

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

ESCOLA DE ENGENHARIA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA
ÊNFASE EM QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

**ANÁLISE DE DESEMPENHO FRENTE A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS DE UMA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO AÉREA RURAL EM 34,5kV**

Por

Raphael Lopes Pinto Brescia

Monografia de Final de Curso

Prof. Ivan José da Silva Lopes

Belo Horizonte, março/2012

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Curso de Especialização em Sistemas de Energia Elétrica
Ênfase em Qualidade da Energia Elétrica

**Análise de desempenho frente a descargas atmosféricas de uma rede de
distribuição aérea rural em 34,5kV**

Raphael Lopes Pinto Brescia

Orientador: Prof. Ivan José da Silva Lopes

Monografia submetida à Banca Examinadora designada pela Comissão Coordenadora do Curso de Especialização em Sistemas de Energia Elétrica, como parte dos requisitos necessários à obtenção do *Certificado de Especialista em Sistemas de Energia Elétrica com ênfase em Qualidade da Energia Elétrica*

Belo Horizonte, março/2012

Análise de desempenho frente a descargas atmosféricas de uma rede de distribuição aérea rural em 34,5kV

Raphael Lopes Pinto Brescia

Monografia submetida à Banca Examinadora designada pela Comissão Coordenadora do Curso de Especialização em Sistemas de Energia Elétrica, como parte dos requisitos necessários à obtenção do *Certificado de Especialista em Sistemas de Energia Elétrica com ênfase em Qualidade da Energia Elétrica*.

Aprovada em _____ de _____ de _____.

Por:

Prof. Ivan José da Silva Lopes
(Orientador)

Prof. _____
(Relator)

AGRADECIMENTOS

Agradecer é saber reconhecer que, sem a ajuda do outro, não seria possível chegar ao objetivo final.

Agradeço a Deus por me dar a força necessária para enfrentar os desafios.

À minha família, pelo exemplo de dedicação e por ser a base da minha formação.

Aos amigos mais próximos, que me incentivam muitas vezes sem saber.

Aos professores do CPDEE/UFMG, em particular ao professor Ivan José da Silva Lopes, pelo tempo dedicado e pela compreensão das dificuldades na realização do trabalho.

Aos profissionais da Vale que de alguma maneira contribuíram para a execução deste trabalho.

A todos vocês, meu sincero agradecimento.

RESUMO

O objetivo deste trabalho é avaliar o desempenho de uma rede de distribuição aérea rural trifásica, com tensão nominal de 34,5kV, frente a descargas atmosféricas. Para esta avaliação, são levantados dados reais de desligamentos na rede em questão, no período que compreende os meses de março de 2006 a dezembro de 2011.

É avaliado também o desempenho estimado da rede, com base no guia IEEE Std 1410-2010 – Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines.

Ao final são discutidas as diferenças encontradas entre o desempenho real e o desempenho estimado da rede.

ABSTRACT

This work presents the lightning performance evaluation of an electric power overhead rural distribution line, with nominal voltage of 34,5kV. Information about interruptions were collected in a database, which had registries from March 2006 until December 2011.

It is also evaluated the estimated performance of the distribution line, based on IEEE Std 1410-2010 – Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines.

At the end, the differences between the actual performance and the estimated performance are presented and discussed.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Forma de onda típica de descarga -----	p.13
Figura 2.2 – Mapa de Densidade de Descargas -----	p.14
Figura 2.3 – Diagrama Básico do Modelo Eletrogeométrico -----	p.17
Figura 2.4 – Número de flashovers induzidos devido a descargas em campo aberto -----	p.19
Figura 3.1 – Indicação de interrupção no fornecimento de energia através de gráfico do SGEE -----	p.23
Figura 4.1 – Traçado da linha de 34,5kV -----	p.25
Figura 4.2 – Estruturas Tipo HT e HTE -----	p.25
Figura 4.3 – Estruturas Tipo N -----	p.26
Figura 4.4 – Desligamentos Rede 34,5kV 2006 -----	p.27
Figura 4.5 – Desligamentos Rede 34,5kV 2007 -----	p.28
Figura 4.6 – Desligamentos Rede 34,5kV 2008 -----	p.28
Figura 4.7 – Desligamentos Rede 34,5kV 2009 -----	p.29
Figura 4.8 – Desligamentos Rede 34,5kV 2010 -----	p.29
Figura 4.9 – Desligamentos Rede 34,5kV 2011 -----	p.30
Figura 4.10 – Dimensões Cruzeta Estruturas Tipo N -----	p.31
Figura 4.11 – Dimensões Cruzeta Estruturas Tipo HT e HT -----	p.32

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Descargas em Campo Aberto -----	p.32
Tabela 4.2 – Desligamentos devido a descargas diretas na rede -----	p.33
Tabela 4.3 – CFO da cruzeta -----	p.33
Tabela 4.4 – CFO total (isolador + cruzeta) -----	p.34
Tabela 4.5 – Total descargas em campo aberto -----	p.34
Tabela 4.6 – Desligamentos devido a descargas indiretas na rede -----	p.34
Tabela 4.7 – Desligamentos totais na rede -----	p.34
Tabela 4.8 – Comparação entre o número de desligamentos reais e o estimado ----	p.35

SIMBOLOGIA

b = afastamento dos condutores na cruzeta (largura da estrutura) [m],

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais

CFO - Critical Impulse Flashover Voltage

Ddiretas - número de Desligamentos devido a Descargas Diretas

Dindiretas - número de Desligamentos devido a Descargas Indiretas

DTotal - número total de desligamentos

h = altura do poste [m]

Io = amplitude da corrente de descarga [A]

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers

L - tamanho do alimentador [km]

LT – Linha de Transmissão

N = número de descargas diretas [descargas/100km/ano]

Ns - número de descargas diretas que podem atingir a linha

NBI – Nível Básico de Isolamento

NBR – Norma Brasileira

NG – Densidade de Descargas [descargas/km²/ano]

PUC – Pontifícia Universidade Católica

rg = distância crítica para o solo [m]

rs = distância crítica para o condutor [m]

Sf - Fator de Blindagem

SE – Subestação

SGEE - Sistema de Gerenciamento de Energia Elétrica

SUMÁRIO

1 – INTRODUÇÃO	p.11
2 – PROCEDIMENTO PARA CÁLCULO DO DESEMPENHO ESTIMADO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO AÉREAS	p.12
2.1 – INTRODUÇÃO	p.12
2.2 – DESCARGAS ATMOSFÉRICAS E SUAS INTERAÇÕES COM O SISTEMA ELÉTRICO	p.12
2.3 – MODELO ELETROGEOMÉTRICO	p.16
2.4 – PROCEDIMENTO PARA CÁLCULO DO DESEMPENHO ESTIMADO	p.20
3 – PROCEDIMENTO PARA AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO REAL DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO AÉREAS	p.22
3.1 – INTRODUÇÃO	p.22
3.2 – AQUISIÇÃO DE DADOS	p.22
3.3 – TRATAMENTO DE DADOS	p.23
3.4 - PROCEDIMENTO PARA AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO REAL	p.23
4 – RESULTADOS	p.24
4.1 – INTRODUÇÃO	p.24
4.2 – CARACTERÍSTICAS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO	p.24
4.3 – AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO REAL DA REDE	p.26
4.4 – ESTIMATIVA DO DESEMPENHO DA REDE A PARTIR DO GUIA IEEE Std 141	p.31
4.5 – DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	p.35
5 – CONCLUSÕES	p.36
5.1 – PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	p.36
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	p.37

1- INTRODUÇÃO

Na abordagem do tema Qualidade de Energia, podemos fazer uma subdivisão entre dois tópicos: Qualidade do Produto e Qualidade do Serviço.

No tratamento da Qualidade do Produto, destacam-se fenômenos como transitórios oscilatórios e impulsivos, subtensões e sobretensões, variações de frequência, entre outros. Em uma análise simplista, podemos dizer que estes fenômenos alteram as características da forma de onda padrão de tensão, e consequentemente, de corrente. [SIL 2011].

No tratamento da Qualidade do Serviço, o foco fica por conta dos sistemas envolvidos na geração, transmissão e distribuição da energia elétrica, com uma abordagem mais voltada aos equipamentos e materiais destes sistemas, visando minimizar as interrupções no fornecimento de energia às cargas, sejam estas interrupções de curta ou de longa duração [LOP 2011].

Apesar desta proposta de subdivisão, ressalta-se que os dois tópicos não são independentes, uma vez que as causas de interrupções no fornecimento de energia estão, em sua grande maioria, ligadas a fenômenos oscilatórios e impulsivos, como as descargas atmosféricas. Elas são responsáveis por aproximadamente 80% das interrupções causadas por fenômenos naturais, o que equivale a 40% do número total de interrupções sustentadas no sistema de distribuição da CEMIG [AVI 2006].

Neste contexto, este trabalho analisa o desempenho de uma rede de distribuição rural aérea, tensão nominal de 34,5kV, frente a descargas atmosféricas, com base em dados estatísticos reais de desligamentos e no procedimento de avaliação de desempenho proposto pelo guia IEEE Std 1410.

O texto está organizado em cinco capítulos, distribuídos da seguinte maneira:

No Capítulo 2, é apresentado o procedimento de cálculo do desempenho estimado de redes de distribuição aéreas frente a descargas atmosféricas, com base no guia IEEE Std 1410 [IEE 2010].

No Capítulo 3, é apresentada metodologia de cálculo de desempenho real do alimentador analisado, frente a descargas atmosféricas..

No Capítulo 4, são apresentados os resultados dos cálculos e a comparação entre o desempenho real e o desempenho estimado do alimentador.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões finais para o trabalho.

2 – PROCEDIMENTO PARA CÁLCULO DO DESEMPENHO ESTIMADO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO AÉREAS

2.1 - INTRODUÇÃO

Este capítulo aborda uma breve revisão bibliográfica do procedimento para o cálculo estimado de desempenho de redes de distribuição aéreas frente a descargas atmosféricas, tomando como base diversos trabalhos presentes em literatura específica, particularmente [AVI 2005], e também no guia IEEE Std 1410, com destaque para o Apêndice A.

