

---

**LT 500 kV ESTREITO – FERNÃO DIAS CD**

**PROJETO BÁSICO**

CAPÍTULO 6

ESTUDO DE COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO

---

---

## CONTEÚDO

- 1 DADOS BÁSICOS
- 2 DETERMINAÇÃO DO NÚMERO DE ISOLADORES
- 3 CÁLCULO DOS ÂNGULOS DE BALANÇO E DAS DISTÂNCIAS CRÍTICAS
  - 3.1 Generalidades
  - 3.2 Determinação das Distâncias Críticas
  - 3.3 Determinação dos Ângulos de Balanço
4. RESUMO DOS NÍVEIS DE ISOLAMENTO E DAS DISTÂNCIAS CRÍTICAS PARA EXECUÇÃO DO PROJETO DAS ESTRUTURAS
  - 4.1 Níveis de Isolamento
  - 4.2 Ângulos de balanço e distâncias elétricas
- 5 DESEMPENHO DA LT 500 kV SOB SURTOS DE MANOBRA
- 6 VERIFICAÇÃO DAS DISTÂNCIAS CRÍTICAS PARA MANUTENÇÃO EM LINHA VIVA

### REFERÊNCIAS

ANEXO 1 – ESTUDO DE DESEMPENHO SOB DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

ANEXO 2 – ESTUDO DE DESEMPENHO SOB SURTOS DE MANOBRA

## ESTUDO DE COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO

### 1. DADOS BÁSICOS

Serão aqui estudadas as características elétricas da linha de transmissão, de circuito duplo, em 500 kV, Estreito - Fernão Dias CD, em especial seu isolamento. Será utilizada a denominação geral de LT 500 kV Estreito - Fernão Dias CD.

- Comprimento da LT 500 kV Estreito – Fernão Dias CD: 327 km
- Condutores: Feixe quádruplo (600mm) 4 x ACAR 1000 MCM (30/7).

Características principais dos condutores:

Feixe de condutores 4 x ACAR 1000 MCM (30/7). Este condutor apresenta os seguintes dados básicos:

- Diâmetro:  $d \rightarrow 29,24$  mm;
- Carga de ruptura: UTS  $\rightarrow 9254$  kgf;
- Peso  $\rightarrow 1,397$  kgf/m.
- Resistência elétrica  $R_{ca50} = 0,067108$   $\Omega$ /Km.

Estruturas:

- Uma torre de suspensão estaiada, tipo Danúbio, leve, denominação CEL, para deflexões na linha até 2° (ver Figura 1);
- Uma torre autoportante de suspensão leve, nomenclatura CSL, para deflexões na linha até 2°;
- Uma torre autoportante de suspensão reforçada, para deflexões na linha até 6°, nomenclatura CSP;
- Uma torre autoportante de ancoragem intermediária e ângulo até 15°, nomenclatura CA1;
- Uma torre autoportante de ancoragem intermediária e ângulo até 30°, nomenclatura CA2;
- Uma torre autoportante de ancoragem intermediária e fim de linha, nomenclatura CAT;
- Uma torre autoportante de suspensão para transposição, nomenclatura CTR.

### 2. DETERMINAÇÃO DO NÚMERO DE ISOLADORES

De acordo com a IEC-815, a rota da linha pode ser considerada como região de poluição leve, caso em que se poderia aplicar o índice de 12 mm/kV, referido à tensão entre fases. No entanto, tomou-se o valor de 14,0 mm/kV, referido à tensão entre fases,

que corresponde ao valor de 24,2 mm/kV referido à tensão fase-terra, tendo em vista o valor mínimo solicitado no Edital da ANEEL e prática para LTs na região.

Com o nível de distância de escoamento específica indicado acima, será adotada a alternativa de isolamento com isoladores 170 x 280 mm - Distância de escoamento de 380 mm – classe 160 kN - para as cadeias de suspensão da LT 500 kV em pauta. Para tanto, o número de isoladores será, no mínimo:

$$N = \frac{550 * 14,0}{380} = 20,3$$

Serão utilizados 22 isoladores (160 kN – 170 x 280 mm - distância de escoamento de 380 mm) nas cadeias de suspensão simples, o que permitirá a obtenção de um adequado desempenho sob descargas atmosféricas, além de prover uma boa margem de segurança.

As cadeias de ancoragem serão duplas e terão 23 isoladores (240 kN – 170 x 280 mm - distância de escoamento de 380 mm). Para maiores detalhes ver capítulo 8.

### **3. CÁLCULO DOS ÂNGULOS DE BALANÇO E DAS DISTÂNCIAS CRÍTICAS**

#### **3.1 Generalidades**

Serão determinadas distâncias elétricas e ângulos de balanço que atendam as estruturas mencionadas no item 1. O estudo de isolamento, aqui elaborado, detalhará e mostrará os cálculos dos ângulos de balanço e das distâncias elétricas para as estruturas de suspensão. Mostrar-se-ão sumariamente as condições a serem atendidas pelas torres de ancoragem.

Para sobretensões à frequência industrial, será determinada a distância crítica para a sobretensão operativa máxima normal e com balanço máximo, correspondente ao vento nominal máximo com período de retorno 50 anos [2]. Para o cálculo do balanço das cadeias se adotará o método de Hornisgrinde, sendo o vento com período de integração de 30 segundos.

O critério solicitado será de, no máximo, 1 falha para cada 30 anos, o que equivale a um risco de  $3,3 * 10^{-2}$  p.u. para sobretensões de frequência industrial. O projeto da torre proposto adota um período de retorno de vento de 50 anos, para efeito do cálculo dos ângulos de balanço, e um espaçamento adicional com suportabilidade para a tensão máxima operativa  $V_{max} + 3 * \sigma$ .

O risco de falha resultante será de  $1,35 * 10^{-3} * 1/50 = 2,7 * 10^{-5}$ .

Para sobretensões devidas a surtos de manobra, adotar-se-á o vento reduzido com período de retorno de 2 anos, derivado de [7].

Finalmente, para sobretensões atmosféricas, adotar-se-á a condição sem vento, sendo os eventuais balanços das cadeias apenas aqueles correspondentes ao ângulo de deflexão da linha.

## 3.2. Determinação das Distâncias Críticas

### 3.2.1 Para Sobretensões à Frequência Industrial

A sobretensão máxima operativa é de:

$$V_{base} = \frac{550}{\sqrt{3}} \cong 318 \text{ kV}$$

A distância de segurança mínima fase-terra correspondente a tensão acima, levando em conta as condições climáticas e geográficas da LT, é da ordem de 1,0 metro, conforme [1].

Conforme [4], temos:

$$D_{ft} = \left[ \frac{e^{\frac{U_s}{750 \cdot \sqrt{3} \cdot K_a \cdot K_{z-pf} \cdot K_{g-pf}} - 1}}{0,55} \right]^{0,83}$$

Onde:

$K_a$  é o fator de altitude conforme Tabela E.4

$K_{g-pf}$  é o fator de gap para frequência industrial, expresso em termos do fator de gap para impulso  $k_g$ , ou seja:

$$K_{g-pf} = 1,35 k_g - 0,35 k_g^2.$$

$K_{z-pf}$  é o fator de desvio de gap da distribuição de tensão suportável a frequência industrial.

$U_s$  é a máxima tensão operativa.

