

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DE LINHAS DE TRANSMISSÃO EM
CORRENTE CONTÍNUA EM ALTA TENSÃO: ESTUDOS DE CASOS**

Antônio Pedro Santos Dias de Carvalho

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

Aprovado por:

Sandoval Carneiro Junior, Ph. D.
(Orientador)

Eng. João Clavio Salari Filho, D.Sc.
(Co-orientador)

Sebastião Ércules Melo Oliveira, D.Sc

Carlos Kleber da Costa Arruda, D.Sc

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
AGOSTO DE 2012

Agradecimentos

Antônio Ricardo C. D. Carvalho
Paulo Fernando S. D. Carvalho
Teresa Cristina Cavalcanti
Caroline Sampaio Golfeto
João Clavio S. Filho
Luiz Adriano M. C. Domingues
Athanasio Mpalantinos Neto
Glória S. Gomes de Oliveira
Carlos Kleber C. Arruda
Fernando Chaves Dart
Rogério Magalhães Azevedo
Paulo Roberto G. Oliveira
João Inácio S. Filho
Carlos Ruy N. Barbosa
Darcy R. Mello
Juan Ignacio P. R. Gonzalez
Sebastião Ércules M. Oliveira
Antonio Lopes de Souza
Antônio Carlos Ferreira
Sandoval Carneiro Júnior
Robson F. S. Dias
Kátia Tripolli
Luiz Eduardo Sauer
Jorge Nemésio de Souza
Walter Arno Mannheimer
Nilson Costa Roberty
Aloísio C. Pina
José Paulo S. Azevedo
Selene Alves Maia
Eugênio Bastos
Ary de Aquino
Thiago Americano Brasil
Ana Elisa Menezes
Patrícia Lorenzoni
Isabela Fernanda Abreu
Thomas Viana

Resumo

Este trabalho faz uma análise de cada etapa do pré-projeto de linhas de transmissão em corrente contínua, visando os aspectos de instalação, operacionais e econômicos.

Apresentam-se as principais variáveis envolvidas no projeto das linhas, tais como os cabos dos pólos, tipos e distâncias que caracterizam as estruturas, normas a serem respeitadas etc. Explana-se didaticamente a influência dessas variáveis no custo da linha, o que poderá servir de subsídio técnico para futuros projetos em corrente contínua. Observa-se que neste trabalho não se tece, entretanto, comparações específicas com linhas em corrente alternada ou análises de sensibilidade com variação de parâmetros topográficos ou meteorológicos.

Dentro de uma gama de opções de cabos do tipo CAA para os pólos e dentre duas opções de tensões diferentes, respectivamente ± 600 e ± 800 kV, ou seja, dentre várias configurações de linhas, escolhe-se o projeto de melhor custo-benefício. Para tal, considera-se cada configuração transmitindo a potência de 3000 MW a uma distância de 1500 km.

Considerando-se tais dados e metodologias, concluiu-se que a configuração em ± 600 kV com 4 subcondutores CAA código kiwi (2167 MCM) apresentou o menor custo total e atendeu aos vários condicionamentos elétricos e mecânicos aqui estabelecidos.

Palavras-chaves:

Linhas de transmissão, corrente contínua, custos, CC, projeto de linhas de transmissão

Abstract

This work analyses each step of projects regarding direct current transmission lines, taking in account the installation point of view, the operation and prices.

The main variables are presented for the line project as: cables of the poles, types and clearances of the structures, rules of operation, etc. The influence of many variables is explained in didactical way in relatives and absolut terms. This work will aim researchers in electrical engineering with the technical contents to future projects in HVDC lines. In this work there is not a big matter to compare a DC with an AC line, or to analyze topography or meteorology concerns.

Among several alternatives for ACSR cable types and considering two values of DC voltages, respectively ± 600 e ± 800 kV, it was chosen the best cost benefit. The system used as reference should transmit 3000 MW through a distance of 1500 km.

Considering all these data and methodologies, the work concludes that the ± 600 kV line with 4 subconductors Kiwi (2167 MCM) has advantages being the cheapest and presenting a good behavior in terms of electrical and mechanical aspects.

Key-works:

Transmission lines, direct current, costs, DC, Lines transmission Project

SUMÁRIO

<u>CAPÍTULO 1.</u>	<u>INTRODUÇÃO</u>	<u>1</u>
1.1.	OBJETIVO	2
1.2.	MOTIVAÇÃO	2
<u>CAPÍTULO 2.</u>	<u>PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO DE UM SISTEMA DE TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA</u>	<u>3</u>
<u>CAPÍTULO 3.</u>	<u>MODELO ADOTADO PARA O CÁLCULO DOS CUSTOS DAS CONFIGURAÇÕES DE LINHAS DE TRANSMISSÃO ANALISADAS</u>	<u>15</u>
3.1.	ASPECTOS BÁSICOS	15
3.2.	CUSTO DE INSTALAÇÃO DA LINHA	17
3.3.	CUSTOS DAS ESTAÇÕES CONVERSoras	20
3.4.	CUSTOS DAS PERDAS DE ENERGIA NOS CABOS E NAS ESTAÇÕES CONVERSoras	21
3.4.1.	PERDAS POR EFEITO JOULE	21
3.4.2.	PERDAS POR EFEITO CORONA	22
3.4.3.	PERDAS NAS ESTAÇÕES CONVERSoras	24
<u>CAPÍTULO 4.</u>	<u>DEFINIÇÃO DAS CONFIGURAÇÕES DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO ESTUDADAS</u>	<u>27</u>
4.1.	ASPECTOS METEOROLÓGICOS	27
4.2.	DADOS DA LINHA E CRITÉRIOS UTILIZADOS	27
4.2.1.	LINHA DE ± 600 KV	29
4.2.2.	LINHA DE ± 800 KV	30
4.3.	ESCOLHA DO TRAÇADO, DIMENSIONAMENTO MECÂNICO E ESTRUTURAS DA LINHA DE TRANSMISSÃO	32
<u>CAPÍTULO 5.</u>	<u>DETALHAMENTO DOS PRINCIPAIS ITENS EMPREGADOS NA ANÁLISE TÉCNICA DAS CONFIGURAÇÕES</u>	<u>34</u>
5.1.	ÂNGULOS DE BALANÇO DOS CABOS	34
5.1.1.	METODOLOGIA	34
5.1.2.	DADOS UTILIZADOS	34
5.1.3.	VALORES OBTIDOS	35
5.2.	COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO	37
5.2.1.	SUPORTABILIDADE À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL	37
5.2.2.	SUPORTABILIDADE A SURTOS DE MANOBRA	37
5.2.3.	SUPORTABILIDADE A SURTOS ATMOSFÉRICOS	40
5.3.	TEMPERATURAS SUPERFICIAIS, FLECHAS E CORRENTES CIRCULANTES NOS CONDUTORES E PERDAS DE POTÊNCIA	43
5.4.	CAMPO ELÉTRICO NA SUPERFÍCIE DOS CONDUTORES	43
5.5.	CAMPO ELÉTRICO JUNTO AO SOLO	44
5.6.	CAMPO MAGNÉTICO JUNTO AO SOLO	45
5.7.	NÍVEIS DE RUÍDO AUDÍVEL E RADIOINTERFERÊNCIA JUNTO AO SOLO	46
5.7.1.	RUÍDO AUDÍVEL	46
5.7.2.	RADIOINTERFERÊNCIA EM CC	46

5.8.	ALTURAS MÍNIMAS DOS CABOS EM RELAÇÃO AO SOLO	46
5.9.	FAIXA DE PASSAGEM	47
5.10.	PESOS DAS ESTRUTURAS E DAS FUNDAÇÕES E DO VOLUME DE ESCAVAÇÃO DAS CONFIGURAÇÕES	50
5.10.1.	PESO DA ESTRUTURA	50
5.10.2.	PESO DA FUNDAÇÃO	51
5.10.3.	VOLUME DE ESCAVAÇÃO	52
5.10.4.	VALORES EMPREGADOS	52
<u>CAPÍTULO 6. SUMÁRIO DOS RESULTADOS E CONCLUSÕES</u>		<u>54</u>
6.1.	RESULTADOS	54
6.2.	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	71
ANEXO A -	DETALHAMENTO SOBRE ALGUNS DADOS E VARIÁVEIS DO PROJETO _____	73
ANEXO B -	ALGUMAS EQUAÇÕES RELEVANTES UTILIZADAS NO PROJETO _____	77
ANEXO C -	CONCEITOS DA INFLUÊNCIA DE ALGUNS ITENS NO CUSTO TOTAL _____	84
ANEXO D -	DETALHAMENTO DOS PRINCIPAIS CUSTOS NO PROJETO DE UMA LINHA CC _____	85
ANEXO E -	RESUMO SOBRE CAMPOS ELÉTRICOS E EFEITO CORONA EM LINHAS DE TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA _____	86
ANEXO F -	DADOS DA LINHA DE ITAIPU-IBIÚNA _____	90
<u>BIBLIOGRAFIA</u>		<u>92</u>

CAPÍTULO 1. Introdução

Com o aumento da demanda de energia elétrica no país, principalmente nas regiões sudeste, sul e nordeste, e os novos aproveitamentos do potencial hidrelétrico no país, vê-se a necessidade de se transmitir grandes quantidades de energia para abastecer estas regiões, que são geograficamente distantes dos futuros centros de geração, localizados na região amazônica.

Numa avaliação preliminar, desprovida de questões de caráter estratégico, os custos de sistemas de transmissão em alta tensão em corrente contínua (CCAT), mais particularmente das linhas de transmissão propriamente dito, mostram-se mais convidativos para estas longas distâncias.

Ilustra-se no gráfico da figura 1.1 esta situação. Este gráfico mostra que para um tronco de transmissão, os custos envolvidos correspondem ao da linha em si, acrescido dos custos das subestações terminais e, no caso da corrente alternada, das subestações intermediárias (observa-se que quanto maior o comprimento da linha CA, maior será o número de subestações intermediárias). Percebe-se que, a partir de uma determinada distância (de fato, a *break-even distance* corresponde à interseção das duas retas de custo CA e CC, mas como depende de diversos fatores pode-se definir uma faixa de variação) a se transmitir uma quantidade de potência, o custo do investimento num sistema em corrente contínua torna-se inferior ao da linha em corrente alternada, principalmente pela menor quantidade requerida de cabos e por estruturas mais leves para a linha em corrente contínua.

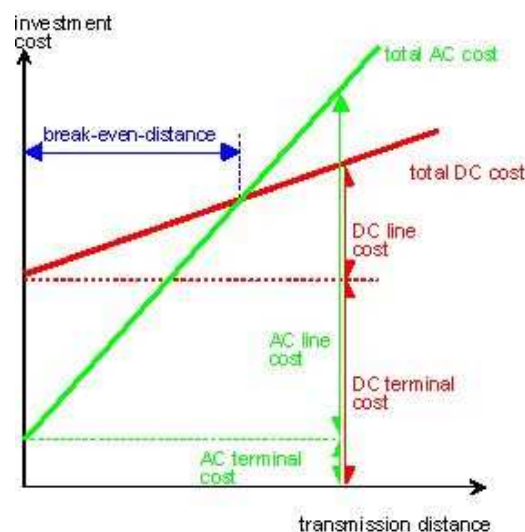


Figura 1.1: Break even point - energy.siemens.com

Observação: Muitas vezes o break-even-point é tomado de forma razoável como sendo 800 km para linhas aéreas e 50 km para subterrâneas ou marítimas.

A escolha por uma ou outra tecnologia vai depender não somente dos custos, mas de outros aspectos de caráter estratégico como por exemplo: a inserção regional ao longo do tronco, principalmente no caso de não pré-existirem outros sistemas em paralelo; a necessidade do uso dos recursos de controle em favor do melhor desempenho do sistema como um todo, entre outros.

Nos exemplos de estudo abordados neste trabalho constará uma linha de 1500 km transmitindo a potência de 3000 MW.

1.1. Objetivo

Apresentar os aspectos mais relevantes, a formulação básica e os principais cálculos para o projeto básico de duas linhas de transmissão em Corrente Contínua (CC).

Consideram-se neste estudo dois níveis de tensão, respectivamente ± 600 kV e ± 800 kV, e apresentam-se as diferenças principais entre os resultados encontrados, incluindo uma análise técnico-econômica preliminar.

1.2. Motivação

Em função de estudos recentes de transmissão de energia elétrica entre diferentes regiões do Brasil, voltam à tona dentro do cenário nacional as linhas de transmissão em corrente contínua para longas distâncias. Portanto, torna-se importante abarcar dentro do escopo dos cursos de graduação em Engenharia Elétrica conhecimentos mais abrangentes sobre linhas de transmissão em CC, sobretudo vislumbrando municiar os futuros profissionais para um mercado de trabalho cada vez mais exigente

CAPÍTULO 2. Princípios de funcionamento de um sistema de transmissão em corrente contínua

Um sistema elétrico visto do ponto de vista macro pode ser dividido principalmente em três partes: geração, transmissão e distribuição. As linhas de transmissão em corrente contínua, que são o foco do presente estudo, podem receber e transmitir a potência proveniente da geração (corrente alternada) até os grandes centros de carga, ou interligar linhas de transmissão que compõem um sistema elétrico de potência. A Figura 2.1 mostra um sistema elétrico com a transmissão em corrente contínua envolvida.

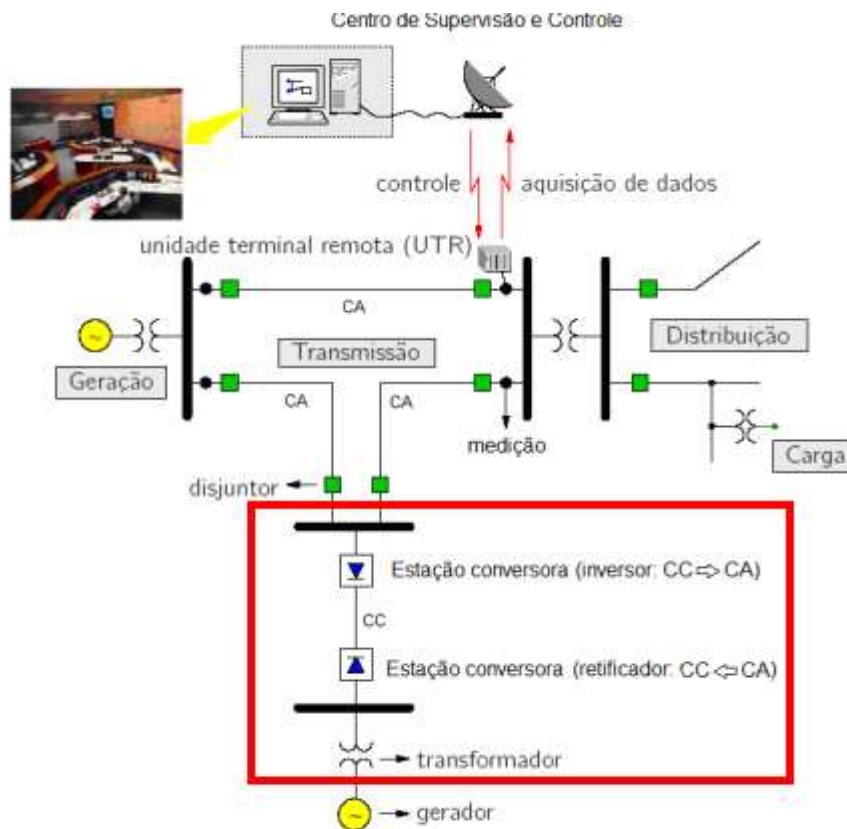


Figura 2.1: Sistema elétrico simplificado - Extraído de www.ons.org.br

As linhas de transmissão em corrente contínua recebem a potência proveniente da geração (corrente alternada), como é o caso da Figura 2.1, ou de outra linha em corrente alternada.

Na estação retificadora ocorre o processo de conversão das tensões da rede CA em tensão contínua, como ilustrado no circuito retificador trifásico na Figura 2.2 (extraído de [5]), no qual se desprezou a reatância do transformador da conversora.

Através de um processo controlado de comutação da condução de corrente (I_n) entre os distintos dispositivos semicondutores, a tensão no terminal da ponte conversora (U_d) é composta por trechos de tensões fase-fase do lado CA. No caso ilustrado na Figura 2.2 as válvulas 1 e 2 estão conduzindo correntes I_1 e I_2 , respectivamente, iguais a I_d . A tensão U_p é igual à tensão da fase a enquanto a tensão U_n é igual à tensão da fase c, resultando numa tensão U_d igual a $U_a - U_c$. A próxima válvula a conduzir é a válvula 3, cuja tensão de polarização corresponde a $U_b - U_a$. Quando esta se torna positiva a válvula 3 poderá iniciar o processo de tomada da corrente (ao retardo mostrado na Figura 2.2 dá-se o nome de ângulo de disparo α , passível de ajuste pelo sistema de controle), fazendo com que a válvula 1 se apague, e que a tensão U_p se torne igual a U_b , e conseqüentemente U_d igual a $U_b - U_c$. Este processo continua sucessivamente com as demais válvulas.

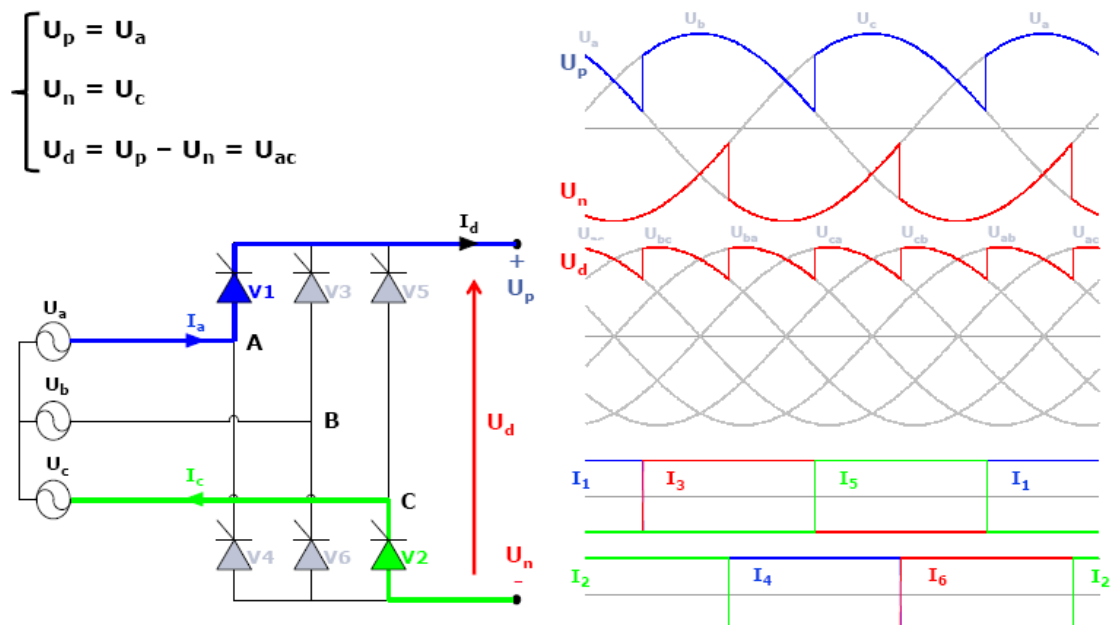


Figura 2.2: O processo de conversão CA/CC [5]

Este processo de conversão é feito com uma ponte retificadora normalmente a tiristores, formada geralmente por uma ou duas pontes de 6 tiristores cada,

conforme mostrado nas Figuras 2.3 e 2.4 (extraídas do site www.richieburnett.co.uk.gif no dia 19/01/2012).

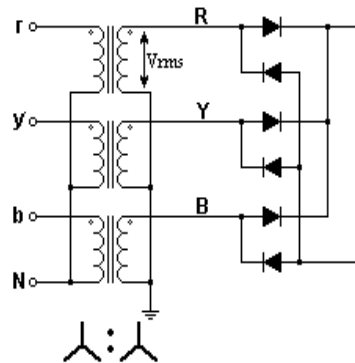


Figura 2.3: Ponte retificadora de 6 pulsos

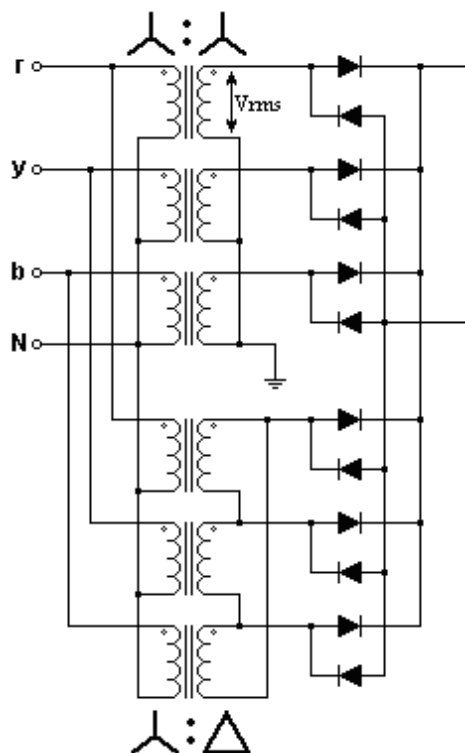


Figura 2.4: Ponte retificadora de 12 pulsos

O principal efeito da inclusão das reatâncias do circuito é que a passagem da corrente de uma válvula para a outra não pode acontecer instantaneamente, como até aqui ilustrado. Existe um período de tempo em que esta transferência ocorre, denominado ângulo de comutação (μ).

A Figura 2.5 resume um sistema de transmissão CC, que é composto pelos transformadores das conversoras, os quais estão conectados às estações

conversoras, e entre estas, a linha CC. De fato, em cada estação, nos terminais da linha CC existem os reatores de alisamento, cuja função principal é reduzir o *ripple* da corrente CC, evitar a descontinuidade de corrente, limitar a corrente de falta caso haja um defeito no lado CC.

Finalmente, existe o caso particular em que não há a linha CC, conhecido como Back-to-Back, o qual é aplicado para a interligação de sistemas assíncronos ou quando se deseja que dois sistemas, até com mesma freqüência, sejam isolados eletromecanicamente.

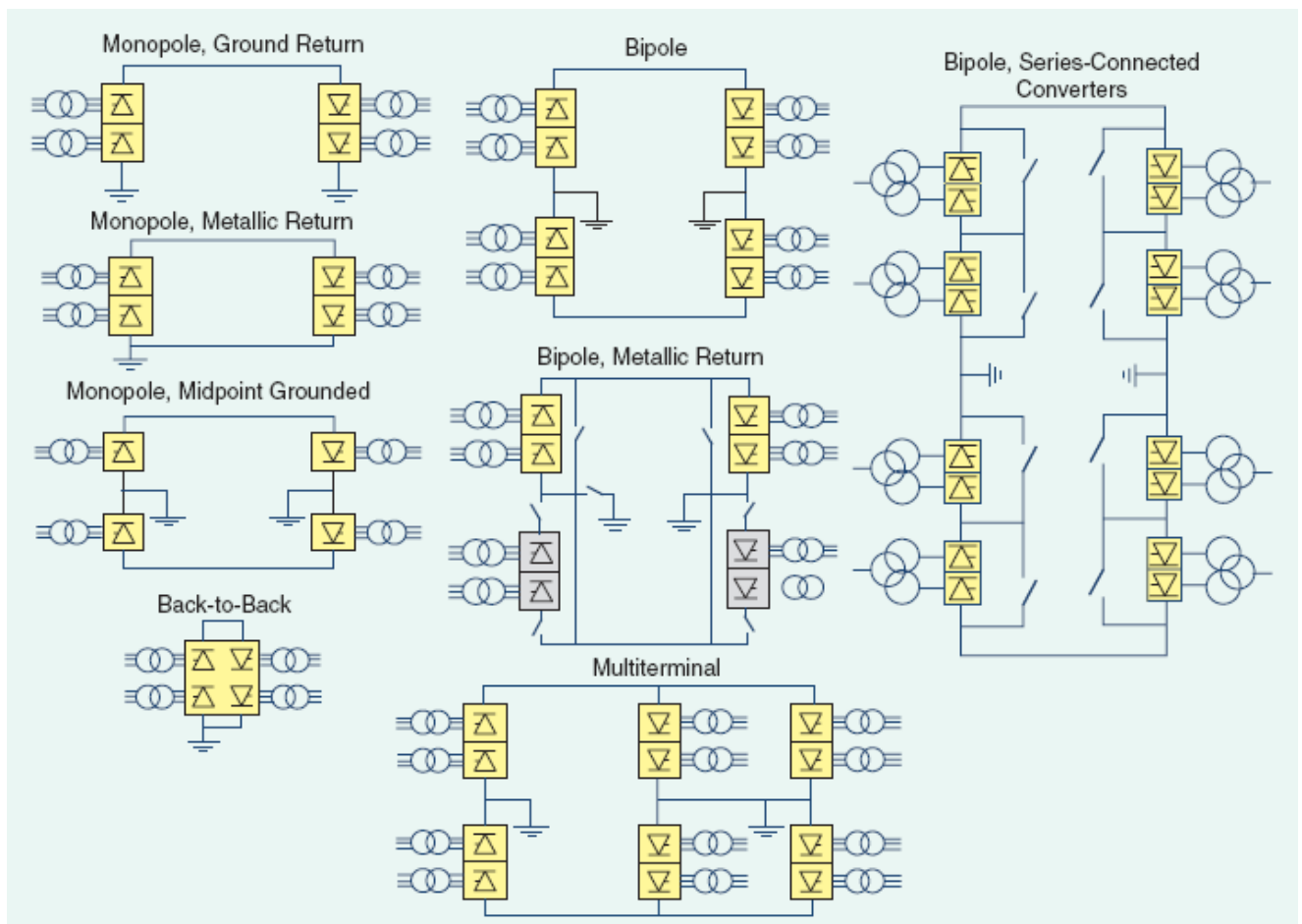


Figura 2.5: Sistema de transmissão CC [5].

A Figura 2.6 mostra uma foto de válvulas a tiristores penduradas no teto da estrutura (casa de válvulas), arranjo este atualmente usual. Pode-se compará-las com o tamanho das pessoas na foto. Em primeiro plano observam-se as buchas dos transformadores das conversoras, as quais são localizados junto às paredes da casa de válvulas, permitindo que as buchas fiquem dentro da mesma.



