

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

RICARDO SOARES CAVASSIN

**UMA ABORDAGEM MULTICRITÉRIOS PARA RECAPACITAÇÃO
DE LINHAS DE TRANSMISSÃO**

CURITIBA

2011

RICARDO SOARES CAVASSIN

**UMA ABORDAGEM MULTICRITÉRIOS PARA RECAPACITAÇÃO
DE LINHAS DE TRANSMISSÃO**

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná.

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Thelma Solange Piazza Fernandes

CURITIBA – 2011

DEDICATÓRIA

DEDICO ESTE TRABALHO À MINHA FAMÍLIA, EM ESPECIAL À MINHA ESPOSA JANAINA PELO APOIO, AMOR E CARINHO E PELA COMPREENSÃO NOS MOMENTOS DE AUSÊNCIA, DEDICO À MINHA FILHA BRUNA PELA COMPREENSÃO NOS MOMENTOS DE AUSÊNCIA

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus que me ajudou a superar as horas difíceis.

Agradeço especialmente à professora Dr^a Thelma Solange Piazza Fernandes pelos incontáveis e valiosos ensinamentos, pelo apoio, por acreditar desde o início no projeto, pela motivação, pelo seu respeito e disciplina e pela sua confiança.

Aos professores Dr. Alexandre Rasi Aoki e Dr. Gustavo Henrique Oliveira pela valiosa colaboração na banca de qualificação.

A todos os professores do programa que proporcionaram o acesso a novos conhecimentos.

Aos amigos que me ajudaram durante o trabalho e aos amigos que me apoiaram mesmo nos momentos ausentes.

À COPEL por permitir as ausências necessárias ao mestrado.

RESUMO

A crescente demanda de energia elétrica sobrecarrega o sistema de transmissão que requer constantes ampliações para não prejudicar o desenvolvimento. Porém a construção de novas instalações de transmissão vem enfrentando diversos obstáculos em função da dificuldade de constituir novas faixas de servidão e pela necessidade de redução dos impactos ambientais. Uma solução que se apresenta muito vantajosa a estes problemas é a recapacitação da linha de transmissão. Dentre os vários métodos existentes para tal, destaca-se a substituição dos cabos condutores, cujos fabricantes têm investido constantemente em novos materiais e ligas. Além disto, observa-se que linhas recém recapacitadas já apresentam problemas de superação de ampacidade, exigindo-se assim, o desenvolvimento de uma metodologia multicriterios que pondere adequadamente os objetivos envolvidos no processo de escolha de um cabo, calcule os parâmetros dos cabos disponíveis e selecione a melhor opção de cabo a ser instalado. Os critérios utilizados neste trabalho são maximização de altura cabo-solo, maximização da ampacidade, maximização da sobrevida da linha em função da ampacidade excedente, minimização dos custos de implantação, perdas e acréscimo de esforços nas estruturas. O problema de otimização envolvido é resolvido pelo Método do Critério Global Ponderado. Os resultados da metodologia são apresentados para duas linhas de transmissão de 230 kV instaladas no estado do Paraná.

Palavras-chave: Recapacitação. Otimização Multiobjetivo. Linhas de Transmissão.

ABSTRACT

The crescent demand for electricity overloads the transmission system which requires constant increases to not be a hindrance to development. However, the construction of new transmission lines has faced many obstacles due to the difficulty to constitute new intervention area and the need to reduce environmental impacts. A very advantageous solution to these problems is the retrofit of the transmission lines, which can be made in many ways. One of the most common is the replacement of power cables, which manufacturers continually invest and create new materials to allow new options of design. Moreover, just retrofit lines already present problems of ampacity's superation, justifying the development of a multi-criteria methodology that adequately ponder the objectives during the choice of an adequate handle. The criteria used in this work are the maximization of height handle-ground, ampacity and supervened of the line (in function of the exceeding ampacity) and, minimization of implantation's cost, losses and addition of efforts at the structures. The optimization problem involved is resolved by the Weighed Global Criterion Method. The results of the methodology (that effects the calculations of parameters of the available handles and selects to better to be installed) are presented for two lines transmission of 230 kV installed at the state of Paraná.

Keywords: Retrofit. Multiobjective Optimization. Transmission Line.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - FATORES K_d EM FUNÇÃO DOS TEMPOS DE INTEGRAÇÃO	21
FIGURA 2 – CABOS SUSPENSOS ENTRE SUPORTES DE MESMA ALTURA.....	25
FIGURA 3 - FORÇAS ATUANTES	26
FIGURA 4 - CABOS SUSPENSOS ENTRE SUPORTES COM ALTURAS DIFERENTES	29
FIGURA 5 - VÃOS DESIGUAIS COM ALTURAS DESIGUAIS	32
FIGURA 6 – FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA GERAL	56
FIGURA 7 - ESTIMADOR DO FATOR DE ESCALA DA DISTRIBUIÇÃO DE GUMBEL (α)	96
FIGURA 8 - ESTIMADOR DO FATOR DE POSIÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE GUMBEL (β)	96
FIGURA 9 – TEMPERATURA COINCIDENTE.....	97
FIGURA 10 – TEMPERATURA EDS	97
FIGURA 11 – TEMPERATURA MÍNIMA	98
FIGURA 12 – VENTO DE 10 ANOS	98
FIGURA 13 – VELOCIDADE BÁSICA DE VENTO.....	99
FIGURA 14 – TEMPERATURA MÉDIA OU EDS	100
FIGURA 15 – TEMPERATURA MÁXIMA MÉDIA.....	100
FIGURA 16 – TEMPERATURA MÍNIMA	101
FIGURA 17 – TEMPERATURA MÁXIMA	101
FIGURA 18 – MÉDIA DAS TEMPERATURAS MÍNIMAS.....	102

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – CLASSIFICAÇÃO DOS TERRENOS DE ACORDO COM SUA RUGOSIDADE.....	19
TABELA 2 – VALORES DE n PARA A CORREÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO EM FUNÇÃO DA ALTURA	21
TABELA 3 – CARGAS MÁXIMAS RECOMENDADAS PARA CABOS NA CONDIÇÃO DE TRABALHO DE MAIOR DURAÇÃO SEM DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO CONTRA VIBRAÇÃO.....	23
TABELA 4 – VALORES DE LARGURA DE FAIXA DE SERVIDÃO.....	39
TABELA 5 – DISTÂNCIAS BÁSICAS	46
TABELA 6 – TIPOS DE PROBLEMAS DE DECISÃO MULTICRITÉRIO.....	54
TABELA 7 – REGRAS PARA OBTENÇÃO DAS VIOLAÇÕES DE ALTURA CABO SOLO	60
TABELA 8 - COMPARATIVO DOS VALORES DE FLECHA	74
TABELA 9 - COMPARATIVO DOS VALORES DE COMPRIMENTO DOS CABOS.....	74
TABELA 10 - TIPOS DE CABOS UTILIZADOS NA SIMULAÇÃO	75
TABELA 11 - PARÂMETROS DE COMPARAÇÃO ENTRE OS CABOS POR CRITÉRIO.....	76
TABELA 12 – ATRIBUTOS PARA COMPARAÇÃO PARA CRITÉRIOS DE OTIMIZAÇÃO.....	77
TABELA 13 - PESOS PARA CRITÉRIOS DE OTIMIZAÇÃO.....	77
TABELA 14 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO.....	78
TABELA 15 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO COM PESO NA FUNÇÃO CUSTO	79
TABELA 16 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO COM PESO NAS FUNÇÕES PERDA E ESFORÇOS NAS ESTRUTURAS.....	80
TABELA 17 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO COM PESO NA AMPACIDADE EXCEDENTE E ESFORÇOS NAS ESTRUTURAS	81
TABELA 18 - TIPOS DE CABOS UTILIZADOS NA SIMULAÇÃO	82
TABELA 19 - PARÂMETROS DE COMPARAÇÃO ENTRE OS CABOS POR CRITÉRIO.....	83
TABELA 20 – ATRIBUTOS PARA COMPARAÇÃO PARA CRITÉRIOS DE OTIMIZAÇÃO.....	83
TABELA 21 - PESOS PARA CRITÉRIOS DE OTIMIZAÇÃO.....	84
TABELA 22 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO.....	84
TABELA 23 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO.....	85
TABELA 24 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO COM PESO NA FUNÇÃO CUSTO	86
TABELA 25 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO COM PESO NAS FUNÇÕES PERDA E ESFORÇOS NAS ESTRUTURAS.....	87
TABELA 26 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO COM PESO NA AMPACIDADE EXCEDENTE E ESFORÇOS NAS ESTRUTURAS	87
TABELA 27 - COMPARAÇÃO DAS NOVAS TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO FLINT E OSWEGO	88
TABELA 28 - COMPARAÇÃO DAS NOVAS TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO BUTTE E PARTRIDGE ACCR	88
TABELA 29 – DADOS DA LINHA DE TRANSMISSÃO 230 kV FIGUEIRA -APUCARANA.....	94
TABELA 30 – DADOS DA LINHA DE TRANSMISSÃO 138 kV IRATI – SABARÁ	95

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	CONTEXTO	10
1.2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	11
1.3	OBJETIVOS	14
1.4	ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	15
2	PROJETOS ELETROMECÂNICOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	16
2.1	DETERMINAÇÃO DOS ELEMENTOS SOLICITANTES	17
2.1.1	<i>Temperaturas</i>	17
2.1.2	<i>Velocidades de Vento</i>	18
2.1.3	<i>Formulação das Hipóteses de Cálculo</i>	23
2.2	COMPORTAMENTO MECÂNICO DOS CABOS CONDUTORES	24
2.2.1	<i>Suportes de Mesma Altura</i>	25
2.2.2	<i>Suportes a Diferentes Alturas</i>	28
2.2.3	<i>Vãos Contínuos</i>	31
2.2.4	<i>Influência de Agentes Externos</i>	34
2.2.5	<i>Considerações Sobre Projetos das Estruturas Metálicas</i>	37
2.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	38
3	RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	39
3.1	AMPACIDADE	40
3.2	TECNOLOGIAS DE CONDUTORES	43
	- <i>Cabo Tipo ACSR</i>	43
	- <i>Cabo Tipo ACSR TW</i>	43
	- <i>Cabo Tipo ACAR</i>	44
	- <i>Cabos Tipo AAAC</i>	44
	- <i>Cabos Tipo ACSS</i>	44
3.3	LEVANTAMENTO DE DADOS SOBRE A LT EM OPERAÇÃO	44
3.4	MÉTODOS DE RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO	45
3.4.1	<i>Recapacitação de LT com Acréscimo da Tração dos Cabos Condutores</i>	46
3.4.2	<i>Recapacitação de LT com substituição dos Cabos Condutores</i>	47
3.4.3	<i>Outros Métodos de Recapacitação</i>	48
3.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	48
4	METODOLOGIA	50
4.1	OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO	50
4.1.1	<i>Conceito Pareto ótimo</i>	51

4.1.2	<i>Tomada de Decisão Multicritério</i>	53
4.2	FORMULAÇÃO DA METODOLOGIA.....	56
4.2.1	<i>Levantamento Topográfico</i>	57
4.2.2	<i>Formulação Matemática</i>	58
4.3	PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO	71
4.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	72
5	RESULTADOS	73
5.1	VALIDAÇÃO	73
5.2	RESULTADOS PARA LT 230 KV APUCARANA – FIGUEIRA	75
5.2.1	<i>Seleção do Campo de Busca</i>	75
5.2.2	<i>Simulações Computacionais</i>	75
5.3	RESULTADOS PARA LT 138 KV IRATI – SABARÁ	81
5.3.1	<i>Seleção do Campo de Busca</i>	81
5.3.2	<i>Simulações Computacionais</i>	82
5.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	88
6	CONCLUSÃO	90
	REFERÊNCIAS.....	92
	APÊNDICE A – DADOS UTILIZADOS NAS SIMULAÇÕES.....	94
	ANEXO A – GRÁFICOS DE DADOS METEOROLÓGICOS.....	96

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO

O constante aumento da demanda de energia elétrica faz com que haja necessidade de ampliação dos sistemas de transmissão, como subestações e linhas de transmissão, impedindo assim que instalações precárias sejam fatores limitantes do desenvolvimento econômico.

A implantação de novas linhas de transmissão (LT) vem enfrentando dificuldades em função de alguns fatores externos que têm impacto direto no custo dessas linhas. Primeiramente a minimização do impacto ambiental, que provoca a utilização de estruturas mais altas e conseqüentemente mais pesadas e também faz com que o traçado a ser seguido não seja necessariamente o mais curto. Outro problema é o alto custo para se constituir novas faixas de servidão de passagem e para o pagamento de indenizações.

Tendo em vista essas dificuldades, torna-se vantajosa a recapacitação das linhas de transmissão, que consiste no aumento da capacidade de transmissão de energia elétrica de uma instalação existente com o mínimo impacto possível.

Vários são os métodos utilizados para a recapacitação de uma linha de transmissão, sendo que os mais comuns são o retensionamento dos cabos condutores, alteração de padrões construtivos, substituição dos condutores e a alteração do nível de tensão (utilizado em menor escala).

O retensionamento dos cabos condutores feita em conjunto com a alteração dos padrões construtivos é o mais prático e barato, porém não produz um grande acréscimo de capacidade de transmissão da linha de transmissão. A substituição dos cabos condutores possui o melhor custo benefício, já que é de fácil implementação com custo não muito alto e produz bons aumentos de capacidade. Já a alteração do nível de tensão é usado em menor escala devido a sua dificuldade de implementação, pois requer que a linha de transmissão esteja desativada ou pelo menos que permita que ela fique desligada por um grande período de tempo.

Dentre esses métodos, destaca-se a troca de cabos cujos fabricantes investem constantemente em novas tecnologias, novos materiais, compostos, formatos e disposições de modo a aumentar a eficiência na transmissão de energia

elétrica e permitindo que suportem maiores temperaturas de operação com menor dilatação linear.

Em geral, a escolha do cabo mais apropriado para recapacitar linhas de transmissão é realizada com base na experiência dos profissionais da área, pois apesar de existir uma pequena quantidade de opções de cabos, existe por outro lado, a dificuldade de se testar todas essas opções a fim de se escolher o melhor cabo condutor a ser utilizado. Além disto, segundo depoimentos destes profissionais da área, é muito freqüente a superação dos limites físicos da linha tão logo a mesma seja recapacitada.

Assim, as dificuldades e empirismos encontrados nessa área motivaram o desenvolvimento de uma metodologia multicritérios que permite o automatismo e otimização do processo de escolha do melhor cabo a ser utilizado em um projeto de recapacitação. Essa metodologia pondera adequadamente as grandezas físicas envolvidas no processo de escolha do cabo que são altura cabo-solo da linha, sobrevida da linha em função da ampacidade excedente, custos de implantação, perdas e esforços nas estruturas.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O estudo de alternativas para a recapacitação de linhas de transmissão bem como a utilização das diversas tecnologias de cabos vêm sendo objeto de várias pesquisas por parte das concessionárias de energia.

Em Oliveira (2000) é abordada a importância da recapacitação de linhas de transmissão para suprir a crescente demanda com menor impacto social na constituição de faixas de servidão. Os tipos mais comuns de recapacitação são abordados, inclusive a substituição dos condutores por cabos termorresistentes visando o aumento da ampacidade da linha.

Em geral a ampacidade em linhas de transmissão é determinada por métodos determinísticos, admitindo os cabos em equilíbrio térmico e considerando condições ambientais médias e conservadoras. Em Souza Junior *et al* (2003), é proposta uma metodologia baseada na instalação de estações de monitoramento meteorológico em uma determinada linha de transmissão, capazes de medir a direção e velocidade do vento, temperatura, umidade relativa do ar e radiação solar. Com os dados

obtidos calculou-as a ampacidade, comparando-a com a ampacidade utilizada pela concessionária, calculada pelo método determinístico. Concluiu-se que a influência do vento é fundamental na determinação da ampacidade em tempo real e que, apesar de que em grande parte do período a linha de transmissão trabalha abaixo de sua capacidade, em situações de vento fraco a ampacidade calculada está abaixo da ampacidade utilizada na operação da linha.

Em Wiedmer *et al* (2007), é testada a utilização de cabo de alumínio liga 6201 AAAC (CAL) *Butte* para a recapacitação de algumas linhas de transmissão de 138 kV concebidas com cabo CAA 266,8 *Partridge*. A necessidade na ocasião era o aumento da temperatura de projeto de 55°C para 75°C e o critério para a escolha do cabo foi que se mantivessem os dados de diâmetro e praticamente a mesma ampacidade para a mesma temperatura. A vantagem do cabo *Butte* é possuir um peso menor e, portanto, uma flecha menor, conforme a equação para cálculo da flecha (LABEGALINI *et al*, 1992):

$$f_e = \frac{p \cdot A_e^2}{8 \cdot T_0} \quad (1.1)$$

onde

f_e : flecha correspondente [m];

A_e : vão [m];

T_0 : tração com direção tangente à curva em um ponto central ao longo do comprimento do condutor [kgf];

p : peso próprio do cabo [kgf/m].

Em Stephan e Costa (2008), é feita uma análise minuciosa de alguns métodos de recapacitação de linhas de transmissão. Para duas linhas de transmissão de 230 kV, a escolha foi entre substituir os condutores existentes por condutores de maior bitola (que provocariam um aumento nos esforços nas estruturas) ou instalar cabos termorresistentes de mesma bitola do cabo existente. Os cabos termorresistentes suportam valores maiores de temperatura mantendo a maioria dos critérios de projeto. Nesse trabalho, optou-se pelo cabo termorresistente que produziu um aumento de 50% na capacidade de transmissão de energia das linhas recapacitadas. Em outro estudo do mesmo artigo foi verificada a recapacitação de três linhas de transmissão com o aumento na tração dos

condutores. Neste caso, obteve-se um aumento de capacidade das linhas de 327 MVA para 435 MVA.

Os cabos termorresistentes, por serem utilizados em maior temperatura, estão sujeitos a maiores valores de corrente e conseqüentemente, produzem maiores valores de perdas elétricas. Segundo Nascimento (2009), a perda elétrica nos condutores em uma linha de transmissão está diretamente ligada ao fator de carga da linha. Conforme o estudo, para um fator de carga menor que 50 %, é vantajoso a utilização de condutores com ligas em alumínio termorresistente.

A utilização dos cabos termorresistentes TACSR para a recapacitação de linhas de transmissão foi estudada também em Dutra (2005) onde é ressaltado o aumento da utilização dos cabos termorresistentes por manterem as características do cabo ACSR equivalente com uma maior capacidade de temperatura. Em função do aumento de capacidade ser só em regime de contingência, foi utilizado o cabo TACSR.

As vantagens da utilização de cabos termorresistentes de mesmas características são:

- Baixo custo de implantação;
- Baixo custo das perdas em função do regime de trabalho;
- Redução considerável no impacto ambiental;
- Não aumento dos esforços nas estruturas.

Considerando o aumento da capacidade de transmissão da linha, o aumento de sua tensão de operação pode ser uma alternativa. Em Wood (2006), é feito com sucesso o aumento da tensão de operação de duas linhas de transmissão de 138 kV para 230 kV, com mudança dos condutores observando-se que fossem mantidas as características mecânicas para evitar o reforço nas estruturas.

Em Régis Júnior (1995), é estudada a técnica de Linha de Potência Natural Elevada (LNPE). Este é um método muito específico de recapacitação que consiste em estudar e aumentar a potência natural, cuja sigla é SIL, da linha de transmissão. Este estudo é feito para o caso de linhas em paralelo com condutores em feixe. Considerando-se a carga de um corredor, a distribuição natural é diretamente proporcional à SIL. Se o circuito de maior ampacidade não tiver SIL proporcionalmente maior, ele pode sobrecarregar o circuito de menor ampacidade. Este aumento pode ser obtido com a otimização do arranjo geométrico dos feixes e

fases ou também com a colocação de um novo condutor na linha em posição otimizada.

Dentre os pontos a serem considerados em um projeto de recapacitação está a conservação das estruturas existentes, pois isto minimiza custos e agiliza a execução do projeto. Em Hoffmann (2003), é feito um estudo detalhado sobre custos de estruturas metálicas em projetos em função da temperatura de projeto, tipo do cabo e perfil do terreno. O custo das estruturas metálicas para os cabos especiais em geral são percentualmente menores ou muito próximos do custo para cabos ACSR.

De modo geral, o que a literatura apresenta são estudos de recapacitação que utilizam cabos especiais. Nesses estudos, testam-se um ou dois determinados tipos de cabos comparando-os com o existente e escolhendo-se pelo que apresenta melhor desempenho. Já o que se propõe nesse trabalho, é desenvolver uma metodologia que testa todas as possibilidades de cabos disponíveis. Para tanto, calculam-se parâmetros como ampacidade, custo, flecha, nova temperatura de projeto e perdas entre os diversos tipos de cabos existentes no mercado e a partir de técnicas de otimização se obtém as melhores soluções.

1.3 OBJETIVOS

O objetivo geral do trabalho é propor uma metodologia para escolha do melhor cabo a ser utilizado no recondutoramento de uma linha de transmissão a fim de recapacitá-la. Devido à dificuldade de testar os vários tipos de cabos disponíveis no mercado, o trabalho é propõe uma metodologia que automatize o cálculo das grandezas físicas de todos os cabos condutores disponíveis, fornecendo dados como menor altura cabo solo por tramo, valor de ampacidade relativa excedente em função da sobra de altura, custo relativo de implantação, perdas relativas e acréscimo de esforço em estruturas. Em seguida, estes dados subsidiam a formulação de um problema de otimização multiobjetivo, que realiza a escolha do melhor cabo a ser utilizado em função do parâmetro que se deseja enfatizar.

Para tanto, pretende-se alcançar os seguintes objetivos específicos:

- a. Avaliar os estudos eletromecânicos necessários para se otimizar o projeto de recapacitação de uma linha de transmissão;
- b. Avaliar os métodos para se recapacitar uma linha de transmissão;
- c. Desenvolver um algoritmo computacional para realização dos cálculos necessários ao projeto eletromecânico;
- d. Formular o problema de otimização envolvido na escolha do melhor cabo;
- e. Realizar estudos com linhas de transmissão reais.

1.4 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está estruturada em seis capítulos, sendo que o Capítulo 1 é introdutório. O Capítulo 2 apresenta o estudo eletromecânico para projeto de uma linha de transmissão. O Capítulo 3 detalha as técnicas de recapacitação de LT.

O Capítulo 4 relata a metodologia adotada para a solução do problema com o detalhamento da formulação matemática da técnica de otimização utilizada. O Capítulo 5 mostra os resultados obtidos e, finalmente, o Capítulo 6 apresenta as conclusões referentes ao trabalho desenvolvido.

2 PROJETOS ELETROMECAˆNICOS DE LINHAS DE TRANSMISSˆO

Neste capıtulo serˆao apresentados os problemas na implantaˆo de novas linhas de transmissˆo (LTs), os critérios e métodos para projetos de LTs baseados na norma NBR 5422, em vigor desde 1985.

O projeto de uma nova LT começa na necessidade de aumentar a capacidade do sistema de transmissˆo. Para cada transmissˆo de energia elétrica entre dois pontos existem numerosas soluoes tecnicamente viáveis, porém, apenas um número relativamente pequeno é capaz de assegurar um serviço de padrˆo ótimo e, ao mesmo tempo, propiciar o transporte do kWh a um custo mínimo (LABEGALINI *et al*, 1992).

O projeto eletromecˆnico propriamente dito se inicia após a escolha de um traçado viável entre os dois pontos que se deseja interligar, a definió da classe de tensˆo, tipos de estruturas, bitola e composio dos condutores e outros.

Assim, o projeto mecˆnico de uma linha de transmissˆo, consiste na determinao dos esforços atuantes sobre os elementos que a compõe.

