

Para construir uma linha de transmissão aérea, é necessário um projeto básico detalhado que cubra todos os requisitos físicos e elétricos, de forma a permitir que a energia seja entregue de forma segura e confiável à carga.

Este trabalho analisa características do projeto das linhas de transmissão integrantes do trecho 1 da Interligação Norte-Sul III como os feixes de condutores, considerando os efeitos relativos às suas configurações na potência natural e distribuição das correntes, e os cabos pára-raios, analisando as perdas nos mesmos devido à corrente induzida.

Abstract of the Project presented to the Department of Electrical Engineering of the Rio de Janeiro's Federal University Polytechnic School as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Electric Engineer

TRANSMISSION LINES PERFORMANCE ANALISYS INCLUDING BUNDLED CONDUCTORS  
AND GROUND WIRES

Conrado Gornic

Outubro/2007

Advisor: Sandoval Carneiro Junior

In electric systems as the Brazilian, where the great load centers are located far away from the main generation plants, the utilization of long energy transmission lines is highly needed.

When building an aerial transmission line, a detailed basic project is needed to cover every physical and electric requirement to allow the energy to be delivered in a secure and reliable way to the load.

This work analyses characteristics of the transmission lines integrating the North-South III interconnection project as the conductor bundles, considering the effects due it's configurations in the surge impedance loading and current distribution, and ground wires, analyzing it's losses due the induced current.

# Índice

<i>Agradecimentos</i> .....	ii
<i>Índice</i> .....	v
<i>1. Introdução</i> .....	1
1.1 - Considerações Gerais.....	1
1.2 - Organização do texto.....	3
<i>2. Cálculo dos Parâmetros de Linhas de Transmissão</i> .....	5
2.1 - Resistência.....	5
2.2 - Indutância .....	6
2.2.1 - Caso Ideal Sem o Solo .....	6
2.2.2 - Método De .....	7
2.2.3 - Método Deri .....	9
2.2.4 - Método Escolhido .....	10
2.3 - Configurações Estudadas .....	12
<i>3. Análise de Características dos Feixes da Linha de Transmissão</i> .....	16
3.1 - Potência Natural .....	16
3.2 - Distribuição das Correntes nos Feixes .....	21
3.3 - Análises dos resultados .....	28
<i>4. Análise das Perdas nos Cabos Pára-Raios</i> .....	36
4.1 - Perdas na LT Itacaiúnas – Carajás 230 kV .....	37
4.2 - Perdas na LT Itacaiúnas – Colinas 500 kV.....	37
4.3 - Perdas na LT Itacaiúnas – Marabá 500 kV .....	38
4.4 - Análises dos resultados .....	38
<i>5. Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros</i> .....	41
5.1 - Conclusões .....	41
5.2 - Sugestões para Trabalhos Futuros .....	42

<i>Referências Bibliográficas.....</i>	<i>43</i>
<i>Anexo I – Cálculo de Parâmetros de LTs - Método DE .....</i>	<i>45</i>
<i>Anexo II – Cálculo de Parâmetros de LTs - Método Deri .....</i>	<i>48</i>
<i>Anexo III – Cálculo da Potência Natural - Circuito Simples.....</i>	<i>51</i>
<i>Anexo IV – Cálculo da Potência Natural - Circuito Duplo .....</i>	<i>54</i>
<i>Anexo V – Cálculo da Distribuição das Correntes - Circuito Simples.....</i>	<i>59</i>
<i>Anexo VI – Cálculo da Distribuição das Correntes - Circuito Duplo .....</i>	<i>61</i>
<i>Anexo VII – Perdas nos Cabos P-R - Circuito Duplo 230 kV .....</i>	<i>62</i>
<i>Anexo VIII – Perdas nos Cabos P-R - Circuito Simples 500 kV.....</i>	<i>66</i>
<i>Anexo IX – Perdas nos Cabos P-R - Circuito Duplo 500 kV.....</i>	<i>70</i>

# 1. Introdução

## 1.1 - Considerações Gerais

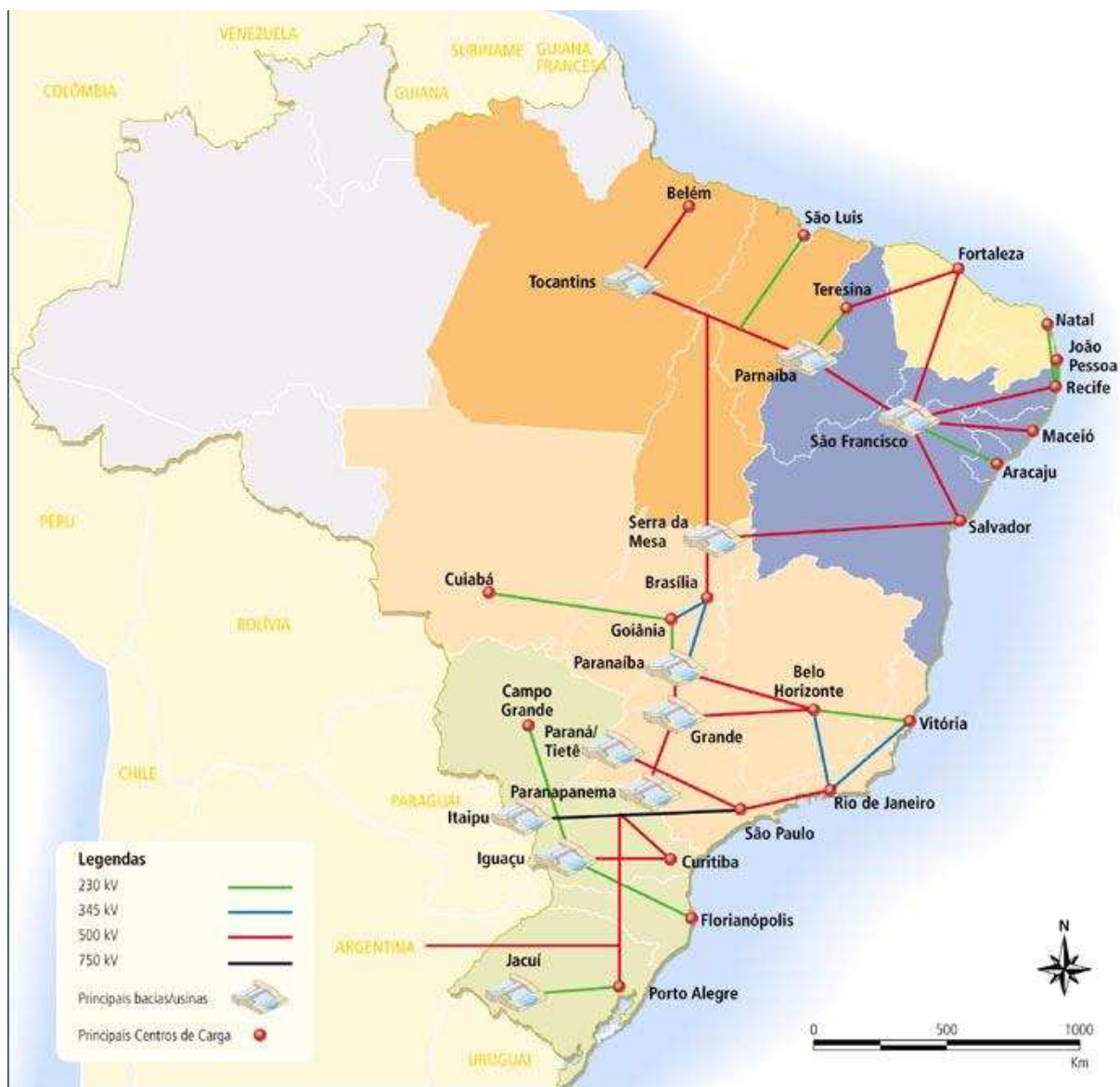
O Brasil é um país de grandes dimensões territoriais e riquezas naturais. Possui aproximadamente 30% das florestas tropicais, 12% da cobertura florestal restante no mundo, a maior biodiversidade da Terra e 13,7% do total de água doce superficial do planeta em suas bacias hidrográficas [1]. Devido a essa grande quantidade de rios no território nacional, a energia hidráulica é a principal fonte utilizada no país, respondendo por 70,96% da Matriz de Energia Elétrica brasileira [2]. O problema dos grandes parques hidrelétricos é que os grandes rios onde há o maior potencial de geração estão distantes dos grandes centros consumidores, como pode ser visto na Figura 1.1. Devido a este fato, torna-se indispensável o transporte da energia gerada nesses parques aos centros de carga, feito através das linhas de transmissão de energia elétrica.

No atual modelo brasileiro, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE e o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS realizam estudos identificando as necessidades de ampliações do Sistema Interligado Nacional – SIN, que são o Programa de Expansão da Transmissão – PET e o Programa de Ampliação e Reforços – PAR respectivamente. Com base nestes estudos, a ANEEL licita, através de leilões, as linhas de transmissão necessárias ao atendimento da demanda no prazo previsto.

Nestes moldes houve no dia 17/11/2005 o leilão ANEEL 001/2005, onde a multinacional espanhola Abengoa S/A, empresa tecnológica que aplica soluções inovadoras para o desenvolvimento sustentável nos setores de infra-estrutura, meio ambiente e energia, presente em mais de 70 países, foi vencedora do lote A Interligação Norte-Sul III – Trecho 1 contendo as linhas de transmissão Marabá – Itacaiúnas 500 kV, Itacaiúnas – Colinas 500 kV e Itacaiúnas – Carajás 230 kV que serão objeto deste estudo e podem ser vistas na Figura 1.2, retirada do mapa do sistema regional norte/nordeste horizonte 2009.

Nos editais dos leilões existem, além de uma lista com os empreendimentos principais que deverão ser implantados, várias características técnicas obrigatórias nos projetos das linhas que serão integradas ao SIN. Requisitos como parâmetros elétricos, carregamento, flecha máxima

e dimensionamento dos cabos pára-raios, perdas Joule, desequilíbrio de tensão de seqüência negativa e zero entre outros são definidos e devem ser cumpridos.

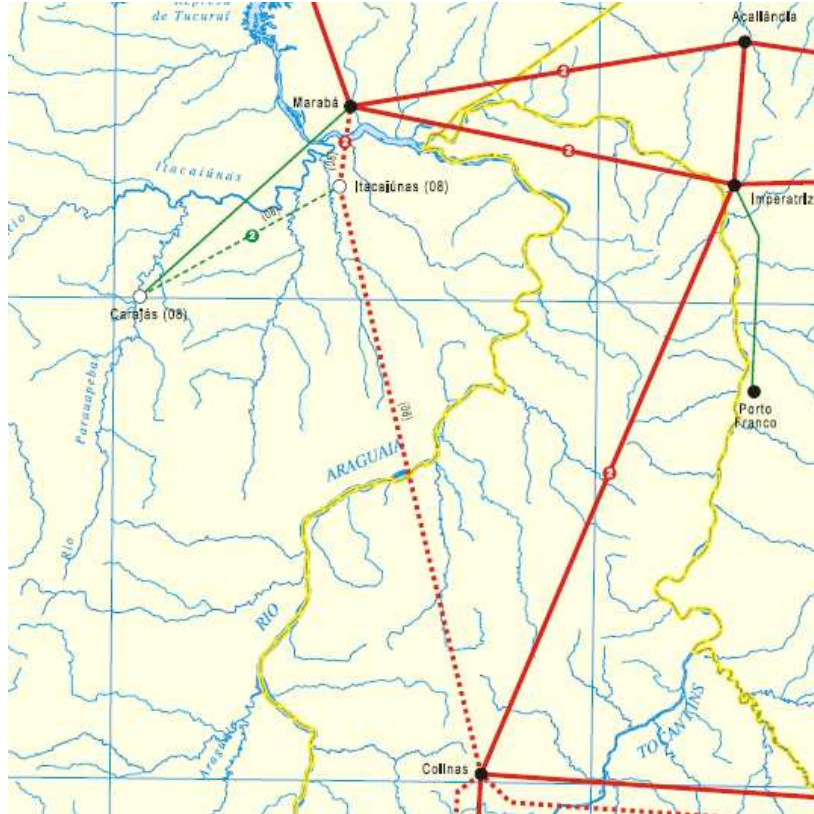


**Figura 1.1: Principais aproveitamentos hidrelétricos brasileiros [3]**

Usualmente, os projetos de engenharia elétrica são elaborados com base em soluções práticas que foram utilizadas e funcionaram adequadamente em várias situações. Isto se deve ao fato de que em certos campos, era extremamente difícil modelar representações adequadas para certos fenômenos, o que ainda se verifica em alguns casos. Entretanto, recentemente alguns fatores que antes não eram observados previamente passaram a ganhar importância e não devem mais ser desprezados.



Desta forma, este projeto de fim de curso tem por objetivo analisar algumas das características do projeto básico das citadas linhas de transmissão verificando a adequação ou não de alguns aspectos supostos na sua elaboração.



**Figura 1.2: Localização das linhas em estudo [4]**

A fim de embasar este trabalho, diversas fontes foram consultadas. Livros texto utilizados no curso de Engenharia Elétrica da UFRJ, artigos científicos publicados no Brasil e exterior, dissertação de mestrado da COPPE, manual de fabricante de cabos e sites da internet, além do Estudo de Impactos Ambientais – EIA e o projeto básico do empreendimento foram cuidadosamente analisados. Ao fim deste trabalho estão listadas todas as fontes bibliográficas.

## **1.2 - Organização do texto**

Além deste capítulo introdutório, o presente trabalho é composto de outros quatro capítulos.

No Capítulo 2, serão abordadas duas metodologias de cálculo de parâmetros de linhas de transmissão, considerando condições ideais e a influência do solo, além das configurações das linhas estudadas.

Em seguida, no Capítulo 3, serão abordados alguns aspectos da aplicação do feixe expandido em linhas de transmissão, como a distribuição das correntes nos feixes.

No Capítulo 4 serão abordados os cabos de guarda da linha de transmissão, que são importantes para proteger as linhas contra descargas atmosféricas, porém podem introduzir outra fonte de perdas ôhmicas.

No Capítulo 5 poderão ser encontradas as conclusões dos estudos e algumas idéias para trabalhos futuros.

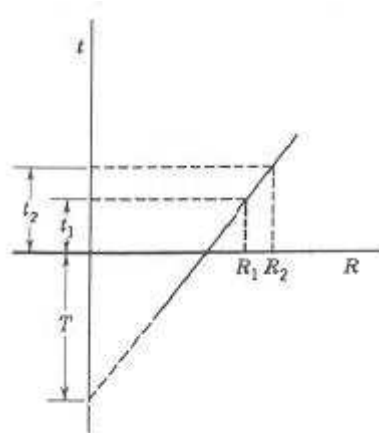
Ao final do trabalho, além da Bibliografia seguem os Anexos com as rotinas utilizadas para a realização dos diversos cálculos.

## 2. Cálculo dos Parâmetros de Linhas de Transmissão

Para modelar uma linha de transmissão, devem-se considerar dois fatores principais: sua resistência, que depende do material utilizado na fabricação do condutor, sua forma e temperatura de operação, e sua indutância, influenciada pelos enlaces de fluxo gerados pela corrente ao percorrer o condutor. A metodologia utilizada neste projeto final pode ser vista detalhadamente nos trabalhos de Stevenson [5], Anderson [6] e Deri [7].

### 2.1 - Resistência

Por depender basicamente de características construtivas, a resistência do condutor é disponibilizada em tabelas pelos fabricantes. Entretanto é bem sabido que a resistência varia com a temperatura de operação e com a frequência da corrente que percorre o condutor. Existem fatores de correção para considerar adequadamente a resistência da linha para uma temperatura desejada, bem como fórmulas para cálculos, que se tornam mais importantes para frequências mais elevadas.



**Figura 2.1: Variação da resistência conforme a da temperatura**

No caso da temperatura, a variação é linear como visto na Figura 2.1. Conhecendo a temperatura  $t_1$ , a resistência do condutor a essa temperatura – ambos fornecidos na folha de dados do condutor – e  $T$ , que pode ser encontrado em tabelas e vale 228 para o alumínio com

61% de condutividade, pode-se calcular o valor da resistência do condutor para uma temperatura  $t_2$  através da fórmula:

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{T + t_2}{T + t_1} \quad (2.1)$$

## 2.2 - Indutância

A indutância de um condutor pode ser separada em indutância interna, externa e de retorno pelo solo. A seguir serão mostrados os três principais métodos para o cálculo da indutância em uma linha de transmissão.

### 2.2.1 - Caso Ideal Sem o Solo

O efeito da indutância interna devido ao fluxo dentro de um condutor cilíndrico, homogêneo e não magnético ( $\mu = \mu_0$ ) é computado através do fator mostrado em (2.2).

$$L_{int} = \frac{1}{2} 10^{-7} \text{ [H/ m]} \quad (2.2)$$

Para o fluxo externo, deve-se considerar o enlace de fluxo externo ao condutor isolado entre dois pontos,  $P_1$  e  $P_2$ , dado por (2.3), a seguir:

$$L_{12} = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_2}{D_1} \text{ [H/ m]} \quad (2.3)$$

onde  $D_1$  e  $D_2$  são as distâncias do centro do condutor aos pontos  $P_1$  e  $P_2$  respectivamente.

Portanto, a indutância de uma linha monofásica com dois condutores é a soma da indutância interna com a externa, dada pela equação:

$$L_1 = \left( \frac{1}{2} + 2 \ln \frac{D}{r} \right) \times 10^{-7} \text{ [H/ m]} \quad (2.4)$$

considerando  $D$  o espaçamento entre os condutores e  $r$  o raio dos condutores. É possível manipular esta equação alterando o raio  $r$  dos condutores para um raio  $r'$ . Esta expressão corresponde a indutância de um novo condutor que não tem fluxo interno, apesar de ter a mesma indutância do condutor de raio  $r$  de tal forma que a equação seja reescrita:

$$L = 4 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{r'} \quad [\text{H/m}] \quad (2.5)$$

$$r' = \epsilon^{-1/4} r \quad (2.6)$$

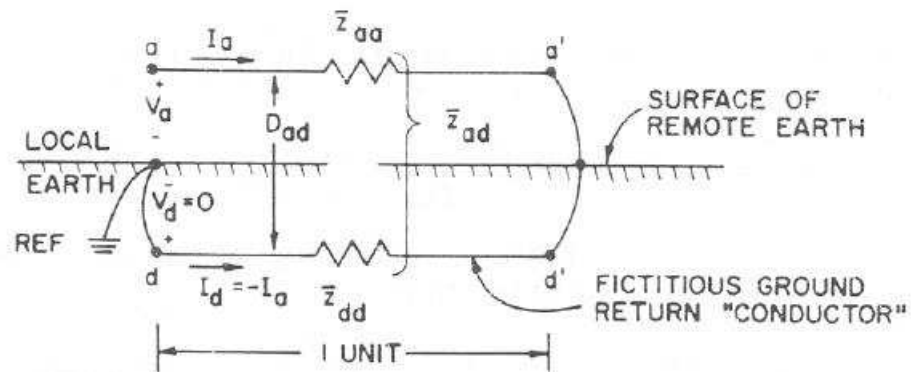
Para múltiplos condutores é possível obter a forma primitiva dos enlaces de fluxo, dada em (2.7). As indutâncias são então derivadas de (2.7), como mostra (2.8).

$$\lambda_1 = 2 \times 10^{-7} \left( I_1 \ln \frac{1}{r_1'} + I_2 \ln \frac{1}{D_{12}} + I_3 \ln \frac{1}{D_{13}} + \dots + I_n \ln \frac{1}{D_{1n}} \right) \quad (2.7)$$

$$[\lambda] = [L][I] \quad (2.8)$$

### 2.2.2 - Método De

Este método considera que o solo resistivo pode ser representado através de um condutor equivalente de retorno, sempre que os modos de propagação das correntes transmitidas pela linha incluam o retorno pelo solo. Considera-se que o solo tem resistividade uniforme.



**Figura 2.2: Linha de Carson [6]**

Observando a Figura 2.2, que representa a linha de Carson, pode-se deduzir a seguinte equação:

$$\begin{pmatrix} V_{aa'} \\ V_{dd'} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} V_a - V_{a'} \\ V_d - V_{d'} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ad} \\ \bar{Z}_{ad} & \bar{Z}_{dd} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_a \\ -I_a \end{pmatrix} \quad [\text{V / unidade de comprimento}] \quad (2.9)$$

onde todas as tensões são medidas em relação à mesma referência e as indutâncias primitivas são obtidas a partir de (2.7).

Uma vez que  $V_d = 0$  e a subtração  $V_{a'} - V_{d'}$  também é nula, após algumas manipulações algébricas simples é possível reescrever (2.9) da seguinte maneira:

$$V_a = (\bar{Z}_{aa} + \bar{Z}_{dd} - 2\bar{Z}_{ad}) I_a = Z_{aa} I_a \quad (2.10)$$

onde por definição

$$Z_{aa} = (\bar{Z}_{aa} + \bar{Z}_{dd} - 2\bar{Z}_{ad}) \quad [\Omega / \text{unidade de comprimento}] \quad (2.11)$$

Resolvendo (2.11) e generalizando, chega-se à seguinte equação de impedância própria:

$$Z_{ii} = (r_i + r_d) + j\omega k \ln \left( \frac{D_e}{D_{si}} \right) \quad [\Omega / \text{unidade de comprimento}] \quad (2.12)$$

onde

$$D_e = \frac{D_{ad}^2}{D_{sd}} \quad (2.13)$$

tal que  $r_d$  é a resistência do condutor de retorno pelo solo,  $D_{si}$  é o raio médio geométrico do condutor  $i$ ,  $D_{ad}$  é a distância fictícia entre os condutores de fase e o condutor equivalente de retorno e  $k$  é uma constante. Seus valores são dados a seguir:

$$k = 0.2 * 10^{-3} \quad [\text{H / km}] \quad (2.14)$$

$$r_d = 9.869 * 10^{-4} f \quad [\Omega / \text{km}] \quad (2.15)$$

A distância  $D_e$  pode ser aproximada através da expressão:

$$D_e = 658.368 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad [\text{m}] \quad (2.16)$$

Utilizando o mesmo raciocínio, é possível calcular o valor da impedância mútua entre os condutores i e j, que é equacionada a seguir:

$$Z_{ij} = r_d + j \omega k \ln \left( \frac{D_e}{D_{ij}} \right) \quad [\Omega / \text{unidade de comprimento}] \quad (2.17)$$

sendo que  $D_{ij}$  é a distância que separa o condutor i do j.

### 2.2.3 - Método Deri

Este método também considera o retorno da corrente pelo solo. Porém, ao invés de admitir um condutor fictício que tem certa resistência e por onde flui toda a corrente que retorna através do solo, supõe a distribuição da corrente elétrica em um plano complexo de retorno, considerado ideal e abaixo da superfície do solo a uma distância complexa  $p$  que é igual à profundidade de penetração complexa das ondas. Desta forma, é possível considerar as imagens dos condutores em relação a este plano, por onde passa a corrente de retorno. Outro importante aspecto deste método é que ele considera os efeitos da variação da frequência e da resistividade do solo em  $p$  para o cálculo das impedâncias, ao contrário do Método De que considera em  $r_d$  apenas a variação linear da frequência, tornando-o a melhor opção quando se está trabalhando em altas frequências.

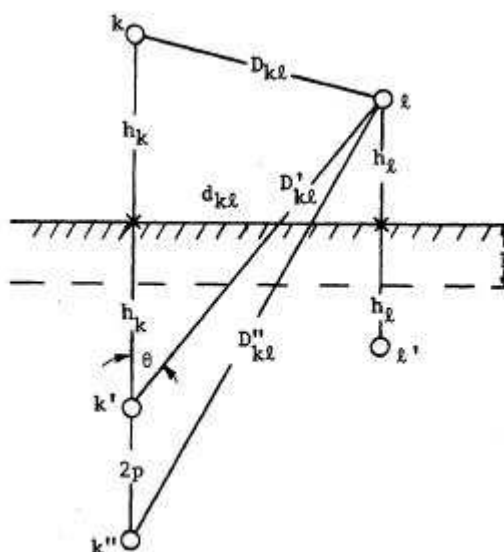


Figura 2.3: Representação do Método Deri [7]

As impedâncias neste método são dadas por:

$$Z_{kk} = j \omega \frac{\mu_0}{2 \pi} \ln \left( \frac{2 (h_k + p)}{D_{sk}} \right) \quad [\Omega / \text{unidade de comprimento}] \quad (2.18)$$

$$Z_{kl} = j \omega \frac{\mu_0}{2 \pi} \ln \left( \frac{D_{kl}''}{D_{kl}} \right) \quad [\Omega / \text{unidade de comprimento}] \quad (2.19)$$

onde  $D_{sk}$  é o raio médio geométrico do condutor  $k$  e  $p$  é a distância entre a superfície e o plano complexo de retorno, dado por:

$$p = \sqrt{\frac{\rho}{j \omega \mu_0}} \quad (2.20)$$

tal que  $\rho$  é a resistividade do solo,  $\mu_0$  a permeabilidade magnética do ar e  $\omega$  a frequência angular.