Para o caso em questão temos:

$$K_a = 0,964;$$

$$K_{g-pf} = 1,22 \text{ (Condutor - Estrutura);}$$

$$= 1,14 \text{ (Condutor - Janela);}$$

$$= 1,26 \text{ (Condutor - Estai);}$$

$$K_{z-pf} = 0,91;$$

$$U_s = 550 \text{ kV;}$$

$D_{ft} = 0,90$ m (condutor - estrutura)	=> adotado: <b>1,10m</b>
$D_{ft} = 0,96$ m (condutor - janela)	=> adotado: <b>1,10m</b>
$D_{ft} = 0,87$ m (condutor - estai)	=> adotado: <b>1,10m</b>
$D_{ff} = 1,56$ m (condutor - condutor)	=> adotado: <b>1,60 m</b>

### 3.2.2 Para Sobretensões sobre Surtos de Manobra

Com relação às sobretensões máximas para surtos de manobra fase-terra, os estudos efetuados e mostrados no Relatório R2, aplicáveis a LT 500 kV em pauta, conforme [8], apontaram os casos mais críticos. Os valores abaixo consideram  $V_{max} = \mu + 3\sigma$ .

- **Energização:**  $\mu = 1,79$   $\sigma = 0,16$   $V_{max} = 2,27$  p.u.
- **Religamento:**  $\mu = 1,46$   $\sigma = 0,12$   $V_{max} = 1,82$  p.u.

Conforme orientações dos Relatórios R2 desta LT adotou-se, conservativamente, na determinação das distâncias críticas, o valor correspondente a  **$V_{max} = 2,3$  p.u.** de sobretensão, simultaneamente à ocorrência de vento reduzido, visando prover as torres com maior flexibilidade em outras eventuais aplicações. Para o cálculo do risco de falha às sobretensões de manobra de Energização e Religamento serão adotados os valores mais críticos provenientes dos Relatórios R2. Para maiores detalhes, ver Anexo 2.

Observe-se que é baixíssima a probabilidade de ocorrência desses valores máximos, simultaneamente, por exemplo, à ocorrência de uma velocidade de vento significativa, a ponto de causar um balanço considerável nas cadeias verticais de isoladores. Considerando, assim, todas as sobretensões máximas ocorridas e os valores  $\mu + 3\sigma$ , a adoção de uma sobretensão máxima de 2,3 p.u. seria satisfatória com base nos estudos de transitórios efetuados em [8].

As distâncias elétricas críticas foram obtidas através da Fórmula de Paris [13], tendo sido também conferidas de acordo com a Norma Européia EN – 50341-1: Overhead Lines exceeding AC 45 kV [4].

A tensão de referência utilizada no Relatório R2 foi de  $V_b = \frac{500 * \sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 408$  kV

Com o nível de sobretensão convencional adotado se chegará ao valor de tensão máxima calculado a seguir, ou seja, a tensão convencional de surto de manobra a ser adotada no projeto:

$VM = 2,3 * 408 = 940$  kV, que deverá ser igual ou inferior à tensão suportável.

A tensão crítica correspondente –  $V_{50\%}$  nas condições meteorológicas reais será:

$V_{50\%} = 940 / (1 - 3\sigma) = 940 / (1 - 3 * 0,05) = 1105$  kV.

Esta tensão crítica deverá ser utilizada no cálculo dos espaçamentos de ar (“gap”) mínimos necessários, como a seguir:

a) Condutor – Mastro ou mísula

$$V = k * 500 * d^{0,6}$$

$$1105 = 1,35 * 500 * d^{0,6}$$

$$d^{0,6} = 1,637$$

$$d_m = 2,27 \text{ m} \quad (\text{Valor adotado} \rightarrow 2,45 \text{ m})$$

b) Condutor – Janela

$$V = k * 500 * d^{0,6}$$

$$1105 = 1,20 * 500 * d^{0,6}$$

$$d^{0,6} = 1,841$$

$$d_j = 2,77 \text{ m} \quad (\text{Valor adotado} \rightarrow 3,10 \text{ m})$$

c) Condutor – Estai

$$V = k * 500 * d^{0,6}$$

$$1105 = 1,4 * 500 * d^{0,6}$$

$$d^{0,6} = 1,579$$

$$d_e = 2,14 \text{ m} \quad (\text{Valor adotado} \rightarrow 2,20 \text{ m})$$

d) Condutor – condutor (Distância entre fases)

Considerando o máximo surto entre fases como sendo 2,3 pu (conforme recomendações do Relatório R2), chega-se a:

$$V_{\max f-f} = 2,3 * 707 = 1627 \text{ kV.}$$

Aplicando-se a Fórmula de Paris, tem-se:

$$1627 = 1,40 * 500 * d^{0,6}$$

$$d^{0,6} = 2,32$$

$$d_{FF} = 4,08 \text{ m} \quad (\text{Valor mínimo a ser adotado} \rightarrow 4,50 \text{ m})$$

### 3.2.3 Para Sobretensões de Impulso Atmosférico

Para o caso de sobretensões atmosféricas serão avaliadas as distâncias de segurança conforme recomendações internacionais, prática das empresas e provendo um adequado desempenho sob descargas atmosféricas.

Para o cálculo das distâncias críticas fase-terra e fase-fase, adotou-se a mesma metodologia utilizada para o cálculo na condição de Frequência Industrial, conforme [4], resultando nos seguintes valores:

$$D_{ft} = 3,26 \text{ m (condutor - estrutura)} \quad \Rightarrow \text{adotado: } \mathbf{3,55m}$$

$$D_{ft} = 3,42 \text{ m (condutor - janela)} \quad \Rightarrow \text{adotado: } \mathbf{3,55m}$$

$$D_{ft} = 3,15 \text{ m (condutor - estai)} \quad \Rightarrow \text{adotado: } \mathbf{3,55m}$$

$$D_{ff} = 3,78 \text{ m (condutor - condutor)} \quad \Rightarrow \text{adotado: } \mathbf{5,50m}$$

### 3.3. Determinação dos Ângulos de Balanço

#### 3.3.1 Para Sobretensões à Freqüência Industrial

Calcular-se-á o ângulo de balanço dinâmico ou balanço devido ao vento pelo Método de Hornisgrinde [1] para a torre típica sendo que, na prática, o Método da NBR-5422 [3] leva a resultados muito próximos. Os valores das velocidades de vento máximo para período de retorno de 50 anos foram obtidos de medições nas regiões das linhas, como estabelecido na referência [7] sendo trabalhados conforme metodologia da IEC 60826 [2].

- Vento médio de 50 anos, 30 segundos a 10 m do solo: 33,33 m/s (120 km/h), conforme [7];
- Vento médio de 50 anos, 30 segundos a 29 m do solo:  $33,33 \cdot (29/10)^{0,16} = 39,52$  m/s;
- Pressão de vento  $\rightarrow 1,119 \cdot \frac{1}{2} \cdot 39,52^2 = 873,84$  Pa = 89,13 kgf/m<sup>2</sup>.
- A tração em cada subcondutor foi calculada considerando a pressão de vento acima, chegando ao valor da ordem de 4326 kgf.
- O fator de redução do vento, conforme o método de Hornisgrinde foi determinado como sendo  $k = 0,33$ .

No caso, tem-se o feixe de condutores 4 x ACAR 1000 MCM (30/7 fios). Para essa opção, será considerada uma relação típica Vão de peso/Vão de vento com os vãos médio e gravante considerados mais econômicos nos projetos estruturais. Essa relação é para a pior condição de balanço da cadeia de isoladores, ou seja, quando a estrutura estiver com sua deflexão máxima (torre em ângulo). Outros vãos na mesma relação não alterarão o balanço de maneira significativa, sendo aceitáveis.

