

# **SOBRETENSÕES DEVIDO A UMA DESCARGA ATMOSFÉRICA EM SUBESTAÇÃO TÍPICA DE 500 kV.**

Carlos Marcelo Ari Jimenez

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. Antonio Carlos Siqueira de Lima  
(Orientador)

---

Eng. Dr. Cláudio dos Santos Fonseca  
(Co-orientador)

---

Prof. Antonio Carlos Ferreira

---

Prof. Sergio Sami Hazan

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

AGOSTO DE 2010

## **Agradecimentos**

Agradeço primeiramente a Deus por sempre guiar o meu caminho, à minha mãe, Gloria Jimenez Granier, que me educou sem medir esforços para tal objetivo e me incentivou constantemente no meu aperfeiçoamento, ao meu pai, Carlos Ari Pimentel, que me apoiou integralmente nesta fase da minha vida, a minha irmã Patricia Ari Jimenez, que esteve presente sempre me estimulando a melhorar, e a toda minha família, em especial a minha avó, que me deu o suporte necessário para poder chegar aos meus objetivos.

À minha noiva, Natalia Maia Braga, que esteve ao meu lado desde o início deste caminho, me ajudando e me incentivando, sendo uma companheira magnífica, assim como também toda sua família a qual me acolheu e me incentivou nesta jornada.

Gostaria de agradecer a todos os professores que participaram da minha formação profissional e aos meus orientadores Antonio Carlos Siqueira de Lima e ao Dr. Claudio dos Santos Fonseca pelo suporte, ensinamentos, e pela confiança a mim depositada, sem a qual, não seria possível a elaboração deste trabalho.

## **RESUMO**

Neste trabalho foram analisadas sobretensões em uma subestação típica de 500 kV devido a descargas atmosféricas. Na modelagem do sistema foi considerada apenas uma das fases da subestação, e a descarga atmosférica através de dois tipos de fonte de tensão, uma com forma de onda aproximada por uma rampa, e a outra, por forma de onda Heidler. Para as linhas de transmissão, foram considerados dois modelos, sendo o primeiro por parâmetros distribuídos e o segundo por parâmetros dependentes da frequência. Verificou-se que o modelo do sistema com a fonte Heidler e a linha representada por parâmetros dependentes da frequência (JMARTI), descreve melhor o comportamento transitório das ondas de tensão na subestação, uma vez que nesta modelagem as formas de onda também apresentam sobretensões altas e rápidas.

Este tipo de análise serve como introdução para o estudo de coordenação de isolamento, onde devem ser analisadas as sobretensões por descargas atmosféricas, de manobra e temporárias. Também pode ser feita uma análise mais apurada da subestação, onde são consideradas as três fases, levando em conta, o acoplamento mútuo das fases e a influência deste nas sobretensões.

Além disso, neste estudo, foi verificada a importância do pára-raios na limitação das sobretensões e a influência do posicionamento do mesmo.

# ÍNDICE

ÍNDICE .....	iv
1. OBJETIVO.....	1
1.1. INTRODUÇÃO.....	1
1.2. MÉTODO DE CÁLCULO.....	2
1.2.1. MÉTODO DA INTEGRAÇÃO TRAPEZOIDAL.....	2
2. MODELOS ADOTADOS.....	4
2.1. LINHAS DE TRANSMISSÃO.....	4
2.1.1. MODELAGEM COM PARÂMETROS CONCENTRADOS.....	4
2.1.2. MODELAGEM COM PARÂMETROS DISTRIBUÍDOS.....	4
2.1.3. MODELAGEM COM PARÂMETROS DEPENDENTES DA FREQUÊNCIA.....	9
2.2. BARRAMENTOS.....	11
2.2.1. MODELO DOS BARRAMENTOS POR PARÂMETROS DISTRIBUÍDOS.....	11
2.3. EQUIPAMENTOS DA SUBESTAÇÃO.....	12
2.3.1. Cabos de conexões.....	13
2.3.2. Transformadores.....	13
2.3.3. Reatores Shunt.....	13
2.3.4. Transformadores de instrumentação.....	13
2.3.5. Disjuntores.....	13
2.3.6. Chaves Seccionadoras.....	14
2.4. PÁRA-RAIOS ZNO.....	15
3. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	17
3.1. FORMAÇÃO DA DESCARGA ATMOSFÉRICA.....	18
3.1.1. FORMA DE ONDA DA DESCARGA ATMOSFÉRICA.....	19
3.1.2. FORMA DE ONDA DUPLA EXPONENCIAL.....	19
3.1.3. FORMA DE ONDA HEIDLER.....	20
4. CASO A SER ESTUDADO.....	22
4.1. MODELAGEM DO SISTEMA EM ESTUDO.....	23
4.1.1. LINHAS DE TRANSMISSÃO.....	23
4.1.2. BARRAMENTOS DA SUBESTAÇÃO.....	24
4.1.3. EQUIPAMENTOS.....	25
4.1.4. PÁRA-RAIOS.....	25

4.1.5. DESCARGA ATMOSFÉRICA .....	27
4.2. TIPOS DE EVENTOS ANALISADOS .....	27
4.2.1. DESCARGAS DIRETAS.....	28
4.2.1.1. MODELO ELETROGEOMÉTRICO.....	28
4.2.2. DESCARGAS INDIRETAS .....	34
4.3. ESCOHA DOS MODELOS DE FONTES E LINHAS DE TRANSMISSÃO .....	36
4.4. CONFIGURAÇÕES ANALISADAS .....	41
5. RESULTADOS .....	42
5.1. DESCARGAS DIRETAS.....	42
5.2. DESCARGAS INDIRETAS .....	46
6. CONCLUSÕES .....	51
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	52
8. ANEXOS.....	53
Anexo I – ARQUIVOS DE DADOS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO .....	53
Anexo II– DIAGRAMAS DAS CONFIGURAÇÕES DA SUBESTAÇÃO .....	56
Anexo III– VISTA DO PERFIL DA PLANTA DSE 500 kV .....	60
Anexo IV ARRANJO GERAL DA SUBESTAÇÃO DE 500 kV .....	61

# ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Integração trapezoidal.....	3
Figura 2 - Modelo da Linha de Transmissão.....	5
Figura 3 - Circuito Equivalente representativo de uma linha de transmissão sem perdas.....	8
Figura 4 - Modelo de uma LT no domínio da freqüência.....	11
Figura 5 - Circuito equivalente para o capacitor, pelo método de integração trapezoidal.....	15
Figura 6 - Pára-raios conectado ao sistema.....	15
Figura 7 - Solução única do sistema com um elemento não-linear.....	16
Figura 8 - Descarga Atmosférica.....	18
Figura 9 - Forma de onda de uma dupla exponencial.....	19
Figura 10 - Forma de onda da descarga atmosférica.....	20
Figura 11 - Forma de onda Heidler.....	21
Figura 12 - Configuração das torres de 500 kV da subestação.....	24
Figura 13 - Modelo eletrogeométrico.....	29
Figura 14 - Modelo Eletrogeométrico.....	30
Figura 15 - Área de exposição dos condutores para diversos valores de corrente de raio.....	31
Figura 16 - Distribuição de correntes máximas [8].....	33
Figura 17 - Distribuição de tempos de crista [8].....	33
Figura 18 - Distribuição de taxas de crescimento [8].....	33
Figura 19 - Representação do sistema no ATP.....	36
Figura 20 - Configuração completa.....	41
Figura 21 - Pior sobretensão para os casos de descarga direta.....	45
Figura 22 - Forma de onda da pior sobretensão.....	48
Figura 23 - Sobretensões no transformador 1 e no seu pára-raios.....	49
Figura 25 - Configuração com perda do reator de barra (caso-1).....	57
Figura 26 - Configuração com a perda do transformador 1 (caso-2).....	57
Figura 27 - Configuração com a perda do transformador 2 (caso-3).....	58
Figura 28 - Configuração com a perda da LT 3 (caso-4).....	58
Figura 29 - Configuração com a perda da LT -1, e do T1 (caso-5).....	59

# Índice de Tabelas

Tabela 1 - Classificação das sobretensões.....	12
Tabela 2 - Valores admissíveis para sobretensões nos equipamentos .....	22
Tabela 3 - Impedâncias de surto dos barramentos .....	25
Tabela 4 - Capacitâncias dos equipamentos. ....	25
Tabela 5 - Características V x I dos Pára-Raios - Curva 8/20 $\mu$ s.....	26
Tabela 6 - Tensão residual característica (V x I). ....	26
Tabela 7 - Dados das Formas de onda.....	27
Tabela 8 - Equipamentos analisados. ....	27
Tabela 9 – Dados da descarga direta.....	31
Tabela 10 – Dados da descarga indireta.....	35
Tabela 11 - Modelos para a subestação .....	37
Tabela 12 - Sobretensões nos casos 1 e 2 de descarga direta. ....	37
Tabela 13 - Taxas de crescimento das sobretensões nos casos 1 e 2 de descarga direta. ....	37
Tabela 14 - Sobretensões nos casos 3 e 4 de descarga direta. ....	38
Tabela 15 - Taxas de crescimento das sobretensões nos casos 3 e 4 de descarga direta. ....	38
Tabela 16 - Sobretensões nos casos 1 e 2 de descarga indireta. ....	38
Tabela 17 - Taxas de crescimento das sobretensões nos casos 1 e 2 de descarga indireta. ....	39
Tabela 18 - Sobretensões nos casos 3 e 4 de descarga indireta. ....	39
Tabela 19 - Taxas de crescimento das sobretensões nos casos 3 e 4 de descarga indireta. ....	39
Tabela 20 - Taxas de crescimento das fontes.....	40
Tabela 21 - Configurações da SE.....	42
Tabela 22 - SE em operação normal considerando uma descarga direta.....	43
Tabela 23 - Considerando a perda ou manutenção do reator de barra.....	43
Tabela 24 - Considerando a perda ou manutenção do transformador 1.....	44
Tabela 25 - Considerando a perda ou manutenção do transformador 2.....	44
Tabela 26 - Considerando a perda ou manutenção da linha de transmissão 3. ....	44
Tabela 27 - Considerando a perda ou manutenção da linha de transmissão 1 e do transformador 1.....	45
Tabela 28 - SE em operação normal considerando uma descarga direta. ....	46
Tabela 29 - Considerando a perda ou manutenção do reator de barra.....	46
Tabela 30 - Considerando a perda ou manutenção do transformador 1.....	47
Tabela 31 - Considerando a perda ou manutenção do transformador 2.....	47
Tabela 32 - Considerando a perda ou manutenção da linha de transmissão 3. ....	47
Tabela 33 - Considerando a perda ou manutenção da linha de transmissão 1 e do transformador 1.....	48

Tabela 34 - Sobretensões no transformador 2.....	49
Tabela 35 - Caso 3 considerando a frequência industrial.....	50

## **1. OBJETIVO**

Este trabalho tem por objetivo quantificar os níveis das sobretensões presentes no interior de uma subestação de 500 kV, em função da ocorrência de descargas atmosféricas atingindo as linhas de transmissão a ela conectadas.

Este tipo de estudo faz parte dos estudos elaborados para a coordenação de isolamento, que visa quantificar os níveis de sobretensões que os diversos equipamentos no interior da subestação estão sujeitos, considerando descargas atmosféricas, surtos de manobra e sobretensões temporárias.

### **1.1. INTRODUÇÃO**

Ao analisar um fenômeno transitório se faz necessário ter um modelo que descreva o sistema ao longo do tempo e não apenas a solução dele em estado permanente. No caso de sistemas elétricos, isto implica em conhecer a solução das equações diferenciais que descrevem o comportamento físico do circuito a ser analisado. Especificamente em estudos de sobretensões, a solução das equações diferenciais permite analisar o estado transitório que define os picos máximos e as formas de ondas de tensão, em função das quais serão especificados os equipamentos de proteção do sistema.

Para resolver um circuito pequeno, a solução da equação diferencial que descreve o seu comportamento é simples e pode ser feita analiticamente. Entretanto, no caso de sistemas formados por várias malhas, a solução das equações diferenciais é muito complexa para ser resolvida analiticamente, mas, pode ser obtida por métodos numéricos tais como Euler, Runge Kutta, trapezoidal e outros.

## **1.2. MÉTODO DE CÁLCULO**

Para poder realizar o estudo de um caso real onde o nível de complexidade é elevado, é necessário o uso de uma ferramenta computacional que proporcione suporte no equacionamento e solução do sistema. Tais ferramentas computacionais utilizam métodos numéricos. Para estudos de transitórios eletromagnéticos, existem diversos programas no mercado, porém um que tem ampla utilização é o programa ATP (Alternative Transient Program) que possui a plataforma gráfica ATPDRAW, e por isso foi escolhido para realizar este estudo.

Para poder entender melhor como modelar cada equipamento nesta ferramenta computacional, será feita uma análise individual dos mesmos, tomando em conta o seu comportamento ao longo do tempo, e assim definindo o melhor modelo a ser utilizado.

Nas ferramentas computacionais, as equações diferenciais dos circuitos são discretizadas, ou seja, transformadas em equações a diferença, por meio de métodos numéricos. Na ferramenta computacional ATP, a solução das equações diferenciais é feita através do método de integração trapezoidal, já que este método simplifica o problema, transformando o conjunto de equações diferenciais em um conjunto equivalente de equações algébricas.

### **1.2.1. MÉTODO DA INTEGRAÇÃO TRAPEZOIDAL**

O método de integração trapezoidal consiste em um processo numérico que tem como objetivo estabelecer o valor da integral dentro de um intervalo definido, o que corresponde a área sob a curva que define a função  $f(x)$  no intervalo  $X_n$  a  $X_{n+1}$ , como mostrado na Figura 1.

A integração trapezoidal considera uma interpolação linear representando a função  $f(x)$  através de um polinômio  $p(x)$ . Logo, a área sob o polinômio caracteriza o valor da integral, onde o intervalo entre  $X_n$  a  $X_{n+1}$  define o valor de  $\Delta x$  [1].

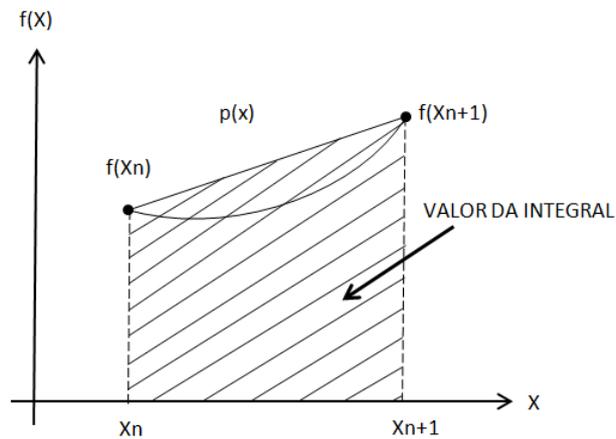


Figura 1 - Integração trapezoidal.

A equação da área que compreende o trapezóide é mostrada em (1.1)

$$\text{Area} = \int_{x_n}^{x_{n+1}} f(x) dx = \frac{\Delta x}{2} [f(x_{n+1}) + f(x_n)]. \quad (1.1)$$

Considerando a equação diferencial

$$\frac{dY}{dx} = f(x, Y(x)) \quad (1.2)$$

e integrando esta equação no intervalo  $x_n$  a  $x_{n+1}$  obtêm-se em (1.3)

$$Y(x_{n+1}) = Y(x_n) + \int_{x_n}^{x_{n+1}} f(x, Y(x)) dx \quad (1.3)$$

Aplicando-se a regra de integração trapezoidal definida na equação (1.1) obtêm-se:

$$Y(x_{n+1}) = Y(x_n) + \frac{\Delta x}{2} [f(x_n, Y(x_n)) + f(x_{n+1}, Y(x_{n+1}))] \quad (1.4)$$

Adotando-se os seguintes valores:

$$Y_{n+1} = Y(x_{n+1})$$

$$Y_n = Y(x_n)$$

Fazendo esta substituição em (1.4) tem-se:

$$Y(x_{n+1}) = Y(x_n) + \frac{\Delta x}{2} [f(x_n, Y_n) + f(x_{n+1}, Y_{n+1})] \quad (1.5)$$

A equação (1.5) caracteriza o método trapezoidal implícito devido ao fato do termo  $T_{n+1}$  aparecer nos dois lados da equação, o que exige a aplicação de um método iterativo de solução. Porém, para o caso específico em sistemas elétricos, é possível fazer tal explicitação.

