

**TESE DE DOUTORADO**

**NOVA METODOLOGIA PARA IDENTIFICAÇÃO DE  
PONTOS CRÍTICOS DE DESEMPENHO EM LINHAS DE  
TRANSMISSÃO BASEADA NA APLICAÇÃO DE SISTEMAS DE  
LOCALIZAÇÃO DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS**

**ROSILENE NIETZSCH DIAS**

---

**TESE DE DOUTORADO**

**NOVA METODOLOGIA PARA IDENTIFICAÇÃO DE  
PONTOS CRÍTICOS DE DESEMPENHO EM LINHAS DE  
TRANSMISSÃO BASEADA NA APLICAÇÃO DE SISTEMAS DE  
LOCALIZAÇÃO DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS**

**ROSILENE NIETZSCH DIAS**

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais como requisito parcial para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Engenharia de Potência  
Linha de Pesquisa: Sistemas de Energia Elétrica

**Orientador: Prof. Silvério Visacro Filho**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - PPGEE  
CENTRO DE PESQUISAS E DESENVOLVIMENTO EM ENGENHARIA ELÉTRICA - CPDEE  
UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS - UFMG**

**BELO HORIZONTE**

**DEZEMBRO - 2006**

---

---

## **AGRADECIMENTOS**

Ao longo de tantos anos de convivência, tive a oportunidade de conhecer pessoas que realmente fizeram a diferença, seja por aspectos profissionais e técnicos, seja pela maneira como encaram os problemas do cotidiano.

Essas poucas palavras não são suficientes, mas procuram lembrar com muito carinho de todos aqueles que, durante todo este período, estiveram presentes.

Em especial, agradeço ao Prof. Silvério Visacro Filho que, sendo um pesquisador e empreendedor em excelência, ensinou-me alguns aspectos primordiais que sem dúvida devem ser características de um bom pesquisador: direção, perseverança e o “pensar por si só”, com criatividade e elegância. Agradeço as inúmeras oportunidades profissionais traçadas e também pela amizade sincera.

À companheira Cláudia Mesquita, pelas constantes discussões técnicas, trabalhos em conjunto e “assuntos aleatórios”... e aos amigos e colegas de doutorado, Fernando Silveira, Alberto De Conti, Antônia Gomez, Fuad Almeida e Fabrício Chaves, obrigada pelo ótimo convívio e presteza sempre!

Aos professores Maria Helena Murta Vale, Amilton Soares Jr. e Peterson Resende pela gentileza, amizade, apoio constante e contribuições técnicas no decorrer deste trabalho.

Aos colegas da CEMIG, que sempre me receberam com cordialidade, agradeço todo o apoio e atenções fornecidas. Em especial: Armando Cazetta, Marcus Vinícius Amaral, Antônio Donizetti, Daniel Resende, Vander Souza, Luiz Carlos Cherchiglia, José Vicente Duarte, Carlos Wagner Coelho, Inês Castro, Rubens Markiewicz.

Agradeço a Priscilla Campici, Leandro Cunha, Rômulo Teixeira, Júlia Ferreira e Marcus Vinícius Maciel, pelo ótimo ambiente de trabalho, tarefas cumpridas com capricho e aprendizado constantes.

Não posso deixar de agradecer também a algumas pessoas do LRC e CPDEE, pelo apoio e amizade: Cida, Alisson, Renato Zica, Marcelo Felipe, Luiz Mariano, Guilherme Murici, Anete, Arlete, Alexis, Walmir, Rogério, Henrique e demais colegas.

---

Ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) agradeço pelo apoio financeiro.

Finalmente, devo agradecer a Deus, aos meus pais, pessoas que realmente fazem a diferença, meus queridos irmãos e cunhadas, minha família e aos meus grandes amigos de todas as horas: os irmãos que escolhi... Sem o seu apoio, com certeza não caminharia tanto!

---

“Você é, essencialmente, fruto de suas escolhas.

Então, escolha ser o melhor que puder”

Ao Prof. Silvério,  
que me iniciou na arte da pesquisa,  
a meus pais, Ana Maria e Reginaldo,  
Vó Inha e Vó Irene (*in memoriam*), exemplos de vida.

---

## RESUMO

Os modernos Sistemas de Localização de Descargas Atmosféricas (LLS) constituem-se na mais avançada ferramenta para aquisição de dados de descargas atmosféricas em larga escala.

A despeito de sua potencialidade, a aplicação destes sistemas para suporte às atividades de projeto e operação de Sistemas Elétricos de Potência é ainda relativamente pobre.

Neste trabalho foi desenvolvida uma metodologia original, que explora a aplicação do LLS em conjunto com avaliações baseadas em dados de linhas de transmissão para definir os pontos críticos das mesmas quanto ao desempenho frente a descargas atmosféricas e para indicar as torres críticas da linha. Nestas, devem ser concentrados os investimentos em proteção. A metodologia se baseia na determinação do risco de ocorrência de *backflashover* por torre da linha.

A metodologia foi aplicada a linhas de transmissão reais, apresentando resultados satisfatórios.

---

## **ABSTRACT**

The modern Lightning Location Systems (LLS) are the most advanced tool to provide lightning data in a wide scale range.

Despite the LLS potentiality, the use of LLS data to support the design and operation activities in electric power systems is still relatively poor.

In this work an original methodology was developed. It explores the application of LLS data combined to evaluations based on transmission line data to define critical spots along the line in terms of lightning performance. This allows determining the structures (towers or poles) where protection investments are recommended. The methodology is based on the determination of backflashover risk for each transmission line structure.

The methodology was applied to real transmission lines and good results were achieved.

---

---

**SUMÁRIO**

|   |          |
|---|----------|
| <b>1. INTRODUÇÃO</b>  | <b>1</b> |
| 1.1 OBJETIVOS DA TESE .....   | 1        |
| 1.2 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO .....  | 3        |
| <b>2. ASPECTOS DE DESEMPENHO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO FRENTE A DESCARGAS<br/>ATMOSFÉRICAS</b> | <b>5</b> |
| 2.1 INTRODUÇÃO.....   | 5        |
| 2.2 CONSIDERAÇÕES PRELIMINARES .....  | 6        |
| 2.3 PARÂMETROS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....   | 9        |
| 2.3.1 Parâmetros de Incidência .....  | 10       |
| 2.3.1.1 Determinação da densidade de descargas para a terra .....                             | 10       |
| 2.3.1.2 Análise da região onde foi projetada a linha.....                                     | 13       |
| 2.3.1.3 Análise da área de exposição da linha .....   | 13       |
| 2.3.1.4 Tipo de incidência.....   | 15       |
| 2.3.2 Parâmetros da Corrente de Descarga .....  | 20       |
| 2.3.2.1 Amplitude e polaridade.....   | 21       |
| 2.3.2.2 Tempo de frente, taxa de crescimento, tempo de cauda e outros. ....                   | 22       |
| 2.4 PARÂMETROS DA LINHA DE TRANSMISSÃO .....  | 25       |
| 2.4.1 Geometria da Linha .....  | 25       |
| 2.4.2 Impedância de Surto e Acoplamento Eletromagnético.....                                  | 26       |
| 2.4.3 Suportabilidade dos Isolamentos .....   | 29       |
| 2.4.4 Comportamento do Aterramento das Torres .....   | 32       |
| 2.5 ASPECTOS RELATIVOS A DEFINIÇÃO DE METODOLOGIAS DE PROTEÇÃO.....                           | 34       |
| 2.5.1 Medidas Práticas para Melhoria do Desempenho.....                                       | 34       |
| 2.5.2 Estabelecimento de Critérios para Escolha das Metodologias de Proteção.....             | 36       |
| 2.6 REGULAMENTAÇÕES RELATIVAS AO DESEMPENHO DE LINHAS.....                                    | 37       |
| 2.6.1 Regulamentações da ANEEL .....  | 38       |
| 2.6.2 Regulamentações do ONS .....  | 43       |
| 2.6.3 Desempenho Típico de LT's das Concessionárias Brasileiras .....                         | 44       |

---

---

|  |           |
|--|-----------|
| <b>3. UTILIZAÇÃO DOS SISTEMAS DE DETECÇÃO E LOCALIZAÇÃO DE DESCARGAS<br/>ATMOSFÉRICAS NA ENGENHARIA DE PROTEÇÃO</b>  | <b>47</b> |
| 3.1 INTRODUÇÃO.....  | 47        |
| 3.2 OBTENÇÃO DE DADOS DE INCIDÊNCIA DE DESCARGAS PELOS LLS'S .....   | 50        |
| 3.3 MÉTODOS E TÉCNICAS DE LOCALIZAÇÃO DE FALTAS ASSOCIADAS A<br>DESLIGAMENTOS DAS LINHAS .....   | 51        |
| 3.4 TÉCNICAS DE ASSOCIAÇÃO DOS DADOS DE INCIDÊNCIA DE DESCARGAS<br>ATMOSFÉRICAS AOS DADOS DE DESLIGAMENTOS DAS LINHAS .....  | 53        |
| 3.5 CONSIDERAÇÕES SOBRE AS TÉCNICAS DE GEOPROCESSAMENTO .....  | 56        |
| 3.6 ANÁLISE DE PARÂMETROS DE INFLUÊNCIA NOS DADOS DE DESCARGAS A SEREM<br>EMPREGADOS NA PROTEÇÃO.....  | 60        |
| 3.6.1 Avaliação da Influência de Partes Elevadas na Distribuição de Densidade de<br>Descargas .....  | 61        |
| 3.6.2 Avaliação da Influência de Partes Elevadas na Amplitude de Descargas .....   | 62        |
| 3.7 IMPACTO DE CRITÉRIOS DE AGRUPAMENTO DO LLS NA ENGENHARIA DE<br>PROTEÇÃO.....   | 63        |
| <b>4. ESTATÍSTICAS DOS DADOS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS NO ESTADO DE MINAS<br/>GERAIS</b>   | <b>67</b> |
| 4.1 INTRODUÇÃO.....  | 67        |
| 4.2 HISTÓRICO DE OBTENÇÃO DE DENSIDADE DE DESCARGAS EM MINAS GERAIS.....   | 68        |
| 4.3 LEVANTAMENTO DA DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA DA DENSIDADE DE DESCARGAS<br>INDIVIDUAIS ( <i>STROKES</i> ) .....  | 69        |
| 4.4 DETERMINAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS PLENAS<br>( <i>FLASHES</i> ) NO ESTADO, ASSUMINDO-SE DIFERENTES CRITÉRIOS DE AGRUPAMENTO<br>PARA AS DESCARGAS INDIVIDUAIS ..... | 76        |
| 4.4.1 Distribuição da Densidade de <i>Flashes</i> .....  | 77        |
| 4.4.2 Distribuição Geográfica da Multiplicidade.....   | 81        |
| 4.5 AVALIAÇÃO DA POLARIDADE DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS E SUA DISTRIBUIÇÃO<br>GEOGRÁFICA .....  | 86        |
| 4.5.1 Descargas Individuais Negativas ( <i>Strokes</i> Negativos) .....  | 87        |
| 4.5.1.1 Distribuição de <i>strokes</i> negativos no Estado de Minas Gerais.....  | 88        |
| 4.5.1.2 Intensidade de corrente de <i>Strokes</i> negativos.....   | 89        |
| 4.5.2 Descargas Individuais Positivas ( <i>Strokes</i> Positivos).....   | 94        |
| 4.5.2.1 Distribuição de <i>strokes</i> positivos no Estado de Minas Gerais.....  | 95        |
| 4.5.2.2 Intensidade de corrente de <i>strokes</i> positivos .....  | 98        |
| 4.5.2.3 Descontaminação .....  | 99        |

---

---

|   |            |
|---|------------|
| <b>5 LEVANTAMENTO DE ASPECTOS FUNDAMENTAIS DO SEP DE MINAS GERAIS</b>   | <b>105</b> |
| <b>5.1 INTRODUÇÃO</b> .....   | <b>105</b> |
| <b>5.2 DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA DAS INSTALAÇÕES</b> .....  | <b>106</b> |
| 5.2.1 Linhas de Transmissão .....   | 106        |
| 5.2.2 Subestações.....  | 107        |
| 5.2.3 Usinas .....  | 108        |
| 5.2.4 Torres de Telecomunicações .....  | 110        |
| <b>5.3 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS</b> .....  | <b>111</b> |
| 5.3.1 Isolamentos.....  | 111        |
| 5.3.2 Estruturas .....  | 112        |
| 5.3.3 Aterramentos.....   | 114        |
| <b>6 CARACTERIZAÇÃO DE ALGUNS ASPECTOS DO AMBIENTE GEOFÍSICO DE MINAS GERAIS</b>  | <b>117</b> |
| <b>6.1 CARACTERÍSTICAS DE RELEVO – DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA</b> .....  | <b>117</b> |
| <b>6.2 DISTRIBUIÇÃO DOS TIPOS DE SOLO</b> .....   | <b>119</b> |
| <b>6.3 ASPECTOS DE CLIMATOLOGIA</b> .....   | <b>124</b> |
| <b>7 ÍNDICE DE SEVERIDADE E SUA APLICAÇÃO EM DIFERENTES LT’S</b>  | <b>129</b> |
| <b>7.1 INTRODUÇÃO</b> .....   | <b>129</b> |
| <b>7.2 IDENTIFICAÇÃO DE PONTOS CRÍTICOS DA LINHA CONSIDERANDO-SE</b><br><b>CARACTERÍSTICAS DE INCIDÊNCIA DE DESCARGAS E PARÂMETROS DA LINHA</b> ..... | <b>130</b> |
| <b>7.3 CARACTERIZAÇÃO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO ANALISADAS</b> .....  | <b>134</b> |
| <b>7.4 ANÁLISES EFETUADAS</b> .....   | <b>137</b> |
| 7.4.1 Análise de Incidência.....  | 137        |
| 7.4.2 Relevo da Região .....  | 142        |
| 7.4.3 Aplicação do Índice de Severidade.....  | 144        |
| 7.4.3.1 Aplicação em LT’s de 138 kV .....   | 145        |
| 7.4.3.2 Aplicação em LT’s de 230 kV .....   | 151        |
| 7.4.3.3 Aplicação em LT’s de 345 kV .....   | 155        |
| 7.4.3.4 Aplicação em LT’s 500 kV .....  | 159        |
| 7.4.4 Análise de Faltas.....  | 164        |
| <b>7.5 CONCLUSÕES</b> .....   | <b>167</b> |

---

---

**8 NOVA METODOLOGIA PARA IDENTIFICAÇÃO DE PONTOS CRÍTICOS EM LT'S 171**


---

|  |            |
|--|------------|
| <b>8.1 INTRODUÇÃO.....</b>   | <b>171</b> |
| <b>8.2 CONCEITOS ASSOCIADOS AO NOVO ÍNDICE .....</b>   | <b>172</b> |
| 8.2.1 Cálculo das Intensidades de Correntes Capazes de Causar <i>Backflashover</i><br>por Torre..... | 173        |
| 8.2.2 Cálculo da Densidade de Descargas por Vão da LT .....  | 175        |
| 8.2.3 Cômputo da Altura Equivalente .....  | 176        |
| 8.2.4 Cálculo de Probabilidade de Incidência de uma Descarga de Intensidade<br>$I_p$ no Solo .....   | 178        |
| 8.2.5 Cálculo da Área de Projeção.....   | 179        |
| 8.2.6 Cálculo do Número de Correntes Incidentes nos Cabos Pára-raios por Vão.....                    | 182        |
| 8.2.7 Índice por Torre (BTA) .....   | 183        |
| <b>8.3 RESULTADOS DA APLICAÇÃO DA NOVA METODOLOGIA.....</b>  | <b>186</b> |
| 8.3.1 Aplicação em LT's de 138 kV.....   | 187        |
| 8.3.2 Aplicação em LT's de 230 kV.....   | 192        |
| 8.3.3 Aplicação em LT's de 345 kV.....   | 195        |
| 8.3.4 Aplicação em LT's de 500 kV.....   | 198        |
| 8.3.5 Análise dos Resultados.....  | 201        |

---

**9 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE 205**


---

|  |            |
|--|------------|
| <b>9.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....</b>    | <b>205</b> |
| <b>9.2 CONCLUSÕES .....</b>                | <b>206</b> |
| <b>9.3 PROPOSTAS DE CONTINUIDADE .....</b> | <b>208</b> |

**REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

|  |
|--|
| <b>APÊNDICE A – AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DE PARTES ELEVADAS NA DISTRIBUIÇÃO DE DENSIDADE DE DESCARGAS</b> |
| <b>APÊNDICE B - AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DE PARTES ELEVADAS NA AMPLITUDE DE DESCARGAS</b>                 |
| <b>APÊNDICE C - IMPACTO DE CRITÉRIOS DE AGRUPAMENTO DO LLS NA CONSTITUIÇÃO DE BANCO DE DADOS</b>         |
| <b>APÊNDICE D – EXEMPLO DE PLANILHA DE CÁLCULO – ALTURA EQUIVALENTE</b>                                  |
| <b>APÊNDICE E - EXEMPLO DE PLANILHA DE CÁLCULO – DESCARGAS INCIDENTES NO VÃO</b>                         |
| <b>APÊNDICE F - EXEMPLO DE PLANILHA DE CÁLCULO – FLUXOS POR TORRE CAPAZES DE CAUSAR BACKFLASHOVER</b>    |
| <b>APÊNDICE G – EXEMPLO DE PLANILHA DE ANÁLISE DE FALTAS</b>   |

---

---

---

# 1 Introdução

## *1.1 Objetivos da Tese*

As descargas atmosféricas constituem-se na principal fonte dos desligamentos não programados das linhas de transmissão e das redes de distribuição de energia elétrica. São responsáveis, também, por danos nos sistemas de telecomunicações e em aparelhos eletrônicos e, ainda, por interferências eletromagnéticas em equipamentos em geral.

Para a definição e dimensionamento da proteção de sistemas contra os efeitos do fenômeno, é necessária a caracterização da solicitação correspondente, através do conhecimento dos parâmetros típicos associados às correntes de descargas. É também importante o conhecimento dos parâmetros geográficos e cronológicos de incidência (densidade de descargas locais, períodos críticos de ocorrência etc.).

---

Os Sistemas de Detecção e Localização de Descargas Atmosféricas (LLS's) constituem-se em um recurso valioso para suprir informações sobre os parâmetros de descargas, sobretudo aqueles associados à ocorrência do fenômeno. Tais sistemas utilizam medições remotas dos pulsos eletromagnéticos emitidos pela corrente de retorno das descargas para computar a localização do ponto de incidência e alguns de seus parâmetros associados (polaridade, intensidade estimada da corrente de descarga e sua multiplicidade).

As investigações destinadas à busca de configurações otimizadas deste tipo de sistema, que assegurem melhoria de seu desempenho (em termos de eficiência de detecção de descargas e exatidão das informações disponibilizadas) ou destinadas à aplicação inovadora dos resultados gerados pelo LLS apresentam amplo interesse para a Engenharia de Proteção Elétrica. O LRC<sup>1</sup> vem desenvolvendo diferentes investigações nessa linha de pesquisa.

No contexto atual, os usuários principais dos LLS, as concessionárias de energia, se atêm a aplicações convencionais dos dados de descargas disponibilizados pelo sistema, tais como caracterização de dados de incidência de descarga e análise de faltas. Em realidade, a potencialidade destes sistemas possibilita um universo muito mais amplo de aplicações voltadas para a proteção do sistema elétrico do que tem sido atualmente realizado. O objetivo fundamental da Tese a que se refere este texto consiste fundamentalmente na exploração da potencialidade de aplicação dos LLS's para fins de proteção de sistemas elétricos contra descargas atmosféricas, com especial interesse nas aplicações voltadas à melhoria de desempenho de linhas de transmissão. Nesse aspecto, é apresentada uma metodologia recém desenvolvida pela equipe do LRC para identificar pontos críticos de desempenho ao longo das linhas de transmissão.

---

<sup>1</sup> LRC: *Lightning Research Center* – Núcleo de Desenvolvimento Científico e Tecnológico em Descargas Atmosféricas – resultado da parceria entre a UFMG (Universidade Federal de Minas Gerais) e a CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais).

---

---

## 1.2 Organização do Texto

Este texto se divide basicamente em cinco partes nas quais se distribuem os diversos capítulos, descritos a seguir.

Na primeira parte, além da presente *Introdução*, nos *Capítulos 2 e 3* se agrupam as informações gerais referentes aos aspectos relacionados ao desempenho de linhas frente a descargas atmosféricas e às aplicações dos LLS's para subsidiar as ações de proteção capazes de impactar tal desempenho.

A segunda parte se refere à constituição de um substrato sobre o qual se assenta o desenvolvimento objetivo da proposta da Tese, organizando informações de importância relevante para a Engenharia de Proteção, como a aplicação das metodologias desenvolvidas e efetuadas no Estado de Minas Gerais. Inicialmente, no *Capítulo 4* apresenta-se a caracterização dos dados de descargas atmosféricas no Estado, tais como distribuição geográfica de descargas individuais e descargas plenas, polaridade, variação da incidência anual no Estado, entre outros. Para tal, foi utilizada uma base de dados uniforme providos pelo LLS local para um período de 7 anos (1999 a 2005). Complementarmente, no *Capítulo 5* caracteriza-se o sistema de transmissão de energia elétrica no Estado, objeto de análise. Concluindo tal substrato, no *Capítulo 6* alguns aspectos do ambiente geofísico do Estado de Minas Gerais são caracterizados.

A terceira parte se destina à metodologia desenvolvida para identificar pontos críticos frente a descargas atmosféricas em linhas de transmissão: o Índice de Severidade. No *Capítulo 7*, é feita uma análise de sensibilidade de sua aplicação em linhas de transmissão reais com diferentes níveis de tensão. O *Capítulo 8* se destina a apresentar as melhorias propostas em tal metodologia, bem como os resultados alcançados.

Finalmente, na quarta parte (*Capítulo 9*) é feita uma análise da potencialidade de novas aplicações do LLS a partir da organização da base de dados elaborada ao longo deste trabalho.

---

Na quinta parte, correspondente aos apêndices *A*, *B* e *C*, são apresentados resultados preliminares com relação à avaliação da influência de alguns aspectos específicos de importância na análise de desempenho de linhas.

Concluindo o trabalho, as *Referências Bibliográficas* trazem a literatura técnica consultada para elaboração do presente texto.

---

# 2 Aspectos de Desempenho de Linhas de Transmissão frente a Descargas Atmosféricas

## *2.1 Introdução*

O papel fundamental da Engenharia de Proteção contra Descargas Atmosféricas é garantir o melhor funcionamento dos elementos do sistema elétrico de potência (linhas de transmissão, redes de distribuição, subestações etc.) quando da ocorrência do fenômeno.

Estima-se que cerca de 70 % dos desligamentos não programados das linhas de transmissão e mais de 50 % da rede de distribuição são atribuídos ao fenômeno. Os prejuízos decorrentes destes desligamentos são da ordem de milhões ou bilhões de dólares ao ano, pois atingem tanto o setor econômico, sobretudo através da interrupção dos processos produtivos, quanto o setor social, afetando o funcionamento do aparato de segurança e saúde, que atende à população.

---

O desempenho das linhas de transmissão (LT's) deve ser, pois, o melhor possível (o que produz a melhor relação custo-benefício), garantido seu bom funcionamento e continuidade, minimizando os efeitos causados por descargas atmosféricas e, conseqüentemente, os prejuízos decorrentes destas faltas.

As companhias de energia seguem normas e padrões de desempenho estabelecidos por órgãos regulamentadores, que visam garantir um bom desempenho do sistema, objetivando a continuidade do serviço. Para atender tais regulamentos, as ações de proteção são definidas de acordo com o desempenho das linhas, tanto na etapa de projeto quanto na sua manutenção, observando-se também os custos envolvidos para tais implementações.

A caracterização dos parâmetros de descargas atmosféricas (parâmetros de incidência e forma da onda de corrente) e os parâmetros da linha de transmissão (parâmetros geométricos e elétricos) é de fundamental importância para análise do comportamento das LT's frente a descargas atmosféricas.

Neste capítulo são discutidos os principais parâmetros de influência no desempenho de linhas, como detalhado na referência [Visacro, 2005b], bem como os principais métodos de obtenção de tais parâmetros. São, também, caracterizadas as regulamentações vigentes no sistema elétrico brasileiro, que dizem respeito ao desempenho de linhas de transmissão e redes de distribuição.

## ***2.2 Considerações Preliminares***

O desenvolvimento de uma proteção eficiente para linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas requer um entendimento básico do comportamento da linha quando submetida aos efeitos do fenômeno: seja por incidência direta ou próxima.

De forma objetiva, pode-se dizer que a análise de desempenho de linhas frente a descargas requer o conhecimento de dois aspectos básicos: os parâmetros de incidência de descargas atmosféricas na região de instalação da linha e a resposta da linha frente a eventuais incidências.

---

Em princípio, a análise de desempenho compreende três tipos de avaliação: (i) as falhas de blindagem, que correspondem à incidência de descargas atmosféricas diretas nos cabos condutores; (ii) a incidência de descargas diretamente na torre ou no cabo pára-raios (que podem causar *backflashover*) e (iii) a incidência de descargas nas proximidades da linha, responsáveis pelas tensões induzidas nos cabos fase e cabos pára-raios.

O nível da tensão nominal da LT é que determina a importância das solicitações associadas a cada tipo de ocorrência sobre os isolamentos da mesma. À medida que o nível de tensão nominal se eleva, maior é o nível de isolamento da linha (NBI)<sup>2</sup>. Naturalmente, com o crescimento deste nível, se reduz o índice de desligamentos da linha causados por descargas atmosféricas em relação aos desligamentos ocasionados por outros fatores (operações de energização e desligamento da linha, ventos, queimadas, falhas do sistema etc).

Em linhas de extra-alta tensão (EAT<sup>3</sup>) e ultra-alta tensão (UAT<sup>4</sup>), apenas as descargas diretas são capazes de gerar ruptura de isolamento, em função da maior suportabilidade deste. Neste caso, os efeitos causados pela incidência de descargas próximas (tensões induzidas) podem ser desprezados.

Já em poucos casos de LT's de alta tensão (AT)<sup>5</sup> e, na maior parte dos casos das linhas de média tensão (MT)<sup>6</sup>, as tensões induzidas podem ser relevantes como principal fator de condicionamento do desempenho da linha frente a descargas.

---

<sup>2</sup> Nível Básico de Isolamento da linha: Também designado TSI (Tensão Suportável ao Impulso), é o valor de tensão ao qual os isolamentos da linha podem ser submetidos com 90% de probabilidade de não ocorrer a ruptura, para a forma de onda definida pela norma [Greenwood, 1991].

<sup>3</sup> Linhas de Transmissão de Extra-Alta Tensão: Tensão nominal de 300 kV a 800 kV.

<sup>4</sup> Linhas de Transmissão de Ultra-Alta-Tensão: níveis de tensão nominal superiores a 800 kV.

<sup>5</sup> Linhas de Transmissão de Alta Tensão: possuem tensão nominal na faixa de 33 kV a 300 kV [Labegalini et al., 1992].

<sup>6</sup> Linhas de Média Tensão são consideradas como Redes de Distribuição, compreendendo níveis de 0.6 kV a 32kV, e não se encontram no escopo deste capítulo.

---

---

No decorrer deste capítulo, estão descritos os principais parâmetros envolvidos no comportamento de linhas frente a descargas atmosféricas, bem como suas principais fontes de obtenção (item 2.3). Também estão caracterizadas as respostas da linha às solicitações a seus isolamentos (Item 2.4).

Para se determinar o desempenho de linhas de transmissão, deve-se, inicialmente, caracterizar os parâmetros de descarga locais (parâmetros de incidência e da onda de corrente) e os parâmetros da linha de transmissão (parâmetros geométricos e elétricos).

O primeiro parâmetro de interesse constitui-se no índice de densidade de descargas plenas (*flashes*) para a terra ( $N_g$ ). Para obtenção do  $N_g$  são utilizados, basicamente, três métodos de medição: nível cerâmico, contadores de descargas e sistemas de detecção e localização de descargas atmosféricas (LLS's). Através da aplicação de fórmulas empíricas, no caso dos dois primeiros métodos, torna-se possível calcular as áreas de exposição da linha e a expectativa da incidência de descargas ao longo da rota da LT. No caso da utilização de LLS's, *softwares* de georeferenciamento permitem a caracterização da incidência de descargas em faixas ao longo da linha. Recentemente, têm sido desenvolvidas técnicas utilizando dados providos pelo LLS, que permitem caracterizar o perfil da densidade de descargas em faixas ao longo da linha, considerando seus vãos [Dias, 2002], [Visacro et al., 2005a].

Para obtenção dos parâmetros da forma de onda de corrente da descarga, geralmente utilizam-se os dados disponíveis na literatura e providos através de medições diretas realizadas em torres instrumentadas, normalmente situadas em topos de montanhas.

Para o cálculo da sobretensão desenvolvida no topo da torre, são necessários os dados relativos à linha, como a impedância de surto da torre, impedância de aterramento e configuração geométrica dos condutores e torres. Os dois primeiros tipos de dados podem ser obtidos por meio de simulações computacionais, estimativas aproximadas de natureza analítica ou por medição (resistência de aterramento  $R_x$ ). Em alguns poucos casos, utilizam-se medições realizadas em modelos de escala reduzida, para se caracterizar a impedância da torre de transmissão. Estes parâmetros estão detalhados no item 2.4.

---

De posse dos dados relativos às descargas e os dados relativos à própria linha de transmissão, torna-se possível estimar o número de desligamentos anuais da LT por unidade de comprimento, geralmente referido a uma distância de 100 quilômetros (nº desligamentos/100 km/ano). Este parâmetro é utilizado para caracterizar o desempenho geral da linha.

Existem várias metodologias para análise de desempenho de linhas. Soares Jr [2001], em sua Tese de Doutorado, dividiu os algoritmos de cálculo de desempenho em duas vertentes: abordagem determinística, por representatividade, que utiliza modelos e cálculos mais simplificados, utilizando valores médios ou medianos de alguns parâmetros de influência, e a abordagem probabilística, que considera o caráter aleatório dos parâmetros utilizando suas funções de densidade estatística.

Entre as metodologias acima citadas, as mais utilizadas para se estimar a expectativa do número de desligamentos de uma linha são a simulação pelo método Monte Carlo e a avaliação estatística, ambas de natureza probabilística e embasadas no modelo eletrogeométrico, que está descrito no item 2.3.1.4.

## ***2.3 Parâmetros de Descargas Atmosféricas***

Obter e caracterizar os parâmetros de descargas atmosféricas que incidem ou têm grande probabilidade de incidir sobre determinada linha não é das tarefas mais fáceis, devido à natureza aleatória do fenômeno<sup>7</sup>. No entanto, existem diferentes técnicas que permitem, com boa aproximação, a estimativa de tais parâmetros.

Na perspectiva de sua influência no desempenho de linhas, estes parâmetros podem ser divididos em dois grupos: parâmetros de incidência e parâmetros físicos da corrente da descarga, que são descritos a seguir.

---

<sup>7</sup> Geralmente, os parâmetros de corrente de descarga possuem distribuição lognormal; para estimativa de tais parâmetros, é necessário o conhecimento de seu valor médio e desvio padrão [Chowdhuri, 2001].

---

### 2.3.1 Parâmetros de Incidência

A caracterização da expectativa de incidência de descargas atmosféricas na linha de transmissão é o primeiro passo na análise de desempenho da mesma. Tal tarefa é geralmente realizada através das seguintes etapas:

1. Determinação da densidade de descargas para a terra na região onde a linha está situada;
2. Análise topográfica da região onde foi projetada a linha;
3. Análise da área de exposição da linha.

Além disso, é preciso caracterizar a origem da solicitação, que dependerá do tipo de ocorrência do fenômeno: incidência direta na torre, incidência direta no cabo pára-raios, incidência direta nos cabos-fase e incidência próxima à linha.

#### 2.3.1.1 Determinação da densidade de descargas para a terra

O parâmetro de incidência de maior importância do ponto de vista da Engenharia de Proteção é a densidade de descargas para a terra ( $N_g$ ). Através do seu conhecimento, são traçados os perfis de frequência de solicitação dos isolamentos do sistema elétrico.

Tradicionalmente, a densidade de descargas nuvem-solo ( $N_g = \text{Descargas}/\text{km}^2/\text{Ano}$ ) é obtida de três formas: a partir do nível cerâmico, diretamente a partir dos contadores de descargas e através dos dados providos por sistemas de localização de descargas atmosféricas.

O **nível cerâmico** ( $T_d$ ) consiste na contagem dos “dias de trovoadas por ano”, ou seja, no registro do número de dias no ano em que foi ouvido o trovão de ao menos uma descarga. É utilizado principalmente em regiões onde não se dispõe de outros métodos de análise de incidência de descargas, pois o método é sujeito a erros consideráveis.

Este número é relacionado à densidade de descargas ( $N_g$ ) através da Equação 2-1, cujas constantes são determinadas empiricamente de acordo com a região [Carvalho et al., 1992]. A Tabela 2-1 apresenta alguns valores obtidos em diversas regiões do mundo.

---

$$N_g = A T_d^b$$

Equação 2-1

| Local  | Formula Empírica<br>( $N_g = A T_d^b$ ) |
|--|---|
| Minas Gerais   | A = 0,03 ; b = 1,12                     |
| Itália   | A = 0,00625; b=1,55                     |
| África do Sul  | A = 0,04; b = 1,25 *                    |
| USA  | A = 0,1; b = 1                          |
| Nova Guiné   | A = 0,01; b = 1                         |
| Vários Países  | A = 0,15; b = 1                         |
| *Nota: valores recomendados por CIGRÉ <sup>8</sup> , IEEE <sup>9</sup> e IEC <sup>10</sup><br>[Darveniza,2000], [CIGRÉ,1991], [IEEE,1997], [Eriksson, 1987a] |   |

Tabela 2-1 - Constantes para cálculo do nível de densidade de descargas em diversas regiões. Adaptada de [Carvalho et al., 1992].

Os **contadores de descargas** consistem em equipamentos que detectam a variação dos campos elétricos provenientes das descargas. Quando o nível da tensão induzida na antena de campo elétrico do contador, na sua frequência de operação, alcança um determinado limiar, isto indica a ocorrência de uma descarga num raio determinado ( $\approx 20$  km), sendo acionado um contador eletromecânico.

Os tipos de contadores mais utilizados são os contadores CIGRÉ de 500 Hz e de 10 kHz, sendo que o segundo foi desenvolvido para uma melhor discriminação entre descargas nuvem-solo e descargas envolvendo nuvens. O alcance médio de tais contadores é cerca de 20 km. É um método de obtenção direta de densidade de descargas plenas para a terra que oferece boa representatividade da atividade atmosférica de uma determinada região, obtida através da interpolação dos dados de incidência registrados por cada contador constituinte da rede de medição.

<sup>8</sup> CIGRE (*International Council on Large Electric Systems*) - Associação internacional não-governamental sediada na França, que objetiva facilitar e desenvolver o conhecimento e a informação entre os engenheiros e especialistas técnicos em geração, transmissão e distribuição de energia, e demais atividades dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP).

<sup>9</sup> IEEE - *Institute of Electrical and Electronics Engineers* – Associação técnica profissional internacional destinada a promover os processos de engenharia de criação, desenvolvimento, integração, distribuição e aplicação de conhecimentos relativos à eletricidade, tecnologia da informação e ciências para o benefício da humanidade e dos profissionais de engenharia elétrica e eletrônica.

<sup>10</sup> IEC –*International Electrotechnical Commission* - Organização global que elabora e publica padrões internacionais para as tecnologias elétricas e eletrônicas. Estes padrões servem como base para as padronizações nacionais e como referência nas tendências e contratos internacionais.

Para se cobrir uma grande área com boa precisão, são necessários vários contadores. Devido aos custos e problemas de logística de comunicação de dados para muitas estações, a aplicação dos contadores é tradicionalmente limitada a regiões não muito extensas [CIGRÉ, 2000].

Para determinar a densidade de descargas através dos contadores, utiliza-se a expressão apresentada na Equação 2-2.

$$N_g = \frac{kY_g}{\pi R_g^2} \quad \text{Equação 2-2}$$

Sendo:

- $N_g = \text{Flashes}/\text{km}^2/\text{Ano}$
- $k = \text{Número de descargas registradas pelo contador}$
- $Y_g = \text{Fator de correção devido à contaminação de descargas intra-nuvem}$   
( $Y_g = 0,95$  para CIGRÉ 10 kHz)
- $R_g = \text{Raio de alcance do contador}$  ( $R_g = 20 \text{ km}$  para CIGRÉ 10 kHz)

Os valores  $Y_g$  e  $R_g$  foram obtidos através de ensaios de campo realizados na África do Sul e na Flórida, Estados Unidos. No caso do Brasil, adotam-se os valores  $Y_g = 0,93$  e  $R_g = 20 \text{ km}$  [Carvalho et al., 1992], [Anderson e Eriksson, 1980].

O **Sistema de Detecção e Localização de Descargas Atmosféricas (LLS)** consiste em uma rede formada por estações detectoras que captam o campo eletromagnético irradiado pela descarga e, utilizando uma das técnicas de localização (tempo de chegada, indicador de direção e técnica interferométrica), indica a localização da descarga (latitude e longitude), tempo de ocorrência e amplitude da corrente, entre outros parâmetros [Mesquita, 2001].

Através dos dados de descargas armazenados na central de processamento do LLS e utilizando-se *softwares* de geoprocessamento, torna-se possível traçar mapas de densidades de descargas, caracterizando-se o  $N_g$  da região da linha de transmissão que se deseja estudar.

---

A precisão da localização e a eficiência de detecção do LLS são fatores determinantes na qualidade dos dados obtidos por tais sistemas [Dias, 2002], [Cummins et al., 1998].

### 2.3.1.2 Análise da região onde foi projetada a linha

As características topográficas, físicas e geográficas da região onde se estende a linha de transmissão influenciam diretamente na incidência de descargas.

### 2.3.1.3 Análise da área de exposição da linha

Para se calcular o número que traduz a expectativa de incidência de descargas que podem incidir na linha, é necessário calcular sua área de exposição. Existem várias maneiras de se obter este número, sempre considerando-se a geometria da linha e a densidade de descargas da região.

Tradicionalmente, é recomendada uma expressão empírica para cálculo da largura equivalente da faixa de exposição de uma linha de transmissão [EPRI, 1982], apresentada nas Equações 2-3 e 2-4.

$$L = e + 4(h)^{1,09} \quad \text{Equação 2-3}$$

$$h = h_p - \frac{2}{3}(h_p - h_m) \quad \text{Equação 2-4}$$

Sendo:

- $L$  = largura equivalente da faixa de exposição da linha de transmissão
- $e$  = espaçamento horizontal dos cabos pára-raios
- $h$  = altura equivalente dos cabos pára-raios
- $h_p$  = altura dos cabos pára-raios na torre
- $h_m$  = altura mínima dos cabos pára-raios no meio do vão.

Para se calcular a **expectativa do número de descargas incidentes na linha de transmissão** ( $N$ ), basta multiplicar o comprimento da linha ( $C$ ) pela largura efetiva da faixa

---

de exposição da mesma ( $L$ ) e a densidade de descargas ( $N_g$ ) obtida por um dos métodos citados anteriormente, como expresso na Equação 2-5.

$$N = C \times 10^{-1} \times L \times N_g \quad (\text{raios/100 km/ano}) \quad \text{Equação 2-5}$$

Há também outros métodos para estimativa do número de descargas que incidem na linha. Por exemplo, as referências [Anderson e Eriksson ,1980] e [Eriksson,1987a] propõem uma estimativa em função do raio de atração<sup>11</sup> das estruturas e a largura efetiva da linha, como exposto na Equação 2-6 e Equação 2-7.

$$R = 16,3H_s^{0,61} \quad \text{Equação 2-6}$$

$$N = (2R + W)N_g \times 10^{-1} \quad (\text{raios/100km/ano}) \quad \text{Equação 2-7}$$

Sendo:

- $R$  = raio de atração da estrutura (m)
- $H_s$  = altura efetiva da estrutura, sendo para linhas de transmissão a diferença entre a altura dos cabos pára-raios na torre e  $2/3$  da flecha ( $H_s = h_p - 2/3 h_m$ ).
- $W$  = largura efetiva da linha (m)
- $N_g$  =densidade de descargas à terra.

Deve-se ressaltar que existe certa tendência das descargas incidirem na torre e nas regiões próximas a elas, por serem estas as regiões mais elevadas da linha de transmissão. Alguns autores consideram que cerca de 60% das descargas incidentes em uma linha de transmissão ocorram nas proximidades da torre, sendo o suficiente próximas para serem consideradas como incidentes na torre [EPRI, 1982]. Isto se verifica sobretudo no caso de torres colocadas no alto de colinas com o vão estendendo sobre vales.

---

<sup>11</sup> Raio de atração: Distância entre o canal descendente da descarga e a estrutura terrestre, a partir da qual ocorrerá o fechamento do percurso entre o canal descendente e o canal ascendente que se originou na estrutura terrestre.

---

### 2.3.1.4 Tipo de incidência

O tipo de incidência da descarga na linha irá determinar seu comportamento. Os tipos mais característicos são as incidências diretas na torre ou cabo pára-raios, incidência direta nos cabos-fase e incidências próximas à linha (incidências indiretas).

#### *Incidência Direta na Torre e no Cabo Pára-raios*

Os desligamentos em uma linha de transmissão devido à incidência de descargas são ocasionados pela sobretensão gerada no ponto de incidência ou em pontos próximos. Dependendo do nível de tensão estabelecido, poderá haver ruptura dos isolamentos da linha. O processo de ruptura dos isolamentos devido à incidência de descargas diretamente na torre ou nos cabos pára-raios denomina-se *backflashover*.

A sobretensão no ponto de incidência da descarga atmosférica depende de vários parâmetros, tais como a intensidade de corrente da descarga, a taxa de crescimento desta corrente, o comportamento transitório da torre, o comportamento do sistema de aterramento da torre, o ponto de incidência da descarga (torre, meio de vão,  $\frac{1}{4}$  de vão etc) e as características do canal de descarga.

Quando um raio ocorre diretamente na torre de uma linha de transmissão, é estabelecido um processo de propagação da corrente de descarga nos cabos pára-raios (em direção às torres adjacentes) e ao longo da torre, como é ilustrado na Figura 2-1.

Inicialmente, a tensão estabelecida no ponto de incidência constitui-se o produto da corrente da descarga pela impedância equivalente, (neste caso, no topo da torre) calculada pelo paralelo entre as impedâncias de surto dos cabos pára-raios e a impedância de surto da torre.

A tensão que solicita os isolamentos da linha (tensão solicitante) próximo à torre está relacionada à tensão da torre no ponto de fixação das cadeias de isoladores, à tensão instantânea de cada fase no momento da incidência e à tensão induzida nas fases pela tensão estabelecida no cabo pára-raios.

---

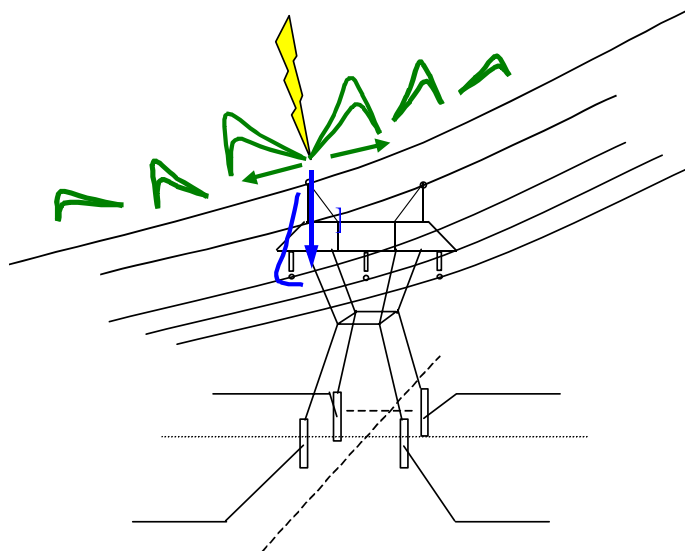


Figura 2-1 - Incidência de descargas diretamente na torre – Propagação da onda de corrente ao longo da torre e dos cabos pára-raios. A maior parte da corrente se propaga através da torre. Adaptado da referência [Visacro 2005b].

À onda de corrente incidente, associa-se uma onda de tensão proporcional à mesma, que se propaga e sofre atenuação e reflexão nos pontos de descontinuidade. Devido ao fato da altura das torres ser muito menor que o comprimento dos vãos, haverá maior número de reflexões na torre, pois esta possui menor tempo de trânsito ( $\tau$ ) em relação à propagação desenvolvida nos cabos pára-raios. A amplitude da reflexão negativa da onda de corrente (ou tensão)  $e$ , conseqüentemente, a tensão resultante no topo da torre, é definida pelo comportamento de seu aterramento (item 2.4.4).

A determinação da tensão no topo da torre  $e$ , conseqüentemente, da tensão estabelecida na cadeia de isoladores, que pode causar *backflashover*, pode ser obtida por simulações computacionais, utilizando-se programas de cálculos de transitórios.

O comportamento das linhas para incidência de descargas atmosféricas nos cabos pára-raios é descrito de maneira similar ao comportamento da linha para incidência direta na torre. Porém, algumas particularidades devem ser observadas: como no caso de incidência direta na torre, à incidência da descarga no cabo pára-raios segue-se o processo de propagação e reflexão da onda em direção aos aterramentos das torres adjacentes. Pode-se considerar que a corrente se divide em partes iguais, propagando-se em ambas direções, como indicado na Figura 2-2.

A propagação desta corrente nas torres adjacentes se comporta de maneira similar ao caso da incidência direta na torre, mas a tensão estabelecida no ponto de incidência da descarga atmosférica é maior em relação à tensão na torre para incidência direta na mesma, devido ao efeito do sistema de aterramento ser mais lento que no caso anterior, como será descrito no item 2.4.4.

Um outro ponto que deve ser abordado é que a sobretensão estabelecida no meio de vão, no caso de incidência nos cabos pára-raios no meio do vão, é maior que a tensão no topo de torre para incidência direta na torre, considerando-se a mesma corrente de descarga atmosférica.

A ruptura dos isolamentos da linha poderá ocorrer, neste caso, em dois locais: na cadeia de isoladores, como no caso de incidência direta na torre, e no espaçamento entre o cabo pára-raios e o cabo fase, no ponto de incidência da descarga atmosférica. Neste último, a prática comum de proteção é estabelecer uma distância “aceitável” entre cabos, para se prevenir a ruptura dos isolamentos ao longo do vão.

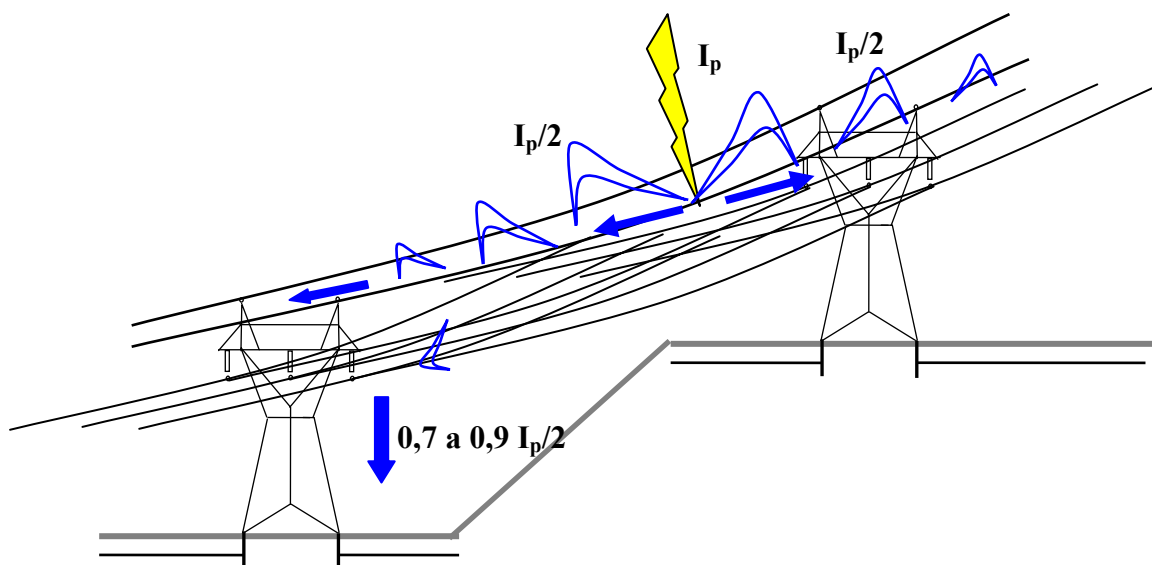


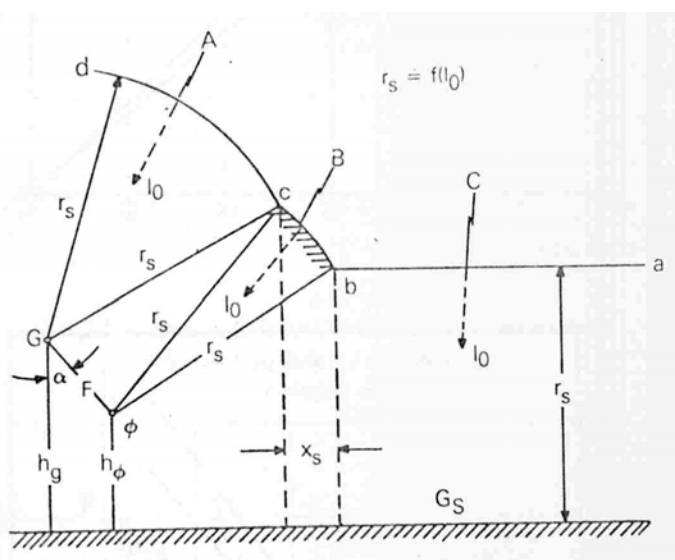
Figura 2-2 - Incidência de descargas diretamente no cabo pára-raios. A corrente da descarga se divide e propaga ao longo dos cabos pára-raios em direção às torres adjacentes.  $I_p$  = valor de pico da corrente incidente. Adaptado da referência [Visacro 2005b].

### ***Incidência Direta nos cabos fase***

Denomina-se falha de blindagem ao evento no qual a descarga atmosférica incide diretamente nos cabos condutores da linha de transmissão, vazando a proteção determinada pelos cabos pára-raios (“*shielding failure*”). A ocorrência de uma falha de blindagem pode causar desligamento da linha, dependendo principalmente da intensidade da corrente de descarga incidente, da suportabilidade dos isolamentos da linha, do valor instantâneo da tensão de fase no momento da incidência e da impedância de surto da linha de transmissão.

No caso de incidência de descargas nos cabos condutores, os parâmetros que causam maior interferência no processo são a intensidade de corrente da descarga atmosférica e a própria geometria da linha, especialmente o posicionamento dos cabos pára-raios em relação aos cabos condutores. Estes parâmetros são considerados nos itens seguintes.

Para análise do comportamento das linhas face à incidência nos cabos condutores, foi desenvolvido o **modelo eletrogeométrico** (Figura 2-3), que estabelece relações entre os parâmetros de descargas e os parâmetros geométricos da linha, através do raio de atração. A referência [Soares Jr, 2001] apresenta um breve histórico da concepção do modelo eletrogeométrico, que foi aprimorado ao longo dos anos.



|  |
|--|
| $I_0$ = Intensidade de corrente da descarga atmosférica<br>$\phi$ = cabo condutor<br>$G$ = cabo pára-raios<br>$G_S$ = solo<br>$r_s$ = Raio de atração $r_s=f(I_0)$ |
|--|

Figura 2-3 – Modelo Eletrogeométrico para um raio de intensidade de corrente  $I_0$ , que determina o raio de atração  $r_s$ . As regiões delimitadas pelos segmentos ab, bc e cd e pelo raio de atração referem-se à incidência da descarga no solo, no cabo condutor e no cabo pára-raios, respectivamente. Ou seja, se um raio incidir na região cb (situação B), certamente atingirá o cabo condutor.

### ***Descarga Indireta***

As descargas atmosféricas que caem nas regiões próximas à linha (descarga indireta ou descargas atmosféricas laterais) também podem causar danos à mesma, através das tensões induzidas nos cabos fase e cabos pára-raios pelo campo eletromagnético gerado pela corrente de retorno da descarga.

As tensões induzidas nos cabos fase são influenciadas sobretudo pela intensidade da corrente da descarga e o tempo de frente da onda de corrente [Silveira, 2001]. Outros fatores afetam em menor escala a amplitude da tensão induzida, tais como a velocidade da propagação da corrente no canal de descarga, a altura da nuvem, a distância, a posição relativa do ponto de incidência da descarga em relação à linha e a resistividade do solo. Entre os parâmetros da linha que mais influenciam na amplitude da tensão induzida, destaca-se a altura das linhas [Nucci e Rachidi, 1999], [Visacro, 2005b].

Na maioria das vezes, as tensões induzidas são de grande importância para linhas com nível de tensão inferiores a 69 kV (MT e BT), superando em frequência os casos de desligamentos e danos causados por descargas diretas para linhas com esta classe de tensão. Sua relevância em linhas de alta tensão (tensão nominal acima de 69 kV, inclusive) tem sido investigada por alguns pesquisadores. A referência [Visacro et al., 2001] traz um estudo da importância de descargas induzidas para linhas de 138 kV. Em todos os casos analisados neste trabalho, a tensão induzida não ultrapassou o nível de suportabilidade da linha.

De uma forma geral, considerando-se que o efeito de descargas induzidas para linhas de EAT e UAT não é relevante, este efeito pode ser desprezado em análise de desempenho para esta classe de tensão de LT's.

---

### 2.3.2 Parâmetros da Corrente de Descarga

Entre os parâmetros da onda de corrente que mais interferem no comportamento das linhas de transmissão frente a descargas estão a amplitude da corrente, o tempo de frente, tempo de cauda, a taxa de crescimento da corrente e a carga total da descarga [Chowdhuri, 2001].

Numa análise de desempenho de linhas, cada parâmetro tem sua importância determinada de acordo com o nível de tensão nominal da LT. Por exemplo, em linhas acima de 230 kV, os parâmetros de descarga da maior influência no desempenho da mesma são a intensidade da corrente e o tempo de frente, quando se analisa incidência de descargas diretamente na torre ou nos cabos pára-raios (Item 2.3.1.4).

Através do conhecimento das distribuições dos parâmetros de corrente das descargas atmosféricas, obtidas preferencialmente por medições diretas em torres instrumentadas, pode-se caracterizar as solicitações aos isolamentos da linha em estudo.

A Figura 2-4 apresenta a forma típica da onda de corrente de descarga e seus principais parâmetros, considerando-se uma descarga nuvem-solo negativa. São descritas a seguir as influências dos principais parâmetros de corrente de descargas no desempenho de linhas de transmissão.

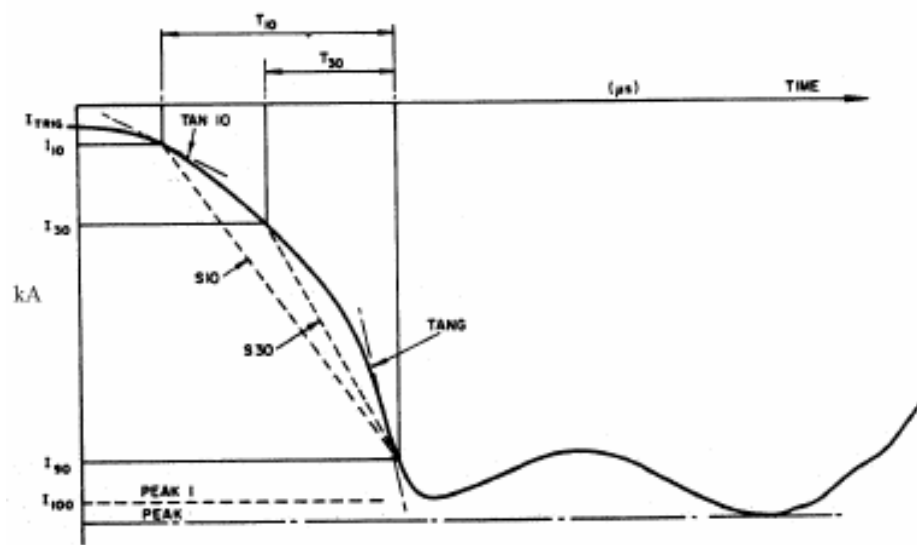


Figura 2-4 – Forma da onda típica de corrente de descarga e principais parâmetros associados. (Os índices 10 e 30 representam os valores obtidos considerando-se os valores de 10 a 90% e de 30 a 90% do primeiro pico da corrente de descarga, respectivamente).

### 2.3.2.1 Amplitude e polaridade

A **amplitude da corrente** da descarga atmosférica é o parâmetro de maior influência na determinação da severidade dos danos causados à linha em estudo.

No caso de incidência direta nos cabos pára-raios ou na torre, a amplitude da onda de corrente incidente influenciará proporcionalmente na amplitude da sobretensão resultante na cadeia de isoladores, podendo ou não causar sua ruptura, de acordo com o nível de isolamento da linha (item 2.3.1.4). Geralmente, são consideradas correntes de descargas capazes de causar tais desligamentos nas linhas as que possuem amplitude de dezenas a centenas de Amperes (acima de 20 kA), pois estas podem causar o *backflashover*, dependendo logicamente do NBI da linha, do ponto de incidência da descarga etc [Anderson e Eriksson,1980], [CIGRÉ, 1991].

Já para incidências diretas nos cabos condutores, em linhas com cabos pára-raios, as descargas mais críticas são as de menor intensidade de corrente, denominadas “correntes de falhas de blindagem” (possuem intensidade usualmente abaixo de 20 kA). Isto devido à proteção natural oferecida pelo cabo pára-raios (ver itens 2.4.1 e 2.3.1.4).

Para as tensões induzidas, a sobretensão resultante na linha será tanto maior quanto maior for a intensidade do raio.

Quanto à **polaridade da onda** de corrente, deve-se ressaltar que a maioria das descargas que atingem as linhas são negativas (representam cerca de 90% das descargas totais, segundo literatura técnica). Embora normalmente as correntes positivas apresentem amplitudes maiores que as correntes negativas (de 1,6 a 2 vezes para correntes com mesma velocidade), sua ocorrência é bem mais rara (em torno de 10%<sup>12</sup>), variando de acordo com as estações do ano e de acordo com a região. Por estas razões, as descargas positivas normalmente não são consideradas na análise de desempenho de linhas.

No entanto, para análise de suportabilidade dos isolamentos, deve-se considerar correntes de ambas polaridades (ver item 2.4.3).

---

<sup>12</sup> As estatísticas de ocorrência para ambas as polaridades de descargas obtidas através do LLS para o Estado de Minas Gerais são apresentadas no Capítulo 4.

### 2.3.2.2 Tempo de frente, taxa de crescimento, tempo de cauda e outros.

O **tempo de frente**  $t_f$  (tempo que a onda de corrente de descarga atmosférica leva para alcançar seu pico)<sup>13</sup> afeta diretamente no desempenho de linhas de transmissão. No caso de uma incidência direta, quanto menor o tempo de frente, maior será a tensão no topo da torre antes da reflexão negativa ocorrer na própria torre e o efeito da reflexão negativa das torres adjacentes alcançar a torre em questão, obtendo, assim, maiores níveis de sobretensão na cadeia de isoladores.

A Figura 2-5 ilustra dois casos do efeito do  $t_f$  no desempenho de linhas: a sobretensão resultante na cadeia de isoladores de uma linha de transmissão com um cabo pára-raios quando  $t_f = 1\mu\text{s}$  (linha contínua) e  $t_f = 5\mu\text{s}$  (linha tracejada), considerando e sem considerar a reflexão negativa das torres adjacentes. Nota-se que, em ambos os casos, para ondas de corrente com menores  $t_f$ , a amplitude da sobretensão na cadeia de isoladores é maior.

No caso de descarga indireta, a tensão máxima induzida nos cabos fase e cabos pára-raios será tanto maior quanto menor o tempo de frente da onda de corrente de retorno da descarga. A Figura 2-6 apresenta um exemplo típico do efeito do tempo de frente na tensão induzida, considerando-se a ocorrência da descarga a uma distância lateral de 100 m da linha.

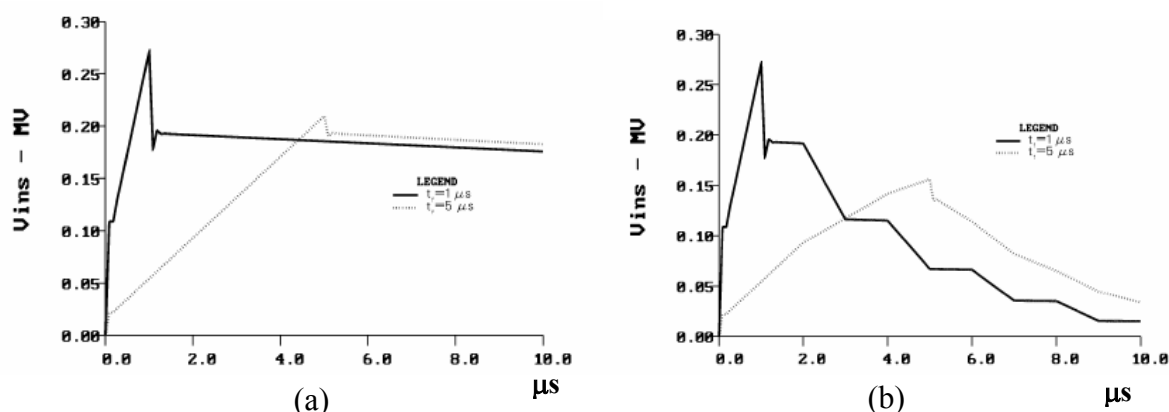


Figura 2-5 – Efeito do  $t_f$  da onda de corrente da descarga atmosférica (incidência direta) na sobretensão na cadeia de isoladores em uma LT com um cabo pára-raios (a) sem considerar as reflexões negativas das torres adjacentes (b) considerando o efeito das reflexões negativas das torres adjacentes. Figura adaptada da referência [Chowdhuri, 2001].

<sup>13</sup> Existem várias definições para o tempo de frente. De uma forma geral, compreende o tempo que a onda de corrente leva para alcançar seu valor de pico. O CIGRÉ, por exemplo, recomenda para caracterização de incidência de descargas em linhas de transmissão o  $T_{30}$  – tempo que a onda leva de 30% a 90% do valor do 1º pico da onda de corrente (fig. 2.4).

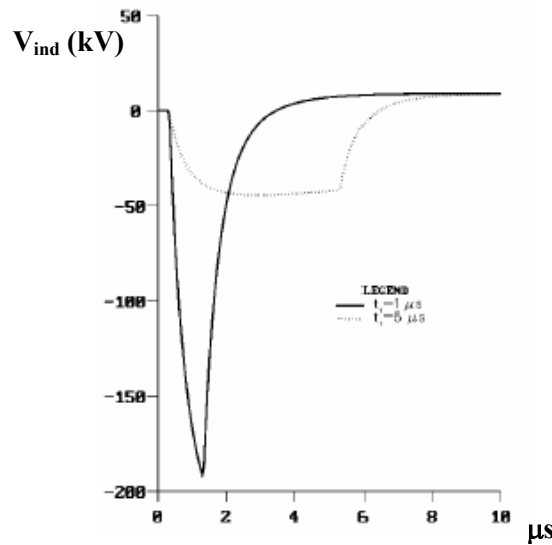


Figura 2-6 – Efeito do  $t_f$  da onda de corrente da descarga atmosférica na tensão induzida nos cabos para uma descarga que incide a uma distância lateral de 100m da linha. Figura adaptada da referência [Chowdhuri, 2001].

A **taxa de crescimento** da onda de corrente de descarga ( $di/dt$ ) é um parâmetro de maior representatividade no desempenho de linhas quando se tratam das descargas indiretas (tensões induzidas nos cabos) sendo, portanto, mais relevantes para linhas de média tensão e alguns casos de LT's de alta tensão<sup>14</sup>.

A Figura 2-7 apresenta um exemplo típico da dependência da taxa de crescimento da onda de corrente da descarga atmosférica ( $\beta$ ) no estabelecimento da tensão induzida nos condutores fase e nos cabos pára-raios, com valores em p.u. Nota-se que quanto mais rápida a corrente de retorno do raio, maior será a tensão induzida nos cabos.

<sup>14</sup> Para caracterização da taxa de crescimento na análise de desempenho de LT's, o CIGRÉ recomenda a utilização do valor médio obtido em medições diretas da máxima inclinação da onda de corrente de descarga (parâmetro TANG da Figura 2-4) [CIGRÉ, 1991].

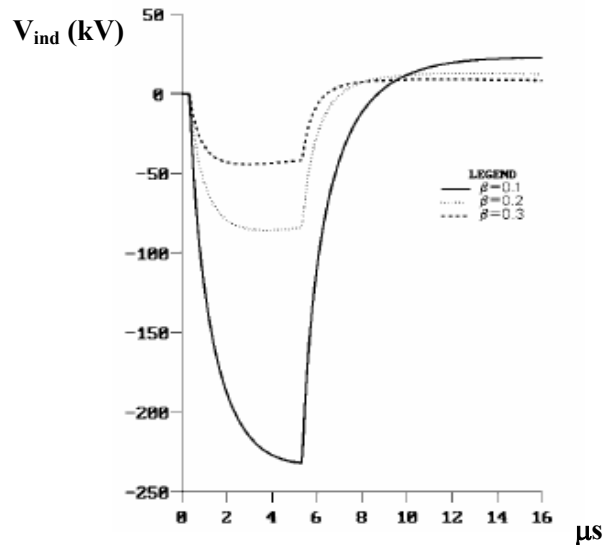


Figura 2-7 - Efeito da taxa de crescimento  $di/dt$  ( $\beta$ ) da onda de corrente da descarga atmosférica na tensão induzida nos cabos para uma descarga de  $t_f = 5 \mu s$  que incide a uma distância lateral de 100 m da linha. Os valores de  $\beta$  estão em p.u. ( $\beta=0,1$  linha contínua;  $\beta=0,2$  linha tracejada;  $\beta=0,3$  linha pontilhada). Figura adaptada da referência [Chowdhuri, 2001].

O **tempo de cauda** (ou tempo de meia onda: tempo que a onda de corrente leva para retornar a 50% do seu valor de pico, desde o seu início) apresenta menor relevância na análise de desempenho de linhas que o tempo de frente da onda de corrente de descarga. No entanto, este parâmetro representa o “tempo que a linha é submetida a corrente da descarga atmosférica”, e deve ser considerado principalmente na fase de projeto de proteção da LT, principalmente quanto à suportabilidade térmica dos isolamentos (instabilidade térmica), que pode ocorrer devido ao efeito cumulativo da energia dissipada pela corrente de descarga no período.

A “**energia dissipada por unidade de resistência**” ( $\int i^2 dt$ ) associada à carga total envolvida no processo da descarga, é um parâmetro que deve ser considerado na análise de desempenho de linhas. Este parâmetro representa a energia dissipada pela corrente de descarga incidente durante seu fluxo pelo corpo ou estrutura atingido pelo raio<sup>15</sup>.

Se a “energia dissipada por unidade de resistência” de um raio incidente na linha exceder o limite térmico dos equipamentos e estruturas da linha, poderão ocorrer danos

<sup>15</sup> Para se determinar a energia dissipada pela carga sobre um corpo ou estrutura, multiplica-se esse parâmetro pela impedância do objeto atingido.

físicos dos mesmos, como, por exemplo, o derretimento de partes do equipamento ou ruptura de cabos, causando desligamentos da LT.

## ***2.4 Parâmetros das Linhas de Transmissão***

O desempenho de uma linha frente a descargas atmosféricas está diretamente condicionado à resposta da mesma à eventuais incidências.

Os parâmetros da linha de transmissão considerados numa análise de desempenho podem ser divididos em dois grupos: a geometria da linha (suas características construtivas, como tipo de torre, altura etc) e/ou as características elétricas da mesma (impedância de surto, acoplamento entre cabos, suportabilidade dos isolamentos e comportamento do aterramento).

### ***2.4.1 Geometria da Linha***

A localização e rota da linha influenciam seu desempenho em função da densidade de descargas para a terra na região de instalação (item 2.3.1). Além disso, algumas características físicas de construção da linha vão determinar seu desempenho face a descargas atmosféricas, tais como:

- A altura das estruturas, que determina o tempo de resposta do sistema a incidências diretas na torre e nos cabos pára-raios (itens 2.3.1.4 e 2.4.4);
  - O comprimento dos vãos, que interfere no aumento do tempo de resposta do sistema de aterramento da torre a incidências nos cabos pára-raios (item 2.4.4);
  - Os espaçamentos elétricos (cabo fase - cabo fase, cabos fase - cabos pára-raios, cabos fase – estrutura e cabos fase – solo), que caracterizam e definem a suportabilidade dos isolamentos da linha (item 2.4.3);
  - O tipo das estruturas, que determina a impedância de surto da própria torre e pode influenciar no tempo de resposta de seu aterramento;
  - A quantidade de cabos fase e cabos pára-raios utilizada, considerando-se os efeitos dos acoplamentos eletromagnéticos.
-

Uma das principais tarefas dos projetistas das linhas de transmissão é estabelecer o posicionamento dos cabos pára-raios, ou seja, determinar o ângulo de blindagem da linha a fim de se reduzir a probabilidade da incidência de descargas nos cabos fase.

Historicamente, até o ano de 1951, um ângulo de blindagem de 30 graus era usualmente utilizado, garantindo-se um bom desempenho frente a descargas atmosféricas para linhas com nível de tensão acima de 230 kV. Em meados da década de 50, iniciou-se a transmissão de energia de 345 kV, construindo-se linhas com estruturas altas e circuito duplo, que apresentaram baixos níveis de desempenho, com muitos desligamentos devido a falhas de blindagem. Após vários estudos, concluiu-se que o ângulo de blindagem deve ser no máximo de 30°, diminuindo à medida que a altura das estruturas da LT aumenta [IEEE, 1997].

Em realidade, considera-se mais adequada a adoção de modelos mais elaborados, tais quais o modelo eletrogeométrico ou o *leader progression model* para a definição da posição dos cabos de blindagem na linha.

### 2.4.2 Impedância de Surto e Acoplamento Eletromagnético

#### a) Impedância de Surto dos Cabos

Uma linha de transmissão pode ser representada por sua impedância característica  $Z_C$ , através dos seus parâmetros elétricos (resistência  $R$ , indutância  $L$ , condutância  $G$  e capacitância  $C$ ) por unidade de comprimento, e sua frequência angular  $\omega=2\pi f$  (Equação 2-8).

$$Z_C = \sqrt{\frac{R + j\omega L}{G + j\omega C}} \quad \text{Equação 2-8}$$

Para fenômenos de alta frequência (ou ondas impulsivas rápidas), os termos  $j\omega L$  e  $j\omega C$  tornam-se muito maiores que os termos  $R$  e  $G$ , e a impedância característica tende para:

$$Z_C = \sqrt{\frac{L}{C}} = Z_s \quad \text{Equação 2-9}$$

onde  $L$  é a indutância série (H/m) e  $C$  a capacitância para a terra do cabo (F/m). Esta expressão é designada impedância de surto “ $Z_s$ ” da linha.

O cálculo da amplitude de tensão estabelecida devido à incidência de uma descarga atmosférica pode ser aproximado pelo produto da impedância de surto  $Z_s$  pela amplitude da onda de corrente.

### b) Impedância de Surto da Torre

A determinação da impedância de surto da torre não é muito simples, pois esta varia ao longo da mesma, acompanhando a variação geométrica da torre com a altura.

Ao longo dos anos, vários estudos têm sido realizados por pesquisadores visando determinar a impedância de surto dos vários tipos de torre de transmissão. Tradicionalmente, a torre tem sido representada por um cone (Equação 2-10) [Sargent e Darveniza, 1969] ou cilindro (Equação 2-11) [Wagner e Hileman, 1960]. Em ambas as representações, as torres são consideradas como linhas de transmissão verticais sem perdas, com impedância de surto constante e uniforme.

$$Z_T = 60 \ln \left( \frac{\sqrt{2}}{S} \right) \quad \text{Equação 2-10}$$

sendo  $S$  o seno da metade do ângulo que define a abertura do cone.

$$Z_T = 60 \ln \sqrt{2} \left( \frac{h}{r} \right) - 60 \quad \text{Equação 2-11}$$

onde  $h$  é a altura e  $r$  o raio do cilindro equivalente .

Estas expressões resultam de desenvolvimentos analíticos aplicados a representações geométricas simplificadas das torres.

Outra maneira de se obter o valor da impedância da torre são as análises realizadas em modelos em escala reduzida, onde são injetadas correntes com várias formas de onda e medidas as tensões no topo da torre. Tais estudos são acompanhados de deduções analíticas [Dájuz et al., 1987], [Soares Jr, 2001].

Mais recentemente, são utilizadas simulações computacionais baseadas em teorias de campos eletromagnéticos, para se determinar uma impedância de surto equivalente [Soares Jr e Visacro, 2005].

Maiores detalhes sobre modelagem das torres podem ser encontrados nas referências [Soares Jr, 2001], [Soares Jr e Visacro, 2003].

Na prática, valores típicos utilizados para representar a impedância de surto da torre encontram-se na faixa de 150 a 250Ω [CIGRÉ, 1991].

O **acoplamento eletromagnético** entre os componentes do sistema (aterramento da torre / torre / cabos fase / cabos pára-raios) é um elemento de influência no estabelecimento da sobretensão na cadeia de isoladores. No cálculo da sobretensão estabelecida devido a uma descarga atmosférica, devem-se considerar, além dos efeitos próprios, os efeitos mútuos de natureza condutiva, capacitiva e magnética dos elementos da linha.

O fator de acoplamento  $K_c$ , representado pelo acoplamento entre cabos fase e cabo pára-raios, geralmente é utilizado para determinar a sobretensão na cadeia de isoladores, uma vez que já esteja determinada a sobretensão no topo da torre ( $V_{ins} = (1 - K_c) V_{topo}$ ).

Para se calcular o fator de acoplamento, utilizam-se cálculos baseados na configuração geométrica da linha e suas imagens. A Figura 2-8 representa a configuração utilizada para cálculo do fator de acoplamento para linhas com um cabo pára-raios; a Figura 2-9 apresenta a configuração utilizada para linhas com dois cabos pára-raios. Em ambos os casos, deve-se considerar a variação do raio do cabo devido ao efeito corona, utilizando-se o raio equivalente do cabo pára-raios [Dájuz et al., 1987]. Deve-se ressaltar que em ambos os casos, o fator de acoplamento é calculado através de uma simplificação, pois tais cálculos consideram o solo como um condutor elétrico perfeito. O fator de acoplamento também pode ser calculado utilizando-se notação de matrizes, conhecida como “equação geral para cálculo do fator de acoplamento ( $K_c$ ) em linhas com  $n$  cabos pára-raios”, considerando-se as impedâncias de surto combinadas dos cabos [EPRI, 1982].

Na prática, o valor de  $K_c$  encontra-se na faixa de 0,1 a 0,3, de acordo com posição dos cabos-fase e configuração da torre.

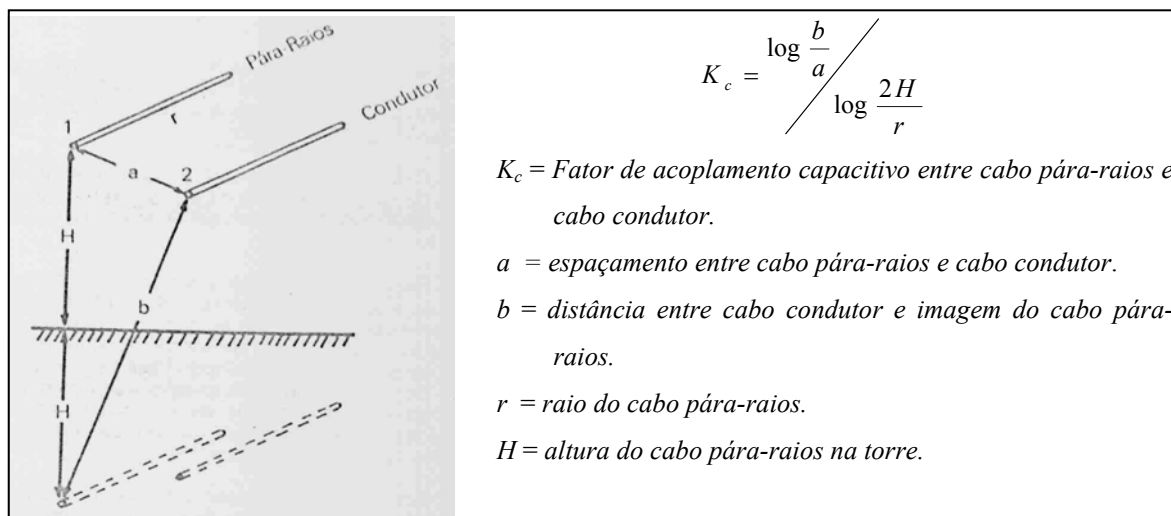


Figura 2-8 - Configuração utilizada para cálculo do fator de acoplamento com um cabo pára-raios. Adaptado de [Dájuz et al., 1987].

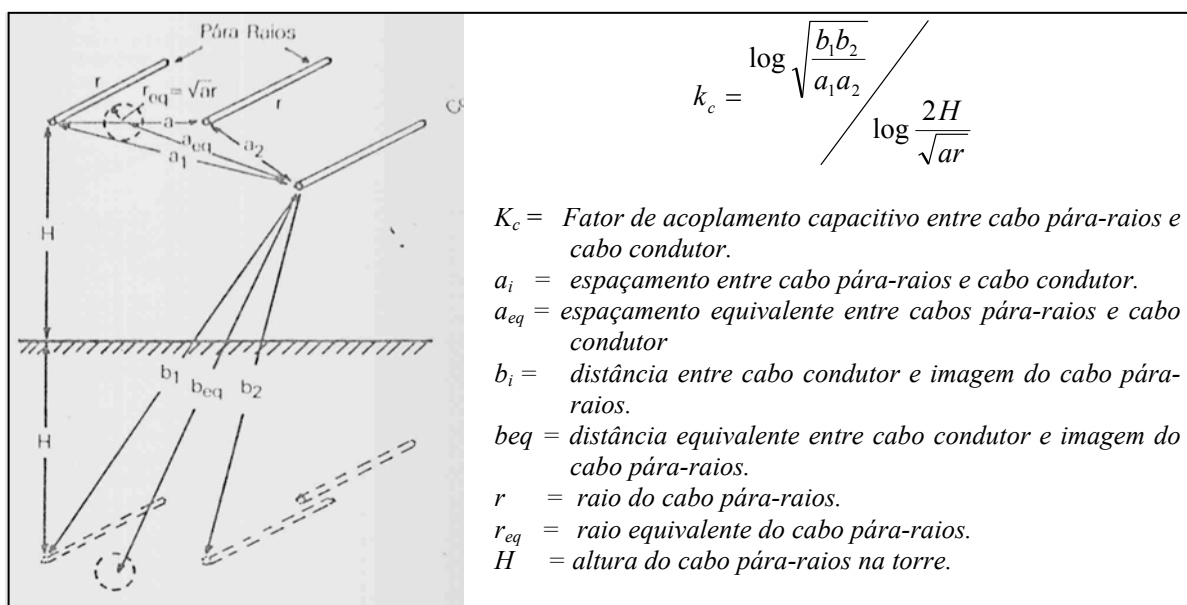


Figura 2-9 - Configuração utilizada para cálculo do fator de acoplamento com dois cabos pára-raios [Dájuz et al., 1987].

### 2.4.3 Suportabilidade dos Isolamentos

Define-se a suportabilidade de um isolamento a partir de uma determinada probabilidade de ocorrer sua ruptura frente à amplitude de uma onda de tensão aplicada (geralmente utilizam-se as probabilidades de ruptura de 50% e 10%). As informações sobre os isolamentos da linha são obtidas através de análises laboratoriais, utilizando-se normas técnicas de ensaios elaboradas para cada caso. As linhas de transmissão apresentam três tipos de configuração para análise de isolamento a surtos atmosféricos:

- Espaçamento condutor - estrutura;
- Espaçamento condutor - condutor;
- Espaçamento condutor - solo.

Os testes laboratoriais confirmam que a descarga ocorre sempre para a menor distância entre a parte energizada e a parte aterrada, sendo que tais análises estão associadas à geometria considerada e condições climáticas encontradas.

Exemplos da tensão crítica disruptiva para polaridade positiva e negativa são mostrados nas Figuras 2-10 e 2-11, em função do número de isoladores e entre dois condutores paralelos, respectivamente.

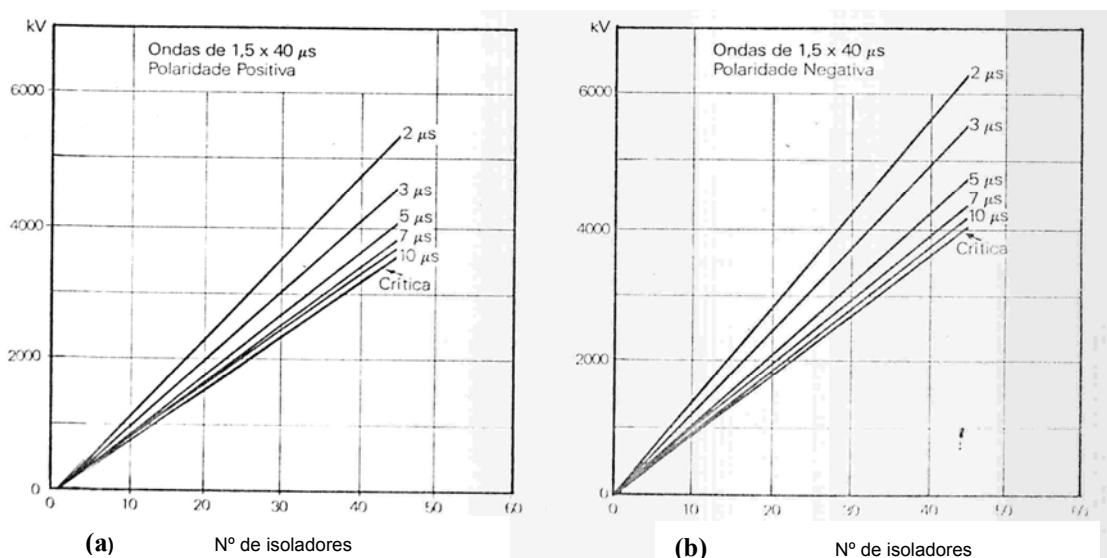


Figura 2-10 – Tensão crítica disruptiva em função do número de isoladores: (a) Onda de 1,5 x 40µs com polaridade positiva; (b) Onda de 1,5 x 40µs com polaridade negativa. Figura obtida de [Dájuz et al., 1987].

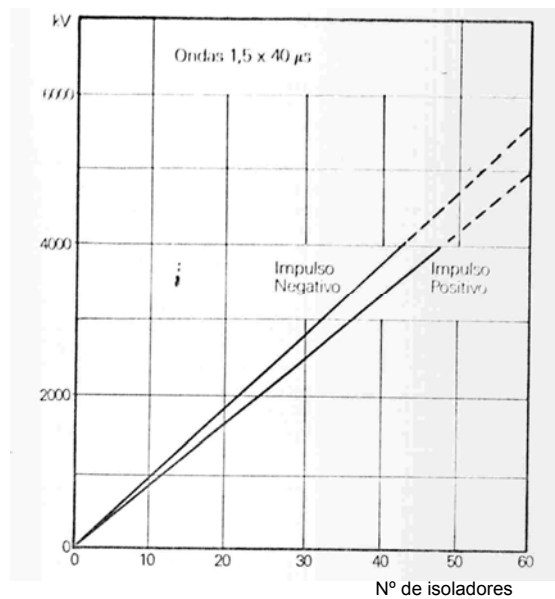


Figura 2-11 - Tensão crítica disruptiva em função do espaçamento entre cabos. Onda de 1,5 x 40µs – Impulsos positivo e negativo [Dájuz et al., 1987].

À medida que aumenta-se o tempo de exposição dos isolamentos, diminui-se a tensão de suportabilidade. O aumento do número de isoladores na cadeia aumenta a tensão de suportabilidade da linha. Nota-se maior suportabilidade dos isolamentos aos impulsos negativos.

As condições atmosféricas, como presença de chuvas, ventos, níveis de umidade do ar e presença de poluição devem ser consideradas na análise do comportamento dos isolamentos da linha [EPRI, 1982].

Para se determinar o nível básico de isolamento da linha (NBI), que é o valor de tensão suportável dos isolamentos da LT, com 90% de probabilidade de não ocorrer a disrupção, deve-se considerar a configuração utilizada no conjunto torre – isoladores - aterramento.

Na prática, porém, o NBI da linha pode ser aproximado através da cadeia de isoladores, considerando-se o tipo de material do isolador e a quantidade utilizada para se constituir a cadeia de isoladores. A Tabela 2.2 mostra os valores mínimos do NBI de linhas de transmissão de diferentes níveis de tensão comumente utilizado por algumas concessionárias brasileiras, considerando-se isoladores de vidro ou porcelana. Variações

nestes valores se devem a diferentes configurações das estruturas da linha e número de isoladores utilizado, alcançando-se maiores níveis de isolamento das linhas.

| <b>Tensão Nominal da LT</b> | <b>Nº típico de Isoladores</b> | <b>NBI Mínimo (Valor de crista)</b> |
|-----------------------------|--------------------------------|-------------------------------------|
| 69 kV                       | 5                              | 380 kV                              |
| 138 kV                      | 9                              | 650 kV                              |
| 230 kV                      | 14                             | 975 kV                              |
| 345 kV                      | 18                             | 1.240 kV                            |
| 500 kV                      | 24                             | 1.612 kV                            |

Tabela 2-2 – NBI mínimo típico para concessionárias brasileiras, considerando-se isoladores de vidro ou porcelana.

#### ***2.4.4 Comportamento do Aterramento das Torres***

O aterramento das torres é um dos parâmetros de maior influência no comportamento das linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas, pois o mesmo é que determinará a magnitude da reflexão negativa da onda de corrente que incidiu na linha. Normalmente, o mesmo é composto por hastes metálicas (grelhas) e cabos contrapeso, utilizando-se várias configurações destes elementos, conforme a resposta do sistema desejada.

Ao incidir em uma linha de transmissão, a onda de corrente da descarga atmosférica se propaga em direção aos aterramentos das torres. Quando a mesma atinge a porção inicial do aterramento junto aos pés da torre, num tempo de trânsito  $\tau$ , a onda sofre uma reflexão negativa, pois a impedância do aterramento  $Z_G$  vista pela onda é menor que a impedância de surto da torre ( $Z_T$ ). A onda refletida segue em direção ao topo da torre, alcançando-o num tempo  $2\tau$ . Somente após este tempo, o efeito do aterramento (atenuação da tensão estabelecida no topo da torre) será percebido. A tensão no topo da torre será uma combinação das ondas incidente e refletida, como ilustrado na Figura 2-12.

Além da forma de onda considerada para cálculo, dois parâmetros influenciam diretamente na amplitude da sobretensão estabelecida no topo da torre: a razão entre a impedância da torre e a impedância de aterramento ( $Z_T/Z_G$ ), que determina o fator de reflexão, e o tempo de trânsito da onda, definido pela altura da torre ( $\tau = h/c$ ;  $c=3 \times 10^8$  m/s).

Quanto menor a impedância de aterramento (maior relação  $Z_T/Z_G$ ), maior a amplitude da onda incidente, e, conseqüentemente, menor a onda resultante no topo da torre. Por outro lado, quanto maior o tempo de trânsito, mais tempo a onda de reflexão negativa levará para atenuar o valor da onda incidente, que resultará em maiores valores da tensão resultante (Figura 2-12).

Por essa razão, as incidências de descargas atmosféricas em LT's ocorridas nos vãos (sendo a incidência a meio de vão o caso mais crítico) em geral são mais severas que as incidências diretas na torre (considerando-se a mesma amplitude de corrente), pois o tempo de trânsito para o primeiro caso é maior (soma dos tempos de trânsito da onda na torre e no cabo). Pelo mesmo motivo, as estruturas menores são mais eficientes que estruturas mais elevadas, considerando-se o desempenho da linha frente a descargas.

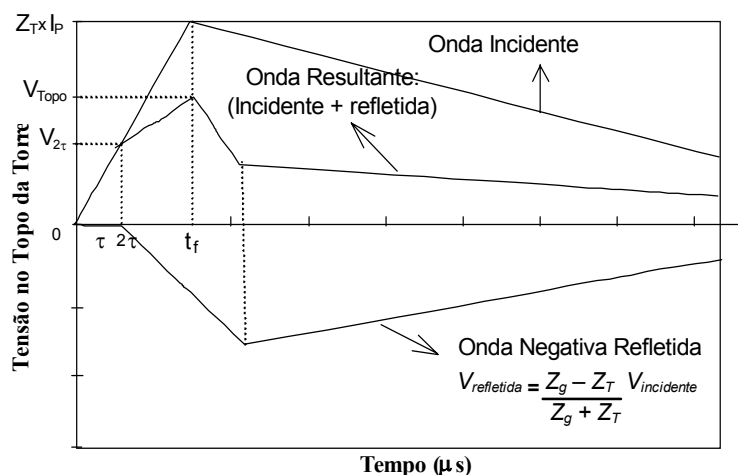


Figura 2-12 – Tensão estabelecida no Topo da Torre ( $t_f$  = tempo de frente;  $\tau$  = tempo de trânsito;  $Z_T$  = Impedância de surto da torre;  $Z_g$  = Impedância de aterramento da torre).