Segundo Labegalini *et al* (1992), os trabalhos de projeto mecˆnico das LTs se dividem em:

- Projetos dos cabos e dos suportes sobre os perfis dos terrenos;
- Projetos dos suportes;
- Projetos das fundaoes.

Para suportes metálicos, em geral não há necessidade de um novo projeto para cada nova linha de transmissˆo, pois após ser estabelecida uma série de estruturas, esta pode ser usada em vários projetos. No caso dos suportes de concreto armado e postes, o projeto da estrutura é feito para cada nova aplicao.

No projeto de LTs, a escolha dos tipos e bitolas dos cabos condutores obedece a critérios economicos e técnicos e muito raramente a critérios mecˆnicos. A escolha da série e tipos de estruturas a serem utilizadas, suas dimensoes e sua configurao obedecem aos critérios mecˆnicos e elétricos, o terreno onde serˆao implantadas, bem como consideraoes de segurança.

2.1 DETERMINAÇÃO DOS ELEMENTOS SOLICITANTES

O projeto de uma linha de transmissão se inicia com a determinação dos fatores atmosféricos que terão influência direta ou indireta nos esforços mecânicos nos cabos e conseqüentemente nas fundações e nas estruturas. Os dados básicos devem ser coletados em postos de observação meteorológica na própria região, ou em regiões climáticas próximas e semelhantes. Por se tratarem de eventos de natureza aleatória, os eventos meteorológicos só podem ser analisados e quantificados por processos estatísticos e probabilísticos.

As informações necessárias são as seguintes:

a. Temperatura:

- temperaturas máximas anuais;
- temperaturas mínimas anuais;
- temperaturas médias anuais;
- média das temperaturas mínimas anuais.

b. Velocidades máximas anuais de ventos.

No Brasil, devida a condições climáticas próprias, não são consideradas algumas peculiaridades tais como neve, terremotos, tornados e outros.

Para obtenção estes valores, utilizam-se as cartas meteorológicas constantes na NBR 5422. No caso do estado do Paraná, o Simepar disponibiliza para a concessionária de energia estes dados atmosféricos mais atualizados.

2.1.1 Temperaturas

Os valores de temperatura são obtidos diretamente no gráfico meteorológico ou de dados mais atualizados fornecidos por órgãos meteorológicos.

Temperatura para Condição de Maior Duração

A temperatura para condição de maior duração, cuja sigla é EDS, é definida pelas médias plurianuais das temperaturas do ar e podem ser obtidas no gráfico específico da norma, ou diretamente pelo Simepar.

Temperatura Mínima

É o menor valor de temperatura do ar, calculada com uma probabilidade de 2% de ser igualada ou ter um valor menor. Corresponde a um período de retorno de 50 anos e pode ser obtida no gráfico específico da norma, ou diretamente pelo Simepar.

Temperatura Máxima

É o maior valor de temperatura do ar, calculada com uma probabilidade de 2% de ser igualada ou excedida. Corresponde a um período de retorno de 50 anos e pode ser obtidas no gráfico específico da norma, ou diretamente pelo Simepar.

Temperatura Coincidente

Não havendo registros simultâneos das temperaturas coincidentes com os ventos de máxima intensidade e como ainda não foi possível estabelecer uma correlação entre as duas grandezas para fins de projeto, utiliza-se a temperatura média plurianual das mínimas anuais.

No anexo A, estão os gráficos disponibilizados pelo Simepar para a determinação das variáveis de temperatura e vento por região do Paraná e os gráficos da norma que abrangem todo o território brasileiro.

2.1.2 Velocidades de Vento

Em função de estudos realizados, para a determinação da velocidade do vento de projeto, deve-se considerar alguns fatores de importância fundamental, dentre os quais devem-se notar (Labegalini *et al*,1992) :

- A ação do vento depende da rugosidade do solo. Quanto maior for a rugosidade, maior será a turbulência do vento e menor sua velocidade;
- Devido à maior turbulência próxima ao solo, a velocidade do vento aumenta com a altura;
- Os ventos em geral apresentam-se na forma de rajadas, cujas frentes são pouco extensas, extensão pela qual seus efeitos podem ser sentidos simultaneamente;

- Os diferentes obstáculos que se opõem ao vento possuem tempos de resposta diferentes à sua solicitação. Assim, sobre um determinado elemento estrutural, ventos de velocidades elevadas e de curta duração podem ter efeitos menores que outros de menor intensidade, porém maior duração.

Estes fatores, quando devidamente considerados, permitem maior segurança e economia no dimensionamento das estruturas de uma LT.

A medição do valor da velocidade do vento em uma determinada região é feita por anemômetros e seu registro feito por anemógrafos. Os anemômetros indicam velocidades médias de ventos integradas por períodos de 2 s e são instalados a 10 m de altura. As velocidades de vento são publicadas com diferentes tempos de integração e obtidas em alturas diferentes da padronizada, sendo necessário nesses casos que os valores sejam corrigidos ou convertidos.

Efeito da Rugosidade dos Terrenos

A ABNT classifica os terrenos em quatro categorias de rugosidade, conforme Tabela 1 (NBR 5422/85):

TABELA 1 – CLASSIFICAÇÃO DOS TERRENOS DE ACORDO COM SUA RUGOSIDADE

<i>Categoria de Rugosidade</i>	<i>Característica do Solo</i>	Coeficiente de Rugosidade Kr
A	Vastas extensões de água e sotavento; áreas costeiras e planas; desertos planos.	1,08
B	Terreno aberto com poucos obstáculos, com várzeas, glebas cultivadas com poucas árvores ou edificações.	1,00
C	Terrenos com obstáculos numerosos e pequenos, com cercas vivas, árvores e edificações.	0,85
D	Áreas urbanizadas; terrenos com muitas árvores altas.	0,67

Velocidade Básica de Vento

A velocidade básica de vento é uma velocidade calculada para um período de retorno de 50 anos, medida a 10 m de um solo categoria B, com um período de integração de 10 minutos.

Esta velocidade pode ser obtida pelo estatístico, a partir de velocidades medidas em campo ou diretamente pelo gráfico. Estes dados de velocidade básica de vento no Paraná também são fornecidos pelo Simepar.

Velocidade de Vento de Projeto

Calculada a partir da velocidade básica de vento, ela vai ser usada para a determinação das solicitações provocadas pelo vento sobre os elementos da LT. Para se calcular a velocidade de vento de projeto é necessária a correção de alguns fatores em função daqueles usados para a determinação da velocidade básica de vento:

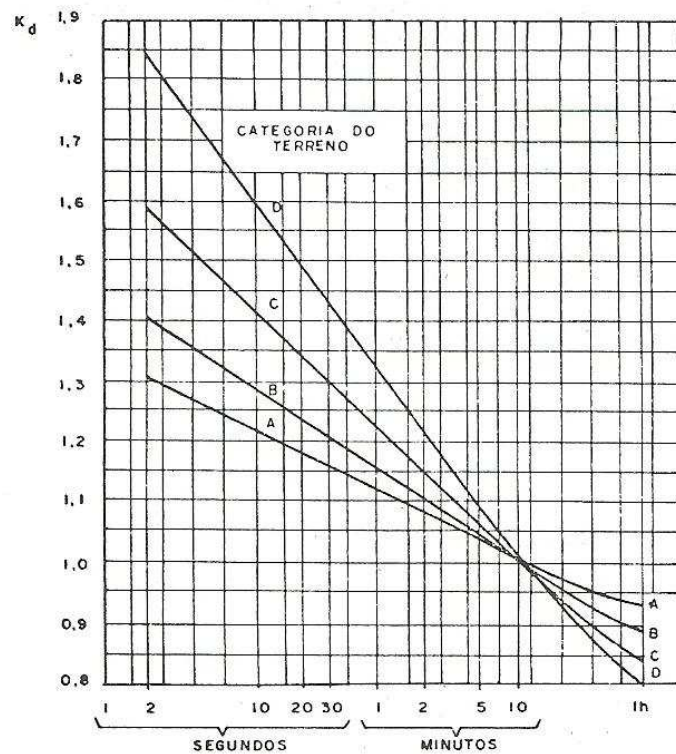
- a. Quando a rugosidade do terreno for diferente de B, a velocidade básica de vento deve ser multiplicada pelo fator de rugosidade K_r , referente ao terreno onde será implantada a linha;
- b. Os elementos da linha de transmissão têm tempos de resposta diferentes à ação do vento. A norma NBR 5422 recomenda a utilização de um tempo de resposta de 2 s para ação do vento nas estruturas e nas cadeias de isoladores e recomenda a utilização de 30 s para ação do vento nos cabos. Os coeficientes de conversão em função do tempo de integração (K_d) são obtidos pelo gráfico da Figura 1.
- c. Para obstáculos cuja altura sobre o solo seja diferente de 10 m, há a necessidade de se aplicar um fator de conversão dado por:

$$K_h = \left(\frac{H}{10} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (2.1)$$

onde

H : a altura do obstáculo [m];

n : fator da rugosidade do terreno da LT e do período de integração t , e que pode ser obtido na Tabela 2 (NBR 5422/85).

FIGURA 1 - FATORES K_d EM FUNÇÃO DOS TEMPOS DE INTEGRAÇÃOTABELA 2 – VALORES DE n PARA A CORREÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO EM FUNÇÃO DA ALTURA

Categoria do Terreno	n	
	$t = 2 \text{ s}$	$t = 30 \text{ s}$
A	13	12
B	12	11
C	10	9,5
D	8,5	8

Portanto a velocidade de vento de projeto pode ser determinada por:

$$V_p = K_r \cdot K_d \cdot K_h \cdot V_b \quad (2.2)$$

Velocidade Básica de Vento com período de Retorno Qualquer

Em geral é utilizado o período de retorno de 50 anos e considerado satisfatório, mas em alguns casos já está sendo utilizado o período de retorno de 100 e até 150 anos. Pode-se determinar a velocidade básica de vento para um período de retorno de 50 anos pela seguinte equação:

$$V_T = \beta \cdot \frac{\ln\left(-\ln\left(1 - \frac{1}{T}\right)\right)}{\alpha_{gumbel}} \quad (2.3)$$

onde

α_{gumbel} : estimador do fator de escala da distribuição de Gumbel, obtido na figura específica da norma ou nos dados do Simepar (Anexo A);

β : estimador do fator de posição da distribuição de Gumbel, obtido na figura específica da norma ou nos dados do Simepar (Anexo A);

T : período de retorno em anos.

Determinação da Pressão de Vento

Determina-se então o valor da pressão que o vento exerce sobre um determinado elemento da linha, denominada pressão dinâmica de referência, da seguinte forma:

$$q_0 = \frac{1}{2} \rho \cdot V_p^2 \quad (2.4)$$

onde

q_0 : pressão dinâmica de referência [N/m²];

V_p : velocidade de vento de projeto [m/s];

ρ : massa específica do ar [kg/m³].

A massa específica do ar pode ser calculada da seguinte forma:

$$\rho = \frac{1,293}{1 + 0,00367 \cdot t} \left[\frac{16000 + 64 \cdot t - ALT}{16000 + 64 \cdot t + ALT} \right] \quad (2.5)$$

onde

t : temperatura coincidente [°C];

ALT : altitude média da implantação da linha [m].

2.1.3 Formulação das Hipóteses de Cálculo

Nos projetos de linhas no Brasil, é usual a formulação das seguintes hipóteses de carga ou de solicitação, as quais corresponderão às respectivas limitações de solicitação:

- Hipótese de carga de maior duração – estão associadas a esta hipótese os esforços atuantes quando a linha estiver sujeita à temperatura de maior duração (EDS) e sem ação do vento;
- Hipótese de carga de flecha mínima – nesta hipótese a linha está sujeita à temperatura mínima, considerando o período de retorno de 50 anos, e sem ação do vento;
- Hipótese de carga de vento máximo – nesta hipótese que se solicita mais elementos da linha, pois a considera sob ação de vento de máxima intensidade à temperatura coincidente.

Para cada uma das hipóteses correspondem limitações nas taxas de trabalho dos materiais dos diversos componentes da linha. Para os cabos condutores e pararraios, a NBR 5422 estabelece:

- “Na condição de trabalho de maior duração, caso não tenham sido adotadas medidas de proteção contra efeitos da vibração, recomenda-se limitar o esforço de tração nos cabos aos valores máximos indicados na Tabela 3”:

TABELA 3 – CARGAS MÁXIMAS RECOMENDADAS PARA CABOS NA CONDIÇÃO DE TRABALHO DE MAIOR DURAÇÃO SEM DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO CONTRA VIBRAÇÃO

<i>TIPOS DE CABOS</i>	<i>% CARGA DE RUPTURA</i>
Aço AR	16
Aço EAR	14
Aço-Cobre	14
Aço-Alumínio	24
CA	21
CAA	20
CAL	18
CALA	16
CAA-EF	16

- b. “Na hipótese de velocidade máxima de vento, o esforço de tração axial nos cabos não pode ser superior a 50% da carga nominal de ruptura dos mesmos”.
- c. “na condição de temperatura mínima, recomenda-se que o esforço de tração axial nos cabos não ultrapasse 33% da carga de ruptura dos mesmos”.

2.2 COMPORTAMENTO MECÂNICO DOS CABOS CONDUTORES

As linhas de transmissão possuem basicamente duas partes: a parte ativa composta pelos cabos condutores e a parte estática composta pelas estruturas, ferragens e isoladores.

Devido ao perigo, por se tratarem da transmissão em valores de centenas de milhares de volts, as linhas de transmissão possuem regras bastante rígidas com relação ao seu projeto. As normas utilizadas têm força de lei e estabelecem os critérios mínimos que devem ser observados pelo projetista.

Os elementos passivos da LT, como estruturas e isoladores, são dimensionados em função dos cabos condutores, suas solicitações mecânicas e distâncias mínimas elétricas. A seguir será estudado o comportamento destes condutores nas diversas configurações com relação aos suportes (LABEGALINI *et al*, 1992).

Da mecânica, tem-se que uma corrente de elos iguais, ao ser estendida entre dois pontos suficientemente altos que não se apóie sobre o solo, adquire uma forma chamada de catenária.

Os condutores utilizados em linhas de transmissão são suficientemente flexíveis (desde que os pontos de suspensão estejam razoavelmente afastados entre si) e descrevem uma curva semelhante à catenária quando suspensos.

A análise do comportamento dos cabos pode ser feita considerando os suportes a mesma altura ou alturas diferentes.

2.2.1 Suportes de Mesma Altura

Para suportes de mesma altura, situação muito pouco comum em projetos de linhas, considera-se um condutor suspenso em dois suportes rígidos A e B separados por uma distância A que recebe o nome de vão. Neste caso a curva descrita é simétrica e o ponto mais baixo, o vértice O , está a meia distância entre A e B.

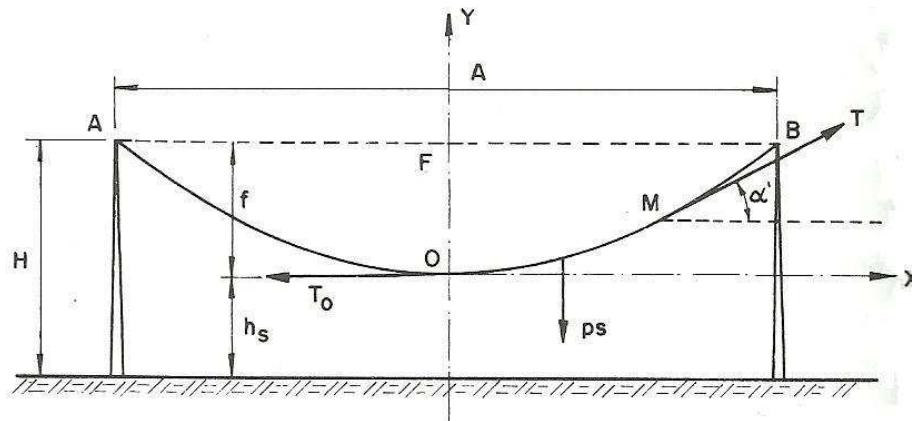


FIGURA 2 – CABOS SUSPENSOS ENTRE SUPORTES DE MESMA ALTURA

A flecha é a distância OF e a altura cabo solo, que é o principal parâmetro de segurança, é a distância entre o vértice da curva ao solo (h_s).

O valor da flecha depende do comprimento do vão, da temperatura e do valor da tração aplicada ao cabo. Aos valores mínimos de altura cabo solo ou altura de segurança são determinados por norma dependendo do tipo e utilização do terreno em questão.

Considere os eixos OX e OY , aos quais se relaciona a equação de equilíbrio. Seja um ponto M qualquer da curva limitando um comprimento do condutor OM , chamado de s . Este segmento deve estar em equilíbrio sob ação das forças atuantes sobre ele. As forças são o peso do condutor $p.s$, a tração no ponto O , chamada de T_0 e com direção tangente à curva ou horizontal e a tração T que tem direção tangente à curva em M e fazendo com a horizontal um ângulo α' .

No eixo OY tem-se as seguintes forças:

$$T \cdot \text{sen} \alpha' = p \cdot s \quad (2.6)$$

onde

p : peso por unidade de comprimento (unitário) do condutor [kgf/m];

T : tração com direção tangente à curva em um ponto qualquer M ao longo do comprimento do condutor e, sobre o eixo OX [kgf],

$$T \cdot \cos \alpha' = T_0 \quad (2.7)$$

onde

T_0 : tração com direção tangente à curva em um ponto central ao longo do comprimento do condutor [kgf].

Passando a análise do segmento s para todo o ramo $OB = L/2$, onde L é o comprimento desenvolvido do cabo [m], o ponto M estará deslocado para o ponto B e a tração T passará a ser tangente à curva em B. Neste caso as equações 2.6 e 2.7 ficam:

$$T \cdot \text{sen} \alpha = p \cdot \frac{L}{2} \quad (2.8)$$

$$T \cdot \cos \alpha = T_0 \quad (2.9)$$

Como a tração T equilibra as demais, ela é representada como a reação da estrutura ao sistema de forças atuantes (Figura 3).

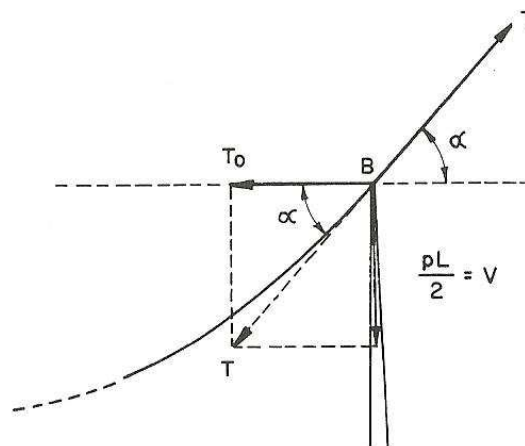


FIGURA 3 - FORÇAS ATUANTES

A força T é a tração axial do cabo e atinge seu valor máximo ($T_{MÁX}$) junto aos pontos de suspensão. Por questões de segurança, são estabelecidas limitações quanto aos máximos esforços de tração admissíveis em cada tipo de condutor, como já visto anteriormente:

$$T_{MÁX} = k \cdot T_{RUP} \quad (2.10)$$

onde

k : coeficiente de redução, variável para as diversas condições de funcionamento.

T_{RUP} : tração de ruptura dos cabos [kgf];

$T_{MÁX}$: tração máxima admissível nos cabos [kgf].

Equações de cabos suspensos

Cálculo das flechas:

Considerando o sistema visto na Figura 3, a flecha pela equação da catenária é dada por:

$$f = \frac{T_0}{\rho} \cdot \left[\cosh \left(\frac{A}{2 \cdot \frac{T_0}{\rho}} \right) - 1 \right] \quad (2.11)$$

onde

f : flecha pela equação da catenária [m];

A : vão [m].

Devido ao fato de que em linhas de transmissão reais o termo $\frac{T_0}{\rho}$ ser muito grande, a série que gera o cosseno hiperbólico converge rapidamente e a equação da flecha se aproxima da equação de uma parábola, sendo representada da seguinte forma:

$$f = \frac{\rho \cdot A^2}{8 \cdot T_0} \quad (2.12)$$

Cálculo do comprimento dos cabos:

Da mesma forma que o cálculo das flechas, o cálculo do comprimento dos cabos pode ser considerado tanto para a parábola como para a catenária.

Considerando a equação da catenária, calcula-se o comprimento do cabo da seguinte forma:

$$L = 2 \cdot \frac{T_0}{\rho} \cdot \sinh \left(\frac{A}{2 \cdot \frac{T_0}{\rho}} \right) \quad (2.13)$$

onde

L : comprimento do cabo pela equação da catenária [m].

Considerando a equação da parábola, calcula-se o comprimento do cabo da seguinte forma:

$$L_p = A \cdot \frac{8 \cdot f^2}{3 \cdot A} \quad (2.14)$$

onde

L_p : comprimento do cabo pela equação da parábola [m].

Para cálculos sem o auxílio de ferramentas computacionais, podem ser utilizadas as equações da parábola, por terem uma solução mais simplificada. As equações da catenária produzem soluções mais exatas. A diferença entre as soluções podem ser consideradas desprezíveis.

2.2.2 Suportes a Diferentes Alturas

Na Figura 4, tem-se um cabo estendido entre dois suportes de alturas diferentes, cuja diferença é dada por h , e com um vão horizontal igual a A . Prolongando a curva AB até o ponto B' , que está a mesma altura do ponto A , se obtém um vão nivelado Ae , chamado de vão equivalente que é dado por:

$$A_e = A + \frac{2 \cdot h \cdot T_0}{A \cdot \rho} \quad (2.15)$$

onde

A_e : vão nivelado [m];

A : vão real [m];

h : diferença de altura entre os suportes [m].

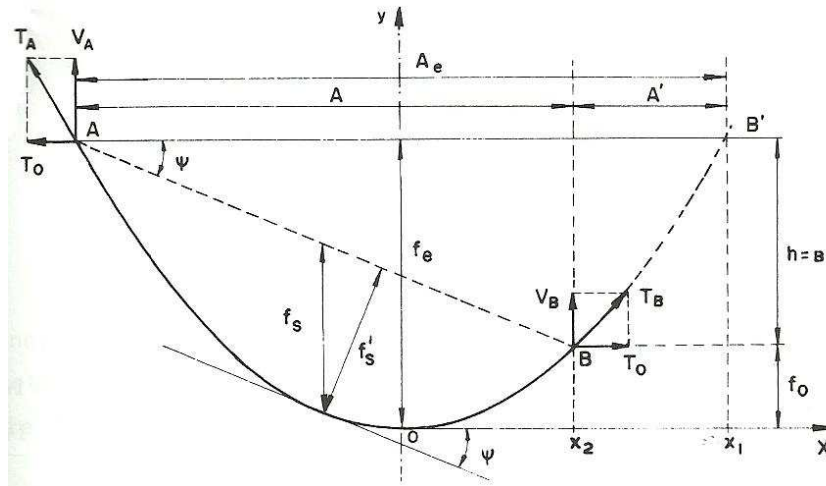


FIGURA 4 - CABOS SUSPENSOS ENTRE SUPORTES COM ALTURAS DIFERENTES

A carga vertical no ponto superior de suspensão, A, será (trecho AO):

$$V_A = \frac{A \cdot p}{2} + \frac{h \cdot T_0}{A} \quad (2.16)$$

onde

V_A : carga vertical no ponto superior de suspensão A [kgf].

A carga vertical no ponto inferior de suspensão, B, será (trecho OB):

$$V_B = \frac{A \cdot p}{2} - \frac{h \cdot T_0}{A} \quad (2.17)$$

onde

V_B : carga vertical no ponto superior de suspensão B [kgf].

