

# Otimização de Linhas de Transmissão na Classe de 500 kV.

Cláudia M. Fernandes de Oliveira  
Afonso de Oliveira e Silva

Geraldo Martins Tavares  
Alexandre dos Santos Rigueira

Nelson Santiago  
Gilson Santos Jr.

FURNAS Centrais Elétricas S/A Universidade Federal Fluminense FLUXO Engenharia Ltda.

## RESUMO

Este artigo apresenta o desenvolvimento de uma metodologia de otimização de linhas de transmissão (LT's) na classe de 500 kV, a partir de critérios técnicos de transmissão pré-estabelecidos. O enfoque principal desta metodologia é a determinação de um feixe de cabos condutores e de uma série de estruturas (que juntos correspondem a 65% a 70% do custo de implantação de uma LT) com características que permitem redução dos efeitos do campo eletromagnético, bem como vantagens econômicas na implantação e operação de futuras LT's. Os resultados obtidos – feixes expandidos com cinco subcondutores e estruturas de suspensão com geometrias básicas mais robustas, tanto mecânica como eletricamente – indicam que é possível, por meio de soluções alternativas às adotadas atualmente, que futuras LT's 500 kV sejam projetadas de modo a atender a rígidos critérios técnicos proporcionando redução de custos de instalação e operação.

## PALAVRAS-CHAVE

Desempenho de LT's, Otimização, Feixe expandido, Avaliação técnico-econômica.

## I. INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico Brasileiro tem demonstrado necessidade contínua de investimentos em vários de seus segmentos, nos quais figura como um dos mais importantes à transmissão de energia. No que diz respeito às empresas deste setor, há cada vez mais uma busca pela otimização de seus investimentos.

Os sistemas de transmissão em 500 kV são em geral responsáveis pela transmissão de grandes blocos de potência e pela interligação de regiões com regimes hidrológicos diversos, desempenhando, portanto, um papel fundamental na confiabilidade do sistema como um todo.

Assim, torna-se de grande relevância que tais sistemas de transmissão sejam concebidos a partir de soluções que requerem a ênfase em importantes fatores técnico-econômicos, como impacto ambiental e continuidade dos serviços, por exemplo.

N. H. C. Santiago - FLUXO Engenharia Ltda.  
(fluxo@veloxmail.com.br).

G. F. Santos Jr. - FLUXO Engenharia Ltda.  
(fluxoleg@veloxmail.com.br).

C. M. F. Oliveira - FURNAS Centrais Elétricas S/A  
(cmfo@furnas.com.br).

A. O. Silva - FURNAS Centrais Elétricas S/A  
(afonsoos@furnas.com.br).

Levando em conta os reduzidos cronogramas de implantação dos empreendimentos, é conveniente que estas soluções sejam pré-identificadas em projetos de pesquisa, os quais oferecem, em geral, muitas novas possibilidades tecnológicas. Estas, quando bem conhecidas e abordadas, podem conduzir a soluções criativas, elegantes e econômicas.

Este artigo apresenta a metodologia e os principais aspectos envolvidos na obtenção deste tipo de soluções para as futuras LT's 500 kV de FURNAS. Com as atuais mudanças atravessadas pelo modelo do Sistema Elétrico Brasileiro, é estrategicamente fundamental para a empresa a disponibilidade, por ocasião do projeto das linhas, de alternativas técnica e economicamente não só viáveis como atrativas.

## II. RESUMODAMETODOLOGIA

O objetivo da metodologia desenvolvida para este trabalho foi a utilização imediata e com sucesso, por FURNAS, do produto final em novas linhas de transmissão de 500 kV. O trabalho foi dividido em etapas bem definidas e, em todas elas, foi perseguida a exequibilidade da aplicação em curto prazo dos resultados.

A pesquisa consistiu de quatro blocos principais – levantamento de informações, estudos básicos, avaliação técnico-econômica e testes de protótipos –, cujas descrições gerais são apresentadas a seguir.

O primeiro bloco compreende a identificação de artigos e publicações sobre os temas da pesquisa, bem como o levantamento de informações gerais sobre LT's 500 kV existentes de FURNAS. Posteriormente foram pesquisados, com a ajuda de empresas fabricantes e montadoras, o estado da arte de componentes de LT's e os custos de materiais e serviços, para utilização nas avaliações econômicas.

O segundo bloco representa a base técnica do trabalho, na qual são estabelecidos os critérios a serem atendidos e definidas as características da série – geometrias e parâmetros das estruturas – e o feixe de cabos condutores [1]. Além disso, determinam-se os pesos de cada estrutura por meio de cálculos estruturais, realizados a partir das árvores de carregamento.

O terceiro bloco – concomitante com o quarto – corresponde aos ensaios elétricos em protótipos da cadeia de isoladores, feixe de condutores e estrutura.

No último bloco são feitas locações em um perfil selecionado para amostragem, de modo a permitir uma avaliação das vantagens econômicas decorrentes do uso dos componentes definidos ao longo do trabalho nas futuras LT's de FURNAS.

