

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ - UNIFEI
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO BASEADO EM
PERDAS DE CARGA POR AFUNDAMENTOS DE TENSÃO**

ALUNO: Jeder Francisco de Oliveira

ORIENTADOR: Prof. Dr. José Maria Carvalho Filho

CO-ORIENTADOR: Prof. Dr. Thiago Clé de Oliveira

Itajubá, Outubro de 2011

Jeder Francisco de Oliveira

**AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO BASEADO EM
PERDAS DE CARGA POR AFUNDAMENTOS DE TENSÃO**

Dissertação submetida à coordenação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – CPG-E da Universidade Federal de Itajubá, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. José Maria Carvalho Filho

Co-orientador: Prof. Dr. Thiago Clé de Oliveira

Itajubá

Universidade Federal de Itajubá – Unifei

2011

Dedico este trabalho a minha família e aos meus amigos.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por tudo;

Agradeço a minha mulher Giselle e meus filhos Bruno e Pedro pelo amor e pelo carinho;

Agradeço à minha mãe Conceição pela dedicação e esforço para me educar;

Agradeço ao Cefet-MG pelos primeiros conceitos de eletricidade;

Agradeço à Cemig por ter investido no meu aprimoramento profissional;

Agradeço ao Carlos Boaventura pelos desenvolvimentos na Sapnet®;

Agradeço à Unifei pela oportunidade;

Agradeço ao Professor Thiago pelo apoio;

Agradeço ao Professor José Maria pelo grande incentivo.

RESUMO

Nas últimas duas décadas, a Qualidade de Energia Elétrica tem sido um dos temas mais importantes nos sistemas elétricos e, dentro desse tema, os Afundamentos Momentâneos - AMTs têm sido os fenômenos de mais difícil monitoramento.

Dentre as principais causas de AMTs estão os curtos-circuitos em linhas de transmissão e esta dissertação propõe correlacionar esses fenômenos e suas consequências para, ao final, propor um novo critério de avaliação do desempenho dessas linhas.

A questão da análise de desempenho de linhas de transmissão é assunto complexo e não há um padrão estabelecido, tendo em vista que diversos aspectos podem ser considerados, desde questões de manutenção até aspectos de ordem econômica.

Como uma forma de padronizar e também simplificar essa análise, é apresentada uma metodologia capaz de ponderar os diversos curtos-circuitos de acordo com seus impactos na curva de carga do sistema elétrico propondo-se, assim um critério diferente para avaliar o desempenho das linhas de transmissão.

O critério proposto é aplicado a um conjunto de linhas de transmissão através de um programa computacional, identificando e atribuindo automaticamente um fator de severidade aos curtos-circuitos reais no sistema de transmissão de uma das mais importantes empresas de energia do Brasil.

Grande parte das informações contidas neste trabalho foi obtida durante o desenvolvimento de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D, suportado pela Cemig Geração e Transmissão com aprovação da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel.

ABSTRACT

Power Quality - PQ has been one of the major topics in electrical systems and, regarding this subject, voltage dips have been one of the most difficult phenomenon to evaluate.

It is well known that short circuits in transmission lines are the main cause of voltage dips. Thus, this paper proposes a new methodology to evaluate transmission line performance with focus on this PQ aspect and its impact on system operation.

The analysis of transmission line performance is very complex and there is no general guide covering the several aspects involved, which may include maintenance and economic issues.

In order to standardize and simplify this analysis, this study presents a routine to assess the different types of short circuits, according to their impact on the system voltage profile and, consequently, the load loss.

The proposed methodology is applied to the electrical system of one of the most important Brazilian utilities using a software able to identify and automatically assign severity factors to every short circuit occurrence.

Part of the information contained in this study was obtained during the development of a Research and Development - R&D project, supported by Cemig Generation and Transmission and approved by the Brazilian Regulatory Agency ANEEL.

SUMÁRIO

| | |
|--|-----------|
| 1 - INTRODUÇÃO | 7 |
| 1.1 - MOTIVAÇÃO E OBJETIVO DO TRABALHO | 7 |
| 1.2 - ESTRUTURA DO TRABALHO..... | 12 |
| 2 - ANÁLISE DE DESEMPENHO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO | 14 |
| 2.1 - O SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL..... | 14 |
| 2.2 - OS PROCEDIMENTOS DE REDE DO ONS E O DESEMPENHO DE LTs | 16 |
| • Submódulo 2.8 - Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, e de seus componentes | 16 |
| • Submódulo 25.8 - Indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções transmissão e geração..... | 17 |
| 2.3 - DESEMPENHO ELÉTRICO DA LINHA DE TRANSMISSÃO PARA SOBRETENSÕES | 18 |
| • Sobretensões de frente rápida de descarga direta..... | 19 |
| • Sobretensões de frente rápida de descarga indireta..... | 19 |
| 2.4 - O FENÔMENO DOS CURTOS-CIRCUITOS..... | 20 |
| • Curto-circuito trifásico..... | 22 |
| • Curto-circuito bifásico | 22 |
| • Curto-circuito monofásico | 22 |
| 2.5 - PRINCIPAIS CAUSAS DE CURTOS-CIRCUITO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO | 22 |
| • Descargas atmosféricas..... | 23 |
| • Queimadas | 25 |
| • Pássaros..... | 26 |
| • Árvores | 27 |
| • Vandalismo | 27 |
| 2.6 - CONSIDERAÇÕES FINAIS..... | 28 |
| 3 - CONCEITOS FUNDAMENTAIS E CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA..... | 29 |
| 3.1 - INTRODUÇÃO | 29 |
| 3.2 - AS VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO | 29 |
| • Interrupção Momentânea de Tensão – IMT..... | 30 |
| • Afundamento Momentâneo de Tensão – AMT | 30 |
| • Elevação Momentânea de Tensão – EMT | 30 |
| • Interrupção Temporária de Tensão – ITT | 30 |
| • Afundamento Temporário de Tensão – ATT..... | 31 |
| • Elevação Temporária de Tensão – ETT..... | 31 |
| 3.3 - EFEITOS E CONSEQUÊNCIAS DAS VTCD NO SISTEMA ELÉTRICO | 36 |

| | |
|---|-----------|
| 3.4 - PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO | 39 |
| 3.5 - PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO | 42 |
| 3.6 - CONSIDERAÇÕES FINAIS..... | 45 |
| 4 - PROPOSTAS DE NOVOS CRITÉRIOS PARA AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO | 46 |
| 4.1 - INTRODUÇÃO | 46 |
| 4.2 - AVALIAÇÃO DO IMPACTO DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO | 46 |
| 4.3 - AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO ATRAVÉS DO NÚMERO ABSOLUTO DE CURTOS-CIRCUITOS | 50 |
| 4.4 - AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO UTILIZANDO PONDERAÇÃO PELOS TIPOS DE CURTOS-CIRCUITOS | 51 |
| 4.5 - AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO UTILIZANDO O IMPACTO NA CURVA DE CARGA..... | 54 |
| • Perda de carga instantânea | 54 |
| • Perda de carga média | 55 |
| • Energia não suprida | 56 |
| 4.6 - AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO UTILIZANDO UM INDICADOR COMBINADO | 57 |
| 4.7 - CONCLUSÕES | 58 |
| 5 - ESTUDO DE CASO – SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA CEMIG GT | 59 |
| 5.1 - INTRODUÇÃO | 59 |
| 5.2 - A REDE DE OSCILOGRAFIA - SAPNET® | 61 |
| 5.3 - APLICAÇÃO DOS CRITÉRIOS NO SISTEMA ELÉTRICO DA CEMIG GT..... | 64 |
| 5.4 - RESULTADOS DE MONITORAÇÃO DE AMTs DECORRENTES DE CURTOS-CIRCUITOS | 67 |
| 5.5 - ANÁLISE DOS RESULTADOS..... | 69 |
| 5.6 - CONSIDERAÇÕES FINAIS..... | 75 |
| 6 - CONCLUSÕES FINAIS E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE..... | 77 |
| 7 - REFERÊNCIAS..... | 79 |
| ANEXOS..... | 83 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1.1 - Número de eventos que afetaram grande consumidor em 2006 | 9 |
| Figura 1.2 - Exemplo de registro em papel fotossensível | 10 |
| Figura 1.3 - Exemplo de registro oriundo de RDP sincronizado por GPS | 11 |
| Figura 2.1 - Estrutura típica de LT 500 kV sujeita a descarga atmosférica..... | 24 |
| Figura 2.2 - Número de Raios em Minas Gerais..... | 24 |
| Figura 2.3 - Queimada próxima à Linha de Transmissão | 25 |
| Figura 2.4 - Ninhos de Curicacas em estrutura de linha de 500 kV | 26 |
| Figura 2.5 - Eucaliptos próximos a LT de 230 kV | 27 |
| Figura 2.6 - Danos às cadeias de isoladores causados por vandalismo | 28 |
| Figura 3.1 – Caracterização de afundamentos de tensão monofásicos..... | 35 |
| Figura 3.2 – Caracterização de afundamentos de tensão segundo a fase crítica. | 36 |
| Figura 3.3 - Impacto de AMT na curva de carga de carga da Cemig GT | 37 |
| Figura 3.4 - Estrutura Típica de 500 kV..... | 40 |
| Figura 3.5 - Estrutura Típica de 345 kV..... | 40 |
| Figura 3.6 - Estrutura Típica de 230 kV..... | 41 |
| Figura 3.7 - Estrutura Típica de 138 kV..... | 41 |
| Figura 4.1 - Curto-circuito fase-terra : sem impacto na curva de carga | 51 |
| Figura 4.2 - Curto-circuito bifásico : 310 MW de perda de carga..... | 52 |
| Figura 4.3 - Curto-circuito trifásico: 400 MW de perda de carga | 53 |
| Figura 4.4 - Perda Instantânea de carga | 55 |
| Figura 4.5 - Energia não suprida | 56 |
| Figura 5.1 - Área de atuação da Cemig..... | 60 |
| Figura 5.2 - Sistema de Transmissão da Cemig GT..... | 61 |
| Figura 5.3 - Rede de Oscilografia da Cemig GT..... | 63 |
| Figura 5.4 - Registro de um curto-circuito bifásico em LT de circuito duplo da Cemig GT | 68 |
| Figura A.1 - Tela com indicação do grau de severidade..... | 83 |
| Figura A.2 - Tela de seleção e pesquisa..... | 84 |
| Figura A.3 – Opção de gravação de arquivo de resultados..... | 85 |
| Figura A.4 – Exportação para planilha Excel..... | 86 |

ÍNDICE DE TABELAS

| | |
|---|----|
| Tabela 2.1 - Linhas de Transmissão do SIN | 15 |
| Tabela 2.2 – Valores típicos de desligamentos/100 km/ano | 19 |
| Tabela 3.1 - Quadro resumo com definições das VTCDs | 31 |
| Tabela 4.1 - Período mínimo de monitoramento e precisão desejada. | 48 |
| Tabela 4.2 - Áreas industriais afetadas em grande siderúrgica em 2006..... | 48 |
| Tabela 4.3 Custo de um simples afundamento para consumidores na Finlândia | 49 |
| Tabela 4.4 - Custo de interrupção de 1 hora em diferentes países (US\$/kWh)..... | 49 |
| Tabela 5.1 - Extensão das LTs consideradas..... | 64 |
| Tabela 5.2 - Número de curtos-circuitos e AMTs..... | 67 |
| Tabela 5.3 - Número de eventos com perda de carga..... | 68 |
| Tabela 5.4 - Desempenho conforme número total de eventos | 69 |
| Tabela 5.5 – Desempenho pelo número de eventos ponderados pelos tipos de curto-circuito | 70 |
| Tabela 5.6 – Desempenho pela perda de carga instantânea (MW) | 71 |
| Tabela 5.7 – Desempenho pela perda de carga média (MWmed)..... | 71 |
| Tabela 5.8 – Desempenho pela Energia não suprida (MWh)..... | 72 |
| Tabela 5.9 - Desempenho das linhas agrupadas por classe de tensão | 73 |
| Tabela 5.10 - Classificação combinada do desempenho das linhas de transmissão | 74 |

LISTA DE ABREVIATURAS

| | |
|-----------------|--|
| AIEE | <i>American Institute of Electrical Engineers</i> |
| AMT | Afundamento Momentâneo de Tensão |
| ATT | Afundamento Temporário de Tensão |
| Aneel | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| CBEMA | <i>Computer & Business Equipment Manufacturer's Association</i> |
| CCT | Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão |
| Cemig | Companhia Energética de Minas Gerais |
| Cepel | Centro de Pesquisas de Energia Elétrica |
| Comtrade | <i>Common format for transient data exchange</i> |
| CPST | Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão |
| COS | Centro de Operação do Sistema |
| CUST | Contrato de Uso do Sistema de Transmissão |
| DEC | Duração Equivalente do Consumidor |
| EMT | Elevação Momentânea de Tensão |
| ETT | Elevação Temporária de Tensão |
| FEC | Frequência Equivalente do Consumidor |
| GQEE | Grupo de Estudos da Qualidade de Energia Elétrica da Unifei |
| IDL | Indicador de Desempenho de Linha de Transmissão |
| IEEE | <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> |
| IMT | Interrupção Momentânea de Tensão |
| ITT | Interrupção Temporária de Tensão |
| ITIC | <i>Information Technology Industry Council</i> |
| LT | Linha de Transmissão |
| ONS | Operador Nacional do Sistema Elétrico |
| POTT | <i>Permissive Overreach Transfer Trip</i> |
| PUTT | <i>Permissive Underreach Transfer Trip</i> |
| P&D | Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento |
| QEE | Qualidade da Energia Elétrica |
| Sapnet® | Sistema de Análise de Perturbações da Cemig GT |
| SLT | Sistema de Localização de Tempestades |
| SIN | Sistema Interligado Nacional |

| | |
|-------------|--|
| RDP | Registrador Digital de Perturbações |
| RTU | <i>Remote Terminal Unit</i> |
| TC | Transformador de Corrente |
| TP | Transformador de Potencial |
| VTCD | Variação de Tensão de Curta Duração |
| UPS | <i>Uninterruptible Power Supply</i> |
| UTR | Unidade Terminal Remota |

- CAPÍTULO 1 -

1 - INTRODUÇÃO

1.1 - MOTIVAÇÃO E OBJETIVO DO TRABALHO

As questões de Qualidade de Energia Elétrica – QEE têm tido destaque e dedicação de especialistas nos últimos anos e envolvem uma ampla gama de fenômenos dentre os quais se destacam os desvios de frequência, desequilíbrios de tensão, distorções harmônicas de tensão, flutuações de tensão e variações de tensão de curta e longa durações [1].

Dentre todos esses fenômenos, as Variações Tensão de Curta Duração – VTCDs são os fenômenos de qualidade de energia de maior impacto nas cargas e de mais difícil monitoramento e mitigação.

Ao contrário dos demais fenômenos que são mais facilmente identificáveis e cujas medidas de mitigação, mesmo que complexas e dispendiosas, são mais pontuais, as VTCDs são totalmente aleatórias e os períodos de observação podem se estender por períodos muito prolongados.

Dentro do conjunto de VTCDs, os Afundamentos Momentâneos de Tensão - AMTs têm destaque, sendo grandes causadores de perdas de produção em consumidores industriais e impactos nos sistemas supridores de energia. Esses afundamentos podem ter origem em manobras de equipamentos ou cargas, mas são os curtos-circuitos a sua principal causa.

Esses curtos-circuitos são inerentes aos sistemas elétricos, têm causas diversas e ocorrem praticamente todos os dias no Sistema Interligado Nacional – SIN.

Os curtos circuitos podem ter origem em subestações, principalmente devido às falhas de equipamentos, mas é nas linhas de transmissão onde mais acontecem.

As consequências desses AMTs causados por curtos-circuitos são bastante severas e vão desde as dificuldades relacionadas à operação dos sistemas elétricos até perdas de produção com prejuízo de milhões de reais. O montante desse prejuízo devido às perdas de produção é assunto bastante complexo e em [2] podem ser encontradas diversas referências sobre os custos associados a essas perdas de produção.

Diferentemente dos circuitos radiais das redes de distribuição onde qualquer tipo de curto-circuito implica desligamentos de cargas, nos sistemas de transmissão as linhas estão geralmente ligadas em anel e, dependendo das características do curto-circuito nessas linhas, os impactos nas curvas de cargas e nos consumidores são totalmente diferentes.

No caso dos circuitos radiais há uma interrupção momentânea das cargas decorrente da abertura do disjuntor e, portanto, ações mais pontuais podem ser tomadas com a inclusão de nova fonte de alimentação. Já nos sistemas de transmissão, não há a abertura de disjuntores de consumidores e as variações na curva de carga são efetivamente causadas pelos AMTs que desligam processos industriais sensíveis a estes fenômenos.

Como ilustração do real impacto dessas variações de tensão nas cargas industriais, o gráfico da Figura 1.1 apresenta o número de perturbações que afetaram uma grande siderúrgica do estado de Minas Gerais durante o ano de 2006. Observa-se que 95% dos eventos, de acordo com o próprio consumidor, foram devidos a afundamentos de tensão. Também é importante ressaltar que a linha de alimentação desse consumidor não foi desligada sequer uma vez e que todos os eventos citados foram devidos a curtos-circuitos com origem em linhas de transmissão próximas à subestação supridora do cliente de transmissão.

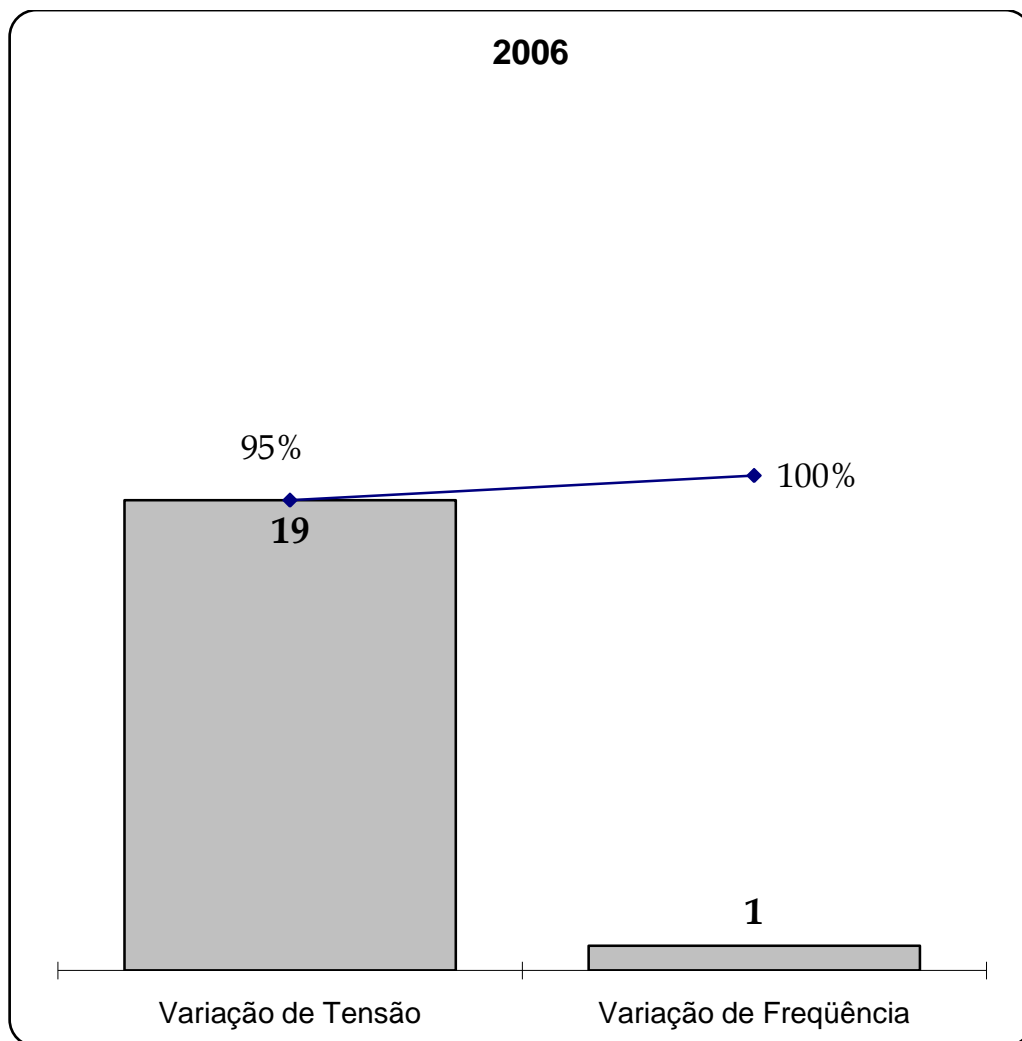


Figura 1.1 - Número de eventos que afetaram grande consumidor em 2006

Esses eventos causadores de perda de carga foram todos identificados e uma constatação importante foi que a maioria deles tinha origem em linhas de transmissão com desempenho considerado bom segundo o critério tradicional adotado pela concessionária, ou seja, não era oriundo daquelas LTs com maior número de desligamentos devido a curtos-circuitos.

Vale ressaltar que os curtos-circuitos sempre existiram no sistema elétrico, porém, seus registros eram muito limitados e pobres de informações, já que os registradores existentes eram analógicos e as grandezas supervisionadas eram gravadas apenas em papéis fotossensíveis, de difícil manuseio e visualização, como pode ser visto na Figura 1.2. Além disso, havia uma grande dificuldade em se associar o real instante de ocorrência do curto-circuito com os tempos registrados nas curvas de carga dos centros de operação.

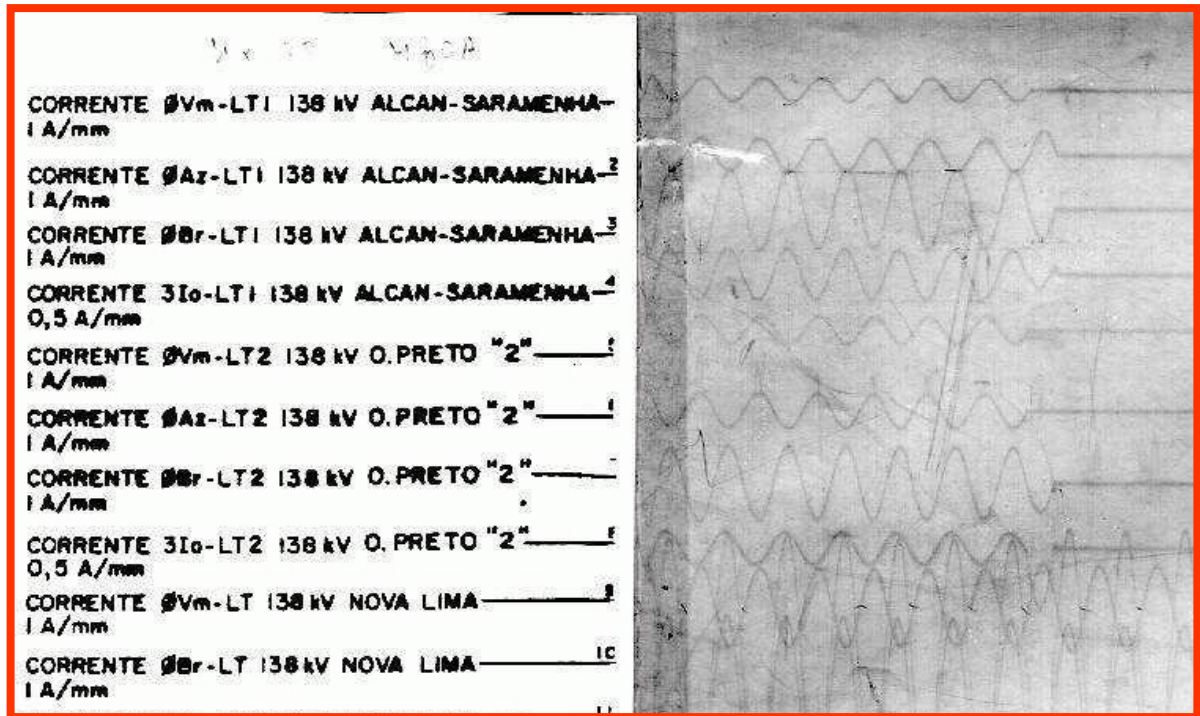


Figura 1.2 - Exemplo de registro em papel fotossensível

A disseminação da aplicação dos Registradores Digitais de Perturbação – RDPs, equipamentos que substituíram os antigos registradores de papel nas subestações, permitiu um melhor monitoramento desses curtos-circuitos e de suas características através de ferramentas gráficas e matemáticas capazes de medir dentre outros parâmetros, tempos de eliminação e valores RMS e de pico das grandezas envolvidas. A Figura 1.3 apresenta uma tela com registro oriundo de RDP e onde se pode notar a grande evolução na qualidade do monitoramento.