Deve-se, pois, buscar um menor valor possível da impedância de aterramento  $Z_G$ , sendo a primeira providência a se tomar para reduzir a tensão estabelecida na cadeia de isoladores, melhorando-se assim, o desempenho da linha.

A referência [Soares Jr, 2001] apresenta uma análise da bibliografia relativa a modelagem do aterramento das torres de transmissão, considerando as diversas metodologias e teorias utilizadas na elaboração de tais modelos. Na prática, é comum utilizar um valor constante de resistência de aterramento que apresente uma tensão de topo de torre aproximada ao valor obtido quando se considera a impedância variável.

A resistividade do solo ao longo da linha de transmissão determinará o projeto do aterramento das torres [Soares Jr et al., 1997]. A partir da configuração hastes - cabos contrapeso escolhida, obtém-se a distribuição das resistências de pé-de-torre equivalentes, que será utilizada nos cálculos para obtenção do número de desligamentos da linha para incidência direta na torre ou nos cabos.

## ***2.5 Aspectos Relativos a Definição de Metodologias de Proteção***

Atualmente, num cenário altamente competitivo ao setor elétrico e tendo em vista os prejuízos que decorrem das interrupções não programadas do fornecimento de energia elétrica, um dos problemas importantes das concessionárias é a melhoria de desempenho das linhas de transmissão com alto índice de desligamentos.

Para fins de definição das práticas de proteção contra descargas atmosféricas, a abordagem de dois aspectos fundamentais deve ser contemplada: (i) *onde* proteger e (ii) *como* proteger. Neste item são listadas as principais práticas de proteção, bem como alguns critérios a serem observados quando da sua execução.

### ***2.5.1 Medidas Práticas para Melhoria do Desempenho***

As ações tradicionais de proteção da linha contra descargas incluem, em ordem usual de aplicação [Visacro et al., 2002b]; [Visacro et al., 2006]:

- **redução da impedância de aterramento das torres** (através de modificações na configuração e dimensão do aterramento e, mais limitadamente, pela aplicação de tratamento químico do solo);
- **aumento da cadeia de isoladores** (respeitando as restrições da geometria da linha, de naturezas mecânica e elétrica);
- **inserção de dispositivos pára-raios** em regiões críticas da LT.

No entanto, a melhoria do aterramento das torres nem sempre é possível, especialmente para regiões com alta resistividade do solo (valores iguais ou superiores a 3000  $\Omega$ .m), onde raramente se consegue obter impedâncias de aterramento com valores

---

próximos a 20  $\Omega$ . A instalação de dispositivos pára-raios pode ser muito eficiente, mas implica investimento significativo na aquisição e instalação dos dispositivos e na sua manutenção, o que restringe o seu emprego.

Em alguns casos específicos, são utilizadas metodologias não-convencionais, sempre objetivando-se uma melhor resposta do sistema quando da ocorrência das descargas atmosféricas e a relação custo/benefício. A seguir, são brevemente descritas algumas metodologias de proteção não-convencionais.

Especificamente para assegurar um bom desempenho para descargas a meio de vão, o aumento do espaçamento entre cabos é uma prática utilizada, aumentando-se deste modo o isolamento natural (isolamento a ar) entre os cabos fase e pára-raios.

- ***Adição de “falsos” cabos pára-raios adicionais em linhas de transmissão***

Convencionalmente, os cabos pára-raios são instalados acima dos cabos fase, com o objetivo de blindagem dos mesmos contra descargas diretas. Uma técnica não-convencional consiste na instalação de cabos adicionais abaixo dos cabos condutores. Os mesmos são capazes de proporcionar um aumento do fator de acoplamento entre cabos fase/cabos pára-raios, com conseqüente redução da tensão estabelecida na cadeia de isoladores<sup>16</sup>. Porém, pode haver eventuais restrições à aplicação desta técnica associada aos esforços mecânicos adicionais nas estruturas (torres).

A utilização de cabos pára-raios posicionados abaixo dos cabos fase é recomendada para melhoria de desempenho de linhas já instaladas que possuem apenas um cabo pára-raios, situadas em regiões que apresentam alta resistência de aterramento ou em LT's que possuem um histórico incomum de desligamentos causados por descargas diretas. Quando as resistências de aterramento são altas, o custo adicional devido às perdas de energia é menor, pois as correntes que circulam no cabo são menos intensas. Os cabos pára-raios tendem a ter flechas menores que os cabos fase, devendo-se ter cuidados especiais para manter adequados espaçamentos elétricos sob condições de cargas emergenciais (tempestades de neve ou ventos fortes).

---

<sup>16</sup> A tensão estabelecida na cadeia de isoladores (aproximada pela diferença entre a tensão no topo da torre e a tensão no cabo fase) é proporcional à tensão estabelecida no topo da torre pelo fator de acoplamento.

- ***Inclusão de (falsos) cabos estais***

A inclusão de cabos estais (falsos) em torres autoportantes conjugada com o aterramento distante de boa qualidade tem sido uma boa opção de práticas localizadas de proteção [Visacro et al., 2002b]. Tal prática contribui para a melhoria de desempenho da linha, através da redução da impedância de surto da torre. Além disso, cada cabo estai adicionado à torre se conecta a um novo eletrodo de aterramento, melhorando a resposta do sistema a eventuais incidências de descargas, através da conseqüente redução da impedância de aterramento.

### ***2.5.2 Estabelecimento de Critérios para Escolha das Metodologias de Proteção***

Num cenário cada vez mais competitivo, é de fundamental importância a escolha de uma “*metodologia ótima de proteção*”, ou seja, aquela que apresentará o melhor desempenho global da linha com o menor custo possível. Além disso, as técnicas de proteção convencionais e não-convencionais apresentam certas restrições, que variam de acordo com as características locais da linha, tais como relevo, clima, tipo de solo etc.

Uma análise de aplicabilidade deve ser efetuada quando da escolha da prática de proteção a ser utilizada em cada torre ou em regiões da linha, levando-se em consideração aspectos como:

- densidade de descargas atmosféricas típica da região analisada;
  - análise de frequência e localização de desligamentos atribuídos às descargas ocorridos na LT;
  - conhecimento das características geográficas e climatológicas da região onde a LT está situada, além de sua acessibilidade;
  - instalações já existentes da linha (aterramento, cabos pára-raios, tipo e altura das estruturas etc);
  - análise de desempenho da linha quando aplicada a solução de proteção contra descargas atmosféricas proposta, através de simulações computacionais;
  - disponibilidade de investimentos, tanto na etapa de projeto e execução, quanto na etapa da manutenção do sistema de proteção contra descargas.
-

## ***2.6 Regulamentações Relativas ao Desempenho de Linhas***

As normas técnicas, de um modo geral, são destinadas a estabelecer padrões e requisitos a serem atendidos objetivando-se um bom desempenho de elementos do sistema elétrico. As normas técnicas internacionais, como as normas IEC e IEEE, ou nacionais da ABNT<sup>17</sup> ou ANSI<sup>18</sup>, por exemplo, estabelecem critérios no que tange a aspectos construtivos e comportamento de equipamentos componentes das linhas de transmissão, como pára-raios, isoladores, chave-fusível, reguladores etc.

No Brasil, além da norma ABNT NBR 5422 “Projeto de linhas aéreas de transmissão de energia elétrica” e 142 normas técnicas e uma norma regulamentadora (NR) associada à mesma (NR 10 - Instalações e Serviços em Eletricidade), somam-se as normas de coordenação de isolamento ABNT NBR 6939 - “Coordenação do isolamento – Procedimento” e ABNT NBR 8186 – “Guia de aplicação de coordenação de isolamento”, que especificam as condições de operação dos equipamentos componentes das linhas de transmissão [ABNT,1998], [ABNT, 2001].

No entanto, os padrões de desempenho de linhas, que estabelecem o número máximo de desligamentos permitido, considerado “aceitável” do ponto de vista de engenharia, são estabelecidos pelos órgãos regulamentadores, que definem as normas gerais de desempenho e controlam a operação do sistema elétrico. No Brasil, tais órgãos compreendem a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). A legislação vigente referente a desempenho de linhas é descrita brevemente a seguir.

### ***2.6.1 Regulamentações da ANEEL***

A ANEEL tem por responsabilidades aprovar os padrões e estabelecer metas de padrões de desempenho da Rede Básica (Linhas de Transmissão, Redes de Distribuição,

---

<sup>17</sup> ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas - órgão responsável pela normalização técnica no país, fornecendo a base necessária ao desenvolvimento tecnológico brasileiro. Entidade privada, sem fins lucrativos, reconhecida como Fórum Nacional de Normalização – ÚNICO – através da Resolução N°. 07 do CONMETRO, de 24.08.1992. Representante no Brasil do IEC.

<sup>18</sup> ANSI - *American National Standards Institute* – organização privada que administra e coordena os padrões e requisitos do sistema elétrico dos Estados Unidos.

Usinas e Consumidores Livres), além de regulamentar, fiscalizar e compatibilizar os padrões de desempenho do sistema (cadeia de geração, transmissão, distribuição e consumo).

Através da Resolução Nº 75 de 13 de fevereiro de 2003 [ANEEL, 2003a], e Resolução Nº 24 de 27 de janeiro de 2000 [ANEEL, 2000] [ANEEL, 2005], são estabelecidos padrões de desempenho para a rede de distribuição e linhas de transmissão.

São definidos índices de continuidade de fornecimento de energia, medidos em horas e frequência de desligamentos, que podem ser indicadores individuais (referentes a cada consumidor) ou indicadores de conjunto, referentes a conjuntos de consumidores com o mesmo padrão de fornecimento (tipo de rede, tipo de consumidor, grau de urbanização e consumo). Tais índices são apurados com frequência mensal, trimestral e anual, e as concessionárias de energia devem atender aos valores estabelecidos, sob pena de multa ou compensação ao consumidor. A Tabela 2-3 apresenta os índices de desempenho definidos pela ANEEL.

As Tabelas 2-4 a 2-7 apresentam as metas de desempenho de linhas de transmissão e redes de distribuição estabelecidas para cada caso, a serem obedecidas pelas concessionárias brasileiras a partir de janeiro de 2004. Os padrões de desempenho dos indicadores individuais são obtidos identificando-se a faixa em que se enquadra o valor da meta anual de desempenho dos indicadores de conjunto, definida em resolução específica da ANEEL<sup>19</sup>. As concessionárias podem propor, individualmente, padrões diferentes dos indicados nas Tabelas 2-4 a 2-7, sendo os mesmos submetidos a análise da ANEEL e devidamente publicado em resoluções específicas, caso aprovados<sup>20</sup>.

---

<sup>19</sup> A Resolução nº 660, de 11 de dezembro de 2003 estabelece os padrões dos indicadores de conjunto (DEC e FEC) a serem observados pela CEMIG para os anos de 2004 a 2008. Tais indicadores são designados especificamente para cada conjunto de unidades consumidoras previamente definido.

<sup>20</sup> Um exemplo é a Resolução Nº 019 de 19 de janeiro de 2004 [ANEEL, 2004], que estabelece os padrões dos indicadores de continuidade individuais a serem observados pela CEMIG, a partir de janeiro de 2004.

---

| <b>Índice</b>   | <b>Descrição</b>  | <b>Fórmula</b>  | <b>Observações</b>   |
|---|---|---|--|
| <p><b><u>DEC</u></b><br/><i>(Duração Equivalente por Unidade Consumidora)</i><br/><br/>(em horas)</p>                     | Intervalo de tempo que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado, ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica. | $DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca_{(i)} \times t_{(i)}}{Cc}$ | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <math>Ca_{(i)}</math> = Número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (<math>i</math>), no período de apuração;</li> <li>▪ <math>t_{(i)}</math> = duração de cada evento (<math>i</math>), no período de apuração (em horas);</li> <li>▪ <math>i</math> = índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidade consumidora;</li> <li>▪ <math>k</math> = Número máximo de eventos no período considerado;</li> <li>▪ <math>Cc</math> = Número total de unidades consumidoras do conj. considerado, no final do período de apuração.</li> </ul> |
| <p><b><u>FEC</u></b><br/><i>(Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora)</i></p>                       | Número de interrupções, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.  | $FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca_{(i)}}{Cc}$                | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <math>Ca_{(i)}</math> = Número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (<math>i</math>), no período de apuração;</li> <li>▪ <math>i</math> = índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidade consumidora;</li> <li>▪ <math>k</math> = Número máximo de eventos no período considerado;</li> <li>▪ <math>Cc</math> = Número total de unidades consumidoras do conjunto considerado, no final do período de apuração.</li> </ul>  |
| <p><b><u>DIC</u></b><br/><i>(Duração de Interrupção por Unidade Consumidora)</i><br/><br/>(em horas)</p>                  | Intervalo de tempo que, no período de observação, em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.                                    | $DIC = \sum_{i=1}^n t_{(i)}$                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <math>t_{(i)}</math> = Tempo de duração da interrupção (<math>i</math>) da unidade consumidora considerada (em horas);</li> <li>▪ <math>n</math> = Número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;</li> <li>▪ <math>i</math> = índice de interrupções da unidade consumidora, no período considerado, variando de 1 a <math>n</math>.</li> </ul>   |
| <p><b><u>FIC</u></b><br/><i>(Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora)</i></p>                                   | Número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora.  | $FIC = n$   | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <math>n</math> = Número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração.</li> </ul>  |
| <p><b><u>DMIC</u></b><br/><i>(Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora)</i><br/><br/>(em horas)</p> | Tempo máximo de interrupção contínua, da distribuição da energia elétrica, para uma unidade consumidora qualquer.   | $DMIC = t_{(i)} \max$                                   | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ <math>t_{(i)} \max</math> = Valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção (<math>i</math>), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada (em horas)</li> </ul>  |

Tabela 2-3 – Índices de Desempenho definidos pela ANEEL

| Faixa de Variação das Metas Anuais de indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC) | Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora   |       |        |                    |       |        |
|--|--|-------|--------|--------------------|-------|--------|
|  | Faixa de tensão nominal: 69 kV ≤ tensão < 230 kV |       |        |                    |       |        |
|  | DIC (horas)                                      |       |        | FIC (interrupções) |       |        |
|  | Anual  | Trim. | Mensal | Anual              | Trim. | Mensal |
| 0 - 20   | 12   | 6     | 4      | 12                 | 6     | 4      |
| > 20 - 40  | 16   | 8     | 6      | 16                 | 8     | 6      |
| > 40   | 22   | 11    | 8      | 22                 | 11    | 8      |

Tabela 2-4 – Metas Anuais, Trimestrais e Mensais de Indicadores Individuais DIC e FIC, para LT's de 69 kV (inclusive) a 230 kV, definidas de acordo com as metas anuais de indicadores de conjunto DEC ou FEC (definidas em resoluções específicas da ANEEL).

| Faixa de Variação das Metas Anuais de indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC) | Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora |       |        |                    |       |        |
|--|--|-------|--------|--------------------|-------|--------|
|  | Faixa de tensão nominal: 1 kV ≤ tensão < 69 kV |       |        |                    |       |        |
|  | DIC (horas)                                    |       |        | FIC (interrupções) |       |        |
|  | Anual  | Trim. | Mensal | Anual              | Trim. | Mensal |
| 0 - 10   | 25   | 13    | 8      | 18                 | 9     | 6      |
| > 10 - 20  | 30   | 15    | 10     | 20                 | 10    | 7      |
| > 20 - 30  | 35   | 18    | 12     | 25                 | 13    | 8      |
| > 30 - 45  | 40   | 20    | 13     | 30                 | 15    | 10     |
| > 45   | 45   | 23    | 15     | 35                 | 18    | 12     |

Tabela 2-5 – Metas Anuais, Trimestrais e Mensais de Indicadores Individuais DIC e FIC, para RD's de 1 kV (inclusive) a 69 kV, definidas de acordo com as metas anuais de indicadores de conjunto DEC ou FEC (definidas em resoluções específicas da ANEEL).

| Faixa de Variação das Metas Anuais de indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC) | Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora  |       |        |                    |       |        |
|--|---|-------|--------|--------------------|-------|--------|
|  | Faixa de tensão nominal: 1 kV ≤ tensão < 69 kV<br>para redes isoladas ou redes rurais |       |        |                    |       |        |
|  | DIC (horas)   |       |        | FIC (interrupções) |       |        |
|  | Anual   | Trim. | Mensal | Anual              | Trim. | Mensal |
| 0 - 10   | 50  | 25    | 11     | 30                 | 15    | 10     |
| > 10 - 20  | 55  | 28    | 19     | 35                 | 18    | 12     |
| > 20 - 30  | 65  | 33    | 22     | 40                 | 20    | 14     |
| > 30 - 45  | 72  | 36    | 24     | 50                 | 25    | 17     |
| > 45   | 90  | 45    | 30     | 72                 | 36    | 24     |

Tabela 2-6 – Metas Anuais, Trimestrais e Mensais de Indicadores Individuais DIC e FIC, para RD's de 1 kV (inclusive) a 69 kV, para sistemas isolados ou redes rurais, definidas de acordo com as metas anuais de indicadores de conjunto DEC ou FEC (definidas em resoluções específicas da ANEEL).

| Faixa de Variação das Metas Anuais de indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC) | Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora     |       |        |                    |       |        |
|--|--|-------|--------|--------------------|-------|--------|
|  | Faixa de tensão nominal: ≤ 1 kV para redes urbanas |       |        |                    |       |        |
|  | DIC (horas)  |       |        | FIC (interrupções) |       |        |
|  | Anual  | Trim. | Mensal | Anual              | Trim. | Mensal |
| 0 - 10   | 40   | 20    | 13     | 25                 | 13    | 8      |
| > 10 - 20  | 50   | 25    | 17     | 30                 | 15    | 10     |
| > 20 - 30  | 55   | 28    | 19     | 35                 | 18    | 12     |
| > 30 - 45  | 65   | 32    | 22     | 40                 | 20    | 13     |
| > 45   | 72   | 36    | 24     | 58                 | 29    | 20     |

Tabela 2-7 – Metas Anuais, Trimestrais e Mensais de Indicadores Individuais DIC e FIC, para RD's urbanas de tensão nominal igual ou inferior a 1 kV, definidas de acordo com as metas anuais de indicadores de conjunto DEC ou FEC (definidas em resoluções específicas da ANEEL).

| Faixa de Variação das Metas Anuais de indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC) | Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora    |       |        |                    |       |        |
|--|---|-------|--------|--------------------|-------|--------|
|  | Faixa de tensão nominal: ≤ 1 kV para redes rurais |       |        |                    |       |        |
|  | DIC (horas)                                       |       |        | FIC (interrupções) |       |        |
|  | Anual   | Trim. | Mensal | Anual              | Trim. | Mensal |
| 0 - 10   | 80  | 40    | 27     | 40                 | 20    | 13     |
| > 10 - 20  | 85  | 43    | 29     | 50                 | 25    | 17     |
| > 20 - 30  | 90  | 45    | 30     | 60                 | 30    | 20     |
| > 30 - 45  | 100   | 48    | 33     | 75                 | 38    | 25     |
| > 45   | 108   | 54    | 36     | 87                 | 44    | 29     |

Tabela 2-8 – Metas Anuais, Trimestrais e Mensais de Indicadores Individuais DIC e FIC, para RD's rurais de tensão nominal igual ou inferior a 1 kV, definidas de acordo com as metas anuais de indicadores de conjunto DEC ou FEC (definidas em resoluções específicas da ANEEL).

Apenas a título ilustrativo, segue um exemplo. Segundo a Resolução da ANEEL nº 660, de 11 de dezembro de 2003 [ANEEL 2003b], os valores dos indicadores de conjunto a serem observados pela CEMIG para o ano de 2004, para o Distrito de Distribuição de Betim, são DEC = 14 horas, em média e FEC = 9 interrupções, em média. No caso de uma linha de 138 kV, segundo a Tabela 2-4, os valores máximos mensais permitidos para os índices de desempenho individuais, seriam de DIC = 4 horas e FIC = 4 interrupções. Porém, segundo a Resolução da ANEEL nº 019, de 19 de janeiro de 2004 [ANEEL 2004], estes valores (específicos para a CEMIG) modificam-se para DIC = 10 horas por mês e FIC = 10 interrupções por mês.

A Tabela 2-9 apresenta as metas anuais para os indicadores individuais e a Tabela 2-10 os padrões mensais. Os valores estabelecidos nestas duas últimas deveriam ser atendidos pelas concessionárias de energia até dezembro de 2003. Novas metas são redefinidas por resoluções específicas, aplicando-se análise comparativa de desempenho da concessionária em questão, tendo como referência os valores anuais dos atributos físico-elétricos e os valores dos indicadores de conjunto encaminhados à ANEEL.

| <b>Padrões Anuais dos Indicadores de Continuidade Individuais</b>   |            |            |
|---|------------|------------|
| <b>Descrição do sistema de atendimento</b>  | <b>DIC</b> | <b>FIC</b> |
| Unidades consumidoras situadas em área não-urbana com Tensão Nominal $\leq 1$ kV  | 108        | 87         |
| Unidades consumidoras situadas em área urbana com Tensão Nominal $\leq 1$ kV  | 72         | 58         |
| Unidades consumidoras situadas em área urbana com $1 \text{ kV} < \text{Tensão Nominal} \leq 69 \text{ kV}$                                     | 58         | 51         |
| Unidades consumidoras situadas em área não-urbana com $1 \text{ kV} < \text{Tensão Nominal} \leq 69 \text{ kV}$ ou situadas em sistema isolado. | 90         | 72         |
| Unidades consumidoras situadas em área urbana com $69 \text{ kV} < \text{Tensão Nominal} \leq 230 \text{ kV}$                                   | 22         | 22         |

Tabela 2-9 – Padrões Anuais dos Indicadores Individuais DIC e FIC. Os padrões mensais e trimestrais devem corresponder a 30% e 40%, respectivamente, dos valores anuais.

| <b>Padrões Mensais do indicador DMIC</b>  |             |
|---|-------------|
| <b>Descrição do sistema de atendimento</b>  | <b>DMIC</b> |
| Unidades consumidoras situadas em área não-urbana com Tensão Nominal $\leq 1$ kV  | 16          |
| Unidades consumidoras situadas em área urbana com Tensão Nominal $\leq 1$ kV  | 11          |
| Unidades consumidoras situadas em área urbana com $1 \text{ kV} < \text{Tensão Nominal} \leq 69 \text{ kV}$                                     | 9           |
| Unidades consumidoras situadas em área não-urbana com $1 \text{ kV} < \text{Tensão Nominal} \leq 69 \text{ kV}$ ou situadas em sistema isolado. | 14          |
| Unidades consumidoras situadas em área urbana com $69 \text{ kV} < \text{Tensão Nominal} \leq 230 \text{ kV}$                                   | 4           |

Tabela 2-10 – Padrões Mensais para o indicador DMIC – As concessionárias de energia deveriam obedecer aos valores indicados até dezembro de 2003.

## ***2.6.2 Regulamentações do ONS***

O ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) tem por responsabilidades coordenar, supervisionar e controlar a operação da geração e transmissão da energia elétrica do Sistema Interligado; assegurar os padrões de desempenho da Rede Básica, assegurar o funcionamento dos equipamentos dentro de seus limites operativos; manter a confiabilidade do sistema dentro dos padrões estabelecidos, entre outras.

Além de assegurar os padrões de desempenho estabelecidos pela ANEEL, através do documento “Procedimentos de Rede” [ONS, 2002], estabelece os padrões de desempenho sistêmico da Rede Básica de Transmissão e os requisitos mínimos de desempenho de cada um dos elementos funcionais da Rede Básica (linhas de transmissão, elos de corrente contínua, subestações, equipamentos de compensação reativa etc).

Quanto aos requisitos mínimos para linhas de transmissão, segundo o Submódulo 2.4 dos Procedimentos de Rede , item 6.33, o desempenho das linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas deve seguir a dois itens, transcritos a seguir:

*“6.3.3.1 – Deve ser nula a quantidade de desligamentos por descargas diretas nos cabos condutores para o perfil de terreno predominante da região.*

*6.3.3.2 – Para níveis de tensão iguais ou superiores a 345 kV, o número total de desligamentos por descargas atmosféricas deve ser inferior ou no máximo igual a um desligamento por cem quilômetros por ano. Para linhas de transmissão de 230 kV, o número total de desligamentos por descargas atmosféricas deve ser inferior ou no máximo igual a dois desligamentos por cem quilômetros por ano.”*

Pode-se observar que estes parâmetros de desempenho complementam, juntamente com os Índices de Continuidade definidos pela ANEEL (item 4.2.1), todas as classes de tensão, compreendendo as linhas de transmissão e redes de distribuição.

---

A rigidez de tais parâmetros objetiva a contínua busca de novas metodologias otimizadas de proteção contra descargas atmosféricas, correlacionando custo/benefício à continuidade de fornecimento de energia pelo sistema elétrico.

### **2.6.3 Desempenho Típico de LT's das Concessionárias Brasileiras**

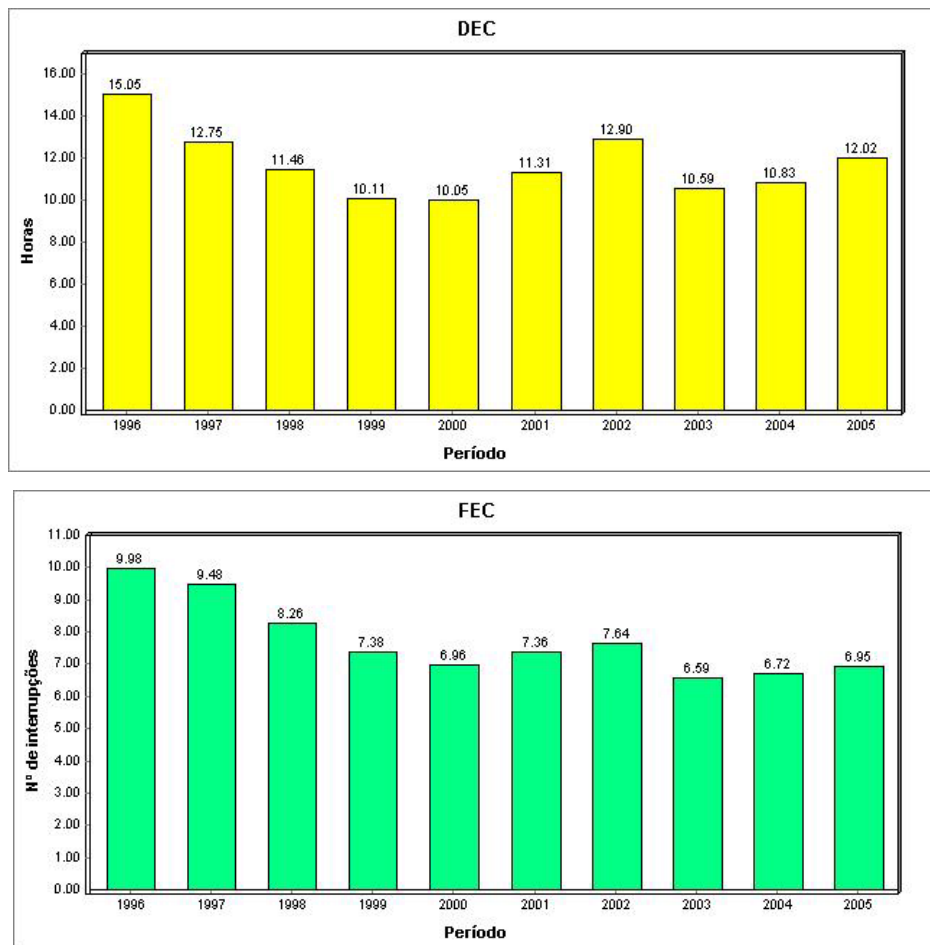
Objetivando-se uma caracterização das práticas de projeto comumente adotadas por algumas concessionárias brasileiras em relação ao desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas, a Tabela 2-11 foi organizada de forma a quantificar os valores comumente adotados como *parâmetros de comparação* para desempenho de linhas.

De uma forma geral, tais valores são considerados “aceitáveis” quando se tratam de LT's que atendem a consumidores comuns, ou seja, consumidores cujas interrupções de fornecimento de energia causam prejuízos econômicos, mas não de forma drástica, afetando gravemente processo produtivo ou de segurança pública. Para consumidores especiais, tais como siderurgias, são adotados critérios mais rígidos, com índices de desligamentos requeridos próximos ou exatamente zero.

Apenas a título ilustrativo, a Figura 2-13 apresenta o desempenho obtido no Estado de Minas Gerais, segundo os parâmetros de desempenho propostos pela ANEEL, no período de 1996 a 2005.

| <b>Desempenho Típico Aceitável das LT's</b> |                                   |
|---|-----------------------------------|
| <b>Tensão Nominal da LT</b>                 | <b>Desligamentos/ 100km / Ano</b> |
| 69 kV                                       | 10 - 15                           |
| 138 kV                                      | $\leq 10$                         |
| 230 kV                                      | $\leq 5$                          |
| 345 kV                                      | 2 - 3                             |
| 500 kV                                      | 1 - 2                             |

Tabela 2-11 – Valores típicos de desligamentos/100km/Ano considerados aceitáveis na prática de projetos de LT's para consumidores comuns (o desligamento da LT não interfere o processo produtivo) comumente adotados nas concessionárias de energia brasileiros. Para consumidores especiais (por exemplo, indústria siderúrgica), são adotados critérios mais rígidos.



Observações:

(\*) Valores sujeitos a alterações, em face da auditoria dos dados pela ANEEL.

(\*\*) Os valores apurados dos indicadores DEC e FEC anteriores ao ano de 2000 inclusive, referem-se aos critérios estabelecidos na extinta Portaria DNAEE nº 046, de 17 de abril de 1978.

(\*\*\*) Os valores apurados dos indicadores DEC e FEC a partir do ano 2001 inclusive, referem-se aos critérios estabelecidos na Resolução ANEEL nº 024, de 27 de janeiro de 2000.

Figura 2-13 – Desempenho em Minas Gerais, segundo indicadores de Desempenho da ANEEL.

É importante observar que o estudo de desempenho de cada linha deve ser tratado de forma peculiar, considerando-se todas as características da mesma, tais como região geográfica e econômica onde está situada, tipo de consumidor, nível de tensão nominal etc. Com a utilização dos Índices de Desempenho determinados pela ANEEL, a tendência é a melhoria constante na qualidade de fornecimento de energia.

---

---

# 3 Utilização dos Sistemas de Localização de Descargas Atmosféricas na Engenharia de Proteção

## *3.1 Introdução*

As descargas atmosféricas constituem o principal elemento de solicitação dos componentes do Sistema Elétrico de Potência (SEP). Particularmente, as linhas de transmissão (LT's) e redes de distribuição (RD's) estão frequentemente expostas respectivamente à incidência direta de descargas atmosféricas e tensões induzidas originadas por descargas incidentes nas proximidades da rede, sendo a descarga principal causa de desligamentos não programados das mesmas (cerca de 70% dos casos para LT's e em torno de 50% dos desligamentos para RD's, de acordo com estatísticas da concessionária local).

Além disso, as sobretensões estabelecidas por tais ocorrências podem ser transferidas através dos condutores do sistema, disseminando-se por outras partes do SEP e promovendo

---

solicitações ao sistema. Este contexto denota a relevância da Engenharia de Proteção para assegurar condições adequadas de operação do SEP.

Na proteção dos SEP's contra descargas atmosféricas, o primeiro parâmetro a se considerar é o “*nível de incidência de descargas atmosféricas local*”, ou melhor dizendo, a densidade de descargas plenas para a terra na região ( $N_g$ ), que caracteriza, em primeira análise, o nível de exposição dos elementos (LT, RD, subestação, etc).

Os Sistemas de Detecção e Localização de Descargas Atmosféricas (LLS's) constituem-se numa das ferramentas mais modernas utilizadas para obtenção deste parâmetro. Estes são compostos por uma estação central, um sistema de comunicação de dados e estações remotas, que captam o campo eletromagnético irradiado pelas descargas atmosféricas e enviam os dados à estação central. Ali, técnicas de otimização e triangulação são empregadas para o cálculo do ponto de incidência da descarga, sua amplitude, polaridade, entre outros parâmetros [Mesquita, 2001], [Dias, 2002], [CIGRÉ, 2000].

Os LLS's fornecem, entre outros dados de interesse, a localização e tempo de ocorrência da descarga, geralmente utilizando como base de trabalho programas de informações geográficas (GIS - *Geographic Information System*). Por conseguinte, além da obtenção de mapas de densidade de descargas para a terra, é possível realizar análises de correlação de tempo e espaço dos dados de descargas atmosféricas aos dados de faltas dos elementos do SEP [GAI, 2000], [Cummins et al., 1998a], [Elmendorf et al., 2001]. Isto possibilita a realização de análise de desempenho do elemento em estudo frente a descargas nas fases de projeto e manutenção e, também, a verificação da eficácia das práticas adotadas para proteção contra o fenômeno. A referência [Kappeneman e Van House, 1996] apresenta exemplos de tais análises.

Ao longo dos anos, têm sido realizados alguns trabalhos relativos ao uso de dados providos pelos LLS's para aplicações no SEP, sobretudo em Linhas de Transmissão, relacionados a correlação de faltas e incidência de descargas [Cummins et al., 1993], [Diendorfer, 2001a], correlação de dados de faltas a dados de descargas e análise de desempenho de LT's, [Kappeneman, 1999], [Diendorfer e Pistauer, 2000], [Diendorfer, 2001b], [Cherchiglia et al., 2002], [Diendorfer e Schulz, 2003] ou ainda, a

---

metodologia para determinação de pontos críticos da LT para ações localizadas de proteção [Dias, 2002], [Visacro et al., 2002a], [Visacro et al., 2003a], [Visacro et al., 2004a]. Mais recentemente, tem-se analisado, através da aplicação de banco de dados providos pelo LLS, o efeito dos afundamentos de tensão na etapa de planejamento de expansão do SEP [Vale et al., 2006].

Há também alguns trabalhos que se aplicam os LLS's para fins de análise de proteção de Redes de Distribuição (RD). A análise dos efeitos das descargas neste caso é bem mais complicada, sobretudo devido às características próprias das RD's, particularmente a sua disposição física que normalmente não é linear como no caso das linhas de transmissão. Também a avaliação do efeito da descarga é complexa, devido ao baixo nível básico de isolamento da linha, menor altura das estruturas, menor comprimento dos vãos, determinação da área de exposição, existência de edificações nas proximidades da rede. Deste trabalhos, destacam-se: a análise de desempenho de rede de média tensão [Chisholm, 2001]; a correlação de dados de descargas com desligamentos da RD [Kappeneman, 2001]; o estudo de alocação de pára-raios e desempenho da RD [McDaniel, 1999] e [McDaniel, 2001]; a comparação de desempenho de diferentes RD's frente a descargas [McDaniel et al., 2002]; o estudo de correlação de afundamento de tensão e descargas atmosféricas em redes de média tensão [Paolone et al., 2004].

Neste capítulo são descritas as principais técnicas de correlação de dados das descargas atmosféricas fornecidos pelo LLS para estudos das relações entre eventos ocorridos e informações georeferenciadas (LT's, RD's, informações de relevo etc).

---

### ***3.2 Obtenção de Dados de Incidência de Descargas pelos LLS's***

Os LLS's utilizam uma metodologia de medição indireta de campo eletromagnético irradiado pela corrente de retorno da descarga atmosférica. Um LLS, basicamente, é composto por estações remotas (sensores), uma central de processamento, um sistema de informação em vídeo e um sistema de transmissão de dados.

As estações detectam o sinal decorrente das descargas atmosféricas nuvem-terra utilizando uma das técnicas de localização (tempo de chegada, indicação de direção, técnica interferométrica) e transmitem as informações (dados brutos) para a central de processamento, via sistema de transmissão de dados.

Os dados enviados à central são armazenados em meio magnético e disponibilizados para processamento, que objetiva o cálculo da localização da descarga atmosférica e a estimativa do pico da corrente da descarga (soluções de descargas). Além disso, outros dados de descargas são disponibilizados, tais como polaridade, multiplicidade, tempo de frente e largura de pulso da forma de onda gerada pelo campo eletromagnético irradiado pelo fenômeno, e também, parâmetros de qualidade da localização da descarga (relativos ao lugar geométrico do ponto de incidência indicado pela central e erros de medição) que permitem apurar a precisão de localização do LLS [Dias, 2002], [Mesquita, 2001], [Vaisala, 2003].

Após efetivar o processamento dos dados, o sistema disponibiliza-os ao usuário final, seja em tempo real ou em base de dados histórica, possibilitando a monitoração de ocorrências de descargas atmosféricas e desempenho do LLS (localização das descargas e desempenho dos sensores), através de informações gráficas em vídeo ou relatórios emitidos pela central de processamento.

Mesquita [2001], em sua dissertação de mestrado, apresenta uma extensa descrição de técnicas de detecção e localização de descargas atmosféricas, bem com os principais tipos de LLS's existentes. Os erros de indicações relativos a tais sistemas são cuidadosamente analisados nas referências [Naime, 2001], [Mesquita et al., 2001a], [Mesquita et al., 2001b], e especialmente em [Mesquita, 2006].

---

De uma forma geral, os dados do LLS referentes à incidência de descargas podem ser utilizados com boa confiabilidade para aplicações referentes a análise de desempenho de sistemas elétricos e eletrônicos (como por exemplo, caracterização de densidade de descargas de uma dada região), desde que se realize uma inspeção do panorama geral do desempenho do sistema (análise de eficiência de detecção e precisão de localização das descargas) e disponha-se de uma base de dados uniforme, isto é, dados de descargas obtidos com os mesmos parâmetros de configuração da central de processamento do LLS [Dias, 2002].

Quanto aos dados de corrente (estimativa da amplitude), é necessário prudência ao se utilizar tais dados para aplicações no SEP. Isto porque a amplitude da corrente fornecida pelo LLS é estimada, através da forma de onda do campo eletromagnético irradiado pela descarga atmosférica. Isto implica diversas fontes de erro, associados à propagação do sinal, disposição dos sensores, configurações dos mesmos, etc. Maiores detalhes estão descritos no Capítulo 4 desta Tese.

### ***3.3 Métodos e Técnicas de Localização de Falhas Associadas a Desligamentos das Linhas***

No âmbito da Engenharia de Proteção, é de fundamental importância o conhecimento dos pontos mais vulneráveis das linhas de transmissão. A principal vantagem dos dispositivos localizadores de falhas, sejam estas de natureza transitória (falhas causadas por incidência de descargas atmosféricas, por exemplo) ou permanente (falhas causadas por danos nos equipamentos), é a capacidade de determinação dos pontos de ocorrência de curtos circuitos. Os dispositivos localizadores de falhas destinam-se a tal tarefa.

Existem vários métodos e técnicas destinados à localização de falhas em linhas de transmissão e distribuição, compreendendo desde as aproximações mais tradicionais aos métodos mais modernos, como, por exemplo, os métodos baseados no cálculo da impedância da linha vista de determinado ponto de aquisição de dados e os métodos baseados na teoria das ondas viajantes [IEEE, 2001].

---

A maioria das técnicas de localização de faltas utiliza dispositivos eletrônicos, como dispositivos microprocessadores, *software* analisador de curtos-circuitos, monitoramento eletrônico da LT, centro de reclamações de clientes (utilizado em redes de distribuição) etc. Todas elas exigem certos requisitos básicos, para assegurar a localização da falta com boa confiabilidade:

- uma adequada velocidade de detecção da localização da falta, considerando-se o tempo de detecção (segundos a minutos) e a transmissão dos dados (milissegundos);
- um sistema de comunicação de dados de baixa velocidade ou a utilização do SCADA (“*System Control and Data Acquisition*”)
- um sistema de cálculo de fasores elaborado e preciso.

É necessária uma alta precisão dos dados de localização da falta, objetivando-se o rápido deslocamento das equipes de manutenção ao local, minimizando-se a duração do tempo de desligamento da linha.

Quando se utilizam **métodos embasados na estimativa da impedância**, a precisão da localização da falta depende principalmente da precisão do cálculo da impedância da linha. Para tal, são utilizados alguns recursos para o cálculo de impedância, como as equações de Carson. Também são utilizadas, para determinação da impedância, medições diretas da mesma em circuito aberto e ainda medições das correntes e tensões de curto-circuito (requer equipamentos especiais). Um terceiro método é a estimativa dos parâmetros da linha através de solução de equações específicas baseadas em medições diretas dos fasores síncronos (seqüências positiva, negativa e zero), obtidas através de um registrador de faltas ou um “retransmissor digital” [IEEE, 2001].

Quando se utilizam **métodos de localização de faltas baseados na teoria de ondas viajantes**, não é necessário o conhecimento dos parâmetros da linha, mas sim de apenas dois parâmetros: o comprimento da linha e a velocidade de propagação da onda de corrente. Para se determinar o local de ocorrência da falta, são dispostos ao longo da linha sensores, que enviam os dados obtidos a um computador, destinado a processar e localizar a falta.

---

Diferentes algoritmos podem ser implementados para localização da falta em linhas de transmissão e redes de distribuição, tais como método da reatância simples, método de localização de faltas sem utilizar a impedância de surto, técnica dos dois terminais da linha, técnica dos três terminais ou ainda outras diferentes técnicas para localização de faltas, com o uso de GPS. Cada algoritmo apresenta diferentes níveis de precisão, e seu desempenho deve ser analisado, objetivando-se permitir uma resposta mais rápida das equipes de manutenção [IEEE, 2001], [Pereira e Zanetta, 2000], [Pereira e Silveira, 2002].

### ***3.4 Técnicas de Associação dos Dados de Incidência de Descargas Atmosféricas aos Dados de Desligamentos das Linhas***

Os dados de descargas atmosféricas produzidos pelo LLS podem ser analisados para utilização em uma ampla gama de aplicações. Como o sistema fornece a localização da ocorrência de descargas atmosféricas (latitude e longitude e instante de incidência), se os dados de descargas forem associados a outros dados também georeferenciados (linhas de transmissão, redes de distribuição, edificações, torres, ruas, dados de relevo, hidrografia etc), torna-se possível realizar diversas análises relativas à incidência de descargas.

Existem vários aplicativos comerciais de georeferenciamento, denominados GIS: (“*Geographic Information System*”), dentre os quais os *softwares* *GeoMedia*, *MapInfo* e *Surfer*. Tais aplicativos utilizam “camadas temáticas” de dados que são sobrepostas, produzindo-se mapas, análise espacial, gráficos e relatórios georeferenciados.

O *software* FALLS (“*Fault Analysis and Lightning Location System*”) é um aplicativo desenvolvido pela *Global Atmospheric, Inc* (GAI) com a colaboração do *Electric Power Research Institute* (EPRI), objetivando diversas aplicações em sistemas de energia, tais como monitoramento para alertas à manutenção de redes e na análise de desempenho de elementos do SEP. Utiliza como “plataforma” de trabalho o aplicativo *MapInfo* e permite a criação ou importação de mapas de linhas de transmissão, redes de distribuição, usinas, subestações, redes de telecomunicações, torres, etc. Outros dados gráficos, tais como mapeamento de ruas, estados, países, topografia, hidrografia, etc são utilizados para

---

referenciar a informação das descargas atmosféricas, sobrescrevendo todas informações sobre um mapa-base definido pelo usuário [Dias,2002], [GAI, 2000].

O FALLS tem como entrada de dados de faltas as datas e horários de desligamentos da LT (ou outro elemento do SEP em estudo). Utilizando o sistema de banco de dados *Sybase*, ele busca nos dados históricos de descargas atmosféricas armazenados pela central de processamento do LLS aqueles que apresentam correlação de tempo e/ou espaço com o objeto em estudo (elemento alvo), permitindo analisar se o elemento em foco sofreu efeitos causados pela incidência de descargas. A Figura 3.1 mostra um exemplo da análise de confiabilidade realizada utilizando-se o *software* FALLS. É feita a correlação de dados de falta com precisão de 1 minuto<sup>21</sup>, com as descargas ocorridas numa linha de transmissão. Cada ponto na figura representa a incidência de uma descarga e as elipses representam seus respectivos lugares geométricos [Dias, 2002]. Neste caso, verificou-se ambigüidade dos tempos de faltas na LT, o que pode significar desligamento causado por mais de um evento na linha.

O fabricante do FALLS (GAI) se uniu à Vaisala em março de 2002, fabricante de LLS's que utilizam a técnica interferométrica para detecção e localização de descargas (sistema SAFIR), constituindo a Vaisala-GAI, hoje denominada simplesmente Vaisala. Esta também possui um sistema para correlação de dados de descargas atmosféricas obtidos pelo SAFIR com os dados de faltas do SEP, um *software* composto por diferentes módulos, cada qual com uma função específica, que permite a análise de desempenho de elementos do SEP e o acompanhamento e previsão de tempestades (“*Processing and Display Module*” - PDM, “*Data Analysis Module*” - DAM, Basic DAM, “*Electrical Parameters Module*”- EDAM, “*SAFIR Control Module*” -SCM , “*Detection Station Control Module*” – DCM e “*System Monitoring Module*” - SMM ) [Vaisala, 2001].

---

<sup>21</sup> A precisão de tempo da correlação de faltas depende diretamente da precisão dos dados de entrada (precisão dos dados da falta, dados de geoprocessamento e tipo de dado analisado: linha de transmissão, torre de telecomunicação etc).

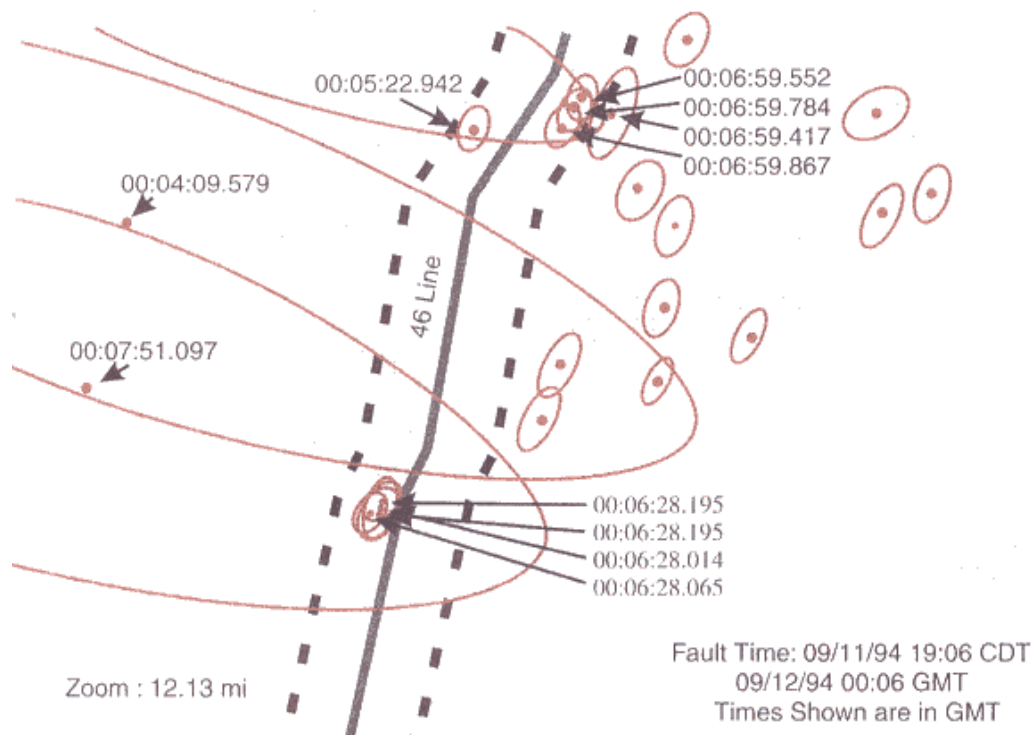


Figura 3-1 – Análise de Confiabilidade realizada pelo *software* FALLS – Verifica-se ambigüidade dos tempos de falta na linha. Adaptado de [Kappennman e Van House, 1996]

Há também outros *softwares* destinados à correlação dos dados de descargas obtidos pelos LLS's com dados de faltas de elementos do SEP. Como exemplo, pode-se citar o "Correlator" - conjunto de programas desenvolvido na Eslovênia com a finalidade de correlacionar automaticamente os dados da falta fornecidos pelo SCADA ("System Control and Data Acquisition") e os dados de descargas atmosféricas fornecidos pelo LLS, disponibilizando os resultados na *Internet* ou *Intranet*. Compõe-se de quatro programas implementados em linguagem JAVA, podendo ser utilizados em plataforma *UNIX* ou *Windows* [Kosmac e Djurica, 2000]. No Brasil, pode-se citar o SisRaio, *software* desenvolvido pelo SIMEPAR (Instituto Meteorológico do Paraná) que objetiva correlacionar dados de descargas armazenados em sistema de banco de dados *Oracle* com os dados de faltas e monitoramento de tempestades em tempo real [Beneti et al., 2002] e o SLTWeb, desenvolvido na CEMIG, que permite, além do acompanhamento de incidência de raios em tempo real, a realização de análises de faltas e construção de mapas, considerando-se uma base de descargas de até 48 horas.

Em geral, todos os programas desenvolvidos para correlação de dados de descargas com faltas ocorridas no SEP utilizam como base um *software* de geoprocessamento, apresentando variações no formato de entrada de dados de faltas, que pode ser automática (utilização de sistemas SCADA) ou manual, sendo neste caso, digitada pelo usuário. Pode-se também utilizar diretamente os *softwares* de georeferenciamento e filtrar os dados de descargas do LLS ocorridos em determinada janela de tempo e espaço, comparando-os aos dados fornecidos por dispositivos localizadores de faltas (item 3.3). No caso de análises mais extensas, tal tarefa é onerosa, justificando a existência de programas computacionais destinados especificamente a realizar a correlação dos dados.

### ***3.5 Considerações sobre as Técnicas de Geoprocessamento***

A utilização de LLS's na Engenharia de Proteção representa um avanço considerável nas fases de projeto, operação e manutenção dos SEP's, pois permite, entre outras aplicações, o acompanhamento em tempo real da evolução das tempestades, que pode significar a situação de alerta das equipes de manutenção; a caracterização da densidade de descargas atmosféricas em macro ou micro regiões; a análise de faltas em LT's etc.

Cuidados especiais porém devem ser observados quando da execução da análise de faltas utilizando-se os dados do Sistema de Localização de Descargas Atmosféricas. Como qualquer análise, sua confiabilidade fica condicionada à precisão dos dados de entrada. São itens importantes a serem observados:

- verificação e conhecimento da eficiência de detecção do LLS;
  - a configuração dos parâmetros internos do LLS utilizada para processamento ou reprocessamento dos dados de descargas;
  - a precisão da localização das descargas atmosféricas;
  - os parâmetros da rede de sensores do LLS, tais como localização geográfica e desempenho próprio dos mesmos;
  - a exatidão do sistema de informações georeferenciados (utilização de um sistema de coordenadas geográficas adequado e boa exatidão da localização dos elementos de análise).
-

A seguir, são descritas algumas considerações sobre as técnicas de geoprocessamento, item essencial para utilização dos dados providos pelo LLS.

**Geoprocessamento** é o processamento informatizado de dados georeferenciados (identificados por um sistema de coordenadas, como latitude/longitude), através de *softwares* específicos que permitem a utilização e associação de informações cartográficas (mapas e plantas) a estes dados.

A base de dados cartográfica pode ser obtida de diversas formas. A metodologia mais adequada (que permite uma melhor precisão de dados) é a *aerofotogrametria*. Nela, as imagens obtidas pela fotografia aérea passam pelo processo de restituição (transformação das fotos em informações cartográficas) e, posteriormente, são digitalizadas. Outra opção é a utilização de mapas geofísicos e geográficos existentes. Neste caso, há uma perda de qualidade dos dados, relativa à precisão (sistema de coordenadas utilizado e eventuais conversões de escala) e dependente do nível de atualização dos mesmos.

Obtendo-se uma base de dados cartográfica, torna-se necessário fazer o tratamento dos dados, ou seja, acrescentar outras bases de dados (informações referentes a ruas, edificações, estradas, redes de infra-estrutura, linhas de transmissão, relevo, hidrografia etc), constituindo-se um Sistema de Informações Geográficas (SIG, ou GIS). Um sistema GIS apresenta diversas aplicações, nos mais variados setores, abrangendo tanto o ambiente urbano quanto rural, como listado na Tabela 3.1.

Os mapas gerados em um GIS são representados por temas (mapas temáticos). Por exemplo, um mapa topográfico pode apresentar, além das curvas de nível, rodovias, rios, vegetação, atividades econômicas etc, pois num *software* GIS cada elemento representa uma “camada” de dados, que podem ser ou não sobrepostas, fator este que apresenta uma grande flexibilidade de aplicações.

---

| <b>Áreas de Aplicações de GIS</b> |  |
|-----------------------------------|--|
| Aplicações urbanas                | Banco de dados de companhias energéticas (LT's, Usinas, Subestações etc), gerenciamento pluviométrico, localização e alocação de infraestrutura básica (hospitais, escolas, corpo de bombeiros, etc), análise de crimes, loteamento de áreas inabitadas (não ocupadas) ou gerenciamento de áreas de risco. |
| Aplicações Rurais                 | <i>Agricultura</i> : Análise de capacidade, conservação do solo, análise mercadológica, planejamento de atividades da fazenda.   |
|                                   | <i>Flora</i> : Gerenciamento e listagem de áreas de desmatamento, planejamento e programação de cortes de árvores, taxaço de impacto ambiental, gerenciamento de pestes.   |
|                                   | <i>Fauna</i> : Relação e gerenciamento de habitat natural, identificação de espécimes raros ou em extinção e seu habitat, taxaço de impacto ambiental (cadeia alimentar).  |
|                                   | <i>Solo</i> : Reprodução e modelagem de erosões, sedimentação e estudos de qualidade de águas, avaliação de alternativas de gerenciamento do solo, gerenciamento da ocupação integrada do solo.  |
|                                   | <i>Arqueologia</i> : Mapeamento e predição de sítios arqueológicos, estudos de vandalismo em sítios arqueológicos, gerenciamento de estudos em sítios arqueológicos.   |
|                                   | <i>Geologia e mineração</i> : Exploração de petróleo, gases e minerais, mapeamento geológico e análise de terrenos, projetos de aberturas e redimensionamento de minas, mapeamento geológico global.   |

Tabela 3-1 – Aplicações de Sistemas de Informação Geográficas

Alguns cuidados, no entanto, devem ser considerados quando da utilização dos GIS. Como qualquer sistema, os mesmos apresentam erros de localização, que devem ser observados de acordo com o nível de exatidão e precisão requerido para a aplicação desejada, uma vez que tais erros se propagam e podem afetar tanto a qualidade das informações produzidas pelos GIS, quanto o resultado da análise espacial e análise de decisões subseqüentes.

Os erros de exatidão<sup>22</sup> e precisão<sup>23</sup> são função da escala a qual o mapa foi construído, não sendo alterados quando se faz ampliações do mapa, como pode ser erroneamente

<sup>22</sup> O termo "exatidão" refere-se à qualidade dos dados e ao número de erros contidos num mapa ou base de dados. Em GIS, identifica-se: exatidão horizontal ou vertical (quando se refere à posição geográfica); exatidão do atributo (descrição de dados), exatidão conceitual ou lógica (grau de abstração e classificação dos fenômenos do mundo real). O nível de exatidão requerida para diversas aplicações varia muito, mas normalmente, dados muito exatos são difíceis de compilar e são caros.

<sup>23</sup> O termo "precisão" refere-se ao nível de medição da descrição da informação. Dados de localização podem ser medidos como uma fração da unidade. A informação precisa do atributo pode especificar as características a um grande nível de detalhes. No entanto, é importante perceber que dados precisos podem ser inexatos.

interpretado pelo usuário. Em geral, são aplicados padrões de precisão em função da escala de construção do mapa.

Existe uma imprecisão inerente na cartografia que inicia-se com o processo de projeção e a conseqüente distorção dos dados. A Tabela 3.2 apresenta as principais fontes de erros que podem se propagar quando se utiliza um GIS. Reconhecê-las e avaliar a tolerância ao grau de erro admitido em determinada aplicação é uma das tarefas do usuário do sistema de informações geográficas.

| <b>Fontes de Erros em GIS</b>                                       |   |
|---|---|
| Fontes óbvias de erros  | Idade dos dados, cobertura da área (parcial ou completa), escala do mapa, densidade das observações, relevância, formato, acessibilidade, custo.  |
| Erros resultantes da variabilidade natural ou de medições originais | Exatidão posicional, exatidão de conteúdo (qualitativo e quantitativo), fontes de variação nos dados, falhas na entrada ou saída dos dados, variação natural.   |
| Erros que surgem do processamento                                   | Erros numéricos no computador (por exemplo, arredondamentos, conversões do tipo de dados), limites da representação numérica (precisão, armazenagem, aspectos da geometria e dos atributos não capturáveis), erros da digitalização e geocodificação, problemas associados à sobreposição de mapas, problemas de classificação e generalização, metodologia utilizada, definição dos intervalos de classes, interpolação (talvez a fonte de erro mais crítica em GIS, tendo efeito em todas as fases da análise). |

Tabela 3-2 – Fontes de erros em Sistemas de Informação Geográficas

### ***3.6 Análise de Parâmetros de Influência nos Dados de Descargas a serem Empregados na Proteção***

Na Engenharia de Proteção, em um primeiro momento, torna-se necessária uma análise de exposição às descargas atmosféricas do elemento do SEP em estudo, a fim de se caracterizar a densidade de descargas da região ( $N_g$ ) onde o mesmo se situa.

Normalmente, as linhas de transmissão, bem como torres de telecomunicações, estão situadas em terrenos montanhosos ou regiões planas, sendo estes locais com grande potencial de intensa incidência de descargas, especialmente no caso de objetos situados em topo de montanhas com elevadas altitudes. Neste contexto, torna-se necessária uma avaliação da influência do relevo local na densidade de descargas, bem como na intensidade destes eventos.

Alguns pesquisadores têm desenvolvido trabalhos neste sentido. Como exemplos, podem ser citados Rodrigues e Portela [2001], que analisam a influência da orografia de uma região na distribuição de descargas atmosféricas e propõem uma correção, utilizando-se o modelo eletrogeométrico, das “medições” do  $N_g$  de uma região, sendo estas especificamente obtidas por simulações computacionais. Diendorfer e Schulz [1998] utilizam os dados providos por LLS para caracterizar a incidência e amplitude das descargas ocorridas em uma torre e nas regiões circunvizinhas à mesma, sendo esta uma torre de rádio de 98 m situada em uma montanha de alta altitude (1287 m). Beyerley et al. [1999] analisa a incidência e amplitude de descargas em torres de altura moderada e em torres muito altas situadas em terrenos planos, concentrando suas análises no efeito da altura dos objetos na incidência de descargas. Schulz e Diendorfer [1999] utilizam um modelo de elevação para correlacionar dados de descargas de incidência e amplitude providos por LLS com variações de altitude numa determinada região.

Utilizando dados de descargas providos por LLS e tendo-se por base o Estado de Minas Gerais, foram avaliadas eventuais correlações entre a topografia de uma região e a incidência de descargas, bem como a orografia e a intensidade de corrente das mesmas, objetivando-se, numa etapa posterior, oferecer um tratamento adequado a trechos específicos

---

de rotas de linhas de transmissão que apresentem diferentes níveis de exposição a descargas atmosféricas (linhas situadas em terrenos acidentados com grandes variações de altitude).

### ***3.6.1 Avaliação da Influência de Partes Elevadas na Distribuição de Densidade de Descargas***

É de conhecimento geral que elementos em destaque (tais como torres ou edifícios muito altos em terrenos planos, ou estruturas situadas em topos de montanhas) são pontos preferenciais para incidência de descargas, uma vez que influenciam no mecanismo natural de estabelecimento do fenômeno. Os trabalhos de Ericksson [1987a] e Anderson e Eriksson [1980] analisam cuidadosamente a influência de estruturas altas no aumento da densidade de descargas local, considerando-se linhas de transmissão. Rakov [2002] analisa a influência de estruturas altas no mecanismo de estabelecimento da descarga e influências em seus parâmetros.

Estruturas altas tendem a concentrar a incidência de descargas, aumentando-se assim a densidade de descargas na região. Muitas vezes, no entanto, as estruturas componentes de uma linha de transmissão raramente ultrapassam os 60 m de altura. Considerando a rota da linha, se situada em terreno plano ou montanhoso, ou ambos, será a topografia da região, e não somente a altura das estruturas (que também é definida pela própria topografia, entre outros fatores), um dos elementos que podem causar influência na incidência de descargas.

Sendo assim, foram realizadas análises em torres de telecomunicações, objetivando estabelecer quantitativamente a influência de variações de altitude na incidência de descargas de uma região. Para tanto, foram definidas regiões distintas em torno das torres, e foram efetuadas análises numéricas entre o aumento percentual de incidência de descargas nas regiões próximas em torno da torre em relação às regiões distantes das mesmas.

A metodologia desenvolvida para realização destas análises bem como os resultados alcançados, utilizando-se dados de descargas individuais (*strokes*) providos por LLS e dados geográficos e de relevo nas proximidades de diversas torres de telecomunicações situadas no Estado de Minas Gerais, estão detalhados no *Apêndice A* desta Tese.

---

Como resultado, concluiu-se que, de uma forma geral, para todos os casos analisados, a densidade de *strokes* é significativamente maior na região próxima à torre (regiões mais altas), quando comparada à região distante. Também se pode concluir que, à medida que crescem as diferenças de altitudes das regiões, aumenta-se a densidade de descargas.

### ***3.6.2 Avaliação da Influência de Partes Elevadas na Amplitude de Descargas***

A influência de estruturas altas no mecanismo de descarga é causada pelo aumento do campo elétrico nas mesmas, devido à aproximação do canal descendente ou por cargas existentes nas nuvens de tempestades.

Ao considerar-se a topografia em uma região de baixa altitude, um “ponto de destaque” (topo de montanha) funciona como uma estrutura elevada em um terreno plano, usualmente promovendo o aumento da probabilidade de incidência da descarga.

Considerando-se regiões distintas em torno de torres de telecomunicações (uma próxima e outra distante, com diferentes altitudes), foram realizadas análises para se estabelecer relações entre as diferenças de altitudes e a intensidade de corrente. Para todos os casos analisados, não foram encontradas relações fortes entre a diferença de altitudes e a amplitude de corrente de descarga. O *Apêndice B* apresenta os resultados encontrados.

---

### ***3.7 Impacto de Critérios de Agrupamento do LLS na Engenharia de Proteção***

Na Engenharia de Proteção, um questionamento constante diz respeito à etapa de caracterização dos dados de incidência de descargas: “Qual tipo de dados de descargas se deve utilizar: descargas individuais (*strokes*) ou plenas (*flashes*)”?

Tradicionalmente, ao longo dos anos, os *flashes* têm sido utilizados para caracterizar o  $N_g$  de uma região, isto devido aos métodos de obtenção de densidade de descargas para a terra normalmente utilizados (nível cerâmico e contadores de descargas).

Porém, com o advento dos LLS's, que permitem a utilização de dois formatos de dados de descargas (*strokes* ou *flashes*), alguns pesquisadores têm questionado esta prática tradicional, propondo a utilização dos dados de *strokes*, em substituição ao de *flashes* [Vargas et al., 2004] [Darveniza, 2000]. Acredita-se que o nível de exposição ao qual o elemento do Sistema Elétrico de Potência está submetido é melhor estimado segundo esta abordagem, uma vez que os dados de descargas individuais representam melhor o número de vezes que um objeto pode ter sido atingido. O que realmente interessa são os pontos de impacto das descargas.

Ao submeter as descargas individuais aos critérios de agrupamento na central de processamento do LLS, desta forma constituindo os registros de *flashes*, somente os dados uma descarga (geralmente a primeira) são considerados. Numa análise de desempenho, os *strokes* subseqüentes que eventualmente poderiam ser também responsáveis pelos desligamentos e/ou danos aos equipamentos seriam, neste caso, desconsiderados (sendo somente contabilizados no cálculo da multiplicidade do *flash* em questão). Além disso, os *strokes* podem incidir no solo em posições distantes daquela da incidência da primeira descarga. A literatura aponta que essa distância pode alcançar valor máximo da ordem de 10 km. Na perspectiva da Engenharia de Proteção, tais incidências, tão distantes, poderiam ser classificadas como eventos independentes.

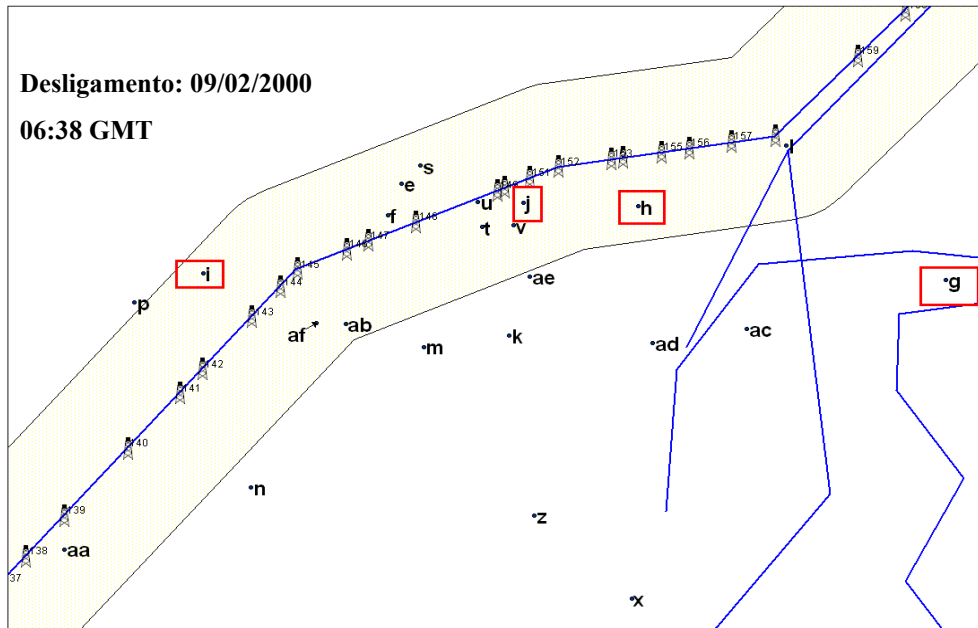
---

Um exemplo do impacto de se utilizar dados de *flashes* pode ser verificado na Figura 3-2. Trata-se de uma linha de 230 kV. Ao se realizar uma análise de faltas nesta LT, foram utilizados tanto o banco de dados de *flashes* como de *strokes*. Das oito faltas correlacionadas, de acordo com os dados do LLS, duas foram atribuídas a *flashes* simples (compostos por um único *stroke*), três foram atribuídas a *flashes* múltiplos (compostos por vários *strokes*) e três faltas podem ter sido causadas por *flash* único ou múltiplo (mais de um *flash* pode ter sido o evento causador do desligamento). Observa-se que, no caso da falta analisada na figura, o desligamento poderia ser atribuído aos *strokes* *g*, *h*, *i*, ou *j* (em destaque), agrupados pela central de processamento do LLS como pertencentes a um mesmo *flash*. Ao se comparar com o vão da linha indicado por um dispositivo localizador de faltas (vão 142-143), o *stroke* que provavelmente causou o desligamento da linha foi o *stroke* *i*, que não é o mais intenso e nem o primeiro.

No Capítulo 4 desta Tese são encontradas análises da influência dos critérios de agrupamento de *strokes* utilizados pelos LLS's na constituição de mapas de densidade e multiplicidade (efeitos na distribuição geográfica). Tais análises são relativas principalmente ao Estado de Minas Gerais.

No *Apêndice C*, é apresentada uma análise de sensibilidade, assumindo-se diferentes critérios de agrupamento das descargas individuais. O objetivo principal é analisar a influência de tais critérios na constituição de base de dados de *flashes* e seu impacto na utilização dos dados de descargas disponibilizados pelo LLS.

---



| Banco de dados de <i>Strokes</i> |      |     |     |      |         |          |           |          |           |                |             |
|----------------------------------|------|-----|-----|------|---------|----------|-----------|----------|-----------|----------------|-------------|
| ID                               | Ano  | Mês | Dia | Hora | Minutos | Segundos | ns        | Latitude | Longitude | I <sub>p</sub> | Nº sensores |
| e                                | 2000 | 2   | 9   | 6    | 35      | 22       | 834040000 | -19,4638 | -42,6196  | 19             | 4           |
| f                                | 2000 | 2   | 9   | 6    | 37      | 14       | 686292600 | -19,4671 | -42,621   | 16             | 5           |
| g                                | 2000 | 2   | 9   | 6    | 38      | 44       | 983509000 | -19,474  | -42,5629  | -104           | 7           |
| h                                | 2000 | 2   | 9   | 6    | 38      | 45       | 39656137  | -19,4662 | -42,5949  | -58            | 6           |
| i                                | 2000 | 2   | 9   | 6    | 38      | 45       | 112691800 | -19,4733 | -42,6402  | -22            | 5           |
| j                                | 2000 | 2   | 9   | 6    | 38      | 45       | 157128900 | -19,4658 | -42,6069  | -28            | 5           |
| k                                | 2000 | 2   | 9   | 6    | 41      | 34       | 401294400 | -19,4799 | -42,6084  | 12             | 4           |
| l                                | 2000 | 2   | 9   | 6    | 43      | 11       | 309513100 | -19,4597 | -42,5795  | -86            | 5           |
| m                                | 2000 | 2   | 9   | 6    | 43      | 11       | 355265950 | -19,4811 | -42,6172  | -35            | 5           |
| n                                | 2000 | 2   | 9   | 6    | 43      | 11       | 396221300 | -19,496  | -42,6353  | -25            | 5           |
| o                                | 2000 | 2   | 9   | 6    | 43      | 11       | 436778400 | -19,4766 | -42,5333  | -71            | 5           |
| Banco de dados de <i>Flashes</i> |      |     |     |      |         |          |           |          |           |                |             |
| ID                               | Ano  | Mês | Dia | Hora | Minutos | Segundos | ns        | Latitude | Longitude | I <sub>p</sub> | Mult.       |
| e                                | 2000 | 2   | 9   | 6    | 35      | 22       | 834040000 | -19,4638 | -42,6196  | 19             | 1           |
| f                                | 2000 | 2   | 9   | 6    | 37      | 14       | 686292600 | -19,4671 | -42,621   | 16             | 1           |
| g                                | 2000 | 2   | 9   | 6    | 38      | 44       | 983509000 | -19,474  | -42,5629  | -104           | 4           |
| k                                | 2000 | 2   | 9   | 6    | 41      | 34       | 401294400 | -19,4799 | -42,6084  | 12             | 1           |
| l                                | 2000 | 2   | 9   | 6    | 43      | 11       | 309513100 | -19,4597 | -42,5795  | -86            | 4           |

Figura 3-2 - Exemplo de análise de faltas utilizando-se *flashes* e *strokes*.

---

---

# 4 Estatísticas dos Dados de Descargas Atmosféricas no Estado de Minas Gerais

## 4.1 Introdução

Os principais parâmetros da descarga atmosférica do ponto de vista da Engenharia de Proteção são a densidade de descargas para a terra ( $N_g$ ) e a amplitude da corrente da descarga ( $I_p$ ). Ambos são os fatores mais importantes na determinação da frequência e severidade dos danos causados aos Sistemas Elétricos de Potência, respectivamente.

As avaliações de metodologias auxiliares para o aprimoramento do desempenho de linhas de transmissão com aplicação do LLS são realizadas em LT's do sistema elétrico do Estado de Minas Gerais. Nesta perspectiva, este capítulo procura caracterizar, geográfica e estatisticamente, a densidade de descargas do Estado de Minas Gerais, bem como sua amplitude de corrente, considerando-se ambas as polaridades. Inicialmente, faz-se referências aos dados históricos levantados por métodos menos elaborados, como o nível cerâmico e contadores de descargas. Em seguida, refere-se a dados de descargas providos pelo LLS.

---

## 4.2 *Histórico de Obtenção de Densidade de Descargas em Minas Gerais*

Além do Sistema de Localização e Detecção de Descargas Atmosféricas (LLS), considerado atualmente o método mais moderno para obtenção da densidade de descargas para a terra, existem outros métodos utilizados na caracterização da densidade de descargas plenas de uma região (ver capítulo 2). Em Minas Gerais, foram utilizados pela CEMIG dois destes métodos: uma rede de **contadores de descargas** e o **nível cerâmico**.

A pesquisa para obtenção do  $N_g$  do Estado utilizando-se contadores de descargas perdurou por 11 anos, tendo sido constituída uma rede de cerca de 60 contadores dispostos pelo território de Minas Gerais, hoje desativada. O mapa gerado pela CEMIG está apresentado na Figura 4-1, sendo utilizado como uma “referência” na distribuição de descargas no Estado para realização das atividades de proteção contra descargas atmosféricas da Companhia por muitos anos. Pode-se observar que o nível de densidade de *flashes* em Minas Gerais varia de 1 a 10 *flashes*/km<sup>2</sup>/Ano, sendo o valor médio de 5 *flashes*/km<sup>2</sup>/Ano [Diniz et al., 1996].

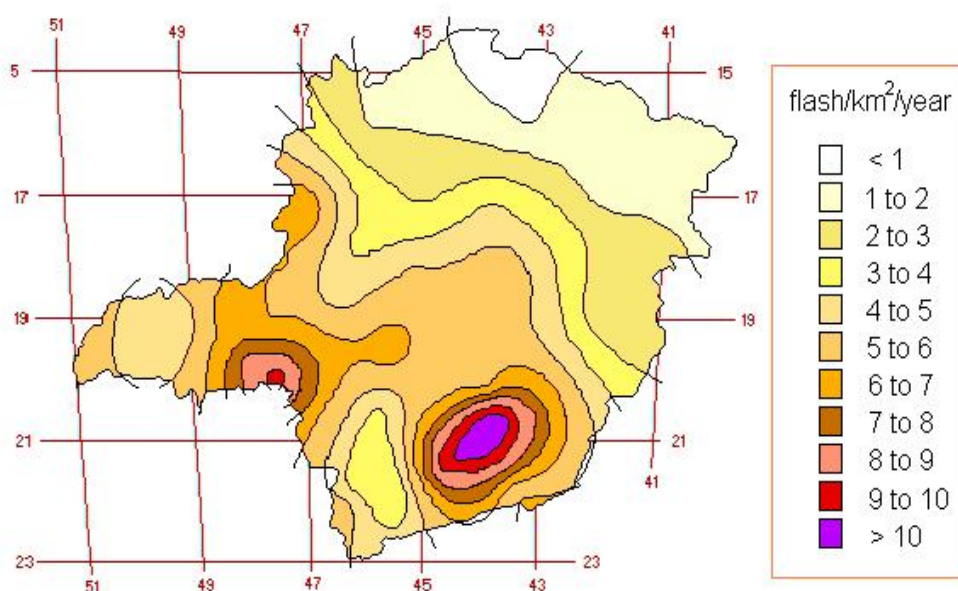


Figura 4-1 – Mapa de Densidade de *flashes* obtido pela rede de contadores de descargas da CEMIG no período de 1985 a 1995.

O nível cerâmico foi utilizado em Minas Gerais ao longo de 25 anos, constando de cerca de 580 pontos de observação dispostos no Estado e cerca de 120 pontos nas regiões próximas. [Carvalho et al., 1992] e [Diniz et al., 1996]. O mapa obtido está apresentado na Figura 4-2.

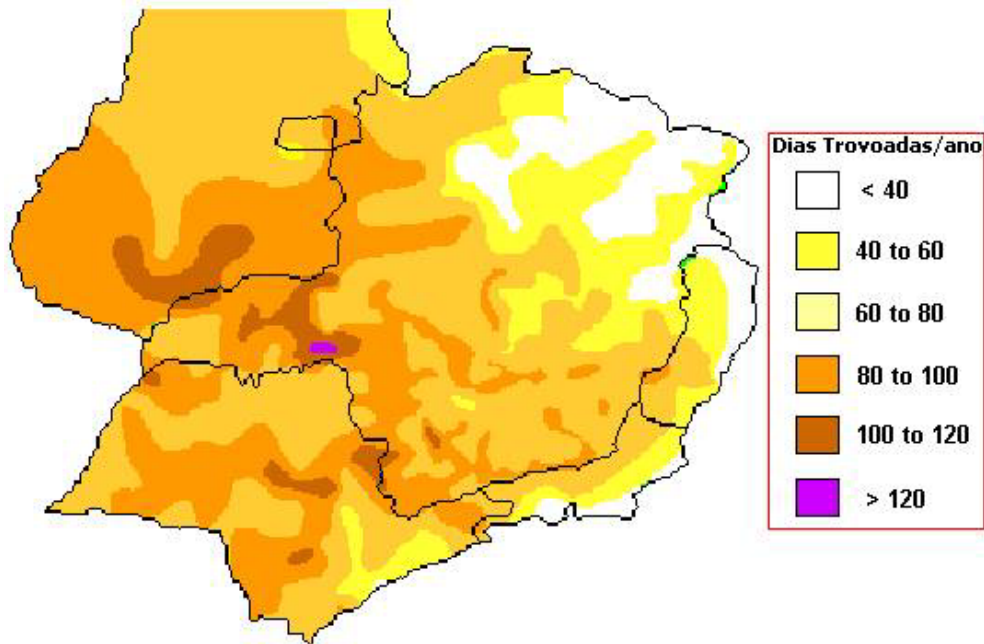


Figura 4-2 – Número médio de dias de trovoadas ouvidas por ano ( $T_d$ ) na região Sudeste e parte da região Centro-oeste do Brasil referentes ao período de 1971 a 1989.

### ***4.3 Levantamento da Distribuição Geográfica da Densidade de Descargas Individuais (strokes)***

Os Sistemas de Detecção e Localização de Descargas Atmosféricas (LLS's) constituem-se numa das mais avançadas ferramentas para determinação de densidade de descargas para a terra ( $N_g = \text{Descargas}/\text{km}^2/\text{Ano}$ ) numa determinada região. Tais sistemas, através de suas estações remotas, captam o campo eletromagnético irradiado pelo fenômeno e, através de técnicas de localização (tempo de chegada, indicador de direção e técnica interferométrica) e uma das técnicas de otimização calculam o ponto de incidência da descarga, o tempo de ocorrência e amplitude da corrente, entre outros parâmetros de interesse.

Uma das diversas vantagens de se utilizar tais sistemas é que os mesmos permitem a utilização de base de dados de descargas individuais (*strokes*) e/ou de descargas plenas (*flashes*). O acesso aos dados de descargas individuais é de grande relevância para a Engenharia de Proteção. Utilizando-os, pode-se estimar, de forma mais representativa, o nível de exposição ao qual o elemento do SEP está submetido. Além disso, é possível a realização da análise de incidência de descargas plenas e/ou individuais tanto em regiões extensas<sup>24</sup> quanto em micro regiões, permitindo, deste modo, uma análise de desempenho mais detalhada do elemento em estudo.

A CEMIG foi pioneira na América do Sul a instalar o LLS, em 1988. Desde então, o sistema vem sofrendo mudanças de configuração física (instalação de novos sensores e interligação a outras redes de detecção, pertencentes a outras empresas), e atualmente constitui-se de 25 sensores, formando a Rede Integrada Nacional de Detecção de Descargas Atmosféricas (RINDAT)<sup>25</sup>.

Para se constituir mapas de densidades de descargas, é necessário, sobretudo, uma base de dados representativa estatisticamente (maior volume de dados possível acumulado ao longo dos anos) e uniforme, ou seja, constituída com as mesmas configurações da central de processamento do LLS e pelas mesmas estações detectoras constituintes da rede.

Seguindo tais princípios, para se determinar o mapa de densidades de descargas individuais (*strokes*) no Estado de Minas Gerais, tornou-se necessário o reprocessamento dos dados “brutos” obtidos pelos sensores, utilizando-se o maior número possível de estações detectoras que abrangesse o maior período de dados possível, e uma configuração de parâmetros da central que permitisse um bom nível de qualidade dos dados de descargas<sup>26</sup>.

Na referência [Dias, 2002], estão descritos todo o processo de reprocessamento dos dados obtidos pela central do LLS de Minas Gerais (LLS-MG), bem como as configurações

---

<sup>24</sup> A extensão da região a ser analisada depende da área de cobertura do sistema.

<sup>25</sup> Maiores detalhes sobre o histórico e a atual constituição da RINDAT podem ser encontrados em relatórios internos do LRC.

<sup>26</sup> A referência [Nacaratto, 2001] apresenta um estudo das influências de alguns parâmetros de configuração da central de processamento do LLS na qualidade de dados de descargas. Um resumo é encontrado em [Dias, 2002].

---

utilizadas para efetuar tal reprocessamento, além de uma completa explanação do histórico do LLS-MG. Na época, foi constituída uma base de dados de *strokes* de 13.636.636, num período de aproximadamente 44 meses (20 de outubro de 1998 a 13 de julho de 2002), compreendendo toda a área de abrangência do sistema correspondente a 16 estações detectoras dos LLS's da CEMIG e Furnas, e um primeiro mapa de densidade de *strokes* no estado de Minas Gerais foi obtido.

A Tabela 4-1 e Figura 4-3 apresentam a relação dos sensores participantes na obtenção dos dados do LLS relativos a todos os estudos apresentados ao longo deste texto, ao passo que na Tabela 4-2 estão relacionadas as configurações da central de processamento do LLS-MG utilizadas para obtenção dos dados de descargas. Apesar de atualmente a RINDAT possuir um total de 25 sensores, os demais não participaram do reprocessamento dos dados devido ao período de tempo que alimentam o banco de dados da central da CEMIG ser inferior ao período de dados estabelecido neste estudo.

| <b>Sensores Participantes do Levantamento dos Dados de Descargas</b>   |                         |                   |
|--|-------------------------|-------------------|
| <b>ID</b>  | <b>Nome</b>             |                   |
| TM   | Três Marias - MG        | Central da CEMIG  |
| Ip   | Ipatinga - MG           |                   |
| La   | Lavras - MG             |                   |
| VG   | Volta Grande - MG       |                   |
| CE   | Capitão Enéas - MG      |                   |
| Em   | Emborcação - MG         |                   |
| BH   | Belo Horizonte - MG     |                   |
| CP   | Cachoeira Paulista - SP |                   |
| RJ   | Rio de Janeiro - RJ     | Central de FURNAS |
| Vi   | Vitória - ES            |                   |
| Ib   | Ibiúna - SP             |                   |
| Ju   | Jupiá - SP              |                   |
| RV   | Rio Verde - GO          |                   |
| Br   | Brasília - DF *         |                   |
| SM   | Serra da Mesa - GO *    |                   |
| MR   | Manoel Ribas - PR       |                   |
| <i>* Sensor inativo durante alguns períodos considerando-se a data de interligação dos LLS's FURNAS e CEMIG.</i> |                         |                   |

Tabela 4-1 - Sensores Participantes da Preparação dos dados das Descargas Atmosféricas.

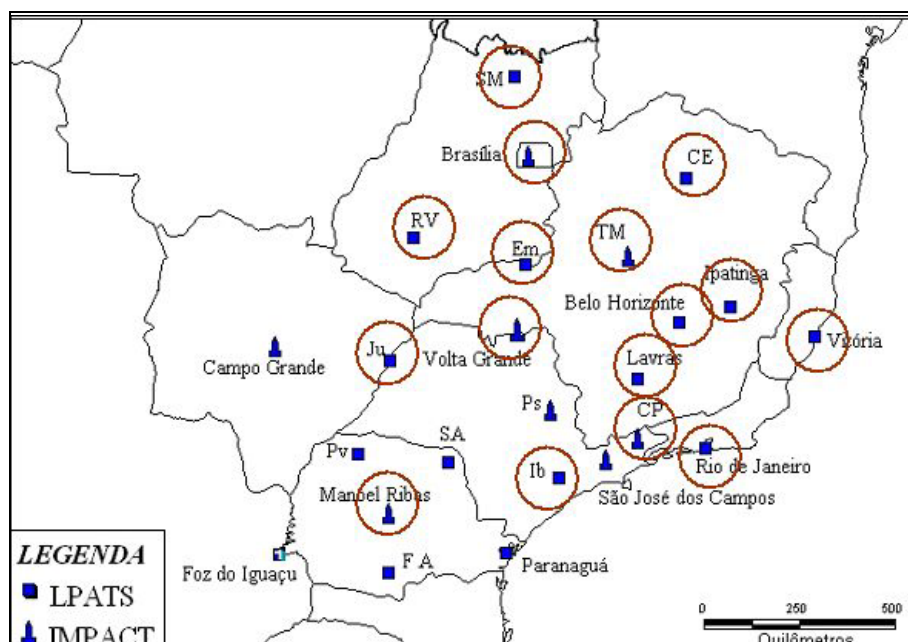


Figura 4-3 – RINDAT – Em destaque, os sensores utilizados para constituição de banco de dados reprocessados para realização de análises no Estado de Minas Gerais.

| Parâmetro           | Descrição   |
|---------------------|---|
| <i>Times</i> : 4    | Número mínimo de informações ou sensores participantes da solução: Quatro (LPATS e/ou IMPACT);            |
| <i>Angle</i> : 0    | Não exige a participação de sensores IMPACT no processamento dos dados;                                   |
| <i>Allow</i> : “no” | As descargas consideradas pelos sensores LPATS como sendo intra-nuvem não são incluídas no processamento; |
| <i>Ratio</i> : 1,3  | Razão máxima aceitável entre dois sinais de intensidade normalizados.                                     |

Tabela 4-2 - Parâmetros da Central de Processamento utilizados na obtenção de Dados de descargas atmosféricas. Maiores detalhes podem ser obtidos em [Dias, 2002].

Dando continuidade ao procedimento de determinação da distribuição geográfica da densidade de descargas individuais, na Figura 4-4 é apresentado o mapa de densidade de *strokes* de Minas Gerais. Este foi obtido utilizando-se uma base de dados uniforme, considerando-se um período de 7 anos (janeiro de 1999 a dezembro de 2005) e utilizando-se um gradeado de 20 x 20 km<sup>2</sup> e as mesmas configurações da central de processamento utilizada anteriormente. Também um novo mapa de densidades médias de *strokes* foi traçado, apresentado na Figura 4-5. Como no caso do primeiro mapa de *strokes* obtido por dados providos pelo LLS [Dias, 2002], os mapas aqui presentes apresentam consistência na distribuição geográfica quando comparados ao mapa de densidade de descargas plenas (*flashes*) obtido pela rede de contadores da CEMIG, apresentado no item 4.2 deste texto, a

despeito dos diferentes períodos de dados considerados na confecção dos mesmos e das diferenças dos dados de descargas cujas densidades são consideradas (*flashes x strokes*).

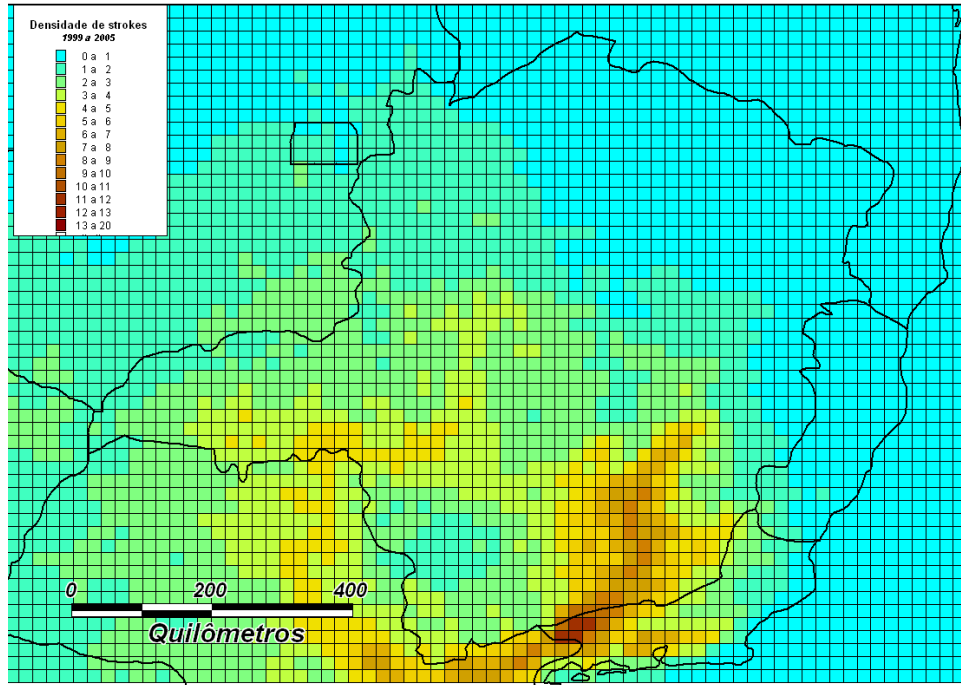


Figura 4-4 – Densidade de *strokes* em Minas Gerais – Mapa confeccionado utilizando-se gradeado de 20 x 20 km<sup>2</sup> e banco de dados reprocessados do período de janeiro de 1999 a dezembro de 2005.