### III. LEVANTAMENTO DE INFORMAÇÕES

As informações encontradas em artigos e publicações recentes indicam que há poucas inovações recentes no que se refere a materiais utilizados em LT's 500 kV brasileiras.

As estruturas, na quase totalidade das linhas desta classe de tensão, são de aço treliçado convencional, enquanto que os feixes são formados em geral por 3 ou 4 subcondutores, espaçados de 457 mm.

Mais recentemente, o conceito de linhas de transmissão com potência natural elevada (LPNE) tem levado, particularmente em LT's 500 kV, à utilização de feixes expandidos de condutores, com espaçamentos superiores a 1,0 m. No Brasil, os feixes das LT's construídas sob este conceito utilizam 4 subcondutores ACSR 954 kCM (Rail).

No caso de FURNAS, a maior parte de suas LT's 500 kV é construída com feixes convencionais. Foram obtidos os dados de 6 LT's 500 kV, nas quais 5 possuem feixes convencionais e uma possui feixe expandido. O objetivo principal da análise destes dados é prover uma base geral para a pré-definição da aplicação e das alturas das estruturas da série.

**TABELA 1**  
Características Gerais de LT's 500 kV de FURNAS.

LT 500 kV	Compr.(km)	Nº Estr.	$V_M^{*(m)}$	$h_N^{**(m)}$
Araraquara - Poços de Caldas	175,9	424	414,6	32,2
Itaorna - Adrianópolis	114,0	259	439,4	30,9
Itumbiara - São Simão	165,5	403	410,4	33,4
Marimbondo - Araraquara	193,5	479	403,8	31,9
Serra da Mesa - Samambaia I	247,9	579	427,8	34,5
Cachoeira Paulista - Adrianópolis III	177,2	400	441,8	35,7

\* Vão médio

\* Altura média das estruturas (mísula-solo)

Quanto aos custos de materiais e serviços, foram consultados fabricantes de cabos condutores e pára-raios, estruturas, isoladores e ferragens e estais. Além destes, empresas montadoras contribuíram no levantamento de custos de montagem e transporte destes componentes.

Todos estes custos serão utilizados nas avaliações técnico-econômicas realizadas no estudo – definição do feixe ótimo e locações no perfil de amostragem.

#### I. Critérios e Parâmetros Técnicos de Transmissão

É comum que estudos de otimização não disponham de uma grande quantidade de dados que possam servir de base para sua realização. Deste modo, baseiam-se muitas vezes em dados hipotéticos, comuns a uma determinada região. É o caso, por exemplo, dos parâmetros

meteorológicos, neste trabalho correspondentes à região sudeste do Brasil.

Os critérios a seguir, contudo, referem-se à operação das linhas e podem ser definidos com clareza:

- Transmissão de 700 MW a 1200 MW de potência;
- Tensão máxima de operação da LT: 550 kV.

Para que a operação da linha seja adequada mesmo na condição de potência máxima transmitida, sua potência natural (SIL) deve ser definida em 1200 MW. Este dado é fundamental para a análise da disposição dos feixes nas estruturas, bem como das limitações relativas ao número e espaçamento dos subcondutores.

De acordo com o estabelecido na metodologia apresentada no item II – aplicação imediata do produto final a futuras LT's 500 kV –, o estudo contemplou soluções em estruturas metálicas treliçadas, com fundações em concreto, bem como cabos condutores tipo ACSR e cadeias de isoladores de vidro temperado.

#### II. Feixes: Número de Subcondutores, Espaçamento e Disposição na Estrutura

##### A. Disposição das Fases nas Estruturas

Disposições horizontais ou em delta (triangulares) são essencialmente equivalentes no que se refere ao comportamento do SIL, campo elétrico no solo e na superfície dos condutores das linhas.

Assim, uma indicação da disposição mais adequada poderia estar mais relacionada a aspectos mecânicos e não elétricos. Em se tratando de estudos de otimização (e não um projeto específico), o principal aspecto mecânico envolvido é o peso.

Com o objetivo de avaliar a influência da disposição das fases no peso das estruturas, foram analisadas duas configurações diferentes (uma com disposição horizontal e outra com disposição triangular em delta), com alturas aproximadamente iguais. O peso foi recalculado por coeficientes de regressão linear de modo a considerar uma mesma base de altura e esforços transversais, verticais e longitudinais.

O resultado indicou que geometrias tipo delta levam, em princípio e apesar das imprecisões associadas aos coeficientes de regressão, a pesos inferiores aos das estruturas com disposição horizontal de fases, sendo, portanto, as primeiras adotadas neste trabalho.

##### B. Número e Espaçamento dos Subcondutores

Inicialmente, foram calculados os parâmetros das linhas de transmissão considerando feixes de 3 e 4 subcondutores, igualmente espaçados numa faixa de 0,2 m - 1,2 m, de modo a se obter o SIL das LT's. Verificou-se que feixes de 3 subcondutores, com os espaçamentos acima mencionados, não correspondem a LT's com SIL da ordem de 1200 MW.