A sincronização dos relógios dos equipamentos via *Global Positioning System* – GPS também contribuiu para a associação entre os eventos e a curva de carga, permitindo identificar, com precisão, a causa das perdas de carga. No topo da Figura 1.3 é registrado o instante do curto-circuito no formato AAAA_MM_DD_HH_MM_SS_XXX sendo XXX os milésimos de segundo.

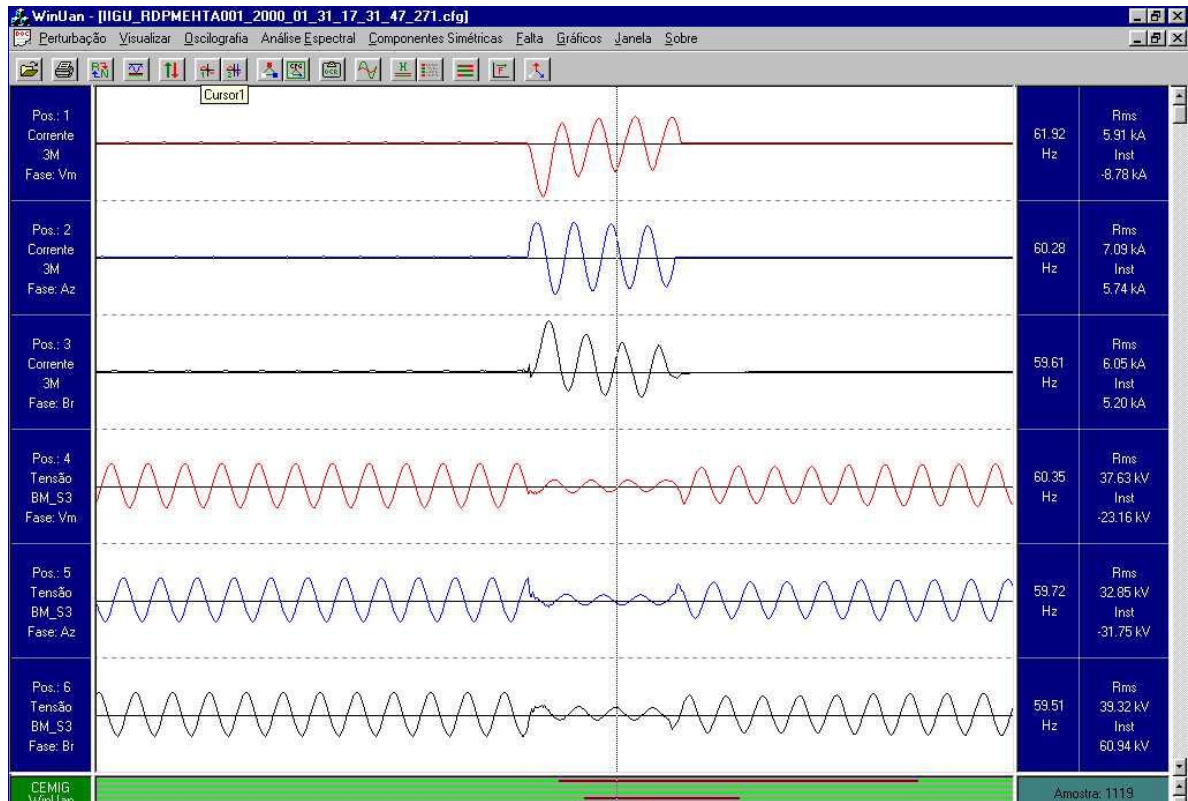


Figura 1.3 - Exemplo de registro oriundo de RDP sincronizado por GPS

Foi a partir dessas observações e premissas que surgiu, portanto, a ideia de que algum tipo de correlação entre as variáveis número e tipo de curto-circuito, AMTs e perdas de carga deveria ser estudada de forma mais detalhada.

Os critérios até então utilizados pela empresa para avaliar as LTs, considerando apenas o número absoluto de curtos-circuitos, começaram a ser colocados em cheque e novas formas de mensurar esse desempenho foram demandadas.

Além disso, o desempenho das linhas de transmissão do SIN frente aos AMTs ainda não tem limites específicos regulamentados e toda contribuição sobre o tema é bem vinda.

Por essas razões, um projeto de pesquisa e desenvolvimento aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel e patrocinado pela Cemig Geração e Transmissão foi iniciado, com o intuito de aprofundar os estudos sobre o tema AMT e suas origens e consequências para o sistema de transmissão. Entre os produtos associados a este projeto se encontra esta dissertação de mestrado.

Este trabalho, portanto, pretende estabelecer uma correlação entre os curtos-circuitos em linhas de transmissão, os afundamentos de tensão e as perdas de carga no sistema elétrico para, ao final, propor critérios de fácil implementação para avaliação do desempenho de dessas linhas e que permitam às empresas direcionar e, em muitos casos também redirecionar, as prioridades de investimentos em manutenção dessas LTs.

Os resultados da aplicação dos critérios propostos também podem ser utilizados pelas equipes de projeto de linhas de transmissão para alterar, caso necessário, requisitos para cadeias de isoladores, aterramentos de estruturas, definição de cabos pára-raios e de altura cabo-solo.

1.2 - ESTRUTURA DO TRABALHO

Essa dissertação começa apresentando a motivação de sua realização e a relevância do tema abordado. Em seguida, no capítulo segundo, é feita uma contextualização dos diversos enfoques que podem ser dados ao desempenho de linhas de transmissão. Também nesse capítulo, o fenômeno curto-circuito e sua influência na qualidade de energia são apresentados.

Alguns conceitos, considerados importantes para uma compreensão mais ampla do trabalho, são listados no capítulo terceiro e a metodologia adotada para obtenção e análise dos dados é apresentada no capítulo quatro. São enfocados nesse capítulo, além de tópicos relacionados à QEE, aspectos do fenômeno dos curtos-circuitos e da proteção de sistemas elétricos.

No quinto capítulo é mostrada a aplicação da metodologia em um sistema elétrico e os resultados de monitoração de afundamentos de tensão no período estudado. Também nesse capítulo é apresentado o principal resultado deste projeto, que consiste na proposição de novos critérios para análise do desempenho de linhas de transmissão, levando em conta a severidade dos afundamentos de tensão registrados e seus impactos na curva de carga.

As conclusões são sintetizadas no capítulo seis e, por fim, as referências bibliográficas são listadas no sétimo capítulo desta dissertação.

O capítulo oito é composto de anexos, dentre os quais se destacam as telas do aplicativo com o critério proposto nesse trabalho, implementadas no aplicativo Sapnet®, que é o principal programa utilizado na Rede de Oscilografia Digital da Cemig Geração e Transmissão. Nesse capítulo está também a relação de todas as linhas de transmissão analisadas.

- CAPÍTULO 2 -

2 - ANÁLISE DE DESEMPENHO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

A questão da análise de desempenho de linhas de transmissão é bastante complexa tendo em vista que, dependendo da abordagem escolhida, resultados muito diferentes podem ser obtidos.

É possível analisar o desempenho frente a descargas atmosféricas, o desempenho térmico, o desempenho das cadeias de isoladores, o desempenho de cabos pára-raios ou até mesmo o desempenho de cabos contra peso em áreas com processo de oxidação.

Também é possível analisar a capacidade de corrente das fases, a capacidade de corrente dos cabos pára-raios, a perda joule nos cabos, a tensão máxima operativa, a emissão eletromagnética, o desequilíbrio, a fadiga mecânica dos cabos, a corrosão eletrolítica e a corrosão ambiental.

Essas abordagens são, no entanto, mais pontuais e tratam as LTs de forma isolada e envolvem quase sempre aspectos de manutenção.

A atual regulamentação do SIN, através dos Procedimentos de Rede, ainda tem um enfoque muito mais voltado para a indisponibilidade das linhas de transmissão e, portanto, este trabalho pretende fazer uma abordagem mais abrangente considerando, além dos aspectos citados, o desempenho sistêmico da LT e sua influência na carga e na qualidade da energia.

2.1 - O SISTEMA ELÉTRICO NACIONAL

O sistema elétrico brasileiro é dos maiores e mais complexos de todo o mundo. Diferentemente dos grandes sistemas elétricos dos Estados Unidos e da Europa, onde há predomínio absoluto da geração térmica, no Brasil cerca de 80% da geração é de origem hidrelétrica [3].

Essa característica do sistema brasileiro impõe a necessidade de extensas linhas de transmissão devido à longa distância das grandes usinas aos principais centros de carga. A tabela 2.1 traz informações sobre a extensão das linhas de transmissão do SIN, divididas pelos principais níveis de tensão.

Nos últimos quinze anos, o SIN passou por grandes alterações, tanto do ponto de vista regulatório quanto do ponto de vista estrutural, com um aumento significativo do número de LTs, quantidade de subestações e transformadores e capacidade instalada de geração.

No âmbito regulatório, destacam-se o Projeto Reseb, a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel, o estabelecimento do Operador Nacional do Sistema – ONS, a nova regulamentação do setor elétrico e a desverticalização das empresas de energia.

No que se refere à infraestrutura, a interligação Norte-Sul permitiu que o sistema elétrico das regiões Sul/Sudeste pudesse ser conectado ao das regiões Norte/Nordeste garantindo, assim, mais robustez e confiabilidade ao SIN. Outro grande destaque dos últimos anos foram os novos circuitos 765 kV entre Foz do Iguaçu e Tijuco Preto, importantíssimos para o escoamento, com mais segurança, da energia gerada pela UHE Itaipu.

No estado de Minas Gerais estão localizadas importantes usinas hidrelétricas, dotadas de grandes reservatórios, que contribuem decisivamente para a operação do sistema elétrico. É no estado de Minas Gerais que estão as linhas de transmissão que são objeto de estudo nessa dissertação.

Tabela 2.1 - Linhas de Transmissão do SIN

| <i>Tensão Nominal (kV)</i> | <i>Extensão (km)</i> |
|----------------------------|----------------------|
| 765 | 2683,0 |
| 500 | 34371,7 |
| 440 | 6670,5 |
| 345 | 10060,5 |
| 230 | 43250,6 |
| Total | 98648,3 |

Ref.: ONS – Sindat 2011

2.2 - OS PROCEDIMENTOS DE REDE DO ONS E O DESEMPENHO DE LTs

Os Procedimentos de Rede [4] são um conjunto de documentos de caráter normativo elaborados pelo Operador Nacional do Sistema - ONS, com participação dos agentes, e aprovados pela Aneel, que têm por objetivo definir processos, responsabilidades e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN.

Segundo o próprio ONS, os Procedimentos de Rede devem “legitimar, garantir e demonstrar a Transparência, Integridade, Equanimidade, Reprodutibilidade e Excelência da Operação do Sistema Interligado Nacional, estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades do Operador e dos Agentes de Operação, no que se refere a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do sistema elétrico e especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão – CPST, dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão – CCT e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST”.

As atuais versões dos Procedimentos de Rede foram aprovadas pela Aneel através do Despacho SRT/ANEEL nº 2744/2010 e da REN nº 372/2009 e estão disponíveis no *site* do ONS.

O conjunto dos Procedimentos de Rede é composto de 26 módulos principais que tratam de diversos assuntos relacionados ao sistema elétrico. Os módulos são subdivididos e, no que se refere ao tema dessa dissertação, os submódulos mais importantes e que mais se relacionam são o de número 2.8 – “Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, e de seus componentes” e o de número 25.8 – “Indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções transmissão e geração”. As principais características e definições contidas nesses submódulos são descritas a seguir:

- Submódulo 2.8 - Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, e de seus componentes

Nesse submódulo são tratados os diversos fenômenos relacionados à QEE tais como tensão de regime permanente, desequilíbrios de tensão, harmônicos, flutuação e, obviamente, os afundamentos momentâneos de tensão. É importante ressaltar que, com exceção das AMTs, todos os fenômenos relacionados à QEE são de observação e monitoramento mais simples e por isso possuem limites bem definidos. No entanto, não há uma definição clara dos limites e da base temporal para os AMTs e tampouco é citado algum tipo de correlação entre os afundamentos e o desempenho de LTs, comprovando mais vez que a definição de critérios para esses fenômenos ainda é motivo de estudos por parte da Aneel e do ONS.

- Submódulo 25.8 - Indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções transmissão e geração

Se no submódulo 2.8 são tratados os diversos fenômenos relacionados à QEE com um enfoque mais sistêmico, no submódulo 25.8 o foco principal são os equipamentos e componentes dos sistemas de transmissão, e também das chamadas funções de transmissão e geração. No contexto dessa dissertação, o principal componente tratado nesse submódulo é a linha de transmissão que, associada a seus equipamentos terminais, é tratada como uma função de transmissão.

Para as LTs, o gerenciamento do desempenho dos circuitos é feito verificando os valores limites das faixas classificadas como normal, de alerta e insatisfatória. Esses valores limites estão estabelecidos provisoriamente pelo ONS e, quando obtido um banco de dados, serão definidos por regulamentação específica.

A equação 1.1 é utilizada para o cálculo do Indicador de Disponibilidade de Circuitos de Linhas de Transmissão.

$$\text{Indicador de Disponibilidade} = \frac{\sum_{i=1}^N \left(\frac{\text{extLT}_i}{100} \times \text{HD}_i \right)}{\sum_{i=1}^N \left(\frac{\text{extLT}_i}{100} \times \text{HP}_i \right)} \times 100 \text{ [\%]} \quad (1.1)$$

Onde:

HD_i= número de horas disponíveis do circuito da LT _i;

HP_i = número total de horas de existência do circuito da LT i no período considerado;

ext_{LT_i} = extensão total do circuito da LT i em km;

N = número total de circuitos de LT;

i = contador do número de circuitos da LT;

100 = trecho do circuito de linha de 100 km.

Para o cálculo de indicadores em bases anuais, adotam-se 8.760 (oito mil e setecentos e sessenta) horas para anos normais e 8.784 (oito mil e setecentos e oitenta e quatro) horas para anos bissextos.

Analisando a equação 1.1, pode-se observar que a mesma diz respeito apenas à disponibilidade de linhas de transmissão e que os desligamentos de poucos segundos de duração causados por curtos-circuitos temporários que, na maioria das vezes são seguidos de religamento automático não estão contemplados nesse indicador. E são esses curtos-circuitos a principal causa dos AMTs.

2.3 - DESEMPENHO ELÉTRICO DA LINHA DE TRANSMISSÃO PARA SOBRETENSÕES

A Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, em sua NBR-5422 [5], determina que para tensões superiores a 345 kV, os espaçamentos mínimos nos suportes para sobretensões de frente lenta deverão ser dimensionados de tal forma que o risco de descarga fase-suporte seja determinado para um período de retorno de 30 anos.

Os valores típicos de risco de falha de isolamento para sobretensões de frente lenta por ocasião da energização e do religamento da linha de transmissão deverão ser da ordem de 10^{-3} pu e de 10^{-2} pu, respectivamente.

Já em relação à frente rápida, a linha de transmissão deverá ser dimensionada de modo a apresentar um índice de desligamentos por 100 km de extensão por ano que seja compatível com o seu grau de importância quando inserida no sistema elétrico.

Como recomendação, os seguintes valores poderão ser tomados como referências:

- Sobretensões de frente rápida de descarga direta

As linhas de transmissão de tensão máxima de operação superior a 69 kV deverão ser dimensionadas, sempre que possível, de modo a estarem isentas de falhas de blindagem, através do posicionamento adequado dos cabos pára-raios.

- Sobretensões de frente rápida de descarga indireta

Para as linhas de transmissão que atravessam regiões de solo de resistividade não muito excessiva, recomendam-se os valores de número de desligamentos/100 km/ano indicados na tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Valores típicos de desligamentos/100 km/ano

| V (kV) | 69 | 138 | 230 | 345 | 500 |
|----------------------|-----------|------------|------------|------------|------------|
| Nº desl/100 km/ano ≤ | 15 | 10 | 3 | 2 | 1 |

Valores elevados de desligamentos/100 km/ano em geral estão associados a altos valores de resistividade do solo, densidade de descargas da região, perfil do terreno, etc.

Dependendo da importância da linha de transmissão para o sistema elétrico ou do tipo de consumidor atendido, soluções técnicas de melhoria das resistências de aterramento e/ou aplicação de pára-raios de linha (ZnO) deverão ser implementadas para melhoria do desempenho da linha de transmissão [6].

Mais uma vez, é importante salientar que a tabela 2.2 não faz qualquer distinção a tipo de curto-circuito causador do desligamento, levando em conta apenas o número absoluto de eventos na linha de transmissão. Nos valores típicos apresentados em tal tabela também não avalia o grau de impacto sobre o funcionamento de cargas sensíveis.

2.4 - O FENÔMENO DOS CURTOS-CIRCUITOS

Os curtos-circuitos estão presentes no dia a dia da operação dos sistemas elétricos e podem ter consequências simples como um desligamento de linha de transmissão, sem qualquer tipo de perda de carga, ou extremamente complexas como um blecaute de proporções nacionais.

Em uma das definições mais simples e mnemônicas, o curto-circuito pode ser descrito como uma diminuição abrupta da impedância de um circuito trazendo, como consequência, um aumento significativo da corrente e uma queda acentuada na tensão.

Os curtos-circuitos também são chamados de faltas e, eletricamente falando, têm características de potência reativa indutiva, ou seja, são equivalentes a reatores ligados ao sistema elétrico.

Essas características indutivas determinam que, durante os curtos-circuitos, ocorram subtensões no sistema elétrico e cujas severidades dependam dos tipos de falta e sua duração.

A teoria das componentes simétricas, apresentada por Charles L. Fortescue [7] em 1918, é um poderoso elemento de análise onde um sistema de “n” fasores desequilibrados pode ser decomposto em “n” conjuntos de fasores equilibrados. Para o sistema elétrico trifásico, onde $n=3$, cada um dos três fasores desequilibrados, situação muito comum durante em curtos-circuitos, pode ser decomposto da soma vetorial de outros três vetores pertencentes a três sistemas equilibrados trifásicos. Esses três sistemas equilibrados são denominados de sequência positiva, de sequência negativa e de sequência zero.

As componentes de sequência positiva consistem em três fasores iguais em módulo, defasados entre si de 120° e com a mesma sequência de fases que os fasores originais, enquanto as componentes de sequência negativa consistem em três fasores de módulos iguais, também defasados entre si de 120° , porém com sequência de fases inversa aos fasores originais.

O terceiro grupo de componentes é denominado de sequência zero e é composto por três fasores iguais em módulo e com defasagem nula entre si.

Para a análise de faltas desequilibradas assimétricas é necessário determinar as componentes simétricas das correntes que estão circulando pelo circuito elétrico e que dependem das impedâncias de sequência equivalentes.

A impedância de sequência positiva é a impedância dos componentes do sistema e é aquela que está presente nas condições normais de carga no sistema elétrico. É muito mais facilmente obtida e é utilizada praticamente em todos os estudos elétricos com destaque para o fluxo de potência.

A impedância de sequência negativa é igual à impedância de sequência positiva para os transformadores e linhas de transmissão porque, sendo esses elementos considerados passivos, a oposição que apresentam à passagem da corrente elétrica não é influenciada pelo sentido de sequência das fases. Para os geradores e motores, a impedância de sequência negativa é aquela que a máquina apresenta quando está girando à velocidade síncrona e no sentido de sequência positiva e nela é aplicada uma tensão com sequência de fases invertida, devido a um curto-circuito desequilibrado.

Para as impedâncias de sequência zero, os valores de impedância podem ser muito diferentes das impedâncias de sequência positiva e negativa devido a diversos fatores tais como o tipo de conexão dos transformadores e seus aspectos construtivos, as impedâncias dos cabos pára-raios e a resistência de aterramento das torres das linhas de transmissão.

Os estudos de curto-circuito nos sistemas elétricos são geralmente feitos utilizando-se um programa computacional onde uma base de dados, contemplando as impedâncias de sequência, é inserida.

Os tipos de curtos-circuitos mais comuns e suas principais características são mostrados a seguir:

- Curto-circuito trifásico

Nesse tipo de curto-circuito, as tensões e correntes são equilibradas e apenas as impedâncias de sequência positiva são utilizadas na sua determinação. De todos os tipos de curtos-circuitos nos sistemas de transmissão, é o tipo considerado mais raro e o de maior impacto;

- Curto-circuito bifásico

No curto-circuito bifásico devem ser consideradas, além das impedâncias de sequência positiva, as impedâncias de sequência negativa. Trata-se de um evento mais comum em subestações e de alto nível de exigência para os equipamentos, notadamente para os barramentos e transformadores;

- Curto-circuito monofásico

Trata-se do curto-circuito mais comum no SIN e isso é facilmente explicado porque as distâncias entre fase e terra são inferiores às distâncias entre as fases. Todas as impedâncias de sequência estão presentes nesse tipo de defeito. Também é o tipo de falta que causa menos impacto no sistema de transmissão.

Como programa padrão de cálculo de curto-circuito, o ONS utiliza o programa computacional Anafas®, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica – Cepel. Outras empresas, dentre as quais a Cemig GT, utilizam programa diferentes com destaque para o Aspen Oneliner®, que tem interface gráfica completa e extremamente amigável.

2.5 - PRINCIPAIS CAUSAS DE CURTOS-CIRCUITO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

Os curtos-circuitos fazem parte da rotina de operação de qualquer sistema elétrico e milhares deles são registrados todos os anos. Esses curtos-circuitos podem ocorrer em barramentos, transformadores e geradores, porém é nas linhas de transmissão onde a maioria acontece.

As causas dos curtos-circuitos são diversas e, para as linhas de transmissão, podem ser citados os seguintes motivos principais:

- Descargas atmosféricas

Os raios ou descargas atmosféricas são a principal causa de desligamento de linhas de transmissão em todo o Brasil. Todos os anos são milhões de descargas atmosféricas e cerca de 70% dos desligamentos na transmissão e 40% na distribuição são provocados por raios. Quando se tratam de circuitos radiais, esses números causam impacto considerável nos índices de continuidade de fornecimento DEC e FEC. Em relação aos sistemas malhados, o grande impacto é no incremento nos números de afundamentos de tensão e suas consequências.

O impacto direto da descarga atmosférica sobre uma fase da linha de transmissão produz uma falha de isolamento e um curto-circuito na forma de um arco visível entre ela e o cabo pára-raios denominado *flashover*. No entanto, devido ao projeto de blindagem das linhas, o mais comum é que o impacto da descarga seja direto sobre o cabo pára-raios ou a torre, produzindo um arco elétrico entre eles e uma fase da linha que é denominado *backflashover*. Nesse último caso, o arco é facilitado quando o cabo pára-raios ou a torre não estão bem aterrados.

A Figura 2.1 apresenta uma estrutura típica de linha de transmissão de 500 kV e os principais elementos envolvidos em um curto-circuito causado por *backflashover*.

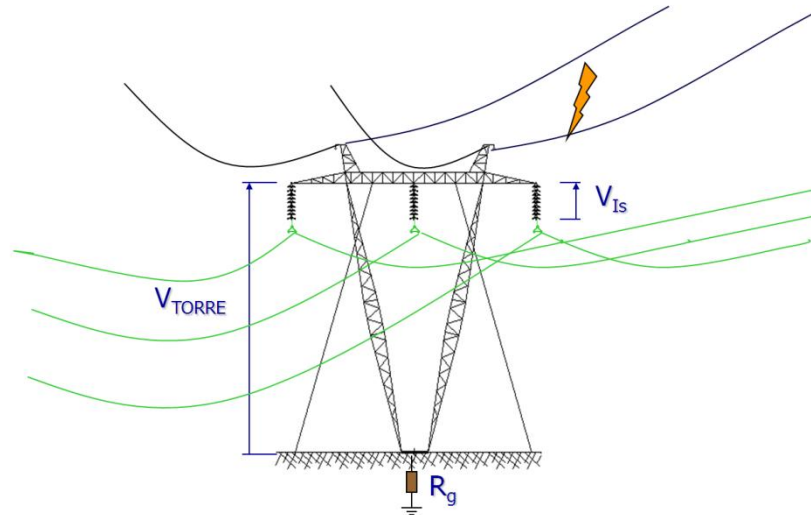


Figura 2.1 - Estrutura típica de LT 500 kV sujeita a descarga atmosférica

No estado de Minas Gerais as descargas atmosféricas são muito comuns no período úmido que vai de outubro a março. A Figura 2.2 mostra a quantidade de descargas atmosféricas registrada pelo Sistema de Localização de Tempestades – SLT da Cemig GT no período e 2007 a 2010, apenas na área do estado de Minas Gerais. Ressalta-se o número expressivo de mais de um milhão de raios em alguns anos.