A solução do método trapezoidal fornece uma modelagem para cada componente do sistema elétrico, onde a resposta transitória deste passa a ser fornecida a partir de uma equação algébrica.

## **2. MODELOS ADOTADOS.**

Para a representação no programa ATP, cada um dos diversos elementos do sistema elétrico foi modelado de acordo com a natureza do fenômeno que está em análise, ou seja, para altas frequências. Descreve-se a seguir cada um dos modelos adotados[2].

### **2.1. LINHAS DE TRANSMISSÃO**

Podemos dividir os modelos de linhas de transmissão em três:

- Modelos com parâmetros concentrados;
- Modelos com parâmetros distribuídos;
- Modelos com parâmetros dependentes da frequência;

Cada um destes modelos será descrito a seguir:

#### **2.1.1. MODELAGEM COM PARÂMETROS CONCENTRADOS**

Corresponde ao modelo PI da linha de transmissão, onde os efeitos elétricos e magnéticos são considerados através de capacitâncias e indutâncias concentradas. Neste modelo não é considerada a variação destes parâmetros com a frequência e a variação das grandezas elétricas ao longo da linha. Por este motivo este modelo descreve bem o comportamento de uma linha de transmissão curta (menores que 80 km).

#### **2.1.2. MODELAGEM COM PARÂMETROS DISTRIBUÍDOS**

Ao estudar uma linha de transmissão real pode ser observado que uma perturbação em uma das extremidades da linha demora um tempo finito até chegar à outra extremidade. Este fenômeno de propagação de energia em uma linha de transmissão elétrica pode ser

interpretado como ondas de tensão e corrente que trafegam de um terminal para outro em ambos os sentidos.

Ao trafegar pela linha, ocorre uma perda de energia nesta transmissão, a qual pode ser interpretada fisicamente como as diversas perdas no material.

A Figura 2 representa o modelo elétrico de uma linha de transmissão.

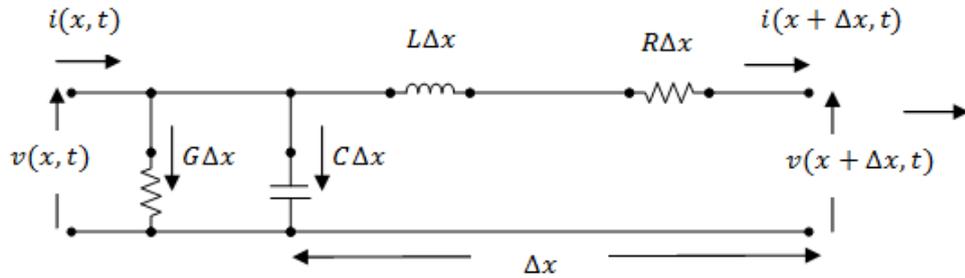


Figura 2 - Modelo da Linha de Transmissão.

A partir deste modelo são obtidas as equações matemáticas (2. 1) e (2. 2)

$$i(x + \Delta x, t) = i(x, t) - G\Delta x v(x, t) - C\Delta x \frac{\partial v(x, t)}{\partial t} \quad (2. 1)$$

$$v(x + \Delta x, t) = v(x, t) - L\Delta x \frac{\partial i(x + \Delta x, t)}{\partial t} - R\Delta x i(x + \Delta x, t) \quad (2. 2)$$

Estas equações podem sofrer uma expansão em série de Taylor e posteriormente podem-se desprezar os termos de ordem superior obtendo como resultado:

$$-\frac{\partial v}{\partial x} = Ri(x, t) + L \frac{\partial i(x, t)}{\partial t} \quad (2. 3)$$

$$-\frac{\partial i}{\partial x} = Gv(x, t) + C \frac{\partial v(x, t)}{\partial t} \quad (2. 4)$$

A solução destas equações descreve o comportamento da onda de tensão e corrente ao longo da linha no tempo e no espaço. Para solucioná-las, será feita uma análise com o uso da transformada de Laplace o que permite fazer o equacionamento no domínio da frequência.

Para condições iniciais nulas são obtidas as equações (2. 5) e (2. 6)

$$-\frac{dv}{dx} = (R + sL) * i(x, s) \quad (2.5)$$

$$-\frac{di}{dx} = (G + sC) * v(x, s) \quad (2.6)$$

Derivando (2.5) e substituindo a derivada da corrente em (2.6) com relação a x em (2.5) obtemos (2.7):

$$\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} = (R + sL) * (G + sC) * v(x, s) \quad (2.7)$$

Similarmente pode obter-se:

$$\frac{\partial^2 i}{\partial x^2} = (R + sL) * (G + sC) * i(x, s) \quad (2.8)$$

Fazendo  $\sqrt{(R + sL) * (G + sC)} = \gamma$  (constante de propagação) obtêm-se como solução das equações (2.7) e (2.8):

$$v(x, s) = A(s)e^{-\gamma x} + B(s)e^{\gamma x} \quad (2.9)$$

$$I(x, s) = \frac{A(s)}{Z_c(s)} e^{-\gamma x} + \frac{B(s)}{Z_c(s)} e^{\gamma x} \quad (2.10)$$

Fazendo a transformação no domínio da frequência temos:

$$[V(x, w)] = A(w)e^{-\gamma(w)x} + B(w)e^{\gamma(w)x} \quad (2.11)$$

$$[I(x, w)] = [Y_c(w)][A(w)e^{-\gamma(w)x} + B(w)e^{\gamma(w)x}] \quad (2.12)$$

Onde a equação (2.13) é a admitância característica da linha, e a equação (2.14), é a constante de propagação:

$$[Y_c(w)] = [Z_c^{-1}(w)] = \left\{ \left[ \sqrt{y(w)z(w)} \right]^{-1} \right\} y(w) \quad (2.13)$$

$$\gamma(w) = \sqrt{z(w)y(w)} \quad (2.14)$$

Somando-se e subtraindo-se a primeira e a segunda das equações (2.11) e (2.12)

$$[V(x, w)] + [Z_c(w)][I(x, w)] = 2A(w)e^{-\gamma(w)x} \quad (2.15)$$

$$[V(x, w)] - [Z_c(w)][I(x, w)] = 2B(w)e^{\gamma(w)x} \quad (2.16)$$

Considerando o ponto emissor k (x=0) e o terminal m (x=d), substituindo-se essas equações em (2.16), tem-se:

$$[V_k(w)] - [Z_c(w)][I_{km}(w)] = [[V_m(w)] + [Z_c(w)][I_{mk}(w)]]e^{-\gamma(w)d} \quad (2.17)$$

$$[V_m(w)] - [Z_c(w)][I_{mk}(w)] = [[V_k(w)] + [Z_c(w)][I_{km}(w)]]e^{-\gamma(w)d} \quad (2.18)$$

Onde:

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad \text{- impedância de surto.}$$

$$v = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad \text{- velocidade de propagação da onda.}$$

$$\gamma = \sqrt{LC} \quad \text{- constante de propagação.}$$

No entanto, as soluções das equações acima são muito complexas, e para a elaboração do modelo da linha para transitórios de curta duração, podem ser simplificadas para o caso sem perdas, representado abaixo:

$$\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} = LC \frac{\partial^2 v}{\partial t^2}$$

$$\frac{\partial^2 i}{\partial x^2} = LC \frac{\partial^2 i}{\partial t^2}$$

No domínio do tempo as equações (2.17) e (2.18) podem ser reescritas:

$$I_{km}(t) = Y_c V_k(t) - [Y_c V_m(t - \tau) + I_{mk}(t - \tau)] \quad (2.19)$$

$$I_{mk}(t) = Y_c V_m(t) - [Y_c V_k(t - \tau) + I_{km}(t - \tau)] \quad (2.20)$$

$$\text{Onde } \tau = \sqrt{lc} * d$$

Essas equações sugerem

$$I_{km}(t) = Y_c V_k(t) - I_k(t - \tau) \quad (2.21)$$

$$I_{mk}(t) = Y_c V_m(t) - I_m(t - \tau) \quad (2.22)$$

Em que

$$I_k(t - \tau) = [Y_c V_m(t - \tau) + I_{mk}(t - \tau)] \quad (2.23)$$

$$I_m(t - \tau) = [Y_c V_k(t - \tau) + I_{km}(t - \tau)] \quad (2.24)$$

Onde:

$\tau$  Tempo necessário para a propagação da onda para ir do nó 1 ao 2

$Z_c$  Impedância de surto de linha

$d$  Comprimento da linha

Este modelo matemático pode ser representado eletricamente como mostrado na Figura 3:

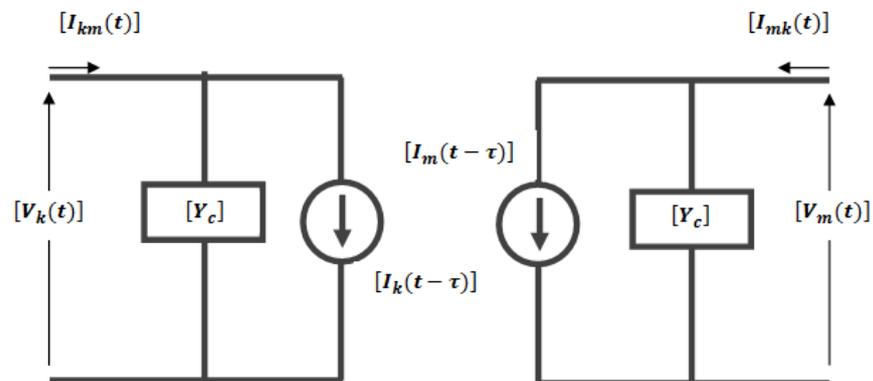


Figura 3 - Circuito Equivalente representativo de uma linha de transmissão sem perdas.

Este modelo foi sugerido pela primeira vez por H. W. Dommel, em 1969 [3], e se caracteriza por ser rigorosamente preciso, pois em sua formulação nenhuma aproximação foi necessária, e é computacionalmente eficiente, pois, da forma como se apresenta, se inclui confortavelmente na formulação modal da análise de circuitos.

### 2.1.3. MODELAGEM COM PARÂMETROS DEPENDENTES DA FREQUÊNCIA

As equações que descrevem o comportamento de uma linha de transmissão aérea no domínio da frequência [3] estão descritas em (2. 25) e (2. 26)

$$\frac{d}{dx}[V(x, w)] = [Z(w)][I(x, w)] \quad (2. 25)$$

$$-\frac{d}{dx}[I(x, w)] = [Y(w)][V(x, w)] \quad (2. 26)$$

Onde  $[Z(w)]$  e  $[Y(w)]$  são respectivamente, as matrizes de impedância série, e de admitância em derivação da linha por unidade de comprimento. Fazendo algumas substituições matemáticas nessas equações, pode se chegar às equações de propagação (2. 27) e (2. 28)

$$\frac{d^2}{dx^2}[V(x, w)] = [Z(w)][Y(w)] [V(x, w)] \quad (2. 27)$$

$$\frac{d^2}{dx^2}[I(x, w)] = -[Y(w)][Z(w)] [I(x, w)] \quad (2. 28)$$

A solução geral para esse par de equações num dado ponto x da linha é

$$[V(x, w)] = e^{-[\Gamma_v(w)]x} [V_p(w)] + e^{-[\Gamma_r(w)]x} [V_r(w)] \quad (2. 29)$$

$$[I(x, w)] = e^{-[\Gamma_i(w)]x} [I_p(w)] + e^{-[\Gamma_r(w)]x} [I_r(w)] \quad (2. 30)$$

Onde:

$$[\Gamma_v(w)] = \sqrt{[Z(w)][Y(w)]} \quad (2. 31)$$

$$[\Gamma_i(w)] = \sqrt{[Y(w)][Z(w)]} \quad (2. 32)$$

Os sub-índices “p” e “r” representam ondas progressivas e regressivas respectivamente. Diferenciando-se a equação (2. 30) em relação a x e substituindo na equação (2. 26) temos

$$[Y_c(w)][V(x, w)] = \{e^{-[\Gamma_i(w)]x} [I_p(w)] - e^{-[\Gamma_r(w)]x} [I_r(w)]\} \quad (2. 33)$$

Onde (2. 34) é a matriz da admitância característica

$$[Y_c(w)] = \left( \sqrt{Y(w)Z(w)} \right)^{-1} Y(w) \quad (2.34)$$

Adicionando-se as equações (2.33) e (2.30) obtém-se:

$$[Y_c(w)][V(x, w)] + [I(x, w)] = 2e^{-[\Gamma_i(w)]x} [I_p(w)] \quad (2.35)$$

Considerando uma linha de transmissão de tamanho “d” substituindo  $x=0$  e  $x=d$  em (2.35)

$$[Y_c(w)][V(0, w)] + [I(0, w)] = 2[I_p(w)] \quad (2.36)$$

$$[Y_c(w)][V(d, w)] + [I(d, w)] = 2e^{-[\Gamma_i(w)]d} [I_p(w)] \quad (2.37)$$

Substituindo  $[I_p(w)]$  em (2.36)

$$[Y_c(w)][V(d, w)] + [I(d, w)] = 2e^{-[\Gamma_i(w)]d} \{ [Y_c(w)][V(0, w)] + [I(0, w)] \} \quad (2.38)$$

Considerando o ponto emissor  $k$  ( $x=0$ ) e o terminal  $m$  ( $x=d$ ), substituindo-se essas equações na equação (2.36) tem-se

$$[Y_c(w)][V_m(w)] - [I_m(w)] = 2e^{-[\Gamma_i(w)]d} \{ [Y_c(w)][V_k(w)] + [I_k(w)] \} \quad (2.39)$$

$$[Y_c(w)][V_k(w)] - [I_k(w)] = 2e^{-[\Gamma_i(w)]d} \{ [Y_c(w)][V_m(w)] + [I_m(w)] \} \quad (2.40)$$

Onde:

$$[A(w)] = e^{-[\Gamma_i(w)]d} \quad (2.41)$$

É definida como a função de propagação ou fator de propagação, fazendo a substituição deste nas equações (2.39) e (2.40), pode se obter

$$[I_k(w)] = [Y_c(w)][V_k(w)] + [I_{kh}(w)] \quad (2.42)$$

$$[I_m(w)] = [Y_c(w)][V_m(w)] + [I_{mh}(w)] \quad (2.43)$$

Em que

$$[I_{kh}(w)] = -[A(w)] \{ [Y_c(w)][V_m(w)] + [I_m(w)] \} \quad (2.44)$$

$$[I_{mh}(w)] = -[A(w)] \{ [Y_c(w)][V_k(w)] + [I_k(w)] \} \quad (2.45)$$

Estas equações podem ser representadas através do circuito equivalente mostrado abaixo:

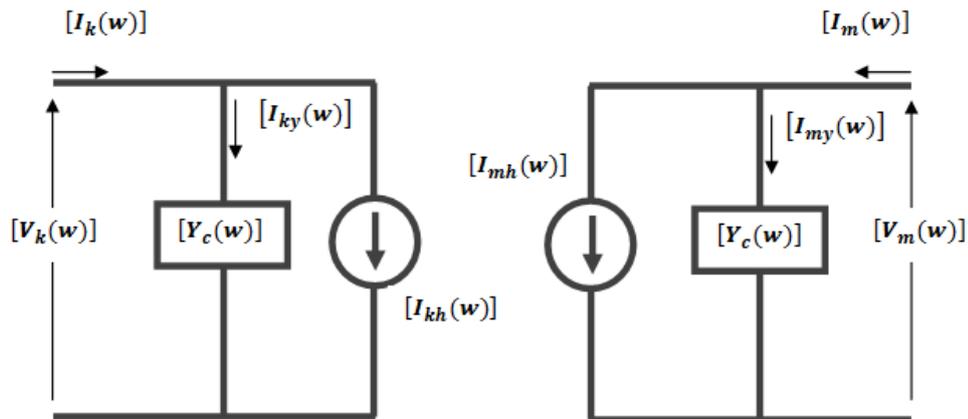


Figura 4 - Modelo de uma LT no domínio da frequência.