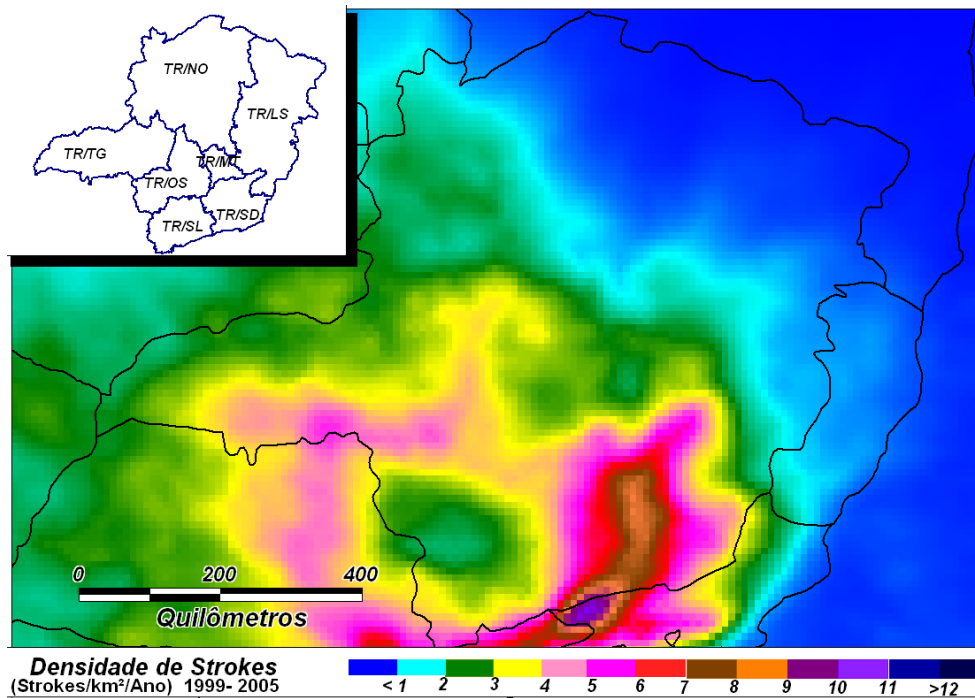


Figura 4-5 – Densidade média de *strokes* em Minas Gerais – no detalhe, divisão regional da área de Transmissão da CEMIG.

Considerando-se a distribuição geográfica do Estado em sete regionais de transmissão da concessionária local (vide Figura 4-5), a Tabela 4-3 apresenta as estatísticas da densidade de *strokes* para o Estado.

| Regionais da Transmissão<br>em Minas Gerais |               | Densidade de <i>strokes</i> (st/km <sup>2</sup> /ano) |        |       |
|---|---------------|---|--------|-------|
|   |               | Mínimo  | Máximo | Média |
| TR-NO                                       | Norte         | 0,04  | 3,72   | 1,21  |
| TR-LS                                       | Leste         | 0,05  | 6,20   | 0,98  |
| TR-MT                                       | Metropolitana | 1,27  | 6,28   | 3,03  |
| TR-SD                                       | Sudeste       | 2,24  | 9,80   | 5,66  |
| TR-SL                                       | Sul           | 1,35  | 9,13   | 2,91  |
| TR-OS                                       | Oeste         | 1,35  | 4,87   | 2,95  |
| TR-TG                                       | Triângulo     | 1,21  | 5,23   | 2,80  |

Tabela 4-3 – Estatísticas da densidade de *strokes* em Minas Gerais, considerando-se as Regionais de Transmissão da CEMIG.

Nota-se uma maior concentração de *strokes* na região sudeste, onde se encontram os maiores níveis de densidade (9 a 10 *st/km<sup>2</sup>/ano* e densidade média de aproximadamente 6 *st/km<sup>2</sup>/ano*). A região do Triângulo Mineiro atinge até 5 *st/km<sup>2</sup>/ano* (densidade média de 3 *st/km<sup>2</sup>/ano*), sendo as regiões nordeste e leste do território as que apresentam os menores índices de densidade de *strokes* do Estado (média em torno de 1 *st/km<sup>2</sup>/ano*).

Deve-se ressaltar que, em parte das regiões nordeste e leste do Estado, a eficiência de detecção da rede do LLS, segundo critérios do fabricante, é a menor encontrada em Minas Gerais, atingindo níveis em torno de 70% de detecção de descargas atmosféricas [Dias, 2002]. Isto certamente contribui com algumas discrepâncias observadas, como a existência de menor número de *strokes* na região quando comparada ao número de *flashes* indicado no mapa obtido pela rede de contadores (Figura 4-1). É importante ressaltar também a presença de incertezas relativas à exatidão das indicações da rede de contadores de descargas atmosféricas, à época da elaboração do mapa de *flashes*.

A Figura 4-6 apresenta a variação do número total de descargas individuais ao longo dos anos (de 1999 a 2005) e ao longo dos meses em Minas Gerais, bem como na região de cobertura do LLS (considerando-se 16 estações detectoras de CEMIG e Furnas). Neste período, foi totalizada a incidência de 8.647.743 *strokes* no Estado (33% do total de *strokes*

detectados), contra 25.968.221 *strokes* na região de cobertura do sistema<sup>27</sup>. Pode-se observar uma considerável oscilação na ocorrência de *strokes* ao longo dos anos no Estado (Média de 1,24 milhões de *strokes*/ano). Cerca de 92% dos *strokes* ocorrem durante o verão e primavera.

É interessante observar a variação da incidência de *strokes* no Estado em relação à incidência registrada em toda a região de cobertura do LLS (Figura 4-6b). Enquanto que o número total de *strokes* percebidos pela Rede foi significativamente maior durante o ano de 2001, o mesmo não se observa quando se considera somente o território de Minas Gerais, que obteve maior índice de incidência de descargas individuais no ano de 2002.

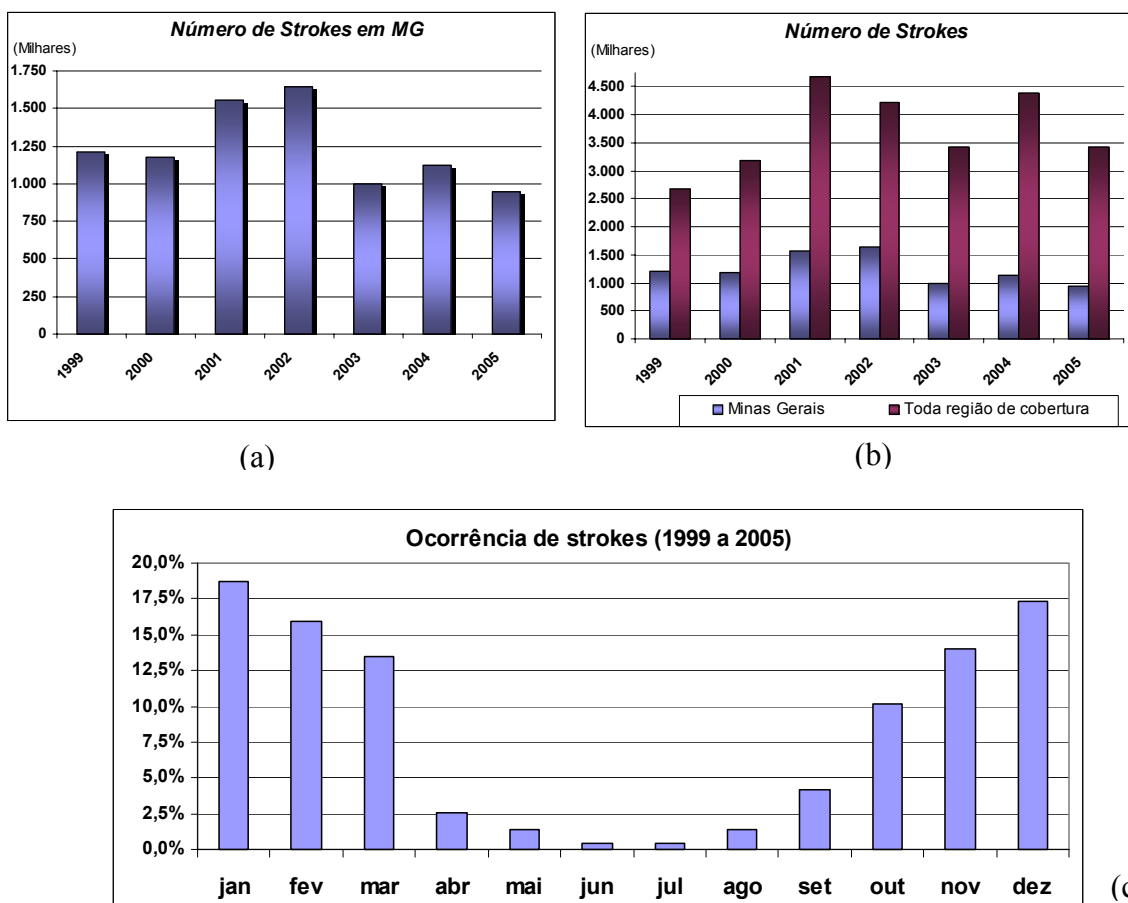


Figura 4-6 – Variação de incidência de *strokes* ao longo dos anos – (a) Variação de *strokes* em MG. (b) Variação de incidência de *strokes* em MG e em toda a região de cobertura do LLS (considerando-se 16 estações detectoras listadas na Tabela 4-1). (c) Variação de incidência ao longo dos meses em MG, considerando-se 7 anos de dados.

<sup>27</sup> A região de cobertura do sistema (considerando-se os 16 sensores da Tabela 4-1) compreende os estados de Minas Gerais, São Paulo, Rio de Janeiro, Mato Grosso do Sul, Goiás, Paraná, Santa Catarina, norte do Rio Grande do Sul, sul da Bahia.

#### ***4.4 Determinação da Distribuição de Descargas Atmosféricas Plenas (flashes), Assumindo-se Diferentes Critérios de Agrupamento para as Descargas Individuais***

Os LLS's, como mencionado anteriormente, permitem a utilização de base de dados de descargas individuais (*strokes*) ou de descargas plenas (*flashes*). Para se processar dados de descargas plenas, na central de processamento do LLS são estabelecidos, através de um algoritmo matemático, os critérios de agrupamento de descargas individuais, determinados pelo fabricante e relacionados no *Apêndice C* deste texto. Todos os critérios de agrupamento devem ser observados em conjunto para obtenção da multiplicidade da descarga analisada.

Objetivando-se realizar uma análise da influência dos critérios de agrupamento tanto no número de incidência de *flashes* quanto em sua multiplicidade, do ponto de vista da distribuição geográfica, e tendo em vista que tais critérios estabelecidos pelos fabricantes levam em conta casos extremos, tais como “a distância máxima do ponto de ocorrência do primeiro ponto de impacto ser de 10 km”<sup>28</sup>, foi realizado um estudo de comparação dos resultados de *flashes* obtidos aplicando três diferentes configurações de agrupamento de *strokes*, utilizando-se uma base de dados de 7 anos (1999 a 2005). Uma configuração corresponde àquela que apresenta os critérios sugeridos pelo fabricante. As demais correspondem a alterações de alguns parâmetros conforme Tabela 4-4<sup>29</sup>, para análise da influência dos critérios utilizados.

---

<sup>28</sup> No *Apêndice C* deste texto são discutidos tais critérios.

<sup>29</sup> Os valores relativos às configurações mais restritivas foram definidos avaliando-se à própria fenomenologia do processo de descarga nuvem-solo, onde se espera que o percurso do canal traçado no sentido vertical seja maior que o traçado horizontal, o que implica em menores distâncias dos pontos de impacto dos *strokes* sucessivos pertencentes a um mesmo *flash* (A altura média da base das nuvens de tempestades em relação ao solo é de cerca de 3 km). O valor do tempo entre *strokes* considerado também foi definido observando-se o valor médio normalmente encontrado na literatura técnica (aproximadamente 60 ms).

---

| <b>Critérios de Agrupamento *</b> | <b>Valores sugeridos pelo fabricante</b> | <b>Configuração I (Valores espaciais)</b> | <b>Configuração II (Valores espaciais e temporais)</b> |
|-----------------------------------|--|---|--|
| Abrangência espacial da descarga  | 10 km                                    | 2 km                                      | 2 km   |
| Raio máximo de agrupamento        | 50 km                                    | 10 km                                     | 10 km  |
| Tempo entre <i>strokes</i>        | 500 ms                                   | 500 ms                                    | 240 ms   |

\* Demais critérios de agrupamento de *strokes* correspondem aos mesmos critérios sugeridos pelo fabricante, relacionados no Apêndice C (Tabela C-1).

Tabela 4-4 - Valores dos critérios de agrupamento de *strokes* para diferentes critérios de agrupamento: critérios estabelecidos pelo fabricante e critérios propostos para análise.

#### 4.4.1 Distribuição da Densidade de Flashes

Seguindo os critérios estabelecidos pelo fabricante, foi traçado o mapa de densidade de *flashes* apresentado na Figura 4-7, utilizando-se gradeado de 20 x 20 km<sup>2</sup>. Pode-se observar, como no mapa de *strokes*, uma maior concentração de *flashes* na região sudeste do Estado, onde encontram-se os maiores níveis de densidade (2 a 4 *flashes*/km<sup>2</sup>/ano e densidade média de 3 *flashes*/km<sup>2</sup>/ano). A região do Triângulo Mineiro atinge até 3 *flashes*/km<sup>2</sup>/ano (densidade média de 1,5 *flashes*/km<sup>2</sup>/ano). A região norte do Estado, como esperado, apresenta os menores índices de densidade de *flashes* (índices de 0 a 1 *flash*/km<sup>2</sup>/ano).

As Figuras 4-8 e 4-9 apresentam o mapa de descargas plenas (*flashes*) obtido com os critérios de agrupamento utilizando-se as Configurações I e II (Tabela 4-4), respectivamente.

Analisando-se os mapas de descargas plenas gerados pelo LLS utilizando-se diferentes critérios de agrupamento de *strokes* (Figuras 4-7 e 4-8), pode-se observar pequenas diferenças na distribuição de *flashes* quando se consideram os critérios de agrupamento de *strokes* da Configuração I. As diferenças tornam-se mais evidentes quando se considera a área de maior incidência (Sudeste de Minas Gerais). Porém, ao se aplicar os critérios da Configuração II (Figura 4-9), as diferenças nos níveis de densidade podem ser melhor observadas também em outras áreas, como no Triângulo Mineiro.

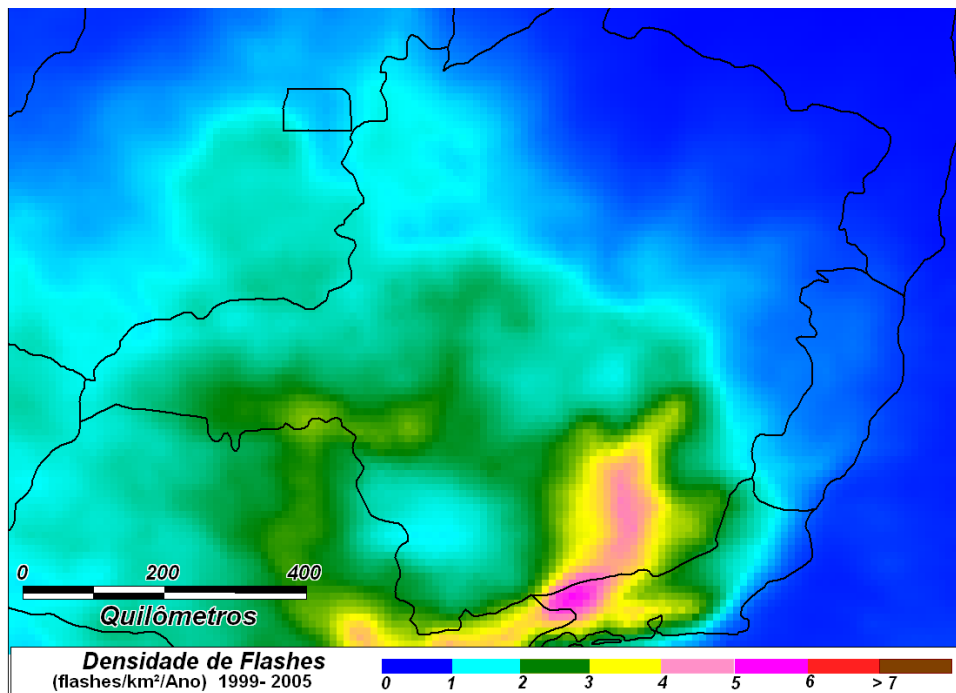


Figura 4-7 – Densidade de *flashes* em Minas Gerais – Mapa confeccionado utilizando-se um grid de 20 x 20 km<sup>2</sup> e um banco de dados reprocessados – Critérios de agrupamento do fabricante

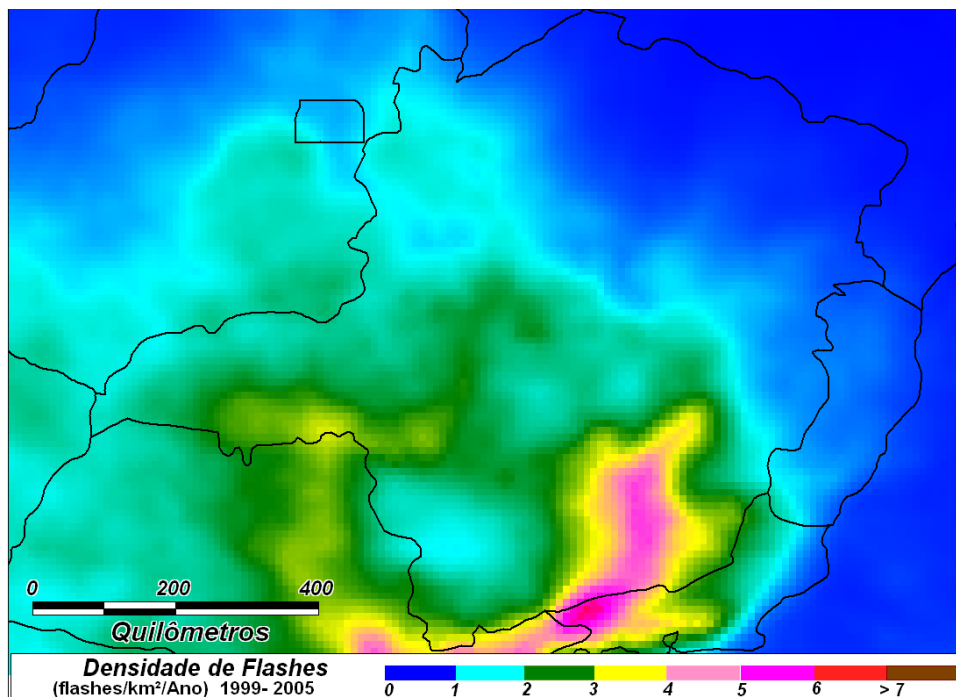


Figura 4-8 – Densidade de *flashes* em Minas Gerais – Mapa confeccionado utilizando-se os parâmetros do critério de agrupamento da Configuração I (Tabela 4-4)

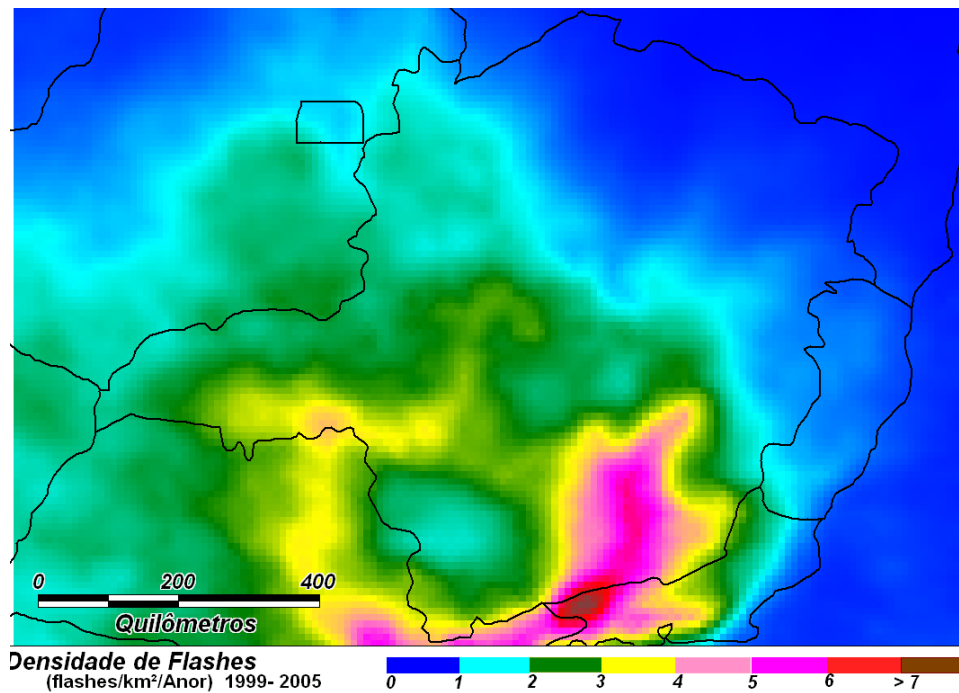


Figura 4-9 – Densidade de *flashes* em Minas Gerais – Mapa confeccionado utilizando-se os parâmetros do critério de agrupamento da Configuração II (Tabela 4-4)

O mapa de *flashes* obtido segundo critérios de agrupamento estabelecidos pelo fabricante (Figura 4-7) apresentou níveis de densidade ligeiramente menores que aqueles do mapa obtido pela Configuração I (Figura 4-8). As diferenças nos níveis de densidade aumentam sutilmente quando se aplicam os critérios da Configuração II.

Os valores estabelecidos pelo fabricante para os critérios mostraram-se excessivos, principalmente quando se diz respeito à abrangência espacial da descarga (Tabela 4-4). Foi estabelecido um raio espacial da descarga de 10 km, ao se observar alguns casos críticos de descargas. Apesar de, desta forma, se ter a garantia do correto agrupamento destes eventuais casos críticos, os *strokes* pertencentes a *flashes* distintos que ocorram próximos ao *stroke* de referência e em um intervalo de tempo pequeno, podem ser erroneamente agrupados em um mesmo *flash*. Esta última situação pode ocorrer em "núcleos de tempestades".

Comparando-se ainda os mapas de *flashes* gerados pelo LLS utilizando-se diferentes critérios de agrupamento (Figuras 4-7, 4-8 e 4-9) com o mapa de *flashes* obtido pela rede de contadores de descargas de Minas Gerais (Figura 4-1 do item 4.2), pode-se observar que, ao se aplicar os critérios do fabricante e a Configuração I, ambos apresentaram menores níveis

de densidade que o mapa obtido pela rede de contadores (da ordem de 50% a menos)<sup>30</sup>. Ao se aplicar a Configuração II, ainda assim os níveis de densidade são inferiores, porém sua distribuição geográfica se aproxima mais daquela obtida através da rede de contadores. Observa-se, nos três mapas gerados, a coincidência geográfica na indicação das áreas de maior densidade de descargas plenas (Sudeste e Triângulo Mineiro).

A Figura 4-10 mostra a variação de incidência de *flashes* ao longo dos anos no Estado de Minas Gerais quando se consideram diferentes critérios de agrupamento de *strokes*. O valor médio de *flashes* que incidem no Estado é de 704.518 *flashes*/ano quando se utilizam os critérios do fabricante, aumentando para 888.948 *flashes*/ano quando se consideram os critérios da Configuração I e 927.264 *flashes*/ano ao se aplicar a Configuração II (aumento de 26% e 32%, respectivamente).

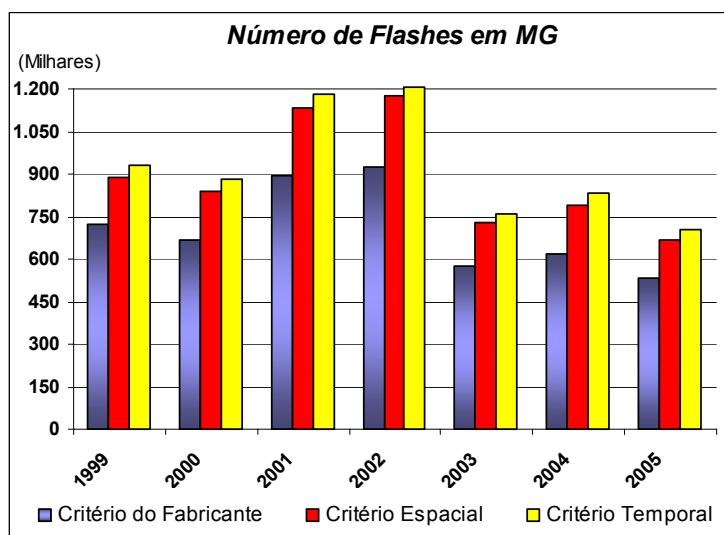


Figura 4-10 – Variação de *flashes* ao longo dos anos em Minas Gerais

<sup>30</sup> Devem-se ressaltar as diferenças nos períodos das bases de dados utilizadas na confecção dos mapas obtidos a partir dos dados do LLS e dos dados da rede de contadores de descargas e a diferença dos dois métodos de obtenção de densidade de *flashes*, além das influências da eficiência de detecção dos dois sistemas e a precisão da localização do LLS.

#### 4.4.2 Distribuição Geográfica da Multiplicidade

Um dos parâmetros de descargas importantes para a Engenharia de Proteção contra descargas atmosféricas, quando se utilizam os dados de *flashes* disponibilizados pelo LLS, é a multiplicidade (item 3.7 e 4.4 desta Tese). Em vista das considerações sobre dados de *flashes* anteriormente expostas, torna-se necessário avaliar sua distribuição geográfica.

Os mapas obtidos ao de aplicar os critérios do fabricante e os critérios analisados são apresentados nas Figuras 4-11, 4-12 e 4-13, respectivamente. Na construção destes mapas, foram considerados todos os *flashes*<sup>31</sup>, múltiplos e simples, incidentes na região.

Observam-se mudanças significativas na distribuição da multiplicidade dos *flashes* quando se utilizam os critérios de agrupamento mais restritivos (configurações I e II). A multiplicidade média de *flashes* encontrada no Estado de Minas Gerais quando se consideram os critérios de agrupamento estabelecidos pelo fabricante é de 1,93 *strokes/flash*, passando para 1,48 e 1,38 *strokes/flash* quando se utilizam os diferentes critérios de agrupamento analisados (redução de 23% e 28% para Configuração I e II, respectivamente).

As Figuras 4-14, 4-15 e 4-16 apresentam a distribuição geográfica de *flashes* para todos os critérios de agrupamento analisados, quando se desconsideram os *flashes* simples (compostos por um único *stroke*).

Os valores absolutos encontrados para a multiplicidade média em Minas Gerais, quando se desconsideram os *flashes* simples, é de 3,14 *strokes/flash* quando se utilizam os critérios de agrupamento do fabricante, 2,74 *strokes/flash* e 2,66 *strokes /flash* ao se aplicar os critérios mais restritivos (Configuração I e II, respectivamente).

---

<sup>31</sup> Somente os *flashes* negativos foram considerados na construção dos mapas de multiplicidade, uma vez que os *flashes* positivos caracterizam-se por possuir, geralmente, multiplicidade única [Rakov,2003a].

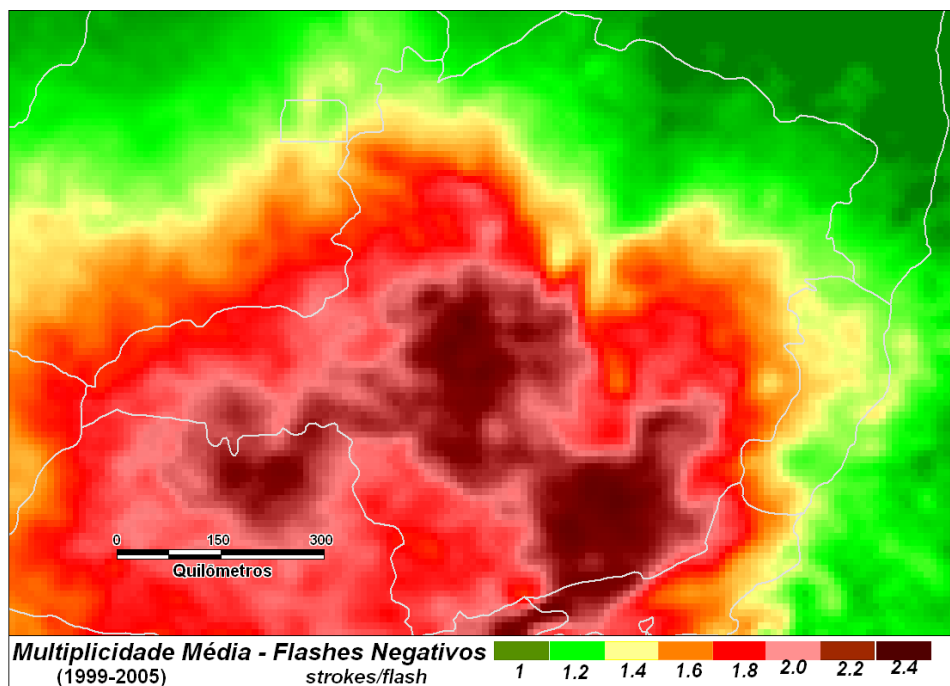


Figura 4-11 – Multiplicidade de *flashes* totais em Minas Gerais – Mapa confeccionado aplicando-se os critérios de agrupamento do fabricante, grid de 10 x 10 km<sup>2</sup>

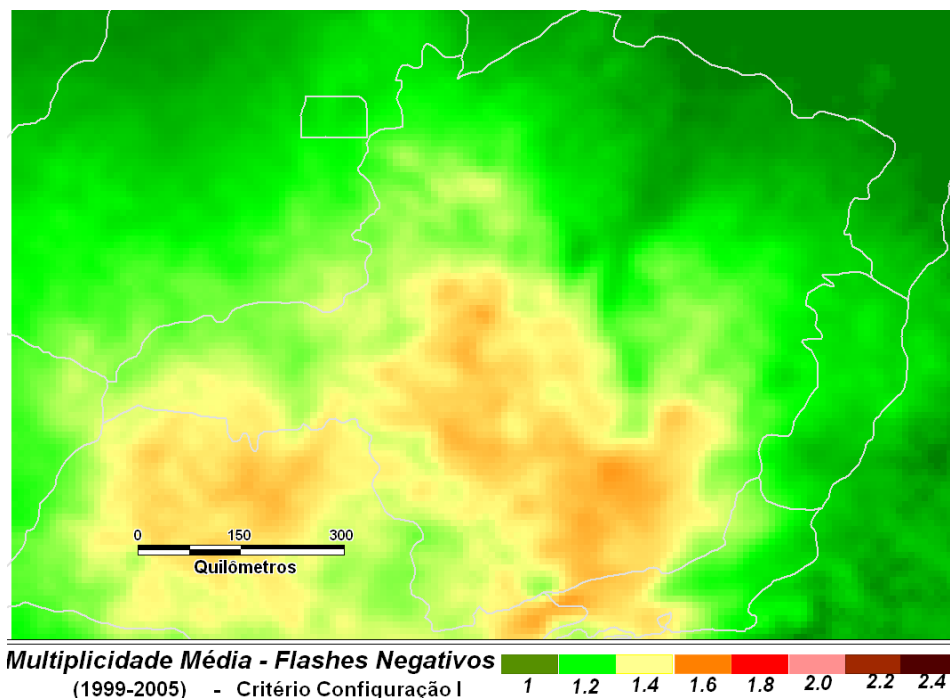


Figura 4-12 – Multiplicidade de *flashes* totais em Minas Gerais – Mapa confeccionado aplicando-se os critérios de agrupamento da Configuração I, grid de 10 x 10 km<sup>2</sup>.

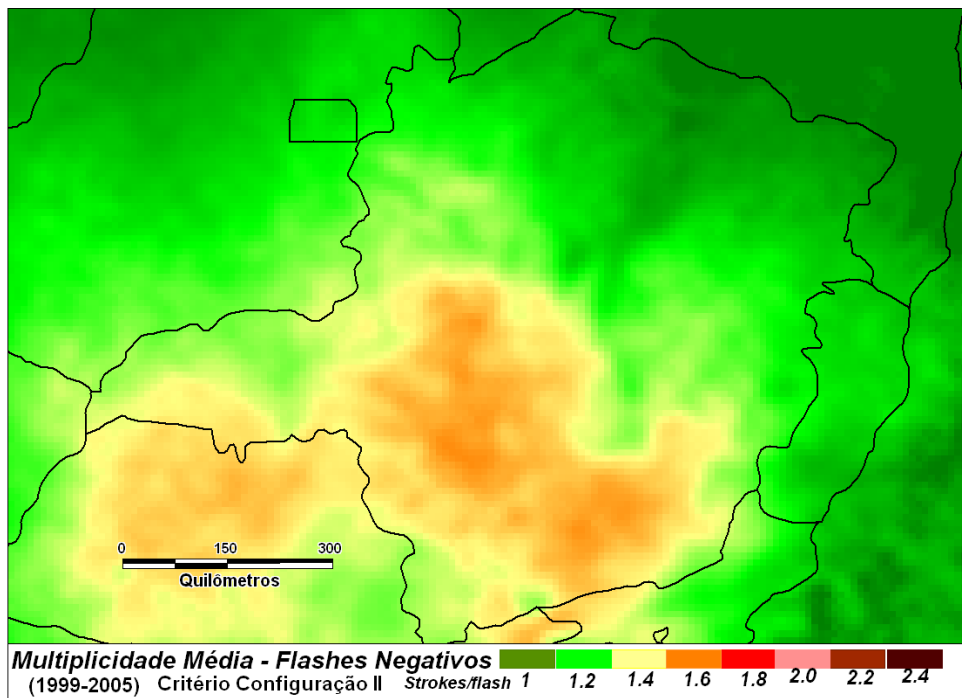


Figura 4-13 – Multiplicidade de *flashes* totais em Minas Gerais – Mapa confeccionado aplicando-se os critérios de agrupamento da Configuração II, grid de 10 x 10 km<sup>2</sup>.

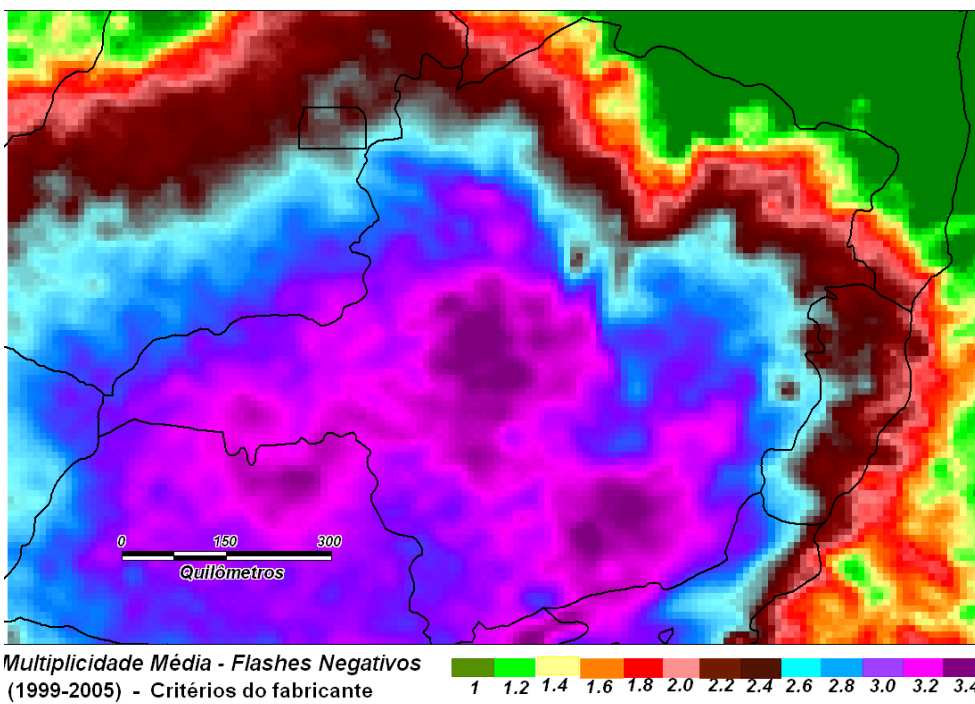


Figura 4-14 – Multiplicidade de *flashes* (desconsiderando-se os *flashes* simples) – Mapa confeccionado aplicando-se os critérios de agrupamento do fabricante.

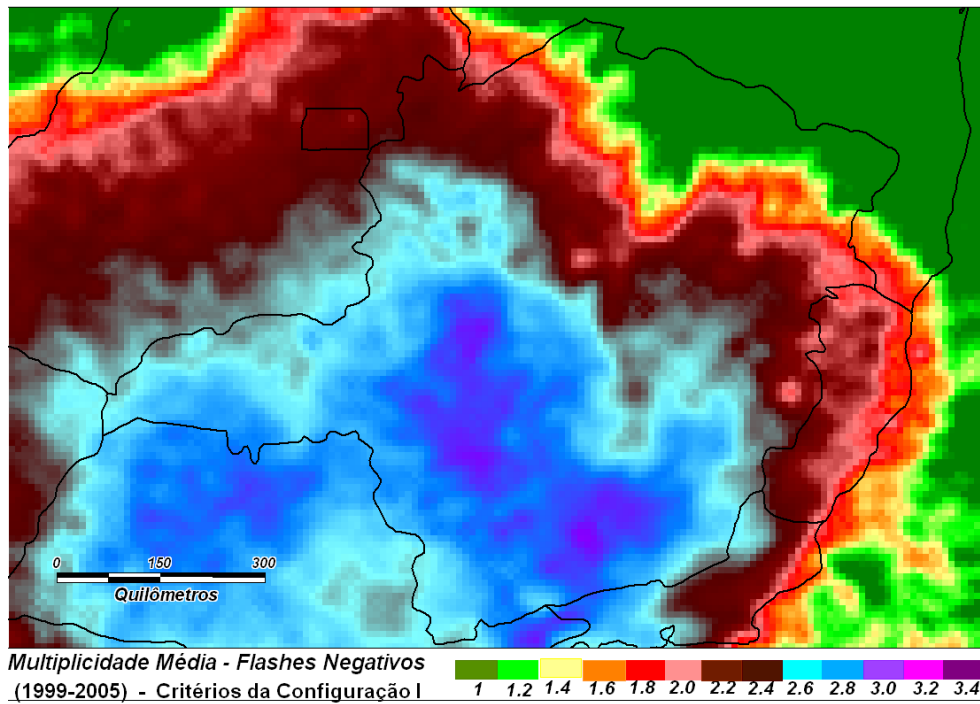


Figura 4-15 – Multiplicidade de *flashes* (desconsiderando-se os *flashes* simples) – Mapa confeccionado aplicando-se os critérios de agrupamento da Configuração I

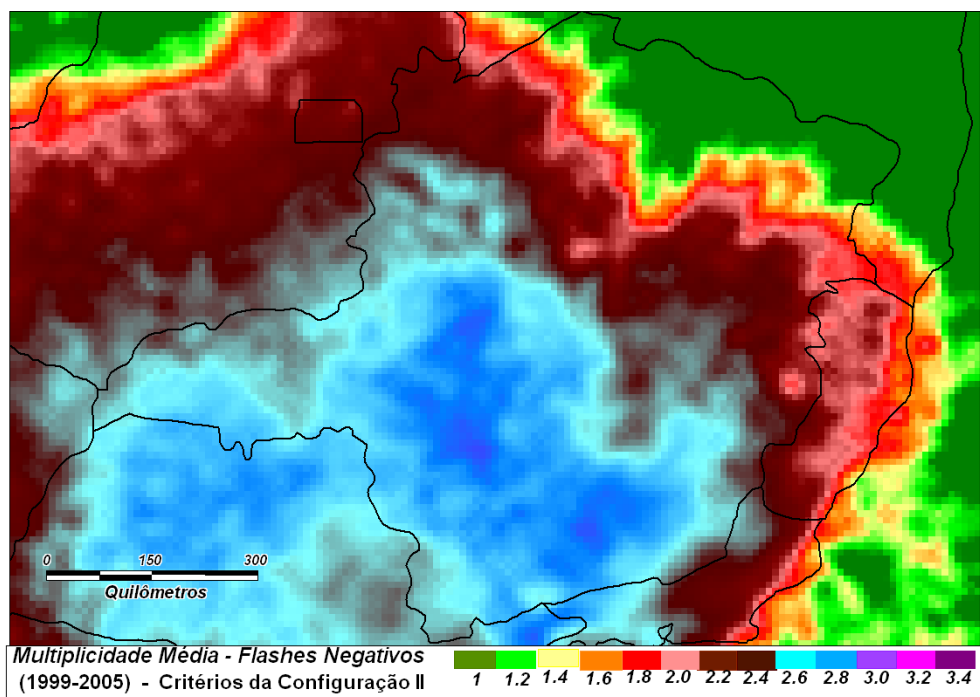


Figura 4-16 – Multiplicidade de *flashes* (desconsiderando-se os *flashes* simples) – Mapa confeccionado aplicando-se os critérios de agrupamento da Configuração II

É importante ressaltar que os valores absolutos da multiplicidade obtida através do emprego dos critérios de agrupamento analisados são significativamente menores que os valores de multiplicidade encontrados em medições realizadas na Estação Morro do Cachimbo, considerando-se ou não os *flashes* simples, que é de 3 e 5 *strokes/flashes*, respectivamente [Visacro et al., 2004d].

A distribuição da multiplicidade de *flashes* é modificada significativamente quando se aplicam diferentes critérios de agrupamento de *strokes*, especificamente a distância máxima do primeiro ponto de impacto (Configuração I) e o tempo máximo entre os *strokes* (Configuração II). Observa-se sutil modificação na distribuição da multiplicidade quando se compraram as Figuras 4-12 e 4-13 e também as Figuras 4-15 e 4-16, que pode ser traduzida pelo “efeito de se modificar o tempo máximo entre os *strokes*”.

Ao se considerar somente os *flashes* múltiplos, observa-se um aumento substancial nos níveis de multiplicidade de *flashes*. Em todos os mapas de multiplicidade (Figuras 4-11 a 4-16), nota-se que, à medida que se afasta do centro geográfico da rede de detecção de descargas atmosféricas (Figura 4-3), diminui-se a multiplicidade. Isto pode ser atribuído a eficiência de detecção do LLS, que é menor para regiões mais distantes.

Na Figura 4-17 tem-se a distribuição de percentual de *flashes* simples quando se utilizam os critérios do fabricante. Os *flashes* múltiplos representam, em média, cerca de 45% (critérios do fabricante), 28% (Configuração I) e 24% (Configuração II) dos *flashes* totais. Segundo a literatura técnica mundial, 80% das descargas atmosféricas apresentam *strokes* subseqüentes.

Acredita-se que tais discrepâncias estejam associadas à perda de parte dos registros das descargas subseqüentes pelos sensores do LLS (não-deteção pelo sistema), uma vez que a eficiência de detecção está associada à intensidade da corrente da descarga<sup>32</sup> e outras limitações de configuração do LLS [Visacro et al., 2003b].

---

<sup>32</sup> A eficiência de detecção do LLS diminui para menores intensidades de corrente da descarga.

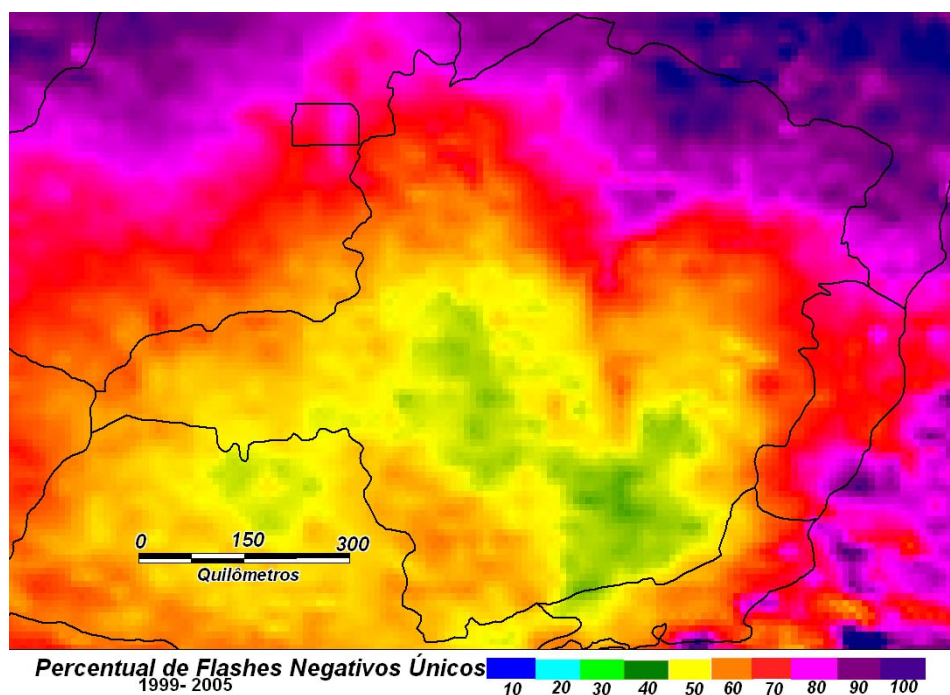


Figura 4-17 – Percentual de *flashes* simples em Minas Gerais – Mapa confeccionado aplicando-se os critérios de agrupamento do fabricante, *grid* de 20 x 20 km<sup>2</sup>

#### 4.5 Avaliação da Polaridade das Descargas Atmosféricas e sua Distribuição Geográfica

A grande maioria das descargas para a terra possuem polaridade negativa. No entanto, em algumas regiões, nota-se grande percentual de descargas positivas, embora as mesmas, de uma forma geral, representam apenas cerca de 10% ou menos da atividade atmosférica global [Rakov,1998]. Uma vez que as descargas positivas possuem características diferentes das negativas e, conseqüentemente, podem causar diferentes efeitos nos elementos do SEP, deve-se procurar obter os dados de uma determinada região de ambas as polaridades. Nos itens seguintes, são apresentados os estudos realizados para caracterização das descargas individuais negativas e positivas no Estado de Minas Gerais.

A Figura 4-18 apresenta a variação da incidência de *strokes* no Estado, considerando-se ambas as polaridades. No período de análise (1999-2005), foram registradas 8.647.743 descargas individuais no território mineiro. Observa-se uma variação anual de diferenças de até 40% na ocorrência das descargas individuais negativas e de até 72% dos *strokes*

positivos. A média de *strokes* negativos incidentes em Minas Gerais é de 1,05 milhões de *strokes*/ano, ao passo que os *strokes* positivos correspondem a aproximadamente 17,6% do valor total médio de *strokes*/ano no território.

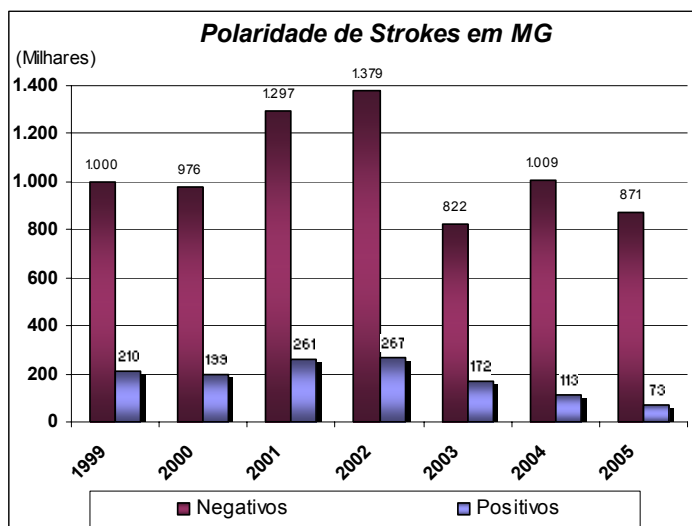


Figura 4-18 – Variação anual da polaridade de descargas individuais no Estado.

#### 4.5.1 Descargas Individuais Negativas (*strokes* negativos)

Por ser maior a probabilidade de ocorrência, tradicionalmente as descargas negativas foram consideradas com maior ênfase nos estudos de proteção contra descargas atmosféricas.

Pinto et al. [2003] apresenta um estudo completo, onde procura caracterizar de uma maneira geral as descargas plenas (*flashes*) negativas em Minas Gerais, utilizando uma base de dados do LLS correspondente a um período de sete anos (novembro de 1988 a dezembro 1995). Foi encontrada elevada variação do número de *flashes* negativos ao longo dos anos (até 80%) e intensidade média da corrente de 40,4 kA. Porém, deve-se observar que apenas quatro estações detectoras do tipo LPATS do sistema foram utilizadas neste estudo, num período de dados onde a eficiência de detecção da rede à época foi considerada como sendo de aproximadamente 40% a 80% na região de interesse<sup>33</sup>. Além disso, o gradeado empregado para cálculos de densidade foi de aproximadamente 55 x 55 km<sup>2</sup>, e foram desprezadas as descargas negativas com intensidade inferior a 15 kA. Tais fatores podem

<sup>33</sup> A área de abrangência da região de interesse apresenta dimensões menores que a até agora utilizada (16°-22°S, 42°-48°W, contra 14°-23°S, 39°-52°W).

influenciar significativamente nos valores absolutos dos resultados alcançados [GAI, 2000].

As análises apresentadas a seguir, realizadas para o Estado de Minas Gerais, referem-se às descargas individuais (*strokes*). Posteriormente, pretende-se realizar novas análises considerando-se as descargas plenas.

#### 4.5.1.1 Distribuição de *strokes* negativos no Estado de Minas Gerais

A Figura 4-19 apresenta o mapa de densidade de *strokes* negativos elaborado utilizando-se um período de dados de sete anos e gradeado de 20 x 20 km<sup>2</sup>. Pode-se observar que a distribuição geográfica dos *strokes* negativos apresenta grande similaridade com o mapa geral de *strokes* na região de interesse (Figura 4-4), conforme o esperado, uma vez que as descargas negativas individuais representam 85% dos *strokes* incidentes no Estado no período de 1999 a 2005. Os maiores índices de incidência encontram-se na região sul de Minas Gerais, com um valor máximo de 9 a 10 *strokes*/km<sup>2</sup>/Ano (valor médio de 7 *strokes*/km<sup>2</sup>/Ano). A sudoeste do Estado, observa-se uma região de baixa densidade de descargas individuais negativas, atingindo os mesmos níveis existentes no norte do Estado (menos de 1 a 2 *strokes*/km<sup>2</sup>/Ano).

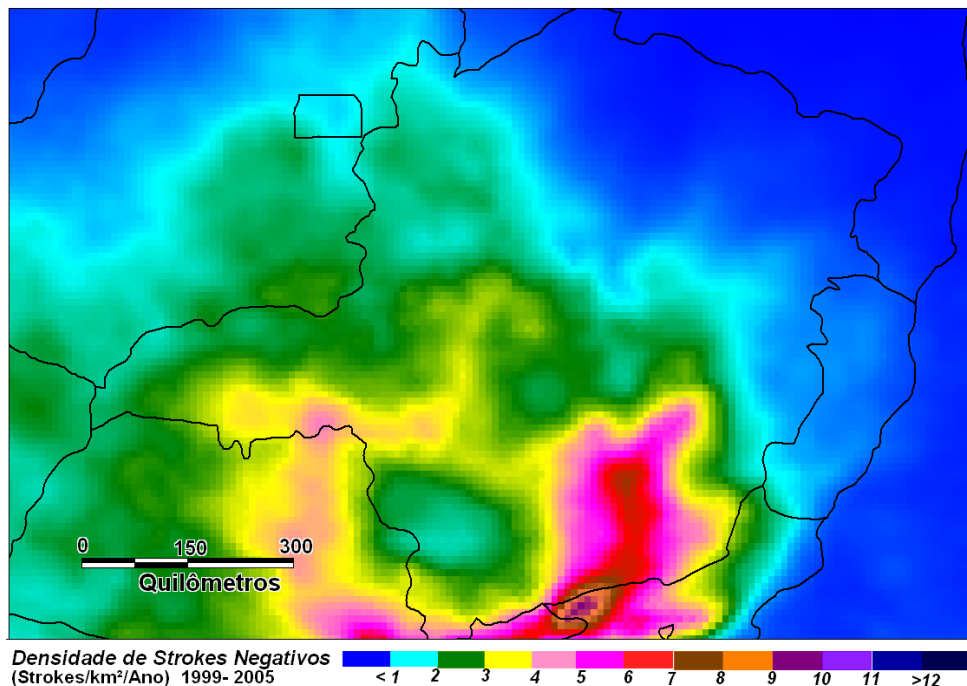


Figura 4-19 - Densidade média de *strokes* negativos em Minas Gerais – Mapa confeccionado utilizando-se banco de dados reprocessados e gradeado de 20 x 20 km<sup>2</sup>.

#### 4.5.1.2 Intensidade de corrente de *strokes* negativos

Na Engenharia de Proteção, os parâmetros centrais para análise dos danos causados por descargas atmosféricas são a determinação da densidade de descargas para a terra ( $N_g$ ) e a determinação da distribuição da intensidade de corrente das descargas. A distribuição de intensidade de corrente de descargas varia de região para região e de acordo com as estações do ano. Além disso, sabe-se que as distribuições de corrente são diferentes para as descargas positivas e negativas. Deve-se, portanto, procurar obter dados de ambas as polaridades, para uma melhor análise de seus efeitos nos elementos componentes do SEP, como citado anteriormente.

O LLS possui a grande vantagem de poder ser aplicado tanto em extensas áreas quanto em micro-regiões, fornecendo, com boa precisão, dados de localização de incidência de descargas (conseqüentemente, o  $N_g$ ). Porém, possui limitações no tocante à estimativa da intensidade da corrente. As diferenças dos valores da intensidade de corrente são calculadas em cerca de 20 a 30%, quando comparadas com outras medições. Tais erros podem estar associados às limitações do modelo de propagação adotado pelo sistema [CIGRÉ,2000].

O erro na estimativa da corrente também pode ser pouco significativo. Um exemplo é o ALDIS (*Austrian Lightning Detection and Information System*). Este LLS possui boa precisão da estimativa do pico de corrente quando comparado a medições diretas realizadas na torre de Gaisenberg, Áustria (diferenças em torno de 5%) [Diendorfer et al. 2002].

Em alguns LLS's, o erro atribuído à estimativa da intensidade da corrente pode ser acrescido por outras fontes de erros inerentes ao sistema. Por exemplo, se os sensores não estiverem devidamente calibrados e alocados, os mesmos poderão reportar sinais indevidos de intensidade de campo eletromagnético. Neste caso, a intensidade de corrente da descarga será estimada pela central de processamento erroneamente, podendo ser super ou subestimada. A referência [Naime, 2001] faz um estudo completo das potenciais fontes de erros associados ao LLS.

Por esses motivos, os dados de intensidade de corrente fornecidos pelo LLS devem ser utilizados com cautela. Uma análise de valores absolutos (determinação da  $I_p$  média de uma região, por exemplo) necessita ser comparada a outros métodos de medição (torres

---

instrumentadas, descargas induzidas por foguetes, etc). Valores relativos possuem maior representatividade. Por exemplo, pode-se identificar uma “região onde as descargas são mais intensas”, comparando-a com outras regiões.

A Figura 4-20 apresenta mapa da distribuição geográfica da intensidade de corrente de *strokes* negativos no Estado de Minas Gerais. O mesmo foi obtido considerando-se a base de dados de *strokes* negativos de 7 anos (1999 a 2005) e um gradeado de 10 x 10 km<sup>2</sup>. A figura apresenta a distribuição geográfica média das intensidades de corrente, considerando-se os sete anos de dados.

Observa-se que a intensidade de corrente aumenta à medida que se afasta do centro geográfico do Estado. Isto ocorre porque esta é a região de melhor eficiência de detecção da rede (cerca de 90 a 95 % de eficiência de detecção para *flashes*). Ao diminuir a eficiência de detecção, ou seja, região norte de Minas Gerais, somente os *strokes* mais intensos são percebidos pelos sensores, o que interfere diretamente na obtenção do valor médio das intensidades de corrente das descargas atmosféricas, que se torna maior (ver Figura 4-21).

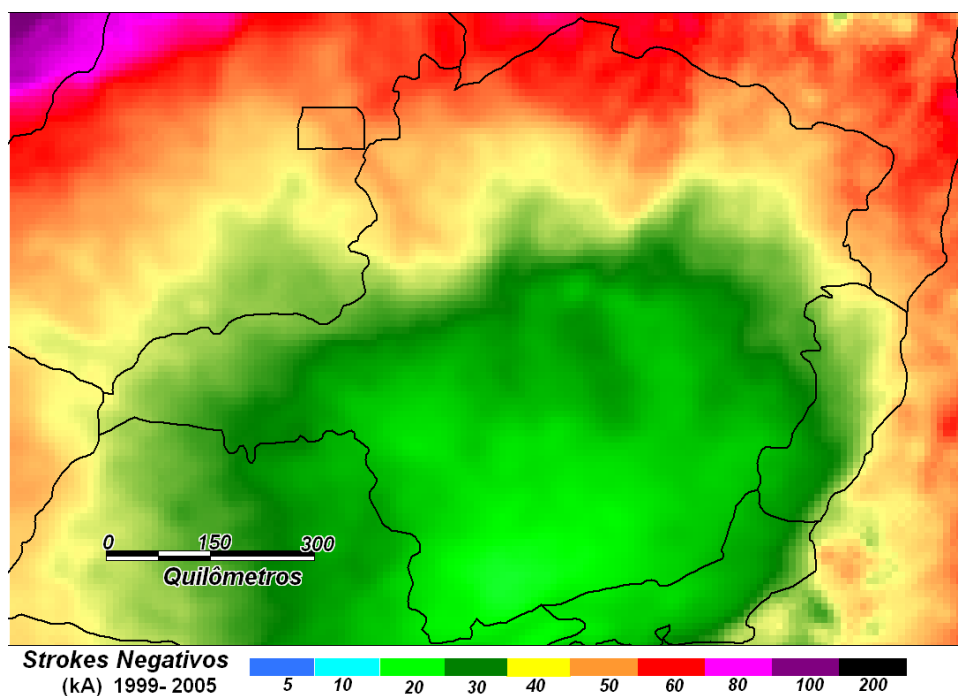


Figura 4-20 - Distribuição da intensidade da corrente de *strokes*. Valores médios considerando-se os 7 anos de dados (1999 a 2005).

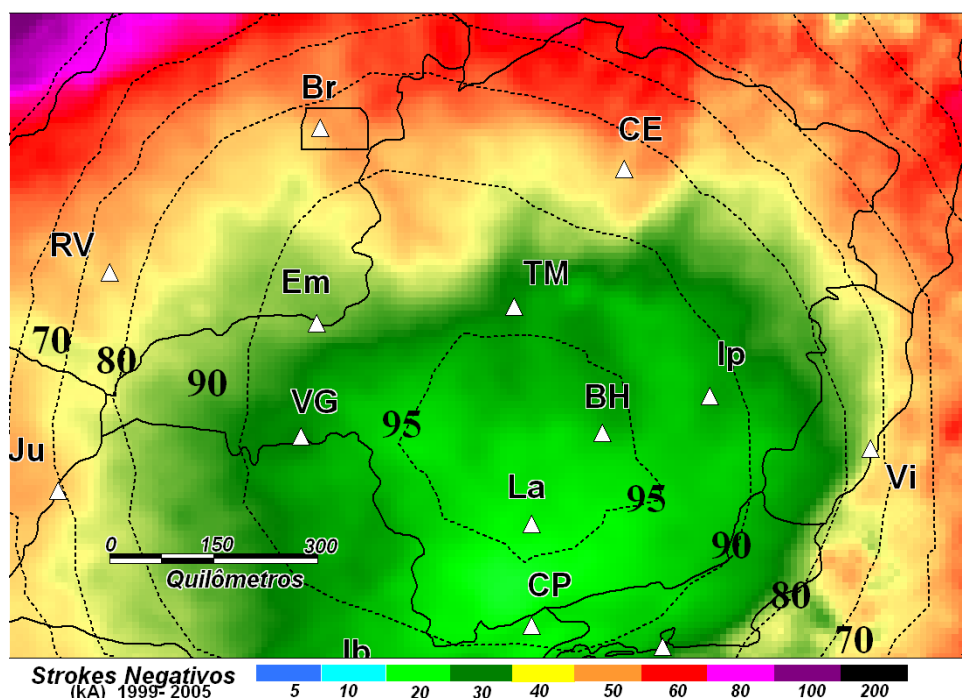


Figura 4-21 – À medida que a eficiência de detecção da rede diminui, a intensidade média aumenta, pois somente os *strokes* mais intensos são percebidos pelos sensores. As linhas tracejadas representam a eficiência de detecção estimada para a configuração do LLS utilizada nestas análises (16 sensores).

A título de ilustração, e observando-se todas as considerações a respeito da utilização de valores absolutos da intensidade da corrente de descargas dos dados providos pelo LLS, foi feito o levantamento da distribuição da intensidade dos *strokes* negativos incidentes no Município de Belo Horizonte, ao longo de sete anos de dados<sup>34</sup> (Figura 4-22).

No período de 1999 a 2005, foram registrados pelo sistema 11.286 *strokes* negativos na região (média de aproximadamente 1.600 *strokes*/ano), sendo o valor máximo da intensidade estimada pelo LLS no Município de 200 kA, valor mínimo de 8 kA, média da intensidade de corrente dos *strokes* negativos de 26,1 kA e mediana de 22 kA. Na Figura 4-22 pode-se observar ainda que cerca de 60% dos *strokes* negativos na região apresentam valores iguais ou inferiores a 25 kA.

Observa-se que estes valores são bem inferiores aos valores obtidos através de

<sup>34</sup> A comparação de valores absolutos das intensidades de corrente estimadas pelo LLS com as medições registradas na Estação Morro do Cachimbo foi feita, num primeiro momento, considerando-se os *strokes* de uma maneira geral, sem separar o primeiro dos subseqüentes.

medições diretas obtidas na Estação Morro do Cachimbo (valores medianos de 45,3 kA para o primeiro *stroke* e 16,3 kA para os *strokes* subsequentes em 31 descargas plenas registradas no período de 1985 até 1999) [Visacro et al., 2004d].

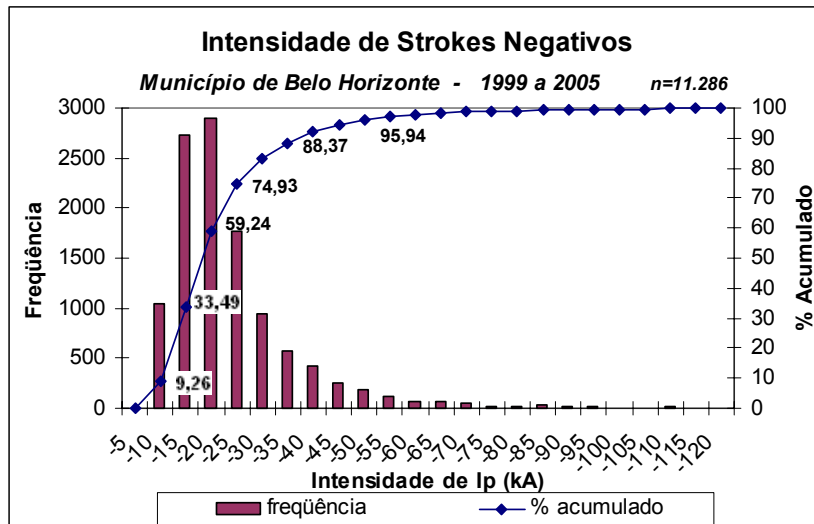


Figura 4-22 - Distribuição das intensidades de *strokes* negativos no Município de Belo Horizonte em 7 anos de dados do LLS.

A grande discrepância nas estimativas do valor da intensidade de corrente pelo LLS em Minas Gerais, quando comparados a medições diretas, pode estar associada ao modelo de propagação utilizado pelo sistema e às características físicas locais.

Para se analisar a intensidade somente dos primeiros *strokes*, deve-se avaliar o banco de dados de descargas plenas obtido pelo LLS, uma vez que, durante o agrupamento de *strokes*, a central de processamento do sistema permite ao usuário determinar a intensidade de corrente do *flash* como sendo a intensidade atribuída ao primeiro *stroke* (o caso considerado nesta análise) ou como o maior valor de pico de corrente dos *strokes* constituintes do *flash*. Desta forma, uma análise da intensidade dos *flashes* representa a caracterização do primeiro *stroke*.

A Figura 4-23 apresenta a distribuição geográfica da intensidade de corrente encontrada para o primeiro *stroke*. Como no caso da Figura 4-21, a intensidade de corrente aumenta à medida que se afasta do centro geográfico do Estado. Comparando-se ainda as duas figuras, pode-se verificar que os níveis da intensidade de corrente são praticamente os mesmos. Isso pode ser explicado pelo fato da Figura 4-20 ter sido elaborada considerando-se

todos os *strokes* (“primeiros” e “subseqüentes”). Também, a baixa multiplicidade obtida (ver item 4.4.2) faz com que a intensidade média dos dados dos “primeiros *strokes*” (*flashes*) se aproxime da intensidade média dos dados de *strokes* fornecidos pelo sistema.

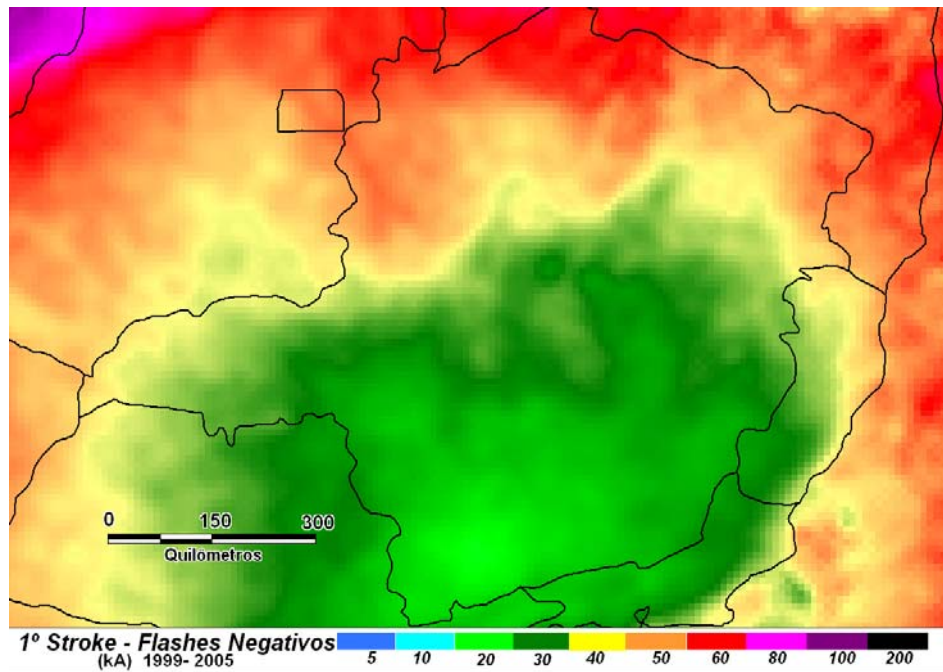


Figura 4-23 – Distribuição da intensidade da corrente do primeiro *stroke*. Valor médio considerando-se os 7 anos de dados (1999 a 2005).

A Figura 4-24 apresenta a distribuição das intensidades de corrente do primeiro *stroke* no período analisado, considerando-se o Município de Belo Horizonte. Foram registrados 5.713 *flashes*, sendo que a intensidade estimada pelo LLS tem o valor mínimo de 8 kA, máximo de 200 kA, média de 27,67 kA e mediana de 23 kA.

Os valores absolutos obtidos pelo LLS para o “primeiro *stroke*”, considerando-se o Município de Belo Horizonte demonstraram-se bem abaixo do esperado (cerca de 49% menor que o valor mediano medido na Estação Morro do Cachimbo). No entanto, ao se considerar o Estado de Minas Gerais, o valor médio encontrado para a intensidade de corrente do primeiro *stroke* aumentou para 31 kA (ainda assim, menor que o valor encontrado por medição direta em cerca de 31%).

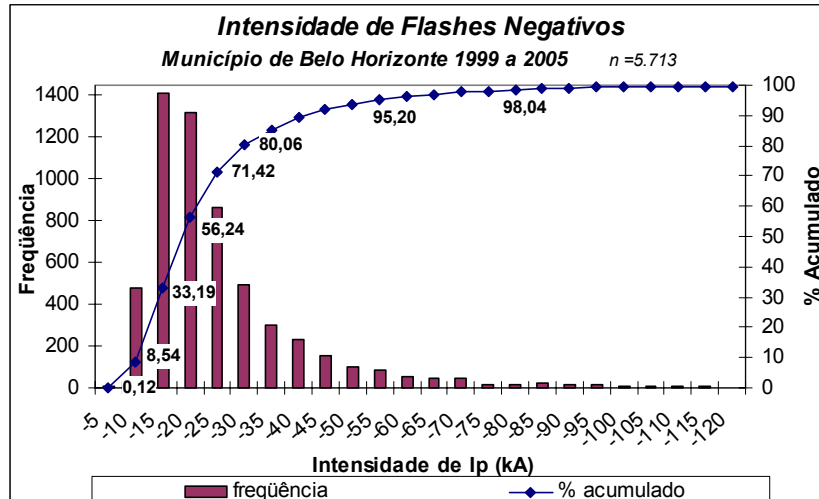


Figura 4-24 – Distribuição da intensidade da corrente do primeiro *stroke* em Belo Horizonte.

Atualmente, existe em desenvolvimento uma pesquisa realizada pela equipe do LRC cujo objetivo é a calibração dos dados fornecidos pelo LLS, onde são estudados os erros de medição do sistema, os efeitos de propagação e relevo e proposta de calibração do LLS instalado em Minas Gerais, bem como na estimativa de corrente das descargas atmosféricas, levando-se em consideração medições indiretas locais providas por um dispositivo capaz de registrar a forma de onda de corrente da descarga. Comparando-se os dados relativos a incidências locais e os dados indicados pelo LLS, pode-se estimar os erros do sistema e medidas adequadas de correções poderão ser efetuadas. [Visacro et al., 2003b], [Mesquita, 2006].

#### 4.5.2 Descargas Individuais Positivas (*strokes* positivos)

As descargas positivas representam uma pequena parcela das descargas nuvem-solo. Além disso, sua ocorrência é de natureza sazonal. Por esses motivos, numa etapa de análise de desempenho de elementos do SEP, geralmente não são consideradas, embora seja de conhecimento geral que as descargas positivas causam danos mais severos pelas suas usuais maiores amplitude, carga e energia associadas.

Neste item é feita uma análise da distribuição geográfica dos *strokes* individuais positivos, do seu percentual em relação às descargas individuais totais e de sua distribuição geográfica e estatística de amplitude.

#### 4.5.2.1 Distribuição de *strokes* positivos no Estado de Minas Gerais

Existem alguns trabalhos técnicos publicados que caracterizam a atividade elétrica das descargas positivas no Estado de Minas Gerais, utilizando-se dados providos pelo LLS [Pinto Jr et al., 1999], [Pinto Jr et al., 2000], [Naccarato et al., 2002]. Nestes trabalhos, no entanto, foram caracterizadas as descargas atmosféricas plenas utilizando-se base de dados de pequenos períodos. Por exemplo, Pinto et al. [1999], utilizando uma base de dados de um ano (1993), encontrou um percentual médio de *flashes* positivos em torno de 37%, valor este que decaiu a 23% das descargas totais quando se desprezam os *flashes* com intensidade inferior a 15 kA. Mais recentemente, em Mesquita et al., [2004] apresenta-se uma análise de incidência tanto dos *flashes* positivos quanto dos *strokes*, considerando-se uma base de dados de cinco anos. Parte dos resultados alcançados (relativos a *strokes* positivos) encontra-se na seqüência, considerando-se um banco de dados de 7 anos.

A Figura 4-25 apresentada a densidade de *strokes* positivos ocorridos no Estado, considerando-se todas as amplitudes de corrente. O mapa foi confeccionado utilizando um gradeado de 20 x 20 km<sup>2</sup> e uma base de dados uniforme do LLS das descargas individuais, compreendendo um período de 7 anos (1999 a 2005). Os maiores índices de incidência de descargas individuais positivas se encontram na região sul do Estado, coincidindo com a região de maior incidência de *strokes* totais, alcançando uma densidade média de 1,74 *strokes* /km<sup>2</sup>/Ano.

Neste período, foram registradas 1.293.918 *strokes* positivos no território de Minas Gerais (15% das descargas atmosféricas totais ocorridas no Estado), sendo uma média de 184.845 *strokes*/ano. A Figura 4-26 apresenta os percentuais de descargas positivas em relação aos *strokes* de ambas as polaridades. Nota-se que estes índices chegam a até 30%, na região sudoeste do Estado (região próxima ao Triângulo Mineiro). Na região central, o percentual de descargas positivas diminui, atingindo cerca de 5%. É importante notar que, esta também é a região que apresenta melhor eficiência de detecção do LLS, podendo captar descargas menos intensas.

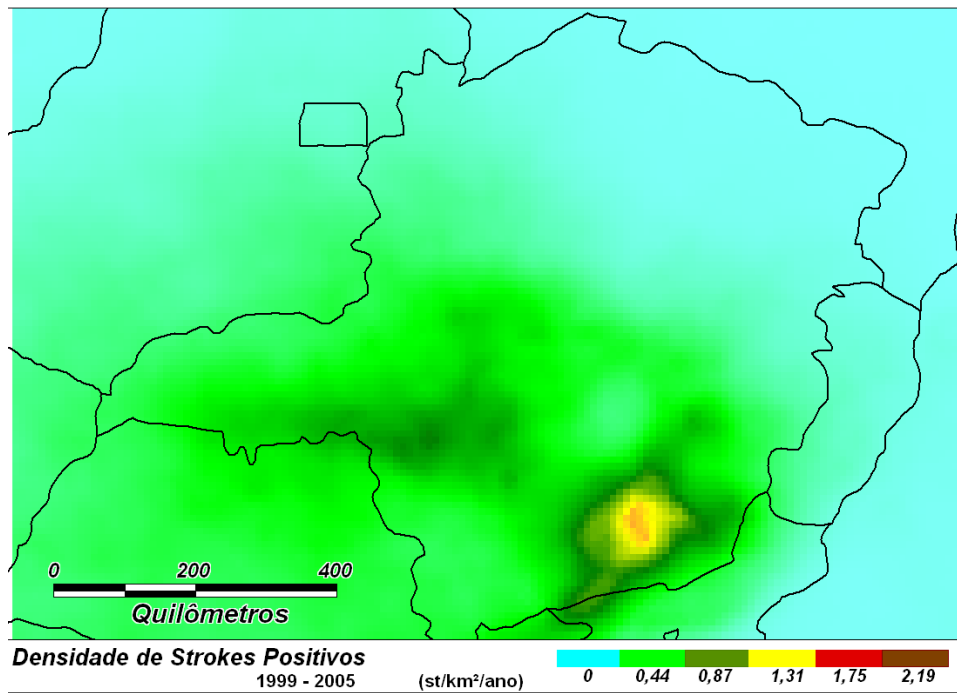


Figura 4-25 – Densidade média de *strokes* positivos em Minas Gerais em 7 anos de dados do LLS.

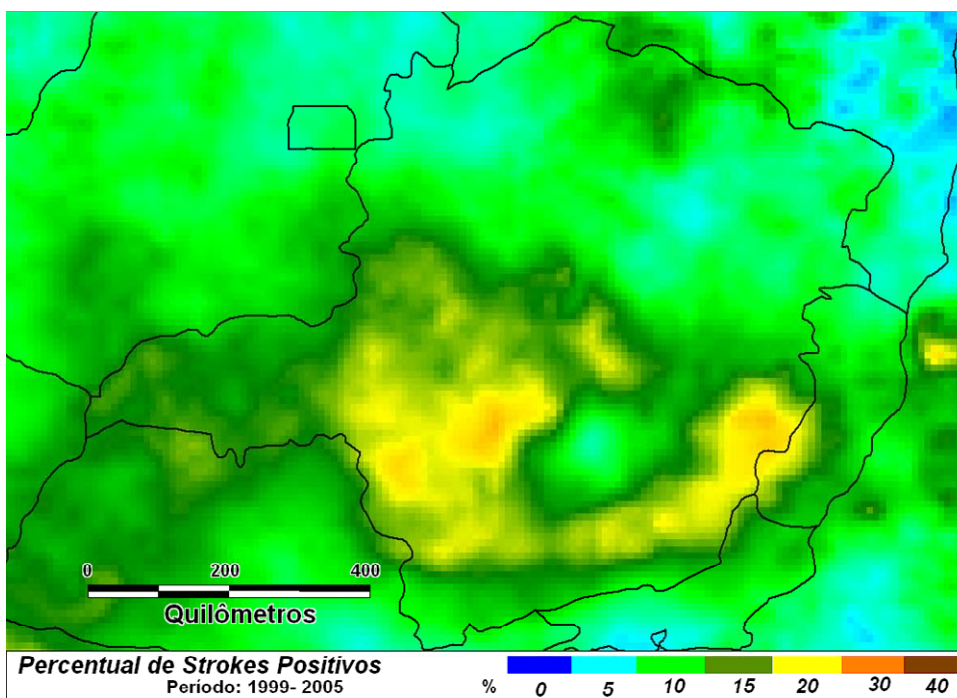


Figura 4-26 – Distribuição geográfica percentual da ocorrência das descargas positivas

A Figura 4-27 apresenta a distribuição sazonal das descargas positivas. Cerca de 90% das descargas positivas ocorrem na primavera e verão (Outubro, Novembro, Dezembro, Janeiro, Fevereiro e Março), como no caso dos *strokes* totais ( Figura 4-6c).

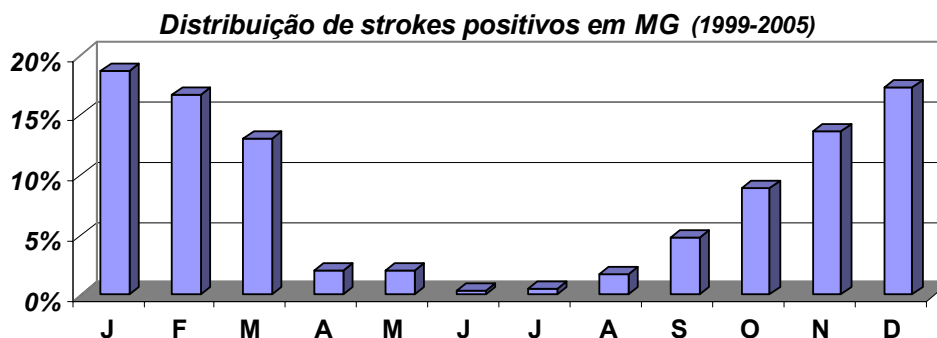


Figura 4-27 – Distribuição percentual da ocorrência das descargas positivas ao longo dos meses (1999 a 2005).

A Figura 4-28 apresenta o percentual de ocorrência das descargas positivas em relação às descargas individuais totais registradas pelo LLS ao longo dos meses no Estado de Minas Gerais.

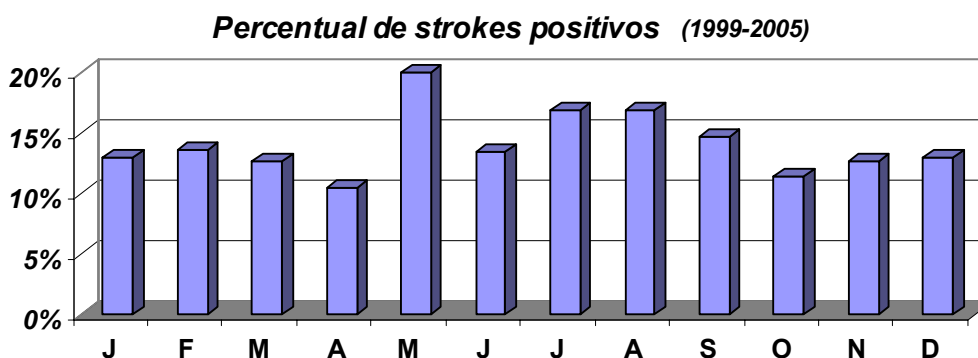


Figura 4-28 – Distribuição percentual da ocorrência das descargas positivas em relação às descargas totais registradas pelo LLS ao longo dos meses (1999 a 2005).

Pode-se observar que, nos meses de maio a setembro verificam-se os maiores índices de registros de descargas positivas em relação aos *strokes* totais percebidos pelo LLS. Entretanto, cerca de apenas 10 % dos *strokes* positivos ocorrem neste período (ver figura 4-27).

#### 4.5.2.2 Intensidade de corrente de *strokes* positivos

Como mencionado anteriormente, é necessário cautela ao se utilizar os dados de intensidade de corrente providos pelo LLS. Uma análise relativa é mais válida que análise dos valores absolutos encontrados.

A Figura 4-29 apresenta a distribuição média considerando-se os sete anos de dados (1999-2005). Nota-se uma concentração das descargas menos intensas (até 10 kA) na região sul do Estado (região que corresponde à região de melhor eficiência de detecção do sistema). Na área central do Estado (região de Belo Horizonte), pode-se observar que a média da intensidade da corrente dos *strokes* positivos é ligeiramente maior que nas regiões circunvizinhas.

Como no caso das descargas individuais negativas, a intensidade de corrente aumenta à medida que se afasta do centro geográfico de Minas Gerais, devido à diminuição da eficiência de detecção do LLS. Somente eventos distantes muito intensos são capazes de produzir campos eletromagnéticos suficientemente capazes de propagar por longas distâncias.

Porém, como as descargas positivas ocorrem em número muito menor que as negativas e o mapa apresenta a média de intensidades, este efeito não é observado a nordeste do Estado, como ocorre a noroeste do mesmo. Isto pode ser explicado pelo fato da baixa incidência de descargas positivas nesta região (Figura 4-25), pois, ao se considerar a incidência ao longo dos anos, a média final de intensidade se modifica, existindo, não raro, casos em que a incidência de descargas positivas na região é nula.

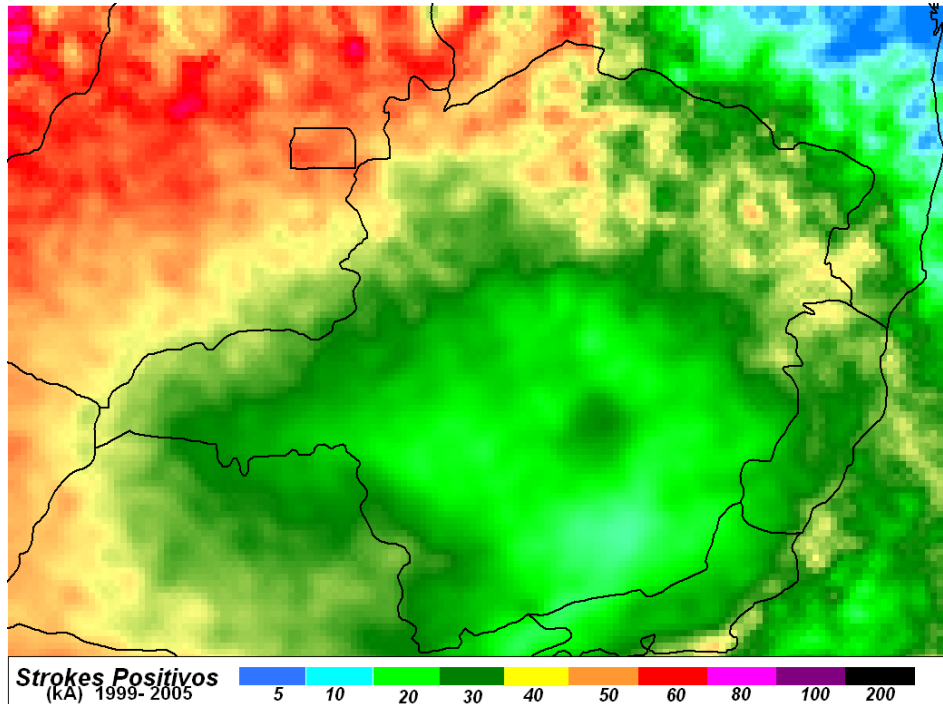


Figura 4-29 – Distribuição da intensidade da corrente de *strokes* positivos. Valor médio considerando-se os 7 anos de dados (1999 a 2005).

#### 4.5.2.3 Descontaminação

Os LLS's foram concebidos para detectar principalmente as descargas nuvem-solo. Utilizam, para discriminação destas das descargas de nuvem, alguns critérios, tais como largura de pulso e tempo de subida do sinal eletromagnético captado pelas estações detectoras. Muitas vezes, porém, algumas descargas de nuvem (intranuvem) podem ser erroneamente indicadas pelo sistema como sendo descargas positivas menos intensas, isto porque alguns processos das descargas intranuvem podem apresentar comportamentos similares de forma de onda do sinal eletromagnético [Mesquita, 2001].

Por esse motivo, é comum aos pesquisadores desconsiderar as descargas positivas com intensidade inferior a 10 kA, objetivando-se minimizar a contaminação dos registros de descargas positivas por descargas intranuvem [Cummins, 1998b]. Maiores detalhes sobre a descontaminação podem ser encontrados na referência [Mesquita, 2006].

A Figura 4-30 apresenta o número total de descargas individuais positivas ao longo dos anos, quando se consideram ou não os *strokes* com intensidade menor que 10 kA. Ao longo de 7 anos, foram registrados pelo LLS local 170.566 *strokes* positivos que poderiam

ser na realidade descargas intranuvem (13,2% das descargas positivas registradas no período).

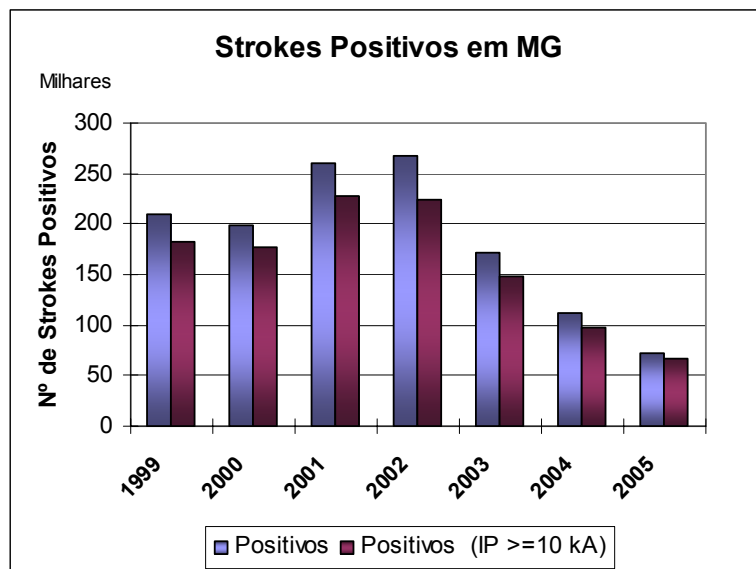


Figura 4-30 - Variação anual de incidência de *strokes* positivos no Estado de Minas Gerais, considerando-se ou não as descargas com intensidade superior a 10 kA.

Na Figura 4-31 é apresentada a densidade média de *strokes* positivos no Estado, desconsiderando-se as descargas com intensidade inferior a 10 kA. Comparando-se com a Figura 4-25, pode-se observar que a distribuição geográfica é bem similar. O efeito da “contaminação” é mais evidente nas regiões de maior densidade de *strokes*, sendo que a densidade de descargas positivas reduz de 1,74 *strokes*/km<sup>2</sup>/Ano para 1,02 *strokes*/km<sup>2</sup>/Ano, quando se desconsideram as descargas com valor de pico inferior a 10 kA. O percentual de descargas positivas no Estado, neste caso, cai para 13% do total das descargas registradas pelo sistema.

A Figura 4-32 apresenta o mapa de percentual de descargas positivas descontaminadas. Quando comparado ao mapa de percentual de *strokes* positivos apresentado na Figura 4-26, observa-se grandes diferenças dos percentuais, principalmente no sudeste do Estado (redução de até cerca de 10%), indicando que nesta região há maior incidência de descargas menos intensas que nas outras regiões.

O mapa de distribuição de intensidade de corrente é apresentado na Figura 4-33. Quando comparado ao mapa da Figura 4-29, pode-se observar o efeito da descontaminação, principalmente nas áreas de maior incidência de descargas, com evidente aumento da amplitude da corrente.

Também neste caso, a amplitude de corrente aumenta à medida que se afasta do centro geográfico da rede, devido à diminuição da eficiência de detecção do LLS. A diminuição destes valores registrada na região nordeste do Estado também pode ser explicada pela baixa incidência de descargas positivas na região, que interfere no cálculo da intensidade média de corrente.

Como no caso das descargas individuais negativas, a distribuição da intensidade de corrente dos *strokes* positivos incidentes no Município de Belo Horizonte, desconsiderando-se as descargas menos intensas ( $I_p < 10$  kA), é apresentada na Figura 4-34. Durante os 7 anos de dados, ocorreram 620 eventos. O valor máximo registrado é de 221 kA, o valor médio de 27,39 kA e mediana de 18 kA.