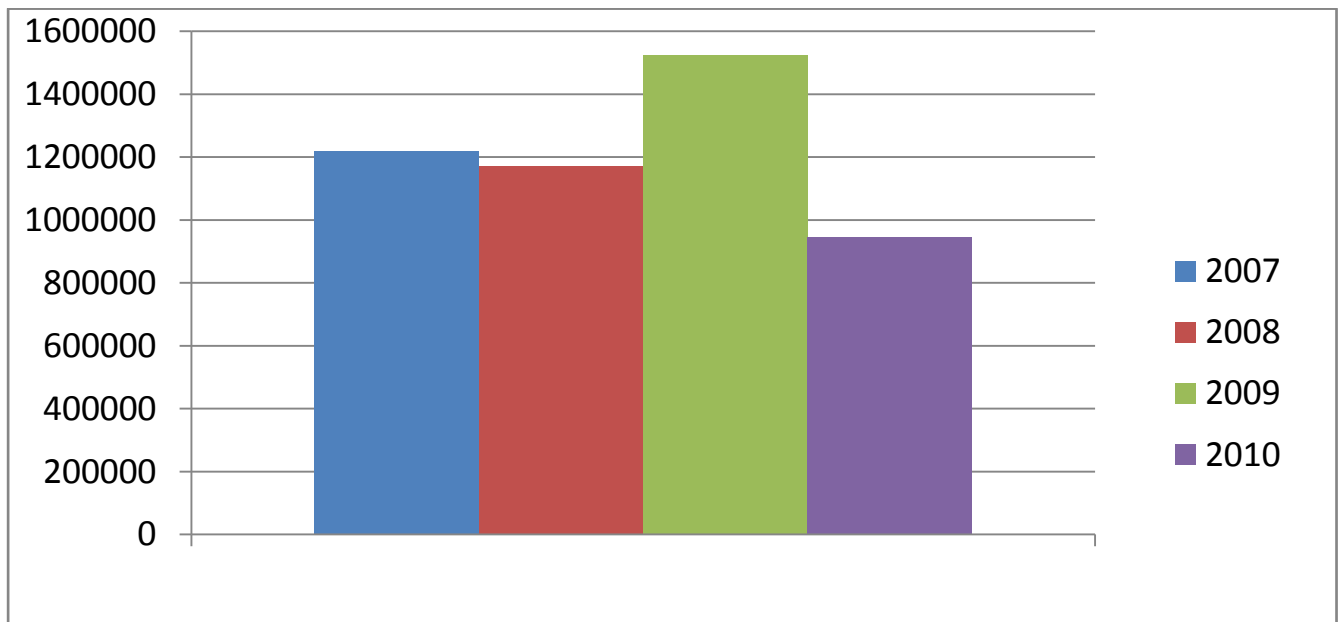


Figura 2.2 - Número de raios registrados no Estado de Minas Gerais

- Queimadas

As queimadas são a segunda maior causa de curtos-circuitos no sistema elétrico e o período seco do ano que começa no mês de junho e se estende até setembro é a ocasião mais propícia para que essas aconteçam. O ar aquecido pelo fogo tem propriedades dielétricas reduzidas e, ao se direcionar para as LTs, é capaz de provocar os curtos-circuitos.

Diferentemente daqueles causados por descargas atmosféricas, os curtos-circuitos provocados por queimadas usualmente têm resistência mais elevada e muitas vezes se repetem já que o fogo costuma permanecer após o tempo morto ajustado para o religamento automático da linha de transmissão.

Ao contrário do que se pode imaginar, mesmo com a limpeza adequada das faixas de servidão das LTs, é possível que haja curtos-circuitos provocados por queimadas próximas à faixa sempre que o vento estiver direcionando a fumaça e o ar ionizado para as linhas conforme pode ser observado na Figura 2.3.



Figura 2.3 - Queimada próxima à Linha de Transmissão

- Pássaros

Nos últimos anos, um fenômeno decorrente da devastação ambiental passou a contribuir para a ocorrência de curtos-circuitos em linhas de transmissão. Trata-se da curicaca, um pássaro em extinção que, não encontrando árvores suficientemente altas para fazer seus ninhos, opta por fazê-los nas torres das linhas de transmissão. O problema é que, ao construir seu ninho sobre a viga das estruturas, principalmente das linhas de 500 kV, a curicaca começa a poluir as cadeias de isoladores com suas fezes o que, associado à umidade e ao jato de novos excrementos, acaba provocando curtos-circuitos. A Figura 2.4 ilustra esta situação.

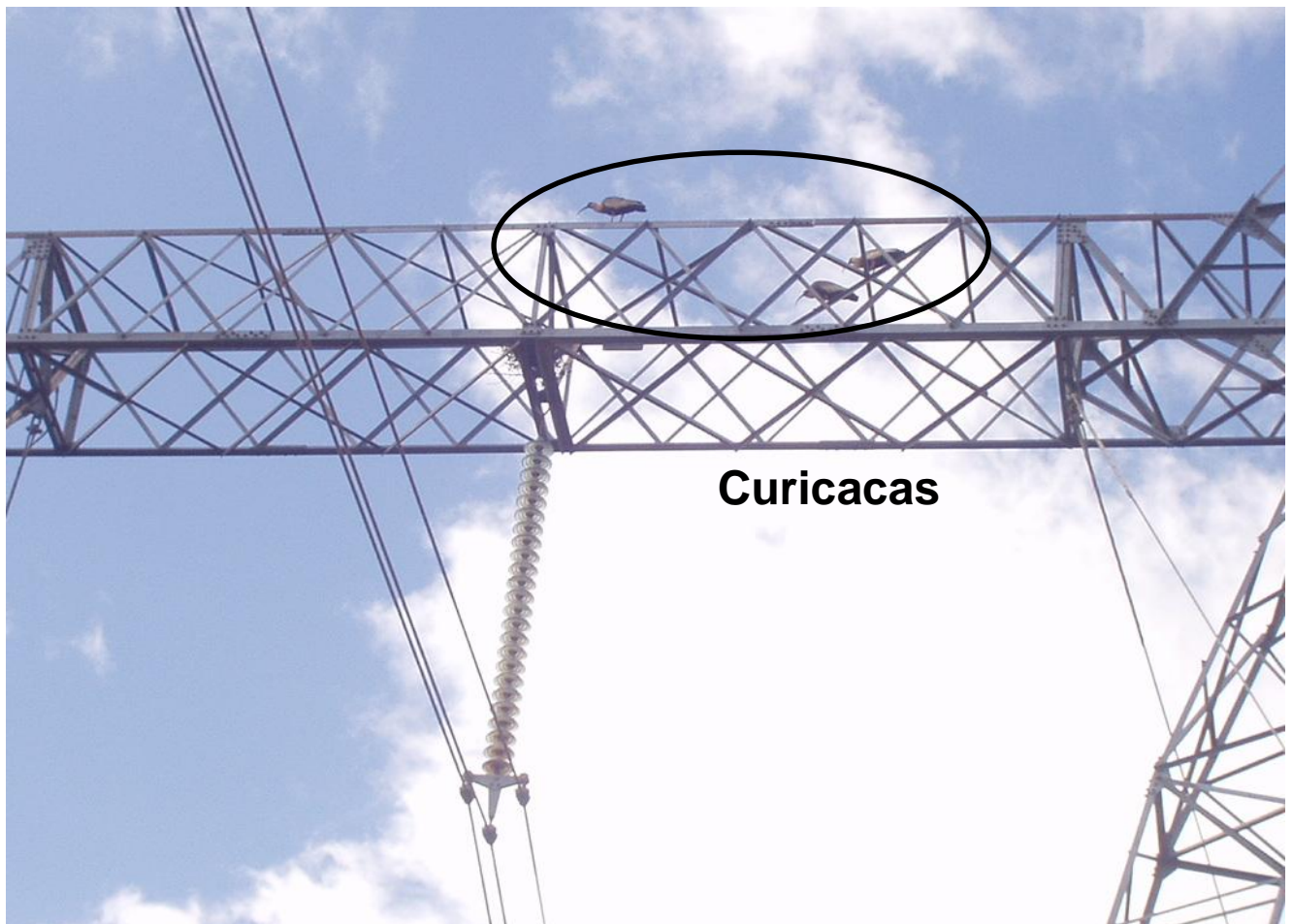


Figura 2.4 - Ninhos de Curicacas em estrutura de linha de 500 kV

- Árvores

Apesar de as linhas de transmissão terem suas faixas de servidão limpas e mantidas, é possível que haja curto-circuito causado por árvores. Na maioria dos casos, árvores muito altas localizadas fora da faixa de servidão, como, por exemplo, eucaliptos, tombam sobre a linha e provocam os curtos-circuitos. A Figura 2.5 ilustra esta situação.

É válido ressaltar que os curtos-circuitos causados por árvores são de alta impedância e o religamento automático muitas vezes não é bem sucedido.



Figura 2.5 - Eucaliptos próximos a LT de 230 kV

- Vandalismo

A falta de educação, a sensação de impunidade e as dificuldades econômicas são alguns dos motivadores do vandalismo. No que se refere às linhas de transmissão, os tipos de ações de vandalismo mais comuns são quebras de cadeias de isoladores devido a tiros ou apedrejamento, o furto de cabos contrapeso do aterramento e o corte de estais das estruturas em “V”. Alguns dos efeitos do vandalismo não são imediatos e só vão aparecer algum tempo depois, geralmente em situações críticas de chuvas ou ventos fortes.

A Figura 2.6 apresenta uma cadeia de isoladores sendo separada em função do vandalismo.



Figura 2.6 - Danos às cadeias de isoladores causados por vandalismo

Outra situação possível é o aumento da flecha dos condutores dos vãos, decorrentes de carregamentos muito elevados nas linhas de transmissão, situação que pode ocorrer no caso de contingências ou desligamentos programados de outras LTs.

2.6 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nos tópicos apresentados observa-se que a questão do desempenho de linhas de transmissão é complexa e vários enfoques e abordagens podem ser dados a esse assunto. Os curtos-circuitos são fenômenos que influenciam no desempenho da linha e suas ocorrências dependem de muitos fatores, desde o projeto e construção com qualidade, passando pela adequada manutenção e também ações controláveis ou incontroláveis do meio ambiente e de terceiros.

As consequências desses curtos-circuitos para o SIN e para os consumidores, bem como a caracterização de fenômenos relacionados a QEE serão tratados no capítulo três.

- CAPÍTULO 3 -

3 - CONCEITOS FUNDAMENTAIS E CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

3.1 - INTRODUÇÃO

Este capítulo tem por objetivo conceituar fenômenos, equipamentos e sistemas diretamente relacionados ao tema qualidade de energia elétrica e associá-los aos objetivos dessa dissertação. As definições das variações de tensão de curta duração e classificações, os padrões de desempenho previstos nos Procedimentos de Rede e alguns aspectos de proteção de linhas de transmissão também são abordados nesse capítulo.

3.2 - AS VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO

As variações de tensão de curta duração - VTCDs já foram, e ainda são, motivo de inúmeros estudos feitos por especialistas de todo o mundo. Suas definições, origens e formas de abordagem podem se alterar dependendo da época e do local onde são realizados esses estudos e por isso, para essa dissertação, cujo sistema elétrico estudado é de transmissão, optou-se por utilizar as definições os Procedimentos de Rede do ONS em seu submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede do ONS – “Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e de seus componentes”.

De acordo com esse submódulo, VTCD é um evento aleatório de tensão caracterizado por desvio significativo, por curto intervalo de tempo, do valor eficaz da tensão. A VTCD refere-se normalmente à tensão fase-neutro e é descrita monofasicamente pelos parâmetros amplitude e duração.

A amplitude da VTCD é definida pelo valor extremo do valor eficaz da tensão em relação à tensão nominal do sistema enquanto perdurar o evento e sua duração é definida pelo intervalo de tempo decorrido entre o instante em que o valor eficaz da tensão em relação à tensão nominal do sistema no ponto considerado ultrapassa determinado limite e o instante em que essa variável volta a cruzar esse limite.

Considerando as definições de duração e amplitude, as VTCDs são classificadas como momentâneas para os eventos com duração inferior ou igual a 3 (três) segundos e temporárias para os eventos com duração superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto. Dentro dessas duas classificações principais ainda são feitas as seguintes subdivisões:

- Interrupção Momentânea de Tensão – IMT

É definida como um evento em que o valor eficaz da tensão é inferior a 0,1 pu da tensão nominal, durante um intervalo de tempo com duração inferior ou igual a 3 (três) segundos.

- Afundamento Momentâneo de Tensão – AMT

O AMT é o evento em que o valor eficaz da tensão é superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 pu da tensão nominal, durante um intervalo de tempo com duração superior ou igual a um ciclo (16,67 ms em 60 Hz) e inferior ou igual a 3 (três) segundos.

- Elevação Momentânea de Tensão – EMT

É o evento em que o valor eficaz da tensão é superior a 1,1 pu da tensão nominal, durante um intervalo de tempo com duração superior ou igual a um ciclo (16,67 ms em 60 Hz) e inferior ou igual a 3 (três) segundos.

- Interrupção Temporária de Tensão – ITT

Denomina-se Interrupção Temporária de Tensão (ITT) o evento em que o valor eficaz da tensão é inferior a 0,1 pu da tensão nominal, durante um intervalo de tempo com duração superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto.

- Afundamento Temporário de Tensão – ATT

O ATT é o evento em que o valor eficaz da tensão é superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 pu da tensão nominal, durante um intervalo de tempo com duração superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto.

- Elevação Temporária de Tensão – ETT

Define-se como o evento em que o valor eficaz da tensão é superior a 1,1 pu da tensão nominal, durante um intervalo de tempo com duração superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto.

A tabela 3.1 traz um quadro resumo das variações de tensão curta duração, obtido no submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede.

Tabela 3.1 - Quadro resumo com definições das VTCDs

| Denominação | Duração da variação | Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão nominal |
|----------------------------------|--|--|
| Interrupção momentânea de tensão | inferior ou igual a 3 (três) segundos | inferior a 0,1 pu |
| Afundamento momentâneo de tensão | superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a 3 (três) segundos | superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 pu |
| Elevação momentânea de tensão | superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a 3 (três) segundos | superior a 1,1 pu |
| Interrupção temporária de tensão | superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto | inferior a 0,1 pu |
| Afundamento temporário de tensão | superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto | superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 pu |
| Elevação temporária de tensão | superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto | superior a 1,1 pu |

De todos os fenômenos que impactam na qualidade de energia, as variações de tensão de curta duração são o de maiores dificuldades de monitoramento, mitigação e definição de índices e limites. Ao analisar outros fenômenos como harmônicos, desequilíbrios e flutuações de tensão, percebe-se que todos impõem restrições e causam severas consequências a equipamentos e ao sistema elétrico. No entanto, suas causas são mais

facilmente identificáveis e as medidas mitigadoras e corretivas também são mais pontuais, apesar de muitas vezes terem custos de implantação extremamente elevados. Além disso, períodos relativamente curtos de monitoração desses fenômenos são insuficientes para um completo diagnóstico e proposta de solução dos problemas. Mais detalhes sobre essa questão temporal de monitoramento são apresentados no capítulo 4.

3.2.1 - AFUNDAMENTOS DE TENSÃO: CONCEITOS E DEFINIÇÕES

Atualmente existem duas definições aplicáveis a afundamentos de tensão. A primeira, estabelecida pelo “*Institute of Electric and Electronics Engineers*” – IEEE (EUA); e a segunda, pela “*International Electrotechnical Commission*” – IEC (Europa).

O IEEE, através da Norma IEEE 1159 - 1995 [8] que trata da monitoração dos fenômenos de qualidade de energia elétrica, define afundamento de tensão como sendo a redução do valor RMS da tensão para um valor entre 0,1 e 0,9 p.u., durante um período de tempo compreendido entre 0,5 ciclo e 60 segundos. A intensidade do afundamento, segundo o IEEE, é definida pela menor tensão remanescente durante a ocorrência do distúrbio. Um evento cuja intensidade é inferior a 0,10 p.u. é considerado pelo IEEE como sendo uma interrupção. Adicionalmente, o IEEE classifica os afundamentos de tensão, segundo a sua duração, em três categorias:

- Instantâneos: entre 0,5 ciclos e 30 ciclos;
- Momentâneos: entre 30 ciclos e 3 segundos;
- Temporários: entre 3 segundos e 1 minuto.

A IEC [9], por outro lado, avalia a intensidade do afundamento de tensão pela ótica da queda do valor RMS da tensão. A recomendação desta norma classifica, como afundamento, um evento onde ocorre uma queda do valor RMS da tensão entre 0,10 e 0,99 p.u., durante um período de tempo compreendido entre 0,5 ciclos e alguns segundos. Distúrbios com queda de tensão acima de 0,99 p.u., o que equivale a tensões remanescentes abaixo de 0,01 p.u., são considerados pela IEC como interrupções.

Outras referências [10], [11] caracterizam o afundamento como sendo a redução do valor eficaz da tensão de suprimento para o limite abaixo de 0,9 p.u., contemplando inclusive o

intervalo de 0,0 a 0,1 p.u., considerado pelo IEEE como sendo uma interrupção. Este último entendimento é o que será adotado para os propósitos desta dissertação, ou seja, uma interrupção momentânea será considerada como sendo um afundamento de tensão de 0% (IEEE).

Os principais parâmetros que caracterizam um afundamento de tensão monofásico são a intensidade e a duração, os quais, somados à frequência de ocorrência, fornecem informações satisfatórias sobre o fenômeno [12].

No entanto, quando se trata de afundamentos de tensão trifásicos, outros parâmetros também devem ser incorporados, sendo eles a assimetria e o desequilíbrio. Adicionalmente, o comportamento dinâmico associado à evolução da forma de onda, também pode ser empregado para caracterizar tanto os afundamentos de tensão monofásicos como os trifásicos.

Outra consideração importante e necessária no tratamento de eventos trifásicos é a necessidade de relacionar apenas um conjunto de parâmetros (intensidade, duração, etc.) a cada evento. Esse processo é denominado agregação de fases e será discutido mais adiante.

Segundo [13], a intensidade e duração dos afundamentos não caracterizam completamente um evento, porém elas são, certamente, as características indispensáveis na determinação do comportamento dos equipamentos.

Em se tratando da origem dos afundamentos de tensão no sistema elétrico, podem receber destaque especial as partidas de motores de grande porte [14], energizações de transformadores e ocorrências de curtos-circuitos [15], [16], [17].

As faltas no sistema elétrico, sem sombra de dúvida, são a principal causa dos afundamentos de tensão, sobretudo no sistema da concessionária, devido à existência de milhares de quilômetros de linhas aéreas de transmissão e de distribuição, sujeitas a toda a sorte de fenômenos naturais. Curtos-circuitos também ocorrem em subestações terminais de linhas e em sistemas industriais, porém, com menor frequência. Em sistemas industriais, por

exemplo, a distribuição primária e secundária é tipicamente realizada através de cabos isolados que possuem reduzida taxa de falta se comparados às linhas aéreas.

As faltas em linhas aéreas ocorrem, principalmente, devido à incidência de descargas atmosféricas. Nos sistemas de distribuição o problema é mais crítico porque são, em geral, desprovidos de cabos pára-raios. Portanto, pode-se deduzir que a ocorrência de afundamentos de tensão está fortemente correlacionada com o nível cerâmico da região onde as linhas aéreas se encontram instaladas. No entanto, é bom lembrar que nem todas as descargas atmosféricas resultam em curtos-circuitos e, conseqüentemente, em afundamentos de tensão. Os sistemas são projetados para suportar cerca de 95% das sobretensões de origem atmosférica e as linhas aéreas, sobretudo as de transmissão, são providas de cabos pára-raios. Outras causas de ocorrência de curtos-circuitos são as queimadas em plantações, vendavais, contatos por animais e aves, contaminação de isoladores, ações humanas como foi visto no capítulo 2.

Quando da ocorrência do curto-circuito, o afundamento de tensão transcorre durante o tempo de permanência da falta, ou seja, desde o instante inicial do defeito até sua completa eliminação. Esse tempo é determinado pelo ajustes das proteções e pelo velocidade de abertura do disjuntor.

3.2.2 - CARACTERIZAÇÃO DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

3.2.2.1 - Eventos Monofásicos

A partir da evolução do valor RMS da tensão em função do tempo pode-se determinar a magnitude e a duração do evento. A magnitude do afundamento de tensão, seguindo a filosofia do IEEE, é o menor valor da tensão remanescente durante a ocorrência do evento [8]. A duração, por outro lado, é o tempo durante o qual o valor RMS da tensão permanece abaixo do patamar de 0,90 p.u. da tensão de referência (nominal, pré-falta, operativa, etc.).

Os conceitos de intensidade e duração do afundamento de tensão são mostrados na Figura 3.1.

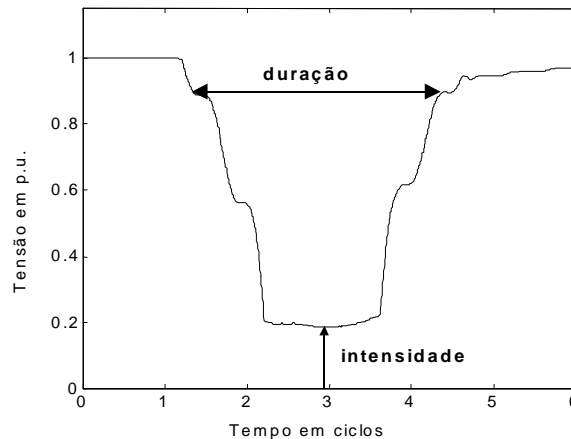


Figura 3.1 – Caracterização de afundamentos de tensão monofásicos.

3.2.2.2 - Eventos Trifásicos

Uma ocorrência no sistema de potência pode afetar uma, duas ou até as três fases. A magnitude e a duração do afundamento de tensão resultante em cada fase podem diferenciar-se substancialmente, sobretudo em sistemas de distribuição onde podem ocorrer curtos-circuitos evolutivos.

Para fins de cálculo de indicadores e avaliação do impacto dos fenômenos sobre equipamentos, utiliza-se o procedimento chamado de agregação de fases, que consiste em atribuir um par de parâmetros (amplitude e duração) a uma ocorrência que provoque registro em mais de uma fase.

O critério de agregação de fases pela fase crítica estabelece que a duração do evento está associada à duração da fase crítica, ou seja, aquela fase que apresentou a menor tensão remanescente. A amplitude do evento obtida após o processo de agregação de fases corresponde ao mínimo valor da tensão remanescente entre as três fases. Uma ilustração deste critério de agregação de fases é mostrada na Figura 3.2, onde a fase crítica é a fase C.

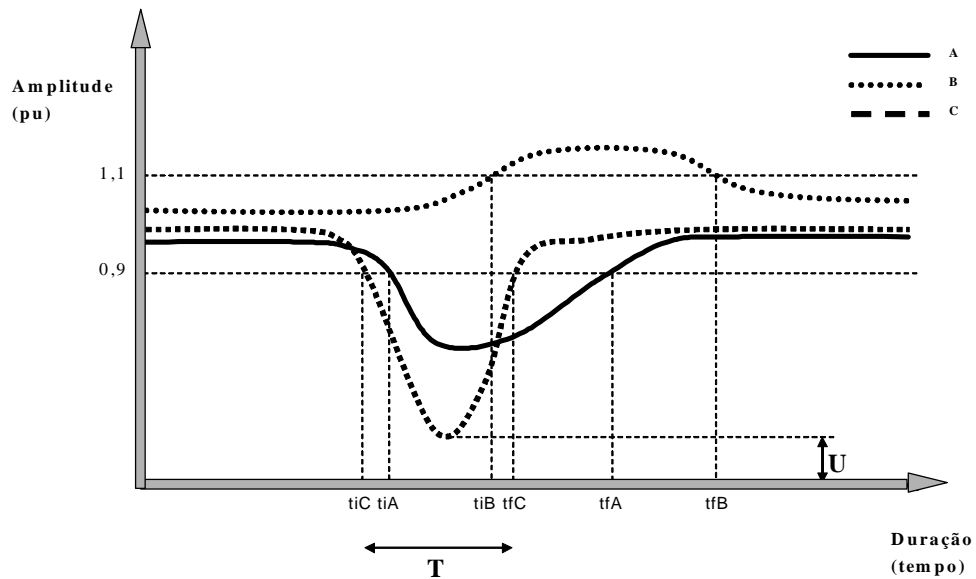


Figura 3.2 – Caracterização de afundamentos de tensão segundo a fase crítica.