A tração T_0 é constante em qualquer ponto da curva, porém as trações axiais não são e podem ser calculadas da seguinte forma, pela soma vetorial de T_0 com as componentes V_A e V_B :

$$T_A^2 = T_0^2 + V_A^2 \quad (2.18)$$

onde

T_A : tração axial em A [kgf].

Desenvolvendo em série chega-se na equação para o ponto mais alto:

$$T_A = T_0 + f_e \cdot \rho \quad (2.19)$$

Da mesma maneira para o ponto de suspensão mais baixo:

$$T_B = T_0 + (f_e - h) \cdot \rho \quad (2.20)$$

onde

T_B : tração axial em B [kgf].

em que,

$$f_e = \frac{\rho \cdot A_e^2}{8 \cdot T_0} \quad (2.21)$$

onde

f_e : flecha correspondente ao vão equidistante A_e [m].

Cálculo das flechas em vãos inclinados:

Nos casos de vãos inclinados, há duas formas diferentes de se medir as flechas, dependendo do objetivo a ser alcançado. São f_s e f_0 da Figura 4.

A flecha f_s representa a maior distância vertical entre a linha que liga os pontos de apoio do cabo e um ponto da curva. Já a flecha f_0 representa a medida entre uma linha horizontal que passa pelo apoio inferior e o ponto mais baixo da curva do cabo. De forma geral no estudo de linhas de transmissão utiliza-se f_s .

As fórmulas do cálculo da flecha para vãos desnivelados são idênticas às fórmulas para vãos nivelados.

Considerando a equação da parábola:

$$f_s = \frac{\rho \cdot A^2}{8 \cdot T_0} \quad (2.22)$$

onde

f_s : maior distância vertical entre a linha que liga os pontos de apoio do cabo e um ponto da curva [kgf].

Considerando a equação da catenária:

$$f_s = \frac{T_0}{\rho} \cdot \left[\cosh \left(\frac{A}{2 \cdot \frac{T_0}{\rho}} \right) - 1 \right] \quad (2.23)$$

Cálculo do comprimento dos cabos em vão em desnível:

Da mesma forma que o cálculo das flechas, o cálculo do comprimento dos cabos pode ser considerado tanto para a parábola como para a catenária, sendo que a utilização de um ou de outro não provoca diferenças relevantes.

Cálculo do comprimento do cabo pela equação da catenária:

$$L = \sqrt{B^2 + 4 \cdot \left(\frac{T_0}{\rho}\right)^2 \cdot \sinh^2 \left(\frac{A}{2 \cdot \frac{T_0}{\rho}}\right)} \quad (2.24)$$

onde

B : diferença de altura entre os pontos de fixação (desnível) [m];

L : comprimento do cabo pela equação da catenária [m].

E considerando a equação da parábola, o comprimento do cabo pode ser calculado da seguinte forma:

$$L_p = \sqrt{B^2 + A^2 \cdot \left(1 + \frac{A^2}{12 \cdot \left(\frac{T_0}{\rho}\right)^2}\right)} \quad (2.25)$$

onde

L_p : comprimento do cabo pela equação da parábola [m].

2.2.3 Vãos Contínuos

Não é freqüente projetos de vãos isolados em linhas de transmissão. O mais comum é a sucessão de um grande número de vãos que não podem ser tratados isoladamente. Os pontos de suspensão não são rígidos como admitido anteriormente e os condutores não são independentes sob o ponto de vista mecânico. Os esforços são transmitidos de um vão para o outro e por isso a necessidade de considerar a sucessão de vãos.

São três as possibilidades de estudo para vãos contínuos:

- Vãos iguais e alturas iguais;
- Vãos diferentes e alturas iguais;
- Vãos desiguais e alturas desiguais.

Os dois primeiros casos não são freqüentemente encontrados em projetos de linhas de transmissão, portanto será apresentado o estudo apenas para o terceiro caso.

Para esta análise, cabe introduzir dois conceitos fundamentais em projetos de linhas de transmissão: vão médio e vão gravante.

O vão médio ou vão de vento de uma estrutura é a semi-soma dos vãos adjacentes a ela.

$$am = \frac{ai + aj}{2} \quad (2.26)$$

onde

am : vão médio [m];

ai e aj : vãos adjacentes [m].

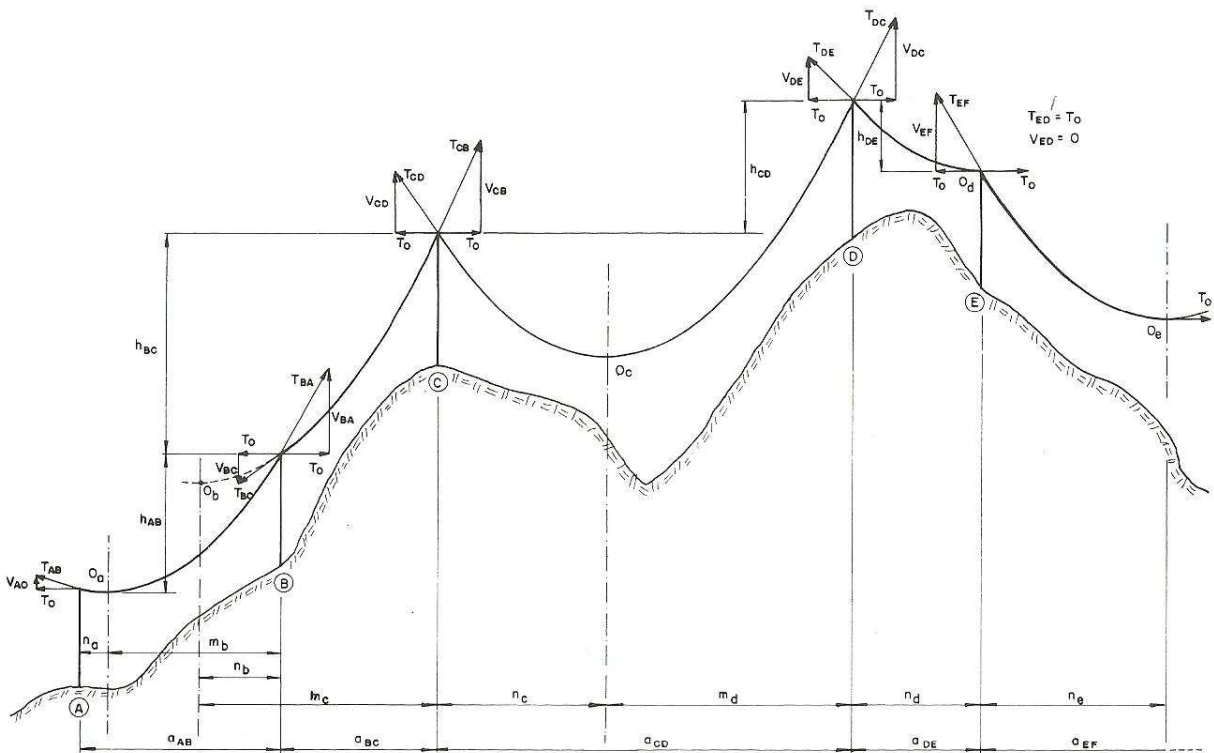


FIGURA 5 - VÃOS DESIGUAIS COM ALTURAS DESIGUAIS

Já o vão gravante ou vão de peso de uma estrutura é um vão fictício que, multiplicado pelo peso unitário dos condutores, indica o valor da força vertical que um cabo transmite á estrutura que o suporta. O vão gravante pode ser determinado pela distância entre os vértices das catenárias dos vãos adjacentes a estrutura em análise.

Considerando a Figura 5 na qual é mostrado um trecho típico de uma linha de transmissão, faz-se a análise das forças.

A estrutura A, que é uma estrutura de ancoragem ou terminal, é submetida a uma tração T_0 horizontal e a uma força de compressão vertical, cujo valor pode ser dado por:

$$V_{a0} = n_a \cdot p \quad (2.27)$$

onde

n_a : vão gravante na estrutura A [m];

V_{a0} : força de compressão vertical [kgf].

A força vertical na estrutura B pode ser calculada considerando os vãos gravantes dos vãos adjacentes. Neste caso, pode-se notar que a posição do vértice da catenária n_b entre as estruturas B e C é negativo pois está antes da estrutura B e neste caso, a força vertical vale:

$$V_B = p \cdot (m_b - n_b) \quad (2.28)$$

onde

n_b : distância da estrutura B ao vértice da catenária à frente [m];

m_b : distância da estrutura B ao vértice da catenária para traz [m];

V_B : força vertical na estrutura B [kgf].

Na estrutura C e D não há particularidades e as forças verticais são determinadas da seguinte forma:

$$\begin{aligned} V_C &= p \cdot (m_C + n_C) \\ V_D &= p \cdot (m_D + n_D) \end{aligned} \quad (2.29)$$

onde

V_C : força vertical na estrutura C [kgf];

V_D : força vertical na estrutura D [kgf].

E finalmente na estrutura E, a força vertical é dada por:

$$V_E = n_e \cdot p \quad (2.30)$$

onde

V_E : força vertical na estrutura E [kgf].

O cálculo das trações em cada estrutura já foi visto anteriormente nas equações 2.19 e 2.20.

2.2.4 Influência de Agentes Externos

Além dos esforços já estudados, que são de natureza permanente, os cabos de linhas de transmissão estão sujeitos a outros esforços de natureza transitória, que também são transmitidos aos suportes e que devem ser assimilados por eles.

Primeiramente podem-se ressaltar os fatores meteorológicos como a força resultante da pressão do vento sobre os cabos e a força resultante da diminuição da temperatura dos condutores a valores inferiores ao de seu tensionamento. São solicitações caracterizadas como normais devido à freqüência com que ocorrem.

Durante a montagem e também na manutenção os cabos podem ser expostos a esforços adicionais, além daqueles para o qual foram inicialmente projetados e devem ser previstos.

Finalmente, o rompimento acidental de um ou mais cabos produzem esforços de grande intensidade e submetem as estruturas a grandes solicitações de tração. Ainda que bastante raras, devem ser previstas no projeto.

2.2.4.1 Efeito do vento sobre os condutores

O vento, soprando sobre os condutores, encontra uma resistência, que se manifesta em forma de pressão. Esta pressão é proporcional à velocidade do vento e sua resultante é uma força perpendicular ao eixo longitudinal dos cabos e é transferida pelos mesmos às estruturas (LABEGALINI et al, 1992).

De acordo com a Norma NBR 5422/85 o vento deve ser considerado atuando perpendicularmente aos cabos das linhas de transmissão e exercendo uma pressão q_0 já calculada pela expressão (2.4). Desta forma a força resultante da pressão de vento é:

$$f_v = q_0 \cdot d \quad (2.31)$$

onde

f_v : força resultante da pressão de vento [kgf/m];

d : diâmetro do cabo [m];

q_0 : pressão de vento [kgf/m²].

Substituindo na equação (2.4):

$$f_v = \frac{1}{2} \rho \cdot V_p^2 \cdot d \quad (2.32)$$

onde

f_v : força [kgf/m], chamada de ação do vento nos cabos que se distribui uniformemente e é exercida na horizontal, em sentido transversal ao eixo longitudinal dos cabos;

V_p : velocidade de vento de projeto [m/s];

d : diâmetro do cabo [m].

Para que se obtenha o valor da força que o cabo irá provocar nos pontos de suspensão é necessário multiplicar o valor encontrado na equação (2.32) pelo vão médio da referida estrutura, visto na equação (2.26).

$$F_v = \left[\frac{a_i + a_j}{2} \right] \cdot f_v$$

ou seja, (2.33)

$$F_v = a_m \cdot f_v$$

onde

F_v : força que o cabo irá provocar nos pontos de suspensão [kgf].

Esta equação poderá ser utilizada também para vãos desnivelados com excelente grau de precisão.

2.2.4.2 Efeito da variação da temperatura sobre os condutores

Os condutores de linhas de transmissão estão sujeitos a variações acentuadas de temperatura. A temperatura dos condutores depende do equilíbrio entre o calor ganho por Efeito Joule da corrente e pelo calor solar e o calor perdido por irradiação e por convecção. A perda por irradiação ocorre pela diferença de temperatura entre o condutor e o meio ambiente e a perda por convecção ocorre por este motivo e ainda pela ação da velocidade do vento no cabo.

O aumento da temperatura do condutor provoca a dilatação do mesmo, enquanto a queda de temperatura provoca sua contração. Estas variações de comprimento dos condutores são proporcionais também ao seu coeficiente de dilatação térmica. A tração T_0 , porém, é inversamente proporcional ao valor da flecha, portanto, com o aumento da temperatura T_0 diminuirá e aumentará com a redução da temperatura.

Para que se calcule o valor da variação da tração T_0 em função da temperatura, são utilizadas as equações denominadas de equações de mudança de estado, conforme segue:

$$T_{02}^3 + T_{02}^2 \left[\frac{e.s.p^2.A}{24.T_{01}^2} + e.s.\alpha.(t_2 - t_1) - T_{01} \right] - \frac{e.s.p^2.A^2}{24} = 0 \quad (2.34)$$

onde

T_{02} : valor da tração na temperatura t_2 [kgf];

T_{01} : valor da tração na temperatura t_1 [kgf];

e : módulo de elasticidade do condutor [kgf/mm²];

s : área de seção transversal do condutor [mm²];

p : peso unitário do condutor [kgf/m];

A : comprimento do vão (vão isolado) ou valor do vão regulador (vão contínuo) [m];

α : coeficiente de dilatação térmica linear do condutor [1/°C];

t_1 : temperatura cuja tração é conhecida [°C];

t_2 : temperatura cuja tração se deseja calcular [°C];

O valor da temperatura t_1 também é determinado com a equação (2.34). Neste caso é determinada qual a condição regente entre as temperaturas coincidente, mínima e média (EDS) e adota-se esta condição para calcular a tração do cabo na temperatura de projeto.

Nas equações de estado, o cálculo para vão isolado e para vãos contínuos é feito da mesma forma, ressaltando que para vãos contínuos, deverá ser usado o valor do vão regulador no lugar do comprimento do vão.

Vão regulador é um vão fictício, equivalente a uma sucessão de vãos contínuos, contidos em uma seção de tensionamento. As tensões calculadas de acordo com este vão são constantes em cada um dos vãos componentes da seção. O vão regulador é obtido pela seguinte equação:

$$A_r = \sqrt{\frac{a_1^3 + a_2^3 + a_3^3 + a_4^3 + \dots + a_n^3}{a_1 + a_2 + a_3 + a_4 + \dots + a_n}} \quad (2.35)$$

onde

A_r : vão regulador [m];

a_1, a_2, a_3, a_4 : vãos da seção de tensionamento [m].

Após determinados os parâmetros da linha de transmissão, são usados, em geral, programas computacionais que fazem a distribuição ótima das estruturas no perfil do terreno, de acordo com os parâmetros definidos, visando minimização dos custos e maximização da segurança, na forma de valores adequados de altura cabo-solo.

2.2.5 Considerações Sobre Projetos das Estruturas Metálicas

Os projetos das estruturas metálicas fornecem árvores de carregamento que permitem saber quais são os limites de força vertical, longitudinal e transversal suportados pela estrutura metálica.

Para simplificar a execução dos projetos, são fornecidos por tipo estrutura metálica qual o limite de vão gravante e qual o limite de vão médio suportável e deflexão para um determinado tipo de cabo em função das suas árvores de carregamento. Para esta simplificação são utilizados valores médios de vento e temperatura.

Com esta simplificação é possível analisar a aplicabilidade de uma estrutura em um determinado projeto apenas com a análise do seu vão anterior e posterior.

2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentados os cálculos necessários para verificação de parâmetros básicos de um LT, tais como: trações, flechas, comprimento de cabo entre suportes a mesma altura, alturas diferentes, vão em desnível, vãos contínuos, efeito dos ventos e temperatura.

Esse formulário será utilizado para formulação do problema de otimização envolvido na escolha do melhor cabo a ser utilizado em um recapacitação.

3 RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Neste capítulo será descrito o que significa recapacitar um linha de transmissão, será apresentado também um método simplificado para o cálculo da ampacidade da linha de transmissão e então será comentado sobre as novas tecnologias de cabos condutores para linhas de transmissão.

Recapacitar uma linha de transmissão consiste em aumentar sua capacidade de transmissão de energia elétrica para atender a uma nova solicitação do sistema em situações nas quais seja inviável a implantação de uma nova LT.

A construção de novas linhas de transmissão enfrenta diversas dificuldades de ordem social e ambiental que muitas vezes a inviabilizam.

Para que seja implantada uma nova LT é necessária a constituição de uma faixa de segurança cujos valores são relacionados na Tabela 4:

TABELA 4 – VALORES DE LARGURA DE FAIXA DE SERVIDÃO

Tensão	Tipo do Circuito	Largura da Faixa
230 kV	Simples	35 m
230 kV	Duplo	26 m
138 kV	Simples	22 m
138 kV	Duplo	19 m
69 kV	Simples	21 m
69 kV	Duplo	17 m

Os valores pagos em servidão são altos e muitas vezes é necessária a desapropriação de áreas causando impacto social e aumentado ainda mais este valor.

Considerando ainda a faixa de servidão, em toda sua extensão é necessária também a supressão de vegetação, gerando um novo problema de ordem ambiental. Os órgãos ambientais exigem que o corte de vegetação seja mínimo, sendo que em algumas áreas específicas, como mata ciliar, o corte não é permitido. Para contornar o problema ambiental, procura-se desviar das áreas de vegetação, implantando-se um traçado de comprimento maior do que o previsto inicialmente e também utiliza-se estruturas de maior altura, aumentando o peso das estruturas a serem montadas e conseqüentemente o seu custo.

Como alternativa à implantação de novas LTs usa-se a recapacitação de LTs, que consiste no aumento da capacidade da instalação existente com um mínimo de impacto possível.

Aumentar a capacidade de uma linha de transmissão consiste em aumentar seu limite térmico ou a sua temperatura máxima de operação, chamada de temperatura de projeto. Em seguida é necessário calcular qual será o limite de corrente permitido a circular na linha de transmissão para que o cabo não ultrapasse a temperatura de projeto. A determinação dessa corrente é feita com o cálculo da ampacidade.

A seguir será apresentado um método simplificado para o cálculo da ampacidade.

3.1 AMPACIDADE

A ampacidade está relacionada à capacidade de transmissão de energia elétrica de uma determinada linha de transmissão. Em geral é calculada no vão crítico, pois este será o ponto no qual poderá haver maior possibilidade de violação da altura cabo solo quando a LT operar na condição nominal (Oliveira, 2000).

Segundo Silva (2008), Faraday (1834) foi um dos primeiros pesquisadores a conduzir uma pesquisa teórica e experimental com o objetivo de estudar o aquecimento dos condutores de eletricidade causado por corrente. Outro trabalho pioneiro foi conduzido na França por Legrand (1945) que percebeu a importância da avaliação térmica de condutores de linhas de transmissão.

Há vários métodos para o cálculo da ampacidade e para que ele seja feito são usados valores conservativos sugeridos pela norma NBR 5422/85, conforme segue:

- Radiação solar de 1000 W/m²;
- Velocidade do vento ≤ 1 m/s;
- Temperatura média máxima do ar.

Em Souza Junior *et al* (2003), é proposta a instalação de estações de monitoramento meteorológico em uma determinada linha de transmissão, capazes de medir a direção e velocidade do vento, temperatura e umidade relativa do ar e radiação solar. Com os dados obtidos procede-se o cálculo da ampacidade,

comparando-a com a ampacidade utilizada pela concessionária, calculada pelo método determinístico. Concluiu-se que a influência do vento é fundamental na determinação da ampacidade e que, apesar de que em grande parte do período a linha de transmissão trabalha abaixo de sua capacidade, em situações de vento fraco a ampacidade calculada está abaixo da ampacidade utilizada na operação da linha.

Um método bastante divulgado é o método simplificado para a elaboração de curvas de ampacidade e descrito a seguir. É um método aceitável para a maioria das aplicações práticas (LABEGALINI *et al*, 1992).

Um cabo atinge a temperatura em regime permanente quando houver equilíbrio entre o calor ganho e o calor perdido pelo cabo.

O cabo ganha calor principalmente por efeito Joule e pela radiação solar.

O ganho de calor por efeito Joule é consequência da circulação de corrente pelo condutor:

$$q_j = I^2 \cdot r \quad (3.1)$$

onde

q_j : ganho de calor por efeito Joule, [W/km];

I : corrente que circula pelo condutor [A];

r : resistência do condutor à temperatura de equilíbrio [Ω/km].

No cálculo do ganho de calor por radiação solar, é considerado o valor médio indicativo em climas temperados:

$$q_s = 204 \cdot d \quad (3.2)$$

onde

q_s : do ganho de calor por radiação solar, [W/m];

d : diâmetro nominal do cabo [m].

A perda de calor do cabo ocorre por irradiação e por convecção. A perda de calor por convecção é dada por:

$$q_c = 945,6 \cdot (t - t_0) \cdot 10^{-4} \cdot [0,32 + 0,43 \cdot (45946,8 \cdot d \cdot V)^{0,52}] \quad (3.3)$$

onde

q_c : perda de calor por convecção do cabo [W/m];

V : velocidade do vento, em geral de 0,6 a 1,0 m/s [m/s];

t : temperatura final do cabo [°C];

t_0 : temperatura do meio ambiente [°C];

d : diâmetro nominal do cabo [m].

A perda de calor por irradiação é determinada da seguinte forma:

$$q_r = 179,2 \cdot 10^3 \cdot \varepsilon \cdot d \cdot \left[\left(\frac{T}{1000} \right)^4 - \left(\frac{T_0}{1000} \right)^4 \right] \quad (3.4)$$

onde

q_r : perda de calor por irradiação. [W/m];

ε : emissividade – varia de 0,23 a 0,90, conforme a cor do cabo (para cabos de alumínio, é recomendado $\varepsilon \approx 0,5$);

d : diâmetro nominal do cabo [m];

T : temperatura absoluta final do cabo ($273 + t$) [K];

T_0 : temperatura absoluta do ambiente ($273 + t_0$) [K].

Desta forma a equação do equilíbrio é:

$$q_j + q_s = q_r + q_c \quad (3.5)$$

Substituindo (3.1) em (3.5) obtém-se o valor da ampacidade:

$$I = \sqrt{\frac{(q_r + q_c - q_s) \cdot 10^3}{r}} \quad (3.6)$$

onde

I : ampacidade, [A].

O valor de ampacidade representa o valor máximo de corrente que deverá circular pelo cabo condutor para que ele atinja a temperatura para a qual foi projetado, mantendo assim os valores de flecha calculados.

3.2 TECNOLOGIAS DE CONDUTORES

O estudo de novas tecnologias de cabos condutores vem da necessidade de se atingir valores térmicos cada vez maiores com menores valores de dilatação.

Para o estudo de novas tecnologias, os fabricantes procuram, com a utilização de novos materiais tanto no condutor como na alma de aço, desenvolver cabos que mantenham determinadas características dos cabos como o diâmetro do condutor, peso unitário ou tração de ruptura e que sejam melhores em características de ampacidade, coeficiente de dilatação linear e temperatura de operação.

A seguir, serão descritos alguns cabos mais usuais.

- Cabo Tipo ACSR

É seguramente o cabo mais utilizado atualmente em linhas de transmissão. Ele está presente em aproximadamente 90 % das linhas existentes.

Os cabos ACSR são também chamados de CAA (alumínio com alma de aço) e são compostos por fios de alumínio 1350 e de aço galvanizado concêntricamente enrolados. O núcleo é feito de aço galvanizado e a camada externa é de alumínio. Diferentes combinações de aço-alumínio permitem obter altas cargas de ruptura sem prejuízo à ampacidade. Os fios de aço são galvanizados, ou como alternativa podem ser tratados com camadas de alumínio (ACSR AZ e ACSR AW).