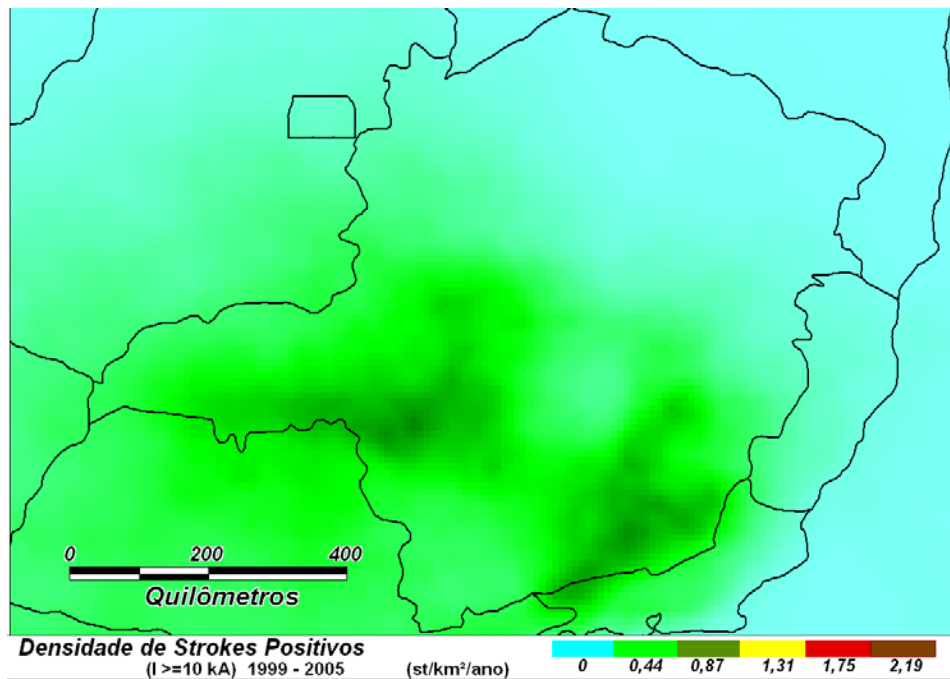


Figura 4-31 –Densidade média de *strokes* positivos em Minas Gerais em 7 anos de dados do LLS, desconsiderando-se as descargas com  $I_p < 10$  kA.

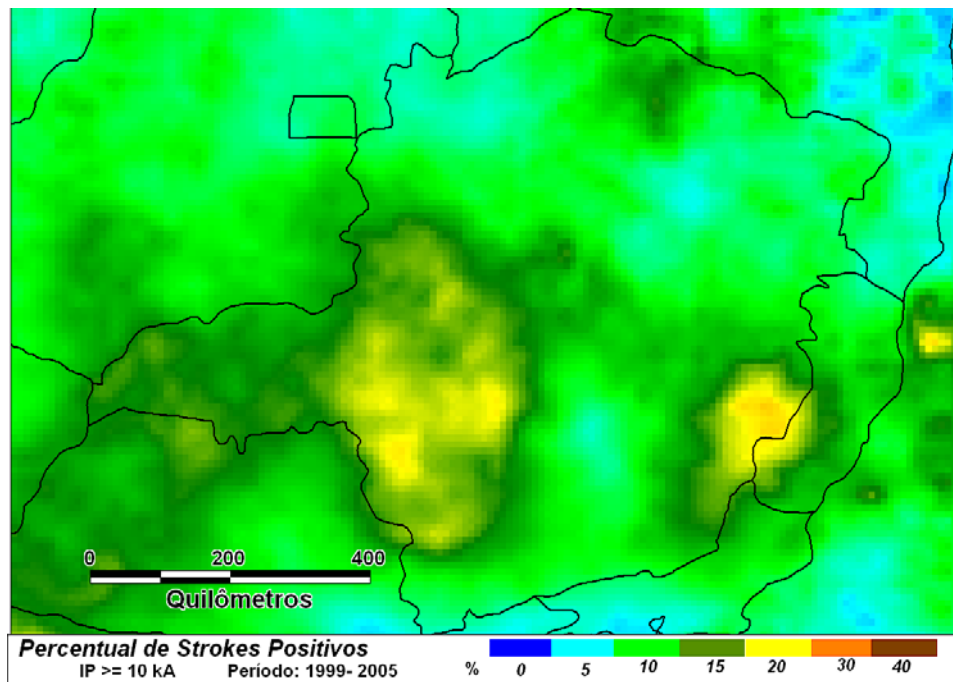


Figura 4-32 – Percentual de descargas individuais positivas em relação à atividade elétrica total em Minas Gerais (1999 a 2005), desconsiderando-se as descargas com  $I_p < 10$  kA.

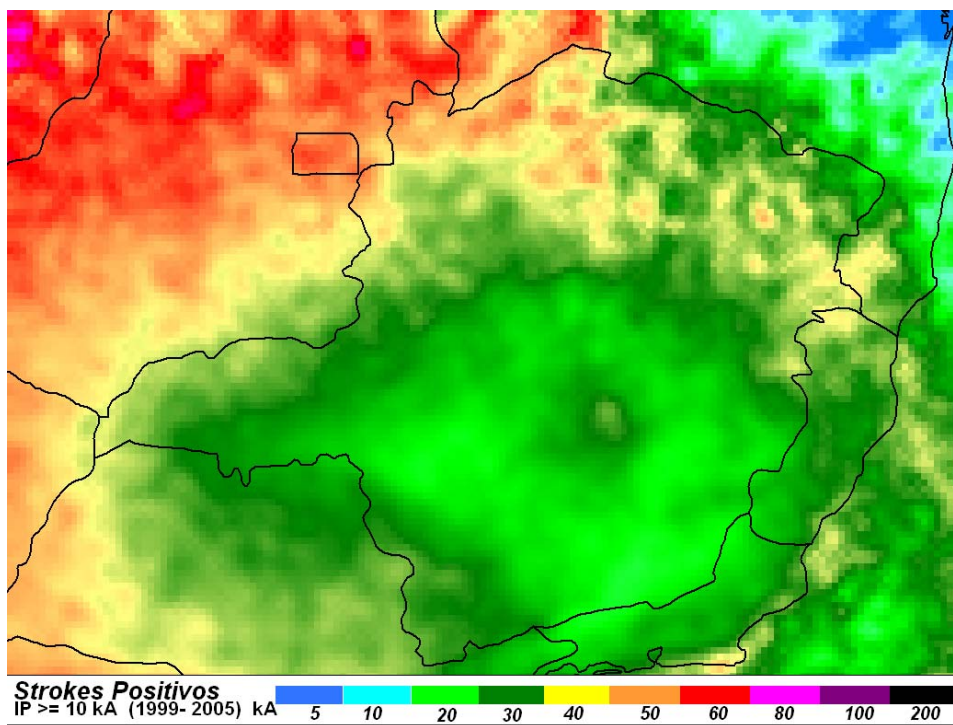


Figura 4-33 – Distribuição da intensidade da corrente de *strokes* positivos desconsiderando-se as correntes com intensidade inferior a 10 kA. Valor médio considerando-se os 7 anos de dados (1999 a 2005).

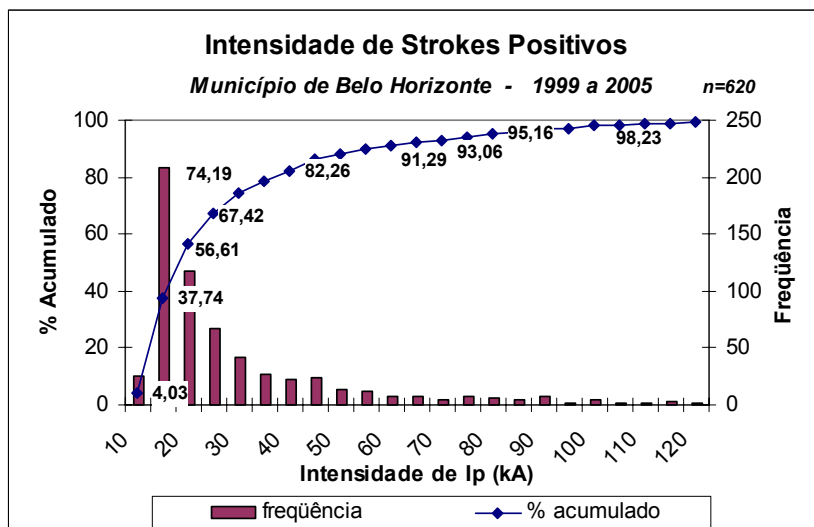


Figura 4-34 - Distribuição das intensidades de *strokes* positivos no Município de Belo Horizonte em 7 anos de dados do LLS.

Neste caso, não foi possível comparar os valores estatísticos extraídos do LLS com valores obtidos através de outros métodos de medição, pois não existem registros significativos do ponto de vista estatístico das descargas positivas na região.

---

---

# 5 Levantamento de Aspectos Fundamentais do SEP de Minas Gerais

## *5.1 Introdução*

Na perspectiva de caracterizar o contexto das linhas de transmissão, objeto de avaliação da metodologia desenvolvida, interessa considerar o sistema elétrico no Estado de Minas Gerais.

Em Minas Gerais, existem seis empresas de energia elétrica: CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais), Companhia Força e Luz Cataguazes Leopoldina, Departamento Municipal de Energia Elétrica de Poços de Caldas (DME), Empresa Elétrica Bragantina, Companhia Luz e Força de Mococa e Furnas Centrais Elétricas, sendo que a área de concessão da CEMIG cobre cerca de 96% do território mineiro (aproximadamente 590.000 km<sup>2</sup>).

Este capítulo procura caracterizar, de uma maneira geral, os principais aspectos do Sistema Elétrico de Potência (SEP) do Estado (área de concessão da CEMIG), objeto de estudo para proteção contra descargas atmosféricas.

---

## 5.2 Distribuição Geográfica das Instalações

Os itens seguintes procuram quantificar e apresentar a localização geográfica dos principais elementos do SEP no Estado. É importante ressaltar que os dados ora apresentados constituem parte do banco de dados da Central de Processamento do LLS-CEMIG (Planejamento Hidroenergético – GT/PH), e que o geoprocessamento dos elementos constituintes do Sistema Elétrico da Empresa está sendo concluído.

### 5.2.1 Linhas de Transmissão

A CEMIG possui cerca de 21.000 km de extensão de linhas de transmissão, com classe de tensão até 500 kV. A Empresa digitalizou as rotas das linhas de transmissão de 34,5 kV até 500 kV [Carvalho et al., 1999].

A Figura 5-1 apresenta o mapa com as principais LT's de Minas Gerais; a extensão de cada classe de tensão está relacionada na Tabela 5-1.

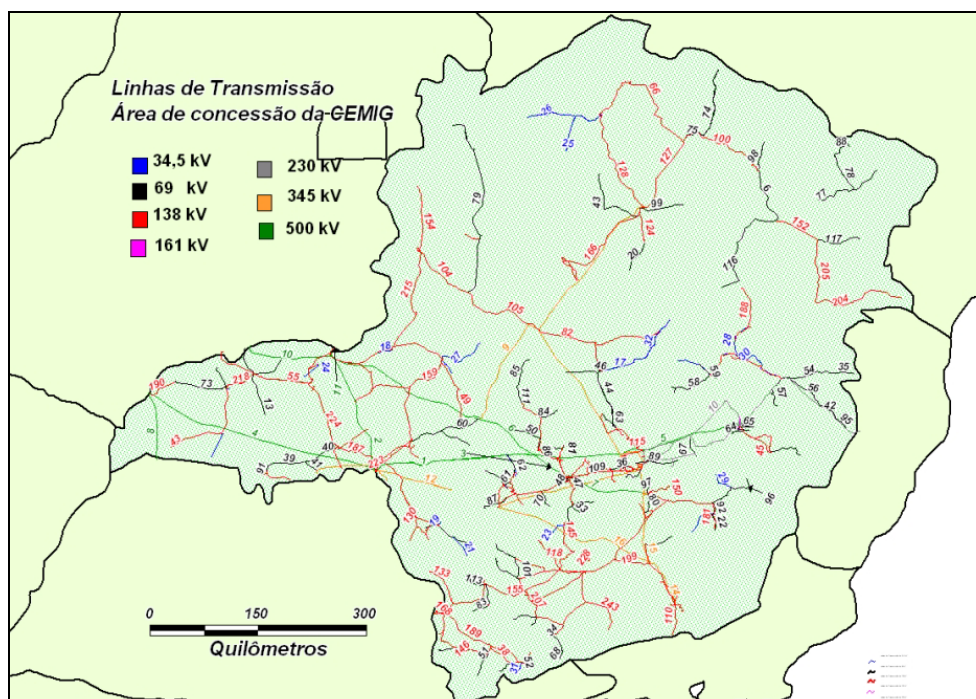


Figura 5-1 - Localização das Linhas de Transmissão no Estado de Minas Gerais.

| <b>Sistema de Transmissão da CEMIG</b> |                      |
|--|----------------------|
| <b>Classe de Tensão</b>                | <b>Extensão (km)</b> |
| <b>34,5 kV</b>                         | 1.025                |
| <b>69 kV</b>                           | 4.683                |
| <b>138 kV e 161 kV</b>                 | 10.627               |
| <b>230 kV</b>                          | 752                  |
| <b>345 kV</b>                          | 1.953                |
| <b>500 kV</b>                          | 2.170                |
| <b>Total</b>                           | 21.190               |

Tabela 5-1 - Extensão do Sistema de Transmissão do Estado de Minas Gerais.

A rede de distribuição de energia elétrica da CEMIG (nível de tensão de 1 kV a 32 kV) possui aproximadamente 400 mil quilômetros de extensão (83.527 km de linhas urbanas e 283.910 km de linhas rurais), sendo a maior da América Latina, com um crescimento anual médio de 4,2% (1995 a 2004). A rede de distribuição é georeferenciada pelo sistema GEMINI<sup>35</sup>.

### **5.2.2 Subestações**

A CEMIG possui atualmente 21.190 km de linhas de transmissão e subtransmissão, e 424 subestações com capacidade total de transformação de 28.757 MVA. A Figura 5-2 apresenta a localização geográfica das subestações, organizadas por nível de tensão.

O sistema de transmissão em extra-alta tensão (EAT) ocupa uma posição estratégica no sistema interligado das regiões Sudeste e Sul. Está concentrado na região do Triângulo Mineiro, onde estão instaladas seis das principais hidrelétricas da CEMIG, responsáveis por mais de 80% da sua capacidade de produção de energia. A energia é transmitida até os centros consumidores localizados a partir da região central do Estado, abastecendo o segundo maior mercado consumidor do País.

---

<sup>35</sup> GEMINI: Sistema computacional desenvolvido pela CEMIG a partir novembro de 1995 com o propósito de aprimorar os sistemas de gerenciamento da rede de distribuição existentes até então, integrado completamente ao sistema de geoprocessamento [Almeida et al., 2001].

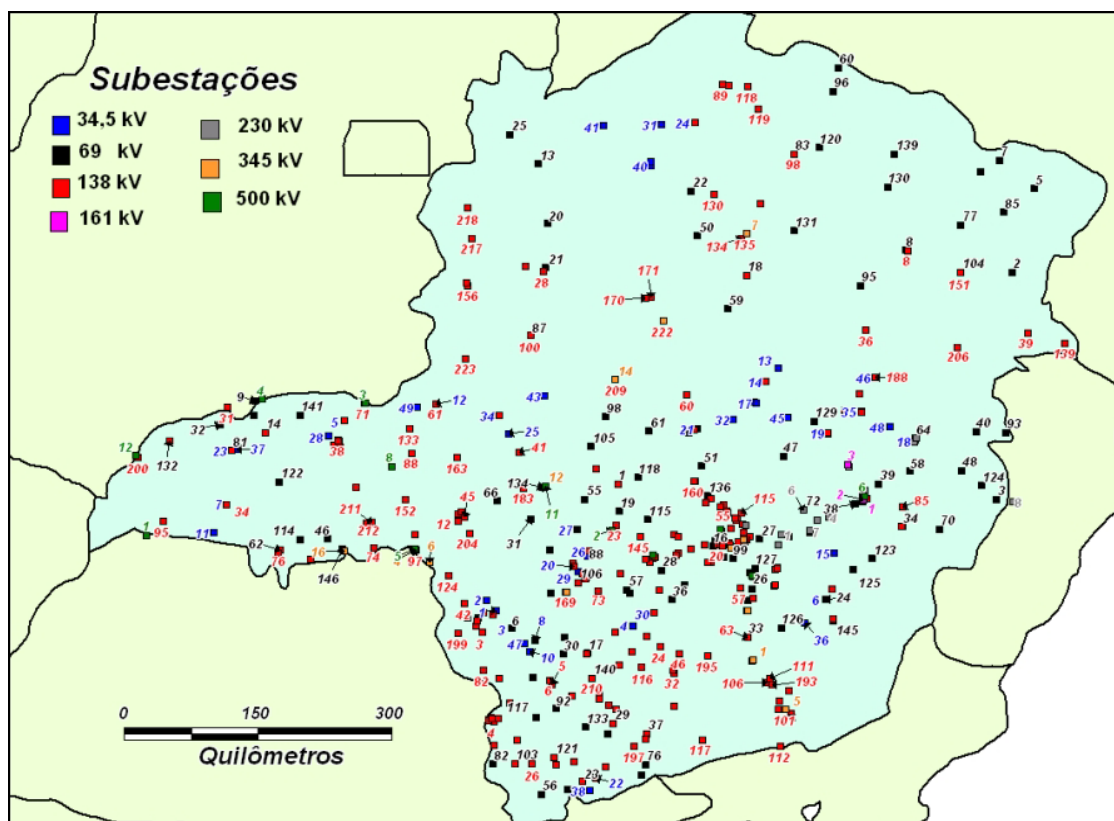


Figura 5-2 - Localização das Subestações no Estado de Minas Gerais.

### 5.2.3 Usinas

O sistema elétrico da CEMIG conta com 46 usinas de geração, sendo 42 hidrelétricas, três térmicas e uma eólica. Desse total, 15 são consideradas de grande e médio porte e 31 são pequenas usinas. A Tabela 5-2 relaciona as principais usinas da CEMIG, e a Figura 5-3 apresenta a localização geográfica.

A Empresa também compra, compulsoriamente, cerca de 15% de toda energia elétrica gerada por Itaipu e, dispondo de excedente de energia, a CEMIG pode vendê-la para outras concessionárias do Sistema Interligado Sudeste-Sul.

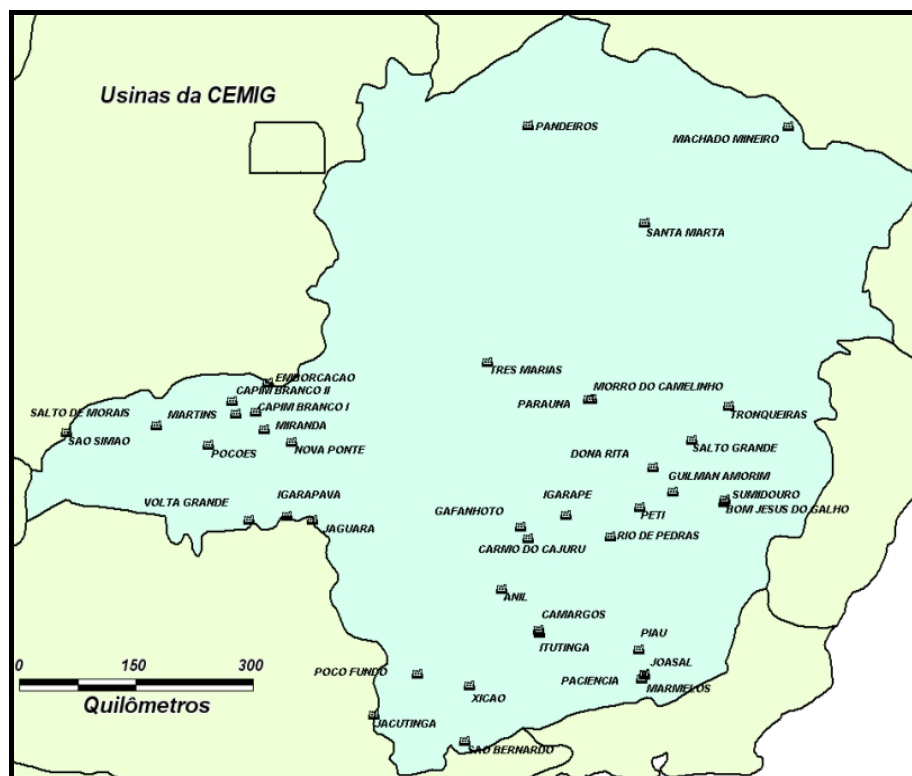


Figura 5-3 - Localização das Usinas da CEMIG no Estado de Minas Gerais.

| Usina          | Localização                 | Capacidade Total (kW)  | Usina                                    | Localização     | Capacidade Total (kW) |
|----------------|-----------------------------|------------------------|--|-----------------|-----------------------|
| São Simão      | Rio Paranaíba               | 2.688.500 <sup>a</sup> | Tronqueiras                              | Rio Tronqueiras | 7.870                 |
| Emborcação     | Rio Paranaíba               | 1.192.000              | Martins                                  | Rio Uberabinha  | 7.720                 |
| Jaguara        | Rio Grande                  | 638.400 <sup>b</sup>   | Cajuru                                   | Rio Pará        | 7.200                 |
| Três Marias    | Rio S. Francisco            | 516.800 <sup>c</sup>   | São Bernardo                             | Rio S. Bernardo | 6.825                 |
| Nova Ponte     | Rio Araguari                | 510.000                | Paraúna                                  | Rio Paraúna     | 4.280                 |
| Miranda        | Rio Araguari                | 397.500                | Pandeiros                                | Rio Pandeiros   | 4.200                 |
| Volta Grande   | Rio Grande                  | 380.000                | Paciência                                | Rio Paraibuna   | 4.080                 |
| Igarapé (Tér.) | Juatuba                     | 132.000                | Marmelos                                 | Rio Paraibuna   | 4.000                 |
| Salto Grande   | Rio Sto Antônio             | 102.000                | Dona Rita                                | Rio Tanque      | 2.410                 |
| Itutinga       | Rio Grande                  | 52.000                 | Salto de Morais                          | Rio Tijuco      | 2.400                 |
| Camargos       | Rio Grande                  | 48.000                 | Sumidouro                                | Rio Sacramento  | 2.120                 |
| Piau           | Rios Pinho e Piau           | 18.012                 | Anil                                     | Rio Jacaré      | 2.080                 |
| Gafanhoto      | Rio Pará                    | 12.880                 | Machado Mineiro                          | Rio Pardo       | 1.840                 |
| Peti           | Rio St <sup>a</sup> Bárbara | 9.400                  | Xicão                                    | Rio Santa Cruz  | 1.808                 |
| Rio de Pedras  | Rio das Velhas              | 9.280                  | Outras usinas                            |                 | 3.440                 |
| Poço Fundo     | Rio Machado                 | 9.160                  | a Potência instalada atual: 1.710.000 kW |                 |                       |
| Joasal         | Rio Paraibuna               | 8.000                  | b Potência instalada atual: 424.000 kW   |                 |                       |
|                |                             |                        | c Potência instalada atual: 396.000 kW   |                 |                       |

Tabela 5-2 - Principais Usinas da CEMIG.

### 5.2.4 Torres de Telecomunicações

Como apoio à operação do seu Sistema Elétrico, a CEMIG utiliza uma rede de telecomunicações através de microondas SHF/UHF. São 2.520 quilômetros em rota SHF (*Super High Frequency*: 3 GHz a 30 GHz) interligando 74 estações e mais 600 quilômetros de rota UHF (*Ultra High Frequency* :300 MHz a 3 GHz) , com 68 estações.

O sistema de comunicações conta, ainda, com 832 terminais por ondas portadoras em linha de alta tensão, 507 quilômetros de fibra óptica, sistema de telefonia privado, rádios fixos-móveis com 700 estações fixas e repetidoras, 2.015 móveis e 1.398 portáteis.

As torres de telecomunicações totalizam cerca de 800 unidades, compreendendo estações VHF (*Very High Frequency*: 30 MHz a 300 MHz), estações UHF, repetidoras de microondas, transmissoras de microondas e estações de hidrologia. Na Figura 6-4 estão situadas as estações de telecomunicações da Empresa.

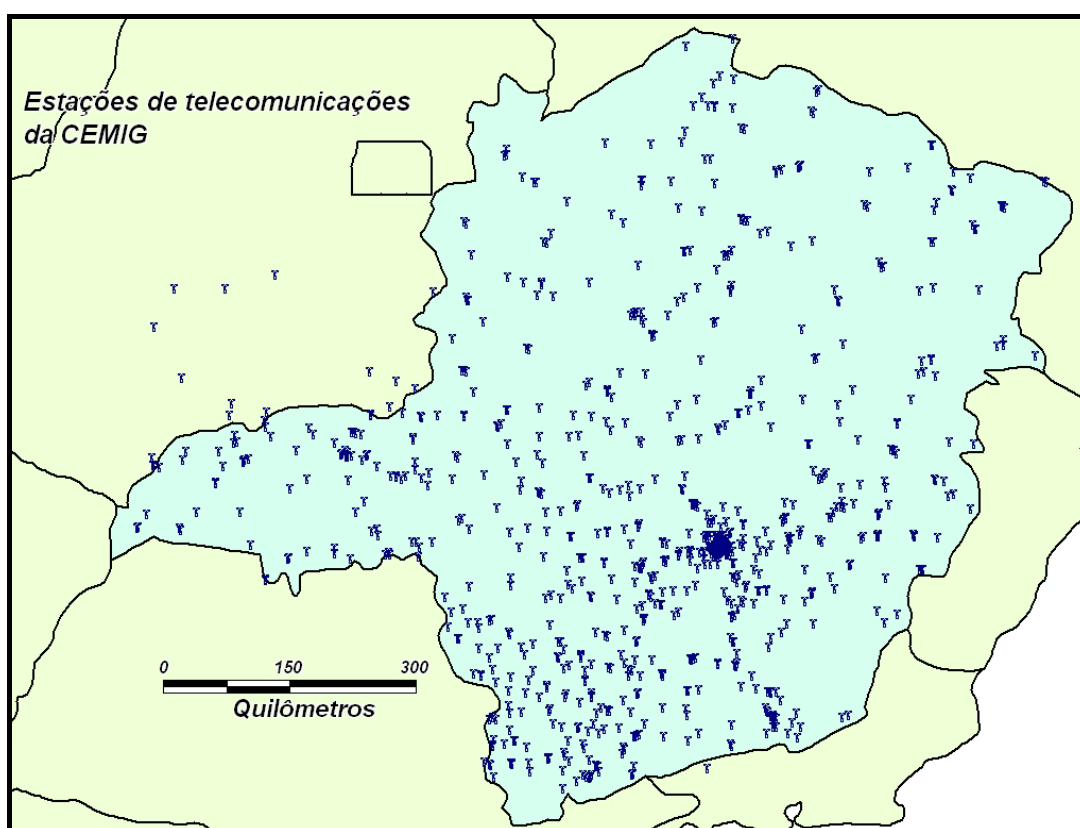


Figura 5-4 - Localização das estações de telecomunicações da CEMIG.

### 5.3 *Características Elétricas*

A CEMIG, ao longo dos anos, tem investido em estudos de melhoria de desempenho frente a descargas atmosféricas. Um dos destaques tem sido aplicação de dispositivos pára-raios em linhas de transmissão de AT e EAT [Rocha et al., 2001a], [Rocha et al., 2001b], [Bezerra,1999] utilização do programa FLASH<sup>36</sup> otimizado para análise de desempenho de linhas [Bezerra et al., 1997], e a utilização do LLS para caracterização de incidência de descargas [Carvalho et al.,1999], [Cherchiglia et al., 2002].

Este item procura, de uma forma geral, caracterizar os principais parâmetros elétricos do SEP de interesse no desempenho frente a descargas atmosféricas no Estado de Minas Gerais, com ênfase às linhas de transmissão.

#### 5.3.1 *Isolamentos*

Do ponto de vista dos isolamentos elétricos, as linhas de transmissão podem ser caracterizadas pelo NBI e pela Tensão Crítica de Disrupção (CFO)<sup>37</sup>. Nas linhas aéreas, o isolamento dos cabos condutores em relação a seus suportes e ao solo é feito basicamente pelo ar, auxiliado pelos isoladores (geralmente constituídos por porcelana vitrificada ou vidro temperado).

Em linhas de transmissão, existem três tipos básicos de isoladores:

- isoladores de pino (fixados às estruturas através de um pino de aço. Utilizado em LT's de 69 kV);
- isoladores tipo pilar ou coluna (constituído de uma única peça em porcelana ou vidro. Pouco utilizado em LT's no Brasil);
- isoladores de suspensão (isoladores de disco: utilizado basicamente em todas as LT's nos diferentes níveis de tensão).

---

<sup>36</sup> FLASH – Programa desenvolvido pelo IEEE para estimativa de desempenho de LT's sob a ação de descargas atmosféricas. A CEMIG introduziu algumas modificações ao mesmo, além de alguns programas computacionais auxiliares.

<sup>37</sup> Tensão crítica de disrupção – Também conhecida como CFO (*Critical Flashover Voltage*), é o valor de crista da onda de tensão que, submetida a uma isolação, sobre certas condições, causa disrupção em 50% dos casos [EPRI, 1982].

O número de isoladores em uma cadeia varia bastante em linhas com a mesma classe de tensão, dependendo do nível de isolamento requerido (ver item 2.4.3).

Na Tabela 5-3, são caracterizados os níveis de tensão e de suportabilidade dos isolamentos (considerando-se uma onda de corrente de descarga negativa com tempo de frente de  $2\mu\text{s}$ ) normalmente utilizados nos estudos de análise de desempenho de linhas de transmissão no Estado de Minas Gerais [Carvalho et al.,1999]. Variações nestes valores se devem a diferentes configurações da cadeia de isoladores e a diferentes formas de onda de corrente aplicada.

| <b>Classe de Tensão</b>                                  | <b>Tensão crítica de ruptura (<math>2\mu\text{s}</math>)</b> | <b>NBI Mínimo* (Valor de crista)</b> |
|--|--|--------------------------------------|
| <b>69 kV</b>   | 599 kV   | 380 kV                               |
| <b>138 kV e 161 kV</b>                                   | 1.074 kV   | 650 kV                               |
| <b>230 kV</b>  | 1.275 kV   | 975 kV                               |
| <b>345 kV</b>  | 2.157 kV   | 1.240 kV                             |
| <b>500 kV</b>  | 2.878 kV   | 1.612 kV                             |
| <i>* valores típicos das concessionárias brasileiras</i> |  |                                      |

Tabela 5-3 - Tensão crítica de ruptura (tempo de frente =  $2\mu\text{s}$ ) e NBI mínimo típicos das cadeias de isoladores.

### **5.3.2 Estruturas**

As estruturas ou suportes desempenham dupla função nas linhas aéreas de transmissão: proporcionar ponto de fixação dos cabos condutores, garantindo as distâncias de segurança elétrica (isolamentos) e transferir à terra as forças resultantes de todas as solicitações às quais a LT for submetida (elétrica e mecanicamente).

A CEMIG apresenta um razoável nível de padronização das linhas de transmissão com relação ao nível de tensão. A Tabela 5-4 procura caracterizar os tipos de suportes utilizados no Estado, ilustrando algumas estruturas típicas. Uma análise do desempenho das linhas do sistema CEMIG de acordo com o tipo de estrutura realizada em 16 anos de observação é apresentada em [Araújo et al., 1987].

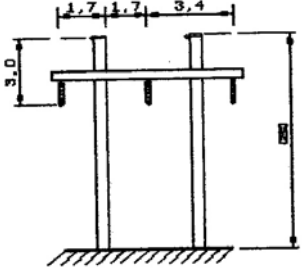
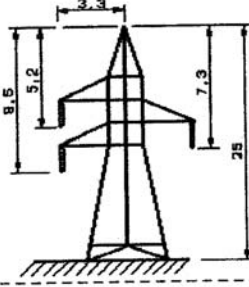
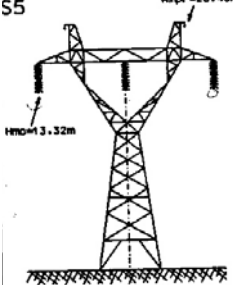
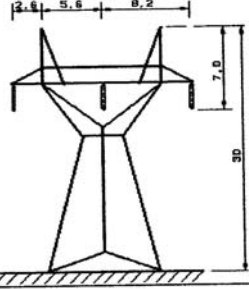
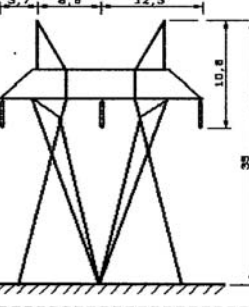
| Classe de Tensão | Tipos de estrutura  | Ilustração   |
|------------------|---|--|
| 69 kV            | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Madeira sem pára-raios</li> <li>• Madeira com 1 cabo pára-raios</li> <li>• Madeira com 2 cabos pára-raios</li> <li>• Concreto com 1 cabo pára-raios</li> <li>• Concreto com 2 cabos pára-raios</li> <li>• Metálica com 1 cabo pára-raios</li> <li>• Metálica com 2 cabos pára-raios</li> </ul> |  <p>Madeira com 2 cabos pára-raios</p>    |
| 138 kV           | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Madeira com 1 cabo pára-raios</li> <li>• Madeira com 2 cabos pára-raios</li> <li>• Concreto com 1 cabo pára-raios</li> <li>• Concreto com 2 cabos pára-raios</li> <li>• Metálica com 1 cabo pára-raios</li> <li>• Metálica com 2 cabos pára-raios</li> </ul>                                   |  <p>Metálica com 1 cabo pára-raios</p>    |
| 230 kV           | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Metálica com 2 cabos pára-raios</li> </ul>   |  <p>Metálica com 2 cabos pára-raios</p>  |
| 345 kV           | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Metálica com 2 cabos pára-raios</li> </ul>   |  <p>Metálica com 2 cabos pára-raios</p> |
| 500 kV           | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Metálica com 2 cabos pára-raios</li> </ul>   |  <p>Metálica com 2 cabos pára-raios</p> |

Tabela 5-4 - Estruturas típicas da CEMIG [Almeida e Cherchiglia, 1996].

### 5.3.3 *Aterramentos*

Entre os parâmetros da linha que atuam no processo de estabelecimento da sobretensão nos seus isoladores, o sistema de aterramento é o elemento de maior influência na amplitude da tensão, que pode causar o desligamento da linha. Daí a importância de se conhecer o comportamento do aterramento de linhas frente a descargas atmosféricas.

Dois principais fatores têm influência direta no comportamento do aterramento: os parâmetros do solo (condutividade  $\sigma$  e permissividade  $\varepsilon$ ), que apresentam forte dependência da frequência da corrente que é injetada pelos eletrodos no mesmo, e a própria geometria dos eletrodos (ou malha) de aterramento, que determinará o comportamento eletromagnético (efeitos do acoplamento e efeitos de propagação) do sistema de aterramento [Visacro e Portela, 1995].

Os fatores que mais interferem na definição da configuração do aterramento das torres das linhas de transmissão são o tipo da estrutura utilizada na LT, devido à sua impedância de surto ( $Z_T$ ) e, principalmente, aos pontos de injeção de corrente no aterramento, e a resistividade do solo, que interfere diretamente no valor da impedância de aterramento.

Os aterramentos das torres, de uma forma geral, são constituídos por cabos contrapeso enterrados a aproximadamente 0,50 m que se estendem em direção radial a partir do ponto de conexão da estrutura ao solo, até aproximadamente 1 m da faixa de passagem da LT. A partir desta distância, seguem paralelamente à rota da linha. Esta prática de aterramentos é muito utilizada para solos com resistividade alta ou moderada. Também deve ser considerada a presença de grelhas (aterramentos concentrados) ou de fundações de concreto armado (ferragens) e, eventualmente, a colocação de hastes, pois todos esses elementos contribuem para a redução da impedância.

Os tipos de estruturas mais utilizadas na concessionária de energia local (CEMIG) bem como seus respectivos aterramentos estão ilustrados na Figura 5-5. O comprimento dos cabos contrapeso é definido pelo tipo de torre e resistividade do solo.

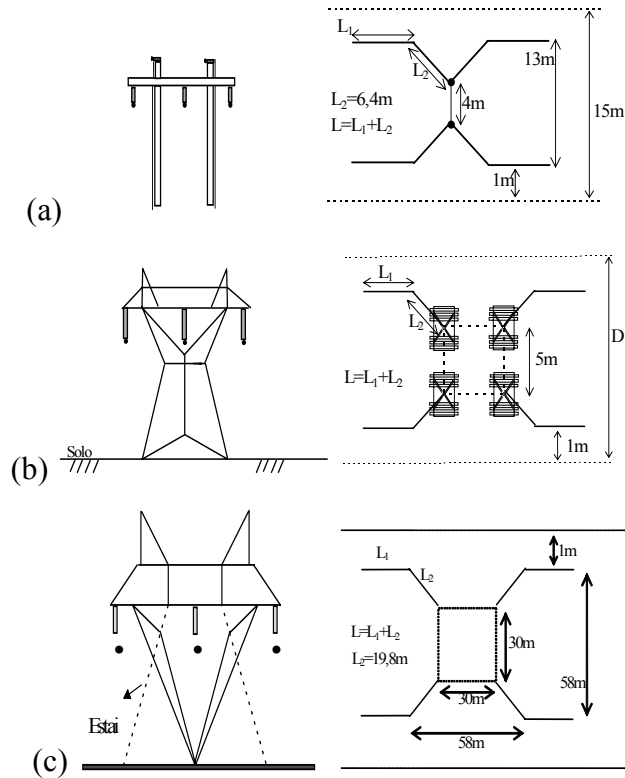


Figura 5-5 – Configurações típicas de aterramento utilizadas na CEMIG: (a) Torre de madeira (69 kV) e seu aterramento; (b) Torre autoportante e seu aterramento (69, 138, 230 e 345 kV); (c) Torre estaiada (500 kV) e seu aterramento.

Existem, também, algumas configurações aprimoradas de aterramento, desenvolvidas para se alcançar maior redução da impedância impulsiva de aterramento em casos específicos de condições críticas de solo [Visacro et al., 2002b]. A Figura 5-6 apresenta o exemplo de uma configuração aprimorada para as torres metálicas autoportantes, que consiste na inserção de um anel de equalização ligando os pontos de injeção de corrente e cabos dispostos paralela e ortogonalmente à faixa de passagem da LT, segundo trabalho realizado por Visacro e Soares Jr [Soares Jr et al., 1997].

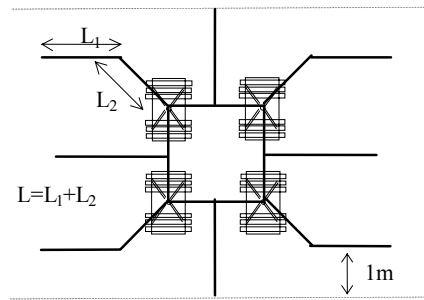


Figura 5-6 – Exemplo de aprimoramento do aterramento de torres autoportantes. Configuração para ser utilizada em casos específicos.

Para compreensão do comportamento do aterramento de LT's, em seu trabalho, Visacro e Soares Jr realizaram diversas simulações, considerando as configurações típicas de aterramentos da concessionária local. Foi possível analisar o comportamento do aterramento para diferentes frequências. As partes constituintes das configurações típicas de aterramentos das linhas de transmissão (aterramento concentrado e aterramento estendido) apresentaram diferentes comportamentos, para diferentes frequências. Posteriormente, foram analisadas as ondas de tensão no aterramento da torre considerando-se diferentes comprimentos para os cabos contrapeso. Quanto menor o comprimento do cabo contrapeso, maior a tensão estabelecida, pois menor é o efeito da atenuação proporcionado pelo cabo contrapeso.

# 6 Caracterização de Alguns Aspectos do Ambiente Geofísico de Minas Gerais

Este capítulo tem por objetivo a caracterização de alguns aspectos do ambiente geofísico do Estado de Minas Gerais que são relevantes para a Engenharia de Proteção. Particularmente, interessa considerar as características do solo e do ambiente que podem influenciar no comportamento de elementos do Sistema Elétrico frente a descargas atmosféricas.

## ***6.1 Características de Relevo – Distribuição Geográfica***

A influência do relevo na incidência de descargas atmosféricas tem sido objeto de estudo de muitos pesquisadores. No Capítulo 3 desta Tese, foi feita uma explanação de alguns trabalhos realizados neste sentido, que evidenciam a influência do relevo, sobretudo de regiões montanhosas, na determinação de áreas mais susceptíveis às descargas.

O relevo de Minas Gerais é predominantemente montanhoso. Para melhor caracterização do mesmo, foi confeccionado para este texto um mapa de relevo, utilizando-se dados de imagens do SRTM: *Shuttle Radar Topography Mission*, que se constituiu em um

---

projeto conjunto entre a *National Imagery and Mapping Agency* (NIMA) e a *National Aeronautics and Space Administration* (NASA), executado em fevereiro de 2000, objetivando-se produzir dados digitais topográficos com grande precisão de 80% da superfície da Terra (todas as áreas continentais entre as latitudes 60°N e 56°S), com um gradeado de 1 segundo (aproximadamente 30 metros de latitude/longitude). A precisão dos dados de elevação é de 16 metros (90% de confiança).

Os dados digitais produzidos pelo SRTM e disponibilizados pela USGS (*United States Geological Survey*) relativos ao Estado de Minas Gerais foram obtidos e posteriormente trabalhados para utilização na plataforma *MapInfo*<sup>38</sup>, objetivando-se posterior utilização para análises de incidências de descargas atmosféricas. O resultado está apresentado na Figura 6-1, que apresenta o relevo de Minas Gerais com grande riqueza de detalhes (escala de cores com variações na altimetria de 100 m).

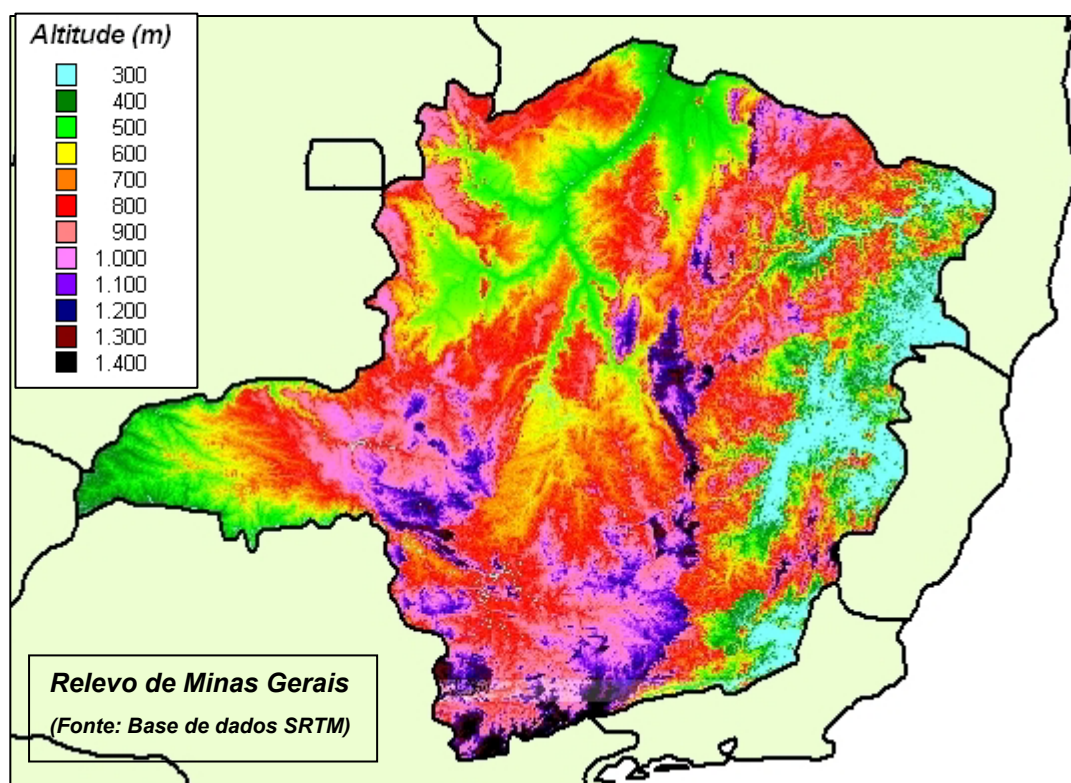


Figura 6-1 - Relevo do Estado de Minas Gerais. Mapa confeccionado utilizando-se imagens de satélite obtidas pela missão espacial SRTM.

<sup>38</sup> Para transformação do formato digital dos arquivos de imagens produzido pelo SRTM para um formato de arquivo inteligível para o *MapInfo*, no sistema de coordenadas WGS 84, foi utilizado o *software* comercial ERDAS.

## ***6.2 Distribuição dos Tipos de Solo***

Os tipos de solo que constituem um terreno também são fatores de relevância para a Engenharia de Proteção, pois através do aterramento, influenciam o comportamento dos sistemas frente a descargas atmosféricas.

Os valores efetivos dos parâmetros eletromagnéticos do solo (permeabilidade  $\mu$ , permissividade  $\varepsilon$  e condutividade  $\sigma$ ) são influenciados não somente pelos componentes químicos do solo, mas também por sua umidade, temperatura, estrutura geológica, e também pela frequência e comprimento efetivo de penetração da onda eletromagnética injetada no mesmo [ITU, 1992], [Visacro, 2002c].

Os tipos de solo estão caracterizados na Tabela 6-1, de acordo com o Sistema Brasileiro de Classificação de Solos, elaborado pela EMBRAPA (Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária) e a distribuição dos solos do Estado de Minas Gerais é apresentada na Figura 6-2. O mapa foi obtido utilizando-se base de dados do Sistema GeoMinas (Programa Integrado de Uso da Tecnologia de Geoprocessamento pelos Órgãos do Estado de Minas Gerais), sendo os dados originais fornecidos pela EMATER (Empresa de Assistência Técnica e Extensão Rural do Estado de Minas Gerais).

| <b>Tipos de Solo</b><br><b>(de acordo com o Sistema Brasileiro de Classificação de Solos - EMBRAPA)</b>  |   |
|--|---|
| Alissolos  | Solos com alto teor de alumínio e horizonte B textural*. Anteriormente conhecidos com Rubrozem, Podzólico Bruno Acinzentado e Podzólico Vermelho-Amarelo.   |
| Argissolos   | Solos com horizonte B textural e argila de atividade baixa. Conhecidos anteriormente como Podzólico Vermelho-Amarelo, parte das Terras Roxas Estruturadas e similares, Terras Brunas, Podzólico Amarelo, Podzólico Vermelho-Escuro. |
| Cambissolos  | Solos com horizonte B incipiente.   |
| Chernossolos   | Solos escuros, ricos em bases e carbono. Anteriormente designados por Brunizem, Rendzina, Brunizem Avermelhado, Brunizem Hidromórfico.  |
| Espodossolos   | Solos conhecidos anteriormente como Podzois   |
| Gleissolos   | Solos com horizonte glei**, conhecidos como Glei Húmico ou Pouco Húmico, Hidromórfico Cinzento, Glei Tiomórfico   |
| Latossolos   | Solos com horizonte B latossólico.  |
| Luvissolos   | Solos ricos em bases, B textural, correspondendo aos Brunos-não-Cálcicos, Podzólicos Vermelho-Amarelos Eutróficos e similares.  |
| Neossolos  | Solos pouco desenvolvidos. Anteriormente designados por Litossolos, Aluviais, Litólicos, Areias Quartzosas e Regossolos.  |
| Nitossolos   | Solos com horizonte nítico***, correspondendo a Terra Roxa Estruturada e similares, Terra Bruna Estruturada e similares e a alguns Podzólicos Vermelho-Escuros.   |
| Organossolos   | Solos orgânicos. Conhecidos anteriormente por Solos Orgânicos, Semi-Orgânicos, Turfosos, Tiomórficos.   |
| Planossolos  | Solos com grande contraste textural, estrutura prismática, presença de sódio. Anteriormente designados por Planossolos, Solonetz Solodizado, Hidromórfico Cinzento.   |
| Plintossolos   | Solos com plintita, conhecidos como Laterita Hidromórfica, Podzólicos Plínticos, Latossolos Plínticos.  |
| Vertissolos  | Solos com propriedades provenientes de argilas expansíveis.   |
| <i>Notas: Perfil dos solos</i>   |   |
| <i>* Horizonte A: Camada superficial e rica em matéria orgânica; Horizonte B: estado intermediário, é a rocha em decomposição; Horizonte C: Camada essencialmente mineral, representa o primeiro estágio da decomposição da rocha; Rocha matriz: última camada do solo, é a rocha inalterada.</i>  |   |
| <i>**Horizonte glei: gleis são solos minerais, hidromórficos (excesso de umidade) e derivados de sedimentos alúvio-coluvionares que são depositados em relevos côncavos. O horizonte glei (cinza) dentro dos primeiros 50 cm da superfície ocorre em função da hidromorfia intensa que causa redução ou remoção do ferro. A textura pode ser argilosa ou média, com vários graus de fertilidade.</i> |   |
| <i>***Horizonte nítico: por definição, de textura argilosa ou muito argilosa.</i>  |   |

Tabela 6-1: Classificação dos Tipos de Solo.

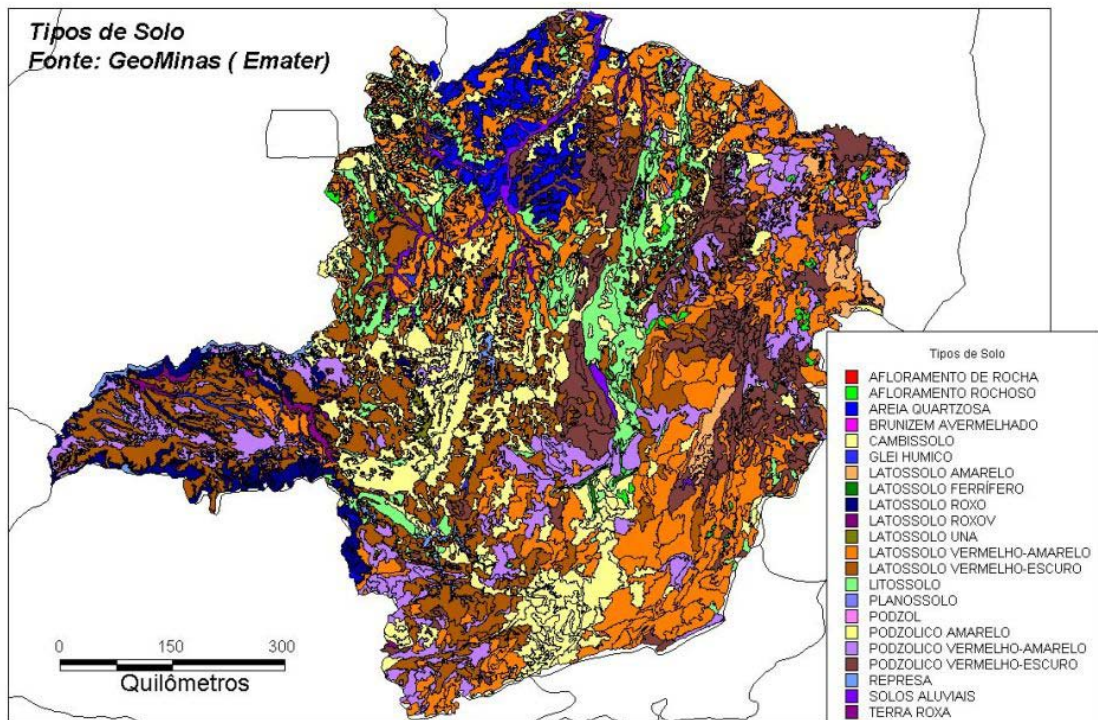


Figura 6-2: Tipos de Solo no Estado de Minas Gerais. Fonte: Base de Dados do Sistema GeoMinas.

O Estado de Minas Gerais caracteriza-se por possuir solos constituídos por formações antigas, de alta resistividade (valor médio assumido de  $2.500 \Omega\text{m}$ , podendo alcançar valores da ordem de  $10.000 \Omega\text{m}$ , em locais de solo seco e afetado pela erosão).

De uma maneira geral, a resistividade de um tipo de solo ( $\rho$ ) é diminuída com o aumento de sua umidade. O aumento da temperatura local tende a aumentar a resistividade do solo, uma vez que provoca o aumento da evaporação, diminuindo sua umidade. A este efeito deve se contrapor a redução da resistividade do solo com o crescimento da temperatura, pois a água possui alto coeficiente negativo de temperatura em termos de sua resistividade elétrica [Visacro, 2002c].

A *ITU Radiocommunication Assembly* elaborou um Atlas mundial caracterizando a condutividade do solo nos continentes. Os mapas foram elaborados baseando-se em medições e outras informações relevantes providas por vários países. O objetivo foi proporcionar uma melhor estimativa da condutividade dos solos para fins de projeto de todos os tipos de radiocomunicação, incluindo os serviços de navegação, para as bandas de frequência VLF, LF e MF [ITU, 1999b].

Os valores de condutividade apresentados foram padronizados para melhor apresentação dos mapas, representando uma faixa de valores listada na Tabela 6-2. Para obter uma estimativa dos valores de resistividade, basta inverter os valores apresentados nos mapas ( $\rho = 1/\sigma$ ).

| Valor padrão       |                          | Faixa de valores   |                          |                    |                          |
|--------------------|--------------------------|--------------------|--------------------------|--------------------|--------------------------|
|                    |                          | Limite mínimo      |                          | Limite máximo      |                          |
| $\sigma$<br>(mS/m) | $\rho$<br>( $\Omega.m$ ) | $\sigma$<br>(mS/m) | $\rho$<br>( $\Omega.m$ ) | $\sigma$<br>(mS/m) | $\rho$<br>( $\Omega.m$ ) |
| <b>5000</b>        | 0,2                      | <b>3000</b>        | 0,33                     | <b>7000</b>        | 0,143                    |
| <b>30</b>          | 33,33                    | <b>17</b>          | 58,82                    | <b>55</b>          | 18,18                    |
| <b>10</b>          | 100                      | <b>5,5</b>         | 181,81                   | <b>17</b>          | 58,82                    |
| <b>3</b>           | 333,33                   | <b>1,7</b>         | 5.88,24                  | <b>5,5</b>         | 181,81                   |
| <b>1</b>           | 1.000                    | <b>0,55</b>        | 1.818,18                 | <b>1,7</b>         | 588,24                   |
| <b>0,3</b>         | 3.333,33                 | <b>0,17</b>        | 5.882,35                 | <b>0,55</b>        | 1.818,18                 |
| <b>0,1</b>         | 10.000                   | <b>0,055</b>       | 18.181,81                | <b>0,17</b>        | 5.882,35                 |
| <b>0,03</b>        | 33.333,33                | <b>0,017</b>       | 58.823,53                | <b>0,055</b>       | 18.181,81                |
| <b>0,01</b>        | 100.000                  | <b>0,0055</b>      | 181.818,18               | <b>0,017</b>       | 58.823,53                |

Tabela 6-2: Valores padrão e faixas de valores representadas para a condutividade e resistividade do solo considerando-se os mapas de condutividade. Adaptado de [ITU, 1999b].

A Figura 6-3 apresenta o mapa de condutividade do Estado de Minas Gerais e arredores, extraído da referência [ITU, 1999b], que deve ser utilizado para frequências até 30 kHz (VLF). O mapa representa a condutividade efetiva do solo em mS/m (o efeito do terreno está incluído nos valores apresentados, e os valores não contêm compensações para as variações sazonais). Na Figura 6-4, tem-se o mapa elaborado para utilização em frequências acima de 30 kHz, que foi padronizado para 1 MHz.

Deve-se observar, no entanto, que os valores para resistividade extraídos das Figuras 6-3 e 6-4 estabelecem uma resistividade média para o Estado de Minas Gerais da ordem de 1000  $\Omega.m$ , (compreendendo uma faixa de valores entre 588  $\Omega.m$  e 1818  $\Omega.m$ , segundo aplicação da Tabela 6-2). Tais valores são menores que o valor médio assumido para o Estado em medições mais precisas (cerca de 38% menor, considerando-se o limite máximo de resistividade da faixa).

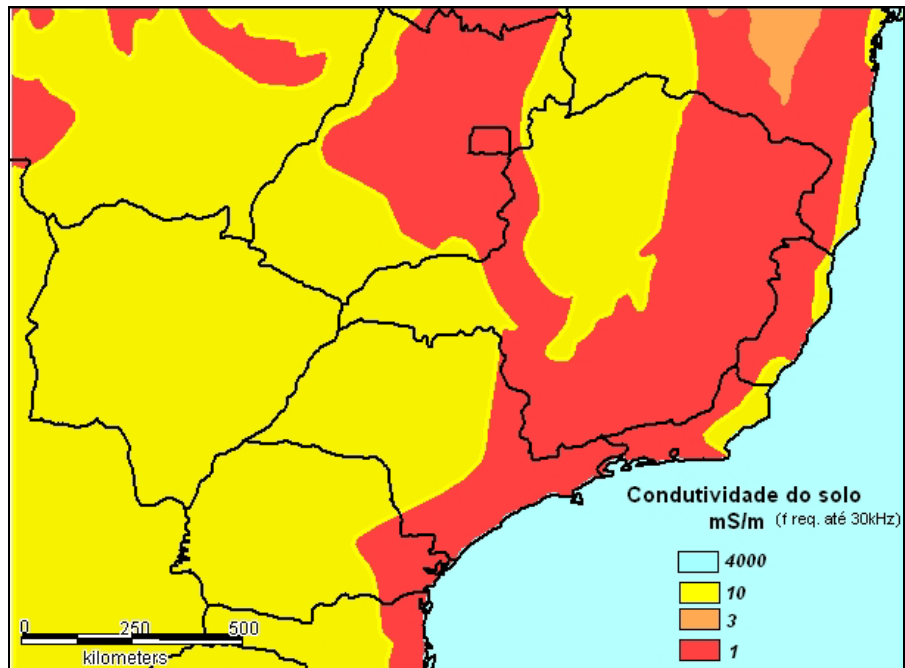


Figura 6-3: Mapa de Condutividade do Solo para frequências até 30 kHz. Figura adaptada da referência [ITU 1999b].

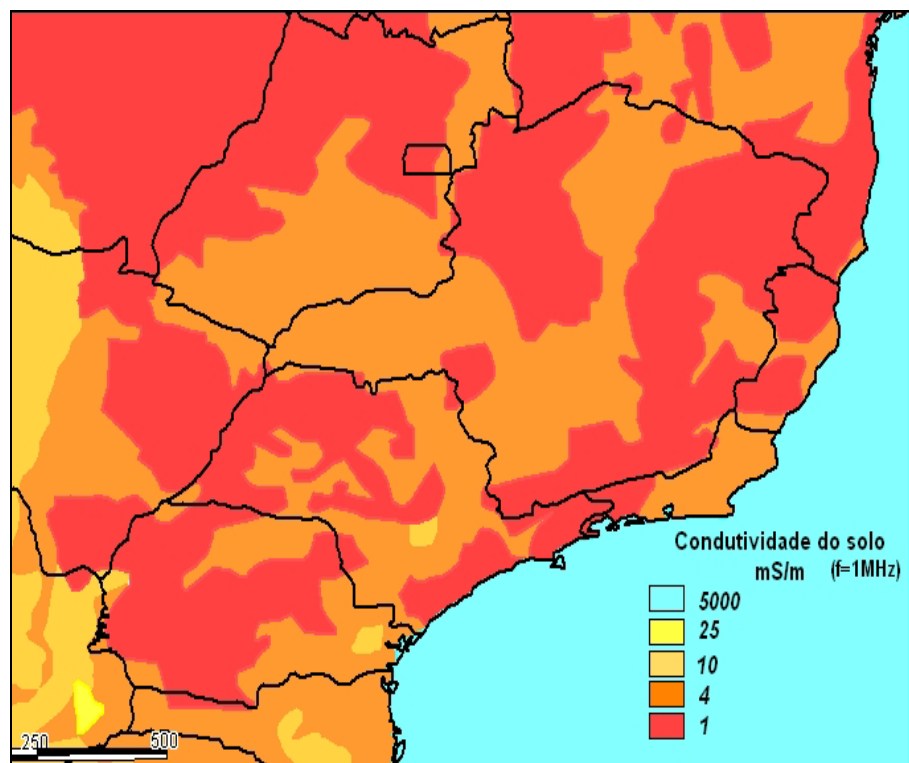


Figura 6-4: Mapa de Condutividade do Solo para frequências superiores a 30 kHz. Valor padronizado para 1 MHz. Figura adaptada da referência [ITU 1999b].

Por outro lado, os dados citados anteriormente não se referem exatamente a valores médios para uma grande região. Também, nestes mapas, existe grande variância do valor

---

médio de resistividade quando se consideram áreas interiores menores. Para as aplicações de Engenharia de Proteção, interessa o valor localizado e pontual da resistividade.

### ***6.3 Aspectos de Climatologia***

Do ponto de vista da Engenharia de Proteção, os aspectos climatológicos de maior importância são a umidade local e a temperatura. Ambos aspectos afetam diretamente nos isolamentos e aterramentos, de uma forma geral, modificando o desempenho de linhas e equipamentos.

Tensões de disrupção são em geral mais elevadas para descargas atmosféricas de polaridade negativa, exceto em condições de chuva muito intensa, quando a tensão de disrupção tende a apresentar o mesmo valor para ambas as polaridades. No caso de isolamentos a ar, a tensão de disrupção do isolamento também é influenciada pela densidade do ar, que altera o processo de ionização do mesmo, reduzindo o caminho livre de cargas. Desta forma, quanto maior a densidade, mais difícil será o estabelecimento de descargas disruptivas e, conseqüentemente, maior o nível de tensão de disrupção.

A umidade do ar também altera a sua rigidez dielétrica, através da captura de cargas resultantes de processos de ionização pelas moléculas de água (eletronegativas). Uma maior umidade tende a aumentar a tensão de disrupção. Este comportamento é válido desde que não haja condensação nos eletrodos.

Na presença de superfícies isolantes, a umidade elevada pode implicar na redução da tensão de disrupção, devido à formação de orvalho. A taxa de redução dependerá da forma da superfície isolante, da resistividade da água e da direção da chuva em relação aos isoladores. Em condições de chuva intensa, a lavagem de isoladores reduz o efeito direto da chuva. Na ausência de superfícies isolantes entre eletrodos, a presença da chuva reduz pouco a tensão de disrupção (cerca de 5%) [Portela, 1982].

Outro fator que pode ser relevante é a ação dos ventos, que pode reduzir os espaçamentos a ar (por exemplo, o espaço condutor - estrutura ou condutor - condutor em linhas de transmissão).

---

A Figura 6-5 apresenta o mapa de umidade relativa do ar no Estado de Minas Gerais. O mapa foi elaborado utilizando-se dados de cerca de 72 estações climatológicas do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) dispostas em vários pontos do Estado. Os dados foram coletados durante 30 anos (1961 a 1990), período padrão para caracterização de dados meteorológicos. Posteriormente, foi utilizado o *software Suffer*, para elaboração das isocurvas. A figura foi fornecida pela CEMIG.

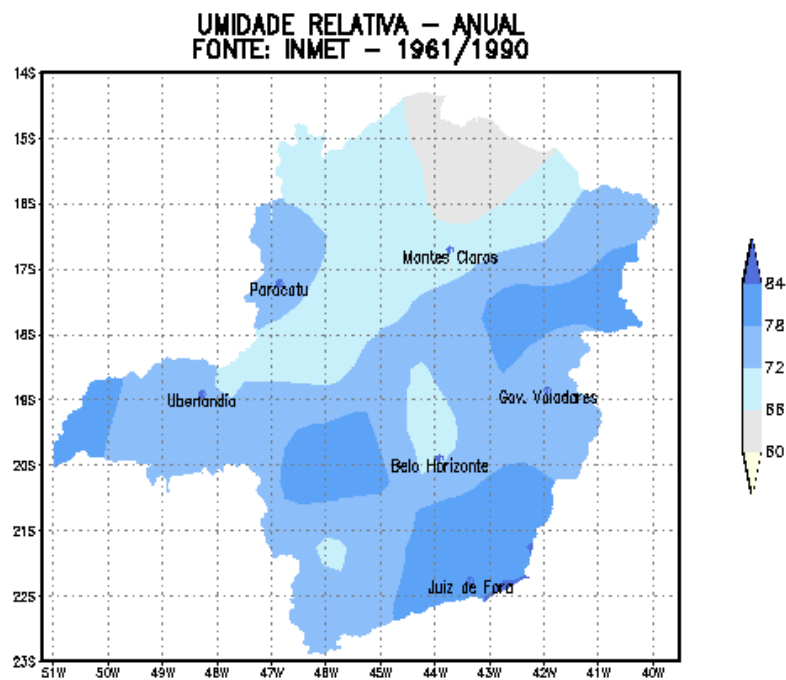


Figura 6-5: Mapa de Umidade Relativa do ar no Estado de Minas Gerais. Valores percentuais. Figura fornecida pela CEMIG.

Como citado anteriormente, é importante para a Engenharia de Proteção o conhecimento do volume de chuvas e da temperatura do local. As Figuras 6-6 a 6-9 caracterizam a precipitação anual e a temperatura (temperatura média, mínima e máxima) no Estado de Minas Gerais. Todos os dados foram obtidos pelo INMET e as figuras fornecidas pela CEMIG.

Acredita-se que, de posse de todos esses dados e utilizando-se bases georeferenciadas, a identificação de áreas mais expostas às descargas atmosféricas bem como a escolha das ações de proteção mais indicadas em cada caso possa ser facilitada.

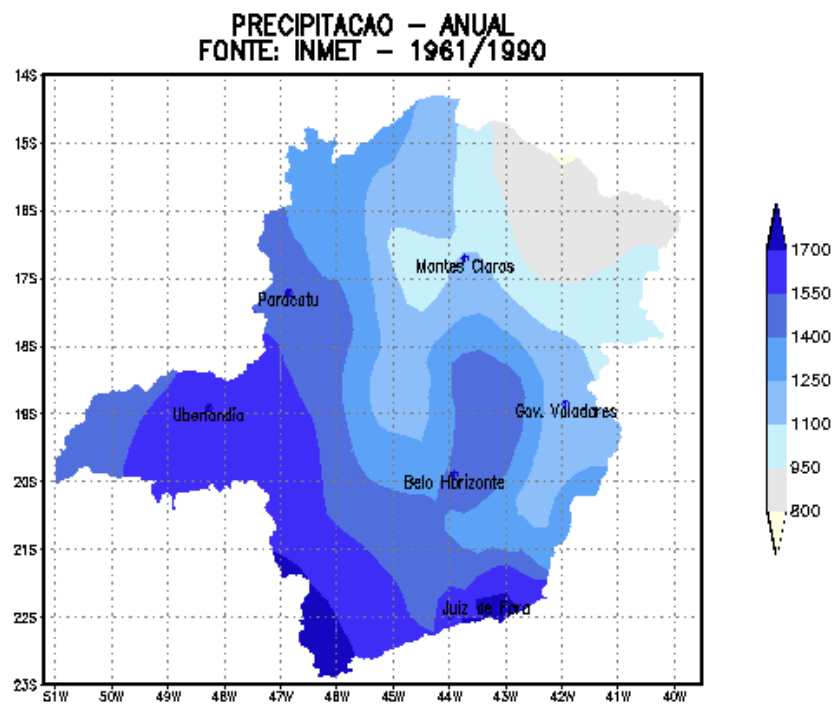


Figura 6-6: Mapa de Precipitações Anuais no Estado de Minas Gerais. Valores em mm. Figura fornecida pela CEMIG.

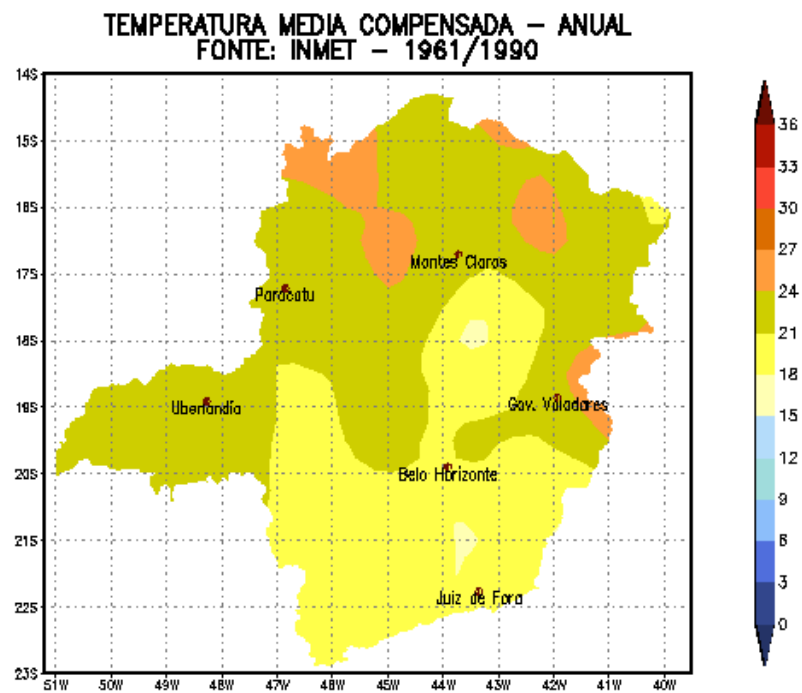


Figura 6-7: Mapa de Temperatura Média no Estado de Minas Gerais (°C). Figura fornecida pela CEMIG

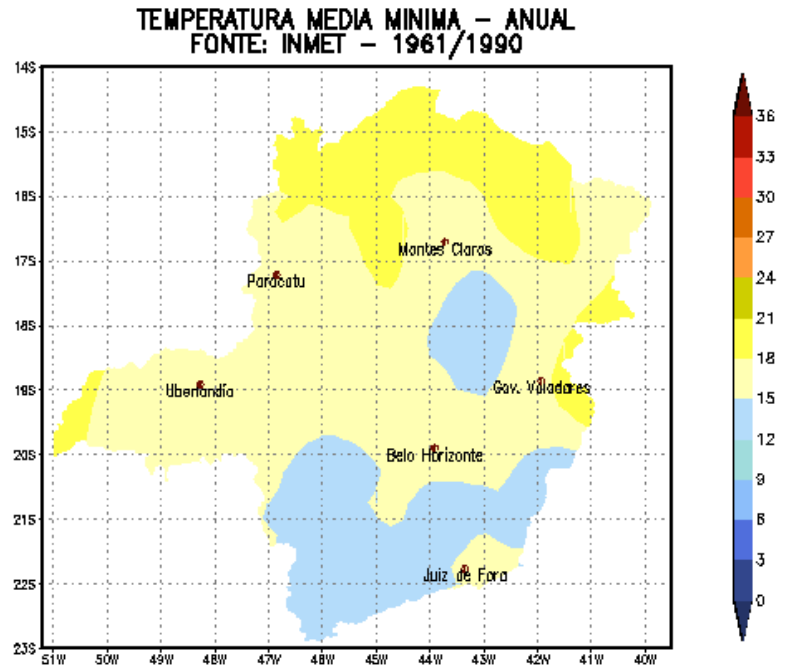


Figura 6-8: Mapa de Temperatura Média Mínima no Estado de Minas Gerais (°C).  
Figura fornecida pela CEMIG

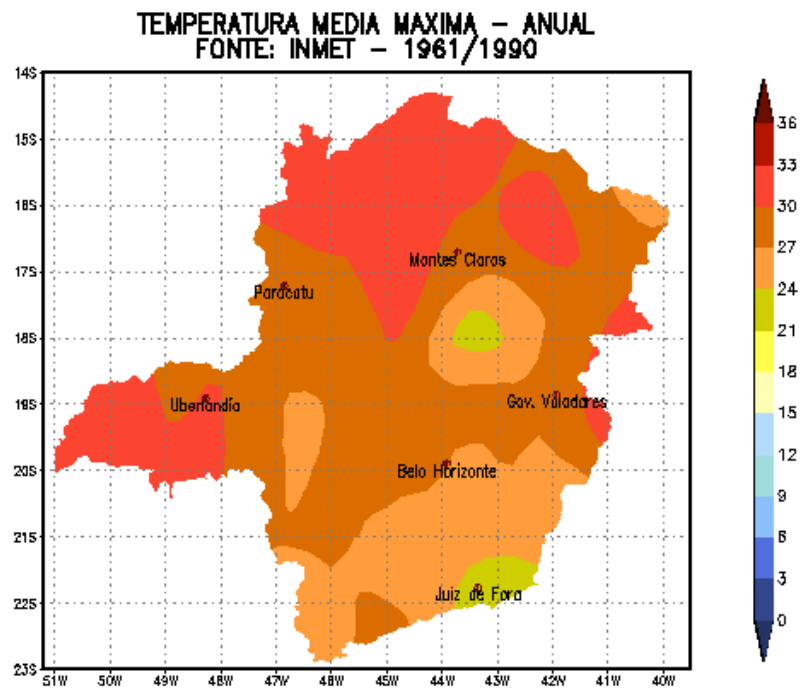


Figura 6-9: Mapa de Temperatura Média Máxima no Estado de Minas Gerais (°C).  
Figura fornecida pela CEMIG

---

---

# 7 Índice de Severidade e sua Aplicação em Diferentes LT's

## *7.1 Introdução*

Recentemente, foi desenvolvida uma metodologia para se determinar pontos críticos em Linhas de Transmissão merecedores de ação específica de proteção. Determinam-se as “estruturas críticas” da linha, utilizando-se dados de descargas providos por Sistema de Detecção e Localização de Descargas Atmosféricas (LLS) e parâmetros da linha em estudo. A metodologia foi desenvolvida com o intuito de ser utilizada tanto na etapa de projeto quanto para manutenção de linhas.

Inicialmente, a metodologia foi aplicada em uma linha de 230 kV, e os resultados preliminares alcançados foram bastante encorajadores. No entanto, verificou-se a necessidade de analisar o comportamento desta metodologia quando aplicada a linhas com diferentes níveis de tensão e diferentes características. Tais análises estão inseridas no contexto de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) junto à concessionária de energia local, CEMIG.

---

Este capítulo se destina a apresentar os estudos realizados no tocante à aplicação desta metodologia em nove diferentes LT's de propriedade da CEMIG. São apresentadas as características de cada caso-estudo, as análises realizadas em cada linha e os resultados alcançados.

## ***7.2 Identificação de Pontos Críticos da Linha Considerando-se Características de Incidência de Descargas e Parâmetros da Linha***

Normalmente, o desempenho de linhas de transmissão é definido por alguns trechos críticos da mesma. São designados trechos críticos àqueles que possuem concomitantemente alto índice de incidência de descargas e resposta insatisfatória (em termos dos níveis da sobretensões geradas) do sistema elétrico a eventuais incidências.

Para as LT's de alta tensão, usualmente providas de cabos pára-raios, as descargas diretas capazes de promover eventuais desligamentos da linha podem ser caracterizadas como de dois tipos: incidência direta na torre ou no cabo pára-raios.

As ações de proteção da linha contra descargas são usualmente concentradas na torre e nos elementos próximos à mesma, consistindo basicamente em melhoria do aterramento e de isolamento, na redução da impedância da torre, na instalação de dispositivo pára-raios etc.

Os parâmetros determinantes da solicitação imposta aos isolamentos da LT são a incidência de descargas atmosféricas nos vãos adjacentes à torre considerada e a severidade ou grau de amplitude da sobretensão resultante na cadeia de isoladores.

Neste contexto, recentemente foi desenvolvida uma metodologia para identificar os pontos críticos da linha, adotando-se um **índice de severidade**, calculado para cada estrutura da LT [Dias, 2002]. Este índice é obtido através do produto do “*índice de frequência relativa de solicitação dos isolamentos da torre*” ( $I_{FREQ}$ , associado ao fluxo de corrente devido à descarga através da torre) pelo “*índice de amplitude da sobretensão resultante nos isoladores*” ( $I_{AMP}$ ) devido à ocorrência do fenômeno, conforme a Equação 7-1.

---

$$I_{SEV} = I_{FREQ} \times I_{AMP} \quad \text{Equação 7-1}$$

O *índice de frequência relativa* é determinado através das seguintes etapas:

- Determina-se uma área de estudo, onde as descargas atmosféricas ocorridas em uma faixa estreita em torno da rota da linha (“*buffer*”) são consideradas representativas para se determinar a incidência relativa de cada vão da linha.
- Para cálculo do “número de correntes que fluem ao longo de cada torre em determinado período”, considera-se a soma das descargas individuais incidentes (*strokes*) nos vãos adjacentes à mesma (ver equação 7-2).
- Para cada torre, o índice de frequência relativa deve ser multiplicado por um fator ( $K_{ALT}$ ) que considera o efeito da altitude na incidência de *strokes* (Equação 7-3 e Equação 7-4).

$$I_{torre\ i}^* = \frac{N_{vão(i-1)} + N_{vão(i)}}{2 \cdot \sum_{k=1}^n \frac{N_{vão(k)}}{n}} \quad \text{Equação 7-2}$$

$$K_{ALT} = 1,5^{\left( \frac{\text{Altitude da torre}}{\text{Altitude média das torres da linha}} - 1 \right)} \quad \text{Equação 7-3}$$

$$I_{FREQ} = I_{torre\ i}^* \cdot K_{ALT} \quad \text{Equação 7-4}$$

A sobretensão resultante na cadeia de isoladores devido a incidência de descarga no vão da linha considerado apresenta relação linear com a tensão no topo da torre, sendo também influenciada pelo acoplamento entre o cabo de blindagem, a torre e o cabo fase (Capítulo 2).

Como o valor da tensão na fase oscila, seu valor terá natureza aleatória em função do instante de incidência. Portanto, embora o efeito da tensão na fase seja importante, o cômputo da mesma não varia de uma torre para outra. Por outro lado, o efeito do acoplamento pode ser considerado aproximadamente o mesmo para as diversas torres,

assumindo-se a mesma configuração para a parte superior destas torres. Assim, a tensão no topo da torre é um parâmetro praticamente proporcional à tensão na cadeia de isoladores, sendo utilizada em substituição à última para definição do *índice de amplitude da sobretensão relativa*.

A Equação 7-5 representa, em primeira aproximação, a tensão máxima no topo da torre quando são assumidas as seguintes condições:

- A torre e o aterramento da torre considerada são representados por suas respectivas impedâncias de surto  $Z_T$  e impedância impulsiva  $Z_G$ .
- Sob circunstâncias reais, o tempo de tráfego da onda de corrente ao longo da torre  $\tau$  (razão da altura da torre e a velocidade de propagação da onda) é bem inferior ao tempo de frente  $t_f$  da onda de corrente.
- A forma da onda de corrente é representada por uma rampa com curto tempo de frente e tempo de decaimento lento.

$$V_{\max} = \left( \frac{Z_t \times I_p}{t_f} \right) \times \left[ 2\tau + \left( 1 + \frac{Z_g - Z_t}{Z_g + Z_t} \right) (t_f - 2\tau) \right] \quad \text{Equação 7-5}$$

Esta equação traduz o efeito primário da onda de tensão estabelecida no topo da torre. Para uma análise detalhada, seria necessário considerar os efeitos secundários associados às sucessivas reflexões que ocorrem no topo da torre e no aterramento. Porém, tais reflexões não são tão significativas no cômputo da amplitude da onda de tensão. Para fins de simplificação, não foram consideradas no cálculo da sobretensão final estabelecida no topo da torre. [Visacro, 2005].

Considerando-se a altura usual das torres, o tempo de trânsito da corrente nas mesmas é muito menor que o tempo de frente da forma de onda. Assim, a Equação 7-5 pode ser simplificada, sendo que o cálculo da tensão no topo da torre é efetuado pela Equação 7-6.

$$V_{\max} = \left( \frac{Z_t \times I_p}{t_f} \right) \times 2\tau + Z_t \times I_p \times \left( 1 + \frac{Z_g - Z_t}{Z_g + Z_t} \right) \quad \text{Equação 7-6}$$

O caráter de relatividade do índice de amplitude da sobretensão resultante no topo da torre (e, por conseguinte, na cadeia de isoladores) é mantido para cada torre, considerando-se tal amplitude em relação àquela de uma *tensão de referência*. Esta última é calculada para a linha em estudo, aplicando-se a Equação 7-6 e assumindo-se:

- O tempo de tráfego  $\tau$  é obtido através da razão entre a altura média das torres da LT e a velocidade de propagação da onda de corrente ( $3 \times 10^8$  m/s);
- A impedância de surto das torres  $Z_T$  é representada por um número real, considerando-se a  $Z_T$  média determinada para diversas estruturas ( $Z_T \approx 150\Omega-250\Omega$ ).
- A impedância impulsiva de aterramento  $Z_G$  considerada é a “impedância limite” para que o sistema apresente boa resposta à incidência de descargas nos vãos adjacentes à torre, do ponto de vista de desempenho da linha. Para as condições brasileiras, este valor pode ser assumido como  $Z_G \approx 20 \Omega$ .
- O tempo de frente  $t_f$  e o valor da corrente de pico que flui na torre  $I_P$  considerados na sobretensão de referência devem ser os mesmos utilizados para cálculo da sobretensão nos isoladores para cada torre, sendo que foram utilizados os valores medianos obtidos em medição direta na estação Morro do Cachimbo<sup>39</sup>, uma vez que a metodologia foi implantada em LT situada no Estado de Minas Gerais ( $t_f = 5 \mu s$  e  $I_P = 22,5 \text{ kA}$ <sup>40</sup>).

Assim, o índice de amplitude da sobretensão relativa é calculado para cada torre através da Equação 7-7.

$$I_{AMP} = \frac{V_{\max \text{ Torre } i}}{V_{\max \text{ referência}}} \quad \text{Equação 7-7}$$

Depois de efetuado o cálculo do Índice de Severidade ( $I_{SEV} = I_{FREQ} \times I_{AMP}$ ) para todas as estruturas da linha, as mesmas são organizadas pela ordem decrescente de amplitude do mesmo, indicando as torres mais críticas da LT merecedoras de ações prioritárias ou especiais de proteção.

<sup>39</sup> Valores recomendados pelo IEEE ou CIGRÉ poderiam ser utilizados.

<sup>40</sup> Considerando-se que a corrente da descarga, ao atingir o cabo pára-raios, se divide em duas partes, a corrente que flui pela torre é aproximada como metade da corrente mediana obtida em medições diretas. O valor mediano do pico de corrente obtido na Estação Morro do Cachimbo é de 45 kA [Visacro et al., 2004c].

Esta metodologia foi inicialmente aplicada em uma LT real de 230 kV e os resultados (torres ordenadas por severidade) apresentaram excelente concordância com os dados de faltas registrados por um dispositivo localizador de faltas, creditando consistência à metodologia [Dias, 2002], [Visacro et al., 2003a], [Visacro et al., 2005].

No entanto, verificou-se a necessidade de se avaliar a aplicabilidade desta metodologia considerando-se linhas com diferentes níveis de tensão e com diferentes comportamentos frente a descargas atmosféricas. Isto poderia indicar possíveis melhorias na metodologia proposta [Visacro et al., 2004a], [Visacro et al., 2004b]. Tais estudos, bem com seus resultados, estão apresentados nos itens seguintes.

### ***7.3 Caracterização das Linhas de Transmissão Analisadas***

A escolha das LT's foi feita junto à CEMIG, observando-se a disponibilidade de dados referentes à mesma, localização geográfica no Estado e diferentes níveis de desempenho frente a descargas atmosféricas, uma vez que o objetivo principal deste estudo é a verificação da robustez da metodologia ora proposta.

As linhas estudadas foram codificadas, apenas para melhor identificação, e organizadas em grupos de acordo com o nível de tensão, como mostra a Tabela 7-1.

Para cada estrutura das linhas selecionadas, foram levantadas características físicas (tipo e altura das estruturas, comprimento dos vãos, localização geográfica, altitude no local da instalação das torres) e elétricas (resistência de aterramento das torres), resumidas na Tabela 7-2. A Tabela 7-3 apresenta a localização e traçado de cada linha analisada.

O traçado das linhas foi feito através de dados obtidos por uso de GPS, considerando-se a latitude e longitude de cada estrutura (5m de precisão). Somente algumas poucas torres foram alocadas (em raros casos de ausência das coordenadas) considerando-se o encaminhamento da LT e o comprimento do vão. Os dados de altitude foram extraídos para cada estrutura utilizando-se imagens de satélite SRTM, descrito no Capítulo 6 deste texto.

---

| Nível de Tensão | LT                                     | Código |
|-----------------|--|--------|
| 138 kV          | LT Montes Claros – Várzea da Palma     | MC-VP  |
|                 | LT Itutinga (Usina) – São João Del Rei | IU-SJ  |
|                 | LT Itutinga (SE) – São João Del Rei    | IS-SJ  |
| 230 kV          | LT Guilman Amorim – Ipatinga 1         | GA-IP  |
|                 | LT Taquaril – Itabira 2                | TQ-IT  |
| 345 kV          | LT Barbacena 2 - Juiz de Fora 1        | BB-JF  |
|                 | LT Neves 1 – Taquaril                  | NV-TQ  |
| 500 kV          | LT Jaguará – Nova Ponte                | JG-NP  |
|                 | LT São Simão – Água Vermelha           | SS-AV  |

Tabela 7-1 – Linhas de Transmissão de propriedade da CEMIG utilizadas na análise de sensibilidade do Índice de Severidade.

| LT    | Extensão (km) | Estruturas |               |                  | Altitude (m) |      |        | Resistência ( $\Omega$ ) |        |       | Data medição    |
|-------|---------------|------------|---------------|------------------|--------------|------|--------|--------------------------|--------|-------|-----------------|
|       |               | Quant.     | Vão médio (m) | Altura média (m) | Min.         | Máx. | Média  | Min.                     | Max.   | Média |                 |
| MC-VP | 141           | 416        | 340           | 19,92            | 490          | 1008 | 742,02 | 1,13                     | 666,66 | 85,44 | Set./2001       |
| IU-SJ | 44            | 108        | 409           | 26,81            | 878          | 1061 | 979,49 | 3                        | 376    | 29,06 | Jan./1988       |
| IS-SJ | 45            | 112        | 397           | 24,19            | 878          | 1067 | 978,91 | 1                        | 63     | 13,29 | Jan./1988       |
| GA-IP | 51            | 93         | 545           | 22,76            | 235          | 758  | 427,91 | 11                       | 646,7  | 95,27 | Set./2000       |
| TQ-IT | 85            | 183        | 469           | 23,61            | 647          | 1205 | 847,27 | 7                        | 329    | 29,74 | Mar./1973<br>*  |
| BB-JF | 74            | 157        | 477           | 25,87            | 684          | 1222 | 941,65 | 3                        | 30     | 13,59 | Ago./1983<br>** |
| NV-TQ | 43            | 112        | 391           | 27,35            | 693          | 996  | 808,18 | 0,8                      | 40     | 8,93  | Jul./1977<br>*  |
| JG-NP | 106           | 251        | 423           | 38,49            | 516          | 1053 | 908,96 | 1                        | 46     | 16,34 | Out./1991       |
| SS-AV | 96            | 232        | 416           | 37,18            | 344          | 503  | 437,19 | 1                        | 40     | 15,43 | Dez./1975<br>*  |

*Notas:*  
\* Medição realizada à época da construção da LT.  
\*\* Data do documento interno; não necessariamente significa a data da medição.  
\*\*\* Os dados de altitude foram obtidos através do SRTM (ver Capítulo 6).

Tabela 7-2 – Características das Linhas de Transmissão utilizadas na análise de sensibilidade do Índice de Severidade.