Após apresentar os tipos de modelagens de linhas de transmissão, foi considerado que para este estudo, o modelo de linhas por parâmetros concentrados não descreve corretamente o comportamento dos parâmetros físicos da linha para estudos de sistema transitórios. Já o modelo com parâmetros distribuídos considera a característica de propagação da onda, assim como a variação dos parâmetros elétricos ao longo da linha, podendo ser utilizado para estudos transitórios. O modelo por parâmetros dependentes da frequência, além de considerar os parâmetros distribuídos ao longo da linha, considera a variação dos seus parâmetros com a frequência, sendo este também um modelo possível para tais estudos.

Como dois modelos podem ser utilizados na modelagem das linhas de transmissão, em um primeiro instante serão feitas simulações com os dois modelos, sendo o primeiro por parâmetros distribuídos (modelagem BERGERON da biblioteca LCC do programa ATP), e o segundo por parâmetros dependentes da frequência (modelagem JMARTI da biblioteca LCC do programa ATP), onde, posteriormente será definido o modelo a ser adotado.

Os contrapesos das linhas de transmissão foram modelos através de impedâncias concentradas de  $15\Omega$ .

## 2.2. BARRAMENTOS

### 2.2.1. MODELO DOS BARRAMENTOS POR PARÂMETROS DISTRIBUÍDOS

Um barramento pode ser considerado como um trecho curto de linha, porém para estudos eletromagnéticos deve-se levar em conta a variação da tensão e da corrente ao longo

dele. Por este motivo, o barramento pode ser modelado por parâmetros distribuídos, sendo este, apresentado no subitem 2.1.2, na modelagem de linhas de transmissão.

Para estudos de transitórios eletromagnéticos, os barramentos normalmente são modelados por parâmetros distribuídos, embora o modelo por eletrodos [4] seja uma representação mais precisa. Entretanto, em estudos onde o sistema é grande, a modelagem por eletrodos pode ser muito complexa, com poucos ganhos adicionais de precisão.

Levando em conta que este é um estudo introdutório, o barramento será modelado por parâmetros distribuídos, e considerando a elevada complexidade da subestação de 500 kV, foi feita apenas a representação do barramento por uma fase, mesmo sabendo que ao fazer esta simplificação, estão sendo desconsideradas as interações mútuas entre fases que por ventura possam acontecer.

### 2.3. EQUIPAMENTOS DA SUBESTAÇÃO

O estudo das sobretensões nas subestações pode ser classificado em grupos de acordo com a faixa de frequência do fenômeno que a causou [5]. Abaixo, é descrita a tabela com esta classificação.

Tabela 1 - Classificação das sobretensões

<b>GRUPO</b>	<b>FAIXA DE FREQUENCIA REPRESENTADA</b>	<b>REPRESENTAÇÃO FREQUENTEMENTE USADA PARA</b>
<b>I</b>	0,1 - 0,3 kHz	Sobretensões temporárias
<b>II</b>	50/60 - 20 kHz	Sobretensões devido à operação (chaveamento)
<b>III</b>	10 kHz- 3 MHz	Sobretensões devido a descargas atmosféricas
<b>IV</b>	100 kHz - 50 MHz	Sobretensões de reestabelecimento

Para o caso específico em estudo vamos considerar o grupo III com faixa de frequência de 10kHz a 3 MHz, onde as modelagens dos equipamentos para esta faixa serão descritos abaixo.

### **2.3.1. Cabos de conexões**

Cabos curtos em um sistema de potência têm capacitâncias concentradas e elevadas, assim como resistências e indutâncias pequenas em relação a linhas de transmissão.

Por esta razão o cabo pode ser considerado como curto, sempre e quando o tempo de viagem da onda for menor que 30% de uma constante de tempo.

### **2.3.2. Transformadores**

Para altas frequências, um transformador se comporta como uma complexa rede capacitiva, consistindo de capacitâncias série (capacitâncias entre espiras e bobinas), e paralelo (capacitância em relação ao núcleo e ao tanque que são aterrados), além de indutâncias e resistências. Porém, modelagens que consideram essas características são difíceis, uma vez que dependem de dados que o fabricante deve fornecer. Para este estudo onde a transferência de surtos não é importante, pode-se modelar o transformador por uma capacitância concentrada.

### **2.3.3. Reatores Shunt**

Reatores shunt podem ser representados similarmente como transformadores sem transferência de surto, isto é, levando em conta somente uma capacitância concentrada. As regras para efeitos da saturação de modelagem e perdas dependentes de frequência são as mesmas que no transformador, e não são levadas em conta em modelos simplistas.

### **2.3.4. Transformadores de instrumentação.**

Estes equipamentos podem ser desprezados na maioria dos estudos. Já para transitórios de muito alta frequência, como é o caso de surtos atmosféricos, as capacitâncias destes equipamentos devem ser consideradas, tanto para transformadores de corrente (TC) e transformadores de potencial (TP), sendo de aproximadamente 500 pF para os TC's e 1000 pF no caso do Transformador de potencial capacitivo (TPC).

### **2.3.5. Disjuntores**

Quando estes estão na posição fechada, podem ser representados como uma extensão do barramento, levando-se em conta o seu comprimento, seguido de uma capacitância shunt concentrada com o valor aproximado de 100 pF no local da instalação. Já no caso do disjuntor estar na posição aberta, deve-se dividir o comprimento total em dois, colocando entre elas

uma capacitância série que representará os seus capacitores de equalização (se o disjuntor possuir estes componentes). Caso contrário, esta ligação não é feita. Por último, pode ser que o disjuntor esteja sendo manobrado. Neste caso, o disjuntor pode ser modelado por uma chave controlada por tempo.

O disjuntor a ser modelado neste estudo não possui capacitores de equalização, e para a posição fechada, ele será representado pela sua capacitância concentrada.

### 2.3.6. Chaves Seccionadoras

As chaves seccionadoras podem ser representadas como uma extensão do barramento, levando-se em conta o seu comprimento seguido de uma capacitância shunt concentrada com valor aproximado de 100 pF no local da instalação. Já no caso desta chave estar sendo manobrada, ela pode ser modelada além das considerações anteriores, acrescentando duas fontes de impulso de corrente, com polaridades opostas, localizadas em pontos que correspondem aos terminais, com uma pequena resistência unindo as duas fontes. Esta modelagem pode ser empregada porque os reacendimentos que ocorrem nos terminais da seccionadora controlada funcionam como geradores de impulso. Porém, outra modelagem mais simplista pode ser feita através de uma chave controlada por tempo.

Como foi observado acima, a maioria dos equipamentos são modelados pelas suas capacitâncias. Por este motivo, é descrito o modelo de um capacitor através da integração trapezoidal (modelo adotado pelo ATP).

O capacitor é regido pela equação (2. 46)

$$I_{12} = C \frac{d(V_1 - V_2)}{dt} \quad (2. 46)$$

$$\int_{t-\Delta t}^t \frac{i_{12}}{C} dt = \int_{t-\Delta t}^t \frac{d(V_1 - V_2)}{dt} dt \quad (2. 47)$$

$$\frac{\Delta t}{2C} [i_{12}(t) + i_{12}(t - \Delta t)] = [V_1(t) - V_2(t)] - [V_1(t - \Delta t) - V_2(t - \Delta t)] \quad (2. 48)$$

Dividindo-se esta equação em duas partes obtêm-se:

$$i_{12}(t) = \frac{2C}{\Delta t} [V_1 - V_2] + I_{12}(t - \Delta t) \quad (2. 49)$$

Onde  $I_{12}$  é dado por

$$I_{12}(t - \Delta t) = -i_{12}(t - \Delta t) - \frac{2C}{\Delta t} [V_1(t - \Delta t) + V_2(t - \Delta t)]$$

Esta equação pode ser representada fisicamente na Figura 5

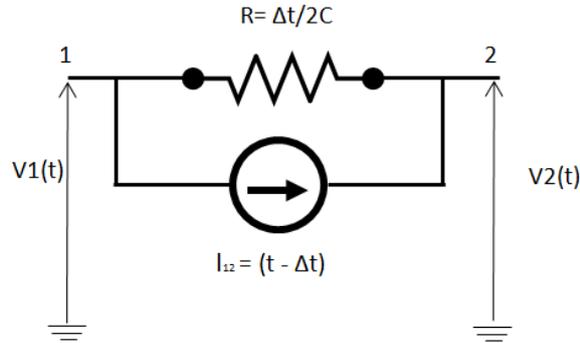


Figura 5 - Circuito equivalente para o capacitor, pelo método de integração trapezoidal.

## 2.4. PÁRA-RAIOS DE ZNO

O pára-raios de ZNO deve possuir uma alta resistância durante a operação normal do sistema e uma baixa resistância para sobretensões transitórias. Isto se manifesta através da característica tensão X corrente, que depende do estudo e da forma de corrente no equipamento, sendo esta uma relação não linear.

Os fabricantes normalmente publicam diversas curvas da característica do pára-raios, por exemplo, a 8X20μs se aplica para simulação de surtos típicos de descargas atmosféricas. Já a característica 36X90μs, é aplicada para simulações de surto de manobra, e por fim, frentes de onda com tempo de 1ms são utilizadas para fenômenos de baixa frequência.

Na Figura 6 é mostrado um sistema com um pára-raios (elemento não-linear) conectado a ele.

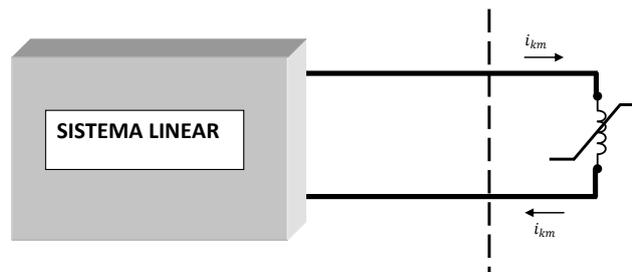


Figura 6 - Pára-raios conectado ao sistema

Para a solução de sistemas contendo elementos não lineares pode-se utilizar dois métodos:

- Método do chaveamento de componentes
- Método da compensação

O programa ATP utiliza o método da compensação para a solução de sistemas com elementos não-lineares [2], e estabelece que o elemento não linear possa ser excluído do sistema e ser simulado como uma fonte de corrente  $i_{km}(t)$  que deve obedecer duas condições:

- Satisfazer as equações do sistema linear. ( $V_{km} = V_{km}^0 - R_{th}i_{th}$ )
- Obedecer à curva  $V_{km} \times i_{km}$  que define a característica do elemento não linear. ( $V_{km} = f(i_{km})$ )

A solução destas condições é representada na Figura 7:

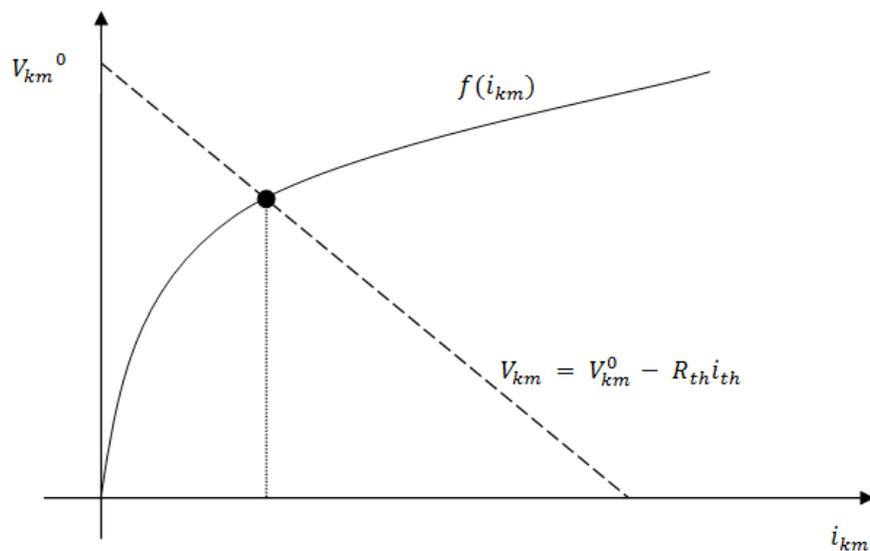


Figura 7 - Solução única do sistema com um elemento não-linear.

No caso de indutores não-lineares, a característica não linear é apresentada da seguinte forma:

$$\lambda = f(i_{km}) \tag{2.50}$$

A solução simultânea das duas equações é obtida utilizando-se o método de Newton-Raphson, em programas como o ATP. É utilizada a regra trapezoidal, que converte o fluxo  $\lambda(t)$  numa função linear de tensão  $V(t)$ :

$$\lambda(t) = \frac{\Delta t}{2} [V_{km}(t) + V_{km}(t - \Delta t)] + \lambda(t - \Delta t) \quad (2.51)$$

Ou

$$\lambda(t) = \frac{\Delta t}{2} V_{km}(t) + \text{hist}(t - \Delta t) \quad (2.52)$$

Onde:

$$\text{hist}(t - \Delta t) = \frac{\Delta t}{2} [V_{km}(t - \Delta t) + \lambda(t - \Delta t)]$$

Considerando-se as equações (2.50) e (2.52) temos:

$$V_{km}(t) = \frac{2}{\Delta t} f(i_{km}) - \frac{2}{\Delta t} \text{hist}(t - \Delta t) \quad (2.53)$$

### 3. DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Movimentos ascendentes de correntes de ar proporcionam o transporte de partículas positivas e pequenas gotas de água para a parte superior da nuvem, enquanto as gotas de água mais pesadas se depositam na parte inferior da nuvem.

O desenvolvimento de uma grande quantidade de cargas na região inferior da nuvem induz no solo uma mesma quantidade de cargas, porém de polaridade oposta, que estabelecem assim, uma diferença de potencial entre a nuvem e o solo. Cabe ressaltar que estas cargas induzidas no solo se deslocam juntamente com a nuvem.

Existem três tipos de descargas elétricas possíveis que podem ocorrer no interior da nuvem, entre nuvens ou ainda entre a nuvem e o solo, sendo este último tipo de descarga elétrica, o de interesse no estudo de sistemas de potência.

As descargas elétricas entre a nuvem e o solo podem ser divididas em dois tipos:

- Descendentes positivas ou negativas- Associadas a estruturas não muito altas (estruturas com alturas em torno de alguns metros) sendo que aproximadamente 90% destas são negativas, que constituem descargas intermitentes, separadas por um intervalo de 30 a 80 ms, com média de repetição de 2 a 3 vezes.
- Ascendentes positivas ou negativas – Associadas a estruturas muito altas (em torno de dezenas de metros)

### 3.1. FORMAÇÃO DA DESCARGA ATMOSFÉRICA

A descarga atmosférica acontece quando o campo elétrico excede a rigidez dielétrica do ar, proporcionando deslocamento de cargas, ocasionando a formação de canais. Esses canais têm na sua extremidade um campo elétrico constante, que por ionização forma um novo canal, pelo qual a carga vai progredindo, e um processo semelhante também ocorre a partir do solo. Quando a carga nos canais for elevada o bastante para que ocorra a conexão deles, o canal formado vai ser atravessado por uma corrente (corrente de retorno), relativamente intensa (média 30 kA), que conduzirá a descarga parcial ou total da nuvem.