TABELA 2

## SIL vs. Composição do Feixe

Feixe	SIL(MW)
3 x ACSR 954 kCM; 0,457 m	925
3 x ACSR 1113 kCM; 0,457 m	931
3 x ACSR 1113 kCM; 1,2 m	1088
4 x ACSR 636 kCM; 0,457 m	1003
4 x ACSR 954 kCM; 1,2 m	1217

A Tabela 2 evidencia a necessidade da utilização de feixes expandidos, já que o feixe de 4 subcondutores ACSR 954 kCM espaçados de 1,2 m é o único dentre os acima que atende às especificações técnicas relativas a SIL. Além disso, torna-se conveniente a avaliação de feixes com mais subcondutores, para que a pesquisa não gere apenas resultados com feixes de 4 subcondutores, já largamente utilizados atualmente.

Deste modo, e novamente considerando a aplicabilidade prática e em curto prazo dos resultados, foram incluídos na análise feixes de 5 e 6 subcondutores.

TABELA 3

## SIL vs. Composição do Feixe

Feixe	SIL(MW)
4 x ACSR 954 kCM; 1,2 m	1217
5 x ACSR 636 kCM; 0,457 m	1079
5 x ACSR 636 kCM; 0,6 m	1144
5 x ACSR 636 kCM; 0,8 m	1222
6 x ACSR 477 kCM; 0,3 m	1040
6 x ACSR 477 kCM; 0,457 m	1136
6 x ACSR 477 kCM; 0,6 m	1216

A partir da Tabela 3, os feixes selecionados para a avaliação econômica possuem 4, 5 e 6 subcondutores, espaçados de 1,2 m, 0,8 m e 0,6 m, respectivamente.

### C. Faixa de Bitolas dos Subcondutores

Como o SIL é fracamente influenciado pela bitola dos subcondutores, a faixa de bitolas a ser considerada deve ser definida por meio de critérios de campos elétricos superficiais.

TABELA 4

## Campo Elétrico Superficial Máximo vs. Composição do Feixe

Feixe	Campo*(kVp/cm)	95% Peek(kVp/cm)
4 x ACSR 954 kCM; 1,2 m	26,2	25,9
4 x ACSR 1113 kCM; 1,2 m	24,6	25,7
5 x ACSR 636 kCM; 0,8 m	25,0	26,3
6 x ACSR 477 kCM; 0,6 m	24,3	26,8

\* fase central

O critério estabelecido foi que o campo elétrico superficial máximo nos subcondutores não ultrapassasse 95% do campo crítico de corona de Peek. De acordo com estes critérios, as bitolas mínimas dos subcondutores para os feixes de 4, 5 e 6 subcondutores são, respectivamente, 1033,5 kCM, 605 kCM e 397,5 kCM. Estes valores são ligei-

ramente diferentes dos apresentados na Tabela 4 por estarem mais próximos do limite estabelecido.

Deve-se notar que um dos critérios técnicos comumente limitativos nos estudos de definição dos feixes é o nível máximo de rádio-interferência (RI) no bordo da faixa (em geral considerado como 42 dB) [2]. Fundamentalmente proporcional ao campo elétrico superficial dos subcondutores, pode-se esperar que quanto mais abaixo do campo crítico de corona estejam os campos superficiais dos subcondutores, menores serão os níveis de RI e, portanto, menores serão as larguras de faixa das futuras LT's.

### D. Distância Mínima Condutor-Solo

A distância mínima condutor-solo, comumente igual a cerca de 10,0 m nos projetos de LT's 500 kV com feixes convencionais, deve também ser revista no caso de feixes expandidos. Para uma mesma altura do centro do feixe ao solo, um maior espaçamento entre os subcondutores produz campos elétricos gradualmente maiores, seja no solo ou na superfície dos cabos.

Portanto, para os números e espaçamentos de subcondutores mencionados no item anterior, a distância mínima condutor-solo deve ser elevada para cerca de 13,7 m (com pequenas variações dependendo da bitola do subcondutor), de modo a atender o critério de 8,33 kV/m de campo máximo no solo.

### III. Determinação Econômica do Feixe Ótimo

#### A. Metodologias

O item C da seção anterior apresentou as bitolas mínimas dos feixes de 4, 5 e 6 subcondutores que atendem aos critérios de campo elétrico superficial. O feixe ótimo ainda não foi contudo definido, devendo ser resultado de um processo de avaliação econômica de um grupo de feixes.

Neste trabalho, este grupo foi composto pelos feixes mínimos e, para cada número de subcondutores (4, 5 ou 6), uma bitola abaixo e até cinco acima da mínima. A utilização de bitolas inferiores às mínimas tem apenas o objetivo de compor as curvas de otimização, não podendo ser escolhidas como ótimas.