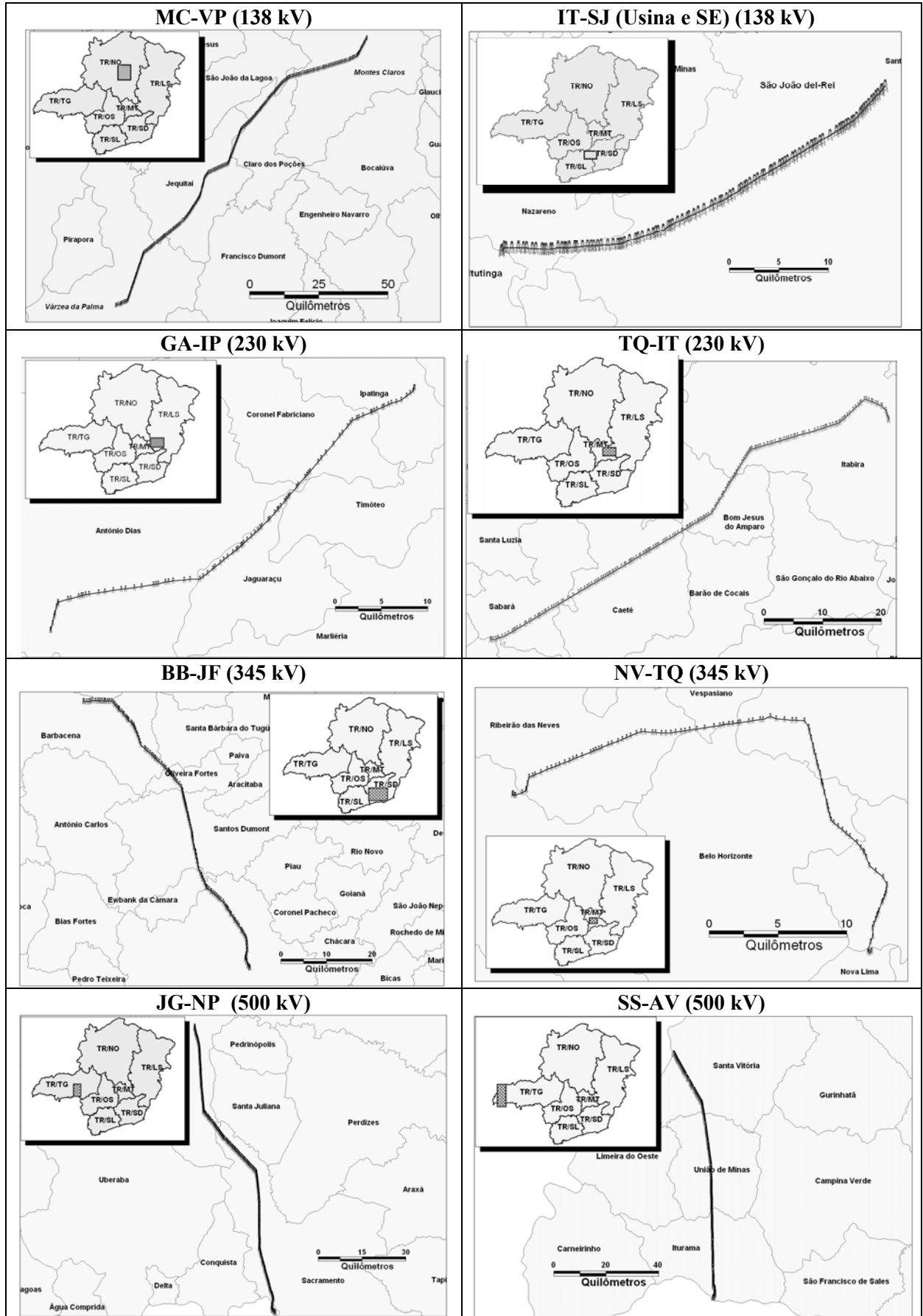


Tabela 7-3 – Localização e traçado das Linhas de Transmissão da Tabela 7-1.

## 7.4 *Análises Efetuadas*

Este tópico se dispõe a exemplificar os tipos de análises realizadas para cada linha estudada. São descritas as considerações feitas na realização de cada análise, bem como as particularidades de cada linha. São também apresentados os resultados gerais alcançados.

### 7.4.1 *Análise de Incidência*

Após identificar e localizar cada LT, uma análise de incidência foi realizada visando, num primeiro momento, identificar as regiões da linha mais susceptíveis à incidência de descargas.

Tradicionalmente, para cálculos de desempenho de linhas de transmissão, utiliza-se a densidade de descargas da região onde se situa a linha. Porém, não raro tal parâmetro é calculado considerando-se áreas extensas, o que pode resultar na adoção de um único valor de densidade para toda a extensão da linha – isto pode não ser representativo, principalmente no caso de linhas mais extensas, que abrangem regiões com diferentes características.

Isto posto, a incidência de descargas em cada linha foi caracterizada na forma da *densidade de strokes por vão*. Para se calcular tal parâmetro, foram determinadas áreas ao longo da linha: uma região em torno da rota da LT de 500m de raio (*buffer*) foi considerada como representativa das descargas que poderiam incidir na linha. As torres adjacentes ao vão em questão delimitaram a área considerada para cada vão.

Apenas a título ilustrativo, a Figura 7-1 apresenta as densidades por vão para a linha Neves 1 - Taquaril. Esta análise permite identificar os pontos mais propensos a incidência de descargas (vãos mais escuros na figura).

Numa segunda etapa, para cálculo do Índice de Severidade, também foi caracterizado o “*número de fluxos por torre*”, representando a frequência de solicitações aos isolamentos relativos a cada estrutura.

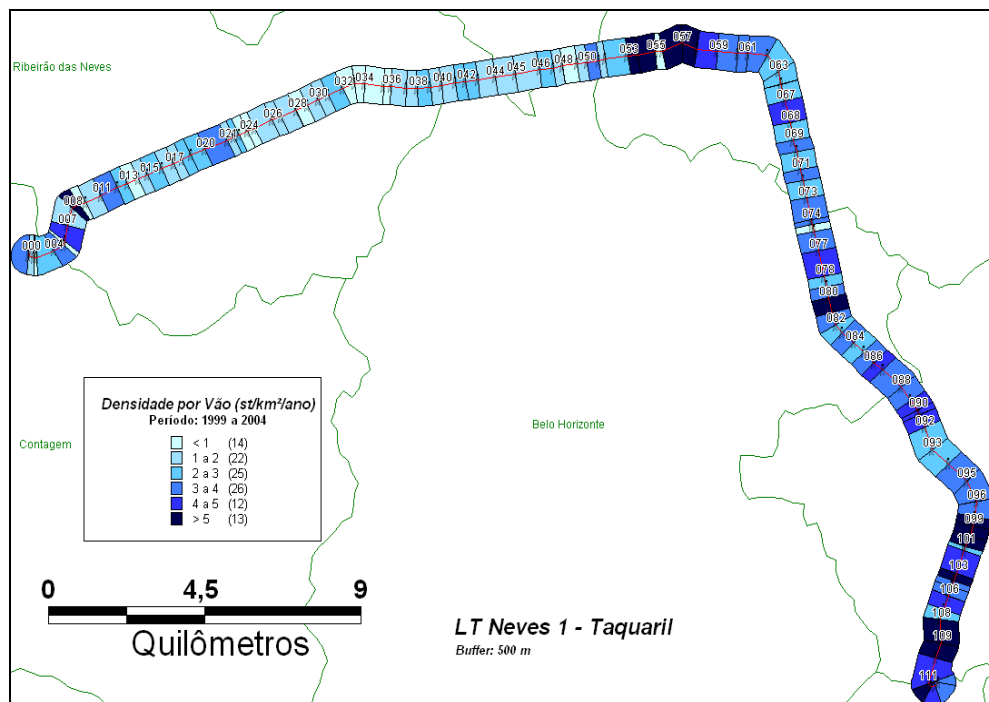


Figura 7-1 – Densidade por vão para a linha Neves 1 - Taquaril.

Para cada linha, foi feito um mapeamento de densidade de *strokes* por vão considerando-se uma base de dados reprocessados de *strokes*<sup>41</sup> do LLS num período de 6 anos. (1999 a 2004). Vale ressaltar que, para se obter uma caracterização com boa representatividade, deve-se utilizar um período de incidência de no mínimo 5 anos.

Também, para cada LT, foi mapeada a variação da densidade ao longo dos anos considerando-se toda a extensão da linha. A Figura 7-2 apresenta as variações anuais encontradas para a linha NV-TQ.

As Tabelas 7-4 a 7-12 apresentam os resultados de densidade de *strokes* obtidos para todas as linhas analisadas. Verifica-se que a densidade de descargas ao longo da LT deve ser tratada de forma diferencial (por trechos da mesma), pois observando-se todos os casos estudados, obtém-se, para uma mesma linha, desde trechos com densidade de descargas nula a até cerca de 15 *st/km²/ano*, para o caso mais crítico (LT BB-JF).

<sup>41</sup> Dados reprocessados obtidos com os mesmos sensores e as mesmas configurações da central de processamento do LLS descritas no Capítulo 4, item 4.3.

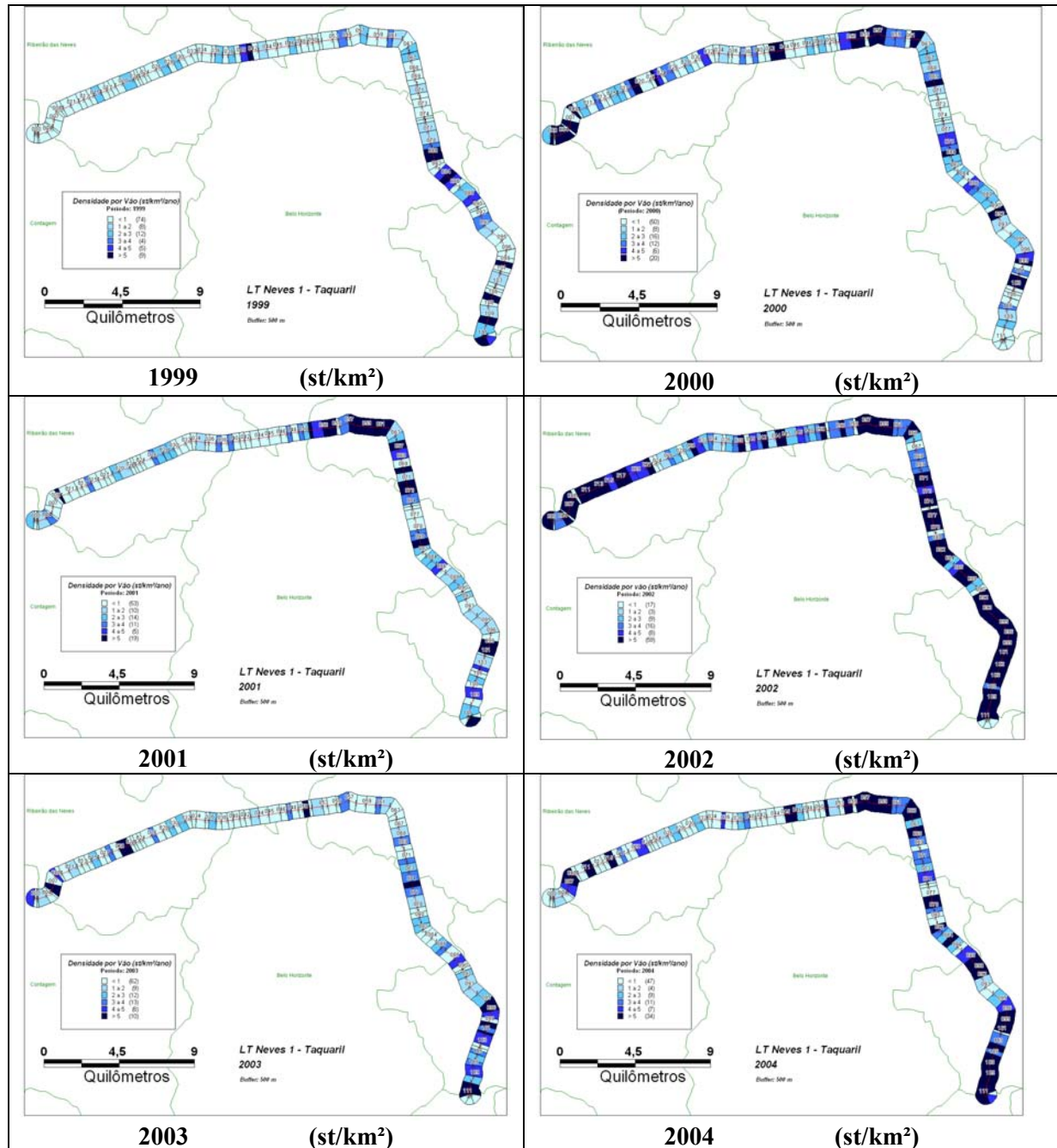


Figura 7-2 – Variação da Densidade por ano considerando-se os vãos da linha NV-TQ.

|   | <b>Média</b>  | <b>Mínima</b> | <b>Máxima</b> |
|---|---------------|---------------|---------------|
| <b>Área (km<sup>2</sup>)</b>            | <b>0,3883</b> | <b>0,0621</b> | <b>0,7376</b> |
| <b>Densidade st/km<sup>2</sup>/ano)</b> | <b>2,96</b>   | <b>0</b>      | <b>11,44</b>  |
| Dens. 1999 (st/km <sup>2</sup> )        | 1,40          | 0             | 13,46         |
| Dens. 2000 (st/km <sup>2</sup> )        | 2,42          | 0             | 13,83         |
| Dens. 2001 (st/km <sup>2</sup> )        | 2,32          | 0             | 19,01         |
| Dens. 2002 (st/km <sup>2</sup> )        | 6,07          | 0             | 21,97         |
| Dens. 2003 (st/km <sup>2</sup> )        | 1,65          | 0             | 9,53          |
| Dens. 2004 (st/km <sup>2</sup> )        | 3,88          | 0             | 30,47         |

Tabela 7-4 – Densidade de *strokes* da LT NV-TQ, considerando-se os vãos (112 vãos).

|  | <b>Média</b>  | <b>Mínima</b> | <b>Máxima</b> |
|--|---------------|---------------|---------------|
| <b>Área (km<sup>2</sup>)</b>           | <b>0,3386</b> | <b>0,0261</b> | <b>0,7349</b> |
| <b>Densidade st/km<sup>2</sup>/ano</b> | <b>1,09</b>   | <b>0</b>      | <b>4,54</b>   |
| Dens. 1999 (st/km <sup>2</sup> )       | 1,20          | 0             | 12,10         |
| Dens. 2000 (st/km <sup>2</sup> )       | 0,81          | 0             | 9,07          |
| Dens. 2001 (st/km <sup>2</sup> )       | 1,37          | 0             | 25,26         |
| Dens. 2002 (st/km <sup>2</sup> )       | 1,38          | 0             | 12,11         |
| Dens. 2003 (st/km <sup>2</sup> )       | 0,64          | 0             | 9,30          |
| Dens. 2004 (st/km <sup>2</sup> )       | 1,13          | 0             | 15,74         |

Tabela 7-5 – Densidade de *strokes* da LT MC-VP, considerando-se os vãos (421 vãos)

|  | <b>Média</b>  | <b>Mínima</b> | <b>Máxima</b> |
|--|---------------|---------------|---------------|
| <b>Área (km<sup>2</sup>)</b>           | <b>0,3983</b> | <b>0,0390</b> | <b>0,8802</b> |
| <b>Densidade st/km<sup>2</sup>/ano</b> | <b>4,90</b>   | <b>0</b>      | <b>12,78</b>  |
| Dens. 1999 (st/km <sup>2</sup> )       | 9,76          | 0             | 30,14         |
| Dens. 2000 (st/km <sup>2</sup> )       | 3,54          | 0             | 16,43         |
| Dens. 2001 (st/km <sup>2</sup> )       | 4,73          | 0             | 20,42         |
| Dens. 2002 (st/km <sup>2</sup> )       | 5,88          | 0             | 23,00         |
| Dens. 2003 (st/km <sup>2</sup> )       | 2,01          | 0             | 17,76         |
| Dens. 2004 (st/km <sup>2</sup> )       | 3,50          | 0             | 22,88         |

Tabela 7-6 – Densidade de *strokes* da LT IS-SJ, considerando-se os vãos (113 vãos).

|   | <b>Média</b>  | <b>Mínima</b> | <b>Máxima</b> |
|---|---------------|---------------|---------------|
| <b>Área (km<sup>2</sup>)</b>            | <b>0,4084</b> | <b>0,0825</b> | <b>0,8756</b> |
| <b>Densidade(st/km<sup>2</sup>/ano)</b> | <b>4,94</b>   | <b>0,85</b>   | <b>12,02</b>  |
| Dens. 1999 (st/km <sup>2</sup> )        | 9,94          | 0             | 29,39         |
| Dens. 2000 (st/km <sup>2</sup> )        | 3,65          | 0             | 15,56         |
| Dens. 2001 (st/km <sup>2</sup> )        | 4,62          | 0             | 20,28         |
| Dens. 2002 (st/km <sup>2</sup> )        | 5,96          | 0             | 25,08         |
| Dens. 2003 (st/km <sup>2</sup> )        | 1,78          | 0             | 14,35         |
| Dens. 2004 (st/km <sup>2</sup> )        | 3,68          | 0             | 24,25         |

Tabela 7-7 – Densidade de *strokes* da LT IU-SJ , considerando-se os vãos (109 vãos)

|  | <b>Média</b>  | <b>Mínima</b> | <b>Máxima</b> |
|--|---------------|---------------|---------------|
| <b>Área (km<sup>2</sup>)</b>           | <b>0,5459</b> | <b>0,0456</b> | <b>1,3425</b> |
| <b>Densidade st/km<sup>2</sup>/ano</b> | <b>3,74</b>   | <b>0</b>      | <b>8,42</b>   |
| Dens. 1999 (st/km <sup>2</sup> )       | 2,35          | 0             | 10,82         |
| Dens. 2000 (st/km <sup>2</sup> )       | 3,75          | 0             | 17,25         |
| Dens. 2001 (st/km <sup>2</sup> )       | 2,54          | 0             | 16,55         |
| Dens. 2002 (st/km <sup>2</sup> )       | 5,11          | 0             | 24,86         |
| Dens. 2003 (st/km <sup>2</sup> )       | 4,06          | 0             | 14,89         |
| Dens. 2004 (st/km <sup>2</sup> )       | 4,60          | 0             | 22,86         |

Tabela 7-8 – Densidade de *strokes* da LT GA-IP, considerando-se os vãos (94 vãos)

|  | <b>Média</b>  | <b>Mínima</b> | <b>Máxima</b> |
|--|---------------|---------------|---------------|
| <b>Área (km<sup>2</sup>)</b>           | <b>0,4609</b> | <b>0,0512</b> | <b>1,0948</b> |
| <b>Densidade st/km<sup>2</sup>/ano</b> | <b>2,87</b>   | <b>0</b>      | <b>6,91</b>   |
| Dens. 1999 (st/km <sup>2</sup> )       | 1,68          | 0             | 15,38         |
| Dens. 2000 (st/km <sup>2</sup> )       | 1,74          | 0             | 17,78         |
| Dens. 2001 (st/km <sup>2</sup> )       | 2,37          | 0             | 12,36         |
| Dens. 2002 (st/km <sup>2</sup> )       | 5,38          | 0             | 21,63         |
| Dens. 2003 (st/km <sup>2</sup> )       | 2,91          | 0             | 19,53         |
| Dens. 2004 (st/km <sup>2</sup> )       | 3,18          | 0             | 11,85         |

Tabela 7-9 – Densidade de *strokes* da LT TQ-IT, considerando-se os vãos (182 vãos)

|  | <b>Média</b>  | <b>Mínima</b> | <b>Máxima</b> |
|--|---------------|---------------|---------------|
| <b>Área (km<sup>2</sup>)</b>           | <b>0,4770</b> | <b>0,0083</b> | <b>1,1238</b> |
| <b>Densidade st/km<sup>2</sup>/ano</b> | <b>8,61</b>   | <b>0</b>      | <b>14,69</b>  |
| Dens. 1999 (st/km <sup>2</sup> )       | 7,73          | 0             | 29,01         |
| Dens. 2000 (st/km <sup>2</sup> )       | 6,97          | 0             | 28,58         |
| Dens. 2001 (st/km <sup>2</sup> )       | 10,06         | 0             | 29,36         |
| Dens. 2002 (st/km <sup>2</sup> )       | 13,49         | 0             | 38,52         |
| Dens. 2003 (st/km <sup>2</sup> )       | 6,50          | 0             | 23,66         |
| Dens. 2004 (st/km <sup>2</sup> )       | 6,93          | 0             | 23,09         |

Tabela 7-10 – Densidade de *strokes* da LT BB-JF, considerando-se os vãos (158 vãos)

|  | <b>Média</b>  | <b>Mínima</b> | <b>Máxima</b> |
|--|---------------|---------------|---------------|
| <b>Área (km<sup>2</sup>)</b>           | <b>0,4399</b> | <b>0,1708</b> | <b>0,9894</b> |
| <b>Densidade st/km<sup>2</sup>/ano</b> | <b>2,16</b>   | <b>0</b>      | <b>5,38</b>   |
| Dens. 1999 (st/km <sup>2</sup> )       | 1,34          | 0             | 11,52         |
| Dens. 2000 (st/km <sup>2</sup> )       | 2,49          | 0             | 14,94         |
| Dens. 2001 (st/km <sup>2</sup> )       | 2,16          | 0             | 14,79         |
| Dens. 2002 (st/km <sup>2</sup> )       | 3,17          | 0             | 28,89         |
| Dens. 2003 (st/km <sup>2</sup> )       | 1,53          | 0             | 9,19          |
| Dens. 2004 (st/km <sup>2</sup> )       | 2,28          | 0             | 13,46         |

Tabela 7-11 – Densidade de *strokes* da LT SS-AV, considerando-se os vãos (230 vãos)

|  | <b>Média</b>  | <b>Mínima</b> | <b>Máxima</b> |
|--|---------------|---------------|---------------|
| <b>Área (km<sup>2</sup>)</b>           | <b>0,4236</b> | <b>0,0906</b> | <b>0,7911</b> |
| <b>Densidade st/km<sup>2</sup>/ano</b> | <b>3,86</b>   | <b>0,45</b>   | <b>9,02</b>   |
| Dens. 1999 (st/km <sup>2</sup> )       | 2,93          | 0             | 14,99         |
| Dens. 2000 (st/km <sup>2</sup> )       | 4,50          | 0             | 19,47         |
| Dens. 2001 (st/km <sup>2</sup> )       | 6,79          | 0             | 27,05         |
| Dens. 2002 (st/km <sup>2</sup> )       | 4,03          | 0             | 28,93         |
| Dens. 2003 (st/km <sup>2</sup> )       | 2,57          | 0             | 18,81         |
| Dens. 2004 (st/km <sup>2</sup> )       | 2,33          | 0             | 22,07         |

Tabela 7-12 – Densidade de *strokes* da LT JG-NP, considerando-se os vãos (252 vãos)

### 7.4.2 Relevo da Região

O relevo da região onde a LT está situada pode ser fator de influência na frequência de solicitações aos isolamentos. Neste sentido, o relevo das LT's analisadas neste trabalho foi contemplado em dois momentos: (i) análise global do relevo da região, que possibilitou uma breve análise da topografia onde a linha está situada (ii) extração dos dados de altitude de cada torre, o que permitiu o traçado de um “perfil de relevo” ao longo da rota de cada linha estudada.

Com exemplo, a Figura 7-3 apresenta a análise global da topografia da LT Taquaril – Itabira 2 (TQ-IT).

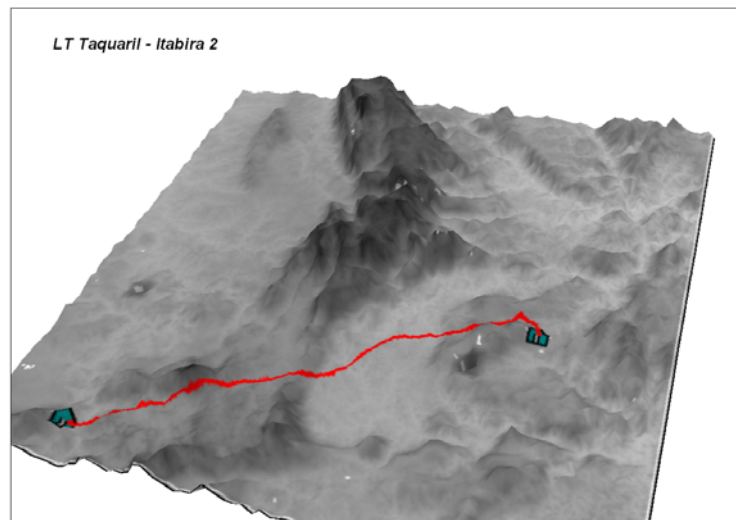


Figura 7-3 – Análise global de relevo para a LT TQ-IT.

Na Figura 7-4, são apresentados os “perfis de relevo” para todas as linhas analisadas. Nota-se que, na realidade, os gráficos apresentam as altitudes encontradas para cada estrutura ao longo da rota da linha. Tais dados são muito úteis quando da aplicação do Índice de Severidade, que considera a altitude de cada estrutura e seus eventuais efeitos, considerando-se a topografia das regiões circunvizinhas na determinação da incidência de descargas.

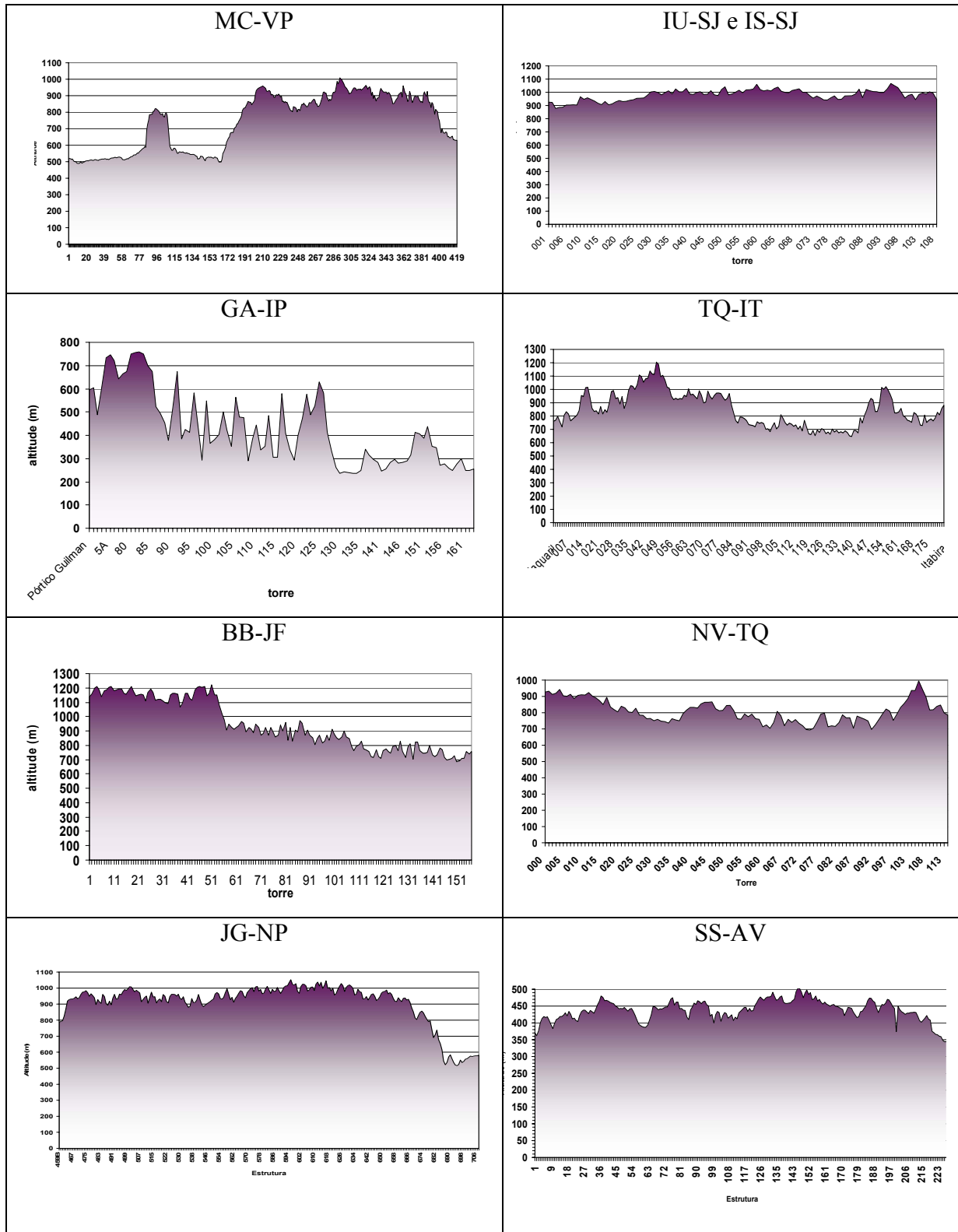


Figura 7-4 – Perfil de altitude das LT's estudadas. Gráficos traçados através dos dados SRTM, obtidos para cada torre, seguindo a rota da LT.

### 7.4.3 Aplicação do Índice de Severidade

Conforme descrito no item 7.2 desta tese, o Índice de Severidade foi desenvolvido para se determinar quais são as estruturas mais críticas frente a descargas em uma linha de transmissão. Para tanto, considera a probabilidade de incidências na linha (representada pelo Índice de Frequência Relativa,  $I_{FREQ}$ ) e a resposta do sistema a eventuais incidências (Índice da Amplitude da Sobretensão Relativa,  $I_{AMP}$ ). É calculado através do produto de ambos.

A metodologia foi aplicada em todas as linhas descritas na Tabela 7-1. Para fins de se realizar uma análise de caráter comparativo, foram selecionadas como torres críticas cerca de 15% das estruturas componentes de cada linha. Estas são as torres apresentadas nos resultados a seguir. Para facilitar as análises, as linhas estão agrupadas por nível de tensão.

Entre os elementos da linha que mais interferem no comportamento do desempenho de linhas de transmissão, o aterramento apresenta a maior contribuição quanto à magnitude da sobretensão estabelecida na cadeia de isoladoras (item 2.4.4). Por isso, também são apresentados os perfis das resistências de aterramento de cada linha analisada.

Também é feita a comparação de prevalência dos índices  $I_{FREQ}$  e  $I_{AMP}$  nas estruturas das linhas estudadas. Espera-se que, à medida que o nível de tensão nominal da linha diminua, o Índice da Amplitude da Sobretensão tende a prevalecer sobre o Índice de Frequência Relativa, pois estas possuem menor NBI, estando mais expostas aos efeitos das amplitudes das correntes de descargas. Tal fator poderia requerer uma maior relevância do  $I_{FREQ}$  (maior peso) ao se estabelecer o Índice de Severidade, compensando, desta forma, o baixo nível de isolamento<sup>42</sup>.

---

<sup>42</sup> A probabilidade de uma descarga que incida na linha (seja de amplitudes menores) ser responsável por desligamentos é grande, devido ao menor NBI da linha.

### 7.4.3.1 Aplicação em LT's de 138 kV

#### *LT Montes Claros - Várzea da Palma*

Esta linha é uma linha de 141 km, abrangendo diferentes regiões do Estado de Minas Gerais (apresenta variações na altimetria de até 500 m). Possui 420 estruturas; destas, 404 foram selecionadas pelo índice de severidade, pois 16 torres apresentaram falta de dados.

A densidade média de descargas por vão, utilizando-se a faixa de 500m de raio ao longo da linha foi de 1,09 *strokes*/km<sup>2</sup>/ano. A análise de densidade por vão não indicou, de um modo geral, uma região mais susceptível à incidência de descargas. A média de fluxos de corrente por torre ao longo da linha é de 2,14 *strokes*/torre.

Foram selecionadas como torres mais críticas da linha 65 estruturas (15,63% da LT). A Tabela 7-13 apresenta tais estruturas, bem como os respectivos índices obtidos.

De uma maneira geral, o Índice de Severidade apresentou considerável variação na amplitude (se forem consideradas as 65 torres selecionadas, tem-se uma razão no  $I_{SEV}$  de 13,05 para 3,56, sendo seu valor nulo para a última torre classificada).

As Figuras 7-5 a 7-7 apresentam as resistências de aterramento de cada estrutura e os respectivos índices obtidos. Apenas para melhor visualização, a linha foi dividida em três partes, e os índices, para fins de escala, tiveram seus valores multiplicados por 50.

De modo geral, a linha apresenta altos valores de resistência de aterramento, especialmente nos trechos relativos às estruturas 183 a 268 e 291 a 363, onde a maioria alcança valores da ordem de centenas de ohms. Também pode ser observado que as resistências de aterramento apresentam alto grau de distorção.

---

| Índice de Severidade – LT MC-VP |       |           |            |           |       |       |           |            |           |
|---------------------------------|-------|-----------|------------|-----------|-------|-------|-----------|------------|-----------|
| Ordem                           | Torre | $I_{SEV}$ | $I_{FREQ}$ | $I_{AMP}$ | Ordem | Torre | $I_{SEV}$ | $I_{FREQ}$ | $I_{AMP}$ |
| 1°                              | 201   | 13,05     | 2,59       | 5,04      | 36°   | 184   | 5,03      | 1,89       | 2,66      |
| 2°                              | 190   | 12,27     | 1,97       | 6,24      | 37°   | 260   | 4,97      | 1,99       | 2,50      |
| 3°                              | 191   | 11,51     | 1,98       | 5,81      | 38°   | 222   | 4,90      | 1,02       | 4,81      |
| 4°                              | 189   | 11,14     | 1,96       | 5,70      | 39°   | 259   | 4,89      | 0,99       | 4,92      |
| 5°                              | 228   | 10,80     | 2,03       | 5,32      | 40°   | 210   | 4,84      | 1,05       | 4,63      |
| 6°                              | 200   | 10,18     | 2,56       | 3,98      | 41°   | 310   | 4,81      | 1,55       | 3,10      |
| 7°                              | 192   | 10,16     | 1,50       | 6,78      | 42°   | 257   | 4,73      | 1,48       | 3,20      |
| 8°                              | 229   | 9,29      | 1,50       | 6,21      | 43°   | 093   | 4,72      | 1,95       | 2,42      |
| 9°                              | 227   | 8,81      | 2,03       | 4,35      | 44°   | 224   | 4,59      | 1,02       | 4,51      |
| 10°                             | 216   | 8,05      | 2,06       | 3,90      | 45°   | 302   | 4,51      | 1,54       | 2,94      |
| 11°                             | 243   | 7,94      | 1,96       | 4,06      | 46°   | 339   | 4,49      | 2,06       | 2,18      |
| 12°                             | 028   | 7,84      | 2,47       | 3,17      | 47°   | 185   | 4,44      | 0,95       | 4,67      |
| 13°                             | 326   | 7,73      | 3,05       | 2,53      | 48°   | 279   | 4,39      | 2,50       | 1,76      |
| 14°                             | 327   | 7,22      | 2,06       | 3,51      | 49°   | 017   | 4,38      | 2,46       | 1,78      |
| 15°                             | 296   | 7,20      | 3,18       | 2,26      | 50°   | 023   | 4,28      | 1,23       | 3,47      |
| 16°                             | 258   | 6,91      | 1,49       | 4,63      | 51°   | 242   | 4,27      | 1,47       | 2,91      |
| 17°                             | 203   | 6,90      | 1,56       | 4,41      | 52°   | 215   | 4,27      | 1,55       | 2,75      |
| 18°                             | 205   | 6,70      | 1,05       | 6,41      | 53°   | 240   | 4,18      | 0,96       | 4,34      |
| 19°                             | 221   | 6,59      | 1,52       | 4,34      | 54°   | 360   | 4,16      | 2,10       | 1,98      |
| 20°                             | 204   | 6,45      | 1,57       | 4,12      | 55°   | 290   | 4,16      | 1,60       | 2,60      |
| 21°                             | 217   | 6,21      | 2,04       | 3,04      | 56°   | 328   | 4,07      | 1,01       | 4,04      |
| 22°                             | 325   | 6,08      | 2,08       | 2,92      | 57°   | 036   | 4,02      | 2,06       | 1,95      |
| 23°                             | 254   | 5,84      | 0,99       | 5,92      | 58°   | 297   | 3,96      | 2,10       | 1,88      |
| 24°                             | 340   | 5,83      | 1,54       | 3,78      | 59°   | 230   | 3,94      | 1,00       | 3,94      |
| 25°                             | 218   | 5,74      | 1,02       | 5,62      | 60°   | 330   | 3,88      | 1,51       | 2,56      |
| 26°                             | 261   | 5,71      | 2,00       | 2,86      | 61°   | 317   | 3,86      | 1,56       | 2,47      |
| 27°                             | 188   | 5,67      | 0,98       | 5,80      | 62°   | 214   | 3,77      | 1,03       | 3,65      |
| 28°                             | 006   | 5,62      | 2,46       | 2,28      | 63°   | 314   | 3,69      | 1,04       | 3,55      |
| 29°                             | 268   | 5,60      | 1,47       | 3,80      | 64°   | 244   | 3,65      | 0,97       | 3,74      |
| 30°                             | 359   | 5,29      | 2,03       | 2,61      | 65°   | 027   | 3,56      | 2,06       | 1,73      |
| 31°                             | 253   | 5,27      | 0,99       | 5,34      |       |       |           |            |           |
| 32°                             | 301   | 5,26      | 2,07       | 2,55      |       |       |           |            |           |
| 33°                             | 202   | 5,12      | 1,56       | 3,29      |       |       |           |            |           |
| 34°                             | 042   | 5,12      | 2,88       | 1,78      |       |       |           |            |           |
| 35°                             | 041   | 5,08      | 4,54       | 1,12      |       |       |           |            |           |

Tabela 7-13 – Resultados da aplicação do Índice de Severidade para a LT MC-VP referente às 65 primeiras torres selecionadas.

Conforme esperado, a curva do índice de amplitude acompanha a curva de resistências, indicando sua grande influência no estabelecimento da sobretensão resultante na cadeia de isoladores. A prevalência do  $I_{FREQ}$  sobre o  $I_{AMP}$ , considerando-se todas as estruturas da linha, ocorre em 36,88% dos casos.

**LT - Montes Claros - Várzea da Palma**

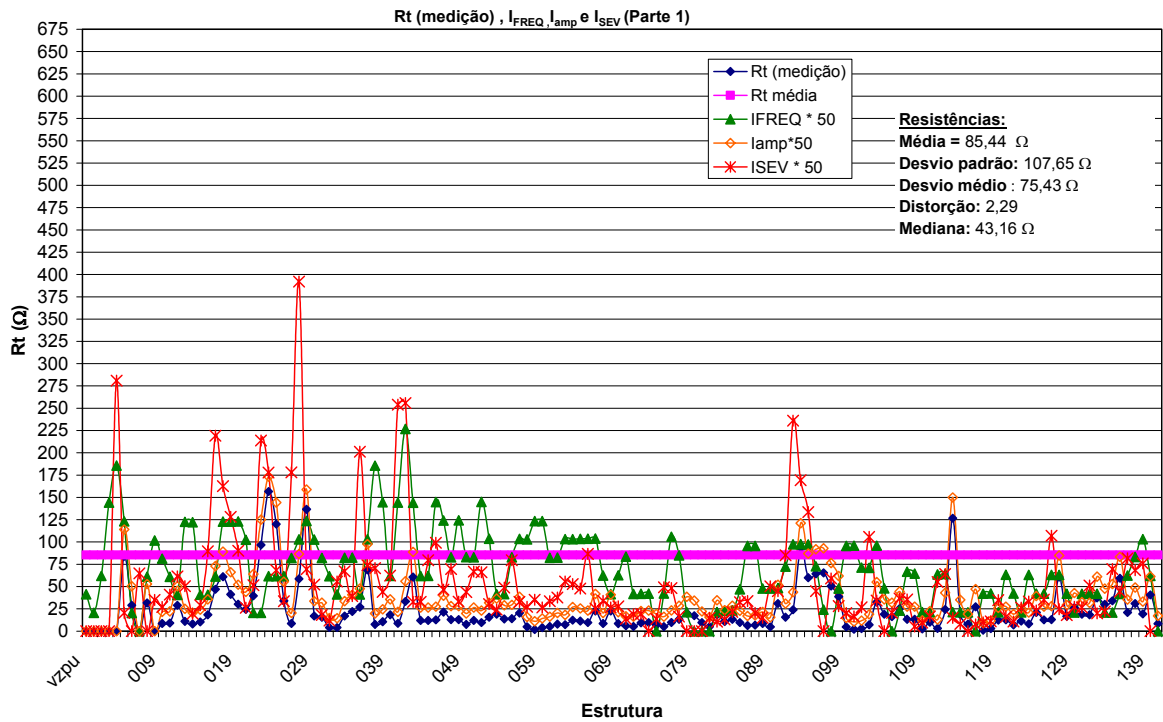


Figura 7-5 – Resistências de Aterramento e Índice de Severidade para a LT MC-VP (estruturas VZPU a 140)

**LT - Montes Claros - Várzea da Palma**

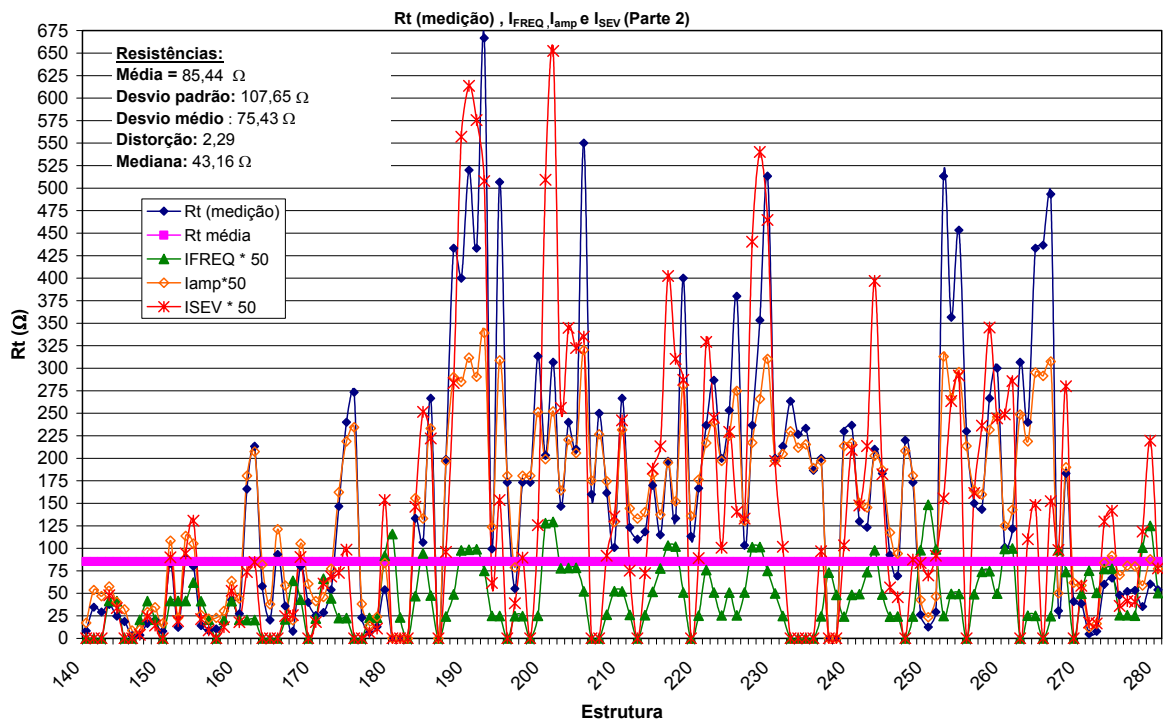


Figura 7-6 – Resistências de Aterramento e Índice de Severidade para a LT MC-VP (estruturas 140 a 280)

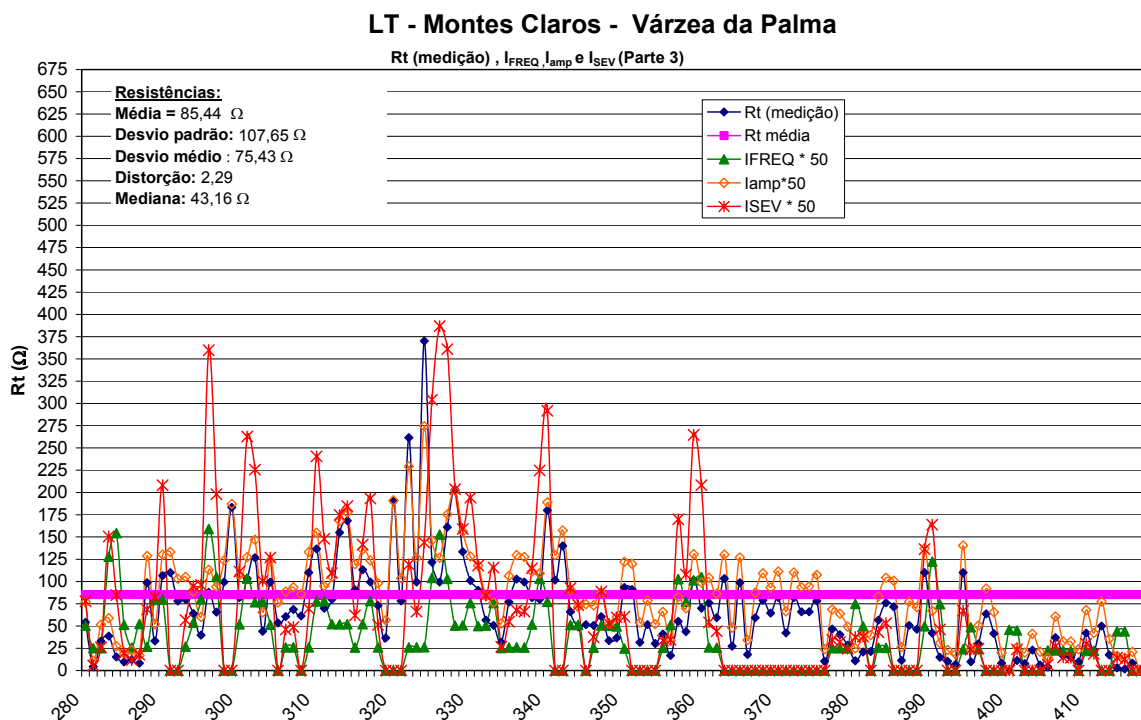


Figura 7-7 – Resistências de Aterramento e Índice de Severidade para a LT MC-VP (estruturas 280 a MCLU)

### ***LT Itutinga – São João Del Rei***

São duas LT's “paralelas”, que se diferenciam principalmente pelo traçado final: Itutinga (Usina) – São João Del Rei e Itutinga (SE) – São João Del Rei.

A LT Itutinga (Usina) – São João Del Rei tem 44 km de extensão e 108 estruturas. Foram selecionadas 87 estruturas (21 torres com falta de dados).

A densidade média de descargas por vão, utilizando-se a faixa de 500m de raio ao longo da linha, é de 4,94 *strokes*/km<sup>2</sup>/ano. Essa linha possui uma média de fluxos de corrente por torre de 12,39 *strokes*/torre. Foram selecionadas como torres mais críticas 20 estruturas (18,52% da linha), listadas na Tabela 7-14.

Já a LT Itutinga (SE) – São João Del Rei possui 112 estruturas, sendo que 105 torres foram classificadas pelo índice de Severidade (7 torres com falta de dados). Na Tabela 7-15, tem-se a relação das 20 torres mais críticas (17,86% da linha), bem como seus respectivos índices. A densidade média de descargas por vão é de 4,90 *strokes*/km<sup>2</sup>/ano, e o número médio de fluxos de corrente por torre é de 11,95 *strokes*/torre.

| <b>Índice de Severidade – LT IU-SJ</b> |              |                               |                                |                               |
|--|--------------|-------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|
| <b>Ordem</b>                           | <b>Torre</b> | <b><i>I<sub>SEV</sub></i></b> | <b><i>I<sub>FREQ</sub></i></b> | <b><i>I<sub>AMP</sub></i></b> |
| 1°                                     | 006          | 4,14                          | 0,78                           | 5,29                          |
| 2°                                     | 012          | 2,11                          | 0,40                           | 5,30                          |
| 3°                                     | 072          | 1,70                          | 1,77                           | 0,96                          |
| 4°                                     | 065          | 1,46                          | 1,57                           | 0,93                          |
| 5°                                     | 073          | 1,31                          | 1,44                           | 0,91                          |
| 6°                                     | 001          | 1,26                          | 0,24                           | 5,30                          |
| 7°                                     | 003          | 1,24                          | 0,23                           | 5,33                          |
| 8°                                     | 067          | 1,24                          | 1,30                           | 0,95                          |
| 9°                                     | 016          | 1,18                          | 1,27                           | 0,93                          |
| 10°                                    | 023          | 1,15                          | 1,83                           | 0,63                          |
| 11°                                    | 058          | 1,04                          | 1,40                           | 0,75                          |
| 12°                                    | 080          | 1,04                          | 1,11                           | 0,93                          |
| 13°                                    | 022          | 1,03                          | 1,50                           | 0,68                          |
| 14°                                    | 087          | 1,02                          | 1,13                           | 0,91                          |
| 15°                                    | 071          | 0,98                          | 1,06                           | 0,93                          |
| 16°                                    | 010          | 0,96                          | 1,04                           | 0,93                          |
| 17°                                    | 050          | 0,96                          | 1,16                           | 0,83                          |
| 18°                                    | 021          | 0,93                          | 1,42                           | 0,65                          |
| 19°                                    | 029          | 0,87                          | 1,30                           | 0,67                          |
| 20°                                    | 035          | 0,85                          | 1,46                           | 0,58                          |

Tabela 7-14 – Resultados da aplicação do Índice de Severidade para a LT IU-SJ referente às 20 primeiras torres selecionadas

| <b>Índice de Severidade – LT IS-SJ</b> |              |                               |                                |                               |
|--|--------------|-------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|
| <b>Ordem</b>                           | <b>Torre</b> | <b><i>I<sub>SEV</sub></i></b> | <b><i>I<sub>FREQ</sub></i></b> | <b><i>I<sub>AMP</sub></i></b> |
| 1°                                     | 020          | 2,14                          | 2,22                           | 0,97                          |
| 2°                                     | 023          | 1,58                          | 1,73                           | 0,91                          |
| 3°                                     | 006          | 1,57                          | 0,89                           | 1,76                          |
| 4°                                     | 021          | 1,50                          | 1,64                           | 0,91                          |
| 5°                                     | 059          | 1,38                          | 1,56                           | 0,89                          |
| 6°                                     | 073          | 1,37                          | 1,49                           | 0,92                          |
| 7°                                     | 015          | 1,29                          | 0,73                           | 1,77                          |
| 8°                                     | 016          | 1,24                          | 1,31                           | 0,94                          |
| 9°                                     | 058          | 1,21                          | 1,37                           | 0,88                          |
| 10°                                    | 052          | 1,19                          | 1,85                           | 0,65                          |
| 11°                                    | 072          | 1,18                          | 1,84                           | 0,64                          |
| 12°                                    | 009          | 1,13                          | 1,17                           | 0,97                          |
| 13°                                    | 067          | 1,12                          | 1,26                           | 0,89                          |
| 14°                                    | 044          | 1,11                          | 1,59                           | 0,70                          |
| 15°                                    | 056          | 1,03                          | 1,19                           | 0,86                          |
| 16°                                    | 051          | 0,94                          | 1,59                           | 0,59                          |
| 17°                                    | 095          | 0,93                          | 0,95                           | 0,97                          |
| 18°                                    | 071          | 0,90                          | 1,18                           | 0,76                          |
| 19°                                    | 011          | 0,88                          | 1,00                           | 0,88                          |
| 20°                                    | 047          | 0,88                          | 1,26                           | 0,70                          |

Tabela 7-15 – Resultados da aplicação do Índice de Severidade para a LT IS-SJ referente às 20 primeiras torres selecionadas

As Figuras 7-8 e 7-9 apresentam as resistências de aterramento e os índices obtidos para ambas as linhas. O Índice de Severidade, de uma maneira geral, apresentou baixa amplitude. Se forem consideradas as 20 torres selecionadas para cada LT, tem-se uma razão no  $I_{SEV}$  de 4,14 para 0,85 (LT Itutinga (Usina) – São João Del Rei) e 2,14 para 0,88 para a LT Itutinga (SE) - São João Del Rei. Para a última torre classificada, o valor do índice de severidade é 0,09 para a primeira linha e nulo para a outra linha.

De modo geral ambas linhas apresentam baixas resistências de aterramento, exceto para as primeiras estruturas (aproximadamente até a 017 para LT IU-SJ e 013 para LT IS-SJ, sendo que ambas apresentam mediana de 9  $\Omega$ ). As resistências de aterramento apresentam alto grau de dispersão, principalmente no caso da LT Itutinga (Usina) - São João Del Rei.

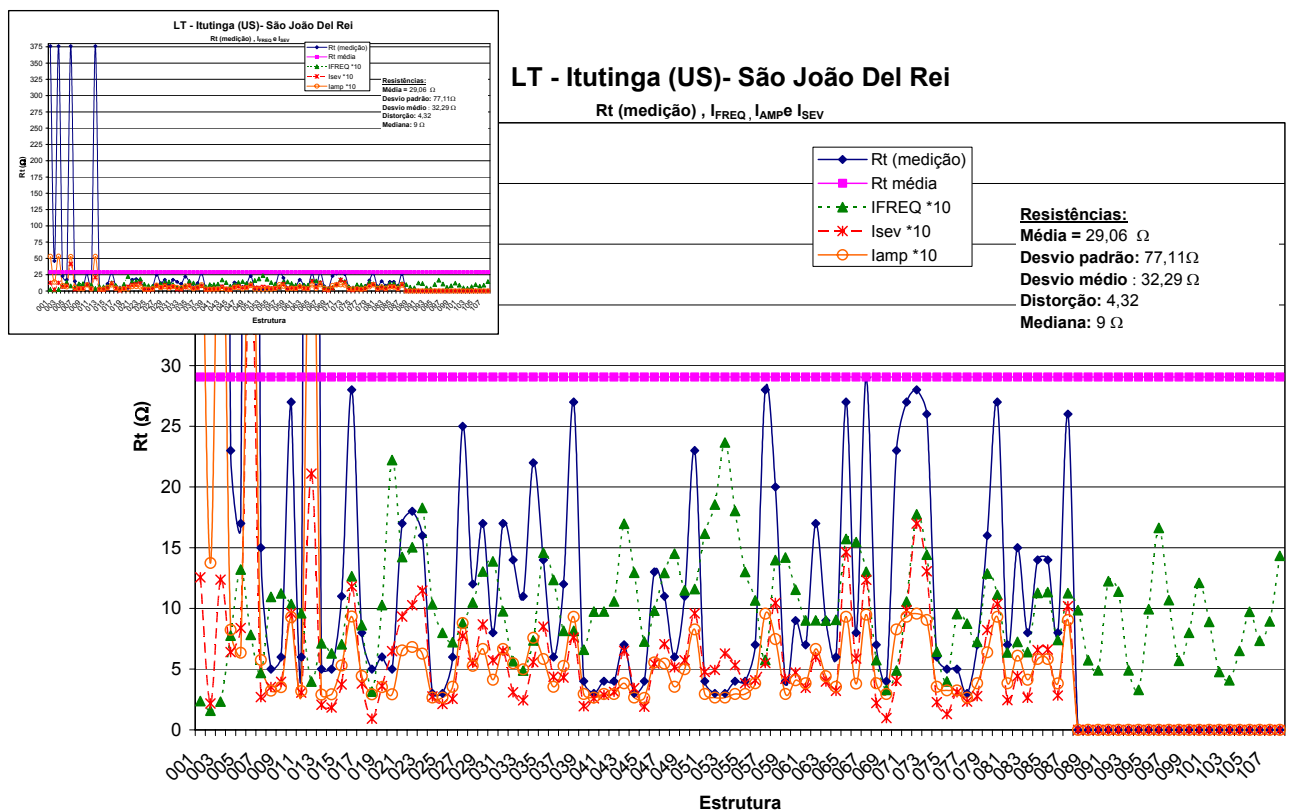


Figura 7-8 – Resistências de aterramento e Índice de Severidade para a LT IU-SJ. No detalhe, gráfico completo. Em destaque, zoom com as resistências até 30 ohms.

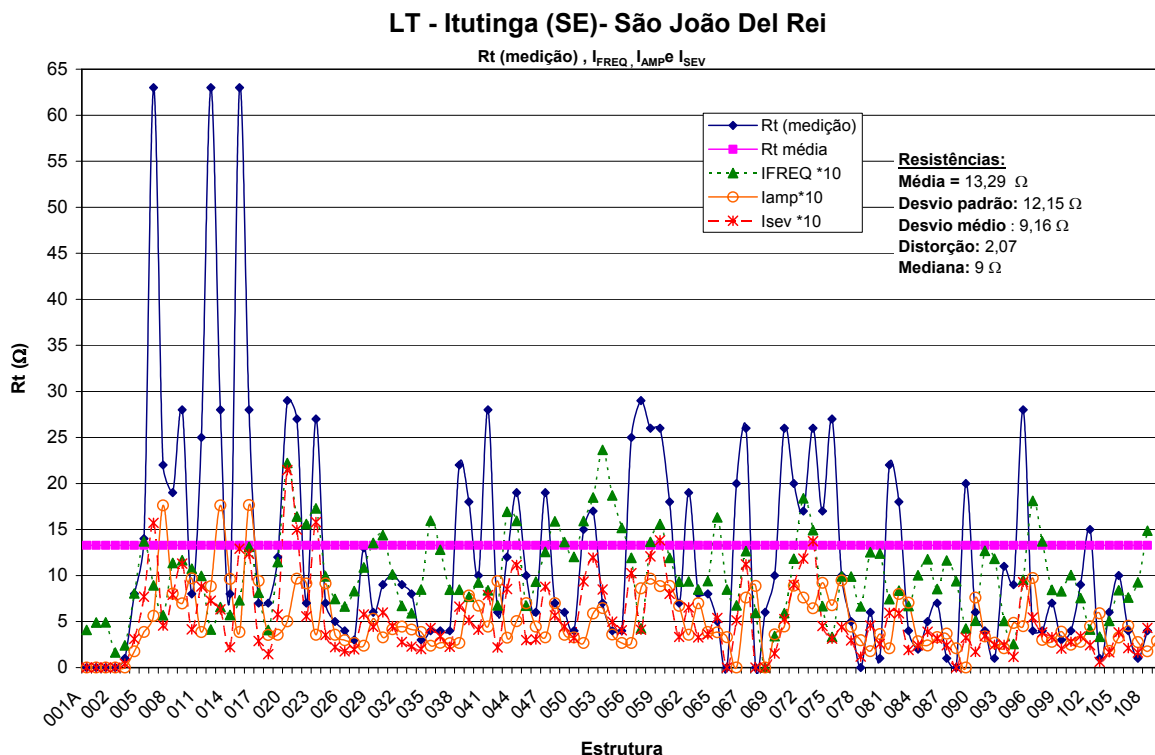


Figura 7-9 – Resistências de Aterramento e Índice de Severidade para a LT IS-SJ

A prevalência do Índice de Frequência sobre o Índice de Amplitude ocorreu em 79,82% dos casos para a LT Itutinga (SE) – São João Del Rei e 86,21 % para a LT Itutinga (Usina) – São João Del Rei.

#### 7.4.3.2 Aplicação em LT's de 230 kV

##### *LT Guilman Amorim – Ipatinga 1*

A LT GA-IP foi processada inicialmente em meados de 2002. [Dias, 2002]. À época, suas análises referiram-se a um banco de dados de 44 meses. Os resultados aqui apresentados diferem ligeiramente dos inicialmente apurados, pois se referem a períodos de dados diferentes e, também, a precisão do traçado da linha utilizado nas análises ora realizadas é maior<sup>43</sup>.

<sup>43</sup> Na primeira análise, o traçado da LT foi realizado através de cartas topográficas. Também as torres compreendidas entre o pórtico Guilman Amorim e a torre 77 não foram consideradas no estudo, por ausência de dados até a data do fechamento do mesmo. Nos resultados aqui apresentados, as coordenadas de cada estrutura foram obtidas por GPS (5m de precisão).

A linha possui 51 km de extensão, com 93 estruturas. Apenas 6 torres não foram selecionadas pelo índice de severidade, por não apresentar todos os dados necessários.

A densidade média de descargas por vão, utilizando-se a faixa de 500m de raio ao longo da linha foi de 3,74 *strokes*/km<sup>2</sup>/ano. De um modo geral, a análise de densidade por vão indica uma região mais susceptível à incidência de descargas (faixa da torre 86 a 102). O número de fluxos de corrente por torre alcançou uma média de 13,55 *strokes*/torre.

Foram selecionadas como torres mais críticas as 15 estruturas listadas na Tabela 7-16 (16,13% da linha). De uma maneira geral, o Índice de Severidade apresentou significativa variação em sua amplitude (de 13,63 a 4,02 para as 15 torres selecionadas e 0,13 para a última torre classificada).

| <b>Índice de Severidade – LT GA-IP</b> |              |                               |                                |                               |
|--|--------------|-------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|
| <b>Ordem</b>                           | <b>Torre</b> | <b><i>I</i><sub>SEV</sub></b> | <b><i>I</i><sub>FREQ</sub></b> | <b><i>I</i><sub>AMP</sub></b> |
| 1°                                     | 3A           | 13,63                         | 2,35                           | 5,80                          |
| 2°                                     | 2A           | 12,07                         | 2,80                           | 4,31                          |
| 3°                                     | 98           | 9,03                          | 2,55                           | 3,54                          |
| 4°                                     | 99           | 8,30                          | 2,15                           | 3,87                          |
| 5°                                     | 92           | 7,96                          | 2,68                           | 2,97                          |
| 6°                                     | 122          | 7,66                          | 1,60                           | 4,78                          |
| 7°                                     | 78           | 7,39                          | 1,84                           | 4,02                          |
| 8°                                     | 90           | 7,20                          | 2,96                           | 2,43                          |
| 9°                                     | 120          | 6,65                          | 1,00                           | 6,64                          |
| 10°                                    | 91           | 6,58                          | 4,46                           | 1,48                          |
| 11°                                    | 125          | 6,07                          | 1,60                           | 3,79                          |
| 12°                                    | 81           | 4,70                          | 0,90                           | 5,21                          |
| 13°                                    | 103          | 4,69                          | 0,95                           | 4,94                          |
| 14°                                    | 102          | 4,24                          | 1,49                           | 2,84                          |
| 15°                                    | 86           | 4,02                          | 1,53                           | 2,63                          |

Tabela 7-16 – Resultados da aplicação do Índice de Severidade para a LT GA-IP referente às 15 primeiras torres selecionadas.

As resistências de aterramento de cada estrutura da LT GA-IP são apresentadas no gráfico a seguir. De uma maneira geral, possuem altos valores e apresentam alto grau de distorção.

Na Figura 7-10, tem-se a variação das resistências de aterramento  $R_g$  da linha, bem como o índice de frequência, índice de amplitude e o índice de severidade. Apenas para fins de melhor visualização, o  $I_{SEV}$  foi multiplicado por 50 e o  $I_{FREQ}$  e  $I_{AMP}$  por 100.

A prevalência do Índice de Frequência sobre o Índice de Amplitude ocorreu em 16,13% dos casos.

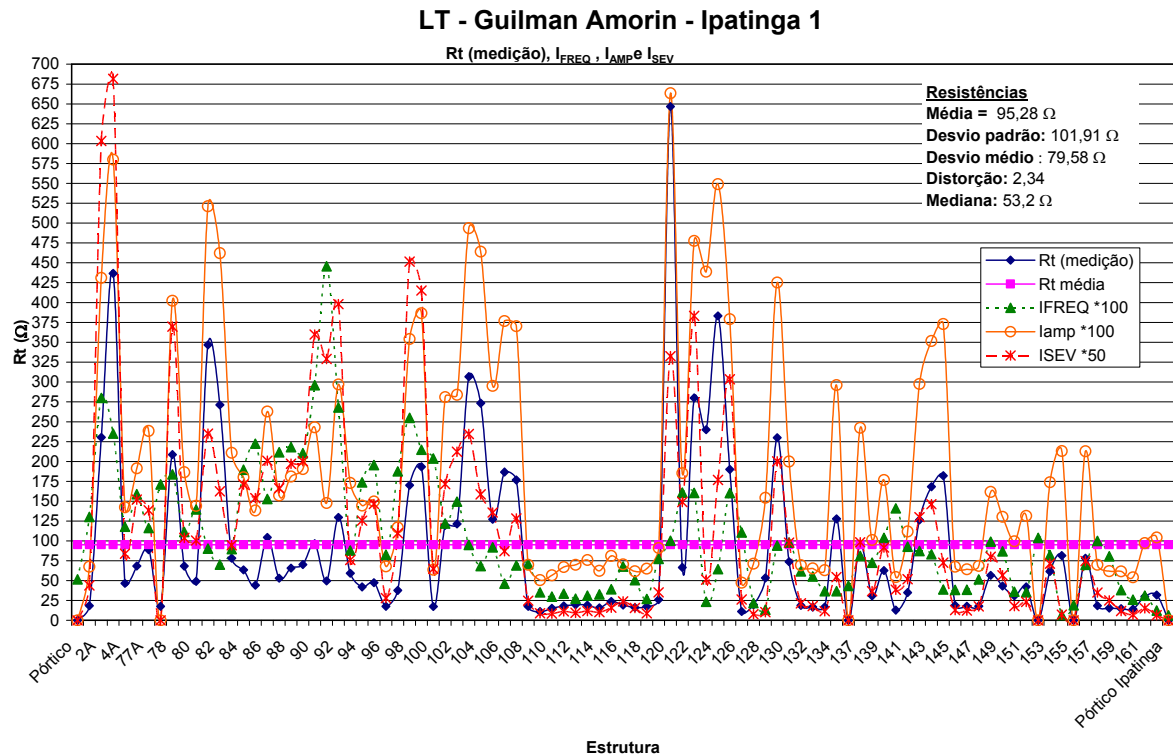


Figura 7-10 – Resistências de Aterramento e Índice de Severidade para a LT GA-IP.

### ***LT Taquaril – Itabira 2***

Esta linha situa-se na Região Metropolitana de Belo Horizonte, atingindo também a região leste do Estado. Possui 85 km de extensão e compõe-se de 183 estruturas. Foram analisadas 174 torres, pois em 9 não estavam disponibilizados dados de aterramento.

Através de análise de densidade por vão (*buffer* de 500m) realizada num período de 6 anos (1999 a 2004), obtém-se densidade média de 2,87 *strokes*/km<sup>2</sup>/ano. A média de fluxos de corrente por torre em toda a linha é de 7,93 *strokes*/torre.

A Tabela 7-17 apresenta as 30 torres indicadas como mais críticas da linha (16,39% da LT). Considerando-se as 30 torres selecionadas, tem-se uma razão no  $I_{SEV}$  de 12,01 para 1,52. Abaixo destas torres, (a partir da 36ª estrutura selecionada), os valores dos índices são muito próximos, tornando-se mais “vulneráveis” ou “sensíveis” à incidência de descargas (as resistências de aterramento são baixas e similares).

| <b>Índice de Severidade – LT TQ-IT</b> |              |                             |                              |                             |
|--|--------------|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------|
| <b>Ordem</b>                           | <b>Torre</b> | <b><math>I_{SEV}</math></b> | <b><math>I_{FREQ}</math></b> | <b><math>I_{AMP}</math></b> |
| 1º                                     | 079          | 12,01                       | 2,37                         | 5,06                        |
| 2º                                     | 035          | 4,32                        | 1,35                         | 3,20                        |
| 3º                                     | 030          | 3,67                        | 2,11                         | 1,74                        |
| 4º                                     | 013          | 3,66                        | 3,18                         | 1,15                        |
| 5º                                     | 036          | 3,52                        | 1,79                         | 1,97                        |
| 6º                                     | 033          | 3,25                        | 0,89                         | 3,67                        |
| 7º                                     | 012          | 3,16                        | 2,77                         | 1,14                        |
| 8º                                     | 146          | 3,16                        | 2,27                         | 1,39                        |
| 9º                                     | 037          | 3,03                        | 1,51                         | 2,01                        |
| 10º                                    | 032          | 2,80                        | 2,91                         | 0,96                        |
| 11º                                    | 007          | 2,77                        | 2,36                         | 1,18                        |
| 12º                                    | 011          | 2,74                        | 1,48                         | 1,85                        |
| 13º                                    | 031          | 2,52                        | 3,22                         | 0,78                        |
| 14º                                    | 014          | 2,50                        | 2,12                         | 1,18                        |
| 15º                                    | 147          | 2,40                        | 1,68                         | 1,43                        |
| 16º                                    | 029          | 2,31                        | 1,57                         | 1,47                        |
| 17º                                    | 034          | 2,20                        | 0,65                         | 3,39                        |
| 18º                                    | 038          | 1,98                        | 1,22                         | 1,62                        |
| 19º                                    | 010          | 1,94                        | 1,47                         | 1,31                        |
| 20º                                    | 017          | 1,93                        | 3,03                         | 0,64                        |
| 21º                                    | 008          | 1,93                        | 1,70                         | 1,14                        |
| 22º                                    | 078          | 1,89                        | 2,81                         | 0,67                        |
| 23º                                    | 015          | 1,88                        | 2,05                         | 0,92                        |
| 24º                                    | 016          | 1,87                        | 2,60                         | 0,72                        |
| 25º                                    | 022          | 1,81                        | 1,15                         | 1,58                        |
| 26º                                    | 080          | 1,80                        | 1,43                         | 1,26                        |
| 27º                                    | 006          | 1,71                        | 1,38                         | 1,24                        |
| 28º                                    | 041          | 1,69                        | 0,99                         | 1,70                        |
| 29º                                    | 172          | 1,63                        | 0,95                         | 1,71                        |
| 30º                                    | 021          | 1,52                        | 1,12                         | 1,36                        |

Tabela 7-17 – Resultados da aplicação do Índice de Severidade para a LT TQ-IT referente às 30 primeiras torres selecionadas.

A Figura 7-11 apresenta os valores das resistências de aterramento da linha, bem como os índices obtidos: de frequência, de amplitude e o Índice de Severidade. Para fins de melhor escala, o  $I_{SEV}$  foi multiplicado por 20 e o  $I_{FREQ}$  e  $I_{AMP}$  por 50.

As resistências de aterramento apresentaram alto grau de distorção. A prevalência do índice de frequência sobre o índice de amplitude ocorreu em 59,77% dos casos.

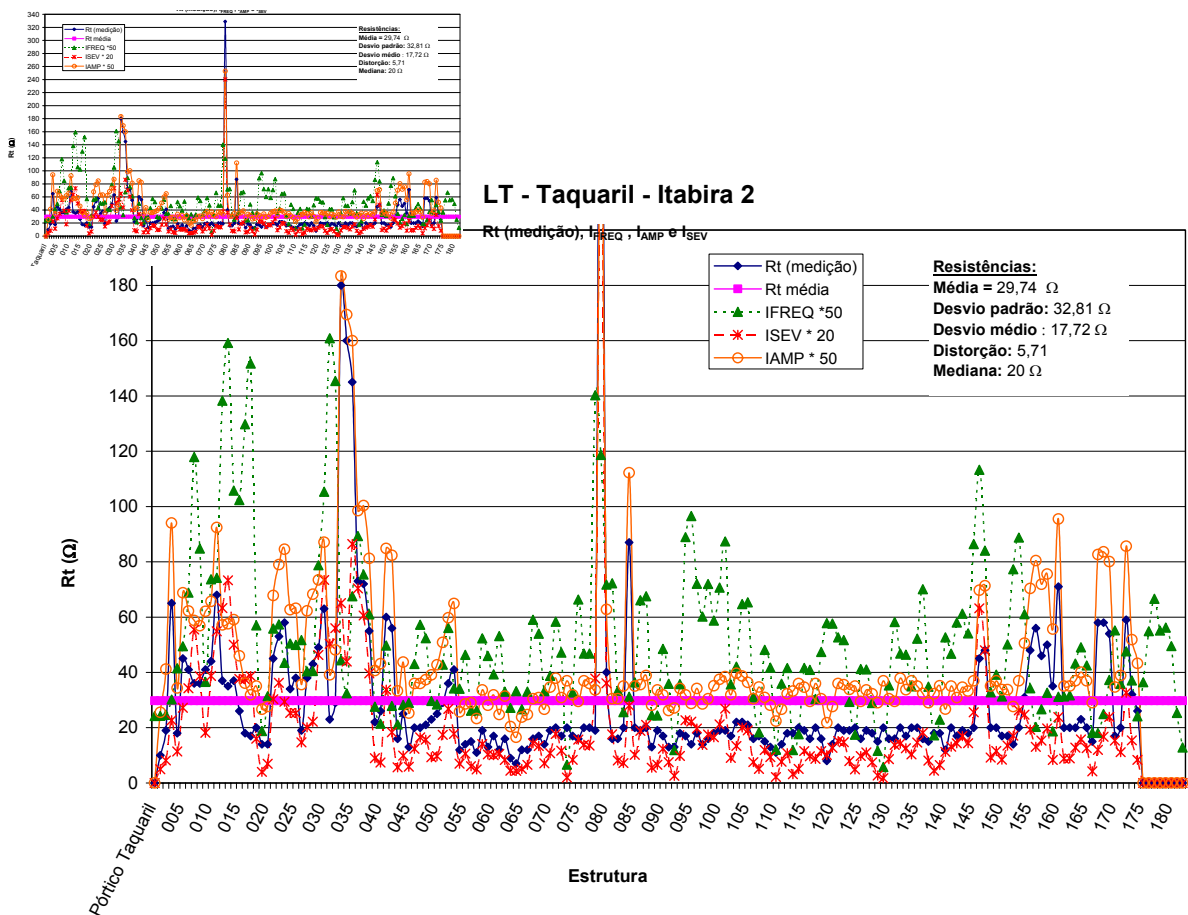


Figura 7-11 – Resistências de aterramento e Índice de Severidade para a LT TQ-IT. No detalhe, gráfico completo. Em destaque, zoom com as resistências até 180 ohms.

### 7.4.3.3 Aplicação em LT's de 345 kV

#### *LT Barbacena 2 – Juiz de Fora 1*

A linha BB-JF possui 157 estruturas e 74 km de extensão. Foram selecionadas pelo Índice de Severidade 153 estruturas, sendo que 25 (15,92% da LT) foram apontadas como mais críticas, listadas na Tabela 7-18.

A densidade média de descargas por vão, utilizando-se a faixa de 500m de raio ao longo da linha foi de 8,61 *strokes*/km<sup>2</sup>/ano, e o número médio de fluxos de corrente foi de 25,27 *strokes*/torre.

De uma maneira geral, o Índice de Severidade apresentou baixa amplitude (de 1,58 a 0,57 para as torres selecionadas e 0,29 para a última torre classificada), tornando-se, desta forma, mais “vulnerável” ou “sensível” à incidência de descargas.

| Índice de Severidade – LT BB-JF |       |           |            |           |
|---------------------------------|-------|-----------|------------|-----------|
| Ordem                           | Torre | $I_{SEV}$ | $I_{FREQ}$ | $I_{AMP}$ |
| 1°                              | 131   | 1,58      | 1,54       | 1,03      |
| 2°                              | 39    | 1,55      | 2,26       | 0,69      |
| 3°                              | 36    | 1,46      | 1,69       | 0,86      |
| 4°                              | 28    | 1,25      | 1,54       | 0,81      |
| 5°                              | 2     | 1,21      | 1,28       | 0,94      |
| 6°                              | 37    | 1,19      | 2,01       | 0,59      |
| 7°                              | 51    | 1,19      | 1,69       | 0,70      |
| 8°                              | 38    | 1,16      | 2,87       | 0,40      |
| 9°                              | 86    | 1,13      | 1,27       | 0,89      |
| 10°                             | 138   | 1,12      | 1,12       | 1,00      |
| 11°                             | 42    | 1,10      | 1,75       | 0,63      |
| 12°                             | 5     | 0,97      | 1,51       | 0,64      |
| 13°                             | 40    | 0,96      | 1,31       | 0,73      |
| 14°                             | 92    | 0,93      | 1,06       | 0,88      |
| 15°                             | 24    | 0,90      | 0,83       | 1,09      |
| 16°                             | 17    | 0,89      | 0,98       | 0,91      |
| 17°                             | 98    | 0,89      | 1,72       | 0,52      |
| 18°                             | 41    | 0,87      | 1,71       | 0,51      |
| 19°                             | 140   | 0,87      | 1,22       | 0,71      |
| 20°                             | 29    | 0,85      | 1,28       | 0,66      |
| 21°                             | 99    | 0,84      | 1,19       | 0,71      |
| 22°                             | 50    | 0,84      | 1,29       | 0,65      |
| 23°                             | 75    | 0,82      | 1,15       | 0,72      |
| 24°                             | 82    | 0,82      | 1,51       | 0,55      |
| 25°                             | 141   | 0,81      | 1,41       | 0,57      |

Tabela 7-18 – Resultados da aplicação do Índice de Severidade para a LT BB-JF referente às 25 primeiras torres selecionadas.

Esta linha possui baixas resistências de aterramentos (vide Figura 7-12). No gráfico, tem-se a variação das resistências de aterramento da linha, bem como os índices de frequência, amplitude e severidade. Apenas para fins de melhor escala, os valores do  $I_{FREQ}$  foram multiplicados por 10 e os demais índices por 20.

Na curva do  $I_{SEV}$  pode-se observar três regiões da linha distintas: a partir da estrutura 20 a 57, 57 a 106 e 106 a 153. Estas regiões comportam-se como uma “parábola”, indicando 3 pontos mais susceptíveis à faltas (respectivamente, estruturas 39, 86 e 131), que conjugam

maiores valores de  $R_g$  e incidência de descargas. O índice de frequência prevaleceu sobre o índice de amplitude em 88,24% dos casos.

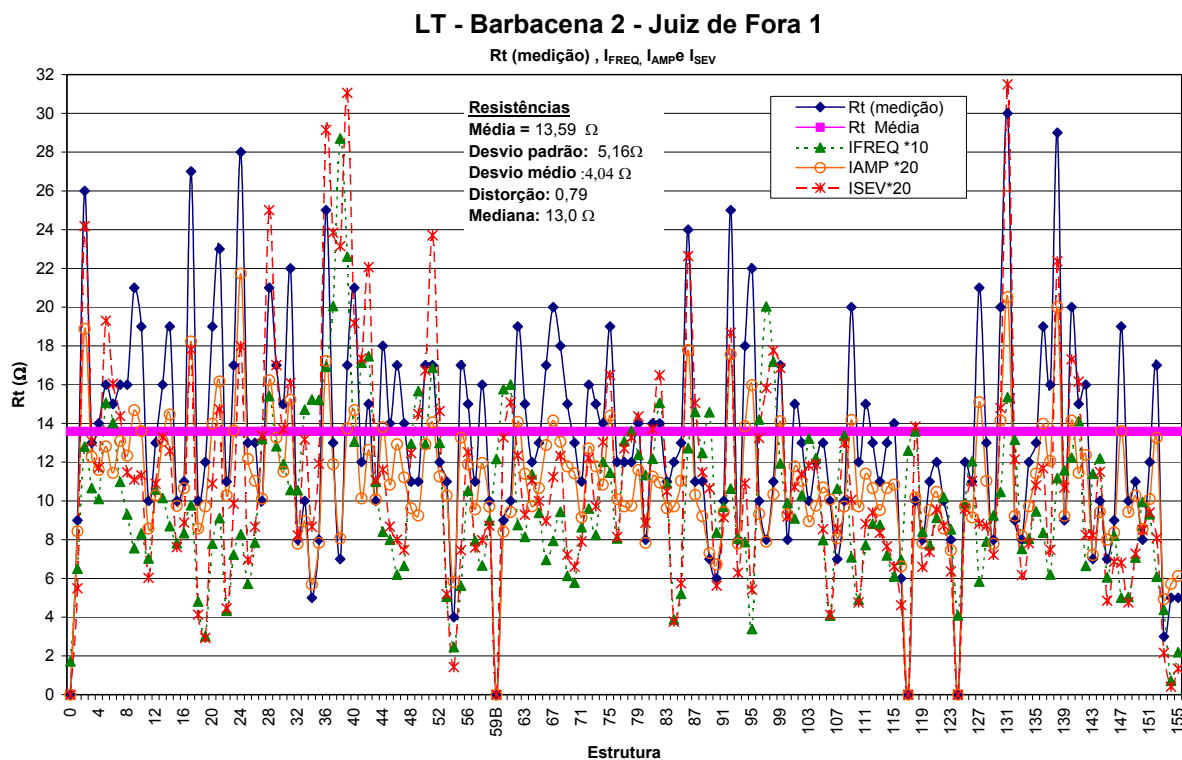


Figura 7-12 – Resistências de aterramento e Índice de Severidade para a LT BB-JF.

### ***LT Neves 1 – Taquaril***

Situada na Região Metropolitana de Belo Horizonte, esta linha possui 43 km de extensão e 112 estruturas. Apenas 7 torres não foram selecionadas pelo Índice de Severidade, por não possuir todos os dados necessários para análise.

A LT NV-TQ apresenta densidade média de descargas por vão de 2,96 *strokes*/km<sup>2</sup>/ano e uma média de fluxos de corrente por torre de 6,96 *strokes*/torre.

Na Tabela 7-19, tem-se o resultado obtido para as 20 primeiras estruturas selecionadas (17,86% da LT). O Índice de Severidade, de uma maneira geral, apresentou baixa amplitude (de 2,25 a 0,60 para as torres selecionadas e 0,00 para a última torre classificada). Observa-se também que esta linha possui baixas resistências de aterramento, porém grande distorção (vide gráfico). Tais medições foram obtidas em julho de 1977, o que

lhes confere baixa credibilidade. Na impossibilidade de obter novas medições, foram utilizados os valores disponíveis.

| <b>Índice de Severidade – LT NV-TQ</b> |              |                             |                              |                             |
|--|--------------|-----------------------------|------------------------------|-----------------------------|
| <b>Ordem</b>                           | <b>Torre</b> | <b><math>I_{SEV}</math></b> | <b><math>I_{FREQ}</math></b> | <b><math>I_{AMP}</math></b> |
| 1º                                     | 068          | 2,25                        | 1,79                         | 1,26                        |
| 2º                                     | 069          | 1,61                        | 1,26                         | 1,28                        |
| 3º                                     | 057          | 1,42                        | 3,27                         | 0,43                        |
| 4º                                     | 078          | 1,38                        | 2,28                         | 0,61                        |
| 5º                                     | 087          | 1,18                        | 1,64                         | 0,72                        |
| 6º                                     | 088          | 1,08                        | 1,84                         | 0,59                        |
| 7º                                     | 077          | 0,98                        | 2,78                         | 0,35                        |
| 8º                                     | 059          | 0,94                        | 2,24                         | 0,42                        |
| 9º                                     | 058          | 0,88                        | 2,67                         | 0,33                        |
| 10º                                    | 100          | 0,88                        | 2,14                         | 0,41                        |
| 11º                                    | 092          | 0,82                        | 1,36                         | 0,61                        |
| 12º                                    | 097          | 0,75                        | 1,29                         | 0,58                        |
| 13º                                    | 060          | 0,75                        | 1,51                         | 0,50                        |
| 14º                                    | 045          | 0,74                        | 1,33                         | 0,56                        |
| 15º                                    | 086          | 0,72                        | 1,13                         | 0,64                        |
| 16º                                    | 011          | 0,69                        | 1,06                         | 0,66                        |
| 17º                                    | 010          | 0,68                        | 0,76                         | 0,91                        |
| 18º                                    | 070          | 0,68                        | 1,25                         | 0,54                        |
| 19º                                    | 099          | 0,67                        | 2,10                         | 0,32                        |
| 20º                                    | 103          | 0,60                        | 1,49                         | 0,40                        |

Tabela 7-19 – Resultados da aplicação do Índice de Severidade para a LT NV-TQ referente às 20 primeiras torres selecionadas.

Os valores dos índices calculados para cada estrutura da linha são muito próximos (baixa amplitude), tornando-se mais “vulneráveis” ou “sensíveis” à eventual incidência de descargas.

Na Figura 7-13, tem-se a variação das  $R_g$  da linha, bem como os índices calculados. A distribuição do  $I_{SEV}$  ao longo da linha indica regiões mais propensas à faltas, representadas por “picos” (por exemplo, estruturas 057 a 065; 068 a 071; 077 a 079; 087 a 090).

A prevalência do índice de frequência sobre o índice de amplitude ocorreu em 69,64% das estruturas.

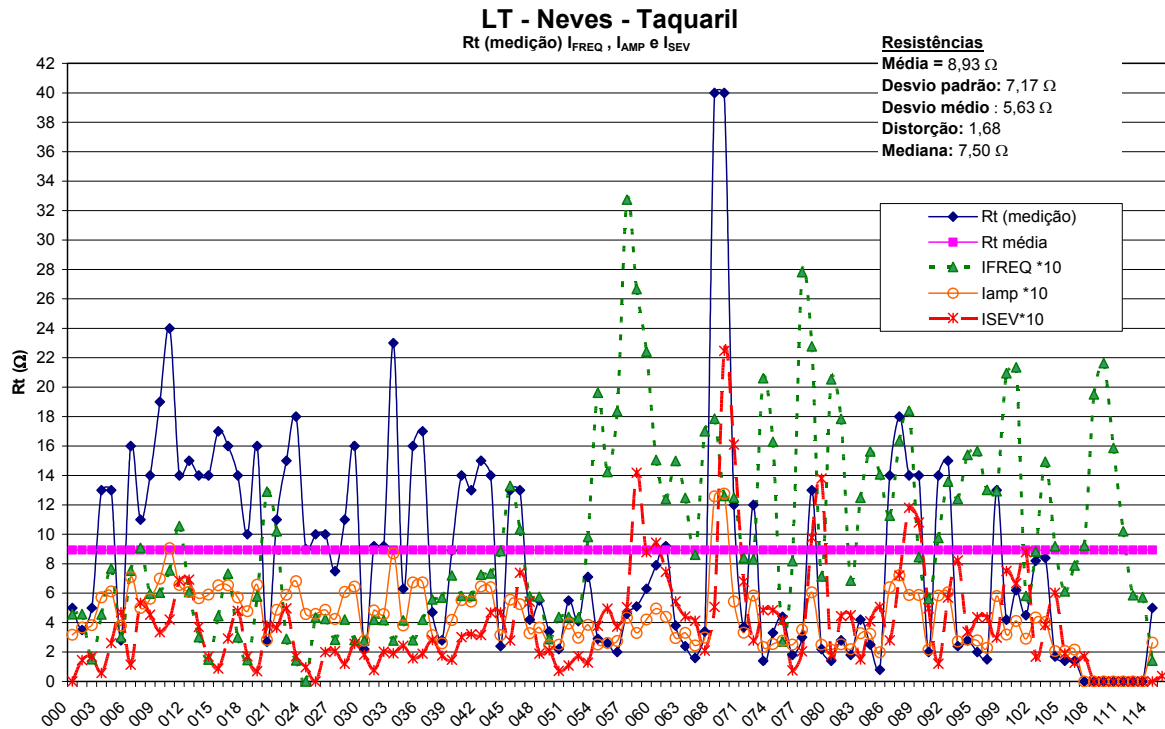


Figura 7-13 – Resistências de aterramento e Índice de Severidade para a LT NV-TQ.

#### 7.4.3.4 Aplicação em LT's de 500 kV

##### *LT Jaguará – Nova Ponte*

Esta é uma linha de 106 km, situada no Triângulo Mineiro. Possui 251 estruturas, das quais 245 foram selecionadas pelo Índice de Severidade. A LT JG-NP apresenta uma densidade média de descargas por vão de 3,86 *strokes*/km<sup>2</sup>/ano, e número médio de fluxos de corrente por torre igual a 9,69 *strokes*/torre.

A Tabela 7-20 apresenta as 40 primeiras torres selecionadas como mais críticas da linha (15,94 % da LT). O Índice de Severidade apresentou baixa amplitude (de 1,95 a 0,92 para as torres selecionadas e 0,15 para a última torre classificada).

As Figuras 7-14 e 7-15 apresentam as resistências de aterramento da linha e os índices encontrados. De uma maneira geral, as resistências possuem bons valores e baixo grau de distorção. Apenas para fins de melhor escala, os valores dos índices foram multiplicados por 20 e a linha foi dividida em duas partes: estrutura 459B até 578, e estrutura 578 ao pórtico.

A prevalência do índice de frequência sobre o índice de amplitude ocorreu em 75,92% dos casos.

| <b>Índice de Severidade – LT JG-NP</b> |              |                               |                                |                               |
|--|--------------|-------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|
| <b>Ordem</b>                           | <b>Torre</b> | <b><i>I<sub>SEV</sub></i></b> | <b><i>I<sub>FREQ</sub></i></b> | <b><i>I<sub>AMP</sub></i></b> |
| 1°                                     | 636          | 1,95                          | 2,14                           | 0,91                          |
| 2°                                     | 676          | 1,76                          | 1,89                           | 0,93                          |
| 3°                                     | 674          | 1,75                          | 2,32                           | 0,75                          |
| 4°                                     | 615          | 1,74                          | 2,04                           | 0,85                          |
| 5°                                     | 656          | 1,67                          | 1,69                           | 0,99                          |
| 6°                                     | 678          | 1,66                          | 1,86                           | 0,89                          |
| 7°                                     | 661          | 1,51                          | 1,87                           | 0,81                          |
| 8°                                     | 617          | 1,51                          | 1,54                           | 0,98                          |
| 9°                                     | 529          | 1,49                          | 1,48                           | 1,01                          |
| 10°                                    | 618          | 1,49                          | 1,83                           | 0,81                          |
| 11°                                    | 608          | 1,40                          | 1,40                           | 1,00                          |
| 12°                                    | 562          | 1,38                          | 1,34                           | 1,03                          |
| 13°                                    | 614          | 1,36                          | 1,42                           | 0,96                          |
| 14°                                    | 675          | 1,36                          | 2,41                           | 0,56                          |
| 15°                                    | 654          | 1,28                          | 1,80                           | 0,71                          |
| 16°                                    | 520          | 1,25                          | 1,37                           | 0,91                          |
| 17°                                    | 662          | 1,25                          | 1,66                           | 0,75                          |
| 18°                                    | 629          | 1,23                          | 1,29                           | 0,95                          |
| 19°                                    | 599          | 1,23                          | 1,41                           | 0,87                          |
| 20°                                    | 587          | 1,14                          | 1,39                           | 0,82                          |
| 21°                                    | 667          | 1,14                          | 1,76                           | 0,65                          |
| 22°                                    | 672          | 1,12                          | 2,09                           | 0,54                          |
| 23°                                    | 605          | 1,08                          | 1,08                           | 1,00                          |
| 24°                                    | 475          | 1,08                          | 1,17                           | 0,92                          |
| 25°                                    | 503          | 1,07                          | 1,07                           | 1,00                          |
| 26°                                    | 695          | 1,02                          | 1,04                           | 0,99                          |
| 27°                                    | 680          | 1,02                          | 1,34                           | 0,76                          |
| 28°                                    | 625          | 1,02                          | 1,19                           | 0,86                          |
| 29°                                    | 655          | 1,01                          | 1,80                           | 0,56                          |
| 30°                                    | 658          | 1,01                          | 1,14                           | 0,88                          |
| 31°                                    | 627          | 1,00                          | 1,08                           | 0,92                          |
| 32°                                    | 682          | 0,99                          | 1,61                           | 0,62                          |
| 33°                                    | 626          | 0,99                          | 1,20                           | 0,83                          |
| 34°                                    | 657          | 0,98                          | 1,57                           | 0,63                          |
| 35°                                    | 578          | 0,95                          | 1,18                           | 0,80                          |
| 36°                                    | 589          | 0,95                          | 1,17                           | 0,81                          |
| 37°                                    | 581          | 0,94                          | 1,07                           | 0,87                          |
| 38°                                    | 663          | 0,93                          | 1,57                           | 0,60                          |
| 39°                                    | 545          | 0,92                          | 2,26                           | 0,41                          |
| 40°                                    | 575          | 0,92                          | 1,19                           | 0,77                          |

Tabela 7-20 – Resultados da aplicação do Índice de Severidade para a LT JG-NP referente às 40 primeiras torres selecionadas.

