

**MAURO JOSÉ BUBNIAK**

Visto  
Nota Final: 9,20  
(nove inteiros e dois décimos)  
Mon  
Curitiba, 22/08/2003.

## **ANÁLISE TÉCNICA DO INVESTIMENTO NA AMPLIAÇÃO DO SETOR DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

Monografia apresentada ao Curso de Pós-graduação em Planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica, Centro de Hidráulica e Hidrologia Professor Parigot de Souza, Universidade Federal do Paraná.

Orientador: Dr. Marciano Morozowski Filho

**CURITIBA  
2003**

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1	O Mercado de Energia .....	3
1.2	Reorganização do Mercado de Energia Elétrica no Brasil.....	4
<b>2</b>	<b>PROBLEMATIZAÇÃO .....</b>	<b>9</b>
2.1	Economia de Escala .....	9
	<b>DESENVOLVIMENTO.....</b>	<b>11</b>
<b>3</b>	<b>ATERRAMENTO .....</b>	<b>11</b>
<b>4</b>	<b>DESEMPENHO QUANTO AS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS .....</b>	<b>13</b>
<b>5</b>	<b>DIMENSIONAMENTO DO CABO PÁRA-RAIOS .....</b>	<b>17</b>
5.1	Método de Cálculo .....	17
5.2	Análise dos Resultados .....	18
5.2.1	Requisito de curto-circuito .....	18
5.2.2	Requisito de perdas Joule .....	19
5.2.3	Tensão induzida no cabo pára-raios seccionado .....	20
5.3	Conclusão.....	21
<b>6</b>	<b>ESTUDOS DE EFEITOS DE CAMPOS.....</b>	<b>23</b>
6.1	Corona Visual.....	23
6.2	Rádio-Interferência .....	24
6.3	Ruído Audível.....	28
6.4	Campo Elétrico .....	29
6.5	Campo Magnético .....	30
6.6	Conclusão.....	31
<b>7</b>	<b>ESTUDO DO BALANÇO DE CONDUTORES .....</b>	<b>32</b>
<b>8</b>	<b>ESTUDO DE DESEMPENHO À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL PARA DEFINIÇÃO DA CABEÇA-DE-TORRE .....</b>	<b>34</b>

<b>9</b>	<b>ESTUDO DE SOBRETENSÕES DE MANOBRA PARA DEFINIÇÃO DA CABEÇA-DE-TORRE.....</b>	<b>37</b>
<b>9.1</b>	<b>Dados e Desenvolvimento do Estudo .....</b>	<b>39</b>
9.1.1	Formulação para $P_{sm}(V)$ e $P_{gap}(V)$ .....	39
9.1.2	Suportabilidade dos isolamentos .....	40
9.1.3	Correção devido às condições atmosféricas .....	41
9.1.4	Balanço das cadeias de isoladores de suspensão .....	42
9.1.5	Distribuição da velocidade de vento .....	43
9.1.6	Distribuição da direção do vento .....	44
9.1.7	Distribuição da relação $V_g/V_m$ .....	44
<b>9.2</b>	<b>Resultados .....</b>	<b>45</b>
<b>10</b>	<b>ESTUDO DE COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO DETERMINAÇÃO DO NÚMERO DE ISOLADORES.....</b>	<b>46</b>
<b>11</b>	<b>ESTUDO PARA SELEÇÃO DE CONDUTORES.....</b>	<b>49</b>
11.1	Investimento .....	50
11.2	Perdas .....	51
<b>12</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>53</b>
<b>13</b>	<b>REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>55</b>

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 2 - Distribuições estatísticas de resistência de aterramento</b>	<b>14</b>
<b>Tabela 3 - Descargas diretas nos cabos condutores, para diferentes ângulos de proteção.</b>	<b>15</b>
<b>Tabela 4 - Correção no nível RI para a distância lateral</b>	<b>26</b>
<b>Tabela 5 - Distribuição Normal Para Sobretensões De Manobra</b>	<b>39</b>
<b>Tabela 6 – Distribuição do FCA</b>	<b>42</b>
<b>Tabela 7 - Risco de falha (%) em função da distância cabo-eixo da torre</b>	<b>45</b>
<b>Tabela 8 - Principais Características Dos Condutores Considerados</b>	<b>49</b>
<b>Tabela 9 – Custo do Investimento Presente de uma Lt</b>	<b>50</b>
<b>Tabela 10 – Perdas Por Arranjo De Cabo Condutor</b>	<b>51</b>
<b>Tabela 11 – Diferencial De Perdas Por Arranjo De Cabo Condutor</b>	<b>51</b>
<b>Tabela 12 - Valores Presentes do Diferencial de Perdas</b>	<b>52</b>
<b>Tabela 13 – Custos Totais Associados A Cada Condutor</b>	<b>52</b>

## RESUMO

Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro, o mesmo passou a possibilitar às empresas privadas ou estatais, a disputa, através de licitações de Linhas de Transmissão, do mercado de transmissão de energia, com isso, abriu-se um mercado que até então era dominado pelas empresas transmissoras estatais, as quais dominavam a tecnologia deste setor. Com a abertura, outras empresas passaram a procurar por serviços na área de transmissão de energia, para elaboração dos projetos executivos que fossem mais econômicos possíveis. O presente trabalho tem por finalidade descrever os aspectos técnicos do investimento na área de transmissão de energia elétrica, detalhando os estudos necessários para se obter um projeto confiável, completo e com um custo adequado. Tomamos como referência para este trabalho, o projeto de uma Linha de Transmissão, cuja construção e operação seria licitada pela ANEEL. O edital de licitação forneceu os requisitos exigidos para elaboração do projeto, a partir dos quais foram estudados os principais aspectos para elaboração de um empreendimento que atendesse as especificações dos editais, e que fosse economicamente viável. Procuramos fazer também, na parte introdutória, um resumo das principais mudanças advindas com a desregulamentação do setor elétrico brasileiro, e seus impactos na indústria de energia elétrica.

**Palavras-chaves:** linhas de transmissão, energia elétrica, projeto.

## 1 INTRODUÇÃO

Após a década de 70, o setor elétrico brasileiro entra em declínio, tendo como principais motivos o endividamento externo do setor elétrico, a recessão e a estagnação da demanda. A utilização das empresas de energia, pelo governo federal para atingir metas econômicas e políticas de seus planos de governos, também colaborou para o declínio do setor. O modelo de monopólio estatal, tornou-se inviável pelos motivos acima apresentados, e o governo, pressionado por órgãos internos e externos ao setor, e por organismos internacionais, procede o início da reestruturação e a privatização das empresas de energia.

A nova legislação para o setor permitiu a introdução de novas empresas na área de transmissão de energia, com a formação de consórcios e atuação isolada de novas empresas privadas e das já atuais empresas estatais, além do produtor independente e do autoprodutor em maior escala, os quais estão entrando em disputa pelo mercado, com as empresas já existentes, tendo como objetivos uma melhor alocação dos recursos, sua expansão e a concorrência por meio da qualidade, confiabilidade e melhor preço para o consumidor. A princípio, somente os grandes consumidores de energia terão liberdade de escolha quanto ao fornecedor, mas, no futuro, como veremos a seguir, este privilégio também será estendido aos pequenos consumidores, que são também chamados de consumidor cativo.

O Estado, depois do início das privatizações das empresas do setor, criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão responsável pela

regulamentação e fiscalização, desverticalizando as atividades do setor, em geração, transmissão, distribuição e comercialização. Esse órgão deve também implantar, na geração e na comercialização, um mercado concorrencial e desenvolver um mercado regulamentado para distribuição e transmissão.

Após a abertura do setor, uma análise das condições e limitações da concorrência é fundamental para conhecer o grau de concentração desse mercado e seu possível comportamento. O grau de abertura do mercado e da concorrência pode ser analisado tendo como base a interdependência entre as diversas atividades de geração, transmissão e distribuição e o grau de liberdade dos produtores independentes e autoprodutores.

O setor de eletricidade tem algumas características próprias, pois produz uma mercadoria que não pode ser armazenada, a baixo custo e em grande escala tendo que ser consumida no momento em que é gerada. Esse é um fato que interliga, diretamente, a geração, transmissão, distribuição e a comercialização de energia elétrica, sendo fundamentais a eficiência e a confiabilidade na qualidade e na coordenação do sistema elétrico. Ainda permanecem com características de monopólio a transmissão e a distribuição, por serem atividades de difícil desregulamentação e com sistemas de grande porte já implantados, porém através das licitações das linhas de transmissão e respectivas ampliações nas subestações, a ANEEL vem tentando implantar a concorrência no setor de transmissão, ficando a geração e a comercialização com maiores possibilidades de livre concorrência.

## 1.1 O Mercado de Energia

O mercado de energia elétrica pode ser considerado novo, tendo em vista que anteriormente, na maioria dos países, era monopólio vertical e em muitos casos, estatal. A partir dos anos oitenta, a eletricidade começou a ser vista como produto que poderia ser negociado no mercado, e, para que se tornasse uma mercadoria atraente, separou-se os diversos setores dos sistemas de eletricidade, geração, transmissão, distribuição e comercialização. Cada etapa deverá ser disputada no mercado, seja através de compra da concessão e a manutenção desta, ou por fatia do mercado a ser suprido.

Algumas das características que devem existir num mercado de energia elétrica, como o do Brasil, são:

- Um sistema de coordenação de transmissão regional interconectada com as usinas;
- Um mecanismo para despacho das usinas, reconhecendo a necessidade por um controle físico de segundo em segundo, mas que permita e incentive a economia (mínimos custos) nos despachos;
- Coordenação conjunta da confiabilidade e manutenção;
- Planejamento para assegurar custos mínimos de investimento, no sistema elétrico;
- Procedimentos para situações de emergências.



## 1.2 Reorganização do Mercado de Energia Elétrica no Brasil

Em 1996 o Ministério de Minas e Energia (MME) contratou uma consultoria internacional para dar forma ao novo modelo competitivo do setor elétrico (Coopers & Lybrand) que estabeleceu as linhas gerais do modelo do setor elétrico a ser implantado no Brasil. Tal contratação foi financiada pelo Banco Mundial e a tônica principal foi a competitividade no setor.