Figura 2.6: Casa de válvulas [3].

A Figura 2.7 mostra fotos de um reator de alisamento para 800 kV e uma fase de transformador de conversora, respectivamente.



Figura 2.7: : reator de alisamento e transformador - extraídos do site www.cigre.org.br/B4_arg_2008

O ângulo de disparo (chamado ângulo α) dos tiristores diz respeito ao intervalo de tempo entre o momento em que a tensão anodo-catodo (de polarização) torna-se positiva, e o instante no qual eles iniciam efetivamente a condução de corrente. Alterando-se esse ângulo pode-se controlar a tensão no lado CC segundo a fórmula (2.1), desprezando-se o período de comutação μ :

$$U_d = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U_{fase} \cdot \cos(\alpha) \quad (2.1)$$

e assim obter uma nova potência dada pela fórmula (2.2).

$$P = U_d \times I_d \quad (2.2)$$

Onde:

P: Potência transmitida

U_d : Tensão média no lado CC

I_d : Corrente no lado CC

O efeito da inclusão do ângulo de comutação é o de uma queda do nível médio da tensão CC na fórmula (2.1), dado por $(3/\pi) \cdot X_c \cdot I_d$, onde X_c corresponde à reatância do transformador da conversora.

Uma vez definidas as tensões CC no retificador e no inversor, em regime permanente, a corrente CC que se estabelece é função da resistência da linha CC entre estes terminais, segundo a fórmula:

$$I_d = \frac{U_{dret} - U_{dinv}}{R_{cc} + X_{ecs}} \quad (2.3)$$

Onde:

U_{dret} : Tensão CC do retificador

U_{dinv} : Tensão CC do inversor

R_{cc} : Resistência da linha CC

O processo de conversão CA/CC, conforme ilustrado na Figura 2.2, inerentemente gera harmônicos de corrente no lado CA e de tensão no lado CC. Para reduzir a influência destes harmônicos, prevenindo que fluam para a rede CA causando distorção na tensão, são instalados filtros no lado CA (Figura 2.8). Além desta função principal, os filtros CA também são responsáveis por prover compensação de potência reativa requerida pelas conversoras, reduzindo (ou até eliminando) a demanda dos sistemas receptores. .

Os filtros CC servem para reduzir o nível de harmônicos gerados no lado CC, assim minimizando os problemas de interferência telefônica.

Esse dois filtros são mostrados na Figura 2.8.

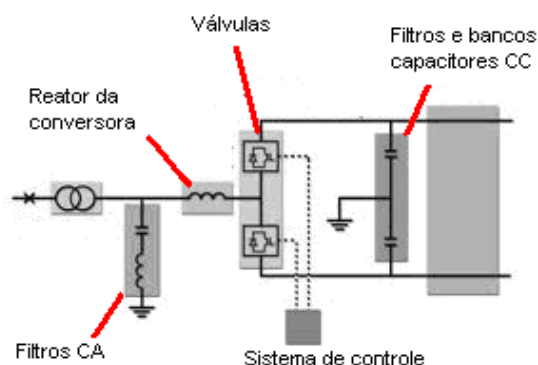


Figura 2.8 **Estação conversora** - extraída do site www.seminarpaper.com (19/01/2012) (modificada)

A estação inversora é responsável por converter a corrente contínua novamente em alternada. A configuração das pontes inversoras é a mesma das retificadoras, mas respeitando-se o sentido de condução de corrente unidirecional dos tiristores, a ponte é ligada de “cabeça para baixo”. Uma grande diferença entre suas operações é que na ponte inversora o ângulo alfa, já citado, é maior que 90° . Neste momento, pode-se definir o ângulo de extinção γ a partir da fórmula (2.3).

$$\alpha + \mu + \gamma = 180^\circ \quad (2.3)$$

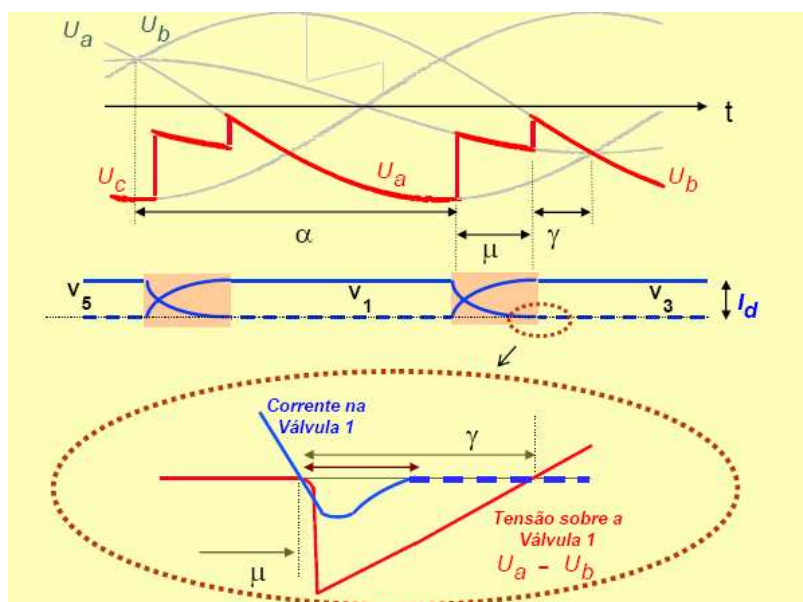


Figura 2.9 : Ilustração dos ângulos α , μ , γ [5]

Ou seja, o ângulo de extinção é o tempo remanescente para que a tensão sobre a válvula que vai apagar se torne positiva, uma vez concluída a comutação para a válvula que acendeu após o seu disparo com o ângulo α .

Em seqüência serão apresentadas algumas características dos sistemas de controle e proteção numa instalação em corrente contínua [14] .

- Tipos de controle:

Na estação retificadora:

- O ângulo de disparo das válvulas pode ser ajustado, determinando o valor de tensão na linha CC
- O tape do transformador da conversora pode ser ajustado para, no caso de variação da tensão nos terminais CA da conversora, manter o ângulo de disparo no valor nominal

Na estação inversora:

- Os dois itens acima podem ser empregados para o lado inversor, sendo que o ângulo a ser ajustado é denominado ângulo de extinção

- Sistema de proteção:

Surtos de tensão podem ser ocasionados pela incidência de descargas atmosféricas (no lado CC ou CA), sobretensões ferroressonantes ou surtos de chaveamento no lado CA. Alguns estudos projetam níveis de proteção de pára-raios, assim como corrente e requerimentos para descargas de energia e que leva a um nível de isolamento para todos os elementos da estação conversora.

Sobretensões causadas por descargas atmosféricas podem fluir para as conversoras pelos lados CA ou CC.

Surtos por chaveamento são gerados no lado CA pela manobra de disjuntores, com ou sem faltas.

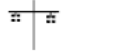




Sobretensões ferorrressonantes podem resultar de saturação de transformadores seguida de faltas.

Um sistema de transmissão em corrente contínua possui as seguintes características básicas em comparação com um sistema em corrente alternada:

- As conversoras são consideradas como fontes de corrente vista pelo sistema CA, e não uma fonte de tensão.
- Pode-se considerar em regime permanente a linha apenas com a sua resistência, negligenciando indutâncias e capacitâncias entre terra e fases, e por consequência inexistindo o efeito ferrante
- O efeito pelicular não está presente pelo fato de apresentar frequência praticamente nula em regime permanente, logo requisita cabos de seção transversal menor, resultando em parcelas menores de custos
- Em caso de falta de um pólo pode-se operar com o outro pólo e retorno por terra caso n haja impedimento térmico / mecânico do pólo são.

Tabela 2.1 mostra algumas configurações de torres utilizadas na transmissão CC.

Tabela 2.1 extraída de [1]

Variants	Tower Configuration	Remaining Transmission Capacity			Relative Costs in p.u.
		Loss of one pole Ground return		Tower breakage	
		permitted	not permitted		
single bipolar line		0.5 (1)	0	0	1
double line		1	1	0	1.14
1 ½ - line		1	1	0	1.07
monopolar line		0.5 (1)	0	0.5 (1)	1.26
two lines (bipolar or homopolar)		1	1	1	1.36

A Figura 2.9 mostra um esquema simplificado de uma estação back-to-back.

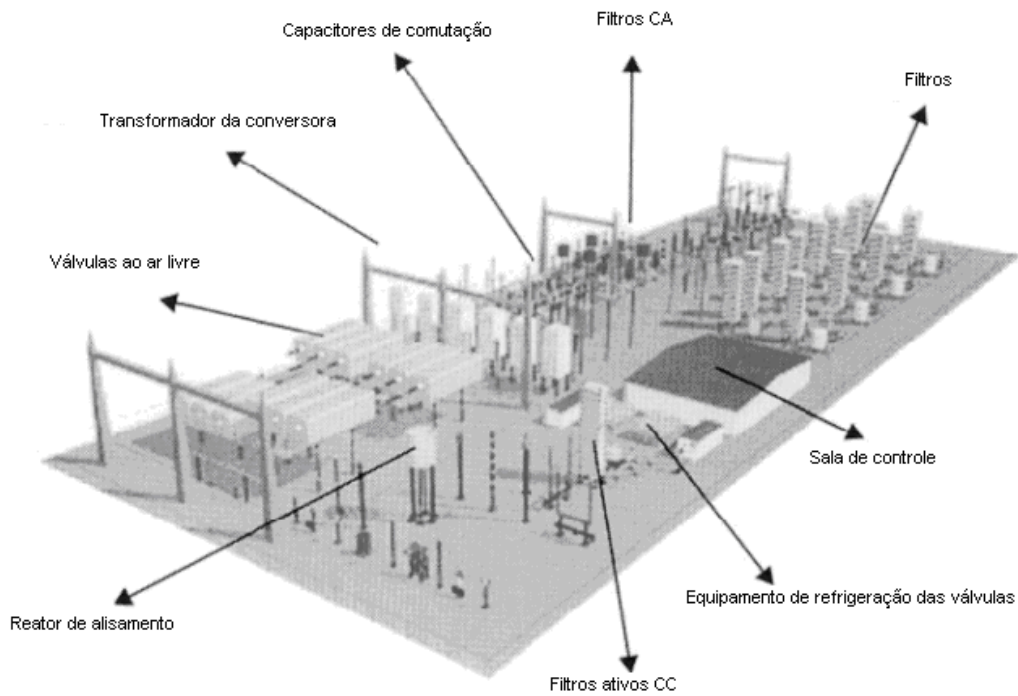


Figura 2.9: **Back-to-back** - [1] (modificada)

A Figura 2.10 mostra uma foto e um circuito para entender como são feitas as conexões na prática de uma ponte conversora de 12 pulsos.

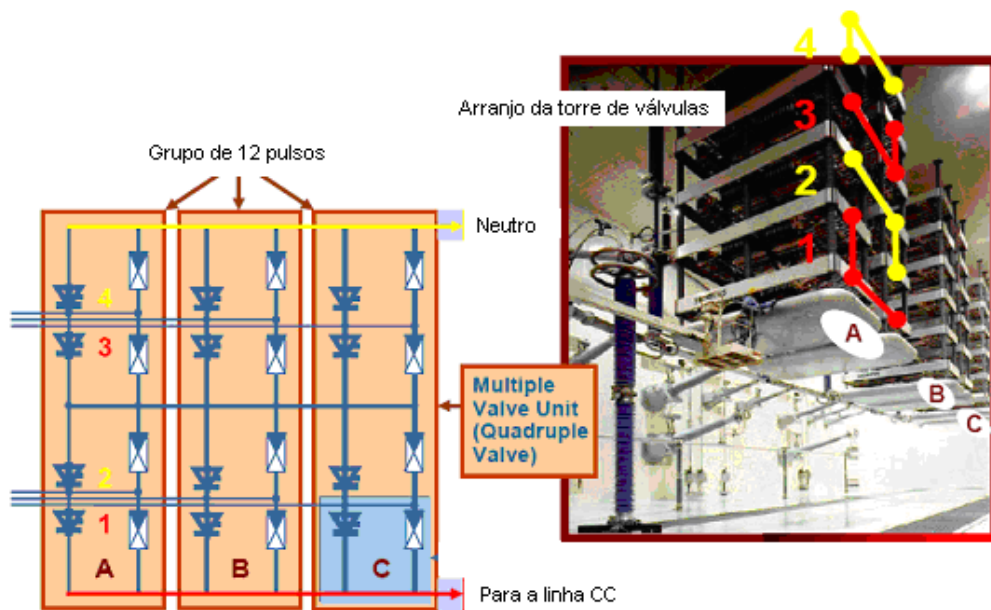
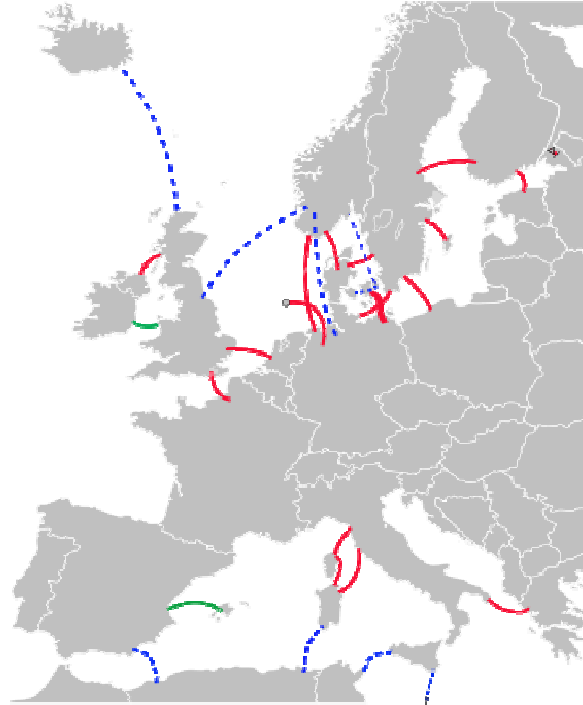


Figura 2.10: **Arranjo de válvulas** - [3] (modificada)

A figura 2.11 mostra em vermelho as linhas CC já construídas, em verde as que estão em construção e em azul os projetos propostos. Extraídos de <http://en.wikipedia.org/wiki/Hvdc> em Agosto/2012.



Linhas CC na europa - <http://en.wikipedia.org/wiki/Hvdc> ano[??]

CAPÍTULO 3. Modelo Adotado para o Cálculo dos Custos das Configurações de Linhas de Transmissão Analisadas

3.1. Aspectos Básicos

O cálculo do custo de uma linha de transmissão é uma tarefa multidisciplinar que envolve várias parcelas, além de etapas envolvidas a curto e longo prazo. Com esta finalidade, desenvolveu-se no CEPEL o programa computacional Elektra [6]. Para a avaliação técnica das várias alternativas de transmissão, o programa Elektra possui implementado em seu código vários modelos de cálculos analíticos, semi-empíricos e empíricos, baseados em publicações do CEPEL, artigos técnicos, livros técnicos e demais publicações correlatas e consolidadas no Setor Elétrico. Entre várias funções, com estes modelos de cálculo pode-se calcular automaticamente para um dado cenário de transmissão de potência e sob condições meteorológicas especificadas os adequados cabos condutores ou feixes de cabos condutores, sendo que tais feixes de cabos podem ter a tradicional geometria circular com afastamentos de 18" ou podem ter geometrias otimizadas (e.g. do tipo LPNE).

Os resultados dos custos para cada configuração de linha estudada são mostrados pelo programa Elektra e após comparar-se os resultados pode-se facilmente concluir qual configuração é economicamente a mais viável. Essas comparações também podem ser feitas para várias distâncias e/ou potência transmitida. Para alguns cálculos, o programa permite também escolher qual padrão de metodologia de cálculo e padrão de custos unitários se quer adotar. Por exemplo, há cadastro no Elektra de bancos de custos unitários da ANEEL e da Eletrobrás, e há modelos de cálculo de publicações do EPRI e do Cigré.

A influência de alguns itens nos quesitos avaliações econômica e técnica são explanadas detalhadamente no Anexo C.

A Figura 3.1 apresenta um fluxograma indicando as principais etapas do processo de seleção da configuração econômica considerando que a função objetivo a ser minimizada é o custo total da linha. Nesta figura, os blocos hachurados referem-se a itens de custo ou desempenho que devem ser informados externamente pelo usuário na presente versão do sistema Elektra.

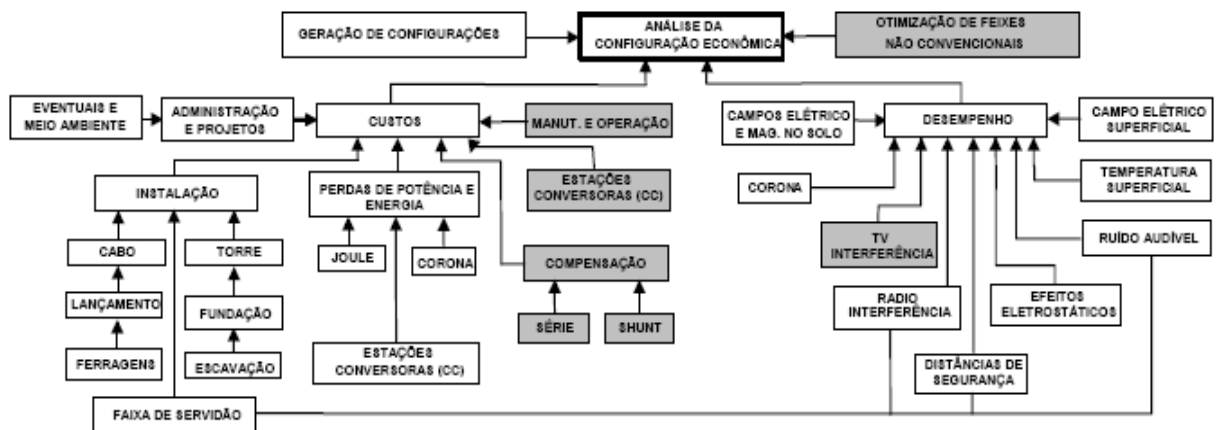


Figura 3.1: **Etapas para uma configuração econômica** [6]

Pode-se primeiramente dizer que o custo total da linha (C_{TOTAL}) é considerado como o somatório das seguintes parcelas:

- C_{TPERD} – Custo de perdas elétricas, incluindo:
 - C_{Pp} – Custo das perdas de potência nos cabos condutores por efeitos joule e corona.
 - C_{Pe} – Custo das perdas de energia nos cabos condutores por efeitos joule e corona e perdas de energia nas estações conversoras (somente para linhas de CC).
- C_{TINST} – Custo de instalação da linha (direto, indireto e eventual).
- C_{EC} – Custo das estações conversoras (somente para linhas de CC).
- C_{terra} - eletrodo de terra + Cabo eletrodo de terra

$$C_{TOTAL} = C_{TPERD} + C_{TINST} + C_{EC} + C_{terra} \quad (3.1)$$

Observações: O custo das estações conversoras já engloba os reatores de alisamento e os transformadores das conversoras, no trabalho.

Os custos de filtros não serão abordados, pois depende do sistema CA conectado às estações conversoras. Além disso, este aspecto implica num custo pouco diferenciado no custo total das duas linhas CC em avaliação.

Serão tratados neste item os aspectos financeiros que se referem aos custos de instalação da linha e das estações conversoras, e aos custos das perdas elétricas na linha e nas estações conversoras. Os custos de manutenção e operação da linha não serão contemplados, pois se assume que o percentual desses custos

no custo total da linha é pequeno, além de ser um valor relativamente fixo para as demais configurações que são analisadas para um mesmo nível de tensão.

É importante ressaltar que foram utilizados os custos de materiais com base em dados de 2006 para que fosse possível também realizar uma comparação com os resultados econômicos apresentados na Brochura *Impact of HVDC Lines on The Economics – Cigré*, principalmente no que diz respeito aos custos de aço, alumínio, concreto e fator de correção entre dólar e real.

Muito embora o programa Elektra já possua implicitamente os vários cálculos para a obtenção do custo da linha, é importante conhecer as principais parcelas que definem os custos do pré-projeto.

3.2. Custo de Instalação da Linha

O custo de instalação da linha é dado pela fórmula (3.2):

$$C_{TINST} = C_{FAIXA} + C_{AQS} + C_{ITA} + C_{SERVC} + C_{SERVT} + C_{SERVE} + C_{MA} + C_{AL} + C_{INDIR} + C_{EVENT} \quad (3.2)$$

Sendo:

$$C_{AQFAIXA} = Faixaf \cdot c_{uAqsFaixa} \quad (3.3)$$

$Faixaf$ – faixa de passagem da linha (m)

$c_{uAqsFaixa}$ – custo unitário da faixa de passagem (\$/m/km)

$$C_{AQS} = C_{PEST} + C_{PFUND} + C_{CCT} + C_{CPR} + C_{ISOL} + C_{FERR} + C_{PATER} \quad (3.4)$$

$$C_{PEST} = \frac{f_{rc} [PEST_{Estai} \cdot c_{uPestEstai} \cdot p_{Estai} + PEST_{Autop} \cdot c_{uPestAutop} (1 - p_{Estai})]}{0,001 L_{med}} \quad (3.5)$$

f_{rc} – fator para levar em conta as perdas na instalação e reserva de construção dos componentes da linha. Valor sugerido no sistema ELEKTRA: 0,03

$PEST_{Estai}$ – peso total de uma estrutura estaiada (kgf)

$PEST_{Autop}$ – peso total de uma estrutura autoportante (kgf)

p_{Estai} – proporção de estruturas estaiadas ao longo da linha (p.u.)

$c_{uPestEstai}$ – custo unitário do aço estrutural das estruturas estaiadas (\$/kgf)

$c_{uPestAutop}$ – custo unitário do aço estrutural das estruturas autoportantes (\$/kgf)

L_{med} – comprimento do vão médio da linha (m)

$$C_{PFUND} = \frac{f_{rc} \left[PFUND_{Estai} C_{uPfundEstai} p_{Estai} + PFUND_{Autop} C_{uPfundAutop} (1 - p_{Estai}) \right]}{0,001 L_{med}} \quad (3.6)$$

$PFUND_{Estai}$ – peso total da fundação de uma estrutura estaiada (kgf)

$PFUND_{Autop}$ – peso total da fundação de uma estrutura autoportante (kgf)

$C_{uPfundEstai}$ – custo unitário do material da fundação das estruturas estaiadas (\$/kgf)

$C_{uPfundAutop}$ – custo unitário do material da fundação das estruturas autoportantes (\$/kgf)

$$C_{CT} = 1000 f_{rc} \sum_{i=1}^{ntc} C_{uCi} p_{uCi} \quad (3.7)$$

f_{rc} – fator para levar em conta às perdas na instalação e o efeito da catenária dos cabos. Valor sugerido no sistema ELEKTRA: 0,05

ntc – número total de cabos condutores entre todas as fases (ou todos os pólos)

C_{uCi} – custo unitário do cabo condutor de índice i (\$/kgf)

p_{uCi} – peso unitário do cabo condutor de índice i (kgf/m)

$$C_{CPR} = 1000 f_{rc} \sum_{i=1}^{npr} C_{uCpr i} p_{uCpr i} \quad (3.8)$$

npr – número total de cabos pára-raios

$C_{uCpr i}$ – custo unitário do cabo pára-raios de índice i (\$/kgf)

$p_{uCpr i}$ – peso unitário do cabo pára-raios de índice i (kgf/km)

$$C_{ISOL} = \frac{f_{rc} \left[ntisol_{Estai} C_{uIsol} p_{Estai} + ntisol_{Autop} C_{uIsol} (1 - p_{Estai}) \right]}{0,001 L_{med}} \quad (3.9)$$

$ntisol_{Estai}$ – número total de isoladores por estrutura estaiada

$ntisol_{Autop}$ – número total de isoladores por estrutura autoportante

C_{uIsol} – custo unitário do isolador (\$/isolador)

$$C_{FERR} = f_{rc} \frac{C_{FERRpT}}{0,001 L_{med}} \quad (3.10)$$

C_{FERRpT} – custo das ferragens por estrutura em (\$); i.e., os custos dos conjuntos de suspensão, ancoragem e *jumpers* dos cabos das fases (ou dos pólos); conjuntos de suspensão e ancoragem dos cabos pára-raios; amortecedores dos cabos de fase (ou de pólo) e cabos pára-raios; espaçadores e espaçadores-amortecedores.