O ângulo dinâmico  $\beta$ , devido ao vento, conforme [1], será:

$$\beta = \arctg \left( \frac{k \cdot q_0 \cdot d \cdot V_V + \frac{P_{VCAD} \cdot A_{CAD}}{2} + 2 \cdot H \cdot \text{sen} \frac{\theta}{2}}{w \cdot V_P + \frac{P_{CAD}}{2}} \right)$$

Onde:

- k: fator de redução do vento;
- $q_0$ : pressão de vento (kgf/m<sup>2</sup>);
- d: diâmetro do cabo (m);
- $V_V$ : vão de vento (m);
- $P_{VCAD}$ : pressão de vento na cadeia de isoladores (kgf/m<sup>2</sup>);
- $A_{CAD}$ : área da cadeia de isoladores (m<sup>2</sup>);
- H: tração no cabo condutor na condição de vento (kgf);
- $\theta$ : ângulo de deflexão da torre (°);
- w: peso próprio do cabo (kgf/m);
- $V_P$ : vão gravante (m),
- $P_{CAD}$ : peso da cadeia de isoladores (kgf);



### 3.3.2 Para Sobretensões sobre Surtos de Manobra

Para o caso de ocorrência de surtos de manobra, utilizou-se o vento reduzido, tomado como sendo o valor correspondente ao período de retorno de 2 anos, conforme Metodologia da Cigré e IEC 60826 [2].

O cálculo do ângulo de balanço se faz exatamente da forma apresentada no item anterior, agora partindo dos seguintes valores de vento e da tração máxima calculada para o condutor:

- Vento médio de 2 anos, 30 segundos 10 m do solo → 22,22 m/s (80 km/h)
- Tração em cada subcondutor no valor de 2768 kgf.
- Fator de redução do vento, conforme o método de Hornisgrinde foi determinado como sendo  $k = 0,35$ .

### 3.3.3 Para Sobretensões de Impulso Atmosférico

Para este caso, considera-se, pois, a condição de repouso sem vento, de forma que o único ângulo de balanço é aquele devido à deflexão da linha. Para torres em alinhamento, especialmente para a torre típica, se calculou o balanço considerando a deflexão média da linha de  $2^\circ$ , resultando em um ângulo de balanço na faixa de 6 a  $7^\circ$ .

De acordo com o cálculo de desempenho sob descargas atmosféricas, pode-se considerar uma resistência de aterramento média da ordem de  $20 \Omega$ , valor este que se adequa às condições de resistividade do solo e ao desempenho desejado. A atividade cerâmica na região das linhas, considerando de forma conservativa, corresponde a um nível cerâmico aproximado de 91 dias de trovoada por ano, conforme mapa de densidades de descarga do ONS, onde o valor de 11 desc/km<sup>2</sup>/ano foi o máximo considerado para a região. O índice de desempenho determinado para a LT de 500 kV, conforme [9], resulta abaixo de 1 desligamento/100 km /ano, como pode ser visto no Anexo 1.

## 4. RESUMO DOS NÍVEIS DE ISOLAMENTO E DAS DISTÂNCIAS CRÍTICAS PARA EXECUÇÃO DO PROJETO DAS ESTRUTURAS

### 4.1 Níveis de isolamento

Os níveis de isolamento das cadeias, com 22 isoladores, dimensionadas para a LT 500 kV em pauta podem ser resumidos como a seguir, conforme se extrai da Norma IEC-60.383 [6]:

- Tensão suportável de impulso atmosférico (BIL): **1725 kV**
- Tensão suportável à frequência industrial (a seco): **1050 kV**
- Tensão suportável à frequência industrial (sob chuva): **730 kV**
- Tensão suportável a impulso de manobra (Condições atmosféricas padrão): **940 kV**
- Tensão suportável a impulso de manobra (Condições atmosféricas reais): **1105 kV**

## 4.2 Ângulos de balanço e distâncias elétricas

Os ângulos de balanço indicados nas tabelas (1 a 4) a seguir foram arredondados, de um modo geral para cima, no sentido de prover torres com dimensões mais folgadas. As mesmas resumem os valores de ângulos de balanço e distâncias críticas para as torres de suspensão da LT 500 kV Estreito - Fernão Dias CD, considerando as premissas de cálculo que foram abordadas no item 3.

**Tabela 1: Sumário das Distâncias Críticas (m) e Ângulos de Balanço:  
Torres de Suspensão tipo CEL ( $\alpha \leq 2^\circ$ )**

Condição	Ângulo de Balanço ( $^\circ$ )	Fase-mastro	Fase-Janela	Fase-Estai
<b>Freq. Industrial</b>	45	1,10	1,10	1,10
<b>Surto Manobra</b>	26	2,45	3,10	2,20
<b>Desc. Atmosférica</b>	7	3,55	3,55	3,55

**Tabela 2: Sumário das Distâncias Críticas (m) e Ângulos de Balanço:  
Torres de Suspensão tipo CSL ( $\alpha \leq 2^\circ$ )**

Condição	Ângulo de Balanço ( $^\circ$ )	Fase-mastro	Fase-Janela
<b>Freq.Industrial</b>	45	1,10	1,10
<b>Surto Manobra</b>	26	2,45	3,10
<b>Desc.Atmosférica</b>	7	3,55	3,55

**Tabela 3: Sumário das Distâncias Críticas (m) e Ângulos de Balanço:  
Torres de Suspensão tipo CSP ( $\alpha \leq 6^\circ$ )**

Condição	Ângulo de Balanço ( $^\circ$ )	Fase-mastro	Fase-Janela
<b>Freq.Industrial</b>	57	1,10	1,10
<b>Surto Manobra</b>	36	2,45	3,10
<b>Desc.Atmosférica</b>	18	3,55	3,55

**Tabela 4: Sumário das Distâncias Críticas (m) e Ângulos de Balanço:  
Torres de Suspensão tipo CTR ( $\alpha \leq 2^\circ$ )**

Condição	Ângulo de Balanço ( $^\circ$ )	Fase-mastro	Fase-Janela
<b>Freq.Industrial</b>	42	1,10	1,10
<b>Surto Manobra</b>	23	2,45	3,10
<b>Desc.Atmosférica</b>	6	3,55	3,55

Para as torres de ancoragem intermediária, denominada aqui como CA1 e CA2, e ancoragem ou fim de linha, chamada aqui de Terminal CAT, deverão ser previstos:

- Ângulo de balanço da cadeia de jumper:  $\theta = 15^\circ$  e distância de segurança para a torre:  $d_{ft} = 3,55$  m.

## 5. DESEMPENHO DA LT SOB SURTOS DE MANOBRA

Cálculo preliminar do Risco de Falha mostra que, no nível de tensão 500 kV, o desempenho da LT atende às especificações de desempenho (Riscos de Falha máximos) previstos no Edital, tanto para surtos de manobra fase-terra, quanto para surtos entre fases.

Concluindo: para a LT 500 kV Estreito - Fernão Dias CD, tendo em vista as grandes dimensões da torre típica a ser adotada, o Risco de Falha se aproxima em termos práticos de 0 (zero), conforme apresentado no Anexo 2.

## 6. VERIFICAÇÃO DAS DISTÂNCIAS CRÍTICAS PARA MANUTENÇÃO EM LINHA VIVA

Para trabalho em linha viva, são admitidas como premissa algumas condições limitantes de forma a reduzir praticamente a zero os riscos a que possam estar submetidos os trabalhadores durante as delicadas operações a serem realizadas. Os principais condicionantes que se estabelecem são dois, a saber:

- Os trabalhos em linha viva só podem ser realizados em condições de tempo bom, sem ventos apreciáveis e sem trovoadas. Assim sendo, as distâncias de segurança necessárias são aquelas para os condutores ou feixes em repouso, ou seja, sem balanço de cadeia.
- Para os trabalhos em linha viva, são bloqueados os circuitos de religamento, de forma a não haver surtos de manobra para essa condição.