Vale ressaltar que existem diversas outras formas de caracterização de AMTs, as quais fogem ao escopo deste documento.

3.3 - EFEITOS E CONSEQUÊNCIAS DAS VTCD NO SISTEMA ELÉTRICO

Já faz tempo que os efeitos da VTCD são estudados porém, com a evolução tecnológica das últimas décadas, a importância do estudo e da compreensão desses efeitos cresceu significativamente. No que se refere ao tema e ao sistema elétrico tratados nesse trabalho, dentre todos os tipos de VTCD, os Afundamentos Momentâneos de Tensão – AMTs são os eventos que causam maior impacto. Sua principal causa são os curtos-circuitos e, como foi apresentado no capítulo dois, apenas esse fato já torna esse fenômeno extremamente complexo.

A título de exemplificação a Figura 3.1 apresenta a curva de carga do sistema elétrico da Cemig GT, obtida junto ao Centro de Operação do Sistema – COS. Na curva, por volta das 16:40 horas, é possível observar uma redução significativa na carga do sistema, imediatamente após a ocorrência de um AMT, cuja origem foi um curto-circuito trifásico em uma linha de transmissão.

Ressalta-se que, nesse evento, não houve abertura de nenhum disjuntor de circuitos radiais e, portanto, os 240 MW identificados referem-se apenas à perda de carga decorrente do AMT.



Figura 3.3 - Impacto de AMT na curva de carga de carga da Cemig GT

Esse efeito do AMT, claramente visível na curva de carga, traz consequências extremamente severas em toda a cadeia produtiva do consumidor que depende da energia elétrica.

Dentre os principais impactos, pode-se citar o desligamento da iluminação pública, susceptível ao afundamento e cujo desligamento pode trazer riscos à segurança pública e ao deslocamento da população.

No que se referem às cargas industriais, os processos produtivos contínuos podem ser interrompidos devido ao AMT, resultando perdas de milhões de reais, não pela energia

elétrica que deixou de ser consumida, mas pelo elevado tempo de espera até a reinicialização do processo, reparo de equipamentos e retomada plena da produção. Os processos com controle de velocidade através de tiristores têm sido os mais impactados no segmento industrial.

O impacto dos afundamentos de tensão sobre os consumidores industriais ocorre de forma diferenciada em função da sensibilidade dos equipamentos eletro-eletrônicos instalados, das particularidades inerentes a cada processo industrial (indústrias têxteis, alumínio, plástico, cimento, papel, metalúrgica, siderúrgica, química, etc.) e também dos sistemas de controle de processo envolvidos. Logo, pode-se afirmar que a sensibilidade da carga do consumidor é uma combinação da sensibilidade dos equipamentos eletro-eletrônicos instalados com a sensibilidade do processo industrial [12].

Em consumidores domésticos, os efeitos dos afundamentos de tensão são percebidos pela perda de memória e perda de programação de relógios digitais, fornos de microondas, videocassetes, desligamento de microcomputadores, etc. Normalmente, estes problemas não estão associados a prejuízos financeiros, mas sim à satisfação dos consumidores e à imagem das empresas de energia elétrica.

Por outro lado, o efeito dos afundamentos de tensão em consumidores industriais, dá-se sob a forma de interrupção parcial ou total de processos produtivos, com os consequentes prejuízos associados à parada de produção, perda de produtividade, perda de insumos, reparo e reposição de equipamentos danificados [12]. Os efeitos dos afundamentos de tensão sobre os principais equipamentos eletro-eletrônicos utilizados nas indústrias manifestam-se sob a forma de:

- Desligamento de lâmpadas de descarga, como as de vapor de mercúrio, que levam cerca de alguns minutos para reacenderem;
- Perda de programação de CLPs;
- Desligamento de acionamentos devido à atuação de dispositivos de proteção associados, que quando detectam condições de risco, promovem o bloqueio do disparo de tiristores ou até mesmo o desligamento imediato da fonte de alimentação;
- Falhas de comutação em pontes controladas, afetando os disparos dos gatilhos de tiristores;
- Queima de fusíveis e outros componentes, principalmente nos acionamentos CC

operando no modo regenerativo.

3.4 - PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO

No capítulo segundo, foram apresentadas algumas características do Sistema Elétrico Nacional – SIN bem como a extensão das linhas de transmissão nos principais níveis de tensão utilizados, totalizando cerca de 100 mil quilômetros. Essas LTs têm papel fundamental no SIN já que, diferentemente de outros países, as usinas estão afastadas dos centros de consumo e cabe a essas linhas transportar essa energia com o máximo de confiabilidade.

O maior nível de tensão de LT existente no Brasil é 765 kV, atualmente restrito ao sistema de transmissão da UHE Itaipu mas que, em breve, poderá ser estendido aos grandes potenciais hidrelétricos da região Norte.

Outros níveis de tensão muito importantes são 500 kV e 440 kV, responsáveis pelos principais corredores de transmissão, dentre os quais inclui as interligações Norte-Sul, Norte-Nordeste e Sudeste-Nordeste.

Há também uma extensa malha nos níveis de 345 kV e 230 kV que ultrapassa os 50 mil quilômetros.

As Figuras 3.4 a 3.7, informações sobre a estrutura típica de linhas de transmissão de 500, 345, 230 e 138 kV que são os níveis de tensão mais utilizados na área de concessão da Cemig GT. Nessas figuras são indicados os valores da altura média do cabo pára-raios – H_{mpr} e a altura média do cabo condutor – H_{mc} .

Ressalta-se que, para as estruturas de 500 kV, o valor de H_{mpr} é da ordem de 30 m que, para efeito de comparação, equivale à altura de um edifício de 10 andares.

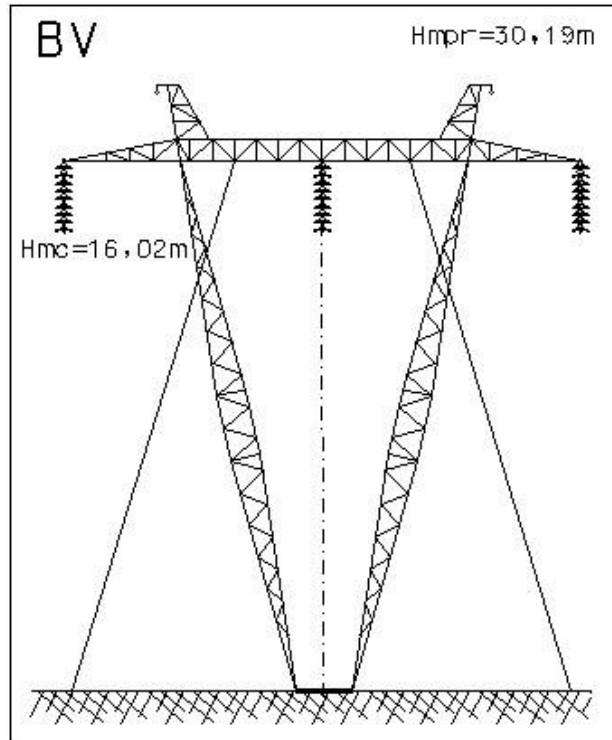


Figura 3.4 - Estrutura Típica de 500 kV

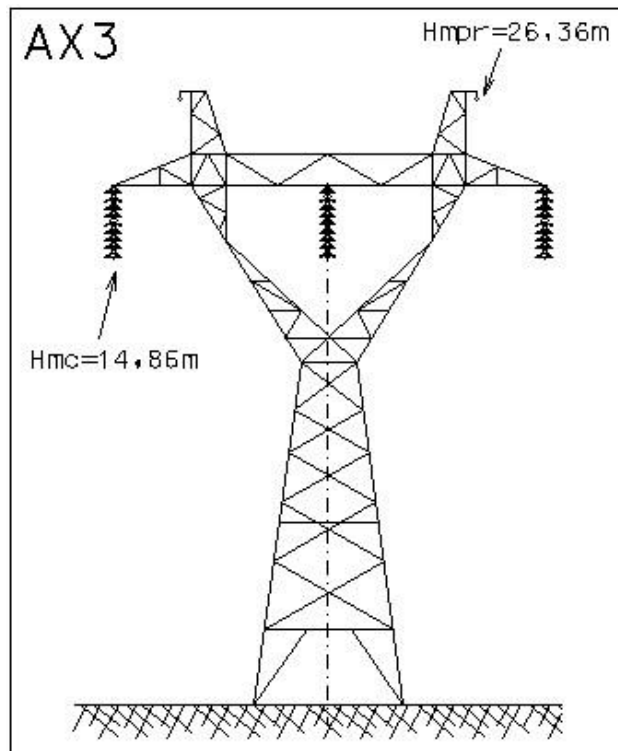


Figura 3.5 - Estrutura Típica de 345 kV

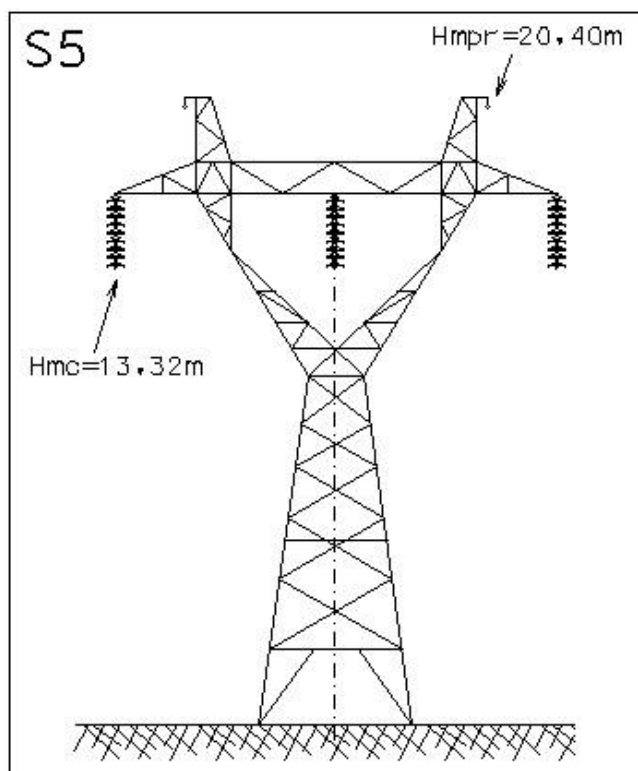


Figura 3.6 - Estrutura Típica de 230 kV

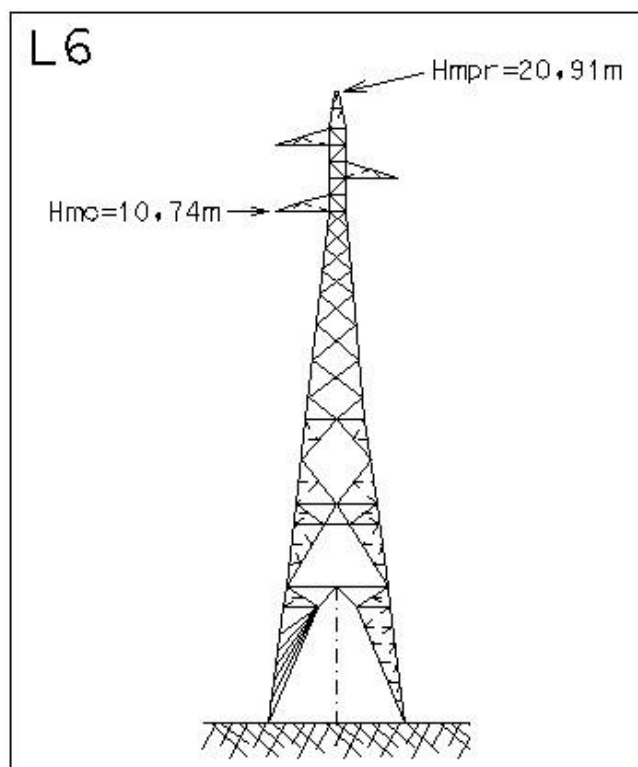


Figura 3.7 - Estrutura Típica de 138 kV

3.5 - PROTEÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

Para que um sistema elétrico seja confiável e seguro, é necessário que haja eficientes esquemas de proteção. As proteções são responsáveis pela identificação de condições anormais de operação dentre as quais as mais comuns são os curtos-circuitos.

Os princípios clássicos da proteção de sistemas elétricos são rapidez, seletividade, sensibilidade, confiabilidade e economia. No que se refere à qualidade da energia elétrica, o princípio mais importante é a rapidez de atuação dos dispositivos de proteção tendo em vista que os curtos-circuitos têm uma característica reativa indutiva que implica em grande variação de tensão.

Como exemplo, pode-se citar o barramento 138 kV de uma subestação da região de Belo Horizonte onde a potência de curto-circuito é da ordem de 4500 MVA. Devido às características indutivas do curto-circuito, isso equivale a um reator de 4500 Mvar ligado ao sistema o que, evidentemente, causará afundamentos de tensão acentuados até que a falta seja eliminada pelas proteções.

Neste contexto, ressalta-se a necessidade de proteção confiável das linhas de transmissão, com o objetivo de minimizar o tempo de eliminação dos curtos-circuitos e, conseqüentemente a duração dos AMTs.

Para as novas linhas de transmissão, os requisitos mínimos de proteções são descritos nos Procedimentos de Rede, em seu submódulo 2.6 – “Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações. Porém, existe um imenso conjunto de linhas de transmissão que ainda são dotadas de proteções antigas e que tinham requisitos originalmente diferentes daqueles previstos atualmente no submódulo.

O sistema de proteção de uma linha de transmissão é composto pelos relés, equipamentos e acessórios necessários e suficientes para a identificação e eliminação, de forma seletiva, de todos os tipos de curtos-circuitos e anormalidades que nela podem ocorrer.

Os sistemas de proteção devem ser selecionados de acordo com as características de cada linha a ser protegida. Quanto mais alto o nível de tensão, maiores são os requisitos necessários.

A grande maioria das linhas possui sistemas de proteção compostos por relés de distância de fase e neutro para detecção de faltas entre fases e entre fases e terra respectivamente, dotados de temporizadores independentes por zona. Adicionalmente, para maior sensibilidade para faltas de alta impedância, os sistemas de proteção devem possuir função de sobrecorrente direcional de neutro (67 N), com unidades instantâneas e temporizadas.

Para as LT de tensão maior ou igual a 230 kV, é obrigatório que haja esquemas de teleproteção associados, ou seja, equipamentos de telecomunicação entre os terminais da linha que garantam o envio e recebimento de sinais entre os relés.

A definição do esquema de teleproteção a ser adotado deve levar em conta o sistema de telecomunicação utilizado, os efeitos das variações das impedâncias das fontes, o comprimento relativo da LT, os acoplamentos magnéticos com outras LT e a existência de compensação série.

Um dos esquemas de teleproteção mais comumente utilizados é o permissivo por sobrealcance, também muito conhecido como esquema POTT, que vem do inglês *Permissive Overreach Transfer Trip*. Esse esquema permite que o alcance de uma unidade de distância de um terminal, ultrapasse a impedância da linha sem que haja operação para curtos-circuitos além do terminal remoto. Para que isso aconteça, a operação da proteção depende de sinal permissivo do terminal remoto garantindo, assim, que faltas ao longo de toda a linha sejam eliminadas instantaneamente ou, de acordo com os Procedimentos de Rede, sem retardo adicional e com tempos de, no máximo, 100 ms para linhas acima de 345 kV.

Na Figura 3.8 estão representados planos R-X de relés de distância. Também estão indicadas a impedância de uma LT e a característica MHO (inverso da reatância), ajustada em sobrealcance, subalcance e de forma reversa para bloqueio.

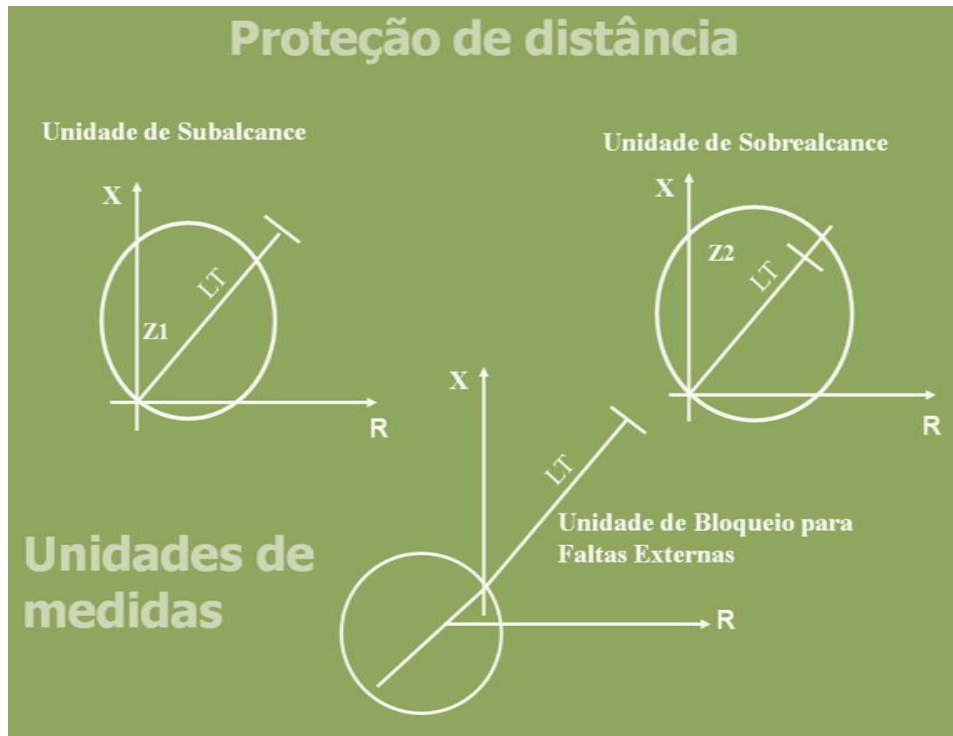


Figura 3.8. Unidades de Distância tipo MHO

O diagrama simplificado do esquema POTT é mostrado na Figura 3.9. Para que haja um desligamento da linha de transmissão, são necessários uma partida de unidade de sobrealcance e o recebimento de sinal do terminal remoto.

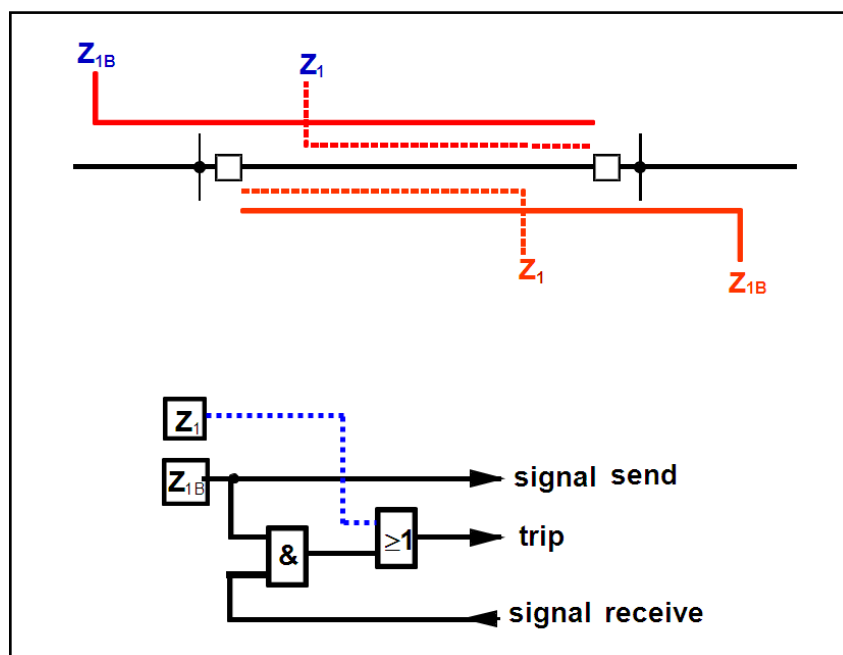


Figura 3.9. Esquema de Teleproteção POTT

3.6 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesse capítulo foram apresentados alguns conceitos considerados importantes para uma melhor compreensão da proposta dessa dissertação.

Não há dúvida que as variações de tensão de curta duração, sobretudo os afundamentos de tensão, são extremamente prejudiciais ao sistema elétrico e seus efeitos têm consequências severas para os consumidores.

Adicionalmente, foram apresentados alguns tópicos sobre proteção e linhas de transmissão e salientada a importância e necessidade de tempos de eliminação reduzidos, com o objetivo de reduzir os efeitos dos AMTs.

No próprio capítulo são propostos novos critérios para análise de desempenho de linhas de transmissão.

- CAPÍTULO 4 -

4 - PROPOSTAS DE NOVOS CRITÉRIOS PARA AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO

4.1 - INTRODUÇÃO

No segundo capítulo foi abordado o desempenho de linhas de transmissão e alguns dos critérios previstos na regulação do setor elétrico ou, tradicionalmente, utilizados nas grandes empresas do setor elétrico. Também pôde ser visto que esses critérios não consideram o real impacto do desempenho dessas linhas na operação do SIN, sob o ponto de vista de perda de carga devido a afundamentos de tensão.

Naquele capítulo os curtos-circuitos mais comuns e suas principais causas foram também explorados com o objetivo de comprovar a importância desse fenômeno.

Mais à frente, no capítulo terceiro, as variações de tensões de curta duração decorrentes dos curtos-circuitos e suas principais consequências foram apresentadas.

Este quarto apresenta outros critérios para avaliação do desempenho de LTs considerando essa relação causa-efeito para, ao final, sugerir uma proposta de fácil implementação e de controle bastante efetivo.

4.2 - AVALIAÇÃO DO IMPACTO DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

No capítulo terceiro, mais especificamente no item 3.3, foram abordados alguns efeitos e consequências dos AMTs no sistema elétrico e nos consumidores industriais.

Esses efeitos e consequências trazem dificuldades técnicas na operação do sistema elétrico, seja da concessionária ou dos consumidores. Quando da ocorrência de curtos pode-se observar os seguintes eventos:

- Afundamentos de tensão nos barramentos adjacentes;
- Perda de carga devido ao AMT e custos associados;
- Desligamento da LT;
- Religamento da LT;
- Sobretensão devido ao retorno da LT com carga no sistema em níveis inferiores ao evento;
- Efeitos da sobretensão tais como supercompensação reativa e saturação de transformadores de distribuição.

Esses problemas de sobretensão acontecem porque, após a perda de carga, ao se religar uma LT os dispositivos de controle de tensão, como os comutadores de tensão sob carga – LTCs, ainda não tiveram tempo suficiente para atuar e reduzir a tensão de regime permanente nos barramentos. Em geral, esse tempo de atuação dos LTCs varia de 45 a 60 segundos.

Não bastassem todas essas dificuldades técnicas e operativas, há um prejuízo financeiro elevado, tanto nas concessionárias quanto para os consumidores industriais, causado pela ocorrência dos afundamentos de tensão.

No entanto, existem várias dificuldades envolvendo a obtenção dos custos devido à ocorrência de um afundamento de tensão: a dificuldade da medição do número de afundamentos por ano que sensibiliza cada consumidor e conseqüente desligamento dos mesmos; a utilização de um custo fixo por evento ou proporcional à energia não suprida durante o tempo que o consumidor permanece desligado; a utilização de custos devido a interrupções de curta duração para retratar o custo de AMTs; quantificação do custo dos consumidores; a dificuldade da utilização de dados de outras pesquisas.

A dificuldade de medições do número de eventos presenciado por cada consumidor ocorre devido à aleatoriedade de ocorrência dos AMTs. A obtenção de dados por meio de medições demanda extensos períodos de monitoramento a fim de se obter dados estatísticos confiáveis, como ilustra a Tabela 4.1, obtida de [1].

Tabela 4.1 - Período mínimo de monitoramento e precisão desejada.

| Frequência de ocorrência do AMT | Precisão de 50% | Precisão de 90% |
|--|------------------------|------------------------|
| 1 por dia | 2 semanas | 1 ano |
| 1 por semana | 4 meses | 7 anos |
| 1 por mês | 1 ano | 30 anos |
| 1 por ano | 16 anos | 400 anos |

Outro problema comum encontrado nas medições é a aleatoriedade no comportamento das cargas frente à ocorrência de AMTs. A conexão dos equipamentos sensíveis entre si para a composição do processo industrial também é uma importante fonte de incerteza nessas análises. Um processo industrial pode ter uma infinidade de arranjos dos equipamentos que o compõe. Cada arranjo diferente pode resultar em uma sensibilidade diferente para o processo.

