WELSON BASSI

ESTUDO DE SURTOS EM REDES SECUNDÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DEVIDO A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS DIRETAS NA REDE PRIMÁRIA

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Engenharia.

SÃO PAULO
1999

WELSON BASSI

ESTUDO DE SURTOS EM REDES SECUNDÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DEVIDO A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS DIRETAS NA REDE PRIMÁRIA

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Engenharia.

Área de Concentração:
Sistemas de Potência

Orientador:
Prof. Dr. Jorge Mieczyslaw Janiszewski

SÃO PAULO
1999

Bassi, Welson
Estudo de surtos em redes secundárias de distribuição devido a descargas atmosféricas diretas na rede primária. São Paulo, 1999.
135p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1. Descargas atmosféricas 2. Distribuição energia elétrica 3. Proteção contra surtos. I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Energia e Automação Elétricas. II. t

Aos meus pais, pelo exemplo e pelo incentivo aos estudos em todos os momentos.

À minha esposa, desde o início, uma incentivadora deste trabalho.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Jorge Mieczyslaw Janiszewski, pela constante orientação e dedicação;

Aos colegas do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo (IEE/USP) e especial agradecimento aos amigos da Seção de Alta Tensão por toda a ajuda;

Aos colegas participantes do projeto "Surtos em rede secundárias", desenvolvido em conjunto IEE/USP - CPFL - ELEKTRO - EBE e em especial ao Eng. Nelson M. Matsuo;

À amiga Andrea pela ajuda na elaboração e revisão deste trabalho;

À família, por todo o incentivo e desejo de sucesso e,

A todos que contribuíram para que este trabalho se tornasse possível.

SUMÁRIO

RESUMO

ABSTRACT

1 INTRODUÇÃO 1

2 REVISÃO DA LITERATURA 5

3 MODELAGEM 18

3.1 Modelo de transformador 18

3.1.1 Verificação experimental 36

3.1.1.1 Simulações utilizando o modelo π-RLC 38

3.1.1.2 Simulações utilizando o modelo π-RLC modificado 41

3.1.1.3 Simulações utilizando o modelo π-capacitivo 42

3.1.2 Comentários 43

3.2 Isolamento das redes primária e secundária 44

3.3 Pára-raios primários e secundários 53

3.4 Instalações dos consumidores 56

3.5 Representação das descargas atmosféricas 59

3.6 Resistências de aterramento 62

4 DESCRIÇÃO DAS SIMULAÇÕES E RESULTADOS 69

4.1 Topologia e componentes 69

4.2 Casos simulados 72

4.3 Resultados das simulações 75

4.3.1 Resultados - rede sem proteção 77

4.3.2 Resultados - rede secundária com proteção - grupo A 91

4.3.3 Resultados - rede secundária com proteção - grupo B 99

4.3.4 Resultados - rede secundária com proteção - grupo C 107

4.4 Discussão dos resultados 111

4.4.1 Comentários referentes à situação de rede secundária sem proteção 111

4.4.2 Comentários referentes à situação de rede secundária com proteção 117

5 CONCLUSÕES 127

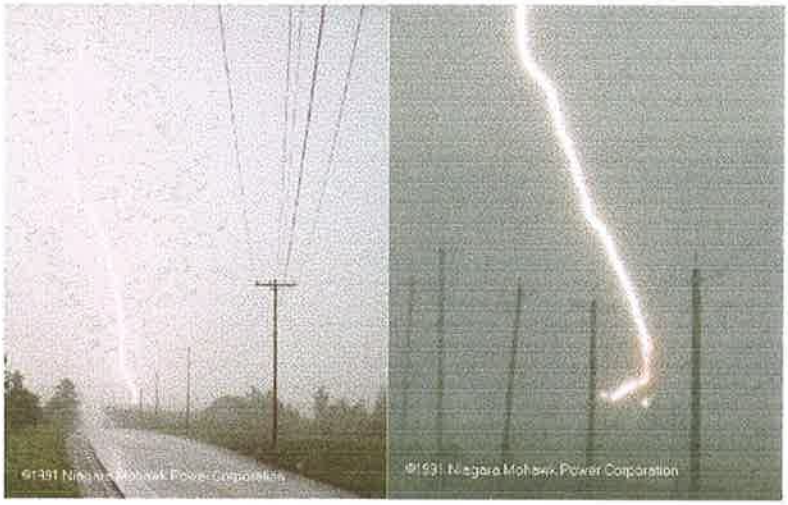
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 132

RESUMO

Este trabalho apresenta uma análise dos surtos em redes aéreas secundárias de distribuição causados por descargas atmosféricas diretas no circuito primário. Alguns trabalhos publicados sobre o fenômeno são comentados, sendo também analisados vários outros estudos relativos à modelagem de componentes. No trabalho, os principais componentes da rede foram modelados e incluídos na representação de uma topologia típica (com as linhas primária e secundária). Assim, foram considerados: transformador de distribuição, isoladores, pára-raios, cargas (consumidores) e resistências de aterramento. Os modelos foram validados, quando possível, através de ensaios em laboratório. Algumas alternativas de proteção da rede secundária foram consideradas. Foi verificada a influência de alguns parâmetros relevantes tais como amplitude e tempo de frente da corrente da descarga, resistências de aterramento, modelos de cargas e posição da descarga. Os resultados foram obtidos por simulações computacionais realizadas através do programa ATP (*Alternative Transients Program*). São apresentadas formas de onda de sobretensões nos consumidores. Também são apresentados e discutidos valores de corrente e energia nos dispositivos de proteção, fornecendo informações sobre as alternativas de proteção.

ABSTRACT

This work presents an evaluation of surges in low-voltage overhead distribution lines caused by direct lightning strikes in medium voltage lines. Some publications concerning the phenomenon are commented and several other studies used during the process of modeling of the components are also analyzed. The main components of the distribution system were modeled and included. So, a typical distribution network topology (with the primary and secondary lines) was represented including its components: distribution transformer, insulators, surge arresters, loads and ground resistances. The performance of the developed models, whenever possible, was verified by laboratory tests. Some possibilities of the secondary protection were included. Parameters having major effect on the results, such as the lightning current amplitude and front time, the values of grounding resistances, the models of the loads and the lightning strike position were taken into consideration in the study. The results were obtained by simulations performed using the ATP (Alternative Transients Program). Waveforms are presented in order to provide information on the characteristics of the overvoltages in the consumers along the line. Currents, as well as energy absorbed by the low-voltage surge arresters are also presented and discussed, providing useful information about the performance of some protection alternatives.


©1991 Niagara Mohawk Power Corporation

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, com a utilização de cargas cada vez mais sensíveis, têm se tornado importantes os trabalhos relacionados a transitórios em redes de baixa tensão, destacando-se dentre eles os surtos atmosféricos, causadores não só de falhas mas também de danos permanentes nos equipamentos.

Quanto à origem dos surtos atmosféricos podem-se distinguir as descargas indiretas (seja para a terra ou entre nuvens) e as diretas na linha. A estas últimas, estão associados grandes valores de sobretensões e correntes. Como num sistema de distribuição de energia aéreo convencional o circuito primário normalmente é exposto às descargas (embora haja eventualmente blindagem oferecida por edifícios) torna-se interessante avaliar o comportamento das sobretensões causadas no circuito secundário pela injeção de descargas diretas no primário.

As concessionárias de energia elétrica, salvo raras exceções, não provêem proteção às redes secundárias, apesar de estas serem suscetíveis a surtos de origem atmosférica que causam falhas tanto em transformadores da própria empresa quanto em equipamentos de consumidores. Atualmente, no Estado São Paulo, as empresas concessionárias não promovem a instalação de dispositivos de proteção contra surtos de tensão nas redes secundárias de distribuição. Pretendem fazê-lo, numa primeira etapa, incluindo proteção junto aos terminais secundários dos transformadores de distribuição, primeiro com o objetivo de protegê-los e, adicionalmente, contribuir para a redução de sobretensões ao longo de toda a rede secundária. A proteção, entretanto, ainda é considerada anti-

econômica a não ser em regiões com constantes problemas e, além disso, não existem especificações consistentes, devido principalmente à falta de informação e experiência.

Não são encontrados estudos que apresentem uma abordagem completa capaz de fornecer informações a respeito de grandezas de interesse. Encontram-se trabalhos específicos sobre componentes sem haver, entretanto, análise de sua aplicação às condições típicas encontradas nas redes de distribuição. Essa limitação nos estudos já realizados, bem como a relevância do assunto, justificam a realização deste trabalho.

Assim, tem-se por objetivo caracterizar os surtos nas redes secundárias de distribuição resultantes de descargas atmosféricas diretas na rede primária, através da modelagem e simulação computacional de uma rede típica. Para isso, são realizadas:

- identificação e análise dos componentes dos sistemas de distribuição utilizados, reunindo-se informações e estabelecendo-se modelos para sua representação em simulações computacionais;

- verificação da influência de alguns fatores no fenômeno tais como localização, intensidade e tempo de frente da corrente da descarga, resistências de aterramento e presença de cargas;

- indicação de algumas possibilidades de inclusão de dispositivos de proteção nas redes de baixa tensão, buscando avaliar a eficiência que os mesmos podem trazer ao controle das sobretensões;

- apresentação de formas de ondas das tensões na rede e correntes em dispositivos de proteção instalados, trazendo informações que auxiliem na seleção dos mesmos.

Quanto à estrutura deste trabalho, inicialmente, no Capítulo 2, estão reunidos comentários sobre diversos estudos relacionados com surtos em redes de baixa tensão ou que foram utilizados no processo de desenvolvimento e estabelecimento de modelos dos componentes utilizados.

O Capítulo 3 apresenta a descrição dos modelos desenvolvidos e empregados no processo de simulação computacional. Os modelos dos componentes utilizados para a descrição da rede de distribuição são apoiados, tanto quanto possível, em experimentos em laboratório, realizados no Laboratório de Alta Tensão do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, ou através de publicações anteriores. Assim, foi discutida a modelagem de transformador, isoladores, pára-raios, aterramentos e as instalações dos consumidores.

O Capítulo 4 descreve a rede de distribuição estudada, apontando os pontos de interesse e fatores variantes no estudo, estabelecendo, assim, o conjunto de casos simulados bem como seus resultados. A configuração e os elementos das redes primária e secundária de distribuição adotados podem ser considerados como típicos, segundo informações obtidas junto a representantes das empresas concessionárias de energia elétrica no Estado de São Paulo. Os resultados foram obtidos por meio de simulações computacionais, utilizando-se o programa ATP (*Alternative Transients Program*), uma versão livre do programa EMTP (*Electromagnetic Transients Program*) para uso em microcomputadores e que, nos últimos anos, tem sido largamente empregado para estudos transitórios em sistemas em que, devido à grande quantidade de elementos, uma abordagem analítica se torna inviável. Foram obtidas informações referentes às sobretensões tanto em linhas sem proteção como em linhas protegidas de diferentes

formas e, além disso, foram analisadas as correntes e a energia dissipada pelos dispositivos de proteção.

Finalmente, o Capítulo 5 apresenta conclusões referentes à análise realizada no trabalho, bem como sugestões para desenvolvimentos futuros acerca do tema.

CAPÍTULO 2

REVISÃO DA LITERATURA

Para a realização deste trabalho, foram inicialmente analisados diversos estudos envolvendo os componentes mais significativos de um sistema de distribuição, incluídos no processo de simulação computacional.

Nos anos 80, diversos estudos analisando a resposta de transformadores monofásicos a surtos no lado de baixa tensão foram publicados [1-6]. Segundo relato dos autores, os transformadores continuavam apresentando falhas entre camadas do enrolamento primário mesmo com a proteção dos pára-raios; tais falhas foram atribuídas a surtos de corrente que, vindos do lado de baixa tensão, provocavam distribuição de tensão anormal no enrolamento primário. Esses problemas motivaram a criação de Força Tarefa do IEEE para que fossem realizados ensaios de impulso de corrente no secundário de transformadores de distribuição [6]. Tais ensaios não foram estabelecidos em normas devido à complexidade do fenômeno, mas os estudos originaram várias contribuições ao assunto. É importante ressaltar que estas publicações tinham como escopo a proteção dos transformadores monofásicos, mais suscetíveis quanto a surtos secundários.

A situação básica, analisada por tais trabalhos, é indicada na Figura 2.1. Em princípio, o fenômeno está associado à divisão de correntes entre o ponto de ligação do pára-raios e o condutor neutro. Dependendo da situação, a resistência de aterramento da rede

secundária (normalmente multi-aterrada) é menor que a do poste. Dessa forma, parcela significativa da corrente flui através do neutro, provocando sobretensões na rede secundária.

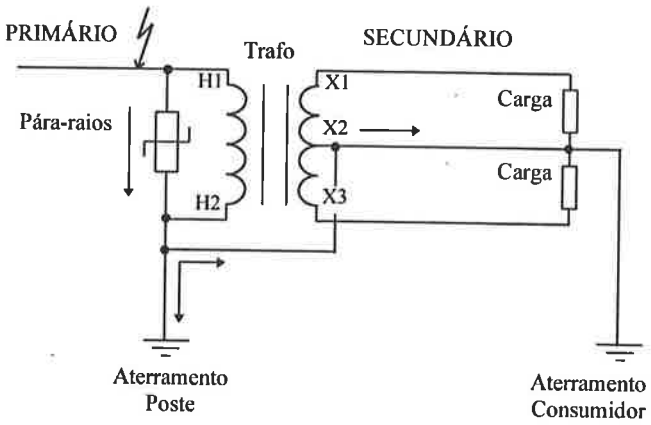


Fig. 2.1: Divisão de corrente da descarga atmosférica.

A suportabilidade de transformadores monofásicos a surtos atmosféricos no lado de baixa tensão foi estudada em [1]. Através de ensaios, os autores procuraram caracterizar a ocorrência de falhas no enrolamento primário devido à injeção de corrente no lado de baixa tensão. Para diversos transformadores monofásicos de 10 e 25 kVA, foram medidas as tensões entre camadas do enrolamento primário e entre camadas e terra (tanque) para correntes de 1 kA, com forma de onda 5/50 μs, injetadas no circuito secundário. As correntes foram aplicadas de forma balanceada (corrente injetada no terminal X1 igual à do terminal X3) ou não balanceadas. Para o caso balanceado, em transformadores com secundário entrelaçado, as tensões desenvolvidas nos transformadores de 10 kVA foram duas vezes maiores que nos de 25 kVA, confirmando a situação encontrada em campo onde transformadores de menor potência são mais suscetíveis a falhas. Em transformadores com secundário entrelaçado somente ocorrem

valores altos de tensão no primário quando correntes desbalanceadas são aplicadas aos terminais do secundário. Testes destrutivos em transformadores monofásicos de 10 kVA, mostraram que, no caso de surtos balanceados (maioria dos casos encontrados na realidade), os transformadores com secundário não-entrelaçado apresentaram ruptura do isolamento no enrolamento primário com pouco mais de 1 kA (forma de onda 8/30 μs) aplicado ao secundário. O mesmo transformador de 10 kVA, com pára-raios de baixa tensão aplicados ao secundário suportou mais de 5 kA sem falha (limite do gerador de impulsos utilizado). Transformadores com secundário entrelaçado suportaram os 5 kA balanceados, mas falharam com cerca de 3 kA em situação desbalanceada.

Em [2] foram realizados ensaios em um sistema composto por um transformador real e linha primária e ramais de alimentação secundários construídos em escala, utilizando-se um fator de 8,36 para 1. As cargas dos consumidores foram simuladas por resistores de 22 Ω e capacitores de 15 nF ligados entre fase e neutro. Os autores variaram as resistências de aterramento do consumidor e do poste (Figura 2.1), o tipo de construção do secundário do transformador (entrelaçado e não-entrelaçado) e o tipo de ligação da rede secundária (rede multiplexada ou aberta). Foram avaliadas a divisão de corrente entre os aterramentos e as tensões na carga e no transformador. Desses ensaios os autores inferiram que a indutância do transformador pouco influencia a magnitude dos surtos da rede secundária, sendo os parâmetros mais importantes os aterramentos e a configuração da rede secundária.