- Cabo Tipo ACSR TW

São semelhantes aos cabos ACSR, porém os fios de alumínio têm forma trapezoidal, preenchendo alguns espaços que se formam nos fios circulares. Os cabos ACSR TW são relacionados de duas formas com os cabos ACSR: podem possuir igual área de alumínio e menor diâmetro, provocando uma economia de estruturas, ou igual diâmetro e maior ampacidade que o ACSR equivalente.

- Cabo Tipo ACAR

Semelhantes aos cabos ACSR, porém os fios centrais são de alumínio liga 6201. São utilizados também em redes de distribuição, oferecendo maior ampacidade, porém menor carga de ruptura e menor peso que o cabo CAA de mesmo diâmetro.

- Cabos Tipo AAAC

São cabos utilizados em linhas de transmissão e, em menor escala, em redes de distribuição. Todos os fios são em alumínio liga 6201, permitindo uma boa relação carga de ruptura/peso unitário, obtendo-se menores flechas que o cabo CAA de mesmo diâmetro.

- Cabos Tipo ACSS

São cabos projetados para operar continuamente em elevadas temperaturas, podendo chegar a 200°C sem que ocorra perda nas características mecânicas. É formado por fios de aço centrais com camadas de alumínio liga 1350 sobrepostas. Devido às características da liga, o aço suporta praticamente toda a resistência mecânica. Tem flechas menores que os cabos CAA e portanto apresenta vantagens na recapacitação de linhas de transmissão e em projetos de linhas que operem em altas temperaturas. No entanto, o aumento da ampacidade provoca um aumento nas perdas por aquecimento.

3.3 LEVANTAMENTO DE DADOS SOBRE A LT EM OPERAÇÃO

Existem vários métodos de aumento de capacidade de uma LT e todos partem de uma instalação existente, da qual é necessário o levantamento de algumas informações sobre a situação atual, que servirão de dados para o novo projeto.

Por se tratar, em geral, de instalações antigas, os projetos não fornecem dados suficientes e precisos que permitam ter uma noção real de como está operando a LT. Portanto, o primeiro passo para iniciar o projeto é o levantamento topográfico de toda a instalação existente.

Neste levantamento é feita uma revisão geral do traçado e da LT, pontos de instalação das estruturas, ângulos, altura cabo-solo e ponto de fixação dos cabos nas cadeias em todos os vãos, vegetação e outros.

3.4 MÉTODOS DE RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

O aumento da ampacidade da linha através do aumento do seu limite térmico provoca um aumento nos valores das flechas dos cabos condutores e conseqüentemente a diminuição da altura cabo solo. Pelos métodos de recapacitação procura-se evitar que esta altura atinja valores menores que os mínimos aceitáveis segundo a norma NBR 5422/85. A distância de segurança pode ser calculada da seguinte forma:

$$D = a + 0,01 \cdot \left(\frac{D_U}{\sqrt{3}} - 50 \right) \text{ se, } D_U \geq 87kV \quad (3.7)$$

$$\text{e, } D = a \text{ se, } D_U \leq 87kV \quad (3.8)$$

onde

D : distância de segurança [m];

a : distância básica [m], obtida pela Tabela 5;

D_U : tensão de operação da linha [kV].

A Tabela 5 apresenta os valores de a para o cálculo da distância mínima a ser considerada entre o cabo mais baixo da linha de transmissão em sua temperatura de projeto e os vários tipos de obstáculos encontrados.

TABELA 5 – DISTÂNCIAS BÁSICAS

<i>Natureza da região ou obstáculo atravessado pela linha ou que dela se aproxime</i>	<i>Distância básica a (m)</i>
Locais acessíveis apenas a pedestres	6,0
Locais onde circulam máquinas agrícolas	6,5
Rodovias, ruas e avenidas	8,0
Ferrovias não eletrificadas	9,0
Ferrovias eletrificadas ou com previsão de eletrificação	12,0
Suporte de linha pertencente à rodovia	4,0
Águas navegáveis	H+2,0
Águas não navegáveis	6,0
Linhas de energia elétrica	1,2
Linhas de telecomunicações	1,8
Telhados e terraços	4,0
Paredes	3,0
Instalações transportadoras	3,0
Veículos ferroviários e rodoviários	3,0

No cálculo da distância dos condutores a superfícies de águas navegáveis, o valor de H corresponde à altura em metros do maior mastro e deve ser fixado pela autoridade responsável pela navegação na via considerada.

Para se recapacitar uma linha de transmissão, os métodos se diferenciam basicamente pelo custo e facilidade de implementação, sendo a seguir descritos os mais usuais.

3.4.1 Recapitação de LT com Acréscimo da Tração dos Cabos Condutores

O primeiro método e o mais simples de recapitação consiste no aumento da tração dos cabos condutores e a regularização do padrão construtivo. Com os dados obtidos no levantamento topográfico, é possível determinar qual a tração dos cabos condutores na situação de operação e também na condição de maior duração.

Conforme já apresentado, os cabos CAA podem ser submetidos a uma tração de até 20 % de sua tração de ruptura na temperatura EDS (condição de maior duração), e este método consiste em elevar a tração do cabo condutor até este limite, diminuindo assim a flecha e aumentando a altura cabo-solo.

Por se tratarem geralmente de instalações antigas, há ainda a possibilidade de regularizar o padrão construtivo, já que antigamente o comprimento das cadeias de isoladores eram maiores em função de algumas ferragens utilizadas na época. A substituição dessas ferragens diminui o comprimento das cadeias e proporciona também um ganho na altura cabo solo.

Esta forma de recapacitação é bem eficiente quando a diferença entre a temperatura de projeto da linha e a temperatura que se deseja alcançar não é muito significativa e ainda assim geralmente é necessária a implantação e substituição de estruturas em vãos nos quais não é possível atingir os limites mínimos de altura cabo-solo, com risco de comprometer a segurança.

Dentre os métodos de recapacitação, é o de mais fácil implementação, pois permite que a linha de transmissão seja religada em um curto espaço de tempo caso seja necessário. Seus custos são reduzidos, mas se houver a necessidade de implantação de muitas estruturas, passa a ser inviável.

3.4.2 Recapacitação de LT com substituição dos Cabos Condutores

Na impossibilidade da execução da recapacitação com retensionamento dos cabos condutores, parte-se para a substituição dos condutores. Para que seja feita a substituição dos condutores, é necessário obter a informação sobre qual é o tipo do condutor utilizado no projeto das estruturas para determinação do seu vão gravante e vão médio. Procura-se utilizar primeiramente cabos que tenham características mecânicas iguais ou menores do que o cabo originalmente projetado. As características a serem consideradas são:

- Peso unitário do cabo – tem influência na força vertical a ser suportada pela estrutura metálica conforme as equações (2.27) a (2.30);
- Tração máxima de ruptura – tem influência na força longitudinal, principalmente nas estruturas em ângulo e fim de linha;
- Diâmetro do cabo – tem influência na força transversal que a estrutura deve suportar, conforme equação (2.33).

As considerações a respeito das características relacionadas acima, permite um novo projeto com aumento de capacidade da linha de transmissão sem que haja

necessidade de substituição de estruturas devido ao aumento de carga mecânica nas mesmas.

Se ainda assim não houver possibilidade da obtenção dos valores de ampacidade desejados, faz-se necessário a substituição dos cabos condutores por cabos com características mecânicas maiores do que o cabo instalado. Este tipo de projeto requer uma análise minuciosa das estruturas metálicas e fundações. Em geral é necessária a substituição e reforço de algumas estruturas e o reforço de fundações.

Esta recapacitação é de projeto e execução complicados, mas ainda assim se justifica uma vez que utiliza o mesmo traçado e faixa da linha de transmissão existente.

3.4.3 Outros Métodos de Recapacitação

Estes métodos de recapacitação são os mais comuns para linhas de transmissão até 230 kV, nas quais em sua grande maioria não utilizam feixes de cabos.

Existem ainda outros métodos de recapacitação, cujos impactos em projetos e execução são maiores, por exemplo:

- Lançamento de mais um subcondutor por fase ou expansão do feixe de cabos condutores – estes métodos exigem que a linha opere com feixe de cabos ou que as estruturas e arranjos de cadeias de isoladores da linha de transmissão permitam a utilização de feixes;
- Mudança na tensão operativa da linha – neste caso, além da linha de transmissão, há a necessidade de uma detalhada análise nas subestações envolvidas e a reação no sistema interligado.

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foram apresentados: o significado de recapacitar um linha de transmissão, descrição de um método simplificado para o cálculo da ampacidade de

uma LT, descrição de novas tecnologias de cabos condutores, assim como de métodos para recapacitação.

Como a substituição dos cabos condutores é uma prática muito usual de recapacitação por proporcionar um aumento significativo na ampacidade da linha, essa foi a escolhida nesse trabalho.

No entanto, como existem várias tecnologias de cabos disponíveis para serem utilizados em um projeto de recapacitação, atualmente, com as ferramentas existentes, não é possível testar todas as possibilidades a fim de verificar qual é a melhor para uma determinada linha em estudo. Normalmente, escolhem-se, pela experiência do projetista, apenas alguns cabos que então serão simulados e analisados.

O que se propõe no Capítulo 4 é a apresentação de uma metodologia onde a partir do levantamento topográfico da linha em estudo, calculam-se automaticamente todos os parâmetros essenciais (descritos no Capítulo 2) para todos os cabos disponíveis. A seguir, a partir da formulação de um problema de otimização multiobjetivo, selecionam-se os cabos mais adequados.

4 METODOLOGIA

Neste capítulo, será apresentada a metodologia do trabalho com uma breve definição de otimização multiobjetivo e em seguida, a formulação do problema envolvido.

4.1 OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO

A otimização multiobjetivo é o ramo da otimização matemática que busca desenvolver métodos de resolução para problemas em que se identificam vários e diferentes objetivos a serem satisfeitos. A motivação para o uso e desenvolvimento desses procedimentos é o tratamento simultâneo de todos os objetivos identificados no problema, que, quando considerados simultaneamente, concorrem entre si de tal modo que a melhoria de um pode levar à degradação dos demais.

Este tipo de problema multiobjetivo era tratado de uma forma simplista, mono-objetivo, na qual agregavam-se todos os objetivos em uma única função, ou transformavam-se todos os objetivos, exceto um, em restrições. Em problemas com um único objetivo, a solução ótima é obtida através da simples maximização (ou minimização) de uma função objetivo com variáveis de decisão sujeita a uma série de restrições. Diferentemente, a análise multiobjetivo seleciona a solução de melhor compromisso em um cenário em que há múltiplos objetivos e por isso o tratamento da função multiobjetivo como mono-objetivo mostrou-se inadequada e uma noção mais sofisticada denominada de Pareto ótimo foi desenvolvida. Conforme esta noção, os problemas multiobjetivos possuem várias possíveis soluções que correspondem a diferentes ponderações entre os objetivos. Cabe decidir, conhecendo-se o conjunto de possíveis soluções, qual a mais adequada.

Em alguns casos, além de otimizar objetivos, é necessário atender a restrições que podem corresponder a limitações físicas ou simplesmente ao fato de algumas soluções não serem aceitáveis. Essas restrições podem ser modeladas por funções de desigualdade do tipo $g_i(\bar{x}) \geq 0$. Assim, dado que $\bar{x} = (x_1, x_2, \dots, x_k)$ é o vetor de variáveis de otimização, um problema de otimização multiobjetivo restrito pode ser descrito da seguinte forma:

$$\min \bar{F}(\bar{x}) = (f_1(\bar{x}), f_2(\bar{x}), \dots, f_m(\bar{x})), \quad (4.1)$$

$$g_i(\bar{x}) \geq 0, i = 1, 2, \dots, l,$$

sujeito a

$$x_i \in [x_{\min_i}, x_{\max_i}], i = 1, 2, \dots, k. \quad (4.2)$$

Denomina-se espaço dos objetivos, o espaço coordenado onde são representados os vetores obtidos a partir da avaliação das funções objetivo e, espaço das variáveis de otimização o espaço coordenado em que os eixos representam cada variável de decisão.

4.1.1 Conceito Pareto ótimo

A inexistência de um ponto ótimo global que atenda a todos os objetivos simultaneamente faz com que os problemas multiobjetivos possuam um conjunto de soluções, ou seja, um problema de otimização multiobjetivo consiste em determinar um vetor de variáveis de decisão, que otimiza uma função vetorial, cujos elementos representam os índices de desempenho a serem otimizados. A solução que minimiza um índice provavelmente não minimiza os outros índices, sendo assim, é necessário introduzir o conceito de Otimalidade de Pareto. Segundo esse conceito, uma solução viável para um problema de programação multiobjetivo é uma solução de Pareto, se não existir outra solução que irá produzir uma melhora em um objetivo sem causar uma degradação em pelo menos um dos outros objetivos (LIN, 1976).

Em um problema de otimização as possíveis soluções são denominadas eficientes ou Pareto-ótimo. E, como não se conhece a importância de cada um dos objetivos todas as soluções Pareto-ótimo são igualmente importantes (PEREIRA e MANTOVANI, 2006).

Existem diversos métodos para obtenção do conjunto de soluções Pareto (DEB, 2001): método dos pesos, das restrições, método que otimiza com hierarquia, o método do critério global, programação de metas e outros.

Quando se formula uma função multiobjetivo, representado, por exemplo, pelo Método dos Pesos, o problema pode ser aliado pelo Critério da Otimalidade de Pareto afirmando-se que a lista-Pareto é preenchida com os indivíduos dominantes

para cada objetivo individualmente. Ou seja, segundo o conceito de dominância, uma solução domina a outra quando esta solução não é pior que as outras em todos os objetivos e quando a mesma é estritamente melhor que as outras em pelo menos um objetivo (DEB, 2001).

A relação de dominância pode ser descrita da seguinte forma:

$$\forall i : f_i(x_1) \leq f_i(x_2) \quad (4.3)$$

$$\exists j : f_j(x_1) < f_j(x_2) \quad (4.4)$$

Interpretação:

Uma solução x_1 domina outra solução x_2 se a solução x_1 não é pior que x_2 para todos os objetivos (equação 4.3) e a solução x_1 é estritamente melhor que x_2 pelo menos em um objetivo (equação 4.4).

Se as condições descritas nas equações 4.3 e 4.4 são satisfeitas, pode-se dizer que:

- a) x_2 é dominada por x_1
- b) x_1 é não-dominada por x_2

Se x_1 não for superior nem inferior a x_2 , tem-se que x_1 é indiferente a x_2 .

A abordagem multiobjetivo é a busca da solução ótima do problema obedecendo aos múltiplos objetivos que o caracterizam. Isto acaba dando um caráter vetorial ao problema. Por esta razão formam-se dois grandes grupos de soluções :

- Há soluções que, considerando todos os objetivos propostos, são piores que outras. Estas são chamadas de soluções dominadas;
- Há ainda soluções que, quando comparadas com todas as outras, serão melhores em um ou mais objetivos e piores em outro ou outros. Nesta situação não dá para comparar soluções ou dizer qual é a melhor e elas são distas indiferentes.

As soluções indiferentes e não-dominadas são chamadas soluções Pareto-ótimas.

As soluções não-dominadas formam um conjunto de infinitas soluções dentro de um espaço finito. É a determinação deste conjunto o alvo principal da abordagem

multiobjetivo. Desconhecendo-se o comportamento das funções do problema, o que se deseja é obter um grande número de soluções não-dominadas para que se possa caracterizar a região de soluções eficiente, também denominada de Pareto-ótimas.

Assim, o conjunto Pareto-ótimo é aquele formado por todas as soluções não-dominadas do espaço de busca S .

A fim de se definir quais as soluções não-dominantes, pode-se implementar o seguinte procedimento, considerando uma população de N soluções e $M \geq 2$ objetivos:

Passo 1: Inicia $i = 1$;

Passo 2: Para todo $j = 1$ e $j \neq i$, compare as soluções x_i e x_j para todos os M objetivos usando as condições das (1) e (2) (equações 4.3 e 4.4).

Passo 3: Se para algum j , x_i é dominado por x_j , marque x_i como “dominado” e x_i recebe atributo 0 nesta comparação. Neste caso x_j por ser não dominada por x_i recebe atributo 1

Passo 4: Se $i = N$, ou seja, todas as soluções foram verificadas então siga para o Passo 5.

Caso contrário, incrementar i em uma unidade e volte ao Passo 2.

Passo 5: Todas as soluções que não estão marcadas como “dominado” são Pareto-ótima.

4.1.2 Tomada de Decisão Multicritério

O objetivo principal da análise multicritério é auxiliar a tomada de decisão do homem, em conformidade com seus interesses em caso de concorrência entre diversos critérios. Em Deb (2001), um problema de decisão multicritério envolve os seguintes elementos básicos:

- Conjunto A de alternativas. Em problemas de decisão originados no contexto da otimização multiobjetivo, este conjunto corresponde a um subconjunto em que cada alternativa corresponde a um vetor de variáveis de otimização.
- Conjunto B de consequências ou atributos. A decisão final exige que as alternativas sejam comparadas entre si, levando-se em conta as consequências da implementação de cada uma delas. No contexto da

otimização multiobjetivo, as consequências podem ser definidas a partir da avaliação das funções objetivo.

- Conjunto C de critérios. São os critérios que regem as comparações entre as alternativas. Cada critério representa um ponto de vista segundo o qual as comparações são realizadas. Na prática se associa um número a cada alternativa e este número deve refletir a nota que o decisor dá a alternativa considerando sua implementação.

Além destes elementos básicos, a questão levantada pelo problema deve ser especificada. A Tabela 6 apresenta os principais tipos de problemas de decisão multicritério.

TABELA 6 – TIPOS DE PROBLEMAS DE DECISÃO MULTICRITÉRIO

<i>Tipo de problema</i>	<i>Exemplo</i>
P1. Ordenar as alternativas da melhor para a pior. Esta ordenação não é necessariamente completa	Ordenar candidatos a um emprego em uma empresa, conforme seu desempenho no processo de seleção.
P2. Fornecer a melhor alternativa ou um conjunto limitado de soluções consideradas satisfatórias.	Seleção de uma entre várias versões de um projeto. As melhores soluções não são necessariamente ótimas, mas simplesmente, satisfatórias. A otimização multiobjetivo pode ser considerada um problema de decisão específico do tipo P2, em que a melhor alternativa também deve ser ótima.
P3. Classificar as alternativas em grupos homogêneos pré-definidos.	Diagnóstico médico pela classificação de pacientes em grupos de doenças em função de alguns sintomas. Classificação acadêmica de alunos em reprovados ou aprovados no ano letivo.

Desconhecendo-se o comportamento das funções do problema, o que se deseja é obter um grande número de soluções não-dominadas para que se possa caracterizar a região de soluções eficiente, também denominada de Pareto-ótimas.

Algoritmos evolucionários são apropriados para problemas de otimização multiobjetivo porque lidam simultaneamente com um conjunto de possíveis soluções, na qual permitem encontrar um conjunto de soluções Pareto-ótima em uma única simulação. O que não acontece com técnicas tradicionais de programação

matemáticas onde cada solução é obtida e deve ser guardada para compor um conjunto de soluções Pareto-ótima (COELLO,1999).

Como esse problema de escolha de cabos para recapacitação tem um campo e busca pequeno, ou seja, o número de cabos disponíveis no mercado gira em torno de apenas 20 tecnologias, é desnecessário utilizar qualquer técnica de inteligência artificial, sendo escolhida para resolução deste problema uma técnica tradicional tal como proposta por Coello (1999) que é o Método das Ponderações.

Este método consiste na aplicação de um peso aos critérios da função objetivo. Na prática, o método é útil na geração de subconjuntos de Pareto caracterizados pelas preferências impostas pelos pesos utilizados em cada objetivo. Matematicamente o método é expresso por:

$$FO = \sum_{i=1}^n w_i \cdot f_i \quad (4.5)$$

onde w_i : peso (pode ser usado para dar mais relevância a uma função).

Ainda, para esse problema de recapacitação, em particular, constatou-se que os cabos disponíveis apresentam soluções indiferentes entre si, ou seja, cada um dos cabos apresentam vantagens e desvantagens com relação aos outros.

Assim propõe-se neste trabalho, o estabelecimento de atributos antes de se calcular os valores de FO para cada cabo disponível, a fim de possibilitar uma comparação das alternativas e composição do conjunto Pareto-ótimo sobre os quais se decide sobre o melhor cabo (menor FO).

Para tanto, propõe-se um método de comparação no qual se estabelecem atributos para cada solução analisada, os quais podem assumir valores 0 ou 1. Assim, se para um determinado critério, se a solução é não dominada, atribui-se o valor 1 e se ela é dominada, atribui-se valor 0. No final das simulações somam-se cada um esses atributos por cabo. Esta soma representa o desempenho geral do cabo em comparação com os outros. Em seguida estabelece-se uma linha de corte para que sejam descartados os cabos com pior desempenho, ou que poucas vezes chegaram a soluções consideradas não dominadas. As soluções restantes são então as soluções Pareto-ótimas.

Sobre esse conjunto de soluções, se dá a escolha definitiva do cabo pelo Método das Ponderações, ou seja, pelo menor da função objetivo obtida pela ponderação dos critérios de avaliação.

4.2 FORMULAÇÃO DA METODOLOGIA

Basicamente, essa metodologia determina qual ou quais os melhores cabos a serem utilizados para recapacitar uma determinada linha em estudo.

Primeiramente, foi implementado um automatismo dos cálculos de grandezas básicas necessárias para avaliação de todos os cabos disponíveis no mercado, e em seguida, sistematiza a escolha do melhor cabo, ponderando adequadamente as grandezas físicas envolvidas no processo que são altura cabo-solo da linha, sobrevida da linha em função da ampacidade excedente, custos de implantação, perdas e esforços nas estruturas.

A Figura 6 apresenta um fluxograma da metodologia geral desenvolvida, a ser descrita passo a passo nas próximas subseções.

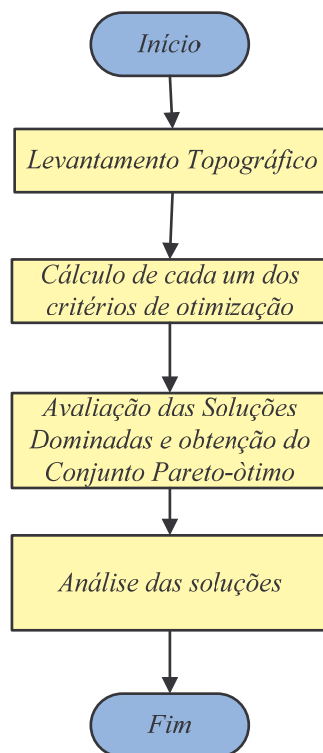


FIGURA 6 – FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA GERAL

4.2.1 Levantamento Topográfico

Para que se inicie um projeto de recapacitação de uma linha de transmissão, é necessário um levantamento topográfico.

Existe um programa computacional no mercado, e muito utilizado pelo setor, chamado PLS-CADD, que desenha a linha de transmissão e calcula a sua temperatura de operação e conseqüentemente a sua condição na temperatura de projeto.

Este levantamento topográfico, realizado por esse software, emite três relatórios:

- *Staking Table* – fornece todos os dados das distâncias progressivas das estruturas existentes, coordenadas e comprimento dos vãos;
- *Wind + Weight Spans* – fornece os dados de tipos das estruturas, vão médio e vão gravante;
- *Survey Point Clearances* – fornece os dados das violações, como altura e distância progressiva do ponto crítico em cada vão.

Estes dados são transferidos para um arquivo Excel e separados em duas planilhas distintas, uma com os dados de violação e outra com os dados das estruturas, que são carregadas como dado de entrada do problema de otimização a se formulado.