Foram cotejados cabos ACSR com formações 24/7, 26/7, 45/7, 54/7 e 54/19. Novamente, o motivo desta restrição é a grande experiência com este tipo de cabo em linhas brasileiras deste porte e o objetivo fundamental da aplicabilidade imediata das soluções.

A avaliação econômica consiste na determinação dos custos de instalação e operação da LT, supondo a utilização de cada um feixes. De acordo com critérios a serem estabelecidos, o feixe ótimo é aquele que conduzir ao menor custo da linha [1].

Os custos de instalação de uma LT incluem material, montagem e transporte dos componentes – cabos condutores e pára-raios, estruturas e fundações, cadeias de isoladores e ferragens, sistema de aterramento das estruturas,

acessórios e compensação reativa. Incluem ainda os custos relacionados à faixa de servidão – aquisição, limpeza e compensação florestal.

Os custos de operação estão distribuídos ao longo da vida útil da linha e estão associados às perdas Joule e por efeito corona, bem como à substituição de ponta. Além destes, incluem-se neste grupo os custos de manutenção da linha. Os custos operativos são trazidos a valor presente, a partir de uma taxa de juros anual adotada, e o valor presente total da LT – soma dos custos de instalação com o valor presente das perdas – é calculado.

### B. Critérios

Como o valor presente das perdas é substancialmente influenciado por parâmetros passíveis de muitas alterações ao longo da vida útil da linha (como o custo da energia, por exemplo), é comum em estudos de avaliação econômica dar maior peso aos custos de instalação, cujo desembolso é imediato.

Neste trabalho, o feixe ótimo foi definido como sendo o que leva ao menor custo de instalação da linha, de um conjunto formado por feixes com valor presente total até 3% acima do valor presente total mínimo.

### C. Principais Dados e Parâmetros Utilizados

- Como mencionado anteriormente, serviram de base para esta avaliação os custos unitários obtidos com os fabricantes e as empresas montadoras;
- Os cabos pára-raios da LT foram considerados de aço galvanizado 3/8" EHS, 7 fios;
- Os pesos das estruturas para cada feixe foram calculados por regressão linear, a partir das flechas e dos esforços originados pelos feixes [1];
- Considerou-se que as fundações são em concreto, com volumes calculados também por regressão linear, a partir dos esforços transversais;
- As larguras das faixas de servidão foram determinadas a partir do nível máximo de RI no bordo da faixa (42 dB) [2].

Foi realizado um estudo de sensibilidade a alguns dos parâmetros mais importantes da avaliação – a potência transmitida pela LT, o custo da energia e o fator de perdas –, a fim de se determinar o comportamento do feixe ótimo com variações destes parâmetros.

Após a análise desta sensibilidade, o caso-base (potência de 1000 MW, custo da energia de R\$ 129,50/MWh e fator de perdas de 0,4) foi escolhido para a determinação final do feixe ótimo.

O valor presente total mínimo encontrado foi de R\$ 82,9 milhões/100 km, referente ao feixe 5 x ACSR 715,5 kCM – 45/7 (Tern). O conjunto de feixes com variação de até 3% em relação a este valor é mostrado na Tabela 5.

**TABELA 5**  
**Conjunto Selecionado de Feixes**

Feixe	VPT*(R\$/100km)		CGI**(R\$/100km)	
Nº Sub	Bitola(kCM)	Formação		
4	954	45/7	84,7	50,6
4	1033,5	45/7	84,1	52,5
4	1113	45/7	84,3	54,9
4	1192,5	45/7	84,9	57,4
5	636	24/7	85,0	47,6
5	666,6	24/7	84,6	49,0
5	715,5	24/7	84,3	51,1
5	795,0	24/7	84,5	54,5
5	715,5	45/7	82,9	52,5
5	900	45/7	83,7	56,6
6	556,5	24/7	84,2	50,3
6	605	24/7	84,1	52,9
6	636	24/7	84,2	54,4
6	666,6	24/7	84,5	56,0
6	715,5	24/7	85,1	58,5

\* Valor Presente Total

\*\* Custo Global de Instalação

Portanto, o feixe de condutores a ser utilizado é 5 x ACSR 636 kCM – 24/7 (Rook), espaçados de 0,8 m.

## IV. DEFINIÇÃO DA SÉRIE DE ESTRUTURAS

### A. Parâmetros – Vãos de Vento e Peso e Deflexões

A determinação precisa e ótima dos parâmetros das estruturas que compõem a série é uma dos maiores desafios de um processo de otimização.

Uma série de estruturas com parâmetros mal coordenados pode conduzir a linhas com vãos médios não otimizados ou até mesmo a dificuldades no processo de locação ótima. Contudo, alguns dos dados mais relevantes para a definição destes parâmetros teriam origem basicamente do estudo da diretriz básica da linha, inexistente no caso de um estudo de otimização para linhas futuras como este.