Este fenômeno é mostrado na Figura 8

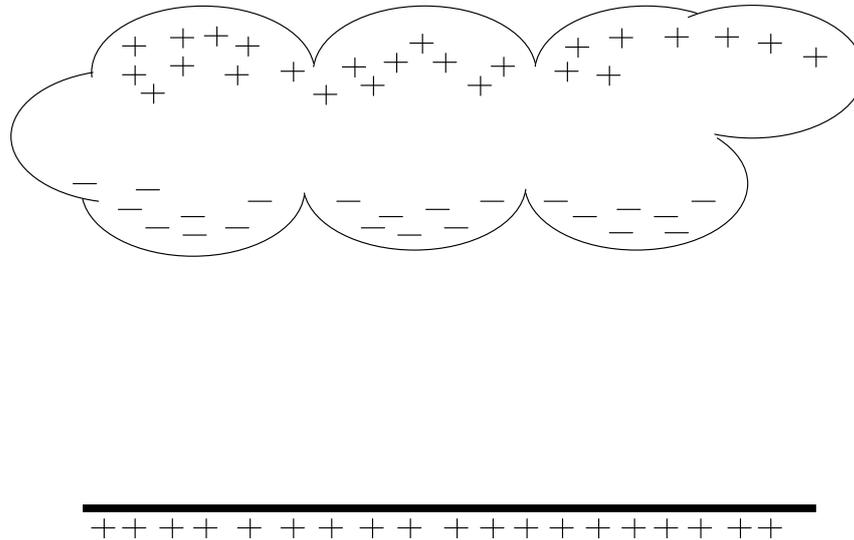


Figura 8 - Descarga Atmosférica

O movimento de cargas através do canal ionizado produz uma luminosidade de grande intensidade denominada relâmpago, e o aquecimento e conseqüente expansão do ar na região produz um estrondo, o trovão.

Pode-se observar ainda, que se a descarga tiver duração relativamente curta, a tensão do centro de carga dentro da nuvem que iniciou o processo fica bastante reduzida em relação a um ponto distante na nuvem. Devido a este fenômeno, ocorrerá o fluxo de cargas negativas entre essas regiões, ligando-as ao canal ainda ionizado e aquecido. Neste caso, pode-se estabelecer uma corrente de continuidade, ou pode aparecer um novo precursor, entre a nuvem e o solo, com velocidade maior que a do precursor inicial. Isso provocará uma nova

descarga de retorno, podendo-se repetir o processo, o que acarretará em outras descargas após esta.

### 3.1.1. FORMA DE ONDA DA DESCARGA ATMOSFÉRICA

As descargas atmosféricas podem ser modeladas através de ondas de tensão ou corrente, onde as características da descarga elétrica são definidas pelo formato da onda a ser utilizado. Neste sentido, serão analisadas duas formas de onda possíveis para descargas atmosféricas, sendo estas as seguintes:

- Forma de onda dupla exponencial (aproximado por uma rampa)
- Forma de onda Heidler.

### 3.1.2. FORMA DE ONDA DUPLA EXPONENCIAL

As descargas atmosféricas são comumente representadas por uma onda de dupla exponencial de sinais contrários, responsáveis pela geração de onda padronizada mostrada em (3. 1)

$$f(t) = F_{max} (e^{-\alpha t} - e^{-\beta t}) \quad (3. 1)$$

No instante inicial as duas ondas têm a mesma amplitude, resultando em valor nulo para a soma. Enquanto a onda positiva é atenuada lentamente no tempo, a onda negativa é atenuada rapidamente, e a soma resultante tem o aspecto de um pulso, mostrado na Figura 9.

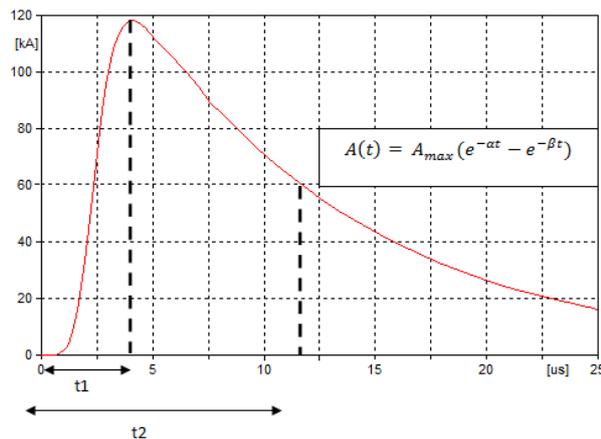


Figura 9 - Forma de onda de uma dupla exponencial

Esta onda, para este estudo, foi aproximada pela onda representada na Figura 10, que tem as mesmas características da onda dupla exponencial. Porém, a sua taxa de crescimento

inicial até atingir o pico de tensão é menor do que a do modelo acima.

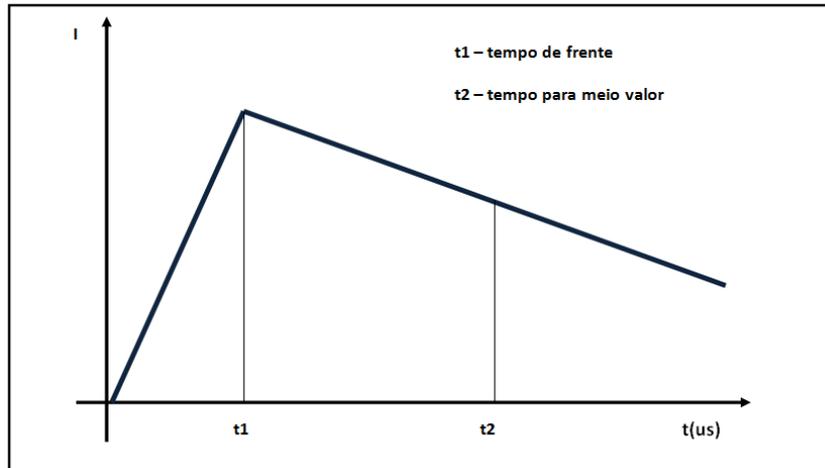


Figura 10 - Forma de onda da descarga atmosférica.

As descargas atmosféricas foram modeladas por fontes de tensão com a forma de onda apresentada acima (aproximadamente uma rampa). Assim, as descargas diretas nos condutores de fase foram representadas por uma fonte de tensão atrás de uma resistência, cujo valor é igual à impedância de surto da linha. Esta resistência tem por objetivo fazer com que toda onda refletida da subestação não retorne à própria subestação.

### 3.1.3. FORMA DE ONDA HEIDLER

A função Heidler constitui-se de uma expressão analítica, concebida através de dados obtidos na observação das correntes de retorno em torres monitoradas com instrumentação específica. A expressão de função Heidler é mostrada em (3. 2)

$$I(t) = \frac{I_0 \left(\frac{t}{\tau_1}\right)}{\eta \left(\frac{t}{\tau_1}\right)} e^{-\frac{t}{\tau_1}} \quad (3. 2)$$

Onde:

$$\eta = e^{\left[-\left(\frac{t}{\tau_1}\right)\left(\frac{n\tau_2}{\tau_1}\right)^{\frac{1}{n}}\right]}$$

$I_0$  - amplitude de corrente na base do canal

$\tau_1$  - constante relacionada ao tempo de frente de onda de corrente

- $\tau_2$  - constante relacionada ao tempo de decaimento da onda de corrente
- $\eta$  - fator de correção da amplitude
- $n$  - expoente (com valores de 2 a 10)

Esta onda é mostrada na Figura 11

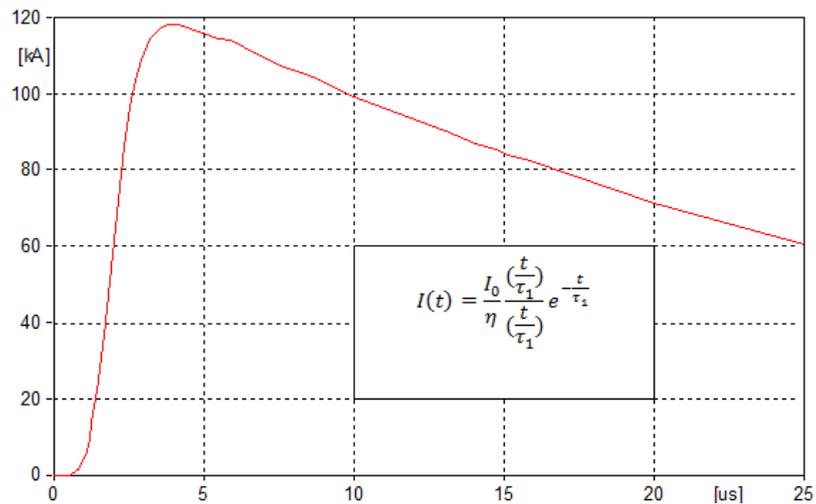


Figura 11 - Forma de onda Heidler.

A forma de onda Heidler faz parte da biblioteca do ATP, representando de maneira satisfatória uma descarga atmosférica, uma vez que ela foi obtida através de dados reais.

Para poder mostrar a influência da modelagem da descarga atmosférica em uma linha de transmissão ligada a uma subestação, serão primeiramente utilizados dois modelos, onde o primeiro representa a descarga através de uma fonte de tensão por uma rampa e o segundo considera o modelo Heidler para a mesma. Feita a análise dos resultados dos casos, será escolhida a fonte que representará as descargas atmosféricas no sistema a ser estudado.

#### 4. CASO A SER ESTUDADO

Neste trabalho serão analisadas as sobretensões no interior da subestação de 500 kV (detalhada nos anexos III e IV, onde são detalhados, perfil da planta e o arranjo geral da Subestação de 500 kV) devido à ocorrência de uma descarga atmosférica incidindo nas linhas de transmissão a ela conectadas.

O estudo visou quantificar os níveis de sobretensão a que podem estar sujeitos os diversos equipamentos no interior desta subestação. Para tal, foram conduzidos estudos de descargas atingindo a linha de transmissão 2, nas proximidades desta subestação, considerando-se as seguintes análises principais:

- Variação do número de linhas e transformadores conectados nas subestações (condições de operação ou eventual manutenção de algum equipamento);
- Tipo de operação da Subestação (número de barras energizadas);
- Disjuntores de linha abertos ou fechados;
- Variação do local do impacto, tipo e amplitude da descarga atmosférica.

Também foi considerado que a máxima sobretensão admissível no interior da subestação de 500 kV, devido à ocorrência de surtos atmosféricos na linha de transmissão, deva manter uma margem de proteção de 10% em relação aos níveis de isolamento dos equipamentos. Desta forma os seguintes valores foram considerados:

Tabela 2 - Valores admissíveis para sobretensões nos equipamentos

Tensão	Nível de Isolamento		Sobretensão Máxima Admissível Considerando a margem de segurança de 10 %	
	Transformadores	Demais Equipamentos	Transformadores	Demais Equipamentos
500 kV	1425 kV	1550 kV	1282 kV	1395 kV

## 4.1. MODELAGEM DO SISTEMA EM ESTUDO

### 4.1.1. LINHAS DE TRANSMISSÃO

A escolha do modelo adotado para o estudo foi baseada nos seguintes critérios:

- Tipo de estudo
- Exatidão desejada

Os modelos das linhas de transmissão foram feitos com o auxílio da biblioteca LCC do programa ATP, tendo-se obtido o valor de:

$$Z_c = 210 \Omega$$

A configuração adotada para a torre é um circuito duplo como mostrado na Figura 12, onde os cabos condutores das fases são do tipo Grossbeak, formados por quatro sub-condutores, e a uma altura de 43,7 m para a fase A, 34,7m para a fase B e 24,7m para a fase C. No estudo foram utilizados dois cabos pára-raios do tipo OPGW 14,4, a uma altura de 52,45m em relação ao solo.

Foi feita a correção da resistência dc para 75° C considerando as seguintes expressões:

$$\alpha_{20} = 0,00403$$

$$\alpha_{75} = \frac{1}{\left(\frac{1}{\alpha_{20}} + (75 - 20)\right)}$$

$$R_{dc75} = R_{dc25} * (1 + \alpha_{75} * \Delta t)$$

Obtendo os valores que estão especificados no anexo I, que contém os arquivos de dados que foram introduzidos no programa.

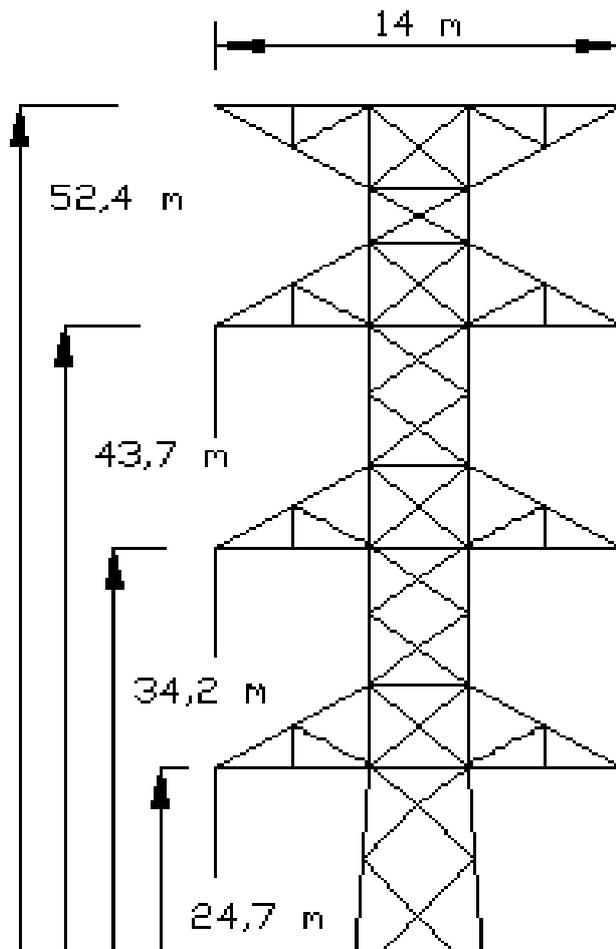


Figura 12 - Configuração das torres de 500 kV da subestação.

#### 4.1.2. BARRAMENTOS DA SUBESTAÇÃO

Como a descarga incide somente sobre uma fase da linha, é possível fazer a modelagem da subestação somente para a fase que recebe a descarga elétrica, lembrando que ao fazer esta modelagem não estão sendo consideradas as interações mútuas entre as fases no barramento. Cada conexão entre dois pontos quaisquer foi representada por parâmetros distribuídos, sem perda, através de sua impedância de surto, velocidade de propagação e comprimento correspondente.

O barramento da subestação foi dividido em dois tipos de conexões, sendo estes conexões rígidas e conexões flexíveis. Para cada um destes tipos, foram calculados valores para as impedâncias de surto, com a ajuda da biblioteca LLC do programa ATP, obtendo-se os valores abaixo.

Tabela 3 - Impedâncias de surto dos barramentos

Trecho	Impedância de Surto ( $\Omega$ )
Barramentos rígidos	315
Conexões flexíveis	370

A malha de terra da subestação foi modelada através de uma impedância concentrada com valor de  $0,1\Omega$ .

#### 4.1.3. EQUIPAMENTOS

Os valores das capacitâncias correspondentes a resposta à um impulso de tensão são dados abaixo.

Tabela 4 - Capacitâncias dos equipamentos.

Transformador de potencial capacitivo	5,0 nF
Disjuntores	0,1 nF
Chaves seccionadoras	0,1 nF
Transformador	4,0 nF
Transformadores de corrente	0,5 nF
Reatores	4,0 nF

#### 4.1.4. PÁRA-RAIOS

Os pára-raios foram representados através de resistências não lineares variáveis com a tensão, utilizando o modelo 92 do programa ATP, modelo que faz parte da biblioteca deste programa e é específico para a modelagem de pára-raios ZNO.

Para representar a tensão residual (característica  $V \times I$ ) foram utilizados os catálogos das referências bibliográficas [6] e [7], e esta característica é mostrada na Tabela 5. Para representação do deslocamento da característica  $V \times I$  destes pára-raios em função de sobretensões com tempos de frente muito íngremes, considerou-se uma indutância equivalente em série com o elemento não-linear. Para cálculo desta indutância, adotaram-se os valores de variação da tensão de descarga, mostrada na tabela a seguir:

Tabela 5 - Características V x I dos Pára-Raios - Curva 8/20  $\mu$ s.

Corrente (kA)	Tempo de Frente ( $\mu$ s)	V (pu)	$\Delta V$ (pu)
3	$\infty$	1,37	-
	6	1,47	-
20	6	1,72	1,72-1,47=0,25
	$\infty$	1,37+0,25=1,62	-
	0,5	1,98	1,98-1,62=0,36

Tabela 6 - Tensão residual característica (V x I).