Além disto, também compõem os dados de entrada os dados técnicos e as características construtivas dos cabos que serão testados bem como as temperaturas necessárias para o projeto. Concluída a carga dos dados, estes são atribuídos às suas variáveis para serem utilizados.

A primeira planilha carregada é a planilha *violação* cujos dados obtidos são:

- *pontodeviolação* : distância progressiva do ponto de violação ou ponto crítico do vão;
- *alturaminima* : altura mínima de altura cabo solo pelo tipo do ponto;
- *altitudevilação* : altitude do ponto de violação.

Em seguida é carregada a planilha *estrutura*, cujos dados obtidos são:

- *altitude* : valor da altitude no ponto onde está instalada a estrutura;

- $hcabo$: altura de fixação do cabo na estrutura;
- vao : comprimento do vão;
- $vaogravante$: valor do vão gravante;
- $progressiva$: progressiva onde está instalada a estrutura.

A terceira planilha carregada é a planilha *cabos* na qual constam os dados dos cabos. Estes dados são fornecidos pelos fabricantes, conforme abaixo:

- $T0$: tração máxima de ruptura;
- p : peso unitário do cabo;
- s : área de seção transversal do cabo;
- e : módulo de elasticidade do cabo;
- α : coeficiente de dilatação linear;
- d : diâmetro do cabo;
- $d1$: diâmetro do tento de alumínio do cabo;
- r : resistência ôhmica do cabo;
- $preço$: referência de preço do cabo.

Esses dados são utilizados em todo o cálculo eletromecânico para cada um dos cabos relacionados.

A título de comparação, primeiramente, é feito todo o cálculo dos parâmetros para o cabo já instalado na linha de transmissão para fornecer dados de referência com os cabos que se deseja simular.

4.2.2 Formulação Matemática

A função multiobjetivo a ser minimizada para se escolher o cabo mais adequado para a recapacitação é:

$$FO[f_1, f_2, f_3, f_4, f_5, f_6] \quad (4.6)$$

onde

FO : função objetivo;

- f_1 : maximização de altura cabo-solo;
- f_2 : maximização da ampacidade;
- f_3 : maximizar possibilidade de expansão em função da ampacidade excedente;
- f_4 : minimizar custo;
- f_5 : minimizar perdas;
- f_6 : minimizar acréscimo de esforços nas estruturas.

A seguir será feita uma breve descrição de cada função que compõe a FO. As mesmas serão tratadas adequadamente no sentido de torná-las adimensionais (devido às diferentes unidades de cada função) e de homogeneizá-las, isto é, transformando-as em funções de minimização e assim formando o seguinte problema:

$$\min FO[f_1, f_2, f_3, f_4, f_5, f_6] \quad (4.7)$$

4.2.2.1 Maximização de altura cabo solo

Para cada cabo, deve-se calcular o valor da altura cabo solo ($h_{cabosolo}$) para cada vão, i , e verificar se ocorre violação em relação ao valor mínimo determinado pela NBR 5422/85 conforme Tabela 5 (alturaminima).

O desvio entre o valor da altura mínima e a altura cabo solo para cada vão, i , é definido como:

$$desvio_i = h_{cabosolo_i} - alturaminima \quad i=1, \dots, nv \quad (4.8)$$

onde

nv : número de vãos da linha em estudo.

Não é admissível que a altura mínima seja violada, ou seja, quando para um determinado cabo, o valor calculado da altura cabo solo ($h_{cabosolo}$) for menor do que o valor mínimo (alturaminima), descarta-se esse cabo.

A Tabela 7 apresenta as regras de comparação para obtenção do valor do *desvio*.

TABELA 7 – REGRAS PARA OBTENÇÃO DAS VIOLAÇÕES DE ALTURA CABO SOLO

Se	Então
$h_{cabosolo} < alturaminima$	Cabo descartado
$h_{cabosolo} > alturaminima$	$desvio_i = h_{cabosolo_i} - alturaminima$

O desvio total da linha em estudo, *desviocabo*, é igual à soma dos desvios calculados para cada vão:

$$desviocabo = \sum_{i=1}^{nv} desvio_i \quad (4.9)$$

A fim de normalizar esse critério e transformá-lo em uma função de minimização, adota-se como função, f_1 , a relação entre o desvio do cabo atual pelo desvio do novo cabo:

$$f_1 = \frac{desviocabo_{atual}}{desviocabo_{novo}} \quad (4.10)$$

onde

$desviocabo_{atual}$: desvio calculado para o cabo instalado na linha;

$desviocabo_{novo}$: desvio calculado para o cabo que está sendo simulado.

Os passos que devem ser calculados para a determinação da altura cabo solo para cada cabo são:

Passo a: Determinação da Condição Regente

A linha de transmissão é dividida em tramos, que consiste no trecho de linha entre duas estruturas de ancoragem. O primeiro passo é definir a condição regente que é determinar entre as temperaturas de EDS, mínima e coincidente qual será a determinante para o projeto do tramo. Em seguida é utilizada a equação de estados

(2.34) para, sabendo a condição regente, determinar qual será a tração do cabo para a temperatura de projeto.

Passo b: Cálculo da Flecha

Para a determinação da flecha do condutor na temperatura de projeto, é necessário o valor da tração do condutor nesta condição (T_0), obtida no item anterior. Com os dados do peso unitário do cabo (p) e do comprimento do vão (A), calcula-se a flecha da seguinte forma:

Considerando: $C_1 = \frac{T_0}{p}$

$$f = \frac{T_0}{p} \cdot \left(\cosh\left(\frac{A}{2 \cdot (C_1)}\right) - 1 \right) \quad (4.11)$$

Passo c: Cálculo da Flecha e Altura Cabo-solo no Ponto Crítico

Nos dados carregados na planilha, está o ponto crítico em cada vão. Por ser o ponto no qual o cabo apresenta a menor altura cabo-solo, é necessário o cálculo da flecha neste ponto, pois com ela é possível calcular a altura cabo-solo para os diversos cabos.

O valor da altura cabo-solo servirá de parâmetro de comparação entre os cabos simulados.

$$f_{\text{crítico}} = \frac{T_0}{p} \cdot \left(\frac{e^{\frac{x_{\text{violação}} - x_{\text{vértice}}}{C_1}} + e^{\frac{-x_{\text{violação}} - x_{\text{vértice}}}{C_1}}}{2} - \frac{e^{\frac{x_{\text{vértice}}}{C_1}} + e^{\frac{-x_{\text{vértice}}}{C_1}}}{2} \right) \quad (4.12)$$

onde

$f_{\text{crítico}}$: flecha no ponto crítico [m];

$x_{\text{violação}}$: distância da estrutura anterior até o ponto onde a altura cabo solo é menor (ponto crítico) [m];

$x_{\text{vértice}}$: distância da estrutura anterior até o vértice da catenária [m].

Para a determinação da altura cabo solo soma-se o valor da flecha ao valor da altura de fixação do cabo na estrutura anterior (h_a), considerando a altitude e subtrai-se o valor da altitude do ponto de violação ($h_{\text{violação}}$):

$$h_{\text{cabosolo}} = (f_{\text{crítico}} + h_a) - h_{\text{violação}} \quad (4.13)$$

O valor encontrado da altura cabo-solo para cada vão é comparado com o valor mínimo da distância de segurança calculada pelas equações (3.7) e (3.8), de acordo com a norma NBR 5422/85 e conforme Tabela 5 (distância básica – a).

4.2.2.2 Maximização da ampacidade

O valor da ampacidade é calculado para os cabos não descartados do item anterior ($I_{\text{cabosimulado}}$) e para o cabo atual instalado na linha (I_{atual}) conforme seção 3.1 do Capítulo 3.

A fim de normalizar o valor desse critério e transformá-lo em uma função de minimização, adota-se como função de ampacidade, f_2 , a relação entre ampacidade atual da linha pela ampacidade encontrada para cada cabo:

$$f_2 = \frac{I_{\text{atual}}}{I_{\text{cabosimulado}}} \quad (4.14)$$

onde

I_{atual} : ampacidade da linha na situação atual sem recapacitação [A];

$I_{\text{cabosimulado}}$: ampacidade calculada para o cabo considerado [A].

4.2.2.3 Cálculo da possibilidade de expansão

O objetivo desta função é mensurar qual a sobra de corrente e conseqüentemente, qual a temperatura limite de operação da linha de transmissão em função da altura cabo solo.

A fim de normalizar esse valor e transformá-lo em uma função de minimização, f_3 é dada pela relação da ampacidade do cabo atual pela ampacidade calculada considerando a temperatura limite de projeto.

$$f_3 = \frac{I_{atual}}{I_{expansão}} \quad (4.15)$$

onde

I_{atual} : ampacidade da linha na situação atual sem recapacitação [A];

$I_{expansão}$: ampacidade calculada considerando a sobra de altura cabo solo [A].

Para o cálculo da ampacidade excedente, são seguidos os seguintes passos:

Passo a: Identificação do ponto de menor altura cabo solo e cálculo da nova flecha

Identificar para cada cabo em análise, qual o ponto cuja altura cabo solo se aproxima mais da altura mínima permitida. Neste ponto considera-se então a altura cabo solo como sendo a altura mínima e recalcula-se o valor da flecha.

$$h_{cabosolonova} = (f_{nova} + h_a) - h_{violação} \quad (4.16)$$

onde

$h_{cabosolonova}$: valor da altura cabo solo igualada a altura mínima [m];

f_{nova} : novo valor de flecha que é calculado para a nova altura cabo solo [m];

h_a : altura de fixação do cabo na estrutura anterior [m];

$h_{violação}$: valor da altitude do ponto de violação [m].

Passo b: Cálculo do novo valor de tração

Com o valor da nova flecha, calcula-se o novo valor de tração a qual será submetido o cabo condutor com a seguinte equação:

$$f_{nova} = \frac{T_{0nova}}{\rho} \cdot \left(\frac{e^{\frac{x_{violação} - x_{vértice}}{C_{1nova}}} + e^{-\frac{x_{violação} - x_{vértice}}{C_{1nova}}}}{2} - \frac{e^{\frac{x_{vértice}}{C_{1nova}}} + e^{-\frac{x_{vértice}}{C_{1nova}}}}{2} \right) \quad (4.17)$$

onde

f_{nova} : novo valor de flecha calculado para a nova altura cabo solo [m];

$x_{violação}$: distância da estrutura anterior até o ponto onde a altura cabo solo é menor (ponto crítico) [m];

$x_{vértice}$: distância da estrutura anterior até o vértice da catenária [m];

T_{0nova} : Novo valor de tração que será calculado para a nova flecha [m];

C_{1nova} : é a divisão da nova tração pelo peso próprio do cabo $C_{1nova} = \frac{T_{0nova}}{\rho}$ [m]

Passo c: Cálculo do novo valor de temperatura de projeto

De posse do novo valor da tração, calcula-se a nova temperatura de projeto com a seguinte equação:

$$T_{0nova}^3 + T_{0nova}^2 \cdot \left[\frac{e \cdot s \cdot \rho^2 \cdot A}{24 \cdot T_{01}^2} + e \cdot s \cdot \alpha \cdot (t_{projnova} - t_1) - T_{01} \right] - \frac{e \cdot s \cdot \rho^2 \cdot A^2}{24} = 0 \quad (4.18)$$

onde

T_{0nova} : valor da tração na temperatura calculada considerando a nova flecha [kgf];

T_{01} : valor da tração na temperatura da condição regente [kgf];

t_1 : temperatura na condição regente [°C];

$t_{projnova}$: nova temperatura de projeto que se deseja calcular [°C];

e : módulo de elasticidade do condutor [kgf/mm²];

s : área de seção transversal do condutor [mm²];

ρ : peso unitário do condutor [kgf/m];

A : comprimento do vão regulador [m];

α : coeficiente de dilatação térmica linear do condutor [1/°C].

Passo d: Cálculo do novo valor da ampacidade

Depois de calculado o valor da nova temperatura de projeto, calcula-se a nova ampacidade da linha de transmissão para então calcular o acréscimo relativo à situação vigente. A nova ampacidade se calcula conforme equação (3.6) do Capítulo 3:

$$I = \sqrt{\frac{(q_r + q_c - q_s).10^3}{r}} \quad (4.19)$$

onde

q_s : do ganho de calor por radiação solar [W/m²];

q_c : perda de calor do cabo [W/m²];

q_r : perda de calor por irradiação [W/m²];

r : resistência do condutor à temperatura de equilíbrio [Ω/km].

O valor da temperatura de projeto influencia no cálculo de q_c e q_r que são determinados da seguinte forma:

$$q_{cnova} = 945,6.(t_{projnova} - t_0).10^{-4}.[0,32 + 0,43.(45946,8.d.V)^{0,52}] \quad (4.20)$$

onde

q_{cnova} : perda de calor do cabo [W/m²];

V : velocidade do vento [m/s];

$t_{projnova}$: nova temperatura de projeto calculada [°C];

t_0 : temperatura do meio ambiente [°C];

d : diâmetro nominal do cabo [m].

e

$$q_{rnova} = 179,2.10^3.\epsilon.d.\left[\left(\frac{T_{projnova}}{1000}\right)^4 - \left(\frac{T_0}{1000}\right)^4\right] \quad (4.21)$$

onde

q_{rnova} : perda de calor por irradiação [W/m²];

ε : emissividade – para cabos de alumínio é recomendado $\varepsilon \approx 0,5$;

d : diâmetro nominal do cabo [m];

$T_{projnova}$: temperatura absoluta de projeto nova $(273 + t_{projnova})$ [K];

T_0 : temperatura absoluta do ambiente $(273 + t_0)$ [K].

Desta forma, calcula-se a nova ampacidade pela equação (4.21), já que o valor de q_s permanece o mesmo já calculado pela equação (3.2) e a resistência é um dado do cabo.

$$I_{expansão} = \sqrt{\frac{(q_{rnova} + q_{cnova} - q_s) \cdot 10^3}{r}} \quad (4.22)$$

4.2.2.4 Minimização do custo de instalação

O custo de instalação dos cabos para cálculo da minimização é calculado em função do peso próprio do cabo utilizado e seu comprimento.

O cálculo do custo de implantação de novas estruturas não será considerado pois esta possibilidade foi descartada ao se desconsiderar os cabos cuja altura cabo solo não atinjam o valor da altura mínima. A função de minimização do custo de instalação f_4 é calculada dividindo-se o custo do cabo que está sendo analisado pelo maior custo dos cabos considerados multiplicado por 1,2. O fator de multiplicação é utilizado para eliminar a possibilidade de um valor maior que 1 em f_4 .

$$f_4 = \frac{custo_{cabo}}{custo_{máx} \cdot 1,2} \quad (4.23)$$

onde

$custo_{cabo}$: custo do cabo que está sendo analisado;

$custo_{máx}$: custo do cabo mais caro.

O custo do cabo é calculado multiplicando-se o peso do cabo ($pesototal$) em kg pelo preço do cabo ($preço$) em R\$/kg conforme equação a seguir:

$$custocabo = pesototal \cdot preço \quad (4.24)$$

O preço do cabo é fornecido pelo fabricante e o peso total é calculado da seguinte forma:

$$pesototal = n \cdot L \cdot p \quad (4.25)$$

onde

n : número de cabos da linha de transmissão (circuito simples são 3 e circuito duplo são 6);

L : comprimento total de cabo por fase [m];

p : peso unitário do cabo [kgf/m].

O cálculo do comprimento dos cabos pode ser feito pela equação da catenária (2.24) ou pela equação da parábola (2.25). Utilizou-se a equação da catenária por se tratar de um método mais preciso:

$$L = \sqrt{h^2 + 4 \cdot \left(\frac{T_0}{p}\right)^2 \cdot \sinh^2 \left(\frac{A}{2 \cdot \frac{T_0}{p}}\right)} \quad (4.26)$$

onde

L : comprimento do cabo pela equação da catenária para vãos desnivelados [m];

T_0 : tração do cabo [kgf];

A : comprimento do vão [m];

h : diferença de altura entre as estruturas [m].

Após concluído o cálculo do custo para cada cabo, utiliza-se o valor máximo, que será usado como $custo_{máx}$, e compara-se com os outros valores encontrados conforme equação 4.23.

4.2.2.5 Minimização da perda

Em Nascimento *et al* (2009), é mostrado um modelo determinístico para a determinação das perdas em função do valor determinístico da temperatura e da corrente definida no projeto da linha de transmissão.

$$P_J = n_f \cdot R_{cond} \cdot (F_C \cdot I)^2 \quad (4.27)$$

onde

P_J : perda determinística por efeito Joule [W/km];

n_f : número de fases;

R_{cond} : resistência do condutor [Ω /km];

F_C : fator de carga;

I : corrente elétrica nominal [A].

O cálculo da perda por efeito Joule é feita para a corrente na temperatura de projeto da linha de transmissão e para o valor da nova ampacidade calculada em função da sobra de altura cabo solo.

A função de minimização do custo de instalação f_5 é calculada dividindo-se a perda calculada na temperatura de projeto pela perda calculada para a nova ampacidade.

$$f_5 = \frac{\text{perda}_{proj}}{\text{perda}_{\max\ proj}} \quad (4.28)$$

onde

perda_{proj} : perda calculada pela corrente na temperatura de projeto [W/km];

$\text{perda}_{\max\ proj}$: máxima perda calculada pela corrente na temperatura de projeto [W/km].

4.2.2.6 Minimização do esforço em estruturas

Os esforços em estruturas podem ser longitudinais, que é função da tração de ruptura dos cabos, transversais, que é função do diâmetro do cabo e o esforços verticais, função do peso do cabo.

Os esforços verticais têm pouco impacto na estrutura, no entanto os esforços longitudinais e os esforços transversais têm mais impacto na determinação das estruturas e, portanto a função de minimização f_6 tem por objetivo considerar este acréscimo nos esforços das estruturas quando da determinação do cabo.

A função de minimização f_6 é calculada somando-se: a relação da força transversal que o cabo que está sendo simulado provoca na estrutura pela maior força transversal encontrada dentre os cabos simulados mais a relação da força longitudinal que o cabo que está sendo simulado provoca na estrutura pela maior força longitudinal encontrada dentre os cabos simulados.

$$f_6 = \frac{F_{vcabo}}{F_{vmáx}} + \frac{T_{cabo}}{T_{max}} \quad (4.29)$$

onde

F_{vcabo} : força que o cabo que está sendo simulado provoca nos pontos de suspensão [kgf];

$F_{vmáx}$: maior valor de força provocada nos pontos de suspensão dentre os cabos simulados [kgf];

T_{cabo} : tração do cabo que está sendo simulado [kgf];

T_{max} : maior valor de tração encontrado entre os cabos simulados [kgf].

O valor da força F_v é calculado por:

$$F_v = \left[\frac{a_i + a_j}{2} \right] \cdot f_v$$

ou seja,

$$F_v = a_m \cdot f_v$$

onde

f_v : força resultante da pressão de vento [kgf/m];

a_m : vão médio na estrutura [m].

E finalmente f_v pode ser calculado por:

$$f_v = q_0 \cdot d$$

onde

f_v : força resultante da pressão de vento [kgf/m];

d : diâmetro do cabo [m];

q_0 : pressão de vento [kgf/m²].

Substituindo na equação (2.4):

$$f_v = \frac{1}{2} \rho \cdot V_p^2 \cdot d$$

onde

V_p : velocidade de vento de projeto [m/s];

d : diâmetro do cabo [m];

ρ : massa específica do ar [kg/m³].

A massa específica do ar é calculada por:

$$\rho = \frac{1,293}{1 + 0,00367 \cdot t} \left[\frac{16000 + 64 \cdot t - ALT}{16000 + 64 \cdot t + ALT} \right]$$

onde

ρ : massa específica do ar [kg/m³];

t : temperatura coincidente [°C];

ALT : altitude média da implantação da linha [m].

4.3 Problema de Otimização

Os valores calculados para as funções objetivos estão normalizados, ou seja, apesar de se tratarem de valores com ordens de grandeza diferentes, relacionou-se cada critério por um valor máximo especificado, a fim de torná-los dentro do intervalo zero e um.

A fim de se enfatizar quais os critérios mais relevantes para o projetista da recapacitação, foram adotados também diferentes pesos, de modo a efetuar a soma de todas as funções objetivo e encontrar um valor que possa ser comparado com os outros cabos. O objetivo deste método é possibilitar uma comparação com o critério da otimalidade de Pareto para embasar as conclusões. A equação da função objetivo é:

$$FO = w_1 \cdot f_1 + w_2 \cdot f_2 + w_3 \cdot f_3 + w_4 \cdot f_4 + w_5 \cdot f_5 + w_6 \cdot f_6 \quad (4.34)$$

onde

FO : função objetivo a ser minimizada;

f_1 : maximização de altura cabo-solo;

f_2 : maximização da ampacidade;

f_3 : maximizar a possibilidade de expansão em função da ampacidade excedente;

f_4 : minimizar o custo;

f_5 : minimizar as perdas;

f_6 : minimizar o acréscimo de esforços nas estruturas;

w : pesos a serem atribuídos em função do objetivo que se deseja que seja mais relevante.

Antes de se calcular os valores de FO para cada cabo disponível, e assim escolher aquele com o menor valor, estabeleceu-se um critério de atributos assinalados para cada solução e critério a fim de possibilitar uma comparação das alternativas e composição do conjunto Pareto-ótimo sobre os quais se decide sobre o melhor cabo (menor FO).

Constatou-se a necessidade de estabelecimento desses atributos, pois para as linhas estudadas, os cabos disponíveis apresentaram soluções indiferentes entre si, ou seja, cada um dos cabos apresentou vantagens e desvantagens com relação aos outros.

Para tanto, propõe-se um método de comparação no qual se estabelecem atributos para cada solução analisada, os quais podem assumir valores 0 ou 1. Assim, se para um determinado critério, se a solução é não dominada, atribui-se o valor 1 e se ela é dominada, atribui-se valor 0. No final das simulações somam-se cada um desses atributos por cabo. Esta soma representa o desempenho geral do cabo em comparação com os outros. Em seguida estabelece-se uma linha de corte para que sejam descartados os cabos com pior desempenho, ou que poucas vezes chegaram a soluções consideradas não dominadas. As soluções restantes são então as soluções Pareto-ótimas.

Sobre esse conjunto de soluções, se dá a escolha definitiva do cabo pelo Método das Ponderações, ou seja, pelo menor da função objetivo obtida pela ponderação dos critérios de avaliação.

4.4 Considerações Finais do Capítulo

Nesse capítulo, foi apresentada a formulação matemática do problema de otimização envolvendo a escolha do melhor cabo a ser utilizado na recapacitação de uma LT.

Para tanto, foram descritos os dados de entrada, os critérios de otimização e estratégia de solução do problema de otimização.

No próximo capítulo, serão apresentados os resultados de análise para uma linha de 138 kV e outra de 230 kV.

5 RESULTADOS

Neste capítulo, são apresentados os resultados obtidos a partir da metodologia proposta, supondo a necessidade de aumento de temperatura de duas linhas de transmissão no estado do Paraná:

- Projeto de aumento da capacidade da linha de transmissão 230 kV Figueira – Apucarana de 75 °C para 90 °C;
- Projeto de aumento da capacidade da linha de transmissão 138 kV Irati – Sabará de 55 °C para 75 °C.

Conforme descrito no Capítulo 4, os objetivos a serem alcançados para escolha do melhor cabo a ser utilizada na linha são:

- maximização de altura cabo-solo;
- maximização da ampacidade;
- maximização da possibilidade de expansão em função da ampacidade excedente;
- minimização do custo;
- minimização das perdas;
- minimização do acréscimo de esforços nas estruturas.

Primeiramente foi feita a validação do programa computacional que efetua os cálculos dos parâmetros que se deseja analisar considerando-se o cabo atualmente instalado.