Portanto, a escolha de tais parâmetros foi baseada em três aspectos principais: histogramas construídos a partir das informações colhidas sobre as seis LT's 500 kV de FURNAS, vãos médios comuns em linhas de 500 kV brasileiras e experiência anterior em projetos executivos de linhas de transmissão deste porte.

Neste ponto, convém ressaltar que, caso as características particulares dos futuros projetos exijam, pequenos ajustes nos parâmetros das estruturas aqui apresentados podem ser feitos, sem prejuízo à otimização.

Para linhas de 500 kV, cujas características tanto de confiabilidade como de custos são extremamente significativas, é conveniente a adoção de uma série com 6 ou 7 estruturas autoportantes, além de 1 ou 2 opções estaiadas que permitem uma redução adicional de custo.

Os parâmetros escolhidos para a série de estruturas

são os apresentados na Tabela 6. Optou-se por uma série de 7 estruturas autoportantes, com 2 opções estaiadas.

**TABELA 6**  
**Parâmetros das Estruturas da Série**

Tipo	Vãos(m)	Deflexão Máxima (graus)	
		Vento	Peso
GS1 Suspensão Autoportante	450(0°)	600	3
GSE1 Suspensão Estaiada			
GS2 Suspensão Autoportante	600(0°)	900	3
GSE2 Suspensão Estaiada			
GS3 Suspensão Autoportante	750(0°)	1200	8
GST Suspensão Autoportante (Transposição)	600	1200	0
AD1 Ancoragem	450(15°)	1200	15
AD2 Ancoragem	450(30°)	1200	30
AD3 Ancoragem/ Terminal	450(60°)	1200	60

A estrutura de ancoragem mais leve (AD1) foi incluída na série para impedir que estruturas de ancoragem média (30°) sejam locadas em todas as deflexões maiores que 8°. Isto se deve ao fato de ter sido evitada, na série, a inclusão de uma estrutura de suspensão com 16°, que utilizaria cadeias de suspensão V assimétricas, já que foram relatadas algumas experiências negativas no que se refere à operação/manutenção deste tipo de estrutura em LT's de FURNAS.

## B. Coordenação de Isolamento [1]

Os requisitos de desempenho elétrico das LT's 500 kV são extremamente rigorosos – no que se refere ao número de desligamentos por descargas atmosféricas, por exemplo, este não deve ser superior a 1 por 100 km e por ano.

A coordenação de isolamento de uma estrutura envolve a determinação das distâncias (*gaps*) condutor-estrutura (via cadeia de isoladores ou ar) e condutor-pára-raios, de modo a atender a estes requisitos sob várias condições operativas.

Como critério, é comum o estabelecimento de três condições operativas diferentes, nas quais os *gaps* da LT são submetidos a sobretensões: operação sob frequência industrial, sobretensões de manobras e sobretensões originadas por descargas atmosféricas. A cada uma dessas três condições estão associadas posições das cadeias de suspensão [3] – inclinações sob vento máximo, sob vento reduzido e sem vento, respectivamente. No processo de locação ótima, tais inclinações devem ser respeitadas, sob pena de comprometer a coordenação de isolamento da estrutura e, conseqüentemente, o desempenho da linha como um todo.

Para cada uma das três condições de sobretensão é associada uma distribuição probabilística normal de escorvamento de *gaps*, com média igual à tensão crítica de escorvamento (“critical flashover overvoltage”, CFO) e desvio-padrão igual a cerca de 2% a 5% da CFO. Assim, as distâncias de isolamento devem ser definidas para que os *gaps*

tenham probabilidade de escorvamento especificadas: desprezível sob frequência industrial e sobretensões de manobra e 10% sob sobretensões de descargas atmosféricas.

O dimensionamento do *gap* na estrutura para descargas atmosféricas envolve ainda uma avaliação do número de descargas captadas pela linha, por meio do modelo eletrogeométrico.

Os resultados dos estudos de coordenação de isolamento neste trabalho indicaram a adoção de uma cadeia de suspensão com 22 isoladores de 170 mm de passo (a partir de um índice de poluição médio de 25 mm/kV fase-terra), além do contorno de isolamento apresentado na Figura 1.

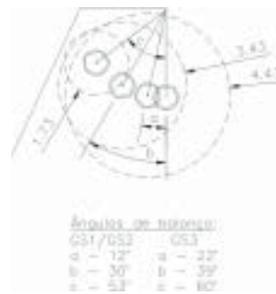


FIGURA 1 – Contornos de Isolamento (cotas em metro).

As geometrias básicas das estruturas foram definidas ainda com base no estudo do isolamento da LT a sobretensões originadas por descargas indiretas (atingindo o cabo pára-raios e originando tensões induzidas nos condutores). Neste caso, o desempenho obtido foi de 0,98 desligamentos por 100 km e por ano. Como o *gap* de 4,43 m da Figura 1 foi calculado com base em blindagem total dos cabos condutores, este índice de desligamentos é o total da LT, atendendo aos requisitos de desempenho elétrico.