As distâncias mínimas de segurança estabelecidas no projeto das estruturas devem ser aplicadas tanto para o trabalho ao potencial (bare hand) quanto para o trabalho com bastão (hot stick). Para o nível de tensão de 500 kV, a distância mínima condutor - estrutura para manutenção, estabelecida pelo antigo Grupo Coordenador de Operação Integrada (GCOI), é de 3,40 m. Esta distância é confirmada por estudos atuais da Cigré. Recomendamos, no entanto, a distância de 3,55 m para o presente caso.

Para o trabalho em linha viva, devem adicionalmente ser analisadas as distâncias críticas em cada torre, de forma a se instalarem as ferramentas e bastões de trabalho e se poder trabalhar em condições de total segurança. Quando necessário, são utilizados bastões isolantes para se afastar os condutores das partes aterradas, permitindo-se assim obter maior segurança.

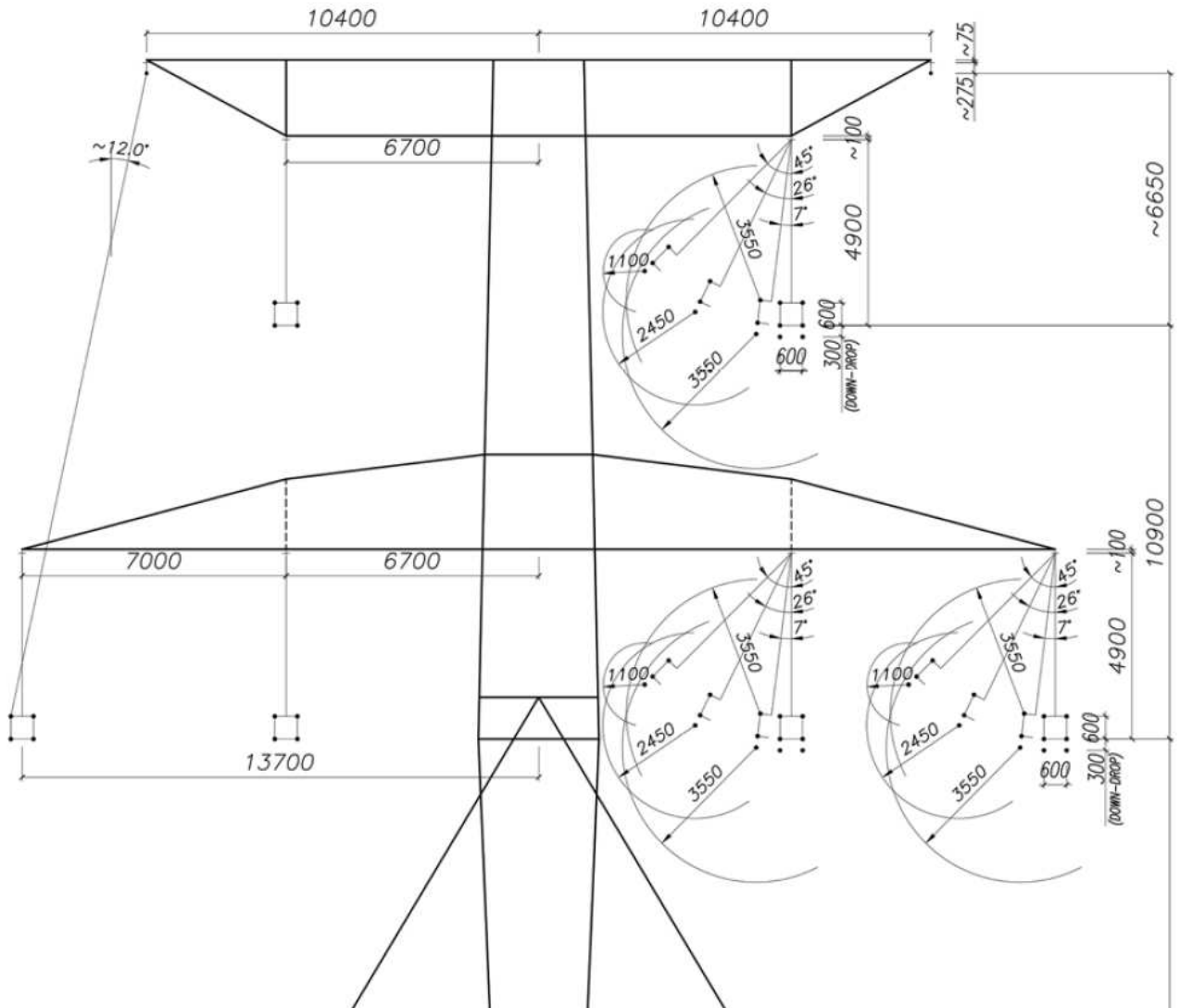


Figura 1: Silhueta da torre típica CEL

---

## REFERÊNCIAS:

- [1] EHV Reference Book 345 kV and Above - EPRI 1982.
- [2] IEC-60826: Loading and Strength of Overhead Transmission Lines.
- [3] NBR-5422: Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão.
- [4] EN – 50341-1: Overhead Lines exceeding AC 45 kV.
- [5] F. Kiessling et al: Overhead Power Lines – Springer – 2003.
- [6] IEC-60383: Insulators for overhead lines with nominal voltage above 1 kV.
- [7] Estudo climático da Batavia: “Velocidades de projeto para as LT 500 kV Estreito – Fernão Dias CD.
- [8] Relatório R2 – Estudos de Escolha de Condutores e de Transitorios Eletromagneticos de Religamento Monopolar, Energizacao, Religamento Tripolar e de Rejeicao de Carga do Empreendimento Linha de Transmissao em 500 kV Circuito Duplo - Estreito – Fernao Dias CD.
- [9] Programa computacional “Flash” para cálculo do desempenho de LTs sob descargas atmosféricas.
- [10] Lightning and thunderstorm parameters – International Conference on Lightning and Power Systems – Anderson R. B., Eriksson A. J. et al –IEE – London, June 1984.
- [11] IEEE Std 1243-1997: IEEE Guide for improving the Lightning performance of Transmission Lines, IEEE Power Engineering Society, Dec 1997.
- [12] CARACTERIZAÇÃO E ANÁLISE SOCIOAMBIENTAL: RELATÓRIO R3.
- [13] Influence of air-gap characteristics on line-to-ground switching surge strength – L. Paris, June 1984; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-86, pp. 936-947, August 1967.
- [14] Mapa de Densidade de Descargas Atmosféricas ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Emissão em 15 de fevereiro de 2011.

---

**LT 500 kV ESTREITO – FERNÃO DIAS CD**

**PROJETO BÁSICO**

ANEXO 1

ESTUDO DE DESEMPENHO SOB DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

---

## ESTUDO DE DESEMPENHO SOB DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

### 1. Introdução

Foram calculados e analisados os índices de desempenho da LT 500 kV Estreito – Fernão Dias CD, inicialmente tomando como base distribuições de resistências de aterramento com médias variando entre 15 e 25  $\Omega$ . Quanto ao nível cerâmico, foi adotado aquele resultante da conversão da densidade de descarga obtida a partir do mapa de densidades de descarga [14], ou seja, o valor de 11 desc/km<sup>2</sup>/ano. O nível cerâmico obtido foi de 91 dias de trovoada por ano. Com isso trabalhou-se com uma resistência de aterramento média da ordem de 20  $\Omega$ . Foram consideradas algumas dispersões das resistências em torno da média considerada, mas não houve variação significativa dos resultados no desempenho da LT. Esses valores foram processados através do programa “Flash”, desenvolvido no âmbito do IEEE, para cálculo do desempenho de linhas sob descargas atmosféricas [11].