2.2 – DESCARGAS ATMOSFÉRICAS E SUAS INTERAÇÕES COM O SISTEMA ELÉTRICO

Os Sistemas Elétricos de Potência operam em grande parte do tempo em regime permanente, com as tensões se mantendo próximas às tensões nominais. Contudo, em momentos específicos, os sistemas estão sujeitos a solicitações extremas de tensão e corrente [ARA 2005] e, portanto, devem ser projetados para suportar estes momentos.

As sobretensões são definidas como tensões transitórias, variáveis com o tempo, cujo valor máximo é superior ao valor de crista das tensões máximas de operação do sistema. [ARA 2005].

As sobretensões podem ser originadas internamente no próprio sistema, como o chaveamento de bancos de capacitores, eliminação de faltas, etc, ou externamente, sendo que sua principal fonte neste caso são as descargas atmosféricas.

A duração e o valor máximo destas sobretensões de origem atmosférica são grandezas estocásticas. O guia IEEE Std 1410 propõe que estas sobretensões possuem a forma de onda similar à da própria corrente de descarga, conforme mostrado na Figura 2.1

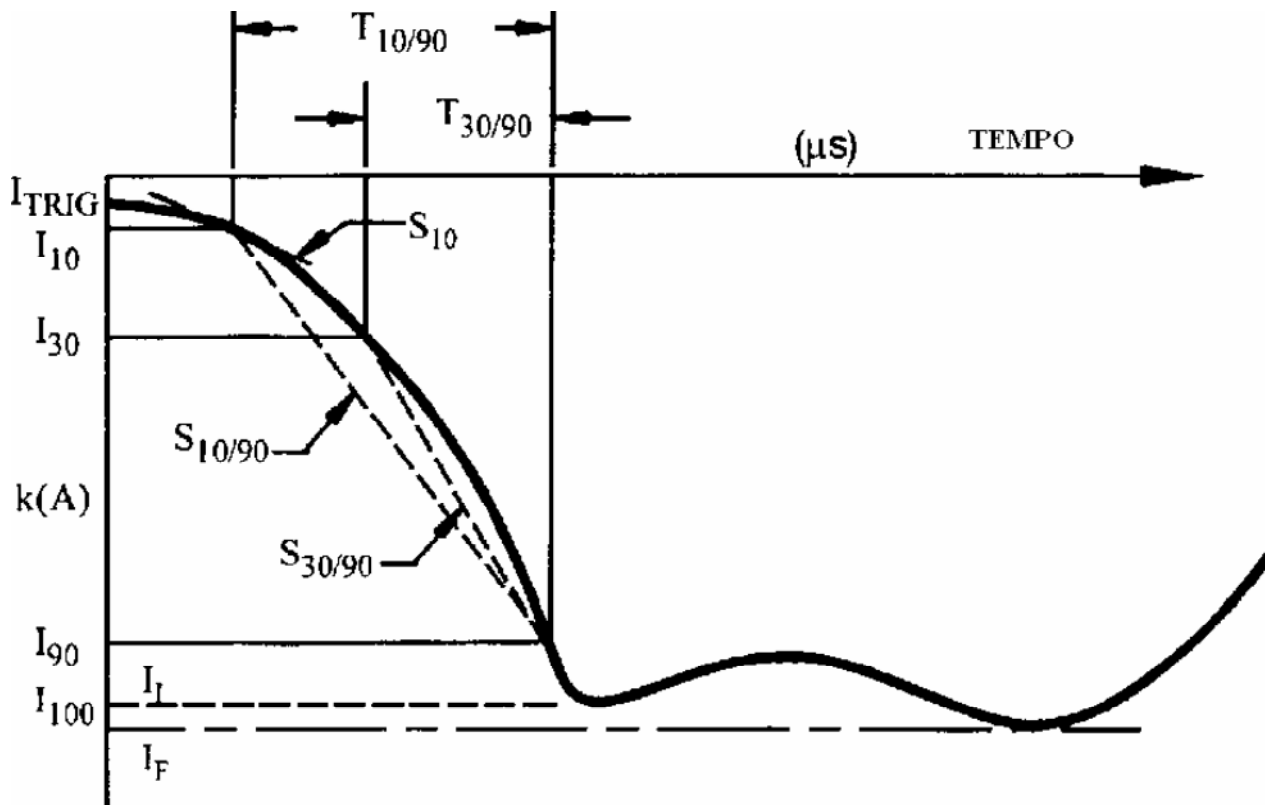


Figura 2.1 – Forma de onda típica de descarga (fonte: IEEE Std 1410)

A probabilidade de ocorrência de uma descarga atmosférica também é um processo estocástico, de forma que não é possível determinar com exatidão o número de descargas que atingirão uma determinada área de interesse.

A solução adotada pelos projetistas e pesquisadores é trabalhar com a densidade de descargas ao solo (N_G). Este número é uma indicação da média de descargas nuvem-solo por km^2 em um determinado período (geralmente um ano).

A Figura 2.2 apresenta um mapa com a densidade de descargas para a região de Nova Lima, Itabirito, Congonhas e Belo Horizonte, num período de 8 anos de coleta de dados.

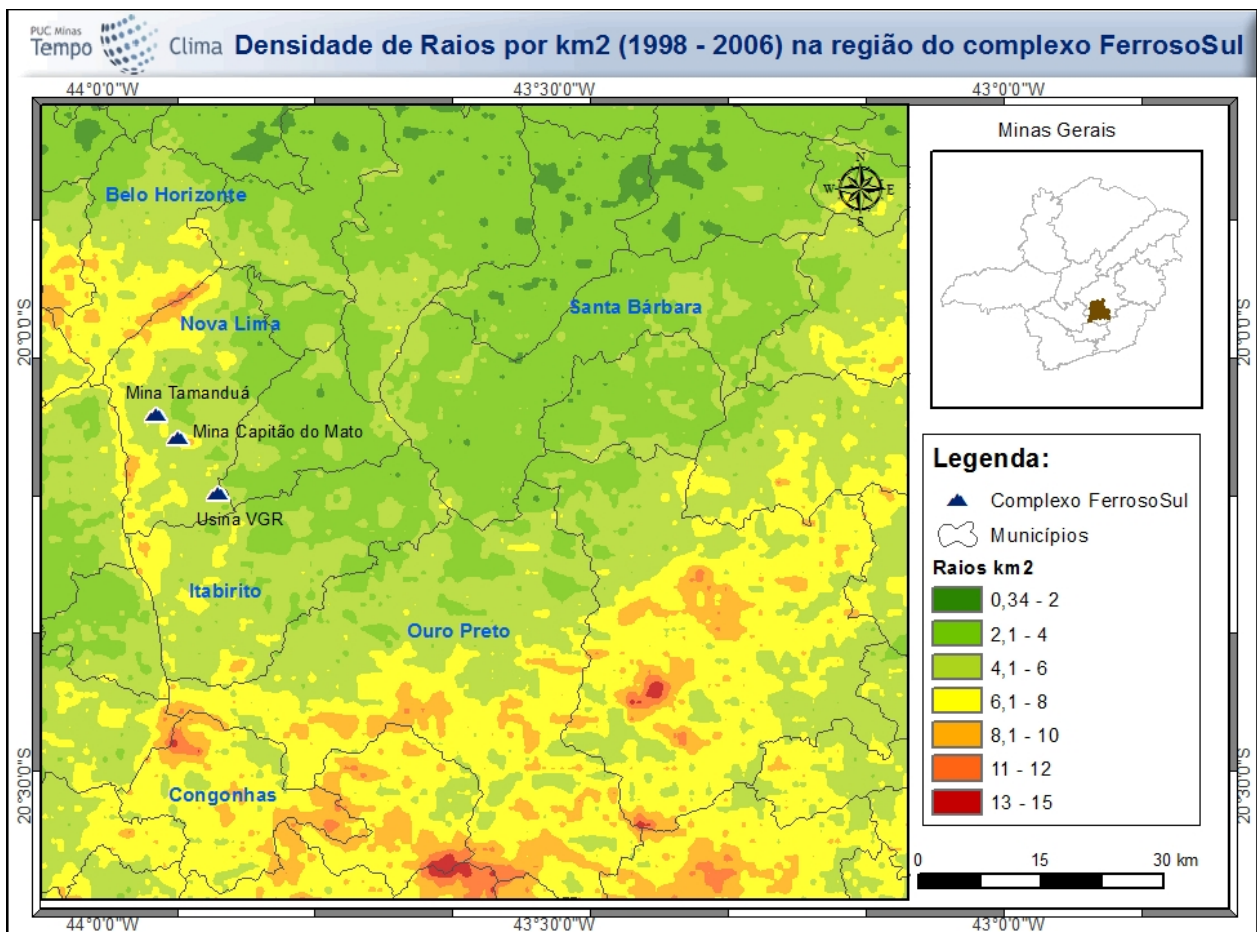


Figura 2.2 – Mapa de Densidade de Descargas (fonte: [CEN 2011])

A confiabilidade de uma linha de distribuição está diretamente ligada ao seu nível de exposição às descargas atmosféricas. Como o próprio guia IEEE Std 1410 menciona, não existe linha de distribuição perfeita, totalmente imune aos efeitos das descargas atmosféricas. Desta forma, torna-se necessário que os projetistas adotem soluções de compromisso, de forma a minimizar as ocorrências de desligamentos devido a descargas atmosféricas.

Todo equipamento elétrico, assim como as redes de distribuição, possui um parâmetro chamado Nível Básico de Isolamento (NBI, ou em inglês BIL). Este parâmetro representa o valor de crista de um impulso atmosférico, para qual o isolamento dos materiais dielétricos apresenta 90% de chance de se manter íntegro.

Existe ainda outro parâmetro, denominado Critical Impulse Flashover Voltage (CFO), que indica o valor de crista de um impulso, para o qual há 50% de disrupção do arranjo isolante.

Os desligamentos em redes de distribuição causados por descargas atmosféricas acontecem em sua grande maioria devido à ultrapassagem do CFO da linha pela sobretensão causada pela descarga [MEL 2000].