A idéia básica era a de implementar a competição onde é possível (geração e comercialização) e a regulamentação onde é necessária (monopólios com livre acesso). Para isto, segundo a consultora Coopers & Lybrand, seria necessário ter um regulador forte (ANEEL), um operador do sistema independente, que é o Operador Nacional do Sistema (ONS), e um planejamento indicativo, para que os agentes possam atuar sabendo quais são as regras do Mercado Atacadista de Energia (MAE). Porém após a crise energética de 2001, os rumos mudaram e o planejamento indicativo começou a ser questionado, surgindo idéias de que a expansão do sistema deveria ser determinativa.

Com a nova estrutura existe, de um lado operadores, agindo em função de condições de mercado, que são basicamente as térmicas e os geradores descentralizados, e de outro o MAE (Mercado Atacadista de Energia) operando com as concessionárias, grandes consumidores e comercializadores de energia, em um mercado governado por um modelo, no qual está embutido também um Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Esse modelo define preços como também quantidades, ou seja, ele aloca entre os diversos geradores que compõem o parque hidrotérmico, quantidades e preços de modo a atingir a

otimização do sistema. Portanto, quem comprar das centrais elétricas no sistema atual, terá as quantidades que poderá vender de energia, a operação está por conta do Operador Nacional do Sistema e o preço da energia é fixado por um modelo computacional de otimização.

Quanto à expansão da transmissão temos um setor bastante regulado e com a expansão determinada pelo ONS e licitada pela ANEEL com tarifa máxima determinada em função do investimento necessário para o empreendimento.

A alocação de energia pelo MRE terá fechamento diário e até horário. A contabilização será realizada pelo Agente de Contabilização e Liquidação do MAE, que será responsável pelo registro e validação das compras e vendas de energia no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, pela determinação dos preços do MAE utilizados para valorizar todas as transações de energia não cobertas por contratos bilaterais e realizar as correspondentes transferências financeiras.

Esse preço do Mercado de Curto Prazo será utilizado para liquidar todas as quantidades de energia contabilizadas, que não sejam cobertas por contratos bilaterais registrados, considerando-se os montantes cobertos pelo Mecanismo de Realocação de Energia. Os fluxos não contratados nas interligações internacionais também serão contabilizados com base no preço do Mercado de Curto Prazo.

Todas as negociações de energia realizadas, seja pelo mercado *spot*, ou através de contratos bilaterais são registradas pelo MAE. Serão oferecidas garantias para cobrir custos de compras não-contratadas, além da necessidade

das distribuidoras e dos varejistas contratarem 90% de suas vendas no varejo com cinco anos de antecedência.

O planejamento passa a ser indicativo e disponível a todos os agentes do setor. Nos projetos de hidroelétricas serão feitos estudos de viabilidade e impacto ambiental sob coordenação da ANEEL e disponibilizados no processo de licitação. Serão dadas as concessões para empreendimentos com mais de 30 MW e autorização para os menores. Cria-se a figura do comprador de última instância para incentivar as hidroelétricas, onde o governo compraria no máximo 50 % da produção da usina ao mesmo preço que seria pago por varejistas e distribuidores.

De acordo com o modelo de outros países, é recomendável a separação em atividades de geração, transmissão e distribuição, esta última deverá ser também separada da atividade de varejo e as atuais empresas de distribuição devem contabilizar em separado o serviço de distribuição da comercialização de energia, que deverá permitir o livre acesso à transmissão e posteriormente à distribuição, de todos os agentes. A TABELA 1 demonstra um resumo do cronograma de transição para os consumidores livres, os quais poderão construir suas próprias linhas de transmissão ou contratar concessionárias para implementá-las.

Prazo para Opção	Porte do Consumidor	Fornecedor
Opção Imediata	$\geq 3$ MW (Novos)	Sem restrição
	$\geq 500$ kW	PCH's
	$\geq 3$ MW, 69 kV	Sem restrição
Jul/2003	ANEEL definirá	ANEEL Definirá
Jan/2005	ANEEL definirá	ANEEL Definirá

**Tabela 1 – Cronograma de transição p/ consumidores livres**

Sinalização da ANEEL:

- Jul/2003 – no mínimo 50 kW (grupo A)
- Jan/2005 – todos os consumidores

Hoje temos menos de 2 % de Consumidores livres, e temos potencialmente 20 % de consumidores livres.

O novo modelo do setor elétrico prevê a figura do Agente Comercializador que necessita de uma autorização da ANEEL. Esse agente pode ser importante para os co-geradores, e pequenos produtores independentes ou autoprodutores, na medida em que se encarregaria de procurar o mercado, uma tarefa que pode ter um custo alto para o co-gerador ou para o pequeno produtor.

Na área de regulamentação, foi constituída a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), que tem por objetivo:

1. Estabelecer a regulamentação econômica
2. Preparar regulamentação técnica
3. Dar impulso à concorrência

Segundo Edison, no contexto de uma organização industrial, a transmissão de um sistema de energia elétrica cumpre a função de transporte: potência é injetada em um ponto da rede e retirada em outros. A transmissão é equiparada a um agente

econômico que adquire um produto ("*commodity*") em uma região onde o seu preço é mais baixo e o revende em outra região onde o preço é maior.

Sob este ponto de vista, o serviço de transmissão deve ser provido com eficiência econômica e, evidentemente, respeitando as restrições de segurança do sistema.

Numa estrutura verticalizada não é necessário uma nítida separação entre os custos de geração, transmissão e distribuição pois o conhecimento da estrutura de custos é relevante apenas para a minimização do custo global e não para a fixação de preços. Com a desverticalização da indústria, cada segmento necessita fixar preços para os seus produtos e serviços, sendo requerido portanto o conhecimento detalhado da estrutura de custos para que os preços possam refletir corretamente os custos incorridos. Com o novo governo a desverticalização poderá ser revista, merecendo estudos posteriormente.

## **2 PROBLEMATIZAÇÃO**

A realização de uma transação de energia em uma rede de transmissão, segundo Edson Luiz da Silva [17], requer um meio físico para sua realização; isto é, requer linhas de transmissão e transformadores e equipamentos associados, entre outros. Para que esta transação se concretize com segurança, redundâncias da rede e serviços ancilares de controle de frequência e tensão são imprescindíveis. Tais instalações e serviços implicam custos adicionais.

Além desses custos, outros surgem para a viabilização da transação. Tipicamente as perdas de transmissão são incrementadas e, eventualmente, redespachos de geração são necessários a fim de abrigar a transação com segurança e respeitando os limites operativos dos equipamentos e instalações.

Neste trabalho abordaremos os custos de perdas geradas num sistema regional, a partir das perdas em função dos condutores da Linha de Transmissão de forma que se possa dimensionar a LT obedecendo critérios de projeto, e com condutores adequados.

### **2.1 Economia de Escala**

Cabos condutores, estruturas, fundações, isolamento, aterramento, entre outros, são produzidos de forma padronizada, impedindo que se selecione, por exemplo, um determinado cabo com capacidade exatamente igual à capacidade ótima requerida para a expansão. Isto faz com que, na maioria dos casos, sejam construídos circuitos com folgas de capacidades.

Dependendo da potência transportada, o custo por kWh transportado é mais baixo quando se usam circuitos de maior classe de tensão. Por exemplo, é mais econômico transportar 100 MW, numa distância de 100 km, com uma linha de transmissão de 230 kV do que com quatro linhas de 69 kV. Tal característica denomina-se de economia de escala e, a exemplo da característica do parágrafo anterior, na maioria das vezes impede que se faça a expansão do sistema no tamanho exato determinado pelo planejamento ótimo.

A economia de escala pode ser entendida mais facilmente se considerarmos que os custos de ampliação da capacidade de transmissão, segue um modelo do tipo  $c(x) = k + bx$ ; onde  $x$  é capacidade ampliada,  $c(x)$  é o custo total da ampliação,  $b$  é custo incremental de expansão, e  $k$  constitui a parcela de custo comum (aquisição de faixa de passagem, projeto, licença ambiental, etc...) que independe da capacidade  $x$ . Neste modelo, o custo incremental de expansão é  $b$ , mas qualquer decisão de investimento não pode ser analisada comparando-se apenas o benefício incremental propiciado pelo novo projeto, pois deste modo a parcela comum  $k$  não seria recuperada. Portanto, de algum modo o valor de  $k$  precisa ser alocado entre os diversos usuários por alguma metodologia específica.

Neste trabalho será feita a análise técnica e de custos envolvidos na implementação das linhas de transmissão, representada pelo fator  $k$  acima citado, para a ampliação do sistema de transmissão.

## DESENVOLVIMENTO

Para a composição dos custos de uma linha de transmissão, se faz necessário o detalhamento das diversas etapas que compõem o empreendimento, sendo que cada uma terá a sua parcela de contribuição para a formação do custo dos investimentos necessários para que se tenha o retorno esperado. A seguir segue as diversas etapas que compõe o projeto.

### 3 ATERRAMENTO

O sistema de aterramento, normalmente adotado para as estruturas de linha de transmissão é do tipo contrapeso radial, com no mínimo quatro ramos conectados aos pés da estrutura, utilizando-se de cordoalha de aço galvanizado 3/8" SM ou outro tecnicamente aceitável.

O dimensionamento do comprimento de cada ramo é feito em função da resistividade do solo ao longo do traçado da linha e do valor de resistência de aterramento desejado.

O sistema será dimensionado para atingir uma resistência média de aterramento que atenda a corrente de curto circuito e possibilite um desempenho adequado da LT, normalmente a resistência média de aterramento fica entre 10 e 20 Ohms, conforme as características da LT.

Tendo em vista a característica estatística dos valores de resistividade do solo, são previstos os seguintes procedimentos:

1- São feitas medições de resistividade do solo ao longo do traçado da linha, e



identificação das características típicas do solo da região, com 1 ponto de medição sempre que for constatada mudança significativa no solo, não ultrapassando, no entanto, uma distância de 7 km entre pontos de medição.

2- Em função dos valores medidos, e do tipo de solo observado em cada medição, determina-se a quantidade preliminar de contrapeso necessária em cada torre. E durante a construção, são instalados ramos de aterramento em quantas etapas se julgar necessário. Tal procedimento visa a economia, pois na medida em que se obtém a resistência de aterramento, pode-se suspender a execução da etapa seguinte.

Abaixo será ilustrado um exemplo de procedimento de aterramento:

Fase I: 4 contrapesos com 25 m cada, conectados às pernas da torre, totalizando  $4 \times 25\text{m} = 100\text{m}$ . Caso não seja atingido o valor de 18 Ohms nesta fase, executa-se a fase II.

Fase II: Comprimento adicional de 25 m em cada uma das pernas, totalizando  $4 \times 50\text{ m} = 200\text{ m}$ . Caso não seja atingido o valor de 18 Ohms, executa-se a fase III.