### 2. Dados Básicos

#### 2.1 Densidade de Descarga e Nível Cerâmico

Foram levantados dados existentes a partir de outras LTs da região e, principalmente, o mapa de densidades de descarga [14]. Obtida, de forma conservativa, a densidade máxima de 11 desc/km<sup>2</sup>/ano, converteu-se para o nível cerâmico através da seguinte fórmula:

$$N_g = 8,33 * D_d$$

Para  $D_d = 11$ , resulta em  $N_g = 91$  dias de trovoada por ano.

#### 2.2 Outros dados

- |  |                                   |
|--|-----------------------------------|
| • Desempenho máximo requerido:                                     | 1 desligamento / 100 km / ano     |
| • Densidade de descarga:   | 11 descargas/km <sup>2</sup> /ano |
| • Nível cerâmico adotado:  | 91 dias de trovoada por ano       |
| • Impedância de surto/resistência de aterramento<br>(Valor médio): | 14/20 $\Omega$                    |
| • Condutor:  | 4 x ACAR 1000 MCM (30/7)          |

Foram elaborados cálculos de desempenho considerando as cadeias de isoladores disposição III, com 22 unidades de isoladores 0,170 mm x 0,280 mm por penca.

### 3. Resultados

Apesar da atividade cerâmica relativamente intensa da região atravessada pela linha, foi possível posicionarem-se os cabos pára-raios de forma a evitar totalmente as falhas de blindagem. Além do mais, com o projeto de aterramento a ser utilizado será viável reduzir-se o número de falhas por descarga inversa a um valor suficientemente baixo, de forma a se prover as linhas com um baixo índice total de falhas por descargas atmosféricas. Assim sendo, com a densidade de descarga de 11 desc/km<sup>2</sup>/ano (nível cerâmico de 91), chegou-se a um índice de desempenho satisfatório de **0,93 falhas/100 km/ano**, com a distribuição de resistências de aterramento com média de 20 Ω.

### 4. PROCESSAMENTO DO CÁLCULO DO DESEMPENHO SOB DESCARGAS ATMOSFÉRICAS DA LT 500 kV ESTREITO – FERNÃO DIAS CD

Dados de entrada do Programa “Flash”

*Number of Phases: 6*

*Number of Shield Wires: 2*

*Conductor : 4 x ACAR 1000 MCM (30/7)*

**Tabela 5:**  
**Phase and Shield Wire Coordinates**

	Conductor	X (m)	Y (m)	Ins. Dist(m)	Ph.V(kV)	Ph.A(° )	AC/DC
Circ 1	<b>A (Fase)</b>	-13,70	31,80	3,55	500	0	AC
	<b>B (Fase)</b>	-6,70	42,70	3,55	500	120	AC
	<b>C (Fase)</b>	-6,70	31,80	3,55	500	240	AC
Circ 2	<b>R (Fase)</b>	13,70	31,80	3,55	500	0	AC
	<b>S (Fase)</b>	6,70	42,70	3,55	500	120	AC
	<b>T (Fase)</b>	6,70	31,80	3,55	500	240	AC
<b>PR 1</b>	<b>D (CG)</b>	-10,40	49,05	-	-	-	-
<b>PR 2</b>	<b>E (OPGW)</b>	10,40	49,05	-	-	-	-

*Wind Span: 475 m*

*Conductor Diameter: 29,24 mm Conductor Sag: 18,50 m*

*Shield Wire Diameter: 9,5 mm Shield Wire Sag: 16,65 m*

*Lightning density: 11 strokes/km<sup>2</sup> Ceraunic Level: 91 thunderstorm days per year*

*Footing Resistance Distributions: See below*



**Tabela 6: Distribuição de resistência de aterramento a ser adotada**

**Distribuição de Resistência**  
NC → 91  $R_m \rightarrow 14 \Omega / 20 \Omega$   
Índice desligamento obtido: 0,93 f/100km/ano

%	Zs( $\Omega$ )	R60Hz( $\Omega$ )
10	6.86	9.80
10	9.02	12.88
10	10.57	15.10
10	11.90	17.00
10	13.14	18.77
10	14.38	20.54
10	15.71	22.44
10	17.26	24.66
10	19.42	27.74
10	21.72	31.02
$\Sigma$	140,0	200,0
$\mu$	14,0	20,0

Os dados de saída da Distribuição constam das folhas de saída do Programa “Flash” a seguir mostradas.

Output of “Flash” Program

----- S H I E L D I N G C A L C U L A T I O N -----  
-----

Value of BETA used = .8

THE SHIELD ANGLE REQUIRED FOR CONDUCTOR 1 IS 10.64 DEGREES

THE ACTUAL SHIELD ANGLE FOR CONDUCTOR 1 IS 10.1 DEGREES

THE SHIELD ANGLE REQUIRED FOR CONDUCTOR 4 IS 10.64 DEGREES

THE ACTUAL SHIELD ANGLE FOR CONDUCTOR 4 IS 10.1 DEGREES

----- B A C K F L A S H C A L C U L A T I O N -----  
-----

Footing RESISTANCE = 21.72 Ohms.

Tower WAVE IMPEDANCE = 44.21484 Ohms.

Cond. No.	Coupling Factor	Flashover Voltage at 2 us (kV)	Insulator Voltage at 2 us (kV/kA)	Flashover Voltage at 6 us (kV)	Insulator Voltage at 6 us (kV/kA)	Critical Current (kA)
1	0.3002	2911	15.80	2077	10.26	184.12
2	0.4850	2911	12.63	2077	7.55	230.30
3	0.3205	2911	15.26	2077	9.97	190.65
4	0.3002	2911	15.80	2077	10.26	184.12
5	0.4850	2911	12.63	2077	7.55	230.30
6	0.3205	2911	15.26	2077	9.97	190.65

The PROBABILITY of BACKFLASHOVER by each PHASE is:

Cond. No.	Probability (%)	Average Critical Current (kA)
1	0.0	0.00
2	0.0	0.00
3	0.0	0.00
4	55.6	170.44
5	0.0	0.00
6	44.4	176.21

-----  
-----  
Footing RESISTANCE = 19.42 Ohms.

Tower WAVE IMPEDANCE = 46.02948 Ohms.

Cond. No.	Coupling Factor	Flashover Voltage at 2 us (kV)	Insulator Voltage at 2 us (kV/kA)	Flashover Voltage at 6 us (kV)	Insulator Voltage at 6 us (kV/kA)	Critical Current (kA)
1	0.3002	2911	14.71	2077	9.51	197.78
2	0.4850	2911	11.87	2077	7.00	245.10
3	0.3205	2911	14.20	2077	9.24	204.92
4	0.3002	2911	14.71	2077	9.51	197.78
5	0.4850	2911	11.87	2077	7.00	245.10
6	0.3205	2911	14.20	2077	9.24	204.92

The PROBABILITY of BACKFLASHOVER by each PHASE is:

Cond. No.	Probability (%)	Average Critical Current (kA)
1	0.0	0.00
2	0.0	0.00
3	0.0	0.00
4	55.6	183.08
5	5.6	211.42
6	38.9	185.78

-----  
-----  
Footing RESISTANCE = 17.26 Ohms.

Tower WAVE IMPEDANCE = 47.78988 Ohms.