Estas interrupções podem ser divididas em três tipos predominantes. Segundo [THA 2004] e [JAR 2004]:

- A descarga atinge um condutor fase, causando uma sobretensão que excede o valor CFO dos isoladores, causando um arco-elétrico (flashover) entre o condutor fase e algum componente da estrutura (cruzeta, mão-francesa, etc). Este tipo de descarga é chamada descarga direta. Uma descarga de 10kA pode produzir sobretensões da ordem de 2.000kV, muito acima do NBI das linhas de distribuição, sendo praticamente impossível evitar o desligamento da mesma.
- A descarga atinge os cabos-guarda ou cabos pára-raios (cabos posicionados acima dos condutores fase, com o propósito de interceptar descargas diretas, escoando a descarga para o solo, através do sistema de aterramento). Se a resistência de aterramento da estrutura atingida for alta, haverá a reflexão da onda de tensão, causando uma sobretensão no topo da estrutura. Se esta sobretensão for maior que o CFO do isolador, ocorrerá um arco-elétrico da estrutura para o condutor fase, sendo o fenômeno denominado back-flashover.
- A descarga atinge as proximidades da rede. Apesar de não atingir diretamente a rede de distribuição, devido aos fenômenos eletromagnéticos, os condutores fase serão submetidos a uma sobretensão através de indução, com valor aproximado de até 300kV. Se essa sobretensão for maior que o CFO dos isoladores, poderá ocorrer uma disrupção. Este tipo de descarga é chamada descarga indireta. Como os níveis de sobretensão são mais baixos, procura-se adotar técnicas para minimizar os números de desligamentos, como por exemplo, instalação de pára-raios de linha.

2.3 – MODELO ELETROGEOMÉTRICO

Quando uma descarga atmosférica encontra-se em sua fase inicial de formação, não existe uma pré-definição se a mesma será uma descarga direta ou indireta.

A rede de distribuição, assim como qualquer objeto, possui um raio de atração, que varia com a altura e com a intensidade da corrente de descarga.

O guia IEEE Std 1410 apresenta em seu anexo B o modelo eletrogeométrico, que pode ser utilizado para estimar o fator de blindagem e o número de descargas diretas em um determinado trecho de uma linha de distribuição, através das Equações 2.1 e 2.2, e do diagrama apresentado na Figura 2.3.

$$r_s = 10 \times I_o^{0,65} \quad (2.1)$$

$$r_g = 0,9 \times r_s = 9 \times I_o^{0,65} \quad (2.2)$$

Onde: r_s = distância crítica para o condutor [m],
 r_g = distância crítica para o solo [m],
 I_o = amplitude da corrente de descarga [A].

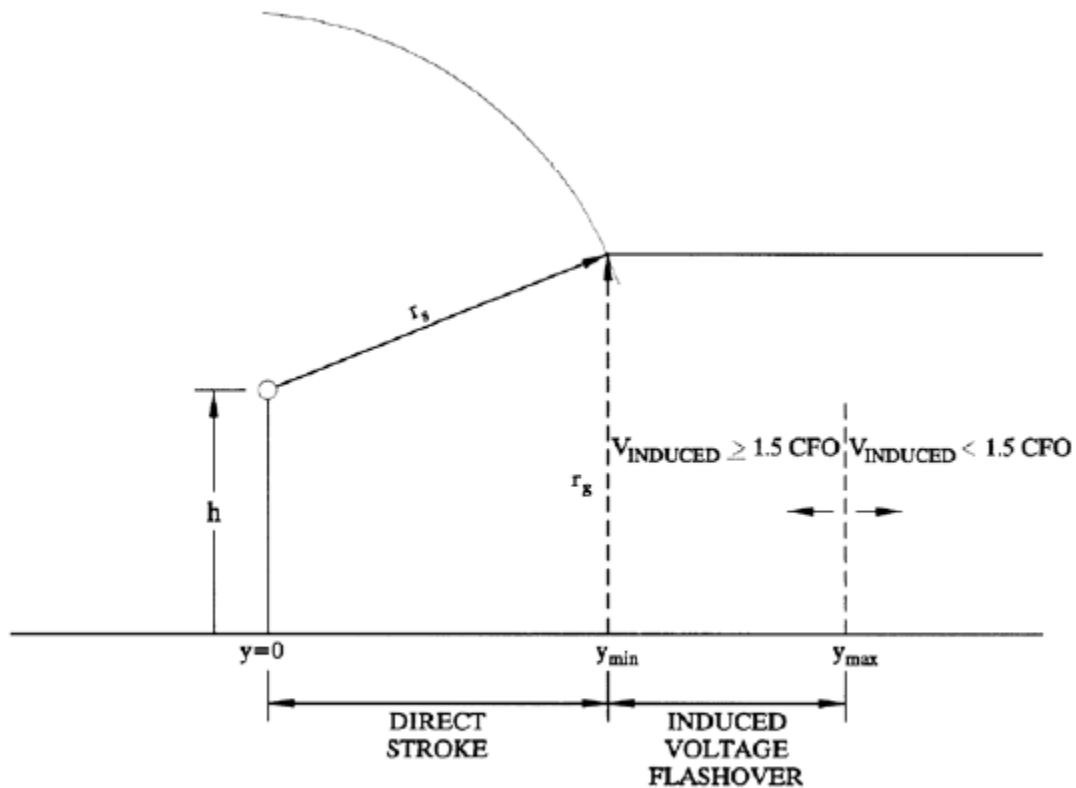


Figura 2.3 – Diagrama Básico do Modelo Eletrogeométrico (fonte: IEEE Std 1410)

A literatura apresenta ainda uma alternativa ao modelo eletrogeométrico para o cálculo do número de descargas diretas na rede. Segundo Eriksson, citado por [AVI 2005] p.10, existe uma relação entre a altura dos postes e a incidência de descargas diretas nas estruturas, sendo possível estimar o número de descargas diretas para uma rede sem blindagem em terreno aberto, através da Equação 2.3:

$$N = \frac{N_G (28 \times h^{0,6} + b)}{10} \quad (2.3)$$

Onde, N_G = densidade de descargas atmosféricas [número descargas/ km²/ano],
 h = altura do poste [m],
 b = afastamento dos condutores na cruzeta (largura da estrutura) [m],
 N = número de descargas diretas [descargas/100km/ano].

Para postes com altura até 15m, o número de descargas diretas definido pelo modelo eletrogeométrico e o calculado através da Equação 2.3 são próximos [AVI, 2005].

O número de descargas diretas é influenciado pela proximidade de objetos como edifícios, árvores, etc nas redondezas de uma rede de distribuição. Estes objetos proporcionam uma blindagem na rede, interceptando descargas que eventualmente atingiriam diretamente a linha.

Define-se um parâmetro chamado Fator de Blindagem (S_f), que indica a porção da linha que está protegida devido à existência de objetos próximos com altura significativa. Um fator de blindagem igual a 0 indica uma linha isolada em um terreno plano, ao passo que um fator de blindagem unitário representa uma linha ideal, totalmente protegida contra a incidência de descargas diretas.

O número de descargas (N_s) que podem atingir a linha, a partir de N descargas incidentes, pode então ser estimado através da Equação 2.4

$$N_s = N \times (1 - S_f) \quad (2.4)$$

Para estimar o fator de blindagem de uma rede, devem ser levados em consideração todos os objetos num raio de quatro vezes a altura da linha.

Uma vez que esses objetos diminuem a incidência de descargas diretas, torna-se necessário agora avaliar os impactos das descargas indiretas.

Uma vez atingidos por uma descarga atmosférica, estes objetos passarão a induzir uma tensão nos condutores da rede, chegando a valores de até 300kV.

Para o cálculo das descargas indiretas, a literatura apresenta um método matemático definido no IEEE Working Group Report, citado por [AVI 2005] p.14.

O guia IEEE Std 1410, em seu anexo A, apresenta uma alternativa ao cálculo matemático, utilizando um método gráfico.

Neste método, determina-se o caminho com o menor CFO de toda a estrutura. Definido este CFO crítico, utiliza-se a Figura 2.4 para se estimar o número de flashovers induzidos devido a descargas em campo aberto.

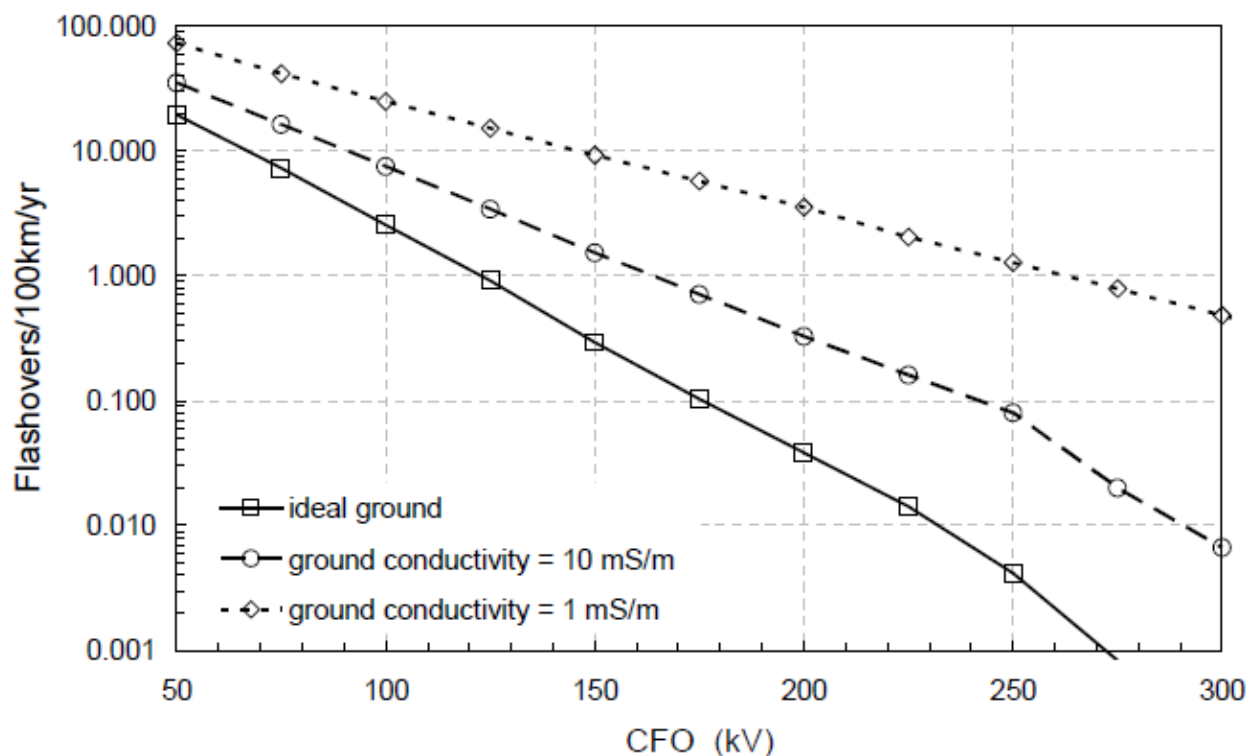


Figura 2.4 – Número de flashovers induzidos devido a descargas em campo aberto (fonte: IEEE Std 1410)

O valor encontrado na tabela é então corrigido pela densidade de descargas da região (N_G).