Estudo semelhante foi realizado em [3] através de simulações digitais. Foram utilizados modelos com parâmetros concentrados para representação das linhas (primária e secundária) e do transformador. Este último foi modelado através das indutâncias dos enrolamentos e apenas a capacitância entre camadas no lado primário foi considerada. As cargas foram representadas como 50 % resistiva e 50 % indutiva (motor). Os autores afirmam que a própria rede secundária representa o fator mais importante relacionado a surtos do lado de baixa tensão. O tipo de transformador ou as cargas pouco afetam a magnitude das tensões desenvolvidas na rede secundária pela corrente que flui pelo neutro. O aumento do comprimento da rede secundária promove aumento na diferença de potencial entre os condutores fase e neutro (tensão de rede). A configuração da rede secundária também afeta significativamente as tensões na rede. Na Figura 2.2 são mostradas, para uma configuração estudada, tensões e correntes na rede secundária para rede aberta e rede multiplexada. Os parâmetros de controle neste caso são: transformador 10 kVA, corrente injetada 10 kA, circuito secundário de 20 m e carga nominal no transformador. O autores recomendam, para minimizar os problemas na rede secundária, manter os condutores tão curtos quanto possível, utilizar condutores multiplexados, tomar cuidado para prover um bom aterramento no ponto de conexão do transformador e procurar alimentar vários pontos de carga do mesmo transformador para diluir as correntes de descargas atmosféricas nos cabos secundários.

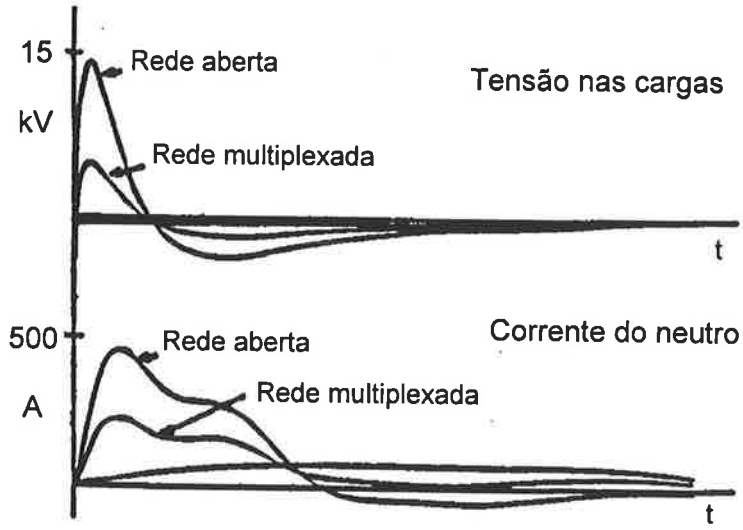


Fig. 2.2: Tensões e correntes na rede secundária [3].

Em [4] foram realizados estudos paramétricos utilizando-se o EMTP e alguns ensaios em laboratório. A modelagem utilizou parâmetros concentrados sendo que o transformador monofásico foi representado pelo modelo normalmente utilizado em análise de curto-circuitos e, adicionalmente, foram consideradas as capacitâncias entre seus terminais. As cargas dos consumidores foram representadas por resistências, considerando três quartos da carga total conectados fase-fase e o restante ligado entre fase e neutro. A corrente fluindo pelo aterramento do consumidor, segundo os autores, independe do tipo construtivo do transformador mas a distribuição de correntes nos condutores depende das indutâncias do secundário do mesmo. Quanto maior o comprimento do circuito secundário, maiores as tensões fase-neutro nas instalações consumidoras. A redução da resistência de aterramento do poste de 1000 para 5 ohms provocou a diminuição do valor de crista da tensão fase-neutro por um fator de 3,1 vezes. No entanto, para valores de resistência na faixa de 5 até 50 ohms a variação na

tensão não é muito significativa. A presença de múltiplos consumidores tende a diminuir a severidade dos surtos.

Em [5], utilizando parâmetros concentrados na representação do transformador, das linhas e das cargas, os autores desenvolveram expressões para avaliação das correntes e tensões no circuito secundário. O transformador foi modelado por indutâncias, tal qual utilizado em estudos de curto-circuito, desprezando-se resistências dos enrolamentos e ainda qualquer capacitância. As cargas foram representadas por resistores, ligados entre fase e neutro. Os autores, através das expressões desenvolvidas, analisam os efeitos das indutâncias do transformador, comprimento do circuito secundário, aterramentos e cargas na corrente que flui pelo neutro e na tensão que aparece no consumidor.

A proteção de transformadores monofásicos utilizando varistores e centelhadores foi analisada em [6]. Os pára-raios de baixa tensão utilizados possuíam nível de grampeamento entre 3 e 5 kV e capacidade de descarga de pelo menos metade da dos pára-raios de distribuição. Ensaios mostraram que os transformadores, qualquer que fosse o tipo, estavam protegidos contra surtos vindos do secundário. O uso de centelhadores externos representa uma alternativa de baixo custo em relação aos pára-raios. Os centelhadores ajustados para uma tensão de disparo entre 4 e 6 kV (distância de centelhamento em torno de 4,8 mm) promoveram bons resultados em ensaios de laboratório e com uso de borracha condutiva entre os eletrodos propiciaram extinção do arco após a disrupção. Segundo os autores, durante centenas de ensaios não foi constatada falha de transformadores protegidos por centelhadores. A instalação da

proteção nos transformadores promove um aumento da severidade dos surtos nas cargas, isso porque mais corrente é forçada a circular pela rede secundária. Dessa forma, é proposta como necessária a instalação da proteção nas cargas. Foi recomendado um nível de proteção de cerca de 2 kV ou menos, com uma capacidade de condução de corrente similar à do pára-raios no transformador. A própria impedância da rede secundária promoverá a coordenação evitando que o pára-raios da instalação consumidora "proteja", ou melhor, inicie a condução antes do pára-raios do transformador.

A Força Tarefa criada pelo IEEE publicou em 1990 [7] um artigo sumarizando os estudos nesse assunto, expostos anteriormente. O trabalho inicialmente descreve o problema e apresenta uma discussão sobre os fatores que mais o influenciam. São recomendadas a melhoria do aterramento nos pontos de instalações dos pára-raios de distribuição, a utilização de condutores multiplexados tão curtos quanto possível e a instalação de pára-raios secundários em transformadores, coordenados com os das instalações consumidoras.

Um estudo experimental, em escala real, foi apresentado em [8]. Um transformador monofásico de 15 kVA, secundário entrelaçado, com pára-raios primário instalado junto ao tanque, foi montado conjuntamente a uma linha secundária triplexada, com cerca de 45 m. Um gabinete de medidor de energia foi instalado no final da rede secundária e ainda dois circuitos com cerca de 20 m, simulando a instalação interna até às cargas, foram construídos. Como cargas foram instaladas lâmpadas incandescentes, tomadas de

uso geral e resistores. As resistências de aterramento eram 25 Ω para o ponto junto ao transformador, onde era injetada a corrente, e 3 Ω para o ponto junto à carga. Como exemplo, a Figura 2.3 mostra as tensões de circuito aberto medidas nos pontos de carga, para corrente de 2,6 kA, forma de onda 4/10 μs, injetada tanto no pára-raios no primário do transformador quanto no condutor neutro na instalação do consumidor. Duas componentes podem ser observadas: uma de baixa freqüência devido às indutâncias e resistências na rede multiplexada e uma de alta freqüência, atribuída às capacitâncias das linhas e cabos do circuito. Segundo os autores, a influência das capacitâncias do transformador é mínima.

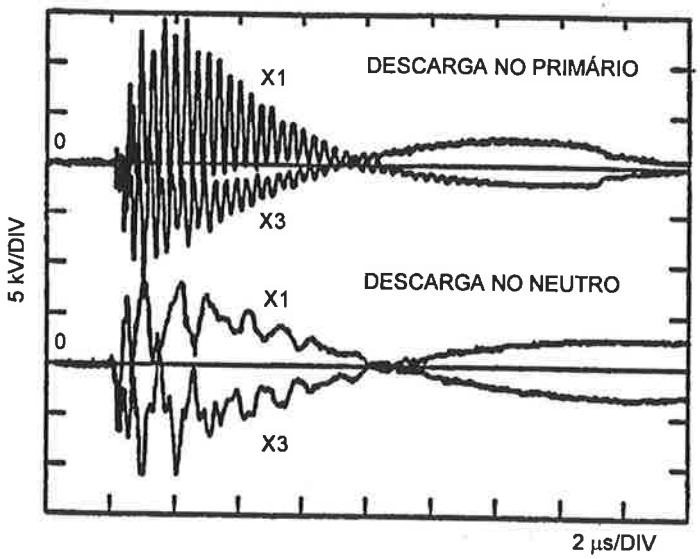


Fig. 2.3: Tensões de circuito aberto na carga com injeção de corrente no primário e no neutro secundário [8].

A Figura 2.4 mostra, para uma corrente de 5 kA injetada no primário, a tensão na carga e a corrente que flui pelos condutores fase do circuito multiplex. Nesse caso, as cargas eram lâmpadas incandescentes de 400 W, ligadas entre fase e neutro. Segundo os autores, dos 5 kA injetados, 4,5 kA fluem pelo neutro da rede secundária. As componentes de alta freqüência da tensão são bastante amortecidas.

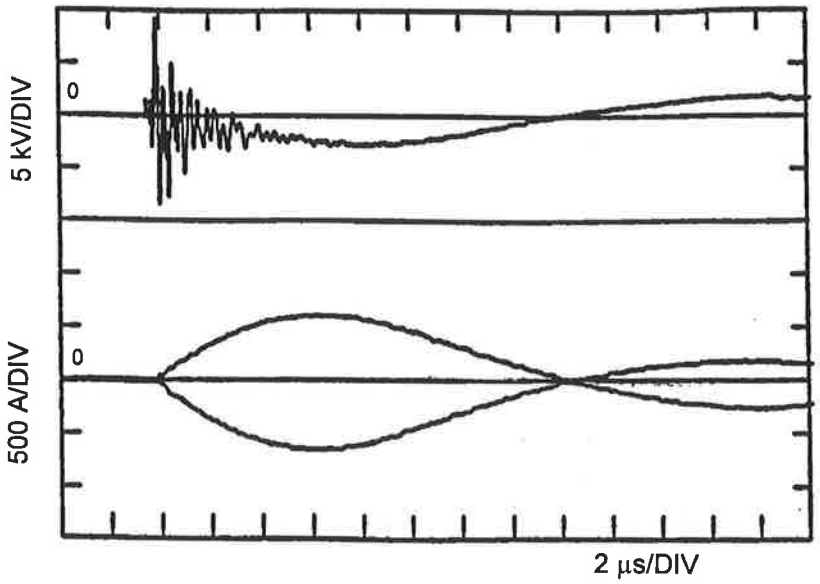


Fig. 2.4: Tensão na carga e corrente nos condutores fase da rede secundária [8].

Ensaios foram ainda feitos em condições desbalanceadas e com a inserção de pára-raios na entrada da instalação consumidora. Quanto ao uso dos pára-raios secundários os autores sugerem que possuam 1/3 da capacidade de absorção do pára-raios primário. O uso dos pára-raios na entrada do consumidor pode não garantir a proteção das cargas, distantes dos mesmos cerca de 20 m. Isso pode ser visto na Figura 2.5 onde é mostrada a tensão nas cargas e correntes nos condutores para uma corrente de 5 kA injetada no primário e nível de proteção na entrada de 2 kV. Apesar de a tensão oscilar em torno do nível de proteção, supera os 10 kV, podendo ser prejudicial.

Em [9] foi apresentado um esquema de proteção que recomenda adotar a filosofia de que o secundário deva suportar todos os surtos que se espera que o primário suporte. Assim, admitindo a capacidade de alta corrente no primário de 100 kA e considerando a pior situação, em que o aterramento do primário é muito ruim, a corrente dos pára-raios

secundários deve se dividir entre 2 fases e o neutro, atingindo 33 kA. Os autores recomendam, então, o uso de pára-raios com capacidade 40 kA. Quanto à tensão nominal, os autores sugerem que o valor de 480 V deveria ser adotado para a proteção dos transformadores e entradas das instalações consumidoras.

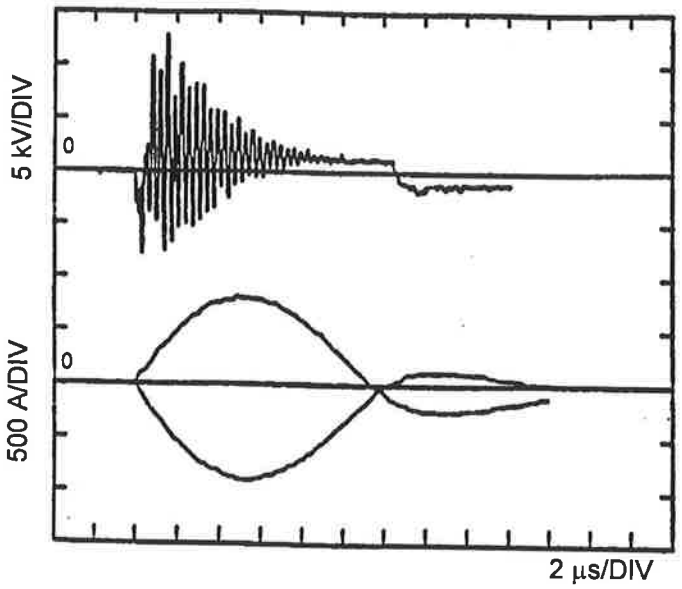


Fig. 2.5: Tensão na carga e correntes nos condutores com pára-raios colocado na entrada da instalação [8].

As recomendações de capacidade de corrente estão muito distantes daquelas adotas no Brasil. Em [10] tem-se reportada a experiência de instalação de protetores de ZnO junto a medidores de energia. Os protetores possuíam corrente de descarga nominal de 1,5 kA. A taxa de avaria dos medidores em dois anos foi reduzida de 11 para 2 %, e a taxa de danificação dos protetores atingiu cerca de 3%.

Também a CEMIG em [11] relata a recomendação de se adotar proteção no secundário de transformadores. Na zona rural recomenda-se a instalação de proteção em todos os transformadores e adicionalmente o uso de pára-raios de baixa tensão para uso abrigado

na caixa de medição. Em zona urbana, recomenda-se seu uso em regiões com índice ceráunico maior que 90 ou ainda quando do atendimento de cargas especiais. A corrente de descarga nominal dos pára-raios de baixa tensão de ZnO é de 1,5 kA. Não se tem informações quanto à performance dos protetores em uso.

Em [12] está relatada a experiência da CELESC que em uma determinada região instalou pára-raios secundários junto ao tanque do transformador e nos medidores de energia. Os pára-raios utilizados eram de SiC, com capacidade nominal de descarga de 1,5 kA e corrente máxima 10 kA. Como resultado de dois anos de acompanhamento (1992-1994) a taxa de queima de medidores de energia foi reduzida de 10 para cerca de 2,5%; por outro lado, a taxa de avaria de protetores ultrapassou 22 %, mostrando a necessidade de especificação de capacidade de absorção de energia em acordo com a situação encontrada em campo.

A instalação conjunta de pára-raios de baixa tensão e supressores requer cuidados pois a capacidade de absorção de energia dos supressores é muito menor. Assim, pode-se tornar necessário estabelecer um nível de proteção do pára-raios de baixa tensão menor que dos protetores instalados nas entradas das instalações consumidoras [13-15].

