CLAUDIA MENEZES FERNANDES DE OLIVEIRA

RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Departamento de Engenharia Elétrica da PUC/RJ
como parte dos requisitos para obtenção do título
de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica

Orientador : Ricardo B. Prada

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

RIO DE JANEIRO, 28 DE ABRIL DE 2000

A meus pais,
Antonio e Irene,
e a minhas irmãs,
Flavia e Fernanda

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer às entidades e pessoas que tanto me apoiaram na realização deste trabalho.

A Paulo Cesar Vaz Esmeraldo, chefe do Deptº de Planejamento da Transmissão de FURNAS Centrais Elétricas S.A., pela amizade, sugestões e apoio no desenvolvimento deste trabalho.

Ao professor Ricardo B. Prada, orientador desta dissertação, pela compreensão durante o desenvolvimento do trabalho.

A Jorge Amon Filho, chefe da Divisão de Estudos de Equipamentos de FURNAS Centrais Elétricas S.A., e à amiga Jurema Baptistella Ludwig, pela confiança, apoio e incentivo nos momentos mais difíceis.

RESUMO

A transmissão de energia elétrica através de linhas de transmissão aéreas encontra um grau de dificuldade muito grande na constituição de novas faixas de passagem e licenciamento de obras, devido, principalmente, à questão ambiental.

Por outro lado, a crescente demanda de energia do sistema elétrico leva o sistema de transmissão a uma progressiva elevação do carregamento de seus componentes, incluindo linhas de transmissão. Desta forma, é fundamental o desenvolvimento de técnicas que permitam aumentar a capacidade de transporte de energia a baixo custo com as instalações existentes e a recapacitação de linhas existentes aparece como uma alternativa a ser analisada nos estudos da expansão do sistema de transmissão.

O objetivo deste trabalho é apresentar alternativas de técnicas de recapacitação de linha de transmissão, segundo a ótica do dimensionamento elétrico e da determinação das distâncias mínimas de coordenação de isolamento necessárias na torre, visando maximizar a energia transportada por área ocupada pela faixa da linha de transmissão e com isso, reduzir a necessidade de negociação de novas faixas de passagem com os órgãos de licenciamento e a comunidade, diminuindo o impacto sobre o ambiente e dando maior agilidade na ampliação da capacidade de transporte da malha existente. Busca-se, além disso, identificar, para diferentes níveis de tensão, as possíveis alternativas de recapacitação aplicáveis à linha de transmissão.

ABSTRACT

The construction of new overhead transmission lines is, nowadays, a difficult activity to achieve, as new right-of-ways are not easily being permitted, due to environmental restrictions.

On the other hand, the increase of electrical energy demand leads the transmission system to over load its components, including transmission lines. Therefore, it is extremely important to develop techniques in order to raise energy transmission capacity in low costs using the existent components. Capability increase in existent transmission lines is an alternative to be analyzed in transmission system expansion studies.

This dissertation presents techniques to increase capability in existent transmission lines, according to electrical dimensioning and minimum distances needed in towers evaluated in insulation coordination studies. The aim is to maximize the transport capacity of an existent transmission line, reducing the need of negotiating new right-of-ways permit. This study also identifies, for different voltage levels, the available alternatives of a technique to increase the transmission line capability.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. DEFINIÇÕES E DADOS SOBRE AS LINHAS DE TRANSMISSÃO EM OPERAÇÃO.....	3
2.1. <i>Definições.....</i>	3
2.2. <i>Dados sobre as Linhas de Transmissão em Operação</i>	4
2.2.1. <i>Avaliação de Indicadores</i>	6
2.2.2. <i>Vibrações Eólicas.....</i>	6
2.2.3. <i>Resistência de pé de torre.....</i>	7
2.2.4. <i>Temperatura de Conexões</i>	7
2.2.5. <i>Distâncias Condutor - Solo.....</i>	8
2.2.6. <i>Oxidação de Condutores</i>	8
2.2.7. <i>Avaliação Eletroquímica do Solo.....</i>	9
2.2.8. <i>Monitoração da Poluição</i>	9
2.2.9. <i>Ampacidade.....</i>	10
3. ANÁLISE DAS TÉCNICAS DE RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO.....	11
3.1. <i>Técnicas de Recapacitação de Linhas de Transmissão.....</i>	12
3.1.1. <i>Limite Térmico da Linha de Transmissão</i>	12
3.1.2. <i>Recondutorar a Linha de Transmissão.....</i>	15
3.1.3. <i>Lançar mais um Subcondutor por Fase.....</i>	17
3.1.4. <i>Expandir o Feixe de Subcondutores Existente.....</i>	21
3.1.5. <i>Modificação da Tensão Operativa da Linha de Transmissão</i>	24
3.2. <i>Técnicas de Recapacitação Aplicadas em Diferentes Países.....</i>	26
4. RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO DE DIFERENTES NÍVEIS DE TENSÃO.....	29
4.1. <i>LT's em 138 kV</i>	31
4.1.1. <i>Características Gerais.....</i>	31
4.1.2. <i>Análise de uma Linha de Transmissão em 138 kV: Alteração do Limite Térmico.....</i>	33

4.2. LT's em 230 kV	40
4.2.1.Características Gerais.....	40
4.2.2.Mudança da Tensão Nominal da LT de 230 kV para 345 kV	41
4.3. LT's em 500 kV	55
4.3.1.Características Gerais.....	55
4.3.2.Lançamento de mais um Subcondutor com Expansão do Feixe.....	56
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	60
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	61
7. ANEXOS	64
7.1. Cálculo da Corrente e Temperatura em Condutores - Cabo Linnet 336 MCM.....	64
7.2. Parâmetros e Divisão de Corrente para Análise do Lançamento de um Condutor Auxiliar num Circuito de 138 kV.....	67
7.2.1.Parâmetros Elétricos Circuito de 138 kV.....	67
7.2.2.Estudo da Divisão de Corrente entre os Subcondutores	73
7.3. Cálculo de Parâmetros de uma Linha de Transmissão.....	83
7.3.1.Matriz Impedância Série da Linha	83
7.3.2.Matriz Capacitância Derivação.....	92
7.3.3.Impedância Característica da Linha.....	94
7.3.4.Cálculo da Impedância Característica, variando o raio do feixe de subcondutores e número de subcondutores	95
7.4. Cálculo de parâmetros elétricos para LT's em 500 kV.....	97
7.5. Listagem do Programa CODIN I	101