De acordo com o guia IEEE Std 1410, devido à presença de objetos na proximidade da linha, oferecendo a ela blindagem eletromagnética, o valor total de flashovers induzidos deve estar entre o valor de flashovers induzidos em campo aberto e o valor de flashovers devido a descargas diretas em campo aberto.

$$flashover_{Induzidos\ Campo\ Aberto} < flashover_{Induzidos\ Total} < flashover_{Descargas\ Diretas} \quad (2.5)$$

É sugerido que o número total de flashovers induzidos é duas vezes maior que o número de flashovers induzidos em campo aberto.

$$flashover_{Induzidos\ Total} = 2 \times flashover_{Induzidos\ Campo\ Aberto} \quad (2.6)$$

2.4 – PROCEDIMENTO PARA CÁLCULO DO DESEMPENHO ESTIMADO

Para a elaboração deste trabalho, o procedimento de cálculo utilizado para se estimar o desempenho do alimentador analisado foi o seguinte:

- *Cálculo no número de Desligamentos devido a Descargas Diretas ($D_{diretas}$)*

Primeiramente calcula-se o número de descargas diretas na região de interesse (N), utilizando-se a Equação (2.3). O parâmetro N_G deve ser obtido em literatura específica, e os parâmetros h e b são obtidos da topologia da rede.

Uma vez obtido o número de descargas diretas na região de interesse, utiliza-se a Equação (2.4) para estimar o número de descargas que efetivamente atingirão a rede de distribuição (N_s). O Fator de Blindagem (S_f) deve ser estimado, com base nas características do terreno no entorno da rede.

Como o próprio guia IEEE Std 1410 sugere que uma descarga direta causará desligamentos em 99% dos casos, o número de desligamentos devido a descargas diretas será igual ao número de descargas diretas:

$$D_{diretas} = N_s \quad (2.7)$$

- *Cálculo do número de Desligamentos devido a Descargas Indiretas ($D_{indiretas}$)*

O primeiro passo é levantar o valor do CFO mínimo da rede em questão, que será basicamente o menor valor do CFO dos isoladores somado ao CFO do caminho pela cruzeta até a estrutura, para cada uma das fases.

Com este valor de CFO, é consultada a Figura 2.4, para a obtenção do número de flashovers induzidos em campo aberto. Corrige-se este valor pela densidade de descargas da região (N_G).

Utiliza-se, então, a Equação (2.6) para obtenção do número de flashovers induzidos, que, conseqüentemente, causarão desligamento na rede.

$$D_{indiretas} = \text{flashover}_{Induzidos\ Total} \quad (2.8)$$

- *Cálculo do número total de desligamentos (D_{Total})*

Os valores $D_{diretas}$ e $D_{indiretas}$ obtidos anteriormente têm unidade [desligamentos/100km/ano].

Como o alimentador em questão tem tamanho significativamente menor, torna-se necessário escalar este valor, de acordo com a extensão da rede.

O valor final é dado pela Equação (2.9)

$$D_{total} = \frac{(D_{diretas} + D_{indiretas}) * L}{100} \quad (2.9)$$

Onde, L = tamanho do alimentador [km].

Neste Capítulo, foi apresentado o procedimento para cálculo do desempenho estimado de redes de distribuição aéreas frente a descargas atmosféricas, sendo discutidos os tipos de interação entre as descargas e a rede e a utilização do Modelo Eletrogeométrico para estimativa do fator de blindagem da rede.

No Capítulo 3, será apresentado o procedimento para avaliação do desempenho real de um alimentador de distribuição aérea frente a descargas atmosféricas, para posterior comparação com o cálculo do desempenho estimado

3 – PROCEDIMENTO PARA AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO REAL DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO AÉREAS

3.1 - INTRODUÇÃO

Este capítulo aborda a metodologia para levantamento do desempenho real do alimentador de distribuição aérea analisado, tendo fontes diversas, como relatórios de paradas do Sistema Elétrico, dados do Sistema de Gerenciamento de Energia Elétrica, informações meteorológicas, etc.

3.2 – AQUISIÇÃO DE DADOS

Para levantamento da frequência de desligamentos, foram utilizadas basicamente duas fontes de dados:

- *Livro de registros*: é uma prática das equipes de manutenção manter um livro em cada subestação, de forma que todas as atividades realizadas no local sejam registradas para consultas futuras como, por exemplo, rearmes do alimentador de interesse deste trabalho.
- *Sistema de Gerenciamento de Energia Elétrica*: a empresa possui um Sistema de Gerenciamento de Energia Elétrica (SGEE), que se constitui basicamente de medidores de energia instalados nos cubículos de alimentação das subestações, se comunicando em rede com um servidor, no qual as informações de tensão, corrente, demanda ativa, demanda reativa, fator de potência, etc ficam armazenadas. Através dos dados históricos, é possível identificar os momentos nos quais ocorreu interrupção no fornecimento de energia em um dado alimentador, bem como o tempo para seu re-estabelecimento, como pode ser visto na Figura 3.1.

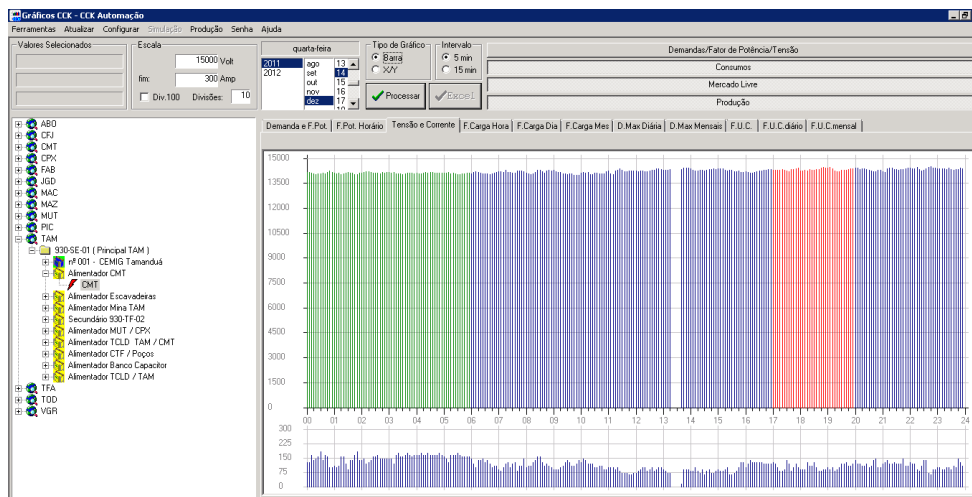


Figura 3.1 – Indicação de interrupção no fornecimento de energia através de gráfico do SGEE

3.3 – TRATAMENTO DE DADOS

Uma vez coletados os dados históricos de desligamentos, é necessário um tratamento dos mesmos, de forma a separar os desligamentos atribuídos a descargas atmosféricas dos desligamentos devido a outras causas, como por exemplo:

- falha em equipamentos do sistema elétrico: interrupções devido a problemas em transformadores, rompimento de estai de poste, quebra de cruzeta etc.
- atuações indevidas da proteção: problemas na seletividade e coordenação dos relés de proteção podem levar a desligamentos desnecessários no alimentador.
- paradas para manutenção corretiva e/ou preventiva.

Para realizar o tratamento dos dados, as informações de desligamentos obtidas no SGEE são confrontadas com o livro de registros da subestação, de forma a se obter a causa do desligamento.

3.4 - PROCEDIMENTO PARA AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO REAL

Uma vez obtidos os dados de desligamentos atribuídos a descargas atmosféricas, sejam eles devido a descargas diretas ou indiretas, os números são consolidados, de forma a se obter uma média do número de desligamentos/ano da rede analisada.

Neste Capítulo foi apresentada a metodologia de coleta de dados para avaliação do desempenho real do alimentador de 34,5kV objeto deste trabalho. O Capítulo 4 apresentará os resultados do cálculo estimado e da avaliação real do alimentador objeto deste estudo.

4 – RESULTADOS

4.1 - INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta os resultados da análise de desempenho frente a descargas atmosféricas de uma rede de distribuição aérea de 34,5kV, com base nas metodologias apresentadas nos Capítulos 2 e 3.

São apresentadas as características da rede de distribuição, os dados levantados de desempenho real, e os cálculos de desempenho estimado da rede.

Ao final do capítulo, é apresentada uma análise comparativa dos resultados.

4.2 – CARACTERÍSTICAS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A rede de distribuição alvo deste estudo é composta por um circuito simples trifásico, com tensão nominal entre fases de 34,5kV, responsável pelo suprimento de energia elétrica da Mina Capitão do Mato, unidade industrial da mineradora Vale, localizada no município de Nova Lima, MG.

A rede parte da Subestação Principal da Mina Tamanduá (930-SE-01) e percorre um trecho de 5,41km até sua chegada na Subestação Principal da Mina Capitão do Mato (980-SE-01).

O percurso da rede se dá em terreno montanhoso, sendo que na metade inicial do trajeto, a rede de 34,5kV corre em paralelo com uma Linha de Transmissão de 138kV da CEMIG (LT Nova Lima – Congonhas), sendo as estruturas dessa referida LT o ponto mais alto do relevo.