Fase III: Comprimento adicional de 25 m em cada uma das pernas, totalizando  $4 \times 75\text{ m} = 300\text{ m}$ . Caso não seja atingido o valor de 18 Ohms, executa-se a fase IV.

Fase IV: Adicionar 4 contrapesos de 25 m cada, conectados às pernas da torre, conforme croqui abaixo. Caso não seja atingido o valor de 18 Ohms, executa-se a fase V.

Fase V: Em complemento à fase IV, haverá definição particularizada em cada caso, conforme orientações dos projetistas ou fiscalização da empresa proprietária da linha de transmissão.

## 4 DESEMPENHO QUANTO AS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Para atender os requisitos dos editais da ANEEL é necessária a realização de estudos para a verificação do desempenho da linha de transmissão em questão para se obter um desempenho satisfatório, em termos de número de desligamentos permitidos, durante a ocorrência de surtos de origem atmosférica.

Os editais da ANEEL, indicam o desempenho mínimo exigido para o caso de descarga atmosféricas. Como exemplo citamos o item 1.2.1.7a do Anexo 7A, do edital tomado como referência para este trabalho, que tem a seguinte descrição:

“Não poderá haver desligamentos por descargas diretas para o perfil de terreno predominante da região. O número de desligamentos por descargas atmosféricas não poderá ser superior a um desligamento/100km/ano.” ANEEL anexo 7A

Para a realização destes estudos, normalmente são utilizados programas de computador elaborados por profissionais da área de engenharia e já de uso comum dentro das empresas que participam das licitações de novas LTs.; Como referência [6], citamos o programa apresentado no II Seminário Sobre Pesquisas Aplicáveis a Sistemas de Transmissão – Maio/1985 denominado “Estimativa do desempenho de uma LT quanto a descargas atmosféricas”, elaborado por J. R. Fonseca , que estima o desempenho da linha de transmissão às sobretensões de origem atmosférica utilizando o Método de Monte Carlo o qual não será detalhado neste trabalho, ver referência [4].

Nas simulações computacionais são utilizadas distribuições estatísticas de resistência de aterramento, como exemplo, temos a distribuição abaixo:

Percentual de ocorrência maior do que o valor de R	Resistência de aterramento R ( $\Omega$ )
100	4,5
75	13,5
50	18,0
45	22,5
24	31,5
6	40,5

**Tabela 2 - Distribuições estatísticas de resistência de aterramento**

Quanto à incidência de descargas atmosféricas para a terra, são utilizados dados dos sistemas meteorológicos disponíveis, sendo obtidos os mapeamentos das regiões de instalação da linha de transmissão os quais apresentam os valores anuais do índice Ng (raios/km<sup>2</sup>/ano).

Como exemplo apresentamos o valor médio ponderado, calculado ao longo do traçado da linha em estudo, que resultou em um índice de 3,9 raios/km<sup>2</sup>/ano, que corresponde a um nível ceráunico médio de  $(3,9/0,04)^{1/1.25} \cong 40$  (Working Group Report). Porém, normalmente adota-se valores conservativos, ou seja, toma-se valores maiores por medida de segurança, para este caso adotou-se um valor igual a 5 raios/km<sup>2</sup>/ano, que corresponde a um nível ceráunico de  $(5/0,04)^{1/1.25} \cong 48$ .

É necessária a investigação das características do relevo, que neste caso foi considerado do tipo acidentado, com altura média dos condutores estimada em 1,2 vezes a altura média dos condutores na torre.

Também se faz necessário adotar valores de referência já de uso comum e obtido de outras linhas com características semelhantes. Abaixo segue as demais

considerações necessárias para a entrada de dados nos programas utilizados, com os respectivos valores para o caso deste estudo:

- Vão médio: 400 m
- Flecha do cabo condutor: 11,39 m na condição EDS
- Flecha do cabo pára-raios: 95% da flecha do cabo condutor na condição EDS, ou seja, 10,82 m (este valor corresponde a 10,75 % da carga de ruptura de um cabo pára-raios de aço, na condição EDS).
- Percentual de descargas no meio do vão: 40%
- Ângulo de proteção do cabo Pára-Raios: –5 graus.

Em complemento, a tabela abaixo mostra o índice de descargas diretas nos cabos condutores, para diferentes ângulos de proteção:

Distância do eixo (m)		Ângulo de Proteção (graus)	Índice de desligamentos por descargas diretas
Condutor	Pára-raios		
7,0	7,8	-5	0,0000
	7,5	-3	0,0000
	7,0	0	0,0204
	6,5	+3	0,0816
	6,0	+6	0,3672

Tabela 3 - Descargas diretas nos cabos condutores, para diferentes ângulos de proteção.

Após obtenção dos dados necessários efetua-se a simulação computacional do caso a fim de obter os resultados.

Os resultados da simulação computacional, considerando os cabos pára-raios com um ângulo de proteção da ordem de –5 graus são os seguintes:

$$N^{\circ} \text{ de descargas} / 100 \text{ km} / \text{ano} = 118,56$$

$$\text{Descargas diretas} = 6,96$$

Descargas indiretas = 111,6

Desligamentos por descargas diretas:

**0,0000** desligamentos/100km/ano/circuito

Desligamentos por descargas indiretas:

$1,8156 / 2 = \mathbf{0,9078}$  desligamentos /100km/ano/circuito

Para o atendimento a estes índices de desligamentos deverão ser observados os seguintes pontos:

- a) O ângulo de proteção dos cabos pára-raios deverá ser da ordem de  $-5$  graus.
- b) A resistência média de aterramento deverá igual ou inferior a 18 ohms. A distribuição estatística dos valores de resistência de aterramento deverá atender aos valores da tabela 2 acima.
- c) A flecha do cabo pára-raios deverá ser igual a 95 % da flecha do cabo condutor na condição EDS.

Estas definições são de extrema importância, pois determinam para o capítulo anterior, qual a resistência de aterramento a ser adotada (para este caso = 18 Ohms), além da configuração das estruturas a serem utilizadas, informando a sua geometria em relação ao cabo pára-raios e estabelecendo um desempenho satisfatório de forma a atender as exigências em relação ao edital da ANEEL.

## 5 DIMENSIONAMENTO DO CABO PÁRA-RAIOS

Os editais de licitação da ANEEL estabelecem requisitos para o dimensionamento dos cabos pára-raios das linhas de transmissão em licitação, sendo que para o caso em estudo são:

A) No dimensionamento dos cabos pára-raios da linha de transmissão, deverão ser adotadas as seguintes condições climáticas:

- Temperatura máxima média da região;
- Radiação solar máxima;
- Brisa não superior a 1 m/s.

B) Condições adicionais:

- Níveis de corrente de curto-circuito de 40 kA em todas as subestações;
- Possibilidade de que os cabos pára-raios dos trechos de linha sejam conectados à malha de terra das subestações e aterrados em todas as estruturas;
- Tempo de eliminação de defeito correspondente à proteção de retaguarda.

C) Perdas Joule: A perda total nos cabos pára-raios não deverá ser superior ao correspondente a dois cabos contínuos de aço galvanizado EAT de diâmetro 3/8", aterrados em todas as estruturas e na malha de terra das subestações. “

### 5.1 Método de Cálculo

Para o atendimento aos requisitos acima, a sequência abaixo foi estabelecida, utilizando-se as metodologias adequadas citados nas referências e

utilizando programas computacionais preparados para atender os critérios estabelecidos nas metodologias adotadas.

Utilização da metodologia da referência para:

- a definição das perdas, correntes e tensões induzidas nos cabos pára-raios.
- definição da temperatura inicial do cabo pára-raios, considerando os requisitos do parágrafo A) acima, e a corrente induzida resultante do item anterior.
- definição da máxima corrente de curto-circuito admissível pelo cabo pára-raios, considerando tempo de eliminação de defeito igual a 0,30 s. Os valores limites padronizados para estes cabos de 5,57 kA para o cabo 3/8" EHS e 23,66 kA para o cabo Dotterel.
- cálculo da distribuição das correntes de curto-circuito, considerando nível de corrente de curto-circuito de 40 kA em ambas as subestações envolvidas. Para os cálculos foi utilizado programa de computador que resolve as equações de malhas do circuito elétrico composto por todos os vãos da linha de transmissão.
  - definição dos trechos de isolamento e seccionamento dos cabos pára-raios, em atendimento ao parágrafo C) acima.

## **5.2 Análise dos Resultados**

### **5.2.1 Requisito de curto-circuito**

Os resultados indicam o seguinte dimensionamento para os cabos pára-raios, a partir de cada subestação terminal, de modo a atender aos níveis de curto-circuito:

- Da subestação até o km 2,1 (aproximadamente estrutura nº 5): 2 cabos Dotterel
- Do km 2,1 até o km 13,7 (aproximadamente estrutura nº 35): 1 cabo Dotterel e 1 cabo 3/8"
- A partir do km 13,7: 2 cabos 3/8" .

Extensão total mínima de cabo Dotterel :  $2 \times (2,1 + 13,7) = 31,6 \text{ km}$

### 5.2.2 Requisito de perdas Joule

As perdas totais nos cabos pára-raios da linha de transmissão, caso fossem utilizados 2 cabos 3/8 em todo o trecho (consideraremos uma LT com 328 km), seria:

$$2 \times 0,5529 \text{ kW/km} \times 328 \text{ km} = 362,7 \text{ kW}$$

Tendo-se em vista que em 31,6 km deverá ser instalado o cabo Dotterel para atender aos níveis de curto-circuito, e considerando que as perdas no cabo Dotterel (0,9070 kW/km) são maiores do que as perdas no cabo 3/8" (0,5529 kW/km), então parte da extensão do cabo Dotterel deverá ser seccionada de modo a não permitir a circulação de correntes induzidas, e assim atender ao item 4.3 dos requisitos acima.