I (kA)	Pára-Raios 420 kV
0,1	753
0,5	794
1,0	817
2,0	855
3,0	864
5,0	888
10,0	924
20,0	998
40,0	1091

O valor das indutâncias dos cabos pára-raios é dado por:

$$V = L \frac{di}{dt} \text{ ou seja, temos que } L = \frac{V}{\frac{di}{dt}}$$

Como os pára-raios são de 420 kV, valor rms, temos que o valor de pico é

$$\sqrt{2} \times 420 = 593,9 \text{ kV} = 1 \text{ p. u.}$$

$$V = 0,36 \text{ p. u.}$$

Com este valor calculamos L

$$L = \frac{(0,36 \times 593,9)}{(20 \text{ kA} / 0,5 \mu\text{s})} = 5,34 \mu\text{H}$$

A ligação dos pára-raios com a malha de terra foi feita através de indutâncias concentradas com valores:

Pára-raios setor 500 kV

Comprimento = 4,5 m

$$L = 4,5 \mu\text{H}$$

#### 4.1.5. DESCARGA ATMOSFÉRICA

Foram adotados os seguintes valores para as ondas de descargas atmosféricas, os quais foram calculados nos itens descargas diretas e descargas indiretas.

Tabela 7 - Dados das Formas de onda.

Fonte	Tempo de frente	Tempo de meio valor	Amplitude da Sobretensão
Descarga direta	2 us	40 us	1836 MV
Descarga indireta	0,5 us	40 us	2180 MV

#### 4.2. TIPOS DE EVENTOS ANALISADOS

Foram analisados os seguintes eventos:

- Descargas diretas;
- Descargas indiretas.

Para o caso mais severo foi analisada a influência dos seguintes equipamentos.

Tabela 8 - Equipamentos analisados.

EQUIPAMENTOS
Pára - raios
Transformador de potencial

## 4.2.1. DESCARGAS DIRETAS

Os estudos de descargas diretas consideraram a máxima corrente que poderia atingir os cabos fases diretamente, considerando o modelo eletrogeométrico.

### 4.2.1.1. MODELO ELETROGEOMÉTRICO

Em 1961 Golbe [8] estabeleceu uma relação entre a corrente de raio e a região de atração, e foi a partir deste modelo que diversos autores elaboraram vários modelos analíticos. Entre estes o modelo de Armstrong e Whitehead [8] que relaciona a geometria da linha de transmissão e o mecanismo das descargas atmosféricas. Este trabalho se destaca por ter sido calibrado, através de sucessivas tentativas, para as configurações de 50 linhas de transmissão efetivamente blindadas.

O modelo eletrogeométrico relaciona a intensidade da corrente de raio e a região de alcance da ponta da descarga piloto em sua trajetória para a terra, a qual permite que o raio tenha uma preferência em alcançar objetos mais próximos.

Love e Whitehead permitiram o estabelecimento de uma curva que relaciona a distância de atração com o valor da corrente de raio, através das seguintes equações:

$$\bar{r}_s = 0,0513 * [I_o \ln\left(\frac{2\bar{r}_s}{b}\right) * I_o \ln\left(\frac{2\bar{r}_s}{a}\right) + 2000]^{0,6} \quad (4.1)$$

$$V_s = 0,06 * [I_o \ln\left(\frac{2\bar{r}_s}{b}\right) * I_o \ln\left(\frac{2\bar{r}_s}{a}\right) + 2000]^{0,5} \quad (4.2)$$

Onde:

$V_s$  = Tensão de descarga piloto em MW para  $I_o$  em kA.

$\bar{r}_s$  = Distância de atração média em metros para  $I_o$  em kA.

$I_o$  = Corrente de raio.

$b$  = Raio da descarga piloto, dependente da tensão.

$a$  = Raio da corrente de retorno, dependente da corrente.

Contudo, foi observado que uma aproximação da primeira equação pode ser obtida utilizando-se a seguinte expressão:

$$\bar{r}_s = 2 * I_o + 30[1 - e^{-\frac{I_o}{6,8}}] \quad (4.3)$$

Tal equação representa  $\bar{r}_s$  com um erro inferior a 1 metro, para correntes acima de 5kA.

Para a maioria das aplicações práticas, a relação abaixo é inteiramente satisfatória

$$\bar{r}_s = 9,0 * I_o^{0,65} \quad (4.4)$$

Na Figura 13 estão plotadas duas curvas, que servem para comparar estas duas equações e o grau de erro que a sua utilização está introduzindo, onde é observado que para correntes de raio elevadas, o erro é considerável. Neste caso, a corrente de raio não é tão elevada e o modelo simplificado (equação 2) descreve bem o seu comportamento.

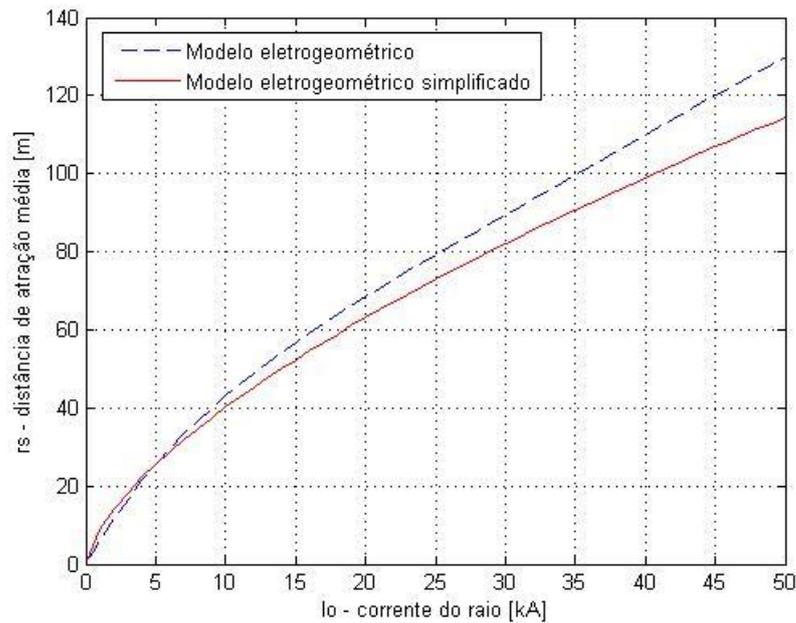


Figura 13 - Modelo eletrogeométrico

O modelo eletrogeométrico considera que em sua progressão em direção ao solo, a descarga piloto estabelece grandes campos elétricos ao redor da linha de transmissão, provocando um movimento ascendente de cargas que vão em direção a ponta da descarga piloto. Este movimento ascendente de cargas pode deslocar o raio da sua trajetória inicial.

Devido a esta atração que a descarga piloto sofre, o seu ponto de impacto é indefinido até que ela alcance uma distância acima do solo, onde sofrerá sua orientação definitiva, que pode ser o solo, o condutor ou o pára-raios.

Para visualizar melhor este fenômeno se faz uso das distâncias de incidência referenciadas à geometria da linha de transmissão. Isto será feito através de regiões que representam as áreas de exposição, visualizado na Figura 14.

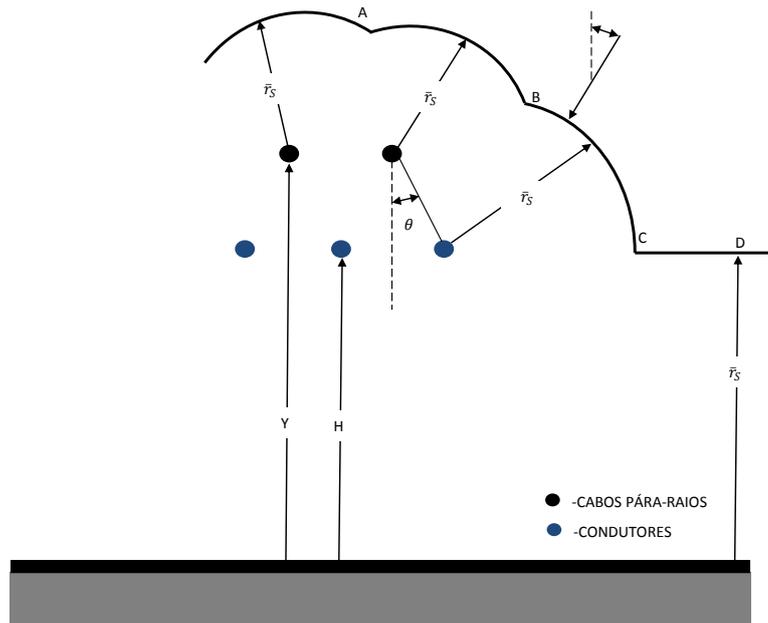


Figura 14 - Modelo Eletrogeométrico.

Onde:

$\theta =$  Ângulo de proteção.

$\bar{r}_s =$  Distância de incidência.

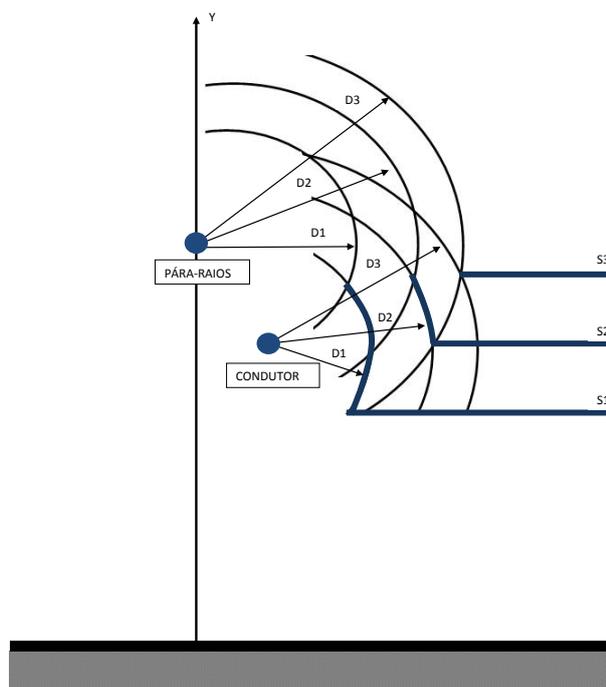


Figura 15 - Área de exposição dos condutores para diversos valores de corrente de raio.

Como pode ser observado na Figura-15, o arco de exposição BC diminui com o aumento do raio, até se tornar nulo para a distância  $d_3$  (distância crítica). Dessa forma, correntes de raio com valores mais elevados sempre serão desviadas para os pára-raios ou para a terra.

Já para correntes menores, a área de exposição aumenta, mas a sobretensão advinda da descarga ( $V=IZ/2$ ) não deve ocasionar falha da linha. Para isto, a isolação da linha deve ser definida de maneira a suportar a sobretensão decorrente da incidência da corrente crítica.

O cálculo foi realizado para a torre mostrada na Figura 12. para esta torre, a máxima corrente que pode atingir o cabo fase é igual a:

Tabela 9 – Dados da descarga direta

Torre	Altura dos cabos pára-raios (m)	Distância de incidência (m)	Corrente de descarga (kA)
T-1	52,45	57,81	17,489

Serão utilizadas as seguintes expressões:

$$\bar{r}_{s_{max}} = \frac{h + y}{2 * (1 - \text{sen } \theta_s)}$$

$$\bar{r}_{s_{max}} = 9,0 * I_{omax}^{0,65}$$

Onde:

$\bar{r}_{s_{max}}$	Máxima distância de incidência
h	Altura do cabo pára-raios na torre
y	Altura do cabo fase na torre
$\theta_s$	Ângulo de proteção entre os cabos pára-raios e o cabo fase ( 9,7°)
$I_{omax}$	Corrente máxima que incide no condutor de fase

$$\bar{r}_{s_{max}} = \frac{52,45 + 43,70}{2 * (1 - \text{sen } 5.7)} = 57,81$$

$$\log(57,81) = \log(9,0 * I_{omax}^{0,65}) = \log 9,0 + 0,65 * \log I_{omax}$$

$$\log I_{omax} = 1,2427$$

$$I_{omax} = 17,489 \text{ kA}$$

O surto de tensão que se propagara pela linha é dado pela seguinte equação:

$$V = \frac{ZI}{2}$$

Adotando a corrente de 17,489 kA, a impedância de surto da linha é igual a 210  $\Omega$ , e a tensão resultante é de 1836 kV.

Para definição das amplitudes, tempos de frente e taxas de crescimento para as descargas atmosféricas, foram adotados os valores recomendados pela referência [8] e apresentados de maneira detalhada na Figura 18.

Como pode ser observado na Figura 18, valores de intensidade de corrente elevada têm probabilidade de taxa de crescimento elevada muito pequena. Por este motivo, o valor da taxa de crescimento adotado para descargas diretas foi de 2us.

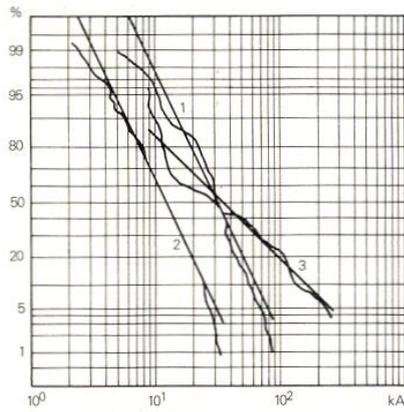


Figura 16 - Distribuição de correntes máximas [8]

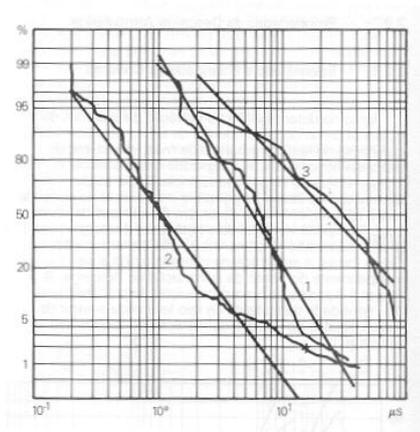


Figura 17 - Distribuição de tempos de crista [8]

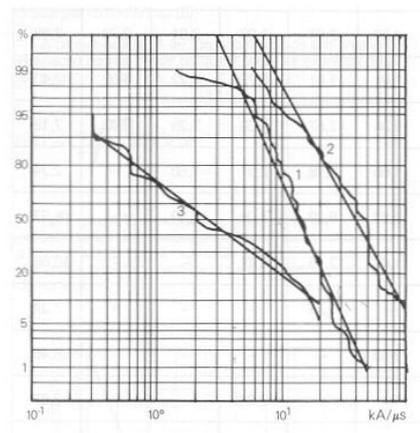


Figura 18 - Distribuição de taxas de crescimento [8]

- (1) – Primeiras descargas negativas
- (2) – Descargas negativas subsequentes
- (3) – Descargas positivas

#### 4.2.2. DESCARGAS INDIRECTAS

Os estudos de descargas indiretas têm por objetivo a análise das descargas que não atingem as fases diretamente. Porém podem ocasionar sobretensões de alta intensidade em uma das linhas de transmissão que aportam na subestação de 500 kV.

O fenômeno associado às descargas indiretas pode ser descrito da seguinte forma: quando um raio atinge uma das torres de uma LT, é estabelecido um processo de propagação de ondas de tensão e corrente nos cabos pára-raios, nas torres próximas e nos sistemas de aterramento. A propagação do surto nos cabos pára-raios induz nos condutores de fase o aparecimento de tensões acopladas, através da relação de capacitâncias próprias e mútuas desses cabos.

Assim, a cadeia de isoladores que é o ponto onde o isolamento entre os cabos pára-raios e os condutores é mais fraco, ficará sujeita à diferença entre a tensão no topo da torre e a tensão induzida no condutor.

No caso de descargas atingindo os cabos pára-raios, a tensão atingirá valores maiores quanto maior for o afastamento em relação às torres, tendo, portanto o meio do vão como ponto de incidência que provoca as maiores tensões. Neste caso, a tensão à qual o isolamento em ar entre os cabos pára-raios e condutores ficará submetido, é consideravelmente maior do que a tensão à qual a cadeia de isoladores ficará submetida, se uma descarga de mesma intensidade atingisse a torre. Entretanto, devido ao efeito corona, ocorre a distribuição da carga elétrica além da superfície do cabo, fazendo com que o seu raio efetivo seja maior, e assim maior o acoplamento entre o cabo pára-raios e o condutor, reduzindo bastante a diferença de tensão entre ambos [8].