Em [16] é apresentado um estudo qualitativo mostrando as principais causas de sobretensões atmosféricas em circuitos de baixa tensão, quais sejam: a transferência de sobretensões do circuito primário para o secundário através dos transformadores, sobretensões induzidas e descargas diretas no circuito secundário. O neutro do circuito

de baixa tensão é isolado do tanque do transformador por uma certa distância, o que proporciona um nível de isolação de cerca de 20 kV. A rede secundária configura-se em um sistema TT e consiste de cabos multiplexados, tornando as tensões fase-fase praticamente desprezíveis; por essa razão o circuito de baixa tensão foi representado por apenas um condutor. As cargas, ligadas entre fase e neutro, não foram representadas, mas as instalações dos consumidores foram representadas por capacitâncias concentradas de alguns nF. Para avaliação das tensões transferidas pelos transformadores foi utilizado um modelo capacitivo pois, baseado em estudos anteriores, apenas as componentes de alta freqüência das sobretensões primárias são transferidas pelo mesmo. As componentes de baixa freqüência serão transferidas à rede secundária caso ocorra disrupção da isolação do tanque do transformador, situação essa que gera grandes sobretensões provocando várias disrupções ao longo da linha. As sobretensões induzidas podem, dependendo das condições, atingir grandes amplitudes nos circuitos secundários. As sobretensões induzidas calculadas foram fortemente atenuadas pela presença de cargas, representadas por capacitâncias variando até 8 nF. As descargas diretas, devido à grande energia, são importantes para definição da classe dos protetores a serem utilizados, bem como da coordenação dos mesmos.

Em [17] o grupo de trabalho 05 da *Cigrè*, criado em 1993, sumariza os pontos mais importantes de um guia de aplicação de proteção contra sobretensões em redes de média e baixa tensão.

Outros trabalhos com estudos ligados a modelagem dos sistemas e componentes foram também consultados. Assim, com respeito a trabalhos relativos à modelagem de transformadores, alguns foram selecionados [18-27] e serão melhor discutidos em capítulo posterior.

Algumas outras publicações trouxeram contribuições muito importantes durante a definição de modelos adequados à simulação, sendo também melhor apresentados oportunamente ao longo deste trabalho. Em [28] é apresentado um método para representação do comportamento do isolamento sujeito a impulsos de tensão. Em [29] são apresentados resultados de ensaios de impulso de corrente em postes utilizados em redes de distribuição mostrando, por exemplo, a relação entre impedâncias de postes efetivamente aterrados e aterrados apenas pela estrutura de concreto. Em [30] apresenta-se um estudo envolvendo a modelagem de componentes em redes de baixa tensão como as instalações dos consumidores e seu comportamento em freqüência.

CAPÍTULO 3

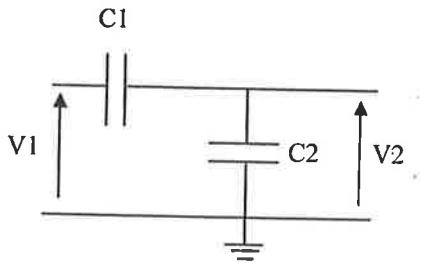
MODELAGEM

Neste capítulo são apresentados os modelos utilizados para a representação dos componentes das redes de distribuição.

3.1 Modelo de transformador

A representação adequada do transformador se mostra como um ponto importante a ser considerado na análise de surtos atmosféricos em redes de distribuição.

Em [18] apresenta-se um circuito bastante simples para modelagem do transformador sob surtos, em que C1 representa as capacitâncias entre enrolamentos e C2 a capacitância do secundário para a terra, conforme visto na Figura 3.1. Assim, a tensão transferida ao secundário V2 é definida por uma relação correspondente à de um divisor de tensão capacitivo.



$$V2 = \frac{C1}{C1 + C2} \cdot V1$$

Fig. 3.1: Representação capacitiva do transformador para surtos [18].

Um modelo mais aprimorado, mas ainda simples, pode ser visto na Figura 3.2. Esta rede capacitiva, tipo π, é freqüentemente utilizada para cálculo de surtos transferidos ao secundário, como por exemplo em [19].

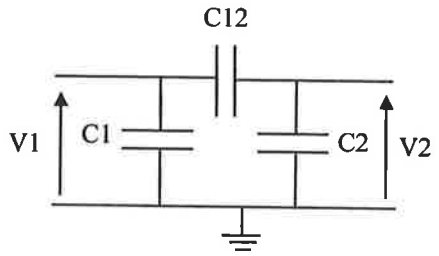


Fig. 3.2: Modelo de circuito π-capacitivo [19].

O modelo pode ser obtido através das medições das seguintes capacitâncias:

- capacitância entre o enrolamento secundário e o terra, estando o secundário curto-circuitado e o enrolamento primário curto-circuitado e aterrado; obtém-se dessa forma C2 em paralelo com C12;
- capacitância entre o enrolamento primário e o terra, estando o primário curto-circuitado e o enrolamento secundário curto-circuitado e aterrado; obtém-se dessa forma C1 em paralelo com C12;
- capacitância entre os enrolamentos primário e secundário e terra, estando ambos os enrolamentos curto-circuitados e conectados entre si; obtém-se dessa forma C1 em paralelo com C2;

Como exemplo e, para utilização posterior, o modelo π-capacitivo foi determinado para o transformador utilizado neste trabalho: transformador trifásico, marca Toshiba,

potência 30kVA, primário em Δ 13,8kV, secundário em Y 220/127V. Foram medidas as capacitâncias descritas acima, obtendo-se os valores mostrados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Capacitâncias obtidas para o transformador de distribuição.

	Medição em 60 Hz Ponte Schering	Medição em 1 kHz Ponte RLC	Valor Médio
C1	0,826 nF	0,83 nF	0,83 nF
C2	2,536 nF	2,51 nF	2,52 nF
C12	1,831 nF	1,81 nF	1,82 nF

Apesar da simplicidade em sua obtenção, o modelo π-capacitivo não representa adequadamente o comportamento do transformador quando da aplicação de surtos, como será visto neste Capítulo, quando resultados de simulações utilizando-se tal modelo são comparados com medições em laboratório.

Modelos mais aprimorados para representação de transformadores em freqüências altas são encontrados na literatura [20-23]. Entretanto, eles têm em comum a capacidade de reproduzir com fidelidade o comportamento do transformador em vazio, fato este nunca encontrado em redes de energia. Os modelos publicados buscam, via de regra, estabelecer ferramentas para diagnósticos de falhas em grandes transformadores.

Em 1988, Vaessen apresentou uma metodologia para modelagem de transformadores, sem carga em seu circuito secundário, baseada em análise modal [20]. O método

proposto por Vaessen transforma a forma modal em uma rede elétrica, que pode ser utilizada em simulações digitais, como mostrado na Figura 3.3.

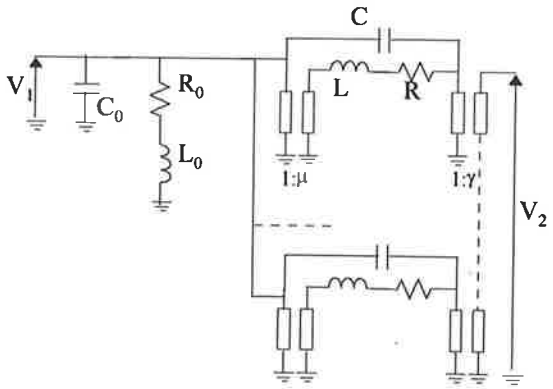


Fig. 3.3: Circuito equivalente para o modelo de Vaessen [20].

Os componentes R_0, L_0 e C_0 representam, respectivamente, a resistência dos enrolamentos, a indutância sem a carga e capacitância de entrada. Os parâmetros modais das equações são determinados através da resposta em freqüência do transformador, de obtenção experimental. Em grandes transformadores, normalmente são obtidos diversos pontos de ressonância (modos) tanto na função de transferência como na admitância de entrada até a freqüência de 1 MHz, normalmente utilizada como limite em estudos de fenômenos atmosféricos. Entretanto, para transformadores de distribuição são poucos os pontos de ressonância, sendo não raro obter-se apenas um, tornando a rede mais simples.

Em [24] está apresentada uma comparação entre os modelos π-capacitivo e o de Vaessen, no cálculo de tensões induzidas em linhas com transformadores. São desconsiderados os efeitos dos parâmetros R_0 e L_0 e é utilizado o valor de 1 nF típico para C_0. Os modelos levam a resultados diferentes o que, possivelmente, segundo os autores, mostra a não adequação do modelo capacitivo. Porém ressalta-se que o modelo

de Vaessen não pode ser empregado em estudos com cargas, limitando bastante sua utilização.

Em [25] promoveu-se o desenvolvimento de um modelo cuja validade pôde ser comprovada experimentalmente. Para isso foram realizados ensaios de forma a se conhecer o comportamento de um transformador de distribuição típico com relação à transferência de tensões para o secundário em vazio, considerando-se uma ampla faixa de freqüências. Determinando-se a resposta em freqüência do transformador e sua impedância de entrada, um circuito simples RLC foi obtido.

Em [26] dá-se continuidade ao trabalho desenvolvido em [25] sendo comparadas as características de diversos transformadores de distribuição quanto ao fabricante e à potência nominal. O comportamento dos transformadores com relação aos surtos transferidos ao secundário é analisado, permitindo a avaliação da generalidade do modelo proposto. Foram realizados ensaios de forma a obter-se as características de diversos transformadores de distribuição, representadas pelas curvas de ganho e de impedância de entrada em função da freqüência. Esses ensaios permitiram o conhecimento do comportamento geral dos transformadores com relação à transferência de tensões para o secundário e forneceram subsídios para que fosse proposta um alteração do modelo apresentado anteriormente.

Como inconveniente ressalta-se o fato de os modelos apresentados em [25-26] terem sido desenvolvidos sob a condição de ausência de carga no secundário do transformador.

Estudos desenvolvidos em [27] e neste trabalho complementam os anteriores visando obter um modelo de representação de transformadores de distribuição, considerando-se a condição de carga no secundário. A publicação [41] apresenta o desenvolvimento (incluindo os ensaios para validação) e resultados de simulações em uma rede de distribuição utilizando o modelo descrito neste item.

Para a obtenção do modelo de representação de transformadores de distribuição foi utilizado o conceito de quadripolos, que se definem por redes com quatro terminais associados em dois pares: um par de terminais ligado à fonte ou excitação correspondendo à entrada do quadripolo, e outro par ligado à carga, constituindo a saída, como mostra a Figura 3.4.

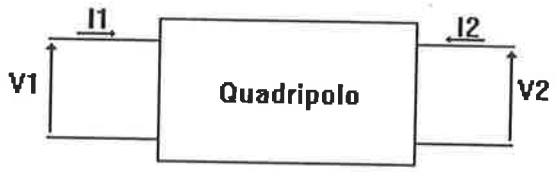


Fig. 3.4: Representação de um quadripolo.

Supondo que o sistema seja linear e invariante no tempo, pelo Teorema da Superposição pode-se escrever

$$\begin{cases} V_1 = Z_{11}I_1 + Z_{12}I_2 \\ V_2 = Z_{21}I_1 + Z_{22}I_2 \end{cases} \quad (1),$$

sendo:

Z_{11} - impedância de entrada do quadripolo com a saída em aberto;

Z_{22} - impedância de saída do quadripolo com a entrada em aberto;

Z_{12} e Z_{21} - impedâncias de transferência em vazio do quadripolo.

Pode-se substituir o quadripolo pelo circuito π equivalente, mostrado na Figura 3.5.

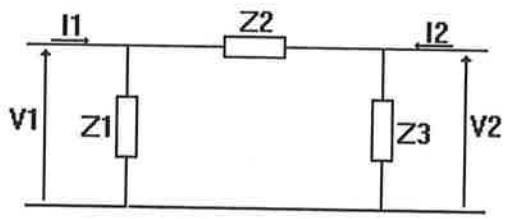


Fig. 3.5: Circuito π equivalente ao quadripolo.

Do circuito, obtém-se

$$Z_{11} = \frac{Z_1(Z_2 + Z_3)}{Z_1 + Z_2 + Z_3}$$

$$Z_{22} = \frac{Z_3(Z_1 + Z_2)}{Z_1 + Z_2 + Z_3} \quad (2).$$

$$Z_{12} = Z_{21} = \frac{Z_1 Z_3}{Z_1 + Z_2 + Z_3}$$

O transformador será, então, representado pelo quadripolo da Figura 3.4, sendo V1 e V2 as tensões do primário e do secundário, respectivamente. São, portanto, válidas para o transformador as relações (1) e (2), bem como o circuito equivalente π da Figura 3.5. Para obtenção dos parâmetros Z1, Z2 e Z3, do modelo, foram obtidas curvas de módulo e fase, em função da freqüência, da impedância Z11, da impedância de transferência Z12 e da impedância Z22.

A impedância Z11 foi determinada utilizando-se a montagem indicada na Figura 3.6. O módulo de Z11 foi obtido através da relação entre o valor da amplitude de tensão no ponto P1 e o valor da amplitude de corrente em P3 (medida utilizando-se uma ponta de prova de corrente), para diversas freqüências de 10 kHz a 1 MHz. A fase da impedância foi determinada a partir da diferença de tempo entre os pontos de passagem pelo zero das ondas de tensão e de corrente.

Procedeu-se de maneira análoga para a obtenção da impedância Z22, sendo utilizada a montagem mostrada na Figura 3.7.

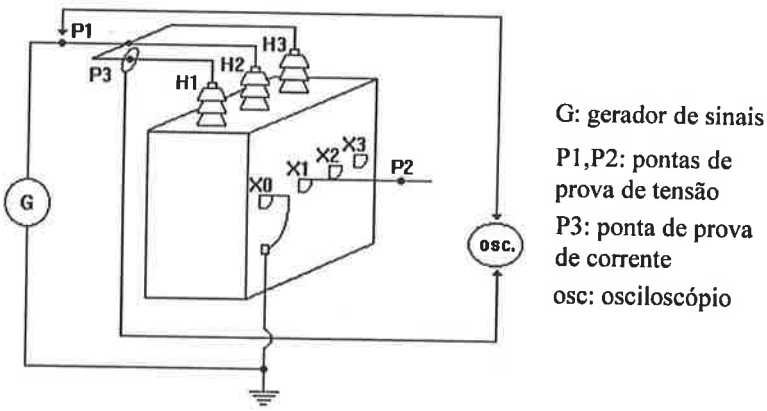
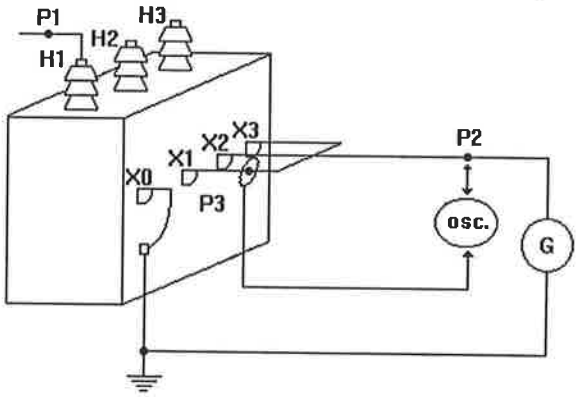


Fig. 3.6: Esquema de ensaio para determinação da impedância Z11.



G: gerador de sinais

P1,P2: pontas de prova de tensão

P3: ponta de prova de corrente

osc: osciloscópio

Fig. 3.7: Esquema de ensaio para determinação da impedância Z22.

A impedância de transferência do transformador pode ser determinada utilizando-se um dos ensaios descritos anteriormente. Utilizando-se a montagem para obtenção da impedância Z11 (Figura 3.6) o módulo de Z21 é determinado pela relação entre o valor da amplitude de tensão transferida para o secundário (ponto P2) e o valor da amplitude de corrente de entrada no primário (ponto P3), para cada freqüência. A impedância Z12, analogamente (Figura 3.7), é determinada através da relação entre o valor da amplitude de tensão transferida para o primário (ponto P1) e o valor da amplitude de corrente injetada na bucha do secundário (ponto P3) para cada freqüência.

O processo de modelagem consistiu na obtenção de um circuito que apresentasse resposta em freqüência semelhante, para as impedâncias Z11, Z22 e de transferência. Um dos possíveis modelos aproximados é apresentado na Figura 3.8, onde as impedâncias Z1, Z2 e Z3, foram representadas por uma associação adequada de elementos R, L e C.