Assim, a extensão mínima "X" a ser seccionada, em relação à extensão total "L" do cabo Dotterel será:

$$362,7 = 2 \times 0,5529 \times (328 - L) + 2 \times 0,9070 \times (L - X),$$

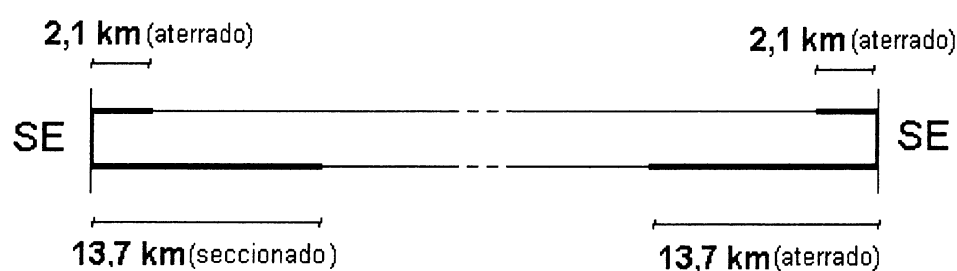
de onde:

$$X/L \cong 0,39,$$



ou seja, no mínimo 39% do trecho total de extensão do cabo Dotterel deverá ser seccionado e/ou isolado, o que equivale a  $0,39 \times 31,6 \cong 12,3$  km.

Sugere-se seccionar todo o trecho de 13,7 km de cabo Dotterel próximo a uma das subestações, mantendo os segmentos restantes aterrados normalmente conforme indica a figura abaixo.



### 5.2.3 Tensão induzida no cabo pára-raios seccionado

Os resultados dos cálculos indicam valores de tensão induzida de 54,915 V/km (dois circuitos operando com carga nominal) e 194,385 V/km (apenas 1 circuito operando com carga máxima) no cabo Dotterel seccionado. Para evitar o surgimento de tensões eletrostáticas flutuantes no cabo pára-raios, este cabo deverá ser aterrado, porém em apenas 1 ponto próximo à região central de cada segmento isolado de modo a evitar a circulação de correntes induzidas.

Assim, teremos os seguintes valores de tensão induzida no trecho seccionado:

- Com os dois circuitos operando com a carga nominal:  $13,7 \times 0,5 \times 54,915 \cong 376$  V .

- Com apenas um circuito operando com a carga máxima:  $13,7 \times 0,5 \times 194,385 \cong 1331 \text{ V}$ .

Tendo-se em vista estes valores de tensão induzida, sugere-se apenas 1 trecho de seccionamento, com 1 ponto de aterramento na região central do trecho. Em complemento, o valor de tensão induzida acima deve ser considerado no dimensionamento do isolador a ser utilizado.

### 5.3 Conclusão

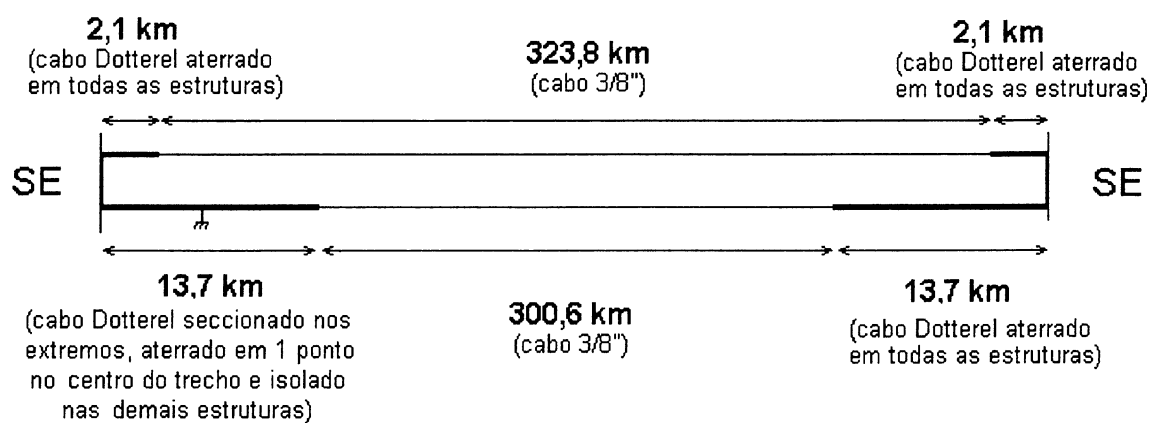
Para atender aos níveis de curto-circuito, deverá ser utilizada a seguinte configuração:

Da subestação até o km 2,1, no mínimo (aproximadamente estrutura nº 5): 2 cabos Dotterel

Do km 2,1 até o km 13,7, no mínimo (aproximadamente estrutura nº 35): 1 cabo Dotterel e 1 cabo 3/8".

A partir do km 13,7: 2 cabos 3/8".

Para atender ao requisito de perdas Joule, todo o trecho de 13,7 km de cabo Dotterel próximo a uma das subestações (Bateias ou Ibiúna) deverá ser seccionado com 1 ponto de aterramento na região central do trecho, conforme esquema abaixo.



Esta metodologia indica qual o cabo pára-raios atende as condições estabelecidas nos editais da ANEEL, e permite a escolha do cabo mais econômico possível para o empreendimento.

## 6 ESTUDOS DE EFEITOS DE CAMPOS

Os estudos de efeitos de campo são realizados para a determinação da faixa de servidão (ou segurança) da Linha de Transmissão, ou seja, determina a área de influência eletromagnética da LT e restringe o uso desta área com vistas a segurança exigida pelas normas brasileiras. Estes estudos incluem: CORONA, VISUAL, RÁDIO-INTERFERÊNCIA, RUÍDO AUDÍVEL, CAMPO ELÉTRICO e CAMPO MAGNÉTICO, os quais serão, simplificada e, expostos a seguir, devido ao seu grau de complexidade e a utilização de programas computacionais para realização dos cálculos.

### 6.1 Corona Visual

Os editais da ANEEL estabelecem requisitos os quais são descritos na seção 1.2.1.8.a do Anexo 7A do Edital em estudo, e estabelece o seguinte requisito:

“As linhas de transmissão não deverão apresentar corona visual, nos cabos condutores e nas ferragens, para 90% da condição de tempo bom”

Assim, utilizando um programa de computador calcula-se o campo elétrico superficial dos cabos condutores, à tensão máxima de operação da linha (para o nosso estudo 550 kV). O valor máximo encontrado deve ser inferior ao gradiente crítico visual do cabo condutor considerado, para 90% da condição de tempo bom.

O valor eficaz do gradiente crítico visual para o cabo utilizado (feixe com 4 cabos Grosbeak 636 MCM por fase), é determinado conforme descrito abaixo :

$$E_{crv} = 18,1m\delta \left[ 1 + \frac{0,54187}{\sqrt{r\delta}} \right], \text{ sendo:}$$

$m$  = coeficiente de irregularidade = 0,82

$r$  = raio do condutor, em cm = 1,258 cm

$\delta$  = densidade relativa do ar, a qual, para 90% da condição de tempo bom, considerada como  $\delta = \delta_{\text{médio}} - 1,3 \sigma$ , sendo:

$\delta_{\text{médio}} = 0,91$  (valor mínimo conforme referência [21])

$\sigma$  = desvio padrão = 3%  $\delta_{\text{médio}}$

logo,  $\delta = 0,91 - 1,3 \times 0,03 \times 0,91 = 0,875$

Assim,

$$E_{crv} = 18,1m\delta \left[ 1 + \frac{0,54187}{\sqrt{r\delta}} \right] = 18,1 \times 0,82 \times 0,875 \times \left[ 1 + \frac{0,54187}{\sqrt{1,258 \times 0,875}} \right] = 19,69 \text{ kVef/cm}$$

Conclui-se que a linha de transmissão atende ao requisito de corona visual, pois o máximo valor de campo elétrico superficial calculado (19,22 kV/cm), é inferior ao gradiente crítico visual (19,69 kV/cm).

## 6.2 Rádio-Interferência

A seção 1.2.1.8.b do Anexo 7A do Edital em estudo estabelece o seguinte requisito:

“A relação sinal/ruído no limite da faixa de servidão, indicadora do nível de imunidade dos sinais de rádio (RI), deverá ser no mínimo igual a 24 dB, considerando nível mínimo de sinal

referido na norma DENTEL, para 50 % das condições atmosféricas do ano”.

Para a verificação deste requisito foi utilizado o método gráfico, descrito acima . Considerando o sinal a ser protegido de 66 dB, conforme referência, o nível de rádio-interferência (RI) permissível, no limite da faixa de servidão para a condição de 50% de todos os tempos do ano, será de 42 dB (= 66 dB - 24 dB).

- Para o caso básico conforme Figura 5.4.32 da referência [19], obtemos:

- tensão entre fases = 550 kV
- distância entre fases = 10 m
- número de cabos no feixe = 4
- distância entre subcondutores = 45,7 cm
- altura média dos condutores = 14 m
- resistividade média do solo = 100  $\Omega$ m
- RI com condutor molhado (diâmetro do condutor = 2,516 cm), a 15 metros do condutor lateral: 62,0 dB
- RI com chuva intensa (diâmetro do condutor = 2,516 cm), a 15 metros do condutor lateral: 69,6 dB

Correção da altura média acima do solo, considerada igual a 16 m, conforme Fig. 5.4.22d da referência [19]:

-1,2 dB (cond.molhado)

-1,2 dB (chuva intensa)

- Correção para uma resistividade média de 2000  $\Omega\text{m}$  (obtida a partir de linhas de transmissão instaladas da), conf. Fig. 5.4.38, referência [19].

-6,1 dB (cond.molhado)

-6,1 dB (chuva intensa)

- Correção da distância entre fases, conf. Fig. 5.4.22c, referência [19].

+0,5 dB (cond.molhado)

+0,4 dB (chuva intensa)

- Correção para a densidade relativa média do ar ( $\delta_{\text{médio}} = 0,91$ , conforme referência [19], Fig. 5.4.41.