Para definição dos valores de sobretensão que podem incidir na subestação de 500 kV, devido a descargas indiretas na linha de transmissão que interliga esta subestação ao sistema, adotou-se a máxima suportabilidade a impulso das cadeias de isoladores das LTs, que pode ser expressa por:

$$V_{sup} = CFO (1 + 3 \sigma)$$

Sendo  $\sigma = 3\%$  (desvio padrão da suportabilidade à impulso) e CFO o valor de suportabilidade das cadeias de isoladores.

Assim, os seguintes valores serão considerados:

LTs 500 kV: CFO = 2000 kV

$$V_{\text{sup}} = 2000 \times (1 + 3 \times 0,03) = 2180 \text{ kV}$$

Sobretensões de maior amplitude provocariam a disrupção do arco através das cadeias de isoladores das torres impossibilitando que as mesmas atinjam as subestações.

Estas sobretensões sofrem atenuação e distorção ao se propagarem em direção a subestação. A distorção indicada na literatura é de aproximadamente 1  $\mu\text{s}$  por cada quilômetro percorrido. Para este estudo foram consideradas descargas atmosféricas atingindo os cabos pára-raios ou as estruturas das LTs nas proximidades das subestações, provocando o rompimento do arco através da cadeia de isoladores. Neste caso, o surto de tensão circulante nos cabos condutores teria como amplitude máxima o valor de suportabilidade da cadeia de isoladores, e frente de onda inicial muito íngreme (praticamente um degrau). Até atingir a subestação o surto trafegante sofreria distorção de sua frente de onda provocada basicamente pelo efeito corona. Assim, a seguinte consideração foi adotada:

Tabela 10 – Dados da descarga indireta

<b>Tensão (kV)</b>	<b>Distância da descarga a SE (m)</b>	<b>Amplitude da sobretensão ao atingir a SE (kV)</b>	<b>Tempo de frente da sobretensão ao atingir a SE (<math>\mu\text{s}</math>)</b>
500	500	2180	0,5

Podemos observar que a amplitude destas tensões é muito superior aquelas obtidas para a descarga direta (1836 kV).

### 4.3. ESCOHA DOS MODELOS DE FONTES E LINHAS DE TRANSMISSÃO

O sistema foi modelado no programa ATP através da sua plataforma gráfica ATPDRAW como é mostrado na Figura 19.

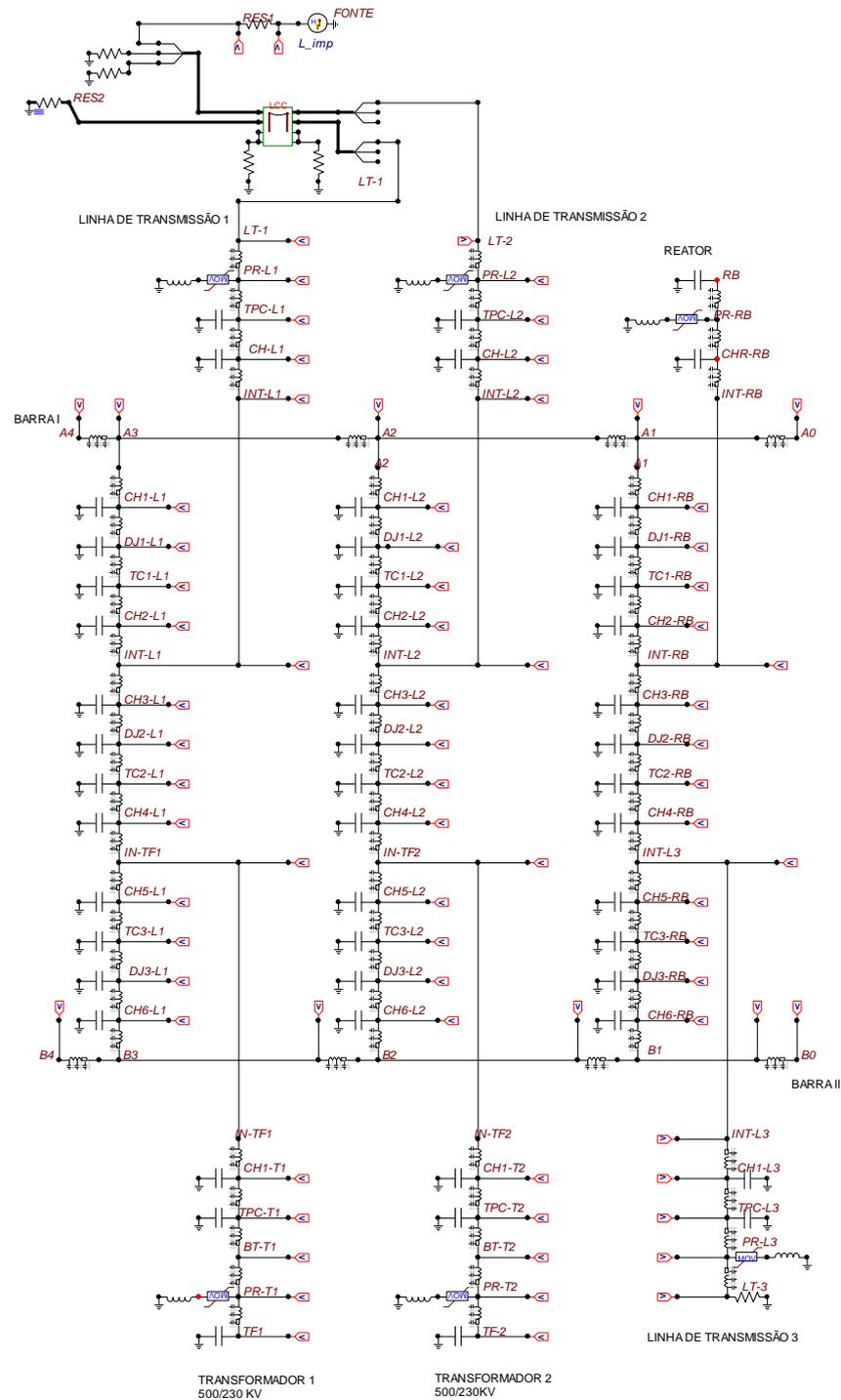


Figura 19 - Representação do sistema no ATP.

Primeiramente é feita uma análise sobre quatro modelos iniciais para a subestação e a descarga atmosférica, onde, a partir dos resultados destas modelagens, será definido modelo adotado neste estudo. As quatro configurações são descritas na Tabela 11:

Tabela 11 - Modelos para a subestação

Caso	Modelo da Fonte	Modelo da Linha de transmissão
1	Dupla-exponencial	Bergeron
2	Heidler	Bergeron
3	Dupla exponencial	JMarti
4	Heidler	JMarti

Nestes casos foram analisadas as maiores sobretensões nos equipamentos e as suas respectivas taxas de crescimento.

Tabela 12 - Sobretensões nos casos 1 e 2 de descarga direta.

<b>DESCARGA DIRETA - SOBRETENSÕES NOS EQUIPAMENTOS</b>					
<b>Caso 1</b>			<b>Caso 2</b>		
<b>1</b>	<b>TF1</b>	<b>0,6654 MV</b>	<b>1</b>	<b>TF1</b>	<b>0,6708 MV</b>
<b>2</b>	<b>PR-T1</b>	<b>0,6596 MV</b>	<b>2</b>	<b>TPC-T1</b>	<b>0,6556MV</b>
<b>3</b>	<b>TPC-T1</b>	<b>0,6511MV</b>	<b>3</b>	<b>PR-T1</b>	<b>0,6553 MV</b>
<b>4</b>	<b>TF-2</b>	<b>0,6502 MV</b>	<b>4</b>	<b>CH1-T1</b>	<b>0,6474 MV</b>
<b>5</b>	<b>PR-T2</b>	<b>0,6443 MV</b>	<b>5</b>	<b>TF-2</b>	<b>0,6473MV</b>

Tabela 13 - Taxas de crescimento das sobretensões nos casos 1 e 2 de descarga direta.

<b>DESCARGA DIRETA - TAXAS DE CRESCIMENTO DAS SOBRETENSÕES</b>					
<b>Caso 1</b>			<b>Caso 2</b>		
<b>1</b>	<b>TF2</b>	<b>0,2331 MV/us</b>	<b>1</b>	<b>TF2</b>	<b>0,3517 MV/us</b>
<b>2</b>	<b>TF1</b>	<b>0,2288 MV/us</b>	<b>2</b>	<b>TF1</b>	<b>0,3389 MV/us</b>
<b>3</b>	<b>PRF-T2</b>	<b>0,2215 MV/us</b>	<b>3</b>	<b>TPC-T1</b>	<b>0,3112 MV/us</b>
<b>4</b>	<b>PR-T1</b>	<b>0,2116 MV/us</b>	<b>4</b>	<b>CH1-T1</b>	<b>0,2827 MV/us</b>
<b>5</b>	<b>TPC-T1</b>	<b>0,2040 MV/us</b>	<b>5</b>	<b>PR-T1</b>	<b>0,2465 MV/us</b>

Tabela 14 - Sobretensões nos casos 3 e 4 de descarga direta.

<b>DESCARGA DIRETA - PIORES SOBRETENSÕES NOS EQUIPAMENTOS</b>					
<b>Caso 3</b>			<b>Caso 4</b>		
1	TF1	0,6575 MV	1	TF1	0,6641 MV
2	PR-T1	0,6519 MV	2	TPC-T1	0,6488 MV
3	TF-2	0,6474 MV	3	PR-T1	0,6484 MV
4	TPC-T1	0,6441 MV	4	TF-2	0,6452 MV
5	PR-T2	0,6419 MV	5	CH1-T1	0,6404 MV

Tabela 15 - Taxas de crescimento das sobretensões nos casos 3 e 4 de descarga direta.

<b>DESCARGA DIRETA - TAXAS DE CRESCIMENTO DAS SOBRETENSÕES</b>					
<b>Caso 3</b>			<b>Caso 4</b>		
1	T2	0,2421 MV/us	1	TF2	0,3893 MV/us
2	PR-T2	0,2321 MV/us	2	TF1	0,3268 MV/us
3	TF1	0,2149 MV/us	3	TPC-T1	0,2981 MV/us
4	PR-T1	0,2008 MV/us	4	CH1-T1	0,2726 MV/us
5	TPC-T1	0,1998 MV/us	5	PR-TF1	0,2395 MV/us

Tabela 16 - Sobretensões nos casos 1 e 2 de descarga indireta.

<b>DESCARGA INDIRETA - SOBRETENSÕES NOS EQUIPAMENTOS</b>					
<b>Caso 1</b>			<b>Caso 2</b>		
1	TPC-L2	0,9994 MV	1	TPC-L2	1,0458 MV
2	TC1-L2	0,9919 MV	2	TC1-L2	1,0129 MV
3	CH1-L2	0,9897 MV	3	CH1-L2	1,0126 MV
4	TPC-T1	0,9870 MV	4	A2	1,0114 MV
5	CH1-T1	0,9759 MV	5	CH1-T1	0,9732 MV

Tabela 17 - Taxas de crescimento das sobretensões nos casos 1 e 2 de descarga indireta.

<b>DESCARGA INDIRETA - TAXAS DE CRESCIMENTO DAS SOBRETENSÕES</b>					
<b>Caso 1</b>			<b>Caso 2</b>		
1	TPC-L2	1,7778 MV/us	1	D-TPC-L2	2,0378 MV/us
2	TC1-L2	1,1602 MV/us	2	D-TC1-L2	1,3442 MV/us
3	CH1-L2	0,8836 MV/us	3	D-CH1-L2	1,2394 MV/us
4	TPC-T1	0,68388 MV/us	4	D-A2	0,8700 MV/us
5	CH1-T1	0,57590 MV/us	5	D-CH1-T1	0,66123 MV/us

Tabela 18 - Sobretensões nos casos 3 e 4 de descarga indireta.

<b>DESCARGA INDIRETA - PIORES SOBRETENSÕES NOS EQUIPAMENTOS</b>					
<b>Caso 3</b>			<b>Caso 4</b>		
1	TC3-L1	1,1387 MV	1	TC3-L1	1,1551 MV
2	CH5-L1	1,1325 MV	2	CH5-L1	1,1522 MV
3	TPC-L2	1,1280 MV	3	IN-TF1	1,1458 MV
4	DJ3-L1	1,1266 MV	4	TPC-L2	1,1440MV
5	IN-TF1	1,1241 MV	5	CH4-L1	1,1426MV

Tabela 19 - Taxas de crescimento das sobretensões nos casos 3 e 4 de descarga indireta.

<b>DESCARGA INDIRETA - TAXAS DE CRESCIMENTO DAS SOBRETENSÕES</b>					
<b>Caso 3</b>			<b>Caso 4</b>		
1	TPC-L2	1,9688 MV/us	1	TPC-L2	2,2189 MV/us
2	TC3-L1	1,0843 MV/us	2	TC3-L1	1,2271 MV/us
3	DJ3-L1	1,0591 MV/us	3	CH5-L1	1,1800 MV/us
4	CH5-L1	1,0338 MV/us	4	IN-TF1	1,1284 MV/us
5	INT-T1	0,9833 MV/us	5	CH4-L1	1,0975 MV/us

Nas tabelas da página anterior é observado que as maiores sobretensões ocorrem para os casos de descarga indireta, ou seja, são consideravelmente mais elevadas que os casos de descarga direta. Também é observado que tanto nos casos de descarga direta como nos casos de descarga indireta, as sobretensões mais elevadas se apresentam ao fazer uso da fonte Heidler, também verificando nestes casos uma maior taxa de crescimento da sobretensão.

Para poder entender estas maiores sobretensões ao utilizar a fonte Heidler, foram analisadas as taxas de crescimento das duas fontes considerando a forma de onda da descarga indireta, obtendo o resultado expresso na Tabela 20

Tabela 20 - Taxas de crescimento das fontes

<b>Modelo da Fonte Rampa</b>	<b>Modelo da Fonte Heidler</b>
17,44 MV/us	40,6 MV/us

Com o auxílio desta tabela é possível observar que a taxa de crescimento da fonte Heidler é 2,32 % maior que a da rampa, motivo pelo qual as sobretensões nos equipamentos são maiores. Porém, deve-se ressaltar que estas sobretensões são também mais curtas, ou seja, tem uma taxa de crescimento maior que nos casos onde a fonte é modelada como uma rampa. Como estes resultados refletem um caso mais conservativo, será adotada a fonte Heidler para a modelagem da descarga atmosférica.

Já ao analisar a modelagem da linha, foram verificados maiores sobretensões nos casos onde é usado o modelo JMarti (modelagem que inclui a dependência da frequência nos seus parâmetros). Isto se deve pela variação da impedância de surto com a frequência.

Nesta modelagem, temos uma representação mais aproximada do comportamento de uma linha real, que é refletido neste aumento das sobretensões se comparados com os casos onde a linha é modelada apenas por parâmetros distribuídos. Logo, o modelo JMARTI foi definido como representação para as linhas de transmissão.

Os dados obtidos com as simulações e as observações feitas acima levaram a adotar para o sistema em estudo, a modelagem do caso 4, isto tanto para os casos de descarga direta como para os casos de descarga indireta.

#### 4.4. CONFIGURAÇÕES ANALISADAS

Serão feitas análises sobre algumas configurações da subestação, tanto para casos de descarga direta como para casos de descarga indireta, visando definir qual o pior caso em termos operativos. O diagrama abaixo descreve a subestação em estudo.

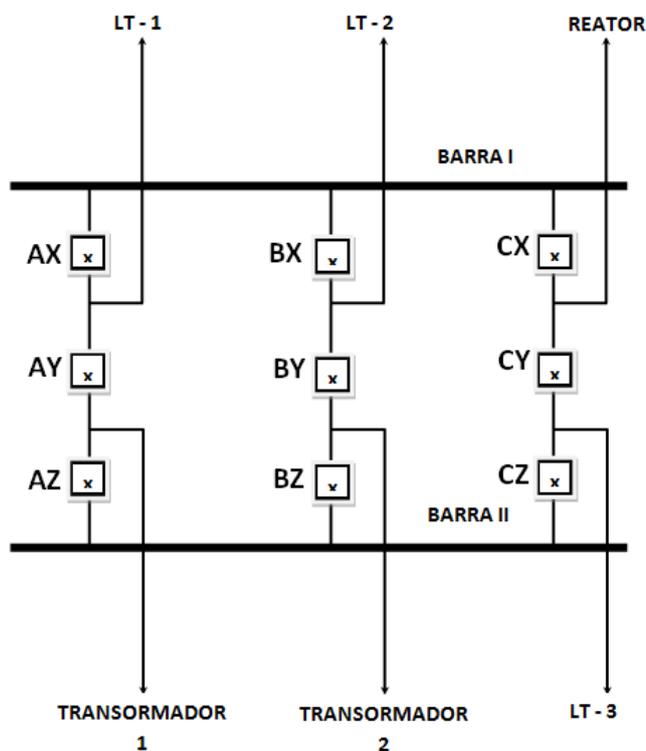


Figura 20 - Configuração completa.