Um dos fatores de destaque do contorno de isolamento apresentado na Figura 1 é a inclinação da cadeia de suspensão para *gaps* de sobretensões originadas por descargas atmosféricas (condição sem vento). Esta inclinação é devida unicamente à ação da tração horizontal nos cabos com a estrutura em deflexão e não é comumente considerada nos estudos de coordenação de isolamento.

Tal procedimento torna o isolamento da estrutura mais conservativo, sem contudo prejudicar aspectos econômicos (como será visto adiante) e possibilitando um melhor desempenho da LT.

## A. Geometria Básica das Estruturas

Após o estudo de coordenação de isolamento, determina-se a geometria básica das estruturas, a ser posteriormente detalhada na ocasião do projeto estrutural.

Esta geometria básica, no caso das estruturas de suspensão, baseia-se nas distâncias de isolamento determinadas no item B e nas alturas mínima e máxima adotadas. No caso de estruturas de ancoragem (em geral apenas 15% a 20% do total da LT), o mais comum é uma disposição de fases horizontal.

A altura mínima de estruturas que utilizam feixes expandidos são superiores às que utilizam feixes convencionais, devido principalmente ao aumento da distância mínima condutor-solo. Essa altura, definida em 24,0 m, foi obtida a partir da soma da distância mínima condutor-solo (cerca de 13,7 m), do comprimento estimado da cadeia de suspensão (cerca de 5,0 m) e de uma flecha de um vão reduzido (cerca de 5,0 m para um vão de 250 m).

É difícil estabelecer com clareza, em estudos de otimização, as alturas máximas das estruturas, visto que não há qualquer dado disponível sobre topografia da região de implantação da LT. Contudo, alturas até 57,0 m foram previstas em alguns tipos, de modo a permitir uma adequação da série mesmo sob terrenos recortados com vãos longos.

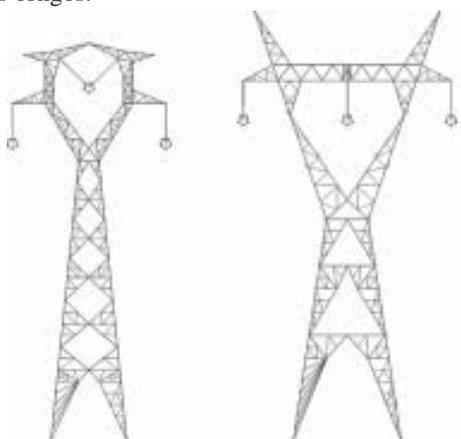


FIGURA 2 – Estruturas de Suspensão (esq.) e Ancoragem (dir.).

A geometria básica da estrutura de suspensão mostrada na Figura 2 é ligeiramente diferente das geometrias convencionais. A maior diferença encontra-se na junção janela-mísula, reforçada para proporcionar uma melhor distribuição de esforços e, conseqüentemente, maior robustez mecânica. Deve-se ressaltar, adicionalmente, que resultados inadequados de testes de carga em estruturas de suspensão convencionais foram relatados, inclusive no ponto aqui reforçado.

#### A. Hipóteses e Árvores de Carregamento [4]

O aspecto de maior influência nos pesos das estruturas é a determinação dos esforços aos quais elas estão submetidas. Apenas secundários são os aspectos ligados à geometria básica. Portanto, os critérios para a definição das hipóteses de carregamento e o cálculo de suas respectivas árvores foram cuidadosamente definidos.

#### 1) HIPÓTESES

Foram consideradas nove hipóteses de carregamento, tanto para as estruturas de suspensão como de ancoragem.

TABELA 7

#### Hipóteses de Carregamento

Hipótese	Descrição
1	Vento Máximo Transversal
2	Vento Máximo Longitudinal
3	Vento Máximo a 45°
4	Longitudinal em Qualquer Fase
5	Longitudinal em Qualquer Pára-raios
6	Carga Vertical de Construção
7	Vento de Tormentas Transversal
8	Vento de Tormentas Longitudinal
9	Vento de Tormentas a 45°

No caso das estruturas de ancoragem, as hipóteses 4 e 5 mostradas na Tabela 7 foram compactadas em uma única hipótese, na qual todos os cabos da estrutura estão rompidos.

#### 2) Pressões de Vento

As pressões de vento utilizadas nos cálculos foram obtidas pelos procedimentos da norma IEC 60826 [5] e correspondem a velocidades de 114 km/h (vento extremo, período de retorno de 250 anos) e 180 km/h (vento de tormentas). Os valores finais para o vento extremo foram:

- Cabo condutor: 120 kgf/m<sup>2</sup>;
  - Cabo pára-raios: 128 kgf/m<sup>2</sup>;
  - Cadeias de isoladores: 176 kgf/m<sup>2</sup>;
  - Estruturas 61,0 × G<sub>T</sub> kgf/m<sup>2</sup>.
- E, para o vento de tormentas:
- Cabo condutor: 38 kgf/m<sup>2</sup>;
  - Cabo pára-raios: 38 kgf/m<sup>2</sup>;
  - Cadeias de isoladores: 183 kgf/m<sup>2</sup>;
  - Estruturas 153 × G<sub>T</sub> kgf/m<sup>2</sup>.