+3,6 dB (cond.molhado)

+3,6 dB (chuva intensa)

- Valores corrigidos:

Condutor molhado:  $(62,0 - 1,2 - 6,1 + 0,5 + 3,6)$  dB = 58,8 dB

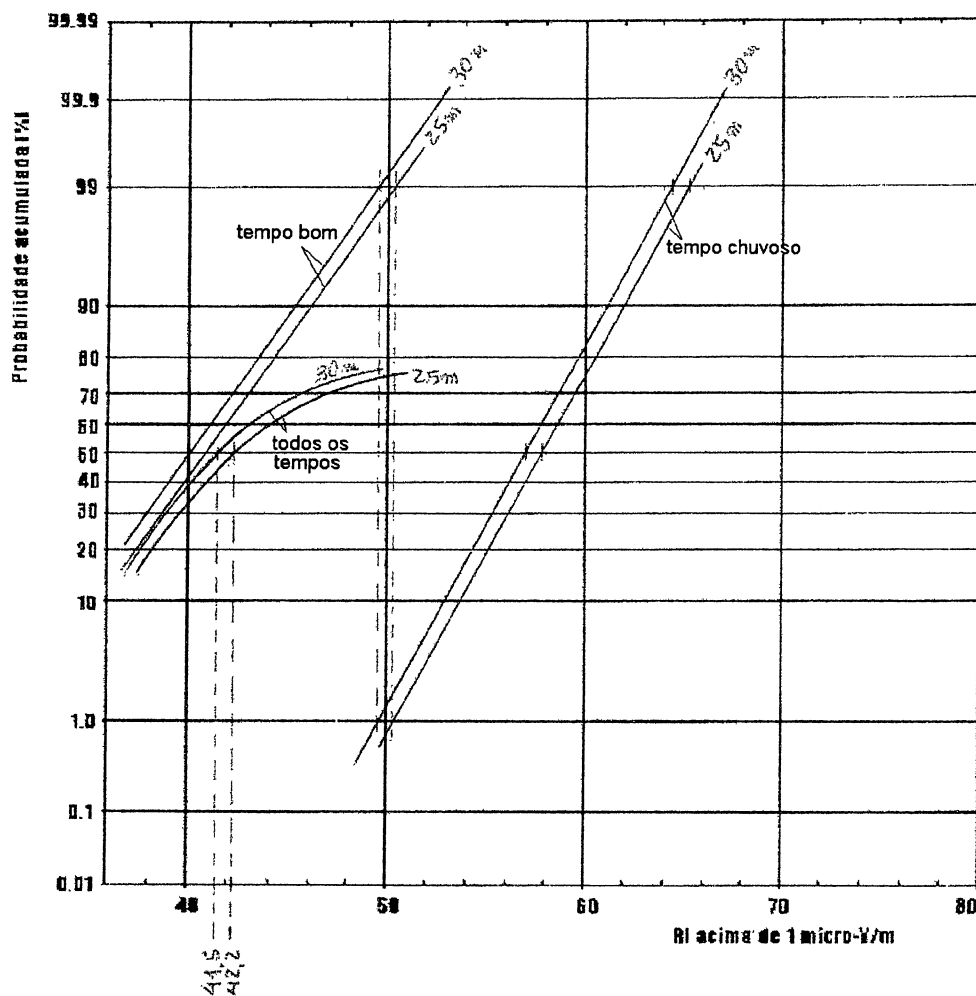
Chuva intensa:  $(69,6 - 1,2 - 6,1 + 0,4 + 3,6)$  dB = 66,3 dB

- Correção No nível RI para a distância lateral, conf. Fig. 5.6.30 referência [19].

Distância a partir do condutor lateral (m)	Correção (dB)	Nível de RI (dB)	
		Condutor molhado	Chuva intensa
15	0,0	58,8	66,3
25	-1,0	57,8	65,3
30	-1,8	57,0	64,5

**Tabela 4 - Correção no nível RI para a distância lateral**

Plotagem das distribuições estatísticas, conforme item 5. da referência [19]:



Para o levantamento das curvas de Todos os Tempos, foi considerado classificação conforme Região 2 do gráfico da Tabela 5.4.6 da referência [19] (77% de tempo bom e 23 % de tempo chuvoso).

O nível de 42 dB é atingido à distância de

$$25,0 + \frac{(42,2 - 42,0)}{\frac{42,2 - 41,5}{30,0 - 25,0}} \cong 26,4 \text{ m a partir do condutor lateral}$$

Portanto, a largura da faixa fica igual a  $2 \times (7,0 + 26,4) \cong 67 \text{ m}$ .



Concluindo, para atender ao critério no item 1.2.1.8 do Anexo 7A do Edital, o limite da faixa de servidão deverá ter largura total de 67 metros.

### **6.3 Ruído Audível**

A seção 1.2.1.8.c do Anexo 7A do Edital em estudo estabelece o seguinte requisito:

“O ruído audível (RA) no limite da faixa de servidão sob a tensão máxima operativa, durante condição de chuva fina ( $<0,00148$  mm/min) ou névoa de 4 horas de duração ou após os primeiros 15 minutos de chuva, deverá ser no máximo igual a 58 dBA.”

Para os cálculos do ruído audível foi utilizado programa de computador baseado na metodologia descrita na seção 6 da referência [19] o qual não será descrito neste trabalho.

O maior valor encontrado de ruído audível sob tensão máxima operativa durante a condição de chuva fina ( $< 0,00148$  mm/min) ou névoa de 4 horas de duração após a chuva (primeiros 15 minutos), ao nível de 1 m acima do solo, foi de 57,936 dB, inferior ao valor limite de 58 dB. Portanto, este requisito é atendido em todos os pontos sob a linha de transmissão.

## 6.4 Campo Elétrico

A seção 1.2.1.8.d do Anexo 7A do Edital estabelece o seguinte requisito:

“O campo elétrico a um metro do solo no limite da faixa de servidão deverá ser 5 kV/m. Deve-se assegurar que o campo no interior da faixa, em função da utilização de cada trecho da mesma, não provoque efeitos nocivos a seres humanos”.

No interior da faixa será ainda considerado o limite de 8,3 kV/m.

Para este estudo considera-se a linha de transmissão com uma tensão fase-terra igual a 317,54 kV (550 kV entre fases).

Com a utilização dos dados acima calculamos, com a utilização de programas computacionais adequados os valores de campo elétrico e as distâncias em relação ao eixo da LT em estudo.

Conclui-se que o valor limite de 5 kV/m para o campo elétrico é atingido a uma distância em torno de 14,5 m do eixo da linha de transmissão, e que o valor limite de 8,3 kV/m não é atingido no interior da faixa.

Assim, a largura da faixa de servidão para atender este critério deverá ser no mínimo de 29,0 m.

## 6.5 Campo Magnético

A seção 1.2.1.8.e do Anexo 7A do Edital estabelece o seguinte requisito:

“O campo magnético na condição de carregamento máximo e no limite da faixa de servidão deverá ser inferior ou igual a 67 A/m, equivalente a indução magnética de 83  $\mu$ T. Deve-se assegurar que o campo no interior da faixa, em função da utilização de cada trecho da mesma, não provoque efeitos nocivos a seres humanos.”

Para os cálculos foi considerado a linha de transmissão conduzindo 2600  $A_{\text{eficaz}}$  por fase, correspondente a 650  $A_{\text{eficaz}}$ /condutor.

Com a utilização dos dados acima calculamos, com a utilização de programas computacionais adequados os valores de campo magnético da LT em estudo.

O maior valor encontrado para o campo magnético foi de 34,3734  $\mu$ T, inferior ao valor limite de 83  $\mu$ T. Portanto, o requisito para o campo magnético é atendido em todos os pontos ao nível de 1 m do solo sob a linha de transmissão, com as fases conduzindo 2600  $A_{\text{eficaz}}$ .

## 6.6 Conclusão

Após a realização estudos deste capítulo, concluímos que a largura mínima da faixa de servidão deve ser:

- Pelo critério de RÁDIO-INTERFERÊNCIA : 67,0 m
- Pelo critério de RUÍDO AUDÍVEL : critério atendido em todo o trecho
- Pelo critério de CAMPO ELÉTRICO : 29,0 m
- Pelo critério de CAMPO MAGNÉTICO: critério atendido em todo o trecho

Portanto a largura da faixa para atender aos requisitos acima deverá ser de, no mínimo 67 metros, em função do critério de rádio-interferência, que mostrou-se ser o mais crítico.

Estes estudos visam o atendimento dos requisitos exigidos pela ANEEL, para o estudo da faixa de servidão e permitem a determinação precisa e econômica da faixa.

## 7 ESTUDO DO BALANÇO DE CONDUTORES

Este estudo se faz necessário para o atendimento à seção 1.2.1.7d do Anexo 7A do Edital da ANEEL em estudo.

A seção 1.2.1.7.d do Anexo 7A estabelece o seguinte requisito:

“Deverá ser mantida distância mínima para evitar descarga à tensão máxima operativa entre qualquer condutor da linha e o limite da faixa de servidão, sob condição de flecha e balanço máximos, conforme indicado na NBR-5422.”

Os resultados do capítulo anterior (Estudos de Efeito de Campo) indicam que a largura mínima da faixa de servidão deve ser:

- Pelo critério de RÁDIO-INTERFERÊNCIA : 67,0 m
- Pelo critério de RUÍDO AUDÍVEL : 20,0 m
- Pelo critério de CAMPO ELÉTRICO : 32,0 m
- Pelo critério de CAMPO MAGNÉTICO: critério atendido em todo o trecho

Portanto a largura da faixa para atender aos requisitos acima deverá ser de, no mínimo, 67 metros, em função do critério de rádio-interferência, que mostrou-se ser o mais crítico.

Assim, depois de feita a verificação do balanço dos condutores conforme o item 10 da referência [2], concluímos que o valor de largura de faixa determinado no estudo anterior não será ultrapassado para o caso de balanço de cabos devido à ação do vento.

Concluí-se que a largura da faixa para atender aos requisitos elétricos do Edital, deverá ser de no mínimo, 67 metros, em função das conclusões do capítulo anterior.

## 8 ESTUDO DE DESEMPENHO À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL PARA DEFINIÇÃO DA CABEÇA-DE-TORRE

O objetivo deste estudo é a determinação da distância mínima Cabo-Terra nas estruturas para a LT em estudo, para a operação à frequência industrial, de modo a atender ao requisito do Edital da ANEEL, item 1.2.1.7b do Anexo 7A, que é o seguinte:

“o isolamento da linha de transmissão à tensão máxima operativa deverá ser dimensionado considerando balanço da cadeia de isoladores sob ação de vento, com período de retorno de, no mínimo, 30 anos.”

Para a definição da distância mínima necessária à tensão operativa, será considerado o estudo da referência [8], sendo a tensão crítica disruptiva determinada a partir da expressão:

$$550 \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} = FCA \times CFO \times (1 - 3 \sigma)$$

Onde,

CFO = Tensão crítica disruptiva do “gap” condutor-estrutura (kV)

FCA = Fator de correção atmosférico para 60 Hz, obtido a partir da referência [16] (valor médio de Curitiba e Campinas), sendo considerado conservativamente o valor com 90% de probabilidade de ser excedido.

Assim,  $FCA_{90} = FCA_{50} (1 - 1,28\sigma) = 0,934 (1 - 1,28 \times 0,024) = 0,905$

$\sigma$  = Desvio padrão da suportabilidade do “gap” condutor-estrutura, considerado igual a 2%

Temos que CFO  $\cong$  528 kV e portanto, a distância mínima condutor-estrutura a ser considerada, é de 1,00 m (foi considerado que o “gap” condutor-estrutura está entre os “gaps” haste-haste e haste-plano).