No trecho seguinte, o trajeto da rede analisada se dá nas proximidades de região de mata nativa. Vale ressaltar que foram observados pontos onde a faixa de servidão inicial da linha não foi mantida, e a vegetação cresceu novamente, apresentando risco de contato acidental com os cabos, principalmente na ocorrência de ventos [NUN 2011].



Figura 4.1 – Traçado da linha de 34,5kV (fonte: Vale)

Neste percurso de 5,41km são utilizadas 33 estruturas de suporte, sendo 8 estruturas do tipo HT, 13 do tipo HTE e 12 estruturas do tipo N [GON 2011]. Essas estruturas são mostradas nas Figuras 4.2 e 4.3.

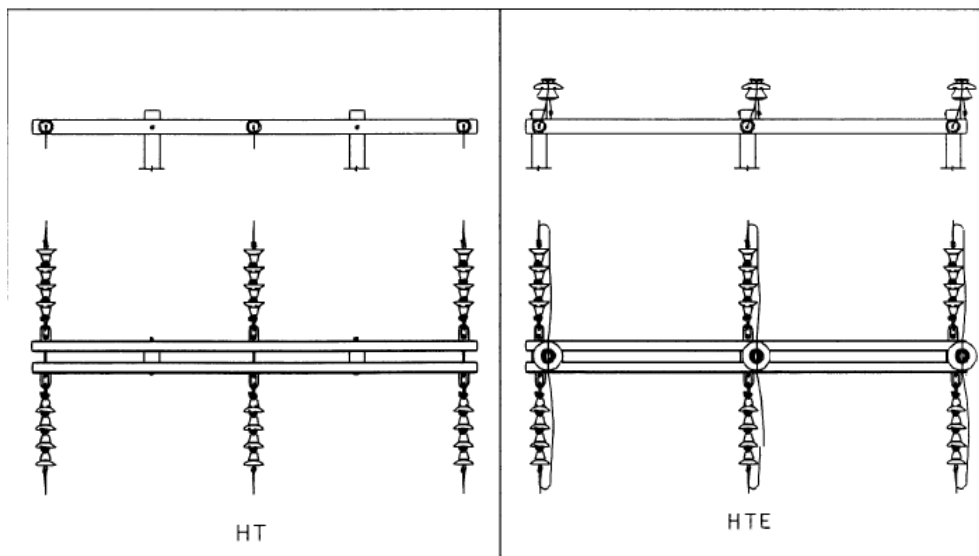


Figura 4.2 – Estruturas Tipo HT e HTE (fonte: [CEM 2004])

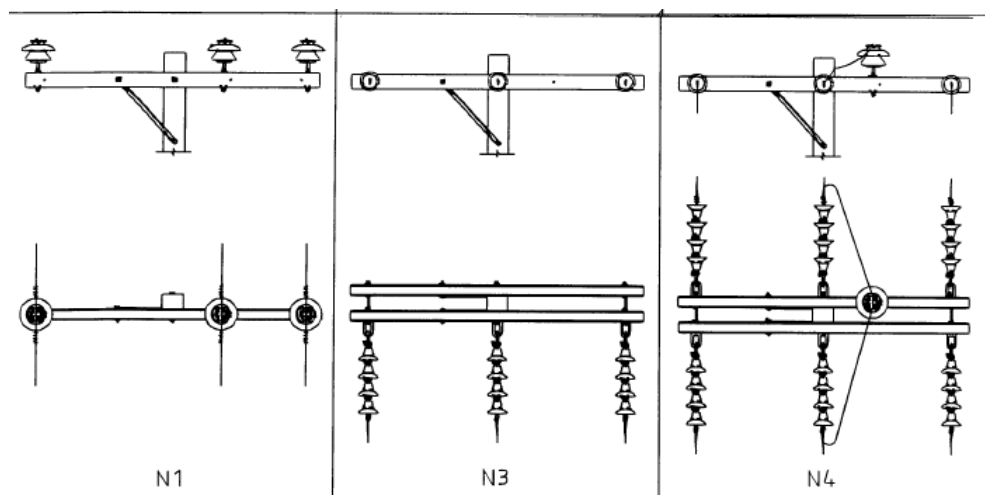


Figura 4.3 – Estruturas Tipo N (fonte: [CEM 2004])

Não existe ao longo da rede cabo-guarda para blindagem eletromagnética contra descargas diretas e nem equipamento pára-raios de linha.

4.3 – AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO REAL DA REDE

Para o levantamento dos dados de interrupção no fornecimento de energia da rede de 34,5kV foram levantados todos os intervalos de tempo no qual a rede esteve desenergizada, através do SGEE.

Foram analisados dados a partir de março de 2006 até dezembro de 2011, sendo que os meses de janeiro, fevereiro e março de 2009 não apresentam dados, devido a queima do medidor instalado. A substituição deste equipamento só foi efetuada em abril do mesmo ano.

Foram levantadas neste período 114 ocorrências de interrupção no fornecimento de energia elétrica, com o desligamento da rede, sendo que, deste número, já estão expurgadas as paradas para manutenção preventiva ou corretiva programada.

Correlacionando as 114 ocorrências com o livro de registros da Subestação Tamanduá, foi possível expurgar mais 17 ocorrências:

- Rompimento de estai de sustentação da rede, ocasionando falta fase-terra (1 ocorrência),
- Quebra de cruzeta, ocasionando falta fase-terra (1 ocorrência),
- Problemas no mecanismo de disjuntores de 138kV na SE Tamanduá (2 ocorrências),

- Atuação indevida, por falta de seletividade e/ou coordenação do relé do alimentador com os demais relés da subestação (13 ocorrências).

As 97 ocorrências restantes, cerca de 85% do total de interrupções, são atribuídas a descargas atmosféricas e/ou contatos acidentais da vegetação com os cabos da rede energizada, ocasionando a atuação da proteção na Subestação 930-SE-01. Não é possível distinguir, através dos relatórios, qual o total de ocorrências devido a descargas atmosféricas.

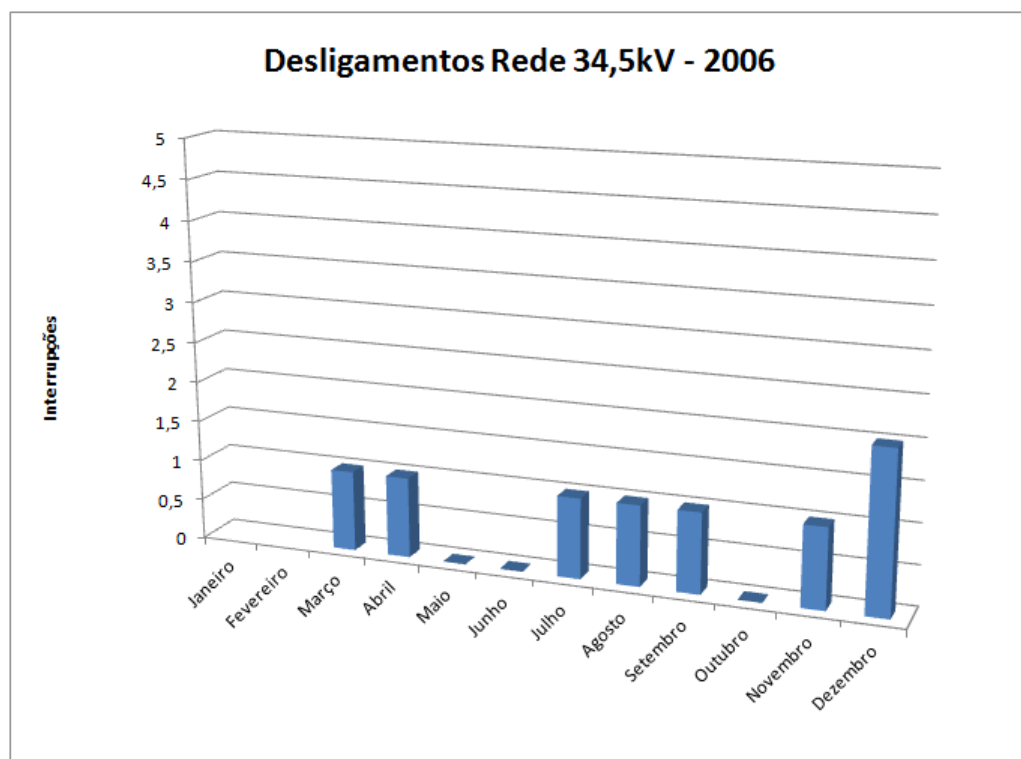


Figura 4.4 – Desligamentos Rede 34,5kV 2006 (fonte: SGEE / Vale)

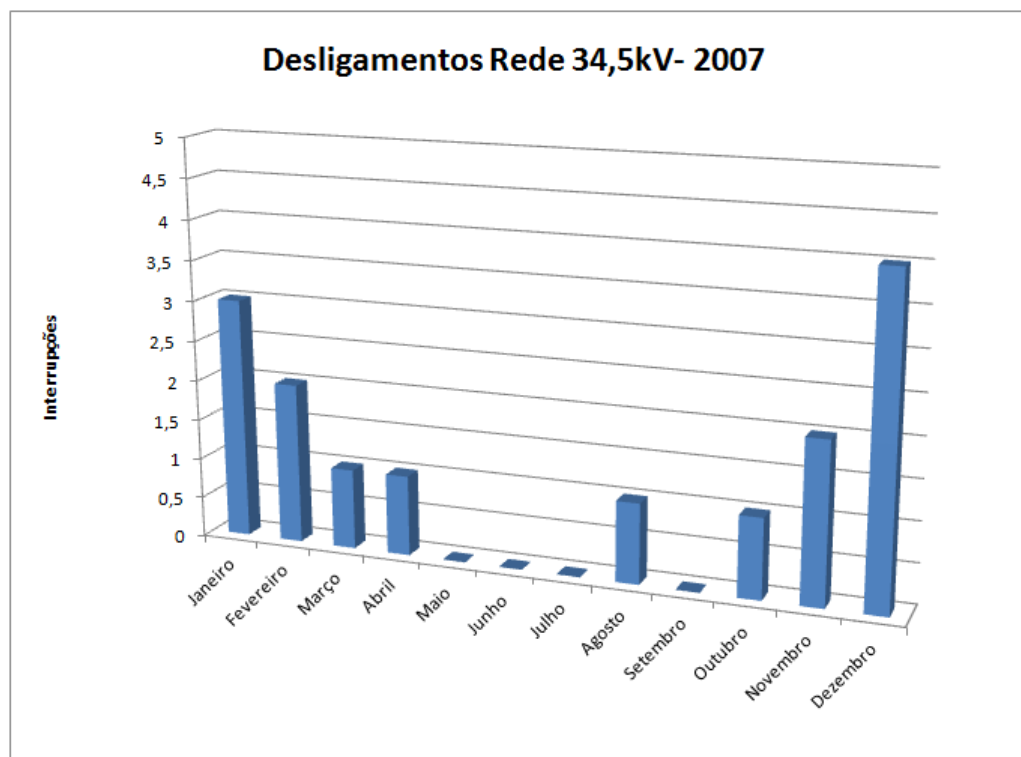


Figura 4.5 – Desligamentos Rede 34,5kV 2007 (fonte: SGEE / Vale)