#### 2.2.4 - Método Escolhido

Como este trabalho trata de um caso real, o método descrito em 2.2.1 foi sumariamente descartado, pois tornaria impossível comparar os resultados obtidos com os resultados do projeto básico que não foram baseados em situações ideais que são objeto deste método.

Para escolher dentre as opções restantes, duas rotinas de cálculo dos parâmetros utilizando o software Mathematica 5.1 foram escritas. Uma rotina utiliza as formulações do Método De, expostas em (2.12) e (2.17) e a outra o Método Deri, conforme as equações (2.18) e (2.19). As configurações adotadas no estudo serão abordadas na próxima seção e as rotinas completas podem ser vistas nos Anexos 1 e 2. A título de comparação preliminar entre os métodos, foram obtidos utilizando os algoritmos acima os resultados mostrados em (2.21) e (2.22) em  $\Omega/\text{km}$ , para os subcondutores da fase à esquerda:



$$\begin{pmatrix} 0.132377 + 0.931917 \text{ i} & 0.059214 + 0.654422 \text{ i} & 0.059214 + 0.628291 \text{ i} & 0.059214 + 0.654422 \text{ i} \\ 0.059214 + 0.654422 \text{ i} & 0.132377 + 0.931917 \text{ i} & 0.059214 + 0.654422 \text{ i} & 0.059214 + 0.628291 \text{ i} \\ 0.059214 + 0.628291 \text{ i} & 0.059214 + 0.654422 \text{ i} & 0.132377 + 0.931917 \text{ i} & 0.059214 + 0.654422 \text{ i} \\ 0.059214 + 0.654422 \text{ i} & 0.059214 + 0.628291 \text{ i} & 0.059214 + 0.654422 \text{ i} & 0.132377 + 0.931917 \text{ i} \end{pmatrix} \quad (2.21)$$

$$\begin{pmatrix} 0.131744 + 0.938438 \text{ i} & 0.0585817 + 0.660943 \text{ i} & 0.0585899 + 0.634804 \text{ i} & 0.0585899 + 0.660935 \text{ i} \\ 0.0585817 + 0.660943 \text{ i} & 0.131744 + 0.938438 \text{ i} & 0.0585899 + 0.660935 \text{ i} & 0.0585899 + 0.634804 \text{ i} \\ 0.0585899 + 0.634804 \text{ i} & 0.0585899 + 0.660935 \text{ i} & 0.131761 + 0.938421 \text{ i} & 0.0585982 + 0.660926 \text{ i} \\ 0.0585899 + 0.660935 \text{ i} & 0.0585899 + 0.634804 \text{ i} & 0.0585982 + 0.660926 \text{ i} & 0.131761 + 0.938421 \text{ i} \end{pmatrix} \quad (2.22)$$

Como pode ser visto, os valores calculados são bem próximos. Os erros são menores que as incertezas no cálculo dos parâmetros, uma vez que não estão sendo considerados efeitos tais como variações nas propriedades do solo, as alturas dos condutores são tomadas como média e assim por diante.

Caso algum aspecto transitório da linha de transmissão fosse abordado, seria necessária uma modelagem da linha adequada para altas frequências. Portanto, neste caso o método Deri seria considerado o mais adequado devido ao erro do método De em altas frequências, como pode ser verificado em (2.23) e (2.24) que trazem os resultados, novamente em  $\Omega/\text{km}$ , obtidos utilizando os algoritmos sendo a frequência 1 MHz.

$$\begin{pmatrix} 986.973 + 9423.96 \text{ i} & 986.9 + 4799.04 \text{ i} & 986.9 + 4363.53 \text{ i} & 986.9 + 4799.04 \text{ i} \\ 986.9 + 4799.04 \text{ i} & 986.973 + 9423.96 \text{ i} & 986.9 + 4799.04 \text{ i} & 986.9 + 4363.53 \text{ i} \\ 986.9 + 4363.53 \text{ i} & 986.9 + 4799.04 \text{ i} & 986.973 + 9423.96 \text{ i} & 986.9 + 4799.04 \text{ i} \\ 986.9 + 4799.04 \text{ i} & 986.9 + 4363.53 \text{ i} & 986.9 + 4799.04 \text{ i} & 986.973 + 9423.96 \text{ i} \end{pmatrix} \quad (2.23)$$

$$\begin{pmatrix} 381.091 + 10605.4 \text{ i} & 380.991 + 5980.48 \text{ i} & 384.234 + 5534.64 \text{ i} & 384.261 + 5970.12 \text{ i} \\ 380.991 + 5980.48 \text{ i} & 381.091 + 10605.4 \text{ i} & 384.261 + 5970.12 \text{ i} & 384.234 + 5534.64 \text{ i} \\ 384.234 + 5534.64 \text{ i} & 384.261 + 5970.12 \text{ i} & 387.632 + 10584.6 \text{ i} & 387.531 + 5959.76 \text{ i} \\ 384.261 + 5970.12 \text{ i} & 384.234 + 5534.64 \text{ i} & 387.531 + 5959.76 \text{ i} & 387.632 + 10584.6 \text{ i} \end{pmatrix} \quad (2.24)$$

Nos cálculos acima não foi considerado o efeito pelicular na resistência interna ao condutor.

Ambos os métodos exigem o mesmo grau de complexidade em se tratando de programar seus algoritmos, tendo em vista que suas formulações são bem parecidas, divergindo apenas em alguns pontos chaves. Devido a este fato foi possível escrever os algoritmos utilizados para as

comparações de forma relativamente simples. De posse de ambos os códigos, a escolha de um em particular seria indiferente, pois como dito anteriormente, para a frequência de 60 Hz que é utilizada nos cálculos deste projeto, a diferença entre os dois métodos é muito pequena. A fim de minimizar ao máximo as possibilidades de erro e sabendo que em [6] podem ser encontrados diversos cálculos utilizando o método De, este foi o escolhido de forma a permitir que os códigos desenvolvidos neste projeto fossem testados através dos exemplos descritos na citada referência.

O algoritmo para o cálculo dos parâmetros em ambos os casos é simples. Inicialmente são inseridos os parâmetros elétricos e as características dos condutores utilizados. Em seguida, a configuração desejada de circuito é inserida, através das coordenadas cartesianas dos condutores. A etapa seguinte é o cálculo da matriz de impedâncias completa, utilizando (2.12) e (2.17). Logo após há a eliminação dos cabos pára-raios e por fim a redução da matriz de impedâncias através da eliminação dos subcondutores de cada fase. Em [8] é mostrada a metodologia computacional utilizada para o desenvolvimento das rotinas utilizadas nos cálculos deste trabalho.

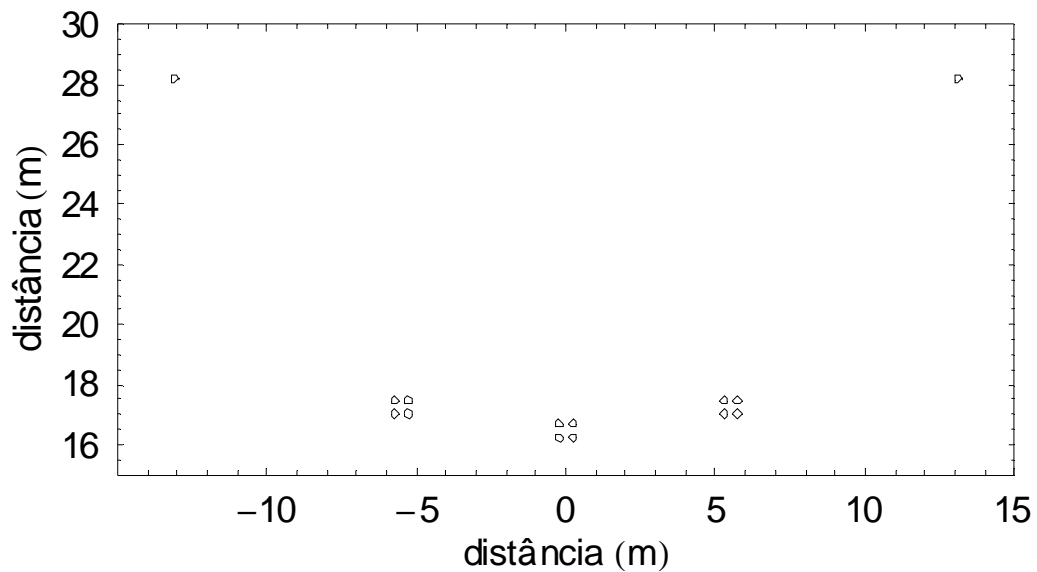
## ***2.3 - Configurações Estudadas***

As configurações objeto deste estudo são as das linhas de transmissão pertencentes à Interligação Norte-Sul III – Trecho 1. O edital do leilão define a tensão de operação e o número de circuitos, simples ou duplo, que será utilizado em cada linha. Este trecho é compreendido de três linhas de transmissão, uma com tensão de operação de 500 kV circuito simples, outra de 500 kV, porém com circuito duplo e por fim uma de 230 kV que também tem circuito duplo.

### **2.3.1 - LT Colinas – Itacaiúnas 500 kV**

Esta linha deve ser capaz de transportar, de acordo com o edital 001/2005 uma corrente de 3 kA. Ela é uma linha de circuito simples horizontal, com 5,5 m de espaçamento entre fases e 17,25 m de altura média do feixe de condutores nas fases laterais e 16,47 m na fase central. Tem 4

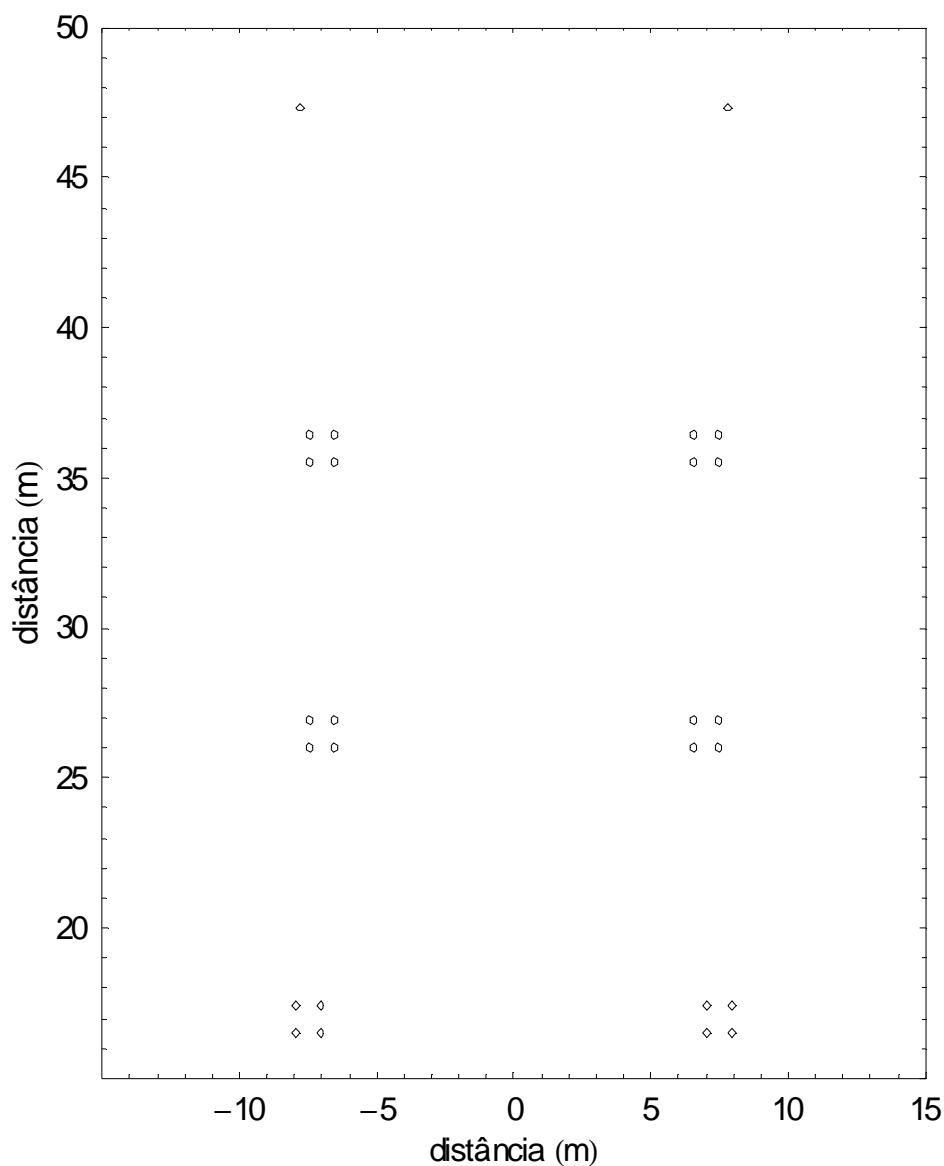
condutores por fase que estão dispostos num quadrado de lado 0,457 m. O comprimento, de acordo com o projeto básico, é 304 km e seu diagrama pode ser visto na Figura 2.4.



**Figura 2.4: Diagrama da altura média dos condutores da LT Colinas – Itacaiúnas**

### 2.3.2 - LT Itacaiúnas – Marabá 500 kV

Segundo trecho da interligação, esta linha também deve ser capaz de transportar, de acordo com o edital 001/2005 uma corrente de 3 kA. Tem circuito duplo com distribuição vertical das fases espaçadas entre si por 9,5 m. A altura média do feixe de condutores mais baixos de ambos os circuitos é 16,97 m, a dos intermediários é 26,47 m e a dos mais altos é 35,97 m. As fases mais altas e intermediárias dos dois circuitos têm espaçamento horizontal de 14 m e as mais baixas têm 15 m de espaçamento entre si. Ambos os circuitos têm 4 condutores por fase dispostos num quadrado de lado 0,9 m. Esta linha tem aproximadamente 40 km de comprimento e seu diagrama pode ser visto na Figura 2.5.

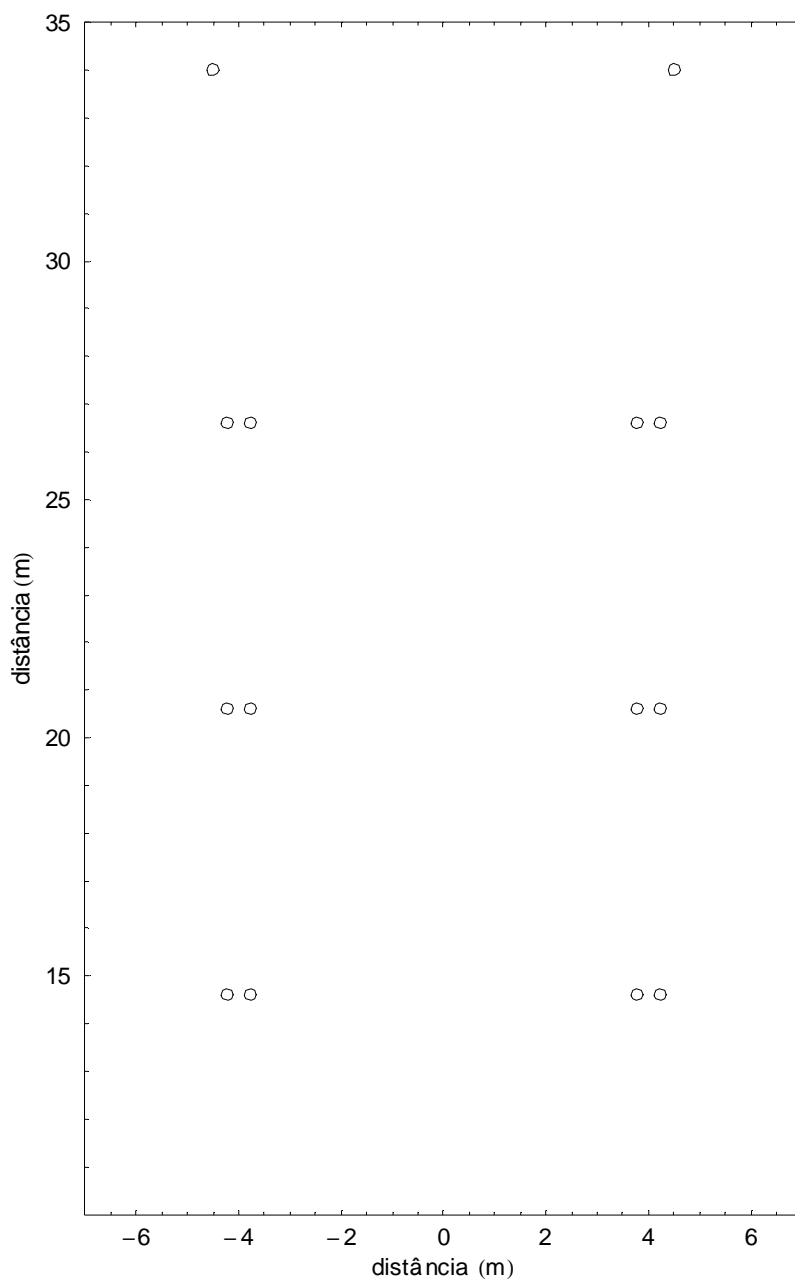


**Figura 2.5: Diagrama da altura média dos condutores da LT Itacaiúnas - Marabá**

### 2.3.2 - LT Itacaiúnas - Carajás 230 kV

Último trecho da interligação, esta linha deve ser capaz de transportar, de acordo com o edital 001/2005 uma corrente de 1960 A. Tem circuito duplo com distribuição vertical das fases espaçadas entre si por 6 m. A altura média do feixe de condutores mais baixos de ambos os circuitos é 14,61 m, a dos intermediários é 20,61 m e a dos mais altos é 26,61 m. O espaçamento horizontal entre os circuitos é de 8m. Ambos os circuitos têm 2 condutores por fase dispostos

horizontalmente espaçados de 0,457 m. Seu comprimento é de 110 km e o diagrama com a disposição de seus condutores pode ser visto na Figura 2.6.



**Figura 2.6: Diagrama da altura média dos condutores da LT Itacaiúnas - Carajás**

### 3. Análise de Características dos Feixes da Linha de Transmissão

No projeto básico das LTs Colinas – Itacaiúnas e Itacaiúnas – Marabá, houve a opção de utilizar na primeira um feixe convencional, com a disposição dos condutores formando um quadrado com 0,457 m de lado enquanto na segunda optou-se por utilizar um feixe expandido, formando um quadrado maior, com 0,9 m de lado.

A justificativa dada no projeto básico para isso foi a de garantir os parâmetros elétricos – resistência e reatância de seqüência positiva – de ambas as linhas idênticos. O projeto prevê a utilização de amortecedores de vibração especial para proteger os condutores do feixe expandido contra a vibração eólica. Nenhuma outra menção é feita em relação aos feixes expandidos e daí surgiu a idéia de alguns estudos sobre os mesmos.

#### 3.1 - Potência Natural

As linhas de transmissão em CA, devido às suas características capacitivas, produzem uma quantidade de potência reativa (MVar) que depende de seu nível de tensão e sua reatância em derivação ou capacitiva ( $X_C$ ). Essa potência pode ser calculada da seguinte forma, assumindo o perfil unitário de tensão:

$$MVar_{Gerado} = \frac{V^2}{X_C} \quad (3.1)$$

Porém, elas também necessitam absorver energia reativa para manter seus campos magnéticos. A quantidade de energia necessária depende do módulo da corrente elétrica percorrendo-a e da sua reatância série ou indutiva ( $X_L$ ), como visto em (3.2).

$$MVar_{Consumido} = I^2 X_L \quad (3.2)$$

A Potência Natural de uma linha (em inglês Surge Impedance Loading ou SIL) é a carga de uma linha de transmissão, em MW, na qual ocorre um equilíbrio natural entre a potência

reativa capacitiva com a indutiva. Igualando as equações (3.1) e (3.2) e fazendo algumas manipulações algébricas, tem-se:

$$\frac{V^2}{I^2} = X_L X_C \quad (3.3)$$

Ao substituir em (3.3)  $X_L$  e  $X_C$  por  $2\pi f L$  e  $(2\pi f C)^{-1}$  e tirar a raiz quadrada de ambos os lados da equação, chega-se à definição da Impedância Característica  $Z_C$  da linha de transmissão dada em (3.4).

$$Z_C = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (3.4)$$

O significado teórico da impedância característica é que se uma carga puramente resistiva de valor igual a  $Z_C$  for conectada ao terminal receptor de uma linha de transmissão, não haverá reflexão da onda incidente no lado receptor. Portanto as tensões no lado emissor e no receptor se igualam a partir do instante da incidência da onda no lado receptor.

A potência natural de uma linha de transmissão é definida a partir da condição da LT alimentando carga resistiva de valor igual a  $Z_C$ :

$$\text{Potência Natural} = \frac{V^2}{Z_C} \quad (3.5)$$

Otimizando o arranjo dos feixes de condutores, é possível reduzir a reatância série da linha de transmissão e aumentar sua potência natural através da diminuição das interferências entre os subcondutores. Estas interferências na transmissão de energia são causadas pelos campos eletromagnéticos. Como mostrado em [9] uma das formas de otimizar a linha é o posicionamento assimétrico dos subcondutores no feixe ou a utilização de feixes expandidos, reduzindo a radiointerferência e aumentando tanto a energia entregue no lado receptor da linha como sua potência natural. As linhas onde são aplicados estes conceitos chamam-se linhas de potência natural elevada (LPNE). Os ganhos de transmissão nas LPNEs são consideráveis chegando a ser, em alguns casos, da ordem de três vezes a capacidade de transmissão de uma linha convencional. Na Figura 3.1 pode ser vista a foto da torre de uma LPNE.

Foram desenvolvidas duas rotinas no Mathematica para calcular a potência natural na seqüência positiva das três linhas em estudo. Para tanto é necessário calcular as matrizes de

impedância série, proceder a eliminação dos cabos pára-raios e aplicar a transposição por componentes simétricas.

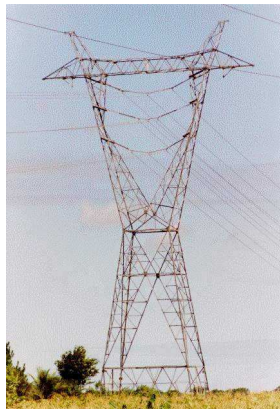
No caso de LT a circuito duplo, a transformação por componentes simétricas é feita em forma de blocos, como visto em (3.6) e (3.7).

$$\begin{pmatrix} \mathbf{A}^{-1} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{A}^{-1} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \mathbf{Z}_{abc} & \mathbf{Z}_{abc-a'b'c'} \\ \mathbf{Z}_{a'b'c'-abc} & \mathbf{Z}_{a'b'c'} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{A} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{A}^{-1} \mathbf{Z}_{abc} \mathbf{A} & \mathbf{A}^{-1} \mathbf{Z}_{abc-a'b'c'} \mathbf{A} \\ \mathbf{A}^{-1} \mathbf{Z}_{a'b'c'-abc} \mathbf{A} & \mathbf{A}^{-1} \mathbf{Z}_{a'b'c'} \mathbf{A} \end{pmatrix} \quad (3.6)$$

$$\begin{pmatrix} \mathbf{A}^{-1} \mathbf{Z}_{abc} \mathbf{A} & \mathbf{A}^{-1} \mathbf{Z}_{abc-a'b'c'} \mathbf{A} \\ \mathbf{A}^{-1} \mathbf{Z}_{a'b'c'-abc} \mathbf{A} & \mathbf{A}^{-1} \mathbf{Z}_{a'b'c'} \mathbf{A} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Z_0 & 0 & 0 & & \\ 0 & Z_1 & 0 & & \\ 0 & 0 & Z_2 & & \\ & & & \mathbf{Z}_{I-II} & \\ & & & & Z_0 & 0 & 0 \\ & & & & 0 & Z_1 & 0 \\ & & & & 0 & 0 & Z_2 \\ \mathbf{Z}_{II-I} & & & & & & & \end{pmatrix} \quad (3.7)$$

Cabe notar que as LTs a circuito duplo apresentam acoplamentos mútuos entre as redes de seqüências dos 2 circuitos, expressas pelas matrizes  $Z_{I-II}$  e  $Z_{II-I}$ . Estas matrizes têm elementos não-nulos, dependendo do tipo de transposição adotado [6]. Entretanto no presente trabalho tais acoplamentos não serão considerados.