LISTA DE FIGURAS

<i>FIGURA 3.1 - GRÁFICO DA RELAÇÃO: IMPEDÂNCIA CARACTERÍSTICA DA LT X RAIOS DO FEIXE DE SUBCONDUTORES</i>	<i>23</i>
<i>FIGURA 3.2 - GRÁFICO DA RELAÇÃO: POTÊNCIA CARACTERÍSTICA DA LT X RAIOS DO FEIXE DE SUBCONDUTORES</i>	<i>24</i>
<i>FIGURA 4.1 - SILHUETA DA TORRE DE CIRCUITO DUPLO EM 138kV.....</i>	<i>34</i>
<i>FIGURA 4.2 - NOVA CONFIGURAÇÃO DAS FASES INFERIORES NA TORRE DE 138 kV.....</i>	<i>39</i>
<i>FIGURA 4.3 - SILHUETA DE UMA TORRE CONVENCIONAL DE 345 kV.....</i>	<i>42</i>
<i>FIGURA 4.4 - SILHUETA DE UMA TORRE CONVENCIONAL DE 230 kV.....</i>	<i>42</i>
<i>FIGURA 4.5 - DISTÂNCIAS DE ISOLAMENTO FASE-TERRA PARA TENSÃO MÁXIMA OPERATIVA.....</i>	<i>47</i>
<i>FIGURA 4.6 - ESQUEMA DOS PONTOS DE MEDIÇÃO DE SOBRETENSÕES NA LINHA.....</i>	<i>49</i>
<i>FIGURA 4.7 - TORRE DE SUSPENSÃO - RISCO DE FALHA NA FASE EXTERNA (CADEIA EM I).....</i>	<i>50</i>
<i>FIGURA 4.8 - TORRE DE SUSPENSÃO - RISCO DE FALHA NA FASE EXTERNA (CADEIA EM V).....</i>	<i>51</i>
<i>FIGURA 4.9 - TORRE DE ANCORAGEM - RISCO DE FALHA NA FASE EXTERNA (CADEIA EM I).....</i>	<i>51</i>
<i>FIGURA 4.10 - DISTÂNCIAS MÍNIMAS PARA AS FASES EXTERNAS.....</i>	<i>53</i>
<i>FIGURA 4.11 - DISTÂNCIAS MÍNIMAS PARA A FASE CENTRAL</i>	<i>53</i>
<i>FIGURA 4.12 - TORRE DE 230 kV A SER OPERADA EM 345 kV.....</i>	<i>54</i>
<i>FIGURA 4.13 - SILHUETA DE UMA TORRE CONVENCIONAL DE 500 kV.....</i>	<i>58</i>
<i>FIGURA 4.14 - CONFIGURAÇÃO DO FEIXE EXISTENTE E FEIXE PROJETADO PARA A TORRE DE 500kV.....</i>	<i>58</i>
<i>FIGURA 7.1 - FEIXE DE CONDUTOR COM N SUBCONDUTORES</i>	<i>91</i>
<i>FIGURA 7.2 - SIMPLIFICAÇÃO PARA FEIXES CIRCULARES SIMÉTRICOS</i>	<i>91</i>

LISTA DE TABELAS

<i>TABELA 3.1- AMPACIDADE PARA LT'S DE 138 kV- COM 1 CABO LINNET 336MCM, FORMAÇÃO 26/7, ALUMÍNIO/AÇO</i>	<i>12</i>
<i>TABELA 3.2 - VALORES DE AMPACIDADE NUMA LINHA DE 138 kV PARA DIFERENTES SUBCONDUTORES.....</i>	<i>18</i>
<i>TABELA 3.3 - DIVISÃO DE CORRENTE ENTRE O CABO 556MCM E O SUBCONDUTOR AUXILIAR.....</i>	<i>19</i>
<i>TABELA 4.1 - CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DE LT 'S CONVENCIONAIS DE UM SISTEMA DE TRANSMISSÃO</i>	<i>30</i>
<i>TABELA 4.2 - CURVA DE SUPORTABILIDADE DO ISOLAMENTO FASE-FASE PARA O 138 kV.....</i>	<i>38</i>
<i>TABELA 4.3 - DISTÂNCIAS MÍNIMAS PARA O ISOLAMENTO FASE-TERRA À TENSÃO OPERATIVA.....</i>	<i>46</i>
<i>TABELA 4.4 - DISTÂNCIA DE ISOLAMENTO EM REPOUSO ($D_{REPOUSO}$).....</i>	<i>48</i>
<i>TABELA 4.5 - PERFIL DE SOBRETENSÕES NA LINHA</i>	<i>49</i>
<i>TABELA 4.6 - RESULTADOS OTLIN.....</i>	<i>59</i>

1. INTRODUÇÃO

A transmissão de energia elétrica através de linhas de transmissão aéreas (LT's) encontra hoje um grau de dificuldade muito grande na constituição de novas faixas de passagem e licenciamento de obras, pois a questão ambiental tornou-se um obstáculo crescente à adição de novas LT's ao sistema de transmissão. Por outro lado, a crescente demanda de energia do sistema elétrico leva o sistema de transmissão a uma progressiva elevação do carregamento de seus componentes e qualquer um deles pode, individualmente ou em conjunto, limitar a potência transmissível.

Na busca pelo aumento da capacidade de transporte das LT's, diversos avanços tecnológicos foram realizados nos últimos anos, permitindo uma análise de alternativas baseada em cálculos menos conservativos. A adoção de equipamentos modernos de compensação reativa série ou paralela são exemplos de soluções que permitem aumentar a capacidade de transporte de LT's, especialmente quando o fator limitante está associado, por exemplo, a quedas de tensão ou estabilidade.

No que se refere a LT's, é fundamental hoje o desenvolvimento de técnicas que permitam aumentar a capacidade de transporte de energia a baixo custo, a partir das instalações existentes. Sendo assim, a recapacitação de LT's existentes aparece como uma alternativa a ser analisada nos estudos da expansão do sistema de transmissão.

O aspecto importante na recapacitação de LT's em operação é a maximização da energia transportada por área ocupada pela faixa da linha de transmissão. Isto reduz a necessidade de negociação de novas faixas de passagem com os órgãos de licenciamento e a comunidade, trazendo menor impacto sobre o ambiente e maior agilidade na ampliação da capacidade de transporte da malha existente.

O objetivo deste trabalho é apresentar alternativas de técnicas de recapacitação de LT's, segundo a ótica do dimensionamento elétrico e distâncias mínimas de coordenação de isolamento necessárias na torre, visando otimizá-las para aproveitar melhor as faixas de passagem existentes. Busca-se, além disso, identificar, para diferentes níveis de tensão, as possíveis alternativas de recapacitação aplicáveis à linha de transmissão.

2. DEFINIÇÕES E DADOS SOBRE AS LINHAS DE TRANSMISSÃO EM OPERAÇÃO

2.1. DEFINIÇÕES

Visando esclarecer a abrangência do termo recapacitação, algumas definições estão relacionadas a seguir, sendo baseadas em conceitos introduzidos pelo IEEE [1].

Capacidade da linha de transmissão (capacity): está associada à potência da instalação.

Disponibilidade da linha de transmissão (up-time ou availability): refere-se ao tempo total em que a linha está em operação normal.

Capabilidade da linha de transmissão (capability): refere-se à energia suprida pela linha, resultando da combinação de capacidade e disponibilidade, isto é: $\text{capabilidade} = \text{capacidade} \times \text{disponibilidade}$.

Repotencialização da linha de transmissão (up rate): elevação da capacidade da linha com alteração do projeto original.

Requalificação da linha de transmissão (up grade): aumento da disponibilidade com alteração do projeto original.

Regradação da linha de transmissão: elevação das características nominais, face a mudança de critérios, ou introdução de monitorações específicas.

Restauração da linha de transmissão (refurbishment): recuperação ou melhoria da capabilidade (resultado da combinação de capacidade e disponibilidade) original do projeto.

Recapacitação da linha de transmissão: qualquer medida tomada com relação a uma linha de transmissão, seja para restauração das condições físicas, alterações em características de projeto ou limites operativos.

Ou seja, o termo recapacitação de uma linha de transmissão engloba a repotencialização, requalificação, regradação e restauração ou ainda qualquer combinação dos termos citados.

Uma vez que, pelas definições relacionadas acima, verifica-se que a análise de recapacitação é feita para linhas de transmissão em operação, dados reais sobre a linha em estudo devem ser levantados, considerando que um aspecto importante na análise da recapacitação da linha é o conhecimento prévio com relação à região do traçado da LT, além da forma como as condições ambientais afetaram ao longo dos anos cada um de seus componentes.

2.2. DADOS SOBRE AS LINHAS DE TRANSMISSÃO EM OPERAÇÃO

Alguns dados das linhas de transmissão, listados a seguir, devem ser monitorados para se definir as necessidades e possibilidades na recapacitação da linha de transmissão. Estes podem ter influência direta no desempenho elétrico da LT:

- Distâncias condutor-solo;
- Ventos;
- Temperatura ambiente;
- Poluição;
- Resistência de pé de torre;
- Ampacidade.