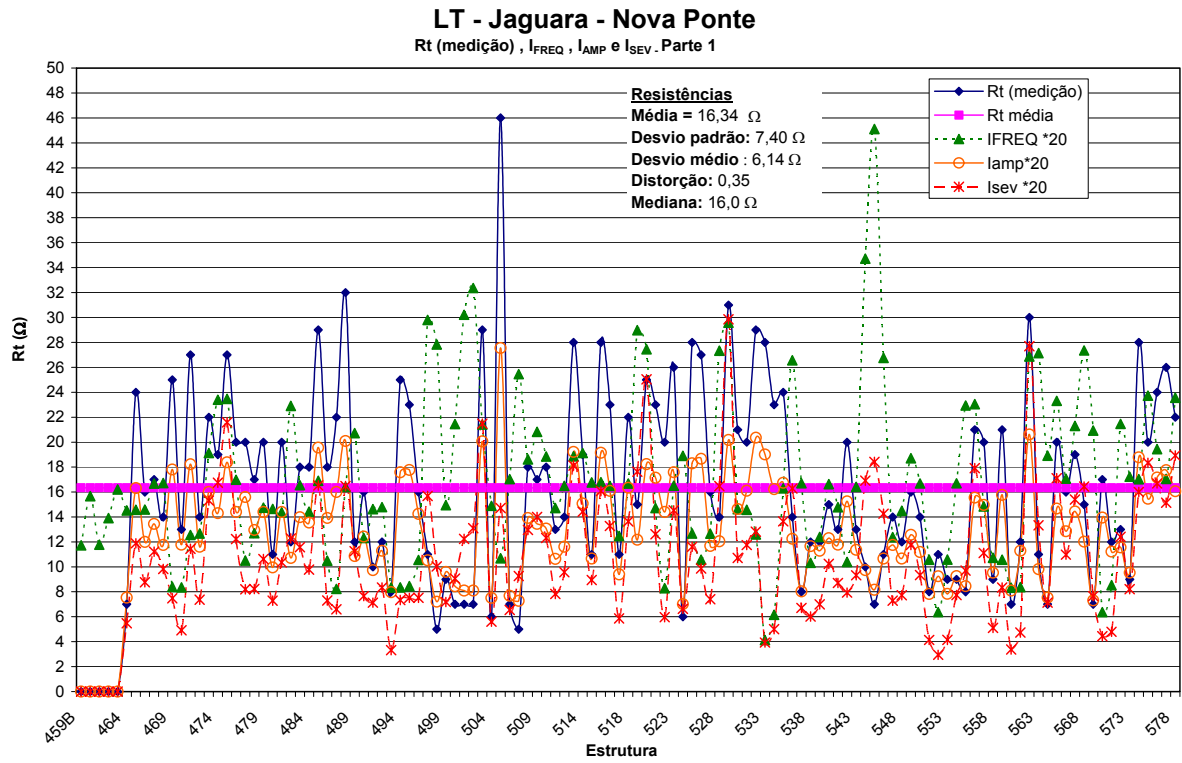


Figura 7-14 – Resistências de Aterramento e Índice de Severidade para a LT JG-NP (estruturas 459B a 578)

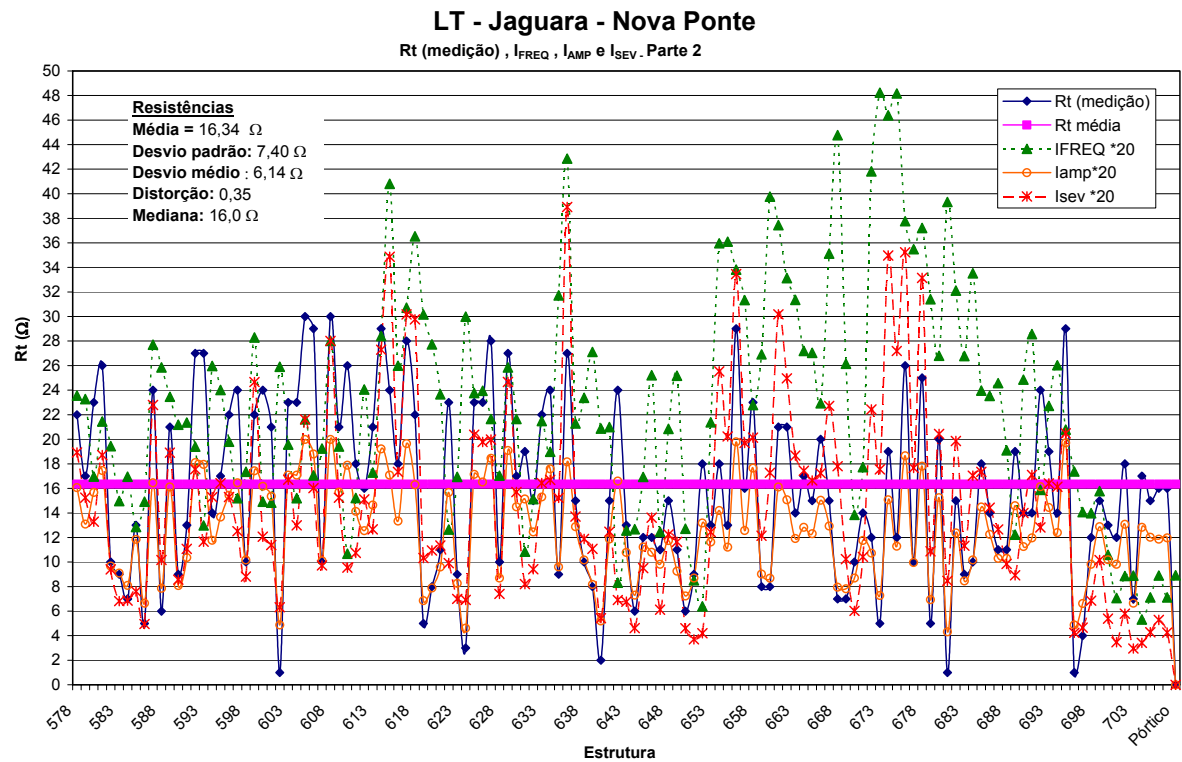


Figura 7-15 – Resistências de Aterramento e Índice de Severidade para a LT JG-NP (estruturas 578 ao pòrtico)

***LT São Simão - Água Vermelha***

A linha São Simão – Água Vermelha possui 96 km e 232 estruturas. Destas, 44 não dispunham de todos os dados necessários para se aplicar a metodologia. A densidade média de descargas por vão, utilizando-se a faixa de 500m de raio ao longo da linha foi de 2,16 *strokes/km<sup>2</sup>/ano*, e a média de fluxos de corrente encontrada foi de 5,74 *strokes/torre*.

A Tabela 7-21 apresenta as 30 torres mais críticas da linha. O perfil das resistências de aterramento e índices se encontra nos gráficos a seguir (Figuras 8-16 e 8-17). A exemplo da LT Jaguará - Nova Ponte, também nesse caso, o Índice de Severidade apresentou baixa amplitude (de 2,10 a 1,05 para as torres selecionadas e 0,63 para a última torre classificada).

| <b>Índice de Severidade – LT SS-AV</b> |              |                               |                                |                               |
|--|--------------|-------------------------------|--------------------------------|-------------------------------|
| <b>Ordem</b>                           | <b>Torre</b> | <b><i>I<sub>SEV</sub></i></b> | <b><i>I<sub>FREQ</sub></i></b> | <b><i>I<sub>AMP</sub></i></b> |
| 1º                                     | 84           | 2,10                          | 2,09                           | 1,00                          |
| 2º                                     | 50           | 1,92                          | 1,93                           | 0,99                          |
| 3º                                     | 190          | 1,86                          | 2,10                           | 0,88                          |
| 4º                                     | 83           | 1,64                          | 1,92                           | 0,86                          |
| 5º                                     | 120          | 1,63                          | 1,75                           | 0,93                          |
| 6º                                     | 67           | 1,54                          | 1,23                           | 1,25                          |
| 7º                                     | 55           | 1,53                          | 1,74                           | 0,88                          |
| 8º                                     | 121          | 1,50                          | 1,56                           | 0,96                          |
| 9º                                     | 49           | 1,44                          | 1,40                           | 1,03                          |
| 10º                                    | 58           | 1,41                          | 1,68                           | 0,84                          |
| 11º                                    | 151          | 1,38                          | 1,47                           | 0,94                          |
| 12º                                    | 176          | 1,35                          | 1,58                           | 0,86                          |
| 13º                                    | 45           | 1,29                          | 1,06                           | 1,21                          |
| 14º                                    | 172          | 1,26                          | 1,37                           | 0,92                          |
| 15º                                    | 68           | 1,22                          | 1,75                           | 0,70                          |
| 16º                                    | 171          | 1,21                          | 1,05                           | 1,16                          |
| 17º                                    | 177          | 1,19                          | 1,21                           | 0,98                          |
| 18º                                    | 42           | 1,19                          | 1,25                           | 0,95                          |
| 19º                                    | 195          | 1,18                          | 1,42                           | 0,83                          |
| 20º                                    | 185          | 1,18                          | 2,15                           | 0,55                          |
| 21º                                    | 52           | 1,16                          | 1,39                           | 0,83                          |
| 22º                                    | 186          | 1,16                          | 1,98                           | 0,58                          |
| 23º                                    | 179          | 1,14                          | 1,54                           | 0,74                          |
| 24º                                    | 37           | 1,12                          | 1,63                           | 0,69                          |
| 25º                                    | 116          | 1,10                          | 1,75                           | 0,63                          |
| 26º                                    | 48           | 1,10                          | 1,40                           | 0,78                          |
| 27º                                    | 170          | 1,08                          | 1,05                           | 1,03                          |
| 28º                                    | 44           | 1,08                          | 0,89                           | 1,21                          |
| 29º                                    | 51           | 1,07                          | 1,92                           | 0,56                          |
| 30º                                    | 28           | 1,05                          | 1,05                           | 1,01                          |

Tabela 7-21 – Resultados da aplicação do Índice de Severidade para a LT SS-AV referente às 30 primeiras torres selecionadas.

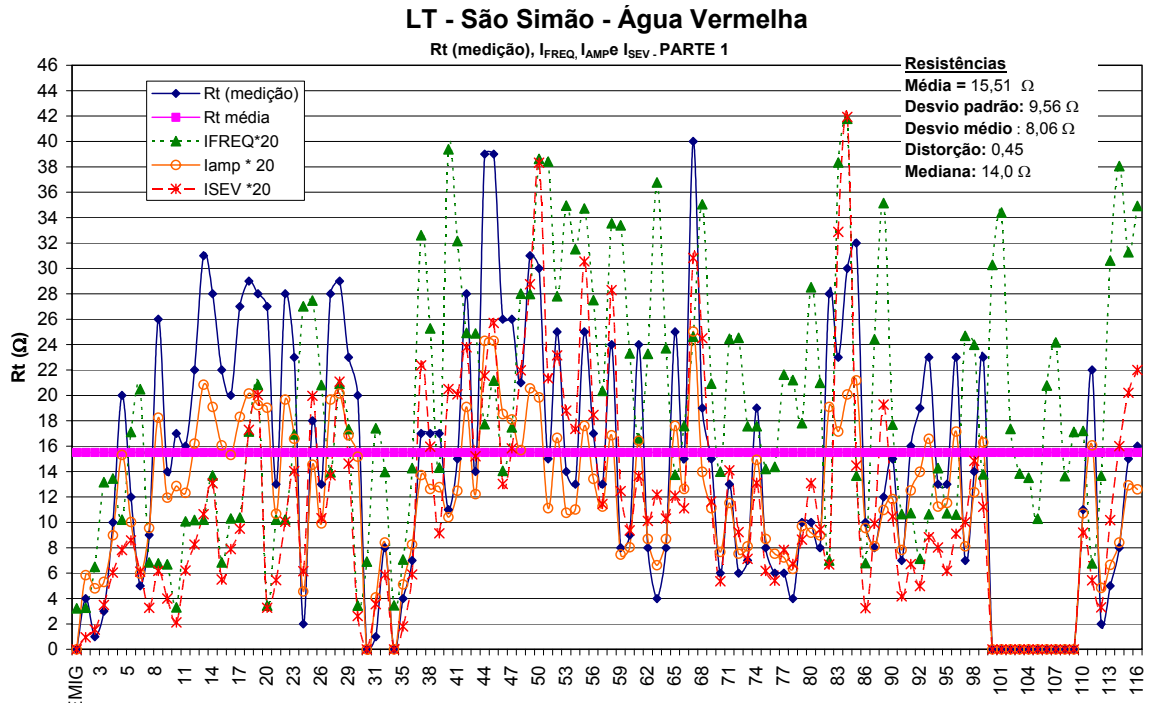


Figura 7-16 – Resistências de Aterramento e Índice de Severidade para a LT SS-AV (pórtico à estrutura 116)

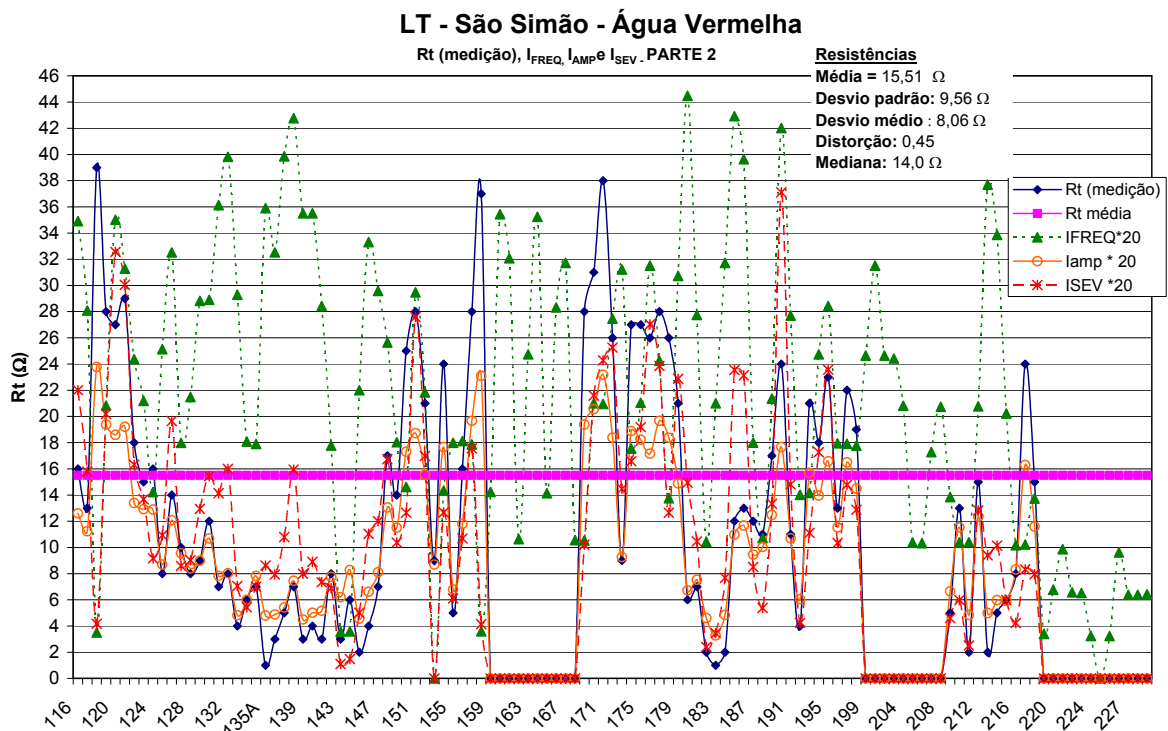


Figura 7-17 – Resistências de Aterramento e Índice de Severidade para a LT SS-AV (estrutura 116 a AES).

Nota-se que as resistências de aterramento apresentam baixo grau de distorção. A prevalência do índice de frequência sobre o índice de amplitude ocorre em 73,40% dos casos.

#### 7.4.4 *Análise de Faltas*

Após aplicação da metodologia em linhas de transmissão com diferentes níveis de tensão, julgou-se prudente comparar os resultados gerados com os dados históricos de faltas ocorridas nas linhas devido a descargas atmosféricas, ocorridas no mesmo período considerado para análise de dados de incidência de descargas: 1999 a 2004.

No entanto, antes de apresentar as análises realizadas, algumas considerações devem ser feitas:

- Segundo os procedimentos usuais da concessionária que forneceu os dados, as descargas registradas pelo LLS foram selecionadas como possíveis causadoras da falta considerando-se uma janela de tempo de  $\pm 1$  minuto da ocorrência da mesma (correlação temporal) e incidentes a até 1 km da rota da linha (correlação espacial)<sup>44</sup>.
- Os dados de falta foram fornecidos por dispositivo localizador, que permite estimar a posição da ocorrência ao longo da linha. Segundo a concessionária de energia local, a precisão de localização da falta tem a ordem de 1,5 % do comprimento total da LT.
- A metodologia indica as torres mais críticas da linha. A indicação dos locais de faltas foi feita considerando-se o ponto de ocorrência na linha obtido através da quilometragem da linha a partir de uma de suas extremidades (subestação ou usina).

Para cada linha estudada, foram levantadas as faltas atribuídas a descargas pela concessionária. Considerando-se as observações acima, destas foram separadas as faltas que apresentavam correlação entre o ponto indicado por dispositivo localizador e dados de descargas registrados pelo LLS. Posteriormente, verificou-se se o local indicado como ponto de ocorrência da falta era também considerado como local crítico da linha (torre selecionada entre as mais críticas segundo o Índice de Severidade).

---

<sup>44</sup> É necessária a determinação de uma região ao longo da rota da linha para se considerar eventuais erros de geoprocessamento (denominada "buffer"), além dos erros de localização do próprio LLS. A janela de tempo a ser considerada depende da precisão dos dados de falta disponíveis.

Vale lembrar que, para considerar um registro de descarga como provável causador da falta, verificou-se, além da observância de correlação temporal e espacial, qual entre os possíveis *strokes* registrados pelo LLS possuía maior intensidade de corrente (análise relacional). Não foram considerados os valores absolutos para cálculo de transitórios<sup>45</sup>. Entretanto, face ao erro elevado da indicação do localizador (aproximadamente 2 km para cada 100 km de linha), as comparações fornecem apenas uma primeira referência.

Para fins ilustrativos, a Figura 7-18, exemplifica uma análise de faltas realizada para a LT NV-TQ. Neste caso específico, foram considerados como prováveis causadores da falta os eventos *D* e *E*, por apresentar correlação temporal e espacial com os dados desligamentos, tendo-se em mente as considerações anteriormente citadas.

Na figura, as elipses correspondem ao lugar geométrico de incidência da descarga, representando o erro de localização do LLS para cada *stroke* registrado. O ponto marcado na linha (vão 097-099) representa o local de incidência da falta indicado por dispositivo localizador. Apesar de, numa primeira análise o evento *E* ser o mais provável como causador do desligamento (sua elipse intercepta o ponto de ocorrência da falta), o evento *D* também poderia causar tal desligamento, se for levado em consideração o erro da localização da falta pelo dispositivo localizador.

A Tabela 7-22 apresenta os resultados resumidos da análise de faltas realizada para todas as linhas estudadas. Considera as faltas atribuídas a descargas, as faltas que não obtiveram registros do dispositivo localizador de faltas (instalação posterior ao período total de análise) e eventuais faltas atribuídas a descargas para as quais não foram constatados registros de descargas pelo LLS, considerando-se a configuração da central de processamento utilizada para reprocessar o banco de dados. Maiores detalhes sobre a análise de faltas para cada LT podem ser encontrados em documentos internos do LRC.

---

<sup>45</sup> Como citado no Capítulo 4 desta Tese, o uso de valores da intensidade de corrente estimados pelos LLS merece cuidados especiais, pois estão sujeitos a diversas fontes de erros.

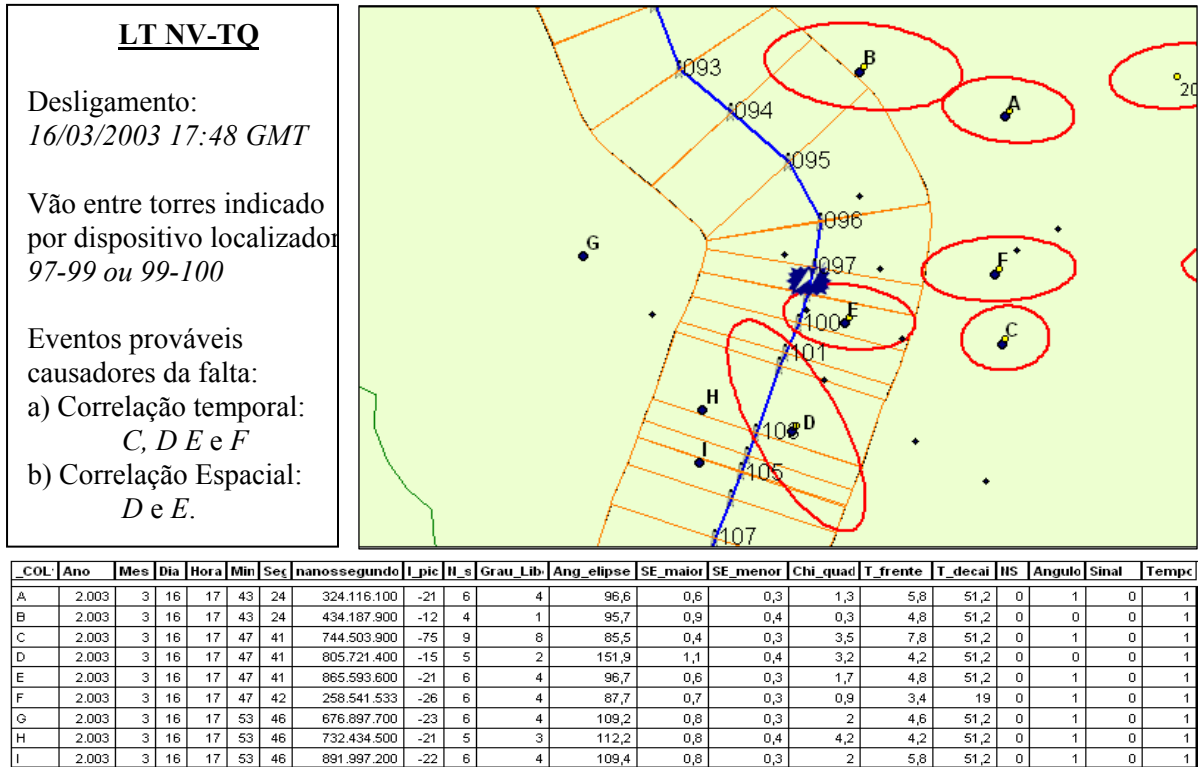


Figura 7-18 – Exemplo de análise de faltas realizada para cada LT.

| LT    | Análise de Faltas              |                                    |                               |  |  |
|-------|--------------------------------|------------------------------------|-------------------------------|--|--|
|       | Faltas atribuídas a descargas* | Faltas sem registro do localizador | Faltas sem registros do LLS** | Faltas Correlacionadas (localizador de faltas versus Dados LLS)*** | Faltas Indicadas (localizador de faltas versus torres I <sub>SEV</sub> )**** |
| MC-VP | 40                             | 8                                  | 7                             | 25<br>(14 com fraca correlação)                                    | 16 (7 no mesmo vão, 7 até a terceira torre e 2 até a quinta torre)           |
| GA-IP | 15                             | 1                                  | 0                             | 14<br>(4 com fraca correlação)                                     | 9 (4 no mesmo vão, 2 até a terceira torre e 3 até a quinta torre)            |
| TQ-IT | 6                              | 0                                  | 0                             | 6<br>(2 com fraca correlação)                                      | 2 (mesmo vão)  |
| BB-JF | 13                             | 4                                  | 2                             | 8<br>(3 com fraca correlação)                                      | 4 (1 no mesmo vão, 2 até a terceira torre e 1 até a quinta torre)            |
| NV-TQ | 3                              | 0                                  | 0                             | 3  | 3 (mesmo vão)  |
| JG-NP | 12                             | 3                                  | 5                             | 5<br>(2 com fraca correlação)                                      | 5 (2 no mesmo vão, 1 até a terceira torre e 2 até a quinta estrutura)        |
| SS-AV | 3                              | 0                                  | 1                             | 2<br>(1 com fraca correlação)                                      | 2 (mesmo vão)  |

**Notas:**

\* Consideradas todas as faltas atribuídas a descargas pela concessionária de energia.

\*\* Faltas atribuídas a descargas para as quais não foram constatados registros do LLS para a configuração de processamento utilizada neste trabalho (ver Capítulo 4).

\*\*\* As faltas consideradas com correlação fraca são as que ocorreram a mais de ± 1 minuto do registro da falta e /ou distância superior a 5 vãos do local de ocorrência indicado pelo dispositivo.

\*\*\*\*O local de ocorrência das faltas indicadas por dispositivo localizador foi comparado às torres indicadas pelo Índice de Severidade. Apenas para fins de análise, também estão indicadas as torres críticas próximas ao local indicado pelo localizador de faltas.

\*\*\*\*\* Os dados de faltas para as LT's IU-SJ e IS-SJ não estavam disponíveis.

Tabela 7-22 – Resultado da análise de faltas realizada para cada LT.

## 7.5 Conclusões

A aplicação do Índice de Severidade em linhas com diferentes níveis de tensão e comportamento frente a descargas atmosféricas distintos permite uma avaliação do comportamento geral do mesmo, expresso a seguir.

No caso das linhas de 138 kV, foram apresentados dois casos distintos: para a LT MC-VP, o Índice de Severidade apresentou significativa variação em sua amplitude, o que não ocorreu para as linhas IU-SJ e IS-SJ.

Também quanto às características das LT's de 138 kV, os resultados são antagônicos:

- Para as duas linhas Itutinga - São João Del Rei, o índice de frequência prevaleceu sobre o índice de amplitude, contrariando o esperado. Isto pode ser explicado pelo fato de ambas apresentarem baixas resistências de aterramento, o que não ocorre para a linha Montes Claros - Várzea da Palma. Esta apresentou maior prevalência do índice de amplitude. Vale ressaltar que todas as LT's de 138 kV analisadas apresentaram alto grau de distorção para suas resistências.
- Em relação à incidência de descargas, a linha MC-VP apresenta baixo índice (média de 1,09 *strokes*/km<sup>2</sup>/ano), ao passo que as linhas Itutinga - São João Del Rei caracterizam-se por razoável índice de incidência de descargas (média de 4,9 *strokes*/km<sup>2</sup>/ano).

Pode-se concluir que, no caso das linhas de 138 kV, o comportamento do índice de severidade está diretamente relacionado às características da linha, sobretudo de seus aterramentos.

O Índice de Severidade aplicado para LT's de 230kV mostra boa coincidência de indicação com os dados de indicação de faltas do localizador. Apesar de, no caso da LT Taquaril - Itabira 2 não ter se verificado excelente correlação dos dados quando comparados às faltas localizadas (diferentemente do caso da LT Guilman Amorim-Ipatinga 1), pode-se observar:

- Para LT GA-IP, que apresenta baixo desempenho frente a descargas, o índice se mostrou mais eficiente, como esperado (em relação à comparação dos pontos de ocorrência de faltas indicados versus torres indicadas pelo índice, por possuir maior amostragem de faltas).
- Como não houve tendência de localização na ocorrência de faltas da LT Taquaril – Itabira 2 (somente 6 faltas), as análises aqui apresentadas ficam expostas à aleatoriedade da incidência de descargas.

Deve-se ressaltar que a LT GA-IP apresenta razoável índice de incidência (média de 3,74 *strokes*/km<sup>2</sup>/ano) e altos valores de resistência de aterramento, o que lhe confere baixo desempenho frente a descargas atmosféricas. Neste caso, o índice de amplitude prevaleceu. Para a LT TQ-IT, a prevalência foi o índice de frequência.

Para as linhas de 345 kV, observaram-se baixos valores absolutos para o Índice de Severidade. Isto pode ser atribuído, principalmente, ao NBI da linha (ordem de 1240 kV), uma vez que, em ambos os casos analisados, de uma forma geral, as linhas apresentam baixos valores de resistência de aterramento<sup>46</sup>.

Um fato interessante é que, embora a LT Barbacena 2 - Juiz de Fora 1 (situada numa região com alta incidência de descargas) tenha apresentado pior índice de desempenho frente a descargas que a LT Neves - Taquaril, as poucas faltas desta última foram todas diretamente correlacionadas às torres indicadas pelo Índice de Severidade (mesmo não indicado).

A metodologia aplicada em LT's de 500 kV apresentou certas particularidades:

- Devido ao maior NBI da linha, em ambos os casos, a tensão de referência utilizada para se estabelecer o índice de amplitude é significativamente menor que o NBI esperado para LT's de 500 kV (NBI mínimo de 1612 kV). Isto certamente contribui para a baixa amplitude do Índice de Severidade encontrada.

---

<sup>46</sup> A confiabilidade do índice está diretamente relacionada aos dados de entrada. Em ambos os casos, as medições de aterramento foram efetuadas em épocas distantes.

- No caso da LT São Simão – Água Vermelha, que apresenta baixo índice de desligamentos devido à incidência de descargas, os desligamentos localizados se referem a torres indicadas pelo índice. Apesar disso, não se pode desconsiderar a característica pouco representativa do ponto de vista estatístico.
- Para a LT Jaguará – Nova Ponte, 2 das 5 faltas correspondem diretamente a torres indicadas pelo índice (mesmo vão).

A despeito dos aparentes bons resultados encontrados para as linhas analisadas e o caráter relativo do índice, verifica-se a necessidade de aprimoramento da metodologia. Tal aprimoramento deveria considerar, por exemplo, o NBI da linha, uma vez que se verificou que este fator afeta a sensibilidade do índice, diminuindo sua amplitude.

Deve-se ressaltar que os resultados gerados pela metodologia dependem fortemente dos valores de resistência de aterramento das torres. Infelizmente, muitas vezes os dados de medição não são confiáveis. Isto pode comprometer severamente os resultados.

No Capítulo 8 são apresentadas as melhorias efetuadas para conferir melhor robustez à metodologia de indicação de pontos críticos em linhas de transmissão.

---

---

---

# 8 Nova Metodologia para Identificação de Pontos Críticos em LT's

## *8.1 Introdução*

No capítulo anterior, foram apresentados os resultados obtidos quando se utilizou a metodologia para identificação de pontos críticos em linhas de transmissão (Índice de Severidade) em nove linhas reais da CEMIG.

Para contemplar os diferentes comportamentos das linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas, segundo seu nível de tensão nominal, verificou-se a adequação do aprimoramento da metodologia baseada no Índice de Severidade, através do cômputo de um conjunto de novos fatores adicionais que influenciam o desempenho da linha, tais como o relevo do solo no qual se posiciona a linha, o seu NBI e a distribuição da amplitude da corrente de descarga.

---

Este capítulo se destina a apresentar as realizações que resultaram na proposição de um novo índice capaz de traduzir de forma mais robusta a resposta de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas, em termos de probabilidade de desligamentos. São descritos todos os parâmetros considerados para cálculo do novo índice, designado BTA (expectativa de *backflashover*/torre/ano).

Também são apresentados os resultados alcançados quando da aplicação do novo índice (BTA) nas mesmas linhas de transmissão estudadas no Capítulo 7 desta Tese.

## 8.2 *Conceitos Associados ao Novo Índice*

A obtenção do novo índice (BTA) se processa em dois estágios. No primeiro estágio, são realizadas algumas avaliações independentes que alimentam o estágio subsequente: (i) cálculo da menor corrente ( $I_{OUT}$ ) que, ao fluir por cada torre, é capaz de promover eventual desligamento da linha, tendo em conta os parâmetros específicos da torre; (ii) cálculo da altura equivalente dos cabos de blindagem de cada vão da linha, considerando o perfil de relevo ao longo e em torno desta; (iii) cálculo da densidade de incidência de descargas por vão.

No segundo estágio, tendo em conta a distribuição estatística da amplitude da corrente das descargas incidentes no solo, a altura equivalente dos vãos adjacentes à torre e a densidade de descargas por vão, determina-se a distribuição das correntes que fluem por cada torre por ano. Considerando-se o valor de  $I_{OUT}$  de cada torre, determina-se a expectativa do número de desligamentos associados a cada torre por ano.

Assim, são realizadas avaliações relativas a todos os vãos da linha. Posteriormente, com base nos resultados destas avaliações, se procede a uma análise da susceptibilidade de cada torre a desligamentos por descargas, que permite classificá-la segundo a probabilidade de desligamento por *backflashover*.

Basicamente, este novo índice é capaz de prover resposta a duas questões: (i) *Quantas descargas atmosféricas podem atingir o cabo pára-raios nos vãos adjacentes a cada torre e ali promover sobretensão em função do fluxo da sua corrente em direção ao solo?* (ii) *Destas descargas, quantas são capazes de causar backflashover na linha?*

---

Para responder a essas duas perguntas, o novo índice considera duas avaliações independentes, a saber: (i) *cálculo das intensidades de corrente das descargas capazes de causar backflashover ( $I_{OUT}$ ) em cada estrutura da linha;* (ii) *cálculo da expectativa do número de descargas que atingiriam os cabos pára-raios nos vãos adjacentes a essa torre e que fariam fluir por ela uma corrente associada de valor igual ou superior a  $I_{OUT}$ .*

Os itens a seguir detalham todos os passos para obtenção de cada parâmetro descrito acima.

### ***8.2.1 Cálculo das Intensidades de Correntes Capazes de Causar Backflashover por Torre***

O primeiro passo a ser considerado na aplicação da metodologia ora proposta é o cálculo das intensidades de correntes de descargas que, ao incidirem no cabo pára-raios, são capazes de causar *backflashover*<sup>47</sup>.

Na prática, trata-se da determinação do valor mínimo da corrente da descarga que flui pela torre  $I_{OUT}$  cuja sobretensão associada é capaz de causar ruptura dos isolamentos da linha. Qualquer descarga com corrente de valor superior a  $I_{OUT}$  deve também causar *backflashover*.

As correntes mínimas de descargas atmosféricas capazes de causar *backflashover* considerando-se cada estrutura da linha de transmissão são calculadas aplicando-se a Equação 8-1, que permite calcular, em primeira aproximação, o valor de pico da sobretensão estabelecida no topo da torre<sup>48</sup>.

---

<sup>47</sup> Deve-se ressaltar que, na elaboração deste índice, não são consideradas eventuais falhas de blindagem, causadas por correntes de descargas de intensidades menores. Tais eventos não são importantes para linhas com o nível de tensão considerado.

<sup>48</sup> A amplitude da sobretensão causada na cadeia de isoladores ( $V_{ins}$ ) devido à incidência de descargas atmosféricas na LT tem uma relação praticamente linear com a tensão estabelecida no topo da torre, obtida através do fator de acoplamento  $k_c$  ( $V_{ins} = (1 - K_c) \cdot V_T$ ). Este fator está usualmente na faixa de 0,1 a 0,3 [Visacro, 2005]. Como, em princípio, as torres têm a mesma configuração, também o fator de acoplamento teria o mesmo valor. Numa postura conservadora, decidiu-se adotar o valor nulo para o fator, aproximando-se o valor de  $V_{ins}$  daquele da tensão estabelecida no topo da torre  $V_T$ .

$$V_T = \left( \frac{Z_T \times \frac{1}{2} I_p}{t_f} \right) \times 2\tau + Z_T \times \frac{1}{2} I_p \times \left( 1 + \frac{Z_g - Z_T}{Z_g + Z_T} \right) \quad \text{Equação 8-1}$$

Para utilização da Equação 8-1, são assumidas as seguintes considerações:

- A torre e o aterramento da torre considerada são representados respectivamente pela impedância de surto  $Z_T$  e pela impedância impulsiva do aterramento  $Z_G$  (relação entre os valores de pico das ondas de tensão e corrente).
- Sob circunstâncias reais, o tempo de tráfego da onda de corrente ao longo da torre  $\tau$  (razão da altura da torre  $H_{Ti}$  e a velocidade de propagação da onda igual à velocidade da luz  $c$ ) é bem inferior ao tempo de frente  $t_f$  da onda de corrente.
- A forma da onda de corrente é representada por uma rampa com curto tempo de frente e tempo de decaimento lento.
- Na equação, assume-se que a corrente incidente num vão flua com parcelas aproximadamente iguais pelas duas torres adjacentes. Isto explica a divisão de  $I_p$  por 2. Esta hipótese é conservadora para incidências a meio de vão, mas foge um pouco à realidade para incidências diretas na torre, quando a amplitude da corrente que flui pela torre tende à ordem de 60 a 70% do valor de pico da corrente incidente.
- Adota-se para impedância de torre  $Z_T$  um valor único para toda linha, correspondente ao valor da impedância de surto da configuração predominante de torre utilizada ao longo da linha.
- A impedância impulsiva de aterramento é calculada através da resistência de aterramento  $R_G$  de cada estrutura, considerando-se 65% do seu valor ( $Z_G = 0,65R_G$ ) [Soares Jr. e Visacro, 1998].
- O tempo de frente da onda de corrente  $t_f$  foi mantido constante para todas as intensidades de corrente, utilizando-se o valor mediano obtido na estação Morro do Cachimbo, que é de 5  $\mu$ s [Visacro et al., 2004c].

Assume-se que, ao substituir na Equação 8-1 a tensão estabelecida no topo da torre ( $V_T$ ) pelo nível básico de isolamento da linha (NBI ou TSI), obtenha-se a intensidade mínima de corrente que flui pela torre capaz de causar *backflashover* ( $I_{OUT}$ ):

$$I_{OUT} = \frac{NBI}{Z_T \cdot \left[ \frac{1}{c t_f} \cdot H_{T_i} + \frac{1}{1 + (Z_T / Z_G)} \right]} \quad \text{Equação 8-2}$$

Quando o valor do NBI da linha é desconhecido, pode-se assumir o valor mínimo típico de NBI para cada nível de tensão (conforme Tabela 2-2 do Capítulo 2).

### 8.2.2 Cálculo da Densidade de Descargas por Vão da LT

O cálculo da densidade de descargas para a terra por vão recorre aos dados históricos de descargas individuais providos por um Sistema de Localização de Descargas Atmosféricas, LLS. A obtenção deste parâmetro requer a utilização de um *software* de geoprocessamento.

É considerada uma região delimitada por uma faixa de 500 m<sup>49</sup> (250 m para cada lado ao longo da rota da linha) e pelas torres que definem o vão em questão (comprimento do vão  $L$ ). São contadas todas as descargas incidentes nesta área<sup>50</sup> ( $N_{vão}$ ). A Figura 8-1 mostra um exemplo específico desta região com suas descargas incidentes.

Após a contagem das descargas incidentes por vão ( $N_{vão}$ ), calcula-se a densidade de descargas por vão ( $N_{g/v}$ ) em número de *strokes*/km<sup>2</sup>/ano, através da Equação 8-3.

$$N_{g/v} = N_{vão} / L \times 0,5 / \text{ano} \quad (\text{st} / \text{km}^2 / \text{ano}) \quad \text{Equação 8-3}$$

<sup>49</sup> A estreita faixa ao longo da rota da LT (região de estudo) procura caracterizar os *strokes* incidentes na linha, considerando-se a precisão de localização do LLS e eventuais erros de geoprocessamento no traçado da LT.

<sup>50</sup> Devido à variação da incidência de descargas ao longo dos anos, deve-se utilizar um período mínimo de 5 anos de dados de descargas registradas pelo LLS, para melhor caracterização da incidência.

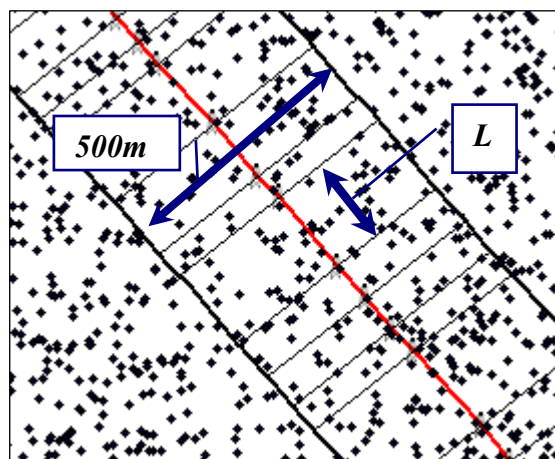


Figura 8-1 – Área considerada para cálculo da densidade de *strokes*/vão.

### 8.2.3 Cômputo da Altura Equivalente

A altura equivalente ( $H_{eq}$ ) para cada vão da linha insere o efeito da orografia da região na determinação do raio de atração. É estabelecida pelas diferenças de altitudes entre as torres e as regiões circunvizinhas acrescidas da altura média do vão em questão.

Para se representar a orografia da região do vão analisado, são definidos cinco pontos, indicados na Figura 8-2. Os dados de altimetria podem ser obtidos através de imagens por satélite (necessário *software* de geoprocessamento) e/ou medições locais por aparelho GPS.

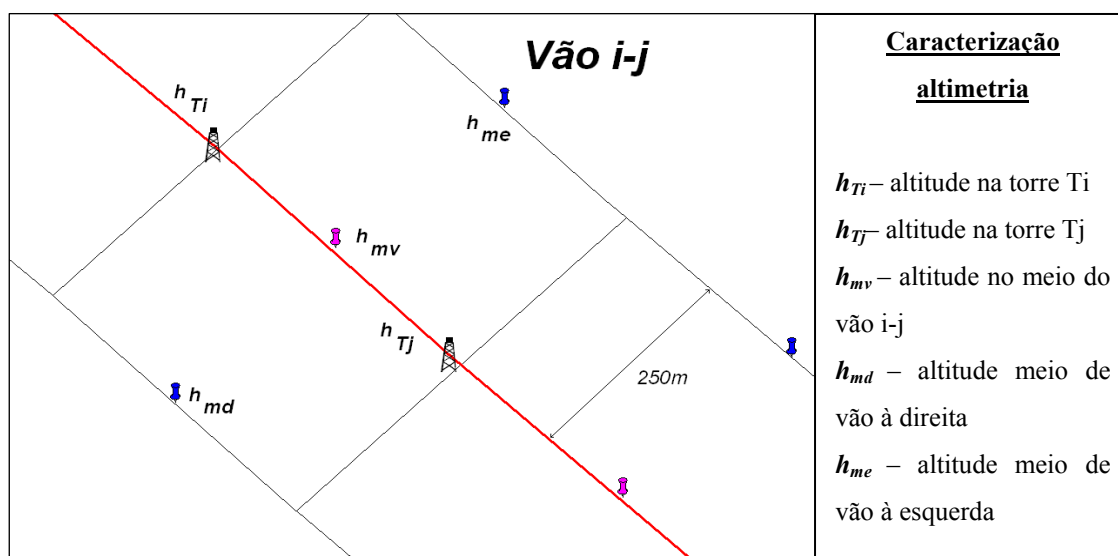


Figura 8-2 – Pontos considerados para caracterização da orografia por vão.

Para contemplar o efeito na distribuição de corrente incidente na linha do perfil do relevo segundo a direção transversal à linha, calcula-se uma altitude equivalente no meio do vão, através da média ponderada, como mostra a Equação 8-4.

$$h_{m(i-j)} = \frac{h_{me} + 2h_{mv} + h_{md}}{4} \quad \text{Equação 8-4}$$

Em seguida, procurando contemplar o efeito do perfil do relevo segundo a rota da linha, calcula-se a diferença das altitudes  $\Delta h$ , considerando-se a altitude média entre as torres e a altitude média a meio vão, como explicitado na Equação 8-5:

$$\Delta h_{(i-j)} = \left( \frac{h_{Ti} + h_{Tj}}{2} \right) - h_{m(i-j)} \quad \text{Equação 8-5}$$

Finalmente, a altura equivalente do vão em questão é calculada pela altura média das torres constituintes do vão acrescida da diferença das altitudes  $\Delta h$ , como explicitado na Equação 8-6.

$$H_{eq} = \left| \frac{H_{T_i} + H_{T_j}}{2} + \Delta h_{(i-j)} \right| \quad \text{Equação 8-6}$$

Onde:

- $H_{eq}$  = altura equivalente do vão
- $H_{T_i}$  = altura da torre  $i$  (m)
- $H_{T_j}$  = altura da torre  $j$  (m)
- $\Delta h$  = diferença das altitudes (Equação 8-5)

### 8.2.4 Cálculo de Probabilidade de Incidência de uma Descarga de Intensidade $I_p$ no solo

Para se determinar o número esperado de descargas incidentes nos cabos de blindagem com uma determinada intensidade de corrente, é necessário conhecer a distribuição estatística das intensidades de corrente para descargas incidentes no solo. Este número é utilizado para se estimar o número de descargas incidentes no cabo de blindagem desta intensidade, multiplicando a densidade de descarga e a área de projeção para cada intensidade de corrente (item 8.2.6).

Sabe-se que as intensidades de corrente de descarga obedecem a uma distribuição lognormal, sendo sua probabilidade de ocorrência caracterizada pela função de densidade de probabilidade  $f(I_p)$ , calculada pela Equação 8-7.

$$f_{(I_p)} = \frac{1}{I_p \sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{(\ln I_p - \mu)^2}{2\sigma^2}} \quad \text{Equação 8-7}$$

Onde:

- $\mu$  = parâmetro de localização da distribuição lognormal
- $\sigma$  = parâmetro de escala da distribuição lognormal

Considera-se que a distribuição de intensidades de corrente mais confiável dentre as disponíveis é aquela provida por medições diretas realizadas em torres instrumentadas. No entanto, mesmo neste caso há que se considerar que a altura da torre de medição influencia nesta distribuição, devido ao efeito do seu raio de atração ( $R_a$ ).

Desta forma, considerando-se uma distribuição de corrente obtida em torre instrumentada de altura  $H$ , é possível calcular a distribuição de corrente que incidiria no solo, caso a torre não existisse.

A relação entre a função de densidade probabilidade de uma corrente de intensidade  $I_p$  obtida em torre instrumentada ( $f_{(I_p)}$ ) e a função de densidade de probabilidade das intensidades de corrente incidentes no solo ( $f_g$ ) é dada pela Equação 8-8 [Borghetti et al., 2004].

$$f_{(I_p)} = \frac{R_a(H, I_p) \cdot f_g(I_p)}{\int_0^{\infty} R_a(H, I_p) \cdot f_g(I_p) dI_p} \quad \text{Equação 8-8}$$

Através da equação 8-8, é possível calcular a probabilidade de ocorrência de uma corrente com intensidade  $I_p$  no solo. Objetiva-se calcular  $f_g$ , conhecendo-se  $f_{(I_p)}$  e  $R_a$  da torre instrumentada, para cada intensidade de corrente. Porém, tal processo seria oneroso.

Pettersson, em seu trabalho [Pettersson,1991], desenvolveu uma expressão analítica (Equação 8-9) que relaciona os parâmetros da distribuição lognormal  $\sigma$  e  $\mu$  obtidos em medições realizadas em torres instrumentadas com os parâmetros da distribuição lognormal de intensidade de correntes no solo, onde o parâmetro de escala  $\sigma_g$  é mantido constante e o parâmetro de localização  $\mu_g$  é modificado:

$$\bar{I} = \bar{I}_g \left[ \exp(b\sigma_g^2) \right]^2 \quad ; \quad \sigma_g = \sigma \quad \text{Equação 8-9}$$

Sendo  $b$  o expoente da fórmula utilizada para o raio de atração no formato  $R_a = a I_p^b$  e os valores médios das duas distribuições de corrente obtidos através de seus respectivos parâmetros estatísticos ( $\bar{I} = e^{\mu+0,5\sigma^2}$  e  $\bar{I}_g = e^{\mu_g+0,5\sigma_g^2}$ ).

Então, a probabilidade de incidência no solo de uma corrente com intensidade  $I_p$  pode ser calculada através da Equação 8-10:

$$P_{(I_p)} = \frac{1}{I_p \sqrt{2\pi\sigma_g^2}} e^{-\frac{(\ln I_p - \mu_g)^2}{2\sigma_g^2}} \quad \text{Equação 8-10}$$

### 8.2.5 Cálculo da Área de Projeção

A área de projeção representa a “área de coleta de descargas”. Corresponde à área delimitada pela distância ao eixo da linha até a qual, na ausência da linha, incidiriam descargas que, na presença desta, são atraídas para seus condutores. Esta distância é influenciada pela geometria da linha (altura da estrutura e distância lateral entre condutores mais externos), pelo relevo e pela amplitude da corrente da descarga, pois quanto maior a intensidade de corrente, maior é o raio de atração.

Assim, este parâmetro deve ser calculado para cada vão da linha e para cada intensidade de corrente  $I_p$ .

Ao longo dos anos, o modelo eletrogeométrico (EGM) tem sido utilizado para caracterizar a incidência de descargas em linhas de transmissão de energia elétrica, tornando possível estimar o número total de descargas que atingem as linhas diretamente.

Para cálculo do raio de atração, neste trabalho optou-se pela aplicação da fórmula analítica desenvolvida por Eriksson, pois esta permite computar o efeito da altura das estruturas, além da intensidade de corrente. A expressão genérica formulada na Equação 8-11 foi obtida através de medições de descargas com intensidade de até 200 kA, em estruturas de diferentes alturas (até 500 m), localizadas em regiões distintas [Eriksson, 1987b].

$$R_a = H^{(0,66+2I_p \times 10^{-4})} \times I_p^{0,64} \quad \text{Equação 8-11}$$

Sendo:

- $R_a$  = raio de atração (m)
- $H$  = altura da estrutura (m)
- $I_p$  = intensidade de corrente da descarga atmosférica (kA)

Note-se que, para cada intensidade de corrente da descarga atmosférica, tem-se um valor diferente para o raio de atração ( $R_a = f(I_p)$ ). Conseqüentemente, para cada intensidade de corrente, obtêm-se diferentes valores para a área de projeção do vão considerado ( $S_P = f(R_a)$ ).

No contexto da metodologia proposta, em relação à intensidade de corrente, interessa considerar apenas aquelas correntes capazes de causar *backflashover*. Portanto, dentre todas as correntes incidentes no vão, interessa determinar aquelas de intensidade igual ou superior a  $I_{OUT}$ .

Para computar-se o efeito da altura no raio de atração, é considerada uma altura equivalente  $H_{eq}$ , que busca contemplar o efeito da altura relativa entre os cabos pára-raios e o solo ao longo do vão, considerando-se o perfil do relevo (item 8.2.3).

Dessa forma, a equação que calcula o raio de atração para cada corrente  $I_p$  incidente no vão considerado pode ser escrita como:

$$R_a = H_{eq}^{(0.66+2I_p \times 10^{-4})} \times I_p^{0.64} \quad \text{Equação 8-12}$$

Onde a altura equivalente do vão  $H_{eq}$  é obtida em função da altura das estruturas e das diferenças de altitude, como descrito anteriormente.

Dessa forma, aplicando-se a Equação 8-12 do raio de atração, pode-se obter a área de projeção para a corrente  $I_p$  e superiores, observando-se duas possíveis situações ilustradas na Figura 8-3:

1. A altura equivalente é igual ou superior ao raio de atração. Neste caso, para se calcular a área de projeção  $S_p$ , utiliza-se a Equação 8-13.
2. A altura equivalente é inferior ao raio de atração. Neste caso, utiliza-se a Equação 8-14.

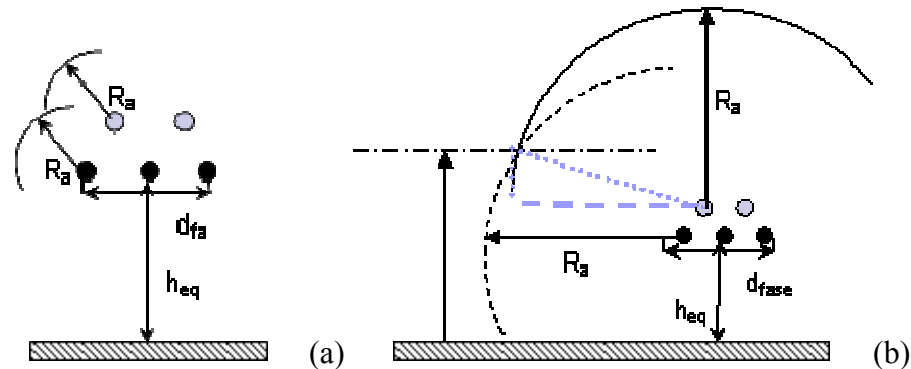


Figura 8-3 – Aplicação do modelo eletrogeométrico para cálculo da área de projeção  $S_p$  considerando-se: (a)  $R_a \leq H_{eq}$  e (b)  $R_a > H_{eq}$ .

$$S_p = (2R_a + d_{fases}) \times L \quad (R_a \leq H_{eq}) \quad \text{Equação 8-13}$$

$$S_p = \left( \sqrt{R_a^2 - (R_a - H_{eq})^2} + \frac{d_{PR}}{2} \right) \times L \quad (R_a > H_{eq}) \quad \text{Equação 8-14}$$

Sendo:

- $S_p$  = área de projeção no vão ( $m^2$ )
- $R_a$  = raio de atração (m) (obtido pela Equação 8-6)
- $H_{eq}$  = altura equivalente do vão (m) (obtida pela Equação 8-9)
- $L$  = comprimento do vão (m)
- $d_{fases}$  = distância horizontal entre os cabos fase externos (m)
- $d_{PR}$  = distância horizontal entre os cabos pára-raios (m)

### ***8.2.6 Cálculo do Número de Correntes Incidentes nos Cabos Pára-Raios por Vão***

Para se calcular o número de descargas totais incidentes no cabo pára-raios ( $N_{PR}$ ), deve-se considerar algumas premissas:

- A densidade de descargas pode variar ao longo da rota da linha;
- O efeito da linha de transmissão em atrair descargas com intensidades de corrente superiores àquelas que incidiriam no local caso a linha não existisse também pode apresentar variações ao longo da rota da LT em função da altura das estruturas e da orografia da região.

Para considerar tais aspectos, todo o processo de cálculo descrito a seguir é aplicado **a cada vão da linha**. São considerados os seguintes parâmetros para cálculo das descargas incidentes no cabo pára-raios ( $N_{PR}$ ):

- Densidade de descargas por vão da LT ( $N_{g/v}$ ) (item 8.2.2);
- Área de projeção ( $S_p$ ) determinada para cada corrente incidente na linha: projeção no solo da “área efetiva de coleta de descargas”, em função do raio de atração (item 8.2.5);
- Probabilidade de ocorrência da descarga de intensidade  $I_p$  no vão considerado ( $p_{(I_p)}$ ) (item 8.2.4).

Assim, o  $N_{PR}$  pode ser obtido pela Equação 8-15, considerando-se todas as descargas incidentes na linha:

$$N_{PR} = \sum_{I_{min}}^{I_{Máx}} N_{g/v} \times S_p \times P_{(Ip)} \quad \text{Equação 8-15}$$

Onde  $I_{min}$  e  $I_{Máx}$  são respectivamente os valores mínimo e máximo da distribuição de corrente de pico considerada. Sugere-se assumir  $I_{min} = 1$  kA e  $I_{Máx} = 250$  kA.

### 8.2.7 Índice por Torre (BTA)

Finalmente, de posse de todos os parâmetros descritos nos itens anteriores, através da Equação 8-15 pode-se calcular o *número de correntes que incidem no vão*  $N_{PR}$ . Para obtê-lo, consideram-se a densidade de descargas por vão  $N_{g/v}$  (calculada considerando-se uma determinada área de incidência previamente definida), a área de exposição do vão em questão  $S_p$  (calculada para cada corrente incidente no vão, considerando-se o respectivo raio de atração) e a probabilidade  $p_{(Ip)}$  de ocorrência da corrente em análise<sup>51</sup>.

Até então, através do  $N_{PR}$ , caracteriza-se apenas a *incidência por vão* da linha de transmissão analisada. Para se determinar o número de solicitações por torre, interessa calcular o número de *correntes que fluem na torre j*, que pode ser obtido através da soma das contribuições de cada vão adjacente à mesma (Equação 8-16):

$$N_{f/Tj} = N_{PR}(\text{Vão } i-j) + N_{PR}(\text{Vão } j-k) \quad \text{Equação 8-16}$$

Sendo:

- $N_{f/Tj}$  = Número total de fluxos de corrente na torre  $j$  por ano.
- $N_{PR}(\text{Vão } i-j)$  = Número total de descargas incidentes diretamente no vão  $i-j$ .
- $N_{PR}(\text{Vão } j-k)$  = Número total de descargas incidentes diretamente no vão  $j-k$

O objetivo final da metodologia ora proposta é a classificação da exposição frente a descargas à qual cada torre está submetida. Este número pode ser representado pelo “*número de fluxos de corrente por torre capazes de causar desligamentos*” ( $N_{fT\ out}$ , ou

<sup>51</sup> Importante observar que a ocorrência de uma corrente de intensidade  $I_p$  faz fluir pela torre uma corrente de intensidade  $I_p/2$ , conforme considerações da metodologia.

BTA). Para obtê-lo, basta somar a contribuição dos fluxos das correntes capazes de causar *backflashover* por vão, o  $N_{PR-OUT}$  dos vãos adjacentes à torre analisada.

O  $N_{PR-OUT}$  é obtido através da Equação 8-15, considerando-se as correntes incidentes capazes de causar desligamento em cada torre, ou seja, fazendo-se  $I_{min} = I_{OUT}$  (todas as descargas com intensidade de corrente iguais ou superiores a  $I_{OUT}$ , calculada através da Equação 8-2). Assim, o novo índice por torre (BTA) é computado através da Equação 8-17, para cada estrutura da linha.

$$N_{f/Tj} \text{ OUT} = N_{PR-OUT}(\text{Vão } i-j) + N_{PR-OUT}(\text{Vão } j-k) \quad \text{Equação 8-17}$$

Sendo:

- $N_{f/Tj} \text{ OUT}$  = Número de fluxos de corrente na torre  $j$  por ano capazes de causar *backflashover* (BTA).
- $N_{PR-OUT}(\text{Vão } i-j)$  = Número de descargas incidentes no vão  $i-j$  capazes de causar *backflashover* ( $I_p \geq I_{OUT}$ ).
- $N_{PR-OUT}(\text{Vão } j-k)$  = Número de descargas incidentes no vão  $j-k$  capazes de causar *backflashover* ( $I_p \geq I_{OUT}$ ).

As torres que possuírem maior BTA são as torres prioritárias merecedoras de ações especiais de proteção frente a descargas atmosféricas.

Para melhor aplicação da nova metodologia, algumas considerações devem ser feitas<sup>52</sup>:

- Deve-se escolher uma distribuição das intensidades de corrente utilizada para cálculo dos parâmetros  $\mu_g$  e  $\sigma_g$ . Objetivando-se considerar o caráter local da incidência de descargas, nos exemplos a seguir serão utilizados os parâmetros  $\mu$  e  $\sigma$  obtidos em medições diretas na Estação Morro do Cachimbo, conforme ilustrado na Figura 8-4. Em outras regiões, outras distribuições poderiam ser utilizadas, como a proposta pelo CIGRÉ ou IEEE, por exemplo.
- É necessário estabelecer uma corrente máxima a ser considerada ( $I_{máx}$ ) e um

<sup>52</sup> Maiores detalhes para se implementar a metodologia são encontrados na referência [Dias e Visacro, 2006].

incremento de corrente, para se calcular o número de correntes capazes de causar *backflashover* por cada torre considerada (BTA ou  $N_{fTOUT}$ ). Nos casos analisados, foi estabelecida uma corrente  $I_{máx.}=250$  kA e um incremento de corrente de 1 kA.

- Durante a aplicação da nova metodologia proposta, pôde-se observar que, em alguns casos raros, no cálculo da altura equivalente  $H_{eq}$ , pode-se ter como resultado um valor negativo. Isto pode ocorrer em situações muito específicas de terrenos inclinados, onde a altitude média das torres torna-se inferior à altitude média do meio de vão. Para evitar o efeito desta situação e preservar o cômputo do efeito do relevo na incidência dos vãos, considera-se o módulo da Equação 8-6.

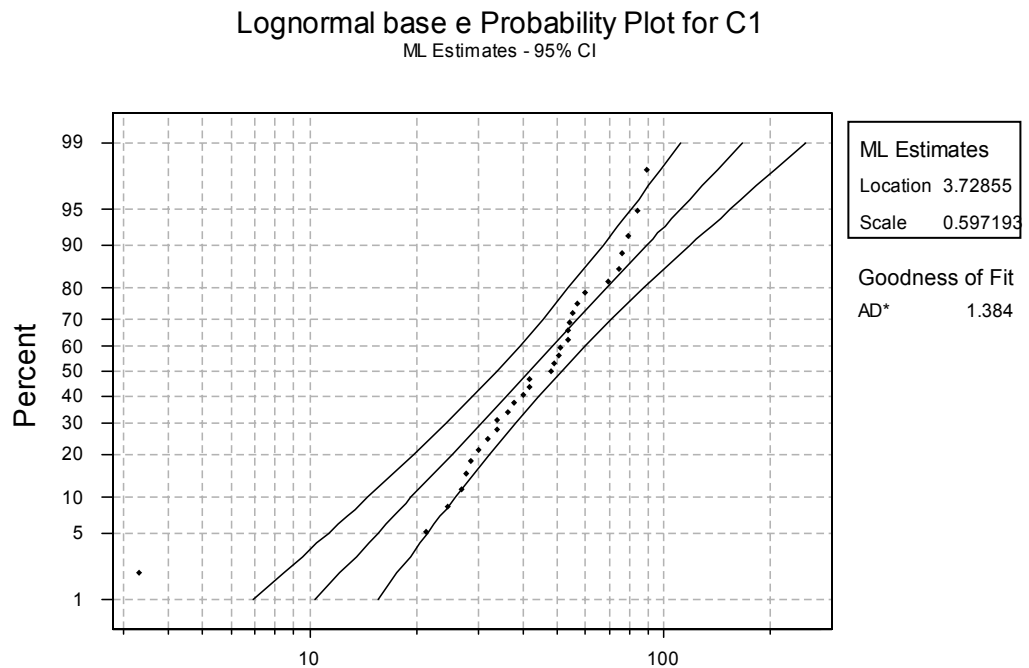


Figura 8-4 – Distribuição cumulativa das intensidades de corrente obtida em medições diretas efetuadas na Estação Morro do Cachimbo e obtenção dos parâmetros  $\sigma$  e  $\mu$  através da utilização do papel de probabilidade referente à distribuição lognormal.

### 8.3 Resultados da Aplicação da Nova Metodologia

A metodologia ora proposta foi implementada e aplicada nas nove linhas de transmissão já analisadas no Capítulo 7 desta Tese. Na tabela 8-1, tem-se os valores considerados para aplicação do BTA ( $N_{fTj OUT}$ ).

É importante ressaltar que, com essa nova metodologia, tem-se agora uma expectativa do “número de descargas anual que fluem pela torre capazes de causar desligamentos” ( $N_{fTj OUT}$  ou BTA)<sup>53</sup>, estando, desta forma, sujeitos à lei das probabilidades. Como a nova metodologia foi desenhada tendo-se por base o NBI da linha (através de comparação com a tensão estabelecida no topo da torre), existe uma expectativa de margem de erro nos resultados apresentados, pois tal parâmetro tem caráter estatístico. Também podem existir eventuais erros associados às aproximações utilizadas para cálculo dos parâmetros da distribuição lognormal das descargas incidentes no solo (item 8.2.4).

| Nível de tensão (kV) | NBI mínimo (kV) | $Z_{(T)}$ ( $\Omega$ ) | Distância entre cabos pára-raios (m) | Distância entre cabos fase externos (m) |
|----------------------|-----------------|------------------------|--------------------------------------|---|
| 138 (1cpr)           | 650             | 200                    | *                                    | 6,4                                     |
| 138 (2cpr)           | 650             | 200                    | 6,4 - 10,8                           | 6,4 - 18,0                              |
| 230                  | 975             | 200                    | 9,0                                  | 10,8                                    |
| 345                  | 1240            | 200                    | 11,2                                 | 16,4                                    |
| 500                  | 1612            | 150                    | 17,2                                 | 24,6                                    |

*\*Para LT com somente um cabo pára-raios, considerar distância entre cabos pára-raios nula.*

Tabela 8-1 - Valores considerados para as linhas analisadas considerando-se os tipos de estruturas e nível de tensão.

A seguir, segue um breve resumo dos novos resultados alcançados por nível de tensão, procurando-se destacar os principais parâmetros calculados. Também nesse caso foram selecionadas como torres críticas das LT's aproximadamente 15% das estruturas de cada linha, para se facilitar a análise comparativa com os resultados apresentados no Capítulo 7, quando da aplicação da primeira versão do índice. Exemplos de planilhas de cálculo utilizadas na aplicação da metodologia são encontrados nos apêndices D, E e F.

<sup>53</sup> Anteriormente, na primeira versão da metodologia, os valores absolutos resultantes do  $I_{SEV}$  não representavam grandezas físicas; apenas eram grandezas relativas, embora considerassem aspectos de incidência de descargas na linha e a resposta do sistema a estas eventuais incidências.

### 8.3.1 Aplicação em LT's de 138 kV

As Tabelas 8-2 a 8-4 apresentam os resultados obtidos quando o BTA é aplicado às LTs Montes Claros – Várzea da Palma, Itutinga (SE) – São João Del Rei e Itutinga (Usina)- São João Del Rei, apresentadas no item 7.2 desta Tese.

No caso da LT – MC-VP, o número máximo de fluxos de corrente por torre capazes de causar *backflashover* é de 0,0282 *strokes/ano*. O menor valor para o  $N_{f/T-OUT}$  entre as torres classificadas é de 0,0074 *strokes/ano*, sendo o mínimo para a LT nulo e a média de 0,00337 *strokes/ano*, quando se considera toda a extensão da linha. Pode-se concluir que 26,53% das descargas que fluem através de suas estruturas são capazes de causar *backflashover*. A menor corrente de descarga  $I_{OUT}$  encontrada para a LT foi de 4,7 kA e a maior, 182,8 kA (média de 36,4 kA). Considerando-se todas as estruturas classificadas (406 torres), tem-se um número total anual de desligamentos devido a *backflashover* para a linha de 1,36.

| Ordem | Estrutura | $N_{f/T-OUT}^*$<br>(strokes/ano) | $I_{OUT}^{**}$ (kA) | $R_g$<br>( $\Omega$ ) | $N_{f/T}^{***}$<br>(strokes/ano) | % **** |
|-------|-----------|----------------------------------|---------------------|-----------------------|----------------------------------|--------|
| 1°    | 028       | <b>0,02821</b>                   | 10,03               | 136,66                | 0,03973                          | 71,00% |
| 2°    | 006       | <b>0,02671</b>                   | 13,96               | 84                    | 0,04754                          | 56,19% |
| 3°    | 201       | <b>0,02666</b>                   | 6,31                | 306,66                | 0,02932                          | 90,94% |
| 4°    | 200       | <b>0,02452</b>                   | 8,00                | 203,33                | 0,02809                          | 87,26% |
| 5°    | 326       | <b>0,02291</b>                   | 12,57               | 99,33                 | 0,03759                          | 60,94% |
| 6°    | 340       | <b>0,02221</b>                   | 8,43                | 180                   | 0,02817                          | 78,84% |
| 7°    | 327       | <b>0,02139</b>                   | 9,08                | 161                   | 0,02840                          | 75,31% |
| 8°    | 228       | <b>0,02091</b>                   | 5,98                | 353,33                | 0,02248                          | 93,01% |
| 9°    | 042       | <b>0,02034</b>                   | 17,93               | 60,66                 | 0,05104                          | 39,85% |
| 10°   | 036       | <b>0,01993</b>                   | 16,31               | 68,66                 | 0,04580                          | 43,50% |
| 11°   | 325       | <b>0,01936</b>                   | 10,89               | 121,66                | 0,02724                          | 71,08% |
| 12°   | 229       | <b>0,01867</b>                   | 5,13                | 513,33                | 0,02020                          | 92,44% |
| 13°   | 189       | <b>0,01849</b>                   | 5,59                | 400                   | 0,01967                          | 94,00% |
| 14°   | 339       | <b>0,01796</b>                   | 14,58               | 80                    | 0,03517                          | 51,06% |
| 15°   | 296       | <b>0,01708</b>                   | 14,07               | 88                    | 0,03240                          | 52,73% |
| 16°   | 017       | <b>0,01650</b>                   | 17,85               | 61                    | 0,04153                          | 39,73% |
| 17°   | 184       | <b>0,01648</b>                   | 11,95               | 106,66                | 0,02502                          | 65,86% |
| 18°   | 190       | <b>0,01608</b>                   | 5,10                | 520                   | 0,01689                          | 95,19% |
| 19°   | 227       | <b>0,01604</b>                   | 7,32                | 236,66                | 0,01837                          | 87,35% |
| 20°   | 093       | <b>0,01598</b>                   | 13,14               | 93,33                 | 0,02831                          | 56,45% |
| 21°   | 204       | <b>0,01594</b>                   | 7,73                | 210                   | 0,01877                          | 84,88% |
| 22°   | 359       | <b>0,01578</b>                   | 12,18               | 101,66                | 0,02587                          | 60,99% |
| 23°   | 203       | <b>0,01575</b>                   | 7,22                | 240                   | 0,01825                          | 86,34% |
| 24°   | 216       | <b>0,01526</b>                   | 8,16                | 196,66                | 0,01876                          | 81,32% |
| 25°   | 023       | <b>0,01461</b>                   | 9,18                | 156,66                | 0,01926                          | 75,88% |
| 26°   | 191       | <b>0,01358</b>                   | 5,48                | 433,33                | 0,01429                          | 95,05% |

(continua...)

| Ordem | Estrutura | $N_{f/T\ OUT}^*$<br>(strokes/ ano) | $I_{OUT}^{**}$ (kA) | $R_g$<br>( $\Omega$ ) | $N_{f/T}^{***}$<br>(strokes/ano) | % **** |
|-------|-----------|------------------------------------|---------------------|-----------------------|----------------------------------|--------|
| 27°   | 202       | <b>0,01352</b>                     | 9,68                | 146,66                | 0,01739                          | 77,72% |
| 28°   | 243       | <b>0,01320</b>                     | 7,85                | 210                   | 0,01501                          | 87,92% |
| 29°   | 027       | <b>0,01256</b>                     | 18,39               | 58,66                 | 0,03463                          | 36,26% |
| 30°   | 024       | <b>0,01221</b>                     | 11,04               | 120                   | 0,01839                          | 66,41% |
| 31°   | 205       | <b>0,01198</b>                     | 4,97                | 550                   | 0,01245                          | 96,19% |
| 32°   | 215       | <b>0,01170</b>                     | 11,58               | 115                   | 0,01766                          | 66,23% |
| 33°   | 268       | <b>0,01168</b>                     | 8,38                | 183,33                | 0,01421                          | 82,17% |
| 34°   | 328       | <b>0,01161</b>                     | 7,88                | 203,33                | 0,01375                          | 84,43% |
| 35°   | 221       | <b>0,01126</b>                     | 7,33                | 236,66                | 0,01286                          | 87,54% |
| 36°   | 360       | <b>0,01121</b>                     | 16,07               | 70                    | 0,02587                          | 43,31% |
| 37°   | 188       | <b>0,01113</b>                     | 5,48                | 433,33                | 0,01202                          | 92,62% |
| 38°   | 185       | <b>0,01092</b>                     | 6,82                | 266,66                | 0,01233                          | 88,57% |
| 39°   | 258       | <b>0,01070</b>                     | 6,87                | 266,66                | 0,01164                          | 91,94% |
| 40°   | 041       | <b>0,01036</b>                     | 28,43               | 33,33                 | 0,07179                          | 14,43% |
| 41°   | 330       | <b>0,01010</b>                     | 12,42               | 101                   | 0,01639                          | 61,66% |
| 42°   | 389       | <b>0,01009</b>                     | 11,61               | 110                   | 0,01521                          | 66,36% |
| 43°   | 192       | <b>0,00989</b>                     | 4,69                | 666,66                | 0,01017                          | 97,24% |
| 44°   | 242       | <b>0,00969</b>                     | 10,95               | 123,33                | 0,01329                          | 72,92% |
| 45°   | 094       | <b>0,00959</b>                     | 18,28               | 60                    | 0,02653                          | 36,16% |
| 46°   | 261       | <b>0,00935</b>                     | 11,13               | 121,66                | 0,01380                          | 67,73% |
| 47°   | 297       | <b>0,00931</b>                     | 16,89               | 65,66                 | 0,02109                          | 44,15% |
| 48°   | 224       | <b>0,00930</b>                     | 7,06                | 253,33                | 0,01070                          | 86,93% |
| 49°   | 217       | <b>0,00902</b>                     | 10,45               | 133,33                | 0,01239                          | 72,82% |
| 50°   | 214       | <b>0,00900</b>                     | 8,73                | 170                   | 0,01108                          | 81,26% |
| 51°   | 183       | <b>0,00900</b>                     | 10,22               | 133,33                | 0,01269                          | 70,92% |
| 52°   | 310       | <b>0,00889</b>                     | 10,28               | 136,66                | 0,01214                          | 73,23% |
| 53°   | 260       | <b>0,00864</b>                     | 12,71               | 101                   | 0,01380                          | 62,59% |
| 54°   | 018       | <b>0,00861</b>                     | 24,07               | 41,33                 | 0,04156                          | 20,72% |
| 55°   | 257       | <b>0,00857</b>                     | 9,96                | 143,33                | 0,01095                          | 78,26% |
| 56°   | 290       | <b>0,00854</b>                     | 12,22               | 106,66                | 0,01378                          | 61,96% |
| 57°   | 314       | <b>0,00850</b>                     | 8,97                | 168,33                | 0,01032                          | 82,38% |
| 58°   | 179       | <b>0,00834</b>                     | 19,02               | 54                    | 0,02535                          | 32,89% |
| 59°   | 390       | <b>0,00829</b>                     | 23,77               | 42                    | 0,03634                          | 22,82% |
| 60°   | 230       | <b>0,00822</b>                     | 8,07                | 200                   | 0,00999                          | 82,32% |
| 61°   | 253       | <b>0,00781</b>                     | 5,96                | 356,66                | 0,00821                          | 95,18% |
| 62°   | 254       | <b>0,00781</b>                     | 5,38                | 453,33                | 0,00821                          | 95,18% |
| 63°   | 222       | <b>0,00775</b>                     | 6,62                | 286,66                | 0,00842                          | 92,02% |
| 64°   | 338       | <b>0,00739</b>                     | 14,32               | 82                    | 0,01423                          | 51,92% |
| 65°   | 095       | <b>0,00736</b>                     | 17,33               | 64,33                 | 0,01846                          | 39,85% |

Notas:

\* Número de descargas por ano que fluem pela torre capazes de causar backflashover (BTA).

\*\* Menor corrente capaz de causar backflashover

\*\*\* Número total de descargas que fluem na torre por ano (intensidade 1kA a 250 kA)

\*\*\*\* Percentual das descargas que fluem pela torre capazes de causar backflashover.

Tabela 8-2 – Resultados da aplicação do BTA ( $N_{f/T\ OUT}$ ) para a LT MC-VP referente às 65 primeiras torres seleccionadas.

A LT IS-SJ apresentou número máximo de fluxos de corrente por torre capazes de causar *backflashover* de 0,04611 *strokes/ano*, sendo o valor mínimo nulo, a média de 0,00297 *strokes/ano* e menor valor para o  $N_{ft-OUT}$  entre as torres classificadas de 0,00442 *strokes/ano*. Cerca de 3,4 % das descargas que fluem através de suas estruturas são capazes de causar desligamentos, sendo 0,306 o número de desligamentos anual esperado devido a *backflashover* para a linha (considerando-se 103 torres). A menor corrente de descarga capaz de causar desligamento ( $I_{OUT}$ ) encontrada para a LT foi de 17,53 kA e a maior, 176,67 kA (média de 75,42 kA considerando-se toda a extensão da linha).

No caso da LT IU-SJ, os resultados encontrados foram:  $N_{ft-OUT}$  máximo de 0,10356 *strokes/ano*, mínimo entre as torres selecionadas como mais críticas de 0,00490 *strokes/ano*, média de 0,03907 *strokes/ano* para a linha e valor mínimo para a linha de  $10^{-5}$  *strokes/ano*. Considerando-se 87 estruturas classificadas, constatou-se que 4,79 % das descargas que fluem através das torres da LT são capazes de causar *backflashover* (0,36613 desligamentos por ano esperados para a linha). A menor corrente  $I_{OUT}$  encontrada para a LT foi de 5,72 kA e a maior, 116,07 kA (média de 67,38 kA). Apesar de ser paralela à LT IS-SJ, esta linha demonstra ser mais susceptível às descargas.

| Ordem | Estrutura | $N_{ft-OUT}$ *<br>(strokes/ano) | $I_{OUT}$ **<br>(kA) | $R_g$<br>( $\Omega$ ) | $N_{ft}$ ***<br>(strokes/ano) | % **** |
|-------|-----------|---------------------------------|----------------------|-----------------------|-------------------------------|--------|
| 1°    | 15        | <b>0,04611</b>                  | 17,53                | 63                    | 0,11573                       | 39,84% |
| 2°    | 12        | <b>0,03785</b>                  | 17,58                | 63                    | 0,10026                       | 37,75% |
| 3°    | 95        | <b>0,01919</b>                  | 31,83                | 28                    | 0,17761                       | 10,80% |
| 4°    | 20        | <b>0,01495</b>                  | 32,08                | 29                    | 0,15389                       | 9,72%  |
| 5°    | 6         | <b>0,01272</b>                  | 17,58                | 63                    | 0,03191                       | 39,86% |
| 6°    | 58        | <b>0,01161</b>                  | 35,00                | 26                    | 0,15549                       | 7,47%  |
| 7°    | 59        | <b>0,01131</b>                  | 34,92                | 26                    | 0,14026                       | 8,06%  |
| 8°    | 57        | <b>0,01087</b>                  | 32,08                | 29                    | 0,10921                       | 9,95%  |
| 9°    | 71        | <b>0,01011</b>                  | 40,76                | 20                    | 0,20989                       | 4,81%  |
| 10°   | 41        | <b>0,01006</b>                  | 32,96                | 28                    | 0,10798                       | 9,32%  |
| 11°   | 70        | <b>0,00965</b>                  | 34,82                | 26                    | 0,11736                       | 8,23%  |
| 12°   | 73        | <b>0,00946</b>                  | 33,64                | 26                    | 0,11078                       | 8,54%  |
| 13°   | 21        | <b>0,00915</b>                  | 33,90                | 27                    | 0,10015                       | 9,14%  |
| 14°   | 9         | <b>0,00883</b>                  | 31,96                | 28                    | 0,08097                       | 10,90% |
| 15°   | 75        | <b>0,00790</b>                  | 32,71                | 27                    | 0,07925                       | 9,97%  |
| 16°   | 13        | <b>0,00771</b>                  | 32,18                | 28                    | 0,08000                       | 9,63%  |
| 17°   | 16        | <b>0,00762</b>                  | 32,89                | 28                    | 0,07643                       | 9,97%  |
| 18°   | 72        | <b>0,00541</b>                  | 48,13                | 17                    | 0,22381                       | 2,42%  |
| 19°   | 11        | <b>0,00540</b>                  | 35,04                | 25                    | 0,07521                       | 7,18%  |
| 20°   | 23        | <b>0,00442</b>                  | 33,90                | 27                    | 0,04819                       | 9,17%  |

*Notas:* \* Número de descargas por ano que fluem pela torre capazes de causar *backflashover* (BTA).

\*\* Menor corrente capaz de causar *backflashover*

\*\*\* Numero total de descargas que fluem na torre por ano (intensidade 1kA a 250 kA)

\*\*\*\* Percentual das descargas que fluem pela torre capazes de causar *backflashover*.

Tabela 8-3 – Resultados do BTA para a LT IS-SJ referente às 20 primeiras torres.

| Ordem | Estrutura | $N_{f/T\ OUT}^*$<br>(strokes/ano) | $I_{OUT}^{**}$<br>(kA) | $R_g$<br>( $\Omega$ ) | $N_{f/T}^{***}$<br>(strokes/ano) | % **** |
|-------|-----------|-----------------------------------|------------------------|-----------------------|----------------------------------|--------|
| 1º    | 012       | <b>0,10356</b>                    | 5,74                   | 376                   | 0,11117                          | 93,15% |
| 2º    | 071       | <b>0,02417</b>                    | 32,71                  | 27                    | 0,25303                          | 9,55%  |
| 3º    | 006       | <b>0,02337</b>                    | 5,75                   | 376                   | 0,02509                          | 93,16% |
| 4º    | 003       | <b>0,02245</b>                    | 5,72                   | 376                   | 0,02380                          | 94,35% |
| 5º    | 072       | <b>0,02180</b>                    | 31,83                  | 28                    | 0,20839                          | 10,46% |
| 6º    | 057       | <b>0,01458</b>                    | 31,83                  | 28                    | 0,13673                          | 10,67% |
| 7º    | 001       | <b>0,01154</b>                    | 5,74                   | 376                   | 0,01261                          | 91,56% |
| 8º    | 010       | <b>0,01086</b>                    | 32,82                  | 27                    | 0,11173                          | 9,72%  |
| 9º    | 070       | <b>0,01075</b>                    | 36,83                  | 23                    | 0,15949                          | 6,74%  |
| 10º   | 016       | <b>0,00976</b>                    | 32,63                  | 28                    | 0,09928                          | 9,84%  |
| 11º   | 050       | <b>0,00955</b>                    | 36,83                  | 23                    | 0,13787                          | 6,93%  |
| 12º   | 073       | <b>0,00904</b>                    | 33,64                  | 26                    | 0,10295                          | 8,78%  |
| 13º   | 065       | <b>0,00861</b>                    | 32,71                  | 27                    | 0,08722                          | 9,87%  |
| 14º   | 058       | <b>0,00762</b>                    | 40,76                  | 20                    | 0,15959                          | 4,78%  |
| 15º   | 027       | <b>0,00757</b>                    | 34,63                  | 25                    | 0,09281                          | 8,16%  |
| 16º   | 087       | <b>0,00701</b>                    | 33,64                  | 26                    | 0,07843                          | 8,94%  |
| 17º   | 038       | <b>0,00695</b>                    | 32,71                  | 27                    | 0,07023                          | 9,89%  |
| 18º   | 034       | <b>0,00587</b>                    | 40,18                  | 22                    | 0,12155                          | 4,83%  |
| 19º   | 022       | <b>0,00494</b>                    | 44,64                  | 18                    | 0,14173                          | 3,49%  |
| 20º   | 002       | <b>0,00490</b>                    | 22,17                  | 46                    | 0,01973                          | 24,86% |

*Notas:* \* Número de descargas por ano que fluem pela torre capazes de causar backflashover (BTA).

\*\* Menor corrente capaz de causar backflashover

\*\*\* Numero total de descargas que fluem na torre por ano (intensidade 1kA a 250 kA)

\*\*\*\* Percentual das descargas que fluem pela torre capazes de causar backflashover.

Tabela 8-4 – Resultados da aplicação do BTA para a LT IU-SJ referente às 20 primeiras torres selecionadas

Os gráficos das Figuras 8-5, 8-6 e 8-7 apresentam os resultados obtidos em toda a extensão das LT's analisadas, aplicando-se a nova metodologia (BTA).

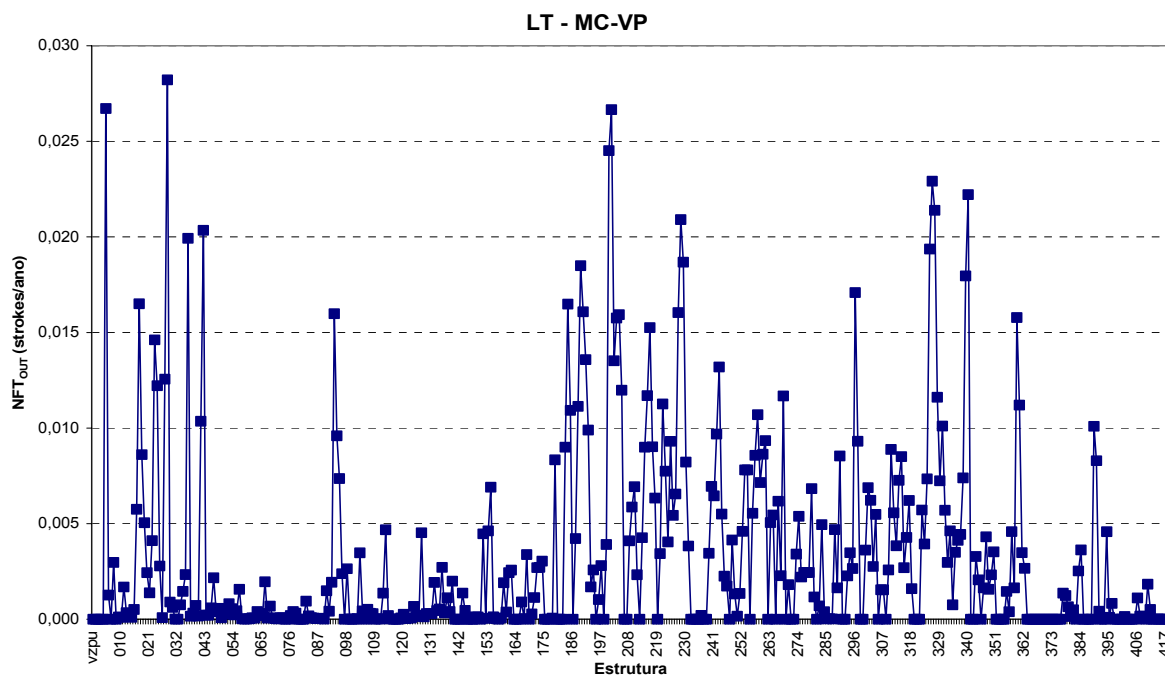


Figura 8-5 –  $N_{f/T\ OUT}$  para a LT MC-VP, considerando-se todas as estruturas da linha.

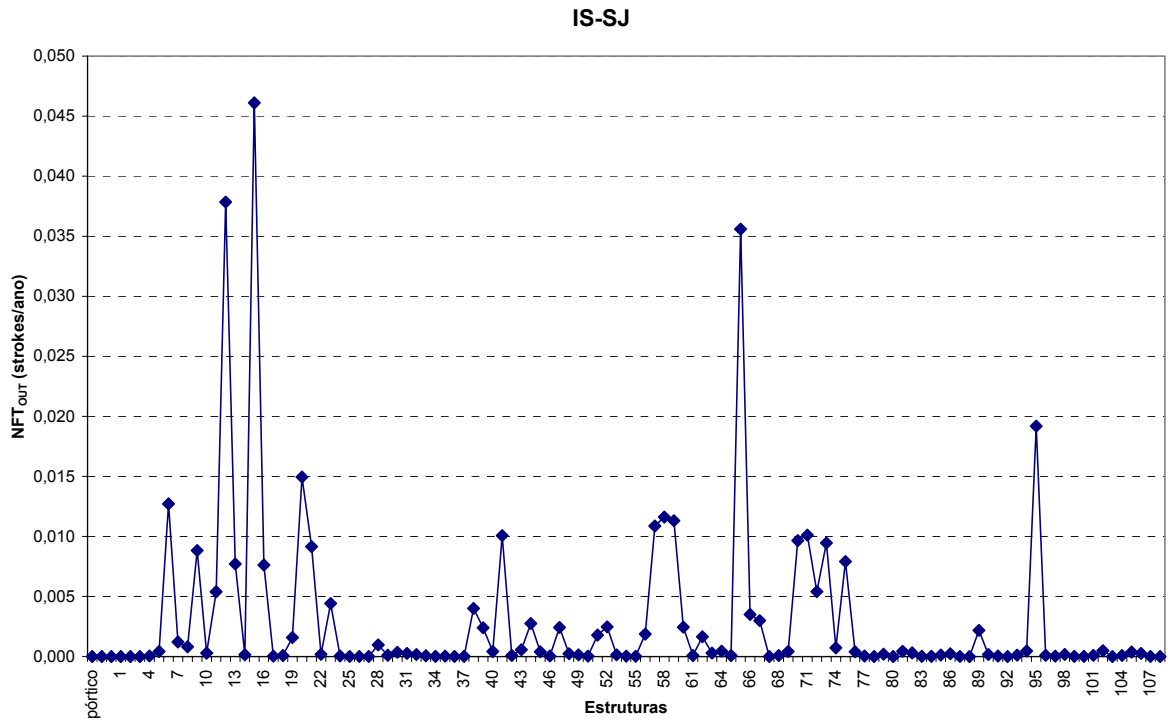


Figura 8-6 –  $N_{ft\ OUT}$  para a LT IS-SJ, considerando-se todas as estruturas da linha.