Para a LT 230 kV Itacaiúnas – Carajás, o valor obtido foi aproximadamente 360 MW. Para a LT 500 kV Colinas – Itacaiúnas, a potência natural calculada foi de 1200 MW. Já para a LT 500 kV Itacaiúnas – Marabá, o resultado obtido foi o de 2230 MW aproximadamente.



**Figura 3.1: Torre de uma LPNE [10]**

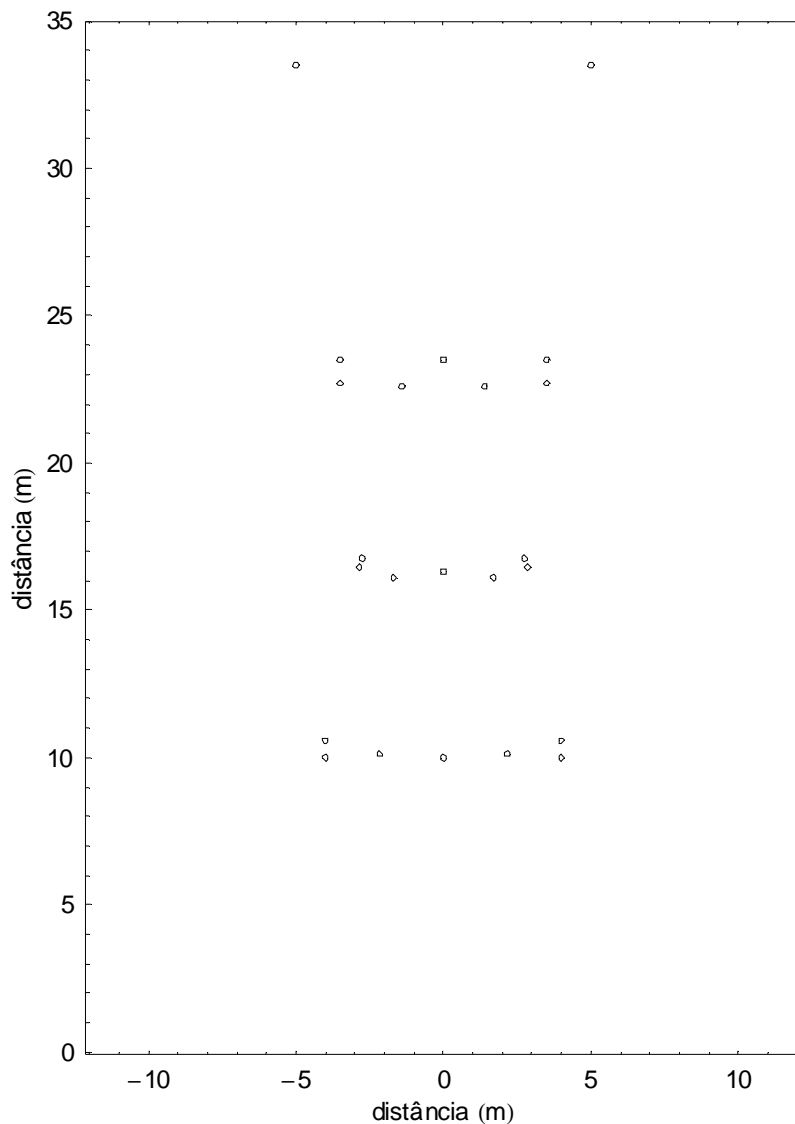
Após a obtenção destes resultados, alguns testes foram feitos. Testou-se qual seria a potência natural da LT Itacaiúnas – Marabá caso a mesma não tivesse feixe expandido e obteve-



se como resultado o valor de 1960 MW. Devido à utilização do feixe expandido, houve quase 300 MW de ganho, portanto do ponto de vista da potência natural esta foi uma boa decisão.

Na LT Colinas – Itacaiúnas testou-se qual seria o resultado caso fossem utilizados os feixes expandidos com espaçamento de 0,9 m. O resultado obtido foi 1410 MW, uma capacidade 210 MW superior à configuração com feixes convencionais. Com base neste ganho de potência natural, a opção por utilizar os feixes expandidos também seria boa neste caso.

Outro teste feito foi utilizar uma configuração teórica de linha com feixe genérico estudada no curso de Projetos de Linhas de Extra Alta Tensão, apresentada em [11]. Esta tem sete condutores por fase, assimetricamente espaçados num circuito simples, como demonstrado na Figura 3.2.



**Figura 3.2: Diagrama da altura média dos condutores da linha teórica proposta**

A potência natural desta linha é 2320 MW, aproximadamente 100 MW a mais que a configuração de circuito duplo com 4 condutores por fase adotada, que totalizam 8 condutores de fase. Portanto, utilizando um condutor a menos em cada fase é possível transmitir uma potência maior.

A grande desvantagem das linhas de potência natural elevada são seus custos de implantação maiores, tendo em vista que necessita de torres e ferragens especiais. Entretanto, seus custos por MW por km são sempre inferiores aos das linhas convencionais, além da economia que a redução das perdas gera e pelo fato das LPNEs em geral dispensarem compensação capacitiva. Na tabela 1 pode ser vista uma comparação entre as linhas convencionais e as de potência natural elevada retirada de [12].

Tensão (kV)	LT tradicional (MW)	LPNE (MW)
69	9 a 12	10 a 40
138	40 a 50	50 a 120
230	120 a 130	130 a 390
500	900 a 1020	950 a 2000

**Tabela 1: Comparação entre as capacidades de transmissão das linhas tradicionais e das LPNE**

A potência natural de uma linha não é a sua capacidade máxima de transmissão, embora em projetos otimizados a linha seja construída para operar próximo desta. O comprimento da linha é outro fator que limita a capacidade de carregamento das linhas sem otimização de condutores e sem compensação série, conforme St. Clair [13].

Outro aspecto do projeto básico analisado neste estudo é a capacidade de transporte máxima das LTs. De acordo com o projeto, na linha Colinas – Itacaiúnas esta capacidade é de 2.754 MVA, que é a capacidade térmica máxima da linha. Porém, como é mostrado em [13], o carregamento máximo de uma linha cujo comprimento é 304 km (188 mi) estaria limitado a aproximadamente 1,4 vezes sua potência natural, como pode ser visto na figura 3.3. Na LT Colinas – Itacaiúnas, cuja potência natural é aproximadamente 1200 MW, o carregamento máximo seria 1680 MW.

Ref: Dunlop, R., Gutman, R., Marchenko, P.P.

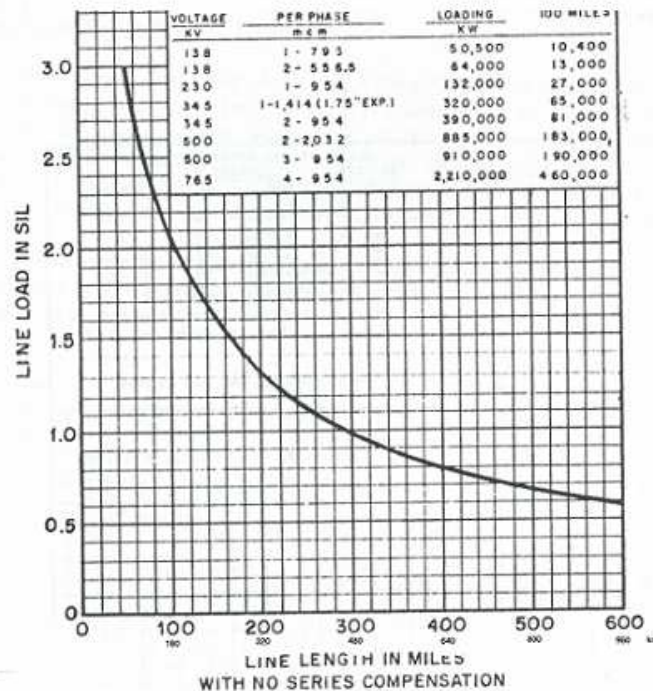


Figure 2. Revised line loadability curve (heavy loading)

Figura 3.3: Capacidade de carregamento de LTs

### 3.2 - Distribuição das Correntes nos Feixes

A corrente transmitida por uma linha de transmissão flui através de seus condutores. Os condutores podem ser simples, quando apenas um é utilizado, ou geminados, quando se tem mais de um condutor por fase formando um feixe. Quanto mais condutores no feixe de uma linha, maior sua capacidade de transmissão e menores suas perdas. No caso das perdas, esta redução é dada pelo fato da resistência equivalente dos condutores ligados em paralelo ser menor que a de um condutor apenas e das mesmas serem diretamente proporcionais à resistência.

Como todos os condutores têm a mesma resistência, logicamente a corrente elétrica deveria se dividir igualmente entre eles. Essa premissa, adotada no projeto básico objeto desta análise e usualmente suposta não ocorre nas situações reais. Além da resistência, cada condutor

apresenta reatância distinta para o fluxo de corrente, devido aos acoplamentos. Portanto, os feixes apresentam uma distribuição de corrente não uniforme em seus subcondutores.

A metodologia para calcular a corrente nos feixes é simples, como é possível observar em [14]. Primeiramente, deve-se calcular a matriz de impedâncias da linha e reduzi-la após eliminar os cabos pára-raios, obtendo os equivalentes de fase. Em seguida, aplicam-se a essa matriz as correntes que percorrem a linha e obtém-se o valor da queda de tensão em cada fase da linha, como demonstrado em (3.8).

$$\left[ \frac{dV}{dX} \right]_{\text{fase}} = [Z]_{\text{eq}} [I]_{\text{fase}} \quad (3.8)$$

Conhecendo a queda de tensão em cada fase e sabendo que todos os subcondutores de cada feixe estão conectados paralelamente em ambas as extremidades e têm portanto a mesma queda de tensão é possível expandir a equação (3.6) de forma a se obter as quedas de tensão em todos os subcondutores. Em seguida, inverte-se a matriz de impedâncias a fim de obter a matriz de admitâncias e aplica-se então a tensão calculada nesta matriz, obtendo assim as correntes que percorrem cada subcondutor, conforme a equação (3.7), de ordem  $3n$ , onde  $n$  é o número de subcondutores dos feixes.

$$[I] = [Z]^{-1} \left[ \frac{dV}{dX} \right] \quad (3.9)$$

Novamente utilizando o Mathematica, foram elaborados algoritmos para calcular a distribuição das correntes nos feixes simples, conforme Anexo 5 e no duplo, que pode ser verificado no Anexo 6.

Este modelo utiliza a representação da linha de transmissão como uma linha curta, porém foi utilizado em todas as linhas em estudo, sendo que a única LT que pode ser considerada curta é a LT Itacaiúnas - Marabá. Sua aplicabilidade para linhas longas é um pouco limitada, uma vez que os efeitos capacitivos, muito importantes em se tratando de linhas médias e longas são desconsiderados nestes cálculos, porém é possível verificar em parte este desequilíbrio. Outra ressalva é que não foi considerada a contribuição por efeito capacitivo.

### 3.2.1 - LT Colinas – Itacaiúnas 500 kV

As análises desta linha foram iniciadas seguindo a metodologia apresentada em [14], considerando desta forma a distribuição das correntes isoladamente nos feixes laterais e em seguida nos feixes centrais, quando submetidos à corrente máxima que a linha deve ser capaz de conduzir no valor de 3 kA de acordo com o edital. O resultado obtido foi uma distribuição igual da corrente entre os subcondutores, tanto para o feixe central como para os laterais, o que já era esperado, tendo em vista que o feixe é simétrico.

Entretanto, para este resultado ocorrer na realidade, o feixe de condutores de uma fase necessitaria estar afastado das outras fases, de forma que não fosse submetido aos efeitos dos campos das mesmas. Na realidade isso não ocorre uma vez que seria necessário um grande espaçamento entre as fases, o que impediria que as mesmas fossem colocadas na mesma torre tornando o projeto economicamente inviável.

Outra informação que deve ser considerada é que as linhas em estudo utilizam circuito compacto, ou seja, um espaçamento entre fases reduzido. Isso acaba por aumentar o acoplamento capacitivo entre fases, influenciando muito na distribuição das correntes como será visto a seguir.

A segunda etapa foi um estudo prévio para verificar se as diferenças dos resultados dos métodos De e Deri seriam propagadas gerando grande discrepância entre os resultados finais obtidos. Como pode ser visto comparando as Tabelas 2 e 3 referentes aos métodos De e Deri respectivamente, isto não ocorre. Seguiu-se então a metodologia descrita na seção anterior, cujos resultados obtidos são expostos adiante.

Corrente (A)							
Fase A			Fase B			Fase C	
730,398	767,59		767,844	743,687		774,417	722,861
732,448	770,41		759,336	735,705		777,858	728,014

**Tabela 2: Método De**

Corrente (A)							
Fase A			Fase B			Fase C	
731,125	767,304		767,364	744,084		771,399	723,012
732,708	769,689		758,909	736,124		777,731	728,032

**Tabela 3: Método Deri**

Foi verificado que não há influência dos cabos pára-raios caso estes sejam continuamente aterrados nas torres. Isto se deve ao fato do campo elétrico gerado pelas correntes nos mesmos serem desprezíveis, tendo em vista que as correntes induzidas nos cabos pára-raios são extremamente pequenas em relação às de fase.

Apesar de não gerar impacto nos resultados, os cálculos executados nos itens subseqüentes foram feitos utilizando a “eliminação” dos pára-raios de modo que os cálculos representassem fielmente as características das linhas.

Os valores mostrados nas Tabelas 2 e 3 não consideram a transposição da linha. Entretanto, a linha em estudo é transposta, portanto para obter resultados mais próximos do que ocorre realmente em campo, procedeu-se a elaboração de um algoritmo para a transposição da linha sem a eliminação dos subcondutores de fase. Como os subcondutores do feixe não são transpostos, deve-se separar a matriz de impedâncias em blocos de próprias e mútuas para fazer a transposição, conforme pode ser visto na Figura 3.4. É importante citar que a parte e a impedância de retorno pelo solo serão distintas para cada subcondutor.

$Z_{11}$	$Z_{12}$	$Z_{13}$	$Z_{14}$	$Z_{15}$	$Z_{16}$	$Z_{17}$	$Z_{18}$	$Z_{19}$	$Z_{110}$	$Z_{111}$	$Z_{112}$
$Z_{21}$	$Z_{22}$	$Z_{23}$	$Z_{24}$	$Z_{25}$	$Z_{26}$	$Z_{27}$	$Z_{28}$	$Z_{29}$	$Z_{210}$	$Z_{211}$	$Z_{212}$
$Z_{31}$	$Z_{32}$	$Z_{33}$	$Z_{34}$	$Z_{35}$	$Z_{36}$	$Z_{37}$	$Z_{38}$	$Z_{39}$	$Z_{310}$	$Z_{311}$	$Z_{312}$
$Z_{41}$	$Z_{42}$	$Z_{43}$	$Z_{44}$	$Z_{45}$	$Z_{46}$	$Z_{47}$	$Z_{48}$	$Z_{49}$	$Z_{410}$	$Z_{411}$	$Z_{412}$
$Z_{51}$	$Z_{52}$	$Z_{53}$	$Z_{54}$	$Z_{55}$	$Z_{56}$	$Z_{57}$	$Z_{58}$	$Z_{59}$	$Z_{510}$	$Z_{511}$	$Z_{512}$
$Z_{61}$	$Z_{62}$	$Z_{63}$	$Z_{64}$	$Z_{65}$	$Z_{66}$	$Z_{67}$	$Z_{68}$	$Z_{69}$	$Z_{610}$	$Z_{611}$	$Z_{612}$
$Z_{71}$	$Z_{72}$	$Z_{73}$	$Z_{74}$	$Z_{75}$	$Z_{76}$	$Z_{77}$	$Z_{78}$	$Z_{79}$	$Z_{710}$	$Z_{711}$	$Z_{712}$
$Z_{81}$	$Z_{82}$	$Z_{83}$	$Z_{84}$	$Z_{85}$	$Z_{86}$	$Z_{87}$	$Z_{88}$	$Z_{89}$	$Z_{810}$	$Z_{811}$	$Z_{812}$
$Z_{91}$	$Z_{92}$	$Z_{93}$	$Z_{94}$	$Z_{95}$	$Z_{96}$	$Z_{97}$	$Z_{98}$	$Z_{99}$	$Z_{910}$	$Z_{911}$	$Z_{912}$
$Z_{101}$	$Z_{102}$	$Z_{103}$	$Z_{104}$	$Z_{105}$	$Z_{106}$	$Z_{107}$	$Z_{108}$	$Z_{109}$	$Z_{1010}$	$Z_{1011}$	$Z_{1012}$
$Z_{111}$	$Z_{112}$	$Z_{113}$	$Z_{114}$	$Z_{115}$	$Z_{116}$	$Z_{117}$	$Z_{118}$	$Z_{119}$	$Z_{1110}$	$Z_{1111}$	$Z_{1112}$
$Z_{121}$	$Z_{122}$	$Z_{123}$	$Z_{124}$	$Z_{125}$	$Z_{126}$	$Z_{127}$	$Z_{128}$	$Z_{129}$	$Z_{1210}$	$Z_{1211}$	$Z_{1212}$

**Figura 3.4: Matriz de indutâncias separadas em blocos de próprias e mútuas por fase**

Após a transposição, a matriz de impedâncias é a vista na Figura 3.5.

$Z_1$	$Z_2$	$Z_3$	$Z_4$	$Z_{m1}$	$Z_{m2}$	$Z_{m3}$	$Z_{m4}$	$Z_{m1}$	$Z_{m2}$	$Z_{m3}$	$Z_{m4}$
$Z_2$	$Z_5$	$Z_6$	$Z_7$	$Z_{m5}$	$Z_{m6}$	$Z_{m7}$	$Z_{m8}$	$Z_{m5}$	$Z_{m6}$	$Z_{m7}$	$Z_{m8}$
$Z_3$	$Z_6$	$Z_8$	$Z_9$	$Z_{m9}$	$Z_{m10}$	$Z_{m11}$	$Z_{m12}$	$Z_{m9}$	$Z_{m10}$	$Z_{m11}$	$Z_{m12}$
$Z_4$	$Z_7$	$Z_9$	$Z_{10}$	$Z_{m13}$	$Z_{m14}$	$Z_{m15}$	$Z_{m16}$	$Z_{m13}$	$Z_{m14}$	$Z_{m15}$	$Z_{m16}$
$Z_{m1}$	$Z_{m5}$	$Z_{m9}$	$Z_{m13}$	$Z_1$	$Z_2$	$Z_3$	$Z_4$	$Z_{m1}$	$Z_{m2}$	$Z_{m3}$	$Z_{m4}$
$Z_{m2}$	$Z_{m6}$	$Z_{m10}$	$Z_{m14}$	$Z_2$	$Z_5$	$Z_6$	$Z_7$	$Z_{m5}$	$Z_{m6}$	$Z_{m7}$	$Z_{m8}$
$Z_{m3}$	$Z_{m7}$	$Z_{m11}$	$Z_{m15}$	$Z_3$	$Z_6$	$Z_8$	$Z_9$	$Z_{m9}$	$Z_{m10}$	$Z_{m11}$	$Z_{m12}$
$Z_{m4}$	$Z_{m8}$	$Z_{m12}$	$Z_{m16}$	$Z_4$	$Z_7$	$Z_9$	$Z_{10}$	$Z_{m13}$	$Z_{m14}$	$Z_{m15}$	$Z_{m16}$
$Z_{m1}$	$Z_{m5}$	$Z_{m9}$	$Z_{m13}$	$Z_{m1}$	$Z_{m5}$	$Z_{m9}$	$Z_{m13}$	$Z_1$	$Z_2$	$Z_3$	$Z_4$
$Z_{m2}$	$Z_{m6}$	$Z_{m10}$	$Z_{m14}$	$Z_{m2}$	$Z_{m6}$	$Z_{m10}$	$Z_{m14}$	$Z_2$	$Z_5$	$Z_6$	$Z_7$
$Z_{m3}$	$Z_{m7}$	$Z_{m11}$	$Z_{m15}$	$Z_{m3}$	$Z_{m7}$	$Z_{m11}$	$Z_{m15}$	$Z_3$	$Z_6$	$Z_8$	$Z_9$
$Z_{m4}$	$Z_{m8}$	$Z_{m12}$	$Z_{m16}$	$Z_{m4}$	$Z_{m8}$	$Z_{m12}$	$Z_{m16}$	$Z_4$	$Z_7$	$Z_9$	$Z_{10}$

**Figura 3.5: Matriz das indutâncias da linha transposta**

Os valores da matriz de impedâncias transposta são calculados da seguinte forma para as próprias:  $Z_1$  é a média de  $Z_{11}$ ,  $Z_{55}$  e  $Z_{99}$ ;  $Z_2$  é a média de  $Z_{12}$ ,  $Z_{56}$  e  $Z_{910}$ ; e assim por diante. Já para as mútuas:  $Z_{m1}$  é a média de  $Z_{15}$ ,  $Z_{19}$  e  $Z_{59}$ ;  $Z_{m2}$  é a média de  $Z_{16}$ ,  $Z_{110}$  e  $Z_{510}$  e assim segue. Portanto a transposição resulta numa matriz com blocos 3x3 equilibrados.

A metodologia descrita foi aplicada à LT transposta e foi obtido o resultado mostrado na Tabela 4. Comparando estes valores com os da Tabela 2, é possível perceber que a transposição da linha não gerou grandes efeitos na distribuição da corrente, a variação na diferença entre a maior e a menor corrente foi de aproximadamente 1%, ou seja, praticamente nenhuma.

Corrente (A)					
Fase A		Fase B		Fase C	
726,214	774,246	760,671	741,06	774,005	726,07
726,079	774,025	760,464	740,902	773,785	725,935

**Tabela 4: Linha transposta**

Caso a corrente fosse dividida igualmente entre os subcondutores, como adotado no projeto básico, cada um transmitiria 750 A. Considerando-se este valor como sendo 100%, a distribuição percentual das correntes seria como mostra a Tabela 5.

Corrente (%)					
Fase A		Fase B		Fase C	
96,8285%	103,2328%	101,4228%	98,8080%	103,2007%	96,8093%
96,8105%	103,2033%	101,3952%	98,7869%	103,1713%	96,7913%

**Tabela 5: Linha transposta**

Ao considerar a hipótese de um espaçamento maior do feixe como adotado na LT Itacaiúnas - Marabá, a distribuição das correntes seria modificada devido à alteração dos campos gerados pelos subcondutores. A nova distribuição das correntes pode ser vista nas Tabelas 6 e 7.

Corrente (A)					
Fase A		Fase B		Fase C	
709,347	791,963	766,446	737,669	791,032	708,897
709,172	791,503	766,029	737,404	790,578	708,728

**Tabela 6: Feixe expandido**

Corrente (%)							
Fase A		Fase B		Fase C			
94,5796%	105,5951%	102,1928%	98,3559%	105,4709%	94,5196%		
94,5563%	105,5337%	102,1372%	98,3205%	105,4104%	94,4971%		

**Tabela 7: Feixe expandido**

Como pode ser visto ao comparar estes resultados com os anteriores, expandir o feixe gera um aumento substancial no desequilíbrio, que antes era de aproximadamente 6,5% (diferença de 48,2 A) entre o condutor que mais e o que menos conduz corrente e após a expansão passou a ser de 11% (diferença de 82,8 A) nas condições críticas que ocorrem das fases laterais.