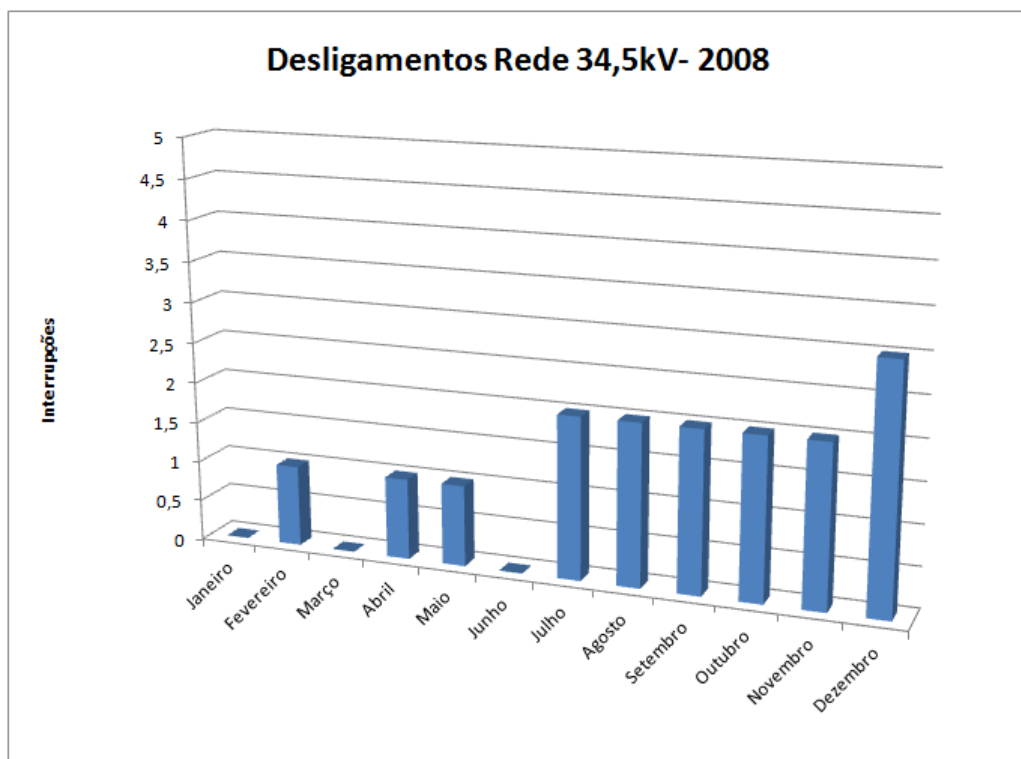


Figura 4.6 – Desligamentos Rede 34,5kV 2008 (fonte: SGEE / Vale)

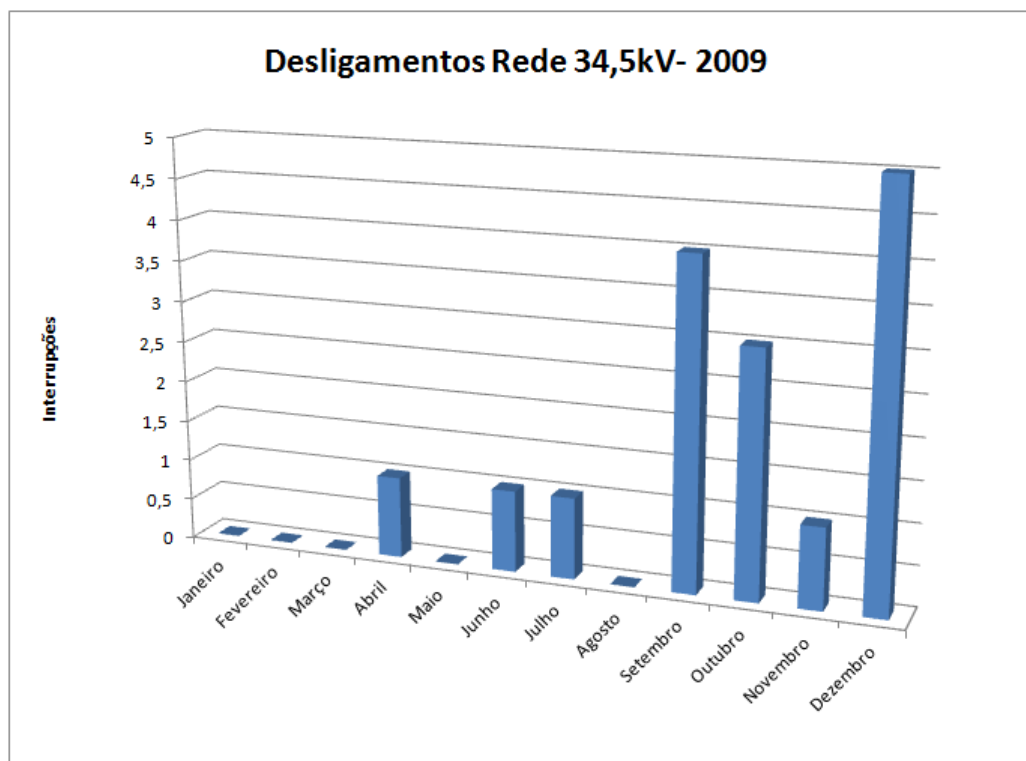


Figura 4.7 – Desligamentos Rede 34,5kV 2009 (fonte: SGEE / Vale)

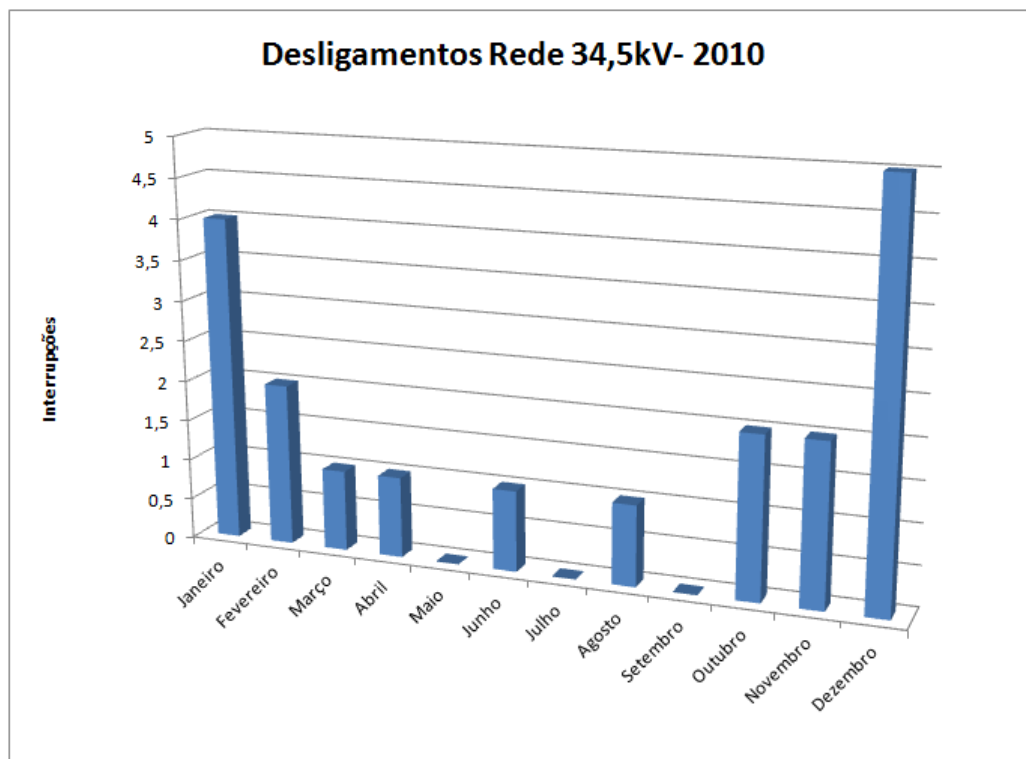


Figura 4.8 – Desligamentos Rede 34,5kV 2010 (fonte: SGEE / Vale)