Como exemplo da aleatoriedade do comportamento das cargas, a tabela 4.2 apresenta áreas industriais de uma grande siderúrgica, afetadas durante o ano de 2006 pelos AMTs:

Tabela 4.2 - Áreas industriais afetadas em grande siderúrgica em 2006

| | |
|--|----------|
| Sinterização n° 3 | 16 vezes |
| Decapagem e Laminação de Tiras a Frio Contínua | 14 vezes |
| Centro de Energia/Controle de Demanda | 11 vezes |
| Linha de Galvanização Eletrolítica | 9 vezes |
| Laminação de Tiras a Quente | 7 vezes |
| Linha de Galvanização por Imersão a Quente | 6 vezes |
| Limpeza Eletrolítica, Recozimento e Encruamento Contínuo | 6 vezes |
| Sinterização n° 1 | 6 vezes |
| Sinterização n° 2 | 6 vezes |
| Laminação de Chapas Grossas | 5 vezes |

Outra grande dificuldade se refere à forma utilizada para definir o custo das perdas de produção decorrente dos AMTs, que pode ser um valor fixo por evento, como pode ser visto na Tabela 4.3, ou ainda um valor proporcional à energia não consumida devido à ocorrência de AMTs.

Tabela 4.3 Custo de um simples afundamento para consumidores na Finlândia [2]

| Categoria do consumidor | Custo por afundamento (Euro) |
|--------------------------------|-------------------------------------|
| Doméstico | 1,00 |
| Agricultura | 1,00 |
| Industrial | 1060,00 |
| Comercial | 170,00 |
| Público | 130,00 |

A obtenção dos custos devido a AMTs é geralmente realizada através de pesquisas diretas com os consumidores. No entanto, essas pesquisas são normalmente dificultadas devido à falta de informações confiáveis sobre os custos dos consumidores que, muitas vezes, podem também sobreestimar o valor do custo para justificar, para as concessionárias, melhorias no sistema elétrico.

Outro problema é a falta de dados disponíveis para as indústrias calcularem o valor do custo de interrupção de processos. Isto se verifica, principalmente, para os custos indiretos como, por exemplo, a redução de vida útil de equipamentos.

Sabe-se também que a utilização de dados de outras pesquisas pode não refletir a realidade do país ou da região em estudo, como pode ser visto na Tabela 4.4. Neste caso, apesar de os dados serem de custos de interrupções, a discrepância de valores é considerável e com isso pode-se concluir que se devem tomar cuidados na utilização de dados de outros países para retratar os custos decorrentes de AMTs no Brasil.

Tabela 4.4 - Custo de interrupção de 1 hora em diferentes países (US\$/kWh) [2]

| País | Residencial | Comercial | Industrial |
|-------------|--------------------|------------------|-------------------|
| Brasil | 1,11 | 4,36 | 0,95 |
| USA | 0,50 | 7,00 | 6,00 |
| Canadá | 0,38 | 13,15 | 12,70 |

4.3 - AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO ATRAVÉS DO NÚMERO ABSOLUTO DE CURTOS-CIRCUITOS

A análise do desempenho de linhas de transmissão através da classificação pelo número absoluto de curtos-circuitos é o modo mais simples de obtenção de um *ranking* das linhas de melhor qualidade, considerando o ponto de vista da operação e os aspectos de qualidade de energia.

Até 2009, era esse o critério utilizado pela Cemig GT e que considerava apenas o número total de ocorrências de curtos-circuitos em cada linha de transmissão.

É evidente que esse critério não estabelece nenhuma avaliação referente à severidade desses eventos sobre os consumidores e considerando os impactos na curva de carga do sistema elétrico e muito menos os custos decorrentes das perdas de produção dos consumidores.

Como exemplo de aplicação desse critério, uma linha de transmissão que teve, durante determinado período, um total de 30 curtos-circuitos é considerada de desempenho inferior ao de uma linha que teve, no mesmo período, um total de 10 curtos-circuitos.

Frente a esta limitação, são propostos novos critérios que levem em conta a severidade do impacto sobre os consumidores considerando:

- Severidade dos tipos de falta;
- Impacto na curva de carga;

Apesar de sempre ter sido utilizado na maioria das empresas, esse critério não reflete bem o real desempenho das linhas de transmissão. Foi visto no capítulo segundo, que os curtos-circuitos monofásicos são aqueles que mais ocorrem no sistema elétrico e correspondem a mais de 80% do total de faltas no sistema elétrico. No entanto, LTs com número elevado de curtos-circuitos monofásicos, tradicionalmente consideradas como de pior desempenho, não têm sido aquelas responsáveis pelos maiores eventos de perda de carga ou reclamação de consumidores.

4.4 - AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO UTILIZANDO PONDERAÇÃO PELOS TIPOS DE CURTOS-CIRCUITOS

A ponderação, de acordo com os tipos de falta, tem o objetivo de relacionar a quantidade dos defeitos com a severidade associada a cada um. Partindo desse pressuposto, os curtos-circuitos trifásicos, considerados mais severos, possuem um peso ou fator de ponderação maior que o daqueles menos severos, tais como os curtos-circuitos fase-terra.

A título de ilustração, as Figuras 4.1, 4.2 e 4.3 apresentam, respectivamente, registros de curtos-circuitos fase-terra, bifásico-terra e trifásicos ocorridos no mesmo ponto elétrico. Imediatamente após esses curtos-circuitos, verificou-se a curva de carga do sistema elétrico da área Minas.

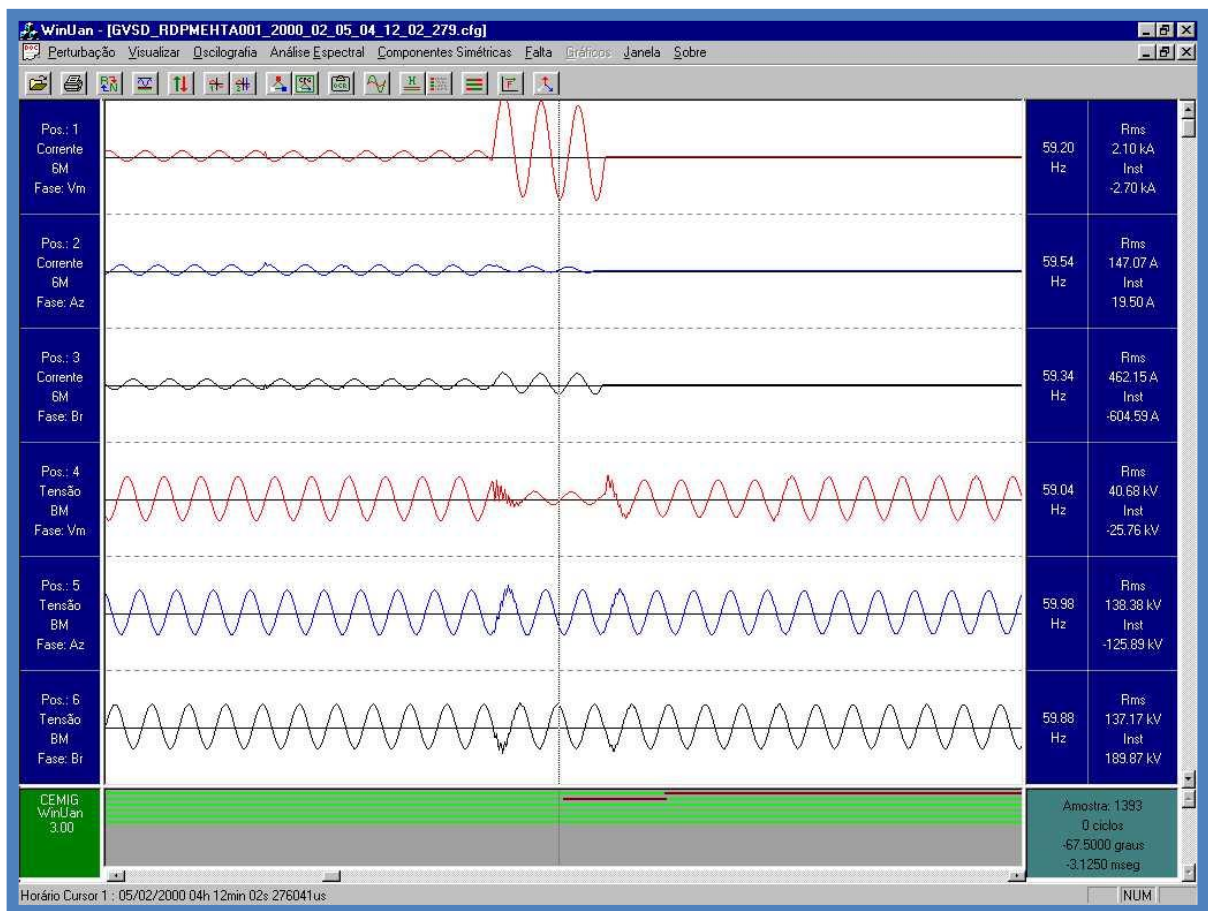


Figura 4.1 - Curto-circuito fase-terra : sem impacto na curva de carga

O impacto do curto-circuito fase-terra praticamente não existiu. Não foi possível identificar variações nas curvas de carga e também não foram registradas reclamações de consumidores.

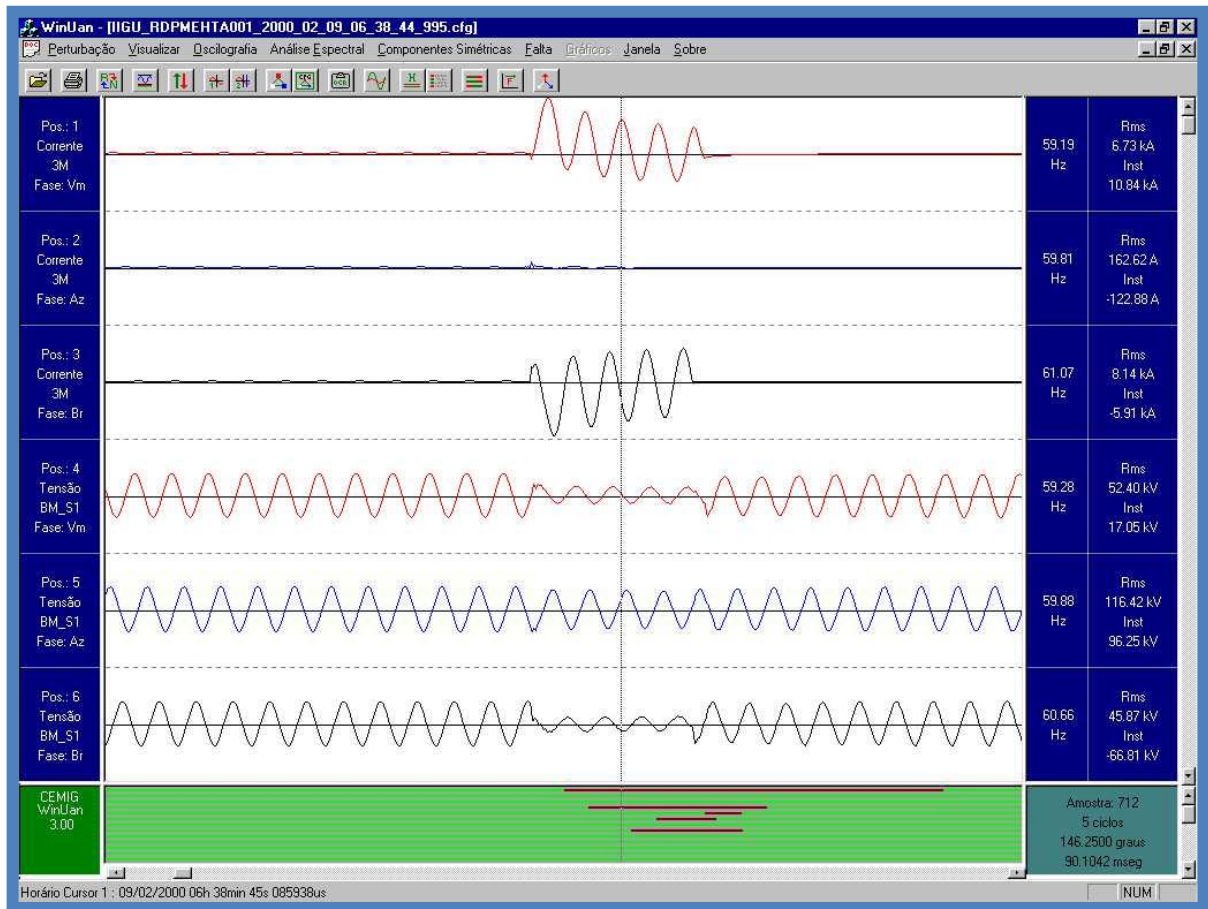


Figura 4.2 - Curto-circuito bifásico : 310 MW de perda de carga

Após o curto-circuito bifásico-terra, houve grande variação na curva de carga, sendo identificada uma perda instantânea de 310 MW.

Em se tratando do curto-circuito trifásico, o impacto foi ainda maior com perda instantânea de 400 MW. Também foi grande o número de fax e emails recebidos de consumidores industriais, solicitando informações sobre a ocorrência no sistema.

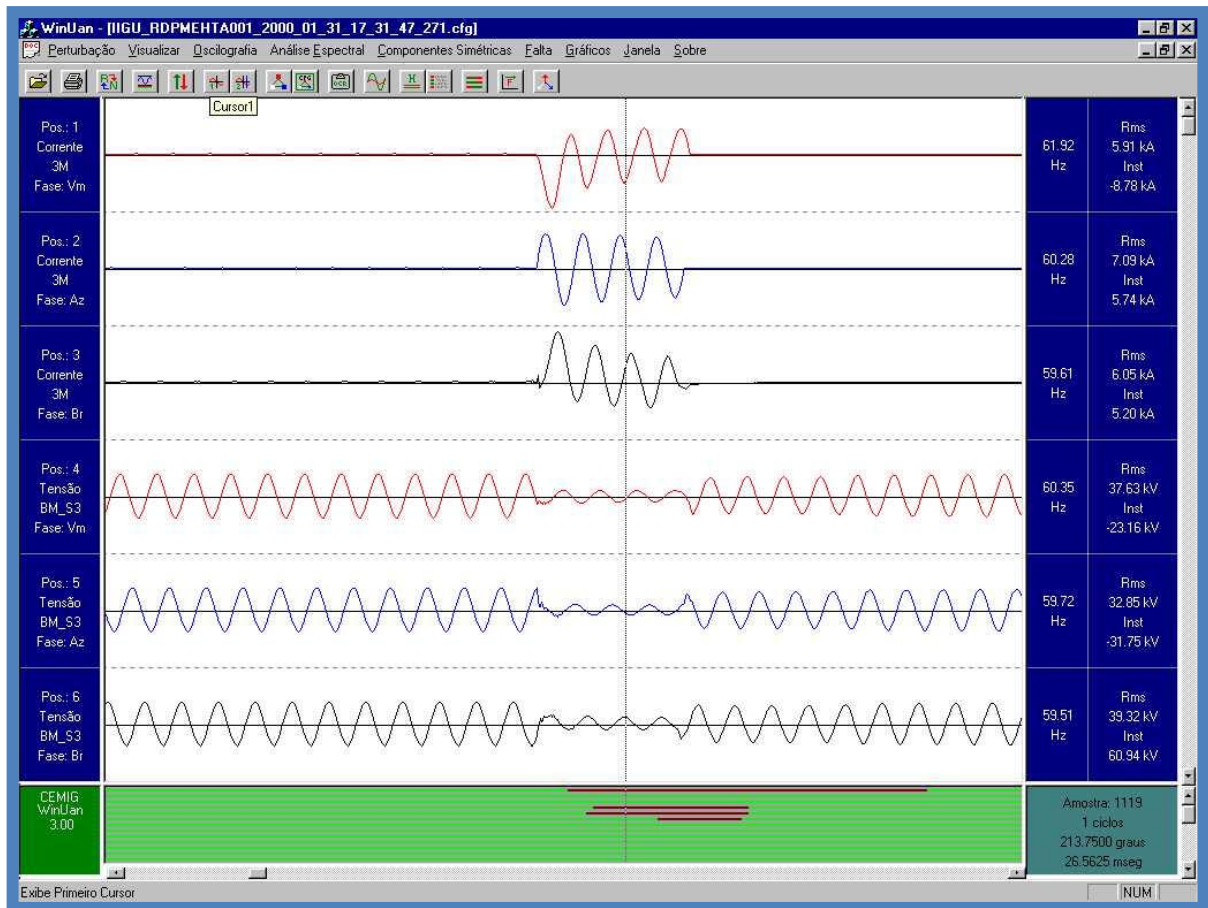


Figura 4.3 - Curto-circuito trifásico: 400 MW de perda de carga

Esses fatores de severidade para cada tipo de curto-circuito podem ser diferentes para cada empresa ou região e, a título de exemplo, são propostos para cada tipo de falta os seguintes:

- Faltas fase-terra = 1;
- Faltas bifásicas = 3;
- Faltas trifásicas = 6.

Dessa forma, uma linha que teve 30 faltas fase-terra teria uma nota igual a 30 (30 x 1) enquanto outra linha, com registro de 10 curtos trifásicos, teria nota 60 (10 x 6) sendo, portanto, de pior desempenho que a primeira.

Linha 1 : 30 curtos-circuitos fase-terra com peso 1 = 30

Linha 2: 10 curtos-circuitos trifásicos com peso 6 = 60

Evidentemente, o estabelecimento dos fatores de ponderação não é trivial e necessita de avaliações de especialistas de cada empresa.

Uma grande vantagem desse critério é a sua facilidade de aplicação, não sendo necessárias análises aprofundadas da curva de carga. Essa característica permite que qualquer empresa, inclusive aquelas que não possuem consumidores industriais ligados às suas subestações, possa implementá-lo facilmente, bastando incluir no banco de dados de curtos-circuitos um novo campo com o peso definido para cada tipo de evento.

4.5 - AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO UTILIZANDO O IMPACTO NA CURVA DE CARGA

Outra forma de avaliar o desempenho das linhas de transmissão, proposta neste trabalho, é considerar o impacto dos afundamentos de tensão na curva de carga do sistema. Nesse caso, podem ser considerados valores instantâneos, valores médios ou valores integralizados, tais como apresentados abaixo:

- Perda de carga instantânea

A perda de carga instantânea corresponde à uma subita redução na curva de carga verificada no sistema, causada pelo desligamento dos consumidores sensíveis a AMT. Na Figura 4.4, observa-se uma perda instantânea de 240 MW, estimada através da comparação entre a curva de carga medida e a curva esperada.



Figura 4.4 - Perda Instantânea de carga

- Perda de carga média

A curva de carga do sistema elétrico é motivo de estudos minuciosos pelos especialistas no intuito de se estimar o real consumo ao longo do dia. Essa previsão é necessária para um efetivo controle de tensão, para definição do total de geração e da reserva girante do SIN.

Cada dia da semana, seja dia útil, sábado, domingo ou feriado, tem sua previsão de carga e, através de aplicativos computacionais, essas curvas são inseridas nos Sistemas de Supervisão e Controle Distribuído – SSCD dos Centros de Operação.

Com base nessa previsão feita de minuto a minuto, é possível determinar a perda de carga média após a ocorrência de um AMT.

A duração da perda de carga é o tempo que a curva leva para retomar o seu comportamento normal esperado.

- Energia não suprida

De uma forma bem simples e derivada dos itens anteriores, é possível determinar a energia não suprida, em decorrência de um AMT tal como mostrado na Figura 4.5.



Figura 4.5 - Energia não suprida

Tomando como referência a Figura 4.5 a energia não-suprida – ENS não é nada mais que a área indicada. De forma a simplificar seu cálculo, pode ser aproximada pelo produto da perda de carga média pela duração, de acordo com a equação 4.1:

$$ENS = \Delta P_m \cdot \Delta t \quad (4.1)$$

Onde: ΔP_m é a perda de carga média e Δt é a duração dessa perda, determinada de acordo com a previsão de curva feita antes da ocorrência do AMT.

4.6 - AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO UTILIZANDO UM INDICADOR COMBINADO

Levando-se em conta uma combinação dos diversos índices, outras formas de classificação também podem ser estabelecidas [18].

Para tentar estabelecer um único Indicador para o Desempenho de cada Linha - IDL, uma combinação dos índices anteriormente apresentados é proposta, estabelecendo um fator de ponderação para cada um deles, conforme apresentado na equação 4.2:

$$IDL = \sum_{i=1}^5 f_i \cdot p_i \quad (4.2)$$

Onde: IDL é o indicador combinado, f_i é o fator de ponderação do indicador i e p_i é a pontuação da linha segundo esta mesma classificação i .

Como exemplo de classificação utilizando esse critério, para cada índice anteriormente proposto, pode-se atribuir 5 pontos para a linha de transmissão com a primeira colocação em cada indicador, 4 pontos para a segunda, 3 pontos para a terceira e assim até a quinta colocada que receberá 1. O fator de ponderação de cada índice pode, inicialmente, ter o mesmo valor para todos os critérios, ou seja, ser igual a 1. No entanto, nada impede que algum critério considerado mais relevante pela empresa tenha um valor diferente dos demais, assim como a pontuação das linhas dentro de cada índice receba valores diferentes dos ilustrados acima.

É importante ressaltar que a escolha desses fatores de ponderação não é trivial e deve ser analisada detalhadamente em cada aplicação. A *expertise* dos profissionais de cada empresa é imprescindível para definição desses fatores.

4.7 - CONCLUSÕES

Neste capítulo foram apresentadas novas formas de avaliação de desempenho de linhas de transmissão, algumas delas considerando o real efeito dos AMTs na curva de carga do sistema.

O impacto na curva de carga do sistema elétrico é considerado um dos fatores mais importantes na análise de desempenho, em se tratando de QEE.

O desempenho levando em conta apenas o número absoluto de desligamentos em uma LT não reflete os impactos na curva de carga.

A ponderação dos tipos de curto-circuito se mostra mais simples e, na falta de medições precisas da curva de carga, pode ser uma das melhores alternativas.

Dependendo do sistema elétrico em estudo e do tipo da carga dos consumidores, os valores de potência e energia são também uma alternativa importante que deve ser considerada na avaliação do desempenho de linhas de transmissão.

Um índice mais completo de avaliação de desempenho pode ser obtido através da combinação dos índices de curto-circuito e de perdas de carga. O IDL, no entanto, é de mais difícil obtenção e requer uma experiência maior por parte dos engenheiros responsáveis por sua definição.

No quinto capítulo, as propostas de análise de desempenho descritas nessa parte do trabalho são aplicadas ao sistema de transmissão da Cemig GT.

- CAPÍTULO 5 -

5 - ESTUDO DE CASO – SISTEMA DE TRANSMISSÃO DA CEMIG GT

5.1 - INTRODUÇÃO

A Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig é um dos maiores e mais sólidos grupos empresariais do setor energético brasileiro. São mais de 6,5 milhões de consumidores atendidos com atuação em 19 estados brasileiros e no Chile, através dos negócios de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, comercialização de energia, exploração e distribuição de gás natural, eficiência energética, transferência de dados no setor de telecomunicações e também soluções energéticas. A Figura 5.1 apresenta todas essas áreas de atuação da empresa.

Controlada por uma *holding*, as suas subsidiárias principais são a Cemig Distribuição e a Cemig Geração e Transmissão – Cemig GT, sendo essa última a detentora do sistema elétrico estudado nessa dissertação.

Nos últimos anos a Cemig GT passou de 7ª para 3ª maior concessionária de geração e transmissão do Brasil, com capacidade instalada de 6.754 MW e 7.506 km de linhas de transmissão, marca atingida com a aquisição, em 2009, do controle acionário da Transmissora Aliança de Energia Elétrica – Taesa.