Detalhes do cálculo destes custos a partir de parâmetros básicos são apresentados em Salari e Silva (2000);

C_{PATER} – valor fixo em (\$/km)

$$C_{ITA} = C_I + C_T + C_{ALM} \quad (3.11)$$

$$C_I = a_1 C_{AOS} \quad (3.12)$$

$$C_T = a_2 C_{AOS} \quad (3.13)$$

$$C_{ALM} = a_3 C_{AOS} \quad (3.14)$$

$$C_{SERV C} = C_{LFAIXA} + C_{ACES} + C_{FUNDESC} + C_{MEST} + C_{LANC} + C_{LANC PR} + C_{MATER} \quad (3.15)$$

$$C_{LFAIXA} = Faixaf c_{uLimpFaixa} \quad (3.16)$$

$c_{uLimpFaixa}$ – custo unitário de limpeza da faixa de passagem (\$/m/km);

C_{ACES} – valor fixo em (\$/km);

$$C_{FUNDESC} = C_{PFUND} + C_{ESC} \quad (3.17)$$

$$C_{PFUND} = \frac{FUND_{Estai} c_{uMontFundEstai} p_{Estai} + FUND_{Autop} c_{uMontFundAutop} (1 - p_{Estai})}{0,001 L_{med}} \quad (3.18)$$

$c_{uMontFundEstai}$ – custo unitário da montagem da fundação das estruturas estaiadas (\$/kgf)

$c_{uMontFundAutop}$ – custo unitário da montagem da fundação das estruturas autoportantes (\$/kgf)

$$C_{ESC} = \frac{ESC_{Estai} c_{uEscEstai} p_{Estai} + ESC_{Autop} c_{uEscAutop} (1 - p_{Estai})}{0,001 L_{med}} \quad (3.19)$$

$c_{uEscEstai}$ – custo unitário das escavações das estruturas estaiadas (\$/m³)

$c_{uEscAutop}$ – custo unitário das escavações das estruturas autoportantes (\$/m³)

$$C_{MEST} = \frac{PEST_{Estai} c_{uMontEstEstai} p_{Estai} + PEST_{Autop} c_{uMontEstAutop} (1 - p_{Estai})}{0,001 L_{med}} \quad (3.20)$$

$c_{uMonEst}$ – custo unitário da montagem das estruturas estaiadas (\$/kgf)

$c_{uMonEst}$ – custo unitário da montagem das estruturas autoportantes (\$/kgf)

C_{LANC} – valor fixo em (\$/km)

$C_{LANC PR}$ – valor fixo em (\$/km)

C_{MATER} – valor fixo em (\$/km)

$$C_{SERV T} = C_{TOPOG} + C_{SONDAG} \quad (3.21)$$

C_{TOPOG} – valor fixo em (\$/km)

$C_{GEOSOND}$ – valor fixo em (\$/km)

$$C_{SERV E} = C_{ESTPB} + C_{PE} \quad (3.22)$$

$$C_{DB} = C_{AQS} + C_{ITA} + C_{SERV C} + C_{SERV T} \quad (3.23)$$

$$C_{ESTPB} = a_4 C_{DB} \quad (3.24)$$

$$C_{PE} = a_5 C_{DB} \quad (3.25)$$

$$C_{MA} = a_6 C_{DB} \quad (3.26)$$

$$C_{AL} = a_7 C_{DB} \quad (3.27)$$

$$C_{INDIR} = C_{AC} \quad (3.28)$$

$$C_D = C_{DB} + C_{SERV E} + C_{MA} + C_{AL} \quad (3.29)$$

$$C_{AC} = a_8 C_D \quad (3.30)$$

$$C_{EVENT} = a_9 C_D \quad (3.31)$$

Segundo a metodologia apresentada em Eletrobrás (2006), os valores sugeridos no sistema ELEKTRA para as constantes a_1 a a_9 são os seguintes:

$$\left\{ \begin{array}{l} a_1 = 0,005 \\ a_2 = 0 \\ a_3 = 0,015 \\ a_4 = 0,005 \\ a_5 = 0,02 \\ a_6 = 0,03 \\ a_7 = 0,02 \\ a_8 = 0,03 \\ a_9 = 0,03 \end{array} \right.$$

3.3. Custos das Estações Conversoras

O custo de estações conversoras para linhas bipolares (extraído de [7]) obedece à seguinte fórmula:

$$Ct = 0.03559 \times (V^{0.443}) \times (P^{0.826}) \text{ kU\$} \quad (3.32)$$

Onde V é a tensão pólo-terra dada em kV e P a potência dada em MW

A Tabela 4.1 apresenta um resumo dos custos aproximados de estações conversoras para determinadas potências e tensões

Tabela 3.1 [7] – Custos de estações conversoras

voltage	MW	cost U\$/kW	Total cost Million U\$	Source
500	1000	170	170	CIGRE Brochure 186
500	2000	145	290	CIGRE Brochure 186
600	3000	150	450	CIGRE Brochure 186
500	3000		420	<u>Bahrman</u>
500	4000		680	<u>Bahrman</u>
600	3000		465	<u>Bahrman</u>
800	3000		510	<u>Bahrman</u>

Observação: considera-se o custo dos reatores de alisamento já embutidos nestes custos.

Outros componentes embutidos nestes custos das conversoras são: pára-raios, controle das válvulas, equipamentos de resfriamento, e outros auxiliares.

3.4. Custos das Perdas de Energia nos Cabos e Nas Estações Conversoras

Primeiramente, considere-se a perda de energia neste trabalho custando R\$113,00 /MWh. Este valor foi obtido da referência [11].

3.4.1. Perdas por Efeito Joule

A perda na linha por efeito joule é mostrada na formula (3.33)

$$JL = \frac{1}{2} r \left(\frac{P}{V} \right)^2 \quad MW / km \quad (3.33)$$

Onde:

P é a potência nominal do bipolo em MW

V é a tensão nominal em kV

r é a resistência do feixe de condutores em ohms/km

$r = \rho L / S$

ρ é a resistividade do condutor; no caso = 58 ohms MCM/ km

L, S são o comprimento e área da seção transversal do total de condutores do feixe em km e MCM, respectivamente

3.4.2. Perdas por Efeito Corona

No sistema ELEKTRA constam as metodologias empíricas e semiempíricas descritas em Knudsen e Iliceto (1974), EPRI (1982) e pelo grupo do Cigré [2], as quais fornecem as perdas médias em tempo bom, por comprimento de linha. Contudo, é sempre importante mencionar que os resultados obtidos por estas equações são aproximados, principalmente nos casos de linhas com geometria ou condição meteorológica muito diferente daquela que proporcionou a obtenção do equacionamento empírico.

➤ Método baseado em Knudsen e Iliceto (1974):

Para linhas monopolares ou bipolares com tensão entre pólo e terra inferior ou igual a 600 kV, o equacionamento proposto por Knudsen e Iliceto (1974), o qual foi testado com dados medidos na estação de Anneberg, Suíça” é dado basicamente por:

- Linhas monopolares

$$P_{p\ cor\ TB} = 0,001 V I_{cor} \quad (\text{kW/km}) \quad (3.34)$$

- Linhas bipolares

$$P_{p\ cor\ TB} = 0,002 V K I_{cor} \quad (\text{kW/km}) \quad (3.35)$$

Sendo:

I_{cor} – corrente corona:

$$I_{cor} = 100 m ns b 2^{0,25 (E_{max} - 22 \delta)} \quad (\text{mA/km});$$

m – coeficiente de estado da superfície do cabo;

ns – número de cabos por fase;

b – raio externo do cabo (m);

E_{max} – campo elétrico superficial máximo nos cabos (kV/cm);

δ – densidade relativa do ar;

K – constante, função da altura dos pólos, H_p , e do espaçamento entre pólos, D_{pp} :

$$K = \frac{2}{\pi} \arctan \left(\frac{2 H_p}{D_{pp}} \right) + 1.$$

➤ Método baseado em EPRI (1982):

Para linhas bipolares com tensão entre pólo e terra maior do que 600 kV, a seguinte equação empírica é apresentada em EPRI (1982):

$$P_{p\ corTB}^{(dB_{kW/km})} = 11,85 + 0,89 (E_{max} - 25) + 20 \log_{10} \left(\frac{200\ b}{4,06} \right) + 36,4 \log_{10} \left(\frac{ns}{6} \right) \text{ (dB}_{kW/km}) \quad (3.36)$$

cujo resultado é dado em (dB_{kW/km}) e deve ser convertido para (kW/km) da seguinte forma:

$$P_{p\ corTB} = 10^{\frac{P_{p\ corTB}^{(dB_{kW/km})}}{10}} \text{ (kW/km)} \quad (3.37)$$

Novamente, tem-se as perdas corona totais calculadas a partir da fórmula:

$$P_{p\ cor} = P_{p\ corTB} \cdot (1 - r_{ch}) + P_{p\ corCH} \cdot r_{ch} \cong P_{p\ corTB} \cdot [(1 - r_{ch}) + 4 r_{ch}] \quad (3.38)$$

Observação: A equação (3.39) de perda relativa para comparação de perdas por corona foi desenvolvida de um grupo de estudos do EPRI. Ela relata a perda por corona tendo outra configuração de condutores como referência e os parâmetros das duas configurações conhecidas;

$$P_{rel} = P_o + 56 \log(g/go) + 20 \log(r/ro) \quad (3.39)$$

Onde:

P_o: Perda por corona em dB do condutor referência

g e go: Gradiente superficial máximo do condutor e o do condutor referência respectivamente

r e ro: Raio equivalente do feixe do condutor e o do condutor referência

A perda (kW/km de circuito) por corona é primeiramente convertida para dB. O resultado da perda por corona relativa é então obtida em dB e depois convertida para kW/km de circuito. A acurácia dos resultados é boa para os condutores utilizados pelo grupo de estudos do EPRI, mas as aplicações da equação para condutores testados em outros sistemas não é satisfatória, exceto quando utilizamos o 2-bundle com condutor de 46 mm como referência.

➤ Método baseado no Cigré [2]:

As fórmulas para perdas por efeito corona estão demonstradas para tempo bom e tempo chuvoso respectivamente:

$$P_{fair} = P_0 + 50 \log \left(\frac{g}{g_0} \right) + 30 \log \left(\frac{d}{d_0} \right) + 20 \log \left(\frac{n}{n_0} \right) - 10 \log \left(\frac{H S}{H_0 S_0} \right) \quad (3.40)$$

$$P_{foul} = P_0 + 40 \log \left(\frac{g}{g_0} \right) + 20 \log \left(\frac{d}{d_0} \right) + 15 \log \left(\frac{n}{n_0} \right) - 10 \log \left(\frac{H S}{H_0 S_0} \right) \quad (3.41)$$

3.4.3. Perdas nas Estações Conversoras

São consideradas aproximadamente no sistema ELEKTRA como sendo um percentual da potência transmitida; i.e.:

$$P_{pEC} = \frac{P \text{ prcv } 1000}{\text{comp}_{LT}} \quad (\text{kW/km}); \quad (3.42)$$

onde:

- P_{pEC} – perdas de potência nas estações conversoras de linhas de CC, por unidade de comprimento de linha
- P – potência transmitida (MW);
- prcv – perdas de potência das estações conversoras em por unidade de P (p.u.). Como exemplo, cita-se em IEEE (1992) valores entre 0,005 e 0,01 por conversora;
- comp_{LT} – comprimento total da linha (km).
- c_{uPe} – custo unitário das perdas anuais de energia (\$/kWh).
- P_p – perdas totais de potência, por comprimento de linha (kW/km).
- P_e – perdas totais de energia, por comprimento de linha (kWh/km).

Contudo, havendo custos unitários diferentes para as perdas anuais de energia na hora de pico e em baixa carga, o custo C_{Pe} deve ser calculado por:

$$C_{Pe} = 8760 f_{pcor} c_{uPeBC} P_{p,cor} FRP(i, n) + \left[HP c_{uPeHP} + (8760 - HP) \cdot f_p c_{uPeBC} \right] \cdot (P_{pJ} + P_{pEC}) \cdot FRP(i, n) \quad (\$/\text{km}) \quad (3.43)$$

sendo:

HP – número de horas anuais de pico;

C_{uPeHP} – custo unitário das perdas anuais de energia na hora de pico (\$/kWh);

C_{uPeBC} – custo unitário das perdas anuais de energia em baixa carga (\$/kWh).

Observação: Uma aproximação pode ser feita para essas perdas dizendo-se que elas equivalem a 1,6 % da potência transmitida. Em geral é uma boa aproximação fazer esse fato= 1,5% (experiência operacional)

A Figura 3.3 mostra o custo total anual em milhões de dólares de uma linha de 1500 km de extensão, em função da potência e tensão.

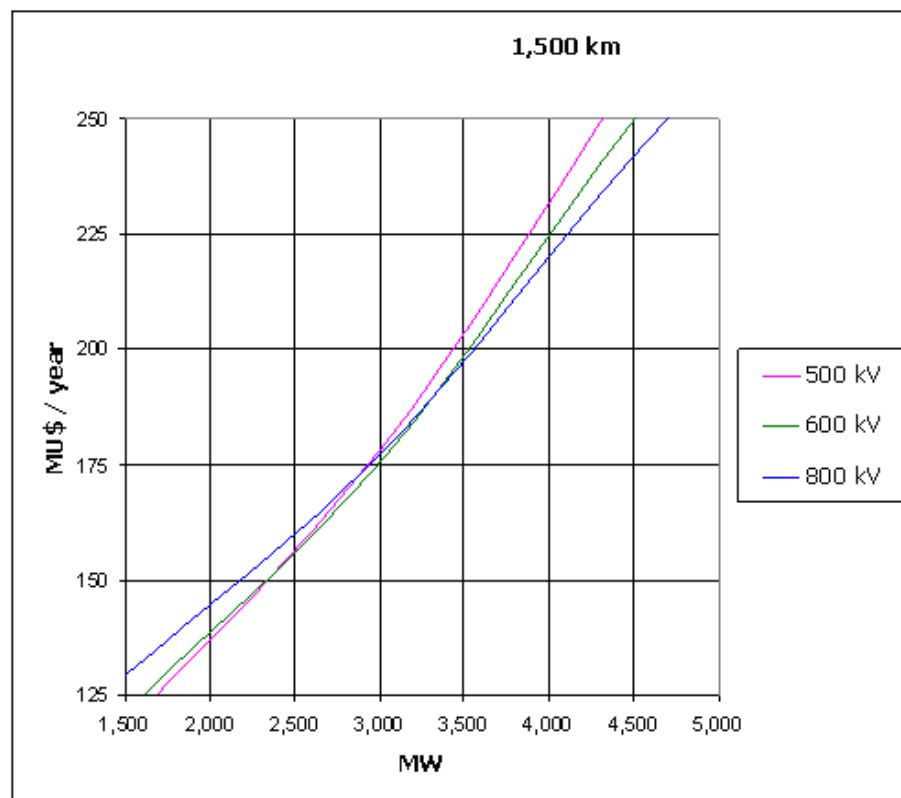


Figura 3.3: **Custo anual das perdas - [2]**

O custo total engloba todos os custos de curto a longo prazo (instalação, perdas, manutenção, custo de projeto, etc.). Esse resultado total de custos é então dividido em vários períodos da vida econômica da linha. No caso do gráfico, esse

período é anual. Esse é um bom procedimento para se avaliar o quesito custo ao longo de um tempo, até mesmo para o caso da vida econômica ser modificada futuramente, sem ter havido tal previsão. Por exemplo, uma linha ter sua vida econômica depreciada além do esperado após 10 anos, devido a intempéries, etc.

Observação:

As Equações de Regressão são ferramentas ágeis no desenvolvimento de projetos em linhas de transmissão de energia. Com elas, o projetista pode fazer uma estimativa confiável dos custos da linha. São três tipos de equações mais utilizadas na obtenção de parâmetros que influenciam na avaliação dos custos: equações para estimativa do peso estrutural, equações para estimativa dos pesos de fundações e equações para estimativa dos volumes de escavação necessários para a instalação das fundações. Existem diversas equações de regressão. Essas equações são preponderantes para se avaliar o custo de uma linha a ser projetada. O conjunto de equações é manipulado para se resumir uma fórmula para o custo. Tal fórmula difere do caso CC para o caso CA.

As principais características do gráfico da Figura 1.1 são de que no custo que intercepta o eixo das ordenadas são preponderantes os custos de conversoras na linha CC e praticamente nada na CA. Ao passo que conforme a linha tem seu comprimento acrescido, tem-se um aumento de peso de torres menor (1,5 a 2 pu de peso acrescido) e aumento de material de cabos também menor na linha CC (no caso 3 cabos na CA e 2 cabos na CC). Por isso vemos uma inclinação da curva CC menor, resultando em uma interceptação com o gráfico de custo da linha CA. Estamos considerando mesmos cabos e mesmos vãos para os casos CC e CA.

CAPÍTULO 4. Definição das Configurações das Linhas de Transmissão Estudadas

Tendo como referências os critérios e o roteiro adotado na brochura 388 do CIGRE - *Impact of HVDC lines on the economics of HVDC* -, o programa Elektra e a norma NBR 5422, muito embora este último de projetos de linhas aéreas de transmissão em corrente alternada, serão apresentados em sequência parâmetros elétricos e mecânicos em vista de aspectos meteorológicos, técnicos e econômicos.

Nos dados a seguir serão adotados alguns parâmetros considerando sempre a hipótese mais crítica do trajeto da linha. Ou seja, para cada item da seção 4.1 o pior caso para a linha é o que considera a maior temperatura vista na seção da linha de transmissão no segmento do mapa. Poder-se-ia também num processo mais otimizado, segmentar cada parte da linha de acordo com cada diferença climática entre as regiões.

A fim de tornar o projeto mais simples, serão desprezadas as diferenças de uma região para outra nos quesitos abaixo. Algumas explicações mais detalhadas sobre o projeto estão no Anexo A apresentando-se aqui apenas os principais tópicos.

4.1. Aspectos meteorológicos

- Temperatura mínima: -2 °C
- Temperatura coincidente: 21 °C
- Temperatura média: 26 °C
- Temperatura máxima média: 34 °C
- Temperatura máxima: 42 °C

4.2. Dados da linha e critérios utilizados

Primeiramente uma observação deve ser feita. Nota-se um paradoxo no que diz respeito ao custo de linhas de uma mesma potência, mas com tensões diferentes. Para uma linha com tensão pólo-pólo maior, a distância entre esses pólos deve ser maior evitando a disrupção dielétrica pelo ar entre os pólos, o que encarece o preço das estruturas. Por outro lado, por termos uma corrente passante menor, a bitola dos subcondutores será menor, barateando o custo. Logo, não é de imediato dizer qual tipo de instalação será mais vantajoso economicamente, pois o custo total

também depende de vários outros parâmetros como comprimento, temperatura ambiente, potência transmitida, etc.

O atendimento aos critérios de máximos campos elétricos e magnéticos são normas que existem apenas para as linhas de transmissão CA, estabelecidos pela ANEEL. Já no caso das linhas CC o que se faz é considerar, para um novo projeto, os campos na superfície do cabo e/ou próximos ao solo e analisar se são valores razoáveis, praticados pela OMS. Outro método é analisar esses mesmos valores e, comparando-os com os de linhas já em operação, colocar a altura das novas linhas sendo no mínimo igual a delas .

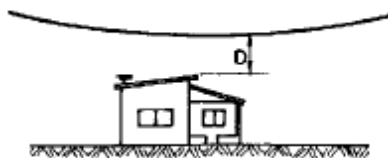


Figura 4.1: Distância mínima - extraída da norma 5422 da ABNT

Partindo do princípio de se utilizar um campo elétrico na faixa de passagem sendo no máximo de 25 kV/m, ruído audível máximo na faixa de passagem de 42 dB, rádio interferência (QUANTO), e outras variáveis (QUAIS), alguns cálculos do projeto como altura condutor-solo, faixa de passagem, etc. são feitos pelo Elektra a fim de atender esses valores.

O Anexo E explica as influências de campos elétricos e magnéticos no meio ambiente e no corpo humano em operação de linhas CC.

No programa Elektra foi feita uma comparação da quantidade de subcondutores (3,4 e 6 com espaçamento de 0,4572 metros) e de 5 tipos de cabos: Kiwi, Chukar, Bluejay, Rail, Bittern, dos quais se optou pelo que apresentou melhores resultados, do ponto de vista de melhor custo-benefício.

A seguir são apresentados os parâmetros das linhas para cada uma das alternativas estudadas.

4.2.1. Linha de ± 600 kV

- Tensão pólo-terra: 600 kV
- Tensão máxima operativa: 690 kV ou 1,15 pu

Dados dos cabos:

- Cabo condutor: Kiwi
- Cabos pára-raios: EHS - 1/2
- Disposição dos pólos: horizontal
- Distância pólo-solo : 33,5 m
- Formação dos feixes: feixes circulares simétricos com 6 subcondutores e espaçamento igual a 0,4572 m
- Espaçamento entre pólos: 16,2 m

Dados dos isoladores:

- Tipo: concha, antipoluição
- Material: vidro
- Tipo de cadeia: I em suspensão
- Número de isoladores: 36
- Comprimento da cadeia: $6,2 + 0,8 = 7,0$ m
- Diâmetro: 320 mm
- Passo: 170 mm
- Distancia de escoamento: 30 mm/kV
- Peso de cada um: 10,5 kg
- Carga mecânica de ruptura : 240 kN
- Peso das cadeias: 378 kg

Alguns valores tomados na prática diferiram dos obtidos nos cálculos pelo fato do fabricante não apresentar disponível o material com os quesitos calculados. A Figura 4.2 mostra o isolador utilizado.

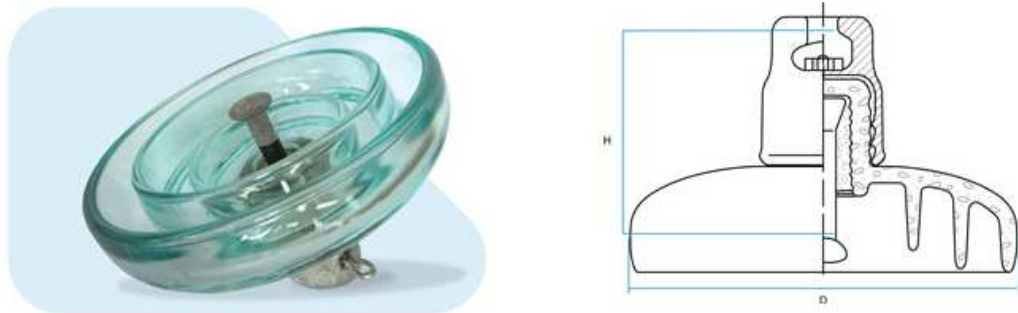


Figura 4.2: Isolador U240BP/170H retirado do catálogo no site www.grantelengenharia.com.br

4.2.2. Linha de ± 800 kV

- Tensão pólo-terra: 800 kV
- Tensão máxima operativa: 920 kV ou 1,15 pu

Dados dos cabos:

- Cabo condutor: Kiwi
- Cabos pára-raios: EHS - 1/2
- Disposição dos pólos: horizontal
- Distância pólo-solo: 42,7 m
- Formação dos feixes: feixes circulares simétricos com 6 subcondutores e espaçamento igual a 0,4572 m
- Espaçamento entre pólos: 20,8 m

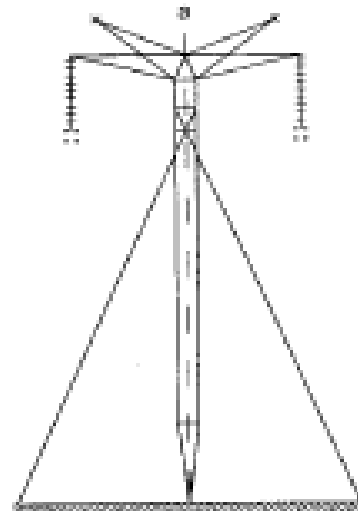
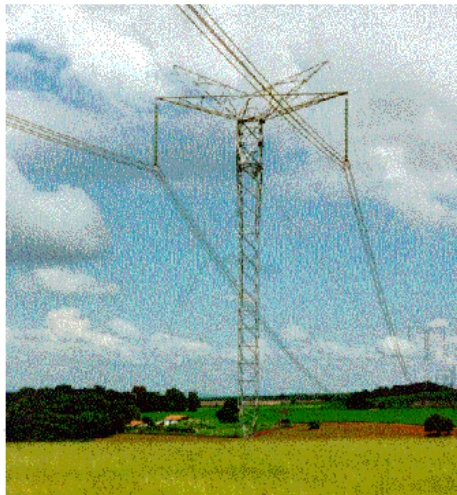
Dados dos isoladores:

- O mesmo tipo de isolador foi usado para o projeto dessa linha
- Tipo de cadeia: I em suspensão
- Número de isoladores: 48
- Comprimento da cadeia: $8,17 + 0,8 = 9,0$ m
- Distancia de escoamento: 30 mm/kV
- Peso de cada um: 10,5 kg
- Carga mecânica de ruptura : 493,5 kg
- Peso das cadeias: 504 kg

Dados dos vãos e das torres:

Para tal levou-se em conta principalmente o fato de se utilizar cadeias de suspensão em “1”. Também se deve usar o resultado do ângulo de balanço, e assim obter:

- Largura da torre ao nível do condutor:
2,0 metros para a linha de ± 600 kV;
2,5 metros para a linha de ± 800 kV.



*Figura 4.3: Fotografia e perfil frontal da torre predominante do projeto
Perfil frontal [7]*

Os seguintes dados são pertinentes a ambas as linhas de ± 600 kV e ± 800 kV.

- Vão médio: 450 m
- Sub-vão: 60 m
- Relação entre os vãos de peso e de vento: 0,80.
- Fundação: Grelha
- Faixa de passagem :
50,4 m para a linha de ± 600 kV
53,5 m para a linha de ± 800 kV

A disposição horizontal dos pólos, o vão médio e o sub-vão o material dos isoladores (vidro) foram escolhidos levando-se em consideração que são parâmetros típicos. O tipo de fundação em grelha foi escolhido levando em consideração que as equações dos relatórios técnicos do CEPEL tipicamente utilizam esse tipo de fundação.

Finalmente, quanto à localização ótima dos cabos pára-raios de uma linha de transmissão, a mesma é feita externamente ao sistema ELEKTRA pelo programa DATMOS – *Desempenho Atmosférico de Linhas de Transmissão* –, fornecendo-se ao sistema ELEKTRA as coordenadas calculadas. Trata-se de um cálculo de desempenho da linha considerando todo o espectro de amplitudes e tempos de frente de descargas atmosféricas incidentes na linha (diretas) ou no solo próximo à linha (indiretas), tal que seja mínimo o número de desligamentos da linha causados por tais incidências (Salari e Portela, 2004; Salari e Portela, 2006). O programa DATMOS possibilita que cada cálculo do regime transitório na linha em função da incidência de uma respectiva descarga atmosférica possa ser feito por uma rotina interna do programa ou por programas computacionais externos, como por exemplo os programas ATP/EMTP ou FDETP.

4.3. Escolha do traçado, dimensionamento mecânico e estruturas da linha de transmissão

Em um estudo com maior grau de detalhamento, deve-se contemplar as diferentes estruturas ao longo da rota da linha, pois os efeitos da topografia, da variação da direção da linha e da variação da tração dos cabos condutores apontarão para estruturas com diferentes alturas e, eventualmente, de diferentes concepção, nomeadamente estruturas estaiadas e estruturas autoportantes, com cadeias de isoladores de suspensão e de ancoragem.

Para o escopo deste trabalho acadêmico, entretanto, será considerado que o ângulo de deflexão média da linha será muito pequeno, e, portanto, a aplicação de estruturas estaiadas de suspensão leve, além de cadeias de isoladores em “I”. Em outras palavras, se considerará como predominante (85%) estruturas estaiadas de aço, do tipo trapézio (vide o exemplo da estrutura SEQ1 mostrada na Figura 4.3), 10% de estruturas autoportantes com cadeias em suspensão e 5% com cadeias de ancoragem. A Tabela 4.1 mostra uma ponderação dos custos de diferentes tipos de

estrutura autoportante e estaiada. O custo dos elementos: isolador, fundação, estrutura, e o conjunto de fixação dos cabos e acessórios citados na tabela é ponderado pelo percentual da estrutura utilizada e o fator de ajuste.