### 3.2.2 - LT Itacaiúnas – Marabá 500 kV

A configuração em circuito duplo desta linha afeta a distribuição das correntes no feixe. Como esta linha não é transposta e os efeitos da transposição foram analisados no caso anterior, os presentes cálculos foram feitos sem transpor a linha.

Nas Tabelas 8 e 9 a distribuição das correntes neste caso pode ser vista. É interessante destacar que apesar da configuração vertical, o desequilíbrio entre as fases A e C continuou sendo aproximadamente igual, assim como o desequilíbrio entre os circuitos I e II.

Circuito I			Circuito II		
	Corrente (A)			Corrente (A)	
Fase A	752,591	773,605	Fase A	780,492	762,118
	726,956	748,327		Fase A	738,152
Fase B	751,106	736,714	Fase B	751,314	764,587
	765,478	749,873		Fase B	736,996
Fase C	720,741	737,57	Fase C	748,051	727,669
	763,024	779,571		Fase C	772,67

**Tabela 8: Feixe expandido**



Circuito I			Circuito II		
	Corrente (%)			Corrente (%)	
Fase A	100,3455%	103,1473%	Fase A	104,0656%	101,6157%
	96,9275%	99,7769%		98,4203%	96,0107%
Fase B	100,1475%	98,2285%	Fase B	100,1752%	101,9449%
	102,0637%	99,9831%		98,2661%	100,0411%
Fase C	96,0988%	98,3427%	Fase C	99,7401%	97,0225%
	101,7365%	103,9428%		103,0227%	100,4144%

**Tabela 9: Feixe expandido**

Como feito anteriormente, analisou-se qual seria a situação havendo a utilização de feixes convencionais nesta linha. Os resultados obtidos são mostrados nas Tabelas 10 e 11.

Circuito I			Circuito II		
	Corrente (A)			Corrente (A)	
Fase A	750,917	763,376	Fase A	768,086	757,532
	736,825	749,414		742,556	732,092
Fase B	749,857	741,232	Fase B	751,298	759,025
	759,514	750,483		741,53	749,247
Fase C	732,513	742,14	Fase C	749,259	737,233
	758,052	767,592		762,896	751,149

**Tabela 10: Feixe convencional**

Circuito I			Circuito II		
	Corrente (%)			Corrente (%)	
Fase A	100,1223%	101,7835%	Fase A	102,4115%	101,0043%
	98,2433%	99,9219%		99,0075%	97,6123%
Fase B	99,9809%	98,8309%	Fase B	100,1731%	101,2033%
	101,2685%	100,0644%		98,8707%	99,8996%
Fase C	97,6684%	98,9520%	Fase C	99,9012%	98,2977%
	101,0736%	102,3456%		101,7195%	100,1532%

**Tabela 11: Feixe convencional**

Novamente neste caso a configuração com circuito expandido aumenta o desequilíbrio das correntes, que era de 35,1 A no circuito I e 36,0 A no circuito II e passou para 58,8 A no circuito I e 60,4 A no circuito II. O aumento percentual é aproximadamente o mesmo, no circuito simples foi de 71,8% entre a configuração convencional e a expandida e no circuito duplo foi de 67,7%. Entretanto, neste caso o desequilíbrio é menor, uma vez que a disposição das fases de ambos os circuitos na torre, na forma ABC e C'B'A', acaba por equalizar um pouco os efeitos dos campos.

### **3.3 - Análises dos resultados**

Adotar a distribuição das correntes igual nos subcondutores de um feixe é um erro elementar, tendo em vista que isso ocorreria apenas se fossem considerados somente os efeitos resistivos da linha, contudo não é possível modelar uma linha de transmissão apenas com a utilização de resistências.

Modificar a configuração do feixe pode trazer grandes benefícios como o aumento da potência natural devido a redução da impedância característica, como pode ser verificado na tabela 12, porém a distribuição das correntes deve ser considerada.

Linha de Transmissão	Zc Projeto ( $\Omega$ )	Zc Calculada ( $\Omega$ )	Potencia Natural Projeto (MW)	Potencia Natural Calculada (MW)
Itacaiúnas - Carajás CD	270,954	147,378	195	360
Colinas - Itacaiúnas CS	208,507	208,091	1200	1200
Itacaiúnas - Marabá CD	207,953	112,21	1202	2230

**Tabela 12: Comparação com valores deste trabalho com os do projeto básico**

Na linha Itacaiúnas – Colinas, este aumento de desequilíbrio resultaria em mais de 80 A de diferença entre o condutor mais e o menos carregados. De acordo com o projeto básico, a temperatura dos condutores seria aproximadamente a mostrada na Tabela 13. Estes valores foram obtidos do projeto básico e assume-se que estejam corretos. Para validar estes dados, seria necessário calcular o gradiente de temperatura dos subcondutores utilizando a modelagem exposta em [15].

Temperatura dos subcondutores da Fase A ( $^{\circ}\text{C}$ )	
61	65
61	65

**Tabela 13: Temperatura dos subcondutores da Fase A**

Esta variação de temperatura gera uma variação irregular no comprimento dos subcondutores do mesmo feixe, uma vez que a dilatação de cada subcondutor será distinta. Para estimar esta diferença, recorreu-se ao manual de um fabricante de cabos [16] onde foram encontradas as informações dos condutores, cujos parâmetros mais importantes podem ser vistos na Figura 3.6.

Tipo de Condutor	Encordoamento	Coefficiente de Dilatação Linear ( $\times 10^{-6}/^{\circ}\text{C}$ )
CAA  (ACSR)	6/1	19,1
	8/1	16,9
	18/1	21,2
	6/7	19,8
	8/7	17,6
	12/7	15,3
	26/7	18,9
	30/7	17,8
	42/7	21,2
	54/7	19,4
	16/19	14,2
	18/19	13,9
	30/19	18,0
	42/19	15,8
54/19	19,6	
3/4	13,7	
4/3	14,8	

**Figura 3.6: Coeficiente de dilatação de condutores CAA**

O encordoamento do condutor ACSR Rail, que é o utilizado em todas as linhas em estudo é 45/7 ou 45 fios de alumínio com 7 fios de aço em seu núcleo. Como a tabela não contém os dados referentes ao condutor em questão, adotou-se de forma conservativa o coeficiente de dilatação linear do condutor como  $21,2 \times 10^{-6}/^{\circ}\text{C}$  que é o maior entre os condutores 42/7 e 54/7 que são os mais próximos do Rail.

Com estes parâmetros, calculou-se a variação de comprimento de cada condutor conforme a equação da dilatação linear (3.8) que pode ser vista em [17].

$$\Delta L_{\text{dilatação}} = L_i \alpha \Delta t \quad (3.8)$$

Adotando um vão de 450 m que é o vão médio das linhas e  $61^{\circ}\text{C}$  como a temperatura inicial, obtiveram-se os valores mostrados na Tabela 14, referentes à variação de comprimento dos condutores.

Variação relativa do comprimento dos condutores (m)	
0	0,04
0	0,04

**Tabela 14: Variação relativa do comprimento dos condutores**

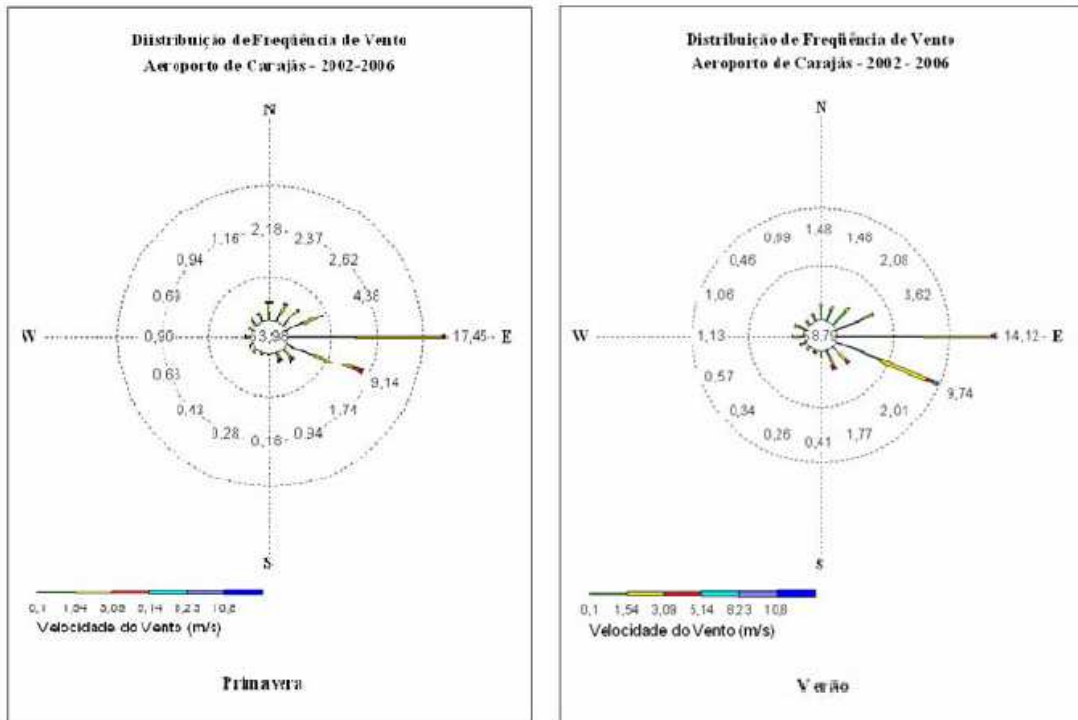
Essa diferença de dilatação dos cabos condutores não parece ser muito grande, mas de acordo com [17] ela pode gerar um esforço rotacional na cadeia de isoladores, deformando o feixe e os cálculos que originaram estes resultados foi conservativo.

Outro problema do desequilíbrio da corrente é ocorrer a superação da ampacidade, ou capacidade máxima de condução de corrente, de algum dos condutores. Novamente consultou-se [16], com os dados de interesse expressos na Figura 3.7.

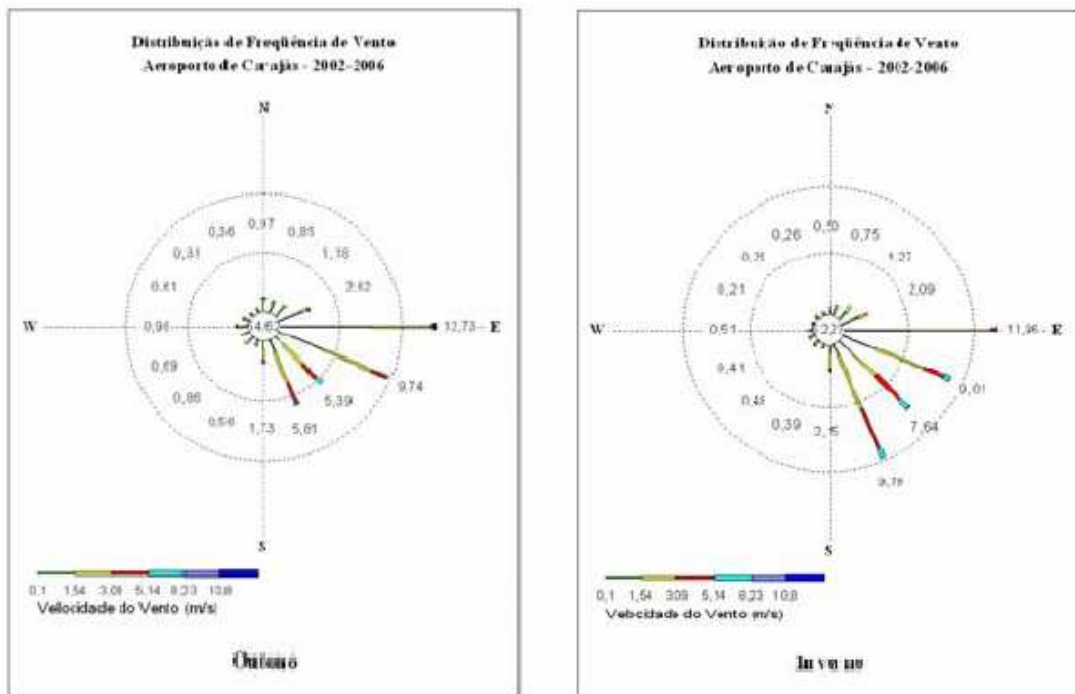
Código	Bitola (AWG ou kcmil)	Nº de fios	Ampacidade (A)			
			Com Sol Sem Vento	Sem Sol Sem Vento	Com Sol Com Vento	Sem Sol Com Vento
Rail	954,000	45/7	720	850	970	1.070

**Figura 3.7: Ampacidade do condutor Rail**

De acordo com as características geográficas das linhas em estudo, a condição climática da tabela acima deve ser considerada com sol. Portanto, os ventos da região devem ser levados em consideração para que não haja superação da ampacidade dos condutores. Nos estudos de impacto ambientais das linhas, há a rosa dos ventos medida nos aeroportos de Marabá e Carajás. Nas Figuras 3.8 podem ser vistos os ventos medidos em Carajás na primavera e verão e na Figura 3.9 as medições do outono e inverno.

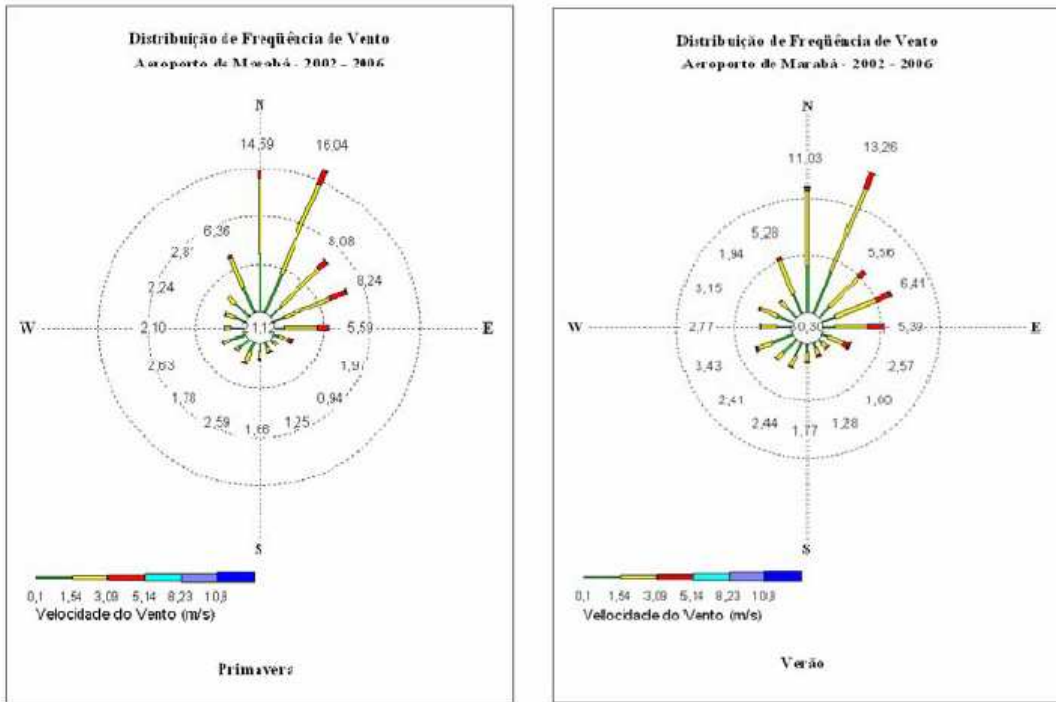


**Figura 3.8: Rosa dos ventos medida no Aeroporto de Carajás – Primavera e Verão**

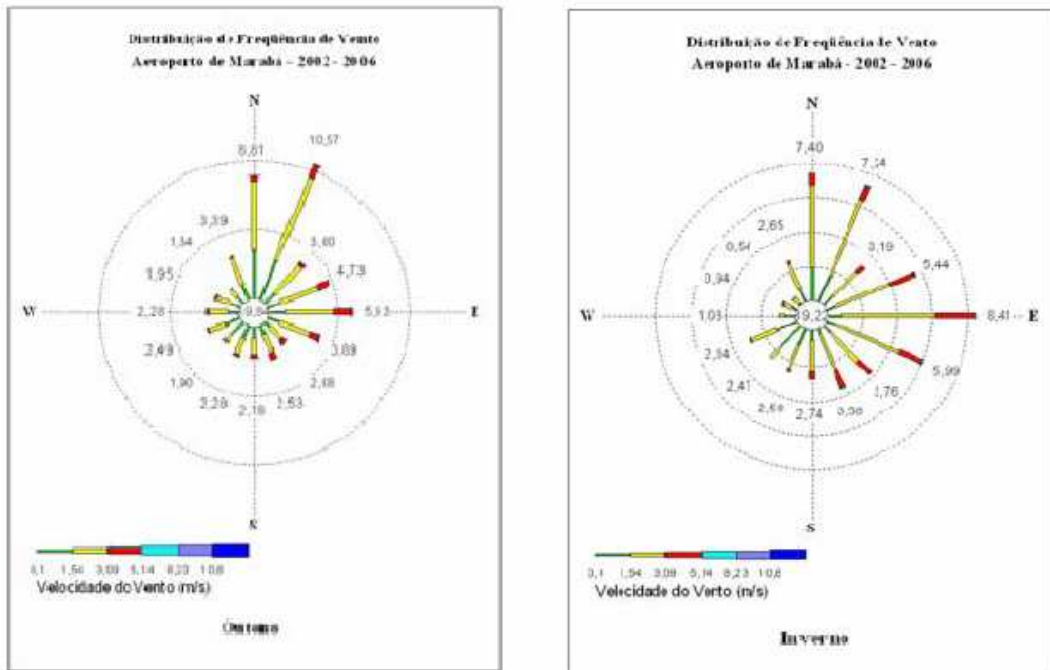


**Figura 3.9: Rosa dos ventos medida no Aeroporto de Carajás – Outono e Inverno**

Da mesma forma, nas Figuras 3.10 podem ser vistos os ventos medidos em Marabá na primavera e verão e na Figura 3.11 as medições do outono e inverno.

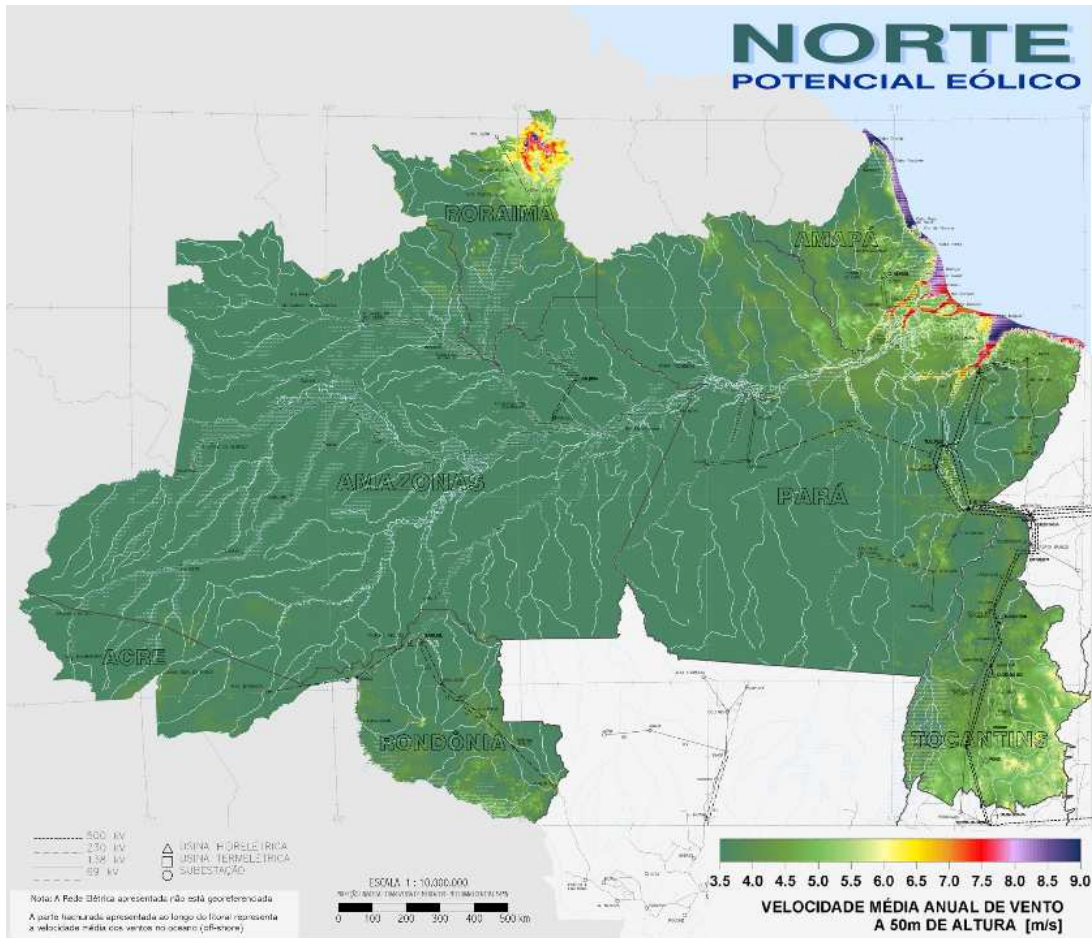


**Figura 3.10: Rosa dos ventos medida no Aeroporto de Marabá – Primavera e Verão**



**Figura 3.11: Rosa dos ventos medida no Aeroporto de Marabá – Outono e Inverno**

Como pode ser visto nas medições, em nenhuma época do ano a velocidade do vento passa de 8 m/s, ficando a maior parte do tempo abaixo de 5 m/s. Estes valores podem ser corroborados pela Figura 3.12, que mostra o potencial eólico da região norte do Brasil.



**Figura 3.12: Potencial eólico – Região Norte [18]**

Após este estudo dos ventos, resta classificá-los para poder comparar os resultados obtidos com os valores da ampacidade. De acordo com a Tabela 15, o vento da região pode ser classificado como variando entre brisa leve e vento fresco, chegando raríssimas vezes a vento moderado. Isto significa que dependendo da época do ano, o clima da região pode ser considerado com ou sem vento, sendo predominantemente sem.

Este fato é um tanto quanto preocupante, pois mesmo supondo a incidência de vento sempre transversal ao circuito, em condições extremas e numa situação adversa a capacidade de transmissão de corrente de um subcondutor pode ser superada, tendo em vista que o mesmo não



poderia fazer a troca adequada de calor com o ambiente, o que pode gerar conseqüências danosas a este subcondutor.

<b>Escala</b>	<b>Denominação</b>	<b>Velocidade em m/s</b>	<b>Avaliação do vento em terra</b>
0	Calmo	0 a 0,4	Não se nota nenhum movimento nos galhos das árvores.
1	Quase calmo	0,5 a 1,5	A direção da fumaça sofre um pequeno desvio.
2	Brisa leve	1,6 a 3,4	As folhas são levemente agitadas.
3	Vento fresco	3,5 a 5,5	As folhas ficam em agitação contínua.
4	Vento moderado	5,6 a 8	Poeira e pedaços de madeira são levantados.
5	Vento regular	8,1 a 10,9	As árvores pequenas começam a oscilar.
6	Vento meio forte	11,4 a 13,9	Galhos maiores ficam agitados,
7	Vento forte	14,1 a 16,9	Torna-se difícil andar contra o vento.
8	Vento muito forte	17,4 a 20,4	Fica impossível andar contra o vento
9	Ventania	20,5 a 23,9	Telhas podem ser arrancadas.
10	Vendaval	24,4 a 28	Arvores são derrubadas.
12	Furacão	83,0 a 125	Produzem efeitos devastadores.

**Tabela 15: Classificações de ventos [19]**

## 4. Análise das Perdas nos Cabos Pára-Raios

Os cabos pára-raios são importantes para proteger as linhas contra descargas atmosféricas diretas, fazendo com que os requisitos de desempenho sejam cumpridos. Eles podem ser de dois tipos, solidamente aterrados em todas as estruturas ou podem ser seccionados e isolados em algumas torres, com aterramento em vãos alternados. Quando os cabos são isolados, há uma forte indução de tensão, perigosa para os trabalhos de manutenção e que podem até causar a morte dos mais incautos em casos extremos. Outra desvantagem da utilização desta configuração é o aumento dos custos, uma vez que há necessidade da instalação de isoladores e centelhadores.