Foram analisadas as piores configurações para a subestação (em termos de número de elementos presentes), visando maximizar as sobretensões, seguindo critérios de operação, considerando os casos detalhados na Tabela 21, tendo os seus diagramas ilustrativos no anexo II.

Tabela 21 - Configurações da SE

CASO	CONFIGURAÇÃO DA SUBESTAÇÃO	ESTADO DO VÃO								
		AX	AY	AZ	BX	BY	BZ	CX	CY	CZ
1	PERDA DO REATOR DE BARRA	x	x	x	x	x	x	o	o	x
2	PERDA DO TRANSFORMADOR 1	x	o	o	x	x	x	x	x	x
3	PERDA DO TRANSFORMADOR 2	x	x	x	x	o	o	x	x	x
4	PERDA DA LINHA DE TRANSMISSÃO 3	x	x	x	x	x	x	x	o	o
5	PERDA DA LINHA DE TRANSMISSÃO 1 E DO TRANSFORMADOR 1	o	o	o	x	x	x	x	x	x

Onde o “X” denota equipamentos do trecho do vão ligados e “O” equipamentos do trecho do vão desligados.

## 5. RESULTADOS

Os resultados das simulações para os casos supracitados serão divididos em dois, descargas diretas e descargas indiretas.

### 5.1. DESCARGAS DIRETAS

Primeiramente, são apresentadas na Tabela 22 as sobretensões e taxas de crescimento para o caso em que a subestação está com todos os equipamentos em operação.

Tabela 22 - SE em operação normal considerando uma descarga direta.

SOBRETENSÕES NOS EQUIPAMENTOS			TAXAS DE CRESCIMENTO DAS SOBRETENSÕES		
1	TF1	0,6641 MV	1	TF2	0,3893 MV/us
2	TPC-T1	0,6488 MV	2	TF1	0,3268 MV/us
3	PR-T1	0,6484 MV	3	TPC-T1	0,2981 MV/us
4	TF-2	0,6452 MV	4	CH1-T1	0,2726 MV/us
5	CH1-T1	0,6404 MV	5	PR-TF1	0,2395 MV/us

Os resultados para os casos para as diversas configurações analisadas são apresentados nas tabelas 19 a 23.

Tabela 23 - Considerando a perda ou manutenção do reator de barra.

SOBRETENSÕES NOS EQUIPAMENTOS			TAXAS DE CRESCIMENTO DAS SOBRETENSÕES		
1	TF1	0,7254 MV	1	TPC-L1	0,4053 MV/us
2	PR-T2	0,7053 MV	2	PR-L1	0,4018 MV/us
3	TPC-T2	0,6865MV	3	TF1	0,3915MV/us
4	TPC-L1	0,6860 MV	4	PR-T2	0,3405 MV/us
5	PR-L1	0,6842 MV	5	TPC-T2	0,2756 MV/us

Tabela 24 - Considerando a perda ou manutenção do transformador 1.

SOBRETENSÕES NOS EQUIPAMENTOS			TAXAS DE CRESCIMENTO DAS SOBRETENSÕES		
1	B4	0,6694 MV	1	B4	0,5646 MV/us
2	B3	0,6645 MV	2	B3	0,5424 MV/us
3	B0	0,6561MV	3	BO	0,4981 MV/us
4	B1	0,6521 MV	4	B1	0,4826 MV/us
5	B2	0,6508 MV	5	B2	0,4807 MV/us

Tabela 25 - Considerando a perda ou manutenção do transformador 2.

SOBRETENSÕES NOS EQUIPAMENTOS			TAXAS DE CRESCIMENTO DAS SOBRETENSÕES		
1	TPC-L2	0,7784 MV	1	TPC-L2	0,8622 MV/us
2	PR-L2	0,7742 MV	2	PR-L2	0,7485 MV/us
3	TF1	0,7531MV	3	TPC-T1	0,3372MV/us
4	TPC-T1	0,7365 MV	4	TF1	0,3337 MV/us
5	CH1-T1	0,7236 MV	5	CH1-T1	0,3249 MV/us

Tabela 26 - Considerando a perda ou manutenção da linha de transmissão 3.

SOBRETENSÕES NOS EQUIPAMENTOS			TAXAS DE CRESCIMENTO DAS SOBRETENSÕES		
1	INT-RB	0,8169 MV	1	TF2	0,4263 MV/us
2	CH2-RB	0,8168 MV	2	TC1-RB	0,4228 MV/us
3	TC1-RB	0,8154MV	3	CH2-RB	0,4201MV/us
4	TF-2	0,8127 MV	4	INT-RB	0,4149 MV/us
5	DJ1-RB	0,8077 MV	5	DJ1-RB	0,4098 MV/us

Tabela 27 - Considerando a perda ou manutenção da linha de transmissão 1 e do transformador 1.

SOBRETENSÕES NOS EQUIPAMENTOS			TAXAS DE CRESCIMENTO DAS SOBRETENSÕES		
1	B4	0,8477 MV	1	B4	0,5590 MV/us
2	B3	0,8373 MV	2	B3	0,5391 MV/us
3	B0	0,8317MV	3	B0	0,5152MV/us
4	B1	0,8288 MV	4	B1	0,5047 MV/us
5	B2	0,8276 MV	5	B2	0,4847 MV/us

Pelas tabelas acima podemos verificar que a maior sobretensão ocorre no caso 5 (Perda ou manutenção do transformador 1e da linha de transmissão), com uma sobretensão de 0,8477 MV para o B4 (Extremidade aberta do barramento II), sobretensão menor do que o limite máximo de 1,395 MV.

A forma de onda desta sobretensão é mostrada na Figura 21.

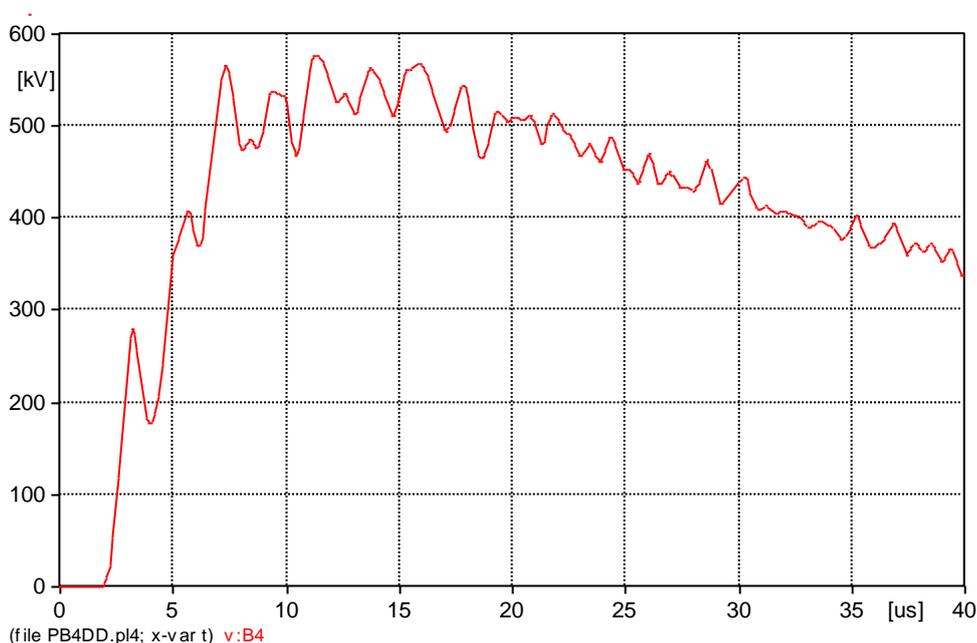


Figura 21 - Pior sobretensão para os casos de descarga direta.

Também foi observado que para os casos 2 e 5 as piores sobretensões se encontram nos barramentos.

## 5.2. DESCARGAS INDIRETAS

São apresentadas na Tabela 28, as sobretensões e taxas de crescimento para o caso em que a subestação está com todos os equipamentos em operação.

Tabela 28 - SE em operação normal considerando uma descarga direta.

SOBRETENSÕES NOS EQUIPAMENTOS			TAXAS DE CRESCIMENTO DAS SOBRETENSÕES		
1	TC3-L1	1,1551 MV	1	TPC-L2	2,2189 MV/us
2	CH5-L1	1,1522 MV	2	TC3-L1	1,2271 MV/us
3	IN-TF1	1,1458 MV	3	CH5-L1	1,1800 MV/us
4	TPC-L2	1,1440MV	4	IN-TF1	1,1284 MV/us
5	CH4-L1	9,1426MV	5	CH4-L1	1,0975 MV/us

Os resultados para os casos mencionados acima são apresentados nas Tabelas 29 a 33

Tabela 29 - Considerando a perda ou manutenção do reator de barra.

SOBRETENSÕES NOS EQUIPAMENTOS			TAXAS DE CRESCIMENTO DAS SOBRETENSÕES		
1	A0	1,1653 MV	1	A0	1,5909 MV/us
2	A4	1,1638 MV	2	A4	1,5068 MV/us
3	CH1-L1	1,1545 MV	3	A3	1,2036 MV/us
4	DJ1-L1	1,1511 MV	4	CH1-L1	1,1951 MV/us
5	A3	1,1451 MV	5	DJ1-L1	1,1061 MV/us

Tabela 30 - Considerando a perda ou manutenção do transformador 1.

SOBRETENSÕES NOS EQUIPAMENTOS			TAXAS DE CRESCIMENTO DAS SOBRETENSÕES		
1	TPC-L2	1,1439 MV	1	TPC-L2	2,2189 MV/us
2	TC3-L2	1,0942 MV	2	TC2-L2	1,2795 MV/us
3	CH5-L2	1,0938 MV	3	TC3-L2	1,2462 MV/us
4	CH4-L2	1,0937 MV	4	CH4-L2	1,2242 MV/us
5	TC2-L2	1,0919 MV	5	CH5-L2	1,2082 MV/us

Tabela 31 - Considerando a perda ou manutenção do transformador 2.

SOBRETENSÕES NOS EQUIPAMENTOS			TAXAS DE CRESCIMENTO DAS SOBRETENSÕES		
1	TC3-L1	1,2486 MV	1	B4	1,6287 MV/us
2	DJ3-L1	1,2462 MV	2	CH6-L1	1,6135 MV/us
3	CH6-L1	1,2385 MV	3	DJ3-L1	1,5680 MV/us
4	B4	1,2360 MV	4	TC3-L1	1,4761 MV/us
5	CH5-L1	1,2305 MV	5	CH5-L1	1,2949 MV/us

Tabela 32 - Considerando a perda ou manutenção da linha de transmissão 3.

SOBRETENSÕES NOS EQUIPAMENTOS			TAXAS DE CRESCIMENTO DAS SOBRETENSÕES		
1	TPC-L2	1,1440 MV	1	TPC-L2	2,2189 MV/us
2	B0	1,1431 MV	2	BO	1,5221 MV/us
3	TC3-L1	1,1329 MV	3	DJ3-L1	1,4197 MV/us
4	DJ3-L1	1,1300 MV	4	CH5-L1	1,4159 MV/us
5	CH5-L1	1,1244 MV	5	TPC-L1	0,8051 MV/us

Tabela 33 - Considerando a perda ou manutenção da linha de transmissão 1 e do transformador 1.

SOBRETENSÕES NOS EQUIPAMENTOS			TAXAS DE CRESCIMENTO DAS SOBRETENSÕES		
1	TC3-L2	1,2270 MV	1	B4	1,5337 MV/us
2	DJ3-L2	1,2265 MV	2	B3	1,3913 MV/us
3	CH5-L2	1,2114 MV	3	TC3-L2	1,1921 MV/us
4	B4	1,2006 MV	4	CH5-L2	1,1574 MV/us
5	B3	1,1959 MV	5	DJ3-L2	1,1163 MV/us

Pelas tabelas acima podemos verificar que a maior sobretensão ocorre no caso 3 (Perda ou manutenção do transformador 2) com valor de sobretensão de 1,2486MV para o TC3-L1 (Transformador de corrente próximo ao barramento II do vão onde está conectada a linha de transmissão 1), sobretensão menor do que o limite máximo de 1,395 MV para este tipo de equipamentos

A forma de onda desta sobretensão é mostrada na Figura 22

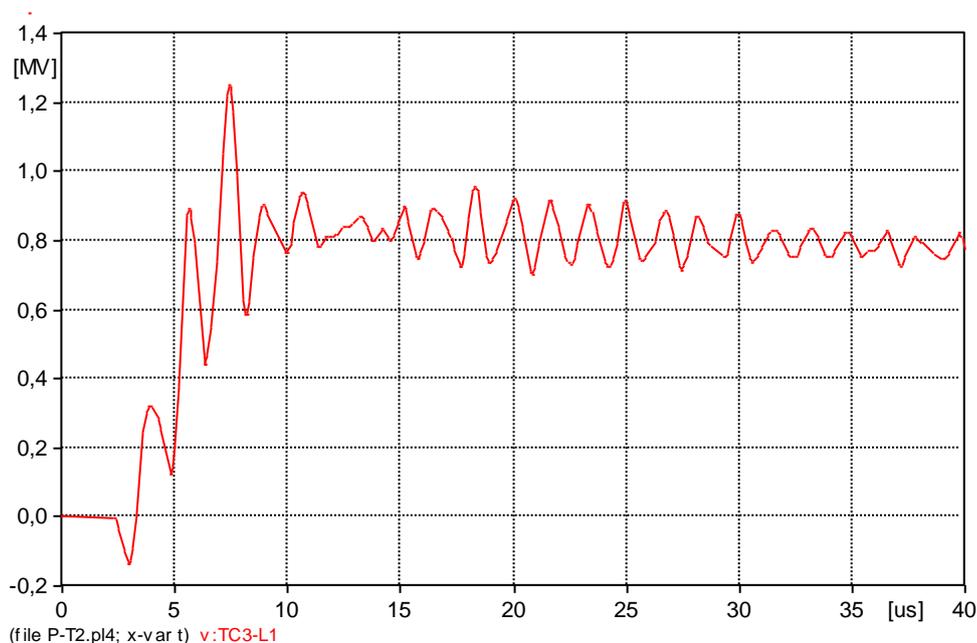


Figura 22 - Forma de onda da pior sobretensão

Também foi verificada a sobretensão no transformador remanescente, levando em conta que o limite para sobretensões dos transformadores é de 1,282 MV. Foi encontrado o

valor de 1,1237 MV estando este 14% abaixo do limite, mostrando que não existe risco de dano ao equipamento. Na Figura 23 é mostrada a forma de onda das tensões do transformador (curva vermelha) e do pára-raios (curva verde).