Tabela 4.1- Custos de estruturas em p.u.

elemento	torre estaiada suspensão	torre autoportante suspensão	torre autoportante ancoragem	custo considerado
isolador	1.00	1.00	3.00	1.10
fundação	1.00	1.00	2.00	1.05
estrutura	1.00	1.30	2.00	1.08
conjunto de fixação dos cabos e acessórios	1.00	1.00	2.00	1.05
percentual de tipo de estrutura	85%	10%	5%	

Para uma correta avaliação do custo de uma linha, e principalmente para a comparação entre possíveis alternativas de transmissão, é necessária uma estimativa de pesos de estruturas e fundações e dos volumes de escavações. Nesse estudo utiliza-se o programa ELEKTRA, que usa empiricamente a equação de regressão disponível para o tipo de estrutura utilizado.

CAPÍTULO 5. Detalhamento dos Principais Itens Empregados na Análise Técnica das Configurações

5.1. Ângulos de Balanço dos Cabos

É imprescindível o conhecimento dos ângulos como um dos parâmetros para se ajustar corretamente algumas distâncias como: pólo-pólo, distância do pólo à estrutura, largura da estrutura na altura dos condutores, faixa de passagem, etc, já mostradas no Capítulo 4. O ângulo de balanço do condutor devido ao vento foi calculado de acordo com a recomendação CIGRE/IEC (CIGRE Brochure 48 “Tower Top Geometry” WG 22-06, June 1995)

5.1.1. Metodologia

Os ângulos de balanço são calculados para três formas possíveis de solicitações, como segue:

- a. Tensão máxima operativa: ângulo de balanço com vento máximo
- b. Surtos de manobra: ângulo de balanço com intensidade de vento de 1% de probabilidade de estar excedido em um ano
- c. Descargas atmosféricas: ângulos de balanço sem vento

5.1.2. Dados utilizados

Os ângulos de balanço, para condição de tensão máxima operativa e vento máximo, foram calculados conforme recomendações do CIGRE/IEC utilizando os seguintes dados:

- a. Altitude da linha: 300 metros
- b. Temperatura média: 26 °C
- c. Período de retorno do vento: 50 anos
- d. Os parâmetros alfa e beta da distribuição de Gumbel estão incluídos na escolha dos dados no item 5.2
- e. Distribuição do vento com 30 anos de medições
- f. Classificação do terreno: B (nível de poluição razoável segundo a norma 5422 ABNT)

5.1.3. Valores obtidos

Os cálculos de ângulos para o balanço dos condutores devido ao vento máximo foram baseados na Brochura 48 do CIGRE, como já citado, para uma cabo ACSR – Alumínio com condutor de aço reforçado. Os resultados estão apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1– ângulos de balanço, com vento, para cabos [3]

Conductor code	Aluminum/steel mm²/mm²	Aluminum MCM*	Swing Angle (°)
Joree	1,274/70	2,515	44.5
Thrasher	1,171/64	2,312	45.6
Kiwi	1,098/49	2,167	46.9
2,034	1,031/45	2,034	47.7
Chukar	902/75	1,78	47.5
Lapwing	806/57	1,59	49.5
Bobolink	725/50	1,431	50.7
Dipper	684/47	1,351.5	51.4
Bittern	645/45	1,272	52.0
Bluejay	564/40	1,113	53.4
Rail	483/34	954	55.0
Tern	403/29	795	56.7

* 1 MCM=0.5067 mm²

Nota: Em linhas onde não existe significativa acumulação de neve, a quantidade de aço do condutor pode ser reduzida. Existem casos onde outros tipos de condutores como, por exemplo, ASC, AAC, ACAR, AACSR podem ser mais adequados, contudo não serão tratados aqui.

O cálculo do ângulo de balanço para surtos de manobra considerando uma intensidade de vento de 1% de probabilidade de estar excedido em um ano tem recomendações de cálculo na Brochura 48 do CIGRE. Os ângulos de balanço são mostrados na Tabela 5.2 .

Tabela 5.2 -Ângulos de balanço surtos de manobra [3]

ACSR Conductor code	MCM*	Swing Angle (°)
Joree	2,515	13.4
Thrasher	2,312	13.8
Kiwi	2,167	14.3
2,034	2,034	14.6
Chukar	1,780	14.5
Lapwing	1,590	15.3
Bobolink	1,431	15.8
Dipper	1,351.5	16.1
Bittern	1,272	16.4
Bluejay	1,113	17.0
Rail	954	17.7
Tern	795	18.6

* 1 MCM=0.5067 mm²

A Figura 5.1 mostra o ângulo de balanço de uma cadeia de isoladores sob ação do vento

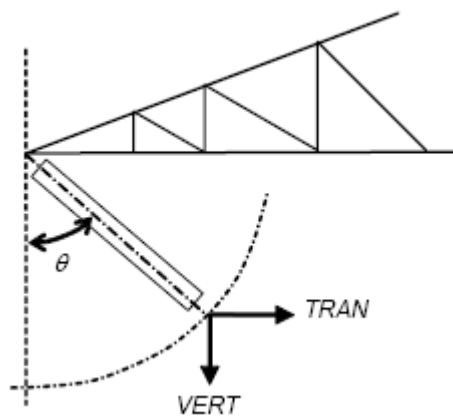


Figura 5.1: Ângulo de balanço [6].

Outros critérios que também levam a considerar a configuração tecnicamente viável foram:

- Campo elétrico na superfície de cada cabo condutor e cabo pára-raios.
- Temperatura na superfície de cada cabo condutor e cabo pára-raios para o regime de operação normal.
- Campos elétrico e magnético próximos da superfície do solo.
- Valores de radio interferência e ruído audível próximos da superfície do solo.
- Cargas mecânicas na torre decorrentes dos pesos dos componentes físicos da LT e da ação do meio ambiente.
- Altura da torre.
- Largura da faixa de segurança da linha.

5.2. Coordenação de Isolamento

5.2.1. Suportabilidade à Frequência Industrial

Resume-se basicamente a avaliar o nível de poluição do ambiente, que pode ser encontrado em mapas ou normas. Então é escolhido um tipo de isolador, no nosso caso o isolador anti-poluição, comumente utilizado em linhas CC. É então verificado o nível de tensão, posteriormente o tamanho e peso da cadeia de isoladores. E através de cálculos mecânicos obtêm-se os resultados da Tabela 5.2 já vista.

5.2.2. Suportabilidade a Surtos de Manobra

As distâncias também são baseadas no risco de falha, uma vez conhecidos os surtos de manobra, considerando a suportabilidade no intervalo de ar como sendo:

$$V_{50} = K 500 d^{0,6} \quad (5.1)$$

Essa equação se aplica a sistemas de extra alta tensão para $2m < d < 5m$

Onde:

V_{50} : Tensão crítica de isolamento com probabilidade de 50% de ser excedida

d: distância do gap (em metros)

K: fator do gap

Para:

K = 1,15 - plano

K = 1,30 - estrutura abaixo do nível

K = 1,35 - estrutura lateral

K = 1,40 - cabos estai

K = 1,50 - cruzeta (com cadeia de isolamento)

Uma equação alternativa para $5m < d < 15m$ é:

$$V_{50} = (K \ 3400 \ d) / (d+8) \quad (5.2)$$

As distâncias determinadas são baseadas nos perfis de sobretensão com aplicação de faltas. Foi proposto aqui um risco de falha entre 1 e 50% ou 1 em 100 anos. Para critério de projeto será assumido que pode ocorrer 1 falta por 100 Km por ano, principalmente devido a descargas atmosféricas.

As sobretensões para tal proposta de uma linha com 1500 Km são mostradas na figura 5.2

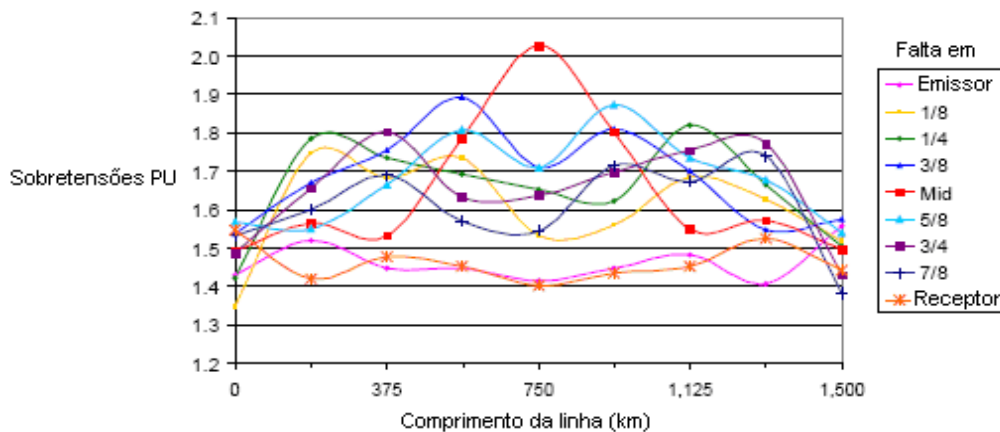


Figura 5.2 : Sobretensões para linha de 1500 Km[3] devido a descargas atmosféricas

Os passos para se traçar o gráfico da figura 5.2 são:

- I) Selecionar um comprimento e tensão nominal
- II) Selecionar um tamanho de gap
- III) Selecionar o perfil de tensão em um pólo são para uma falta no meio do outro pólo

- IV) Calcular o risco de falha de descargas no meio da linha
- V) Calcular o risco de falha de descargas na sessão central (gaps em paralelo sujeitos à mesma sobretensão na torre no meio da linha)
- VI) Estender o risco de falha por descargas para gaps paralelos (torres) para o perfil Ideal de tensão
- VII) Repetir os cálculos de riscos de falha por descargas para o gap, para faltas ocorrendo em outros pontos (lados emissor e receptor, 1/8, 1/4, 3/8, 5/8, 3/4, 7/8 da linha)
- VIII) Calcular o risco ponderado de falha por descargas, considerando que cada perfil de tensão representa uma falta ocorrendo em uma sessão de 1/8 do comprimento da linha, exceto nos lados emissor e receptor. O risco total R é então determinado
- IX) Considerar o número de ocorrências de faltas e determinar a probabilidade de descarga. Checar para 1 em 50%, 100 anos, se o risco é diferente. Então selecionar um outro tamanho de gap e voltar ao passo III.
- X) Repetir para todos os gaps

5.2.3. Suportabilidade a Surtos Atmosféricos

As Figuras 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7, retiradas da brochura 388 CIGRE, apresentam as distâncias do condutor à torre, à cruzeta, ao cabo estai e ao solo, respectivamente. Elas são utilizadas considerando um risco de falha de 1/50 anos e as sobretensões são calculadas usando o modelo de linha do J. Marti.

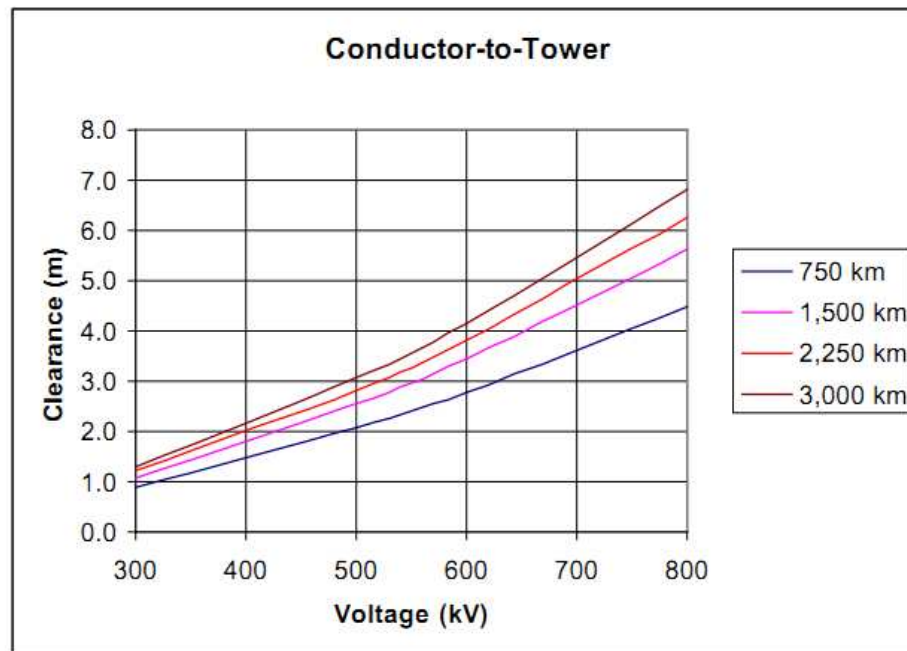


Figura 5.3: Distância condutor-torre para surtos atmosféricos

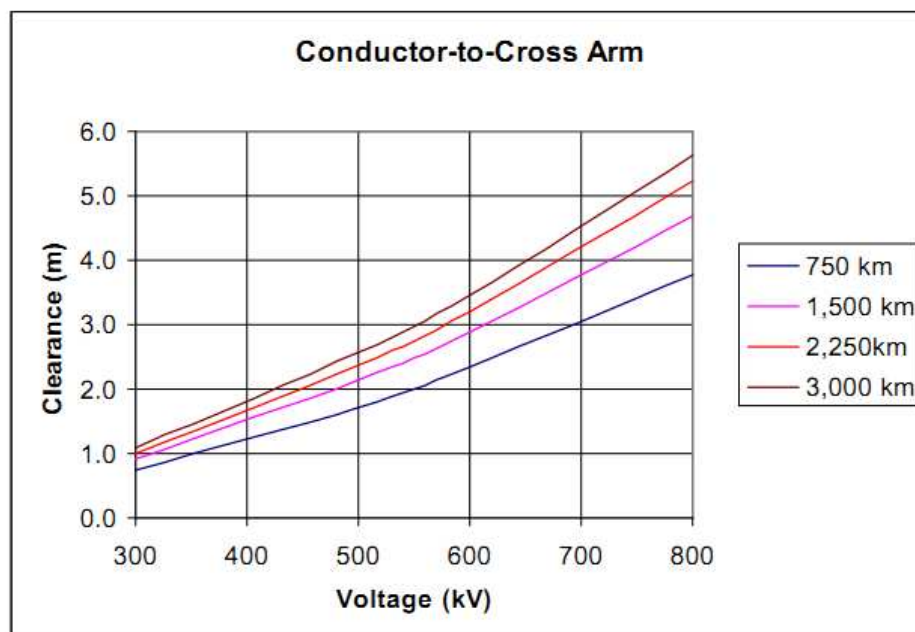


Figura 5.4: Distância condutor-cruzeta para surtos atmosféricos

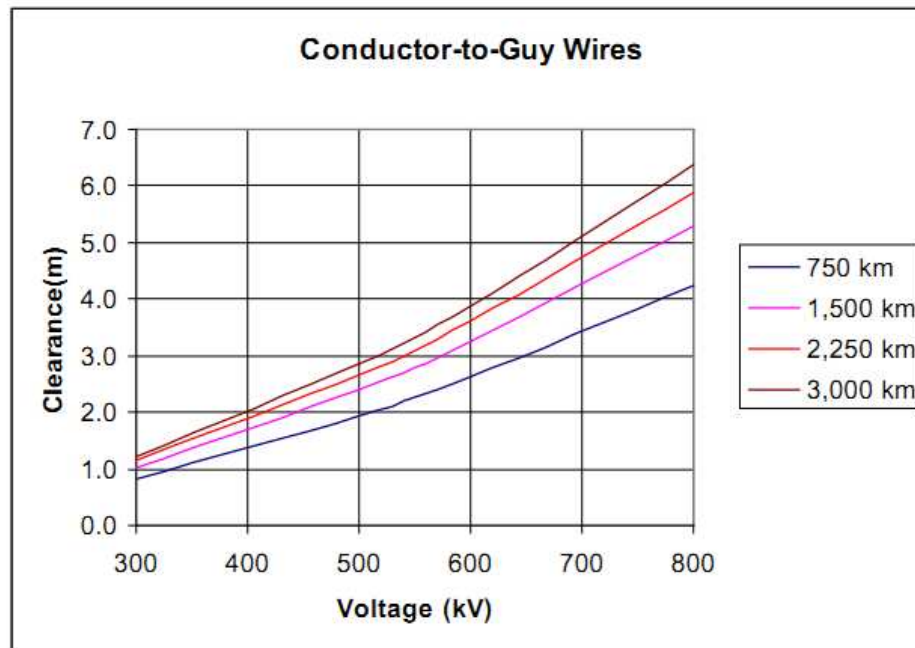


Figura 5.5: Distância condutor-estai para surtos atmosféricos

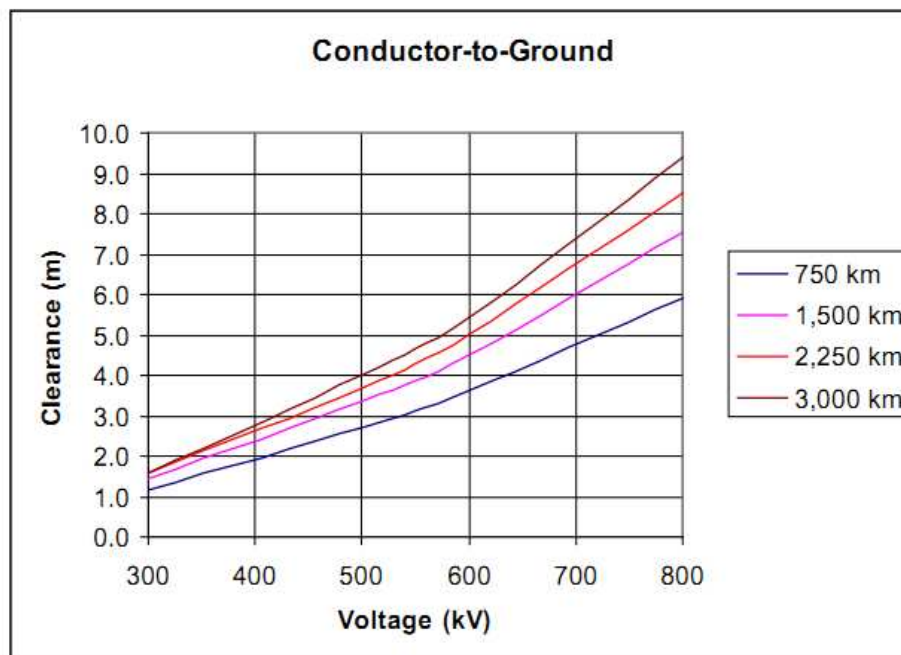


Figura 5.6: Distância condutor-solo para surtos atmosféricos

Assim, conclui-se pelas seguintes distâncias em metros para uma linha de 1500 km e 600 kV:

- Condutor à torre: 3,5 m
- Condutor à cruzeta: 2,9 m
- Condutor ao estai: 3,3 m
- Condutor à terra: 4,6 m

É conveniente que as vezes se tome outros requisitos para a mínima distância do condutor á terra. Então considerando um objeto de 4,5 metros de altura. abaixo da linha tem-se o gráfico apresentado na Figura 5.7.

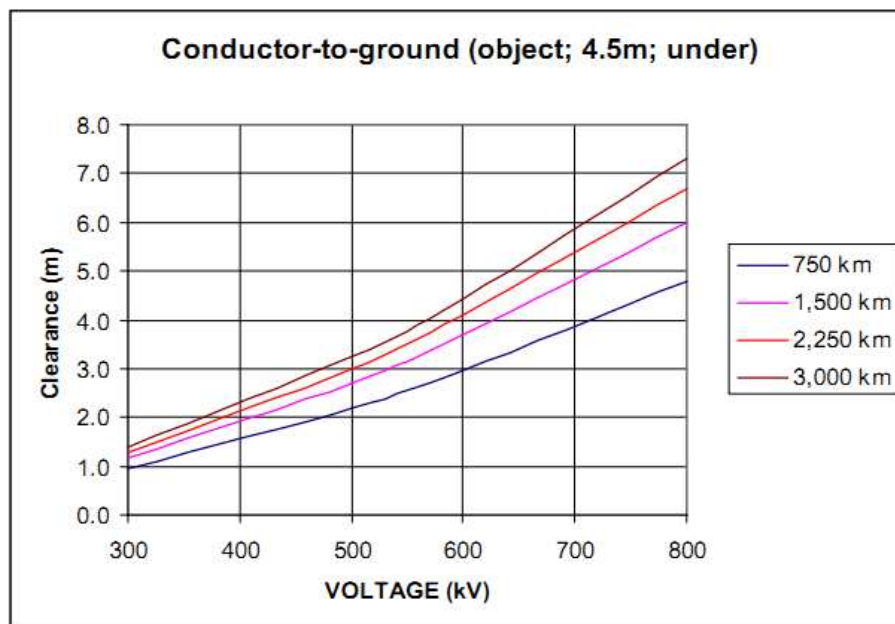


Figura 5.7 :Distância condutor-solo com objeto de 4,5 m abaixo da linha

Concluindo que a distância do condutor á terra será de $3,8 + 4,5$ metros = 8,3 metros

Para a linha de +/- 800kV tem-se :

- Condutor à torre: 5,6 m
- Condutor à cruzeta: 4,8 m
- Condutor ao estai: 5,2 m
- Condutor à terra: 7,5 m
- Condutor à terra com objeto imerso embaixo da linha: 9,1 m

5.3. Temperaturas superficiais, flechas e correntes circulantes nos condutores e perdas de potência

Há interação entre os cálculos das correntes, das temperaturas superficiais e das flechas dos condutores, sobretudo no caso de condutores diferentes em um feixe. Por isso, consta no Sistema ELEKTRA um processo iterativo que calcula seqüencialmente cada um desses parâmetros, obedecendo-se o acoplamento mecânico imposto aos condutores do feixe pelos espaçadores ao longo do vão. A temperatura superficial dos condutores é calculada pela metodologia apresentada em [EPRI, 1977, *Transmission Line Reference book HVDC to ± 600 kV*, California, United States of America], resolvendo-se iterativamente a equação transcendental de equilíbrio térmico. Os cálculos das flechas e da subdivisão das correntes pelos subcondutores, e, por consequência, das perdas de potência, foram implementados segundo o método apresentado na norma 5422 ABNT.

5.4. Campo elétrico na superfície dos condutores

Para estudos em geral, emprega-se no sistema o Método das Imagens Sucessivas para o cálculo do campo elétrico na superfície dos condutores. Contudo, dado que neste caso de linhas em CC comumente são empregados os tradicionais feixes de cabos circulares simétricos e sendo os pólos razoavelmente afastados entre si, do solo e dos cabos pára-raios, também se disponibiliza um processo simplificado, no qual se supõe as cargas dos cabos de um feixe igualmente distribuídas e utiliza-se o conceito de raio equivalente para os feixes, R_{eq} . Logo, quando necessário, para o cálculo simplificado do campo elétrico máximo na superfície dos cabos, E_{max} , considerando-se algumas simplificações e desconsiderando-se as cargas espaciais e nos cabos pára-raios, resulta, após algumas manipulações matemáticas (EPRI, 1977):

$$E_{max} = \frac{0,1 U_{pt} K_o}{ns b \ln \left(\frac{2 H_p}{R''} \right)} \quad (\text{kV/cm}) ; \quad (5.3)$$

sendo:

U_{pt} – tensão entre pólo e terra (V);

ns – número de cabos por pólo;

b – raio externo do condutor (m)

$$\begin{cases} R'' = R_{eq} & , \text{ para linhas monopolares} \\ R'' = R_{eq} \sqrt{\left(\frac{2 H_p}{D_{pp}}\right)^2 + 1} & , \text{ para linhas bipolares} \end{cases} \quad (5.4)$$

Onde:

H_p – altura dos pólos em relação ao solo (m);

D_{pp} – espaçamento entre pólos (m);

R_{eq} – raio equivalente de um feixe de cabos dispostos regularmente ao longo de um círculo de raio R_o (m):

$$R_{eq} = \sqrt[ns]{ns b R_o^{ns-1}} \quad (5.5)$$

K_o – fator que relaciona o campo elétrico médio e o campo elétrico máximo nos cabos do feixe (EPRI, 1977; Salari, 1993):

$$K_o = 1 + (ns - 1) \frac{b}{R_o} \quad (5.6)$$

5.5. Campo elétrico junto ao solo

Essas equações que calculam o campo elétrico junto ao solo para uma instalação em CC foram estudadas de forma mais detalhada pela Bonneville Power Administration (BPA) utilizando um software apropriado.

De forma resumida tem-se as Tabelas 5.3 e 5.4 extraídas de [2] mostrando alguns resultados.

Tabela 5.3 – Perfil lateral de campos elétricos (kV/m)

Weather condition	E+ (50%)			E- (50%)		
	worst (*)	7.9m (*)	22.9m	Worst	7.9m	22.9m
Summer fair	25.4	27.9	11.5	17.2	18.4	7.3
Summer high hum., fog	32.0	36.1	15.0	27.6	31.0	12.8
Spring	21.6	24.2	9.8	16.1	17.9	7.1
W/O space charge		9.6	3.4		9.6	3.4
Pacific Intertie meas.		10.0	5.0		16.0	10.0

Tabela 5.4- Perfil lateral de campos elétricos (kV/m)

Weather condition	E+ (95%)			E- (95%)		
	worst ^(*)	7.9m ^(*)	22.9m	worst	7.9m	22.9m
Summer fair	36.4	40.8	17.1	27.3	30.2	12.4
Summer high hum. fog	38.9	43.8	18.4	35.4	39.9	16.7
Spring	33.9	38.2	16.0	30.3	34.1	14.2
W/O space charge		9.6	3.4		9.6	3.4
Pacific Intertie meas.		20.0	15.0		33.0	22.0

Valores calculados com o software da BPA:

E+ = 28.7 e 14.5 kV/m e E- = 30.9 e 15.4 kV/m, para 7.9 m e 22.9 m respectivamente.