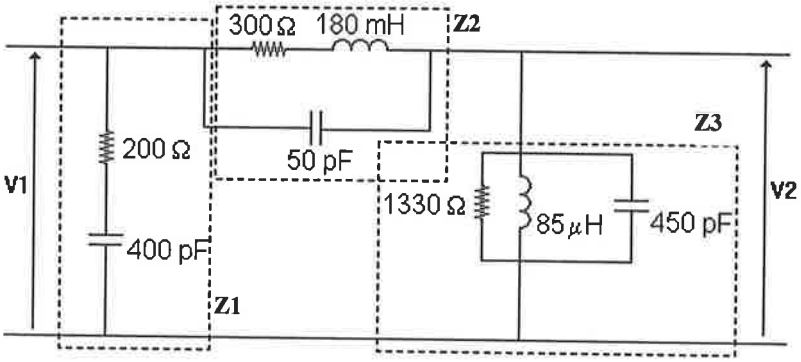
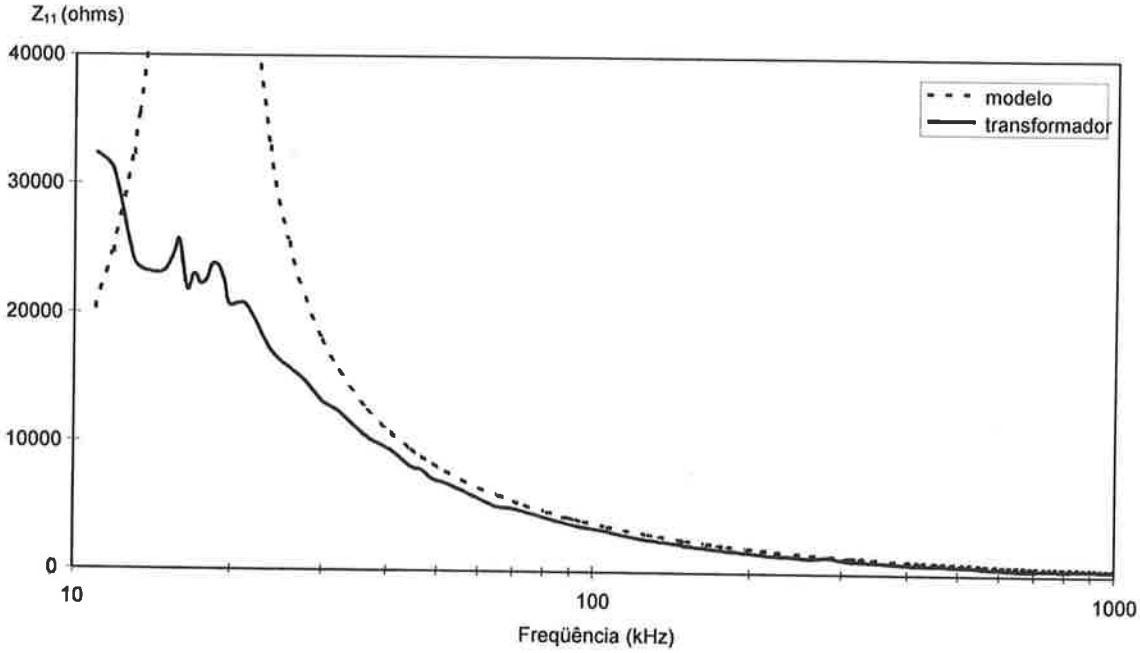


Fig. 3.8: Modelo π-RLC proposto para representar o transformador.

As Figuras 3.9 a 3.11 apresentam as curvas de impedância (módulo e fase) do transformador e do respectivo modelo.

Pode-se verificar que o modelo π-RLC proposto reproduz com razoável fidelidade a forma geral das curvas experimentais, tanto em módulo como em fase, embora haja diferenças significativas em certas regiões dos gráficos. Vale ressaltar que esse modelo proposto representa uma aproximação simplificada, empregando apenas três blocos RLC.



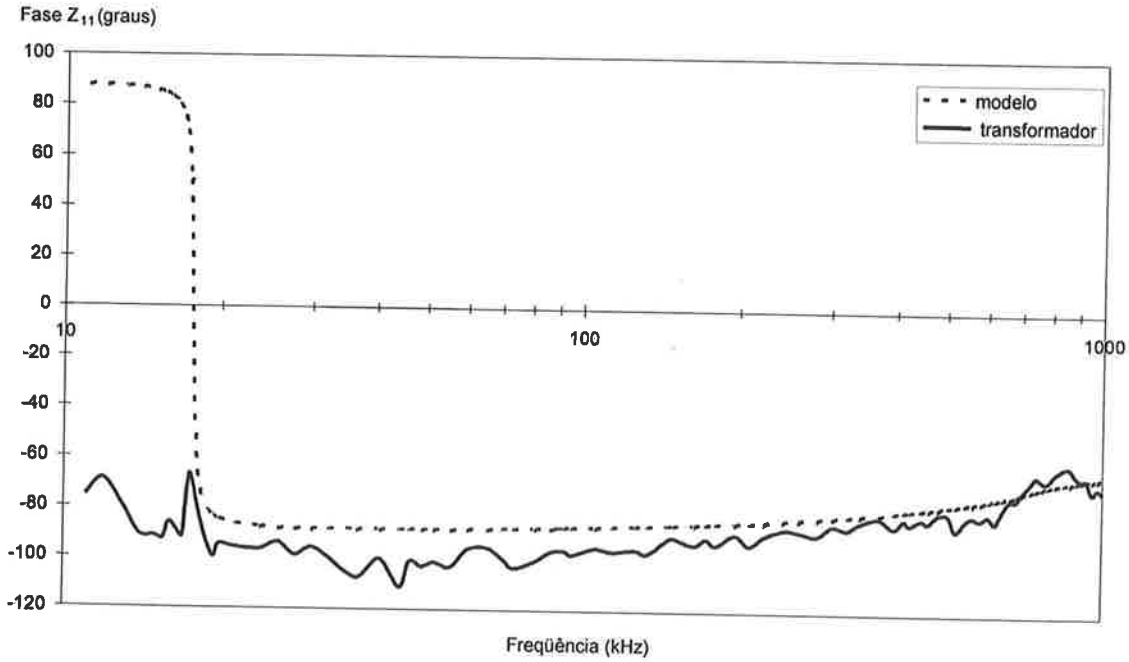


Fig. 3.9: Impedância Z_{11} do transformador e do modelo.

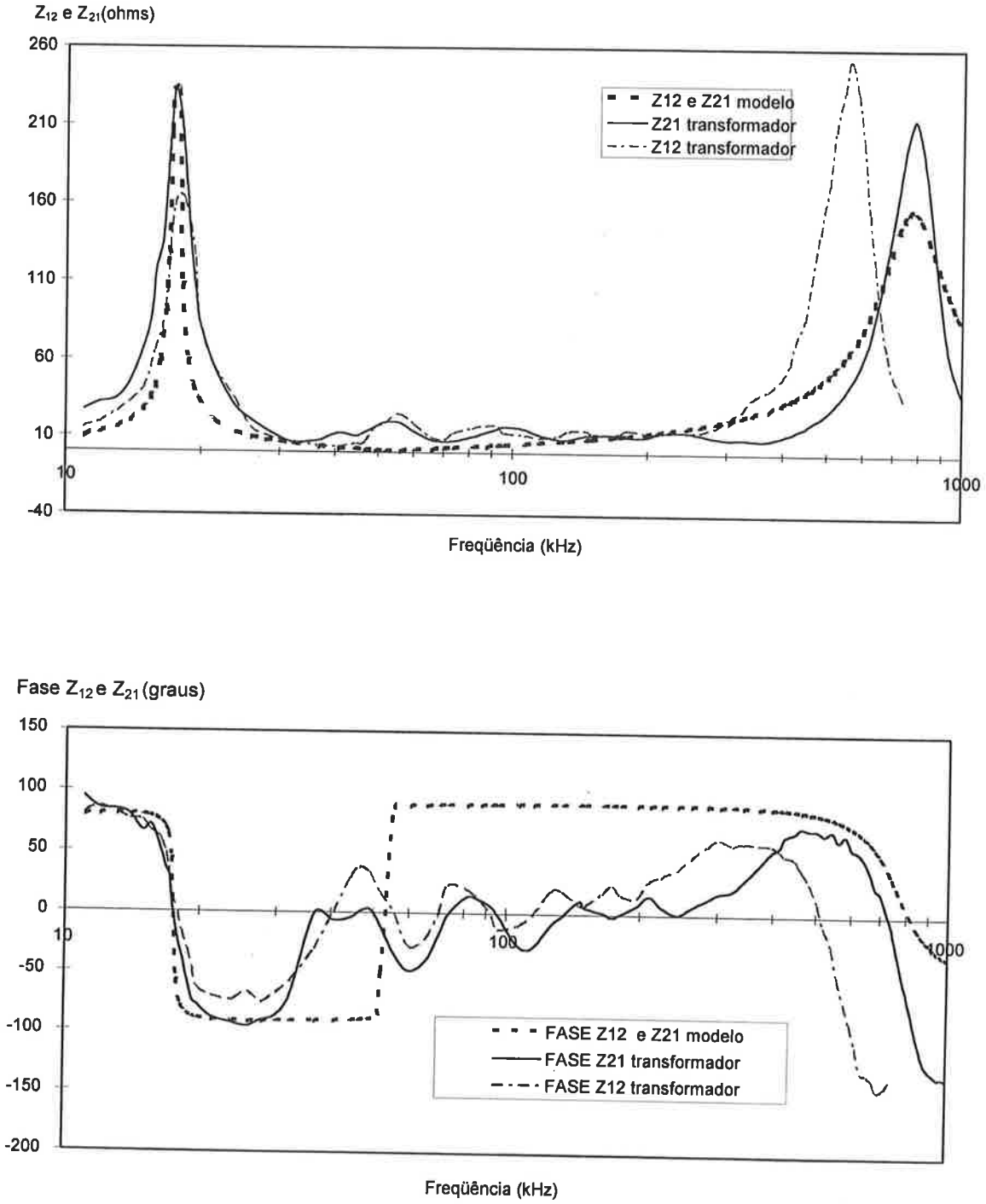


Fig. 3.10: Impedância de transferência (Z_{12} e Z_{21}) do transformador e do modelo.

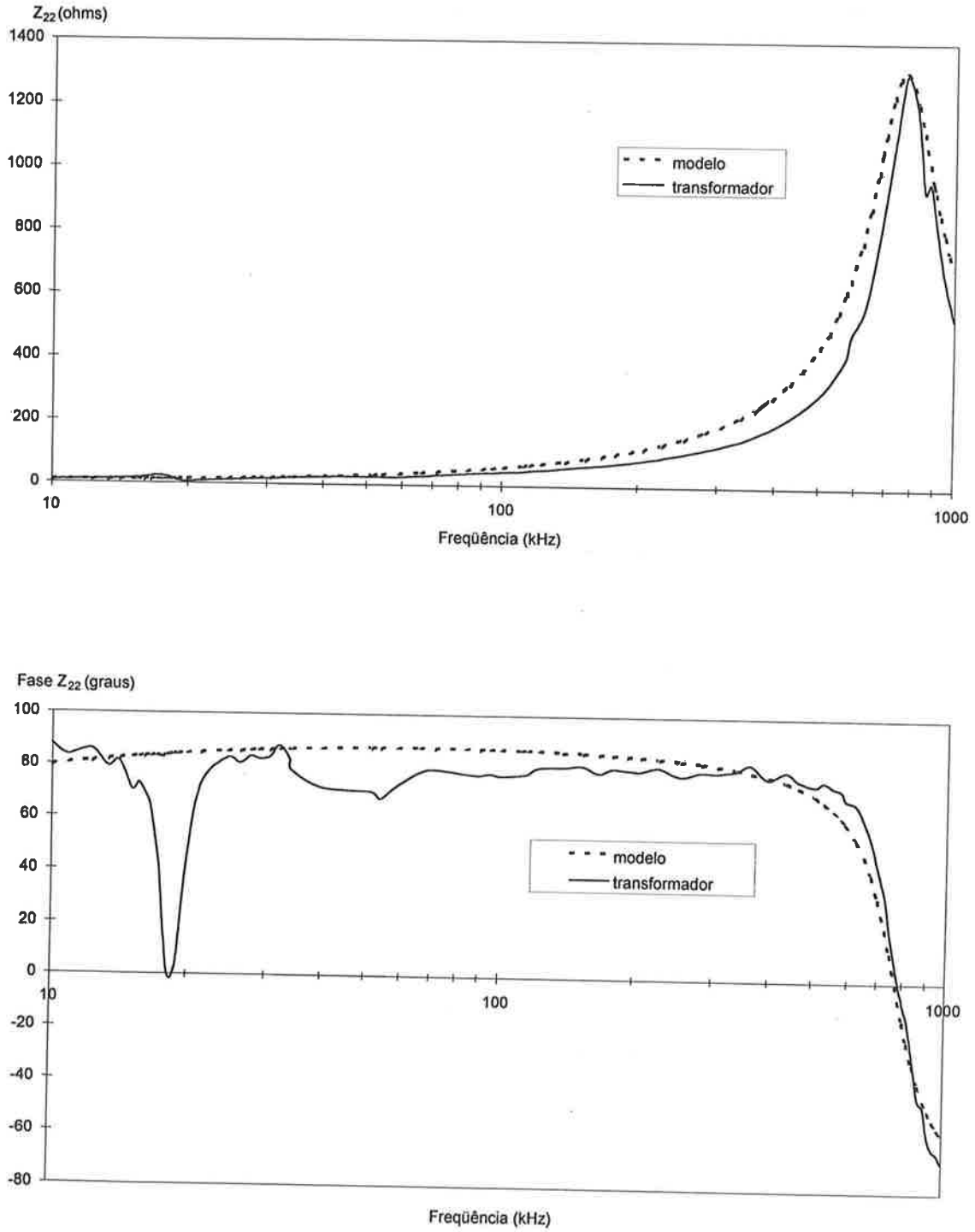


Fig. 3.11: Impedância Z_{22} do transformador e do modelo.

O modelo apresentado na Figura 3.8, apesar de representar razoavelmente as curvas de impedâncias medidas, pode certamente ser aperfeiçoado para um melhor ajuste. Uma extensão do modelo pode ser feita partindo-se de expressões que relacionam as impedâncias constituintes do quadripolo (Z1, Z2 e Z3), mostradas na Figura 3.5, com as impedâncias medidas (Z11, Z12 e Z22). Com isso pode-se, mais facilmente, identificar e representar cada uma das impedâncias do quadripolo independentemente das demais. Assim, a partir de (2), as seguintes relações podem ser escritas:

$$\frac{Z_{11}}{Z_{12}} = \frac{Z_1.Z_2 + Z_1Z_3}{Z_1Z_3} = \frac{Z_2}{Z_3} + 1 \qquad (3).$$

$$\frac{Z_{22}}{Z_{12}} = \frac{Z_1.Z_3 + Z_2Z_3}{Z_1Z_3} = \frac{Z_2}{Z_1} + 1$$

Denominando:

$$a = \frac{Z_{11}}{Z_{12}} - 1 \quad \text{e} \qquad (4),$$

$$b = \frac{Z_{22}}{Z_{12}} - 1$$

através de manipulações podem ser obtidas as seguintes relações que permitem calcular as impedâncias do quadripolo em função das impedâncias medidas:

$$Z_2 = \frac{a(b+1)+b}{a+1}.Z_{11}$$

$$Z_1 = \frac{Z_2}{b} \qquad (5).$$

$$Z_3 = \frac{Z_2}{a}$$

Podem, então, ser obtidas, por cálculos, curvas de resposta em freqüência para Z1, Z2 e Z3 a partir das curvas (medidas) referentes a Z11, Z12 e Z22. Deve ser ressaltado que essas manipulações adicionais introduzem erros, e também, como não se conhecem as impedâncias Z11, Z12 e Z22 rigorosamente nas mesmas freqüências de medição, são ainda necessárias interpolações.

A partir dessas curvas de Z1, Z2 e Z3 e ajustando valores de impedâncias, um circuito mais complexo (denominado π-RLC modificado) foi obtido, visando a representação do quadripolo. A Figura 3.12 mostra o circuito desenvolvido e as Figuras 3.13 a 3.15 mostram as curvas obtidas para as impedâncias Z1, Z2 e Z3 calculadas pelas relações (5) e para o modelo ajustado.