#### 3) Coeficientes de Segurança

Os coeficientes de segurança adotados estão apresentados na Tabela 8.

TABELA 8

#### Coeficientes de Segurança

Tipo	Vertical	Transversal	Longitudinal
Susp.	1,15	1,00	1,00
	(2,00 construção)	1,15 (construção)	0,75 (rompimento)
Anc.	1,15	1,00	1,00
	(2,00 construção)	1,15 (construção)	(1,50 rompimento)

Cumpra ressaltar que os coeficientes de segurança para os esforços transversais são unitários devido ao elevado valor de período de retorno do vento (250 anos).

#### 1) Vãos Básicos [4]

De modo a permitir uma melhor aproximação dos esforços nas estruturas, as trações horizontais dos cabos foram calculadas para os vãos básicos mais críticos, dentro de faixas de variação apresentadas na Tabela 9.

TABELA 9

## Faixas de Vãos Básicos para Cálculo de Trações Horizontais

Estrutura	Faixa de Vãos Básicos(m)
GS1GSE1	300 a 600
GS2GSE2	300 a 600
GS3	300 a 600
GST	300 a 600
AD1	200 a 600
AD2	100 a 700
AD3	50 a 600

## E. Pesos das Estruturas

Com os dados apresentados nos itens A-D, foram calculados os pesos das nove estruturas com o auxílio de programa computacional específico. No projeto estrutural foi utilizado aço ASTM grau 60, de maior resistência mecânica, com o objetivo de reduzir o peso das estruturas.

A Tabela 10 apresenta os pesos das alturas mínimas das estruturas (incluindo os *stubs*). Cumpre ressaltar que neste estudo de otimização não foi feito o detalhamento estrutural, podendo-se esperar uma redução de cerca de 5% nos pesos apresentados, na ocasião do projeto básico de futuras linhas, por conta de otimizações adicionais.

TABELA 10

## Pesos das Estruturas

Estrutura	AlturaMínima(m)	Peso(kgf)
GS1	24,0	7951
GSE1	24,0	7230
GS2	24,0	8696
GSE2	24,0	7978
GS3	24,0	10629
GST	25,5	12008
AD1	19,5	13163
AD2	19,5	14853
AD3	19,5	19194

## VIII. ENSAIOS DE PROTÓTIPO

Com o feixe de cabos condutores e a geometria básica da estrutura de suspensão mais leve definidas, foram realizados ensaios elétricos em protótipos das cadeias de suspensão e do feixe de cabos condutores.

Após a fabricação de um protótipo do *yoke* para 5 subcondutores, nunca antes utilizado no Brasil, foram realizados os seguintes ensaios: distribuição de potencial ao longo das cadeias I e V, com e sem anel anti-corona, tensão de rádio-interferência e determinação das suportabilidades a sobretensões de manobra e a sobretensões originadas por descargas atmosféricas.

O desempenho do conjunto feixe/cadeia foi adequado, inclusive comprovando o fato de que os campos elétricos superficiais originados pelo feixe de 5 subcondutores estão mais distantes do limite do campo crítico de corona.

## II. Locações Ótimas Exploratórias

A segunda parte da avaliação econômica dos resultados produzidos neste trabalho consiste no processo de locação ótima em um perfil de amostragem. Esta locação permitirá uma análise das vantagens econômicas que podem ser obtidas em futuros projetos de LT's com a adoção da série de estruturas e do feixe expandido aqui apresentados. O perfil selecionado corresponde a aproximadamente 50 km de uma LT 500 kV de FURNAS recentemente implantada.

Os critérios de locação foram adotados de acordo com as definições dos itens anteriores e estão resumidos a seguir:

- Temperaturas: -10°C (mínima), 15°C (coincidente), 20°C (EDS) e 60°C (máxima para locação);
- Pressões de vento conforme a seção VII (item D, subitem 2);
- Distância mínima condutor-solo de 13,7 m;
- Condições de governo dos cabos condutores (em relação à carga de ruptura): 33% sob temperatura mínima (condição inicial), 70% sob vento máximo (condição inicial) e 18% sob EDS (condição final);
- Ângulos máximos de inclinação das cadeias de suspensão conforme a seção VII (item B).

O programa computacional utilizado no processo de locação ótima foi o PLS-CADD (*Power Line Systems Computer-Aided Design and Drafting*), padrão mundial neste tipo de estudo [6]. Os documentos digitalizados de perfil e planta da LT 500 kV de FURNAS selecionada foram transformados em arquivo PFL contendo o perfil principal e os secundários, além de obstáculos aéreos e no solo.