Notas:

- Existem duas equações propostas pelo EPRI para cálculo: uma em função da distância e outra em função da pior condição. Ambas mostram uma certa inconsistência para um intervalo de valores de campo elétrico.
- Os valores de E+ = 28.7 e 14.5 kV/m e E- = 30.9 e 15.4 kV/m, para 7.9 m e 22.9 m respectivamente devem ter 10% de probabilidade de não serem excedidos.
- Os valores obtidos por medições devem ser comparados com a média dos valores calculados

5.6. Campo magnético junto ao solo

Das equações eletromagnéticas fundamentais, pode-se extrair de [6] as fórmulas:

$$\begin{cases} H_{px} = \frac{1}{2\pi} \sum_{j=1}^{nc} \left[I_j \left(-\frac{H_p - H_j}{d_{jp}^2} \right) \right] \\ H_{pz} = \frac{1}{2\pi} \sum_{j=1}^{nc} \left[I_j \left(\frac{x_p - x_j}{d_{jp}^2} \right) \right] \end{cases} \quad (5.7)$$

5.7. Níveis de ruído audível e radiointerferência junto ao solo

Sendo a formulação apresentada em [6]:

5.7.1. Ruído audível

$$AN = AN_0 + 86 \log(g) + k \log(n) + 40 \log(d) - 11.4 \log(R) + \frac{q}{300} \quad (5.8)$$

5.7.2. Radiointerferência em CC

$$RI = 51.7 + 86 \log \frac{g}{g_0} + 40 \log \frac{d}{d_0} + 10 \{1 - [\log(10f)]^2\} + 40 \log \frac{19.9}{D} + \frac{q}{300} \quad (5.9)$$

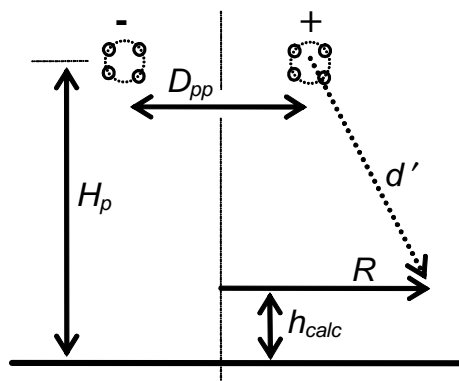


Figura 5.10: Distâncias entre pólos (D_{pp}), altura dos pólos (H_p) e distância radial a partir do pólo positivo para uma linha bipolar (d')

5.8. Alturas Mínimas dos Cabos em Relação ao Solo

Altura dos feixes ao solo:

$$H_p = C_s + sg + Ext + R \quad (5.10)$$

Onde:

H_p : Distância do centro do feixe ao solo

C_s : Distância ao solo no meio do vão: 8; 12.5; 14.5; 19.5 metros para ± 300 ; ± 500 ; ± 600 ; ± 800 kV, respectivamente, determinado pelo critério de campo elétrico.

sg : flecha em $90^\circ C$ (critério adotado)

R : Raio do bundle

Ext : Extensão da torre, acima de $3 \times 3 \text{ m} = 9 \text{ m}$

A altura dos cabos pára-raios (hg) na torre é:

$$hg = hp + R + dis + DG \quad (5.11)$$

Onde:

dis: tamanho da cadeia de isoladores + grampos (3.22; 5.2; 6.2 e 8.17 metros para ± 300 ; ± 500 ; ± 600 e ± 800 kV, respectivamente).

Os valores assumidos para distância entre cruzeta e DG

$D_g = 2,5$ metros (para o caso de 2 cabos pára-raios)

$D_g = 5$ metros (somente 1)

Onde D_g é a distância vertical pólo-cabo pára raio.

5.9. Faixa de Passagem

Para o cálculo da largura da faixa de passagem emprega-se o maior valor entre os calculados pelo sistema considerando os critérios limitantes de radiointerferência, ruído audível, distância de segurança para balanço de condutores e limite máximo de campos elétrico e magnético no solo. O balanço dos condutores é calculado conforme a seguinte metodologia: Foi implementado no sistema ELEKTRA a partir da metodologia apresentada em Fuchs e Almeida (1982) e ABNT (1985), tendo sido necessário um ajuste deste processo para a eventual consideração de feixes com cabos diferentes. [6]

Tem-se que o ângulo de balanço da cadeia de isoladores, θ , é dado por:

$$\text{tg } \theta = \frac{TRAN}{VERT} \quad (5.12)$$

sendo:

TRAN – somatório das forças transversais aplicadas ao ponto de suspensão da fase (ou do pólo), nas cadeias de isoladores (kgf). É função da força do vento em todos os cabos do feixe, no caso de cadeias articuladas, também da força do vento nas cadeias, e ainda, considerando-se o ângulo de deflexão do alinhamento horizontal do eixo da linha, β , da tração horizontal do cabo; logo, tem-se:

$$TRAN = 2 q_0 \alpha C_{xc} L_{ve} \text{sen}^2 \xi \cos \frac{\beta}{2} \sum_{j=1}^{ns} b_j + 0,5 q_0 \alpha C_{xi} \phi_{isol} n_{cad} c_{cad} + 2 \text{sen} \frac{\beta}{2} \sum_{j=1}^{ns} T_j \quad (5.13)$$

onde:

$$q_0 = \frac{0,5 \rho v^2}{9,81} \text{ (kgf/m}^2\text{)} \quad (5.14)$$

ρ – massa específica do ar;

v – velocidade do vento (m/s);

α – coeficiente de efetividade do vento;

C_{xc} – coeficiente de arrasto para cabos; é aproximadamente igual a 1;

L_{ve} – comprimento do vão de vento (m);

ns – número de cabos por fase (ou pólo);

b_j – raio externo do cabo de índice i do feixe (m);

ϕ_{isol} – diâmetro de cada isolador (m);

C_{xi} – coeficiente de arrasto para os isoladores; é aproximadamente igual a 1,2;

n_{cad} – número de cadeias de isoladores por fase (ou pólo);

C_{cad} – comprimento da cadeia de isoladores (m);

T – tração horizontal do cabo de índice i do feixe, sob vento (kgf);

ξ – ângulo de incidência do vento ($\leq 90^\circ$) em relação à direção do vão (considerado para a condição de maior esforço: $2\xi + \beta = 180^\circ$).

$VERT$ – somatório das forças verticais aplicadas ao ponto de suspensão da fase (ou do pólo), nas cadeias de isoladores (kgf). É igual ao peso de todos os cabos do feixe (para o vão de peso considerado), e, no caso de cadeias articuladas, mais o peso relativo das cadeias da fase (ou do pólo), $0,5 P_{cad}$; logo, tem-se:

$$VERT = L_{pe} \sum_{j=1}^{ns} \rho_{uj} + 0,5 P_{cad}; \quad (5.15)$$

onde:

L_{pe} – comprimento do vão de peso (m):

$$L_{pe} = r_{Lpv} L_{ve};$$

r_{Lpv} – relação entre o comprimento do vão de peso e o comprimento do vão de vento (L_{ve});

ρ_{uj} – peso unitário do cabo de fase (ou pólo) de índice j (kgf/m);

P_{cad} – peso total das cadeias de isoladores da fase (ou pólo) (kgf).

Note-se que, para estruturas em alinhamento (ou aproximadamente em alinhamento), desprezando-se simultaneamente a ação do vento nos isoladores e o peso das cadeias, resulta, mais simplesmente,

$$\operatorname{tg} \theta = \frac{2 q_0 \alpha \sum_{j=1}^{ns} b_j}{r_{Lpv} \sum_{j=1}^{ns} p_{uj}}, \quad (5.16)$$

a qual é uma equação comumente adotada.

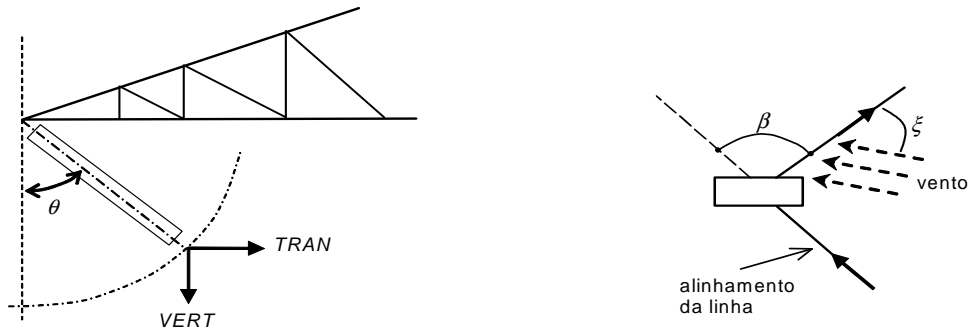


Figura 5.11: Inclinação de uma cadeia de isoladores sob a ação do vento[6]

Para linhas em CA, para o cálculo da faixa em função do nível de radiointerferência para linhas bipolares, pelo fato do condutor de polaridade positiva ser a principal fonte de radiointerferência, e usualmente haver um perfil centrado neste pólo, faz-se o cálculo apenas no sentido centro da linha – pólo positivo, e dobra-se a distância encontrada, conforme exemplificado na Figura 5.12.

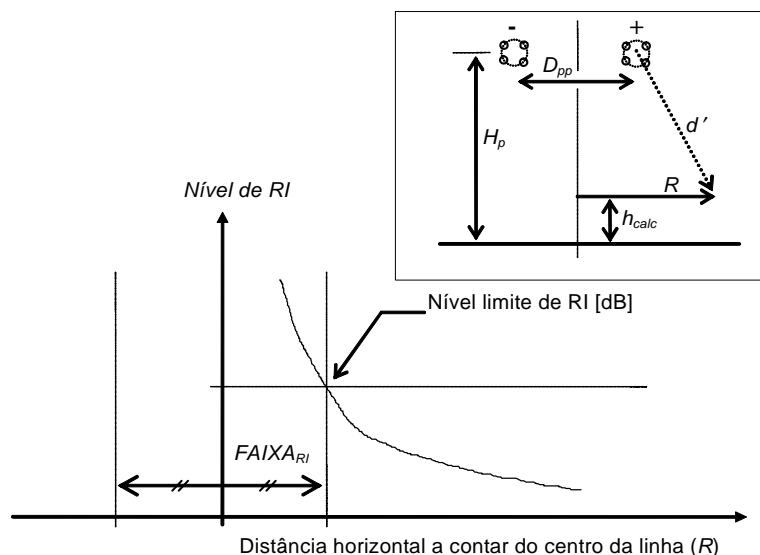


Figura 5.12: Exemplo de perfil lateral do nível de RI[6]

A faixa de passagem em função do nível de ruído audível, $FAIXA_{RA}$ também se observou (EPRI, 1977; EPRI, 1982) que a principal fonte de ruído audível é o condutor de polaridade positiva. De modo semelhante também se obtém as faixas

em função dos níveis de campo elétrico e campo magnético próximos ao solo, nomeadamente as faixas $FAIXA_{CE}$ e $FAIXA_{CM}$.

5.10. Pesos das Estruturas e das Fundações e do Volume de Escavação das Configurações

O método empregado para a estimativa do peso das estruturas, do peso da fundação e do volume de escavação utiliza as conhecidas equações de regressão, envolvendo somas de relações entre coeficientes unitários e pesos ou forças longitudinais, transversais e verticais exercidas nos suportes da estrutura. Os coeficientes dessas equações são dados de entrada para o sistema e são calculados separadamente por um programa específico de esforços em estruturas.

5.10.1. Peso da Estrutura

A partir do anteprojeto da torre, elaborado para cargas transversais, longitudinais e verticais compreendidas dentro de limites preestabelecidos, obtêm-se os coeficientes da equação de regressão para o cálculo do peso da estrutura. No caso de estruturas estaiadas, os coeficientes devem ser por forma a incluir mastros e estais.

Assim, o peso estimado para a estrutura, P_{EST} , é calculado no sistema ELEKTRA em função das cargas $VERT$, $LONG$ e $TRAN$ atuantes por fase (ou pólo) na estrutura, da altura de fixação de uma fase (ou um pólo) nas cadeias de isoladores ou junto à estrutura, H_{condN} , e de um espaçamento entre fases (ou pólos), D , em (m), da seguinte forma:

$$P_{EST} = a_{o_{EST}} + a_{d_{EST}} D + a_{h_{EST}} H_{condN} + a_{v_{EST}} VERT + a_{l_{EST}} LONG + a_{t_{EST}} TRAN + a_{ld_{EST}} LONG D + a_{lh_{EST}} LONG H_{condN} + a_{th_{EST}} TRAN H_{condN} \quad (\text{kgf}); \quad (5.17)$$

sendo:

$a_{o_{EST}}$ – coeficiente de regressão do termo independente (kgf);

$a_{d_{EST}}$ – coeficiente de regressão do espaçamento entre fases (ou pólos) (kgf/m);

$a_{h_{EST}}$ – coeficiente de regressão da altura do ponto de fixação do feixe de cabos nas cadeias de isoladores (kgf/m);

$a_{v_{EST}}$ – coeficiente de regressão da carga vertical (-);

$a_{l_{EST}}$ – coeficiente de regressão da carga longitudinal (-);

at_{EST} – coeficiente de regressão da carga transversal (-);

ald_{EST} – coeficiente de regressão da carga longitudinal e do espaçamento entre fases (ou pólos) (m^{-1});

alh_{EST} – coeficiente de regressão da carga longitudinal e da altura do ponto de fixação do feixe de cabos nas cadeias de isoladores (m^{-1});

ath_{EST} – coeficiente de regressão da carga transversal e da altura do ponto de fixação do feixe de cabos nas cadeias de isoladores (m^{-1}).

5.10.2. Peso da Fundação

O cálculo do peso da fundação é feito no sistema ELEKTRA de forma semelhante à descrita para o cálculo do peso da estrutura. Portanto, conhecendo-se os coeficientes da equação de regressão a ser utilizada, obtém-se o peso estimado da fundação, P_{FUND} , por:

$$P_{FUND} = a_{o_{FUND}} + a_{d_{FUND}} D + a_{h_{FUND}} H_{condN} + a_{v_{FUND}} VERT + a_{l_{FUND}} LONG + a_{t_{FUND}} TRAN + a_{ld_{FUND}} LONG D + a_{lh_{FUND}} LONG H_{condN} + a_{th_{FUND}} TRAN H_{condN} \quad (\text{kgf}); \quad (5.18)$$

sendo:

$a_{o_{FUND}}$ – coeficiente de regressão do termo independente (kgf);

$a_{d_{FUND}}$ – coeficiente de regressão do espaçamento entre fases (ou pólos) (kgf/m);

$a_{h_{FUND}}$ – coeficiente de regressão da altura do ponto de fixação do feixe de cabos nas cadeias de isoladores (kgf/m);

$a_{v_{FUND}}$ – coeficiente de regressão da carga vertical (-);

$a_{l_{FUND}}$ – coeficiente de regressão da carga longitudinal (-);

$a_{t_{FUND}}$ – coeficiente de regressão da carga transversal (-);

$a_{ld_{FUND}}$ – coeficiente de regressão da carga longitudinal e do espaçamento entre pólos (m^{-1});

$a_{lh_{FUND}}$ – coeficiente de regressão da carga longitudinal e da altura do ponto de fixação do feixe de cabos nas cadeias de isoladores (m^{-1});

$a_{th_{FUND}}$ – coeficiente de regressão da carga transversal e da altura do ponto de fixação do feixe de cabos nas cadeias de isoladores (m^{-1}).

5.10.3. Volume de Escavação

O cálculo do volume de escavação também é feito no sistema ELEKTRA de forma semelhante à descrita para o cálculo do peso da estrutura. Portanto, conhecendo-se os coeficientes da equação de regressão a ser utilizada, obtém-se o volume estimado de escavação, V_{ESC} , por:

$$V_{ESC} = a_{o_{ESC}} + a_{d_{ESC}} D + a_{h_{ESC}} H_{condN} + a_{v_{ESC}} VERT + a_{l_{ESC}} LONG + a_{t_{ESC}} TRAN + a_{ld_{ESC}} LONG D + a_{lh_{ESC}} LONG H_{condN} + a_{th_{ESC}} TRAN H_{condN} \quad (m^3); \quad (5.19)$$

sendo:

$a_{o_{ESC}}$ – coeficiente de regressão do termo independente (m^3);

$a_{d_{ESC}}$ – coeficiente de regressão do espaçamento entre fases (ou pólos) (m^3/m);

$a_{h_{ESC}}$ – coeficiente de regressão da altura do ponto de fixação do feixe de cabos nas cadeias de isoladores (m^3/m);

$a_{v_{ESC}}$ – coeficiente de regressão da carga vertical (m^3/kgf);

$a_{l_{ESC}}$ – coeficiente de regressão da carga longitudinal (m^3/kgf);

$a_{t_{ESC}}$ – coeficiente de regressão da carga transversal (m^3/kgf);

$a_{ld_{ESC}}$ – coeficiente de regressão da carga longitudinal e do espaçamento entre fases (ou pólos) (m^2/kgf);

$a_{lh_{ESC}}$ – coeficiente de regressão da carga longitudinal e da altura do ponto de fixação do feixe de cabos nas cadeias de isoladores (m^2/kgf);

$a_{th_{ESC}}$ – coeficiente de regressão da carga transversal e da altura do ponto de fixação do feixe de condutores nas cadeias de isoladores (m^2/kgf).

5.10.4. Valores empregados

O programa Elektra fornece todos os coeficientes pertinentes aos cálculos para peso das estruturas e volume das escavações como mostram as Tabelas 5.5 e 5.6.

Tabela 5.5 – Coeficientes para cálculos de estruturas e volume de escavações (± 600 kV)

ESTRUTURA	E_est_600_CC	ESCAVAÇÃO	E_est_600_CC
Equação do Peso (kgf)		Equação do Volume (m3)	
termo independente	-8.0865E+02	termo independente	-1.3859
coeficiente devido a h	1.1382E+02	coeficiente devido a h	0
coeficiente devido a d	6.3240E+01	coeficiente devido a d	9.04E-02
coeficiente devido a l	1.2609E-01	coeficiente devido a l	0.0028807
coeficiente devido a v	0	coeficiente devido a v	-1.2404E-03
coeficiente devido a t	2.9239E-02	coeficiente devido a t	6.3237E-04
coeficiente devido a ld	9.4906E-03	coeficiente devido a ld	2.3002E-04
coeficiente devido a lh	-1.1847E-03	coeficiente devido a lh	1.7E-06
coeficiente devido a th	4.1623E-04	coeficiente devido a th	1.7476E-05
FUNDAÇÃO GRELHA	E_est_600_CC	ESTAIS	E_est_600_CC
Equação do Peso (kgf)		Quantidade	
termo independente	-3.5706E+02	valor	0
coeficiente devido a h	0		
coeficiente devido a d	6.0418E+00		
coeficiente devido a l	1.2431E-01		
coeficiente devido a v	-5.0439E-02		
coeficiente devido a t	3.1562E-02		
coeficiente devido a ld	7.3616E-03		
coeficiente devido a lh	0		
coeficiente devido a th	5.0946E-04		
HASTES/ÂNCORA	E_est_600_CC		
Quantidade			
valor			0

Tabela 5.6 - Coeficientes para cálculos de estruturas e volume de escavações (± 800 kV)

ESTRUTURA	E_est_800_CC	ESCAVAÇÃO	E_est_800_CC
Equação do Peso (kgf)		Equação do Volume (m3)	
termo independente	-5.3553E+02	termo independente	-1.0535E+00
coeficiente devido a h	1.559E+02	coeficiente devido a h	0
coeficiente devido a d	8.2212E+01	coeficiente devido a d	1.1893E-01
coeficiente devido a l	1.9039E-01	coeficiente devido a l	3.7898E-03
coeficiente devido a v	0	coeficiente devido a v	-9.4287E-04
coeficiente devido a t	4.4151E-02	coeficiente devido a t	8.3195E-04
coeficiente devido a ld	4.1623E-03	coeficiente devido a ld	2.6383E-04
coeficiente devido a lh	-2.7073E-03	coeficiente devido a lh	1.9000E-06
coeficiente devido a th	1.8255E-04	coeficiente devido a th	2.0045E-05
FUNDAÇÃO GRELHA	E_est_800_CC	ESTAIS	E_est_800_CC
Equação do Peso (kgf)		Quantidade	
termo independente	-321.67	valor	0
coeficiente devido a h	0		
coeficiente devido a d	6.7064E+00		
coeficiente devido a l	1.3798E-01		
coeficiente devido a v	-4.5441E-02		
coeficiente devido a t	3.5034E-02		
coeficiente devido a ld	7.7559E-03		
coeficiente devido a lh	0		
coeficiente devido a th	5.3675E-04		
HASTES/ÂNCORA	E_est_800_CC		
Quantidade			
valor			0

CAPÍTULO 6. Sumário dos Resultados e Conclusões

6.1. Resultados

Primeiramente, para as propostas deste trabalho acadêmico, os custos considerados nesse projeto tiveram como base informações de 2006, tomando-se como referência o dólar dessa época, com o valor R\$1,70.

Não seria viável transformar tais custos do projeto na moeda real atual, porque nem todos os materiais, etapas, etc variaram de preço na mesma proporção.

Com base em todos os dados fornecidos nos Capítulos 5, 6 e 7, os resultados gerados pelo programa ELEKTRA mostraram primeiramente as comparações entre os vários tipos de cabos e de feixes de cabos, apontando como soluções promissoras as configurações com feixes de 4 subcondutores CAA (ACSR em inglês), código kiwi, para as linhas em ± 600 kV e também com feixes de 4 subcondutores CAA, código kiwi, para as linhas em ± 800 kV. Embora aparente algum equívoco, observe-se que tal similaridade de feixes de cabos resulta do fato de que um mesmo feixe de cabos em ± 600 kV resulta em um custo de instalação menor, enquanto que em ± 800 kV este mesmo feixe terá um custo das perdas de energia menor.

Com base na Tabela 4.1, verificou-se inicialmente preços de U\$S 465×10^6 e U\$S 510×10^6 respectivamente para as estações conversoras de ± 600 kV e ± 800 kV, para uma potência de 3000 MW.

Após isso, fez-se a comparação do custo total para as linhas de ± 600 kV e ± 800 kV. Tendo em vista que as melhores opções de cabo para cada uma das tensões propostas apresentaram desempenho técnico semelhantes, optou-se pela linha mais barata, que é a de ± 800 kV. Essa foi a melhor escolha a ser utilizada para se transmitir 3000 MW a uma distância de 1500 km. Os custos totais em dólar dos projetos de cada linha foram então os seguintes:

➤ Sistema de transmissão em ±600 kV:

$$\begin{aligned} & \text{Instalação + perdas totais + estações conversoras + linhas do eletrodo} = \\ & \text{US\$ 389.072.727 + US\$ 422.236.363 + US\$ 930.000.000 + US\$ 109.500.000} = \\ & \text{US\$ 1.850.809.363} \end{aligned}$$

➤ Sistema de transmissão em ±800 kV:

$$\begin{aligned} & \text{Instalação + perdas totais + estações conversoras + linhas do eletrodo} = \\ & \text{US\$ 449.359.090 + US\$ 332.897.727 + US\$ 1.020.000.000 + US\$ 94.500.000} = \\ & \text{US\$ 1.896.756.817} \end{aligned}$$

A princípio esse resultado mostra uma vantagem pequena do projeto de ±600 kV, i.e., aproximadamente 2,5% mais barato.

As Figuras 6.1 e 6.2 e as Tabelas de 6.1 até 6.12 mostram um resumo dos dados fornecidos e resultados do programa ELEKTRA.

Primeiramente seguem-se as principais informações fornecidas ao programa ELEKTRA. Deve ser lembrado que o programa ELEKTRA não considera o custo das conversoras, pois este valor é, para uma dada potência, praticamente fixo dentro de um mesmo nível de tensão, e o ELEKTRA considera apenas um nível de tensão a cada estudo. Leva-se em consideração os dados da Tabela 6.1 para fornecer ao ELEKTRA.

Tabela 6.1 – Valores iniciais fornecidos ao programa ELEKTRA

Potência	Tempo	fator de carga	fator de perdas
1	0,3	0,5750	0,4375
0	0,15		
0,5	0,55		

A Tabela 6.2 mostra a análise de diversos casos variando número de subcondutores e tipos de cabos. As linhas desta tabela sem nenhuma célula em laranja são os casos viáveis tecnicamente. E a linha em azul foi a melhor opção técnico-econômica. O lado direito da tabela mostra os cálculos feitos pelo programa a serem comparados com os valores padrão.