Nas linhas em estudo, os pára-raios são aterrados em todas as estruturas, o que faz surgir uma corrente circulante nos mesmos devido aos efeitos de indução. Esta corrente circulando acaba por gerar perdas nos pára-raios, que serão estudadas neste capítulo.

O algoritmo utilizado para realizar os cálculos deste capítulo é ligeiramente diferente dos utilizados anteriormente. Ao invés de considerar todos os condutores de cada fase e em seguida fazer a eliminação dos subcondutores calculando o seu condutor equivalente, utilizou-se o método do raio médio geométrico, que considera como se existisse apenas um condutor em cada fase, com efeitos proporcionais aos quatro subcondutores.

Calculou-se então a matriz reduzida das impedâncias da linha, incluindo os cabos pára-raios que dessa vez não foram eliminados. Conhecendo-se as tensões da linha, adotou-se para cada caso uma potência transmitida igual à potência natural da linha e foram calculadas as correntes de fase, para em seguida calcular as correntes induzidas nos cabos pára-raios. Conhecendo essas correntes e a resistência do pára-raios, derivam-se facilmente as perdas, como mostrado em 4.1.

$$\text{Perdas} = R I^2 \quad (4.1)$$

Outro ponto que merece destaque é o fato de que, assim como foi feito no projeto básico, foram considerados os mesmo condutores sendo utilizados em ambos os pára-raios, ou seja, dois condutores dotterel no trecho 1 que é próximo às subestações e dois condutores 3/8" EHS no trecho 2 que compreende o restante da linha, apesar de existir a possibilidade no código de inserir os dados do OPGW cuja utilização é prevista como um dos cabos de guarda. A

transposição da linha não foi considerada nestes casos e poderia ser feita utilizando a matriz de rotação R [6].

#### **4.1 - Perdas na LT Itacaiúnas – Carajás 230 kV**

Ao utilizar o algoritmo do Anexo VII, obteve-se no trecho 2 uma corrente circulante de 4,63 A em um dos cabos e 5,3 A no outro. Estas correntes circulando, geram 90,64 W/km e 118,88 W/km respectivamente, que resulta num total de 209,52 W/km. Já no trecho 1 tem-se uma corrente circulante de 30,02 A num dos cabos e 32,82 A no outro, resultando numa perda de 284,96 W/km e 340,52 W/km respectivamente totalizando 625,48 W/km de perdas.

Aplicando as os valores calculados acima ao comprimento total da linha, chega-se a um valor de 28,02 kW de perda instantânea. Para analisar as perdas da linha ao longo de um ano, basta multiplicar as perdas instantâneas pelo número de horas do ano, o que resulta em 245,6 MWh de perdas nesta linha de transmissão.

#### **4.2 - Perdas na LT Itacaiúnas – Colinas 500 kV**

O mesmo procedimento foi executado utilizando o algoritmo do Anexo VIII, obtendo para esta linha uma corrente de 12,37 A e 12,05 A no trecho 2 gerando 648,06 W/km e 614,95 W/km num total de 1263,01 W/km de perdas. Já no trecho 1, a corrente circulante no pára-raios é de 75,06 A e 73,96 A que proporcionam 1781,36 W/km e 1729,58 W/km totalizando 3510,94 W/km dissipados.

Ao analisar a linha toda, encontra-se uma perda instantânea de 464,88 kW. No intervalo de um ano, são perdidos 4,07 GWh nesta linha.

### **4.3 - Perdas na LT Itacaiúnas – Marabá 500 kV**

Como esta linha é curta, utilizou-se nela apenas um tipo de pára-raios, o dotterel. A corrente circulante calculada nestes pelo algoritmo do Anexo IX é de 93,79 A em um e 100,29 A no outro. Estas correntes geram a dissipação de 2781,34 W/km e 3180,56 W/km respectivamente. Considerando a soma de ambos os casos, encontra-se a potência dissipada nos cabos pára-raios desta linha, que equivale a 5961,9 W/km.

Esta potência total dissipada instantaneamente equivale a 238,48 kW. No período de um ano, esta linha de transmissão deixa de entregar 2,09 GWh.

### **4.4 - Análises dos resultados**

Ao somar as perdas totais das três linhas, chegou-se a um valor de 6,4 GWh perdidos em um ano, apenas nos cabos pára-raios, valor equivalente a R\$ 1.191.424,00 considerando o melhor preço possível, que é R\$ 186,14/MWh no mercado spot da região norte na 4ª semana de setembro [20]. Caso as perdas nos condutores de fase também fossem objeto deste estudo, o prejuízo seria ainda maior.

De acordo com estatística encontrada no *site* da Secretaria de Saneamento e Energia do estado de São Paulo [21], este apresentou uma média de consumo de energia elétrica de 229,4 kWh por habitante no mês de julho. Ao dividir as perdas nos pára-raios da linha por este consumo médio, foi possível observar que com a energia destas perdas seria possível fornecer energia elétrica a 27.898 pessoas durante um mês.

Levando em consideração que no Sistema Interligado Nacional – SIN existiam em 2006 aproximadamente 86.000 km de linhas de transmissão e que as linhas em estudo juntas têm 454 km, torna-se evidente que, sempre que possível, a configuração com os cabos aterrados em todas as torres deveria ser evitada.

A fim de observar quais seriam as conseqüências da utilização do cabo pára-raios seccionado, fez-se o seguinte cálculo. Conhecendo a matriz de impedâncias reduzida da linha

incluindo os cabos pára-raios, construiu-se um vetor cujos elementos eram as 3 correntes de fase e dois zeros, representando as correntes no cabo pára-raios 1 e no cabo 2. Multiplicou-se então a 4ª e a 5ª linhas da matriz por esse vetor de correntes a fim de obter as tensões induzidas, como pode ser visto em (4.2). Supondo um vão de 500 m com os cabos pára-raios numa torre aterrados e em outra isolados, calculou-se 52 V aproximadamente de tensão induzida pela circulação de corrente em ambos os casos.

$$\begin{pmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \\ V_{pr1} \\ V_{pr2} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{Z}_{abcpr} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (4.2)$$

Porém, a tensão induzida devido ao efeito capacitivo é a que deve ser levada em consideração, pois é muito maior. Para tanto se calculou a matriz de capacitâncias da LT cuja 4ª e 5ª linhas foram multiplicadas pela matriz de tensões e igualadas a zero (4.3).

$$\begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} = j \omega \begin{pmatrix} \mathbf{C}_{abcpr} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \frac{V_a}{\sqrt{3}} \\ \frac{V_b}{\sqrt{3}} \\ \frac{V_c}{\sqrt{3}} \\ V_{pr1} \\ V_{pr2} \end{pmatrix} \quad (4.3)$$

Resolvendo esse sistema, conforme (4.4), (4.5) e (4.6) encontrou-se para o mesmo vão uma tensão induzida de 21,3 kV aproximadamente devido aos efeitos capacitivos, em ambos condutores.

$$\begin{pmatrix} \mathbf{C}_{abcpr} \end{pmatrix} = \left( \begin{array}{c|c} \mathbf{C}_{abc} & \mathbf{C}_{I-pr} \\ \hline \mathbf{C}_{pr-I} & \mathbf{C}_{pr} \end{array} \right) \quad (4.4)$$

$$\begin{pmatrix} 0 \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \mathbf{C}_{I-pr} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \frac{V_a}{\sqrt{3}} \\ \frac{V_b}{\sqrt{3}} \\ \frac{V_c}{\sqrt{3}} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \mathbf{C}_{pr} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_p \\ V_r \end{pmatrix} \quad (4.5)$$

$$\begin{pmatrix} V_p \\ V_r \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} C_{pr} \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} C_{I-pr} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \frac{V_a}{\sqrt{3}} \\ \frac{V_b}{\sqrt{3}} \\ \frac{V_c}{\sqrt{3}} \end{pmatrix} \quad (4.6)$$

Portanto, baseado nestes resultados, a preferência deveria ser pela utilização de pára-raios isolados, compensando o risco que sua aplicação gera aos mantenedores com cursos e treinamentos mais rigorosos, adotando procedimentos para minimizar ao máximo este risco.

Na atual conjuntura, em que é cada vez mais difícil obter o aval das autoridades ambientais para a construção de grandes novas usinas, qualquer ação que pudesse trazer considerável economia de energia através da diminuição de qualquer tipo de perdas deveria ser empregada, todavia a metodologia atual de leilões de transmissão não oferece nenhum incentivo à redução destas perdas, tendo em vista que a linha é remunerada pela sua disponibilidade e não pelo seu desempenho, o que acaba por levar as concessionárias a adotarem a configuração solidamente aterrada, que tem um custo mais baixo.

## 5. Conclusões e Sugestões para Trabalhos Futuros

### 5.1 - Conclusões

Ao comparar os resultados obtidos neste trabalho com os apresentados no projeto básico das LTs estudadas, é possível concluir que os resultados dos cálculos foram os esperados em alguns casos, validando a metodologia utilizada. A potência natural da LT Colinas – Itacaiúnas no projeto é aproximadamente 1200 MW e a calculada também foi 1200 MW. Na LT Itacaiúnas – Marabá, o resultado calculado de 360 MW não foi próximo do mostrado no projeto, de 195 MW. Na LT Itacaiúnas – Carajás, o valor de 2230 MW calculado também ficou discrepante dos 1202 MW do projeto. Todavia, estes resultados do projeto básico foram desconsiderados pelo autor, uma vez que o fato destas linhas terem circuito duplo não aparenta ter sido observado, uma vez que com estes valores de projeto as linhas Colinas – Itacaiúnas e Itacaiúnas – Marabá teriam a mesma potência característica, sendo que uma é de circuito simples e a outra duplo.

As conseqüências da utilização do feixe expandido tampouco foram adequadamente abordadas no projeto básico. Como visto na seção 3.2.2, a utilização do mesmo na LT Itacaiúnas – Marabá aumentou em 67% o desequilíbrio das correntes nos subcondutores em comparação ao presente no feixe convencional. Este trabalho procura mostrar que em situações críticas de carregamento e clima, que podem ser atingidas no futuro com o aumento do intercâmbio de energia entre as regiões Norte e Sul, a linha poderá ficar suscetível a apresentar algumas falhas, caso opere durante muito tempo em sua plena capacidade.

A diferença na dilatação dos subcondutores nos feixes calculada foi de apenas 4 cm, porém os cálculos foram extremamente conservativos. É interessante ressaltar que esta diferença ocorre em toda a linha e sua propagação poderia implicar em efeitos maiores.

A utilização de cabos pára-raios seccionados poderia ter sido analisada mais cuidadosamente no projeto, como visto os custos das perdas anuais são altos, da ordem de milhares de reais e toda economia possível deve ser feita, principalmente com os riscos de nova necessidade de racionamento em médio prazo devido à falta de energia. Uma comparação entre os custos extras oriundos da instalação e manutenção dos centelhadores e isoladores necessários à configuração com os pára-raios seccionados e a economia que esta configuração acarreta

poderia ter sido feita de forma a verificar sua aplicabilidade. Mesmo que o cabo OPGW não possa ser seccionado, fazê-lo no outro pára-raios já geraria economia.

O projeto básico foi elaborado seguindo os requisitos do edital para uma concessionária de transmissão, que é remunerada de acordo com a disponibilidade da linha. Caso fosse aplicado a uma concessionária de geração, onde a remuneração é dada de acordo com a energia entregue, seria de extrema importância reduzir ao máximo as perdas.

## ***5.2 - Sugestões para Trabalhos Futuros***

Ao desenvolver este trabalho surgiram diversas idéias que ficam como sugestões para trabalhos futuros. Seria interessante uma análise do ângulo de torção nas cadeias de isoladores devido à dilatação diferente dos subcondutores, de forma a estimar se os esforços nos mesmos poderiam danificá-los. Outro aspecto que poderia ser abordado é se este giro do feixe não ocasionaria um desligamento por lavar algum condutor a ultrapassar a distância de segurança.

A metodologia aplicada neste trabalho foi a de parâmetros concentrados, ou seja, de linha curta. Resultados mais precisos poderiam ser obtidos caso fosse utilizada a metodologia aplicada às linhas longas, com os parâmetros distribuídos calculados utilizando as aproximações hiperbólicas para os circuitos. Portanto outra sugestão de trabalho é a aplicação da referida metodologia, incluindo o comportamento capacitivo para comparação com os resultados deste trabalho.

Outra possibilidade de trabalho futuro seria o cálculo do gradiente de temperatura dos condutores [15], de forma a verificar os dados do projeto utilizados neste trabalho. Com este cálculo mais preciso, é possível estimar exatamente a variação da temperatura nos subcondutores do feixe e a conseqüente dilatação dos mesmos, podendo ter uma idéia melhor das conseqüências que a distribuição das correntes acarreta. Poderiam também ser estimadas as perdas térmicas devido a radiação solar em conjunto com as perdas por Efeito Joule.



## Referências Bibliográficas

- [1] <http://www.desafios.org.br/Edicoes/13/artigo12973-1.asp?o=s> (25/08/07)
- [2] <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>  
(25/09/07)
- [3] [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/aspectos\\_institucionais/images/fig2\\_1.jpg](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Atlas/aspectos_institucionais/images/fig2_1.jpg)  
(25/08/07)
- [4] [http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/mapas\\_sin.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx) (15/09/07)
- [5] Stevenson Jr., Willian D., Grainger, John J., *Power System Analysis*, McGraw-Hill International Editions, pp. 141-166, 1994.
- [6] Anderson, Paul M., *Analysis of Faulted Power Systems*, IEEE Press Power Systems Engineering Series, pp. 71-151, 1973.
- [7] Deri, A., Tevan, G., Semlyen, A., Castanheira, A., “The complex Ground Return Plane A Simplified Model For Homogeneous And Multi-Layer Earth Return”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v.pas-100, n.8, pp. 3686-3693, Aug.1981.
- [8] EMTP, Eletromagnetic Transient Program –Theory Book, Bonneville Power Administration, 1981.
- [9] Gomes Jr., Sergio, Portela, Carlos M., Fernandes, Chester, “Princípio E Vantagens Referentes À Utilização De LPNEs E Apresentação De Resultados Comparativos”, Em: *XIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Balneário Camboriú, Brasil, Oct. 1995.
- [10] <http://www.cepel.br/~lpne/index.htm> (16/09/07)
- [11] Portela, Carlos M.J.C.M., “Um Sistema Computacional de Otimização de Linhas de Transmissão Não Convencionais”, Em: *XII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Pará, Brasil, Oct. 1997.
- [12] <http://www.comciencia.br/reportagens/energiaeletrica/energia05.htm> (16/09/07)

- [13] Gutman, R., Marchenko, P.P., Dunlop, R.D., “Analytical Development of Loadability Characteristics for EHV and UHV Transmission Lines”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v.pas-98, n.2, pp. 606-617, Mar. 1979.
- [14] West, Herschel J., Courts, Alan L., “Current Distribution Within Asymmetrical UHV Bundles: A Laboratory Confirmation Of Analytical Studies”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v.pas-95, n.4, pp. 1487-1492, Aug. 1976.
- [15] Black, W. Z., Collins, Stuart S., Hall, J. F., “Theoretical Model For Temperature Gradients Within Bare Overhead Conductors”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 3, n.2, pp. 707-715, Apr. 1988.
- [16] Ficap, “Fios e Cabos Nus de Alumínio para Linhas Aéreas”, Internet. (27/07/07)
- [17] Silva Filho, J. I., Ruffier, A. P., Lisboa, E. F. A., Estrella Jr., L. F., “Cálculo Das Flechas Dos Condutores De Vãos Contínuos E A Avaliação Da Ampacidade Estatística De LTs”, Comitê de Estudos 22 - Linhas Aéreas.
- [18] <http://www.eolicario.com.br/norte.swf> (20/09/07)
- [19] [http://www.cerpch.unifei.edu.br/fontes\\_renovaveis/eolica.htm](http://www.cerpch.unifei.edu.br/fontes_renovaveis/eolica.htm) (20/09/07)
- [20] <http://www.ccee.org.br/> (23/09/07)
- [21] [http://www.saneamento.sp.gov.br/noticias/ago-07/28\\_08.html](http://www.saneamento.sp.gov.br/noticias/ago-07/28_08.html) (19/09/07)
- [22] Marte Engenharia, “Projeto Básico - LT 500 kV Marabá-Itacaiúnas, LT 500 kV Itacaiúnas-Colinas, LT 230 kV Itacaiúnas-Carajás”, Feb. 2006.
- [23] Biodinâmica, “EIA – Estudo de Impactos Ambientais – Linha de Transmissão 500 kV Itacaiúnas-Colinas”, Set. 2006.
- [24] Mendonça, P.N., Otimização dos Feixes de Condutores de Linhas de Transmissão em Corrente Alternada. Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Mar. 2002.
- [25] <http://www.o-t-s.com/sil.htm> (16/09/07)
- [26] <http://www.abengoa.es/> (17/09/07)
- [27] Anexo 6A do Edital ANEEL 001/2005

## Anexo I – Cálculo de Parâmetros de LTs - Método DE

### Cálculo de parâmetros de LTs - Método DE

---

#### Opções de programa

```
<<Graphics`Graphics`  
Off[General::"spell",General::"spell1"];  
SetOptions[{Graphics},Axes→False,Frame→True,ImageSize→450,DefaultFont→{"Helvetica",14}];
```

---

#### Dados de Entrada

Tensão do Sistema

```
Vcaso1=500*10^3;
```

Parâmetros do circuito

```
 $\mu=4*\pi*10^{-7};$ 
```

```
freq=60;
```

```
 $\sigma=10^8;$ 
```

```
 $\omega=2*\pi*freq;$ 
```

```
 $\rho=1000; (* \Omega.m *)$ 
```

```
 $k=0.2*10^{-3}; (* km *)$ 
```

```
 $rd=9.869 \cdot 10^{-4} freq; (* resist\^encia do solo - \Omega/km *)$ 
```

```
 $De=2160 \sqrt{\rho / freq} * 0.3048; (* m *)$ 
```

```
 $\epsilon=8.854*10^{-12};$ 
```

Características do condutor Rail

```
res=0.07316272965879267` (*  $\Omega/km$  *);
```

```
Ds=Exp[-1/4]*0.02959/2 (* m *);
```

Características do para-raios

```
respr=0.4963910761154856` (*  $\Omega/km$  *);
```

```
Dspr=Exp[-1/4]*0.0154/2 (* m *);
```

Comprimento do vão (em metros)

```
compvao=450;
```

Componentes Simétricas

```
 $a=e^{2*\pi*j/3};$ 
```

```
A={{1,1,1},{1,a^2,a},{1,a,a^2}};
```

---

#### Configuração do circuito

```
xa1=-5.5-0.457/2;ya1=17.25+0.457/2 ;xb1=0.0-
```

```
0.457/2;yb1=16.47+0.457/2;xc1=5.5-0.457/2;yc1=ya1;
```

```
xa2=-5.5+0.457/2;ya2=17.25+0.457/2
```

```
;xb2=0.0+0.457/2;yb2=16.47+0.457/2;xc2=5.5+0.457/2;yc2=ya2;
```

```
xa3=-5.5+0.457/2;ya3=17.25-0.457/2 ;xb3=0.0+0.457/2;yb3=16.47-
```

```
0.457/2;xc3=5.5+0.457/2;yc3=ya3;
```

```
xa4=-5.5-0.457/2;ya4=17.25-0.457/2 ;xb4=0.0-0.457/2;yb4=16.47-
```

```
0.457/2;xc4=5.5-0.457/2;yc4=ya4;
```

```
xw1=-13.10;yw1=28.19;xw2=13.10;yw2=yw1;
```

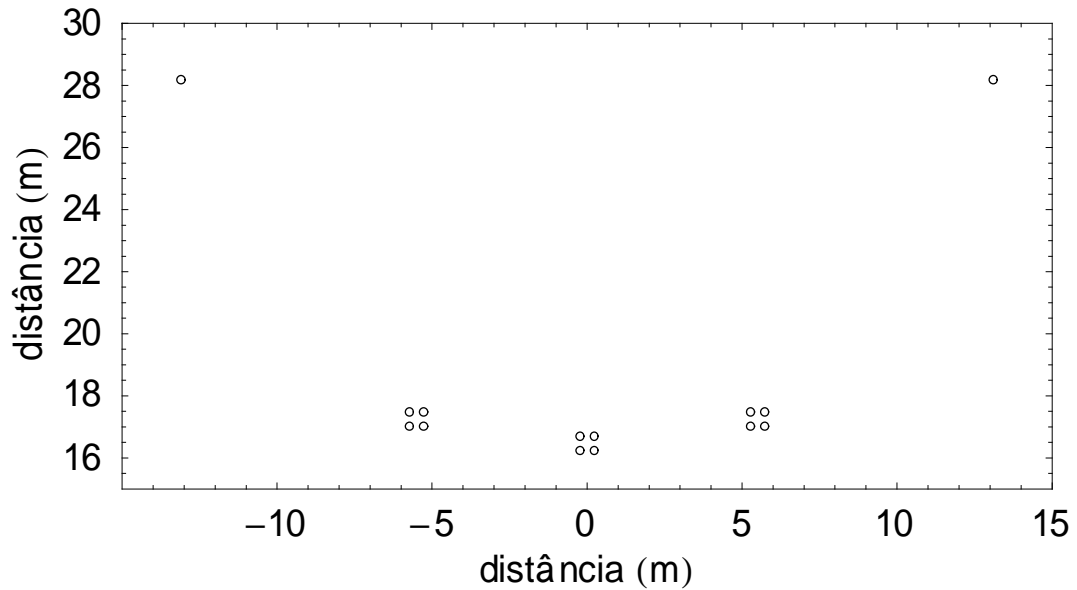
```
x={xa1,xa2,xa3,xa4,xb1,xb2,xb3,xb4,xc1,xc2,xc3,xc4,xw1,xw2};
```

```
y={ya1,ya2,ya3,ya4,yb1,yb2,yb3,yb4,yc1,yc2,yc3,yc4,yw1,yw2};
```

```
mostra2=Table[{Circle[{x[[i]],y[[i]]},0.12959]},{i,Length[x]}]
```

```
; tduplo=Show[Graphics[mostra2],GridLines→{None,{0}},AspectRatio  
→Automatic,Axes→False,Frame→Automatic,PlotRange→{{-  
15,15},{15,30}}(*Circuito Simples*),FrameLabel→{"dist\^ancia
```

```
(m)", "distância (m)"}];
```



Número de condutores da configuração

```
ncondporfase=4;
ncondfase=3*ncondporfase;
ncondpr=2;
circuitos=1;
ncond=circuitos*ncondfase+ncondpr;
```

### Cálculos dos Parâmetros desejados

Montagem da Matrix Z

```
Zabcpr=Table[If[i==j,If[i<ncondfase+1,res+rd+j k ω
Log[De/Ds],respr+rd+j k ω Log[De/Ds]],rd+j k ω
```

```
Log[De/√((x[[i]] - x[[j]])^2 + (y[[i]] - y[[j]])^2)],{i,ncond},{j,
ncond}];
```

Eliminação dos Cabos P-R

```
Zabc=Inverse[Take[Inverse[Zabcpr],ncondfase,ncondfase]];
```