Ou, podem ter uma influência maior no desempenho mecânico da LT, o que consequentemente afetará o desempenho elétrico em algum momento:

- Vibrações Eólicas;
- Oxidação de Condutores;
- Temperatura de Conexões;
- Avaliação Eletroquímica do Solo.

Estes dados sobre as linhas de transmissão existentes devem ser levantados de modo a apresentar uma visão geral da mesma, subsidiando decisões quanto à recapacitação da linha

ou indicando pontos que possam ser alterados e melhorados aproveitando a análise específica da LT em questão.

Antes da recapacitação é muito importante identificar o estado da instalação da LT no que se refere ao ponto específico sob análise, determinando o tempo de vida útil remanescente do componente em foco. Deve-se montar uma base de dados referencial para se avaliar a efetividade de ações de recapacitação subsidiando análises de viabilidade técnico-econômica da técnica de recapacitação da instalação a ser adotada.

Qualquer que seja a técnica de recapacitação das linha de transmissão a primeira medida a ser tomada é a revisão do perfil topográfico da LT permitindo que as decisões sejam tomadas a partir de dados confiáveis, uma vez que, em geral, a análise será feita para LT's antigas, cujo perfil original pode ter sofrido alterações significativas, ou apresentar erros em decorrência de alterações para as quais não foram efetuadas as respectivas revisões nos projetos.

No levantamento do perfil da LT existente os seguintes aspectos devem ser identificados, no sentido de mostrar dados atuais a serem considerados sobre a linha:

- Condições gerais da faixa de segurança no que se refere à necessidade de manutenção;
- Condições gerais das estruturas no que se refere à corrosão, peças danificadas ou peças faltantes;
- Estado geral das fundações na região mais sujeita à corrosão (nível do solo), e provável solução a ser adotada (limpeza e pintura, reparo parcial, reforço ou substituição);
- Estado geral da sinalização existente (pintura e/ou esferas), e identificação de novos pontos a serem sinalizados;
- Estado geral dos aterramentos das estruturas no que se refere às conexões e integridade;
- Estado geral dos aterramentos de cerca e identificação de novos casos;
- Identificação de novos obstáculos como benfeitorias, travessias, etc.;
- Identificação dos pontos de ocorrência de vandalismo.

Além disso, os principais elementos de uma LT que devem ser monitorados [2], de modo a definir as necessidades e possibilidades na recapacitação da LT, listados

anteriormente, estão resumidamente apresentados a seguir. A partir da compilação de todos estes dados, será analisada cada possibilidade de técnica de recapacitação da linha de transmissão, considerando a potência que esta deve transmitir.

2.2.1. Avaliação de Indicadores

As análises das condições operativas realizadas pelos órgãos de manutenção aferem as dificuldades operacionais através da prévia identificação dos pontos críticos e conseqüente adoção de medidas preventivas necessárias a superação dos mesmos. As taxas de falha (transitórias, permanentes, desligamentos) e o tempo médio de reparo dão informações valiosas para que se possa examinar o desempenho das linhas de transmissão. A comparação das taxas de falha da linha em estudo com as taxas de outras linhas, bem como a evolução desses índices ao longo do tempo, dão importantes subsídios para a análise que se pretende fazer. A taxa de defeitos e o custo realizado com a manutenção da linha também representam informações essenciais à tomada de decisão quanto à viabilidade da recapacitação.

2.2.2. Vibrações Eólicas

Este fenômeno é provocado por ventos transversais brandos (em torno de 2 m/s) os quais incidem sobre os condutores que, quando submetidos a trações mecânicas superiores a 20% de suas cargas de ruptura, absorvem tais energias e as transmite aos pontos de suspensão. Esses pontos podem ser gradativamente deteriorados por fadiga mecânica do material, requerendo cuidados especiais de montagem e monitoração. A evolução desses desgastes pode provocar a ruptura parcial dos condutores, caracterizando um defeito de difícil localização visual à distância. As inspeções especiais são realizadas com a instalação desenergizada e envolve grandes recursos humanos e materiais, quando realizada de forma disseminada e em larga escala. A forma preditiva de se atacar o problema está direcionada a se identificar a presença do fenômeno através da instalação de vibrógrafos, os quais necessitam permanecer na linha, registrando o fenômeno durante um período mínimo de 7 dias, face ao surgimento aleatório do mesmo. Durante tal monitoramento, são também

registrados a temperatura ambiente, velocidade do vento e direção. O perfeito desempenho da linha, quanto a vibrações eólicas, estará assegurado a partir da identificação da ausência do fenômeno, mesmo tendo ocorrido ventos brandos transversais à linha de transmissão (1 a 6 m/s) e temperaturas baixas ($<20^{\circ}\text{C}$). No exterior, existem sensores inteligentes que permitem avaliar o estado de degradação do condutor e a sua vida útil remanescente, mantendo-se as condições médias reinantes, quando da realização do monitoramento.

2.2.3. Resistência de pé de torre

A resistência de aterramento de estruturas (resistência de pé de torre), representa um parâmetro que responde diretamente pelo desempenho das linhas de transmissão, quando submetidas a descargas atmosféricas. Tradicionalmente, os ensaios de resistência de pé de torre são realizados com o auxílio de medidores de resistência de terra, do tipo MEGGER. As dificuldades para realização de tais ensaios residem principalmente na necessidade de se isolar a estrutura sob ensaio do cabo pára-raios. A utilização de medidor de resistência em alta frequência pode superar tais dificuldades desde que sejam avaliadas possíveis necessidades de compensação. O resultado das medições pode indicar a necessidade de redução da resistência de aterramento, para melhorar o desempenho elétrico da linha de transmissão quanto a descargas atmosféricas.

2.2.4. Temperatura de Conexões

O aquecimento das conexões elétricas é um problema grave em um sistema de potência, face a sua característica evolutiva que pode conduzir a dilatações que eliminam por completo os contatos elétricos necessários ao transporte da energia elétrica. Geralmente é fruto da inadequação dos materiais utilizados nessas conexões ou do projeto de fixação do conector ou ainda dos torques utilizados em sua fixação. Convencionalmente são utilizados termovisores para avaliar o “estado térmico” dessas conexões. Esses instrumentos não são tradicionalmente utilizados em linhas de transmissão, no Brasil, apesar da existência de modelos voltados particularmente para essas aplicações. Os modelos de última geração

permitem a realização de ensaios durante o dia, através da utilização interna de filtros solares, além de viabilizar tais inspeções por via aérea, incorporando facilidades do tipo gravação das imagens visuais e térmicas e posterior processamento digital.

2.2.5. Distâncias Condutor - Solo

As distâncias (“clearances”) condutor-solo representam um parâmetro fundamental na identificação da capacidade de carregamento elétrico de linhas de transmissão, no sentido de assegurar que os condutores, mesmo aquecidos pelo efeito Joule e ação do Sol, não violem as condições de segurança estabelecidas em normas técnicas. A aferição dessas distâncias requer uma avaliação do comportamento eletromecânico da linha de transmissão, a partir do qual se possa identificar vãos críticos a serem corrigidos ou monitorados em condições de carregamento normal ou contingências. Essas aferições devem incorporar a degradação superficial gradativa dos condutores que acarretam em seu “enegrecimento”, perda das características de troca de calor com o meio ambiente e conseqüente diminuição da capacidade de transporte de energia elétrica na presença de raios solares. Deve-se buscar, inclusive, em condições de carregamentos especiais, a possibilidade de monitoração “on line” dessas distâncias, de tal forma a assegurar o atendimento à demanda de energia elétrica. O CEPEL vem desenvolvendo protótipos de sensores de temperatura e corrente, aplicando tecnologias de fibras óticas. Como alternativa à aferição das distâncias condutor -solo está sendo testada a medição da tensão mecânica nos cabos.