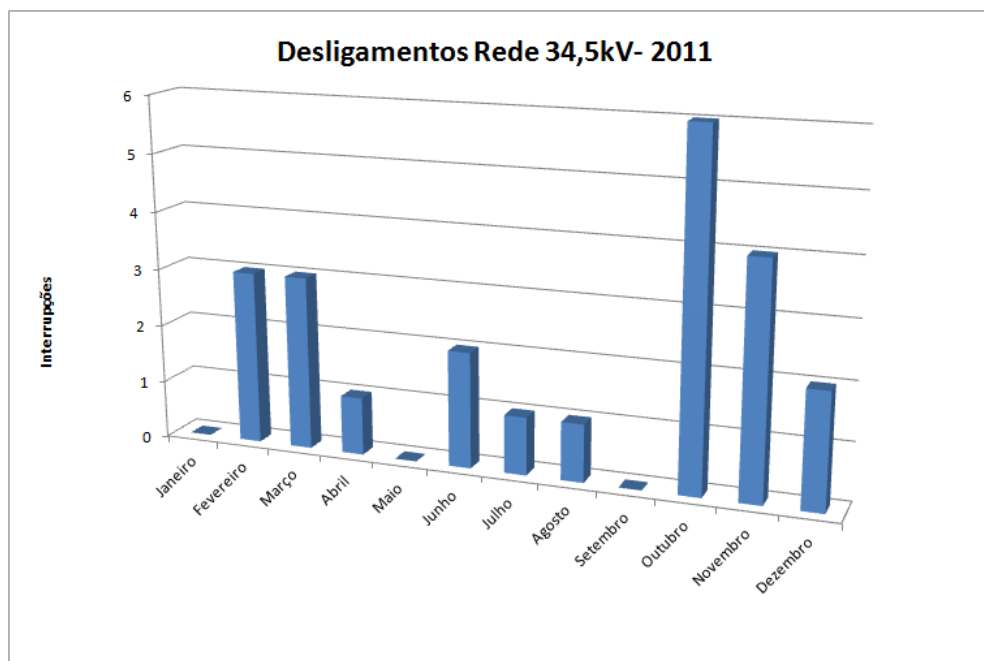


Figura 4.9 – Desligamentos Rede 34,5kV 2011 (fonte: SGEE / Vale)

Consultando os dados históricos de precipitação na região, percebe-se que o período de chuvas se concentra entre os meses de outubro e abril. Fazendo a consideração de que as descargas atmosféricas estão atreladas ao período chuvoso, optou-se por excluir da análise os dados dos meses de maio a setembro, atribuindo esses desligamentos aos contatos acidentais da vegetação com os condutores energizados. O número médio de desligamentos nesse período é de 4,6 desligamentos/ano.

A média de desligamentos nos meses restantes é então calculada, obtendo-se o valor de 10,57 desligamentos/ano. Mesmo estando concentrados no período chuvoso, não se pode atribuir todas as ocorrências às descargas atmosféricas, visto que os toques acidentais de vegetação com a rede podem acontecer também no período chuvoso. Desta maneira, excluiu-se da média total do período chuvoso o valor da média de desligamentos do período seco, chegando-se ao desempenho final do alimentador frente a descargas atmosféricas. O número obtido foi de 5,97 desligamentos/ano.

4.4 – ESTIMATIVA DO DESEMPENHO DA REDE A PARTIR DO GUIA IEEE Std 1410

Conforme descrito no Capítulo 2, o primeiro passo para o cálculo de desempenho estimado do alimentador é a obtenção da densidade de descargas médias (N_G) para a região de interesse.

O artigo publicado por [REI 2010] apresenta para a região de Nova Lima um valor de 6,352518 descargas/km²/ano, com dados coletados entre 1989 e 2002.

A Vale possui um contrato de monitoramento com o Centro de Climatologia da PUC Minas, a partir do qual foi obtido um valor médio de 6,12 descargas/km²/ano para a região específica das Minas Tamanduá e Capitão do Mato, no período de 1998-2006.

Os valores são muito próximos, mas foi feita a opção por trabalhar com os dados fornecidos pelo Centro de Climatologia, por se tratarem de dados mais recentes.

- *Cálculo dos desligamentos devido a descargas diretas ($D_{diretas}$)*

O próximo passo é a utilização da Equação (2.3) para o cálculo do número de descargas para a rede em campo aberto. No caso em estudo, foram realizados cálculos para estruturas tipo N, onde a largura das cruzetas é de 2,4 metros (Figura 4.10) e estruturas tipo HT e HTE, onde a largura das cruzetas é de 5 metros (Figura 4.11), sendo que altura média das estruturas é de 15 metros. Será considerado no final o pior caso.

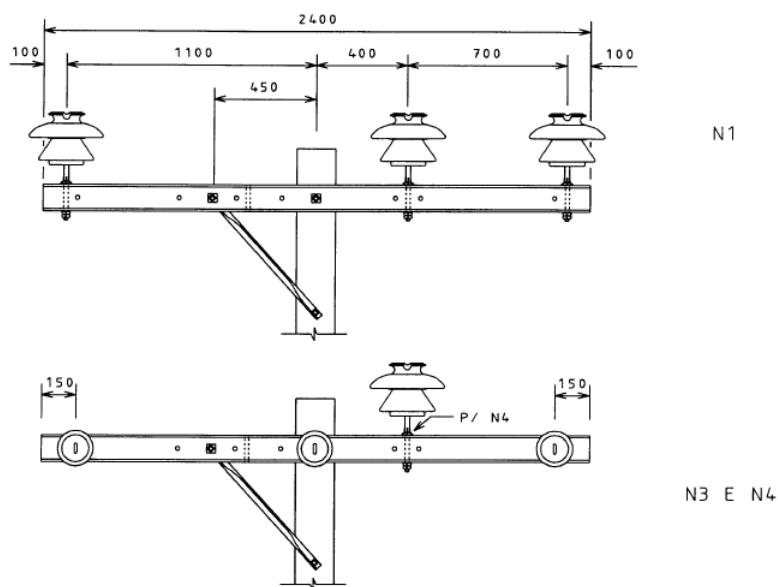


Figura 4.10 – Dimensões Cruzeta Estruturas Tipo N (fonte: [CEM 2004])

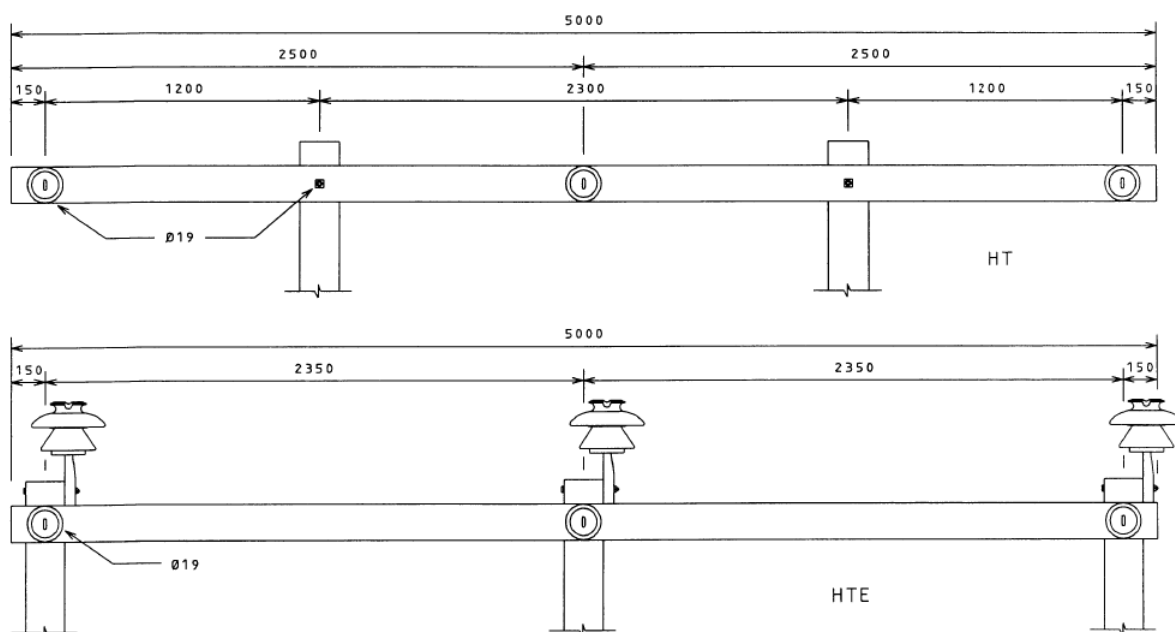


Figura 4.11 – Dimensões Cruzeta Estruturas Tipo HT e HTE (fonte: [CEM 2004])

Os resultados são apresentados na Tabela 4.1:

Tipo de Estrutura	N (descargas/100km/ano)
D	88,4778
HT e HTE	90,0690

Tabela 4.1 – Descargas em Campo Aberto

O número de descargas que podem atingir a rede (N_s) é então obtido através da Equação (2.4), levando-se em conta o fator de blindagem da rede (S_f).

A rede em questão apresenta trechos muito próximos de mata fechada, onde S_f é próximo do valor unitário, e também apresenta trechos em campo aberto, onde S_f é próximo de zero. Para fins de comparação, foram feitos cálculos com três fatores de blindagem diferente, sendo $S_{f1} = 0,2$; $S_{f2} = 0,4$ e $S_{f3} = 0,8$.

De acordo com a Equação (2.7), toda descarga direta ocasionará um desligamento. Desta forma, os desligamentos devido a descargas diretas são apresentados na Tabela 4.2.

Sf	Tipo de Estrutura	D _{diretas} (deslig./100km/ano)
0,2	D	70,7822
	HT e HTE	72,0552
0,4	D	53,0867
	HT e HTE	54,0414
0,8	D	17,6955
	HT e HTE	18,0138

Tabela 4.2 – Desligamentos devido a descargas diretas na rede

- *Cálculo do número de Desligamentos devido a Descargas Indiretas ($D_{indiretas}$)*

O primeiro passo para o cálculo do número de desligamentos devido a descargas indiretas é a definição do CFO Crítico da rede.

O CFO crítico será a soma do CFO dos isoladores com o CFO do menor caminho de um condutor fase até um ponto aterrado da estrutura.

O CFO do isolador pode ser obtido por ensaio, ou através da Equação (4.1), obtida de [BEZ, 2011].

$$V_{10\%} = V_{50\%} \times (1 - 1,3z) \quad (4.1)$$

Onde, $V_{10\%}$ = Valor de crista da tensão que provoca falha no isolamento em 10% dos casos. Em outras palavras, é o NBI da rede,

$V_{50\%}$ = Valor de crista da tensão que provoca falha do isolamento em 50% dos casos. Em outras palavras, é o CFO da rede,

z = desvio convencional da tensão de descarga disruptiva, sendo que para ensaios a seco em isolação de ar, é sugerido o valor $z = 0,03$.

Para isoladores de 34,5kV o valor típico no NBI é 170kV. Com este valor e utilizando a Equação (4.1), é possível calcular o CFO do isolador $CFO_{isolador} \sim 177kV$.