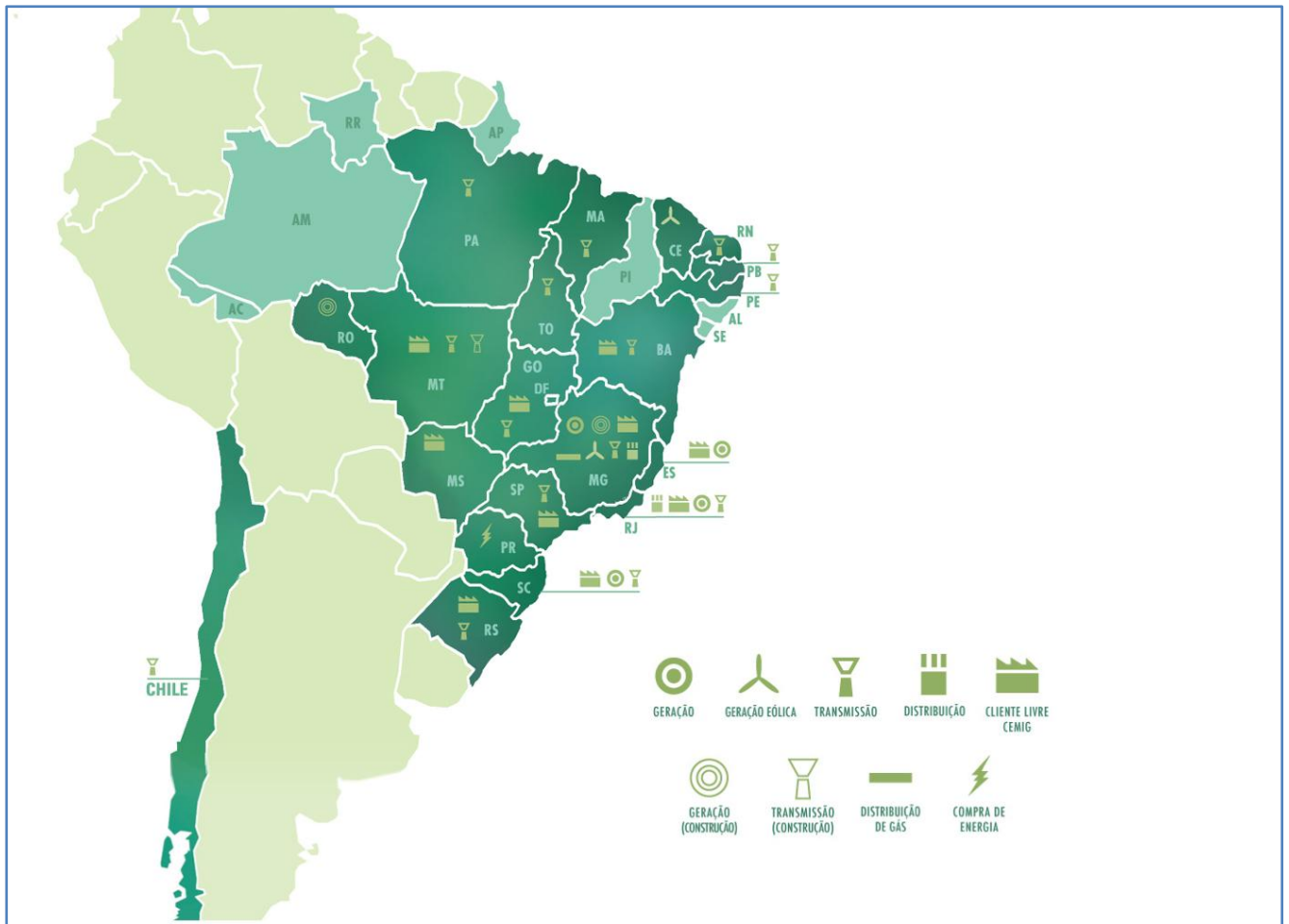


Figura 5.1 - Área de atuação da Cemig

A empresa comercializa 8,8% da energia consumida pelo SIN e suas linhas de transmissão principais estão nas tensões de 230, 345 e 500 kV. Além disso, uma extensa malha de linhas de transmissão de 138 kV parte das subestações de 138 kV da Cemig GT para atendimento às cargas da Distribuição.

Esse conjunto de linhas de transmissão demanda, cada vez mais, critérios e ferramentas de análise sempre atualizados e que permitam, no menor tempo possível, identificar ações necessárias para que não haja queda no seu desempenho.

Neste capítulo são apresentados os resultados da aplicação dos critérios descritos no capítulo anterior ao sistema elétrico da Cemig GT, mostrado na Figura 5.2

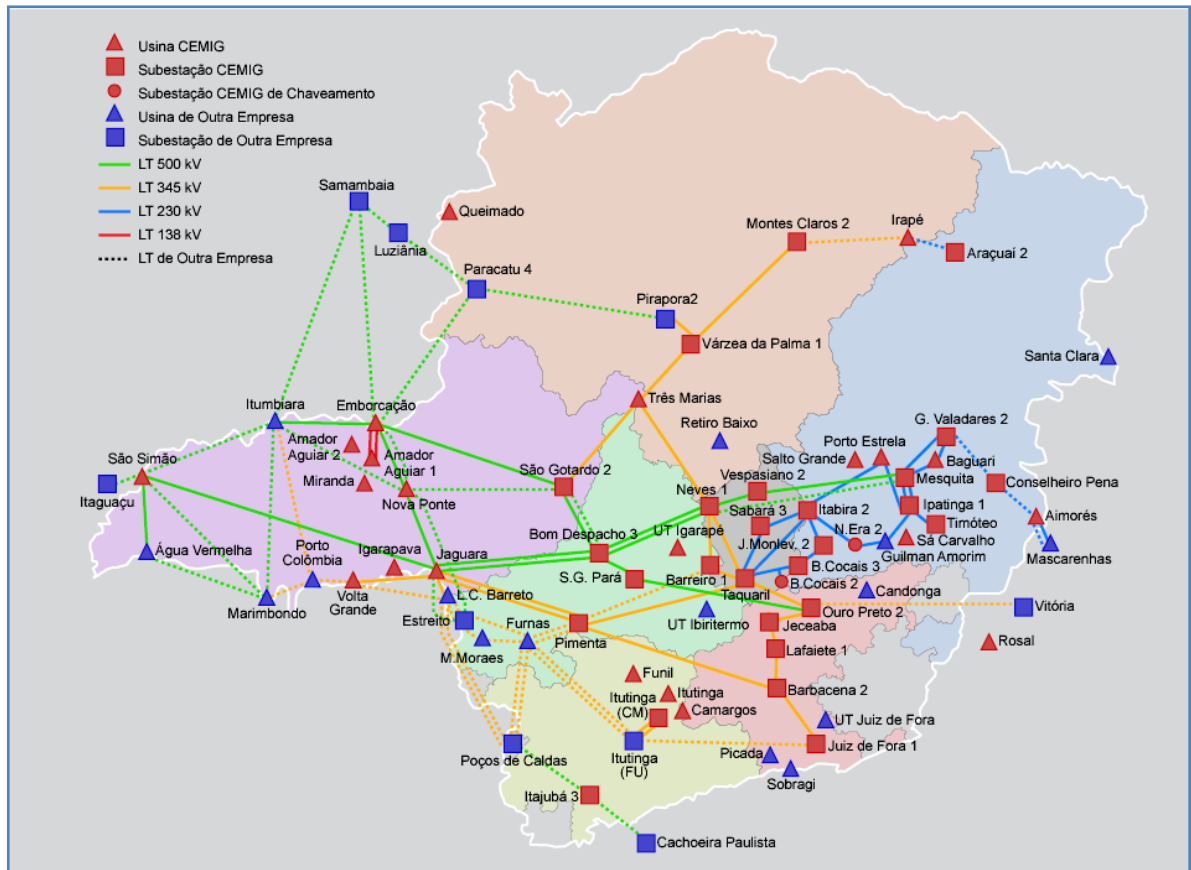


Figura 5.2 - Sistema de Transmissão da Cemig GT

5.2 - A REDE DE OSCILOGRAFIA - SAPNET®

Para que se possa monitorar detalhadamente o que acontece nas subestações durante um evento de curta duração, são instalados registradores que funcionam, fazendo um paralelo com a aviação, como verdadeiras caixas-pretas.

Para os eventos de longa duração são utilizadas as Unidades Terminais Remotas – UTR ou, em inglês, *Remote Terminal Unit* – RTU e para os eventos de curta duração, no quais se incluem os curtos-circuitos, os equipamentos adequados são os Registradores Digitais de Perturbação – RDP. Esses equipamentos computadorizados registram continuamente grandezas analógicas como tensões e correntes nas linhas e também grandezas digitais tais como estado de disjuntores e atuação de relés de proteção.

A taxa de amostragem desses equipamentos é superior a 32 amostras por ciclo e, para evitar que sejam gerados arquivos de gravação muito grandes, somente são registradas as situações consideradas anormais na subestação. Essas condições podem ser facilmente

identificada pela violação de limites nos canais analógicos ou pela mudança de estados de disjuntores e atuação de relés de proteção.

Após identificar essas condições anormais, o RDP grava em um arquivo as condições do sistema antes, durante e depois do evento. Esses três períodos são geralmente denominados pré-falta, falta e pós falta quando se tratam de curtos-circuitos.

Como o número de RDPs é elevado, foi criado pela Cemig GT o Sistema de Análise de Perturbações – Sapnet®. Trata-se de um aplicativo computacional para acesso e gerenciamento de dados e que permite a análise, identificação e localização dos curtos-circuitos ocorridos no sistema elétrico da empresa, bem como as variações de tensão resultantes desses eventos.

Os dados são transmitidos automática e remotamente para os servidores localizados na sede da empresa, onde é feita a análise das perturbações e atuações dos sistemas de proteção das subestações e usinas da Cemig GT.

Existe um processo de varredura automática onde é realizada uma comunicação via rede corporativa com as subestações e usinas, buscando os arquivos porventura gravados no disco rígido do RDP. Também há como se efetuar um acesso aos RDP a qualquer instante, através da opção manual.

A Figura 5.3 apresenta, de forma simplificada, a rede de registradores instalada no sistema de transmissão da Cemig GT.

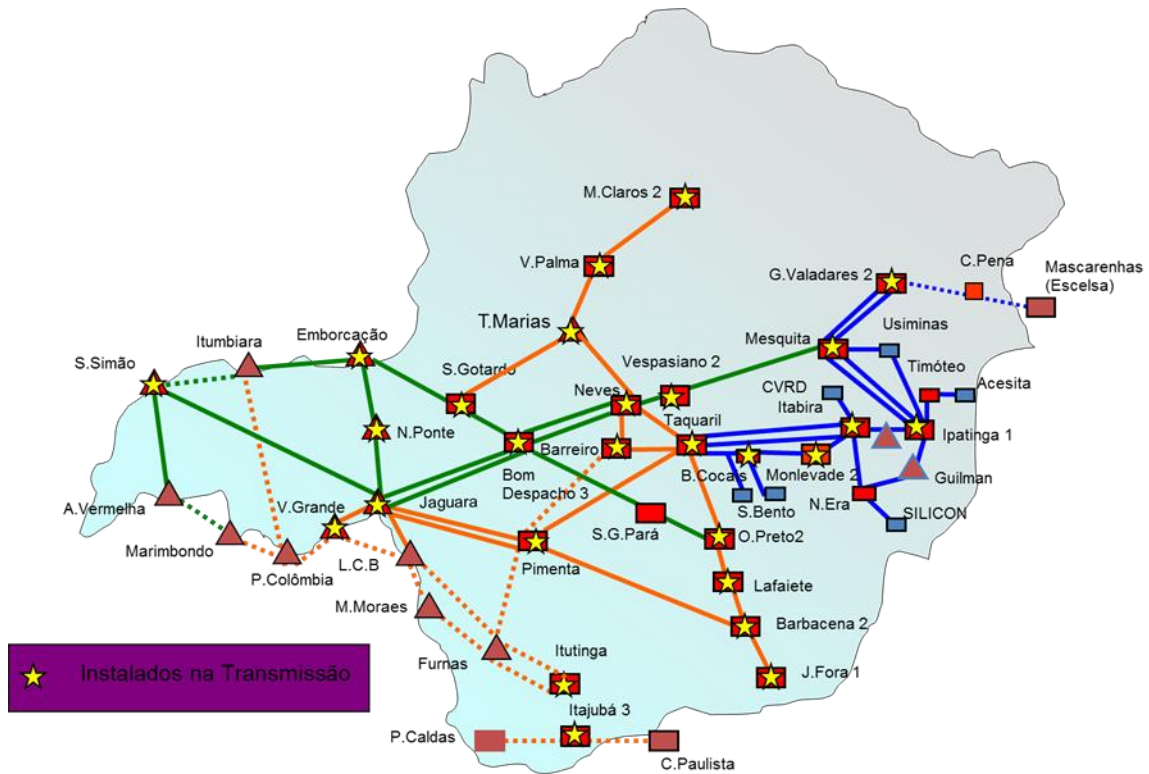


Figura 5.3 - Rede de Oscilografia da Cemig GT

Anualmente, milhares de registros são gerados nas subestações e usinas da Cemig GT e através da Sapnet® é feito o gerenciamento de toda essa massa de dados, resultando em informações de qualidade para diversas áreas da empresa.

Além do gerenciamento da comunicação com os RDPs e o gerenciamento da base de dados, a Sapnet® possui diversos outros recursos tais como:

- Análise espectral das formas de onda;
- Decomposição dos fasores originais em componentes simétricas;
- Lista de eventos;
- Localização de faltas nas linhas de transmissão.

Para a localização de faltas, a Sapnet® utiliza o algoritmo básico desenvolvido por A. Wiszniewski em 1983 [19] com aperfeiçoamentos desenvolvidos por T. Takagi [20] e em outros projetos de P&D da Cemig GT [21].

5.3 - APLICAÇÃO DOS CRITÉRIOS NO SISTEMA ELÉTRICO DA CEMIG GT

Inicialmente, para que fosse possível aplicar a proposta de novos critérios para a avaliação do desempenho de linhas de transmissão no sistema de transmissão da Cemig GT, foi estabelecida uma metodologia para a obtenção de dados para que, em seguida, fossem executadas as análises e tratamentos desses dados.

Para definição da abrangência de aplicação dos critérios, dentro da proposta do projeto de P&D, foi estabelecido que o horizonte de análise fosse o período compreendido entre os anos de 2004 a 2007. Com base nos resultados obtidos nesses 4 primeiros anos, uma análise simplificada, utilizando apenas os fatores de severidade dos curtos-circuitos, foi feita para o período entre 2008 e 2010, perfazendo um total de 7 anos de observação [22] a [35].

Outra questão importante referiu-se à definição do sistema elétrico a ser estudado. Como a Cemig GT possui apenas linhas de transmissão com níveis de tensão maiores ou iguais que 230 kV, foi necessária a inclusão de alguns trechos de linhas de transmissão de 138 kV. A tabela 5.1 apresenta a extensão das LTs consideradas.

Tabela 5.1 - Extensão das LTs consideradas

| Tensão (kV) | Comprimento (km) |
|--------------------|-------------------------|
| 138 | 5110 |
| 230 | 1022 |
| 345 | 2490 |
| 500 | 2845 |
| Total | 11468 |

Para a definição do limite desses trechos, foram consideradas as LTs até os barramentos das subestações de distribuição de primeira vizinhança da rede básica e foram analisados os seguintes itens:

- Diagramas unifilares das subestações;
- Diagrama das malhas regionais de distribuição;
- Bases de dados dos programas de simulação de curto-circuito.

No total, foi analisado o desempenho de 113 linhas de transmissão compreendendo os níveis de tensão de 138 kV a 500 kV, em um total de mais de 11 mil quilômetros.

Após a definição do período de análise e também da abrangência da rede, foi realizado através da Sapnet®, um levantamento de todos os curtos-circuitos na base de dados da Cemig GT.

Então, para cada curto-circuito registrado, foram obtidas as respectivas características:

- Data e hora do evento;
- RDP e o respectivo canal que foi disparado;
- Comprimento da linha de transmissão sob falta;
- Tipo de curto-circuito;
- Resistência de falta;
- Causa provável do curto-circuito;
- Localização do curto-circuito.

De forma a completar as informações necessárias para a elaboração dos trabalhos, a equipe do Centro de Operação do Sistema, responsável pela análise da carga na área da Cemig GT executou o trabalho de quantificação da variação nas curvas de carga do sistema, causada pelos AMTs decorrentes dos curtos-circuitos registrados.

O apoio da equipe do COS foi imprescindível para que fosse possível distinguir entre as variações normais de carga do sistema e aquelas variações súbitas e inesperadas, decorrentes de AMTs. Dessa forma, para cada curto-circuito identificado, foram associados valores para a perda de carga instantânea, perda média e duração desta perda média.

Em razão de algumas falhas na sincronização por GPS dos horários de alguns registradores, houve dificuldades nessa tarefa de associação. As diferenças encontradas entre os relógios variaram desde alguns milésimos de segundos até algumas horas. Após a associação dos registros com cada ocorrência de origem, os arquivos Comtrade foram processados, de forma a calcular os valores eficazes das tensões.

Em seguida, foi utilizado o procedimento de agregação de fases, que consiste em atribuir o par de parâmetros amplitude e duração a cada afundamento de tensão, independentemente do número de fases afetadas. A fase crítica é aquela que apresenta menos amplitude e a duração do evento está associada ao tempo pelo qual essa fase crítica permanece abaixo de 0,90 p.u..

É importante lembrar que as linhas de transmissão são dotadas de esquemas de religamento automático o que garante, depois de um curto-circuito, uma tentativa de retorno da LT à operação após um período de tempo morto. Esse tempo pode variar de 0,8 a 5,0 segundos, dependendo do nível de tensão da LT e, na maior parte das vezes o religamento ocorre com sucesso. No entanto, para alguns tipos de falta, é possível que haja novo curto-circuito durante essa tentativa.

Conseqüentemente, a contabilização de todos os eventos, leva a um erro estatístico na avaliação do desempenho do suprimento da concessionária, superestimando o número de ocorrências de afundamentos de tensão.

Uma das formas para evitar esse problema de superestimação é a utilização da agregação temporal com uma janela de tempo pré-definida, ou seja, a partir da ocorrência do primeiro evento, todos os que o sucederem dentro daquele intervalo de tempo pré-estabelecido serão considerados como um mesmo evento. Esse intervalo de tempo pode ser escolhido arbitrariamente mas a norma IEEE 1159-1995 [8] recomenda o intervalo de um minuto, o que garante que os religamentos não satisfatórios sejam desconsiderados.

Um evento agregado representa o conjunto de todos os registros associados à ocorrência de um curto-circuito no sistema elétrico, sintetizando as informações da série de registros em um único conjunto de características, tais como intensidade e duração.

O último tratamento dado aos registros foi o cálculo de alguns indicadores para a severidade das ocorrências. Além dos indicadores perda de carga instantânea, perda média e duração, foram acrescentados a energia não-suprida – ENS durante a recuperação dos processos dos consumidores e os custos associados a essa interrupção dos processos industriais.

Em função da impossibilidade de se realizar uma pesquisa para determinar o custo dos consumidores devido a afundamentos, foi utilizado o custo de interrupção de curta duração de uma pesquisa realizada na Cemig GT em 1993, cujo valor foi de 2.800 US\$/MWh.

A utilização do custo de interrupção para retratar o afundamento foi justificada devido à particularidade das interrupções de curta duração ser um afundamento muito severo onde a tensão reduz a valores inferiores a 0,1 p.u. Foi adotado, portanto, neste trabalho o custo de um afundamento como sendo igual ao de uma interrupção de curta duração.

5.4 - RESULTADOS DE MONITORAÇÃO DE AMTs DECORRENTES DE CURTOS-CIRCUITOS

Para o período inicial entre 2004 e 2007, houve um número expressivo de curtos e de registros de AMTs, conforme mostrado na tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Número de curtos-circuitos e AMTs

| Ano | Número de faltas | Número de AMTs registrados |
|--------------|------------------|----------------------------|
| 2004 | 193 | 508 |
| 2005 | 194 | 848 |
| 2006 | 191 | 711 |
| 2007 | 199 | 547 |
| Total | 777 | 2.614 |

Uma constatação importante da tabela 5.2 é que o número registrado de AMTs é cerca de 4 vezes maior porque, para cada curto-circuito, o AMT resultante pode ser registrado em mais de uma subestação, aumentando a abrangência do impacto sobre consumidores sensíveis.

A Figura 5.4 mostra uma tela da Sapnet® com o registro típico de curto-circuito ocorrido em uma das linhas de transmissão monitoradas.

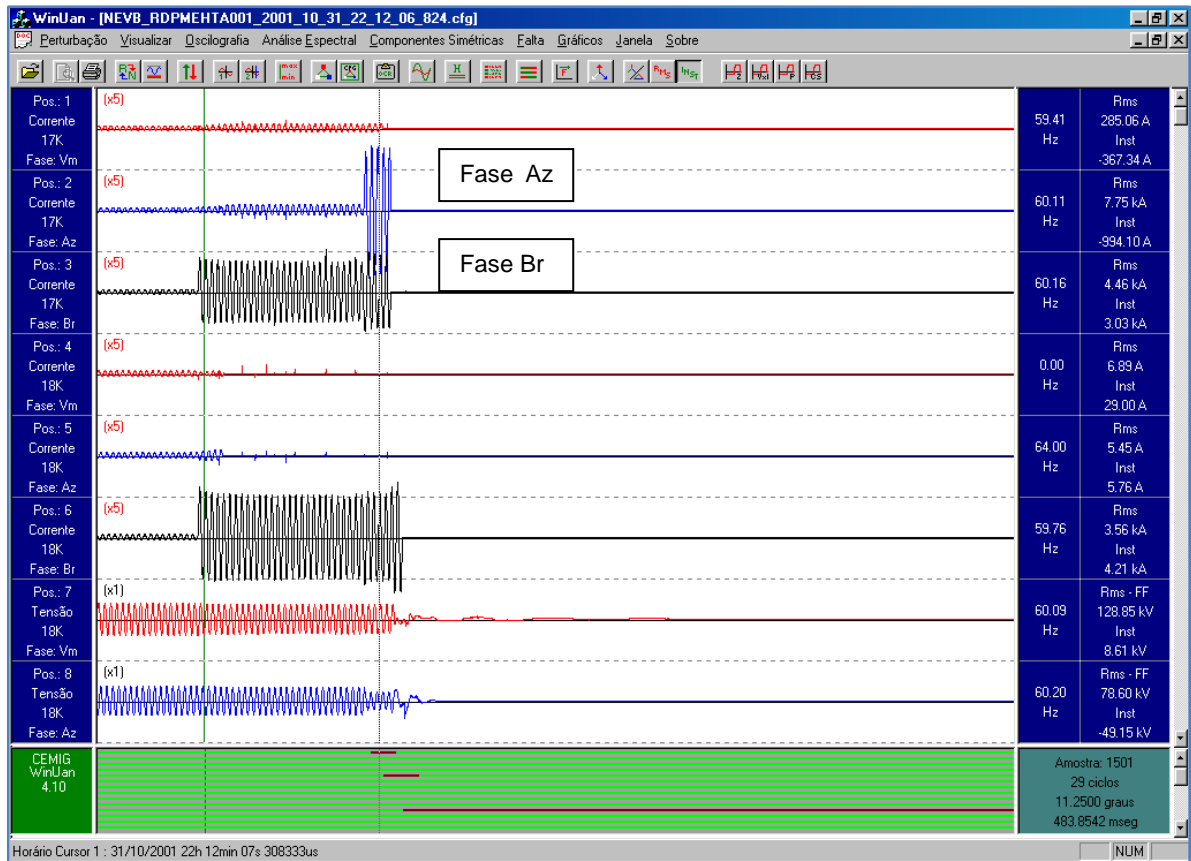


Figura 5.4 - Registro de um curto-circuito bifásico em LT de circuito duplo da Cemig GT

Do total de 777 curtos-circuitos registrados, a tabela 5.3 mostra que 189 ou 24,3% causaram perda de carga no sistema em decorrência dos AMTs associados.

Tabela 5.3 - Número de eventos com perda de carga

| Ano | Número de curtos-circuitos | Eventos com perda de carga | Percentual de eventos com perda de carga |
|--------------|-----------------------------------|-----------------------------------|---|
| 2004 | 193 | 37 | 19,2 % |
| 2005 | 194 | 44 | 22,7 % |
| 2006 | 191 | 52 | 27,2 % |
| 2007 | 199 | 56 | 28,1 % |
| Total | 777 | 189 | 24,3 % |

5.5 - ANÁLISE DOS RESULTADOS

O desempenho de cada linha de transmissão foi analisado de acordo os critérios apresentados no capítulo quatro, ou seja, com base no número total de faltas, nos tipos de falta, nas perdas de carga instantânea e média e também na energia não-suprida. Por motivos de confidencialidade das informações, as LTs tiveram seus nomes substituídos por números.

As dez linhas com maior número de eventos estão apresentadas na tabela 5.4. A linha L72, de 500 kV, é a que apresenta maior ocorrência de curto-circuitos registrados pelos RDPs, sendo um total de 64 eventos no período considerado.