2.2.6. Oxidação de Condutores

A oxidação em condutores ocorre na alma de aço, após longos períodos de operação e pode ser acelerada em decorrência da agressividade do meio ambiente (umidade, acidez, etc.). A preocupação reside no enfraquecimento mecânico do condutor e conseqüente ruptura do mesmo. Como método de ensaio são utilizadas medições especiais que permitem aferir o estado da alma de aço, sem a necessidade de desligamento da linha, podendo-se, inclusive, inferir quanto ao tempo de vida útil remanescente do cabo condutor.

Esses instrumentos já foram desenvolvidos, entretanto não são comercializados. Os serviços são prestados, fornecendo-se ao contratante os diagnósticos desejados.

2.2.7. Avaliação Eletroquímica do Solo

Esses ensaios têm o propósito de, a partir da avaliação das características eletroquímicas do solo, se inferir quanto ao estado de oxidação das partes metálicas estruturais enterradas, de tal forma a se evitar dispendiosas escavações com o mesmo propósito.

2.2.8. Monitoração da Poluição

A poluição de isoladores ocorre através da deposição de contaminantes quer sejam de origem industrial, marítima ou ambiental. Esses depósitos, juntamente com a presença da umidade, e tensão elétrica mais elevada propiciam o surgimento de descargas superficiais que podem evoluir para o fechamento de uma arco de corrente sobre a cadeia de isoladores e conseqüente interrupção no fornecimento de energia. Os processos de monitoração da contaminação dos isoladores mais utilizados são:

- Inspeções noturnas - visam observar a presença de cintilações provenientes de descargas parciais nas superfícies dos isoladores;
- Medição de ESDD - a medição é feita nas cadeias que apresentam mais cintilações na inspeção noturna e visa determinar as condições reais da contaminação da instalação;
- Análise química dos contaminantes - permite indicar a origem da fonte poluidora, tipos de sais encontrados, grau de aderência ao dielétrico e composição do contaminante;
- Medição de corrente de fuga – avalia a severidade da contaminação, levando em consideração o efeito combinado da poluição e das condições de umedecimento.

2.2.9. Ampacidade

A ampacidade de uma linha de transmissão é o limite de carregamento de corrente desta LT. Este limite relaciona o limite térmico do condutor, a corrente que circula no condutor e as distâncias de segurança da LT estabelecidas em norma.

Na fase de projeto da LT, as alturas mínimas condutor-solo são somadas às flechas do condutor calculadas em função de uma temperatura que o condutor pode atingir (temperatura de projeto) e dos comprimentos dos vãos estabelecendo uma altura mínima para as torres de cada vão. A temperatura do condutor é um dos elementos a ser considerado no projeto de uma LT e está relacionado à corrente que vai circular no mesmo. A relação não é direta, depende não só da corrente mas também da resistência ôhmica do condutor e das condições ambientais na região percorrida pela linha de transmissão, como temperatura ambiente, velocidade e direção do vento, radiação solar e oxidação do condutor, sendo estas, variáveis aleatórias.

Tradicionalmente estes cálculos são feitos com dados das condições ambientais típicas da região onde a LT é construída, dados que são conservativos na maioria dos projetos visando reduzir a probabilidade de riscos de falha da linha ou de violação das distâncias de segurança condutor-solo estabelecidas.

Internacionalmente, já existe um sistema de monitoração sendo comercializado (CAT 1 - "Transmission Line Monitoring System - The Valley Group) e referências de utilização deste sistema [3]. Consiste da implementação de dispositivos em pontos estrategicamente escolhidos da LT, vãos críticos por exemplo, que medem a tensão mecânica do condutor além das condições ambientais neste ponto (velocidade do vento e temperatura ambiente). Este monitoramento permite aumentar a capacidade da linha de transmissão, aproveitando os momentos com condições ambientais favoráveis, para aumentar a corrente a circular na linha.

3. *ANÁLISE DAS TÉCNICAS DE RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO*

Após a identificação do estado da instalação da LT no que se refere ao ponto específico sob análise, determinando o tempo de vida útil remanescente do componente em foco. Montada a base de dados referencial do estado real da linha de transmissão, com as condições ambientais de toda a região do traçado da linha e os demais elementos monitorados, conforme o capítulo anterior, cada LT do sistema de transmissão deve ser analisada visando identificar as modificações que permitam o atendimento de uma carga mais elevada.

De forma geral, em todo o mundo, o crescimento da preocupação com aspectos relacionados as interferências das LT's com o meio ambiente faz com que os países invistam em técnicas de recapacitação das linhas existentes em detrimento da construção de novas LT's.

A escolha do que será alterado na linha, de modo a que esta transmita mais energia, é a determinação da técnica de recapacitação a ser adotada para determinada LT. A seguir, são listadas algumas alternativas de técnicas de recapacitação de linhas de transmissão, como possibilidades de alteração nas LT's existentes:

- Alterar o limite térmico da LT;
- Recondutorar a LT com aumento da seção condutora;
- Lançar mais um subcondutor por fase (aumento da seção condutora);
- Expandir o feixe de subcondutores existente (redução da reatância);
- Lançar mais um subcondutor com expansão do feixe (aumento da seção condutora e redução da reatância);
- Recondutorar a LT com uso de condutores de liga de alumínio termo-resistentes;
- Recondutorar a LT com novos tipos de condutores;
- Modificação da tensão operativa da LT.

Cada concessionária de Energia busca a alternativa mais viável técnica e economicamente. Esta procura é baseada na análise de características específicas de cada

linha de transmissão e de suas funções dentro do sistema elétrico a que está associada, combinando facilidades e dificuldades de cada país.

3.1. TÉCNICAS DE RECAPACITAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

3.1.1. Limite Térmico da Linha de Transmissão

O limite térmico reflete a característica termo-mecânica da própria linha. A temperatura do condutor é determinada pela equação de equilíbrio térmico, e na temperatura máxima deve-se respeitar as distâncias de segurança ditadas por norma, sendo limitada a um valor que não cause danos ao condutor.

Os cálculos de ampacidade determinam a corrente que é permitida circular no condutor até que o mesmo atinja determinada temperatura e com isso tenha uma flecha que determina a distância mínima para o solo em cada vão. Tal distância, ao longo de toda a LT, deve ser maior que a distância mínima condutor-solo estabelecida em norma.

Um cálculo determinístico da ampacidade de uma linha de 138 kV com um cabo Linnet 336MCM de formação 26/7, alumínio/aço, foi feito apenas para ilustrar a possibilidade de variação dos valores de corrente alcançados alterando-se a velocidade do vento e a temperatura ambiente da região. Os cálculos correspondentes estão no anexo 7.1, e a tabela 3.1 apresenta um resumo dos resultados.

Tabela 3.1- Ampacidade para LT's de 138 kV- com 1 Cabo Linnet 336MCM, Formação 26/7, Alumínio/Aço

Temperatura Ambiente	Velocidade do vento	Temperatura do condutor		Temperatura do condutor	
		70° C	100° C	70° C	100° C
		Ampacidade com sol		Ampacidade sem sol	
30° C	0,00 m/s	259 A	428 A	371 A	498 A
	0,61 m/s	446 A	610 A	516 A	658 A
	1,00 m/s	501 A	675 A	567 A	721 A
35° C	0,00 m/s	218 A	405 A	344 A	478 A
	0,61 m/s	408 A	585 A	483 A	635 A
	1,00 m/s	460 A	648 A	531 A	696 A
40° C	0,00 m/s	169 A	380 A	315 A	457 A
	0,61 m/s	366 A	560 A	448 A	612 A
	1,00 m/s	414 A	620 A	492 A	670 A

A tabela 3.1 permite analisar a influência da temperatura ambiente e da velocidade do vento no cálculo da Ampacidade. Os resultados mostram que, para uma temperatura de projeto da LT de 70°C, a ampacidade pode ser reduzida em 35%, 18% e 17% se, no cálculo, a temperatura ambiente da região variar de 30°C para 40°C e a velocidade do vento for, respectivamente, 0m/s, 0,61m/s e 1,0m/s.