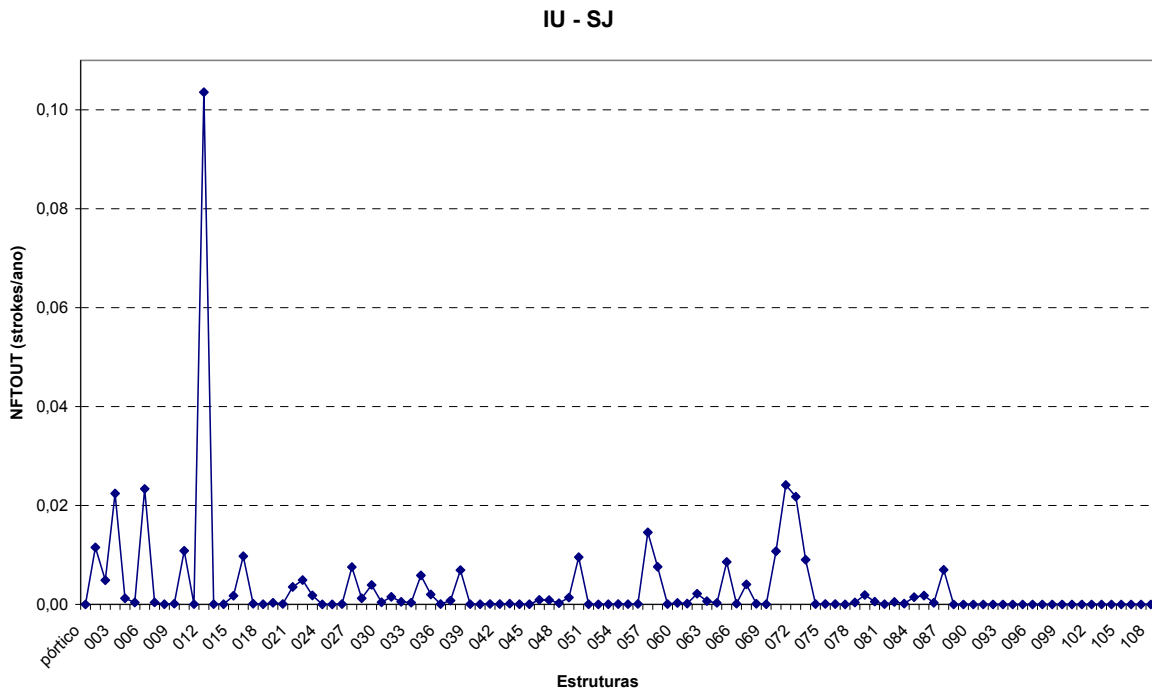


Figura 8-7 –  $N_{ft\ OUT}$  para a LT IS-SJ, considerando-se todas as estruturas da linha.

### 8.3.2 Aplicação em LT's de 230 kV

As torres selecionadas como mais críticas das linhas Guilman Amorim - Ipatinga 1 e Taquaril - Itabira 2 estão expressas nas Tabelas 8-5 e 8-6, respectivamente. Nas Figuras 8-8 e 8-9, tem-se os valores obtidos para toda a linha.

| Ordem | Estrutura | $N_{f/T\ OUT^*}$<br>(strokes/ ano) | $I_{OUT}^{**}$ (kA) | $R_g$<br>( $\Omega$ ) | $N_{f/T}^{***}$<br>(strokes/ano) | % **** |
|-------|-----------|------------------------------------|---------------------|-----------------------|----------------------------------|--------|
| 1°    | 99        | <b>0,26047</b>                     | 12,075              | 193,3                 | 0,48608                          | 53,59% |
| 2°    | 98        | <b>0,23393</b>                     | 13,233              | 170                   | 0,47475                          | 49,28% |
| 3°    | 2A        | <b>0,21772</b>                     | 10,881              | 230,3                 | 0,31565                          | 68,98% |
| 4°    | 122       | <b>0,21154</b>                     | 9,8543              | 280                   | 0,30443                          | 69,49% |
| 5°    | 90        | <b>0,20636</b>                     | 19,038              | 96,4                  | 0,70310                          | 29,35% |
| 6°    | 3A        | <b>0,17519</b>                     | 8,0798              | 436,7                 | 0,22223                          | 78,83% |
| 7°    | 77A       | <b>0,13730</b>                     | 19,661              | 89                    | 0,52134                          | 26,34% |
| 8°    | 125       | <b>0,11339</b>                     | 12,364              | 190                   | 0,19271                          | 58,84% |
| 9°    | 120       | <b>0,10428</b>                     | 7,0628              | 646,7                 | 0,12337                          | 84,53% |
| 10°   | 89        | <b>0,09733</b>                     | 23,482              | 70,2                  | 0,45941                          | 21,19% |
| 11°   | 104       | <b>0,07677</b>                     | 10,106              | 273,3                 | 0,11672                          | 65,77% |
| 12°   | 101       | <b>0,07283</b>                     | 16,534              | 119,7                 | 0,18232                          | 39,95% |
| 13°   | 124       | <b>0,06890</b>                     | 8,5709              | 383,3                 | 0,08619                          | 79,94% |
| 14°   | 88        | <b>0,05759</b>                     | 24,761              | 65,7                  | 0,30151                          | 19,10% |
| 15°   | 139       | <b>0,05597</b>                     | 26,425              | 62,7                  | 0,36834                          | 15,20% |

*Notas:*  
 \* Número de descargas por ano que fluem pela torre capazes de causar backflashover (BTA).  
 \*\* Menor corrente capaz de causar backflashover  
 \*\*\* Numero total de descargas que fluem na torre por ano (intensidade 1kA a 250 kA)  
 \*\*\*\* Percentual das descargas que fluem pela torre capazes de causar backflashover.

Tabela 8-5 – Resultados da aplicação do BTA para a LT GA-IP referente às 15 primeiras torres selecionadas

A LT GA-IP apresentou  $N_{f/T-OUT}$  com valor máximo de 0,486 *strokes*/ano, sendo o valor mínimo da linha  $3 \times 10^{-5}$  *strokes*/ano, média de 0,035 *strokes*/ano e menor valor para o índice entre as torres classificadas de 0,368 *strokes*/ano. Considerando-se todas as estruturas classificadas (83 estruturas), tem-se um número total anual de desligamentos devido a *backflashover* para a linha de 3,08 (soma de todos os *strokes* que podem causar desligamentos). Pode-se concluir que 26,32% das descargas que fluem por ano através de suas estruturas são capazes de causar *backflashover*. A menor corrente de descarga que flui pela torre  $I_{OUT}$  encontrada para a LT foi de 7,06 kA e a maior, 99,93 kA (média de 38,51 kA considerando-se toda a extensão da linha).

| Ordem | Estrutura | $N_{fT\ OUT}^*$<br>(strokes/ ano) | $I_{OUT}^{**}$<br>(kA) | $R_g$<br>( $\Omega$ ) | $N_{fT}^{***}$<br>(strokes/ano) | % **** |
|-------|-----------|-----------------------------------|------------------------|-----------------------|---------------------------------|--------|
| 1°    | 079       | <b>0,04786</b>                    | 9,22                   | 329                   | 0,06427                         | 74,47% |
| 2°    | 035       | <b>0,04585</b>                    | 14,57                  | 145                   | 0,09102                         | 50,38% |
| 3°    | 036       | <b>0,03998</b>                    | 23,66                  | 73                    | 0,19428                         | 20,58% |
| 4°    | 037       | <b>0,03892</b>                    | 23,23                  | 72                    | 0,19003                         | 20,48% |
| 5°    | 030       | <b>0,03262</b>                    | 26,76                  | 63                    | 0,19964                         | 16,34% |
| 6°    | 011       | <b>0,02853</b>                    | 25,23                  | 68                    | 0,16498                         | 17,29% |
| 7°    | 033       | <b>0,02821</b>                    | 12,71                  | 180                   | 0,04626                         | 60,99% |
| 8°    | 034       | <b>0,02375</b>                    | 13,76                  | 160                   | 0,04244                         | 55,97% |
| 9°    | 147       | <b>0,02223</b>                    | 32,67                  | 48                    | 0,23152                         | 9,60%  |
| 10°   | 146       | <b>0,02213</b>                    | 33,43                  | 45                    | 0,25228                         | 8,77%  |
| 11°   | 023       | <b>0,01354</b>                    | 27,57                  | 58                    | 0,09107                         | 14,86% |
| 12°   | 013       | <b>0,01336</b>                    | 40,50                  | 35                    | 0,29129                         | 4,59%  |
| 13°   | 012       | <b>0,01287</b>                    | 40,76                  | 37                    | 0,28597                         | 4,50%  |
| 14°   | 038       | <b>0,01212</b>                    | 28,69                  | 55                    | 0,08926                         | 13,58% |
| 15°   | 029       | <b>0,01207</b>                    | 31,73                  | 49                    | 0,11549                         | 10,45% |
| 16°   | 032       | <b>0,01123</b>                    | 48,43                  | 29                    | 0,51642                         | 2,17%  |
| 17°   | 084       | <b>0,00996</b>                    | 20,77                  | 87                    | 0,03382                         | 29,45% |
| 18°   | 010       | <b>0,00805</b>                    | 35,49                  | 44                    | 0,11019                         | 7,31%  |
| 19°   | 041       | <b>0,00788</b>                    | 27,48                  | 60                    | 0,05211                         | 15,11% |
| 20°   | 014       | <b>0,00786</b>                    | 39,44                  | 37                    | 0,15623                         | 5,03%  |
| 21°   | 160       | <b>0,00748</b>                    | 24,41                  | 71                    | 0,03919                         | 19,08% |
| 22°   | 022       | <b>0,00725</b>                    | 29,51                  | 53                    | 0,05762                         | 12,58% |
| 23°   | 169       | <b>0,00724</b>                    | 29,10                  | 54                    | 0,05926                         | 12,22% |
| 24°   | 003       | <b>0,00712</b>                    | 24,79                  | 65                    | 0,03574                         | 19,92% |
| 25°   | 006       | <b>0,00690</b>                    | 37,47                  | 41                    | 0,11379                         | 6,07%  |
| 26°   | 005       | <b>0,00678</b>                    | 33,89                  | 45                    | 0,07897                         | 8,58%  |
| 27°   | 024       | <b>0,00667</b>                    | 37,17                  | 34                    | 0,11180                         | 5,97%  |
| 28°   | 168       | <b>0,00659</b>                    | 27,88                  | 58                    | 0,04511                         | 14,62% |
| 29°   | 007       | <b>0,00657</b>                    | 39,64                  | 36                    | 0,12811                         | 5,13%  |
| 30°   | 155       | <b>0,00627</b>                    | 33,12                  | 48                    | 0,07254                         | 8,64%  |

Notas:

\* Número de descargas por ano que fluem pela torre capazes de causar backflashover (BTA).

\*\* Menor corrente capaz de causar backflashover

\*\*\* Numero total de descargas que fluem na torre por ano (intensidade 1kA a 250 kA)

\*\*\*\* Percentual das descargas que fluem pela torre capazes de causar backflashover.

Tabela 8-6 – Resultados da aplicação do BTA para a LT TQ-IT referente às 30 primeiras torres selecionadas

Para a LT TQ-IT, tem-se  $N_{fT\ OUT}$  máximo de 0,04786 *strokes*/ano, mínimo entre as torres selecionadas de 0,00627 *strokes*/ano, média de 0,00353 *strokes*/ano para a linha e valor mínimo para a linha de  $3,05 \times 10^{-6}$  *strokes*/ano. Considerando-se 174 estruturas, 5,07 % das descargas que fluem nas torres são capazes de causar *backflashover* (espera-se 0,615 desligamentos por ano para a LT). A menor corrente  $I_{OUT}$  encontrada para a LT foi de 9,22 kA e a maior, 141,32 kA (média de 61,24 kA).

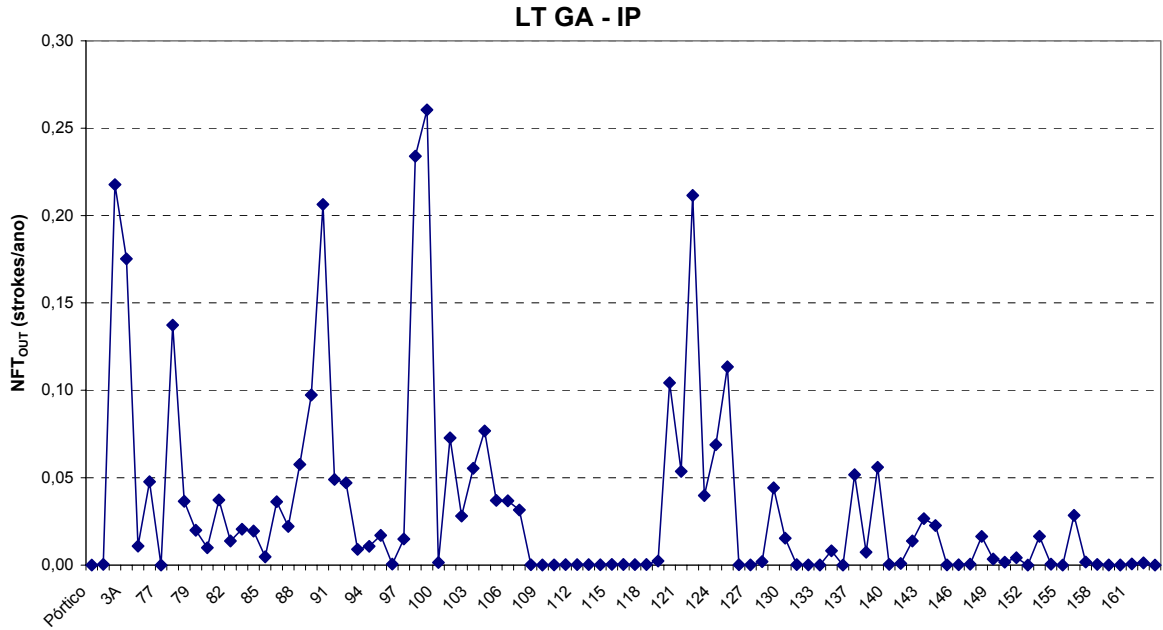


Figura 8-8 –  $N_{ft\ OUT}$  para a LT GA-IP, considerando-se todas as estruturas da linha.

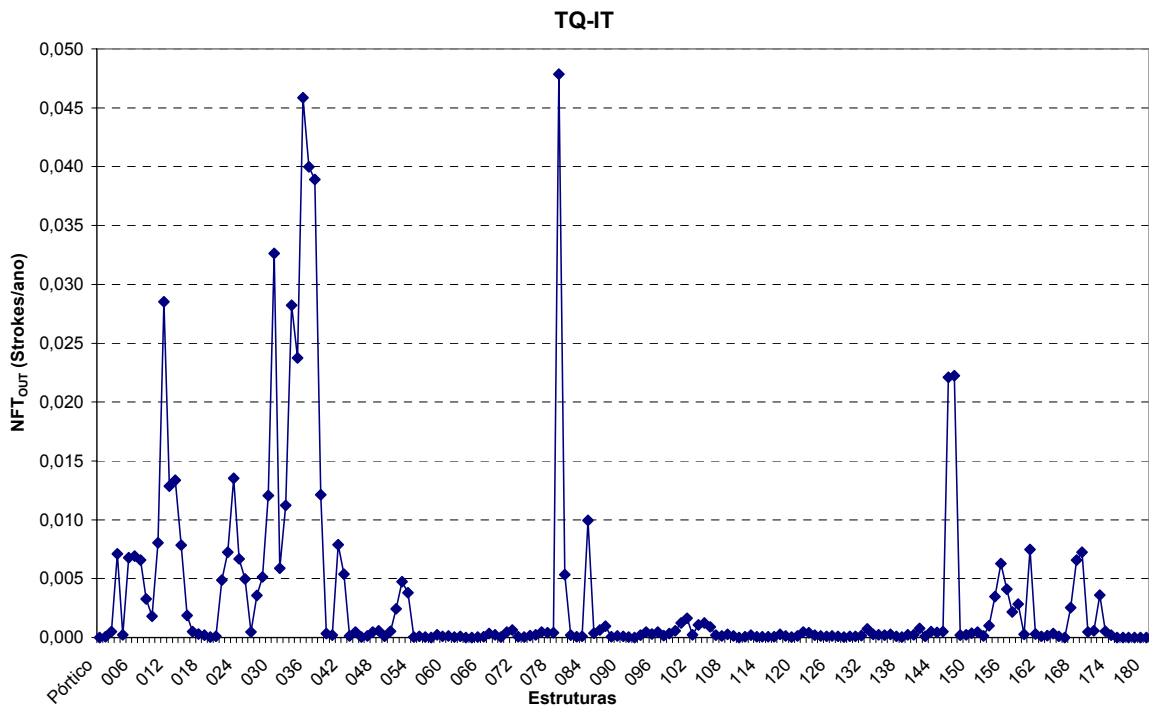


Figura 8-9 –  $N_{ft\ OUT}$  para a LT TQ-IT, considerando-se todas as estruturas da linha.

### 8.3.3 Aplicação em LT's de 345 kV

Nas Tabelas 8-7 e 8-8 têm-se as torres selecionadas para as linhas Barbacena - Juiz de Fora e Neves - Taquaril. Os resultados obtidos para toda a extensão das linhas de 345 kV estão ilustrados nas Figuras 8-10 e 8-11.

A LT BB-JF apresentou número máximo de fluxos de corrente por torre capazes de causar *backflashover* de  $6,13 \times 10^{-3}$  strokes/ano, sendo o valor mínimo  $1,48 \times 10^{-7}$  strokes/ano, média de  $4,3 \times 10^{-4}$  strokes/ano e menor valor para o  $N_{ft-OUT}$  entre as torres classificadas de  $6,5 \times 10^{-4}$  strokes/ano. Cerca de 0,61 % das descargas que fluem através de suas estruturas são capazes de causar desligamentos (são esperados para a LT 0,066 desligamentos anuais). A menor corrente  $I_{OUT}$  encontrada para a LT foi de 53,08 kA e a maior, 187,93 kA (média de 101,20 kA).

| Ordem | Estrutura | $N_{ft-OUT}^*$<br>(strokes/ ano) | $I_{OUT}^{**}$<br>(kA) | $R_g$<br>( $\Omega$ ) | $N_{ft}^{***}$<br>(strokes/ano) | % **** |
|-------|-----------|----------------------------------|------------------------|-----------------------|---------------------------------|--------|
| 1°    | 131       | 0,00613                          | 58,21                  | 30                    | 0,58130                         | 1,05%  |
| 2°    | 138       | 0,00426                          | 53,08                  | 29                    | 0,26898                         | 1,59%  |
| 3°    | 86        | 0,00386                          | 61,372                 | 24                    | 0,46446                         | 0,83%  |
| 4°    | 92        | 0,00344                          | 62,12                  | 25                    | 0,43084                         | 0,80%  |
| 5°    | 2         | 0,00313                          | 57,88                  | 26                    | 0,27525                         | 1,14%  |
| 6°    | 40        | 0,00212                          | 64,88                  | 21                    | 0,31664                         | 0,67%  |
| 7°    | 17        | 0,00210                          | 61,18                  | 27                    | 0,24261                         | 0,87%  |
| 8°    | 36        | 0,00189                          | 65,72                  | 25                    | 0,29799                         | 0,64%  |
| 9°    | 39        | 0,00174                          | 82,06                  | 17                    | 0,85381                         | 0,20%  |
| 10°   | 24        | 0,00149                          | 58,16                  | 28                    | 0,13724                         | 1,09%  |
| 11°   | 28        | 0,00130                          | 74,62                  | 21                    | 0,38175                         | 0,34%  |
| 12°   | 75        | 0,00121                          | 77,15                  | 19                    | 0,42782                         | 0,28%  |
| 13°   | 67        | 0,00116                          | 77,79                  | 20                    | 0,42290                         | 0,27%  |
| 14°   | 109       | 0,00100                          | 75,40                  | 20                    | 0,30983                         | 0,32%  |
| 15°   | 31        | 0,00090                          | 73,46                  | 22                    | 0,24820                         | 0,36%  |
| 16°   | 136       | 0,00089                          | 73,96                  | 19                    | 0,23656                         | 0,38%  |
| 17°   | 62        | 0,00089                          | 77,15                  | 19                    | 0,31459                         | 0,28%  |
| 18°   | 50        | 0,00075                          | 82,06                  | 17                    | 0,35974                         | 0,21%  |
| 19°   | 51        | 0,00072                          | 86,64                  | 17                    | 0,45205                         | 0,16%  |
| 20°   | 82        | 0,00072                          | 88,93                  | 14                    | 0,50942                         | 0,14%  |
| 21°   | 141       | 0,00070                          | 74,09                  | 15                    | 0,21203                         | 0,33%  |
| 22°   | 44        | 0,00070                          | 75,67                  | 18                    | 0,21338                         | 0,33%  |
| 23°   | 58        | 0,00069                          | 82,56                  | 16                    | 0,34815                         | 0,20%  |
| 24°   | 68        | 0,00065                          | 83,86                  | 18                    | 0,35369                         | 0,18%  |
| 25°   | 130       | 0,00065                          | 76,83                  | 20                    | 0,21653                         | 0,30%  |

**Notas:**

- \* Número de descargas por ano que fluem pela torre capazes de causar *backflashover* (BTA).
- \*\* Menor corrente capaz de causar *backflashover*
- \*\*\* Numero total de descargas que fluem na torre por ano (intensidade 1kA a 250 kA)
- \*\*\*\* Percentual das descargas que fluem pela torre capazes de causar *backflashover*.

Tabela 8-7 – Resultados da aplicação do BTA para a LT BB-JF referente às 25 primeiras torres selecionadas

No caso da LT NV-TQ, tem-se:  $N_{ft-OUT}$  máximo de  $2,4 \times 10^{-3}$  strokes/ano, mínimo entre as torres classificadas como mais críticas de  $4,01 \times 10^{-5}$  strokes/ano, média de  $7,12 \times 10^{-5}$  strokes/ano para a linha (considerando-se 102 estruturas) e valor mínimo para a LT nulo. Constatou-se que 0,11% das descargas que fluem pelas torres são capazes de causar *backflashover* (número de desligamentos anual esperado de  $7,26 \times 10^{-3}$ ). A menor corrente  $I_{OUT}$  encontrada para a LT foi de 45,36 kA e a maior, 291,90 kA (média de 150,78 kA).

| Ordem | Estrutura | $N_{ft-OUT}^*$<br>(strokes/ ano) | $I_{OUT}^{**}$<br>(kA) | $R_g$<br>( $\Omega$ ) | $N_{fT}^{***}$<br>(strokes/ano) | % **** |
|-------|-----------|----------------------------------|------------------------|-----------------------|---------------------------------|--------|
| 1°    | 068       | <b>0,00240</b>                   | 46,03                  | 40                    | 0,08573                         | 2,80%  |
| 2°    | 069       | <b>0,00210</b>                   | 45,36                  | 40                    | 0,06913                         | 3,04%  |
| 3°    | 010       | <b>0,00070</b>                   | 63,92                  | 24                    | 0,09328                         | 0,75%  |
| 4°    | 033       | <b>0,00018</b>                   | 66,53                  | 23                    | 0,02965                         | 0,61%  |
| 5°    | 006       | <b>0,00013</b>                   | 81,50                  | 16                    | 0,05844                         | 0,22%  |
| 6°    | 009       | <b>0,00013</b>                   | 82,88                  | 19                    | 0,06215                         | 0,21%  |
| 7°    | 019       | <b>0,00012</b>                   | 88,06                  | 16                    | 0,08452                         | 0,14%  |
| 8°    | 086       | <b>0,00011</b>                   | 90,51                  | 14                    | 0,09092                         | 0,12%  |
| 9°    | 087       | <b>0,00011</b>                   | 80,26                  | 18                    | 0,04710                         | 0,23%  |
| 10°   | 072       | <b>0,00008</b>                   | 99,17                  | 12                    | 0,10582                         | 0,07%  |
| 11°   | 078       | <b>0,00008</b>                   | 95,60                  | 13                    | 0,08752                         | 0,09%  |
| 12°   | 036       | <b>0,00007</b>                   | 86,11                  | 17                    | 0,04585                         | 0,16%  |
| 13°   | 015       | <b>0,00007</b>                   | 88,57                  | 17                    | 0,05021                         | 0,14%  |
| 14°   | 011       | <b>0,00007</b>                   | 88,36                  | 14                    | 0,04914                         | 0,14%  |
| 15°   | 097       | <b>0,00007</b>                   | 99,70                  | 13                    | 0,08982                         | 0,07%  |
| 16°   | 043       | <b>0,00006</b>                   | 90,51                  | 14                    | 0,04834                         | 0,13%  |
| 17°   | 035       | <b>0,00006</b>                   | 86,02                  | 16                    | 0,03750                         | 0,16%  |
| 18°   | 045       | <b>0,00005</b>                   | 104,17                 | 13                    | 0,09281                         | 0,05%  |
| 19°   | 089       | <b>0,00005</b>                   | 98,57                  | 14                    | 0,05846                         | 0,08%  |
| 20°   | 088       | <b>0,00004</b>                   | 98,57                  | 14                    | 0,05319                         | 0,08%  |

*Notas:*

\* Número de descargas por ano que fluem pela torre capazes de causar *backflashover* (BTA).

\*\* Menor corrente capaz de causar *backflashover*

\*\*\* Numero total de descargas que fluem na torre por ano (intensidade 1kA a 250 kA)

\*\*\*\* Percentual das descargas que fluem pela torre capazes de causar *backflashover*.

Tabela 8-8 – Resultados da aplicação do BTA para a LT NV-TQ referente às 20 primeiras torres selecionadas.

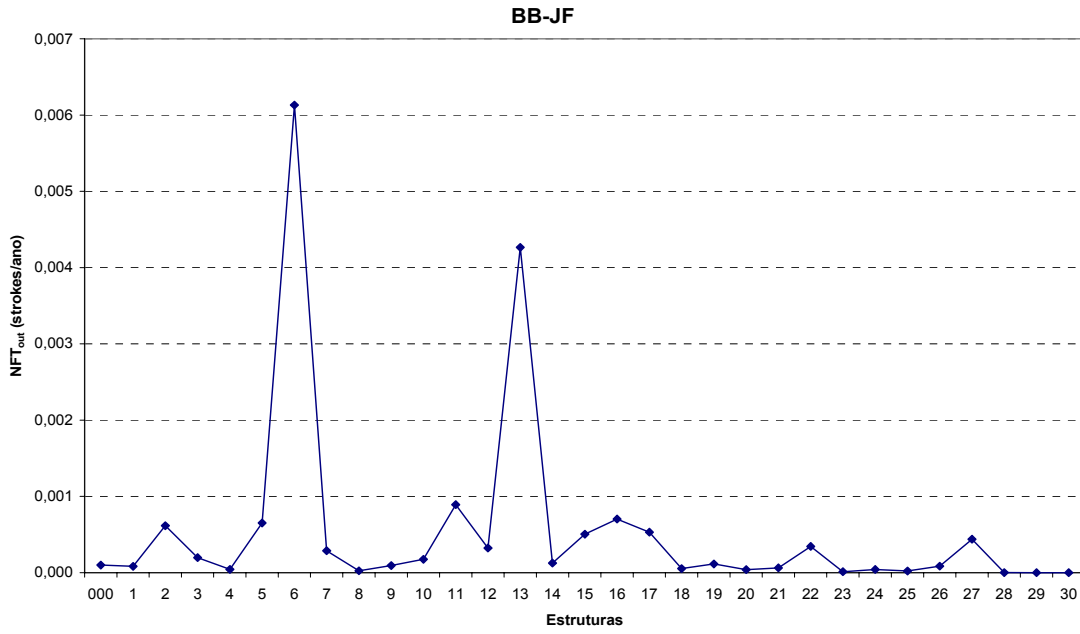


Figura 8-10 – Nf/t OUT para a LT BB-JF, considerando-se todas as estruturas da linha.

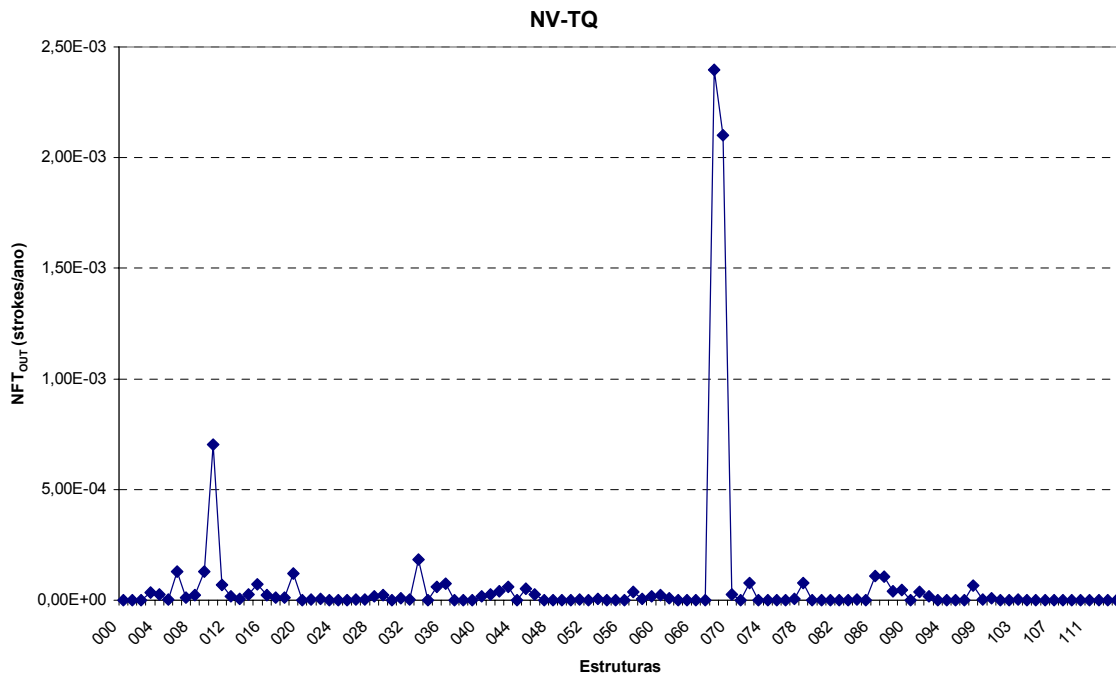


Figura 8-11 – Nf/t OUT para a LT NV-TQ, considerando-se todas as estruturas da linha.

### 8.3.4 Aplicação em LT's de 500 kV

Os resultados obtidos para as linhas Jaguará – Nova Ponte e São Simão - Água Vermelha estão apresentados nas Tabelas 8-9 e 8-10 e Figuras 8-12 e 8-13, respectivamente.

A LT JG-NP apresentou  $N_{ft-OUT}$  com valor máximo de  $1,46 \times 10^{-3}$  strokes/ano, sendo o valor mínimo da linha nulo, a média de  $7,77 \times 10^{-5}$  strokes/ano e menor valor entre as torres classificadas de  $1,33 \times 10^{-3}$  strokes/ano. Conclui-se que 0,06 % das descargas que fluem através de suas estruturas são capazes de causar *backflashover* (são esperados 0,019 desligamentos por ano, considerando-se 245 estruturas). A menor corrente de descarga que flui pela torre capaz de causar desligamento ( $I_{OUT}$ ) encontrada para a LT foi de 55,45 kA e a maior, 354,50 kA (média de 131,44 kA considerando-se toda a extensão da linha).

Para a LT SS-AV, tem-se  $N_{ft-OUT}$  máximo de  $5,98 \times 10^{-4}$  strokes/ano, mínimo entre as torres selecionadas de  $1,10 \times 10^{-4}$  strokes/ano, média de  $5,13 \times 10^{-5}$  strokes/ano para a linha (considerando-se 187 estruturas) e valor mínimo para a LT nulo. Cerca de 0,08 % das descargas que fluem em cada estrutura são capazes de causar desligamentos (espera-se 0,01 desligamentos por ano). A menor corrente  $I_{OUT}$  encontrada para a LT foi de 61,41 kA e a maior, 467,63 kA (média de 153,81 kA).

| Ordem | Estrutura | $N_{ft-OUT}^*$<br>(strokes/ ano) | $I_{OUT}^{**}$<br>(kA) | $R_g$<br>( $\Omega$ ) | $N_{ft}^{***}$<br>(strokes/ano) | % **** |
|-------|-----------|----------------------------------|------------------------|-----------------------|---------------------------------|--------|
| 1°    | 505       | <b>0,00146</b>                   | 55,45                  | 46                    | 0,11041                         | 1,33%  |
| 2°    | 695       | <b>0,00124</b>                   | 77,52                  | 29                    | 0,51057                         | 0,24%  |
| 3°    | 617       | <b>0,00082</b>                   | 77,76                  | 28                    | 0,29637                         | 0,28%  |
| 4°    | 656       | <b>0,00067</b>                   | 77,22                  | 29                    | 0,24429                         | 0,27%  |
| 5°    | 676       | <b>0,00057</b>                   | 81,87                  | 26                    | 0,27095                         | 0,21%  |
| 6°    | 678       | <b>0,00052</b>                   | 85,74                  | 25                    | 0,32208                         | 0,16%  |
| 7°    | 605       | <b>0,00041</b>                   | 76,45                  | 30                    | 0,13923                         | 0,29%  |
| 8°    | 614       | <b>0,00036</b>                   | 79,50                  | 29                    | 0,15283                         | 0,24%  |
| 9°    | 562       | <b>0,00033</b>                   | 74,09                  | 30                    | 0,09972                         | 0,33%  |
| 10°   | 529       | <b>0,00032</b>                   | 75,70                  | 31                    | 0,10291                         | 0,31%  |
| 11°   | 608       | <b>0,00031</b>                   | 76,41                  | 30                    | 0,10561                         | 0,30%  |
| 12°   | 503       | <b>0,00027</b>                   | 76,13                  | 29                    | 0,09287                         | 0,30%  |
| 13°   | 488       | <b>0,00026</b>                   | 76,01                  | 32                    | 0,08787                         | 0,29%  |
| 14°   | 516       | <b>0,00025</b>                   | 79,76                  | 28                    | 0,10313                         | 0,25%  |
| 15°   | 658       | <b>0,00025</b>                   | 86,50                  | 23                    | 0,16256                         | 0,16%  |
| 16°   | 629       | <b>0,00025</b>                   | 80,03                  | 27                    | 0,10973                         | 0,23%  |
| 17°   | 513       | <b>0,00024</b>                   | 79,49                  | 28                    | 0,10122                         | 0,24%  |
| 18°   | 636       | <b>0,00023</b>                   | 84,13                  | 27                    | 0,13121                         | 0,17%  |
| 19°   | 674       | <b>0,00023</b>                   | 101,32                 | 19                    | 0,35749                         | 0,06%  |
| 20°   | 577       | <b>0,00023</b>                   | 86,07                  | 26                    | 0,14403                         | 0,16%  |

(Continua...)

| Ordem | Estrutura | N <sub>f/T OUT</sub> *<br>(strokes/ ano) | I <sub>OUT</sub> **<br>(kA) | R <sub>g</sub><br>(Ω) | N <sub>f/T</sub> ***<br>(strokes/ano) | % **** |
|-------|-----------|--|-----------------------------|-----------------------|---------------------------------------|--------|
| 21°   | 475       | 0,00023                                  | 83,09                       | 27                    | 0,11839                               | 0,19%  |
| 22°   | 692       | 0,00022                                  | 94,65                       | 24                    | 0,23684                               | 0,09%  |
| 23°   | 485       | 0,00022                                  | 78,08                       | 29                    | 0,08548                               | 0,25%  |
| 24°   | 574       | 0,00022                                  | 81,29                       | 28                    | 0,10232                               | 0,21%  |
| 25°   | 618       | 0,00021                                  | 93,75                       | 22                    | 0,20532                               | 0,10%  |
| 26°   | 627       | 0,00021                                  | 82,79                       | 28                    | 0,10468                               | 0,20%  |
| 27°   | 666       | 0,00021                                  | 101,62                      | 20                    | 0,33213                               | 0,06%  |
| 28°   | 604       | 0,00019                                  | 89,43                       | 23                    | 0,15120                               | 0,13%  |
| 29°   | 520       | 0,00019                                  | 83,73                       | 25                    | 0,10300                               | 0,19%  |
| 30°   | 599       | 0,00019                                  | 87,63                       | 22                    | 0,13243                               | 0,14%  |
| 31°   | 680       | 0,00018                                  | 100,17                      | 20                    | 0,27679                               | 0,07%  |
| 32°   | 587       | 0,00017                                  | 92,86                       | 24                    | 0,15441                               | 0,11%  |
| 33°   | 576       | 0,00015                                  | 88,96                       | 24                    | 0,11251                               | 0,14%  |
| 34°   | 634       | 0,00015                                  | 86,85                       | 24                    | 0,10013                               | 0,15%  |
| 35°   | 606       | 0,00015                                  | 81,27                       | 29                    | 0,07271                               | 0,20%  |
| 36°   | 625       | 0,00015                                  | 89,09                       | 23                    | 0,11441                               | 0,13%  |
| 37°   | 626       | 0,00014                                  | 92,46                       | 23                    | 0,13441                               | 0,11%  |
| 38°   | 661       | 0,00014                                  | 94,76                       | 21                    | 0,14771                               | 0,10%  |
| 39°   | 685       | 0,00014                                  | 105,47                      | 18                    | 0,29019                               | 0,05%  |
| 40°   | 581       | 0,00013                                  | 87,52                       | 26                    | 0,09166                               | 0,14%  |

Notas:

- \* Número de descargas por ano que fluem pela torre capazes de causar backflashover (BTA).
- \*\* Menor corrente capaz de causar backflashover
- \*\*\* Número total de descargas que fluem na torre por ano (intensidade 1kA a 250 kA)
- \*\*\*\* Percentual das descargas que fluem pela torre capazes de causar backflashover.

Tabela 8-9 – Resultados da aplicação do BTA para a LT JG-NP referente às 40 primeiras torres selecionadas.

| Ordem | Estrutura | N <sub>f/T OUT</sub> *<br>(strokes/ ano) | I <sub>OUT</sub> (kA) | R <sub>g</sub><br>(Ω) | N <sub>f/T</sub> **<br>(strokes/ano) | % *** |
|-------|-----------|--|-----------------------|-----------------------|--------------------------------------|-------|
| 1°    | 67        | 0,00060                                  | 61,41                 | 40                    | 0,06978                              | 0,86% |
| 2°    | 45        | 0,00055                                  | 63,28                 | 39                    | 0,07627                              | 0,72% |
| 3°    | 44        | 0,00045                                  | 63,28                 | 39                    | 0,06207                              | 0,72% |
| 4°    | 171       | 0,00044                                  | 66,32                 | 38                    | 0,07406                              | 0,60% |
| 5°    | 84        | 0,00042                                  | 76,59                 | 30                    | 0,14404                              | 0,29% |
| 6°    | 49        | 0,00030                                  | 74,79                 | 31                    | 0,08920                              | 0,34% |
| 7°    | 50        | 0,00028                                  | 77,48                 | 30                    | 0,09960                              | 0,28% |
| 8°    | 170       | 0,00024                                  | 74,79                 | 31                    | 0,07017                              | 0,34% |
| 9°    | 28        | 0,00023                                  | 76,27                 | 29                    | 0,07590                              | 0,30% |
| 10°   | 121       | 0,00022                                  | 80,02                 | 29                    | 0,09682                              | 0,23% |
| 11°   | 120       | 0,00022                                  | 82,66                 | 27                    | 0,10889                              | 0,20% |
| 12°   | 177       | 0,00022                                  | 78,17                 | 28                    | 0,08448                              | 0,26% |
| 13°   | 190       | 0,00021                                  | 87,04                 | 24                    | 0,14503                              | 0,15% |
| 14°   | 42        | 0,00020                                  | 80,52                 | 28                    | 0,08846                              | 0,23% |
| 15°   | 172       | 0,00019                                  | 83,62                 | 26                    | 0,09896                              | 0,19% |
| 16°   | 85        | 0,00018                                  | 72,59                 | 32                    | 0,04502                              | 0,39% |
| 17°   | 55        | 0,00018                                  | 87,36                 | 25                    | 0,11768                              | 0,15% |
| 18°   | 83        | 0,00017                                  | 89,63                 | 23                    | 0,13345                              | 0,00% |
| 19°   | 119       | 0,00017                                  | 79,33                 | 28                    | 0,06883                              | 0,25% |
| 20°   | 19        | 0,00017                                  | 79,92                 | 28                    | 0,06887                              | 0,25% |
| 21°   | 151       | 0,00017                                  | 82,12                 | 28                    | 0,08289                              | 0,20% |

(Continua...)

| Ordem | Estrutura | $N_{fT\ OUT}^*$<br>(strokes/ ano) | $I_{OUT}$ (kA) | $R_g$<br>( $\Omega$ ) | $N_{fT}^{**}$<br>(strokes/ano) | % <sup>***</sup> |
|-------|-----------|-----------------------------------|----------------|-----------------------|--------------------------------|------------------|
| 22°   | 157       | <b>0,00016</b>                    | 78,17          | 28                    | 0,06115                        | 0,26%            |
| 23°   | 18        | <b>0,00016</b>                    | 76,27          | 29                    | 0,05432                        | 0,30%            |
| 24°   | 27        | <b>0,00015</b>                    | 78,17          | 28                    | 0,05612                        | 0,26%            |
| 25°   | 176       | <b>0,00013</b>                    | 89,61          | 26                    | 0,10299                        | 0,13%            |
| 26°   | 13        | <b>0,00013</b>                    | 73,76          | 31                    | 0,03531                        | 0,37%            |
| 27°   | 174       | <b>0,00012</b>                    | 81,41          | 27                    | 0,05717                        | 0,22%            |
| 28°   | 175       | <b>0,00011</b>                    | 84,35          | 27                    | 0,06378                        | 0,18%            |
| 29°   | 14        | <b>0,00011</b>                    | 80,52          | 28                    | 0,04925                        | 0,23%            |
| 30°   | 58        | <b>0,00011</b>                    | 91,17          | 24                    | 0,09592                        | 0,11%            |

Notas:

\* Número de descargas por ano que fluem pela torre capazes de causar backflashover (BTA).

\*\* Menor corrente capaz de causar backflashover

\*\*\* Numero total de descargas que fluem na torre por ano (intensidade 1kA a 250 kA)

\*\*\*\* Percentual das descargas que fluem pela torre capazes de causar backflashover.

Tabela 8-10 – Resultados da aplicação do BTA para a LT SS-AV referente às 30 primeiras torres selecionadas.

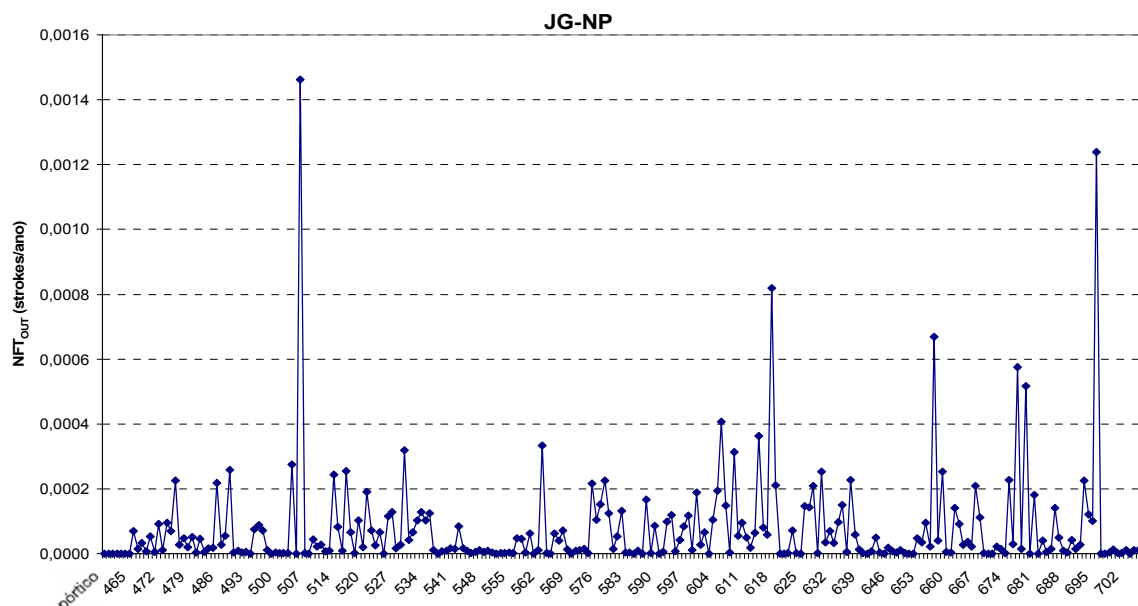


Figura 8-12 –  $N_{fT\ OUT}$  para a LT JG-NP, considerando-se todas as estruturas da linha.

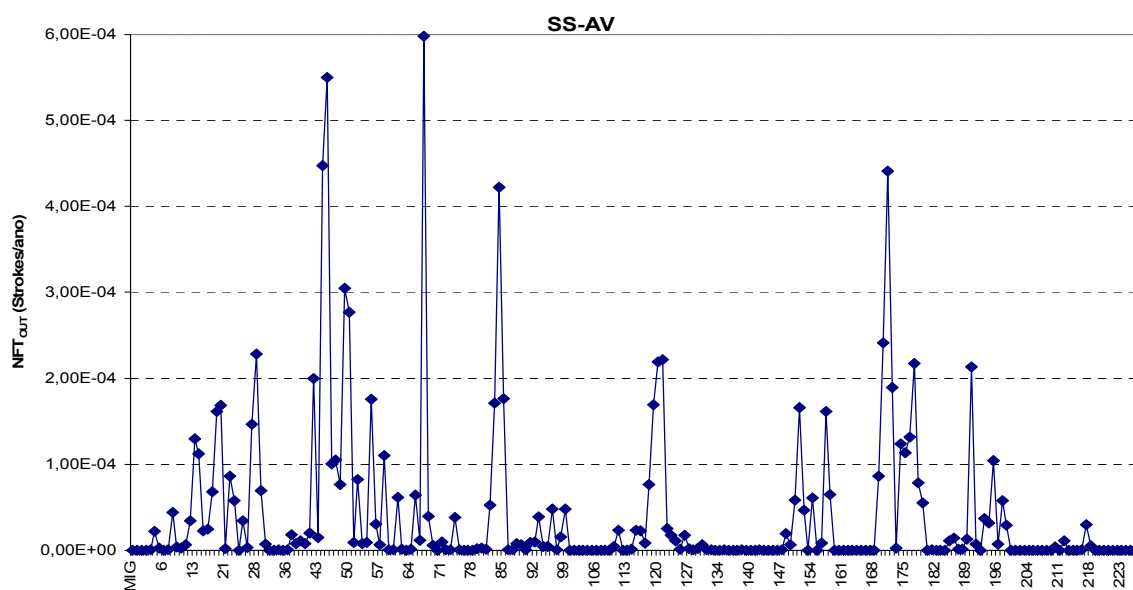


Figura 8-13 –  $N_{fT\ OUT}$  para a LT SS-AV, considerando-se todas as estruturas da linha.

### 8.3.5 *Análise dos Resultados*

De uma forma geral, à medida que o nível de tensão nominal da linha se eleva, conforme o esperado, o BTA ( $N_{fl-OUT}$ ) tem seus valores reduzidos. Isto porque nestas linhas de maior NBI, somente correntes de descargas mais intensas serão capazes de causar *backflashover*.

Este índice também possibilita a comparação do nível crítico em relação às descargas atmosféricas de uma linha em relação à outra, pois representa o número de vezes por ano a que cada estrutura da LT está submetida a eventuais desligamentos.

A exemplo da análise de faltas apresentada no Capítulo 7 e observando-se todas as considerações citadas no item 7.3.4, os resultados obtidos quando aplicada a nova metodologia (BTA) foram comparados aos vãos onde, segundo dispositivo localizador de faltas, houve distúrbios na linha atribuídos a descargas atmosféricas, resultando em desligamentos<sup>54</sup>.

A Tabela 8-11 apresenta os resultados obtidos quando feita a comparação entre os vãos indicados por dispositivo localizador de faltas e as torres indicadas como mais críticas pelo *número de fluxos de corrente por torre capazes de causar backflashover (BTA)*.

Analisando-se os resultados obtidos para cada LT antes e após a aplicação da metodologia ( $I_{SEV}$  x BTA), pode-se observar, de uma forma geral, que há variação na indicação das torres críticas de cada linha analisada, quando se consideram as duas diferentes metodologias desenvolvidas para identificação de pontos críticos em linhas de transmissão.

Apesar de, num primeiro momento, o Índice de Severidade ( $I_{SEV}$ ) (ver Capítulo 7) contemplar os aspectos de frequência de incidência de descargas ( $I_{FREQ}$ ) e severidade da resposta da linha a essas incidências ( $I_{AMP}$ ), não se consideravam alguns aspectos específicos de cada torre, como por exemplo a menor amplitude de corrente capaz de causar *backflashover* naquela torre específica, a probabilidade de ocorrência de cada intensidade de

---

<sup>54</sup> No Apêndice G, tem-se um exemplo da análise de faltas e comparações realizada para cada LT.

corrente e o raio de atração para cada corrente incidente no vão considerado.

| LT  | Faltas Correlacionadas<br>(localizador de faltas versus<br>Dados LLS)* | Faltas Indicadas<br>(localizador de faltas versus<br>torres indicadas pelo BTA)** |
|---|--|---|
| MC-VP   | 25<br>(14 com fraca correlação)  | 17<br>(8 no mesmo vão, 6 até a terceira torre e<br>3 até a quinta torre)          |
| GA-IP   | 14<br>(4 com fraca correlação)   | 12<br>(3 no mesmo vão, 6 até a terceira estrutura<br>e 3 até a quinta torre)      |
| TQ-IT   | 6<br>(2 com fraca correlação)  | 2 (mesmo vão)   |
| BB-JF   | 8<br>(3 com fraca correlação)  | 6<br>(2 no mesmo vão, 3 até a terceira torre e<br>1 até a quinta torre)           |
| NV-TQ   | 3  | 3<br>(2 no mesmo vão e 1 até a terceira torre)                                    |
| JG-NP   | 5<br>(2 com fraca correlação)  | 5<br>(3 no mesmo vão, 1 até a terceira torre e<br>1 até a quinta torre)           |
| SS-AV   | 2<br>(1 com fraca correlação)  | 2 (mesmo vão)   |
| <b>Notas:</b>   |  |   |
| * As faltas foram consideradas com correlação fraca as que ocorreram a mais de $\pm 1$ minuto do registro da falta e /ou distância superior a 5 vãos do local de ocorrência indicado pelo dispositivo.  |  |   |
| ** O local de ocorrência das faltas indicadas por dispositivo localizador foi comparado às torres indicadas pelo BTA. Apenas para fins de análise, também estão indicadas as torres críticas próximas ao local indicado pelo localizador de faltas. |  |   |
| ***Os dados de faltas para as LT's IU-SJ e IS-SJ não estavam disponíveis.   |  |   |

Tabela 8-11 – Resultado da análise de faltas realizada para cada LT, considerando-se as torres indicadas pelo BTA ( $N_{ft-OUT}$ ).

Com o aprimoramento da metodologia ( $N_{ft-OUT}$ ), passa-se a contemplar, principalmente, os efeitos do nível de isolamento da linha, o efeito da orografia da região (área de projeção no solo em função do raio de atração determinado para cada intensidade de corrente), além do efeito da distribuição de intensidades de corrente no solo, obtida com base em medições diretas.

Dessa forma, tem-se melhor representadas as probabilidades de incidência de descargas diretamente no cabo pára-raios em cada vão, possibilitando-se determinar as descargas que fluirão através das torres por ano e que podem causar conseqüente desligamento da linha.

A melhoria oferecida através da nova metodologia pode ser observada na Tabela 8-12, a despeito dos poucos casos de faltas existentes (baixa representatividade

estatística). É apresentado um resumo da correlação direta entre as faltas reais indicadas pelo dispositivo localizador de faltas e torres selecionadas pela metodologia ( $I_{SEV}$  e  $BTA$ , respectivamente), para cada LT analisada.

|  |                       | <b>Faltas Diretamente Correlacionadas<br/>Dispositivo localizador de faltas<br/>X</b> |   |
|--|-----------------------|---|---|
| <b>LT</b>  | <b>Total Faltas *</b> | <b>Torres indicadas pelo<br/><math>I_{SEV}</math></b>                                 | <b>Torres indicadas pelo <math>BTA</math></b> |
| MC-VP  | 25                    | 7   | 8   |
| GA-IP  | 14                    | 4   | 3   |
| TQ-IT  | 6                     | 2   | 2   |
| BB-JF  | 8                     | 1   | 2   |
| NV-TQ  | 3                     | 3   | 2   |
| JG-NP  | 5                     | 2   | 3   |
| SS-AV  | 2                     | 2   | 2   |
| <b>Notas:</b>  |                       |   |   |
| * Total de faltas correlacionadas com os dados registrados pelo LLS em 6 anos.   |                       |   |   |
| **Para correlação direta, a torre indicada pelo índice deve ser uma das duas do vão indicado pelo dispositivo localizador de faltas. |                       |   |   |

Tabela 8-12 – Resultado da análise de faltas realizada para cada LT, considerando-se as duas metodologias para identificação de pontos críticos em linhas.

De uma forma geral, com exceção da LT GA-IP e NV-TQ, houve aumento ou manutenção da quantidade de faltas com correlação direta. No caso da LT SS-AV (500 kV), todas as faltas registradas foram diretamente correlacionadas com as torres indicadas aplicando-se ambas as metodologias.

Deve-se ressaltar que os resultados obtidos são dependentes dos valores de resistência de aterramento.

A partir da Tabela 8-12, verifica-se o número de desligamentos devido a descargas atmosféricas por ano. Os números gerados pelo BTA têm a mesma ordem de grandeza dos números de desligamentos reais verificados para cada linha (considerando-se as LTs MC-VP, GA-IP e TQ-IT, de 138 kV e 230 kV, têm-se respectivamente os valores 1,36, 3,08 e 0,62 para o BTA e 4,17, 2,33 e 1,00 para os desligamentos reais por ano).

Entretanto, para as linhas de 345 e 500 kV, que possuem um NBI muito mais elevado, os desligamentos computados para a linha pela aplicação do BTA são bem inferiores aos valores reais observados de desligamentos (0,066, 0,007, 0,019 e 0,0096 desligamentos contra 1,333, 0,5, 0,833 e 0,833, respectivamente). Embora em parte isto

possa ser atribuído à falta de confiabilidade dos valores informados (tanto de resistência de aterramento quanto de informações de desligamentos devido a descargas atmosféricas), neste caso atribui-se a diferença à prevalência de outros mecanismos de desligamentos não computados pela metodologia, como por exemplo, a descarga a meio de vão, em relação ao *backflashover*.

---

# 9 Conclusões e Propostas de Continuidade

## *9.1 Considerações Iniciais*

No cenário de globalização da economia, a busca pela qualidade dos serviços prestados pela empresa concessionária de energia tornou-se um requisito essencial para sua sobrevivência num mercado extremamente competitivo. Assim, o desenvolvimento de métodos e técnicas capazes de melhorar o desempenho dos Sistemas Elétricos e concomitantemente minimizar custos é de extrema relevância.

As descargas atmosféricas constituem-se num dos principais agentes causadores de faltas, sobretudo em linhas de transmissão e redes de distribuição, afetando dessa forma o desempenho dos Sistemas Elétricos de Potência.

A disseminação dos Sistemas de Localização de Descargas Atmosféricas em extensas regiões em todo o mundo é uma realidade. Entretanto, ainda hoje o LLS é pouco explorado no âmbito da Engenharia de Proteção, apesar de ser largamente utilizado em aplicações meteorológicas e, no caso de sistemas elétricos, em alguns poucos casos de análise de desligamentos em linhas e de caracterização de incidência de descargas.

---

A associação de dados de descargas atmosféricas providos por LLS's a bases de dados georeferenciadas (tais como topografia, configurações do sistema elétrico da região, características climáticas etc.) traz uma expectativa de ampliação da potencialidade de aplicação desses sistemas na Engenharia de Proteção, através da incorporação de novas metodologias de atuação. A exploração da aplicação dos dados de descargas providos por LLS foi grande motivador para o desenvolvimento desta Tese.

São apresentadas a seguir as principais conclusões do trabalho e eventuais propostas de continuidade deste estudo.

## 9.2 Conclusões

Nos capítulos anteriores foi feita uma explanação dos parâmetros de influência no desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas, regulamentações envolvidas e da utilização de LLS's na Engenharia de Proteção que, atualmente, é relativamente restrita à análise de faltas em sistemas de transmissão.

Uma avaliação de parâmetros de influência na definição de dados a serem empregados na Proteção, especificamente a influência do relevo de uma região na incidência de descargas e, principalmente uma discussão sobre o impacto de se utilizar base de dados de descargas providos por LLS (*flashes* ou *strokes*) na Engenharia de Proteção foi efetuada. Conclui-se que, independentemente de possuírem uma menor eficiência de detecção em relação aos *flashes* (de acordo com a região de incidência, descargas com intensidades menores são mais dificilmente percebidas pelo LLS) o uso da densidade de *strokes* é mais interessante para aplicações de engenharia de proteção do que o uso da densidade de *flashes*, uma vez que existe maior interesse nos pontos de impacto das descargas.

Também, foram caracterizados os dados de descargas no Estado de Minas Gerais, utilizando-se dados reprocessados providos por LLS abrangendo um período de sete anos (1999 a 2005). Foram considerados parâmetros de incidência (descargas individuais e descargas plenas), polaridade e intensidade, além de aspectos relativos à caracterização do SEP local e ambiente geofísico do Estado.

---

A principal contribuição deste trabalho constitui-se na proposta de uma metodologia para identificação de pontos críticos frente a descargas atmosféricas em linhas de transmissão, que utiliza alguns novos conceitos e metodologias para aplicação na Engenharia de Proteção contra descargas atmosféricas.

A metodologia desenvolvida considera características elétricas e de construção da linha e parâmetros de incidência de descargas na mesma e classifica as torres críticas em grau de prioridade merecedoras de ação de proteção. Em um primeiro momento de desenvolvimento, o resultado da metodologia consistia de um índice de severidade adimensional e de caráter relativo. Na seqüência do trabalho, foram inseridos alguns conceitos e parâmetros anteriormente não contemplados, quando do desenvolvimento inicial da metodologia, mas de grande relevância no mecanismo de incidência de descargas em linhas de transmissão e suas conseqüências:

- Cômputo do nível básico de isolamento da linha nas avaliações;
  - Inserção do tratamento individual da resposta do sistema a incidências de descargas, representada pelo cálculo por torre da menor corrente incidente capaz de causar sobretensão nos isolamentos e conseqüente desligamento da torre considerada ( $I_{OUT}$ );
  - Consideração da densidade de descargas individuais numa faixa estreita em cada vão da linha, diferindo dos processos tradicionais, que geralmente utilizam uma densidade média de descargas plenas na região, obtida, muitas vezes, para áreas muito superiores à região da linha.
  - Consideração da distribuição de intensidade de correntes de descargas no solo, a partir de medições obtidas em torres instrumentadas: isto conferiu um tratamento estatístico mais real das descargas incidentes na linha (anteriormente era considerada uma intensidade de corrente mediana para todas as estruturas);
  - Avaliação do conceito do raio de atração e seus efeitos em incidências na linha. No cálculo do mesmo, foi também considerado os efeitos da topografia da região circunvizinha, considerando-se cada vão específico da LT.
-

A inserção de todos estes fatores possibilitou a evolução da metodologia para a determinação de um índice mais representativo. Como resultado final, são apresentados valores absolutos que traduzem a expectativa anual da incidência de descargas por torre capazes de resultar em desligamentos.

Esta metodologia pode ser utilizada em linhas de transmissão de alta tensão (a partir de 138 kV) tanto para linhas já existentes, no que concerne à busca de melhorias de seu desempenho, quanto para linhas futuras. Logicamente, seu bom desempenho está condicionado à qualidade dos dados de entrada, sobretudo os dados de resistências de aterramento e localização das estruturas.

Observa-se que os números absolutos relativos aos desligamentos por ano das linhas de 138 kV e 230 kV simuladas têm ordem aproximada do número real de desligamentos observados, com nível de qualidade bem superior ao gerado usualmente por programas comerciais para estimativa de desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas.

Entretanto, os números absolutos são bastante reduzidos no caso das linhas de extra-alta tensão. Isto se explica pelo fato da metodologia ser voltada para o cálculo da probabilidade de desligamentos causados pelo mecanismo de *backflashover*. Na realidade, para as linhas deste nível de tensão, outros mecanismos não considerados passam a prevalecer, particularmente o desligamento por descargas a meio de vão e por falhas de blindagem. Também, algumas premissas assumidas na elaboração da metodologia deixam de ser válidas.

### ***9.3 Propostas de Continuidade***

Verifica-se uma grande potencialidade de novas aplicações do LLS a partir da organização da base de dados elaborada ao longo deste trabalho.

Em relação à metodologia desenvolvida e aprimorada, vislumbra-se a criação de um aplicativo para se utilizar de forma expedita, nas etapas de projeto e manutenção, a metodologia ora desenvolvida. Tal aplicativo deve ser capaz de integrar os dados locais

---

---

apresentados no decorrer do texto e os parâmetros da linha de transmissão. Posteriormente, novos elementos podem ser incluídos em tal aplicativo, como a análise de custos e técnicas de melhoria de proteção.

Um outro desenvolvimento interessante seria a inclusão da influência das descargas incidentes a meio de vão e as falhas de blindagem (desligamentos importantes para linhas de transmissão de extra-alta tensão), não contabilizadas até o presente momento. Também poderia ser incluído o uso de uma distribuição estatística do tempo de frente da onda de corrente.

O desenvolvimento de uma metodologia similar para as redes de distribuição que computasse as tensões induzidas seria um desafio complementar de grande interesse prático.

---

---

---

# Referências Bibliográficas

ABNT NBR 6939 - “Coordenação do isolamento – Procedimento”, *norma técnica*, dezembro, 1998.

ABNT NBR 8186 – “Guia de aplicação de coordenação de isolamento”, *norma técnica*, 2001.

ALMEIDA, M. A; CHERCHIGLIA, L. C. L; “Otimização da Proteção de Linhas de Transmissão contra Descargas Atmosféricas Diretas”, *SALTEE – Seminário Avançado em Linhas de Transmissão de Energia Elétrica*, Belo Horizonte, 1996.

ALMEIDA, M. A; ABI\_ACKEL, M. V; BONFIM, C. L; FONSECA, E. F; TEIXEIRA, E. H; MEDEIROS, L. R; SILVA, L. R; “Projeto GEMINI – Soluções Integradas para os Centros de Operação do Sistema Elétrico”; *Comissão de Integração Energética Regional (CIER)*, II Reunião Internacional De Distribuição e Comercialização de Energia Elétrica, Lima, Peru, Agosto de 2001.

ANDERSON, R. B; ERIKSSON, A.J; “Lightning Parameters for Engineering Application”, *Electra*, nº 69, pp 65 –101, March 1980.

ANEEL – “Resolução N° 24 de 27 de janeiro de 2000” – *Agência Nacional de Energia Elétrica*, 2000.

ANEEL – “Resolução N° 75 de 13 de fevereiro de 2003” – *Agência Nacional de Energia Elétrica*, 2003.

ANEEL – “Resolução N° 660 de 11 de dezembro de 2003” – *Agência Nacional de Energia Elétrica*, 2003.

ANEEL – “Resolução N° 19 de 19 de janeiro de 2004” – *Agência Nacional de Energia Elétrica*, 2004.

ANEEL – “Resolução N° 177 de 28 de novembro de 2005” – *Agência Nacional de Energia Elétrica*, 2005.

ARAÚJO, R. L; ALMEIDA, M. A; CHERCHIGLIA, L. C. L; “Análise de 16 anos de observação do desempenho das LT’s do Sistema CEMIG sob a Ação de Descargas Atmosféricas”; *IX SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Belo Horizonte, 1987.

Base de dados da ANEEL – Dados disponíveis no site <http://aneel.gov.br/>

Base de dados de descargas atmosféricas da central do SLT-MG, (Planejamento Hidroenergético – GT/PH) CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais).

Base de dados do Sistema GEOMINAS - Programa Integrado de Uso da Tecnologia de Geoprocessamento pelos Órgãos do Estado de Minas Gerais

BENETI, C; VASCONCELLOS, C; SATO, F; “Fault and Lightning Monitoring and Analysis System”; *Proceedings of International Conference on Grounding and Earthing & 3<sup>rd</sup> Brazilian Workshop on Atmospheric Electricity (Ground’2002 & 3<sup>rd</sup> WAE)* – Rio de Janeiro, Brazil, November 4-7, 2002.

---

BEZERRA, A. C. G; CHERCHIGLIA, L. C. L; MARKIEWICZ, R. L; DO CARMO, L. S; CARVALHO, A. M; AMORIM, G. E. S; “Resultados da Aplicação de Sistema Computacional Otimizado para Estimativa de Desempenho de LT’s da CEMIG” - *XIV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Belém, 1997.

BEZERRA, A. C; “Diagnóstico de Desempenho sob Ação de Descargas Atmosféricas de LT em Projeto com Aplicação de Pára-Raios de ZnO” - *XV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Foz do Iguaçu, 1999.

BORGHETTI, A; NUCCI, C. A; PAOLONE, M; “Estimation of the Statistical Distributions of Lightning Current Parameters at Ground Level from the Data Recorded by Instrumented Towers”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol 19, No 3, July, 2004

BYERLEY, L. G; BROOKS, W. A; NOGGLE, R. C. CUMMINS, K. L; “Towers, Lightning and Human Affairs”; *Proceedings of 11<sup>th</sup> International Conference on Atmospheric Electricity*, Guntersville, AL, 1999.

CARVALHO, A. M; DINIZ, J.H; CHERCHIGLIA, L.C.L; “Obtenção de Densidades de Descargas Atmosféricas para a Terra Através de Contadores de Descargas, Dias de Trovoadas Ouvidas e Sistema de Localização de Tempestades”; *II Seminário Internacional de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SIPDA)*, Guaratinguetá, Brasil, 28 de junho a 03 de julho de 1992.

CARVALHO, A. M; ABREU, M. S; CAZETTA F., A; CARVALHO, A. C; CHERCHIGLIA, L. C. L; DINIZ, J. H; “Tecnologias para Análise e Melhoria do Desempenho de Instalações de Transmissão Frente a Descargas Atmosféricas” - *XV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica* – Foz do Iguaçu, Brasil, 17 a 22 de Outubro de 1999.

CHERCHIGLIA, L.C.L; CARVALHO, A. M; DINIZ, J. H; LEÃO, S. L. C; “Frequência e Intensidade das Descargas Atmosféricas que Atingem as Linhas de Transmissão: Resultados de Pesquisa Utilizando Elos Magnéticos”- *XII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Recife, 1993.

CHERCHIGLIA, L. C. L.; CAZETTA FILHO, A.; DOS REIS, R. J; AMORIM, G. E. S; “CEMIG Experience in Improving Transmission Line Lightning Performance Using a Lightning Location System”, *CIGRE*, Session 2002.

CHISHOLM, W. A, CRESS, S. L; POLAK J; “Lightning-Caused Distribution Outages”, *Proceedings of the IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Atlanta, Georgia, USA, 2001.

CHOWDHURI, P; “Parameters of Lightning Strokes and Their Effects on Power Systems”, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Atlanta, Georgia, USA, 2001.

CIGRÉ - Working Group 01 (Lightning) of Study Committee 33 (Overvoltages and Insulator Coordination) - “Guide to Procedures for Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines” - *CIGRÉ* - October 1991.

CIGRÉ -Working Group 33.01, Task Force 33.01.02- Lightning Location Systems – “Characterization of Lightning for Applications in Electric Power Systems” - *CIGRÉ* - December 2000.

CUMMINS, K.L; BURNRTT, R.O; HISCOX, W.L.; PIFER, A.E.: “Line Reliability and Fault Analysis Using the National Lightning Detection Network”, *Precise Measurements in Power Conference*, Arlington, USA, October 27-29, 1993.

CUMMINS, K.L; KRIDER, E.P; MALONE, N.D; “The U. S. National Lightning Detection Network and Applications of Cloud-to-Ground Lightning Data by Electric Power Utilities”, *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*, Vol. 40, N° 4, November 1998a.

CUMMINS, K.L; MURPHY, M.J; BARDO, E.A.; HISCOX, W.L.; PYLE, R.B.; PIFER, A.E.: “A Combined ToA/MDF Technology Upgrade of the U.S. National Lightning Detection Network”, *Journal of Geophysical Research*, Vol. 103, N° D8, pages 9035-9044, April 27,1998b.

CUMMINS, K. L; BARDO, E. A; “On The Relationship between Lightning Detection Network Performance and Measured Lightning Parameters”; *International Conference on Ground and Earthing & International Conference on Lightning Physics and Effects (Ground'2004 & 1st LPE)*, Belo Horizonte - Brazil, November 2004.

DÁJUZ A. et al, “Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento – Aplicação em sistemas de potência de alta tensão”, *livro*, Furnas, 1987.

DARVENIZA, M; “Some lightning Parameters Revisited” – *25th International Conference on Lightning Protection (ICLP'2000)*, Rhodes, Greece, 18-22 September 2000.

DIAS, R. N., “Aplicações do SLT em Proteção Elétrica: Constituição de Base de Dados para Análise de Incidência de Descargas Atmosféricas em Linhas de Transmissão”, *Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica*, Orientador: Silvério Visacro Filho, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica (LRC/PPGEE), Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Belo Horizonte, Julho de 2002.

DIAS, R.N; MESQUITA, C.R; VISACRO, S.: “Correlation between Lightning Incidence and Altitudes: An Analysis in Minas Gerais State – Brazil”, *International Lightning Detection Conference (ILDC2004)*, June 2004a.

DIAS, R. N; VISACRO, S., MESQUITA, C.R: “Analysis of Soil Relief Influence on Lightning Incidence and Current Amplitude in Minas Gerais State, Brazil”. *International Conference on Lightning Protection (ICLP'2004)*, Avignon, France, November 2004b.

DIAS, R. N; MESQUITA, C.R; VISACRO, S; CAZETTA F.A; “Análise de Sensibilidade dos Critérios de Agrupamento de Descargas Individuais do Sistema de Detecção e Localização de Descargas Atmosféricas”; *Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré – XI ERIAC* - Hernandarias, Paraguai, 22-26 Maio, 2005a.

- DIAS, R. N; MESQUITA, C.R; VISACRO, S; “Influências de Elevações do Relevo na Incidência e Intensidade da Corrente de Descargas Atmosféricas”, *XVIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Curitiba – Paraná, Outubro, 2005b
- DIAS, R. N; VISACRO, S; “Procedimento Detalhado da Rotina de Cálculo do BTA (*Backflashover* por Torre por Ano)”, *documento interno do LRC, UFMG*, Novembro, 2006.
- DIENDORFER, G; SCHULZ, W; Lightning Incidence to Elevated Objects on Mountains, *Proceedings of 24<sup>th</sup> International Conference on Lightning Protection (ICLP'1998)*, pp.173-175, Birmingham, U.K, 1998.
- DIENDORFER, G; PISTAUER, A.; “Lightning Performance of High Voltage Power Lines”; *Proceedings of the ILDC-International Lightning Detection Conference*, Arizona, USA, November 2000.
- DIENDORFER, G; “Correlation of Power Line Failures and Lightning Location Data”; *Presented at the 5<sup>th</sup> International Workshop on Physics of Lightning – Nagoya, Japan, September 2001a*.
- DIENDORFER, G; “Efficiency of Lightning Protection of Power Lines – Comparison of Estimated and Observed Failures”; *2<sup>nd</sup> Int. Symposium on Winter Lightning (ISWL) – Toyama, Japan, September 2001b*.
- DIENDORFER, G; HADRIAN, W; HOFBAUER, F; MAIR, M; SCHULZ, W; “Evaluation of Lightning Location Data Employing Measurements of Direct Strikes to a Radio Tower” – Present at *Session 2002 CIGRÉ*, 2002.
- DIENDORFER, G; SCHULZ, W; “Ground Flash Density and Lightning Exposure of Power Transmission Lines”, *IEEE 2003 Bologna Powertech*, Bologna, Italy, June 2003.
- DINIZ, J.H; CARVALHO, A. M; CHERCHIGLIA, L.C.L; SOARES FILHO, J.J; AMORIM, G.E.S; "Lightning Research Carried Out by Companhia Energética de Minas Gerais - Brazil ", *Proceedings of International Conference on Lightning Protection - ICLP*, pp. 24-29, Firenze, Italy, 1996
- ELMENDORF, F; KING, L; INGRAM, M; “Correlating Voltage Sags with Line Faults and Lightning”; *IEEE Computer Applications in Power*, pp. 22-24, April 2001
- EPRI-Electric Power Research Institute, “Transmission Line Reference Book - 345 kV and Above/Second Edition”, *book*, General Electric Co. Pittsfield, Mass. USA – 1982.
- ERIKSSON, A. J, “The Incidence of Lightning Strikes to Power Lines” – *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. PWRD-2, N° 3, pp 859-870, July 1987a.
- ERIKSSON, A. J. “An Improved Electrogeometric Model for Transmission Line Shielding Analysis” – *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. PWRD-2, N° 3, pp 871-886, July 1987b.
- Global Atmospheric, Inc. (GAI); “Fault Analysis and Lightning Location System - FALLS User’s Guide”, *document number: 40144 REV 0005, Product version 3.1*, Manual revision date: May 19, 2000.
- GREENWOOD, A., “Electrical Transients in Power Systems”, 2nd edition, *book*, Ed. John Wiley & Sons Inc., U.S.A., 1991

IDONE, V.P.; SALJOUGHY, A.B.; HENDERSON, R.W.; MOORE, P.K.; PYLE, R.B; “A Reexamination of the Peak Current Calibration of the National Lightning Detection Network”; *Journal of Geophysical Research*, Vol. 98, No. D10, pp. 18323-18332, October 20, 1993.

IEEE Working Group on Lightning Performance of Transmission Lines – “A Simplified Method for Estimating Lightning Performance of Transmission Lines” – *IEEE Transactions Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, N° 4, pp 919-932, April 1985.

IEEE Working Group on Lightning Performance of Transmission Lines – “Estimating Lightning Performance of Transmission Lines II – Updates to Analogical Models” – *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. PWRD-8, N° 3, pp 1254-1267, 1993.

IEEE Std.1243-1997– “Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines” – *Transmission and Distribution Committee of the IEEE Power Engineering Society*, 26 June 1997.

IEEE - “Draft Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines”; *Power System Relaying Committee of the IEEE Power Engineering Society*, May 2001.

IEEE – Lightning and Insulator Subcommittee of the T & D Committee – “Parameters of Lightning Strokes: A Review” – *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 20, N° 1, January 2005.

ITAMI R. M., RAULINGS, R. J; SAGE Introductory Guidebook, published by DLSR, Melbourne, Australia, 1993 – Breve resumo disponível em <http://www.dlsr.com.au/what.htm>.

ITU–Recommendation ITU-R P.527-3: “Electrical Characteristics of the Surface of the Earth”, Radiocommunication Study Group 3, *Technical Recommendation*, 1992.

ITU–Recommendation ITU-R P.832-2: “Word Atlas of Ground Conductivities”, *Technical Recommendation*, 1999a.

ITU–Recommendation ITU-R P.1058-2: “Digital Topographic Databases for Propagation Studies (Question ITU-R 202/3)”, *Technical Recommendation*, 1999b.

KAPPENMAN, J.G.; VAN HOUSE, D.L.; “Location-Centered Mitigation of Lightning-Caused Disturbances”; *IEEE Computer Applications in Power* – Volume 9 –Number 3- pg. 36-40; July, 1996.

KAPPENMAN, J.G.; “Distribution Lightning Fault Correlation & advanced Applications of Lightning Data”; *Presented at the IEEE T & D Conference* – New Orleans; April 1999.

KAPPENMAN, J.G; GORDON, M.E; GUTTORMSON, T. W; “High-Precision Location of Lightning-Caused Distribution Faults”, *Proceedings of the IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Atlanta, Georgia, USA, 2001.

KOSMAC, J; DJURICA, V; “Real-time Powerline Outage to Lightning Location Correlator”; *Proceedings of the ILDC-International Lightning Detection Conference*, Arizona, USA, November 2000.

LABEGALINI, P. R., LABEGALINI, J. A., FUCHS, R.D., DE ALMEIDA, M. T., “Projetos Mecânicos das Linhas Aéreas de Transmissão” – 2ª edição, *livro*, Ed. Edgard Blucher Ltda, São Paulo, SP, 1992.

MapInfo Corporation; “MapInfo Professional - *Guia do Usuário - Versão 7.5*”, Agosto 2003.

McDANIEL, J; “Line Arrester Application Field Study”, *Proceedings of the IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Atlanta, Georgia, USA, 2001.

McDANIEL, J; “Preliminary Results of an Arrester Field Test at ComEd”, *Presented on IEEE Transmission and Distribution Conference*, 1999.

McDANIEL, J; WILLIAMS, C; VESTAL, A; “Lightning and Distribution Reliability – A Comparison of Three Utilities”, *International Lightning Detection Conference (ILDC 2002)*, Tucson, Arizona, 2002.

MESQUITA, C R; “Investigação de Sistemas de Detecção e Localização de Descargas Atmosféricas”; Orientador: Silvério Visacro Filho; *Dissertação de Mestrado*, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (LRC/PPGEE), Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Belo Horizonte, Junho de 2001.

MESQUITA, C.R; NAIME, A.L.F; VISACRO, S.; SILVINO, J. L; “Monitoramento de Descargas Atmosféricas: Análise dos Sistemas Existentes e Aferição do SLT de Minas Gerais”; *XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)*, Campinas, São Paulo, Brasil, 21 a 26 de Outubro de 2001a.

MESQUITA, C.R; NAIME, A.L.F; VISACRO, S.; SILVINO, J. L; “Lightning Detection and Monitoring: Evaluation of Accuracy for CEMIG’s System”; *VI International Symposium on Lightning Protection (SIPDA)*, Santos, Brazil, 19th – 23rd November, 2001b.

MESQUITA, C. R; DIAS, R. N; VISACRO, S; “Incidence Analysis of Positive Lightning Flashes in Minas Gerais State, Brazil”; *International Conference on Lightning Protection (ICLP’2004)*, Avignon, France, November 2004.

MESQUITA, C R; “Nova Metodologia para Calibração de Sistemas de Localização de Descargas Atmosféricas”. Orientador: Silvério Visacro Filho; *Tese de Doutorado*, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (LRC/PPGEE), Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Belo Horizonte, Dezembro de 2006.

NACCARATO, K.P; “Estudo de Relâmpagos no Brasil com Base na Análise de Desempenho do Sistema de Localização de Tempestades”; Orientador: Osmar Pinto Jr , *Dissertação de Mestrado*, Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), São José dos Campos, Maio de 2001.

NACCARATO, K.P; PINTO JR, O; PINTO, I.R.C.A; “A Study of the Lightning Characteristics in Southeastern Brazil Based on an Analysis of the Performance of the Lightning Location System”, *International Conference on Ground and Earthing & Brazilian Workshop on Atmospheric Electricity (Ground’2002 & 3rd WAE)*, Rio de Janeiro-Brazil, November 4-7, 2002.

NAIME, A.L.F., "Contribuição ao Estudo dos Erros dos de Sistemas de Localização de Descargas Atmosféricas: Proposta de Antena de Medição indireta de Corrente de Retorno", Orientadores: José Luiz Silvino e Silvério Visacro Filho; *Dissertação de Mestrado*, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica (LRC/PPGEE), Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG); Belo Horizonte, Dezembro 2001.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico – Módulo 2: “Padrões de Desempenho da Rede Básica e Requisitos mínimos para suas Instalações” – Aprovado pela ANEEL em 25/03/2002, pela Resolução Nº 140/02, *Norma Técnica*, 2002

PAOLONE, M; PERETTO, L; SASDELLI, R; TINARELLI, R; BERNARDI, M; NUCCI, C. A; “On the Use of Data from Distributed Measurement Systems for Correlating Voltage Transients to Lightning” – *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, Vol. 53, No 4, August 2004

PEREIRA, C. E. M; ZANETTA, L.C; “Análise Comparativa de Alguns Algoritmos de Localização da Faltas em Linhas de Transmissão” – *SBA Controle e Automação*, Vol. 11, Nº 3, Dezembro 2000.

PEREIRA, C; SILVEIRA, E. G; “Transmission Line Fault Location Algorithms Using One Terminal Quantities”. *Proceedings of International Conference on Grounding and Earthing and 3<sup>rd</sup> Brazilian Workshop on Atmospheric Electricity-GROUND’2002 & 3<sup>rd</sup> WAE*, Rio de Janeiro, Brazil, November 2002.

PETTERSSON, P: “A Unified Probabilistic Theory of the Incidence of Direct and Indirect Lightning Strikes” - *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 6, No 3, July 1991.

PINTO JR., O; PINTO, I.R.C.A; GOMES, M.A.S.S; VITORELLO, I; PADILHA, A.L; DINIZ, J.H; CARVALHO, A.M; CAZETTA FILHO, A; “Cloud-to-ground Lightning in South-eastern Brazil in 1993: 1.Geographical Distribution”, *Journal of Geophysical Research*, Vol. 104, No. D24, pp 31369-31379, December 27, 1999.

PINTO.JR, O; PINTO, I.R.C.A; DINIZ, J.H; CAZETTA FILHO, A; CARVALHO, A.M; CHERCHIGLIA, L.C.L; AMORIN, G.E; “A Long-Term Study of the Lightning Flash Characteristics in the South-eastern Brazil 1. Flash Density and Polarity”, *International Lightning Detection Conference (ILDC)*, Tucson, Arizona USA, November 7-8 2000.

PINTO JR. O; PINTO, I. R. C. A; DINIZ, J. H; CAZETTA FILHO, A; CHERCHIGLIA, L. C. L; CARVALHO, A. M; “A seven-year study about the negative cloud-to-ground lightning flash characteristics in South-eastern Brazil”; *Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics*, Vol 65, 2003, pp 739-748.

PORTELA, C.M.J; “Sobretensões e Coordenação de Isolamento”; *livro*, Vol I, COPPE/UFRJ, 1982.

RAKOV, V. A; UMAN, M. A; THOTTAPPILLIL, R.: “Review of Recent Lightning Research at the University of Florida”, *Elektrotechnik und Informationstechnik* (Austria) 112, No 6, 262-265, 1995

RAKOV, V.A; “Comparison of Positive and Negative Lightning”; *International Lightning Detection Conference (ILDC 1998)*, Tucson, Arizona, November 1998.

- RAKOV, V.A: “Positive and Bipolar Lightning Discharges: A Review”; *International Conference on Lightning Protection – ILCP*, Rhodes, Greece, pp 103-108, September 2000.
- RAKOV, V.A: “A Review of Positive and Bipolar Lightning Discharges”; *American Meteorological Society*, pp 767-776, June 2003a.
- RAKOV, V. A; HUFFINES, G. R: “Return-Stroke Multiplicity of Negative Cloud-to-Ground Lightning Flashes”, *Journal of Applied Meteorology*, Vol 42, 1455-1462, October 2003b.
- ROCHA, A. C. O; CHERCHIGLIA, L.C.L; DE FRANCO, J.L; CARMO, L.S; “Aplicação de Pára-raios – Uma Solução Para a Melhoria do Desempenho de Linhas de Transmissão” – *XVI SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica* – Campinas, SP– 21 a 26 de outubro de 2001a.
- ROCHA, A.C. O; DE FRANCO, J. L. CARMO, L.S; CHERCHIGLIA, L.C.L; “Aplicação de Pára-raios para Melhoria do Desempenho de Linhas de Transmissão de 230 kV” – *XVI SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica* – Campinas, SP– 21 a 26 de outubro de 2001b.
- RODRIGUES, M. G; PORTELA, C; “Influência da orografia de uma região na distribuição de descargas atmosféricas”, *XVII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, 21 a 26 de outubro. Campinas, 2001.
- SARGENT, M. A; DARVENIZA, M; “Tower Surge Impedance”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol PAS-88, n.5, pp193-204, May 1969.
- SCHULZ, W; DIENDORFER, G; “Lightning Characteristics as a Function of Altitude Evaluated from Lightning Location Network Data”, Presented at the *International Conference on Lightning and Static Electricity*, Toulouse, France, 1999.
- SCHULZ, W; DIENDORFER, G; “Evaluation of a Lightning Location Algorithm Using an Elevation Model”, *25<sup>th</sup> International Conference on Lightning Protection (ICLP’2000)*, Rhodes, Greece, 18-22 September 2000.
- SILVEIRA, F. H; “Aplicação de um Novo Modelo para Cálculo de Tensão Induzida por Descarga Atmosférica”; Orientador: Silvério Visacro Filho; *Dissertação de Mestrado*, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (LRC/PPGEE), Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Belo Horizonte, Julho de 2001.
- SOARES Jr, A; VISACRO F, S.; SCHROEDER, M.A.; CHERCHIGLIA L. C.L.; CARVALHO, A. M.; “Investigação sobre o Aterramento de Torres da CEMIG para Melhoria de Desempenho de Linhas Frente a Descargas Atmosféricas” – *SIPDA*, São Paulo, 1997.
- SOARES Jr, A; VISACRO, S.: “Lightning Response of Typical Brazilian Transmission Line Tower-Footing Arrangements” – *GROUND’1998*, Belo Horizonte, Brazil, pp 98-102 – 1998.
-

SOARES Jr, A. “Modelagem de Linhas de Transmissão para Avaliação de Desempenho frente a Descargas Atmosféricas”, *Tese de Doutorado*, Orientador: Silvério Visacro Filho, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica (LRC / PPGEE), Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), Belo Horizonte, 05 de março de 2001

SOARES Jr, A.; VISACRO, S.; “Modelling of 138kV Transmission Towers” – *International Symposium on Lightning Protection (VII SIPDA)*”, Curitiba, Brazil, 2003.

SOARES Jr, A.; VISACRO, S.; “Modelos de Torres de Transmissão para Cálculo de Desempenho de Linhas Frente a Descargas Atmosféricas” - *Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré ( XI ERIAC)*, Hernandarias, Paraguai, Maio, 2005.

TIG - Tecnologias de Informação Geográfica, GASA – Grupo de Análise de Sistemas Ambientais, Portugal. Disponível em <http://gasa.dcea.fct.unl.pt/gasa/tig/>

TUEL, J.V., “Power Industry Applications of Lightning Data”, *Power Technology International* – pg 82-88, USA, [199-]

UMAN, M.A; KRIDER, E.P; “Natural and Artificially Initiated Lightning”; *Science*, volume 246, pp 457-464. 27 October 1989

VAISALA, SAFIR: Electricity Applications – *Technical Note B010128en-A*, Vaisala, Finland, 2001

VAISALA, “LP series™, LP 2000™, LP5000™ – User’s Guide”, M210412EN-B, November 2003.

VAISALA, “LP series™, LP 2000™, LP5000™ – Reference Guide”, M210413EN-C, November 2003.

VAISALA, “DA 2000™ v 1.6 –User’s Guide”, M210419EN-B , November 2003.

VALE, M. H. M; CAMPICI, P; MENEZES, T. V; VISACRO, S; DIAS, R. N; “Power System Expansion Planning: Applying LLS Data to Evaluate Lighting-Related Voltage Sags”: *International Lightning Detection Conference (ILDC2006)*, Tucson, USA, April 2006.

VAZ, J. C., “Porque utilizar Geoprocessamento nas Prefeituras” – Dicas do Instituto Polis. Disponível em <http://federativo.bndes.gov.br>

VARGAS, M; TORRES, H; YOUNES, C: “Application of Lightning Detection Network Data on Studies of Lightning Performance of Transmission Lines” - *International Lightning Detection Conference (ILDC2004)*, Helsinki, Finland, June 2004.

VISACRO F., S; PORTELA, C. M; “Modelagem de Aterramentos Elétricos para fenômenos Rápidos” – *Eletroevolução* – pg.47-54, junho de 1995.

VISACRO F, S; SILVEIRA, F. H; SCHROEDER, M. A. O; SOARES Jr, A; “Avaliação da Importância Relativa da Tensão induzida em Linhas de Alta Tensão” – *XVII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica* – Campinas, Brasil, 21-26 de Outubro de 2001.