5.1 Validação

Para a validação do programa computacional, tomou-se um tramo da linha na situação atual de projeto e calcularam-se os valores de flecha e comprimento, os quais foram comparados com os obtidos pelo programa PLS-CADD (*software* utilizado para projetos de linhas de transmissão, disponível no mercado e que apresenta formulação mais detalhada). As Tabelas 8 e 9 apresentam esses valores.

TABELA 8 - COMPARATIVO DOS VALORES DE FLECHA

VÃO	<i>Flecha calculada no PLS-CADD (m)</i>	<i>Flecha calculada no programa (m)</i>
102 – 103	4.42	4.36
103 – 104	18.82	18.62
104 – 105	24.37	24.13
105 – 106	22.59	22.34
106 - 107	19.29	19.08
107 - 108	4.4	4.36
108 – 109	24.02	23.75
109 – 110	6.29	6.21
110 – 111	15.76	15.59
111 – 112	4.96	4.91
112 – 113	27.31	27.06
113 – 114	8.26	8.18
114 – 115	13.29	13.13
115 – 116	42.78	42.37
116 – 117	37.85	37.49
117 – 118	14.18	14.05
118 - 119	24.6	24.32

TABELA 9 - COMPARATIVO DOS VALORES DE COMPRIMENTO DOS CABOS

Tramo	<i>Comprimento calculado no PLS-CADD (m)</i>	<i>Flecha calculada no programa (m)</i>
102 – 119	22.834,2	22.850

Segundo a Tabela 8, observa-se que a diferença entre os valores calculados e encontrados no PLS-CADD ficou entre 1% e 1,5% e pela Tabela 9, os valores do comprimento também ficaram próximos.

Com relação ao custo, não houve necessidade de validação por se tratar de um parâmetro obtido junto aos fornecedores.

5.2 Resultados para LT 230 kV Apucarana – Figueira

5.2.1 Seleção do Campo de Busca

O primeiro passo foi selecionar os cabos (disponíveis no mercado) mais apropriados a serem utilizados para recapacitação da linha em análise.

Em linhas de 230 kV são usados em geral os cabos 636 kCM chamado *GROSBEAK* ou o cabo 795 kCM denominado *DRAKE*. As estruturas metálicas destas linhas têm suas árvores de carregamento apropriadas para estes dois cabos.

Portanto, para evitar a necessidade de cálculo estrutural das torres, foram selecionados para a simulação, cabos com características mecânicas de peso, tração e diâmetro parecidas com os cabos mencionados.

A composição de cada tipo de cabo já foi apresentada no item 3.2, e os cabos são apresentados na Tabela 10.

TABELA 10 - TIPOS DE CABOS UTILIZADOS NA SIMULAÇÃO

N° do Cabo	Bitola kCM	Nome do Cabo	Tração de Ruptura (kgf)	Área (mm ²)	Diâmetro (mm)	Peso (kgf/m)
1	636,0	GROSBEAK	11440	374,79	25,16	1,3029
2	795,0	DRAKE	14300	468,51	28,13	1,6286
3	740,8	FLINT	11041	375,4	25,16	1,0299
4	927,2	GREELEY	13821	469,8	28,15	1,2892
5	700,0	18/19	8111	355	24,45	0,9775
6	900,0	24/13	9221	456	27,73	1,2561
7	636,0	T-GROSBEAK	11427	374,8	25,16	1,3028
8	795,0	T-DRAKE	14286	468,5	28,13	1,6286
9	733,0	AMSTERDAM	12522	418,5	23,5	1,113
10	839,0	BRUSSELS	13878	477,2	25,14	1,275
11	922,0	STOCKHOLM	15958	527,5	26,4	1,406
12	636S	GROSBEAK ACSS	9432	374,6	25,15	1,301
13	795S	DRAKE ACSS	11747	468,6	28,14	1,627
14	630C	GROSBEAK ACCR	11612	385	25,5	1,101
15	795C	DRAKE ACCR	14606	484	28,6	1,384
16	636TW	OSWEGO	11728	390	23,6	1,111
17	795TW	WABASH	13592	449	25,2	1,28

5.2.2 Simulações Computacionais

Os experimentos computacionais foram realizados através da plataforma computacional Matlab.

Como não se admite qualquer tipo de violação de altura cabo solo, os cabos 1, 2, 5, 6, 7, 8, 12 e 13 foram já prontamente descartados, ou seja, cabos que não causam qualquer tipo de violação de altura cabo solo são: 3, 4, 9, 10, 11, 14, 15, 16 e 17.

Após descartados os cabos cuja solução seja inviável, é feita a comparação de cada parâmetro, apresentados na Tabela 11, entre os cabos para se estabelecer as soluções dominadas e não dominadas. Quanto menor o valor da função, melhor.

TABELA 11 - PARÂMETROS DE COMPARAÇÃO ENTRE OS CABOS POR CRITÉRIO

Cabos	Parâmetros de comparação entre os cabos					
	f_1	f_2	f_3	f_4	f_5	f_6
3	0,0972	0,4447	0,3039	0,0155	0,4436	0,6851
4	0,0972	0,3856	0,2633	0,0194	0,4741	0,8066
9	0,0700	0,4259	0,2741	0,0503	0,4262	0,7003
10	0,0776	0,3911	0,2200	0,0576	0,4434	0,7623
11	0,0683	0,3680	0,2362	0,0635	0,4564	0,8383
14	0,0771	0,4306	0,2319	0,0663	0,4472	0,7059
15	0,0770	0,3712	0,1991	0,0833	0,4786	0,8349
16	0,0769	0,4368	0,2350	0,0669	0,4273	0,6801
17	0,0754	0,3996	0,2515	0,0771	0,4440	0,7554

Foi atribuído o atributo 1 para as soluções não dominadas e 0 para as soluções dominadas. Foi considerada uma tolerância de 5% no comparativo entre os parâmetros para que fossem consideradas não dominadas soluções próximas da solução ótima. Foi feita então a soma dos valores destes pesos de comparação por cabo para ter um parâmetro de comparação entre os mesmos. Os valores dos somatórios dos atributos para comparação de cada critério de otimização para esses cabos estão apresentados na Tabela 12.

Como todos os cabos remanescentes apresentam soluções não dominadas, elas passam então a compor o conjunto Pareto-Ótimo.

TABELA 12 – ATRIBUTOS PARA COMPARAÇÃO PARA CRITÉRIOS DE OTIMIZAÇÃO

Cabos	Pesos					
	f_1	f_2	f_3	f_4	f_5	f_6
3	1	3	0	8	8	8
4	1	8	3	7	2	2
9	8	3	2	6	8	8
10	6	6	7	5	8	4
11	8	8	6	4	6	2
14	6	3	6	4	8	8
15	6	8	8	0	2	2
16	6	3	6	3	8	8
17	6	6	3	1	8	4

A fim de se escolher a melhor solução do conjunto Pareto-ótimo, passa-se a seguir, a uma análise da função objetivo para diversos valores de pesos associados a cada critério de otimização, segundo a Tabela 13. Os pesos a serem utilizados na priorização de critérios foram calculados dividindo-se o maior valor encontrado para o critério pelo menor valor para o mesmo critério.

TABELA 13 - PESOS PARA CRITÉRIOS DE OTIMIZAÇÃO

Casos	Pesos					
	w_1	w_2	w_3	w_4	w_5	w_6
1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	6	1	1
3	1	1	1	1	1,5	2,6
4	1	1	1,5	1	1	2,6

Assim, segundo os pesos da Tabela 13:

- o caso 1 não prioriza nenhum critério de otimização;
- o caso 2 prioriza a minimização do custo;
- o caso 3 prioriza a minimização das perdas;
- o caso 4 prioriza a maximização da ampacidade excedente.

Caso 1: Simulação sem Priorizar Nenhum Critério

Para esse caso, a função objetivo se torna:

$$FO = f_1 + f_2 + f_3 + f_4 + f_5 + f_6 \quad (5.1)$$

A Tabela 14 apresenta os valores de FO e o somatório dos atributos para cada critério de otimização.

TABELA 14 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

N° do Cabo	Bitola MCM	Nome do Cabo	Valor de FO	Somatório dos Atributos
3	740,8	FLINT	1,9900	28
4	927,2	GREELEY	2,0462	23
9	733,0	AMSTERDAM	1,9467	35
10	839,0	BRUSSELS	1,9520	36
11	922,0	STOCKHOLM	2,0306	34
14	630C	GROSBEAK ACCR	1,9589	35
15	795C	DRAKE ACCR	2,0440	26
16	636TW	OSWEGO	1,9230	34
17	795TW	WABASH	2,0030	28

Numa primeira análise, excluem-se os cabos que produziram piores soluções. Assim, estabelecendo uma linha de corte em 34, descartam-se os cabos 3, 4, 15 e 17, restando os cabos 9, 10, 11, 14 e 16.

A seguir, é necessário pesquisar se a série de estruturas da linha em questão é para que tipo de bitola. Como para essa linha, o projeto da série é para cabo 636, e os cabos de alguns cabos remanescentes têm bitolas maiores (733, 922 MCM) é necessária uma análise mais detalhada dos cabos:

- os cabos 14 e 16 podem perfeitamente ser instalados, e o cabo 16 (636TW denominado *OSWEGO*) obteve o menor valor de FO, portanto é a solução ótima.

- os cabos 9 e 10, que têm respectivamente o segundo e terceiro menor valor de FO dentre os cabos remanescentes, possuem um valor de tração maior que o cabo 636 o requer uma análise detalhada da possibilidade de utilizar um valor menor de tração na EDS para não haver impacto na força longitudinal nas estruturas.

- o cabo 11 necessita de estudo mais detalhado pois além da tração, seu peso e diâmetro são maiores que o cabo utilizado no projeto da torre e pode causar esforços indesejáveis na estrutura. O valor de FO para este cabo é o maior dentre os remanescentes, portanto já não seria selecionado.

Caso 2: Simulação Priorizando Custo

Em geral a tomada de decisão quanto a qual solução adotar não é simplesmente técnica. O custo é fator fundamental nesta decisão.

A segunda simulação considerou um peso na função de minimização do preço para “penalizar” o cabo mais caro. Na comparação dos preços o cabo mais

caro é considerado 6 vezes o preço do mais barato e este valor é usado como peso w_4 . Desta forma, função objetivo é:

$$FO = 1.f_1 + 1.f_2 + 1.f_3 + 6.f_4 + 1.f_5 + 1.f_6 \quad (5.2)$$

A Tabela 15 apresenta os valores de FO e do somatório dos atributos para esse caso.

TABELA 15 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO COM PESO NA FUNÇÃO CUSTO

N° do Cabo	Bitola MCM	Nome do Cabo	Valor de FO	Somatório dos Atributos
3	740,8	FLINT	2,0675	8
4	927,2	GREELEY	2,1433	7
9	733,0	AMSTERDAM	2,1979	6
10	839,0	BRUSSELS	2,2399	5
11	922,0	STOCKHOLM	2,3480	4
14	630C	GROSBEAK ACCR	2,2904	4
15	795C	DRAKE ACCR	2,4607	0
16	636TW	OSWEGO	2,2575	3
17	795TW	WABASH	2,3884	1

A soma dos atributos considerando apenas a função de minimização f_4 , que se refere ao custo, é 8 (valor máximo) apenas no cabo 3, ou seja, no critério custo o cabo *FLINT* é uma solução não dominada e portanto a solução ótima.

Considerando os valores de FO , percebe-se que o **cabo 3** (740,8 – *FLINT*) também passa a ser a solução ótima. Este cabo possui todos os parâmetros para determinação dos esforços menores ou iguais ao cabo 636, portanto pode ser aplicado.

Caso 3: Simulação Priorizando Perda

A minimização das perdas deve ser considerada simultaneamente com a minimização dos esforços pois cabos com maior diâmetro possuem menores perdas. Se os esforços não forem considerados, a solução pode ficar mascarada. Assim serão considerados pesos para as funções de minimização das perdas e de minimização dos esforços. Os pesos considerados foram 1,5 para as perdas (w_5) que corresponde à maior perda dividida pela menor e 2,6 para os esforços (w_6), que é o maior esforço dividido pelo menor.

Desta forma, função objetivo é:

$$FO = 1.f_1 + 1.f_2 + 1.f_3 + 1.f_4 + 1,5.f_5 + 2,6.f_6 \quad (5.3)$$

A Tabela 16 apresenta os valores de FO e do somatório dos atributos para esse caso.

TABELA 16 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO COM PESO NAS FUNÇÕES PERDA E ESFORÇOS NAS ESTRUTURAS

N° do Cabo	Bitola MCM	Nome do Cabo	Valor de FO	Somatório dos Atributos		
				f_5	f_6	soma
3	740,8	FLINT	3,3080	8	8	16
4	927,2	GREELEY	3,5739	2	2	4
9	733,0	AMSTERDAM	3,2802	8	8	16
10	839,0	BRUSSELS	3,3935	8	4	12
11	922,0	STOCKHOLM	3,6001	6	2	8
14	630C	GROSBEAK ACCR	3,3120	8	8	16
15	795C	DRAKE ACCR	3,6192	2	2	4
16	636TW	OSWEGO	3,2248	8	8	16
17	795TW	WABASH	3,4337	8	4	12

A soma dos atributos considerando apenas as funções de minimização f_5 e f_6 que se referem respectivamente à perda e ao aumento dos esforços é 16 (valor máximo) para os cabos 3, 9, 14 e 16 constituindo-se um conjunto Pareto-ótimo.

Considerando os valores de FO , percebe-se que o **cabo 16** (636TW – OSWEGO) passa a ser a solução ótima. Este cabo possui todos os parâmetros para determinação dos esforços próximos do cabo 636, portanto pode ser aplicado.

Caso 4: Simulação Priorizando Ampacidade Excedente

A maximização da ampacidade excedente também deve ser considerada simultaneamente com a minimização dos esforços, pois o cálculo da ampacidade leva em conta o diâmetro do cabo e o aumento do mesmo leva a maiores esforços. Se os esforços não forem considerados, a solução ótima pode produzir valores indesejáveis de esforços. Assim serão considerados pesos para as funções de maximização da ampacidade excedente e de minimização dos esforços. Os pesos considerados foram 1,5 para a ampacidade excedente (w_3) que corresponde à maior ampacidade excedente dividida pela menor e 2,6 para os esforços (w_6), que é o maior esforço dividido pelo menor.

Desta forma, função objetivo será:

$$FO = 1.f_1 + 1.f_2 + 1,5.f_3 + 1.f_4 + 1.f_5 + 2,6.f_6 \quad (5.4)$$

A Tabela 17 apresenta os valores de FO e do somatório dos atributos para esse caso.

TABELA 17 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO COM PESO NA AMPACIDADE EXCEDENTE E ESFORÇOS NAS ESTRUTURAS

N° do Cabo	Bitola MCM	Nome do Cabo	Valor de FO	Somatório dos Atributos		
				f_3	f_6	soma
3	740,8	FLINT	3,2381	0	8	8
4	927,2	GREELEY	3,4685	3	2	5
9	733,0	AMSTERDAM	3,2041	2	8	10
10	839,0	BRUSSELS	3,2818	7	4	11
11	922,0	STOCKHOLM	3,4900	6	2	8
14	630C	GROSBEAK ACCR	3,2043	6	8	14
15	795C	DRAKE ACCR	3,4795	8	2	10
16	636TW	OSWEGO	3,1287	6	8	14
17	795TW	WABASH	3,3374	3	4	7

A soma dos atributos considerando apenas as funções de minimização f_3 e f_6 que se referem respectivamente à ampacidade excedente e ao aumento dos esforços, não chega a 16 (valor máximo) em nenhum dos cabos, ou seja, não há solução totalmente não dominada. Os maiores valores encontrados foram nos cabos 14 e 16, que serão analisados pela função objetivo.

Considerando os valores de FO , percebe-se que **cabo 16** (636TW – OSWEGO) é a solução ótima. Este cabo possui todos os parâmetros para determinação dos esforços próximos do cabo 636, portanto pode ser aplicado.

5.3 Resultados para LT 138 kV Irati – Sabará

5.3.1 Seleção do Campo de Busca

Novamente, o primeiro passo foi selecionar os cabos (disponíveis no mercado) mais apropriados a serem utilizados para recapacitação da linha em análise.

Em linhas de 138 kV, são usados em geral os cabos 266,8 kCM chamado *PARTRIDGE* ou o cabo 397,5 kCM denominado *IBIS*. As estruturas metálicas destas

linhas têm suas árvores de carregamento apropriadas para estes dois cabos.

Portanto, para evitar a necessidade de cálculo estrutural das torres, foram selecionados para a simulação, cabos com características mecânicas de peso, tração e diâmetro parecidas com os cabos mencionados.

A composição de cada tipo de cabo já foi apresentada no item 3.2, e os cabos são apresentados na Tabela 18.

TABELA 18 - TIPOS DE CABOS UTILIZADOS NA SIMULAÇÃO

Nº do Cabo	Bitola kCM	Nome do Cabo	Tração de Ruptura (kgf)	Área (mm ²)	Diâmetro (mm)	Peso (kgf/m)
1	266,8	PARTRIDGE	5130	157,23	16,3	0,5468
2	336,4	LINNET	6390	198,03	18,29	0,6883
3	397,5	IBIS	7380	233,97	19,88	0,8134
4	312,8	BUTTE	4765	158,49	16,3	0,4349
5	394,5	CANTON	6009	199,9	18,3	0,548
6	465,4	CAIRO	7088	235,79	19,88	0,647
7	300,0	15_4	2945	152,14	15,97	0,419
8	350,0	15_4	3384	177,31	17,24	0,4884
9	400,0	15_4	3822	202,64	18,43	0,5581
10	450,0	15_4	4232	228,02	19,55	0,628
11	266,8	T-PARTRIDGE	5121	157,23	16,3	0,5467
12	397,5	T-IBIS	7387	233,97	19,88	0,8134
13	303,0	HELSINKI	7044	183,9	15,65	0,48
14	440,0	COPENHAGEN	7430	251	18,29	0,67
15	336S	LINNET ACSS	5076	198,1	18,29	0,688
16	398S	BRANT ACSS	4985	227,5	19,61	0,761
17	267C	PARTRIDGE ACCR	4763	152	16	0,435
18	336C	LINNET ACCR	6305	200	18,4	0,574
19	397C	IBIS ACCR	7484	239	20,1	0,684

5.3.2 Simulações Computacionais

Como não se admite qualquer tipo de violação de altura cabo solo, os cabos 1, 2, 3, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 15 e 16 foram já prontamente descartados, ou seja, cabos que não causam qualquer tipo de violação de altura cabo solo são: 4, 5, 6, 13, 14, 17, 18 e 19.

Após descartados os cabos cuja solução seja inviável, é feita a comparação de cada parâmetro entre os cabos para se estabelecer as soluções dominadas e não dominadas. Os resultados são apresentados na Tabela 19.

TABELA 19 - PARÂMETROS DE COMPARAÇÃO ENTRE OS CABOS POR CRITÉRIO

Cabos	Parâmetros de comparação entre os cabos					
	f_1	f_2	f_3	f_4	f_5	f_6
4	0,0106	0,3503	0,2634	0,0158	0,3637	0,4891
5	0,0105	0,3019	0,2268	0,0199	0,3882	0,5788
6	0,0106	0,2715	0,2042	0,0235	0,4069	0,6541
13	0,0031	0,3366	0,1539	0,0523	0,3554	0,5808
14	0,0076	0,2673	0,168	0,0731	0,3881	0,6428
17	0,007	0,3562	0,2119	0,0474	0,3599	0,4839
18	0,0069	0,2981	0,1759	0,0626	0,3894	0,5939
19	0,007	0,2662	0,1581	0,0746	0,4095	0,6757

Novamente, foi atribuído o atributo 1 para as soluções não dominadas e 0 para as soluções dominadas; foi considerada uma tolerância de 5% no comparativo entre os parâmetros para que fossem consideradas não dominadas soluções próximas da solução ótima e, foi feita então a soma dos valores destes pesos de comparação por cabo para ter um parâmetro de comparação entre os mesmos. Os valores dos somatórios dos atributos para comparação de cada critério de otimização para esses cabos estão apresentados na Tabela 20.

Como todos os cabos remanescentes apresentam soluções não dominadas, elas passam então a compor o conjunto Pareto-Ótimo.

TABELA 20 – ATRIBUTOS PARA COMPARAÇÃO PARA CRITÉRIOS DE OTIMIZAÇÃO

Cabos	Pesos					
	f_1	f_2	f_3	f_4	f_5	f_6
4	2	2	0	7	7	7
5	2	4	1	6	4	5
6	2	7	3	5	4	2
13	7	2	7	3	7	5
14	3	7	5	1	4	2
17	6	1	3	4	7	7
18	6	4	5	2	4	5
19	6	7	7	1	2	2

A fim de se escolher a melhor solução do conjunto Pareto-Ótimo, passa-se a seguir, a uma análise da função objetivo para diversos valores de pesos associados a cada critério de otimização, segundo a Tabela 21. Os pesos a serem

utilizados na priorização de critérios foram calculados dividindo-se o maior valor encontrado para o critério pelo menor valor para o mesmo critério.

TABELA 21 - PESOS PARA CRITÉRIOS DE OTIMIZAÇÃO

Casos	Pesos					
	w_1	w_2	w_3	w_4	w_5	w_6
1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	4,3	1	1
3	1	1	1	1	1,7	2,9
4	1	1	1,7	1	1	2,9

Assim, segundo os pesos da Tabela 21:

- o caso 1 não prioriza nenhum critério de otimização;
- o caso 2 prioriza a minimização do custo;
- o caso 3 prioriza a minimização das perdas;
- o caso 4 prioriza a maximização da ampacidade excedente.

Caso 1: Simulação sem Priorizar Nenhum Critério

Para esse caso, a função objetivo é:

$$FO = f_1 + f_2 + f_3 + f_4 + f_5 + f_6 \quad (5.5)$$

A Tabela 22 apresenta os valores de FO e o somatório dos atributos para cada critério de otimização.

TABELA 22 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

N° do Cabo	Bitola MCM	Nome do Cabo	Valor de FO	Somatório dos Atributos
4	312,8	BUTTE	1,4929	25
5	394,5	CANTON	1,5262	22
6	465,4	CAIRO	1,5708	23
13	303,0	HELSINKI	1,4821	31
14	440,0	COPENHAGEN	1,5468	22
17	267C	PARTRIDGE ACCR	1,4663	28
18	336C	LINNET ACCR	1,5268	26
19	397C	IBIS ACCR	1,5910	25

Primeiramente, excluem-se os cabos que produziram piores soluções. Assim, estabelecendo uma linha de corte em 26, descartam-se os cabos 4, 5, 6, 14 e 19 restando os cabos 13, 17 e 18.

Numa primeira análise, percebe-se que o cabo 13 - *HELSINKI* possui uma boa vantagem com relação ao somatório dos atributos, porém analisando suas características mecânicas, verifica-se que sua tração é maior que a do cabo utilizado originalmente na linha de transmissão em questão que é o 266,8 *PARTRIDGE*, fazendo com que seja necessário um estudo mais detalhado dos efeitos do acréscimo do esforço nas estruturas. Para evitar esta necessidade, foi feita uma nova simulação considerando a tração máxima do cabo *HELSINKI* como sendo 5130 kgf, a mesma do cabo *PARTRIDGE*. A Tabela 23 mostra os resultados obtidos nesta simulação.

TABELA 23 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO

N° do Cabo	Bitola MCM	Nome do Cabo	Valor de FO	Somatório dos Atributos
4	312,8	BUTTE	1,5129	25
5	394,5	CANTON	1,5452	22
6	465,4	CAIRO	1,5892	24
13	303,0	HELSINKI	1,5155	23
14	440,0	COPENHAGEN	1,5606	24
17	267C	PARTRIDGE ACCR	1,4806	30
18	336C	LINNET ACCR	1,5399	27
19	397C	IBIS ACCR	1,6038	26

Fazendo uma nova análise e estabelecendo uma nova linha de corte em 25 para que sejam excluídos os cabos que produziram piores soluções, descartam-se os cabos 5, 6, 13 e 14 restando os cabos 4, 17, 18 e 19.