O cálculo do ângulo de balanço ( $\beta$ ) das cadeias de suspensão é determinado por:

$$\beta = \tan^{-1} \left( k \frac{q_o d}{p (V / H)} \right)$$

Os dados adotados para o cálculo do balanço foram:

$p$  = peso unitário do condutor = 1,302 kgf/m

$d$  = diâmetro do condutor = 0,02516 m

$V/H$  = mínima relação vão de peso / vão de vento, considerada igual a 0,75.

$q_0 = \frac{1}{2} \rho V^2$  [N/m<sup>2</sup>], sendo

$\rho$  = Massa específica do ar, igual a 1,098 kg/m<sup>3</sup>, calculada conforme referência [2]

$V$  = Velocidade de vento obtida a partir do valor com período de retorno 30 anos e período de integração de 30 segundos, e corrigido para a altura média dos cabos. Conforme a referência [2], temos  $\alpha = 0,25$  (m/s)<sup>-1</sup>,  $\beta = 16$  m/s, e então  $V_{30} = 29,54$  m/s. A correção para o período de integração é 1,21 (figura 1 de [2]), e a correção para a altura média da fase superior é  $(35/10)^{1/11} \cong 1,121$ .

Portanto,  $V = 29,54 \times 1,21 \times 1,121 = 40,07$  m/s .

Assim,  $q_0 = 881,5$  N/m<sup>2</sup>  $\cong$  89,9 kgf/m<sup>2</sup>



$k$  = Fator de efetividade para 60 Hz. Conforme referência [20],  $k = 0,61$

Da expressão acima, obtemos os seguintes ângulos de balanço:

Torres suspensão simples:  $55^\circ$

Torre suspensão reforçada:  $75^\circ$

Após a realização dos cálculos acima, concluímos que os seguintes parâmetros devem ser adotados para a geometria da cabeça-de-torre, de modo a atender aos requisitos do Edital da ANEEL:

Torres suspensão simples: “gap” de 1,00 m, com ângulo de balanço =  $55^\circ$

Torre suspensão reforçada: “gap” de 1,00 m, com ângulo de balanço =  $75^\circ$

Os dados obtidos por estes cálculos e resumidos abaixo são utilizados no projeto de locação das torres.

- Pressão de vento para cálculo do balanço:  $89,9 \text{ kgf/m}^2$

- Coeficiente de efetividade: 0,61

- Mínima relação vão de peso/vão de vento:

Torre suspensão simples: 0,75 (máximo ângulo de balanço =  $55^\circ$ )

Torre suspensão reforçada: 0,30 (máximo ângulo de balanço =  $75^\circ$ )

## 9 ESTUDO DE SOBRETENSÕES DE MANOBRA PARA DEFINIÇÃO DA CABEÇA-DE-TORRE

O objetivo deste estudo é a verificação da cabeça-de-torre para a LT em estudo, determinando o risco de falha entre fases e terra em operações de manobras na LT. Os valores máximos permissíveis, definidos no edital da ANEEL em estudo, são de  $10^{-3}$  p.u. na energização, e  $10^{-2}$  p.u. no religamento (Tabela 3 do Anexo 7A do Edital).

As sobretensões de manobra atuam sobre as cadeias de isoladores e sobre os “gaps” condutor-torre, sendo que ambos tem suportabilidade variável, de natureza estatística. As cadeias apresentam um comportamento que dependerá do grau de poluição sobre os isoladores, enquanto que os “gaps” condutor-torre apresentam uma suportabilidade que depende basicamente do ângulo de balanço das cadeias de suspensão sob ação do vento, além das condições atmosféricas.

Neste estudo não será considerado o efeito de poluição sobre as cadeias, supondo que não existem regiões que possam ser caracterizadas como significativamente poluídas ao longo do traçado da linha de transmissão. Para o cálculo do risco de falha será levado em conta os “gaps” condutor-torre, utilizando uma abordagem na qual representa-se os surtos de manobra na LT como uma distribuição de probabilidades (indicada como  $P_{sm}(V)$  na Figura 9.1. A suportabilidade das cadeias ou “gaps” é representada pela curva de probabilidade de descarga disruptiva (indicada como  $P_{gap}(V)$ ). O risco de falha ( $R$ ) do isolamento do gap será dado pela convolução entre  $P_{sm}(V)$  e  $P_{gap}(V)$ .

Observar que, em função da natureza estatística do balanço das cadeias de isoladores e das condições atmosféricas, a curva de suportabilidades será também variável para cada “gap”, conforme indicado na Figura 9.2.

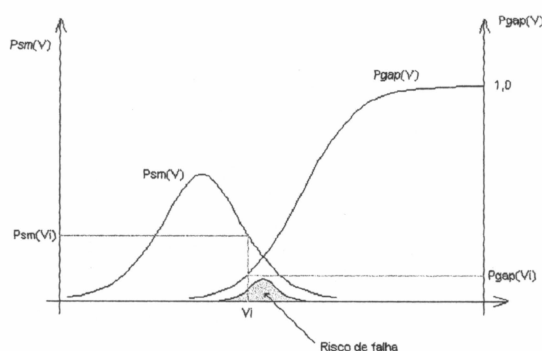


FIGURA 9.1

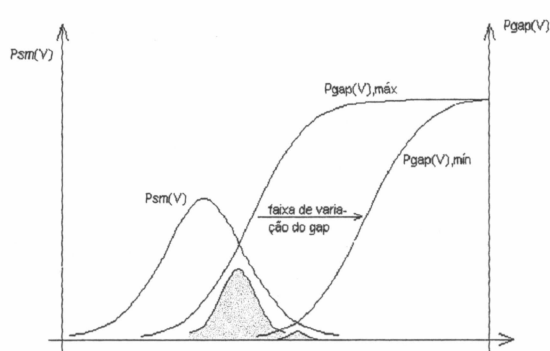


FIGURA 9.2

Em complemento ao estudo do risco de falha para um (1) “gap”, aplicam-se conceitos probabilísticos para a determinação do risco de falha em N “gaps” em paralelo, correspondentes ao número de torres da LT multiplicado pelo número de “gaps” por torre, conforme segue:

Seja  $R_1$  o risco de falha de um “gap”. A probabilidade deste “gap” suportar as sobretensões de manobra é de  $1-R_1$ . Assim, a probabilidade de todos os N “gaps” suportarem ao mesmo tempo as sobretensões de manobra será o produto  $P = (1-R_1)(1-R_2)\dots(1-R_N)$ . O risco de falha da LT será igual ao risco de ocorrer uma falha em ao menos um “gap” dentre N gaps, que é igual a  $1-P$ .

## 9.1 Dados e Desenvolvimento do Estudo

O cálculo do risco de falha pode ser feito tomando-se em conta os seguintes dados e considerações:

### 9.1.1 Formulação para Psm(V) e Pgap(V)

Para as sobretensões de manobra (Psm) foi considerada uma distribuição normal com os valores indicados abaixo.

Energização	%	Religamento	%
Valor(pu)		Valor(pu)	
1.34	0.0000744	1.37	0.0000744
1.38	0.0008	1.42	0.0008
1.42	0.0067	1.47	0.0067
1.46	0.0436	1.52	0.0436
1.50	0.2216	1.57	0.2216
1.54	0.876	1.62	0.876
1.58	2.70	1.67	2.70
1.62	6.47	1.72	6.47
1.66	12.10	1.77	12.10
1.70	17.61	1.82	17.61
1.74	19.95	1.87	19.95
1.78	17.61	1.92	17.61
1.82	12.10	2.97	12.10
1.86	6.47	2.02	6.47
1.90	2.70	2.07	2.70
1.95 (valor máximo)	0.876	2.20 (valor máximo)	0.0512

Tabela 5 - Distribuição Normal Para Sobretensões De Manobra

A curva de probabilidade de descarga disruptiva é usualmente considerada como uma distribuição normal conforme [20], ou seja,

$$P_{gap}(V) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^V \exp \left[ -\frac{1}{2} \left( \frac{V - V_{50}}{\sigma} \right)^2 \right] dV$$

onde  $V_{50}$  = Tensão com 50% de probabilidade de disrupção,

$\sigma$  = Desvio padrão, usualmente igual a 5% ou 6% de  $V_{50}$  conforme referência [18]

### 9.1.2 Suportabilidade dos isolamentos

Para a determinação de  $V_{50}$  de um “gap” (tensão de impulso de manobra com 50% de probabilidade de disrupção, em condições atmosféricas padronizadas) é comum utilizar-se a fórmula de Paris & Cortina referência [15], válida para sobretensões de manobra de polaridade positiva,

$$V_{50} = K 500 d^{0.6} \text{ (kV)}$$

onde  $d$  = comprimento do “gap”, em m,

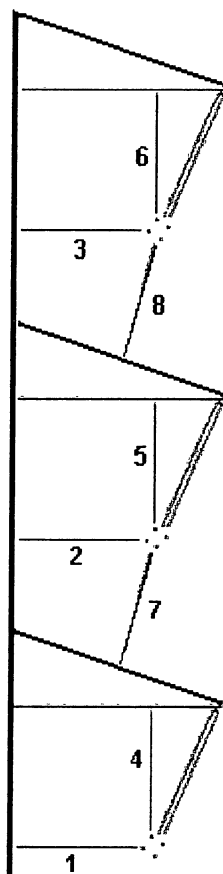
$K$  = fator de “gap”, variando entre 1,0 e 1,90 conforme o tipo de “gap”.

Outra fórmula, mais recente, consta em [7], e foi utilizada neste estudo:

$$V_{50}^* = K 3400 / (1+8/d), \text{ (kV)}.$$

O desenho abaixo indica a geometria dos “gaps” calculados com programas previamente elaborados.

## GEOMETRIA DAS TORRES DE SUSPENSÃO



### 9.1.3 Correção devido às condições atmosféricas

O valor de  $V_{50}^*$  determinado conforme o item anterior refere-se às condições padronizadas de temperatura, pressão e umidade, devendo ser corrigido para as condições da região de instalação da LT por meio do fator FCA, que tem distribuição estatística. Neste trabalho foi considerado FCA médio de 0,93 e desvio padrão de 0,0175, obtidos a partir da referência [16]. Os valores considerados são abaixo apresentados.