Cond. No.	Coupling Factor	Flashover Voltage at 2 us (kV)	Insulator Voltage at 2 us (kV/kA)	Flashover Voltage at 6 us (kV)	Insulator Voltage at 6 us (kV/kA)	Critical Current (kA)
1	0.3002	2911	13.66	2077	8.75	213.08
2	0.4850	2911	11.13	2077	6.44	261.36
3	0.3205	2911	13.17	2077	8.50	220.93
4	0.3002	2911	13.66	2077	8.75	213.08
5	0.4850	2911	11.13	2077	6.44	261.36
6	0.3205	2911	13.17	2077	8.50	220.93

The PROBABILITY of BACKFLASHOVER by each PHASE is:

Cond. No.	Probability (%)	Average Critical Current (kA)
1	0.0	0.00
2	0.0	0.00
3	0.0	0.00
4	50.0	194.35
5	11.1	225.45
6	38.9	200.30

-----  
 -----  
 Footing RESISTANCE = 15.71 Ohms.  
 Tower WAVE IMPEDANCE = 49.08819 Ohms.

Cond. No.	Coupling Factor	Flashover Voltage at 2 us (kV)	Insulator Voltage at 2 us (kV/kA)	Flashover Voltage at 6 us (kV)	Insulator Voltage at 6 us (kV/kA)	Critical Current (kA)
1	0.3002	2911	12.88	2077	8.18	225.95
2	0.4850	2911	10.59	2077	6.02	274.79
3	0.3205	2911	12.41	2077	7.94	234.42
4	0.3002	2911	12.88	2077	8.18	225.95
5	0.4850	2911	10.59	2077	6.02	274.79
6	0.3205	2911	12.41	2077	7.94	234.42

The PROBABILITY of BACKFLASHOVER by each PHASE is:

Cond. No.	Probability (%)	Average Critical Current(kA)
1	0.0	0.00
2	0.0	0.00
3	0.0	0.00
4	50.0	206.09
5	11.1	237.03
6	38.9	212.53

-----  
 -----  
 Footing RESISTANCE = 14.38 Ohms.  
 Tower WAVE IMPEDANCE = 50.22646 Ohms.

Cond. No.	Coupling Factor	Flashover Voltage at 2 us (kV)	Insulator Voltage at 2 us (kV/kA)	Flashover Voltage at 6 us (kV)	Insulator Voltage at 6 us (kV/kA)	Critical Current (kA)
1	0.3002	2911	12.20	2077	7.65	238.57
2	0.4850	2911	10.11	2077	5.63	287.73
3	0.3205	2911	11.75	2077	7.43	247.66
4	0.3002	2911	12.20	2077	7.65	238.57
5	0.4850	2911	10.11	2077	5.63	287.73
6	0.3205	2911	11.75	2077	7.43	247.66

The PROBABILITY of BACKFLASHOVER by each PHASE is:

Cond. No.	Probability (%)	Average Critical Current(kA)
1	0.0	0.00
2	0.0	0.00
3	0.0	0.00
4	50.0	217.60
5	11.1	248.20
6	38.9	224.53

Footing RESISTANCE = 13.14 Ohms.  
 Tower WAVE IMPEDANCE = 51.30852 Ohms.

Cond. No.	Coupling Factor	Flashover Voltage at 2 us (kV)	Insulator Voltage at 2 us (kV/kA)	Flashover Voltage at 6 us (kV)	Insulator Voltage at 6 us (kV/kA)	Critical Current (kA)
1	0.3002	2911	11.55	2077	7.14	251.93
2	0.4850	2911	9.66	2077	5.26	301.20
3	0.3205	2911	11.12	2077	6.94	261.69
4	0.3002	2911	11.55	2077	7.14	251.93
5	0.4850	2911	9.66	2077	5.26	301.20
6	0.3205	2911	11.12	2077	6.94	261.69

The PROBABILITY of BACKFLASHOVER by each PHASE is:

Cond. No.	Probability (%)	Average Critical Current (kA)
1	0.0	0.00
2	0.0	0.00
3	0.0	0.00
4	50.0	229.78
5	11.1	259.82
6	38.9	237.25

Footing RESISTANCE = 11.9 Ohms.  
 Tower WAVE IMPEDANCE = 52.41124 Ohms.

Cond. No.	Coupling Factor	Flashover Voltage at 2 us (kV)	Insulator Voltage at 2 us (kV/kA)	Flashover Voltage at 6 us (kV)	Insulator Voltage at 6 us (kV/kA)	Critical Current (kA)
1	0.3002	2911	10.89	2077	6.61	267.16
2	0.4850	2911	9.20	2077	4.86	316.27
3	0.3205	2911	10.48	2077	6.42	277.70
4	0.3002	2911	10.89	2077	6.61	267.16
5	0.4850	2911	9.20	2077	4.86	316.27
6	0.3205	2911	10.48	2077	6.42	277.70

The PROBABILITY of BACKFLASHOVER by each PHASE is:

Cond. No.	Probability (%)	Average Critical Current (kA)
1	0.0	0.00
2	0.0	0.00
3	0.0	0.00
4	50.0	243.67
5	11.1	272.82
6	38.9	251.77

Footing RESISTANCE = 10.57 Ohms.  
 Tower WAVE IMPEDANCE = 53.61765 Ohms.

Cond. No.	Coupling Factor	Flashover Voltage at 2 us (kV)	Insulator Voltage at 2 us (kV/kA)	Flashover Voltage at 6 us (kV)	Insulator Voltage at 6 us (kV/kA)	Critical Current (kA)
1	0.3002	2911	10.17	2077	6.01	286.05
2	0.4850	2911	8.70	2077	4.42	334.57
3	0.3205	2911	9.78	2077	5.84	297.61
4	0.3002	2911	10.17	2077	6.01	286.05
5	0.4850	2911	8.70	2077	4.42	334.57
6	0.3205	2911	9.78	2077	5.84	297.61

The PROBABILITY of BACKFLASHOVER by each PHASE is:

Cond. No.	Probability (%)	Average Critical Current (kA)
1	0.0	0.00
2	0.0	0.00
3	0.0	0.00
4	50.0	260.90
5	11.1	288.60
6	38.9	269.81

Footing RESISTANCE = 9.02 Ohms.  
 Tower WAVE IMPEDANCE = 55.0555 Ohms.

Cond. No.	Coupling Factor	Flashover Voltage at 2 us (kV)	Insulator Voltage at 2 us (kV/kA)	Flashover Voltage at 6 us (kV)	Insulator Voltage at 6 us (kV/kA)	Critical Current (kA)
1	0.3002	2911	9.31	2077	5.28	312.34
2	0.4850	2911	8.10	2077	3.88	359.31
3	0.3205	2911	8.94	2077	5.13	325.36
4	0.3002	2911	9.31	2077	5.28	312.34
5	0.4850	2911	8.10	2077	3.88	359.31
6	0.3205	2911	8.94	2077	5.13	325.36

The PROBABILITY of BACKFLASHOVER by each PHASE is:

Cond. No.	Probability (%)	Average Critical Current (kA)
1	0.0	0.00
2	0.0	0.00
3	0.0	0.00
4	47.2	283.04
5	19.4	312.18
6	33.3	289.90

Footing RESISTANCE = 6.86 Ohms.  
 Tower WAVE IMPEDANCE = 57.11877 Ohms.