Eliminação dos feixes

```
Zinversa=Inverse[Zabc];
```

```

ncondporfase ncondporfase
∑ ∑ Zinversa[[i, j]]
i=1 j=1
Zinversared={ {
ncondporfase 2*ncondporfase
∑ ∑ Zinversa[[i, j]]
i=1 j=ncondporfase+1
ncondporfase 3*ncondporfase
∑ ∑ Zinversa[[i, j]]
i=1 j=2*ncondporfase+1
}, {
ncondporfase 2*ncondporfase
∑ ∑ Zinversa[[i, j]]
j=1 i=ncondporfase+1
2*ncondporfase 2*ncondporfase
∑ ∑ Zinversa[[i, j]]
i=ncondporfase+1 j=ncondporfase+1
},
```

```

2*ncondporfase      3*ncondporfase
  ∑                  ∑
i=ncondporfase+1 j=2*ncondporfase+1  Zinversa[[i, j]]
}, {
  3*ncondporfase  ncondporfase
  ∑                ∑
i=2*ncondporfase+1 j=1  Zinversa[[i, j]]
,
  3*ncondporfase  2*ncondporfase
  ∑                ∑
i=2*ncondporfase+1 j=ncondporfase+1  Zinversa[[i, j]]
,
  3*ncondporfase  3*ncondporfase
  ∑                ∑
i=2*ncondporfase+1 j=2*ncondporfase+1  Zinversa[[i, j]]
}];
Zreduzida=Inverse[Zinversared];
MatrixForm[Zreduzida]
( {
  {0.104435 +0.515583 i, 0.0852271 +0.266526 i, 0.0850694
+0.214458 i},
  {0.0852271 +0.266526 i, 0.103175 +0.518885 i, 0.0852271
+0.266526 i},
  {0.0850694 +0.214458 i, 0.0852271 +0.266526 i, 0.104435
+0.515583 i}
} )

```

## Anexo II – Cálculo de Parâmetros de LTs - Método Deri

### Cálculo de parâmetros de LTs - Método Deri

---

#### Opções de programa

```
<<Graphics`Graphics`  
Off[General::"spell",General::"spell1"];  
SetOptions[{Graphics},Axes->False,Frame->True,ImageSize->  
>450,DefaultFont->{"Helvetica",14}];
```

---

#### Dados de Entrada

Tensão do Sistema

```
Vcaso1=500*10^3;
```

Parâmetros do circuito

```
 $\mu=4*\pi*10^{-7};$ 
```

```
freq=60;
```

```
 $\sigma=10^8;$ 
```

```
 $\omega=2*\pi*freq;$ 
```

```
 $\rho=1000; (* \Omega.m *)$ 
```

```
 $\epsilon=8.854*10^{-12};$ 
```

Características do condutor Rail

```
res=0.07316272965879267` (*  $\Omega/km$  *);
```

```
Ds=Exp[-1/4]*0.02959/2 (* m *);
```

Características do para-raios

```
respr=0.4963910761154856` (*  $\Omega/km$  *);
```

```
Dspr=Exp[-1/4]*0.0154/2 (* m *);
```

Comprimento do vão (em metros)

```
compvao=450;
```

Componentes Simétricas

```
a=e2* $\pi$  *j/3;
```

```
A={{1,1,1},{1,a^2,a},{1,a,a^2}};
```

---

#### Configuração do circuito

```
xa1=-5.5-0.457/2;ya1=17.25+0.457/2 ;xb1=0.0-  
0.457/2;yb1=16.47+0.457/2;xc1=5.5-0.457/2;yc1=ya1;
```

```
xa2=-5.5+0.457/2;ya2=17.25+0.457/2
```

```
;xb2=0.0+0.457/2;yb2=16.47+0.457/2;xc2=5.5+0.457/2;yc2=ya2;
```

```
xa3=-5.5+0.457/2;ya3=17.25-0.457/2 ;xb3=0.0+0.457/2;yb3=16.47-  
0.457/2;xc3=5.5+0.457/2;yc3=ya3;
```

```
xa4=-5.5-0.457/2;ya4=17.25-0.457/2 ;xb4=0.0-0.457/2;yb4=16.47-  
0.457/2;xc4=5.5-0.457/2;yc4=ya4;
```

```
xw1=-13.10;yw1=28.19;xw2=13.10;yw2=yw1;
```

```
x={xa1,xa2,xa3,xa4,xb1,xb2,xb3,xb4,xc1,xc2,xc3,xc4,xw1,xw2};
```

```
y={ya1,ya2,ya3,ya4,yb1,yb2,yb3,yb4,yc1,yc2,yc3,yc4,yw1,yw2};
```

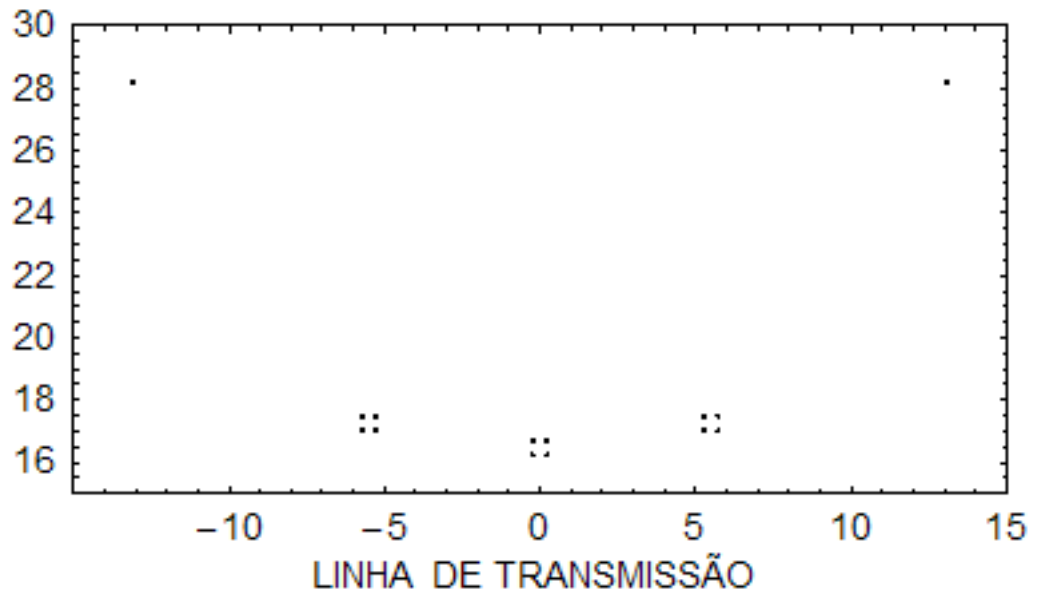
```
mostra2=Table[{Circle[{x[[i]],y[[i]]},0.02959]},{i,Length[x]}]
```

```
;
```

```
tduplo=Show[Graphics[mostra2],GridLines-
```

```
>{None,{0}},AspectRatio->Automatic,Axes->False,Frame-
```

```
>Automatic,PlotRange->{{-15,15},{15,30}}(*Circuito Simples*)  
,FrameLabel->{"distância (m)","distância (m)"}];
```



Número de condutores da configuração

```
ncondporfase=4;
ncondfase=3*ncondporfase;
ncondpr=2;
circuitos=1;
ncond=circuitos*ncondfase+ncondpr;
```

### Cálculos dos Parâmetros desejados

Plano Complexo de Retorno P

```
k=2*10-7;
p=Sqrt[ρ/(j*ω*μ)] ;
```

Montagem da Matrix Z - Algoritmo Método Deri

```
d1=Table[If[i==j, If[i<ncondfase+1,Ds,Dspr],Sqrt[(x[[i]]-
x[[j]])^2+(y[[i]]-y[[j]])^2]],{j,1,ncond,1},{i,1,ncond,1}];
h1=Table[If[i==j,2*(y[[i]]+p),Sqrt[(x[[i]]-
x[[j]])^2+(y[[i]]+y[[j]]+2*p)^2]],{j,1,ncond,1},{i,1,ncond,1}];
reslin1=Table[If[i==j,
If[i<ncondfase+1,res,respr],0],{j,1,ncond,1},{i,1,ncond,1}];
mlog1=Table[Log[h1[[i,j]]/d1[[i,j]]],{j,1,ncond,1},{i,1,ncond,
1}];
```

```
reat1=j*ω*k*mlog1*1000;
```

```
Zabcpr=(reslin1+reat1);
```

```
MatrixForm[Zabcpr]
```

Eliminação dos Cabos P-R

```
Zabc=Inverse[Take[Inverse[Zabcpr],ncondfase,ncondfase]];
```

Eliminação dos feixes

```
Zinversa=Inverse[Zabc];
```

$$Z_{inversared} = \left\{ \begin{array}{cc} \sum_{i=1}^{ncondporfase} \sum_{j=1}^{ncondporfase} Z_{inversa}[[i, j]] & \\ \sum_{i=1}^{ncondporfase} \sum_{j=ncondporfase+1}^{2*ncondporfase} Z_{inversa}[[i, j]] & \end{array} \right\}$$

```

ncondporfase  3*ncondporfase
  ∑           ∑           Zinversa[[i, j]]
  i=1         j=2*ncondporfase+1
                                     },{
ncondporfase  2*ncondporfase
  ∑           ∑           Zinversa[[i, j]]
  j=1         i=ncondporfase+1
                                     ,
2*ncondporfase  2*ncondporfase
  ∑           ∑           Zinversa[[i, j]]
i=ncondporfase+1 j=ncondporfase+1
                                     ,
2*ncondporfase  3*ncondporfase
  ∑           ∑           Zinversa[[i, j]]
i=ncondporfase+1 j=2*ncondporfase+1
                                     },{
  3*ncondporfase  ncondporfase
  ∑           ∑           Zinversa[[i, j]]
i=2*ncondporfase+1 j=1
                                     ,
  3*ncondporfase  2*ncondporfase
  ∑           ∑           Zinversa[[i, j]]
i=2*ncondporfase+1 j=ncondporfase+1
                                     ,
  3*ncondporfase  3*ncondporfase
  ∑           ∑           Zinversa[[i, j]]
i=2*ncondporfase+1 j=2*ncondporfase+1
                                     }};
Zreduzida=Inverse[Zinversared];
MatrixForm[Zreduzida]
( {
  {0.104435+0.515583 i, 0.0852271+0.266526 i,
0.0850694+0.214458 i},
  {0.0852271+0.266526 i, 0.103175+0.518885 i,
0.0852271+0.266526 i},
  {0.0850694+0.214458 i, 0.0852271+0.266526 i,
0.104435+0.515583 i}
} )

```



## Anexo III – Cálculo da Potência Natural - Circuito Simples

### Cálculo da Potência Natural - Circuito Simples

---

#### Opções de programa

```
<<Graphics`Graphics`  
Off[General::"spell",General::"spell1"];  
SetOptions[{Graphics},Axes->False,Frame->True,ImageSize->450,DefaultFont->{"Helvetica",14}];
```

---

#### Dados de Entrada

Tensão do Sistema

```
V=500*10^3;
```

Parâmetros do circuito

```
 $\mu=4*\pi*10^{-7};$ 
```

```
freq=60;
```

```
 $\sigma=10^8;$ 
```

```
 $\omega=2*\pi*freq;$ 
```

```
 $\rho=1000; (* \Omega.m *)$ 
```

```
 $\epsilon=8.854*10^{-12};$ 
```

Características do condutor Rail

```
res=0.07316272965879267` (*  $\Omega/km$  *);
```

```
r1=0.02959/2 (* m *);
```

```
Ds=Exp[-1/4]*0.02959/2 (* m *);
```

Características do para-raios

```
respr=0.4963910761154856` (*  $\Omega/km$  *);
```

```
r1pr=0.0154/2 (* m *);
```

```
Dspr=Exp[-1/4]*0.0154/2 (* m *);
```

Comprimento do vão (em metros)

```
compvao=450;
```

Componentes Simétricas

```
a=e2* $\pi$  *j/3;
```

```
A={{1,1,1},{1,a^2,a},{1,a,a^2}};
```

---

#### Configuração do circuito

```
xa1=-5.5-0.457/2;ya1=17.25+0.457/2 ;xb1=0.0-
```

```
0.457/2;yb1=16.47+0.457/2;xc1=5.5-0.457/2;yc1=ya1;
```

```
xa2=-5.5+0.457/2;ya2=17.25+0.457/2
```

```
;xb2=0.0+0.457/2;yb2=16.47+0.457/2;xc2=5.5+0.457/2;yc2=ya2;
```

```
xa3=-5.5+0.457/2;ya3=17.25-0.457/2 ;xb3=0.0+0.457/2;yb3=16.47-
```

```
0.457/2;xc3=5.5+0.457/2;yc3=ya3;
```

```
xa4=-5.5-0.457/2;ya4=17.25-0.457/2 ;xb4=0.0-0.457/2;yb4=16.47-
```

```
0.457/2;xc4=5.5-0.457/2;yc4=ya4;
```

```
xw1=-13.10;yw1=28.19;xw2=13.10;yw2=yw1;
```

```
x={xa1,xa2,xa3,xa4,xb1,xb2,xb3,xb4,xc1,xc2,xc3,xc4,xw1,xw2};
```

```
Y={ya1,ya2,ya3,ya4,yb1,yb2,yb3,yb4,yc1,yc2,yc3,yc4,yw1,yw2};
```

```
mostra2=Table[{Circle[{x[[i]],Y[[i]]},0.02959]},{i,Length[x]}]
```

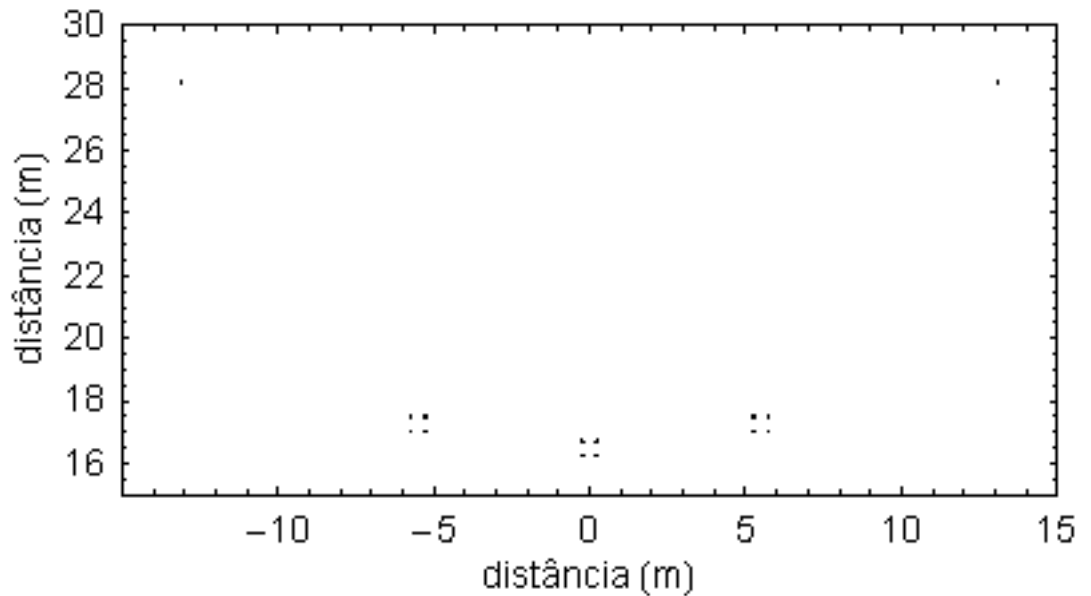
```
;
```

```
tduplo=Show[Graphics[mostra2],GridLines-
```

```
>{None,{0}},AspectRatio->Automatic,Axes->False,Frame-
```

```
>Automatic,PlotRange->{{-15,15},{15,30}}(*Circuito Simples*)
```

```
,FrameLabel->{"distância (m)","distância (m)"}];
```



Número de condutores da configuração

```
ncondporfase=4;
ncondfase=3*ncondporfase;
ncondpr=2;
ncond=ncondfase+ncondpr;
```

---

### Cálculos dos Parâmetros desejados

Montagem da Matrix P

```
P=Table[If[i!=j,1/2*Log[((Subscript[x, [[i]]]-Subscript[x,
[[j]])^2+(Subscript[Ȳ, [[i]]]+Subscript[Ȳ,
[[j]])^2)/((Subscript[x, [[i]]]-Subscript[x,
[[j]])^2+(Subscript[Ȳ, [[i]]]-Subscript[Ȳ,
[[j]])^2)],If[i<ncondfase,Log[(2 (Ȳ[[i]])))/r1],Log[(2
(Ȳ[[i]])))/r1pr]],{i,ncond},{j,ncond}];
```

Eliminação dos Cabos P-R

```
Pkronpr=Inverse[Take[Inverse[P],ncondfase,ncondfase]];
```

Eliminação dos feixes

```
Ckronpr=Inverse[Pkronpr];
```

$$\text{Cred} = \left\{ \left\{ \sum_{i=1}^{ncondporfase} \sum_{j=1}^{ncondporfase} \text{Ckronpr}[[i, j]] \right. \right. \\
 \left. \sum_{i=1}^{ncondporfase} \sum_{j=ncondporfase+1}^{2*ncondporfase} \text{Ckronpr}[[i, j]] \right. \\
 \left. \sum_{i=1}^{ncondporfase} \sum_{j=2*ncondporfase+1}^{3*ncondporfase} \text{Ckronpr}[[i, j]] \right. \\
 \left. \sum_{j=1}^{ncondporfase} \sum_{i=ncondporfase+1}^{2*ncondporfase} \text{Ckronpr}[[i, j]] \right\}, \{$$

```

2*ncondporfase  2*ncondporfase
  ∑             ∑      Ckronpr[[i, j]]
i=ncondporfase+1 j=ncondporfase+1
,
2*ncondporfase  3*ncondporfase
  ∑             ∑      Ckronpr[[i, j]]
i=ncondporfase+1 j=2*ncondporfase+1
}, {
  3*ncondporfase  ncondporfase
  ∑             ∑      Ckronpr[[i, j]]
i=2*ncondporfase+1 j=1
,
  3*ncondporfase  2*ncondporfase
  ∑             ∑      Ckronpr[[i, j]]
i=2*ncondporfase+1 j=ncondporfase+1
,
  3*ncondporfase  3*ncondporfase
  ∑             ∑      Ckronpr[[i, j]]
i=2*ncondporfase+1 j=2*ncondporfase+1
}};
Pred=Inverse[Cred];
Transposição da Linha
Predproprio=Tr[Pred]/3;
Predmutuo=(Pred[[1,2]]+Pred[[1,3]]+Pred[[2,3]])/3;

Predtransposto=Table[If[i!=j,Predmutuo,Predproprio],{i,3},{j,3}];
Cálculo de Ze e Ye
Ze=j*freq*μ*Predtransposto;
Ye=j*ω*2*π*ε*Inverse[Predtransposto];
Cálculo de Z e Y nas sequencias 012
Z012=Inverse[A].Ze.A//Chop;
Y012=Inverse[A].Ye.A//Chop;
Componentes de sequência positiva
Z1=Z012[[2,2]];
Y1=Y012[[2,2]];
Cálculo da Impedância Característica de sequência positiva
Zc1=√Z1/Y1
208.091
Cálculo da Potência Natural
Pn=V^2/Zc1
1.2014*10^9

```

## Anexo IV – Cálculo da Potência Natural - Circuito Duplo

### Cálculo da Potência Natural - Circuito Duplo

---

#### Opções de programa

```
<<Graphics`Graphics`  
Off[General::"spell",General::"spell1"];  
SetOptions[{Graphics},Axes->False,Frame->True,ImageSize->  
>450,DefaultFont->{"Helvetica",14}];
```

---

#### Dados de Entrada

Tensão do Sistema

```
V=500*10^3;
```

Parâmetros do circuito

```
 $\mu=4*\pi*10^{-7};$ 
```

```
freq=60;
```

```
 $\sigma=10^8;$ 
```

```
 $\omega=2*\pi*freq;$ 
```

```
 $\rho=1000; (* \Omega.m *)$ 
```

```
 $\epsilon=8.854*10^{-12};$ 
```

Características do condutor Rail

```
res=0.07316272965879267` (*  $\Omega/km$  *);
```

```
r1=0.02959/2 (* m *);
```

```
Ds=Exp[-1/4]*0.02959/2 (* m *);
```

Características do para-raios

```
respr=0.4963910761154856` (*  $\Omega/km$  *);
```

```
r1pr=0.0154/2 (* m *);
```

```
Dspr=Exp[-1/4]*0.0154/2 (* m *);
```

Comprimento do vão (em metros)

```
compvao=450;
```

Componentes Simétricas

```
a=e2* $\pi$  *j/3;
```

```
A={{1,1,1},{1,a^2,a},{1,a,a^2}};
```

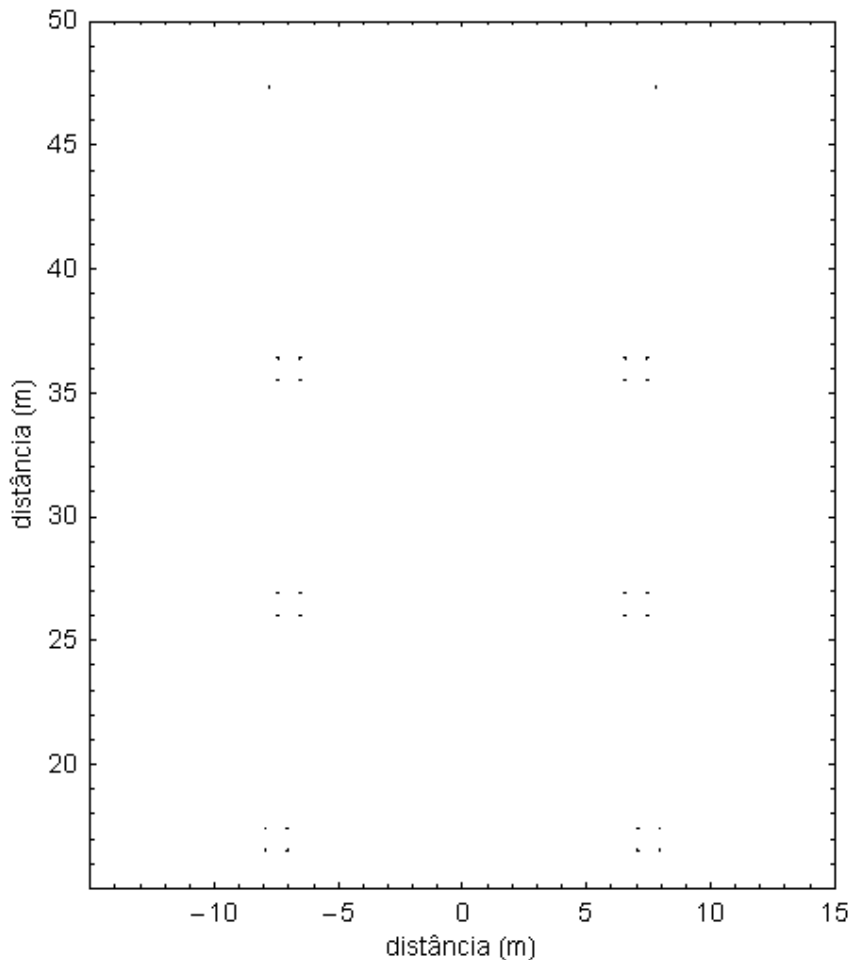
---

#### Configuração do circuito

```
xa1c1=-7.5-0.9/2;ya1c1=16.97+0.9/2 ;xb1c1=-7.0-  
0.9/2;yb1c1=26.47+0.9/2;xc1c1=-7.0-0.9/2 ;yc1c1=35.97+0.9/2;  
xa2c1=-7.5+0.9/2;ya2c1=16.97+0.9/2 ;xb2c1=-  
7.0+0.9/2;yb2c1=26.47+0.9/2;xc2c1=-7.0  
+0.9/2;yc2c1=35.97+0.9/2;  
xa3c1=-7.5+0.9/2;ya3c1=16.97 -0.9/2;xb3c1=-  
7.0+0.9/2;yb3c1=26.47-0.9/2;xc3c1=-7.0+0.9/2 ;yc3c1=35.97-  
0.9/2;  
xa4c1=-7.50-0.9/2;ya4c1=16.97 -0.9/2;xb4c1=-7.0-  
0.9/2;yb4c1=26.47-0.9/2;xc4c1=-7.0 -0.9/2;yc4c1=35.97-0.9/2;  
xa1c2=7.5-0.9/2;ya1c2=ya1c1;xb1c2=7.0-  
0.9/2;yb1c2=yb1c1;xc1c2=7.0-0.9/2;yc1c2=yc1c1;  
xa2c2=7.5+0.9/2;ya2c2=ya2c1;xb2c2=7.0+0.9/2;yb2c2=yb2c1;xc2c2=  
7.0+0.9/2;yc2c2=yc2c1;  
xa3c2=7.5+0.9/2;ya3c2=ya3c1;xb3c2=7.0+0.9/2;yb3c2=yb3c1;xc3c2=  
7.0+0.9/2;yc3c2=yc3c1;  
xa4c2=7.5-0.9/2;ya4c2=ya4c1;xb4c2=7.0-  
0.9/2;yb4c2=yb4c1;xc4c2=7.0-0.9/2;yc4c2=yc4c1;  
xw1=-7.8;yw1=47.33;xw2=7.8;yw2=yw1;  
x={xa1c1,xa2c1,xa3c1,xa4c1,xb1c1,xb2c1,xb3c1,xb4c1,xc1c1,xc2c1
```

```
,xc3c1,xc4c1,xa1c2,xa2c2,xa3c2,xa4c2,xb1c2,xb2c2,xb3c2,xb4c2,x
c1c2,xc2c2,xc3c2,xc4c2,xw1,xw2};
Ȳ={ya1c1,ya2c1,ya3c1,ya4c1,yb1c1,yb2c1,yb3c1,yb4c1,yc1c1,yc2c1
,yc3c1,yc4c1,ya1c2,ya2c2,ya3c2,ya4c2,yb1c2,yb2c2,yb3c2,yb4c2,y
c1c2,yc2c2,yc3c2,yc4c2,yw1,yw2};
```

```
mostra2=Table[{Circle[{x[[i]],Ȳ[[i]]},0.02959]},{i,Length[x]}]
;
tduplo=Show[Graphics[mostra2],GridLines-
>{None,{0}},AspectRatio->Automatic,Axes->False,Frame-
>Automatic,PlotRange->{{-15,15},{15,50}},FrameLabel-
>{"distância (m)","distância (m)"}];
```