### DISTRIBUIÇÃO DO FCA

Valor	Frequência %
0.8600	0.0067
0.8688	0.0436
0.8775	0.2216
0.8863	0.880
0.8950	2.7
0.9038	6.47
0.9125	12.10
0.9213	17.61
0.9300	19.95
0.9388	17.61
0.9475	12.10
0.9563	6.47
0.9650	2.70
0.9738	0.876
0.9825	0.2216
0.9913	0.0436
1.0000	0.0067

Tabela 6 – Distribuição do FCA

#### 9.1.4 Balanço das cadeias de isoladores de suspensão

Sabendo que as manobras em LT's podem, teoricamente, ocorrer em qualquer instante, é necessário estabelecer-se a distribuição estatística do ângulo de balanço das cadeias de isoladores de suspensão, com a qual determinada-se a distância "d" (gap condutor-torre).

O ângulo de balanço para cadeias de torres em alinhamento é dado por [20]:

$$\beta = \arctg K \frac{\frac{1}{2} \rho (V \cos \theta)^2 \phi}{w \frac{V_g}{V_m} + \frac{P_{cad}}{2V_m}}$$

Onde K = fator de efetividade, obtido da figura 14.11 da referência [20],

$\rho$  = massa específica do ar, em kgf/m<sup>3</sup>,

V = velocidade de vento, em m/s,

$\theta$  = ângulo de incidência do vento, em relação à ortogonal à LT, em graus,

$\phi$  = diâmetro do condutor, em m,

$w$  = peso específico do condutor, em kgf/m,

$V_g$  = vão gravante,

$V_m$  = vão médio,

$P_{cad}$  = peso da cadeia de suspensão.

Para cadeias de torres em ângulo deve-se considerar ainda a componente transversal da força de tração exercida pelos cabos, na direção do ângulo.

Na expressão acima, os parâmetros  $V$ ,  $\theta$  e  $V_g/V_m$  tem uma distribuição estatística. Para a massa específica do ar foi considerado um valor constante e conservativo, igual a 1,226 kgf/m<sup>3</sup>.

Os cálculos de ângulo de balanço são calculados para cada tipo de torre e os resultados serão apresentados na seqüência deste trabalho.

#### **9.1.5 Distribuição da velocidade de vento**

Normalmente utiliza-se distribuições de velocidade média horária de ventos recentes, e medida na região que compreenda o traçado da LT, como normalmente as estações efetuam as medições de vento numa altura de 10 m de altura, esta deve ser corrigida para a altura média dos cabos condutores da LT, neste estudo de caso, conforme referência o fator 1,54 foi utilizado para correção (a altura média dos condutores foi considerada de 35 m, em relação à altura de 10 m, onde foram feitas as medições).



### 9.1.6 Distribuição da direção do vento

Da mesma forma que o item anterior, utiliza-se distribuições da velocidade média horária de ventos recentes, e medida na região que compreenda o traçado da LT. Para obter-se a direção do vento em relação à LT os cálculos consideram a orientação média da LT, isto é, considerando-a como uma linha reta unindo-se as duas subestações interligadas pela LT.

### 9.1.7 Distribuição da relação $V_g/V_m$

Para se obter os valores da relação  $V_g/V_m$ , normalmente utilizamos um projeto preliminar sobre um perfil retirado de cartas geográficas de um trecho do provável traçado da LT, considerando critérios projeto e configuração de cabos e torres, típica para o tipo de linha de transmissão considerada.

Caso os valores de risco de falha resultem aceitáveis com a distribuição  $V_g/V_m$  assim obtida, os critérios deverão ser seguidos na locação definitiva das torres.

Portanto, este estudo definirá os limites de ângulo de balanço para cada torre, e o valor de velocidade de vento de projeto (período de retorno) a ser considerado para efeito de verificação de balanços de cadeias para surtos de manobra.

## 9.2 Resultados

Após o cálculo com a utilização de programas computacionais, apresentamos como exemplo, na tabela abaixo, os valores calculados para o risco de falha:

Tipo	Risco de Falha (%) em função da distância cabo-eixo da torre					Valor permissível (%)
	Susp. Simples 7,0 m	Susp. Simples 6,5 m	Susp. Simples 6,0 m	Susp. Simples 5,5 m	Susp. Simples 5,0 m	
	Susp. Reforçada 8,0m	Susp. Reforçada 7,5m	Susp. Reforçada 7,0m	Susp. Reforçada 6,5m	Susp. Reforçada 6,0m	
Energização	$2,33 \times 10^{-8}$	$1,01 \times 10^{-6}$	$4,03 \times 10^{-5}$	0,00693	0,268	0,1
Religamento	$2,58 \times 10^{-5}$	$5,36 \times 10^{-5}$	$2,05 \times 10^{-4}$	0,0322	3,01	1,0

Tabela 7 - Risco de falha (%) em função da distância cabo-eixo da torre

Em função destes valores, e para uma geometria das torres conforme item acima, a localização dos cabos condutores a 5,50 do eixo das torres de suspensão seria suficiente para atender ao requisito de desempenho para surtos de manobra. Assim, teríamos os seguintes “gaps” mínimos:

Torres de suspensão simples: 2,10 m, para um ângulo de referência de 25 °

Torre de suspensão reforçada: 2,40 m, para um ângulo de referência de 35 °

Notar que estes valores são apenas referências para o projeto da cabeça de torre, ou seja, uma torre projetada seguindo estes limites de ângulos e “gaps”, não apresentará um risco de falha superior ao especificado no edital, para surtos de manobra.

## 10 ESTUDO DE COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO DETERMINAÇÃO DO NÚMERO DE ISOLADORES

Neste capítulo será apresentado o estudo de determinação e dimensionamento das cadeias de isoladores, tendo-se em vista os requisitos de isolamento à tensão máxima operativa estabelecidos no Edital da ANEEL referência para este trabalho, o qual tem a seguinte descrição:

“O isolamento das linhas de transmissão à tensão máxima operativa deverá ser dimensionado considerando as características de contaminação da região conforme classificação contida na Publicação IEC 815 – Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions. O grau mínimo de poluição adotado deverá ser compatível com a distância de escoamento mínima de 25 mm/kV, referido à tensão máxima fase-terra.”

Como já foi citado anteriormente a de se considerar que não existem regiões que possam ser caracterizadas como significativamente poluídas ao longo do traçado da linha de transmissão em estudo, pode-se classificar a região com nível de poluição entre “leve” e “muito leve”, ou seja, com distância de escoamento específica entre  $16 \text{ mm/kV}_{\text{fase-fase}}$  e  $12 \text{ mm/kV}_{\text{fase-fase}}$ , conforme recomendação da IEC 815. Assim, sugere-se que a distância mínima de escoamento específica seja considerada como aquela especificada no Edital ( $25 \text{ mm/kV}_{\text{fase-terra}}$ ), aplicável sobre todo o trecho, equivalente  $14,45 \text{ mm/kV}_{\text{fase-fase}}$ .

Para determinação do número mínimo de isoladores consideramos os seguintes dados básicos:

- Tensão máxima operativa: 550 kVef
- Distância de escoamento de 1 isolador de 120 kN: 310 mm

- Distância de escoamento de 1 isolador de 160 kN: 370 mm (alternativa)
- Distância de escoamento de 1 isolador de 240 kN: 370 mm (ancoragem)
- Distância de escoamento específica:  $25 \text{ mm/kV}_{\text{fase-terra}}$

Nestas condições o número **mínimo** de isoladores, para atender aos requisitos do Edital da Aneel, será:

$$N = 25 * (550/\sqrt{3}) / 310 = 26 \text{ isoladores de 120 kN}$$

$$N = 25 * (550/\sqrt{3}) / 370 = 22 \text{ isoladores de 160 kN (alternativa)}$$

$$N = 25 * (550/\sqrt{3}) / 370 = 22 \text{ isoladores de 240 kN (ancoragem)}$$

O comprimento das cadeias de suspensão será de aproximadamente:

Cadeia de suspensão simples:

$$\text{Isoladores} = 26 \times 146 \text{ mm} = 3796 \text{ mm}$$

$$22 \times 170 \text{ mm} = 3740 \text{ mm (alternativa)}$$

$$\text{Ferragem na torre} = 322 \text{ mm (elo-bola, manilha e mancal oscilante)}$$

$$\text{Isolador inferior - cabo inferior} = 672 \text{ mm}$$

$$\text{Total} = 4790 \text{ mm (com isolador 120 kN)}$$

$$4734 \text{ mm (alternativa com isolador 160 kN)}$$

Cadeia de suspensão dupla:

$$\text{Isoladores} = \text{coluna com } 26 \times 146 \text{ mm} = 3796 \text{ mm}$$

$$\text{coluna com } 22 \times 170 \text{ mm} = 3740 \text{ mm (alternativa)}$$

$$\text{Ferragem na torre} = 435 \text{ mm (balancim, olhal-bola, 2 manilhas e mancais oscilante)}$$

Isolador inferior - cabo inferior = 592 mm

Total = 4711 mm (com isolador 120 kN)

4767 mm (alternativa com isolador 160 kN)

Resumindo, para atender ao Edital da Aneel, o número mínimo de isoladores deverá ser:

- 26 discos de 120 kN, com distância de escoamento 310 mm.
- 22 discos de 160 kN, com distância de escoamento 370 mm (alternativa).
  - 22 discos de 240 kN, com distância de escoamento 370 mm (ancoragem).

## 11 ESTUDO PARA SELEÇÃO DE CONDUTORES

Na escolha econômica dos condutores toma-se como premissa que apenas alguns tipos de cabos e formação de feixe serão utilizados, além da utilização da geometria de torres padronizadas, já de uso comum das empresas transmissoras de energia. Os feixes a serem estudados serão os que mais se aproximam dos já normalmente utilizados, de modo que seu impacto sobre o carregamento das torres seja o menor possível.

A tabela a seguir apresenta os condutores considerados e suas principais características

Código do Conductor	Bitola (MCM)	Quant, de Condutores por Feixe	$R_1$ (Ohm)	$X_1$ (Ohm)	$Y_1$ ( $\mu$ Si)	SIL (MVA)
Grosbeak	636	4	4,6023	53,087	864,35	1104
Rail	954	3	4,1206	55,747	824,17	1052
Rail	954	4	3,1022	52,575	873,16	1116
Bluejay	113	3	3,5507	55,425	829,18	1059

**Tabela 8 - Principais Características Dos Condutores Considerados**

Para este estudo utilizaremos uma taxa de atualização de capital de 11% e um custo de perdas de U\$ 32,00 / MWh, sendo que os custos das instalações foram consideradas com base nos custos da Eletrobrás.