Para a linha de ± 600 kV

Tabela 6.2 – Avaliação dos tipos de cabos empregados

		Análise																										
		Selecione os casos																										
		<input checked="" type="radio"/> Todos estudados <input type="radio"/> Tecnicamente viáveis <input type="radio"/> Tecnicamente inviáveis <input type="radio"/> Caso menor custo																										
		Rotina de cálculo																										
		Valor calculado																										
Número caso	Configuração	Condutor	Falha geral	Falha Ts.Normal	Falha Ts.Sobrec.	Falha Balanço	Falha Ts.CM	Falha Ts.CE,RI,RA	Falha CE sup.	Falha RI	Falha RA	Falha P.Corona	Falha P.Joule	Falha C.Mecân.	Falha Induções	Ts.Normal	Ts.Sobrec.	CE sup. cond	CE crit.Cond	CE sup. PR	CE crit.PR	Larg. Faixa	RI lim. Faixa	RA lim. Faixa	CE lim. Faixa	CM lim. Faixa	CE na Faixa	CM na Faixa
1	ns = 3	RAIL														48,97	52,83	32,69	27,57	8,51	30,57	110,9	37,00	42,00	7,01	2,24	24,99	20,14
2	ns = 3	BLUEJAY														46,73	49,77	30,67	27,36	8,45	30,57	88,1	39,58	42,00	9,06	3,26	24,97	20,93
3	ns = 3	BITTERN														45,18	47,67	29,08	27,19	8,60	30,57	81,5	40,00	41,51	9,62	3,72	24,98	21,88
4	ns = 3	CHUKAR														43,72	45,44	26,31	26,75	9,23	30,57	72,4	40,00	39,98	9,93	4,62	24,98	26,07
5	ns = 3	KIWI														41,31	42,43	23,71	26,56	7,52	30,57	66,6	40,00	39,24	10,09	5,16	24,97	27,03
6	ns = 4	RAIL														43,90	45,98	27,37	27,57	9,46	30,57	56,5	40,00	41,31	13,53	6,17	24,97	22,58
7	ns = 4	BLUEJAY														42,70	44,36	25,70	27,36	9,32	30,57	53,7	39,75	40,52	13,56	6,66	24,98	23,97
8	ns = 4	BITTERN														41,87	43,24	24,39	27,19	9,44	30,57	52,4	39,52	39,87	13,36	7,05	24,98	25,56
9	ns = 4	CHUKAR														41,41	42,36	21,29	26,75	10,02	30,57	48,1	39,49	38,41	12,67	8,54	24,98	31,19
10	ns = 4	KIWI														39,81	40,43	19,99	26,56	8,09	30,57	50,4	38,01	37,29	10,93	8,08	24,99	36,12
11	ns = 6	RAIL														40,38	41,28	21,61	27,57	10,80	30,57	55,2	32,54	37,39	11,57	6,96	25,02	28,82
12	ns = 6	BLUEJAY														39,89	40,61	20,33	27,36	10,56	30,57	54,2	32,23	36,62	11,00	7,38	25,02	32,08
13	ns = 6	BITTERN														39,55	40,15	19,31	27,19	10,62	30,57	52,8	32,23	36,08	10,31	7,92	25,00	36,58
14	ns = 6	CHUKAR														39,78	40,20	16,96	26,75	11,10	30,57	48,5	33,04	35,01	7,24	10,07	25,04	49,13
15	ns = 6	KIWI														38,75	39,02	15,93	26,56	8,90	30,57	50,9	31,40	33,88	5,47	9,37	23,26	56,29

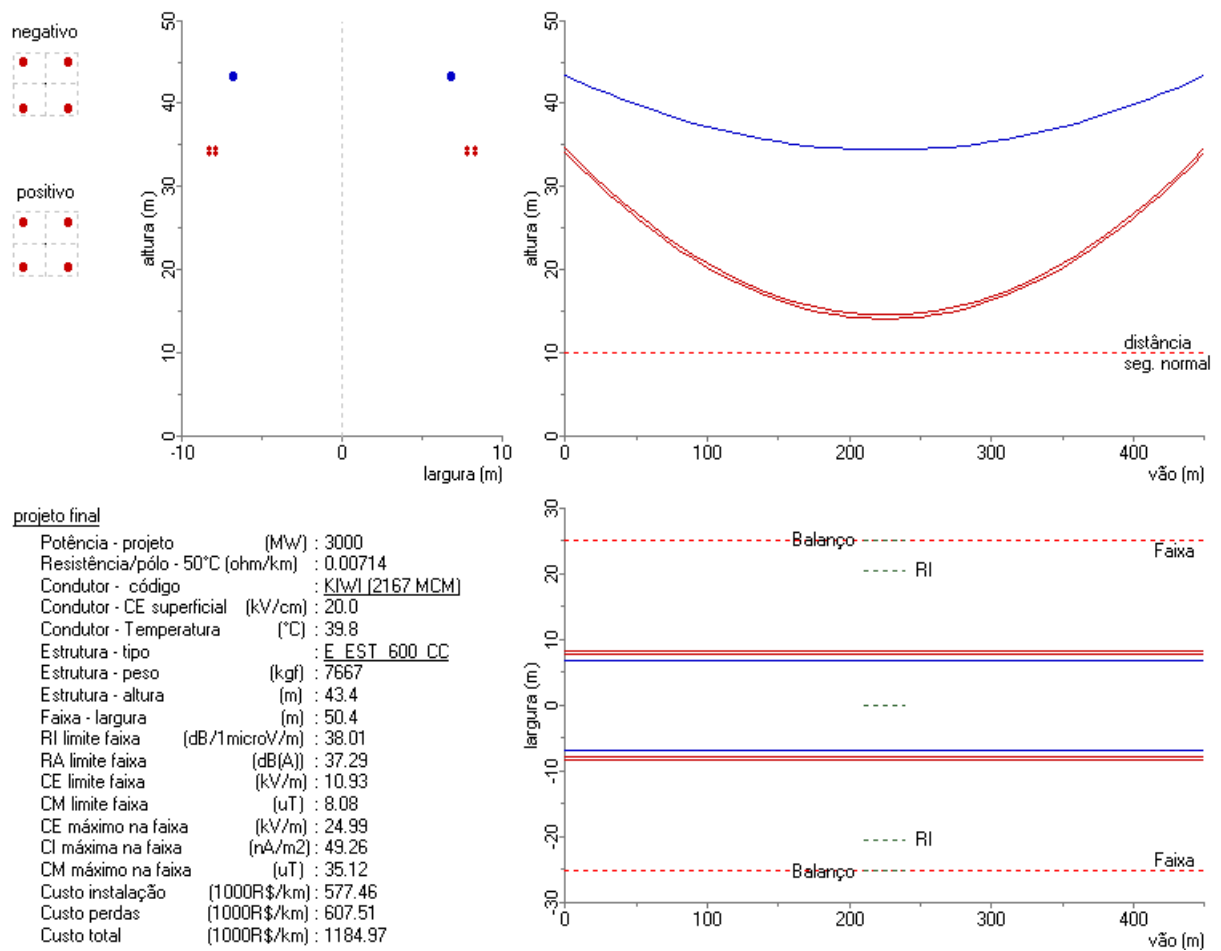


Figura 6.1 – Perfis da linha em operação

Tabela 6.3 – Perfis da linha

Tensão nominal	(kV) : 600	Critérios campos interferentes	
Tensão máxima operativa	(kV) : 600	Condição do tempo para cálculo RI	: Bom
Potência nominal	(mW) : 3000	Condição do tempo para cálculo RA	: Molhado
Potência sobrecarga	(mW) : 3450	CE máximo/CE crítico superfície cabo	(%) : 95
Distância entre SEs	(km) : 1500	Comprim. da LT com perdas corona	(%) : 20
Cadeia suspensão		Fator de perdas corona	(%) : 1
Código :	I600CC I600CC	EDS	
Movimento :	Móvel/ Móvel	Temperatura cabo condutor	(°C) : 25
Distância à mísula (m):	7.0 /7.0	Tração cabo condutor	(%) : 20
Coeficiente efetividade balanço	(pu) : 0.8	Temperatura cabo para-raios	(°C) : 25
Cabos condutor e para-raios		Tração cabo para-raios	(%) : 18
Emissividade	: 0.5	Vão	
Absorvidade	: 0.5	Vão médio	(m) : 450
Coef. superfície CE	: 0.82	Vão regulador	(m) :
Temperaturas máximas dos cabos		Vão peso / vão vento	(pu) : 0.8
Condutor operação normal	(°C) : 90		
Condutor operação sobrecorr.	(°C) : 90		
para-raios	(°C) : 100		
Temperaturas fixa dos cabos calc. parâmetros			
Condutor	(°C) : 50		
Frequência fixa (CC) calc. parâm.	(Hz) : 0.1		
Distâncias mínimas			
Condutor-solo operação normal	(m) : 10		
Condutor-solo operação sobrecorr.	(m) :		
Fase-Terra	(m) :		
Fase-Fase	(m) :		
Entre subc.	(m) : 0.4		
Altura fixa do cabo mais alto na torre	(m) :		
Faixa de passagem			
Largura máxima	(m) :		
Altura dos cabos calc. lim. faixa	: Média		
RI máximo no limite	(db/1microV/m) : 40		
RA máximo no limite	(db(A)) : 42		
CE máximo no limite	(kV/m) :		
CE máximo no interior	(kV/m) : 25		
CI máximo no limite	(nA/m2) :		
CI máximo no interior	(nA/m2) :		
CM máximo no limite	(uT) :		

Tabela 6.4 – Perfis da linha

Perdas de potência	(\$/MW):		Estrutura	
Perdas de energia	(\$/MWh):	113	Material (Estaiada)	(\$/kg): 3.74
Taxa financ. atualização anual	(%):	8	Montagem (Estaiada)	(\$/kg): 1.48
Valor residual instal. e equipamentos	(\$):			
Fatores autop/ancor->estaiada/susp			Cabos estruturais	
Isoladores	(p.u.):	1.1	Material	(\$/kg):
Estruturas	(p.u.):	1.08		
Fundações	(p.u.):	1.05	Estais	
Ferragens	(p.u.):	1.05	Material	(\$/kg):
Feixe			Fundação Principal	
Condutor	(\$/kg):		Material (Estaiada)	(\$/kg): 3.74
- RAIL - 954.0 (ACSR)	:	7.7	Execução (Estaiada)	(\$/kg): 1.56
- BLUEJAY - 1113.0 (ACSR)	:	7.7		
- BITTERN - 1272.0 (ACSR)	:	7.7	Fundação Âncora	
- CHUKAR - 1780.0 (ACSR)	:	7.7	Material	(\$/kg):
- KIWI - 2167.0 (ACSR)	:	7.7	Execução	(\$/kg):
Espaçador/Amortecedor	(\$/unidade):	418.5	Escavação	
Lançamento	(\$/km):	43537.5	Execução (Estaiada)	(\$/m3): 112
Cadeia			Concretagem	
Isolad. susp. (valor médio)	(\$/unidade):	126	Execução (Estaiada)	(\$/m3): 602
Conjunto suspensão	(\$/unidade):	2305.5		
para-raios			Aterramento	
Condutor	(\$/kg):		Material	(\$/km): 752
- 3/8 - 9.14 MM (EHS)	:	7.66	Montagem	(\$/km): 2741
- 7/16 - 11.05 MM (EHS)	:	7.66	Acesso	(\$/km): 2100
- 1/2 - 12.57 MM (EHS)	:	7.66	Topografia	(\$/km): 6450
...			Geologia e Sondagem	(\$/km): 795
Conjunto suspensão	(\$/unidade):	107	Terreno e serv. faixa	(\$/m/km): 118
Amortecedor	(\$/unidade):	64	Limpeza de faixa	(\$/m/km): 72.08
Lançamento	(\$/km):	4300	Outros	
			Material	(\$/km): 4515

Tabela 6.5 – Perfis da linha

Segurança nominal		
Corrente (A)	2500	Nominal máxima
Velocidade vento (m/s)	3.0	Brisa
Direção vento (graus)	90	Perpendicular
Temperatura ar (°C)	34	Média das máximas diárias
Radiação solar (W/m ²)	1000	Forte
Segurança sobrecarga		
Corrente (A)	2875	Sobrecarga máxima
Velocidade vento (m/s)	3.0	Brisa
Direção vento (graus)	90	Perpendicular
Temperatura ar (°C)	34	Média das máximas diárias
Radiação solar (W/m ²)	1000	Forte
Carregamento estrutural		
Corrente (A)	0	Sem carga
Velocidade vento (m/s)	27.8	Forte
Direção vento (graus)	90	Perpendicular
Temperatura ar (°C)	0	Média das mínimas diárias
Radiação solar (W/m ²)	0	Fraca
Balanco condutores e cadeias		
Corrente (A)	2500	Nominal máxima
Velocidade vento (m/s)	27.8	Forte
Direção vento (graus)	90	Perpendicular
Temperatura ar (°C)	26	Média anual
Radiação solar (W/m ²)	1000	Forte
Parâmetros e campos		
Corrente (A)	2500	Nominal máxima
Velocidade vento (m/s)	1.0	Média
Direção vento (graus)	90	Perpendicular
Temperatura ar (°C)	26	Média anual
Radiação solar (W/m ²)	1000	Forte
Perdas Joule		
Corrente (A)	Mostra	Nominal por período
Velocidade vento (m/s)	1.0	Média
Direção vento (graus)	90	Perpendicular
Temperatura ar (°C)	26	Média anual
Radiação solar (W/m ²)	1000	Forte

Tabela 6.6– Percentuais de custo

Acréscimos na quantidade de materiais	
Cabo condutor (perdas na instalação e catenárias)	(%) : 5
Cabo para-raios (perdas na instalação e catenárias)	(%) : 5
Outros, exceto cabos (perdas na instalação)	(%) : 3
Sobre o valor de Aquisição dos Materiais	
Capacidade de materiais	(%) : 0.5
Sobre o valor do Custo Direto Básico	
Projeto básico	(%) : 1
Projeto executivo	(%) : 2
Meio ambiente	(%) : 3
Fiscalização (Adm. Local)	(%) : 2
Sobre o valor do Custo Direto	
Administração central	(%) : 3
Projeto executivo	(%) : 2
Eventuais	(%) : 3
Conversoras (CC)	
Fator de perdas	(%) : 1.5

Tabela 6.7: Custos totais e percentuais

Descrição	Quantidade/km	\$ Unitário	Total (\$/km)	%
Terrenos e servidões	82.85 m.km	118.00	9776.04	2.22
Estruturas (aço estaiada convencional)	14028.41 kgf	4.04	56663.57	12.85
Cabos e ferragens para fins estruturais				
Estaiamento				
Fundações (grelha)	5275.63 kgf	3.93	20717.38	4.70
Hastes de âncora/tirantes				
Cabos condutores	19443.06 kgf	7.70	149711.60	33.94
Cabos para-raios	1615.74 kg	7.66	12376.57	2.81
Isoladores	164.80 und	138.60	22841.28	5.18
Conjuntos de suspensão dos cabos condutores	4.58 und	1210.39	5540.89	1.26
Conjuntos de suspensão dos cabos para-raios	4.58 und	112.35	514.31	0.12
Espaçadores dos cabos condutores	27.47 und	209.25	5747.40	1.30
Amortecedores dos cabos para-raios	9.16 und	64.00	585.96	0.13
Aterramentos			752.00	0.17
Demais materiais			2370.38	0.54
Aquisição de materiais			277821.30	62.98
Inspeção			1389.11	0.31
Canteiro de Obras			4167.32	0.94
Materiais e despesas			283377.80	64.24
Limpeza de faixa	82.85 m.km	72.08	5971.67	1.35
Escavação das fundações	155.22 m3	120.96	18775.76	4.26
Montagem das fundações	5275.63 kgf	1.64	8641.48	1.96
Instalação de âncoras/tirantes				
Concretagem				
Montagem das estruturas			22423.02	5.08
Instalação dos cabos condutores			21768.75	4.93
Instalação dos cabos para-raios			4300.00	0.97
Instalação dos aterramentos			2741.00	0.62
Construção de acessos			2100.00	0.48
Doutros serviços			0.00	0.00
Serviços de construção			86721.68	19.66
Serviços de topografia			6450.00	1.46
Serviços de geologia/sondagem			795.00	0.18
Projeto básico			1935.60	0.44
Projeto executivo			7742.41	1.76
Custos ambientais			11613.61	2.63
Fiscalização (Adm. Local)			7742.41	1.76
Administração central			12484.63	2.83

Para a linha de ± 800 kV

Tabela 6.8 - Avaliação dos tipos de cabos empregados

		Seleção os casos										Valor calculado																	
		<input checked="" type="radio"/> Todos estudados					<input type="radio"/> Tecnicamente viáveis					<input type="radio"/> Tecnicamente inviáveis					<input checked="" type="radio"/> Caso menor custo												
		Rotina de cálculo																											
Número caso	Configuração	Condutor	Falha geral	Falha Ts.Normal	Falha Ts.Sobrec.	Falha Balanço	Falha Ts.CM	Falha Ts.CE,RI,RA	Falha CE sup.	Falha RI	Falha RA	Falha P.Corona	Falha P.Joule	Falha C.Mecân.	Falha Induções	Ts.Normal	Ts.Sobrec.	CE sup. cond	CE crit.Cond	CE sup. PR	CE crit.PR	Larg. Faixa	RI lim. Faixa	RA lim. Faixa	CE lim. Faixa	CM lim. Faixa	CE na Faixa	CM na Faixa	
1 ns = 3	RAIL	RAIL														43,90	45,98	41,19	27,57	12,19	30,57	400,0	23,32	42,00	1,89	0,19	24,99	9,73	
2 ns = 3	BLUEJAY	BLUEJAY														42,70	44,36	38,63	27,36	12,07	30,57	400,0	22,28	42,00	1,83	0,19	24,99	10,05	
3 ns = 3	BITTERN	BITTERN														41,87	43,24	36,60	27,19	12,22	30,57	400,0	21,42	42,00	1,77	0,19	24,99	10,35	
4 ns = 3	CHUKAR	CHUKAR														41,41	42,36	31,81	26,75	12,94	30,57	279,5	25,66	42,00	2,68	0,39	24,99	11,34	
5 ns = 3	KIWI	KIWI																											
6 ns = 4	RAIL	RAIL														41,12	42,27	34,30	27,57	13,32	30,57	306,2	21,27	42,00	2,51	0,32	24,98	10,59	
7 ns = 4	BLUEJAY	BLUEJAY														40,48	41,40	32,19	27,36	13,13	30,57	250,7	23,83	42,00	3,20	0,48	24,99	11,08	
8 ns = 4	BITTERN	BITTERN														40,04	40,80	30,53	27,19	13,26	30,57	212,7	25,92	42,00	3,90	0,65	24,99	11,50	
9 ns = 4	CHUKAR	CHUKAR														40,13	40,66	26,61	26,75	13,95	30,57	140,4	31,17	42,00	6,24	1,40	25,00	13,14	
10 ns = 4	KIWI	KIWI														38,98	39,32	24,96	26,56	11,66	30,57	113,2	33,67	42,00	7,82	2,02	24,98	14,22	
11 ns = 6	RAIL	RAIL														39,17	39,67	26,74	27,57	15,00	30,57	116,1	28,79	42,00	8,38	1,91	24,99	12,56	
12 ns = 6	BLUEJAY	BLUEJAY														38,92	39,32	25,12	27,36	14,72	30,57	93,3	31,24	42,00	10,30	2,73	24,99	13,44	
13 ns = 6	BITTERN	BITTERN														38,75	39,08	23,86	27,19	14,82	30,57	77,4	33,22	42,00	12,04	3,63	24,99	14,44	
14 ns = 6	CHUKAR	CHUKAR														39,22	39,45	20,88	26,75	15,44	30,57	57,8	35,82	41,36	13,89	5,74	24,99	18,16	
15 ns = 6	KIWI	KIWI														38,38	38,53	19,63	26,56	12,81	30,57	60,1	34,72	40,39	11,66	5,59	25,00	20,82	

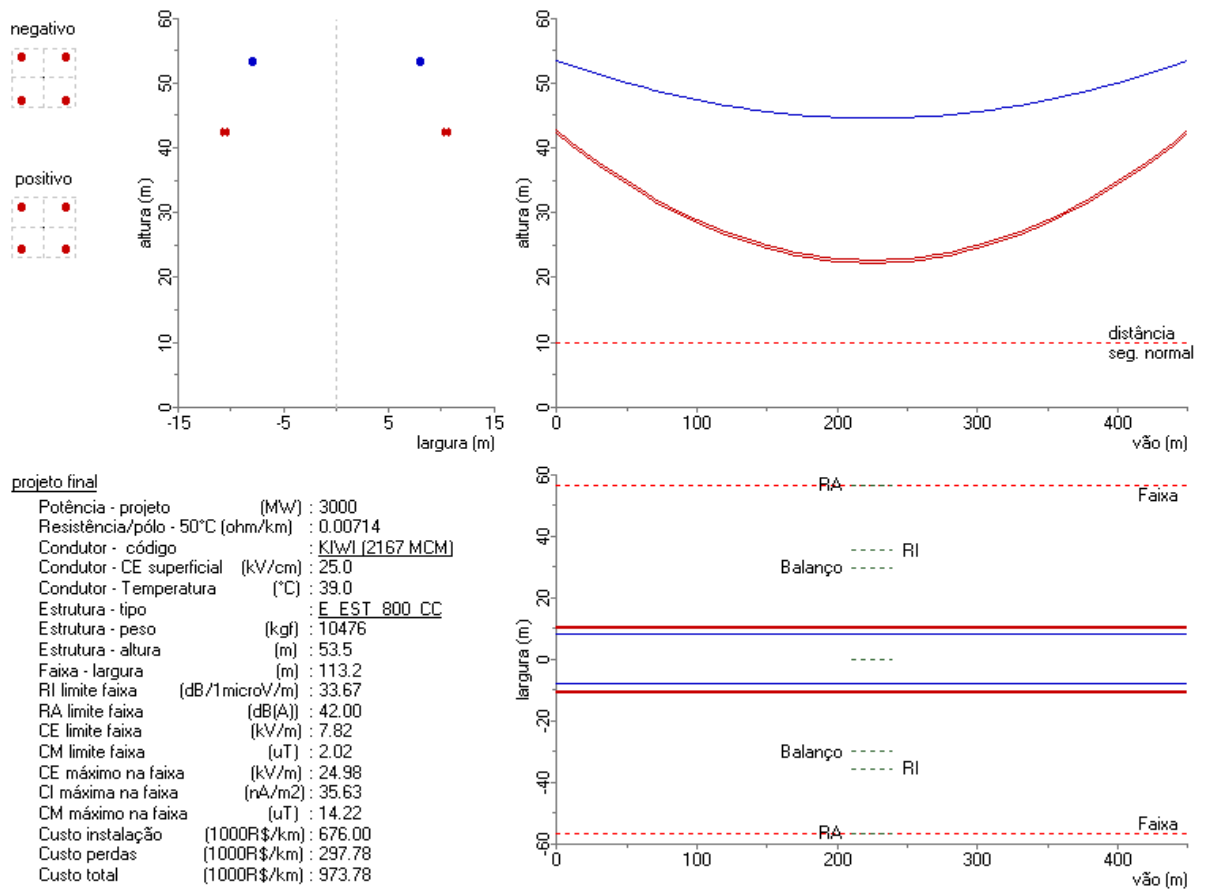


Figura 6.2 - Perfis da linha em operação

Tabela 6.9 - Perfis da linha

Tensão nominal	(kV) : 800	Critérios campos interferentes	
Tensão máxima operativa	(kV) : 800	Condição do tempo para cálculo RI	: Bom
Potência nominal	(mW) : 3000	Condição do tempo para cálculo RA	: Molhado
Potência sobrecarga	(mW) : 3450	CE máximo/CE crítico superfície cabo (%)	: 95
Distância entre SEs	(km) : 1500	Comprim. da LT com perdas corona (%)	: 20
Cadeia suspensão		Fator de perdas corona (%)	: 1
Código :	I600CC I600CC	EDS	
Movimento :	Móvel/ Móvel	Temperatura cabo condutor	(°C) : 25
Distância à mísula (m):	9.0 /9.0	Tração cabo condutor	(%) : 20
Coefficiente efetividade balanço	(pu) : 0.8	Temperatura cabo para-raios	(°C) : 25
Cabos condutor e para-raios		Tração cabo para-raios	(%) : 18
Emissividade	: 0.5	Vão	
Absorvidade	: 0.5	Vão médio	(m) : 450
Coef. superfície CE	: 0.82	Vão regulador	(m) :
Temperaturas máximas dos cabos		Vão peso / vão vento	(pu) : 0.8
Condutor operação normal	(°C) : 90		
Condutor operação sobrecorr.	(°C) : 90		
para-raios	(°C) : 100		
Temperaturas fixa dos cabos calc. parâmetros			
Condutor	(°C) : 50		
Frequência fixa (CC) calc. parâm.	(Hz) : 0.1		
Distâncias mínimas			
Condutor-solo operação normal	(m) : 10		
Condutor-solo operação sobrecorr.	(m) :		
Fase-Terra	(m) :		
Fase-Fase	(m) :		
Entre subc.	(m) : 0.4		
Altura fixa do cabo mais alto na torre	(m) :		
Faixa de passagem			
Largura máxima	(m) :		
Altura dos cabos calc. lim. faixa	: Média		
RI máximo no limite	(db/1microV/m) : 40		
RA máximo no limite	(db(A)) : 42		
CE máximo no limite	(kV/m) :		
CE máximo no interior	(kV/m) : 25		
CI máximo no limite	(nA/m2) :		
CI máximo no interior	(nA/m2) :		
CM máximo no limite	(uT) :		

Tabela 6.10 - Perfis da linha

Perdas de potência	(\$/MW):		Estrutura	
Perdas de energia	(\$/MWh):	113	Material (Estaiada)	(\$/kg): 3.74
Taxa financ. atualização anual	(%):	8	Montagem (Estaiada)	(\$/kg): 1.48
Valor residual instal. e equipamentos	(\$):		Cabos estruturais	
Fatores autop/ancor->estaiada/susp			Material	(\$/kg):
Isoladores	(p.u.):	1.1	Estais	
Estruturas	(p.u.):	1.08	Material	(\$/kg):
Fundações	(p.u.):	1.05	Fundação Principal	
Ferragens	(p.u.):	1.05	Material (Estaiada)	(\$/kg): 3.74
Feixe			Execução (Estaiada)	(\$/kg): 1.56
Condutor	(\$/kg):		Fundação Âncora	
- RAIL - 954.0 (ACSR)	:	7.7	Material	(\$/kg):
- BLUEJAY - 1113.0 (ACSR)	:	7.7	Execução	(\$/kg):
- BITTERN - 1272.0 (ACSR)	:	7.7	Escavação	
- CHUKAR - 1780.0 (ACSR)	:	7.7	Execução (Estaiada)	(\$/m3): 112
- KIWI - 2167.0 (ACSR)	:	7.7	Concretagem	
Espaçador/Amortecedor	(\$/unidade):	418.5	Execução (Estaiada)	(\$/m3): 602
Lançamento	(\$/km):	49342.36	Aterramento	
Cadeia			Material	(\$/km): 752
Isolad. susp. (valor médio)	(\$/unidade):	126	Montagem	(\$/km): 2741
Conjunto suspensão	(\$/unidade):	2612.89	Acesso	(\$/km): 2100
para-raios			Topografia	(\$/km): 6450
Condutor	(\$/kg):		Geologia e Sondagem	(\$/km): 795
- 3/8 - 9.14 MM (EHS)	:	7.66	Terreno e serv. faixa	(\$/m/km): 118
- 7/16 - 11.05 MM (EHS)	:	7.66	Limpeza de faixa	(\$/m/km): 72.08
- 1/2 - 12.57 MM (EHS)	:	7.66	Outros	
...			Material	(/km): 5116.99
Conjunto suspensão	(\$/unidade):	107		
Amortecedor	(\$/unidade):	64		
Lançamento	(\$/km):	4873.32		