O cabo 17 - *PARTRIDGE ACCR* tem o menor valor da função objetivo e devido as suas características mecânicas pode ser perfeitamente aplicado na linha de transmissão.

Caso 2: Simulação Priorizando Custo

A segunda simulação considerou um peso na função de minimização do preço para “penalizar” o cabo mais caro. Na comparação dos preços o cabo mais caro será considerado 4,3 vezes o preço do mais barato e este valor será usado como peso w_4 . Desta forma, função objetivo é:

$$FO = 1.f_1 + 1.f_2 + 1.f_3 + 4,3.f_4 + 1.f_5 + 1.f_6 \quad (5.6)$$

A Tabela 24 apresenta os valores de FO e do somatório dos atributos para esse caso.

TABELA 24 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO COM PESO NA FUNÇÃO CUSTO

N° do Cabo	Bitola MCM	Nome do Cabo	Valor de FO	Somatório dos Atributos
4	312,8	BUTTE	1,5714	7
5	394,5	CANTON	1,6189	6
6	465,4	CAIRO	1,6762	5
13	303,0	HELSINKI	1,7092	3
14	440,0	COPENHAGEN	1,8309	1
17	267C	PARTRIDGE ACCR	1,6561	4
18	336C	LINNET ACCR	1,7715	2
19	397C	IBIS ACCR	1,8798	1

A soma dos atributos considerando apenas a função de minimização f_4 , que se refere ao custo, é 7 (valor máximo) apenas no cabo 4, ou seja, no critério custo o cabo *BUTTE* é uma solução não dominada e portanto a solução ótima.

Considerando os valores de FO , percebe-se que o **cabo 4** (312,8 – *BUTTE*) também passa a ser a solução ótima. Este cabo possui todos os parâmetros para determinação dos esforços menores ou iguais ao cabo 266,8, portanto pode ser aplicado.

Caso 3: Simulação Priorizando Perda

Os pesos considerados foram 1,7 para as perdas (w_5) que corresponde à maior perda dividida pela menor e 2,9 para os esforços (w_6), que é o maior esforço dividido pelo menor. Desta forma, função objetivo é:

$$FO = 1.f_1 + 1.f_2 + 1.f_3 + 1.f_4 + 1,7.f_5 + 2,9.f_6 \quad (5.7)$$

A Tabela 25 apresenta os valores de FO e do somatório dos atributos para esse caso.

TABELA 25 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO COM PESO NAS FUNÇÕES PERDA E ESFORÇOS NAS ESTRUTURAS

N° do Cabo	Bitola MCM	Nome do Cabo	Valor de FO	Somatório dos Atributos		
				f_5	f_6	soma
4	312,8	BUTTE	2,6967	7	7	14
5	394,5	CANTON	2,9167	4	4	8
6	465,4	CAIRO	3,1168	4	2	6
13	303,0	HELSINKI	2,7041	7	7	14
14	440,0	COPENHAGEN	3,0536	4	2	6
17	267C	PARTRIDGE ACCR	2,6520	7	7	14
18	336C	LINNET ACCR	2,9409	4	4	8
19	397C	IBIS ACCR	3,1442	2	2	4

A soma dos atributos considerando apenas as funções de minimização f_5 e f_6 que se referem respectivamente à perda e ao aumento dos esforços é 14 (valor máximo) para os cabos 4, 13 e 17 constituindo-se um conjunto Pareto-ótimo.

Considerando os valores de FO , percebe-se que desta vez o **cabo 17** (267C – *PARTRIDGE ACCR*) passa a ser a solução ótima. Este cabo possui todos os parâmetros para determinação dos esforços próximos do cabo 266,8 MCM, portanto pode ser aplicado.

Caso 4: Simulação Priorizando Ampacidade Excedente

Os pesos aqui considerados foram 1,7 para a ampacidade excedente (w_3) que corresponde à maior ampacidade excedente dividida pela menor e 2,9 para os esforços (w_6), que é o maior esforço dividido pelo menor. Desta forma, função objetivo será:

$$FO = 1.f_1 + 1.f_2 + 1,7.f_3 + 1.f_4 + 1.f_5 + 2,9.f_6 \quad (5.8)$$

A Tabela 26 apresenta os valores de FO e do somatório dos atributos para esse caso.

TABELA 26 - RESULTADOS DA SIMULAÇÃO COM PESO NA AMPACIDADE EXCEDENTE E ESFORÇOS NAS ESTRUTURAS

N° do Cabo	Bitola MCM	Nome do Cabo	Valor de FO	Somatório dos Atributos		
				f_3	f_6	soma
4	312,8	BUTTE	2.6344	0	7	7
5	394,5	CANTON	2.8105	2	4	6
6	465,4	CAIRO	2.9810	4	2	6
13	303,0	HELSINKI	2.6363	1	7	8
14	440,0	COPENHAGEN	2.9045	6	2	8
17	267C	PARTRIDGE ACCR	2.5547	4	7	11
18	336C	LINNET ACCR	2.7967	6	4	10
19	397C	IBIS ACCR	3.0030	7	2	9

A soma dos atributos considerando apenas as funções de minimização f_3 e f_6 que se referem respectivamente à ampacidade excedente e ao aumento dos esforços, não chega a 14 (valor máximo) em nenhum dos cabos, ou seja, não há solução totalmente não dominada. Os maiores valores encontrados foram nos cabos 17 e 18, que serão analisados pela função objetivo.

Considerando os valores de FO , percebe-se que **cabo 17** (267C – *PARTRIDGE ACCR*) é a solução ótima. Este cabo possui todos os parâmetros para determinação dos esforços próximos do cabo 266,8 MCM, portanto pode ser aplicado diretamente sem a necessidade de uma análise mais aprofundada.

5.4 Considerações Finais do Capítulo

Após feitas as simulações pode-se concluir que para ambas as linhas de transmissão, a escolha do cabo, apesar de alguns pesos serem colocados para dar ênfase a algum parâmetro, restringiram-se a dois tipos.

Fazendo então uma comparação específica entre as novas temperaturas aproximadas de operação dos dois cabos para cada uma das linhas, conforme Tabelas 27 e 28, percebe-se:

TABELA 27 - COMAPARAÇÃO DAS NOVAS TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO FLINT E OSWEGO

Parâmetro Relativo	Cabo 3 – 740,8 - FLINT	Cabo 16 – 636TW - OSWEGO
Máxima temperatura aproximada de operação	95 °C	130 °C

Para o estudo da LT de 230 kV, o cabo *OSWEGO* constitui uma solução mais cara porém produz uma considerável folga para novas recapacitações.

TABELA 28 - COMAPARAÇÃO DAS NOVAS TEMPERATURAS DE OPERAÇÃO BUTTE E PARTRIDGE ACCR

Parâmetro Relativo	Cabo 4 – 266,8 - BUTTE	Cabo 17 – 267C – PARTRIDGE ACCR
Máxima temperatura aproximada de operação	80 °C	110 °C

No caso do estudo da LT de 138 kV, verifica-se um ganho expressivo de temperatura máxima de operação quando da utilização do cabo *PARTRIDGE ACCR* o que, no caso da necessidade de uma nova recapacitação, eliminará o tempo de implantação e os custos.

A escolha propriamente dita entre os dois melhores cabos para cada linha tem a ver com a política da empresa em se priorizar ou não o custo de implantação em detrimento do custo de futuras recapacitações.

6 CONCLUSÃO

Esse trabalho propôs uma metodologia multicritério para seleção de cabos em projetos de recapacitação de linhas de transmissão.

Diferentemente do que é feito nas empresas do setor, que testam de 1 a 2 possibilidades, a metodologia faz uma busca exaustiva, ou seja, automatiza o processo de cálculo das grandezas físicas incluindo todas as opções de cabos disponíveis. Nesse processo, calculam-se ampacidade, custo, flecha, nova temperatura de projeto e perdas entre os diversos tipos de cabos existentes no mercado. Em seguida, estes dados subsidiam a formulação de um problema de otimização multiobjetivo, que realiza a escolha do melhor cabo a ser utilizado em função do parâmetro que se deseja enfatizar. Ou seja, pondera adequadamente os objetivos envolvidos no processo de escolha de um cabo. Os critérios utilizados neste trabalho foram maximização de altura cabo-solo, maximização da ampacidade, maximização da sobrevida da linha em função da ampacidade excedente, minimização dos custos de implantação, perdas e acréscimo de esforços nas estruturas.

O problema de otimização envolvido foi resolvido pelo Método dos Pesos, que se mostrou eficaz para estabelecer um critério de comparação entre os diversos parâmetros e objetivos. Ele permitiu que, através de uma função objetivo composta pelas várias funções de otimização, se faça uma comparação simultânea das possibilidades, ganhando-se qualidade na análise.

No entanto, uma dificuldade encontrada foi que não existe uma solução totalmente não dominada ou totalmente dominada. Devido à quantidade de parâmetros de comparação e à quantidade de cabos, todas as alternativas tem algumas soluções não dominadas. A solução encontrada foi então a de estabelecer um peso para soluções dominadas e outro para soluções não dominadas a fim de definir uma linha de corte e diminuir o campo de comparação.

Os resultados obtidos foram satisfatórios e se mostraram coerentes ratificando a metodologia como uma ferramenta eficaz no balizamento de novos projetos de recapacitação.

Essa metodologia permite a análise de todos os cabos possíveis de serem utilizados em um projeto de recapacitação (e não apenas alguns selecionados pela

experiência do projetista), sistematiza a obtenção da solução possibilitando a avaliação não só de aspectos tipicamente utilizados (ampacidade, altura cabo-solo, custos, perdas e esforços), mas agrega também o aspecto relacionado a sobrevida de linhas, ou seja, vislumbra uma solução que admita a utilização do cabo por mais tempo.

Ainda há muita pesquisa nesta área de cabos condutores, porém os fabricantes têm reservas quanto a fornecer todos os dados necessários para se fazer um estudo mais detalhado. O programa computacional desenvolvido para realizar as análises está apto a adicionar novos cabos de novas tecnologias.

Sugerem-se como trabalhos futuros:

- Incluir o cálculo detalhado dos esforços nas estruturas metálicas que permita a análise de cabos de características diferentes do cabo instalado;
- Análise do custo e da implantação de novas estruturas intermediárias para os casos de poucos pontos de violação;
- Incluir novas tecnologias de cabos.

REFERÊNCIAS

- COELLO, C. A. C. **An Updated Survey of Evolutionary Multiobjective Optimization Techniques: State of the Art and Future Trends**, Proceedings of 1999 Congress on Evolutionary Computation, Washington D.C., IEEE Press, p. 3-13, 1999.
- DEB, Kalyanmay **Multi-Objective Optimization using Evolutionary Algorithms**, John Wiley & Sons, 2001.
- DUTRA, J. F.; LAGO, F. F.; CESAR, E.L. Recapacitação de LT's 230 kV com Novos Cabos Termorresistentes. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Outubro, 2005, Curitiba, PR.
- FUCHS, R. D. **Transmissão de Energia Elétrica**. 2ª Ed. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 1979. 588 p.
- HOFFMANN, J. N.; FONSECA, H. E. **Custo de Estruturas Metálicas em Projetos de Linhas de Transmissão, em Função do Cabo Condutor, Temperatura de Projeto e Perfil do Terreno**. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Outubro, 2003, Uberlândia, MG.
- LABEGALINI, P. R., LABEGALINI, J. A., FUCHS, R. D., ALMEIDA, M. T. **Projetos Mecânicos das Linhas Aéreas de Transmissão**. 2ª Ed. São Paulo: Edgard Blücher, 1992. 528 p.
- LIN, J. G.; 1976. **Multi-Objective Problems: Pareto-Optimal Solutions by Method of Proper Equality Constraints**. IEEE Transactions on Automatic Control, Vol. 21.
- NASCIMENTO, Carlos Alexandre Meirelles. **Metodologia experimental para utilização de cabos termorresistentes – TAL em linhas e redes de distribuição**. MG. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, outubro, 1999.
- NASCIMENTO, C. A. M.; GUIMARÃES, M. F.; MOTTA, I. L. M.; FILHO, E. B. G. **A Experiência da CEMIG no Uso de Condutores Especiais nas Fases de Viabilidade, Projeto e Construção de Linhas Aéreas de Transmissão**. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Novembro, 2009, Recife, PE.
- OLIVEIRA, Claudia Menezes Fernandes de. **Recapacitação de linhas de transmissão**. Rio de Janeiro, RJ. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, abril, 2000.
- PEREIRA JUNIOR, A. M.; MANTOVANI, J.; 2006. **Alocação de Bancos de Capacitores em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Algoritmo Evolutivo Multi-Objetivo**. *Anais do XVI CBA Congresso Brasileiro de Automática*. Salvador, BA.

REGIS JUNIOR, O. *et al.* **Recapacitação de Circuitos 230 kV com o Conceito de Feixe Expandido**. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. 1995, Camboriu, SC.

SILVA, Robson Luciano Pereira. Estudo da capacidade de transporte em linhas de transmissão utilizando ferramentas de otimização. Brasília, DF. Dissertação de Mestrado, Universidade de Brasília, julho, 2008.

SOUZA JUNIOR, O. H.; MANNALA, M. J.; KULEVICZ, D. A. L.; AOKI, A. R. **Sistema para cálculo de ampacidade em tempo real de linhas de transmissão da COPEL**. Curitiba: Copel, 2003/2004. 96p. (Copel P&D. Projeto 2862-015/2003). Projeto concluído

STEPHAN, J. C. S.; COSTA, F. C. **Recapacitação e Cálculo da Capacidade de Carga de Torres metálicas de Linhas de Transmissão**. In: CONGRESSO LATINO AMERICANO DE CONSTRUÇÃO METÁLICA. Setembro, 2008, São Paulo, SP.

WIEDMER, R. S.; SOUZA JR, O. H.; SILVA, V.P.; HOFFMANN, J. N. **Recapacitação de Linhas de Transmissão 138kV Utilizando Cabo de Alumínio Liga 6201**. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Outubro, 2007, Rio de Janeiro, RJ.

WOOD, B. C.; MOORE, T. L. **Modifying Existing 138-kV Transmission Towers to 230-kV Capacity**, IEEE Transactions on Power Systems, 2006.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5422: projeto de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica**. Rio de Janeiro, 1985

APÊNDICE A – DADOS UTILIZADOS NAS SIMULAÇÕES

Serão apresentadas neste apêndice as características necessárias do tramo crítico das linhas de transmissão utilizadas no trabalho. Os dados de tipo de torre e número real das mesmas serão suprimidos. Os dados dos cabos foram obtidos junto a catálogos dos fabricantes dos mesmos.

A.1 Linha de transmissão 230 kV Figueira - Apucarana

TABELA 29 – DADOS DA LINHA DE TRANSMISSÃO 230 kV FIGUEIRA -APUCARANA

ESTRUTURA Nº	DISTÂNCIA PROGRESSIVA	AJUSTE DA ALTURA	VÃO A FRENTE (m)	VÃO MÉDIO (m)	VÃO GRAVANTE (maximo)	ALTURA DA ESTRUTURA	COMPRIMENTO DO ISOLADOR (m)	ALTURA DO CABO (m)	ALTITUDE (m)
1.000	0,01	-0,02	229,29	236,0	443,0	17,0	0,0	16,98	837,3
1.001	229,30	-0,09	473,61	352,0	275,0	14,0	2,4	11,56	820,6
1.002	702,90	-1,15	538,98	507,0	411,0	26,0	2,4	22,50	789,2
1.003	1241,89	-0,41	518,62	529,0	678,0	26,0	2,4	23,24	800,5
1.004	1760,51	-0,19	479,34	500,0	328,0	26,0	2,4	23,46	770,1
1.005	2239,84	-0,09	229,33	355,0	456,0	20,0	2,4	17,56	804,0
1.006	2469,18	-0,18	534,68	382,0	300,0	17,0	2,4	14,47	807,9
1.007	3003,85	0,01	273,68	405,0	377,0	20,0	2,4	17,66	836,8
1.008	3277,54	-0,25	433,39	354,0	393,0	20,0	2,4	17,40	859,0
1.009	3710,93	-0,02	243,38	339,0	520,0	20,0	2,4	17,63	884,3
1.010	3954,31	-0,08	570,61	407,0	352,0	23,0	2,4	20,57	871,4
1.011	4524,92	-0,04	314,10	442,0	477,0	23,0	2,4	20,61	870,2
1.012	4839,02	0,00	397,80	356,0	451,0	23,0	2,4	20,65	863,6
1.013	5236,82	-0,05	713,46	556,0	466,0	26,0	2,4	23,60	832,0
1.014	5950,28	-0,13	671,32	692,0	685,0	29,0	2,4	26,52	822,7
1.015	6621,60	0,08	411,45	541,0	512,0	29,0	2,4	26,73	822,8
1.016	7033,05	-0,20	541,03	477,0	633,0	29,0	2,4	26,45	832,2
1.017	7574,08	-0,15	242,05	393,0	485,0	17,0	0,0	16,85	808,0

A.2 Linha de transmissão 138 kV Irati - Sabará

TABELA 30 – DADOS DA LINHA DE TRANSMISSÃO 138 kV IRATI – SABARÁ

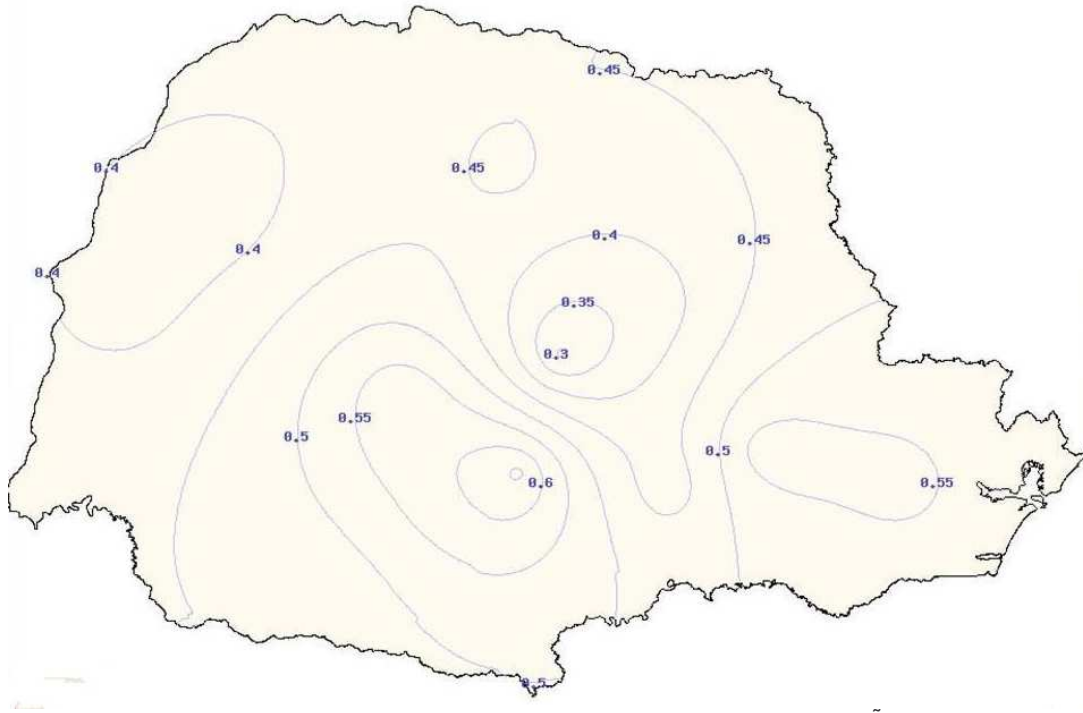
ESTRUTURA Nº	DISTÂNCIA PROGRESSIVA	AJUSTE DA ALTURA	VÃO A FRENTE (m)	VÃO MÉDIO (m)	VÃO GRAVANTE (máximo)	ALTURA DA ESTRUTURA	COMPRIMENTO DO ISOLADOR (m)	ALTURA DO CABO (m)	ALTITUDE (m)
1.000	26581,78	-0,31	310,85	333,0	688,0	20,0	0,0	19,69	917,8
1.001	26892,63	-0,08	493,26	403,0	677,0	20,0	1,4	18,48	920,1
1.002	27385,88	0,03	358,10	427,0	376,0	20,0	1,4	18,59	883,7
1.003	27743,98	0,08	471,02	415,0	357,0	20,0	1,4	18,64	868,3
1.004	28215,00	0,06	309,53	390,0	461,0	20,0	1,4	18,62	864,6
1.005	28524,54	-0,04	361,25	336,0	470,0	16,0	1,4	14,52	860,1
1.006	28885,79	-0,03	735,25	549,0	451,0	24,0	1,4	22,53	828,4
1.007	29621,04	-0,13	389,92	563,0	541,0	20,0	1,4	18,43	828,4
1.008	30010,95	0,00	300,14	345,0	506,0	16,0	1,4	14,56	835,9
1.009	30311,09	-0,01	690,85	496,0	464,0	20,0	1,4	18,55	821,1
1.010	31001,94	0,24	346,65	519,0	437,0	24,0	1,4	22,80	806,5
1.011	31348,59	-0,07	602,37	475,0	717,0	24,0	1,4	22,49	818,9
1.012	31950,96	0,01	417,94	510,0	485,0	24,0	1,4	22,57	799,2
1.013	32368,90	-0,01	462,91	441,0	538,0	16,0	0,0	15,99	798,9

ANEXO A – GRÁFICOS DE DADOS METEOROLÓGICOS

Anexo A.1 Gráficos disponibilizados pelo Simepar

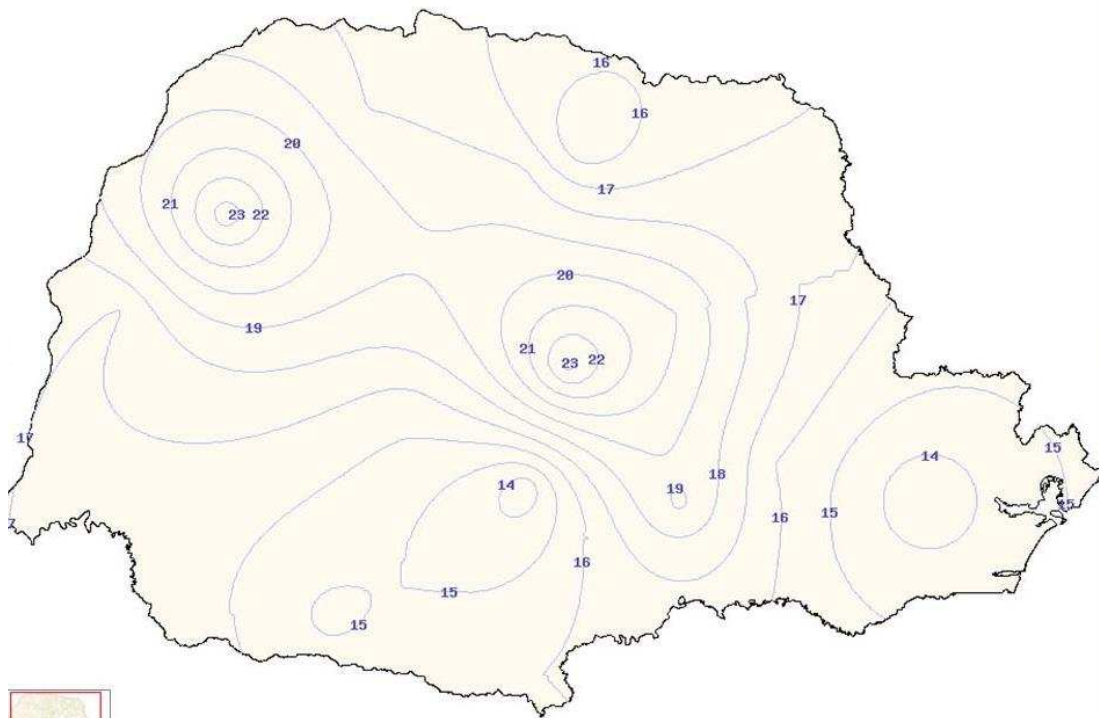
Vento - alfa - Fig. 29 NBR 5422

SIMEPAR

FIGURA 7 - ESTIMADOR DO FATOR DE ESCALA DA DISTRIBUIÇÃO DE GUMBEL (α)