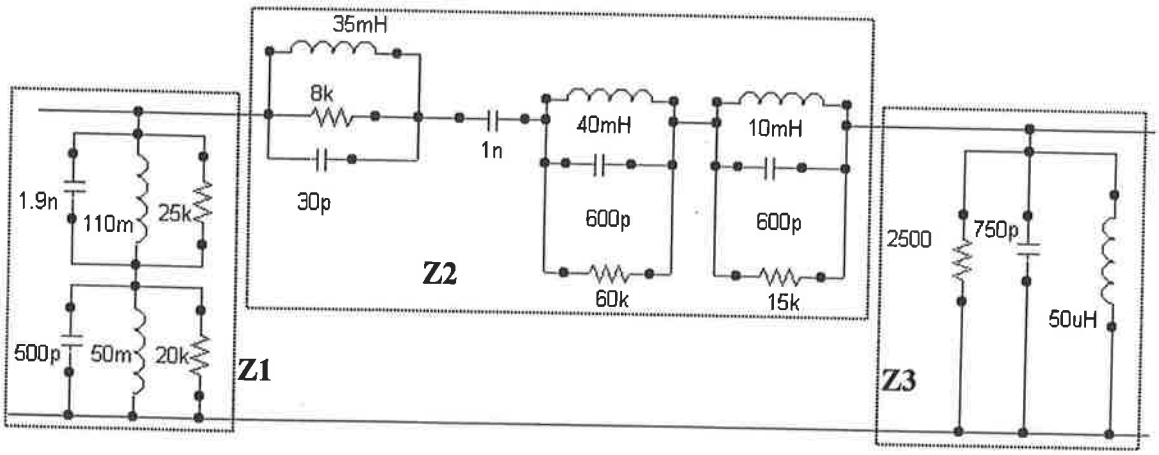


Fig. 3.12: Modelo π-RLC modificado para o quadripolo.

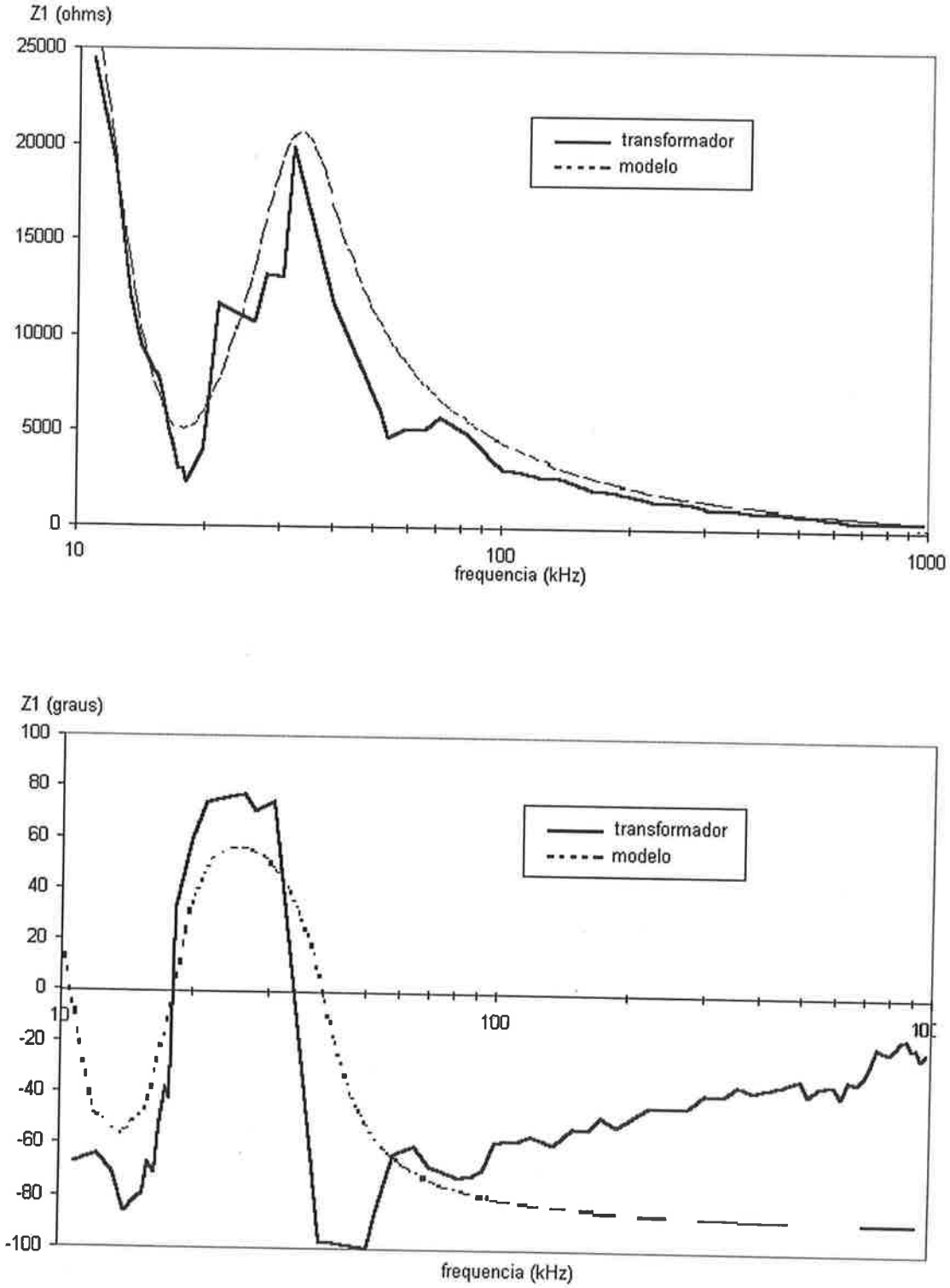


Fig. 3.13: Impedância Z1 calculada para o transformador e para o modelo π-RLC modificado.

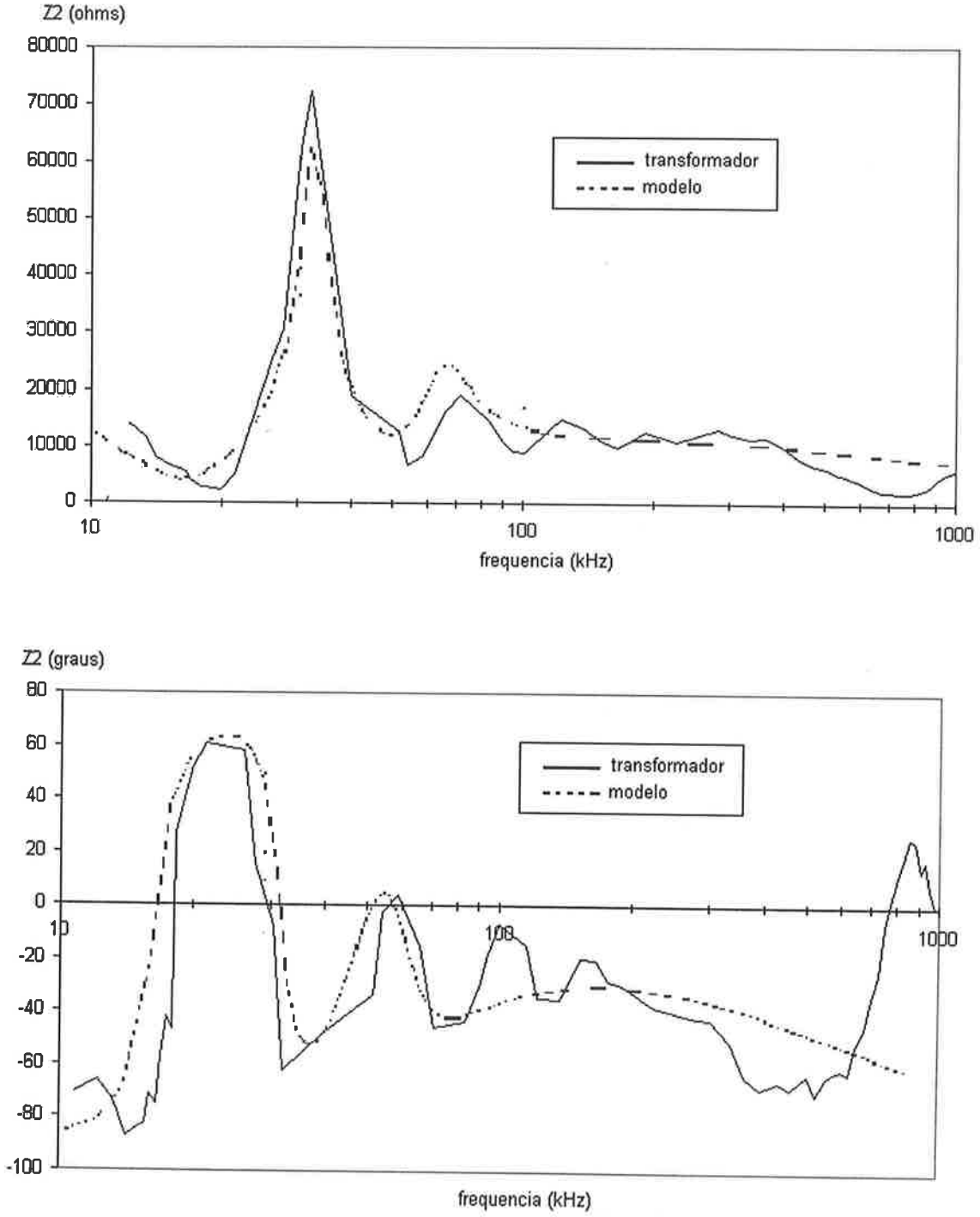
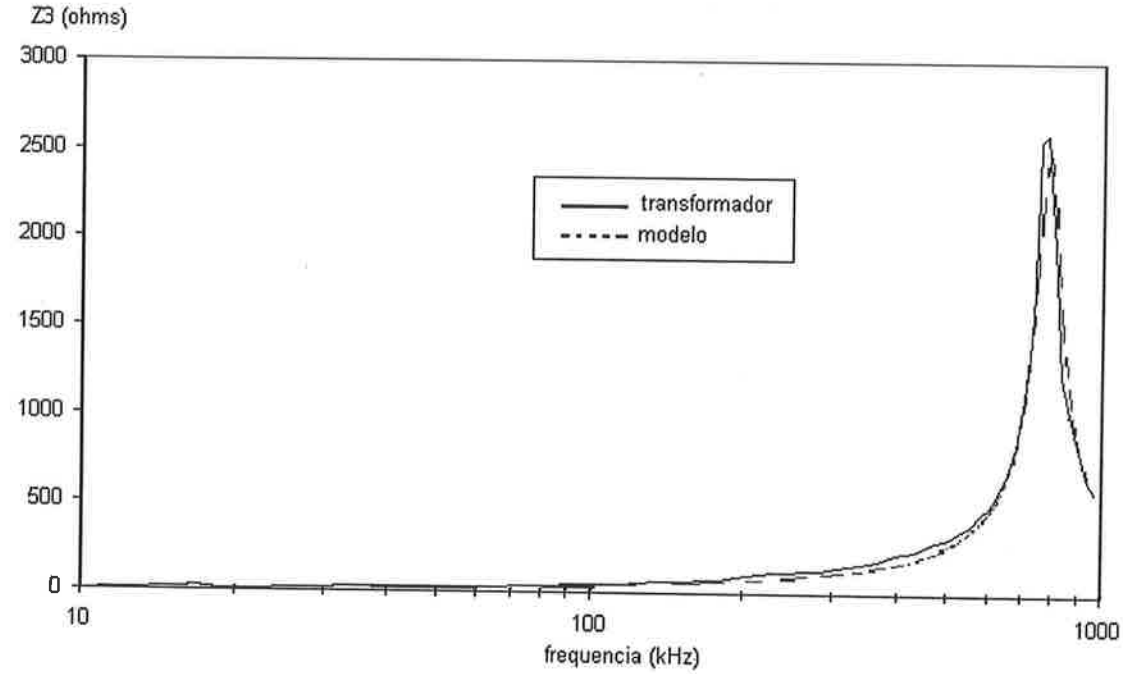


Fig. 3.14: Impedância Z2 calculada para o transformador e para o modelo π-RLC modificado.



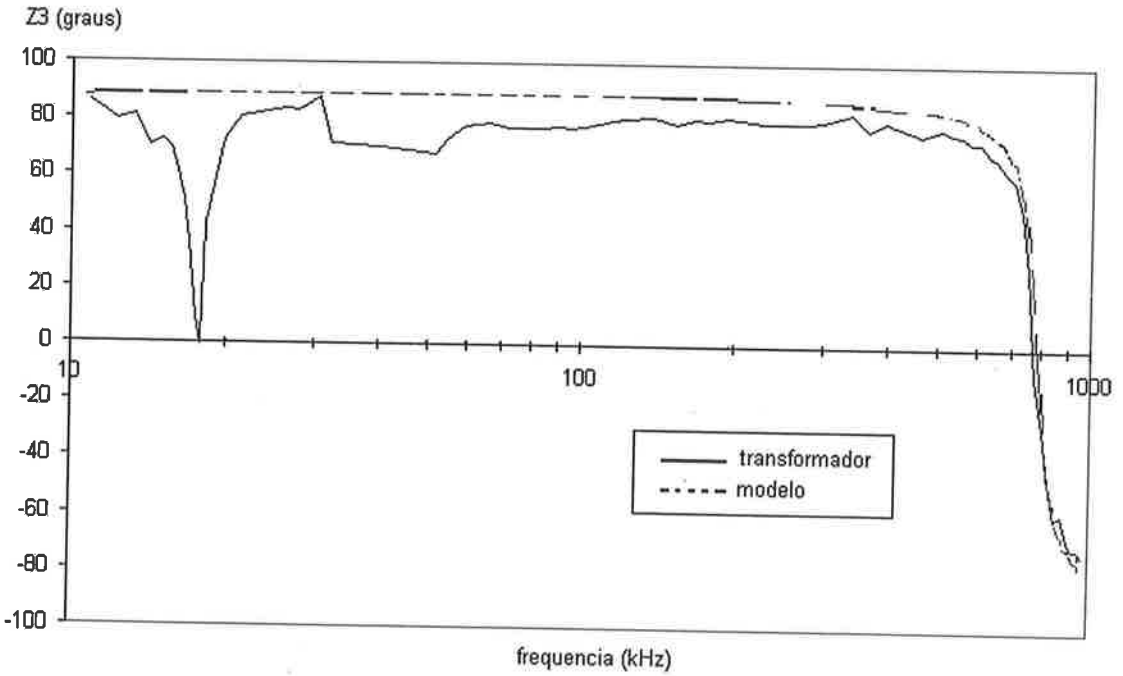


Fig. 3.15: Impedância Z3 calculada para o transformador e para o modelo π-RLC modificado.

Observa-se a razoável concordância entre as curvas referentes às impedâncias do modelo e as obtidas por cálculo. Ressalte-se o melhor ajuste, em geral, dos modos presentes na resposta em freqüência.

3.1.1 Verificação experimental

Buscando-se verificar o comportamento do modelo desenvolvido foram realizados ensaios utilizando-se o transformador e efetuadas simulações computacionais, permitindo, assim, a comparação entre as respostas medidas e calculadas.

A parte experimental foi conduzida numa pequena linha construída em laboratório. A Figura 3.16 mostra o circuito de ensaio. Um pára-raios de ZnO, corrente nominal de 10 kA, sem centelhadores, foi montado junto ao tanque do transformador, e sobre este, foram aplicados impulsos de corrente de cerca de 5 kA com a forma de onda vista na Figura 3.17. Para se avaliar o efeito de possíveis desequilíbrios de tensão no primário, o pára-raios foi conectado nos três terminais (H1, H2 e H3) simultaneamente ou somente no terminal H1. Na outra extremidade, a rede se encontrava em aberto (apenas o divisor resistivo com impedância de cerca de 9 kΩ conectado ao ponto de medição) ou ainda com cargas resistivas ou capacitivas de diferentes valores conectadas entre fase e neutro. Foram medidas as tensões na linha junto ao transformador e junto às cargas por meio de divisores de tensão. Todas as medições foram feitas tomando-se um plano metálico como referência, representando o solo. Para comparação, simulações foram realizadas com o programa computacional *ATP*, utilizando-se os modelo π-RLC, π-RLC modificado e, adicionalmente, o modelo π-capacitivo.