Tabela 6.11 - Perfis da linha

Segurança nominal		
Corrente (A)	1875	Nominal máxima
Velocidade vento (m/s)	3.0	Brisa
Direção vento (graus)	90	Perpendicular
Temperatura ar (°C)	34	Média das máximas diárias
Radiação solar (W/m2)	1000	Forte
Segurança sobrecarga		
Corrente (A)	2156	Sobrecarga máxima
Velocidade vento (m/s)	3.0	Brisa
Direção vento (graus)	90	Perpendicular
Temperatura ar (°C)	34	Média das máximas diárias
Radiação solar (W/m2)	1000	Forte
Carregamento estrutural		
Corrente (A)	0	Sem carga
Velocidade vento (m/s)	27.8	Forte
Direção vento (graus)	90	Perpendicular
Temperatura ar (°C)	0	Média das mínimas diárias
Radiação solar (W/m2)	0	Fraca
Balanco condutores e cadeias		
Corrente (A)	1875	Nominal máxima
Velocidade vento (m/s)	27.8	Forte
Direção vento (graus)	90	Perpendicular
Temperatura ar (°C)	26	Média anual
Radiação solar (W/m2)	1000	Forte
Parâmetros e campos		
Corrente (A)	1875	Nominal máxima
Velocidade vento (m/s)	1.0	Média
Direção vento (graus)	90	Perpendicular
Temperatura ar (°C)	26	Média anual
Radiação solar (W/m2)	1000	Forte
Perdas Joule		
Corrente (A)	Mostra	Nominal por período
Velocidade vento (m/s)	1.0	Média
Direção vento (graus)	90	Perpendicular
Temperatura ar (°C)	26	Média anual
Radiação solar (W/m2)	1000	Forte

Tabela 6.12– Percentuais de custo

Acréscimos na quantidade de materiais	
Cabo condutor (perdas na instalação e catenárias)	(%): 5
Cabo para-raios (perdas na instalação e catenárias)	(%): 5
Outros, exceto cabos (perdas na instalação)	(%): 3
Sobre o valor de Aquisição dos Materiais	
Capacidade de materiais	(%): 0,5
Sobre o valor do Custo Direto Básico	
Projeto básico	(%): 1
Projeto executivo	(%): 2
Meio ambiente	(%): 3
Fiscalização (Adm. Local)	(%): 2
Sobre o valor do Custo Direto	
Administração central	(%): 3
Projeto executivo	(%): 2
Eventuais	(%): 3
Conversoras (CC)	
Fator de perdas	(%): 1,5

Tabela 6.13: Custos totais e percentuais

Descrição	Quantidade/km	Unitário	Total (\$/km)	%
Terrenos e servidões	136.07 m.km	118.00	16055.86	2.44
Estruturas (aço estaiada convencional)	20944.42 kgf	4.04	84538.70	12.84
Cabos e ferragens para fins estruturais				
Estaiamento				
Fundações (grelha)	8953.10 kgf	3.93	35132.39	5.34
Hastes de âncora/tirantes				
Cabos condutores	29475.60 kgf	7.70	226952.10	34.41
Cabos para-raios	1615.74 kg	7.66	12376.57	1.88
Isoladores	219.73 und	138.60	30455.04	4.62
Conjuntos de suspensão dos cabos condutores	4.58 und	1329.03	8372.88	1.27
Conjuntos de suspensão dos cabos para-raios	4.58 und	112.35	514.31	0.08
Espaçadores dos cabos condutores	27.47 und	279.00	7633.20	1.16
Amortecedores dos cabos para-raios	9.16 und	64.00	535.96	0.09
Aterramentos			752.00	0.11
Demais materiais			3531.89	0.54
Aquisição de materiais			411045.00	62.37
Inspeção			2055.23	0.31
Canteiro de Obras			6135.68	0.94
Materiais e despesas			419265.90	63.62
Limpeza de faixa	136.07 m.km	72.08	9837.68	1.49
Escavação das fundações	291.33 m3	120.96	35239.39	5.35
Montagem das fundações	8953.10 kgf	1.64	14675.01	2.23
Instalação de âncoras/tirantes				
Concretagem				
Montagem das estruturas			33477.56	5.08
Instalação dos cabos condutores			32834.90	4.99
Instalação dos cabos para-raios			4873.32	0.74
Instalação dos aterramentos			2741.00	0.42
Construção de acessos			2130.00	0.32
Outros serviços			0.00	0.00
Serviços de construção			135808.90	20.61
Serviços de topografia			6450.00	0.98
Serviços de geologia/sondagem			735.00	0.12
Projeto básico			2831.88	0.44
Projeto executivo			11537.51	1.76
Custos ambientais			17351.27	2.63
Fiscalização (Adm. Local)			11537.51	1.76
Administração central			18652.62	2.83
Eventuais			18652.62	2.83

Como os custos dos dois pré-projetos são muito semelhantes, com uma diferença relativa de aproximadamente 2,5%, dever-se-ia fazer uma análise mais detalhada. Portanto é razoável que se adote a linha de menor custo de instalação que continua sendo a de ± 600 kV, fora o fato da linha de ± 600 kV ter um histórico de operação bem maior.

Como este trabalho é um pré-projeto, tal análise mais detalhada não será realizada sobre o pequeno diferencial de custo entre as duas linhas. Essa análise é de praxe ser feita quando esse diferencial é menor que 3%. (experiência operacional)

Caso isso fosse feito, os seguintes itens deveriam ter um enfoque maior :

- Alguns materiais podem ter mudado de preço, já que se utilizou preços de 2006 (principalmente alumínio e aço).

Deve-se observar que para essa alteração hipotética, o programa ELEKTRA também poderia alterar a configuração da linha.

Como informação adicional, a Figura 6.3 mostra um resumo das configurações ótimas de tensão, valor presente dos custos anuais, potência a ser transmitida e a distância.

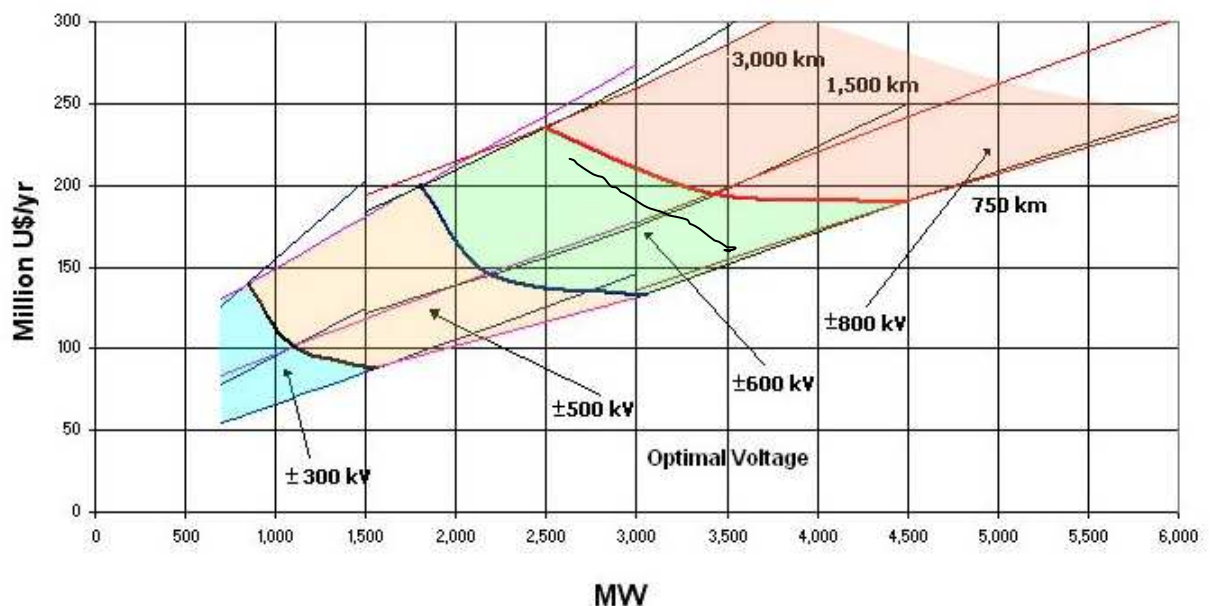


Figura 6.3 - Configurações ótimas de tensão em função da potência e distância [2]

Para as alternativas em estudo os valores são de US\$ 166 milhões por ano para a linha de ± 600 kV e de US\$ 171 milhões por ano para a linha de ± 800 kV. Os resultados estão dentro de uma margem considerável de erro, tendo em vista que: as configurações utilizadas em [2] que levaram ao gráfico da Figura 6.3 não tiveram os mesmos custos das linhas do presente projeto, a taxa financeira de atualização anual utilizada em [2] foi de 0,1 enquanto no presente estudo foi de 0,088.

Vale ressaltar que o recém projeto Complexo do Rio Madeira conta com uma sistema de transmissão de 3150 MW a 2300 KM em ± 600 kV.

Como proposta de um estudo futuro e mais categórico ressalta-se a importância de se analisar mais detalhadamente os seguintes itens:

- Topografia real do trajeto considerando os acidentes
- Topologia real do projeto
- Consideração das diferenças de vento ao longo do trajeto
Esses três acarretam novos esforços em estruturas, modificando-as.
- Diferenças de dados climatológicos ao longo do trajeto da linha
- Diferenças de refletância do solo ao longo do trajeto
Esses dois podem acarretar a utilização de cabos diferentes ao longo do trajeto, custeando-os para mais ou menos em certas localidades.
- Estudo de campo da resistividade do solo nos arredores das estações conversoras
O que pode acarretar numa distância menor para o aterramento do eletrodo de terra e até mesmo eletrodo e cabos de eletrodo mais baratos.
- Consideração dos níveis de poluição em cada parte do trecho. Dessa forma os tipos de isoladores podem ser diferenciados podendo optar em certos trechos por isoladores mais baratos.
- Pesquisa para custo de aquisição de terreno para faixa de passagem ao longo de todo o trajeto
- Fator de carga da área a ser abastecida

6.2. Análise de sensibilidade

Serão levadas em conta algumas eventuais modificações que interferem nos custos. Deste modo teremos mais certeza de uma escolha prudente para a configuração do projeto.

Essas modificações estão relacionadas com os custos na tabela 6.13.

As análises levantadas foram quanto a:

- Aumento de 30% no preço de aço e cabos
- Aumento de 30% nesses custos e que o dólar vale 2 reais
- O custo da energia sendo 150 U\$/MWh
- O comprimento da linha sendo de 1700 km
- A potência transmitida sendo de 3500 MW
- Considerando os subcondutores Joree e Trasher
- Considerando todas as hipóteses já citadas juntas

Não levando em consideração questões políticas e/ou tendenciosas de licitações de empresas, etc, escolhemos então, o projeto de ± 800 kV com 6 subcondutores Joree. O projeto atenta para uma construção mais moderna. Pois são consideradas as hipóteses de se ter uma linha um pouco maior, um preço de energia encarecendo e uma transmissão de energia maior. Foi considerado também que as duas primeiras análises de sensibilidade mostrou uma diferença de custos muito pequena entre as linhas de ± 600 kV e ± 800 kV.

Tabela 6.13 - Análise paramétrica

Caso	Tensão	Instalação (US\$)	Perdas totais (US\$)	Estações conversoras (US\$)	Linhas de eletrodo (US\$)	TOTAL (US\$)
Aumento de 30% no preço dos cabos e AI	600 kV	443.065.909	414.211.363	930.000.000	109.500.000	1.896.777.272
	800 kV	549.136.363	302.754.545	1.020.000.000	94.500.000	1.966.390.908
Aumento de 30% e dólar a R\$ 2,00	600 kV	521.122.500	455.632.000	930.000.000	109.500.000	2.016.254.500
	800 kV	604.050.000	604.050.000	1.020.000.000	94.500.000	2.051.580.000
Custo da energia 150 US\$/ MWh	600 kV	393.409.909	549.545.454	930.000.000	109.500.000	1.982.455.363
	800 kV	460.909.090	293.318.181	1.020.000.000	94.500.000	1.868.727.271
Comprimento da linha 1700 km	600 kV	393.419.090	402.272.727	930.000.000	109.500.000	1.916.191.817
	800 kV	460.909.090	203.181.818	1.020.000.000	94.500.000	1.778.590.908
Potência transmitida 3500 MW	600 kV	393.409.909	535.909.090	1.164.000.000	107.000.000	2.200.319.000
	800 kV	460.909.090	261.136.363	1.024.000.000	124.000.000	1.870.045.453
Considerando cabos Joree e Trasher	600 kV	296.590.909	376.363.636	930.000.000	109.500.000	1.712.454.545
	800 kV	294.590.909	179.318.181	1.020.000.000	94.500.000	1.588.409.909
Todas as Hipóteses anteriores	600 kV	296.590.909	477.272.727	1.164.000.000	107.000.000	2.044.863.636
	800 kV	361.363.636	209.318.181	1.024.000.000	124.000.000	1.718.681.817

ANEXO A - DETALHAMENTO SOBRE ALGUNS DADOS E VARIÁVEIS DO PROJETO

- Os aspectos meteorológicos tiveram base nos normais climatológicos, cujo estão disponíveis na norma 5422 da ABNT.
- Consideramos a premissa de que o condutor deve resistir às condições mais desfavoráveis (polaridade positiva em ocorrência de corona). Essa caso é mais severo no efeito corona porque os íons negativos no ar, por terem massa menor, quando são atraídos em direção ao cabo condutor, possuem energia cinética muito alta.
- As distâncias pólo-pólo são definidas principalmente para níveis de sobretensão e surtos atmosféricos. A tabela A1 mostra cada tipo de cabo utilizado para cada nível de tensão e os números envolvidos são os relevantes no presente estudo.

Tabela A1 – Distância entre pólos

ACSR Conductor	Cross Section (MCM)*	Pole Spacing (m)			
		±300 kV	±500 kV	±600 kV	±800 kV
Joree	2,515	8.2	12.5	14.6	18.8
Thrasher	2,312	8.3	12.6	14.8	19.1
Kiwi	2,167	8.4	12.8	15.0	19.3
2,034	2,034	8.5	12.9	15.1	19.5
Chukar	1,780	8.5	12.9	15.1	19.5
Lapwing	1,590	8.6	13.1	15.4	19.8
Bobolink	1,431	8.7	13.3	15.6	20.1
Dipper	1,351.5	8.8	13.4	15.7	20.2
Bittern	1,272	8.8	13.4	15.8	20.3
Bluejay	1,113	8.9	13.6	16.0	20.6
Rail	954	9.0	13.8	16.2	20.8
Tern	795	9.2	14.0	16.4	21.1

*1 MCM=0.5067 mm²

A distância mínima cadeia-mastro depende do cabo e quantidade de subcondutores de cada feixe utilizados conforme mostra a tabela A 2

Tabela A2 – Comprimentos das cadeias de isoladores

Voltage kV	Conductor per pole	I strings MCM/MCM*	I strings Clearance (m)	V string MCM*	V string Clearance (m)
±300	1	1,590/2,515	> 6	2,034/2,515	6.5
	2	605/2,515	7	795/2,515	6.5
	3	336.4/2,515	7	336.4/2,515	6.5
±500	2	2,312/2,515	10.7	None	
	3	1,113/2,515	11.5	1,351.5/2,515	11
	4	605/2,515	11.8	795/2,515	11
	5	477/2,515	11.8	<477/2,515	11
±600	3	1,780/2,515	13.2	2,167/2,515	13.5
	4	954/2,515	13.8	1,272/2,515	13.5
	5	605/2,515	14.3	795/2,515	13.5
±800	4	2,167/2,515	17.5	2,515	17.5
	5	1,272/2,515	18.0	1,590/2,515	17.5
	6	954/2,515	18.7	1,113/2,515	17.5

*1 MCM=0.5067 mm²

- O número de isoladores é definido para a tensão máxima operativa da linha de transmissão e posteriormente verificado quanto ao desempenho da linha para descargas. Também são verificados esses aspectos tendo em vista o nível de poluição do ambiente.

Tendo conhecido como dado do fabricante a carga de ruptura mecânica de cada isolador em kN, divide-se esse número por 3 (um fator de segurança). O próximo passo então é somar o peso de cada isolador mais o peso dos cabos pendurados nesse isolador e ver se está abaixo da carga de ruptura dividida por 3. Mesmo com o fator de segurança, geralmente o peso da cadeia de isoladores ainda é bem distante da força de ruptura mecânica, pois também há a consideração de ventos fortes sobre os cabos condutores e cadeias.

- Baseado no critério da distância de escoamento (fase-terra) igual a 30 mm/kV, o número de isoladores, o passo destes, e o respectivo tamanho da cadeia de isoladores é determinado conforme na tabela A3, onde também vemos o tamanho das cadeias. As distâncias de escoamento são adotadas levando-se em consideração que a alinha encontra-se numa área de poluição classificada como leve ou moderada contaminação.

- Para áreas rurais e florestais 23mm/kV é recomendado, e áreas muito industrializadas 40mm/kV é recomendado.

- A cadeia de suspensão do tipo I confere boa amplitude do ângulo sólido de balanço. Em contrapartida a mísula da torre pode ser maior em vista da probabilidade de o cabo se aproximar da torre, em comparação com uma cadeia em “V”, obviamente acarretando maior custo de torre.
- Devemos saber que o comprimento para a cadeia de isoladores também é verificado considerando surtos de manobra e a distância entre o condutor e a cruzeta. O número de isoladores e o tamanho da cadeia são mostrado na tabela A3.

Tabela A3 – Número de isoladores

Operating Voltage (kV)	Creepage distance 30 mm/kV	
	Number of Insulators	String Length (m) (*)
± 300	18	3.22
± 500	30	5.20
± 600	36	6.20
± 800	48	8.17

A largura da torre na altura onde estão penduradas as cadeias de isoladores está na tabela A4

Tabela A4 – Largura da torre na altura dos condutores

Operating Voltage (kV)	Tower Width (m)
±300	1.2
±500	1.7
±600	2.0
±800	2.5

- Partindo do princípio que as distâncias escolhidas entre pólos e largura da estrutura ao nível dos condutores garantiram uma distância mínima adequada entre estrutura e condutor , elas não foram colocadas no capítulo 5 , porém segue-as :

Tabela A5 – Distância estrutura-condutor

Operating Voltage (kV)	Clearance (m)
+300	0.70
+500	1.20
+600	1.50
+800	1.90

- Do capítulo 6: Período de retorno do vento:
Intervalo médio entre ocorrências sucessivas de um mesmo evento durante um período de tempo indefinidamente longo. Corresponde ao inverso da probabilidade de ocorrência do evento no período de um ano. Essa informação é verificada na norma 5422 da ABNT.
- A classificação B do terreno significa pela norma 5422 ABNT que é um terreno aberto e com pouco obstáculos.

ANEXO B - ALGUMAS EQUAÇÕES RELEVANTES UTILIZADAS NO PROJETO

A fim de não tornar a leitura do corpo principal do trabalho cansativa, muitas das equações relevantes do capítulo 5 assim como alguns resultados resumidos foram colocadas neste anexo.

As configurações de condutores, flechas, altura de condutores e pressões de vento estão mostradas na tabela B1

Tabela B1 – Características de condutores, flechas, altura de condutores e pressões de vento

Voltage (kV)	Conductor Height (m)	Number of Cond.	Cond. Cross section (MCM)	Cond. Code	Cond. Sag EDS (m)	Average Cond. Height (m)	Average S.Wire Height (m)	Cond. Wind Pressure (Pa)	Shield Wire Wind Pressure (Pa)	Insulator String Wind Pressure (Pa)
±300	35.1	2	2,167	Kiwi	19.22	22.3	31.9	1264	1339	1775
	32.9	4	1,780	Chukar	16.93	21.6	29.7	1258		
±500	38.0	2	1,272	Bittern	17.47	26.4	36.8	1293	1434	1844
	38.2	3	1,590	Lapwing	17.68	26.4	37.0	1281		
	40.2	4	2,167	kiwi	19.22	27.4	38.9	1293		
±600	40.0	3	1,272	Bittern	17.47	28.4	39.8	1299		
	39.9	4	1,780	Chukar	16.93	28.6	39.7	1305		
	42.1	6	2,167	Kiwi	19.22	29.3	41.9	1311		
±800	44.8	4	954	Rail	17.24	33.3	46.5	1341	1434	1884
	46.6	5	2,167	Kiwi	19.22	33.8	48.3	1347		1884**

*1 MCM=0.5067 mm²

As tensões horizontais dos cabos estão resumidas nas tabelas B2 e B3, respectivamente para os condutores e cabos pára-raios , em Kgf;

Tabela B2 - As tensões horizontais dos cabos

Voltage (kV)	Conduct. Code	High wind. Transv.	High wind 45° Wind	10°C no Wind	0°C no Wind	65°C no Wind	Storm Wind Transv.	Storm Wind 45°	EDS 20°C no Wind
±300	Kiwi	6,775	5,890	4,618	5,036	4,166	5,166	4,763	4,526
	Chukar	8,642	6,044	4,738	5,255	4,190	5,310	4,890	4,624
±500	Bittern	6,754	4,453	3,173	3,533	2,804	3,614	3,271	3,096
	Lapwing	7,693	5,218	3,920	4,354	3,473	4,477	4,069	3,827
	Kiwi	8,610	5,942	4,618	5,036	4,166	5,166	4,763	4,526
±600	Bittern	6,775	4,463	3,173	3,533	2,127	3,724	3,322	3,096
	Chukar	8,850	6,129	4,738	5,255	4,190	5,310	4,890	4,624
	Kiwi	8,687	5,973	4,618	5,036	4,166	5,166	4,763	4,526
±800	Kiwi	8,851	6,038	4,618	5,036	4,166	5,166	4,763	4,526
	Rail	5,828	3,706	2,413	2,694	2,127	2,953	2,563	2,353

Tabela B3 - As tensões horizontais dos cabos

Voltage (kV)	High Wind, Transv.	High Wind 45° Wind	10°C no Wind	0°C no Wind	65°C no Wind	Storm Wind Transv.	Storm Wind 45°	EDS 20°C no Wind
±300	2,075	1,324	785	801	740	1,007	837	769
±500	2,178	1,376	785	801	740	1,007	837	769
±600								
±800								

Fator de perdas : pode ser aproximado pela fórmula :

$$0,8.(\text{fator de carga})^2 + 0,2.(\text{fator de carga})$$

Fator de carga: é definido classicamente como a relação entre a potência média e a potência máxima em um período de tempo considerado (Ex.: Um ano).

A perda anual de energia despachada por todo o comprimento da linha, P_{AE} , é então formulada por:

$$P_{AE} = P_o \text{ com } p_{LT} \quad (\text{kWh}) \quad (\text{B1})$$

e a energia anual entregue, EA_E , por:

$$EA_E = EA_D - P_{AE} \quad (\text{kWh}) \quad (\text{B2})$$

P_e é a média anual ponderada das perdas de energia; i.e., considerando-se novamente a variação exemplificada dada por:

$$P_e = \frac{1}{n_{LT}} \sum_{i=1}^k \left\{ 8760 f_{p_{cor}} P_{p_{cor}(i)} + \left[HP_{(i)} + (8760 - HP_{(i)}) \cdot f_{p(i)} \right] \cdot (P_{p_{J}(i)} + P_{p_{EC}(i)}) \right\} n_{(i)} \quad (\text{B3})$$

Os valores presentes dos custos total de instalação (C_{TINST}) e total geral (C_{TOTAL}), são convertidos em valores anuais por toda a vida útil da linha por intermédio do fator de recuperação de capital, FPR :

$$FPR(i, n) = \frac{i}{1 - (1 + i)^{-n}} \quad (\text{B4})$$

- Definição das geometrias de feixes de condutores otimizados a serem empregados na linha de transmissão

A otimização da geometria dos feixes de condutores de uma linha de transmissão em CA, considerando-se restrições de campo elétrico superficial nos cabos condutores e restrições geométricas (e.g., fixando-se uma área “retangular” onde se localizarão os subcondutores de uma fase) é feita externamente pelo programa computacional FEIXE – *Otimização da Geometria de Feixes de Condutores de Linhas de Transmissão* –, o qual é uma evolução dos programas OTIMIZA e OTLIN, elaborados anteriormente no CEPEL (Salari, 1993; Gomes Jr. e Salari, 1996). Pode-se assim gerar linhas não convencionais, com potência característica ou reatância de seqüência positiva específica, ou ainda com potência característica máxima, estas por vezes denominadas Linhas de Potência Natural Elevada (LPNE).

A interligação desses resultados com o sistema ELEKTRA é feita simplesmente introduzindo-se as coordenadas espaciais relativas dos cabos dos feixes otimizados na interface gráfica do sistema ELEKTRA. Quando o objetivo é uma otimização global, um processo rapidamente convergente é estabelecido com usos seqüenciais do programa FEIXE e do sistema ELEKTRA.

Note-se que, como tal formulação é bidimensional e considera somente os cabos da linha, paralelos entre si e à superfície do solo, pode ser necessário um pequeno ajuste da dimensão dos feixes na região próxima das estruturas da linha, em função da elevação do campo elétrico superficial dos cabos por causa das cargas elétricas presentes nos elementos metálicos das estruturas e dos dispositivos lá instalados. Exemplos de análises destes efeitos são apresentados em Salari (1993) e Salari *et al.* (2008). Esta etapa também pode ser realizada externamente empregando-se o programa FDETP.

➤ Flechas

Conforme pode ser visto na figura B1, o vão L é o trecho horizontal contínuo de cabo ancorado ou suspenso em duas estruturas adjacentes (pontos A e B) de altura H , que assume a forma de uma catenária. Nesta figura, a flecha f a meio do vão é definida pela distância vertical entre o ponto sob o cabo a meio do vão e a linha horizontal que une os dois pontos de fixação do cabo nas estruturas. A altura H_s representa a distância mínima de segurança do cabo em relação à superfície do solo, e varia com a tensão e com a região de instalação da linha (ABNT, 1985).