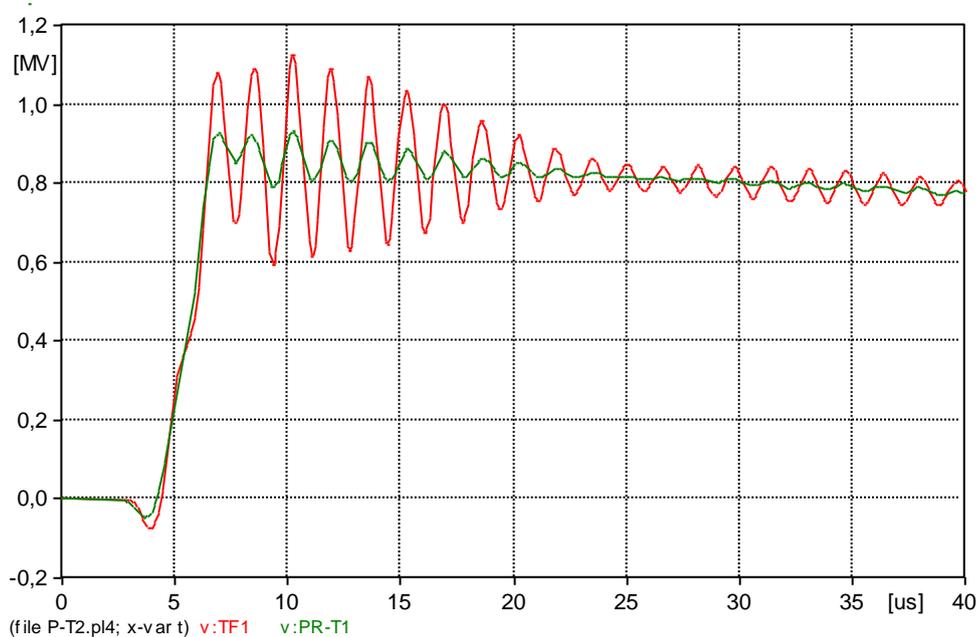


Figura 23 - Sobretensões no transformador 1 e no seu pára-raios

Como foi observado, o pára-raios têm papel fundamental como limitador de sobretensões, e, será mostrada a influência da variação da distância do pára-raios em relação ao equipamento que ele está protegendo. A seguir, foram feitas simulações considerando variações na distância do pára-raios ao transformador 2. Tais dados são mostrados na tabela abaixo:

Tabela 34 - Sobretensões no transformador 2.

<b>Distância entre o pára-raios e o transformador 2</b>	<b>Sobretensão no transformador 2</b>	<b>Sobretensão no pára-raios do transformador 2</b>
6,5 m	0,8580 MV	0,8970 MV
13 m	0,8408 MV	0,8295 MV
26 m	0,9290 MV	0,8330 MV

Pela tabela acima pode ser visto que de acordo com a posição do pára-raios, a sobretensão no equipamento que ele protege pode ser maior ou menor, não tendo uma variação linear. Desta forma, deve ser feito um estudo para definir de maneira adequada a localização do pára-raios.

Considerando que a frequência industrial (60 Hz), também pode influenciar no nível de sobretensão nos equipamentos, foi analisada a descarga atmosférica indireta na configuração do caso 3, considerando a frequência industrial, estando em instantes de tensão máxima (ou mínima). Foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela 35 - Caso 3 considerando a frequência industrial.

SOBRETENSÕES NOS EQUIPAMENTOS			TAXAS DE CRESCIMENTO DAS SOBRETENSÕES		
1	TPC-L2	1,2886 MV	1	CHL2	430,78 MV/us
2	CH-L2	1,2756 MV	2	TPC-L2	430,70 MV/us
3	INT-L2	1,2506 MV	3	CH2-L2	430,67 MV/us
4	CH2-L2	1,2458 MV	4	INTL2	430,64 MV/us
5	TC1-L2	1,2266 MV	5	TC1-L2	430,55 MV/us

Neste caso é visto que mesmo no pior caso as sobretensões não superam os valores limites para os equipamentos, porém existe um incremento elevado na taxa de crescimento, o que eventualmente pode danificar o isolamento.

## 6. CONCLUSÕES

Foi possível observar que a modelagem adequada da descarga atmosférica e a modelagem das linhas de transmissão, são fundamentais para o estudo de sobretensões devido a descargas atmosféricas. A análise destas sobretensões deve sempre ser feita sobre a óptica das descargas direta e indireta, onde foi verificado que esta última pode causar sobretensões maiores que a descarga direta (falha na blindagem da linha). Observou-se também a influência da frequência industrial (60Hz) nas sobretensões, onde em casos extremos pode ser um fator determinante na análise em questão.

Sobre o aspecto operativo, uma subestação pode estar operando em diversas configurações. Uma eventual descarga atmosférica pode acarretar sobretensões elevadas, sendo necessário fazer uma análise destas diversas configurações na ocorrência da descarga atmosférica, onde, admitindo-se que não há equipamentos passivos, maiores serão as sobretensões que estes estarão submetidos.

Devido ao custo elevado e a grande importância dos transformadores para operação dos sistemas elétricos, deve ser realizado um estudo detalhado sobre as demandas de tensão que a isolação está sujeita, como o observado na escolha da localização do pára-raios, que apresenta um papel importante na limitação destas sobretensões. Em casos onde as sobretensões são elevadas, devem ser feitos estudos onde se considera uma modelagem mais detalhada do equipamento.

Embora este estudo não mostre sobretensões que superem os limites máximos preconizados, para realizar um estudo completo de coordenação de isolamento, devem ser feitas as análises do sistema com relação à sobretensões temporárias e de manobra, ressaltando que, na maioria dos casos, as maiores sobretensões para subestações de 500 kV são devido a manobras de equipamentos.

## 7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Cogo, J. R.; de Oliveira, A. R. C.- Aplicação do Método de Integração Trapezoidal em Sistemas Elétricos. Seminário de Pesquisa EFEI, 1983.
- [2] Araújo, A. E. A.;Neves, W. L. A. -Cálculo de Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Energia . 1ºed, Editora UFMG, 2005.
- [3] DOMMEL H. W.;-“A method for Solving Transients Phenomena in Multiphase Systems”, Proceedings Power Systems Computation Conference, 1966;
- [4] Salari , J. C. - Efeito das Descargas Atmosféricas no Desempenho de Linhas de Transmissão – Modelagens no Domínio do Tempo e da Frequência. Tese de D.Sc. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2006.
- [5] Guidelines for representation of network elements when calculating transients; Working Group 02 (Internal overvoltages) Of Study Committee 33 (Overvoltages and Insulation Coordination).CIGRE Copyright © 2000
- [6] Catálogo pára-raios ZnO EXLIM T – ABB, publicação SESWG/A 2240en Exlim T.
- [7] Catálogo pára-raios ZnO EXLIM P – ABB, publicação SESWG/A 2230E EXILIM P.
- [8] C.Fonseca e outros – “Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento”, editora UFF, 1987.

## **8. ANEXOS**

### **Anexo I – ARQUIVOS DE DADOS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO**

Os arquivos de dados abaixo contém as informações das linhas modeladas por parâmetros distribuídos (BERGERON) e parâmetros dependentes da frequência (JMARTI, respectivamente. Sendo que para os casos de descarga direta o tamanho da linha é 57,84 m enquanto que para os casos de descarga indireta o tamanho da linha é 500 m.

Modelo BERGERON

```

BEGIN NEW DATA CASE

LINE CONSTANTS

$ERASE

BRANCH  IN__AOUT__AIN__BOUT__BIN__COUT__CIN__DOUT__DIN__EOUT__EIN__FOUT__F
BRANCH  IN__GOUT__GIN__HOUT__H

METRIC

  10.316 0.17194 4          2.5146   53.   24.7  10.45   90.  45.    4
  20.316 0.17194 4          2.5146   53.   34.2  19.95   90.  45.    4
  30.316 0.17194 4          2.5146  52.5  43.7  29.45   90.  45.    4
  40.316 0.17194 4          2.5146   67.   24.7  10.45   90.  45.    4
  50.316 0.17194 4          2.5146   67.   34.2  19.95   90.  45.    4
  60.316 0.17194 4          2.5146  67.5  43.7  29.45   90.  45.    4
  7  0.5 0.76259 4          1.34    53.  52.45  41.43   0.0  0.0    0
  8  0.5 0.76259 4          1.34    67.  52.45  41.43   0.0  0.0    0

BLANK CARD ENDING CONDUCTOR CARDS

  1.E3      1.E3          1  111 111          0.5          1

BLANK CARD ENDING FREQUENCY CARDS

$PUNCH

BLANK CARD ENDING LINE CONSTANT

BEGIN NEW DATA CASE

BLANK CARD

```

Modelo JMARTI

BEGIN NEW DATA CASE

JMARTI SETUP

\$ERASE

BRANCH IN\_\_AOUT\_\_AIN\_\_BOUT\_\_BIN\_\_COUT\_\_CIN\_\_DOUT\_\_DIN\_\_EOUT\_\_EIN\_\_FOUT\_\_F

BRANCH IN\_\_GOUT\_\_GIN\_\_HOUT\_\_H

LINE CONSTANTS

METRIC

10.316	0.17194	4	2.5146	53.	24.7	10.45	90.	45.	4	
20.316	0.17194	4	2.5146	53.	34.2	19.95	90.	45.	4	
30.316	0.17194	4	2.5146	52.5	43.7	29.45	90.	45.	4	
40.316	0.17194	4	2.5146	67.	24.7	10.45	90.	45.	4	
50.316	0.17194	4	2.5146	67.	34.2	19.95	90.	45.	4	
60.316	0.17194	4	2.5146	67.5	43.7	29.45	90.	45.	4	
7	0.5	0.76259	4	1.34	53.	52.45	41.43	0.0	0.0	0
8	0.5	0.76259	4	1.34	67.	52.45	41.43	0.0	0.0	0

BLANK CARD ENDING CONDUCTOR CARDS

1.E3	5.E4				0.05781				1
1.E3	60.				0.05781				1
1.E3	0.005				0.05781	8	10		1

BLANK CARD ENDING FREQUENCY CARDS

BLANK CARD ENDING LINE CONSTANT

DEFAULT

\$PUNCH

BLANK CARD ENDING JMARTI SETUP

BEGIN NEW DATA CASE

BLANK CARD

**Anexo II– DIAGRAMAS DAS CONFIGURAÇÕES DA SUBESTAÇÃO**

Nestes diagramas adotou-se a cor verde para denotar o disjuntor na posição fechada e a cor vermelha para denotar ele na posição aberta.

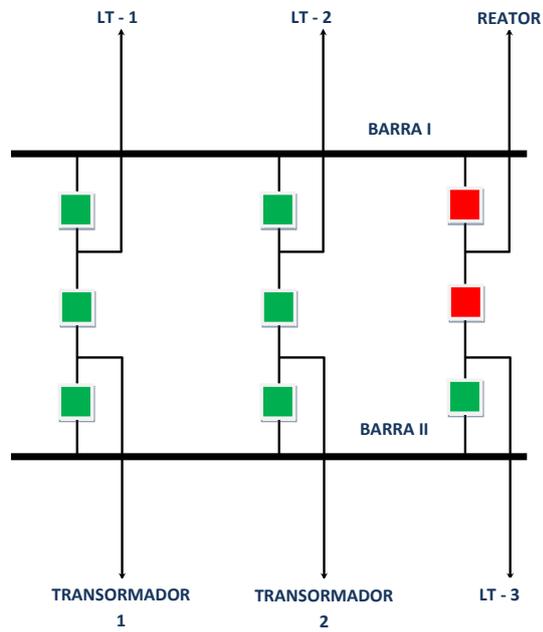


Figura 24 - Configuração com perda do reator de barra (caso-1).

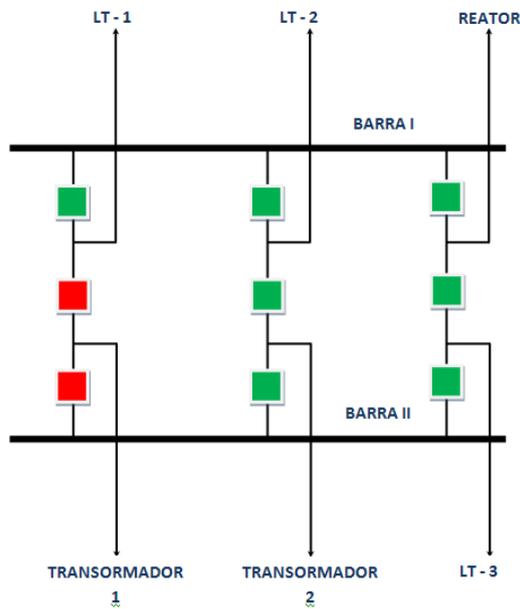


Figura 25 - Configuração com a perda do transformador 1 (caso-2).

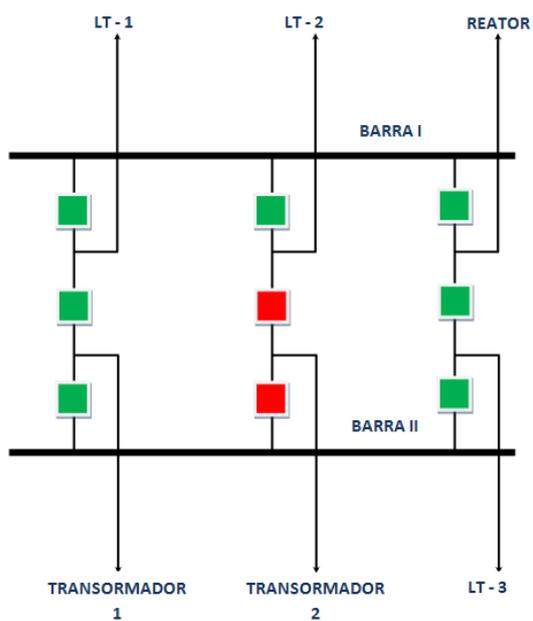


Figura 26 - Configuração com a perda do transformador 2 (caso-3).

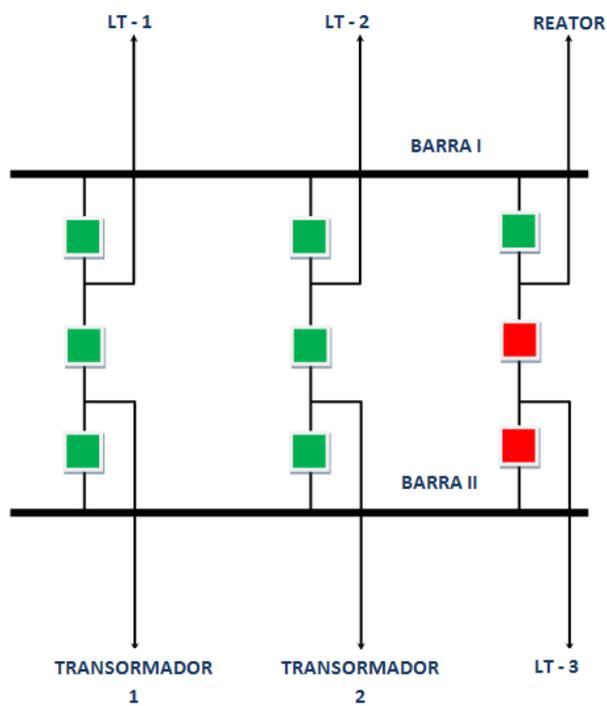


Figura 27 - Configuração com a perda da LT 3 (caso-4).

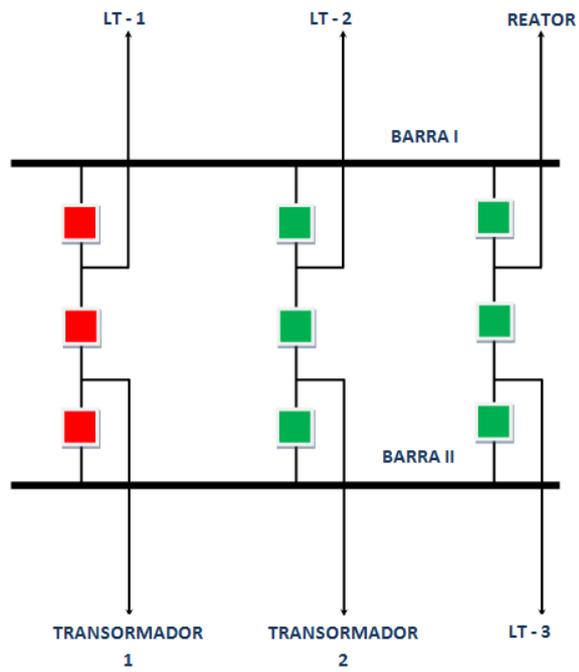


Figura 28 - Configuração com a perda da LT -1, e do T1 (caso-5).

**Anexo III- VISTA DO PERFIL DA PLANTA DSE 500 kV**

**Anexo IV ARRANJO GERAL DA SUBESTAÇÃO DE 500 kV**