Cond. No.	Coupling Factor	Flashover Voltage at 2 us (kV)	Insulator Voltage at 2 us (kV/kA)	Flashover Voltage at 6 us (kV)	Insulator Voltage at 6 us (kV/kA)	Critical Current (kA)
1	0.3002	2911	8.09	2077	4.18	359.70
2	0.4850	2911	7.24	2077	3.07	401.88
3	0.3205	2911	7.75	2077	4.06	375.52
4	0.3002	2911	8.09	2077	4.18	359.70
5	0.4850	2911	7.24	2077	3.07	401.88
6	0.3205	2911	7.75	2077	4.06	375.52

The PROBABILITY of BACKFLASHOVER by each PHASE is:

Cond. No.	Probability (%)	Average Critical Current (kA)
1	0.0	0.00
2	0.0	0.00
3	0.0	0.00
4	44.4	324.12
5	22.2	349.99
6	33.3	334.60

-----  
 -----  
 ----- F I N A L   R E S U L T S -----  
 -----

\*\*\*\*\*

THE BACKFLASHOVER RATE = **.933** FLASHOVERS/100 KM-YEARS  
 = 1.5 FLASHOVERS/100 MI-YEARS

THE SHIELDING FAILURE  
 FLASHOVER RATE = 0 FLASHOVERS/100 KM-YEARS  
 = 0 FLASHOVERS/100 MI-YEARS

TOTAL FLASHOVER RATE = **.933** FLASHOVERS/100 KM-YEARS  
 = 1.5 FLASHOVERS/100 MI-YEARS

\*\*\*\*\*

---

**LT 500 KV ESTREITO – FERNÃO DIAS CD**  
**PROJETO BÁSICO**

**ANEXO 2**

**ESTUDO DE DESEMPENHO SOB SURTOS DE MANOBRA**

---

## **ESTUDO DE DESEMPENHO SOB SURTOS DE MANOBRA**

### **1. OBJETIVO**

Os surtos ou sobretensões de manobra geralmente podem governar o isolamento externo de uma linha de transmissão de Extra Alta Tensão, conseqüentemente de suas torres, principalmente se a rota da linha atravessar regiões de baixa atividade cerâmica e/ou com baixas resistências de aterramento. No entanto, mesmo nesse caso, pode ocorrer que as sobretensões atmosféricas sejam dimensionantes se as sobretensões de manobra forem limitadas pelo uso de resistores de pre-inserção nos disjuntores ou de pára-raios de surto (surge arresters) adequados. Para o caso de linhas de 500 kV, como a atual, os surtos de manobra podem ser total ou parcialmente dimensionantes se as operações de manobra (energização e religamento) não forem limitadas.

No caso específico da LT 500 kV Estreito – Fernão Dias CD, a coordenação de isolamento para os três tipos de sobretensões é determinada a envoltória de isolamento, considerando-se no dimensionamento das torres o caso mais crítico. O projeto das torres indicará em que extensão um ou outro tipo de sobretensão predominará no dimensionamento das distâncias na torre.

Será calculado o desempenho previsto da LT 500 kV em pauta, com relação à ocorrência de sobretensões oriundas de surtos de manobra, de energização e de religamento, que são os dois tipos mais intensos e comuns. Os valores das sobretensões foram retirados de [5]. Deve-se observar que foram consideradas médias e coeficientes de variação que representam as simulações mais críticas aplicadas a todas as condições do sistema de transmissão de 500 kV em pauta, sendo estabelecidas distribuições estatísticas conservativas a partir dos valores de [5].

Quanto ao desempenho desejável para a LT, no que concerne a surtos de manobra, para sobretensões fase-terra e fase-fase, tomar-se-á como base a aceitação dos Riscos de Falha (ou PFO, do inglês *Probability of Flashover*), conforme requerido no Edital [4].

### **2. DADOS E CRITÉRIOS ADOTADOS**

O cálculo do Risco de Falha ou PFO é função de algumas principais variáveis como: distribuição de sobretensões, de sobretensões de energização e religamento, de tensões críticas e de suportabilidades, da altitude média da região, da distribuição de ventos e ângulos de balanço e do número de torres a serem consideradas ao longo da extensão da LT. Trata-se de um cálculo essencialmente estatístico, apesar de algumas variáveis serem tratadas de forma determinística, por dificuldades de se determinar uma função estatística que as represente. O procedimento de cálculo aqui apresentado segue a metodologia e rotina de cálculo proposta em [1].



## 2.1 Distribuição de Sobretensões

Nos estudos de transitórios [5] foi considerada a tensão base de referência  $V_{ff} = 500$  kV (sendo a tensão máxima operativa de 550 kV) para a definição dos valores de referência utilizados nos estudos de sobretensões.

- Para sobretensões fase – terra:

$$V_{ref\ ft} = V_{ff} * \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 408 \text{ kV}$$

- Para sobretensões entre fases:

$$V_{ref\ -ff} = V_{ff} * \sqrt{2} = 707 \text{ kV}$$

## 2.2 Sobretensões de energização/religamento

Considerando a tensão base mostrada acima, adotar-se-á a maior distribuição de sobretensões obtidas nas simulações indicadas na referência [5], como representando a distribuição de probabilidade de ocorrência de surtos de manobra representativa de ocorrência na linha.

A análise a partir desses casos mais críticos, determinados em [5], apontaram valores de sobretensões de valor moderado, tendo em vista as características do sistema elétrico envolvido.

Os casos mais críticos ocorridos nos estudos de sobretensões de manobra – energização e religamento, considerando as respectivas distribuições de probabilidade, mostraram a média  $\mu$  e o desvio padrão (coeficiente de variação)  $\sigma$  com os valores indicados abaixo, sendo  $V_{max} = \mu + 3\sigma$ .

- **Energização:**  $\mu = 1,79$   $\sigma = 0,16$   $V_{max} = 2,27$  p.u.
- **Religamento:**  $\mu = 1,46$   $\sigma = 0,12$   $V_{max} = 1,82$  p.u.

## 2.3 Distribuição de Tensões Críticas e de Suportabilidades

Não se dispondo ainda da locação de torres na linha, foram estimadas as relações típicas vão gravante / vão médio para a torre típica e, com isso, calculou-se o ângulo de balanço médio ou com probabilidade pequena de ser excedido. Tendo-se já a silhueta da torre típica e seu anteprojeto, determinaram-se as distâncias elétricas (gaps) para o estai e para as outras superfícies da torre. A partir daí se determinam a tensão crítica e a tensão suportável para cada superfície, bem como a distribuição estatística (admitida como normal conforme [1]) para cada superfície ou estai.

O Risco de Falha (ou PFO) será calculado para os isolamentos de ar (gaps), considerando as cadeias de isoladores da LT em condição de balanço.

## 2.4 Altitude Média e Condições Meteorológicas da Região

Para o caso em questão, a altitude média da região é da ordem de 900m. Será considerado nos cálculos tempo chuvoso com ocorrência de 10%.

## 2.5 Distribuição de Vento e de Ângulos de Balanço

Para o caso de distâncias elétricas para surtos de manobra, conforme recomendações internacionais e prática das empresas, utiliza-se a prescrição da IEC-60826 (Loading and Strength of Overhead Lines) [2] no que concerne à velocidade de vento a ser utilizada; toma-se o chamado vento reduzido, correspondente ao período de retorno de 2 anos. Esse vento deve ser convertido para um período de integração de 1 minuto, ou, conforme prática brasileira, ao período de integração de 30 segundos [3]. Este período é mais conservativo que o sugerido na Referência [1].

Observe-se que se deveria adotar a distribuição estatística de ângulos de balanço, sendo o uso de um ângulo de balanço fixo uma hipótese muito conservativa, pois se supõe que esse vento atinja simultaneamente todas as torres em todos os casos. É como se esse vento reduzido estivesse presente permanentemente em todas as torres avaliadas.

Trata-se de um método semi-estatístico, onde se analisam estatisticamente as outras variáveis que influem no cálculo do Risco de Falha, mas se fixa o ângulo de balanço em um valor relativamente elevado, portanto com baixa probabilidade de ocorrência.

A aproximação mais realista seria, nesse caso, a adoção de um ângulo de balanço médio, com 50% de probabilidade de ocorrência em todos os tempos do ano. Esse ângulo, conforme [1], oscilaria entre 0(zero) e 2°, dada a baixa probabilidade de ocorrência de ventos intensos durante tempos muito curtos por ano.