VISACRO F, S., DIAS, R. N; MESQUITA, C. R., CAZETTA F A., CARMO, L. S., “A Novel Approach for Determining Localized Actions for TL Lightning Protection Using Data Provided by Lightning Location System”; *GROUND’2002 & 3rd WAE*, Rio de Janeiro, Brazil – November 4-7, 2002a.

VISACRO, S.F. FELIPE, M. A; OLIVEIRA, R.Z, “Non-conventional Methodology to Improve Lightning Performance of Transmission Lines”, *International Conference on Grounding and Earthing & 3<sup>rd</sup> Brazilian Workshop on Atmospheric Electricity (Ground’2002 & 3<sup>rd</sup> WAE)* – Rio de Janeiro, Brazil, November 2002b.

VISACRO, S.; “Aterramentos Elétricos: Conceitos Básicos, Técnicas de Medição e Instrumentação, Filosofias de Aterramentos”; *livro*, Artliber Editora Ltda, São Paulo, SP, 2002c.

VISACRO F, S., DIAS, R. N; MESQUITA, C. R., CAZETTA F A., CARMO, L. S., “Aplicação Não-conventional de SLT como Elemento Auxiliar de Decisão na Definição de Ações de Proteção de Linhas de Transmissão” - *VII SNPTTE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica* Outubro, 2003a. (*EletroEvolução – Sistemas de Potência*, nº 34, março de 2004. pp 24-28)

VISACRO, S; SILVINO, J. L; MESQUITA, C. R; DIAS, R. N; CHERCHIGLIA, L.C.L; SOUZA, V.J.; “Nova Metodologia de Medição Indireta da Corrente de Descarga Atmosférica para Fins de Calibração de SLT’s”; *Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (II Citenel)*, Novembro, 2003b.

VISACRO, S; DIAS, R. N; MESQUITA, C. R: “Lightning Performance: Determining Critical Spots along Transmission Lines”, *International Lightning Detection Conference (ILDC2004)*, June 2004a.

VISACRO, S; DIAS, R. N; MESQUITA, C. R, VALE, M. H. M: “A Methodology Based on Severity Indexes to Determine Critical Spots along Transmission Lines Concerning Lightning Performance”. *International Conference on Lightning Protection (ICLP’2004)*, Avignon, France, November 2004b.

VISACRO, S; SOARES JR, A; SCHROEDER, M. A. O; CHERCHIGLIA, L. C. L; DE SOUZA, V. J.: “Statistical Analysis of Lightning Current Parameters: Measurements at Morro do Cachimbo Station”. *Journal of Geophysical Research*, Vol. 109, D01105, 2004c.

VISACRO, S; DIAS, R. N; MESQUITA, C. R: “Novel Approach for Determining Spots of Critical Lightning Performance along Transmission Lines”. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol 20, no 2,, pp 1459 – 1464, 2005.

VISACRO, S.: “Descargas Atmosféricas: Uma Abordagem em Engenharia” *livro*, Artliber Editora Ltda, São Paulo, SP, 2005.

VISACRO et al.: “Non-Conventional Measurements for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines, paper TPWRD-00263-2005, em revisão para publicação *IEEE Trans. Power Delivery*, Fev. 2006

WAGNER, C. F; HILEMAN, A. R; “A New Approach to the Calculation of the Lightning Performance of Transmission Lines III – A Simplified Method: Stroke to the Tower”, *AIEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, vol. 79, pp 589-603, October 1960.

---

## Apêndice A – Avaliação da Influência de Partes Elevadas na Distribuição de Densidade de Descargas

Para se realizar uma análise quantitativa da influência das variações de altitudes na incidência de descargas, foram definidas regiões em torno de torres de telecomunicações, num universo de aproximadamente 900 torres situadas no Estado de Minas Gerais, de propriedade da concessionária de energia local. Inicialmente, aproximadamente 90 torres, em sua maioria situadas em topos de montanhas com altas altitudes foram escolhidas, uma vez que se objetivava obter uma massa de dados de locais com alto índice de incidência de descargas. Algumas poucas torres selecionadas situavam-se em terrenos planos ou terrenos montanhosos de altitude relativamente baixa, para fins comparativos.

Nestes 90 locais, foi feita uma análise de incidência de descargas individuais, utilizando-se uma base de dados provida pelo LLS por um período de 4 anos (1999-2002). Isto permitiu a escolha de 32 locais, onde foram efetuadas análises cuidadosas do relevo. A Tabela A-1 apresenta as características das 32 torres (*sites*) escolhidas para análise, ilustradas na Figura A-1.

Para analisar a incidência de descargas nos locais escolhidos, foi utilizada uma configuração específica do LLS (ver item 4.3 desta Tese), uma vez que o sistema local foi modificado ao longo dos anos. Inicialmente, uma base uniforme de 4 anos de dados de descargas individuais (*strokes*) foi constituída, compreendendo o período de 1999 a 2002.

---

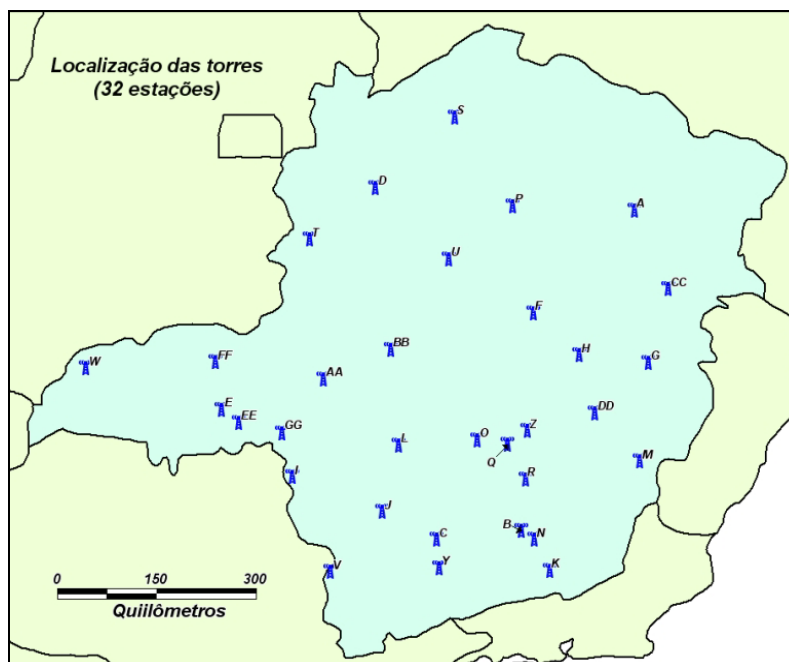


Figura A-1 - Localização das 32 Torres de telecomunicações onde foram efetuadas análises de densidade de descargas e relevo

| Torre (ID) | Altura (m) | Altitude (m) | Torre (ID) | Altura (m) | Altitude (m) |
|------------|------------|--------------|------------|------------|--------------|
| A          | 45         | 760          | Q          | 60         | 1430         |
| B          | 30         | 1140         | R          | 20         | 1555         |
| C          | 80         | 1260         | S          | 60         | 460          |
| D          | 10         | 780          | T          | 30         | 800          |
| E          | 45         | 850          | U          | 60         | 728          |
| F          | 25         | 1450         | V          | 30         | 1620         |
| G          | 45         | 1106         | W          | 15         | 675          |
| H          | 30         | 940          | Y          | -----      | 1270         |
| I          | 25         | 1099         | Z          | 50         | 1520         |
| J          | 20         | 930          | AA         | 50         | 1254         |
| K          | 40         | 917          | BB         | 40         | 998          |
| L          | 30         | 715          | CC         | 30         | 860          |
| M          | 20         | 810          | DD         | 50         | 920          |
| N          | 40         | 1241         | EE         | 80         | 807          |
| O          | 60         | 1260         | FF         | 30         | 931          |
| P          | 60         | 880          | GG         | 50         | 1150         |

Tabela A-1 – Características das 32 Torres de telecomunicações

Uma vez que o objetivo é a densidade de descargas em áreas com diferentes altitudes, foram determinadas três diferentes áreas em torno das torres de telecomunicações:

- Uma área definida pelo raio de 600 m, aqui denominada “região próxima”, que corresponde aproximadamente a uma área de 1 km<sup>2</sup>. Considera-se que todos os *strokes* incidentes nesta área sejam as descargas que atingiram a torre, ou bem próximo a ela.
- Uma “região intermediária”, definida pelos raios de 600 m e 1 km em torno da torre ( $0,6 \text{ km} < R \leq 1 \text{ km}$ ), que eventualmente podem incluir *strokes* incidentes na torre (devido à precisão de localização do LLS<sup>1</sup>).
- Uma “região distante” definida pelos raios de 1 km e 10 km em torno da torre ( $1 \text{ km} < R \leq 10 \text{ km}$ ), que procura caracterizar a incidência de descargas da região.

A Figura A-2 apresenta um exemplo da análise de densidade de descargas realizada em todas as torres, considerando-se diferentes raios em torno da torre.

A Figura A-3 apresenta os índices de densidade para as 32 torres listadas na Tabela A-1, considerando-se as três áreas de estudo em torno das mesmas. De uma forma geral, para todos os casos analisados, a densidade de *strokes* é significativamente maior na região próxima à torre, quando comparada à região distante.

A relação de densidade de *strokes* nas regiões próxima e distante foi então calculada para cada torre, e está apresentada na Tabela A-2.

Somente em um único caso (Torre GG) verificou-se uma maior densidade de *strokes* na região distante da torre, mas, quando analisado o relevo local, foi constatado que o mesmo constitui-se em um terreno plano. Além disso, o nível de densidade na região é relativamente baixo (aproximadamente 4 *strokes*/km<sup>2</sup>/ano), o que pode resultar em baixa representatividade estatística dos dados de *strokes* obtidos pelo LLS.

---

<sup>1</sup> Aplicando-se o modelo de propagação do fabricante, a precisão de localização do LLS na maioria do Estado de Minas Gerais encontra-se na faixa de 500 m a 1 km [Dias, 2002].

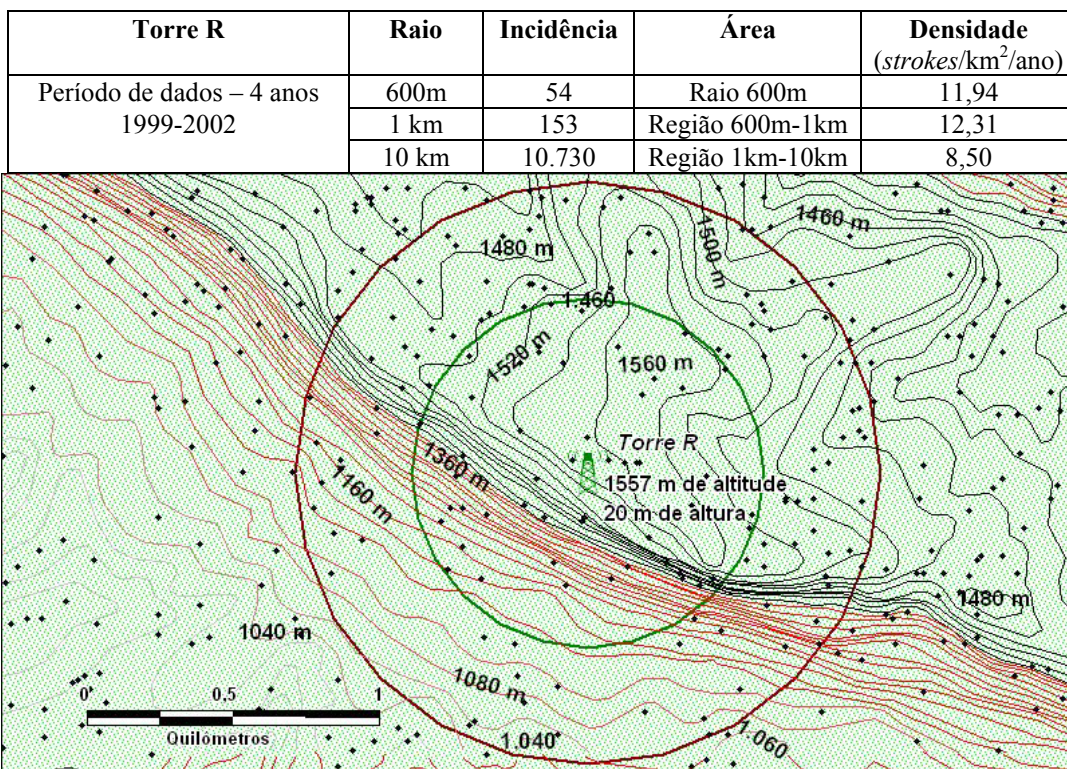


Figura A-2 - Exemplo de análise de densidade de descargas

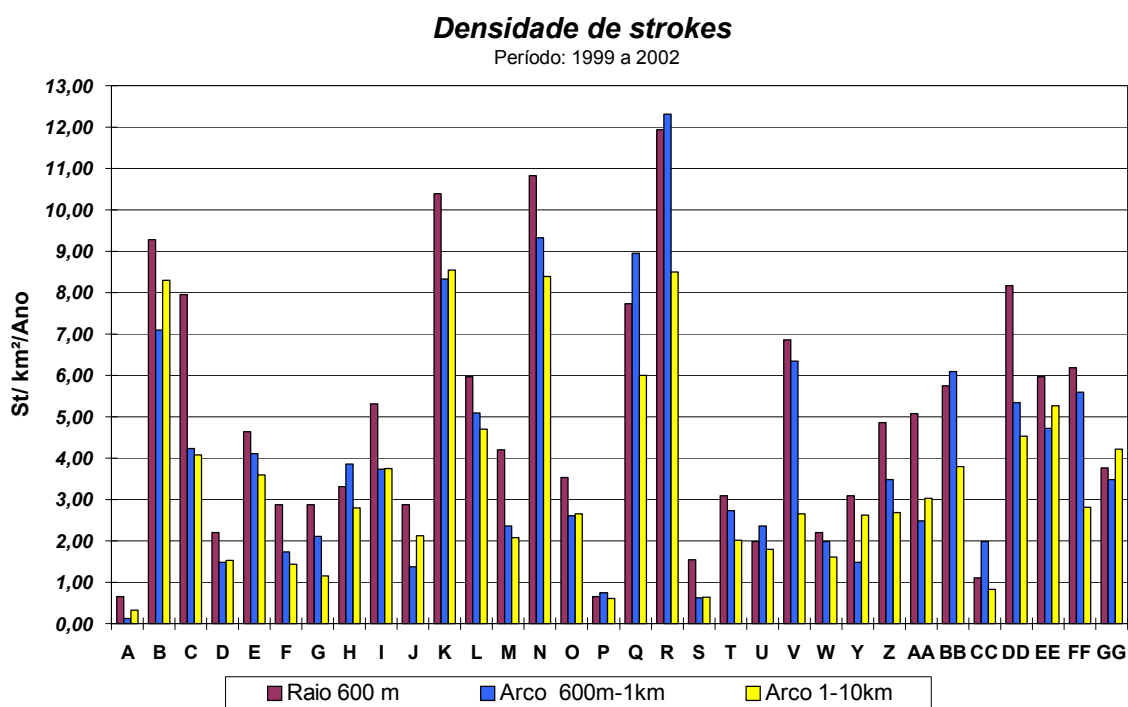


Figura A-3 - Densidade de *strokes* em três regiões distintas em torno das 32 torres de telecomunicações. (4 anos)

| <b>Torre (ID)</b> | <b>Relação de densidade<br/><math>R = 600m</math><br/><math>1km &lt; R \leq 10km</math></b> | <b>Torre (ID)</b> | <b>Relação de densidade<br/><math>R = 600m</math><br/><math>1km &lt; R \leq 10km</math></b> |
|-------------------|---|-------------------|---|
| <b>A</b>          | 2,05  | <b>Q</b>          | 1,29  |
| <b>B</b>          | 1,12  | <b>R</b>          | 1,40  |
| <b>C</b>          | 1,95  | <b>S</b>          | 2,40  |
| <b>D</b>          | 1,45  | <b>T</b>          | 1,53  |
| <b>E</b>          | 1,29  | <b>U</b>          | 1,10  |
| <b>F</b>          | 1,99  | <b>V</b>          | 2,57  |
| <b>G</b>          | 2,48  | <b>W</b>          | 1,37  |
| <b>H</b>          | 1,18  | <b>Y</b>          | 1,18  |
| <b>I</b>          | 1,41  | <b>Z</b>          | 1,81  |
| <b>J</b>          | 1,35  | <b>AA</b>         | 1,68  |
| <b>K</b>          | 1,21  | <b>BB</b>         | 1,52  |
| <b>L</b>          | 1,27  | <b>CC</b>         | 1,34  |
| <b>M</b>          | 2,01  | <b>DD</b>         | 1,81  |
| <b>N</b>          | 1,29  | <b>EE</b>         | 1,13  |
| <b>O</b>          | 1,33  | <b>FF</b>         | 2,20  |
| <b>P</b>          | 1,09  | <b>GG</b>         | 0,89  |

Tabela A-2 – Relação de densidade de *strokes* considerando-se as regiões próxima e distante.

A análise de relevo foi efetuada considerando-se a altitude da torre e a altitude média da região distante. Esta última foi obtida através das curvas de nível das regiões em torno das torres (ver exemplo na Figura A-4).

Na Tabela A-3 tem-se a altitude média calculada para cada caso-estudo e as diferenças de altitudes em relação à altitude local.

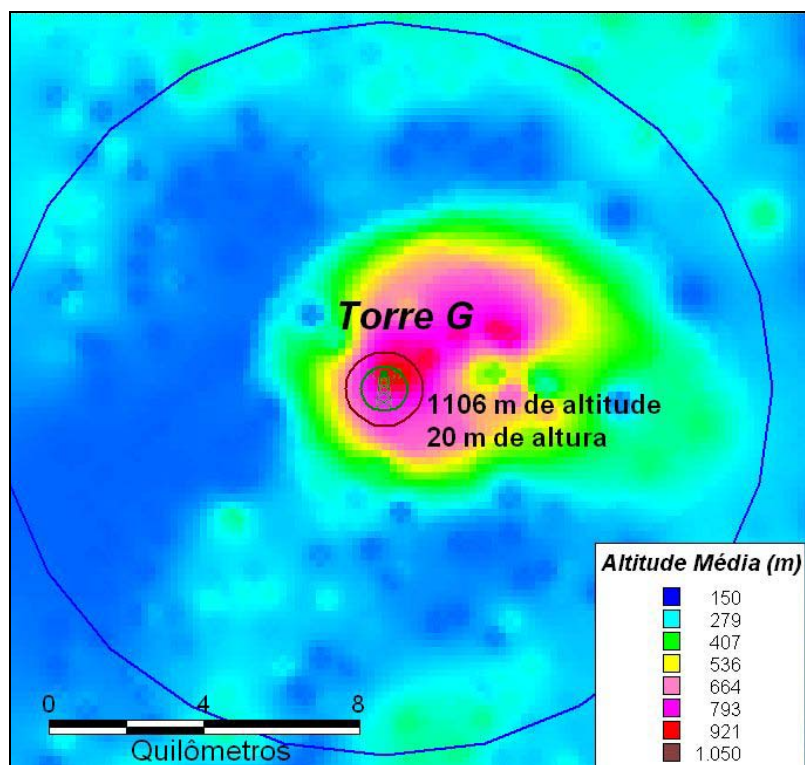


Figura A-4 - Exemplo de análise de relevo realizada. As altitudes médias foram calculadas utilizando-se as curvas de nível da região.

| Torre (ID) | Altitude na torre (m) | Altitude Média da região (m) | Diferenças de Altitude (m) | Torre (ID) | Altitude na torre (m) | Altitude Média da região (m) | Diferenças de Altitude (m) |
|------------|-----------------------|------------------------------|----------------------------|------------|-----------------------|------------------------------|----------------------------|
| <b>A</b>   | 760                   | 460                          | 300                        | <b>Q</b>   | 1430                  | 1094                         | 336                        |
| <b>B</b>   | 1140                  | 1135                         | 5                          | <b>R</b>   | 1555                  | 1173                         | 384                        |
| <b>C</b>   | 1260                  | 993                          | 267                        | <b>S</b>   | 460                   | 540                          | -80                        |
| <b>D</b>   | 780                   | 710                          | 70                         | <b>T</b>   | 800                   | 750                          | 50                         |
| <b>E</b>   | 850                   | 815                          | 35                         | <b>U</b>   | 728                   | 616                          | 112                        |
| <b>F</b>   | 1450                  | 1270                         | 180                        | <b>V</b>   | 1620                  | 1254                         | 366                        |
| <b>G</b>   | 1106                  | 300                          | 806                        | <b>W</b>   | 675                   | 580                          | 95                         |
| <b>H</b>   | 940                   | 900                          | 40                         | <b>Y</b>   | 1270                  | 1070                         | 200                        |
| <b>I</b>   | 1099                  | 1065                         | 34                         | <b>Z</b>   | 1520                  | 1050                         | 470                        |
| <b>J</b>   | 930                   | 980                          | -50                        | <b>AA</b>  | 1254                  | 1040                         | 214                        |
| <b>K</b>   | 917                   | 813                          | 104                        | <b>BB</b>  | 998                   | 840                          | 158                        |
| <b>L</b>   | 715                   | 688                          | 27                         | <b>CC</b>  | 860                   | 690                          | 170                        |
| <b>M</b>   | 810                   | 810                          | 0                          | <b>DD</b>  | 920                   | 600                          | 320                        |
| <b>N</b>   | 1241                  | 1049                         | 192                        | <b>EE</b>  | 807                   | 790                          | 17                         |
| <b>O</b>   | 1260                  | 920                          | 340                        | <b>FF</b>  | 931                   | 790                          | 141                        |
| <b>P</b>   | 880                   | 800                          | 80                         | <b>GG</b>  | 1150                  | 1022                         | 128                        |

Tabela A-3 – Diferenças de altitudes para os 32 casos analisados.

Objetivando-se obter eventuais correlações entre a densidade de *strokes* e as diferenças de altitudes, os casos estudados foram divididos em dois grupos:

- Torres que apresentaram relação de densidade de *strokes* das regiões próxima e distante igual ou superior a 2;
- Torres que apresentaram diferenças de altitude igual ou superior a 180 metros.

A Figura A-5 mostra a densidade de *strokes* dos sete casos que apresentaram relação de densidade maior ou igual a 2. As torres estão ordenadas de acordo com a relação de densidade entre suas regiões próxima e distante (valores entre parênteses).

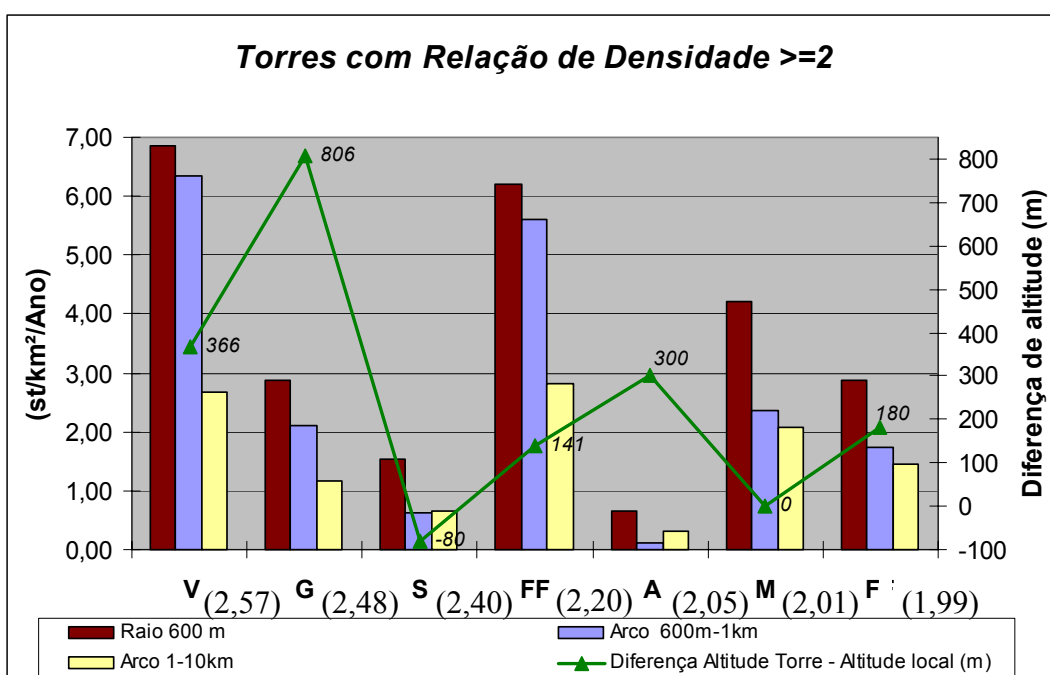


Figura A-5 - Densidade de *strokes* para os casos que apresentaram relação de densidade igual ou superior a 2 (os valores entre parênteses correspondem à relação de densidade de cada caso).

Pode-se observar que todas as torres estão localizadas em regiões com nível de densidade relativamente baixo (menor que 3 *strokes*/km<sup>2</sup>/Ano). Para cinco destes casos, a diferença das altitudes é considerável (de 141 m a 806 m), o que pode justificar a maior concentração de incidência de descargas na região próxima às torres ( $R < 600$  m).

Duas torres estão situadas em terreno praticamente plano (Torres S e M). Nestes casos específicos, as alturas das torres são, respectivamente, 60 m e 20 m. É importante ressaltar que ambas estão situadas em regiões com baixa densidade de descargas, o que lhes confere uma amostra de dados pouco significativa estatisticamente.

Na Figura A-6, estão relacionadas as densidades de *strokes* nas três áreas definidas para os 13 casos estudados que obtiveram diferenças de altitude igual ou superior a 180 m.

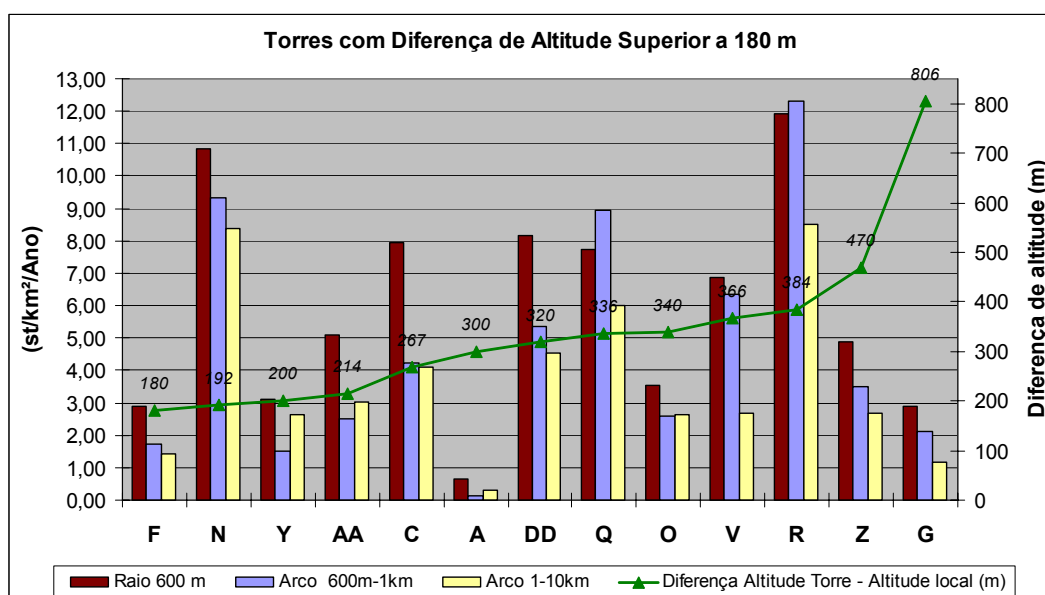


Figura A-6 - Densidade de *strokes* para os casos que apresentaram diferenças de altitude maior ou igual a 180m.

Para todos os casos considerados, a relação de densidade é significativamente alta, indicando uma maior concentração de incidência de descargas nas áreas próximas às torres quando comparada às regiões distantes, variando de 18% (Torre N) a 157% (Torre V).

O gráfico da Figura A-7 apresenta a correlação linear (linha pontilhada) e polinomial (linha tracejada) entre a densidade de *strokes* e a diferença de altitudes para os casos relacionados na Figura A-6. O melhor coeficiente de correlação ( $r$ ) encontrado foi  $r = 0,5$ , indicando uma correlação média entre os parâmetros analisados.

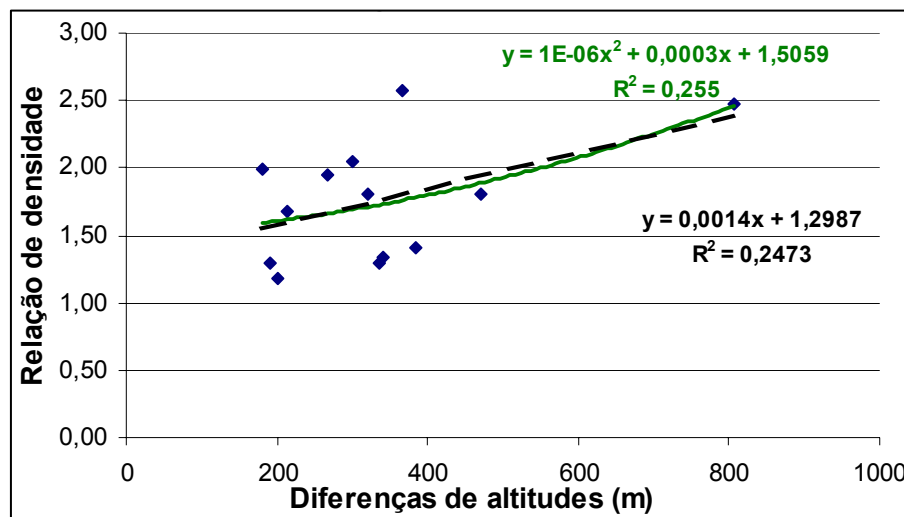


Figura A-7 - Correlação linear (Linha tracejada) e polinomial (linha contínua) entre relação de densidade de *strokes* e diferença de altitudes para os treze casos da Figura A-6.

Considerando-se as treze torres da Figura A-6, uma análise mais elaborada foi realizada, objetivando-se caracterizar melhor a influência da topografia na incidência de descargas. Desta vez, novas “regiões distantes” foram definidas ( $1 \text{ km} < R \leq R_i$ ), tendo por orientação a necessidade de se identificar um perfil topográfico único para todos os casos: o local de instalação da torre como sendo um ponto de destaque (“topo de montanha”) em relação à região adjacente. Ou seja, o raio  $R_i$  da região distante foi definido considerando-se os pontos máximos de declive da região em torno da torre, tendo por limite um raio de 10 km.

A Tabela A-4 apresenta os novos raios definidos para cada caso, bem como o perfil de relevo definido para cada caso.

Pode-se observar que, para dois casos em particular (Torres Z e AA), a região distante foi definida como sendo a área compreendida entre os raios de 3 km a 10 km. Isto porque, especificamente no caso da Torre AA, havia a existência de dois outros picos próximos à torre, com mesma altitude do local de instalação da mesma. No caso da Torre Z, a mesma situa-se numa inclinação; porém quando a área analisada passa a ser definida pelo raio de 3 km (“região próxima”), a região compreendida por esta área caracteriza-se como um “ponto de destaque” em relação à região distante, definida pela área de  $3\text{km} < R \leq 10\text{km}$ .

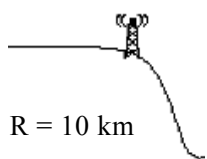
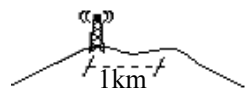


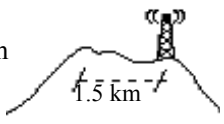
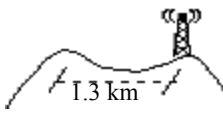
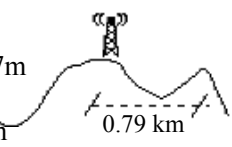
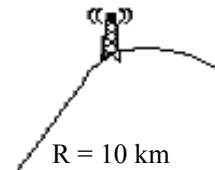
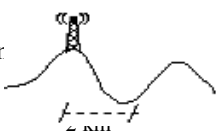

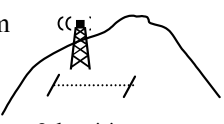

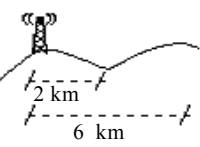
| Perfis de relevo e definição de novos raios $R_i$ para análise  |   |
|---|---|
| <p><b>Torre A</b><br/>AM 460m<br/>RD 2.05<br/>DA 300m</p>  <p>R = 10 km</p> <p>Região distante: (<math>1 &lt; R \leq 10</math> km)</p>     | <p><b>Torre C</b><br/>AM 993m<br/>RD 1.95<br/>DA 267m</p>  <p>R = 10 km</p> <p>Região distante: (<math>1 &lt; R \leq 10</math> km)</p>   |
| <p><b>Torre F</b><br/>AM 1288m<br/>DR 1.77<br/>DA 162m</p>  <p>R = 5 km</p> <p>Região distante: (<math>1 &lt; R \leq 5</math> km)</p>      | <p><b>Torre G</b><br/>AM 300m<br/>RD 2.48<br/>DA 806m</p>  <p>R = 10 km</p> <p>Região distante: (<math>1 &lt; R \leq 10</math> km)</p>   |
| <p><b>Torre N</b><br/>AM 1049m<br/>RD 1.29<br/>DA 192m</p>  <p>R = 10 km</p> <p>Região distante: (<math>1 &lt; R \leq 10</math> km)</p>    | <p><b>Torre O</b><br/>AM 1054m<br/>RD 1.35<br/>DA 206m</p>  <p>R = 1 km*</p> <p>Região distante: (<math>0,6 &lt; R \leq 1</math> km)</p> |
| <p><b>Torre Q</b><br/>AM 1207m<br/>RD 1.09<br/>DA 223m</p>  <p>R = 2 km</p> <p>Região distante: (<math>1 &lt; R \leq 2</math> km)</p>     | <p><b>Torre R</b><br/>AM 1173m<br/>RD 1.40<br/>DA 384m</p>  <p>R = 10 km</p> <p>Região distante: (<math>1 &lt; R \leq 10</math> km)</p> |
| <p><b>Torre V</b><br/>AM 1296r<br/>RD 1.91<br/>DA 324m</p>  <p>R = 2 km</p> <p>Região distante: (<math>1 &lt; R \leq 2</math> km)</p>    | <p><b>Torre Y</b><br/>AM 1090m<br/>RD 1.42<br/>DA 180m</p>  <p>R = 2 km</p> <p>Região distante: (<math>1 &lt; R \leq 2</math> km)</p>  |
| <p><b>Torre Z</b><br/>AM 1014m<br/>RD 1.79<br/>DA 506m</p>  <p>R = 3 km**</p> <p>Região distante: (<math>3 &lt; R \leq 10</math> km)</p> | <p><b>Torre A</b><br/>AM 104<br/>RD 1.97<br/>DA 214</p>  <p>R = 3 km*</p> <p>Região distante: (<math>3 &lt; R \leq 10</math> km)</p>   |
| <p><b>Torre DD</b><br/>AM 618m<br/>RD 1.57<br/>DA 302m</p>  <p>R = 2 km</p> <p>Região distante: (<math>1 &lt; R \leq 2</math> km)</p>    | <p><b>Legenda:</b></p> <p><b>AM</b> = Altitude média<br/><b>RD</b> = Relação de densidade<br/><b>DA</b> = Diferença de altitudes</p>  |

Tabela A-4 – Perfil dos locais de instalação das torres e novos raios definidos para análise

Em outro caso particular (Torre O), a nova análise de relevo foi efetuada considerando-se a região distante definida por  $600\text{ m} < R \leq 1\text{ km}$ , pois existe um outro pico a 1,3 km do local de instalação da torre. Os novos valores de densidade de *strokes* encontrados devem ser analisados com prudência, devido à precisão de localização do LLS.

Considerando as duas análises realizadas para diferentes “regiões distantes”, foram observadas diferenças significativas nos resultados alcançados. Em quatro casos, a relação de densidades de *strokes* entre as regiões próxima e distante diminuiu de 11% a 27% quando se considerou o novo perfil de relevo. Em apenas um caso a relação de densidades aumentou (em torno de 20%). Na Tabela A-5 estão relacionadas as modificações ocorridas nas relações de densidades.

| <b>Análise comparativa das duas diferentes análises realizadas</b> |   |                                   |   |                                   |   |
|--|---|-----------------------------------|---|-----------------------------------|---|
| <b>Torre (ID)</b>  | <b>Resultados Preliminares (1km &lt; R ≤ 10km)</b>  |                                   | <b>Resultados das novas análises (1km &lt; R ≤ R<sub>i</sub>km)</b> |                                   | <b>Diferença Percentual das relações de densidade (%)</b> |
|  | <b>Relação <math>\frac{N_g P^1}{N_g D^2}</math></b> | <b>Diferença de altitudes (m)</b> | <b>Relação <math>\frac{N_g P^1}{N_g D^2}</math></b>                 | <b>Diferença de altitudes (m)</b> |   |
| <b>A</b>   | 2,05  | 300                               | *   | *                                 | *   |
| <b>C</b>   | 1,95  | 267                               | *   | *                                 | *   |
| <b>F</b>   | 1,99  | 180                               | 1,77  | 162                               | -11,4   |
| <b>G</b>   | 2,48  | 806                               | *   | *                                 | *   |
| <b>N</b>   | 1,29  | 192                               | *   | *                                 | *   |
| <b>O</b>   | 1,33  | 340                               | 1,33  | 206                               | *   |
| <b>Q</b>   | 1,29  | 336                               | 1,09  | 223                               | -15,5   |
| <b>R</b>   | 1,40  | 384                               | *   | *                                 |   |
| <b>V</b>   | 2,57  | 366                               | 1,91  | 324                               | -25,6   |
| <b>Y</b>   | 1,18  | 200                               | 1,42  | 180                               | +20,4   |
| <b>Z</b>   | 1,81  | 470                               | 1,79  | 506                               | -1,1  |
| <b>AA</b>  | 1,68  | 214                               | 1,97  | 214                               | +3,1  |
| <b>DD</b>  | 1,81  | 320                               | 1,57  | 302                               | -13   |

\* Neste caso, não foi necessária a redução da área de estudo da região distante.  
<sup>1</sup> Densidade de strokes na Região Próxima à torre  
<sup>2</sup> Densidade de strokes na Região Distante à torre

Tabela A-5 - Análise comparativa entre as duas diferentes regiões distantes definidas para cada caso estudado da Figura A-6

Novamente, foi traçado o gráfico de correlação entre relação de densidade de *strokes* e diferenças de altitude, apresentado na Figura A-8. O coeficiente de relação linear obtido é  $r = 0,67$ , indicando uma correlação relativamente forte entre os parâmetros analisados quando o relevo da região foi adequadamente caracterizado. A Equação A -1 apresenta a relação linear obtida, sendo  $y$  a relação de densidades e  $x$  a diferença de altitudes.

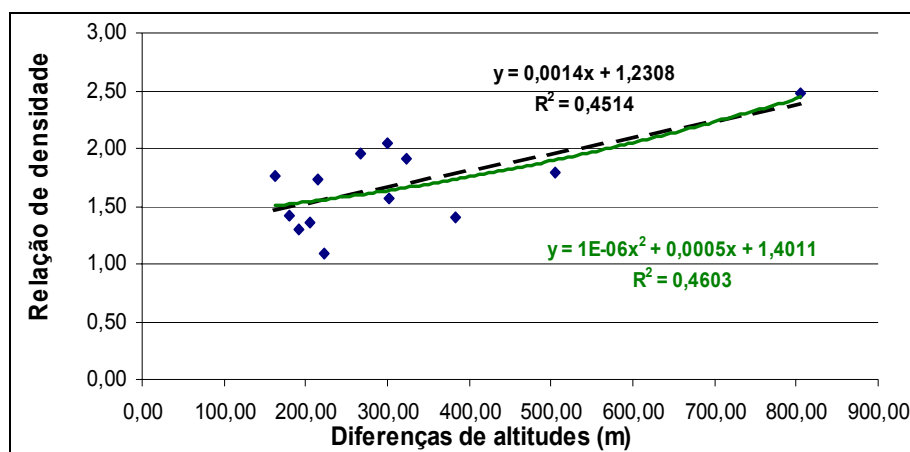


Figura A-8 – Correlação linear (Linha tracejada) e polinomial (linha contínua) entre relação de densidade de *strokes* e diferença de altitudes para os treze casos da Figura A-6 (Nova definição da área distante).

$$y = 0,0014x + 1,2308$$

Equação A-1

Apenas para fins de se estabelecer uma idéia quantitativa do efeito produzido por tal correlação, na Tabela A-6 estima-se o aumento percentual na densidade de descargas (*strokes*) em função da altitude.

| Diferença de Altitudes | Aumento percentual da densidade (%) |
|------------------------|-------------------------------------|
| 100 m                  | 37                                  |
| 200 m                  | 51                                  |
| 300 m                  | 65                                  |
| 400 m                  | 79                                  |
| 500 m                  | 93                                  |
| 600 m                  | 107                                 |
| 700 m                  | 121                                 |
| 800 m                  | 135                                 |

Tabela A-6 – Efeito da diferença de altitudes no aumento da densidade de *strokes*. Os valores expressos significam aumento % da densidade de *strokes* na região mais alta (“região próxima”) em relação à região circunvizinha (“região distante”).

No intuito de se aprimorar tais análises e procurar o estabelecimento de uma equação mais representativa estatisticamente, que correlacione a “*densidade de descargas de uma região e as variações de altitude*”, novos *sites* foram definidos, e o período de dados de descargas passou a ser de 6 anos (1999 a 2004), aumentando-se assim a amostra de dados disponíveis.

Também, para análise de relevo, foram utilizados os dados de altimetria obtidos por satélite (ver Capítulo 6 desta Tese), o que conferiu maior precisão na caracterização do relevo local (conseqüentemente, no cálculo da altitude média da região) e até mesmo, em alguns casos, redefinição da “região distante” de alguns *sites* anteriormente analisados, mantendo-se a metodologia para definição destas regiões (o local de instalação da torre como sendo um ponto de destaque em relação à região adjacente).

Na Tabela A-7 tem-se os novos *sites* analisados, bem como os dados relativos às regiões analisadas. Nota-se que os 13 *sites* iniciais foram mantidos nesta análise, totalizando 23 *sites*. Apenas para facilitar a identificação, foram renomeados.

A Figura A-9 apresenta a correlação entre relação de densidade de *strokes* e diferenças de altitude dos dados da Tabela A-7. Foram desprezados três *sites*, pois apresentavam relação de descargas inferior na região próxima. No entanto, contrariando o esperado, o valor do coeficiente de correlação caiu para  $r = 0,55$ , indicando média correlação.

Na Tabela A - 8 estima-se o aumento percentual na densidade de *strokes* em função da altitude, considerando-se os dados da Tabela A-7.

Nota-se que, contrariando o esperado, a estimativa de concentração de descargas nas áreas próximas teve seus valores percentuais reduzidos, (Tabela A-8), apesar de se ter aumentado o período de análise e a altitude ser obtida por um método mais preciso. Tal fator pode estar associado às particularidades de cada *site* considerado, além das dificuldades de se caracterizar cada região.

---

| <b>Novas análises - Base de Dados de Descargas: 6 anos (1999 a 2004)</b> |                    |                              |                                 |  |   |                                   |
|--|--------------------|------------------------------|---------------------------------|--|---|-----------------------------------|
| <b>Site</b>  | <b>ID anterior</b> | <b>Altitude na torre (m)</b> | <b>Área da região distante:</b> | <b>Altitude média da Região distante (m)</b> | <b>Relação <math>\frac{N_g P^1}{N_g D^2}</math></b> | <b>Diferença de altitudes (m)</b> |
| 1  | A                  | 760                          | 1 <R≤ 10 km                     | 485  | 1,54  | 275                               |
| 2  | C                  | 1260                         | 3 <R≤ 10 km                     | 957  | 2,28  | 303                               |
| 3  | F                  | 1450                         | 2 <R≤ 5 km                      | 1263   | 1,69  | 187                               |
| 4  | G                  | 1106                         | 1 <R≤ 10 km                     | 291  | 2,62  | 815                               |
| 5  | N                  | 1241                         | 1 <R≤ 10 km                     | 1005   | 1,36  | 236                               |
| 6  | O                  | 1260                         | 0,6 <R≤ 1km                     | 1076   | 1,37  | 184                               |
| 7  | Q                  | 1430                         | 1 <R≤ 10 km                     | 1119   | 1,08  | 311                               |
| 8  | R                  | 1557                         | 1 <R≤ 10 km                     | 1119   | 1,17  | 438                               |
| 9  | V                  | 1620                         | 1 <R≤ 10 km                     | 1234   | 2,22  | 386                               |
| 10   | Y                  | 1270                         | 1 <R≤ 6 km                      | 1047   | 1,40  | 223                               |
| 11   | Z                  | 1520                         | 3 <R≤ 10 km                     | 1023   | 1,74  | 497                               |
| 12   | AA                 | 1254                         | 3 <R≤ 10 km                     | 1254   | 1,65  | 205                               |
| 13   | DD                 | 920                          | 1 <R≤ 2 km                      | 492  | 1,59  | 428                               |
| 14   | *                  | 1345                         | 1 <R≤ 3 km                      | 1230   | 0,56*   | 115                               |
| 15   |                    | 917                          | 1 <R≤ 2 km                      | 745  | 1,06  | 172                               |
| 16   |                    | 948                          | 1 <R≤ 10 km                     | 737  | 1,04  | 211                               |
| 17   |                    | 2581                         | 1 <R≤ 10 km                     | 1846   | 1,67  | 735                               |
| 18   |                    | 1813                         | 1 <R≤ 10 km                     | 1144   | 1,32  | 669                               |
| 19   |                    | 1175                         | 1 <R≤ 10 km                     | 774  | 1,47  | 401                               |
| 20   |                    | 1009                         | 1 <R≤ 10 km                     | 818  | 1,29  | 191                               |
| 21   | *                  | 1154                         | 1 <R≤ 6 km                      | 918  | 0,67*   | 236                               |
| 22   |                    | 1370                         | 1 <R≤ 5 km                      | 1052   | 1,06  | 318                               |
| 23   | *                  | 807                          | 1 <R≤ 2 km                      | 794  | 0,99*   | 13                                |

<sup>1</sup> Densidade de strokes na Região Próxima à torre  
<sup>2</sup> Densidade de strokes na Região Distante à torre  
\* Dado desprezado, pois apresentou razão de densidades menor que 1.

Tabela A-7 – Novas análises realizadas em 23 sites, num período de 6 anos.

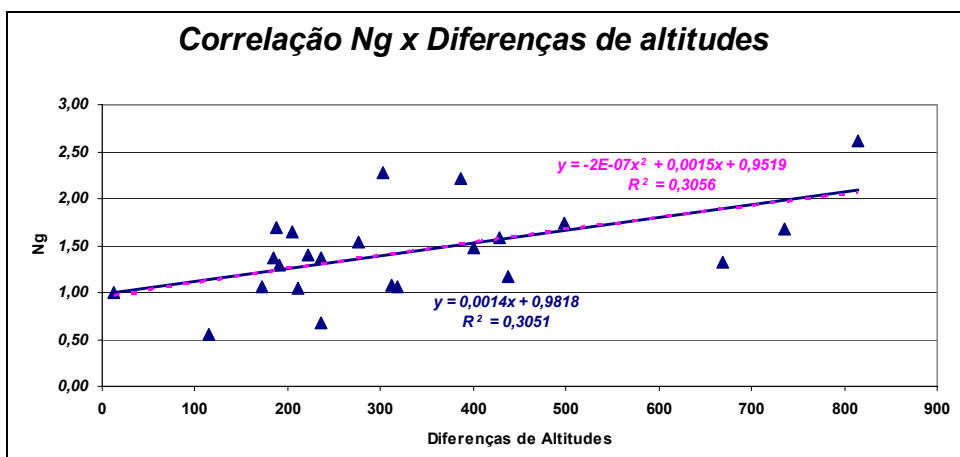


Figura A-9 - Correlação linear (Linha tracejada) e polinomial (linha contínua) entre relação de densidade de *strokes* e diferença de altitudes para os vinte e três casos da Tabela A-7 (Novos sites e novo método de obtenção de dados de altitude).

| $y=0,0014x+0,9818$     |                                     |
|------------------------|-------------------------------------|
| Diferença de Altitudes | Aumento percentual da densidade (%) |
| 100                    | 12                                  |
| 200                    | 26                                  |
| 300                    | 40                                  |
| 400                    | 54                                  |
| 500                    | 68                                  |
| 600                    | 82                                  |
| 700                    | 96                                  |
| 800                    | 110                                 |

Tabela A-8 – Aumento percentual na densidade de *strokes* em função da altitude

---

---

## Apêndice B – Avaliação da Influência de Partes Elevadas na Amplitude de Descargas

Objetivando-se analisar eventuais influências da orografia de uma região na intensidade da corrente das descargas atmosféricas, uma nova análise foi realizada, considerando-se os mesmos 13 casos da Figura A-6 e as áreas distantes definidas na Tabela A-4 (ver *Apêndice A*).

A *Torre A* não foi incluída nesta análise, pois somente dois *strokes* foram registrados pelo LLS na região próxima ( $R > 600$  m) no período de 4 anos. A *Torre O* também foi excluída desta análise, pois sua “região distante” foi definida por  $600 \text{ m} < R \leq 1 \text{ km}$ , e, devido à estimativa da corrente do LLS local, julgou-se prudente desconsiderar esta análise (ver capítulo 4 desta Tese).

A Tabela B-1 apresenta os resultados encontrados para os onze casos analisados. O sinal negativo na diferença percentual da amplitude de corrente indica que, próximo à torre, a intensidade de corrente da descarga é menor que na região distante. A Figura B-1 apresenta o gráfico de correlação entre a diferença percentual da intensidade de corrente e a diferença de altitudes, considerando-se as regiões próxima e distante.

Pode ser observado que não foram encontradas relações fortes entre a diferença de altitudes e a amplitude de corrente de descarga. ( $r = 0,43 \Rightarrow$  correlação relativamente moderada, considerando-se a média das amplitudes e  $r = 0,22 \Rightarrow$  fraca correlação considerando-se a mediana).

---

| Análise da amplitude de corrente de <i>strokes</i> negativos |  |                     |                       |  |                            |                     |                       |                      |             |
|--|--|---------------------|-----------------------|--|----------------------------|---------------------|-----------------------|----------------------|-------------|
| ID   | Região próxima<br>( $R < 0.6\text{km}$ ) |                     |                       | Região Distante<br>( $1\text{km} < R \leq R_i$ ) |                            |                     |                       | Diferença Percentual |             |
|  | Amostras                                 | Valor médio<br>(kA) | Valor mediano<br>(kA) | Amostras   | Área de análise<br>(km-km) | Valor médio<br>(kA) | Valor mediano<br>(kA) | Média (%)            | Mediana (%) |
| <b>C</b>   | 40                                       | 21,2                | 19                    | 4020   | 1-10                       | 22,3                | 18                    | -5,3                 | +5,6        |
| <b>F</b>   | 10                                       | 16,3                | 12                    | 392  | 1-5                        | 21,4                | 17                    | -23,9                | -29,4       |
| <b>G</b>   | 12                                       | 23,7                | 21,5                  | 1268   | 1-10                       | 28,1                | 24                    | -15,7                | -10,4       |
| <b>N</b>   | 38                                       | 28,1                | 26,5                  | 8000   | 1-10                       | 20,9                | 17                    | +34,6                | +55,9       |
| <b>Q</b>   | 34                                       | 25,1                | 22,5                  | 250  | 1-2                        | 26,1                | 22                    | -3,8                 | +2,3        |
| <b>R</b>   | 52                                       | 23,5                | 19,5                  | 9579   | 1-10                       | 22,2                | 19                    | +6,1                 | +2,6        |
| <b>V</b>   | 29                                       | 23,8                | 20                    | 124  | 1-2                        | 24,7                | 22                    | -3,8                 | -9,1        |
| <b>Y</b>   | 11                                       | 25,6                | 17                    | 67   | 1-2                        | 19,8                | 17                    | +29,5                | 0,0         |
| <b>Z</b>   | 20                                       | 24,2                | 22,5                  | 2863   | 3-10                       | 27,2                | 23                    | +11,2                | +2,2        |
| <b>AA</b>  | 18                                       | 25,4                | 19,5                  | 2534   | 3-10                       | 23,2                | 19                    | +9,7                 | +2,6        |
| <b>DD</b>  | 33                                       | 22,7                | 21                    | 171  | 1-2                        | 23,5                | 21                    | -3,6                 | 0,0         |

Tabela B-1 – Análise de intensidade de corrente de *strokes* negativos considerando-se diferentes regiões em torno de torres de telecomunicação.

Verifica-se a necessidade de continuidade de tais análises, considerando-se diferentes locais que apresentem o mesmo perfil topográfico e aumentando-se a amostragem e, por conseguinte, a confiabilidade estatística.

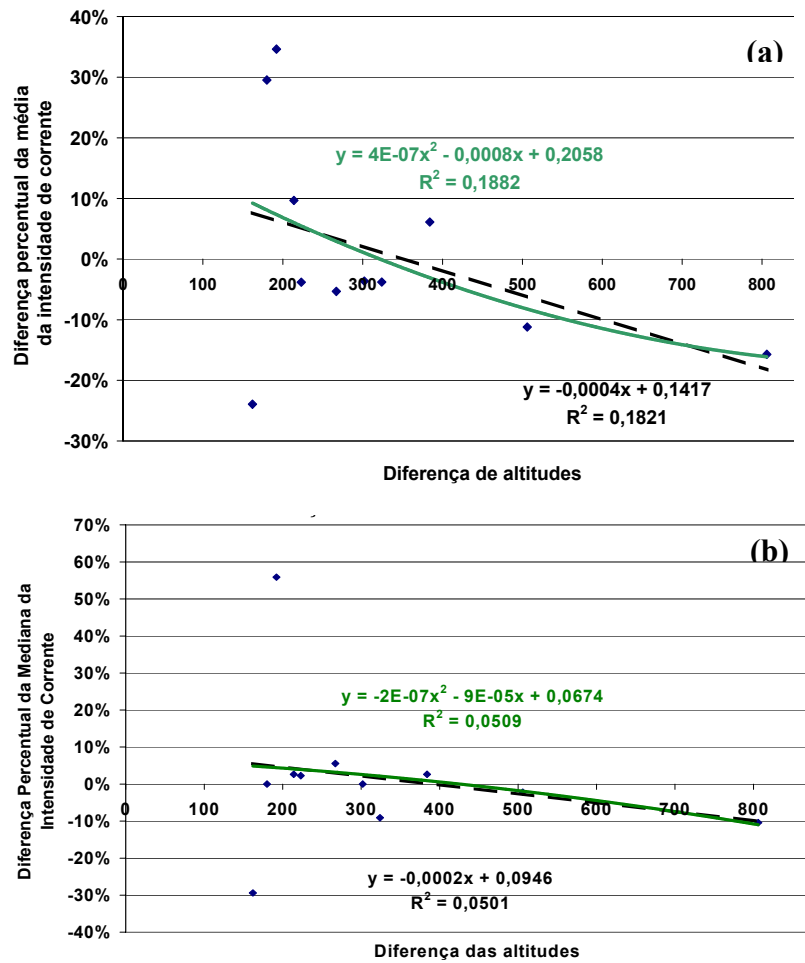


Figura B-1 - Correlação linear (Linha tracejada) e polinomial (linha contínua) entre percentual de intensidade de *strokes* negativos e diferença de altitudes, considerando -se (a) diferença percentual da mediana da intensidade de corrente e (b) diferença percentual média da intensidade de corrente.

---

---

## Apêndice C - Impacto de Critérios de Agrupamento do LLS na Constituição de Banco de Dados

Na seqüência, é apresentada uma análise de sensibilidade, assumindo-se diferentes critérios de agrupamento das descargas individuais. O objetivo principal é analisar a influência de tais critérios na constituição de base de dados de *flashes* e seu impacto na utilização dos dados de descargas disponibilizados pelo LLS.

### 1 - Critérios de agrupamento de strokes do LLS

Os LLS's consideram padrões de características espaciais (relativas às distâncias dos pontos de impacto) e temporais (intervalos entre *strokes* e tempo de duração do *flash*) para agrupar descargas individuais, constituindo os registros de *flashes*. A Tabela C-1 apresenta os critérios sugeridos pelo fabricante. Todos os critérios de agrupamento devem ser observados em conjunto para obtenção da multiplicidade da descarga analisada [Cummins et al, 1998a].

| <b>Critérios de Agrupamento de Strokes</b>   | <b>Valor</b> |
|--|--------------|
| Tempo de ocorrência após a primeira descarga de retorno (Duração máxima do <i>flash</i> )                | 1 segundo    |
| Abrangência Espacial da Descarga (Distância máxima do ponto de ocorrência do primeiro ponto de impacto). | 10 km        |
| Intervalo máximo entre os <i>strokes</i>   | 500 ms       |
| Raio máximo de agrupamento   | 50 km        |
| Número máximo de <i>strokes</i> pertencentes ao mesmo <i>flash</i>                                       | 15           |

Tabela C-1 – Critérios de agrupamento de *strokes* estabelecidos pelo fabricante do LLS. Maiores detalhes podem ser encontrados em [Cummins, 1998b], [Mesquita, 2001] e [Dias, 2002].

Deve-se observar que tais critérios estabelecidos pelos fabricantes levam em conta casos extremos, por exemplo, a distância máxima do ponto de ocorrência do primeiro ponto de impacto (DM) é estabelecida como sendo de 10 km.

Segundo Uman & Krider [1989], há uma probabilidade de cerca de 20% da descarga subsequente ocorrer a 2, 3 ou 4 km do primeiro ponto de impacto (primeiro *stroke*). A

probabilidade de que essa distância exceda 8 km é remota, sendo que a distância média entre os pontos de impacto das descargas individuais é de aproximadamente 3,5 km.

## 2 - *Análise de sensibilidade dos critérios de agrupamento*

Objetivando-se verificar as influências das características espaciais na constituição de base de dados de *flashes*, foram determinados novos valores para as mesmas, estabelecendo-se novos critérios de agrupamento (casos-estudo), listados na Tabela C-2. Para se realizar esta análise de sensibilidade, utilizou-se uma base de dados de descargas individuais corresponde a um período de chuvas (outubro de 2002 a março de 2003).

| <b>Caso Estudo</b> | <b>Distância máxima do primeiro ponto de impacto (DM)</b> | <b>Raio máximo de agrupamento (RM)</b> |
|--------------------|---|--|
| <b>A</b>           | 2 km  | 50 km                                  |
| <b>B</b>           | 4 km  | 50 km                                  |
| <b>C</b>           | 5 km  | 50 km                                  |
| <b>D</b>           | 6 km  | 50 km                                  |
| <b>E</b>           | 8 km  | 50 km                                  |
| <b>F</b>           | 10 km   | 50 km                                  |
| <b>G</b>           | 2 km  | 10 km                                  |
| <b>H</b>           | 2 km  | 15 km                                  |
| <b>I</b>           | 5 km  | 15 km                                  |
| <b>J</b>           | 10 km   | 15 km                                  |
| <b>K</b>           | 2 km  | 30 km                                  |
| <b>L</b>           | 5 km  | 30 km                                  |
| <b>M</b>           | 10 km   | 30 km                                  |

Tabela C-2 - Critérios de agrupamento de descargas individuais analisados

Os dados de descargas individuais foram então submetidos ao algoritmo de agrupamento de *strokes*, considerando-se os casos-estudo relacionados na Tabela C-2, constituindo-se 13 diferentes bases de dados de *flashes*. Desta forma, tornou-se possível a realização de uma análise comparativa quantitativa, observando-se os seguintes aspectos:

- Redução percentual dos dados de descargas ao se utilizar dados de *flashes* ao invés de *strokes*;
- influências na multiplicidade média;
- influências na multiplicidade média, considerando-se somente os *flashes* múltiplos;

- percentual de *flashes* únicos;
- influências de se modificar o “raio máximo de agrupamento” (RM);
- influências de se modificar a “distância máxima do primeiro ponto de impacto” (DM);
- diferenças percentuais dos dados de *flashes* em relação aos dados de *flashes* gerados através da aplicação dos critérios sugeridos pelo fabricante.

### Base de dados de *Flashes* x *Strokes*

Inicialmente, uma análise quantitativa foi realizada, comparando-se as bases de dados de *flashes* resultantes da aplicação dos critérios de agrupamento relacionados na Tabela C-2 em relação aos dados de *strokes* (utilizando-se uma temporada de chuvas). Na Figura C-1 pode-se observar as reduções percentuais nos registros de descargas quando se utilizam dados de *flashes* ao invés de dados de *strokes*. Há uma variação de 23 a 36% no número de registros, considerando-se os casos-estudo de *A* até *M*.

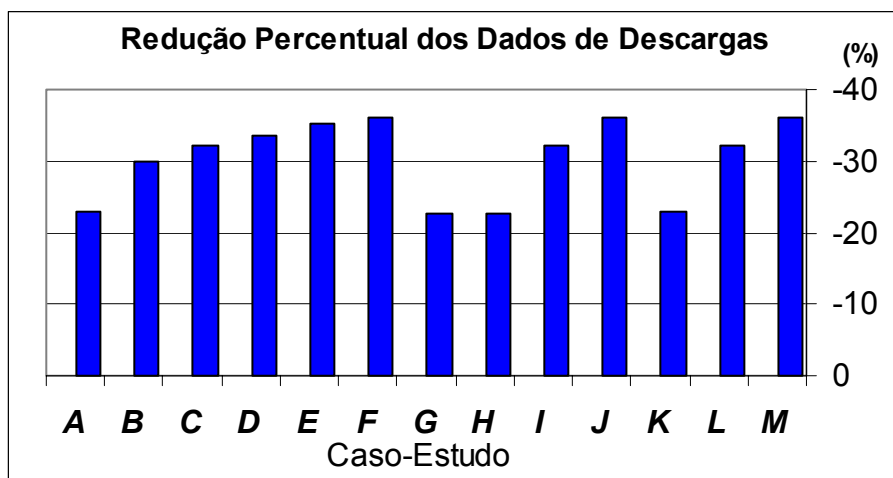


Figura C-1 - Redução percentual dos registros de descargas quando se utiliza dados *flashes* ao invés de dados de *strokes* (critérios listados na Tabela C-2).

Considerando-se os critérios de agrupamento *A* até *F*, pode-se observar que à medida que se aumenta a distância máxima do primeiro ponto de impacto (DM), a redução dos números de *flashes* em relação à quantidade de *strokes* é maior. Este mesmo comportamento se repete para os casos *H* a *J* e *K* a *L*.

Deste modo, de acordo com o tipo de aplicação que se deseja realizar utilizando-se dados de descargas providos por LLS (por exemplo, análise de desempenho de Linhas de Transmissão), é recomendado utilizar uma base de dados de *strokes* ao invés de se utilizar dados de *flashes*.

### Multiplicidade Média

Para se analisar as influências de se utilizar diferentes critérios de agrupamento na multiplicidade dos *flashes*, foram considerados os valores de multiplicidade para cada critério analisado, bem como as diferenças percentuais de tais valores em relação ao valor de multiplicidade média obtido quando se utilizam os critérios de agrupamento do fabricante (caso *F*). A Tabela C-3 mostra os resultados obtidos. Os dados foram agrupados em dois grupos: *flashes* totais (considera os *flashes* únicos) e *flashes* múltiplos.

| Caso estudo<br>(DM-RM) | Multiplicidade média  |                          | Diferença percentual em relação aos critérios do fabricante |                          |
|------------------------|-----------------------|--------------------------|---|--------------------------|
|                        | <i>Flashes</i> totais | <i>Flashes</i> múltiplos | <i>Flashes</i> totais                                       | <i>Flashes</i> múltiplos |
| <b>A</b> (2 km– 50 km) | 1,30                  | 2,59                     | 17,25%  | 10,90%                   |
| <b>B</b> (4 km– 50 km) | 1,43                  | 2,77                     | 8,68%   | 4,69%                    |
| <b>C</b> (5 km– 50 km) | 1,47                  | 2,82                     | 5,87%   | 2,90%                    |
| <b>D</b> (6 km– 50 km) | 1,50                  | 2,86                     | 3,88%   | 1,75%                    |
| <b>E</b> (8 km– 50 km) | 1,54                  | 2,89                     | 1,42%   | 0,56%                    |
| <b>F</b> (10 km–50 km) | 1,57                  | 2,91                     | -----   | -----                    |
| <b>G</b> (2 km– 10 km) | 1,29                  | 2,59                     | 17,35%  | 10,90%                   |
| <b>H</b> (2 km– 15 km) | 1,30                  | 2,59                     | 17,29%  | 10,90%                   |
| <b>I</b> (5 km– 15 km) | 1,47                  | 2,82                     | 5,91%   | 2,89%                    |
| <b>J</b> (10 km– 15km) | 1,57                  | 2,91                     | 0,04%   | 0,01%                    |
| <b>K</b> (2 km– 30 km) | 1,30                  | 2,59                     | 17,26%  | 10,90%                   |
| <b>L</b> (5 km– 30 km) | 1,47                  | 2,82                     | 5,88%   | 2,90%                    |
| <b>M</b> (10 km–30km)  | 1,57                  | 2,91                     | 0,00%   | 0,00%                    |

Tabela C-3 - Multiplicidade de *flashes* para diferentes critérios de agrupamento.

Pode-se concluir que a multiplicidade das descargas aumenta com o aumento da distância do primeiro ponto de impacto. Mudanças no raio máximo de agrupamento praticamente não modificam os valores médios da multiplicidade (por exemplo, observar os casos *A*, *G*, *H* e *K*).

### Percentual de Flashes Únicos

Um outro aspecto analisado é o percentual de *flashes* únicos do banco de dados disponibilizado pelo LLS. Sabe-se que cerca de 80% das descargas negativas descendentes apresentam descargas subseqüentes [Rakov et al, 1995], [Rakov & Huffines, 2003b]

Considerando-se os casos-estudo da Tabela C-2, contrariando as estatísticas da literatura técnica, o percentual de *flashes* únicos excede 70% dos *flashes* totais (ver Figura C-2). Ou seja, menos de 30% dos *flashes* detectados pelo LLS possuem descargas subseqüentes. Esta discrepância pode ser explicada pelo fato da eficiência de detecção do sistema ser menor para as descargas menos intensas (*strokes* subseqüentes). [Cummins & Bardo, 2004].

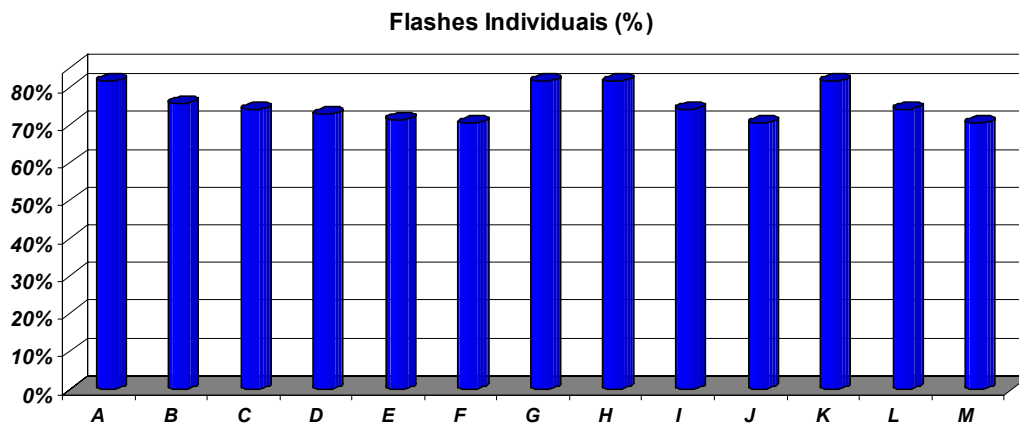


Figura C-2 – Percentual de *flashes* únicos para os casos-estudo analisados

Observando-se a Figura C-2, é interessante notar que os valores percentuais para os *flashes* individuais são praticamente os mesmos quando se modifica o raio máximo de agrupamento (RM). Mais uma vez, verifica-se que o RM comparativamente não é um parâmetro relevante para se constituir base de dados de *flashes*.

### Influências das características espaciais (RM e DM)

Tendo por princípio que as características espaciais consideradas pelo fabricante para agrupamento de *strokes* utilizam casos extremos (distância máxima do primeiro ponto de impacto igual a 10 km e raio máximo de agrupamento igual a 50 km), verificou-se a necessidade de realizar análise de sensibilidade da influência de se modificar tais parâmetros. A Tabela C-4 apresenta, através de análise comparativa com os valores obtidos

quando se utilizam os critérios de agrupamento do fabricante, as influências de se modificar as características espaciais (DM e RM) dos critérios de agrupamento.

| Caso estudo<br>(DM – RM) | Diferença Percentual de <i>flashes</i><br>ao se modificar... |                     | Diferença Percentual<br>do número de <i>flashes</i><br>em relação ao critério<br>do fabricante ( <i>F</i> ) |
|--------------------------|--|---------------------|---|
|                          | Distância<br>Máxima (DM)                                     | Raio Máximo<br>(RM) |   |
| <b>A</b> (2 km–50 km)    | 20,85%   | *****               | 20,85%  |
| <b>B</b> (4 km–50 km)    | 9,50%  | *****               | 9,50%   |
| <b>C</b> (5 km–50 km)    | 6,24%  | *****               | 6,24%   |
| <b>D</b> (6 km–50 km)    | 4,04%  | *****               | 4,04%   |
| <b>E</b> (8 km–50 km)    | 1,44%  | *****               | 1,44%   |
| <b>F</b> (10 km–50 km)   | <b>Referência</b>  | <b>Referência</b>   | <b>Referência</b>   |
| <b>G</b> (2 km–10 km)    | *****  | *****               | 21,00%  |
| <b>H</b> (2 km–15 km)    | *****  | *****               | 20,90%  |
| <b>I</b> (5 km–15 km)    | *****  | *****               | 6,29%   |
| <b>J</b> (10 km–15 km)   | *****  | 0,04 %              | 0,04%   |
| <b>K</b> (2 km–30 km)    | *****  | *****               | 20,86%  |
| <b>L</b> (5 km–30 km)    | *****  | *****               | 6,25%   |
| <b>M</b> (10 km–30 km)   | *****  | 0,00 %              | 0,00%   |

Tabela C-4 – Diferença percentual do número de flashes ao se aplicar diferentes critérios de agrupamento

Pode-se observar que o número de *flashes* do banco de dados modifica significativamente quando se modifica a DM. Porém, o mesmo não ocorre quando se modificam os valores do RM. Quando ambos são modificados (DM e RM), o número final de *flashes* constituinte do banco de dados é definido pelo parâmetro DM, sendo este o principal parâmetro espacial na determinação de base de dados de *flashes*.

Tendo em vista todos os pontos aqui expostos, acredita-se que, para aplicações na Engenharia de Proteção, é melhor se utilizar base de dados de *strokes* ao invés de *flashes*.

Apesar de se conhecer que a eficiência de detecção dos LLS's é menor para *strokes* do que para *flashes* (eventos menos intensos têm menos chance de ser detectados pelo LLS), ao se utilizar dados de descargas individuais, o que se busca é focar os pontos de impacto onde o elemento do SEP em análise foi atingido (ou possui alto grau de exposição às descargas atmosféricas). Desta forma, a caracterização de pontos críticos se torna mais representativa.

Além disso, no caso de se utilizar dados de *flashes* em análise de desempenho de elementos do SEP, o que historicamente tem sido utilizado por ser o tipo de dados disponibilizado pelos dois métodos de detecção de descargas anteriores aos LLS's (nível cerâmico e contadores de descargas), verifica-se que a multiplicidade (que se torna, neste caso, um parâmetro de importância) obtida pelo LLS considerando-se todos os critérios de agrupamento analisados é significativamente inferior aos dados obtidos por outros métodos de medição, como exposto no Capítulo 4 desta Tese.

---

---

---

## Apêndice D – Exemplo de Planilha de Cálculo Altura Equivalente

Para cada linha de transmissão analisada, considerando-se todos os vãos, foram considerados cinco pontos para se calcular a altura equivalente, como explicado no Capítulo 8 desta Tese.

Este anexo exemplifica os cálculos efetuados para cálculo da altura equivalente  $H_{eq}$  para cada vão da linha estudada. Na Tabela D-1 constam os dados de altura das estruturas e os dados de altimetria obtidos através da utilização do modelo digital de elevação (DEM), obtido pelo SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission*).

| <i>Dados de altura e altimetria - LT</i> |                    |                               |              |                             |   |  |
|--|--------------------|-------------------------------|--------------|-----------------------------|---|--|
| Nº estrutura                             | Altitude $h_T$ (m) | Altura da estrutura $H_T$ (m) | Vão          | Altitude meio vão $h_m$ (m) | Altitude meio vão esquerda $h_{me}$ (m) | Altitude meio vão direita $h_{md}$ (m) |
| <b>81</b>                                | 925                | 43,8                          | <b>81-82</b> | 907                         | 923                                     | 886                                    |
| <b>82</b>                                | 827                | 39,3                          | <b>82-83</b> | 871                         | 856                                     | 826                                    |
| <b>83</b>                                | 910                | 33,3                          | <b>83-84</b> | 917                         | 855                                     | 865                                    |
| <b>84</b>                                | 886                | 29,5                          | <b>84-85</b> | 920                         | 901                                     | 894                                    |
| <b>85</b>                                | 966                | 35,5                          | <b>85-86</b> | 907                         | 941                                     | 889                                    |
| <b>86</b>                                | 967                | 43                            | <b>86-87</b> | 946                         | 967                                     | 933                                    |
| <b>87</b>                                | 872                | 40,8                          | <b>87-88</b> | 844                         | 906                                     | 868                                    |
| <b>88</b>                                | 906                | 40,5                          | <b>88-89</b> | 867                         | 874                                     | 857                                    |
| <b>89</b>                                | 856                | 52,8                          | <b>89-90</b> | 902                         | 895                                     | 868                                    |
| <b>90</b>                                | 815                | 48,3                          | <b>90-91</b> | 795                         | 830                                     | 799                                    |

Tabela D-1 – Dados de altura e altimetria para cada estrutura e vãos da LT.

A Tabela D-2 apresenta os cálculos efetuados para se computar a altura equivalente por vão, utilizando-se os dados da Tabela D-1.

| <b>Cálculos - LT</b>   |  |  |  |  |
|------------------------|--|--|--|--|
| <b>Vão<br/>(i - j)</b> | <b>Altitude a meio vão<br/><math>h_{m(i-j)}</math> (m)</b> | <b>Altitude<br/>média das<br/>torres i e j<br/>(m)</b> | <b>Diferenças altitudes<br/><math>\Delta h_{(i-j)}</math> (m)</b>          | <b>Altura Equivalente<br/>(m)</b>                                      |
|                        | $h_{m(i-j)} = \frac{h_{me} + 2h_m + h_{md}}{4}$            | $\left( \frac{h_{Ti} + h_{Tj}}{2} \right)$             | $\Delta h_{(i-j)} = \left( \frac{h_{Ti} + h_{Tj}}{2} \right) - h_{m(i-j)}$ | $H_{eq} = \left  \frac{H_{Tj} + H_{Ti}}{2} + \Delta h_{(i-j)} \right $ |
| 81-82                  | 905,75   | 876  | -29,75   | 11,8   |
| 82-83                  | 856  | 868,5  | 12,5   | 48,8   |
| 83-84                  | 888,5  | 898  | 9,5  | 40,9   |
| 84-85                  | 908,75   | 926  | 17,25  | 49,75  |
| 85-86                  | 911  | 966,5  | 55,5   | 94,75  |
| 86-87                  | 948  | 919,5  | -28,5  | 13,4   |
| 87-88                  | 865,5  | 889  | 23,5   | 64,15  |
| 88-89                  | 866,25   | 881  | 14,75  | 61,4   |
| 89-90                  | 891,75   | 835,5  | -56,25   | 5,7  |
| 90-91                  | 804,75   | 810,5  | 5,75   | 48,8   |

Tabela D-2 – Cômputo da Altura Equivalente para cada vão (i-j).

Em alguns casos raros, pode-se ter como resultado um valor negativo da altura equivalente. Verificou-se que isso pode ocorrer em situações de terrenos muito inclinados, onde a altitude média das torres torna-se inferior à altitude média do meio de vão (ver exemplo os dados do vão 89-90). Além disso, pode acontecer, quando da entrada de dados de localização das estruturas, dos dados serem imprecisos, o que conseqüentemente alteraria a obtenção dos dados de altimetria. Para evitar tal acontecimento e objetivando-se calcular o efeito do relevo na incidência dos vãos, considera-se o *módulo* da diferença de altitudes acrescido da altura média das torres.

## Apêndice E – Exemplo de Planilha de Cálculo Descargas Incidentes por Vão

A metodologia objetiva o cálculo do número de fluxos por torre capazes de causar desligamentos. Antes, porém, é necessário calcular o número total de descargas incidentes no cabo pára-raios em cada vão da linha. A tabela E-1 apresenta os dados necessários para tal.

| LT   |   |  |  |
|--|---|--|--|
| Vão<br>( <i>i - j</i> )  | Altura<br>Equivalente<br>$H_{EO}$ (m) * | Número de<br><i>strokes</i> por<br>vão** | Área do vão<br>(km <sup>2</sup> )<br>*** |
| 81-82  | 11,8                                    | 17                                       | 0,3356                                   |
| 82-83  | 48,8                                    | 23                                       | 0,324619                                 |
| 83-84  | 40,9                                    | 5  | 0,17232                                  |
| 84-85  | 49,75                                   | 5  | 0,202817                                 |
| 85-86  | 94,75                                   | 8  | 0,205278                                 |
| 86-87  | 13,4                                    | 24                                       | 0,342463                                 |
| 87-88  | 64,15                                   | 14                                       | 0,438329                                 |
| 88-89  | 61,4                                    | 18                                       | 0,281325                                 |
| 89-90  | 5,7                                     | 20                                       | 0,314805                                 |
| 90-91  | 48,8                                    | 2  | 0,142864                                 |
| Notas:<br>* Obtida pela planilha de cálculo exemplificada no Apêndice D<br>** Utilizados dados providos pelo LLS no período de janeiro de 1999 a dezembro de 2004.<br>*** Comprimento do Vão L x 0,5 (largura total do <i>buffer</i> utilizado para análise) |   |  |  |

Tabela E-1 – Dados de entrada para cálculo das descargas totais incidentes por vão.

Para se calcular o número total de descargas incidentes por vão por ano ( $N_{PR}$ ), foram consideradas as intensidades de corrente  $I_{min} = 1\text{kA}$  a  $I_{máx} = 250\text{kA}$ . A Tabela E-2 apresenta os exemplos dos cálculos realizados.

| Vão<br>(i - j) | Densidade no vão<br>$N_{g/v}$ (strokes/km <sup>2</sup> /ano) | $N_{PR}$ total (strokes/ano)  |
|----------------|--|---|
|                | $N_{g/v} = N_{v\tilde{a}o} / L \times 0,5 / ano$             | $N_{PR} = \sum_{I_{min}}^{I_{max}} N_{g/v} \times S_p \times p(2I)$ |
| 81-82          | 8,44259  | 0,182794  |
| 82-83          | 11,80872   | 0,266064  |
| 83-84          | 4,835964   | 0,054131  |
| 84-85          | 4,108794   | 0,057559  |
| 85-86          | 6,495257   | 0,097424  |
| 86-87          | 11,68009   | 0,127936  |
| 87-88          | 5,323247   | 0,166692  |
| 88-89          | 10,66382   | 0,208175  |
| 89-90          | 10,58857   | 0,105533  |
| 90-91          | 2,333221   | 0,023266  |

Tabela E-2 – Cômputo das descargas totais incidentes na linha por vão considerado.

## Apêndice F – Exemplo de Planilha de Cálculo Fluxos Por Torre Capazes de Causar Backflashover

Considerando-se cada estrutura da linha de transmissão e suas correntes mínimas capazes de causar *backflashover*, pode-se calcular o número total de descargas que fluirão pela torre e que podem resultar em desligamentos. A tabela F-1 apresenta os cálculos realizados. É necessário considerar-se a contribuição dos dois vãos adjacentes à torre.

| LT                |                   |  |                        |                         |                        |                                |
|-------------------|-------------------|--|------------------------|-------------------------|------------------------|--------------------------------|
| Torre<br><i>j</i> | $I_{OUT}$<br>(kA) | Descargas capazes de causar desligamento em<br>cada vão adjacente* |                        |                         |                        | $N_{f/T OUT}$<br>(strokes/ano) |
|                   |                   | Vão<br>( <i>i - j</i> )  | $N_{PR-OUT}$           | Vão<br>( <i>j - k</i> ) | $N_{PR-OUT}$           | **                             |
| <b>82</b>         | 106,80            | <b>81-82</b>   | $4,03 \times 10^{-05}$ | <b>82-83</b>            | $1,59 \times 10^{-04}$ | $2,00 \times 10^{-04}$         |
| <b>83</b>         | 121,46            | <b>82-83</b>   | $7,52 \times 10^{-05}$ | <b>83-84</b>            | $1,44 \times 10^{-05}$ | $8,96 \times 10^{-05}$         |
| <b>84</b>         | 120,31            | <b>83-84</b>   | $1,44 \times 10^{-05}$ | <b>84-85</b>            | $1,65 \times 10^{-05}$ | $3,09 \times 10^{-05}$         |
| <b>85</b>         | 105,92            | <b>84-85</b>   | $3,70 \times 10^{-05}$ | <b>85-86</b>            | $9,73 \times 10^{-05}$ | $1,34 \times 10^{-04}$         |
| <b>86</b>         | 65,71             | <b>85-86</b>   | $1,18 \times 10^{-03}$ | <b>86-87</b>            | $7,87 \times 10^{-04}$ | $1,97 \times 10^{-03}$         |
| <b>87</b>         | 113,32            | <b>86-87</b>   | $4,01 \times 10^{-05}$ | <b>87-88</b>            | $7,92 \times 10^{-05}$ | $1,19 \times 10^{-04}$         |
| <b>88</b>         | 126,93            | <b>87-88</b>   | $4,04 \times 10^{-05}$ | <b>88-89</b>            | $4,89 \times 10^{-05}$ | $8,93 \times 10^{-05}$         |
| <b>89</b>         | 159,89            | <b>88-89</b>   | $1,04 \times 10^{-05}$ | <b>89-90</b>            | $1,90 \times 10^{-06}$ | $1,24 \times 10^{-05}$         |
| <b>90</b>         | 173,87            | <b>89-90</b>   | $1,04 \times 10^{-06}$ | <b>90-91</b>            | $5,60 \times 10^{-07}$ | $1,60 \times 10^{-06}$         |

Notas:

\*Soma dos valores das descargas incidentes em cada vão adjacente, capazes de causar desligamentos.

Utiliza-se a fórmula  $N_{PR-OUT} = \sum_{I_{OUT}}^{I_{Máx}} N_{g/v} \times S_p \times p_{(2I)}$ , do anexo B, substituindo-se  $I_{min}$  por  $I_{OUT}$ .

\*\*  $N_{f/Tj} OUT = N_{PR-OUT}(Vão\ i - j) + N_{PR-OUT}(Vão\ j - k)$

Tabela F-1 – Cálculo das descargas que fluem por torre capazes de causar *backflashover*.

Para se calcular a corrente mínima capaz de causar *backflashover*, utilizam-se os parâmetros elétricos da linha, considerando-se cada estrutura, como descrito no capítulo 8.

---

---

---

## Apêndice G – Exemplo de Planilha de Análise de Faltas

Para se validar a metodologia para identificação de pontos críticos em LT's, uma comparação com os pontos indicados por dispositivo localizador de faltas foi feita para cada linha analisada através do histórico de faltas ocorridas na linha devido a descargas atmosféricas, ocorridas no mesmo período considerado para análise de dados de incidência de descargas: 1999 a 2004.

Para realizar esta análise, as descargas registradas pelo LLS foram selecionadas como possíveis causadoras da falta considerando-se uma janela de tempo de  $\pm 1$  minuto da ocorrência da mesma (correlação temporal) e incidentes a até 1 km da rota da linha (correlação espacial). Registros com valores superiores aos indicados foram considerados como “fraca correlação”.

A análise de faltas foi feita considerando-se o ponto de ocorrência na linha obtido através da quilometragem da LT a partir de uma de suas extremidades (subestação ou usina). O local de ocorrência das faltas indicadas por dispositivo localizador foi comparado às torres indicadas pela metodologia desenvolvida. Apenas para fins de análise, também estão indicadas as torres críticas próximas ao local indicado pelo localizador de faltas.

Não foram considerados os valores absolutos de corrente indicados pelo LLS para cálculo de transitórios. A Tabela G-1 exemplifica uma análise de faltas realizada.

---

| LT NV-TQ                               |   |           |                |                 |  |  |
|--|---|-----------|----------------|-----------------|--|--|
| Vão indicado pelo Localizador          | Falta * e observações   | Torre **  | Ordem pelo BTA | $N_{F/A\ OUT}$  | Distância da localização (LLS) ***   | $I_P$ indicada pelo LLS **** (kA)  |
| proximidades                           | Mesmo vão (localizador versus $N_{F/A\ OUT}$ )                        | 91        | 22°            | 3,69E-05        | <b>Falta 5:</b><br>(23 strokes)<br><b>d)</b> 1 km<br>(vão 101- 102)<br><br><b>Falta 6:</b><br>(4 strokes)<br><b>c)</b> 1,8km<br>(vão 99- 100 fora do buffer)<br><b>e)</b> 472m<br>(vão 99- 100)                  | <b>Falta 5:</b><br>l) -51<br><br><b>Falta 6:</b><br>c)-75<br>e)-21                 |
|  |   | 92        | 34°            | 1,78E-05        |  |  |
|  |   | 93        | 83°            | 1,45E-07        |  |  |
|  |   | 94        | 68°            | 8,70E-07        |  |  |
|  |   | 95        | 72°            | 5,73E-07        |  |  |
|  |   | 96        | 99°            | 0,00E+00        |  |  |
| <b>97-99</b><br>ou<br><b>99-100</b>    | <b>2 faltas</b>   | <b>97</b> | <b>15°</b>     | <b>6,60E-05</b> | <b>Falta 4:</b><br>(em relação à torre 100)<br>4 strokes:<br><b>c)</b> 620m<br>vão 097- 099<br><b>d)</b> 1,47km<br>vão 096- 097<br><b>e)</b> 630m<br>vão 102-103<br><b>f)</b> 2,88km<br>vão 108- 109/<br>109-110 | <b>Falta 4</b><br><b>c)</b> -17<br><b>d)</b> -31<br><b>e)</b> -27<br><b>f)</b> -39 |
|  |   | 99        | 58°            | 1,51E-06        |  |  |
|  |   | 100       | 43°            | 8,71E-06        |  |  |
| proximidades                           | (a dúvida se deve aos vãos adjacentes ao local indicado)              | 101       | 82°            | 1,76E-07        |  |  |
|  |   | 102       | 76°            | 2,89E-07        |  |  |
|  |   | 103       | 56°            | 1,80E-06        |  |  |
|  |   | 104       | 100°           | 0,00E+00        |  |  |
|  |   | 105       | 101°           | 0,00E+00        |  |  |
| proximidades                           | Até a 2ª torre do vão indicado  | 94        | 68°            | 8,70E-07        |  |  |
|  |   | 95        | 72°            | 5,73E-07        |  |  |
|  |   | 96        | 99°            | 0,00E+00        |  |  |
|  |   | <b>97</b> | <b>15°</b>     | <b>6,60E-05</b> |  |  |
|  |   | 99        | 58°            | 1,51E-06        |  |  |
| <b>100-101</b><br>ou<br><b>105-106</b> | <b>1 falta</b>  | 100       | 43°            | 8,71E-06        |  |  |
|  |   | 101       | 82°            | 1,76E-07        |  |  |
|  |   | 105       | 101°           | 0,00E+00        |  |  |
|  |   | 106       | 102°           | 0,00E+00        |  |  |
| proximidades                           | (Neste caso, houve duas indicações distintas de localização da falta) | 107       | NC             | ****            |  |  |
|  |   | 108       | NC             | ****            |  |  |
|  |   | 109       | NC             | ****            |  |  |
|  |   | 110       | NC             | ****            |  |  |
|  |   | 111       | NC             | ****            |  |  |

Notas:  
 \* As faltas foram consideradas com correlação fraca as que ocorreram a mais de ± 1 minuto do registro da falta e /ou distância superior a 5 vãos adjacentes ao local de ocorrência indicado pelo dispositivo.  
 \*\* Considerando-se, para fins de análise, até a 5ª torre do vão indicado por localizador.  
 \*\*\* As distâncias da localização se referem à distância da(s) descarga(s) mais provável (eis) causadora(s) da falta em relação ao ponto indicado pelo localizador de faltas, bem como a intensidade da(s) mesma(s), que é a indicada pelo LLS.  
 \*\*\*\* As torres marcadas com cinza, são as torres que estão entre as mais críticas da LT (20 primeiras).  
 \*\*\*\*\* NC = Torre não-classificada.

Tabela G-1 – Exemplo de análise de faltas realizada para todas as linhas