Tabela 5.4 - Desempenho conforme número total de eventos

| Nome da Linha de Transmissão | kV | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | TOTAL |
|------------------------------|-----|------|------|------|------|-------|
| L72 | 500 | 12 | 21 | 22 | 9 | 64 |
| L86 | 138 | 14 | 4 | 13 | 15 | 46 |
| L40 | 500 | 7 | 9 | 5 | 8 | 29 |
| L69 | 500 | 9 | 10 | 6 | 4 | 29 |
| L82 | 138 | 9 | 5 | 7 | 8 | 29 |
| L79 | 138 | 9 | 4 | 4 | 6 | 23 |
| L100 | 138 | 3 | 6 | 8 | 5 | 22 |
| L78 | 138 | 6 | 10 | 3 | 2 | 21 |
| L7 | 138 | 3 | 3 | 7 | 7 | 20 |
| L12 | 345 | 9 | 5 | 4 | 1 | 19 |

A análise do desempenho de acordo com ponderação do tipo de curto-circuito, como já apresentado no capítulo 4, é apresentada na tabela 5.5, onde estão listadas as dez linhas com resultados considerados piores.

Tabela 5.5 – Desempenho pelo número de eventos ponderados pelos tipos de curto-circuito

| Nome da Linha de Transmissão | kV | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | TOTAL |
|------------------------------|-----|------|------|------|------|-------|
| L86 | 138 | 32 | 11 | 17 | 35 | 95 |
| L72 | 500 | 12 | 23 | 37 | 11 | 83 |
| L100 | 138 | 5 | 19 | 28 | 19 | 71 |
| L82 | 138 | 18 | 9 | 18 | 22 | 67 |
| L78 | 138 | 15 | 29 | 8 | 6 | 58 |
| L79 | 138 | 27 | 6 | 9 | 15 | 57 |
| L108 | 138 | 10 | 6 | 31 | 2 | 49 |
| L59 | 230 | 26 | 2 | 7 | 4 | 39 |
| L14 | 138 | 13 | 16 | 0 | 7 | 36 |
| L98 | 138 | 8 | 19 | 3 | 6 | 36 |

É importante observar que a adoção de fatores de severidade para cada tipo de curto-circuito alterou, consideravelmente, a classificação das linhas. Houve inversão no topo da lista e a L86 passou a ser a LT classificada como a de pior desempenho. Outra alteração significativa foi que, das linhas de transmissão listadas na tabela 5.4, as L40, L69, L7 e L12 deixaram de figurar na tabela 5.5.

Com a saída dessas linhas, o *ranking* foi completado com a inclusão das L14, L59, L98 e L108.

Seguindo a proposta apresentada no capítulo 4, foi elaborada nova classificação, dessa vez considerando a perda de carga instantânea e os resultados estão na tabela 5.6. Para determinação dessa classificação, foram considerados apenas os eventos que causaram variações passíveis de identificação nas curvas de carga, de acordo com a análise da equipe do COS. Como resultado dessa análise, foram identificados 189 eventos, perfazendo 14% dos 777 curtos-circuitos registrados no período de análise. A classificação final de desempenho das linhas, de acordo com a perda de carga instantânea, é apresentada na tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Desempenho pela perda de carga instantânea (MW)

| Nome da Linha de Transmissão | kV | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | TOTAL |
|------------------------------|-----|------|-------|-------|------|-------|
| L86 | 138 | 410 | 66 | 270 | 95 | 1.684 |
| L78 | 138 | 112 | 871 | 369 | - | 1.479 |
| L33 | 500 | - | 1.218 | 210 | 38 | 1.466 |
| L108 | 138 | 115 | - | 1.160 | 26 | 1.434 |
| L84 | 500 | 30 | 57 | 908 | 29 | 1.056 |
| L102 | 138 | - | 280 | 261 | 275 | 816 |
| L11 | 345 | - | 381 | 404 | - | 785 |
| L110 | 230 | 97 | - | 180 | 367 | 742 |
| L34 | 500 | - | 590 | - | 71 | 661 |
| L14 | 138 | 201 | 99 | - | 130 | 648 |

A comparação dos resultados de desempenho, baseados na perda instantânea e perda média, indica uma relativa aderência entre os resultados e isso pode ser verificado na tabela 5.7, que é praticamente idêntica à anterior, apenas com uma alteração de posição entre L14 e L34.

Tabela 5.7 – Desempenho pela perda de carga média (MWmed)

| Nome da Linha de Transmissão | kV | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | TOTAL |
|------------------------------|-----|------|------|------|------|-------|
| L86 | 138 | 390 | 54 | 231 | 82 | 758 |
| L78 | 138 | 108 | 392 | 166 | - | 666 |
| L33 | 500 | - | 548 | 95 | 17 | 660 |
| L108 | 138 | 112 | - | 522 | 12 | 645 |
| L84 | 500 | 28 | 26 | 409 | 13 | 475 |
| L102 | 138 | - | 126 | 117 | 124 | 367 |
| L11 | 345 | - | 171 | 182 | - | 353 |
| L110 | 230 | 88 | - | 81 | 165 | 334 |
| L14 | 138 | 189 | 45 | - | 59 | 292 |
| L34 | 500 | - | 246 | - | 32 | 278 |

Considerando, agora, o critério de desempenho segundo a energia não-suprida, a nova classificação das linhas é apresentada na tabela 5.8. As linhas L86 e L78 deixaram o topo da tabela e agora estão em terceiro e quarto lugares.

Tabela 5.8 – Desempenho pela Energia não suprida (MWh)

| Nome da Linha de Transmissão | kV | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | TOTAL |
|------------------------------|-----|-------|-------|-------|-------|-------|
| L84 | 500 | 1,0 | 9,9 | 709,3 | 5,0 | 725,3 |
| L53 | 230 | - | - | 645,9 | - | 645,9 |
| L78 | 138 | 224,9 | 171,9 | 96,3 | - | 493,1 |
| L86 | 138 | 296,4 | 12,3 | 147,5 | 28,2 | 484,5 |
| L55 | 230 | 276 | 191,3 | - | 1,0 | 468,3 |
| L11 | 345 | - | 174,1 | 241,4 | - | 415,4 |
| L15 | 138 | - | - | 352,0 | - | 352,0 |
| L33 | 500 | - | 264 | 37,5 | 3,0 | 304,6 |
| L7 | 138 | 40,9 | 64,9 | 72,9 | 122,6 | 301,3 |
| L110 | 230 | 91,8 | - | 26,4 | 156,5 | 274,7 |

Analisando, então, os resultados das tabelas 5.2 a 5.8, é possível comprovar que considerar apenas o número total de curtos-circuitos registrados em uma linha de transmissão como o fator de decisão para se definir o melhor desempenho pode não ser a melhor decisão.

Quando são observados critérios que levam em conta o impacto de cada evento sobre as cargas dos consumidores, a classificação de desempenho das linhas pode ser consideravelmente diferente.

A apresentação dos resultados mostrou que a linha L86 possui o pior desempenho de acordo com o primeiro critério, o número total de faltas, e também aparece em segundo lugar na classificação pela ponderação dos tipos de falta. Porém, quando as variações na curva de carga são observadas, essa linha não aparece em nenhuma outra lista. Analisando as classificações de acordo com cada um dos cinco critérios, a linha L78 é a única que aparece em todas elas.

Adicionalmente o desempenho das linhas também foi estimado por grupos de linhas de acordo com a classe de tensão. Esta análise foi realizada considerando somente os eventos que causaram variações significativas nas curvas de carga. Então, as linhas foram agrupadas em 4 classes de tensão: 138, 230, 345 e 500 kV. De maneira a permitir uma comparação entre os resultados das diferentes classes de tensão, os outros indicadores foram calculados na forma de média por evento. Os resultados são apresentados na tabela 5.9.

Tabela 5.9 - Desempenho das linhas agrupadas por classe de tensão

| Classe de tensão (kV) | $\Delta P_{inst}/evento$ (MW) | $\Delta P_{média}/evento$ (MW) | $ENS/evento$ (MWh) | Número de eventos |
|------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------|--------------------------|
| 138 | 90,3 | 49,4 | 34,0 | 80 |
| 230 | 90,8 | 44,8 | 54,5 | 19 |
| 345 | 56,4 | 33,3 | 45,7 | 6 |
| 500 | 22,3 | 22,3 | 0,6 | 13 |

Outra constatação foi que o número de eventos é superior nas linhas de 138 kV, que era de se esperar devido às características das estruturas típicas desse nível de tensão.

As maiores perdas de carga instantânea $\Delta P_{inst}/evento$ e média $\Delta P_{média}/evento$ foram encontradas para as linhas de 138 kV, onde se concentra a maioria dos consumidores industriais de grande porte. Em se tratando de energia não-suprida, o maior indicador foi encontrado para as linhas de 230 kV e isso pode ser explicado pela presença de grandes siderúrgicas, onde a interrupção do processo requer elevado tempo de restabelecimento.

Como vimos nas tabelas 5.2 a 5.9, não é fácil determinar qual desses indicadores é o mais relevante para avaliar o desempenho de linhas de transmissão.

Para tentar estabelecer um único Indicador para o Desempenho de cada Linha – *IDL*, foi aplicado o procedimento apresentado no item 4.6 do Capítulo 4.

Para fins de aplicação desse procedimento, estabelece-se 5 pontos para a linha de transmissão com a primeira colocação em cada indicador, 4 pontos para a segunda e assim

por diante. Com o mesmo objetivo, todas as cinco propostas de classificação de desempenho podem receber o mesmo fator de ponderação igual a 1.

É importante ressaltar que a escolha desses fatores de ponderação foram realizados de forma arbitrária, apenas com o objetivo de avaliar a metodologia proposta. A aplicação desta agregação dos indicadores deve ser analisada detalhadamente em cada aplicação. A *expertise* dos profissionais de cada empresa é importante para definição desses fatores.

A tabela 5.10 apresenta a classificação de desempenho das linhas de transmissão, considerando somente aquelas que apareceram em, pelo menos, uma das cinco classificações segundo os indicadores individuais. São apresentados os indicadores combinados - IDL, assim como a pontuação atribuída a cada linha pela classificação dos indicadores individuais.

Tabela 5.10 - Classificação combinada do desempenho das linhas de transmissão

| Linha de transmissão | IDL | Total de eventos | Tipos de falta | ΔP_{inst} | $\Delta P_{média}$ | ENS |
|-----------------------------|------------|-------------------------|-----------------------|-------------------|--------------------|------------|
| L86 | 21 | 4 | 5 | 5 | 5 | 2 |
| L78 | 12 | -- | 1 | 4 | 4 | 3 |
| L72 | 9 | 5 | 4 | -- | -- | -- |
| L84 | 7 | -- | -- | 1 | 1 | 5 |
| L33 | 6 | -- | -- | 3 | 3 | -- |
| L108 | 4 | -- | -- | 2 | 2 | -- |
| L53 | 4 | -- | -- | -- | -- | 4 |
| L40 | 3 | 3 | -- | -- | -- | -- |
| L82 | 3 | 1 | 2 | -- | -- | -- |
| L100 | 3 | -- | 3 | -- | -- | -- |
| L69 | 2 | 2 | -- | -- | -- | -- |
| L55 | 1 | -- | -- | -- | -- | 1 |

Pode-se observar que a linha L86 é a que apresenta o pior desempenho segundo esse indicador combinado, seguida pela linha L78.

Com objetivo de ressaltar a necessidade de se estabelecer indicadores de desempenho diferentes daqueles que, nos dias de hoje, são utilizados pelas empresas, observa-se que

nenhuma dessas duas linhas (L86 ou L78) é aquela classificada como de maior número de eventos.

Portanto, torna-se importante que sejam levados em conta outros critérios que retratem, por exemplo, a influência dos eventos sobre o comportamento das cargas dos consumidores.

Para os anos de 2009 e 2010, por motivos internos à empresa, não foi possível uma análise minuciosa da curva de carga pelos especialistas do Centro de Operação.

Considerando que essa etapa é realmente mais complexa e de mais difícil execução no dia a dia da empresa, optou-se por implementar uma rotina automática de classificação dos eventos levando em conta apenas o fator de severidade dos curtos-circuitos.

Na Sapnet®, ao se efetuar a localização do curto-circuito na linha de transmissão, o programa automaticamente classifica o evento como grau 1 para os curtos-circuitos fase-terra, grau 3 para os curtos-circuitos bifásicos e, por fim, como grau 6 para os curtos-circuitos trifásico. O anexo A apresenta algumas telas da Sapnet® onde pode ser observada a aplicação deste conteúdo no sistema Cemig GT.

Uma rotina temporal foi também desenvolvida para a obtenção de relatórios por períodos definidos pelo usuário, permitindo análises mais detalhadas e da forma mais adequada às necessidades da empresa.

5.6 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foi apresentada a aplicação dos diversos critérios propostos no capítulo 4 ao sistema elétrico da Cemig GT. Observou-se que, dependendo do critério utilizado, os resultados de desempenho foram bastante diferentes.

Torna-se necessário, portanto, que as equipes de engenharia, operação e manutenção das empresas definam, em conjunto, qual o melhor indicador a ser adotado.

Para as empresas que tenham condições de calcular os diversos índices apresentados, o critério de avaliação pelo IDL pode ser considerado o mais completo. Entretanto, a definição dos fatores de ponderação adequados não é elementar.

No entanto, a proposta de critério de avaliação de desempenho utilizando o fator de severidade do curto-circuito é de fácil implementação e pode ser a melhor alternativa para as empresas que não dispõem de equipes especializadas na análise na curva de carga, principalmente aquelas dedicadas ao negócio Transmissão.

- CAPÍTULO 6 -

6 - CONCLUSÕES FINAIS E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Este trabalho apresentou uma proposta de critérios de avaliação do desempenho de linhas de transmissão baseados em seu impacto na curva de carga do sistema elétrico. Foram analisadas a perda de carga instantânea, a perda de carga média e a energia não-suprida – ENS.

A combinação do critério existente aos novos critérios através de um IDL pode ser a forma mais adequada de avaliação do desempenho das linhas de transmissão. No entanto, devido à dificuldade de determinar, no dia a dia da operação das grandes empresas, o real impacto dos AMTs decorrentes dos curtos-circuitos, uma simplificação foi feita se baseando no fator de severidade do tipo de curto-circuito ocorrido.

Dessa forma, torna-se desnecessária a análise minuciosa das variações da curva de carga do sistema, o que sempre demanda muito tempo e equipes altamente especializadas e que quase sempre não estão disponíveis nas empresas voltadas para o segmento de transmissão de energia.

O critério adotado atribui pesos diferentes para os curtos-circuitos trifásicos, bifásicos e fase-terra, de forma a considerar sempre como mais severos os curtos-circuitos que envolvem mais de uma fase.

A adoção desse critério proposto permite que atenção especial seja dada às LTs onde a quantidade de curtos-circuitos entre fases é maior, tendo em vista que o peso para esses eventos pode ser até 6 (seis) vezes maior que para um curto-circuito monofásico.

Nesta abordagem, o desempenho de uma linha de transmissão onde houve 10 (dez) curtos-circuitos pode ser considerado melhor que o de outra onde houve apenas 2 (dois) curtos-circuitos.

O critério vem sendo pioneiramente testado no sistema de transmissão da Cemig GT e tem redefinido ações e investimentos na manutenção de linhas.

Visando dar continuidade ao trabalho realizado nesta dissertação, bem como às pesquisas relativas ao tema afundamentos de tensão, são apresentadas na sequência algumas sugestões para trabalhos futuros:

- extensão da aplicação do critério para circuitos de empresas de distribuição;

Apesar de terem a maioria de seus circuitos radiais, a adoção desse critério, reduz as perdas de carga de alimentadores e linhas adjacentes ao barramento supridor à linha desligada. Em sistemas de distribuição, problemas decorrentes de elevação de tensão também são mais severos e há, inclusive, risco de atuação de proteções de sobrecorrente de neutro devido à circulação de correntes harmônicas oriundas da saturação de transformadores de distribuição.

- identificação de linhas ou regiões mais críticas e definir requisitos adicionais nos esquemas de proteção, com o objetivo de reduzir o tempo de eliminação desses curtos-circuitos;

Áreas com elevado nível de curto-circuito ou com concentração de cargas industriais podem ter requisitos diferenciados de proteção, de forma a minimizar os tempos de eliminação de curto-circuito.

- proposta de limites de indicadores para as linhas de transmissão do SIN.

Aplicação desses e de outros critérios em diferentes áreas do SIN e definição de uma proposta aplicável em todas as empresas e que possa ser incorporada aos Procedimentos de Rede.

7 - REFERÊNCIAS

- [1] M.H.J. Bollen, "Understanding Power Quality Problems – Voltage Sags and Interruptions", New York: IEEE Press, 1999.
- [2] G. Watanabe, T. C. Oliveira, J. M.C. Filho, J. F. Oliveira, "Custo devido a Afundamentos Momentâneos de Tensão – Estado da Arte", VIII Induscon - Conferência Internacional de Aplicações Industriais, 2008, Poços de Caldas, MG.
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica, "Atlas de Energia Elétrica do Brasil" – Brasília, 2002.
- [4] Operador Nacional do Sistema, "Procedimentos de Rede", em www.ons.org.br Rio de Janeiro, 2011.
- [5] Associação Brasileira de Normas Técnicas, "Projeto de linhas aéreas de transmissão e subtransmissão de energia elétrica – procedimento", Norma Brasileira NBR 5422:85, fevereiro 1985.
- [6] J.G. Anderson, "Lightning Performance of Transmission Lines", Transmission Line Reference Book – EPRI – 1982.
- [7] C.L.Fortescue, "Method of Symmetrical Coordinates Applied to the Solution of Polyphase Network" – AIEE – 1918.
- [8] IEEE, "IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality", IEEE Standard 1159 - 1995.
- [9] International Electrotechnical Commission - IEC, "Electromagnetic Compatibility", IEC Standard 61000, 1996.
- [10] M. F. McGranaghan, D. R. Mueller, M. J. Samotyj, "Voltage Sags in industrial Systems", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 29, No. 2, March/April 1993.
- [11] R.L. Lee, D.J Melvold, D.J Szumlas. L.M. Le, A.T. Finley, D.E. Martin, W.K. Wong, D.L. Dickmader, "Potential dc system support to enhance ac system performance in the Western United States," IEEE Transactions on Power Systems, Vol.8, No.1, Feb 1993, pp.264-274.
- [12] J. M. Carvalho Filho, "Uma Contribuição à Avaliação do Atendimento a Consumidores com Cargas Sensíveis – Proposta de Novos Indicadores", Tese de Doutorado, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Dezembro de 2000, Itajubá, MG.
- [13] Conrad, L. E., Bollen, M. H. J., "Voltage Sag Coordination for Reliable Plant Operation", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 33, No. 6, Nov/Dec 1997.

- [14] M. H. J. Bollen, "The Influence of Motor Reacceleration on Voltage sags", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 30, No. 3, May/Jun 1994, pp. 805-821.
- [15] F.P.Ayello, J.M. Carvalho Filho, et al., "Influência do Sistema de Proteção na Qualidade da Energia", III CONLADIS - Congresso Latino Americano de Distribuição de Energia Elétrica – USP, 1999, São Paulo, SP.
- [16] L. Conrad, K. Little, C.Grigg, "Predicting and Preventing Problems Associated with Remote Fault - Clearing Voltage Dips", IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 27, No. 1, p.167-172, Jan/Feb 1991.
- [17] T. H. Ortmeyer, T. Hiyama, H. Salehfar, "Power Quality Effects of Distribution System Faults", Electrical Power & Energy Systems, Vol. 18, No. 5, 1996, pp. 323-329.
- [18] T.C. Oliveira, J.M. Carvalho Filho, R.C. Leborgne, G.T Watanabe. ; J.P.G. Abreu, J.F. Oliveira, "Desempenho de linhas de transmissão: proposta de novos indicadores baseados em indicadores de afundamentos de tensão", XX SNTPEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2009, Recife, PE.
- [19] A. Wiszniewski, "Accurate fault impedance locating algorithm", IEE Proceedings, vol. 130, no. 6, pp. 311–314, Nov. 1983.
- [20] T. Takagi, T. Yamakoshi, "Development of a New Type Fault Locator Using the One-Terminal Voltage and Current Data", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, no. 8, pp. 2892-2898, 1982.
- [21] W.M. Sousa, C.A. Boaventura, I.H.Pereira Jr, "Sistema de Localização Automática de Falta para Linhas de Transmissão Utilizando Dados de Dois Terminais – Experiência da Cemig", XVIII SNTPEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2005, Curitiba, PR.
- [22] GQEE / UNIFEI, "Proposição de Metodologia para Obtenção de Dados de Perdas de Carga devido a Ocorrências de AMTs", 2º Relatório Técnico, P&D Cemig GT # 157.
- [23] GQEE / UNIFEI, "Proposta de Metodologia para Análise de Dados de Perdas de Carga e Determinação de Custos Associados a Ocorrências de AMTs", 3º Relatório Técnico, P&D Cemig GT # 157.
- [24] GQEE / UNIFEI, "Resultados de Monitoração de AMTs – ano 2004", 4º Relatório Técnico, P&D Cemig GT # 157.
- [25] GQEE / UNIFEI, "Quantificação de Perdas de Cargas e Custos Associados a

Ocorrências de AMTs – ano 2004”, 5º Relatório Técnico, P&D Cemig GT # 157.

[26] GQEE/UNIFEI, “Proposta de Novos Critérios para Análise de Desempenho de Linhas de Transmissão – ano 2004”, 6º Relatório Técnico, P&D Cemig GT # 157.

[27] GQEE / UNIFEI, “Resultados de Monitoração de AMTs – ano 2005”, 7º Relatório Técnico, P&D Cemig GT # 157.

[28] GQEE / UNIFEI, “Quantificação de Perdas de Cargas e Custos Associados a Ocorrências de AMTs – ano 2005”, 8º Relatório Técnico, P&D Cemig GT # 157.

[29] GQEE/UNIFEI, “Proposta de Novos Critérios para Análise de Desempenho de Linhas de Transmissão – ano 2005”, 9º Relatório Técnico, P&D Cemig GT # 157.

[30] GQEE / UNIFEI, “Resultados de Monitoração de AMTs – ano 2006”, 10º Relatório Técnico, P&D Cemig GT # 157.

[31] GQEE / UNIFEI, “Quantificação de Perdas de Cargas e Custos Associados a Ocorrências de AMTs – ano 2006”, 11º Relatório Técnico, P&D Cemig GT # 157.

[32] GQEE / UNIFEI, “Proposta de Novos Critérios para Análise de Desempenho de Linhas de Transmissão – ano de 2006”, 12º Relatório Técnico, P&D Cemig GT # 157.

[33] GQEE / UNIFEI, “Resultados de Monitoração de AMTs – ano de 2007”, 13º Relatório Técnico, P&D Cemig GT # 157.

[34] GQEE / UNIFEI, “Quantificação de Perdas de Cargas e Custos Associados a Ocorrências de AMTs – ano 2007”, 14º Relatório Técnico, P&D Cemig GT # 157.

[35] GQEE / UNIFEI, “Desenvolvimento de novos critérios para análise de desempenho de linhas de transmissão baseado nas perdas de carga por afundamentos de tensão”, Relatório Final, P&D Cemig GT # 157.

[36] M.G. Alvim et al, “Cabo OPGW – Desempenho Frente a Descargas Atmosféricas – Critério de Aceitação de Furnas”, XVI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 2001, São Paulo, SP.

[37] A.D.Andrade, R.L.Markiewicz, A.C. Bezerra, “Melhoria de Desempenho de linhas de transmissão sob a ação de descargas”, VI SBQEE – Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2005, Belém, PA.

[38] K. Ramalingam, C.S. Indulkar, “Transmission line performance with voltage sensitive loads,” International Journal of Electrical Engineering Education, Vol.41, No.1, January 2004, pp.64-70.