Para uma mesma temperatura ambiente dependendo da velocidade do vento a ampacidade pode ter uma variação de mais de 100 %, considerando a região sem vento ou com uma velocidade de vento de 1,0 m/s.

Com esta pequena análise pode-se verificar a possibilidade de otimização na ampacidade das LT 's existentes em função das condições ambientais consideradas no projeto e condições ambientais reais e variáveis.

O primeiro passo no sentido de se alterar os valores calculados para o projeto da LT é se levantar as características reais da região onde a LT está em operação, na procura por valores reais menos conservativos e consequentemente maiores para o limite de carregamento da LT.

No Brasil, foi desenvolvida uma metodologia probabilística para o cálculo da ampacidade das linha de transmissão com cabos aéreos de alumínio/aço. Esta metodologia é um avanço em relação à metodologia determinística, tendo sido desenvolvida no âmbito de uma força tarefa do GCOI envolvendo diversas empresas do setor elétrico, além do Centro de Pesquisas em Engenharia Elétrica (CEPEL), estando disponível nas empresas na forma de programa computacional [4].

O método estatístico leva em conta a aleatoriedade das grandezas que influem na determinação da temperatura dos cabos (corrente, temperatura ambiente, radiação solar e velocidade e direção do vento). A ampacidade da LT é determinada em função do risco de falha do espaçamento mínimo e do risco térmico em relação a uma dada temperatura, de tal forma que, respeitadas ambas as restrições, se tenha um risco de falha total muito pequeno. Estipulando-se o risco de falha máximo desejado, calcula-se o espaçamento mínimo que deverá ser mantido entre condutor e solo, obtendo-se a temperatura máxima que o condutor poderá atingir e consequentemente a ampacidade da LT. O método estatístico requer a

utilização de dados meteorológicos com registros simultâneos das condições ambientais por período de vários anos. Para tanto é necessário dispor-se de uma rede de estações meteorológicas que possibilite caracterizar as diferentes condições ambientais da região onde se encontra a LT. O programa computacional disponível possui um banco de dados elaborado pelo CEPEL, constituído por registros por períodos de 10 ou 20 anos de 29 estações existentes nos aeroportos operados pela DEPV. Nesses registros encontram-se dados horários da temperatura ambiente, velocidade e direção dos ventos e quantidade de nuvens.

Outro ponto a ser considerado é a que temperatura o condutor pode chegar, sem perder suas características mecânicas, o que pode ser a temperatura de projeto da LT. Vale salientar que, as distâncias mínimas para o solo, bem como o perfil da linha, são baseados neste valor de temperatura de projeto, que tende a ser conservativo. As LT's antigas de FURNAS adotaram o valor de 60°C no projeto, enquanto que as LT's mais recentes já adotaram uma temperatura de 75°C (o que quer dizer que as estruturas das linhas recentes são mais altas, pois foram projetadas para flechas maiores). A literatura mostra que o condutor de alumínio com alma de aço comumente utilizado no Brasil pode atingir uma temperatura de 90 °C conservando as suas características mecânicas. Ou seja, poderíamos permitir que se elevasse a corrente circulando no cabo até que ele atingisse tal temperatura o que traria um aumento de considerável na corrente transmitida.

O problema é que, como a LT foi projetada para um carregamento menor, essa elevação de temperatura e corrente acarreta num aumento na flecha do condutor, diminuindo a distância para o solo, podendo violar as distâncias de segurança.

A adoção de um novo limite térmico, permitindo um novo carregamento para a LT faz com que alguns pontos devem ser analisados na LT existente:

- Cálculo da nova flecha do condutor efetuado vão a vão;
- Análise de todos os vãos da linha quanto a verificação das distâncias de segurança mínimas do condutor para o solo;
- Determinar os vãos críticos para violação das distâncias de segurança e escolha da técnica a ser adotada para se evitar o problema, implicando em:
 - ✓ retensionamento do condutor;

- ✓ troca de cadeias de ancoragem por ancoragem móvel (ou semi-ancoragem);
- ✓ troca de mísulas (braços da torre) e cadeia de isoladores por isoladores poliméricos rígidos;
- ✓ inserção de uma estrutura nova ou poste no meio do vão;
- ✓ raspagem do solo;

3.1.2. *Recondutorar a Linha de Transmissão*

Esta alternativa consiste na troca do condutor existente por um outro condutor.

Adotar um condutor de maior seção, automaticamente eleva a capacidade de transporte de corrente da LT. O condutor escolhido para substituir o existente deverá apresentar uma maior capacidade de corrente, que varia diretamente com diâmetro do mesmo. Esta alteração acarreta estudos de carregamentos mecânicos, esforços transversais e longitudinais de todas as estruturas da LT em operação.

Sendo assim, a escolha do novo condutor deverá ser função da análise das torres já existentes, dos esforços que individualmente podem suportar, e da possibilidade de reforços estruturais se necessário. Nesta avaliação, se constatado um projeto conservativo, com folga nestes aspectos, pode-se adotar o recondutoramento com um condutor de seção transversal maior.

Caso isto não seja possível, cabe considerar o emprego de condutores com características construtivas diferentes que atendam às necessidades de transmissão de potência e limites de esforços mecânicos a que as torres da linha podem ser submetidos.

As comparações de custo desta alternativa são relacionadas a seleção do novo condutor com os reforços estruturais necessários e do desenvolvimento de novos condutores que permitam uma capacidade de corrente maior, mantendo as condições mecânicas do condutor anterior e evitando a necessidade de reforços nas estruturas. Sob esse aspecto são desenvolvidas duas linhas de estudo:

3.1.2.1. Cabos Termo-Resistentes

O alumínio termo-resistente (TAL) é uma liga onde são acrescentados alguns aditivos ao alumínio puro [5]. A bibliografia especializada sobre metalurgia cita alguns destes componentes aditivos que podem melhorar as características do alumínio submetido a temperaturas mais elevadas. Os cabos fabricados com esta liga apresentam características de recozimento e fluência em alta temperatura significativamente melhoradas em relação ao alumínio 1350. Devido a estas características, um condutor com esta liga pode ser utilizado em regime contínuo de trabalho em temperaturas de até 150°C, sem que haja deterioração das características mecânicas tais como tração, alongamento e dureza. Com condutores de alumínio 1350, a temperatura máxima recomendável para regime contínuo de trabalho, conforme bibliografia internacional pertinente, está em torno de 90°C.

Considerando estas premissas, e as mesmas condições ambientais (vento, sol, temperatura ambiente) o cabo de liga apresenta, em relação a um cabo de alumínio puro de mesma bitola, uma capacidade de corrente até 50% maior. Por outro lado, para uma mesma capacidade de corrente, um condutor de liga teria uma área transversal aproximadamente 50% menor e redução de 20% a 30% no diâmetro externo, com redução significativa nos esforços sobre os suportes de uma linha de transmissão. Ainda considerando mesma bitola, o cabo de liga apresenta mesmo peso por km e mesma carga de ruptura que o cabo convencional. A condutividade, que no alumínio puro é de 61% do padrão IACS, tinha um valor, no início do desenvolvimento da liga, de aproximadamente 60% IACS.