Vento - beta - Fig. 30 NBR 5422

SIMEPAR

FIGURA 8 - ESTIMADOR DO FATOR DE POSIÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE GUMBEL (β)

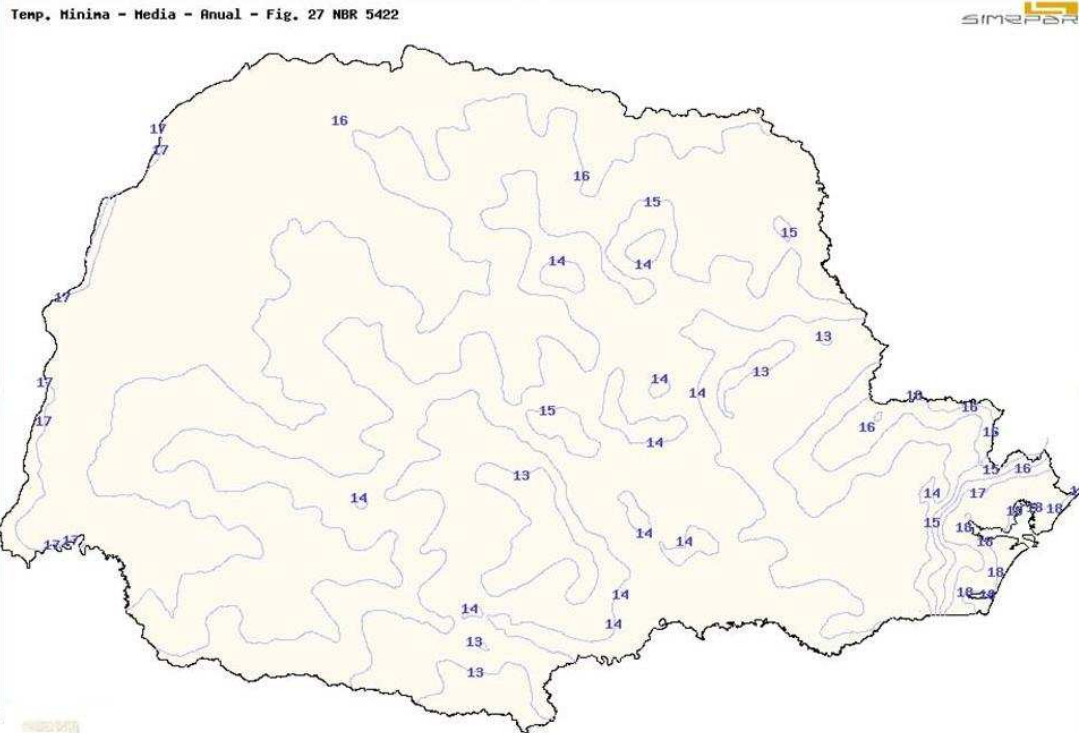


FIGURA 9 – TEMPERATURA COINCIDENTE

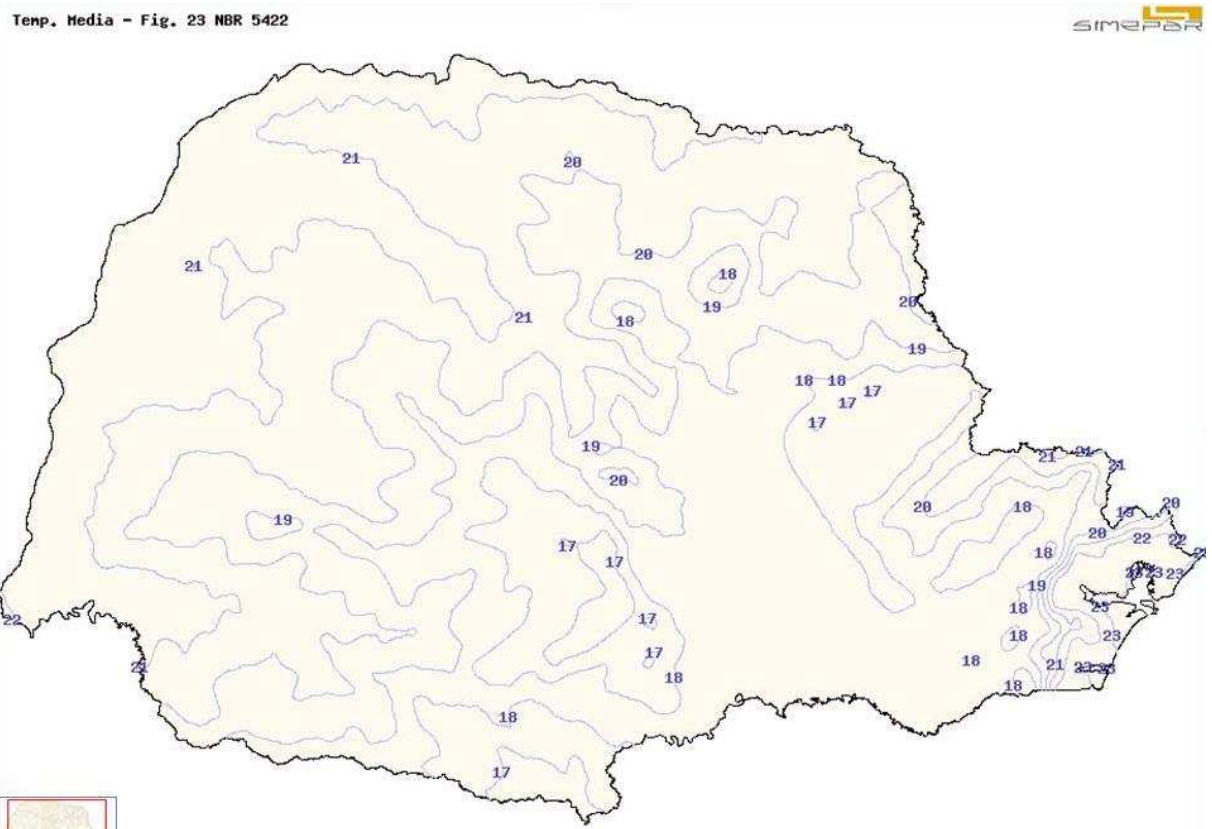


FIGURA 10 – TEMPERATURA EDS

Temp. Minima - TR50 - Fig. 25 NBR 5422

SIMEPAR

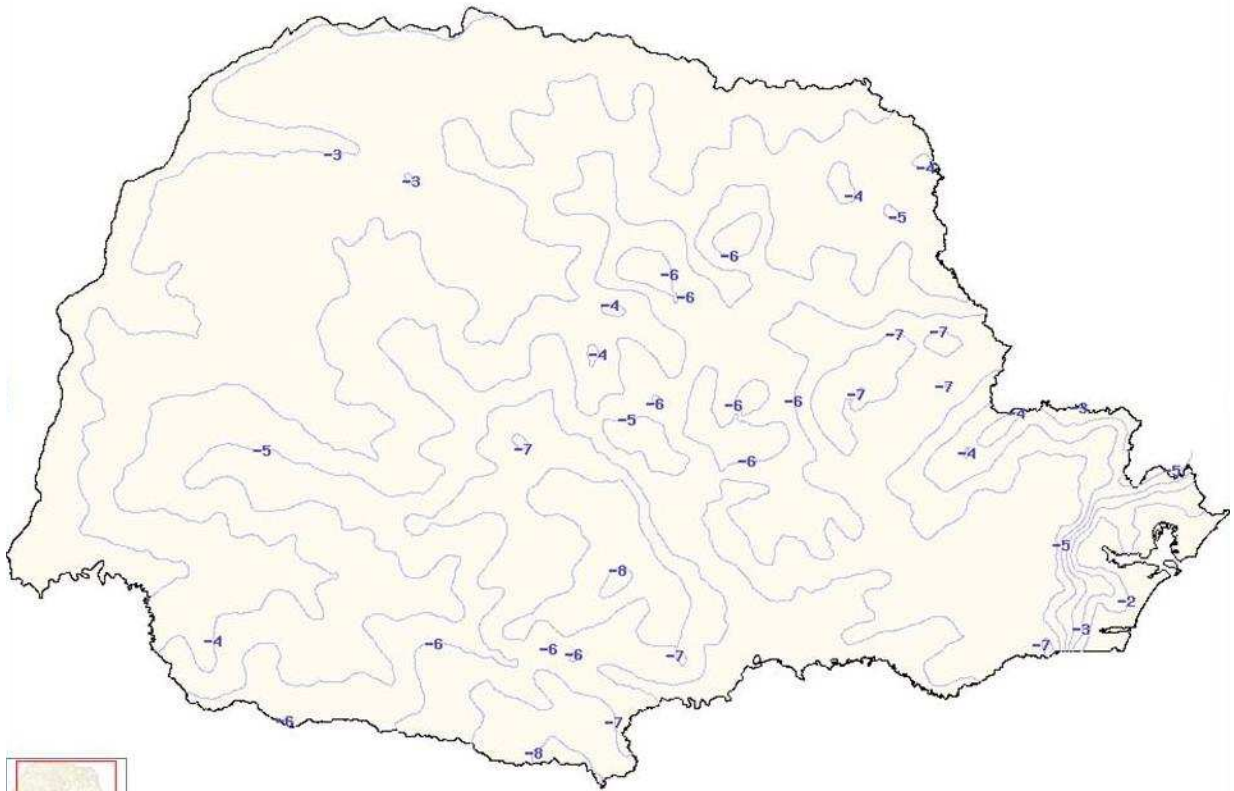


FIGURA 11 – TEMPERATURA MÍNIMA

Vento - tr10

SIMEPAR

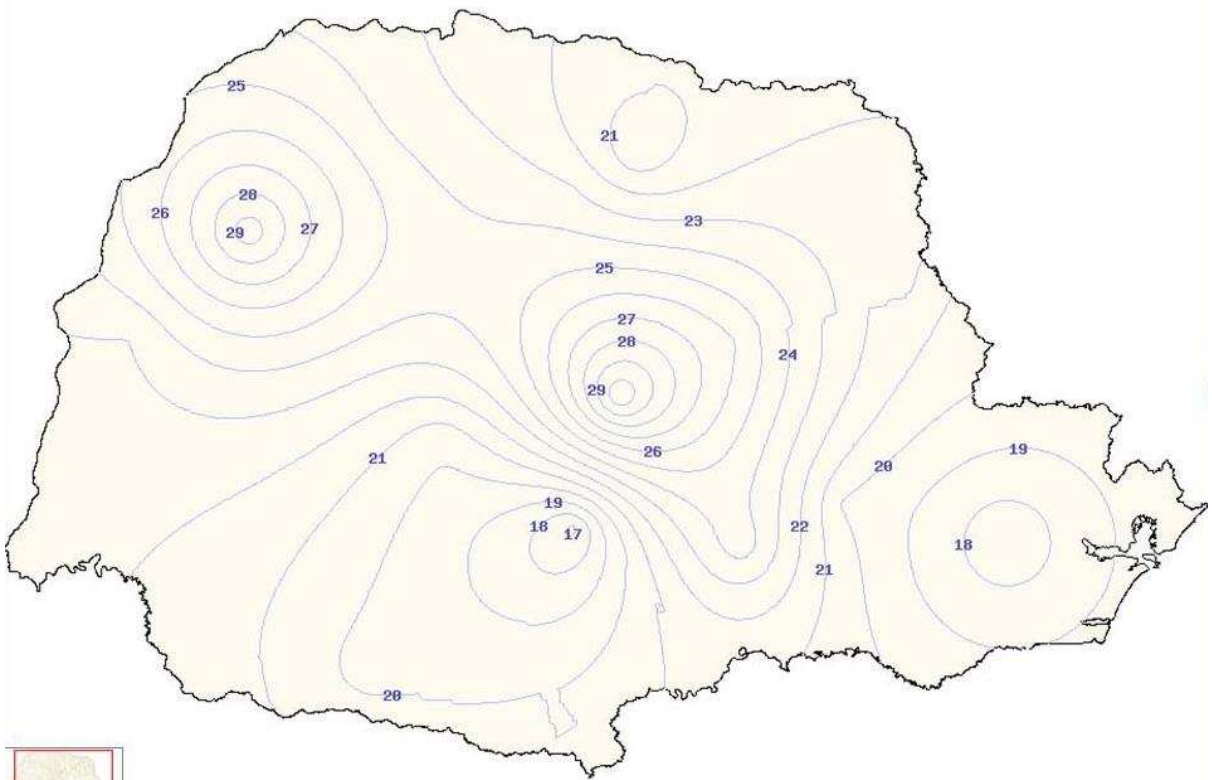


FIGURA 12 – VENTO DE 10 ANOS

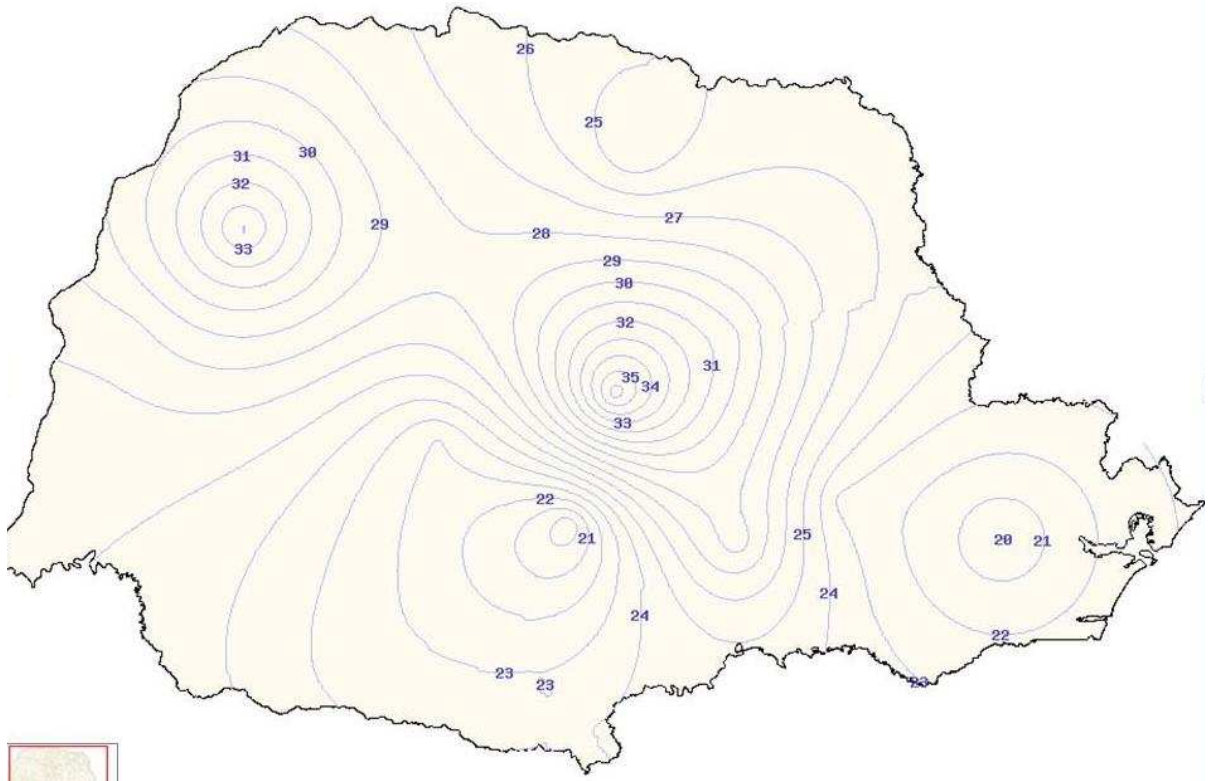


FIGURA 13 – VELOCIDADE BÁSICA DE VENTO

Anexo A.2 Gráficos da Norma NBR 5422



FIGURA 14 – TEMPERATURA MÉDIA OU EDS

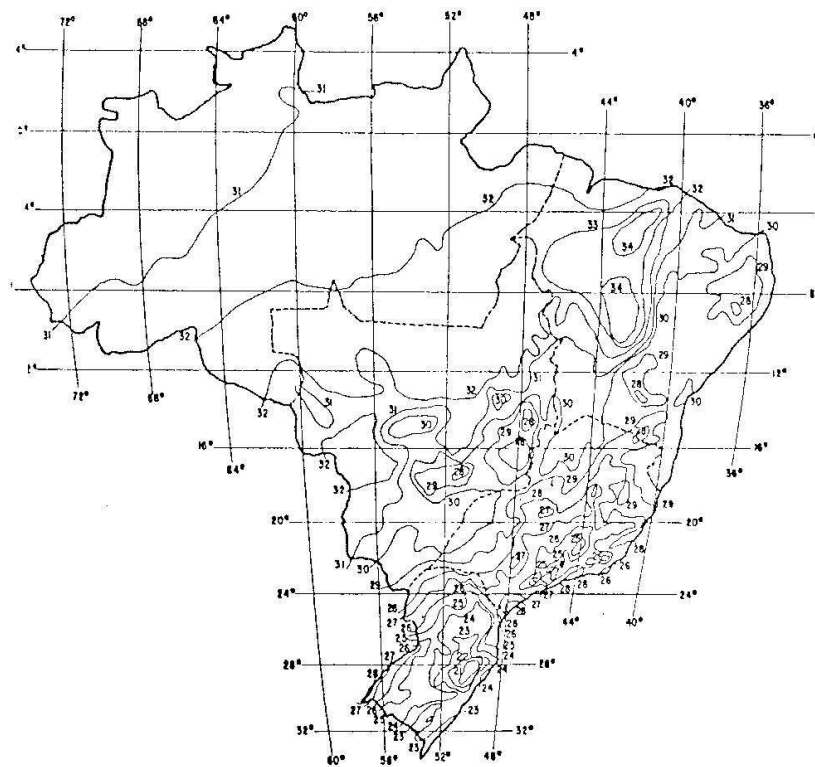


FIGURA 15 – TEMPERATURA MÁXIMA MÉDIA

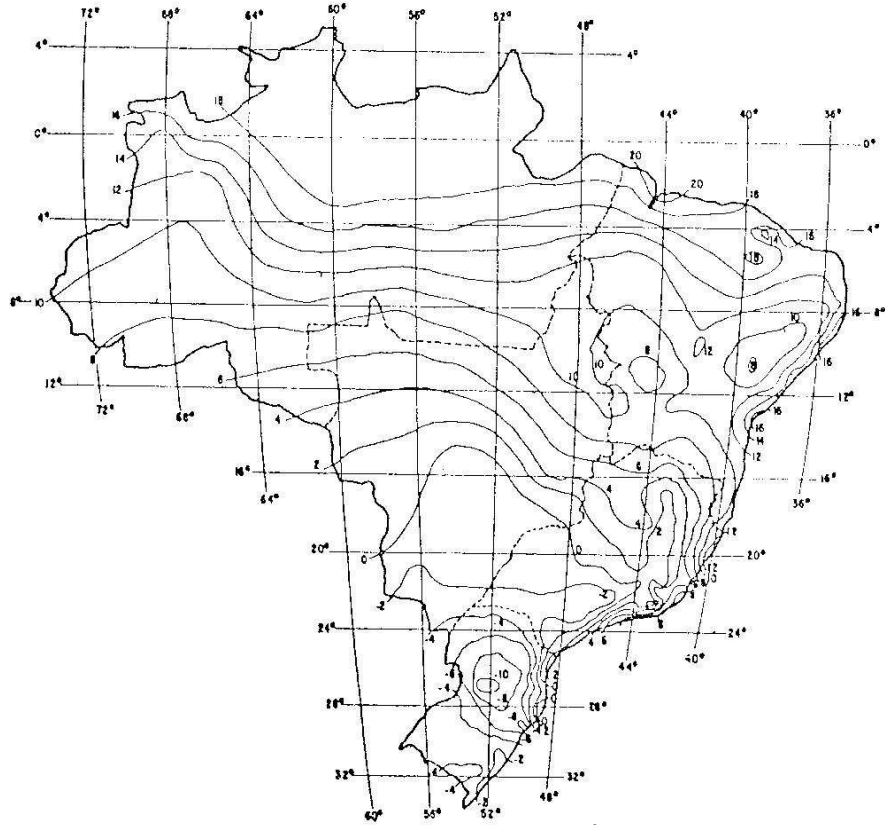


FIGURA 16 – TEMPERATURA MÍNIMA

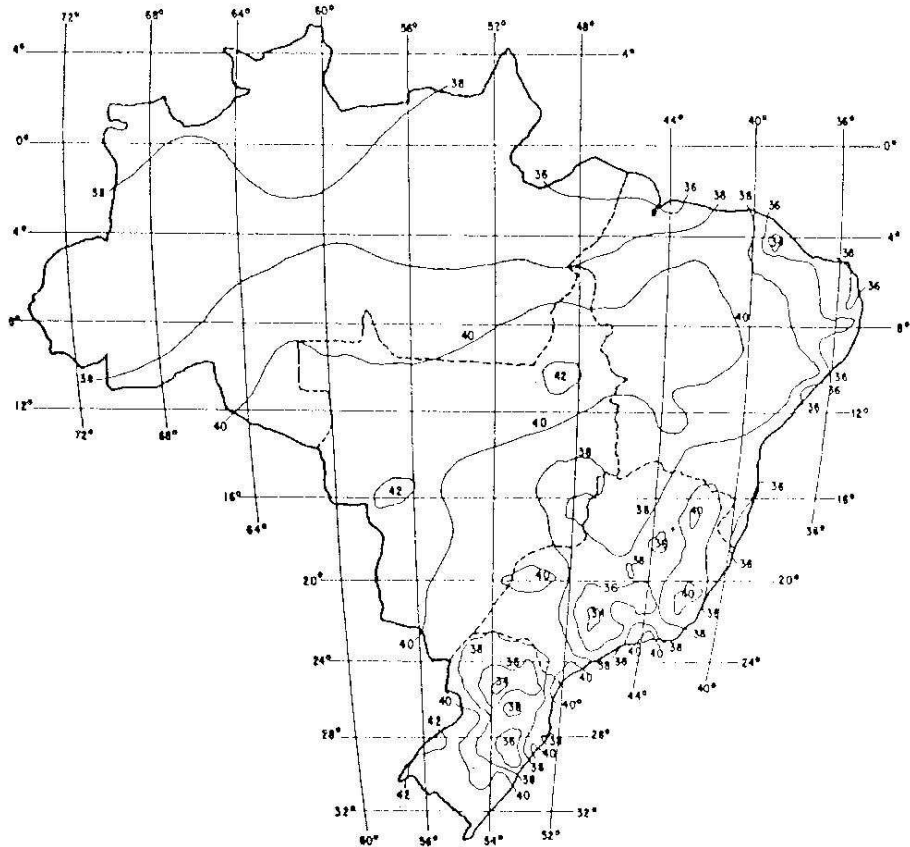


FIGURA 17 – TEMPERATURA MÁXIMA



FIGURA 18 – MÉDIA DAS TEMPERATURAS MÍNIMAS