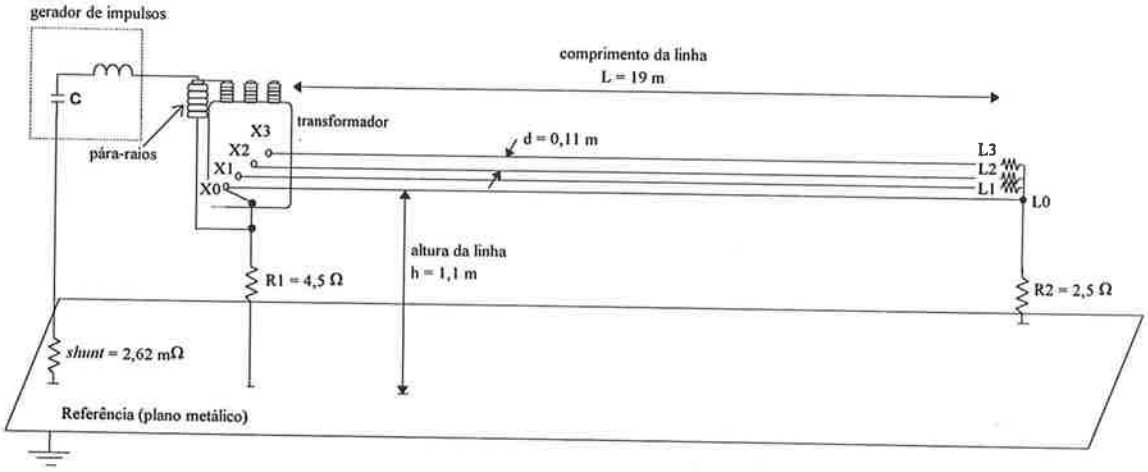


Fig. 3.16: Esquema de ensaio utilizado para verificação do modelo de transformador.

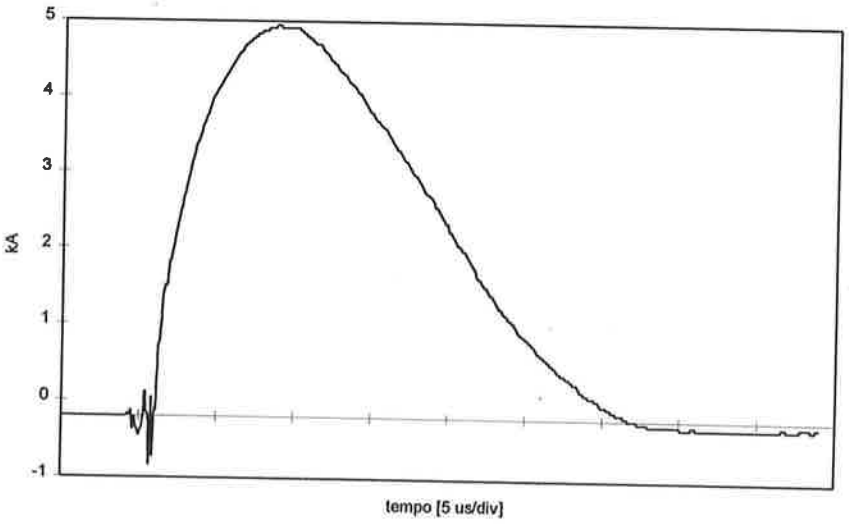
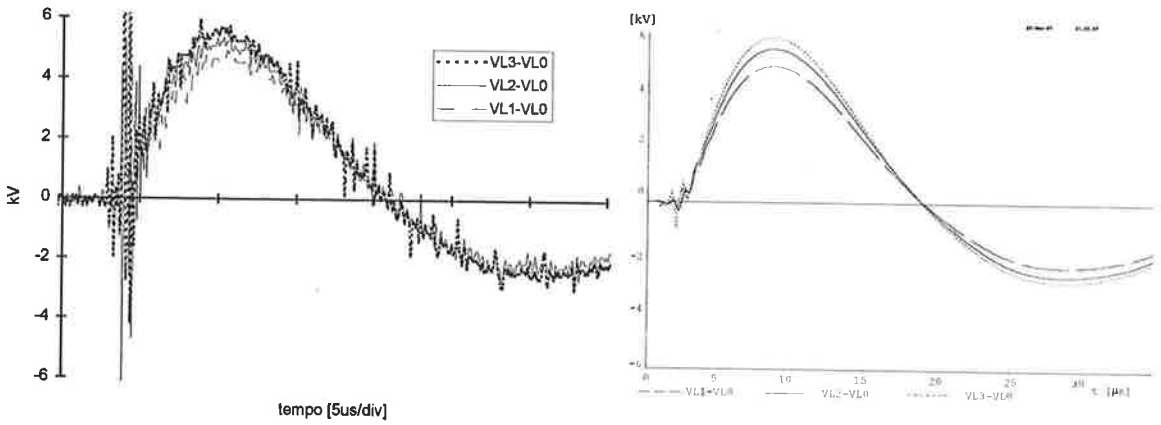


Fig. 3.17: Corrente injetada no circuito de ensaio e usada nas simulações.

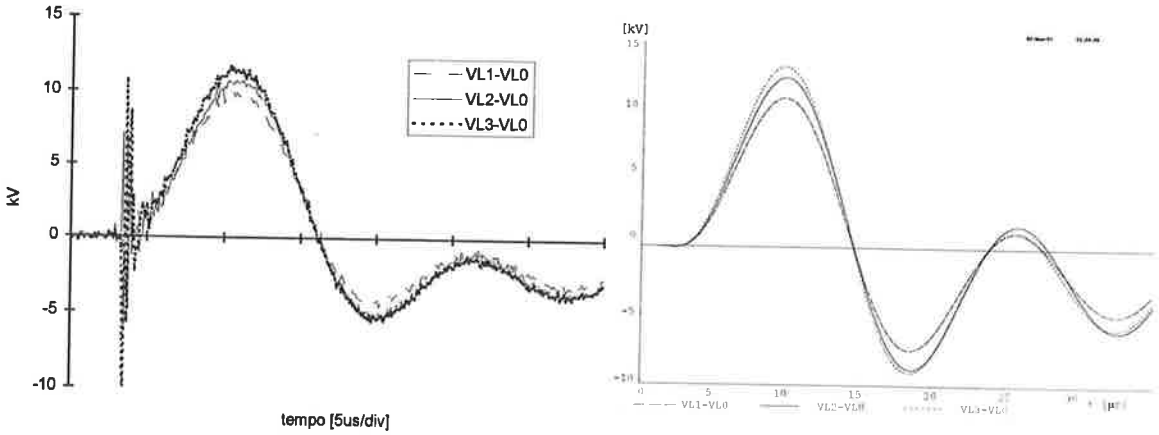
3.1.1.1 Simulações utilizando o modelo π-RLC

As Figuras 3.18 a 3.23 apresentam as tensões medidas e calculadas utilizando o modelo π-RLC, em algumas situações.



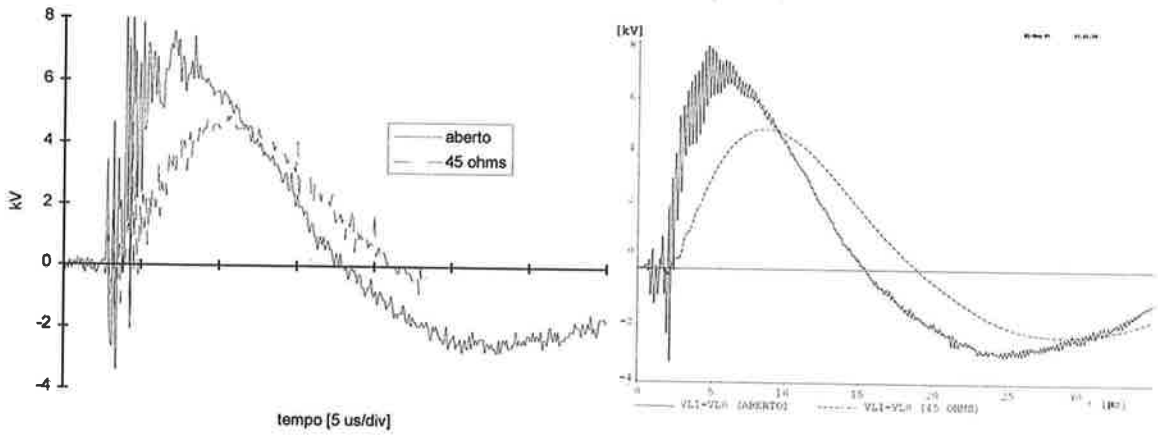
(a) (b)

Fig. 3.18: Tensões fase-neutro nas cargas; carga resistiva 45 Ω.
(a) medidas (b) calculadas com o modelo π-RLC.



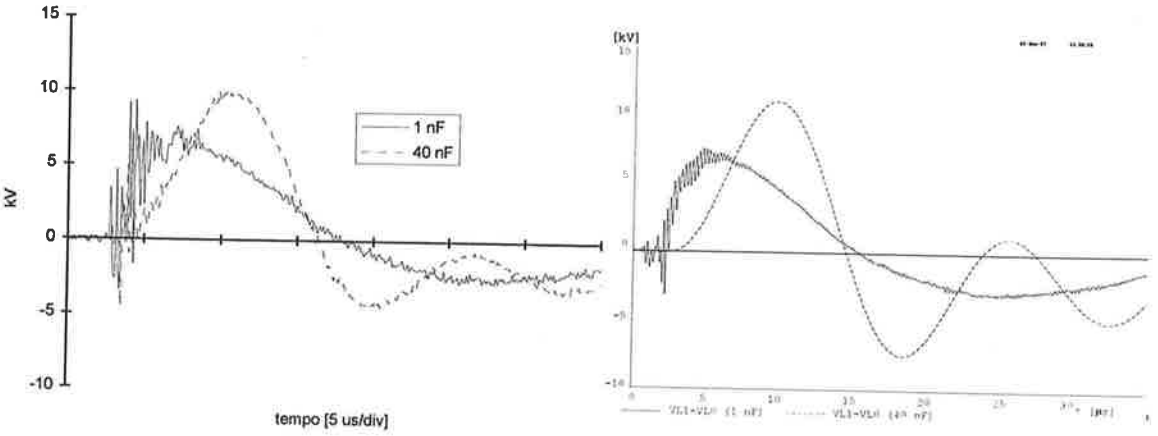
(a) (b)

Fig. 3.19: Tensões fase-neutro nas cargas; carga capacitiva 40 nF.
(a) medidas (b) calculadas com o modelo π-RLC.



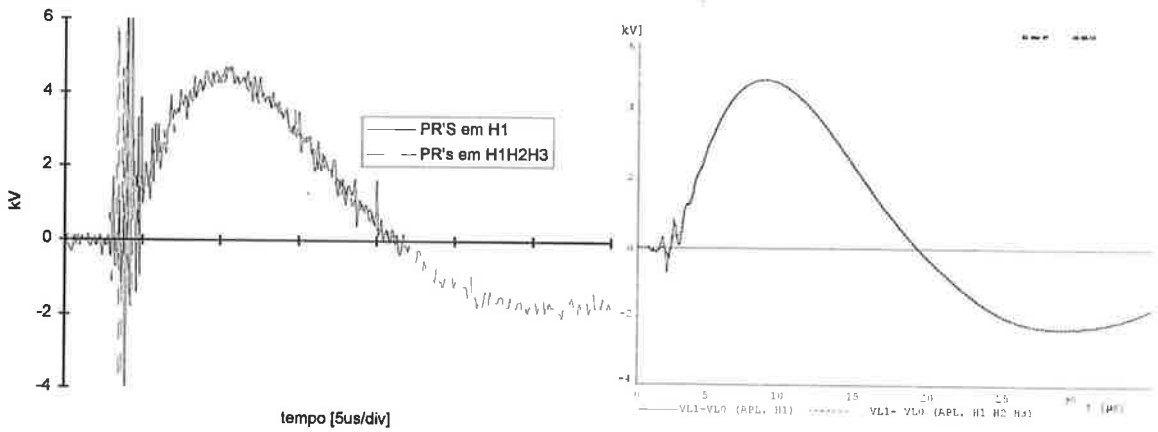
(a) (b)

Fig. 3.20: Tensões fase-neutro na carga L1 (V_{L1}-V_{L0}); rede em aberto e com cargas resistivas de 45 Ω. (a) medidas (b) calculadas com o modelo π-RLC.



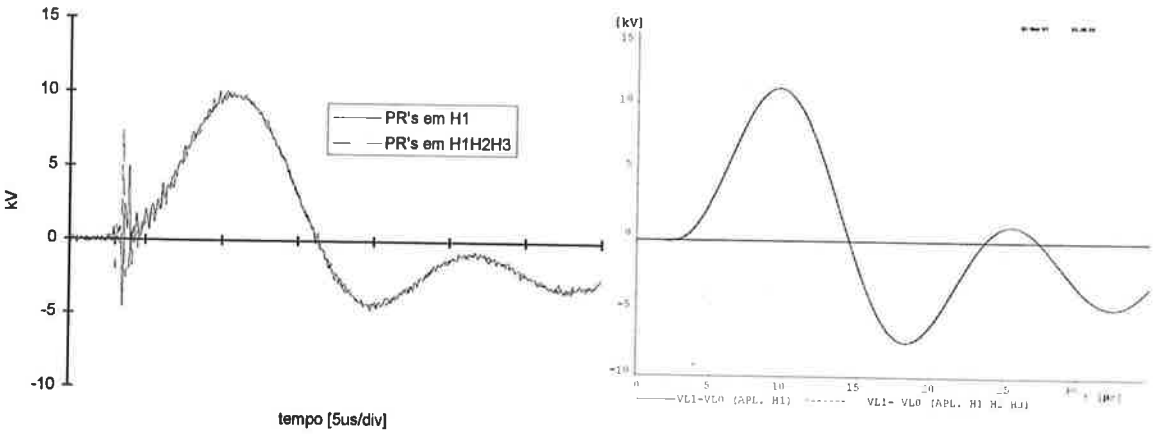
(a) (b)

Fig. 3.21: Tensões fase-neutro na carga L1 (V_{L1}-V_{L0}); rede com cargas capacitivas de 1 nF e 40 nF. (a)medidas (b) calculadas com o modelo π-RLC.



(a) (b)

Fig. 3.22: Tensões fase-neutro na carga L1 (V_{L1}-V_{L0}); rede com cargas resistivas de 45 Ω, pára-raios posicionado em H1 e posicionado em H1, H2 e H3 simultaneamente.
(a) medidas (b) calculadas com o modelo π-RLC.



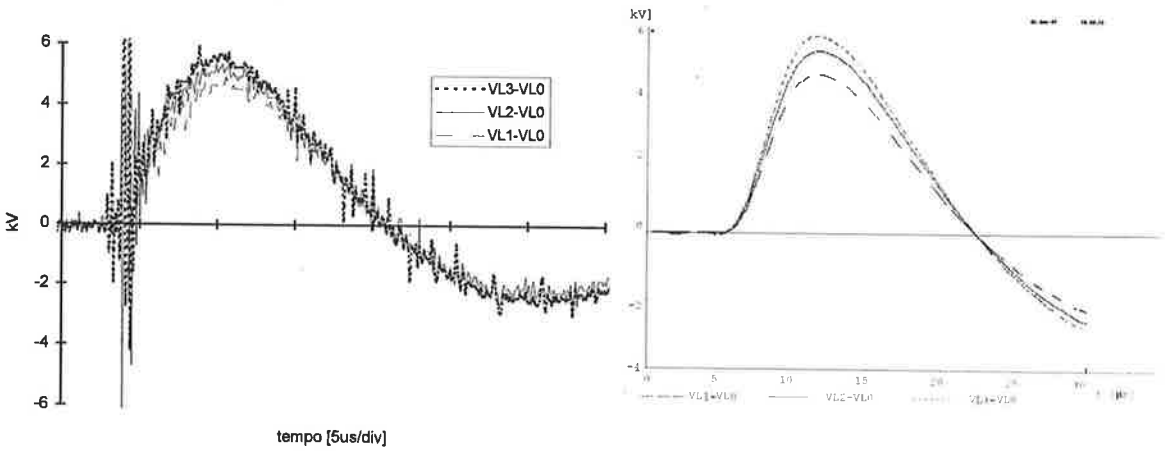
(a) (b)

Fig. 3.23: Tensões fase-neutro na carga L1 (V_{L1}-V_{L0}); rede com cargas capacitivas de 40 nF, pára-raios posicionado em H1 e posicionado em H1, H2 e H3 simultaneamente.
(a) medidas (b) calculadas com o modelo π-RLC.