Para comprovar as características mecânicas dos cabos desenvolvidos, ensaios foram realizados em três etapas distintas de acordo com o tempo de utilização dos cabos numa LT experimental [6]; ensaios antes da instalação, com um quadrimestre de uso e no final da experiência (12 meses). A conclusão foi que a aplicação da liga TAL, em climas tropicais, é perfeitamente adaptável, uma vez que, os valores de esticamento do cabo podem ser ampliados para compensar o aumento da flecha em alta temperatura de projeto, sem perda de confiabilidade da linha. Em países tropicais, a ocorrência de neve é praticamente desprezível. O aumento da capacidade de transmissão, proporcionada pela utilização da liga TAL, pode ser

viável economicamente, uma vez que, as condições e restrições de projeto são atendidas, isto é, utilizam-se as mesmas estruturas e flechas do cabo de liga Al 1350.

O custo final do cabo de liga TAL é 10% maior, mas o aumento no carregamento em 60% justifica sua aplicação. As linhas em fase de estudos de recapitação, recondutoramento, poderão ter cabo de liga TAL, objetivando a redução do diâmetro dos mesmos para uma mesma potência a ser transmitida ou o aumento de potência para o mesmo diâmetro de cabo. Apesar das ligas TAL e Al 1350 terem perdido resistência mecânica e, observando que a perda de resistência mecânica da liga compromete sua vida útil, mecanicamente os cabos passaram pelos ensaios de tração de ruptura normativos. As perdas elétricas e regulação de tensão mais que duplicam com o aumento da temperatura, mas o aumento na potência é expressivo, buscando otimizar os investimentos na expansão do sistema elétrico[6].

3.1.2.2. Cabos Homogêneos e Compactos

Existe ainda a possibilidade de se desenvolver um cabo de alumínio ou liga de alumínio que seja compacto de modo a preservar algumas características mecânicas do cabo existente, além da mesma seção transversal e ser mais condutivo devido às suas características construtivas com formato de fios diferentes (Z ou trapezoidal) e tipo de material, compondo um cabo homogêneo e compacto com a mesma bitola do anterior [7].

3.1.3. Lançar mais um Subcondutor por Fase

Em casos em que a LT tem originalmente um cabo por fase, a idéia é a adição de um cabo auxiliar, ou seja, o lançamento de mais um subcondutor por fase, em posição determinada pelos estudos elétricos e mecânicos.

Nestas soluções é possível determinar, na fase de projeto, a bitola e a posição ideal do novo cabo, de modo a maximizar a capacidade de transporte. Por outro lado, as limitações das estruturas existentes normalmente impedem a adoção da solução teoricamente ótima.

Para uma análise numérica das possibilidades de ganho com esta alternativa são apresentados, a seguir, os resultados de cálculos referentes a uma LT com configuração vertical e um condutor 556 MCM por fase. As listagens com os cálculos, de parâmetros de linhas e divisão de corrente entre os subcondutores, são apresentados no anexo 7.2.

A impedância característica da LT original é de 371,6 Ω , referente a uma potência característica em 138 kV de 51,2 MW. A potência transmitida pela linha nesta configuração está em torno do limite térmico do condutor.

O lançamento de um condutor auxiliar que, nesta análise, considerou-se a possibilidade de outro 556 MCM, bem como alternativas com o 397MCM, 336MCM, 4/0AWG e 3/0AWG, com um espaçamento de 40cm na vertical (abaixo) em relação ao condutor original, foram obtidos resultados de impedâncias características de 259 Ω , 262,5 Ω , 264,5 Ω , 272 Ω e 276,6 Ω , respectivamente. Ou seja, um ganho na potência característica de 34% a 44%, dependendo do condutor auxiliar escolhido.

Em termos de ampacidade, a tabela 3.2 apresenta a capacidade de carregamento de corrente para cada subcondutor mencionado, e os respectivos valores de resistência elétrica para efeito de cálculo das perdas ôhmicas. Os cálculos de ampacidade foram efetuados considerando uma temperatura ambiente média de 30°C, uma velocidade de vento de 0,61 m/s e uma temperatura de operação do cabo de 60°C, em regime normal e 90°C, em regime de emergência.

Tabela 3.2 - Valores de Ampacidade numa Linha de 138 kV para Diferentes Subcondutores

Condutor	Regime Normal				Regime de Emergência			
	Corrente (A)	Potência (MW)	Resistência (Ω /km)	Perdas (kW/km)	Corrente (A)	Potência (MW)	Resistência (Ω /km)	Perdas (kW/km)
556 MCM	626	150	0,117	137,5	852	204	0,129	281,5
397 MCM	504	120	0,163	124,2	686	164	0,180	254,2
336 MCM	453	108	0,192	118,2	616	147	0,212	241,8
4/0 AWG	307	73	0,363	102,6	421	101	0,394	209,1
3/0 AWG	268	64	0,444	95,7	365	87	0,489	195,6

A análise da configuração da linha com a definição do novo subcondutor, passa pelo cálculo da divisão de correntes entre os subcondutores com características diferentes, e deve considerar o cálculo das perdas ôhmicas e a determinação da ampacidade da linha com o novo subcondutor.

Para estes casos simulados, a divisão de corrente entre o 556MCM e o subcondutor auxiliar estão na tabela 3.3. Nesta tabela, consta também a corrente em cada subcondutor para diferentes valores de potência transmitida.

Tabela 3.3 - Divisão de Corrente entre o cabo 556MCM e o Subcondutor Auxiliar

Feixe	Subcondutor	Divisão de corrente (%)	200 MW		300 MW	
			Corrente no Subcontutor (A)	Perdas na Linha (kW/km)	Corrente no Subcontutor (A)	Perdas na Linha (kW/km)
556 MCM + 556 MCM	556 MCM	50	418	117,4	628	276,1
	556 MCM		418		628	
556 MCM + 397 MCM	556 MCM	53	443	138,7	665	334,6
	397 MCM	47	393		590	
556 MCM + 336 MCM	556 MCM	54	452	150,9	678	375,2
	336 MCM	46	385		577	
556 MCM + 4/0 AWG	556 MCM	60	502	209,2	753	528,1
	4/0 AWG	40	335		502	
556 MCM + 3/0 AWG	556 MCM	63	527	225,6	791	583,4
	3/0 AWG	37	310		464	

A partir dos valores das tabelas 3.2 e 3.3, verifica-se que:

- o limite térmico de transmissão da linha com um condutor 556 MCM é 150 MW;
- numa recapacitação da linha para 200 MW:
 - ✓ sem o lançamento de outro subcondutor, acarreta o condutor existente trabalhar em regime normal a 90°C, temperatura para regime de emergência;
 - ✓ com o lançamento de mais um condutor 556MCM, cada condutor trabalha em uma temperatura mais baixa, uma vez que a corrente em cada subcondutor é menor. A perda em valores absolutos é reduzida de 137,5 kW/km para 117,4 kW/km (14,6%). Em valores percentuais, relativos à potência transmitida, para uma linha de 100km, o valor da perda cai de 9,1% para 5,9%;

- ✓ com o lançamento de um condutor auxiliar 397MCM, os subcondutores trabalham numa temperatura abaixo dos 60°C . Em valores percentuais, relativos à potência transmitida, para uma linha de 100km, as perdas são reduzidas de 9,1% para 6,9%;
- ✓ de forma semelhante, com o lançamento de um condutor auxiliar 336MCM, os subcondutores trabalham numa temperatura abaixo dos 60°C . E para os valores percentuais, relativos à potência transmitida, na linha de 100km, a redução das perdas passa de 9,1% para 7,5%;
- ✓ se o condutor auxiliar fosse o 4/0 AWG ou o 3/0 AWG, estes trabalhariam a uma temperatura um pouco superior aos 60°C . Os valores percentuais das perdas, relativos à potência transmitida, na linha de 100km, aumentariam 9,1% para 10,5% e 11,3%, respectivamente;
- numa recapacitação da linha para 300 MW:
 - ✓ sem o lançamento de outro subcondutor, o condutor existente trabalharia numa temperatura acima de 120°C , podendo prejudicar as características mecânicas do alumínio;
 - ✓ com o lançamento de mais um condutor 556MCM, cada condutor a uma temperatura próxima aos 60°C , de regime normal. A perda, em valores percentuais, relativos à potência transmitida, para uma linha de 100km, permanece em torno de 9%;
 - ✓ com o lançamento de um condutor auxiliar, seja o 397MCM, o 336 MCM, o 4/0 AWG ou o 3/0 AWG, estes trabalham numa temperatura acima de 70°C (no caso do 4/0 AWG e do 3/0 AWG, acima de 120°C) . Além disso, as perdas, em valores percentuais, relativos à potência transmitida, para a linha de 100km, aumentam de 9% para 11,1%, 12,5%, 17,6% e 19,4%, respectivamente com cada subcondutor auxiliar;

Esta análise é ilustrativa, tentando mostrar a atenção que deve ser dada aos aspectos de ampacidade, divisão de corrente e ampacidade na definição do lançamento de um condutor auxiliar. O desenvolvimento de um estudo neste sentido está relacionado à comparação de custos dos condutores, instalação e perdas. A análise completa resulta na otimização da potência característica alcançada, corrente a ser transmitida com um mínimo de perdas na LT.