É necessário agora calcular o CFO do menor caminho através da cruzeta. Segundo [BEZ, 2011], ao se utilizar cruzetas de madeira, o valor adicional do CFO é de 250kV/m. Para as estruturas mostradas nas Figuras 4.10 e 4.11, teremos então:

Tipo de Estrutura	CFO _{cruzeta} (kV)
D	100
HT e HTE	0

Tabela 4.3 – CFO da cruzeta

Somando ao valor previamente encontrado do CFO do isolador, teremos:

Tipo de Estrutura	CFO _{total} (kV)
D	277
HT e HTE	177

Tabela 4.4 – CFO total (isolador + cruzeta)

De posse dos valores de CFO total, consulta-se a Figura 2.4, para obtenção do número de descargas em campo aberto/100km/ano. Foi utilizada a curva de condutividade de 10 mS/m, que equivale a um terreno com resistividade do solo de 100Ω. Embora não existam medições de resistividade do solo realizadas ao longo da rede, medições realizadas em subestações na vizinhança (aproximadamente 5km) apresentaram valores nessa faixa. O valor obtido no gráfico é então corrigido pela densidade de descargas N_G chegando aos resultados abaixo.

Tipo de Estrutura	Descargas/100km/ano
D	0,12
HT e HTE	4,28

Tabela 4.5 – Total descargas em campo aberto

Utiliza-se então as equações (2.6) e (2.8) para obtenção do número de desligamentos devido a descargas indiretas, chegando aos seguintes resultados:

Tipo de Estrutura	D _{indiretas} (deslig./100km/ano)
D	0,24
HT e HTE	8,56

Tabela 4.6 – Desligamentos devido a descargas indiretas na rede

- *Cálculo do número total de desligamentos (D_{Total})*

Utilizando a Equação (2.9), chegaremos ao resultado final do desempenho estimado da rede:

Sf	Tipo de Estrutura	D _{total} (deslig/ano)
0,2	D	3,84
	HT e HTE	4,36
0,4	D	2,88
	HT e HTE	3,39
0,8	D	0,97
	HT e HTE	1,44

Tabela 4.7 – Desligamentos totais na rede

4.5 – DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

A rede de distribuição em questão é composta por estruturas do tipo N e do tipo HT/HTE, e ainda apresenta trechos com diferentes fatores de blindagem. Para a comparação do resultado final, foi escolhido o pior caso, que representa a linha de distribuição composta por estruturas do tipo HT/HTE, com um fator de blindagem que representa o trecho onde a rede está mais exposta a descargas diretas ($S_f=0,2$).

Cálculo Estimado	4,36
Desempenho Real	5,97

Tabela 4.8 – Comparação entre o número de desligamentos reais e o estimado

Analisando os resultados obtidos, percebe-se uma variação de 37% no resultado entre o desempenho real e o cálculo estimado.

Uma análise crítica indica que os valores reais de desligamento podem estar carregados com outros componentes, que não sejam somente descargas atmosféricas, mesmo tendo sido feito o esforço de retirar do período chuvoso o valor estimado de desligamentos por contatos acidentais com vegetação.

Os valores calculados pelo modelo proposto pelo guia IEEE Std 1410 também carregam um percentual de erro, devido às simplificações no modelo adotado e também devido às considerações feitas.

O fator de blindagem é uma das considerações que impacta diretamente o resultado. Alterações no valor deste parâmetro levam a variações significativas no número de desligamentos devido a descargas diretas. Foi feita a escolha por se trabalhar com um fator de blindagem baixo ($S_f=0,2$), representando um trecho de campo aberto, com poucos objetos na proximidade da rede.

Outra consideração que tem impacto nos resultados finais é a condutividade do solo. Diferentes valores de condutividade levarão a diferentes números de desligamentos devido a descargas indiretas, para um dado CFO. No trabalho em questão, não foi possível obter dados da condutividade do solo no trecho percorrido pela rede. Foi utilizado um valor de referência, obtido de medições em locais próximos, o que pode ter influenciado os resultados.

Mesmo com as falhas apresentadas pelo modelo, ele foi utilizado para cálculo da melhoria de desempenho da rede, caso a mesma fosse re-isolada para 69kV. Esta prática de sobredimensionamento dos isoladores já foi utilizada em outras ocasiões, com resultados satisfatórios.

As redes de 69kV possuem um NBI de 350kV, e pela Equação 4.1, o CFO é de aproximadamente 365kV. Com estes valores, o número de ocorrências na rede cairia para 2,92 desligamentos/ano, uma redução de aproximadamente 52%.

Neste Capítulo foram apresentados os resultados da comparação entre o cálculo de desempenho estimado através do guia IEEE Std 1410 e a avaliação do desempenho real do alimentador. Foi observado que a topologia da rede, as características do relevo e da vegetação nas proximidades, bem como as características do solo influenciam diretamente no desempenho de uma alimentador de distribuição aérea.

5 – CONCLUSÕES

Através da realização deste estudo de caso, foi possível concluir que a qualidade dos dados levantados impacta profundamente os resultados finais. Em qualquer estudo deste tipo, esforços devem ser concentrados na obtenção de registros reais de descargas atmosféricas e seu co-relacionamento com as informações de desligamento da rede a ser estudada.

O modelo apresentado pelo guia IEEE Std 1410 apesar de simplificado, pode ser usado como uma estimativa do desempenho da rede. Sendo de fácil utilização, o mesmo pode ser difundido no meio industrial, para análise rápida do desempenho de redes de distribuição, particularmente as redes de mina, que em geral são redes sem cabos-guarda, sem pára-raios, e que percorrem trechos em campo aberto.

A topologia da rede e o tipo de estruturas utilizadas, bem como as características do terreno e do solo, também impactam no desempenho final da rede frente a descargas atmosféricas.

5.1 – PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Como proposta para trabalhos futuros, fica como primeiro passo a obtenção de dados refinados de descargas atmosféricas na região de interesse, de forma que o desempenho real de 5,97 desligamentos/ano possa ser confirmado ou revisado.

Para o desempenho estimado do alimentador, cabe um estudo mais aprofundado do fator de blindagem da rede, levando-se em consideração as contribuições de objetos próximos, numa análise segregada por tipo de trecho percorrido.

Além do fator de blindagem, um levantamento mais apurado sobre as características do solo na região percorrida pela rede pode refinar os valores obtidos no desempenho estimado.

Como proposta de análise de melhorias, sugere-se o estudo detalhado da instalação de cabos-guarda ao longo de todo o trecho da rede, bem como a instalação de pára-raios de linha em intervalos pré-definidos.

Outro estudo pertinente é o de sobredimensionamento dos isoladores da rede. Um rápido cálculo já demonstrou que esta ação aumenta o desempenho frente a descargas atmosféricas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [SIL 2011] SILVA, Selênio Rocha, *Qualidade da Energia Elétrica*, notas de aula da disciplina EEE535 – Qualidade da Energia Elétrica, Curso de Especialização em Sistemas de Energia Elétrica, ênfase em Qualidade da Energia Elétrica, 2011. 53p.
- [LOP 2011] LOPES, Ivan José da Silva, *Desempenho elétrico de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas*, notas de aula da disciplina Qualidade E Soluções - Sistemas, Curso de Especialização em Sistemas de Energia Elétrica, ênfase em Qualidade da Energia Elétrica, 2011. 122p.
- [AVI 2005] ÁVILA, Afonso Ferreira; *Estudo do Desempenho de Redes de Distribuição Rural utilizando dados do Sistema de Localização de Tempestades e da Operação do Sistema – uma abordagem de Engenharia*, 2005. 58p.
- [IEE 2010]; IEEE, Std 1410 – *IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines*, 2010, 63p.
- [BEZ 2011] BEZERRA, Sérgio Ricardo Campos; *Avaliação de Sistemas de Aterramento considerando a utilização de condutores e hastes envolvidos em concreto*, 2011, p.142-143.
- [CEM 2004] CEMIG, ND-2.13 – *Instalações Básicas de Redes de Distribuição Aéreas Rurais – 34,5kV*, 2004, p.4.2 – 4.3.
- [ARA 2005] ARAÚJO, Antônio Emílio A.; NEVES, Washington L.A. *Cálculo de Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Energia*. Editora UFMG, 2005, p.41-44.
- [REI 2010], REIS, Ruibran Januário dos; ABREU, João Francisco; *Distribuição de descargas atmosféricas em Minas Gerais*. Revista de Biologia e Ciências da Terra, volume 10, Número 2, 2010, p.154-160.
- [CEN 2011] CENTRO de Climatologia PUC Minas; *Relatório de Solicitações Vale*, 2011, p.4.
- [NUN 2011] NUNES, Kléber; REIS, André; PEREIRA, Thiago Henrique. *Relatório de Inspeção em Linhas - Rede de Distribuição Aérea 34,5kV de Tamanduá para Capitão do Mato*. 2011, p.10.
- [GON 2011] GONÇALVES, Helberth. *Planilha de Levantamento de Campo LDA 34,5kV TAM-CMT*. 2011, p.1.

[AVI 2006] ÁVILA, Afonso Ferreira; LOPES, Ivan José da Silva; MIRANDA, Glácio Costa de. On *The Application of the Lightning Locating System Data to Analyze Lightning Performance of Rural Distribution Lines in Minas Gerais State*. In: Transmission & Distribution Conference and Exposition Latin America, 2006, p.5

[THA 2004] THANASAKSIRI, Thanaphong. On *Improving the Lightning Performance of Overhead Distribution Lines*. In: TENCON 2004, 2004 IEEE Region 10 Conference, 2004, vol. 3, p.369-372.

[MEL 2000] MELIOPOULOS, A.P. Sakis; KENNEDY, John. On *Statistical Lightning Performance Evaluation of Overhead Distribution Lines*. In Power Engineering Society Winter Meeting, 2000, vol.3, p.2022-2028 .

[JAR 2004] JARUWATTANAADILOK, Sermchai; LAOHACHAROENSOMBAT, Kesinee; FUANGFOO, Pradit; SORNSA-ARD, Parinya. On *Improving Lightning Performance in PEA Distribution System in Case of Low Grounding Resistance*. In: TENCON 2004, 2004 IEEE Region 10 Conference, 2004, vol. 3, p.373-376.