Visando a simplificação deste trabalho, somente será considerada uma condição de carga, aquela que proporcione o maior fluxo de potência na linha em análise, escolhida entre as condições de carga média e pesada, para os anos de 2004, 2007 e 2011, sendo que a condição de carga escolhida foi a de carga média. Outra premissa estabelecida será que o intercâmbio de energia se dará somente num sentido da LT.

Com base nos dados acima mencionados e de posse dos casos de fluxo de potência para os anos supra citados, procedemos a análise do investimento para uma Linha de Transmissão suposta com 167 km de comprimento.

### 11.1 Investimento

Os investimento constantes na tabela abaixo são os referentes apenas à Linha de Transmissão, desprezando-se os investimentos com equipamentos das subestações. Foram calculados seus valores presentes, com taxa de atualização de capital de 11 %, e truncamento da série no ano de 2011, último ano de estudo, isto é, no seu ano horizonte. Os resultados são apresentados na tabela a seguir:

Código do Condutor	Bitola (MCM)	Quant, de Condutores por Feixe	Custo por km U\$x1000	Custo total da LT U\$x1000	Investimento presente U\$x1000	%
Grosbeak	636	4	196,00	32732,00	17741,35	107
Rail	954	3	184,00	30728,00	16655,14	100
Rail	954	4	215,00	35905,00	19461,17	117
Bluejay	113	3	203,00	33901,00	18374,97	110

Tabela 9 – Custo do Investimento Presente de uma Lt

## 11.2 Perdas

As perdas devem ser coletadas nas áreas da região do traçado da LT, no patamar de carga média, para os anos de 2004, 2007 e 2011, com o objetivo de verificar a influência de cada condutor, nas perdas do restante do sistema.

Código do Condutor	Bitola (MCM)	Quant. de Condutores por Feixe	Perdas (MW)		
			2004	2007	2011
Grosbeak	636	4	484,0	664,7	671,6
Rail	954	3	482,5	662,4	670,2
Rail	954	4	477,4	656,5	667,3
Bluejay	113	3	480,1	658,8	669,9

**Tabela 10 – Perdas Por Arranjo De Cabo Condutor**

Visando a comparação econômica entre os cabos, efetuamos os cálculos dos diferenciais das perdas, atribuindo valor nulo para o cabo de menor perda, e penalizando os cabos que possui maiores perdas, conforme tabela abaixo.

Código do Condutor	Bitola (MCM)	Quant. de Condutores por Feixe	Diferencial de Perdas (MW)		
			2004	2007	2011
Grosbeak	636	4	6,60	8,20	4,30
Rail	954	3	5,10	5,90	2,90
Rail	954	4	0,00	0,00	0,00
Bluejay	113	3	2,70	2,30	2,60

**Tabela 11 – Diferencial De Perdas Por Arranjo De Cabo Condutor**

Abaixo segue o resultado dos cálculos dos valores presentes, do diferencial de perdas, com taxa de juros de 11% e truncamento da série no último ano disponível para o estudo, ano 2011, sendo este valor multiplicado por 8760 horas (1 ano) e custeado com base no custo marginal de expansão de U\$ 32,00 /MWh.



Código do Condutor	Bitola (MCM)	Quant. de Condutores por Feixe	Valor presente das perdas (MW)				Total U\$x1000
			2004	2007	2011	Total	
Grosbeak	636	4	11,303	20,648	2,071	34,02	9536,91
Rail	954	3	8,734	14,856	1,397	24,98	7004,35
Rail	954	4	0,000	0,000	0,000	0,00	-
Bluejay	113	3	4,624	5,791	1,252	11,66	3270,65

Tabela 12 - Valores Presentes do Diferencial de Perdas

Os custos totais associados a cada condutor, são referentes aos investimentos diretos para construção da Linha, somados as perdas atribuídas a cada condutor, conforme tabela abaixo:

Código do Condutor	Custo total da LT U\$x1000	Custo da LT - VP U\$x1000	Perdas VP (MW)	Custo Perdas U\$x1000	Custo Total U\$x1000	%
Grosbeak	32732,00	17741,35	34,0	9536,91	27278,26	140,1
Rail-3	30728,00	16655,14	25,0	7004,35	23659,49	121,5
Rail-4	35905,00	19461,17	0,0	-	19461,17	100,0
Bluejay	33901,00	18374,97	11,7	3270,65	21645,62	111,2

Tabela 13 – Custos Totais Associados A Cada Condutor

Com base nas tabelas apresentadas acima podemos concluir que quando levamos em conta o custo da construção da LT associado ao custo das perdas ocasionadas no sistema, concluímos que o feixe de cabo mais indicado para o caso em estudo seria composto de 4 cabos do tipo Rail (bitola 954 MCM).

## 12 CONCLUSÃO

Neste trabalho procuramos descrever os aspectos necessários para elaboração de um projeto adequado, e que possibilite a compreensão do nível de detalhamento necessário para sua execução, apresentando numa seqüência lógica, os principais estudos a serem realizados para o atendimento das exigências técnicas impostas pelos editais de licitações do setor de transmissão de energia elétrica.

Com os estudos apresentados ao longo deste trabalho, é possível prever os custos de uma linha de transmissão, pois apresentamos os principais aspectos do seu dimensionamento, atendendo as exigências do órgão regulador do sistema elétrico. Com estes dados pode-se elaborar o detalhamento construtivo, e realizar o orçamento detalhado do empreendimento. O detalhamento compreende a definição dos arranjos de montagem de cadeias de isoladores, definição das ferragens necessárias para as cadeias, projeto mecânico das estruturas, definições de fundações, escolha de traçado para a LT, elaboração de processo ambiental, obtenção de autorizações de travessias, estudos particulares como a travessia sobre gasodutos, etc.

Com a desregulamentação do setor elétrico, novas empresas prestarão serviços, até então monopolizados pelo governo, com esta nova condição teremos empresas responsáveis em manter um sistema de transmissão confiável? Os consumidores terão seus direitos respeitados por empresas que,

antes de tudo visam o lucro? Teremos o repasse da economia de escala para o consumidor final?

No Brasil as incertezas no mercado de energia são muito grandes, está ocorrendo a privatização das empresas de energia e a mudança para um novo modelo, simultaneamente. Para que ocorram investimentos do setor privado, é necessário uma clara definição das regras do mercado, para que se possam avaliar e prever a taxa de retorno necessário, comparativamente com o grau do risco assumido.

Como no Brasil, normalmente as coisas acontecem lentamente, e existe um processo de maturação das decisões antes de pô-las em prática, o que pode ser considerado positivo, fica a esperança que com a mudança do governo federal e conseqüentemente das pessoas que determinam os rumos do setor elétrico brasileiro, que a população tenha também um pouco de conforto quanto ao futuro do mercado de energia.

### 13 REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

[1] ABNT. **Dimensionamento de cabos pará-raios para linhas aéreas de transmissão de energia elétrica.** NBR 8449, 1980.

[2] ABNT. **Projeto de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica.** NBR 5422, 1985.

[3] CNIRP. **Guidelines for limiting to time-varying electric magnetic, and electromagnetic fields (up to 300 GHz) – Preprint scheduled to appear in health physics.** April, volume 74, Number 4.494-522.

[4] CURRIE, J. R. et. al. **Monte Carlo determination of the lightning strokes and shielding failures on transmission lines.** IEEE, PAS-90, 1971.

[5] ELETROSUL. **Planejamento sistema 500 kV, estudos paramétricos – recomendações.** Themag, relatório ELS-THE-A4-024.

[6] FONSECA, J. R. **Estimativa do desempenho de uma LT quanto a descargas atmosféricas.** II Seminário sobre pesquisas aplicáveis a sistema de transmissão. Maio, 1985.

[7] GALLET, G. Leroy & LACEY & KROMER. **General expression for positive switching impulse strength valid up to extra long air gaps.** IEEE PAS, 1994.

[8] G. N. Aleksandrov et. al. **The AC flashover voltages of long air gaps and strings of insulators.** Elektrichestvo, n.5, pp 27-32.

[9] HEDMAN, D. E & SAMPERS, H. C. **345 KV line 60Hz ground wire losses.**

[10] IEEE. **Standard for calculating the current-temperature relationship of bare overhead conductors.** Std. 738, 1993.

[11] IEEE Working Group Report. **Estimating lighting performance of transmission lines.** Meeting, Summer, 1992.

[12] IEEE. **Standard for calculating the current-temperature relationship of bare overhead conductors.** Std. 738, 1993.

[13] MILLER Jr., C. J. **The calculation of radio and corona characteristics of transmission line conductors.** AIEE Transactions, volume 75, parte III, August 1975.

[14] MINISTÉRIO DAS COMUNICAÇÕES. **Portaria n. 1048.** Brasília, setembro, 1976.

[15] PARIS, L. & CORTINA, R. **Switching and lightning impulse discharge characteristics of large air gaps and long insulator strings.** IEEE, PAS, 1987.

[16] SILVA, J. I da et. all. **Fator de correção atmosférico.** Seminário sobre pesquisas aplicáveis em sistemas de transmissão, Rio de Janeiro, 1983.

[17] SILVA, Edson Luiz da, **Formação de preços em mercados de energia elétrica** / Edson Luiz da Silva, Porto Alegre, Editora Sagra Luzzatto, 2001.

[18] IEC – **Insulation coordination**, IEC 71.

[19] EPRI, **Transmission line reference book – 345 kV and above.** 2. ed., EPRI, 1982.

[20] Furnas Centrais Elétricas, **Transitórios elétricos e coordenação de isolamento**, Furnas Centrais Elétricas, Rio de Janeiro.

[21] J. I. da Silva Filho, A A. Menezes Jr., E. M. da Costa, V. H. G. de Andrade, **"Parâmetros Influentes no Dimensionamento de Linhas de Transmissão"**, Seminário Sobre Pesquisas Aplicáveis em Sistemas de Transmissão, Rio de Janeiro, 1983.

[22] RAMOS, Fábio – **A indústria de energia elétrica – TH917** – Curso de Pós graduação em planejamento, Operação e Comercialização na Indústria de Energia Elétrica, Curitiba, 2001.

[23] BRANCO, Eliana Castello – **Perspectivas do setor elétrico brasileiro** – Economista CEMIG

[24] ANEEL, **Edital 004/2000 e Legislação**, ANEEL, Brasília, 2000.