Pelos resultados obtidos, verifica-se que o modelo π-RLC representa de forma adequada o transformador.

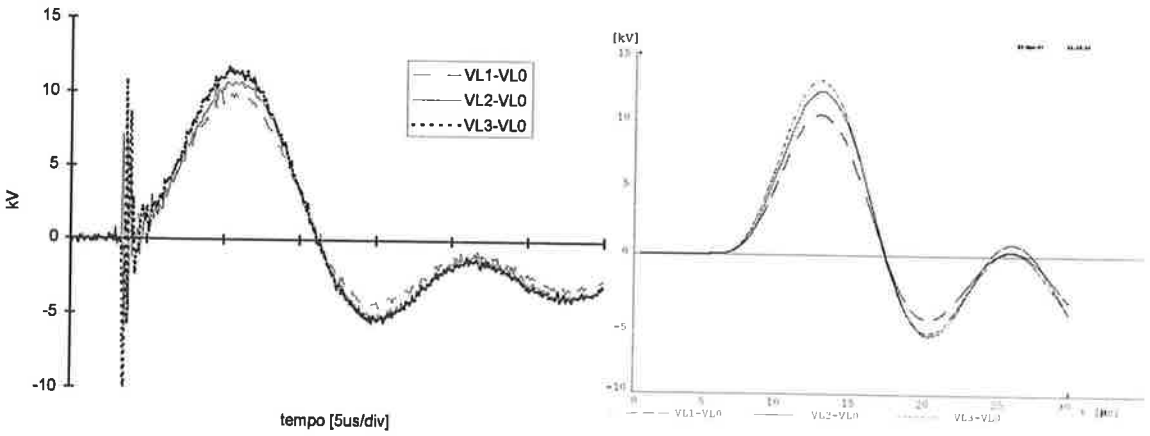
3.1.1.2 Simulações utilizando o modelo π-RLC modificado

As Figuras 3.24 e 3.25 apresentam as tensões medidas e calculadas utilizando o modelo π-RLC modificado, em algumas situações.



(a) (b)

Fig. 3.24: Tensões fase-neutro nas cargas; carga resistiva 45 Ω.
(a) medidas (b) calculadas utilizando-se o modelo π-RLC modificado.



(a) (b)

Fig. 3.25: Tensões fase-neutro nas cargas; carga capacitiva 40 nF.
(a) medidas (b) calculadas utilizando-se o modelo π-RLC modificado.

Pode-se verificar que, apesar de bem mais complexo, o modelo π-RLC modificado não representa melhoria significativa em relação ao modelo mais simples π-RLC.

3.1.1.3 Simulações utilizando o modelo π-capacitivo

Para comprovar a não adequabilidade do modelo π-capacitivo, as Figuras 3.26 a 3.28 apresentam as tensões medidas e calculadas utilizando este modelo em algumas situações.

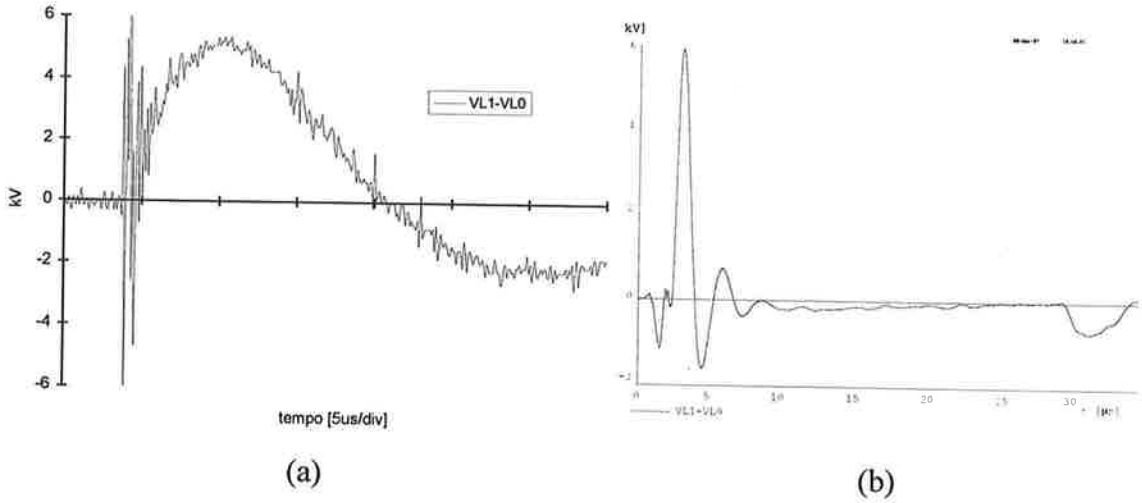


Fig. 3.26: Tensão fase-neutro calculada na carga L1 (V_{L1}-V_{L0}); rede com cargas resistivas de 45 Ω. (a) medidas (b) calculadas utilizando-se o modelo π-capacitivo.

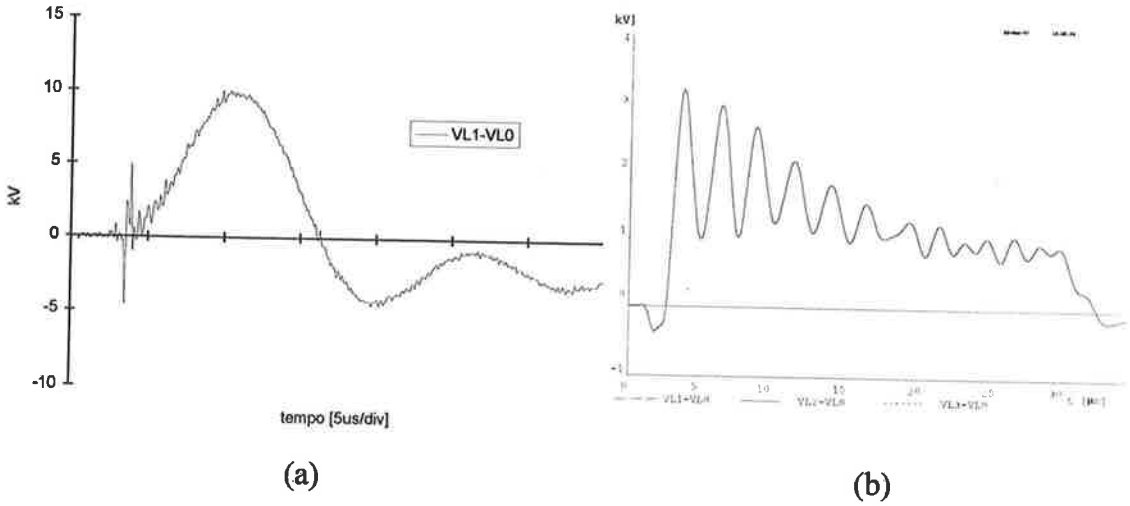
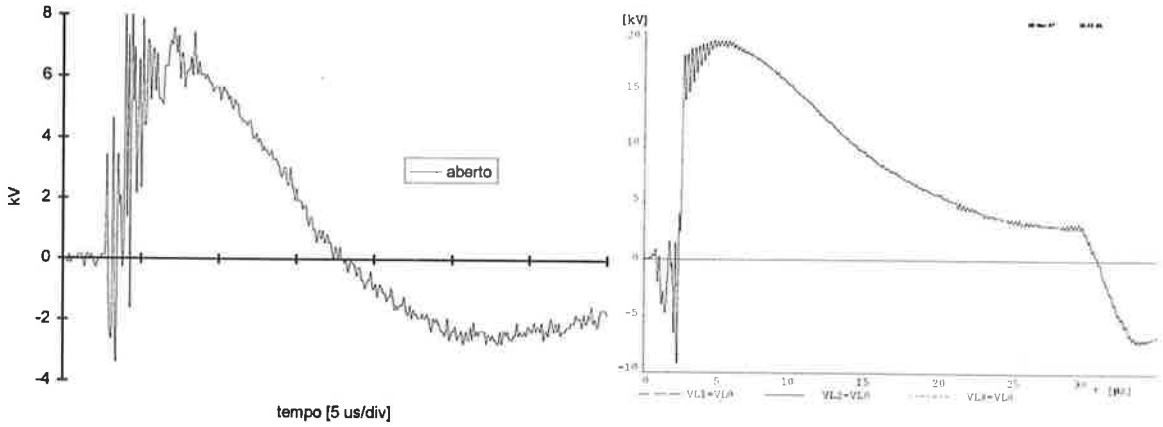


Fig. 3.27: Tensão fase-neutro calculada na carga L1 (V_{L1}-V_{L0}); rede com cargas capacitivas de 40 nF. (a) medidas (b) calculadas utilizando-se o modelo π-capacitivo.



(a) (b)

Fig. 3.28: Tensão fase-neutro na carga L1 (V_{L1}-V_{L0}); rede em aberto.
(a) medidas (b) calculadas utilizando-se o modelo π-capacitivo.

Observa-se a grande discrepância entre os resultados obtidos utilizando-se o modelo π-capacitivo e as formas de onda medidas, o que mostra sua não adequação para representação do transformador.

3.1.2 Comentários

Os modelos desenvolvidos para o trabalho (π-RLC e π-RLC modificado) apresentam comportamento em freqüência em razoável concordância com o do transformador nas condições simuladas.

Comparando-se os resultados calculados utilizando-se o modelo da Figura 3.8 (mais simples) e o modelo da Figura 3.12 (mais elaborado) vê-se que não há expressivas diferenças que justifiquem o uso do modelo mais complexo, pelo menos nas condições

em que foram realizadas as simulações. Por outro lado, verifica-se que o uso do modelo π-capacitivo não leva a resultados coerentes, não representando o transformador de maneira adequada.

Ao se realizar as simulações (das quais algumas foram apresentadas), observou-se serem as tensões resultantes na linha e cargas bastante sensíveis em relação à impedância Z3 do modelo do transformador, o mesmo não ocorrendo em relação a Z1 e Z2. Isto mostrou que, nas condições das simulações, as tensões na rede secundária são muito dependentes da representação adequada do circuito secundário (impedância Z3, aterramentos, acoplamentos entre condutores na linha e cargas).

3.2 Isolamento das redes primária e secundária

Em se tratando do estudo de sobretensões em redes de distribuição e notadamente para descargas diretas no circuito primário, quando grandes amplitudes de correntes e tensões estão envolvidas, o comportamento dos isoladores do sistema é de grande importância. No caso das redes de distribuição trata-se dos isoladores cerâmicos utilizados, comercialmente conhecidos como isoladores de pino para a rede primária e roldana para a rede secundária. Este item refere-se à isolação auto-recuperante, ou seja, aquela que recupera suas características isolantes após a ocorrência de uma descarga disruptiva.

Sob o ponto de vista de simulação computacional, uma maneira simples de representar os isoladores seria considerá-los como chaves que se fecham quando o valor de tensão entre seus terminais supera determinado valor. Entretanto, quando se considera a isolação promovida pelo ar, a disrupção é dependente da forma de onda da tensão aplicada. Normalmente, os ensaios de determinação da suportabilidade a impulsos são realizados em laboratório utilizando-se tensões impulsivas com forma de onda normalizada, com tempo de frente 1,2 μs e tempo até meio valor de 50 μs, configurando o chamado impulso atmosférico. Os tempos de frente e de meio valor são calculados conforme normas vigentes para ensaios de alta tensão [39].

Neste trabalho, as disrupções foram representadas por chaves controladas pelo algoritmo descrito a seguir. As chaves são fechadas em dado instante de tempo, dependendo da forma e valor de tensão, e assim permanecem até o tempo final de simulação (200 μs).

O mecanismo de formação da descarga disruptiva é bastante complexo, dependente de vários fatores, tais como configuração dos eletrodos, polaridade e amplitude da tensão, temperatura, pressão atmosférica e umidade, dentre outros. Todos estes fatores afetam não só a ocorrência da descarga mas também (e principalmente) o tempo até que a descarga efetivamente ocorra. Vale lembrar que o mecanismo tem comportamento aleatório e, fixadas determinadas condições, pode-se estimar a probabilidade de ocorrência da descarga.

De maneira geral, o comportamento da isolação obedece certas características, como por exemplo: a diminuição do tempo de frente leva a um aumento da suportabilidade dos isoladores em relação a surtos mais lentos, devido ao mecanismo de formação da descarga disruptiva. Deve-se, portanto, modelar a disrupção dos isoladores de modo que a forma de onda e o tempo de aplicação da tensão sejam levados em consideração.

Uma maneira de se tratar quantitativamente o mecanismo da disrupção foi apresentado em [28], com o denominado Método de Integração. Neste estudo, os autores definem uma formulação empírica, com uma grandeza chamada Efeito Disruptivo (DE), dada pela relação

$$DE = \int_{t_0}^{t} [U(t) - U_0]^k \, dt \qquad (U(t) > U_0) \qquad (6),$$

em que $U(t)$ é a tensão aplicada, t_O é o instante em que $U(t)$ supera U_0, U_0 é a tensão de atuação e k é uma constante, sendo que a seleção dos valores de U_0 e k é puramente empírica. Vista de outra forma, DE representa a área limitada pela curva $U(t)$- U_0 $(U(t)>$ $U_0)$ dentro do intervalo de tempo t_O a $t=t_C$, sendo t_C o tempo de corte (em que ocorre a disrupção). Evidentemente, a disrupção somente ocorre se o valor de tensão U_0 é ultrapassado. O método de consiste, então, em ajustar valores de U_0 e k de modo que, uma vez calculada DE se possa determinar, a partir dela, os tempos de corte para diferentes valores de tensão. A comparação de valores calculados com medidos mostra a adequação do ajuste. Uma possibilidade apontada pelos autores, para simplificação, é a de se utilizar como estimativa inicial para o valor de U_0, cerca de 90% do valor de tensão crítica de descarga e k=1. A tensão crítica de descarga é aquela que causa disrupção em 50 % dos casos ($U_{50\%}$).

Assim, como ilustração, para um isolador de pino de uso em rede primária de distribuição, conhecendo-se a tensão crítica de descarga (cerca de 120 kV) sob forma de onda 1,2/50 μs e assumindo-se Uo igual a 108 kV para uma tensão com valor de crista 120 kV e tempo de corte 3 μs, tem-se uma área associada *DE* de valor 21,7 kV.μs. Para uma tensão com mesma forma de onda e valor de crista 150 kV, a mesma área DE leva a um tempo de corte de cerca de 1,35 μs. A Figura 3.29 ilustra este exemplo.

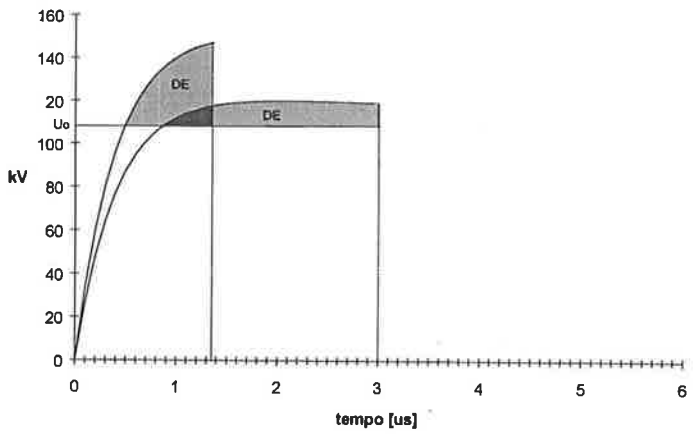


Fig. 3.29: Representação do efeito disruptivo.