3.1.4. Expandir o Feixe de Subcondutores Existente

A expansão do feixe de condutores é uma simplificação do conceito de linha de potência natural elevada (LPNE). A LPNE consiste de uma inovação conceitual para a transmissão de energia elétrica. A inovação é a mudança da tradicional distribuição circular dos subcondutores nas fases para uma configuração com uma diferente disposição geométrica, com um número maior de subcondutores, procurando uma combinação adequada entre fases e visando alcançar aumentos expressivos na capacidade de transmissão da linha.

O conceito dessa transmissão é adaptar melhor o uso da superfície dos condutores, ou seja, o aumento da capacidade de transmissão é possível através de uma melhor distribuição do campo elétrico nos condutores, visando seu valor máximo admissível.

Através de simplificações, partindo das equações tradicionais de eletromagnetismo na análise das relações entre tensões e correntes, chegamos à seguinte equação de potência característica: [8]

$$P_c \approx \frac{1}{20} * n * r_0 * U * E_{ad} * k_{ut}$$

onde

$$k_{ut} = \frac{E_{\max}}{E_{ad}} * \frac{1}{k_i}$$

- n - número de condutores no feixe;
- r_0 - raio do condutor;
- U - tensão fase-terra;
- E_{ad} - Campo elétrico admissível na superfície dos condutores;
- k_{ut} - coeficiente de utilização;
- $E_{\max}$ - campo elétrico máximo na superfície dos condutores;
- k_i - coeficiente de irregularidade da distribuição das cargas e campos superficiais nos condutores.

Pela equação, a potência característica da linha é diretamente proporcional à tensão, número de condutores no feixe, raio do condutor, campo elétrico superficial admissível e coeficiente de utilização.

Essas variáveis contudo são interdependentes mas, definindo uma tensão e o tipo do condutor, é possível obter um acréscimo na potência característica aumentando o número de condutores, para um determinado fator de utilização. Isso só é possível fazendo modificações na configuração geométrica do feixe, pois para um arranjo convencional, o aumento do número de condutores, mantendo-se o raio constante, produz reduções no coeficiente de utilização, pela alteração nas relações geométricas, e conseqüente alteração na distribuição de cargas e campos superficiais nos condutores, tornando-os mais irregular.

As modificações das variáveis que definem a potência característica devem ser feitas de modo a maximizar o resultado. Para isso é necessário um maior grau de liberdade na concepção das configurações geométricas dos feixes de condutores das linhas de transmissão. Essa tecnologia pode viabilizar projetos de linhas com acréscimos na potência característica que podem superar o dobro do valor de linhas tradicionais.

As configurações resultantes exigirão soluções alternativas de ferragens e estruturas, estudos de desempenho das novas configurações com relação a isolamento, interferências, impactos ambientais, manutenção em linha viva, características dinâmicas exigidas pela estabilidade de operação das linhas em vazio e com níveis de potência diferentes da potência natural, limitações impostas pelas sobretensões de manobra, características dos equipamentos de compensação.

Mas para fazer uma análise simplificada onde se deseja verificar a influência de pequenas alterações em feixes de condutores na Potência Natural de uma linha, podemos dizer que a potência natural de uma linha de transmissão está relacionada à sua impedância característica, onde $P_N = U^2 / Z_C$, sendo Z_C a impedância característica da LT.

O cálculo dos parâmetros de uma LT são apresentados de forma simplificada no anexo 7.3, introduzindo as equações que definem a impedância característica da LT e permitindo a construção das figuras 3.1 e 3.2 que relacionam o aumento do espaçamento entre subcondutores, ou seja, o raio do feixe de subcondutores das fases com a impedância característica da LT e a potência transmitida pela mesma em valores referidos à base de 500 kV. Os gráficos, nas figuras 3.1 e 3.2, são apenas ilustrativos frente a todo o conceito por traz da otimização do feixe de subcondutores, pois não apresenta nenhuma otimização; apenas

mostra a possibilidade do aumento na capacidade de transmissão de uma LT, relacionando-a a espaçamentos maiores entre os subcondutores, mas sempre iguais dentro de um mesmo feixe.

Os cálculos dos parâmetros da linha mostram que a impedância de sequência positiva (Z_{POS}) da LT é dada por $Z_{POS} = Z_S - Z_M$, onde Z_S é a impedância própria da fase, Z_M é a impedância mútua entre fases, como apresentado no anexo 7.3; para reduzir o valor de Z_{POS} as alternativas são diminuir Z_S ou aumentar Z_M , ou uma combinação de ambos. O aumento do espaçamento entre os subcondutores, ou o aumento do número de subcondutores do feixe têm o efeito de redução do valor de Z_S . O aumento da impedância mútua (Z_M) é dado pela aproximação entre as fases. Esta distância deve, contudo, respeitar os estudos de coordenação de isolamento que determinam as distâncias mínimas entre fases.

Figura 3.1 - Gráfico da Relação: Impedância Característica da LT x Raio do Feixe de Subcondutores

Figura 3.2 - Gráfico da Relação: Potência Característica da LT x Raio do Feixe de Subcondutores

Desta forma, para que a recapacitação de uma LT em operação, possa ser realizada, os estudos de coordenação de isolamento devem ser feitos de modo a definir o espaço disponível na estrutura existente (distâncias mínimas fase-fase e fase-terra), visando a expansão e otimização da configuração do feixe de subcondutores, desenvolvimento de novas ferragens para a nova configuração de feixe, análise das distâncias condutor-solo ao longo da LT, além das demais precauções de uma recapacitação já citadas nos itens anteriores.

Esta alternativa pode ser associada ao lançamento de mais um subcondutor, viabilizando a técnica mesmo para LT's em operação com apenas um subcondutor por fase.

3.1.5. Modificação da Tensão Operativa da Linha de Transmissão

É uma alternativa que está associada a uma grande alteração no sistema, pois engloba além da LT as subestações as quais a LT está ligada. Um estudo amplo da viabilidade sistêmica desta aplicação deve ser realizado além dos estudos de reisolamento da LT existente. Consiste nas alterações necessárias para uma LT projetada para operar numa tensão nominal, vir a operar em um nível de tensão superior.

O Reisolamento e as reformas de linhas de transmissão (LT's) permitem incrementar de uma maneira rápida e significativa a capacidade de transmissão com conseqüente aumento de confiabilidade da operação a um custo situado entre 15% e 20% do custo de uma LT nova [9].

Estudos no sentido de reisolar LT 's existentes de modo que possam operar num nível de tensão superior(e.g., de 69kV para 138kV, 138 kV para 230 kV e assim por diante), fazem rever os critérios adotados até então para o dimensionamento elétrico das estruturas metálicas das LT's.