Número de condutores da configuração

```
ncondporfase=4;
ncondfase=3*ncondporfase;
ncondpr=2;
ncond=2*ncondfase+ncondpr;
```

### Cálculos dos Parâmetros desejados

Montagem da Matrix P

```
P=Table[If[i!=j,1/2*Log[((Subscript[x,[[i]]]-Subscript[x,
[[j]])2+(Subscript[Ȳ,[[i]]]+Subscript[Ȳ,
[[j]])2)/((Subscript[x,[[i]]]-Subscript[x,
[[j]])2+(Subscript[Ȳ,[[i]]]-Subscript[Ȳ,
[[j]])2)],If[i<ncondfase,Log[(2 (Ȳ[[i]])))/r1],Log[(2
```





```

        5*ncondporfase      5*ncondporfase
        ∑                  ∑      Ckronpr[[i, j]]
i=4*ncondporfase+1 j=4*ncondporfase+1
        ,
        5*ncondporfase      6*ncondporfase
        ∑                  ∑      Ckronpr[[i, j]]
i=4*ncondporfase+1 j=5*ncondporfase+1
        },{
        6*ncondporfase      ncondporfase
        ∑                  ∑      Ckronpr[[i, j]]
i=5*ncondporfase+1      j=1
        ,
        6*ncondporfase      2*ncondporfase
        ∑                  ∑      Ckronpr[[i, j]]
i=5*ncondporfase+1 j=ncondporfase+1
        ,
        6*ncondporfase      3*ncondporfase
        ∑                  ∑      Ckronpr[[i, j]]
i=5*ncondporfase+1 j=2*ncondporfase+1
        ,
        6*ncondporfase      4*ncondporfase
        ∑                  ∑      Ckronpr[[i, j]]
i=5*ncondporfase+1 j=3*ncondporfase+1
        ,
        6*ncondporfase      5*ncondporfase
        ∑                  ∑      Ckronpr[[i, j]]
i=5*ncondporfase+1 j=4*ncondporfase+1
        ,
        6*ncondporfase      6*ncondporfase
        ∑                  ∑      Ckronpr[[i, j]]
i=5*ncondporfase+1 j=5*ncondporfase+1
        }};
    C1=Take[Cred,3,3];
    C2=Take[Cred,3,-3];
    C3=Take[Cred,-3,-3];
    Creduzida=C1+C2+Transpose[C2]+C3;
    Pred=Inverse[Creduzida];
    Transposição da Linha
    Predproprio=Tr[Pred]/3;
    Predmutuo=(Pred[[1,2]]+Pred[[1,3]]+Pred[[2,3]])/3;

    Predtransposto=Table[If[i!=j,Predmutuo,Predproprio},{i,3},{j,3}
    ];
    Cálculo de Ze e Ye
    Ze=j*freq*μ*Predtransposto;
    Ye=j*ω*2*π*ε*Inverse[Predtransposto];
    Cálculo de Z e Y nas sequencias 012
    Z012=Inverse[A].Ze.A//Chop;
    Y012=Inverse[A].Ye.A//Chop;
    Componentes de sequência positiva
    Z1=Z012[[2,2]];
    Y1=Y012[[2,2]];
    Cálculo da Impedância Característica de sequência positiva
    Zc1=√Z1/Y1
    112.21
    Cálculo da Potência Natural
    Pn=V^2/Zc1
    2.22796*109

```



## Anexo V – Cálculo da Distribuição das Correntes - Circuito Simples

### Cálculo da Distribuição das Correntes - Circuito Simples

Este algoritmo deve ser inserido após um dos algoritmos de cálculo dos parâmetros

Transposição da Linha

$$Z_{\text{reduzida proprio}} = \text{Tr}[Z_{\text{reduzida}}] / 3;$$

$$Z_{\text{reduzida mutuo}} = (Z_{\text{reduzida}}[[1,2]] + Z_{\text{reduzida}}[[1,3]] + Z_{\text{reduzida}}[[2,3]]) / 3;$$

$$Z_{\text{reduzida transposta}} = \text{Table}[\text{If}[i \neq j, Z_{\text{reduzida mutuo}}, Z_{\text{reduzida proprio}}], \{i, 3\}, \{j, 3\}];$$

Matriz Z transposta

$$Z_1 = (Z_{\text{abc}}[[1,1]] + Z_{\text{abc}}[[5,5]] + Z_{\text{abc}}[[9,9]]) / 3;$$

$$Z_2 = (Z_{\text{abc}}[[1,2]] + Z_{\text{abc}}[[5,6]] + Z_{\text{abc}}[[9,10]]) / 3;$$

$$Z_3 = (Z_{\text{abc}}[[1,3]] + Z_{\text{abc}}[[5,7]] + Z_{\text{abc}}[[9,11]]) / 3;$$

$$Z_4 = (Z_{\text{abc}}[[1,4]] + Z_{\text{abc}}[[5,8]] + Z_{\text{abc}}[[9,12]]) / 3;$$

$$Z_5 = (Z_{\text{abc}}[[2,2]] + Z_{\text{abc}}[[6,6]] + Z_{\text{abc}}[[10,10]]) / 3;$$

$$Z_6 = (Z_{\text{abc}}[[2,3]] + Z_{\text{abc}}[[6,7]] + Z_{\text{abc}}[[10,11]]) / 3;$$

$$Z_7 = (Z_{\text{abc}}[[2,4]] + Z_{\text{abc}}[[6,8]] + Z_{\text{abc}}[[10,12]]) / 3;$$

$$Z_8 = (Z_{\text{abc}}[[3,3]] + Z_{\text{abc}}[[7,7]] + Z_{\text{abc}}[[11,11]]) / 3;$$

$$Z_9 = (Z_{\text{abc}}[[3,4]] + Z_{\text{abc}}[[7,8]] + Z_{\text{abc}}[[11,12]]) / 3;$$

$$Z_{10} = (Z_{\text{abc}}[[4,4]] + Z_{\text{abc}}[[8,8]] + Z_{\text{abc}}[[12,12]]) / 3;$$

$$Z_{m1} = (Z_{\text{abc}}[[1,5]] + Z_{\text{abc}}[[1,9]] + Z_{\text{abc}}[[5,9]]) / 3;$$

$$Z_{m2} = (Z_{\text{abc}}[[1,6]] + Z_{\text{abc}}[[1,10]] + Z_{\text{abc}}[[5,10]]) / 3;$$

$$Z_{m3} = (Z_{\text{abc}}[[1,7]] + Z_{\text{abc}}[[1,11]] + Z_{\text{abc}}[[5,11]]) / 3;$$

$$Z_{m4} = (Z_{\text{abc}}[[1,8]] + Z_{\text{abc}}[[1,12]] + Z_{\text{abc}}[[5,12]]) / 3;$$

$$Z_{m5} = (Z_{\text{abc}}[[2,5]] + Z_{\text{abc}}[[2,9]] + Z_{\text{abc}}[[6,9]]) / 3;$$

$$Z_{m6} = (Z_{\text{abc}}[[2,6]] + Z_{\text{abc}}[[2,10]] + Z_{\text{abc}}[[6,10]]) / 3;$$

$$Z_{m7} = (Z_{\text{abc}}[[2,7]] + Z_{\text{abc}}[[2,11]] + Z_{\text{abc}}[[6,11]]) / 3;$$

$$Z_{m8} = (Z_{\text{abc}}[[2,8]] + Z_{\text{abc}}[[2,12]] + Z_{\text{abc}}[[6,12]]) / 3;$$

$$Z_{m9} = (Z_{\text{abc}}[[3,5]] + Z_{\text{abc}}[[3,9]] + Z_{\text{abc}}[[7,9]]) / 3;$$

$$Z_{m10} = (Z_{\text{abc}}[[3,6]] + Z_{\text{abc}}[[3,10]] + Z_{\text{abc}}[[7,10]]) / 3;$$

$$Z_{m11} = (Z_{\text{abc}}[[3,7]] + Z_{\text{abc}}[[3,11]] + Z_{\text{abc}}[[7,11]]) / 3;$$

$$Z_{m12} = (Z_{\text{abc}}[[3,8]] + Z_{\text{abc}}[[3,12]] + Z_{\text{abc}}[[7,12]]) / 3;$$

$$Z_{m13} = (Z_{\text{abc}}[[4,5]] + Z_{\text{abc}}[[4,9]] + Z_{\text{abc}}[[8,9]]) / 3;$$

$$Z_{m14} = (Z_{\text{abc}}[[4,6]] + Z_{\text{abc}}[[4,10]] + Z_{\text{abc}}[[8,10]]) / 3;$$

$$Z_{m15} = (Z_{\text{abc}}[[4,7]] + Z_{\text{abc}}[[4,11]] + Z_{\text{abc}}[[8,11]]) / 3;$$

$$Z_{m16} = (Z_{\text{abc}}[[4,8]] + Z_{\text{abc}}[[4,12]] + Z_{\text{abc}}[[8,12]]) / 3;$$

$$Z_{\text{abc transposta}} = \{ \{ Z_1, Z_2, Z_3, Z_4, Z_{m1}, Z_{m2}, Z_{m3}, Z_{m4}, Z_{m1}, Z_{m2}, Z_{m3}, Z_{m4} \}, \{ Z_2, Z_5, Z_6, Z_7, Z_{m5}, Z_{m6}, Z_{m7}, Z_{m8}, Z_{m5}, Z_{m6}, Z_{m7}, Z_{m8} \}, \{ Z_3, Z_6, Z_8, Z_9, Z_{m9}, Z_{m10}, Z_{m11}, Z_{m12}, Z_{m9}, Z_{m10}, Z_{m11}, Z_{m12} \}, \{ Z_4, Z_7, Z_9, Z_{10}, Z_{m13}, Z_{m14}, Z_{m15}, Z_{m16}, Z_{m13}, Z_{m14}, Z_{m15}, Z_{m16} \}, \{ Z_{m1}, Z_{m5}, Z_{m9}, Z_{m13}, Z_1, Z_2, Z_3, Z_4, Z_{m1}, Z_{m2}, Z_{m3}, Z_{m4} \}, \{ Z_{m2}, Z_{m6}, Z_{m10}, Z_{m14}, Z_2, Z_5, Z_6, Z_7, Z_{m5}, Z_{m6}, Z_{m7}, Z_{m8} \}, \{ Z_{m3}, Z_{m7}, Z_{m11}, Z_{m15}, Z_3, Z_6, Z_8, Z_9, Z_{m9}, Z_{m10}, Z_{m11}, Z_{m12} \}, \{ Z_{m4}, Z_{m8}, Z_{m12}, Z_{m16}, Z_4, Z_7, Z_9, Z_{10}, Z_{m13}, Z_{m14}, Z_{m15}, Z_{m16} \}, \{ Z_{m1}, Z_{m5}, Z_{m9}, Z_{m13}, Z_{m1}, Z_{m5}, Z_{m9}, Z_{m13}, Z_1, Z_2, Z_3, Z_4 \}, \{ Z_{m2}, Z_{m6}, Z_{m10}, Z_{m14}, Z_{m2}, Z_{m6}, Z_{m10}, Z_{m14}, Z_2, Z_5, Z_6, Z_7 \}, \{ Z_{m3}, Z_{m7}, Z_{m11}, Z_{m15}, Z_{m3}, Z_{m7}, Z_{m11}, Z_{m15}, Z_3, Z_6, Z_8, Z_9 \}, \{ Z_{m4}, Z_{m8}, Z_{m12}, Z_{m16}, Z_{m4}, Z_{m8}, Z_{m12}, Z_{m16}, Z_4, Z_7, Z_9, Z_{10} \} \};$$

$$V_{\text{abc}} = Z_{\text{reduzida transposta}} \cdot \{ \{ 3000 \}, \{ 3000 \cdot a \}, \{ 3000 \cdot a \} \};$$

$$\text{MatrixForm}[\text{Abs}[V_{\text{abc}}]]$$

$$V_{\text{abc ex}} = \{ \{ V_{\text{abc}}[[1]] \}, \{ V_{\text{abc}}[[1]] \}, \{ V_{\text{abc}}[[1]] \}, \{ V_{\text{abc}}[[1]] \}, \{ V_{\text{abc}}[[1]] \} \}$$

```
[2]]}, {Vabc[[2]]}, {Vabc[[2]]}, {Vabc[[2]]}, {Vabc[[3]]}, {Vabc[[3]]}, {Vabc[[3]]}, {Vabc[[3]]};  
MatrixForm[Abs[Inverse[Zabctransposta].Vabcex]]
```

## Anexo VI – Cálculo da Distribuição das Correntes - Circuito Duplo

### Cálculo da Distribuição das Correntes - Circuito Duplo

---

Este algoritmo deve ser inserido após um dos algoritmos de cálculo dos parâmetros

Queda de tensões

```
Vabc=Zreduzida.{3000},{3000*a^2},{3000*a},{3000*a},{3000*a^2},{3000}};
```

```
MatrixForm[Abs[Vabc]]
```

Nova matriz de tensões

```
Vabcex={{Vabc[[1]],{Vabc[[1]],{Vabc[[1]],{Vabc[[1]],{Vabc[[2]],{Vabc[[2]],{Vabc[[2]],{Vabc[[2]],{Vabc[[3]],{Vabc[[3]],{Vabc[[3]],{Vabc[[4]],{Vabc[[4]],{Vabc[[4]],{Vabc[[5]],{Vabc[[5]],{Vabc[[5]],{Vabc[[6]],{Vabc[[6]],{Vabc[[6]],{Vabc[[6]]}};
```

Cálculo das correntes nos subcondutores

```
Ifeixe=Inverse[Zabc].Vabcex;
```

```
MatrixForm[Take[Abs[Ifeixe],12]]
```

```
MatrixForm[Take[Abs[Ifeixe],-12]]
```

## Anexo VII – Perdas nos Cabos P-R - Circuito Duplo 230 kV

### Linha Itacaiúnas-Carajás 230 kV

---

#### Opções de programa

```
Clear["Global`*"]
<<Graphics`Graphics`
<<LinearAlgebra`MatrixManipulation`
Off[General::"spell",General::"spell1"];
SetOptions[{ListPlot, LogLinearListPlot,LogLogListPlot},Axes-
>False,Frame->True,PlotJoined->True,ImageSize-
>450,DefaultFont->{"Helvetica",14},PlotStyle-
>{PointSize[0.015]}];
```

```
plstyle1={AbsoluteThickness[2],RGBColor[1,0,0],Dashing[{0.05,0
.025}]};
plstyle2={AbsoluteThickness[2],RGBColor[0,0,1],Dashing[{0.05,0
.025}]};
plstyle3={AbsoluteThickness[2],RGBColor[0,1,0],Dashing[{0.05,0
.025}]};
plstyle4={AbsoluteThickness[2],CMYKColor[1,0,0,0]};
plstyle5={AbsoluteThickness[2],CMYKColor[0,1,0,0]};
plstyle6={AbsoluteThickness[2],CMYKColor[0,0,1,0]};
plstyle7={AbsoluteThickness[2],RGBColor[1,0,0]};
plstyle8={AbsoluteThickness[2],RGBColor[0,0,1]};
plstyle9={AbsoluteThickness[2],RGBColor[0,1,0]};
```

---

#### Parâmetros do Circuito

O trecho 1 é próximo às subestações e o trecho 2 é no meio da linha.

```
f=60 (*frequência [Hz] *);
rhosolo=1000 (* resistividade do solo [Ohm.m] *);
rlin=0.011765 (* raio medio geometrico do condutor de fase [m]
*);
s=2 (* numero de condutores por fase *);
g=0.457 (* distancia entre os cabos geminados [m] *);
Ds=(rlin g)^0.5;
resis=0.06785 (* resistencia do condutor de fase [Ohm/km] *);
comp=110 (* comprimento da linha em estudo [km] *);
comp1=6*2 (* comprimento do trecho 1 [km] *);
comp2=comp-comp1 (* comprimento do trecho 2 *);
rp11=0.00617 (* raio medio geometrico do cabo para-raios 1 no
trecho 1 [m] *);
resp11=0.3162 (* resistencia do cabo para-raios 1 no trecho 1
[Ohm/km] *);
rp21=0.00617 (* raio medio geometrico do cabo para-raios 2 no
trecho 1 [m] *);
resp21=0.3162 (* resistencia do cabo para-raios 2 no trecho 1
[Ohm/km] *);
rp12=0.000457 (* raio medio geometrico do cabo para-raios 1 no
trecho 2 [m] *);
resp12=4.232 (* resistencia do cabo para-raios 1 no trecho 2
[Ohm/km] *);
rp22=0.000457 (* raio medio geometrico do cabo para-raios 2 no
trecho 2 [m] *);
resp22=4.232 (* resistencia do cabo para-raios 2 no trecho 2
[Ohm/km] *);
```

```
res=(resis/s);
```

---

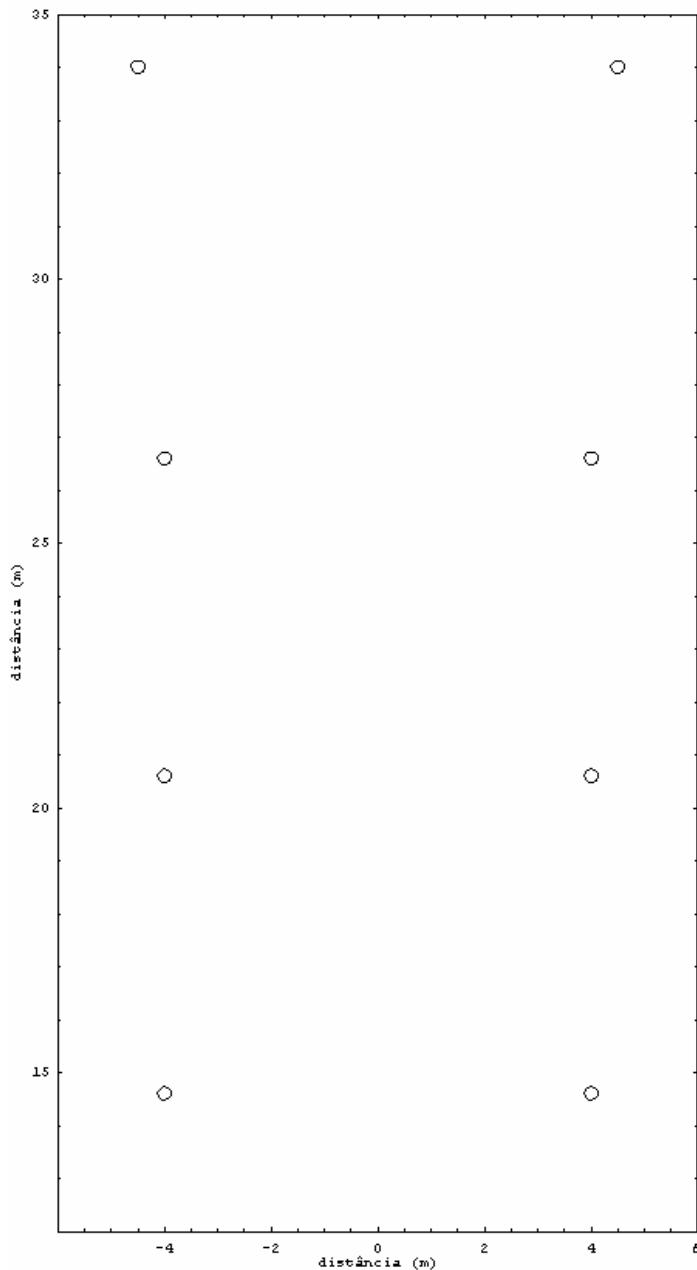
### Geometria da LT - Circuito Duplo

```
m=2 (* numero de cabos para-raios na estrutura *);  
xa1=-4.0;ya1=14.61 ;xb1=-4.0;yb1=20.61;xc1=-4.0 ;yc1=26.61;  
xa2=4.0;ya2=ya1;xb2=4.0;yb2=yb1;xc2=4.0 ;yc2=yc1;  
xw1=-4.50;yw1=34.01;xw2=4.50;yw2=yw1;  
x={xa1,xb1,xc1,xa2,xb2,xc2,xw1,xw2};  
y={ya1,yb1,yc1,ya2,yb2,yc2,yw1,yw2};  
lin=2; (* numero de linhas presentes na estrutura *)  
n=3*lin;
```

---

### Diagrama da Linha

```
mostra2=Table[{Circle[{x[[i]],y[[i]]},0.125]},{i,Length[x]}];  
tduplo=Show[Graphics[mostra2],GridLines-  
>{None,{0}},AspectRatio->Automatic,Axes->False,Frame-  
>Automatic,PlotRange->{{-6,6},{12,35}}(* Circuito Duplo *)  
,FrameLabel->{"distância (m)","distância (m)"}];
```



---

### Plano Complexo de Retorno P

```
k=2*10-7;  
mi=4*Pi*10-7;  
w=2*Pi*f;  
p=Sqrt[rhosolo/(j*w*mi)] ;
```

---

#### Trecho 1

##### Algoritmo Método Deri

```
d1=Table[If[i==j,  
If[i<n+1,Ds,If[i==n+1,rp11,rp21]],Sqrt[(x[[i]]-  
x[[j]])^2+(y[[i]]-y[[j]])^2]],{j,1,n+m,1},{i,1,n+m,1}];  
h1=Table[If[i==j,2*(y[[i]]+p),Sqrt[(x[[i]]-  
x[[j]])^2+(y[[i]]+y[[j]]+2*p)^2]],{j,1,n+m,1},{i,1,n+m,1}];res  
lin1=Table[If[i==j,  
If[i<n+1,res,If[i==n+1,resp11,resp21]],0],{j,1,n+m,1},{i,1,n+m  
,1}];  
mlog1=Table[Log[h1[[i,j]]/d1[[i,j]]],{j,1,n+m,1},{i,1,n+m,1}];  
reat1=j*w*k*mlog1*1000;  
Zabc1=(reslin1+reat1);
```

---

##### Impedância do Sistema na Sequência ABC

```
MatrixForm[Zabc1] (* [Ω/km] *)
```

---

#### Cálculo das Correntes nos Cabos Para-Raios

```
a=e2*π *j/3;  
Poper=360*106;  
Iop=N[Poper/(√3 *230*103)];  
Iabc1={{Iop},{Iop*a2},{Iop*a},{Iop*a},{Iop*a2},{Iop},{Iw11},{Iw  
21}}];  
Iw1=Solve[{Zabc1[[7]].Iabc1==0,Zabc1[[8]].Iabc1==0},{Iw11,Iw21  
}];  
Ipr1=Flatten[{Iw11,Iw21}]/.Iw1];  
Abs[Ipr1]  
{30.0199,32.8163}
```