Para a composição do custo de locação de cada estrutura foram considerados os custos de material, montagem e transporte dos seguintes componentes: estrutura, fundações (cujos volumes foram calculados), cadeias de isoladores e ferragens e sistema de aterramento. Os custos unitários utilizados foram os mesmos mencionados na seção II.

Uma das formas de se fazer uma análise das vantagens econômicas proporcionadas pelos novos componentes é mediante a comparação da locação da série de estruturas e do feixe aqui apresentados com a locação, no mesmo perfil, de outra série já existente.

Os dados para a locação da série existente foram fornecidos por FURNAS e, como tal série só possui estruturas autoportantes, as estruturas estaiadas GSE1 e GSE2 não foram incluídas no processo das locações ótimas.

Os resultados da locação ótima da série aqui apresentada estão resumidos a seguir:

- Número de estruturas: 119;
- Vão médio: 440,5 m;

**TABELA 11**

**Quantitativos de Estruturas – Série Proposta**

Estrutura	Quantidade	Percentuais
GS1	35	29,4%
GS2	46	38,7%
GS3	21	17,6%
AD1	3	2,5%
AD2	8	6,7%
AD3	6	5,1%
TOTAL	119	100%

**TABELA 12**

**Custos – Série Proposta**

Tipo	Custo
Associados às estruturas	R\$ 7.128.757,00
Cabos condutores	R\$ 6.742.934,36
Cabos pára-raios	R\$ 224.200,89
Faixa de servidão	R\$ 1.739.533,56
TOTAL	R\$ 15.835.425,81

Para a série existente de FURNAS, os resultados estão resumidos nas Tabelas 13 e 14.

- Número de estruturas: 132;
- Vão médio: 393,8 m;

**TABELA 13**

**Quantitativos de Estruturas – Série Existente**

Estrutura	Quantidade	Percentuais
A55	58	43,9%
A56	42	31,8%
B55	15	11,4%
D58	12	9,1%
E58	5	3,8%
TOTAL	132	100%

**TABELA 14**

**Custos – Série Existente**

Tipo	Custo
Associados às estruturas	R\$ 8.317.927,00
Cabos condutores	R\$ 7.450.836,62
Cabos pára-raios	R\$ 224.200,89
Faixa de servidão	R\$ 1.841.525,76
TOTAL	R\$ 17.834.490,27

A redução de custo com a adoção da série aqui proposta é de aproximadamente igual a 11,2% no custo total de implantação da linha. Considerando-se um percentual de 75% de substituição de estruturas autoportantes por correspondentes estaiadas, esta redução aumentaria para 13,4%.

**III. Considerações Finais**

Todo o trabalho aqui descrito foi direcionado no sentido de prover uma série de estruturas e um feixe de cabos condutores que, além de conduzirem a vantagens econômicas com garantias de um desempenho técnico adequado, pudessem ser utilizados rapidamente e com sucesso por FURNAS em suas futuras LT's 500 kV.

Tal procedimento, apesar de se basear na experiência de muitos anos sobre a operação/manutenção de alguns dos componentes (como estruturas de aço treliçado e cabos condutores ACSR, por exemplo), conduziu a soluções tecnológicas inéditas no Brasil.

A principal destas soluções é o feixe expandido com 5 subcondutores, cujos primeiros resultados – tanto teóricos quanto experimentais – demonstram grandes vantagens técnicas e econômicas potenciais.

A série de estruturas aqui proposta, com a flexibilidade de substituição de dois tipos autoportantes (GS1 e GS2) por equivalentes estaiadas (GSE1 e GSE2), proporciona um adequado desempenho em diversos tipos de condições topográficas diferentes.

Cumpramos ressaltar que algumas das características da série foram definidas, como já mencionado, a partir de parâmetros comuns à região sudeste do Brasil. Deste modo, fica a cargo do projetista das futuras LT's a implementação de eventuais pequenos ajustes – por exemplo, nas temperaturas consideradas ou nos parâmetros das estruturas, no caso de condições climáticas e topográficas substancialmente diferentes –, de modo a adequar os resultados aqui obtidos a quaisquer tipos de terreno e clima.

**IV. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- [1] N. H. C. Santiago, “Linhas Aéreas de Transmissão”; Apostila COPPE/UFRJ, 1983;
- [2] EPRI, “Transmission Line Reference Book 345 kV and Above”, Electric Power Research Council, Palo Alto, CA, 1975.
- [3] Projetos de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica - Procedimento. Norma NBR-5422/1985, Março, 1985.
- [4] R. D. Fuchs, M. T. Almeida, “Projetos Mecânicos de Linhas Aéreas de Transmissão”; Ed. Edgard Blücher Ltda., 1982.
- [5] Design Criteria of Overhead Transmission Lines. IEC 60826 Standard, Ed.3, 2000.
- [6] PLS-CADD – Power Line Systems Computer-Aided Design and Drafting v.4, User Manual. Power Line Systems, Inc., 1998.