Um dos princípios estabelecidos no processo de reisolamento deve ser o de manter o mesmo desempenho e o mesmo nível de isolamento das LT 's de nível de tensão superior existentes.

Os critérios que orientaram o projeto de algumas estruturas antigas foram conservadores e aproximados em termos de distâncias elétricas. Este fato facilita o reisolamento, mediante a aplicação de procedimentos técnicos atualizados, baseados em critérios probabilísticos e apoiados em ensaios de laboratório.

No desenvolvimento dos projetos para o reisolamento os critérios básicos objetivam, com o menor custo possível, o aumento da altura cabo-solo. Isto é feito de forma a atender os valores recomendados pela NBR 5422 [22] para a nova tensão de operação pretendida, porém sem o comprometimento das condições de segurança no que se refere a utilização das torres e com desempenho satisfatório no que se refere a desligamentos por sobretensões provenientes de descargas atmosféricas ou na frequência industrial.

As alterações a serem adotadas são:

- ✓ Redução do comprimento da cadeia de isoladores, alterando a configuração da mesma, buscando uma solução que não comprometa o desempenho da linha, no que se refere às sobretensões e arco de potência. Além do uso de Cadeias Auxiliares ("jumpers"), de forma a garantir que esta seja o elemento de sacrifício nas estruturas de ancoragem na ocorrência de arco de potência, objetivando-se a integridade mecânica da linha;

- ✓ Retensionamento dos condutores, que podem ser retensionados, até o limite de 23 % da sua carga de ruptura na condição EDS, para que se obtenha as distâncias mínimas de segurança. Podendo ser aplicado individualmente para cada um dos cabos condutores de cada tramo, de forma a utilizar os menores valores possíveis que atendam as distâncias mínimas fase-solo e fase-fase, mantendo as solicitações dentro dos limites de ruptura das estruturas para a hipótese de rompimento do cabo condutor com maior tração;
- ✓ Retensionamento do cabo pára-raios, que é retensionado de forma a se obter a igualdade de flecha na condição EDS em relação a cabo condutor superior, mantendo as solicitações dentro dos limites de carregamento das estruturas para a hipótese de rompimento mais desfavorável do cabo pára-raios;
- ✓ Ancoragem do cabo condutor inferior nas estruturas de suspensão; o cabo condutor inferior pode ser ancorado, para que se obtenha as distâncias mínimas de segurança nos casos onde os procedimentos anteriores não permitam obter os resultados desejados, de forma a não ultrapassar os limites máximos de carregamento das estruturas, para a pior hipótese de rompimento do cabo condutor;
- ✓ Substituição e/ou implantação de novas estruturas, nos pontos onde os procedimentos anteriores não permitam obter as distâncias mínimas de segurança desejadas, a implantação de uma nova estrutura ou a substituição da estrutura existente é uma alternativa.
- ✓ Readequação dos amortecedores; que inclui o reposicionamento dos amortecedores com base nas distâncias calculadas para os novos valores de tração, substituição de amortecedores defeituosos e utilização de amortecedor adicional nos vãos necessários.

3.2. TÉCNICAS DE RECAPACITAÇÃO APLICADAS EM DIFERENTES PAÍSES

No Japão, as pesquisas, em torno de modificações em linhas de transmissão, estão direcionadas para compactação das distâncias elétricas, permitindo a modificação dos níveis de tensão da linha e para redução da reatância da linha através das técnicas de feixe expandido. A experiência japonesa na mudança da tensão operativa de LT's [10] indicou dois

problemas principais a serem solucionados. O primeiro assegurar as distâncias de segurança do condutor ao solo e as distâncias fase-terra nas estruturas, o segundo manter o isolamento entre condutores ao longo dos vãos. A maneira encontrada para ajustar as distâncias condutor-solo foi desenvolvendo um dispositivo de jumper com isolador rígido. O dispositivo é utilizado para levantar as fases na torre em relação ao solo e ao mesmo tempo afastar o condutor da estrutura, aumentando as distâncias fase-terra na torre dimensionada para um nível de tensão inferior. O desenvolvimento do dispositivo envolveu a fabricação de protótipo experimental e avaliação por meio de ensaios. Sendo que este mostrou-se com desempenho satisfatório para torres em ângulo de até 90° . As distâncias entre fases ao longo do vão foram solucionadas com aplicação de espaçadores especiais pois os espaçadores convencionais para o nível de tensão mais alto eram maiores que as distâncias entre fases na configuração existente.

Outra linha de pesquisa japonesa está direcionada para a redução da impedância da LT através da utilização de feixes expandidos [11]. Já estão em operação LT's com 6 subcondutores por fase com um espaçamento de 80cm entre subcondutores. A nova experiência é a expansão do feixe para um espaçamento de 120cm entre subcondutores. A expansão extra é feita somente ao longo do vão, o que significa que as ferragens e espaçamentos na torre não são alterados, existindo um espaçador intermediário ainda com 80 cm entre subcondutores. A dificuldade de confecção de uma ferragem, que já saísse da torre com os 120 cm, consiste no fato de que esse aumento da ferragem acarreta um aumento de peso que, em conjunto com a dificuldade de localização da LT, tornam inviável economicamente sua instalação.

Na França, a EDF fez uma pesquisa de desenvolvimento de um condutor [7] com a performance melhor do que a do condutor existente em suas LT's em operação de modo a substituí-los sem que houvesse a necessidade de grandes alterações nas torres existentes. Os dois objetivos da pesquisa foram aumentar a condutividade da liga de alumínio e usar um novo processo de encordoamento do cabo visando modificar a relação de esforço e condutância em favor da condutância, além disso otimizar a seção transversal condutora do cabo mantendo o diâmetro constante. O trabalho foi conduzido em parceria com um fabricante de alumínio e um fabricante de cabos. Os estudos resultaram em um projeto de cabo com uma liga de alta condutividade que atende aos critérios de esforços mecânicos

solicitados pela concessionária. A otimização da seção condutora conduziu a fabricação de um condutor compacto “smoothbody” com fios em forma de Z. Os dados de comportamento térmico e flecha foram testados no centro de pesquisa da EDF numa LT teste de 200 metros. Os testes objetivaram verificar os ganhos em ampacidade. As previsões mostram um aumento na ampacidade de 10% em regime normal de operação e 16% em regime de emergência permitindo que algumas restrições de operação sejam descartadas.

O Canadá seguiu a mesma linha de desenvolvimento[7], sendo que os condutores de suas LT's são cabos de alumínio com alma de aço, cujas características condutivas e mecânicas são diferentes da premissa francesa. Neste caso o cabo a ser substituído é um ACSR com 27,73 mm de diâmetro e 403 mm² de seção de alumínio. O novo cabo desenvolvido tem uma condutância 33 % maior aumentando em aproximadamente 15% a capacidade de corrente do cabo conseguindo ainda um aumento de 11 % na carga de ruptura do condutor, melhorando sua performance mecânica.

Na Suíça e na Alemanha [18],[19] os estudos divulgados apresentam soluções de compactação das distâncias elétricas colocando numa mesma torre vários circuitos, inclusive de níveis de tensão diferentes, aproveitando um corredor de passagem existente para vários circuitos.

Os EUA investem na monitoração do comportamento térmico dos condutores de linhas existentes, bem como a Nova Zelândia, Noruega e Espanha [3],[12],[13].

A Bélgica além de investir na monitoração do comportamento térmico dos condutores, desenvolve também a pesquisa de uma nova concepção de condutor [14].

A Romênia direciona esforços para a mudança de nível de tensão de linhas existentes [15].

No Brasil a pesquisa está direcionada não só para a monitoração do comportamento térmico dos condutores[16], mas também para o desenvolvimento de vãos experimentais com cabos de Liga de Alumínio termo-resistentes[6] e técnicas de feixe expandido para redução da reatância da LT [17].