Para o caso em questão, foram consideradas todas as distâncias críticas e ângulos de balanço para a torre típica média. Quando da avaliação da locação final, na fase do projeto executivo, poderão ser calculados os ângulos de balanço reais calculados para cada ponto de locação das torres.

## 2.6 Número de Torres a Ser Considerado

Calculou-se o Risco de Falha (ou PFO) para 720 torres (considerando um quantitativo médio para a extensão total aproximada da LT 500 kV Estreito – Fernão Dias CD, sendo este valor da ordem de 327 km). Estas estruturas estão sendo consideradas atingidas simultaneamente pelo mesmo vento.

### 3. RESULTADOS OBTIDOS

#### 3.1 Critérios gerais

O cálculo do desempenho efetuado levou em consideração as distâncias elétricas (gaps) em 720 torres consecutivas do tipo suspensão da linha. Esta aproximação caracteriza o pior caso, pois as outras torres da série apresentam maiores distâncias elétricas e, portanto, maiores tensões críticas para as suas superfícies.

Em seguida se determinou o Risco de Falha (ou PFO) para cada fase e para a Linha de Transmissão, considerando as premissas abordadas no item 2, de acordo com a metodologia e rotina de cálculo (*Risk Of Failure Calculations For Transmission Line Switching Surges*) presente em [1].

#### 3.2 Isolamento para Sobretensão de Energização

Conforme apresentado anteriormente os valores para sobretensão de manobra, considerando Energização são:

**- Energização:  $\mu = 1,79$   $\sigma = 0,16$   $V_{max} = 2,27$  p.u.**

Serão calculados os Riscos de Falha (PFO) para os isolamentos de gaps fase-terra e fase-fase, respectivamente.

Para o caso em questão temos:

Máxima Tensão Operativa: 550 kV;  
Comprimento total estimado da LT: 327 km;  
Altitude Média da LT: 900m;  
 $V_{m\acute{a}x}$ : 2,27 pu e Desvio Padrão: 16,0%;  
 $V_{m\acute{a}x_0} / V_{m\acute{a}x_1}$ : 0.9  
Tempo Chuvoso: 10%;  
 $V_{50\%}$ : 1105 kV (fase-terra)  
 $V_{50\%}$ : 1627 kV (fase-fase)

Cadeia I:

- Comprimento: 3,74m (Isoladores);
- Dist. críticas: 2,45 m (fase-terra) e 4,5m (fase-fase);

Tais distâncias críticas apresentadas acima caracterizam o pior caso, pois as outras torres da série apresentam maiores distâncias elétricas. Ressalta-se também que as distâncias mínimas reais encontradas nas torres são maiores do que estas apresentadas acima, sendo maiores então as tensões críticas para suas superfícies. Portanto o risco de falha seria ainda menor.

Os valores abaixo foram calculados considerando rotina de cálculo presente em [1].

## RESULT SUMMARY

-----

Risk of Flashover for the Transmission Line is = 5.27e-4  
 Risk of Flashover for Phase A is = 1.75e-4  
 Risk of Flashover for Phase B is = 1.75e-4  
 Risk of Flashover for Phase C is = 1.75e-4  
 Risk of Flashover in Wet Weather is = 5.27e-4  
 Risk of Flashover if all surges had critical waves is = 5.27e-4

## RESULT SUMMARY

-----

Risk of Flashover for the Transmission Line is = 7.37e-13  
 Risk of Flashover for Phase A is = 2.46e-13  
 Risk of Flashover for Phase B is = 2.46e-13  
 Risk of Flashover for Phase C is = 2.46e-13  
 Risk of Flashover in Wet Weather is = 7.37e-13  
 Risk of Flashover if all surges had critical waves is = 7.37e-13

Manobra	Risco de Falha			
	Fase – Terra		Fase-Fase	
	Requerido	Obtido	Requerido	Obtido
Energização	$10^{-3}$	$5,27 \cdot 10^{-4}$	$10^{-4}$	$7,37 \cdot 10^{-13}$

### 3.3 Isolamento para Sobretensão de Religamento

Conforme apresentado anteriormente os valores para sobretensão de manobra, considerando Religamento são:

**- Religamento:  $\mu = 1,46$   $\sigma = 0,12$   $V_{max} = 1,82$  p.u.**

Serão calculados os Riscos de Falha (PFO) para os isolamentos de gaps fase-terra e fase-fase.

Os cálculos serão efetuados conforme abordado no item anterior, considerando agora os valores de  $V_{m\acute{a}x}$ : 1,82 pu e Desvio Padrão: 12,0%;

## RESULT SUMMARY

-----

Risk of Flashover for the Transmission Line is = 2.75e-4  
 Risk of Flashover for Phase A is = 9.16e-5  
 Risk of Flashover for Phase B is = 9.16e-5  
 Risk of Flashover for Phase C is = 9.16e-5  
 Risk of Flashover in Wet Weather is = 2.75e-4  
 Risk of Flashover if all surges had critical waves is = 2.75e-4

## RESULT SUMMARY

-----

Risk of Flashover for the Transmission Line is = 2.90e-13  
 Risk of Flashover for Phase A is = 9.69e-14  
 Risk of Flashover for Phase B is = 9.69e-14  
 Risk of Flashover for Phase C is = 9.69e-14  
 Risk of Flashover in Wet Weather is = 2.90e-13  
 Risk of Flashover if all surges had critical waves is = 2.90e-13

Manobra	Risco de Falha			
	Fase – Terra		Fase-Fase	
	Requerido	Obtido	Requerido	Obtido
Religamento	$10^{-2}$	$2,75 \times 10^{-4}$	$10^{-3}$	$2,90 \times 10^{-13}$

## 4. CONCLUSÕES

Pode-se concluir que os valores de Riscos de Falha calculados, mesmo em condições pessimistas, indicam valores compatíveis aos requeridos pelo Edital para a LT 500 kV Estreito – Fernão Dias CD para sobretensões fase – terra.

Já no que concerne ao isolamento entre fases, o mesmo se comporta também com baixíssimos Riscos de Falha para as sobretensões convencionais de energização e religamento, tendo em vista os grandes espaçamentos entre fases. De uma maneira geral, pode-se considerar o Risco de Falha como sendo igual a zero, para efeitos práticos.

Em suma, pode-se concluir que não se prevê para LT 500 kV Estreito – Fernão Dias CD mais de um desligamento por surtos de manobra durante a sua vida útil.

**Tabela 7: Índices de Desempenho sob Surtos de Manobra requeridos e ofertados**

Manobra	Risco de Falha			
	Fase – Terra		Fase-Fase	
	Requerido	Obtido	Requerido	Obtido
Energização	$10^{-3}$	$5,27 \times 10^{-4}$	$10^{-4}$	$7,37 \times 10^{-13}$
Religamento	$10^{-2}$	$2,75 \times 10^{-4}$	$10^{-3}$	$2,90 \times 10^{-13}$

**Referências**

[1] EPRI AC – Transmission Line Reference Book 200kV and Above - Third Edition

[2] IEC-60826: Loading and Strength of Overhead Lines

[3] NBR-5422: Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão

[4] Edital de Leilão 01/2014 – ANEEL Anexo 6F - Lote F: Características e requisitos técnicos das instalações

[5] Relatório R2 – Estudos de Escolha de Condutores e de Transitorios Eletromagneticos de Religamento Monopolar, Energizacao, Religamento Tripolar e de Rejeicao de Carga do Empreendimento Linha de Transmissao em 500 kV Circuito Duplo - Estreito – Fernao Dias.