- [39] R. C. Dugan, "Electrical Power Systems Quality", McGraw-Hill, USA, 2002, pages 1-10.
- [40] J. J. Burke, D. C. Griffith, D. J. Ward, "Power Quality Two Different Perspectives", IEEE Transactions on Power Delivery, Julho 1990, pages 5-13.
- [41] R. C. Leborgne, T. C. Oliveira, J. M. C. Filho, J. F. Oliveira and M. H. J. Bollen – "Approach for Power Lines Performance Estimation based on Load Variation due to Voltage Sags", Electric Power Systems Research, Volume 83, Issue 1, February 2011, Pages 35-40.
- [42] P. Kundur, N. J. Balu, M. G. Lauby, "Power System Stability and Control", McGraw-Hill Professional, 1994.
- [43] R. Billinton e J. O. Adjei, "Utilization of Interrupted Energy Assessment Rates in Generation and Transmission System Planning", IEEE Transactions on Power Systems, Agosto 1991, pages 1245–1253
- [44] M. Hamed, A. Daoud, "Performance of a medium ring transmission line at steady state," Electric Power Systems Research, Vol.53, No.2, Feb 2000, pp.139-148.
- [45] R. C. Leborgne, T. C. Oliveira, J. M. Carvalho Filho, G. T. Watanabe, J. F. Oliveira, "Assessment of Power Lines Performance Based on Voltage Sag Indices", IEEE PES Power Tech 2009, 2009, Bucareste. IEEE PES Power Tech 2009, 2009.
- [46] T. C. Oliveira, J. M. Carvalho Filho, G. T. Watanabe, J. P. G. Abreu, R. C. Leborgne, J. F. Oliveira, "Avaliação do impacto do afundamento de tensão baseado nas características da falta", CBQEE - Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2009, Blumenau, SC.
- [47] T. C. Oliveira, J. M. Carvalho Filho, G. T. Watanabe, J. P. G. Abreu, R. C. Leborgne, J. F. Oliveira, "Analysis of the relation between voltage sags severity and fault characteristics", 14th ICHQP - International Conference on Harmonics and Quality of Power, 2009, Bergamo, Italia.
- [48] T. C. Oliveira, J. M. Carvalho Filho, G. T. Watanabe, J. P. G. Abreu, R. C. Leborgne, J. F. Oliveira, "Voltage Sags Assessment Based on Fault Characteristics", 13th ICHQP - International Conference on Harmonics and Quality of Power, 2008, Wollongong, Australia.
- [49] R. C. Leborgne, T. C. Oliveira, J. M. Carvalho Filho, J. F. Oliveira, M. H. J. Bollen, "New approach for power lines performance estimation based on load variation due to voltage sags". Electric Power Systems Research, Volume 83, Issue 1, 2011, Pages 35-40

ANEXOS

ANEXO A – TELAS DO APLICATIVO IMPLEMENTADAS NO SAPNET®

Neste Anexo são apresentadas algumas telas do aplicativo Sapnet®, demonstrando a implementação do critério proposto para a análise de desempenho das linhas segundo a ponderação por tipos de faltas.

A Figura A.1 apresenta uma tela do Sapnet® contendo uma relação de eventos registrados pelo RDP selecionado, contendo uma nova coluna indicativa da ponderação de acordo com o critério dos tipos de falta.

Aplicação do Critério Proposto

The screenshot displays the 'Seleção de Arquivo de Perturbação' window. It features a tree view on the left for 'Localidades', a central pane for 'SAD' (RDPMEHTA.001 and RDPMEHTA.002), and a main table of disturbances. The table includes a 'Peso' column with values ranging from 1 to 6. A yellow box labeled 'Aplicação do Critério Proposto' points to this column. Below the table, there are fields for 'Descrição do Registro', 'Origem Disparo', 'Modo Disparo Analógico', and 'Disparo pelo Canal'. A legend at the bottom left identifies symbols for 'Todos', 'Reg. Não Analisado', 'Falta Localizada', and 'Req. Comentado'. A 'Tipo' section includes radio buttons for 'Todas', 'Monofásicas', 'Bifásicas', and 'Trifásicas'. A date filter is set to 'Últimos: 12 Meses'. Buttons for 'Arquivo Externo...', 'Seleção por Data ou Período', 'Atualiza Descrição', and 'Cancelar' are also visible.

| Localidades | Cód. | SAD | Perturbações | Peso |
|------------------------|----------|--------------|--|------|
| SE Patrocínio | PTC | RDPMEHTA.001 | JGR_RDPMEHTA001_2010_06_18_21_34_02_361_01E0 | 1 |
| SE Pedro Leopoldo 3 | PLOT | RDPMEHTA.002 | JGR_RDPMEHTA001_2010_06_18_21_34_08_000_01E1 | 1 |
| SE Pimenta | PMN | | JGR_RDPMEHTA001_2010_06_23_17_27_07_055_0209 | 1 |
| SE Pirapora 1 | PRRU | | JGR_RDPMEHTA001_2010_08_22_14_26_13_856_020D | 1 |
| SE Pirapora 2 | PRRD | | JGR_RDPMEHTA001_2010_08_22_14_26_16_842_02C7 | 1 |
| SE Ponte Nova | PNV_ | | JGR_RDPMEHTA001_2010_08_22_14_38_30_294_02CA | 1 |
| SE Pouso Alegre 1 | PSAU | | JGR_RDPMEHTA001_2010_08_22_15_38_25_677_02CF | 1 |
| SE Poços de Caldas | PCSU | | JGR_RDPMEHTA001_2010_10_05_14_06_50_700_0337 | 1 |
| SE Santa Luzia 1 | SLUU | | JGR_RDPMEHTA001_2010_10_22_17_50_10_788_0350 | 1 |
| SE Santos Dumont | SND | | JGR_RDPMEHTA001_2010_10_22_17_50_15_844_0352 | 1 |
| SE São Gotardo 2 | SGTD | | JGR_RDPMEHTA001_2010_12_08_15_05_00_971_0367 | 1 |
| SE São João Del Rei 1 | SDEU | | JGR_RDPMEHTA001_2010_12_13_13_57_28_000_036B | 1 |
| SE Taquaril | TQL_ | | JGR_RDPMEHTA001_2011_01_08_21_14_22_000_0392 | 1 |
| SE Teófilo Otoni | TOTU | | JGR_RDPMEHTA001_2011_02_05_22_43_08_127_03E9 | 1 |
| SE Uberaba 1 | URAU | | JGR_RDPMEHTA001_2011_02_07_21_21_57_000_03F1 | 1 |
| SE Uberlândia 1 | ULAU | | JGR_RDPMEHTA001_2011_02_13_11_21_29_000_0413 | 1 |
| SE Unai 3 | UNIT | | JGR_RDPMEHTA001_2011_03_04_02_41_44_098_047F | 1 |
| SE Varginha 1 | VGAU | | JGR_RDPMEHTA001_2011_03_21_00_16_49_000_04BB | 1 |
| SE Varzea da Palma 1 | VZPU | | JGR_RDPMEHTA001_2011_03_22_09_13_03_000_04C1 | 3 |
| SE Vespasiano 2 | VPND | | JGR_RDPMEHTA001_2011_03_25_03_15_58_000_04CD | 1 |
| Testes Gerais | TST_F... | | JGR_RDPMEHTA001_2011_04_04_18_45_49_049_04F5 | 6 |
| UH Emborcação - RDP 1 | UEMA | | JGR_RDPMEHTA001_2011_04_05_08_16_42_000_04FB | 1 |
| UH Emborcação - RDP 2 | UEMB | | JGR_RDPMEHTA001_2011_04_06_20_01_33_993_0501 | 1 |
| UH Jaguará - SE 345 KV | UHJG | | JGR_RDPMEHTA001_2011_04_13_12_40_47_000_0514 | 1 |
| UH Jaguará - SE 500kV | JGR | | | |
| UH São Simão | UHSS | | | |

Figura A.1 – Tela com indicação do grau de severidade.

Para cada subestação, são indicadas os curtos-circuitos com os seguintes pesos:

- 1 para monofásicos;
- 3 para bifásicos;
- 6 para trifásicos.

Também é possível determinar períodos de tempo de 6, 12, 24, 36 e 48 meses.

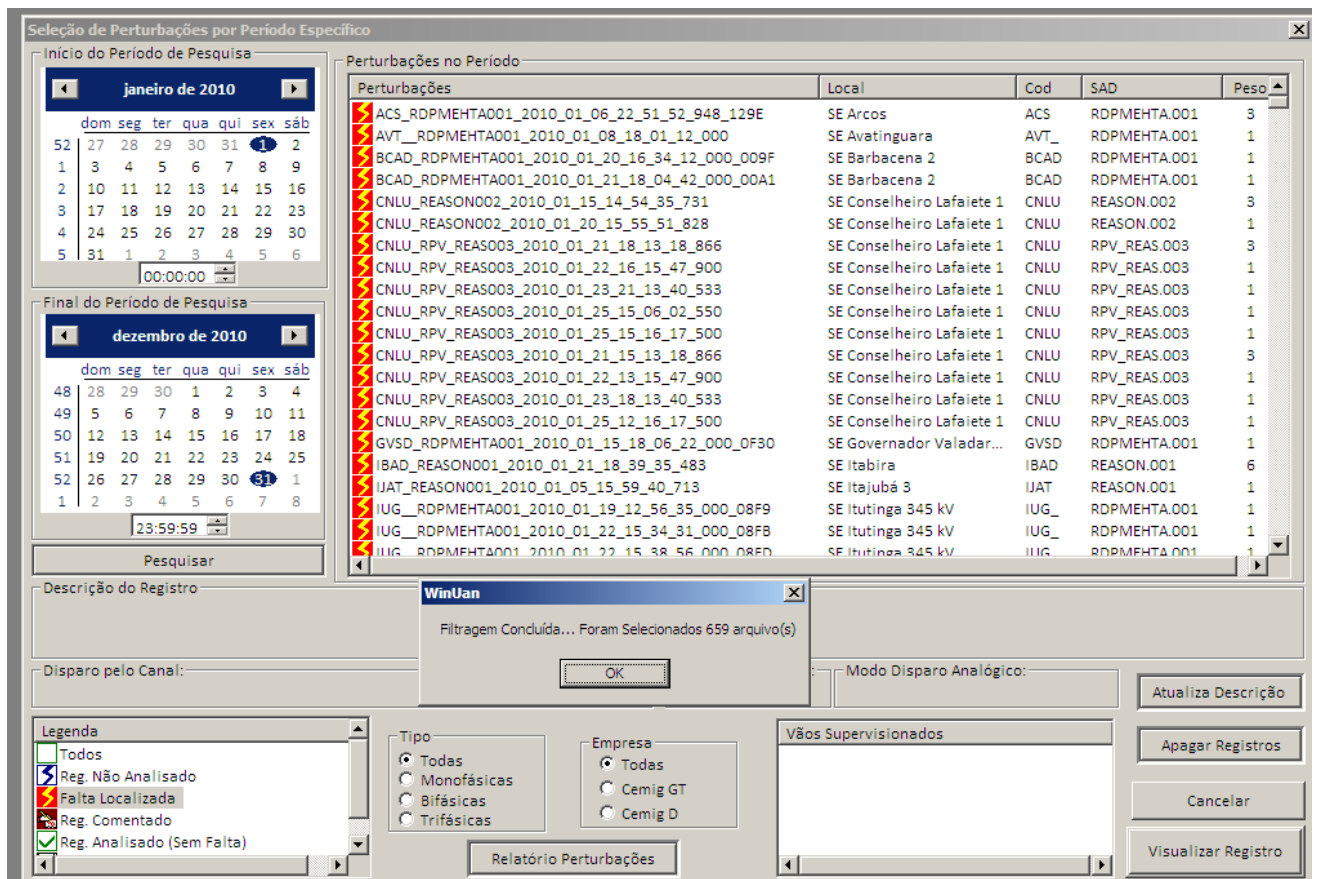


Figura A.2 – Tela de seleção e pesquisa

Na Figura A.2 é apresentada a tela de pesquisa onde é possível definir um período de tempo qualquer, selecionar os tipos de eventos desejados e quais empresas (Cemig GT ou Cemig D) se quer consultar. A Figura A.4 indica a forma de gravação dos arquivos de dados pesquisados.

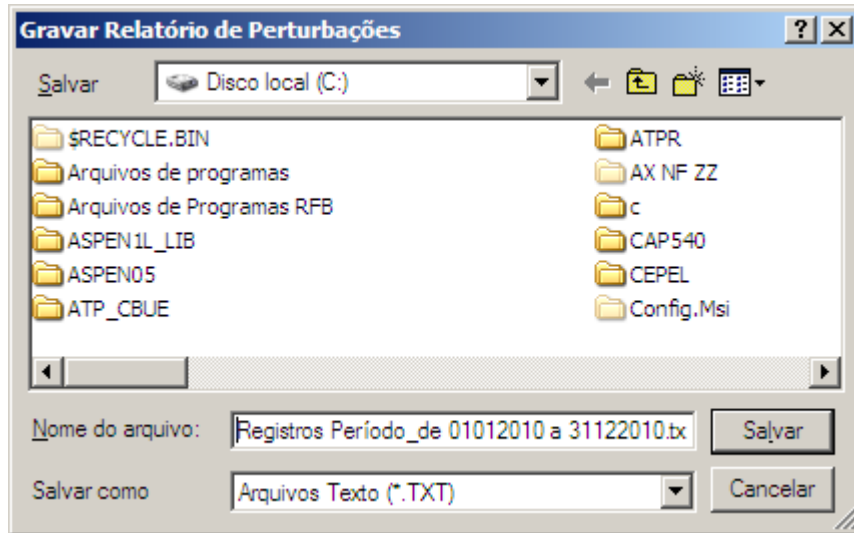


Figura A.3 – Opção de gravação de arquivo de resultados

Os resultados da pesquisa podem ser gravados no formato texto com os campos delimitados por vírgula, permitindo sua importação por uma planilha Excel® ou similar, conforme mostrado na Figura A.4.

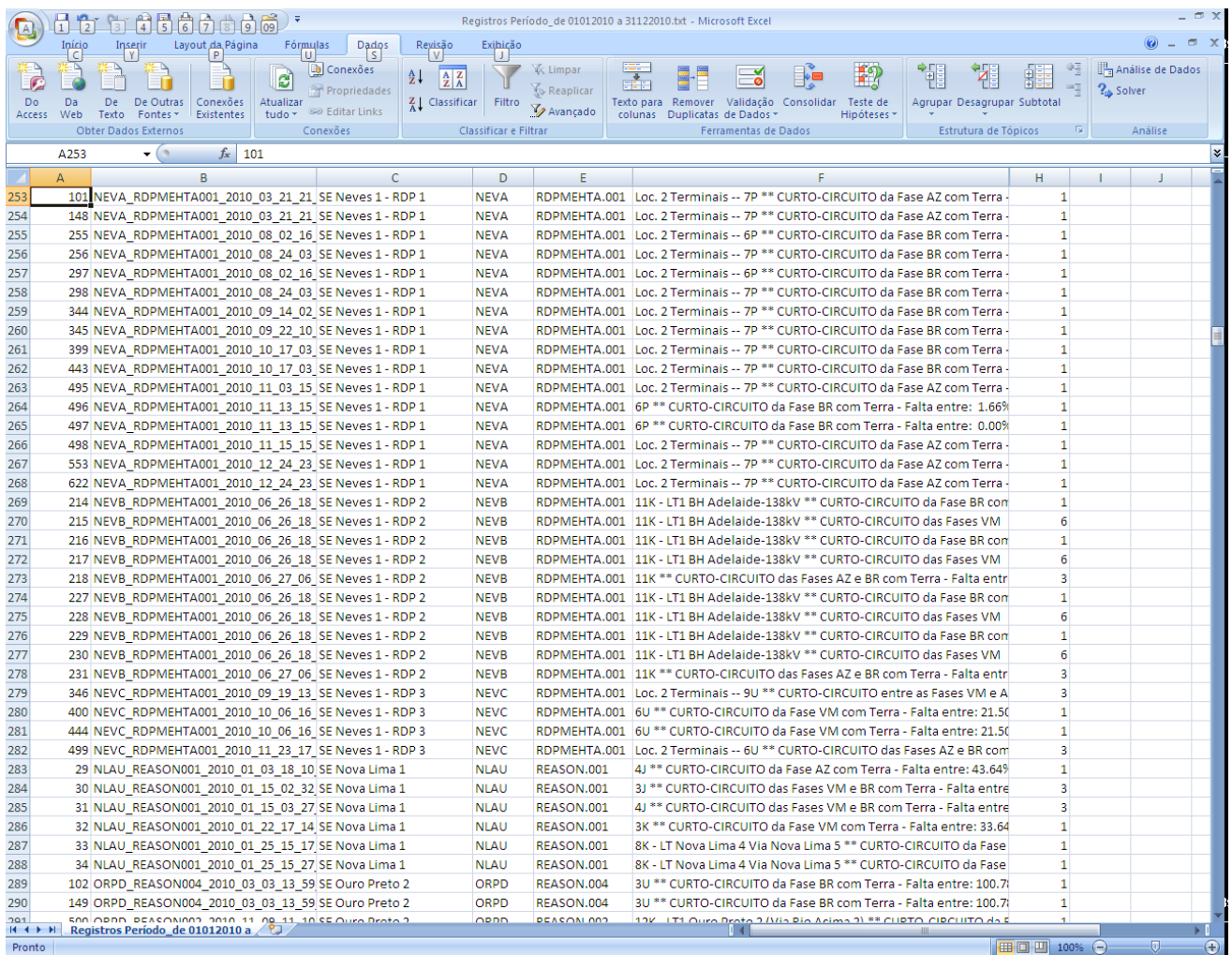


Figura A.4 – Exportação para planilha Excel

Utilizando a planilha Excel® é então possível facilmente elaborar gráficos e fazer análises completas do desempenho de cada linha de transmissão.

ANEXO B – RELAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO ANALISADAS

| Nome da Linha de Transmissão | kV |
|-------------------------------------|-----------|
| AÇOMINAS-LAFAIETE1 LT1 | 138 |
| AÇOMINAS-LAFAIETE1 LT2 | 138 |
| ÁGUA VERMELHA-SÃO SIMÃO | 500 |
| ALCAN/SARAMENHA-OURO PRETO2 LT1 | 138 |
| ALCAN/SARAMENHA-OURO PRETO2 LT2 | 138 |
| ARCOS-PIMENTA LT1 | 138 |
| ARCOS-PIMENTA LT2 | 138 |
| ATALAIA-NEVES1 LT1 | 138 |
| BARÃO DE COCAIS3-JOÃO MONLEVADE2 | 230 |
| BARÃO DE COCAIS3-TAQUARIL (VIA BSD) | 230 |
| BARBACENA2-JUIZ DE FORA1 | 345 |
| BARBACENA2-LAFAIETE1 | 345 |
| BARBACENA2-PIMENTA | 345 |
| BARBACENA2-S.J.DEL REI1 | 138 |
| BARBACENA2-SANTOS DUMONT LT1 | 138 |
| BARBACENA2-SANTOS DUMONT LT2 | 138 |
| BARREIRO1-BH. BONSUCESSO LT2 | 138 |
| BARREIRO1-BH. JATOBA | 138 |
| BARREIRO1-CID.INDUSTRIAL LT1 | 138 |
| BARREIRO1-NEVES1 | 345 |
| BARREIRO1-NOVA LIMA1 | 138 |
| BARREIRO1-PETROBRÁS/REGAP | 138 |
| BARREIRO1-PIMENTA | 345 |
| BARREIRO1-TAQUARIL | 345 |
| BELGO MINEIRA-JUIZ DE FORA1 LT2 | 138 |
| BH. ADELAIDE-NEVES1 LT1 | 138 |
| BH. ADELAIDE-NEVES1 LT2 | 138 |
| BH. CINCO-NEVES1 | 138 |
| BH. SANTA EFIGENIA-TAQUARIL LT2 | 138 |
| BOCAIUVA-MONTES CLAROS1 | 138 |
| BOM DESPACHO3-JAGUARA LT1 | 500 |
| BOM DESPACHO3-JAGUARA LT2 | 500 |

| | |
|---|-----|
| BOM DESPACHO3-NEVES1 LT1 | 500 |
| BOM DESPACHO3-NEVES1 LT2 | 500 |
| BOM DESPACHO3-SÃO GONÇALO DO PARÁ | 500 |
| BOM DESPACHO3-SÃO GOTARDO2 | 500 |
| BURITIZEIRO1-TRÊS MARIAS | 138 |
| CAPIM BRANCO2-EMBORCAÇÃO | 138 |
| COROMANDEL-EMBORCAÇÃO | 138 |
| EMBORCAÇÃO-ITUMBIARA | 500 |
| EMBORCAÇÃO-MONTE CARMELO | 138 |
| EMBORCAÇÃO-NOVA PONTE | 500 |
| EMBORCAÇÃO-SÃO GOTARDO2 | 500 |
| EMBORCAÇÃO-UBERLÂNDIA1 | 138 |
| ECELISA-GOVERNADOR VALADARES2 (AIMORÉS) | 230 |
| FURNAS-PIMENTA LT1 | 345 |
| GOVERDADOR VALADARES2-MESQUITA LT2 | 230 |
| GOVERNADOR VALADARES2-MESQUITA LT1 | 230 |
| GOVERNADOR VALADARES2-PEÇANHA | 138 |
| GOVERNADOR VALADARES2-TEÓFILO OTONI1 LT1 | 138 |
| GOVERNADOR VALADARES2-TEÓFILO OTONI1 LT2 | 138 |
| GUILMAN AMORIM-IPATINGA1 | 230 |
| GUILMAN AMORIM-ITABIRA2 | 230 |
| IPATINGA1-IPATINGA3 | 138 |
| IPATINGA1-PORTO ESTRELA | 230 |
| IPATINGA1-USIMINAS | 230 |
| IRAPÉ-MONTES CLAROS2 | 345 |
| ITABIRA2-JOÃO MONLEVADE2 | 230 |
| ITABIRA2-PORTO ESTRELA | 230 |
| ITABIRA2-TAQUARIL LT1 | 230 |
| ITABIRA2-TAQUARIL LT2 | 230 |
| ITAJUBA3-POÇOS DE CALDAS (FURNAS) | 500 |
| ITUMBIARA-SÃO SIMÃO | 500 |
| ITUTINGA-LAVRAS2 | 138 |

| | |
|---------------------------------|-----|
| ITUTINGA-MINDURI | 138 |
| ITUTINGA-S.J.DEL REI1 | 138 |
| ITUTINGA-TRÊS CORAÇÕES2 | 138 |
| JAGUARA-L.C.BARRETO | 345 |
| JAGUARA-NOVA PONTE | 500 |
| JAGUARA-PIMENTA LT1 | 345 |
| JAGUARA-PIMENTA LT2 | 345 |
| JAGUARA-SÃO SIMÃO | 500 |
| JAGUARA-VOLTA GRANDE | 345 |
| JOÃO MONLEVADE2-TAQUARIL | 230 |
| JUIZ DE FORA1-JUIZ DE FORA4 LT1 | 138 |
| JUIZ DE FORA1-JUIZ DE FORA4 LT2 | 138 |
| JUIZ DE FORA1-JUIZ DE FORA7 | 138 |
| JUIZ DE FORA1-SANTOS DUMONT | 138 |
| LAFAIETE1-NOVA LIMA4 | 138 |
| LAFAIETE1-OURO PRETO1 | 138 |
| LAFAIETE1-OURO PRETO2 | 345 |
| LAFAIETE1-S.J.DEL REI1 | 138 |
| MATOZINHOS-NEVES1 | 138 |
| MESQUITA-VESPASIANO2 | 500 |
| MONTES CLAROS1-PIRAPORA1 | 138 |
| MONTES CLAROS1-VÁRZEA DA PALMA1 | 138 |
| MONTES CLAROS2-VÁRZEA DA PALMA1 | 345 |
| NEVES1-NEVES2 | 138 |
| NEVES1-PEDRO LEOPOLDO3 | 138 |
| NEVES1-SANTA LUZIA2 | 138 |
| NEVES1-TAQUARIL | 345 |
| NEVES1-TRÊS MARIAS | 345 |
| NEVES1-VESPASIANO2 | 500 |
| NOVA GRANJA-VESPASIANO2 | 138 |
| NOVA LIMA1-TAQUARIL | 138 |
| OURO PRETO2-SÃO GONCALO DO PARÁ | 500 |
| OURO PRETO2-TAQUARIL | 345 |
| OURO PRETO2-TAQUARIL LT1 | 138 |
| OURO PRETO2-TAQUARIL LT2 | 138 |

| | |
|--------------------------------|-----|
| OURO PRETO2-TAQUARIL LT3 | 138 |
| PIMENTA-TAQUARIL | 345 |
| PIRAPORA1-VÁRZEA DA PALMA1 LT1 | 138 |
| PIRAPORA1-VÁRZEA DA PALMA1 LT2 | 138 |
| PORTO COLÔMBIA-VOLTA GRANDE | 345 |
| SANTA LUZIA1-VESPASIANO2 | 138 |
| SANTA LUZIA2-VESPASIANO2 | 138 |
| SE. ITUTINGA-S.J.DEL REI1 | 138 |
| TRÊS MARIAS-VÁRZEA DA PALMA | 345 |
| TRÊS MARIAS-VÁRZEA DA PALMA1 | 138 |
| UH. ITUTINGA-S.J.DEL REI1 | 138 |