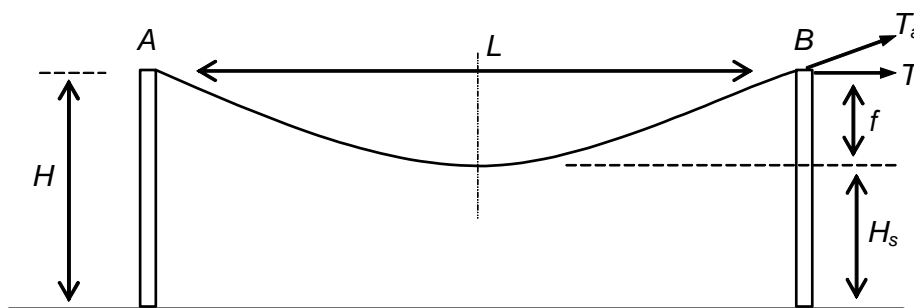


Figura B1 : Cabo suspenso em duas estruturas [6]

O processo exato para a obtenção da flecha numa dada temperatura, no entanto, além de ser iterativo, é impraticável, visto que ocorrem modificações das características dos cabos na medida em que o valor da flecha se altera. Assim, no sistema ELEKTRA, no cálculo da tração do cabo no seu ponto de fixação à estrutura, que está associado ao da flecha, consideram-se as seguintes aproximações usuais:

- As deformações causadas por variações de temperatura e tração mecânica são elásticas.
- As vibrações e oscilações do vão não são consideradas.
- Os efeitos de alongamento do cabo devidos à variação do módulo de elasticidade do cabo e ao efeito de fluência (*creep*) são representados pelas parcelas δ_p e ε_T , respectivamente, descritas mais adiante.

Sob essas aproximações e considerando-se o cabo suspenso pelas extremidades como se mostra na figura logo acima, tem-se que a tração axial T_a no cabo e a flecha f a meio do vão são dadas respectivamente pelas seguintes expressões

$$T_a = T \cosh\left(\frac{\rho_v L}{T}\right) \cong T + \frac{\rho_v^2 L^2}{2T} \quad (\text{kgf}) \quad (\text{B5})$$

e

$$f = \frac{T}{\rho_u} \cdot \left[\cosh\left(\frac{\rho_u L}{2T}\right) - 1 \right] \cong \frac{\rho_u L^2}{8T} \quad (\text{m}) \quad (\text{B6})$$

sendo:

T – componente horizontal da tração axial no cabo, ou de forma mais simples daqui por diante, tração no cabo (kgf);

ρ_u – peso unitário do cabo (kgf/m);

L – comprimento do vão (m).

Os termos centrais de das equações acima são as conhecidas equações de catenária; os termos aproximados, à direita, são obtidos utilizando-se somente os dois primeiros termos do desenvolvimento em Série de Taylor das funções hiperbólicas e são tão mais precisos quanto menor é o comprimento do vão. Esses termos aproximados traduzem o efeito de se aproximar a forma de catenária por uma de parábola.

Em geral, se são consideradas as imprecisões que as medições no campo para o levantamento do perfil topográfico têm, as imprecisões relacionadas ao traçado das catenárias utilizadas no projeto mecânico ou as diferenças que ocorrem durante o nivelamento dos cabos para a flecha desejada durante a montagem da linha, a aproximação por parábola é bastante razoável.

Para vãos nivelados e ancorados, variando-se simultaneamente o vento e a temperatura do cabo de um estado inicial 1, T_{c1} , para um outro estado 2, T_{c2} , ocorre a variação da tração no cabo. Essa variação é regida aproximadamente pela seguinte equação de mudança de estado (Fuchs e Almeida, 1982):

$$T_{c2} - T_{c1} + \frac{\delta_p}{\alpha_{dt}} + \frac{\varepsilon_T}{\alpha_{dt}} = \frac{1}{\alpha_{dt}} \cdot \left\{ \left[\frac{\frac{T_2}{\rho_{u2}} \sinh\left(\frac{L \rho_{u2}}{2T_2}\right)}{\frac{T_1}{\rho_{u1}} \sinh\left(\frac{L \rho_{u1}}{2T_1}\right)} - 1 \right] - \frac{T_2 - T_1}{E S} \right\}; \quad (\text{B7})$$

ou, ainda mais simplesmente, utilizando-se as equações da parábola:

$$T_2^3 + B T_2^2 + C = 0$$

sendo:

$$\begin{cases} B = \frac{E S \rho_{u1}^2 L^2}{24 T_1^2} + E S \alpha_{dt} \cdot \left(T_{c2} - T_{c1} + \frac{\delta_p}{\alpha_{dt}} + \frac{\varepsilon_T}{\alpha_{dt}} \right) - T_1 \\ C = -\frac{E S \rho_{u2}^2 L^2}{24} \end{cases} \quad (B8)$$

e sendo:

T_1 e T_2 – trações no cabo nos estados 1 e 2 respectivamente (kgf);

T_{c1} e T_{c2} – temperaturas do cabo nos estados 1 e 2, respectivamente ($^{\circ}\text{C}$);

α_{dt} – coeficiente de dilatação térmica linear do cabo ($1/^{\circ}\text{C}$);

E – módulo de elasticidade do cabo (kgf/m^2);

δ_p – parcela do alongamento do cabo relativa à variação do módulo de elasticidade (m/m);

ε_T – parcela do alongamento do cabo relativa ao efeito de fluência (*creep*) (m/m);

S – área da seção transversal do cabo (m^2);

ρ_{ui} – “peso” unitário resultante do cabo, no estado i :

$$\rho_{ui} = \sqrt{\rho_u^2 + \rho_{uvi}^2} \quad (\text{kgf}/\text{m}); \quad (B9)$$

onde:

ρ_{uvi} – “peso” unitário devido ao esforço do vento no cabo no estado i (kgf/m):

$$\rho_{uvi} = q_{0i} \alpha C_{xc} 2 b \quad (B10)$$

Onde:

q_{0i} – pressão do vento dinâmica de referência no estado i (kgf/m^2);

$$q_{0i} = \frac{0,5 \rho v_i^2}{9,81} \quad (B11)$$

α – coeficiente de efetividade do vento;

b – raio externo do cabo (m);

C_{xc} – coeficiente de arrasto para cabos; é aproximadamente igual a 1;

v_i – velocidade do vento no estado i (m/s);

ρ – massa específica do ar (kg/m^3) (ABNT, 1985):

$$\rho = \frac{1,293}{1 + 0,00367 T_v} \left(\frac{16000 + 64 T_v - Altit}{16000 + 64 T_v + Altit} \right) \quad (\text{B12})$$

Onde:

T_v – temperatura coincidente ($^{\circ}\text{C}$);

$Altit$ – altitude média da região de implantação da linha (m).

Conhecida a tração do cabo no estado i , calcula-se a flecha do cabo por:

$$f = \frac{T_i}{\rho_{u_i}} \left[\cosh \left(\frac{\rho_{u_i} L}{2 T_i} \right) - 1 \right] \cong \frac{\rho_{u_i} L^2}{8 T_i} \quad (\text{m}). \quad (\text{B13})$$

Sendo a velocidade do vento v_{p_i} maior do que zero, tal que exista o “peso” ρ_{uv_i} , a componente vertical da flecha, f' , é dada por:

$$f' = f \cdot \frac{\rho_u}{\rho_{u_i}} \quad (\text{m}) \quad (\text{B14})$$

Os valores dos parâmetros E e α_{dt} são empregados e os valores dos alongamentos σ_p e ε_T são calculados de acordo com a forma em que o cabo é lançado nas estruturas, podendo este ser ou não pré-tensionado. Além disso, esses parâmetros variam conforme o máximo carregamento que o cabo será submetido durante a vida útil da linha (Fuchs e Almeida, 1982; Salari, 2001).

ANEXO C - CONCEITOS DA INFLUÊNCIA DE ALGUNS ITENS NO CUSTO TOTAL

- Algumas das avaliações técnicas consideram os cálculos de campos elétricos e magnéticos. Todas as constantes relativas aos tipos de materiais como permeabilidade e permissividade magnética estão empíricas nesses cálculos. Os dados meteorológicos são relevantes também para a definição de constantes do espaço, variando as constantes de acordo com umidade, temperatura, etc..
- Meio ambiente: O Elektra considera de forma determinística fatores meteorológicos quanto à temperatura, umidade relativa do ar, etc...
- Efeito Joule: As perdas por efeito Joule são ocasionadas pela passagem de corrente que dissipa energia em forma de calor nos cabos condutores
- Corona: A seleção do tipo de condutores é restrita pela adoção de um gradiente superficial máximo de campo elétrico permitido do gradiente de início de corona, cujo é selecionado. A quantidade de subcondutores e o espaçamento entre eles também levam em consideração o efeito corona.
- O eletrodo de terra deve ser instalado num lugar onde o solo tenha baixa resistividade. Em alguns casos o local com solo de baixa resistividade está a uma certa distância das estações conversoras, o que torna o projeto mais caro pelo comprimento dos cabos de terra. É comum colocar essa distância a 50 Km da estação, quando se quer tomar um padrão.
- Estações conversoras: O custo de estações conversoras não é linear a algum parâmetro do projeto, mas sim obedecendo à fórmula apresentada no capítulo 3.

DETALHAMENTO DOS PRINCIPAIS CUSTOS NO PROJETO DE UMA LINHA CC

Um projeto mais detalhado deve levar sempre os seguintes tópicos em consideração:

Corpo técnico

Engenharia
Design
Topografia
Inspeção
Estudos ambientais

Material

Torre
Fundação
Condutor
Cabos pára-raios
Cabos estai
Cabo terra
Isolador
Conjuntos de sustentação e fixação dos cabos fase e terra
Espaçador dos subcondutores

Mão de obra

Faixa de passagem e acesso
Erguimento das torres
Instalação das fundações das estruturas
Escavação para a instalação das fundações das estruturas
Instalação dos estais
Escavação para a instalação dos estais
Instalação dos cabos condutores
Instalação dos cabos pára-raios
Instalação dos cabos estai
Instalação dos cabos terra

Administração e supervisão

Transporte do material
Inspeção da fabricação do material
Administração da construção

Contingências

As taxas são consideradas separadamente de todos esses itens

Custos eventuais

Indenizações
Desvios de estrada
Relocação da linha

ANEXO D - RESUMO SOBRE CAMPOS ELÉTRICOS E EFEITO CORONA EM LINHAS DE TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

Ao contrário das linhas em corrente alternada, as linhas em corrente contínua possuem campos elétrico e magnético que não variam rapidamente e ciclicamente no tempo. Conseqüentemente não induzem correntes significantes em seres humanos ou objetos emersos no campo. O campo magnético produzido por uma linha em corrente contínua interage com o campo magnético da terra e isso pode causar erros de leitura bússolas magnéticas usados nas vizinhanças. Essas são umas das ressalvas mais importantes sobre o impacto no meio ambiente.

O campo elétrico produzido pela linha tem sua maior magnitude na superfície do condutor e cai rapidamente conforme se afasta dele. Quando o campo elétrico excede o valor crítico conhecido como gradiente de eminência de corona, o ar que circunda o condutor é ionizado levando à formação de descargas de corona.

Um condutor positivo em situação de corona atua como sendo uma fonte de íons positivos e para o caso do condutor negativo como sendo uma fonte de íons negativos. Em uma linha unipolar os íons preenchem todo o espaço entre os subcondutores e entre os condutores e a terra. No caso da linha bipolar o corona ocorre quase simultaneamente nos condutores de polaridades positiva e negativa. Os íons gerados por cada condutor são dirigidos ao condutor de polaridade oposta ou em direção à terra. Considerando as regiões entre os pólos e entre cada pólo e a terra, a interação do campo elétrico nesses espaços é não linear. Quando os íons de ambas as polaridades se encontram, começa uma redução na densidade de cargas iônicas, posteriormente levando à recombinação e neutralização dos íons de ambas as polaridades.

Verifica-se que a tensão no condutor influencia diretamente no campo elétrico na superfície do condutor e ao nível do solo, e também na intensidade de corona. Na linha bipolar, no momento do efeito corona, ocorre o encontro dos íons de polaridades opostas e essa recombinação tende a reduzir o efeito brilhoso perto dos condutores. Isso torna a redução do efeito corona na linha bipolar mais lenta.

Visando a não ocorrência de corona, os quesitos principais são principalmente a escolha de um feixe condutor, espaçamento entre pólos e altura dos condutores

sobre a terra. O espaçamento entre pólos tem comparativamente uma influencia menor na ocorrência de corona e é baseado principalmente na distância de isolamento requerida para evitar o máximo valor de sobretensão que pode ocorrer nos condutores. A performance do corona, particularmente para rádio interferência e ruído audível são usados para selecionar o número e o diâmetro dos condutores do feixe de cada pólo. O peso dos condutores e o espaçamento entre pólos têm influencia secundária no RI e NA.

Para determinarmos os campos elétricos e a distribuição de correntes iônicas existem dois principais métodos: Método analítico e método empírico.

➤ Método analítico: Envolve a solução de problemas com condições de fronteira. Tem-se um problema de corona em uma linha unipolar para um caso geral em três dimensões. Contudo, se a geometria dos eletrodos é simétrica em duas dimensões, então o problema é reduzido a uma dimensão. No caso de linhas CC, a geometria pode ser assumida como tendo condutores cilíndricos paralelos entre eles e ao solo plano. Este é um problema de 2 dimensões já que a simetria existe ao longo da direção longitudinal da linha.

➤ Método empírico: Geralmente são derivados de extensos dados de experiências obtidos na operação das linhas CC. Para ser validado, é necessário que se realize as experiências para linhas de diferentes tensões e configurações com uma faixa extensa de valores de parâmetros, como feixe de condutores, peso dos condutores, e espaçamento entre pólos no caso da linha bipolar. Uma extrapolação dessa faixa de valores pode acarretar em grandes erros. Um método semi empírico chamado “Degrau de saturação de corona” é usado para calcular campo elétrico ao nível do solo e correntes iônicas sob linhas bipolares.

A instrumentação e métodos de medição para caracterizar o ambiente na vizinhança de uma linha CC é descrito de forma detalhada em [IEEE Standard

1227, "IEEE Guide for the Measurement of DC Electric Field Strength and Ion Related Quantities", 1990]. Basicamente dois equipamentos são utilizados para se medir campo elétrico ao nível do solo: Medidor de campo elétrico e medidor com lâminas vibratórias. Ambos os instrumentos medem a magnitude de campo tendo correntes moduladas induzidas capacitivamente sentidas por eletrodos de metal.

➤ Medidor de campo elétrico (EFM): São utilizados para se medir magnitude de campo elétrico ao nível do solo. Um instrumento EFM consiste essencialmente de um sensor eletrodo sobre o qual é posto um eletrodo girante perfurador. Como o sensor eletrodo é blindado do campo elétrico, uma corrente é induzida entre o sensor eletrodo e a terra, que é proporcional à magnitude do campo elétrico.

➤ Medidor com lâminas vibratórias: Consiste de um sensor eletrodo colocado abaixo de uma abertura em uma lâmina metálica e vibrante com ajuda de um dispositivo mecânico. As cargas em vibração induzidas no sensor da lâmina e a corrente resultante são proporcionais à magnitude do campo elétrico.

A medição da densidade de corrente iônica ao nível do solo é feita medindo-se a corrente medida por uma lâmina plana conhecida como Wilson Plate, colocada ao nível do solo. A densidade média de corrente J sobre a área do prato é dada por:

$$J=I/A$$

Onde I é a corrente colhida pelo prato e A a área da lâmina.

A Densidade de carga unipolar é medida usando um contador de íons do tipo aspirador. Os íons do ar são levados através de um coletor de lâminas paralelas utilizando um soprador direcional. Lâminas alternadas são conectadas juntas e então se aplica um potencial polarizante entre os dois ajustes das lâminas. A coleta dos íons nas lâminas de polaridades opostas causa um pico de corrente, que é medido usando um eletrômetro. A densidade de cargas D é medida pelo contador de íons, usando a fórmula $D=I/M$. Onde I é a corrente iônica medida e M é a taxa de fluxo de ar entre as lâminas.

Implicação em seres humanos e meio ambiente:

Nenhuma corrente ou campo elétrico é induzido de forma significativa no corpo humano/animal próximo à uma linha de transmissão em corrente contínua. Em certos níveis elevados, um campo elétrico pode ser sentido pelo movimento dos cabelos.

Algumas curiosidades sobre esses estudos:

- Um estudo psicofísico de pessoas expostas a campos elétricos reportou um limiar de percepção, com a detecção da média crítica atingindo 40,1 kV/m. Quando o ar está com íons esse limiar tem valor menor. Deve-se notar que um campo elétrico no ambiente de uma linha CC não deve ser excedida de 50 kV/m.
- Estudos não indicaram nenhum efeito adverso quando ratos foram expostos à campos de 340 kV/m por longo período.
- Se uma pessoa está muito bem isolada da terra em um campo eletrostático acima de 25 kV/m, um pico transitório de descarga em um objeto aterrado pode levar a um choque razoável como um choque de um tapete de casa.
- O *National Radiological Protection Board of Great Britain* e *American Conference of Governmental Industrial Hygienists* recomenda um limite máximo de 25 kV/m para exposição.
- Os efeitos de geração artificial de íons no ar têm sido testados e estudados para fins experimentais e terapêuticos. Uma larga escala de concentração desses íons foi testada em humanos e nenhuma evidência de efeito maléfico foi descoberta. Algumas fontes de íons no ar produziram excesso de ozônio, gás irritante, mas não foi considerado significativo. Não foram relatados riscos para pessoas com asma, problemas pulmonares, etc.

Texto adaptado e extraído de [12].

ANEXO E - DADOS DA LINHA DE ITAIPU-IBIÚNA

• Por curiosidade, este anexo mostra, alguns dados sobre o projeto da linha de Itaipu. Tal projeto é consagrado como uma grande obra de engenharia. Sempre operou com confiabilidade e é um exemplo para o mundo sendo hoje a linha com a segunda maior usina geradora no mundo. Vale ressaltar algumas semelhanças com a linha de ± 600 kV que aqui estudamos. Também é de praxe tomar alguns dados de outros projetos já consagrados. Tais medidas não prejudicam o custo e a tecnologia e poupa tempo ao projetista, estando ciente de não estar cometendo um erro. Por exemplo em nossa linha o subespaçamento de condutores também foi de 45,7 cm como mostra a tabela F1. As linhas de Itaipu foram projetadas para 27 mm/kV como distância de escoamento e tem se mostrado operando em ótimas condições. Em grande parte foram utilizadas estruturas do tipo G81.

Tabela F1 – Características da linha de Itaipu-Ibiúna

Tensão nominal	± 600 kV	Distância entre cabos pára-raios	13,4 m
Tipo de circuito	Horizontal	Altura média dos pólos positivo/negativo (meio do vão)	14,1/13,5 m
Número de condutores por pólo	4	Faixa de passagem	2 x 36 m
Subespaçamento condutores	45,7 cm	Cota do solo limite faixa lado positivo	1,50 m
Diâmetro do condutor	3,417 cm	Cota do solo limite faixa lado negativo	+1,49 m
Diâmetro do pára-raios	0,914 cm	Altitude do local	670 m
Distância entre pólos	16,6 m	Comprimento do vão	373 m

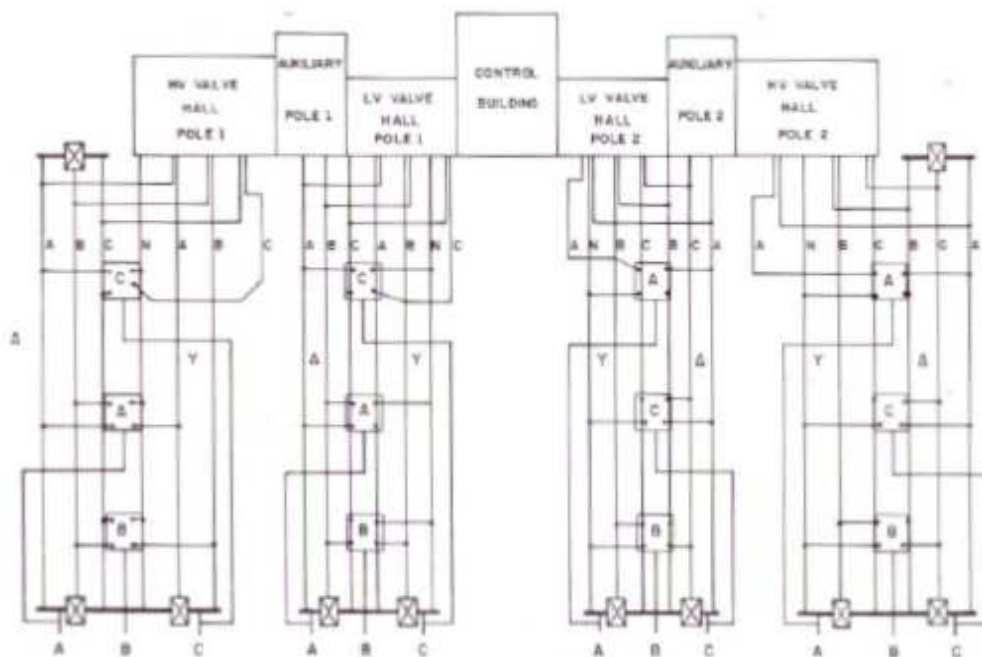


Figura F1 : Planta da Usina de Itaipu [2]

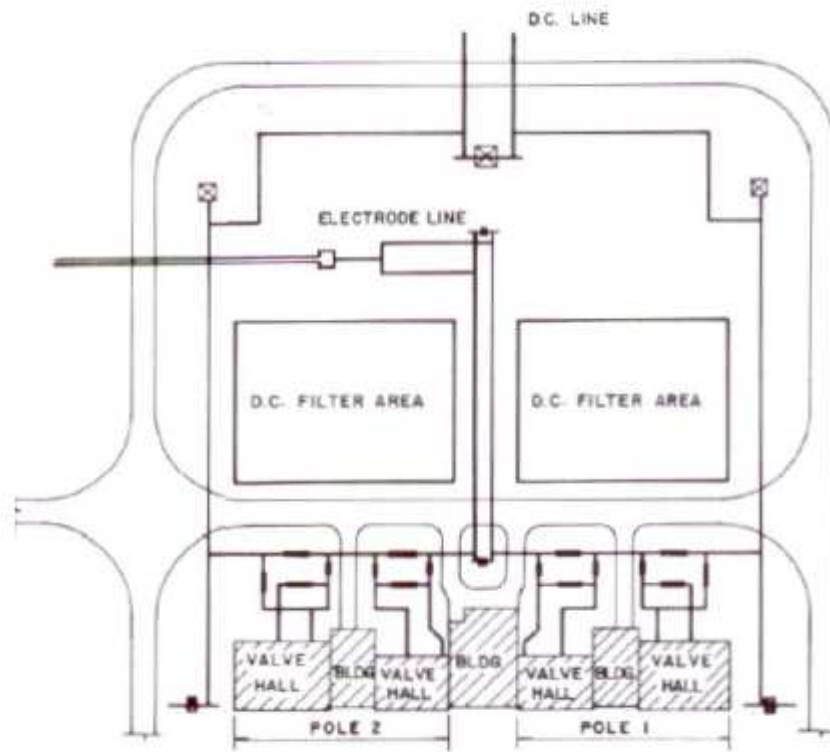


Figura F2 : Pátio de Itaipu (Itaipu Yard)[2]

Bibliografia

- [1] SOOD, V. K., HVDC and FACTS Controllers - *Application of static converters*. Kluwer Academic Publisher, 2004.
- [2] CIGRÉ, *Impact of HVDC Lines on The Economics*, Cigré Joint Working Group B2/B4/C1.17, 2009.
- [3] KANNGIESER, K. WI, HUANG, H. DR., LIPS, H. P., et al., *Siemens HVDC Systems and Their Planning*. Publisher PTD H1 T Rev. 4, [200-?].
- [4] EPRI, *Transmission Line Reference Book HVDC to ±600 kV*. Palo Alto, CA. Electric Power Research Institute and the Bonneville Power Administration. 1976.
- [5] Carvalho A. R. C. D., Barros J. G. C., Almeida L. P., Souza L F W., *Curso de Transmissão em Corrente Contínua* - CEPEL. Ministrado de 30 de novembro a 03 de dezembro de 2010, Rio de Janeiro, RJ.
- [6] Salari Filho J.C., Silva Filho J. I., 2009, “*Sistema computacional Elektra – Metodologias de cálculo empregadas*”, Relatório Técnico no. 13545, CEPEL/DLE.
- [7] Jardini J. A., *Curso de transmissão em corrente contínua* – CIGRE CE B4, [200?].
- [8] Nolasco J.F., Kiessling F., Nefsgger P., Kayntkiz U. *Overhead Power Lines Planning, design, construction*. Springer, 2002.
- [9] Rufato L. F., Usina Hidroelétrica de Belo Monte - volume II - LT 230 kV Altamira (Eletronorte) - Pimental - carregamentos devidos à ventos, Projeto básico de engenharia, Norte Energia, código BEL-B-PM-RT-LTM-310-1005, 20/09/2010.
- [10] Matsumi C. T., *Instalações elétricas*, Instituto Federal Santa Catarina.

[11] Melo Silva A., Fernandes A. L., Carvalho Junior D. S., et al., *Estudos para licitação da expansão da transmissão - Análise Técnico-Econômica de Alternativas EPE - Análise do sistema de integração dos aproveitamentos hidrelétricos da bacia do rio Teles Pires e reforços no SIN*, EPE, CEMIG, 19/07/2011.

[12] CIGRE *Electric Field and Ion Current Environment of HVDC Overhead Transmission Lines*, JWG B4/C3/B2.50, 08/2011.

[13] P.F.Albrecht, G.D.Breuer, *Direct current power transmission*, McGraw-Hill, 2004.

[14] Carl Barker, *Areva – HVDC For beginner and beyond*, [20??].

[15] Ruffier Dias J.L.G., , A.P., Estrella Jr.,L.F., *Metodologia para determinação de equações de regressão para avaliação de torres para linhas de transmissão*, Comité de Estudio B2 - Líneas Aéreas, XIII ERIAC Décimo tercer encuentro regional iberoamericano de CIGRÉ, 24 - 28 /Maio/2009.

[16] Silva Filho J. I., Salari Filho J. C., Dart F. C., et all, *Relatório Técnico CEPEL DIE – 29414/07, Estudo de alternativas para linhas de transmissão integrando o complexo hidrelétrico do Rio Madeira ao sistema interligado nacional*, 2007.

[17] Silva Filho J. I., Salari Filho J. C., Dart F. C., et all, *Relatório Técnico em emissão – Coletânea de equações de regressão para estimativa de peso de estruturas de torres de transmissão*, 2012.

[18] Machado F. C., *Estudo de um tape HVDC bidirecional em fluxo de energia*