---

#### Perdas nos Cabos Para-Raios

```
PerdasCabo11=resp11*Abs[Ipr1[[1]]]^2 (*W/km*)  
284.958  
PerdasCabo21=resp21*Abs[Ipr1[[2]]]^2 (*W/km*)  
340.52  
PerdasTotais1=PerdasCabo11+PerdasCabo21 (* W/km *)  
625.477
```

---

#### Trecho 2

##### Algoritmo Método Deri

```
d2=Table[If[i==j,  
If[i<n+1,Ds,If[i==n+1,rp12,rp22]],Sqrt[(x[[i]]-  
x[[j]])^2+(y[[i]]-y[[j]])^2]],{j,1,n+m,1},{i,1,n+m,1}];  
h2=Table[If[i==j,2*(y[[i]]+p),Sqrt[(x[[i]]-  
x[[j]])^2+(y[[i]]+y[[j]]+2*p)^2]],{j,1,n+m,1},{i,1,n+m,1}];res  
lin2=Table[If[i==j,  
If[i<n+1,res,If[i==n+1,resp12,resp22]],0],{j,1,n+m,1},{i,1,n+m  
,1}];  
mlog2=Table[Log[h2[[i,j]]/d2[[i,j]]],{j,1,n+m,1},{i,1,n+m,1}];  
reat2=j*w*k*mlog2*1000;  
Zabc2=(reslin2+reat2);
```

---

##### Impedância do Sistema na Sequência ABC

```
MatrixForm[Zabc2] (* [Ω/km] *)
```

---

---

## Cálculo das Correntes nos Cabos Para-Raios

```
Iabc2={{Iop},{Iop*a^2},{Iop*a},{Iop*a},{Iop*a^2},{Iop},{Iw12},{Iw22}}};  
I_w2=Solve[{Zabc2[[7]].Iabc2==0,Zabc2[[8]].Iabc2==0},{Iw12,Iw22}]  
];  
I_pr2=Flatten[{Iw12,Iw22}/.I_w2];  
Abs[I_pr2]  
{4.62792,5.29999}
```

---

## Perdas nos Cabos Para-Raios

```
PerdasCabo12=resp12*Abs[I_pr2[[1]]]^2 (*W/km*)  
90.6394  
PerdasCabo22=resp22*Abs[I_pr2[[2]]]^2 (*W/km*)  
118.877  
PerdasTotais2=PerdasCabo12+PerdasCabo22 (* W/km *)  
209.516
```

---

## Linha Inteira

### Perdas Totais %

```
PerdasTotais=(PerdasTotais1*comp1+PerdasTotais2*comp2)  
Perdas_=(PerdasTotais/Popper)*100  
28038.3  
0.00778841
```

---

## Perdas no Período de 1 Ano

```
t_1_ano=24*365;  
Perdas_1_ano=PerdasTotais*t_1_ano (* Wh *)  
2.45615*108
```

## Anexo VIII – Perdas nos Cabos P-R - Circuito Simples 500 kV

### Linha Itacaiúnas-Colinas

---

#### Opções de programa

```
Clear["Global`*"]
<<Graphics`Graphics`
<<LinearAlgebra`MatrixManipulation`
Off[General::"spell",General::"spell1"];
SetOptions[{ListPlot, LogLinearListPlot, LogLogListPlot}, Axes-
>False, Frame->True, PlotJoined->True, ImageSize-
>450, DefaultFont->{"Helvetica",14}, PlotStyle-
>{PointSize[0.015]}];
```

```
plstyle1={AbsoluteThickness[2],RGBColor[1,0,0],Dashing[{0.05,0
.025}]};
plstyle2={AbsoluteThickness[2],RGBColor[0,0,1],Dashing[{0.05,0
.025}]};
plstyle3={AbsoluteThickness[2],RGBColor[0,1,0],Dashing[{0.05,0
.025}]};
plstyle4={AbsoluteThickness[2],CMYKColor[1,0,0,0]};
plstyle5={AbsoluteThickness[2],CMYKColor[0,1,0,0]};
plstyle6={AbsoluteThickness[2],CMYKColor[0,0,1,0]};
plstyle7={AbsoluteThickness[2],RGBColor[1,0,0]};
plstyle8={AbsoluteThickness[2],RGBColor[0,0,1]};
plstyle9={AbsoluteThickness[2],RGBColor[0,1,0]};
```

---

#### Parâmetros do Circuito

O trecho 1 é próximo às subestações e o trecho 2 é no meio da linha.

```
f=60 (*frequência [Hz] *);
rhosolo=1000 (* resistividade do solo [Ohm.m] *);
rlin=0.011765 (* raio medio geometrico do condutor de fase [m]
*);
s=4 (* numero de condutores por fase *);
g=0.457 (* distancia entre os cabos geminados [m] *);
Ds=(rlin (g^3) Sqrt[2])^0.25;
resis=0.06785 (* resistencia do condutor de fase [Ohm/km] *);
comp=304 (* comprimento da linha em estudo [km] *);
comp1=18*2 (* comprimento do trecho 1 [km] *);
comp2=comp-comp1 (* comprimento do trecho 2 *);
rp11=0.00617 (* raio medio geometrico do cabo para-raios 1 no
trecho 1 [m] *);
resp11=0.3162 (* resistencia do cabo para-raios 1 no trecho 1
[Ohm/km] *);
rp21=0.00617 (* raio medio geometrico do cabo para-raios 2 no
trecho 1 [m] *);
resp21=0.3162 (* resistencia do cabo para-raios 2 no trecho 1
[Ohm/km] *);
rp12=0.000457 (* raio medio geometrico do cabo para-raios 1 no
trecho 2 [m] *);
resp12=4.232 (* resistencia do cabo para-raios 1 no trecho 2
[Ohm/km] *);
rp22=0.000457 (* raio medio geometrico do cabo para-raios 2 no
trecho 2 [m] *);
resp22=4.232 (* resistencia do cabo para-raios 2 no trecho 2
[Ohm/km] *);
res=(resis/s);
```



---

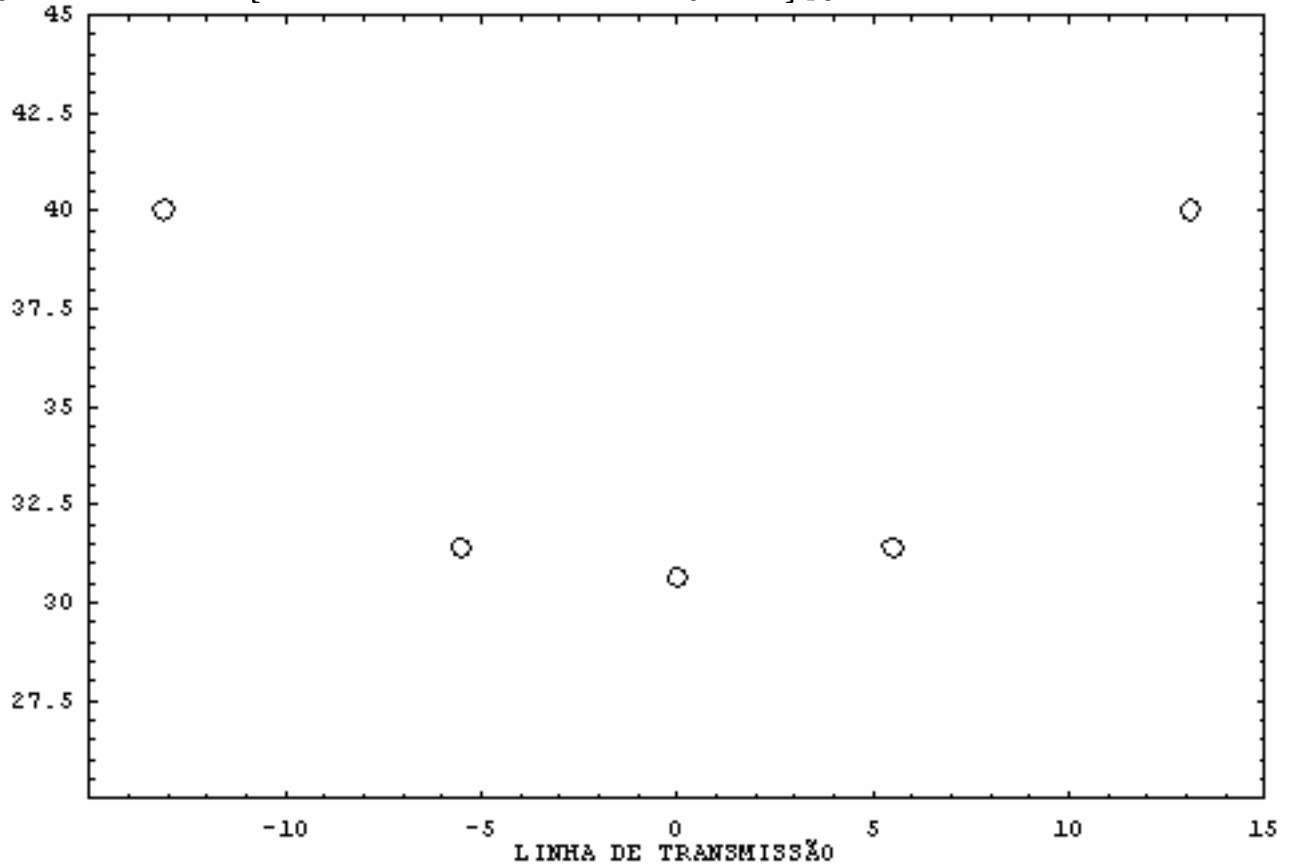
### Geometria da LT - Circuito Simples

```
m=2 (* numero de cabos para-raios na estrutura *);  
xa1=-5.5;ya1=31.42 ;xb1=0.0;yb1=30.64;xc1=5.5 ;yc1=ya1;  
xw1=-13.10;yw1=40.02;xw2=13.10;yw2=yw1;  
x={xa1,xb1,xc1,xw1,xw2};  
y={ya1,yb1,yc1,yw1,yw2};  
lin=1; (* numero de linhas presentes na estrutura *)  
n=3*lin;
```

---

### Diagrama da Linha

```
mostra2=Table[{Circle[{x[[i]],y[[i]]},0.25]},{i,Length[x]}];  
tduplo=Show[Graphics[mostra2],GridLines->  
{None},{0}],AspectRatio->Automatic,Axes->False,Frame->  
Automatic,PlotRange->{{-15,15},{25,45}}(*Circuito Simples*)  
,FrameLabel->{"LINHA DE TRANSMISSÃO",None}];
```



---

### Plano Complexo de Retorno P

```
k=2*10-7;  
mi=4*Pi*10-7;  
w=2*Pi*f;  
p=Sqrt[rhosolo/(j*w*mi)] ;
```

---

### Trecho 1

#### Algoritmo Método Deri

```
d1=Table[If[i==j,  
If[i<n+1,Ds,If[i==n+1,rp11,rp21]],Sqrt[(x[[i]]-  
x[[j]])^2+(y[[i]]-y[[j]])^2]],{j,1,n+m,1},{i,1,n+m,1}];  
h1=Table[If[i==j,2*(y[[i]]+p),Sqrt[(x[[i]]-  
x[[j]])^2+(y[[i]]+y[[j]]+2*p)^2]],{j,1,n+m,1},{i,1,n+m,1}];res  
lin1=Table[If[i==j,  
If[i<n+1,res,If[i==n+1,resp11,resp21]],0],{j,1,n+m,1},{i,1,n+m
```

```
,1}]];
mlog1=Table[Log[h1[[i,j]]/d1[[i,j]]],{j,1,n+m,1},{i,1,n+m,1}];
reat1=j*w*k*mlog1*1000;
Zabc1=(reslin1+reat1);
```

---

### Impedância do Sistema na Sequência ABC

```
MatrixForm[Zabc1] (* [Ω/km] *)
```

---

### Cálculo das Correntes nos Cabos Para-Raios

```
a=e2*π *j/3;
Poper=1200*106;
Iop=N[Poper/(√3 *500*103)];
Iabc1={{Iop},{Iop*a2},{Iop*a},{Iw11},{Iw21}};
Iw1=Solve[{Zabc1[[4]].Iabc1==0,Zabc1[[5]].Iabc1==0},{Iw11,Iw21}];
Ipr1=Flatten[{Iw11,Iw21}/.Iw1];
Abs[Ipr1]
{75.0576,73.9587}
```

---

### Perdas nos Cabos Para-Raios

```
PerdasCabo11=resp11*Abs[Ipr1[[1]]]^2 (*W/km*)
1781.36
PerdasCabo21=resp21*Abs[Ipr1[[2]]]^2 (*W/km*)
1729.58
PerdasTotais1=PerdasCabo11+PerdasCabo21 (* W/km *)
3510.94
```

---

### Trecho 2

#### Algoritmo Método Deri

```
d2=Table[If[i==j,
If[i<n+1,Ds,If[i==n+1,rp12,rp22]],Sqrt[(x[[i]]-
x[[j]])^2+(y[[i]]-y[[j]])^2]],{j,1,n+m,1},{i,1,n+m,1}];
h2=Table[If[i==j,2*(y[[i]]+p),Sqrt[(x[[i]]-
x[[j]])^2+(y[[i]]+y[[j]]+2*p)^2]],{j,1,n+m,1},{i,1,n+m,1}];res
lin2=Table[If[i==j,
If[i<n+1,res,If[i==n+1,resp12,resp22]],0],{j,1,n+m,1},{i,1,n+m,
1}];
mlog2=Table[Log[h2[[i,j]]/d2[[i,j]]],{j,1,n+m,1},{i,1,n+m,1}];
reat2=j*w*k*mlog2*1000;
Zabc2=(reslin2+reat2);
```

---

### Impedância do Sistema na Sequência ABC

```
MatrixForm[Zabc2] (* [Ω/km] *)
```

---

### Cálculo das Correntes nos Cabos Para-Raios

```
Iabc2={{Iop},{Iop*a2},{Iop*a},{Iw12},{Iw22}};
Iw2=Solve[{Zabc2[[4]].Iabc2==0,Zabc2[[5]].Iabc2==0},{Iw12,Iw22}];
Ipr2=Flatten[{Iw12,Iw22}/.Iw2];
Abs[Ipr2]
{12.3747,12.0544}
```

---

### Perdas nos Cabos Para-Raios

```
PerdasCabo12=resp12*Abs[Ipr2[[1]]]^2 (*W/km*)
648.06
PerdasCabo22=resp22*Abs[Ipr2[[2]]]^2 (*W/km*)
614.951
PerdasTotais2=PerdasCabo12+PerdasCabo22 (* W/km *)
1263.01
```

---

### Linha Inteira

---

**Perdas Totais %**

$PerdasTotais = (PerdasTotais1 * comp1 + PerdasTotais2 * comp2)$   
 $Perdas_{\%} = (PerdasTotais / Poper) * 100$   
464881.  
0.03874

---

**Perdas no Período de 1 Ano**

$t_{1\text{ ano}} = 24 * 365;$   
 $Perdas_{1\text{ ano}} = PerdasTotais * t_{1\text{ ano}} (* Wh *)$   
 $4.07235 * 10^9$

---

**Cálculo das Tensões Induzidas nos Cabos Para-Raios caso fossem isolados -  
Trecho 1**

$Iabc1extra = \{ \{ Iop \}, \{ Iop * a^2 \}, \{ Iop * a \}, \{ 0 \}, \{ 0 \} \};$   
 $V_{w1} = \{ Zabc1[[4]].Iabc1extra, Zabc1[[5]].Iabc1extra \};$   
 $Abs[V_{w1}]$   
 $\{ \{ 52.6849 \}, \{ 52.7237 \} \}$

---

**Cálculo das Tensões Induzidas nos Cabos Para-Raios caso fossem isolados -  
Trecho 2**

$V_{w2} = \{ Zabc2[[4]].Iabc1extra, Zabc2[[5]].Iabc1extra \};$   
 $Abs[V_{w2}]$   
 $\{ \{ 52.6849 \}, \{ 52.7237 \} \}$

## Anexo IX – Perdas nos Cabos P-R - Circuito Duplo 500 kV

### Linha Marabá-Itacaiúnas

---

#### Opções de programa

```
Clear["Global`*"]
<<Graphics`Graphics`
<<LinearAlgebra`MatrixManipulation`
Off[General::"spell",General::"spell1"];
SetOptions[{ListPlot, LogLinearListPlot,LogLogListPlot},Axes-
>False,Frame->True,PlotJoined->True,ImageSize-
>450,DefaultFont->{"Helvetica",14},PlotStyle-
>{PointSize[0.015]}];
```

```
plstyle1={AbsoluteThickness[2],RGBColor[1,0,0],Dashing[{0.05,0
.025}]};
plstyle2={AbsoluteThickness[2],RGBColor[0,0,1],Dashing[{0.05,0
.025}]};
plstyle3={AbsoluteThickness[2],RGBColor[0,1,0],Dashing[{0.05,0
.025}]};
plstyle4={AbsoluteThickness[2],CMYKColor[1,0,0,0]};
plstyle5={AbsoluteThickness[2],CMYKColor[0,1,0,0]};
plstyle6={AbsoluteThickness[2],CMYKColor[0,0,1,0]};
plstyle7={AbsoluteThickness[2],RGBColor[1,0,0]};
plstyle8={AbsoluteThickness[2],RGBColor[0,0,1]};
plstyle9={AbsoluteThickness[2],RGBColor[0,1,0]};
```

---

#### Parâmetros do Circuito

```
f=60 (*frequência [Hz] *);
rhosolo=1000 (* resistividade do solo [Ohm.m] *);
rlin=0.011765 (* raio medio geometrico do condutor de fase [m]
*);
s=4 (* numero de condutores por fase *);
g=0.457 (* distancia entre os cabos geminados [m] *);
Ds=(rlin (g^3) Sqrt[2])^0.25;
resis=0.06785*10-3 (* resistencia do condutor de fase [Ohm/m]
*);
comp=40 (* comprimento da linha em estudo [km] *);
rp11=0.00617 (* raio medio geometrico do cabo para-raios 1 [m]
*);
resp11=0.3162 (* resistencia do cabo para-raios 1 [Ohm/km] *);
rp21=0.00617 (* raio medio geometrico do cabo para-raios 2 [m]
*);
resp21=0.3162 (* resistencia do cabo para-raios 2 [Ohm/km] *);
res=(resis/s);
```

---

#### Geometria da LT - Circuito Duplo

```
m=2 (* numero de cabos para-raios na estrutura *);
xa1=-7.5;ya1=16.97 ;xb1=-7.0;yb1=26.47;xc1=-7.0 ;yc1=35.97;
xa2=7.5;ya2=ya1;xb2=7.0;yb2=yb1;xc2=7.0 ;yc2=yc1;
xw1=-7.8;yw1=47.33;xw2=7.8;yw2=yw1;
x={xa1,xb1,xc1,xa2,xb2,xc2,xw1,xw2};
y={ya1,yb1,yc1,ya2,yb2,yc2,yw1,yw2};
lin=2; (* numero de linhas presentes na estrutura *)
n=3*lin;
```

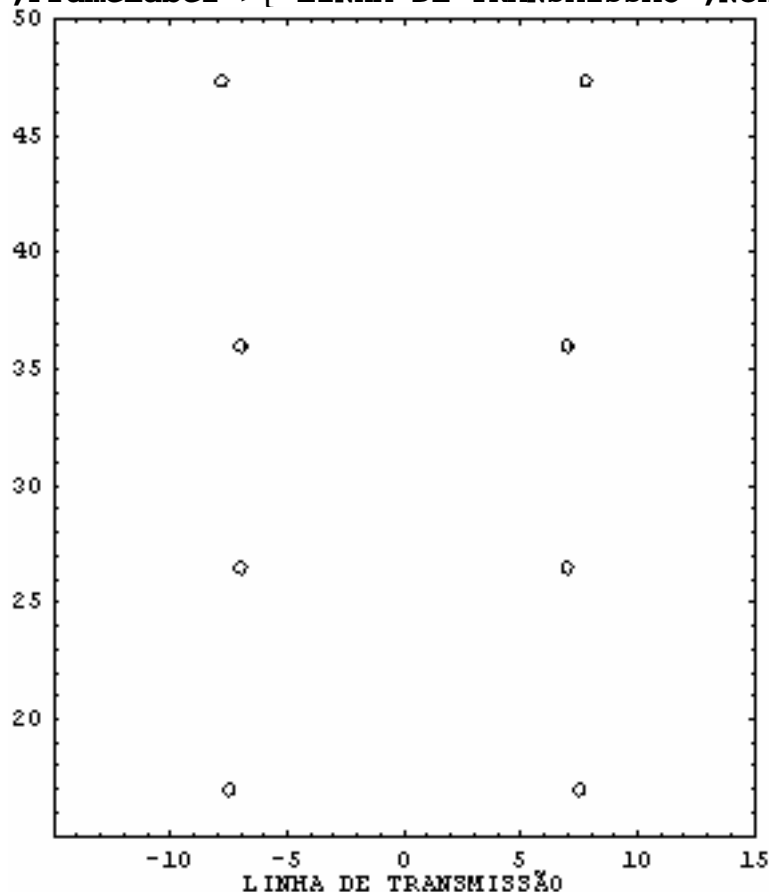
---

#### Diagrama da Linha

```

mostra2=Table[{Circle[{x[[i]],y[[i]]},0.25]},{i,Length[x]};
tduplo=Show[Graphics[mostra2],GridLines-
>{None,{0}},AspectRatio->Automatic,Axes->False,Frame-
>Automatic,PlotRange->{{-15,15},{15,50}}(* Circuito Duplo *)
,FrameLabel->{"LINHA DE TRANSMISSÃO",None}];

```




---

### Plano Complexo de Retorno P

```

k=2*10-7;
mi=4*Pi*10-7;
w=2*Pi*f;
p=Sqrt[rhosolo/(j*w*mi)] ;

```

---

### Algoritmo Método Deri

```

d1=Table[If[i==j,
If[i<n+1,Ds,If[i==n+1,rp11,rp21]],Sqrt[(x[[i]]-
x[[j]])^2+(y[[i]]-y[[j]])^2]],{j,1,n+m,1},{i,1,n+m,1}];
h1=Table[If[i==j,2*(y[[i]]+p),Sqrt[(x[[i]]-
x[[j]])^2+(y[[i]]+y[[j]]+2*p)^2]],{j,1,n+m,1},{i,1,n+m,1}];res
lin1=Table[If[i==j,
If[i<n+1,res,If[i==n+1,resp11,resp21]],0],{j,1,n+m,1},{i,1,n+m
,1}];
mlog1=Table[Log[h1[[i,j]]/d1[[i,j]]],{j,1,n+m,1},{i,1,n+m,1}];
reat1=j*w*k*mlog1*1000;
Zabc1=(reslin1+reat1);

```

---

### Impedância do Sistema na Sequência ABC

```

MatrixForm[Zabc1] (* [Ω/km] *)

```

---

### Cálculo das Correntes nos Cabos Para-Raios

```

a=e2*π *j/3;
Poper=2230*106;
Iop=N[Poper/(√3 *500*103)];

```

```

Iabc1={{Iop},{Iop*a^2},{Iop*a},{Iop*a},{Iop*a^2},{Iop},{Iw11},{Iw
21}}};
I_w1=Solve[{Zabc1[[7]].Iabc1==0,Zabc1[[8]].Iabc1==0},{Iw11,Iw21}
];
I_pr1=Flatten[{Iw11,Iw21}/.I_w1];
Abs[I_pr1]
{93.7878,100.293}

```

---

#### Perdas nos Cabos Para-Raios

```

PerdasCabo11=resp11*Abs[I_pr1[[1]]]^2 (*W/km*)
2781.34
PerdasCabo21=resp21*Abs[I_pr1[[2]]]^2 (*W/km*)
3180.56
PerdasTotais1=PerdasCabo11+PerdasCabo21 (* W/km *)
5961.9

```

---

#### Linha Inteira

##### Perdas Totais %

```

PerdasTotais=PerdasTotais1*comp
Perdas_s=(PerdasTotais/Popper)*100
238476.
0.010694

```

---

#### Perdas no Período de 1 Ano

```

t_1_ano=24*365;
Perdas_1_ano=PerdasTotais*t_1_ano (* Wh *)
2.08905*10^9

```