Através de (6) pode-se ajustar uma curva tempo de corte versus tensão de crista aplicada, aos pontos obtidos em ensaios em laboratório, utilizando-se onda de tensão normalizada.

Para a aplicação do método neste trabalho foram desenvolvidos, inicialmente, ensaios numa estrutura adotada como representativa.

As redes de distribuição apresentam uma grande diversidade quanto às configurações de disposição dos isoladores. Uma configuração possível para os isoladores da rede primária é mostrada na Figura 3.30(a) em que as distâncias mostradas são indicativas,

dada a dispersão de valores encontrados na prática. De maneira geral, neste tipo de estrutura, as fases externas apresentam nível de isolamento maior que a fase do meio, às vezes muito próxima da mão francesa.

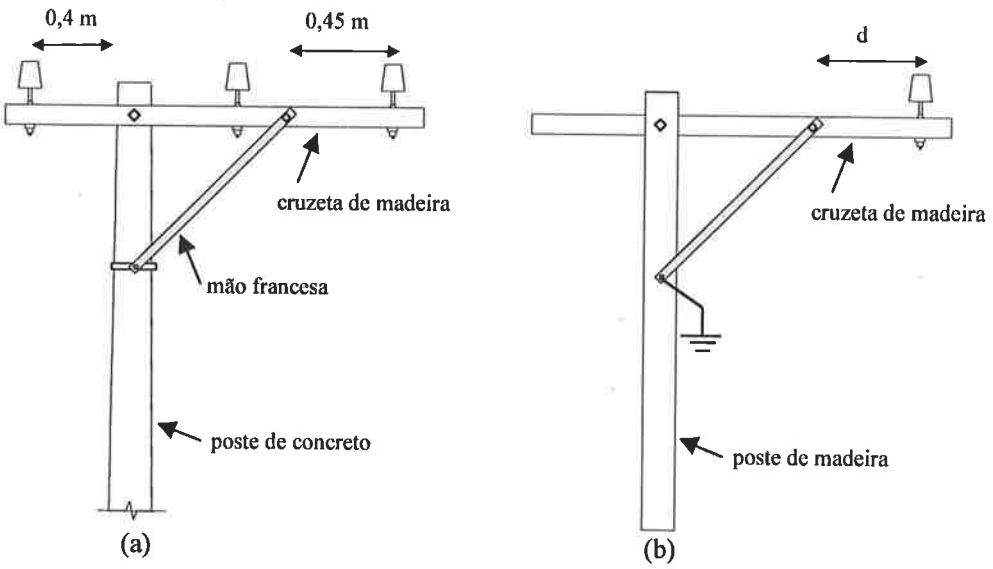


Fig. 3.30: (a) Estrutura tipo beco utilizada em redes primárias de distribuição
(b) Estrutura utilizada em ensaios de laboratório.

Ensaios de suportabilidade foram realizados em uma estrutura como a mostrada na Figura 3.30(b) inicialmente com o pino do isolador aterrado e adicionalmente mantendo-se o aterramento através da mão francesa distante 20 cm e 40 cm em relação ao isolador. Os resultados estão mostrados por meio dos gráficos das Figuras 3.31 a 3.33.

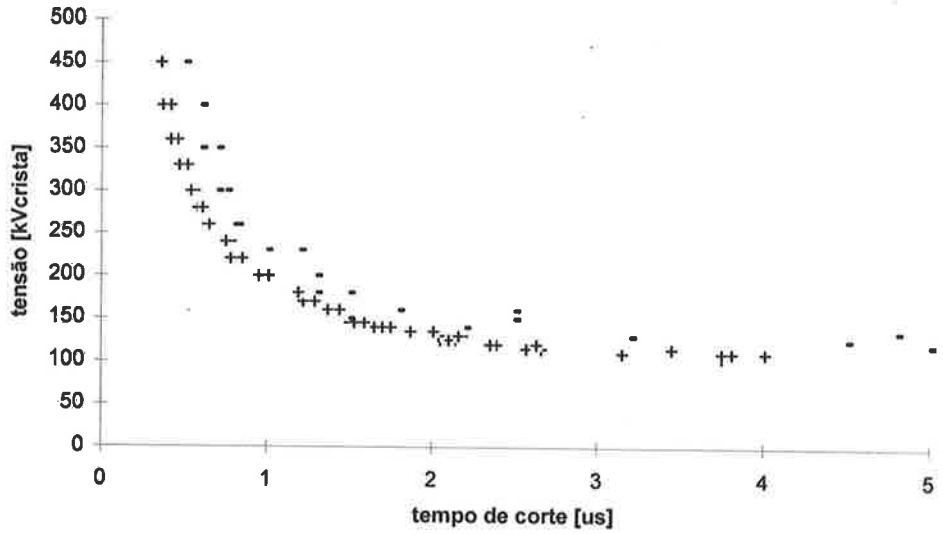


Fig. 3.31: Valor de crista de tensão de impulso atmosférico versus tempo até a disrupção em isolador. Polaridades positiva (+) e negativa (-); isolador com pino aterrado.

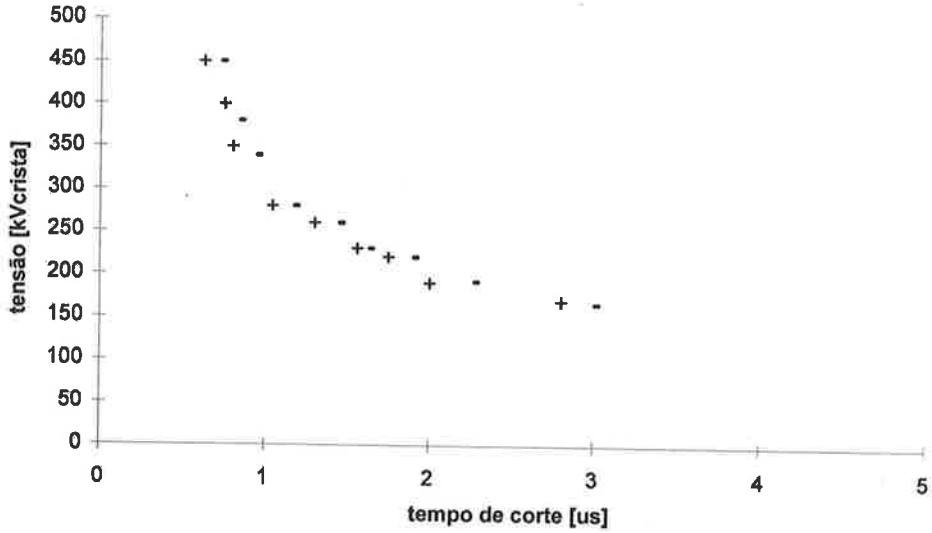


Fig. 3.32: Valor de crista de tensão de impulso atmosférico versus tempo até a disrupção em isolador. Polaridades positiva (+) e negativa (-); estrutura com mão francesa aterrada distante 0,2 m do isolador.

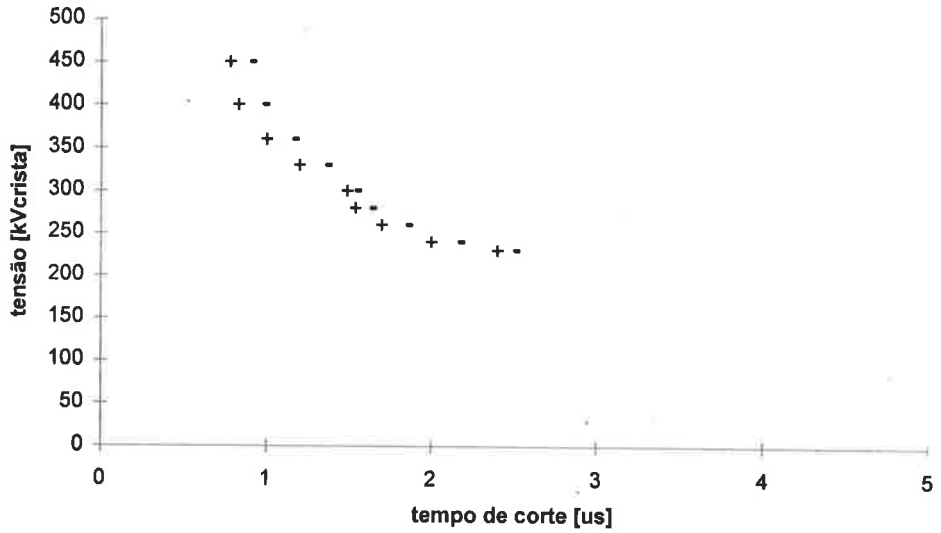


Fig. 3.33: Valor de crista de tensão de impulso atmosférico versus tempo até a disrupção em isolador. Polaridades positiva (+) e negativa (-); estrutura com mão francesa aterrada distante 0,4 m do isolador.

Vê-se nos gráficos acima que há um aumento dos níveis de isolamento à medida que o isolador se distancia do ponto de aterramento e, também, que os tempos de corte aumentam para um mesmo nível de tensão de crista.

Foi, então, representado o comportamento dos isoladores em duas posições: uma para as fases externas (distantes cerca de 0,4 m do ponto de aterramento) e outra para a fase do meio (distante cerca de 0,2 m do ponto de aterramento).

O método de integração foi aplicado com os seguintes valores:

Para as fases externas:

- $U_{50\%} = 210$ kV;
- Uo = 176 kV;
- k = 1;
- tempo até o corte 4 μs
- área DE = 97,9 kV.us

Para a fase do meio:

- $U_{50\%}$ = 165 kV;
- Uo = 138 kV;
- k=1;
- tempo até o corte 4 μs
- área DE = 77,9 kV.us

A Figura 3.34 apresenta os valores obtidos nos ensaios e as curvas calculadas pelo método de integração. Verifica-se a adequação dos valores de *DE*, *Uo* e *k* para a representação do processo de disrupção nas condições dadas. Esses valores foram, então, utilizados nas simulações realizadas.

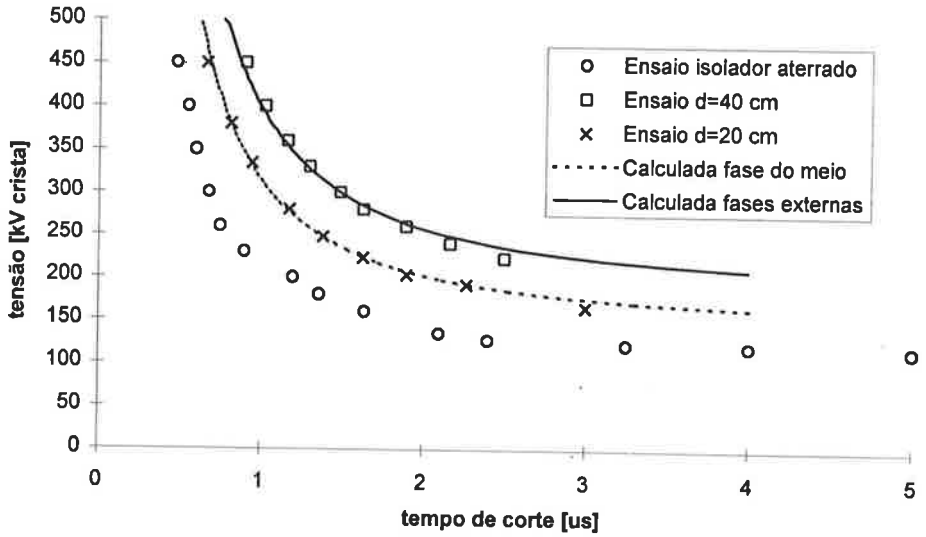


Fig. 3.34: Valores de crista de tensão de impulso atmosférico versus tempo até a disrupção em isolador obtidas em ensaios e curvas calculadas para os isoladores das fases externas e do meio.

Da mesma forma, um conjunto formado por um isolador tipo roldana (e um cabo 1/0 AWG), normalmente utilizado na rede secundária para isolamento dos condutores fase e

neutro, foi submetido a ensaios de suportabilidade a impulsos atmosféricos, com resultados vistos na Figura 3.35. A curva calculada mostrada nesta Figura utilizou os seguintes parâmetros

- $U_{50\%} = 35$ kV;
- Uo = 32,5 kV;
- k =1;
- tempo até o corte 8 μs
- área DE = 9,3 kV.us

Como o ajuste obtido foi satisfatório, os valores indicados foram utilizados nas simulações.

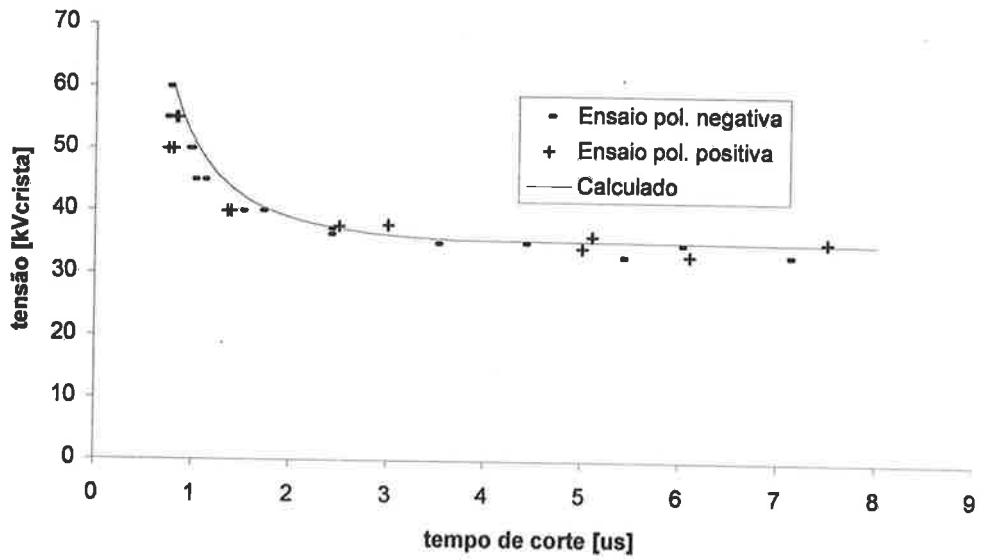


Fig. 3.35: Valores de crista de tensão de impulso atmosférico versus tempo até a disrupção em isolador secundário obtida em ensaios e calculada.

O comportamento da isolação, vale lembrar, depende das condições atmosféricas reinantes. Normalmente, os valores de tensão utilizados em ensaios dielétricos são corrigidos ou referidos a valores em condições de referência. Essas correções podem levar a fatores que em geral alteram o valor de crista na ordem de grandeza de 10% (para condições não extremas de pressão, temperatura e umidade) de acordo com o procedimento apresentado em [39] não tendo sido consideradas neste trabalho. Deve ser também ressaltado que o modelo foi desenvolvido considerando as formas de onda de tensão padronizadas.

3.3 Pára-raios primários e secundários

A utilização de pára-raios nos sistemas de distribuição tem sido limitada, em geral, ao circuito primário com o propósito de proteção dos transformadores. No Brasil, atualmente, encontram-se instalados pára-raios de todas as possíveis tecnologias de construção e, conforme informações das concessionárias paulistas, em uma mesma rede podem ser encontrados pára-raios de tecnologias ultrapassadas ao lado de recentes produtos lançados no mercado internacional. Os pára-raios de óxido metálico (ZnO) sem centelhadores representam hoje o produto com maior aceitação pelas concessionárias, sendo crescente seu uso.

Para o desenvolvimento de modelo, ensaios de determinação das características protetivas sob impulso foram realizados em uma amostra de pára-raios de ZnO vendo-se

na Figura 3.36 os valores de crista da tensão residual obtidos em função do valor de crista da corrente. A forma de onda de corrente padronizada para este ensaio apresenta tempo de frente de 8 μs e tempo até o meio valor de 20 μs. Os dois pontos de maior valor da curva foram estimados por ultrapassar a capacidade de geração do laboratório. Os pontos determinados foram utilizados para a representação do pára-raios durante as simulações, uma vez que o programa ATP permite a definição das características dos elementos não lineares através de seus pontos característicos de tensão e corrente.

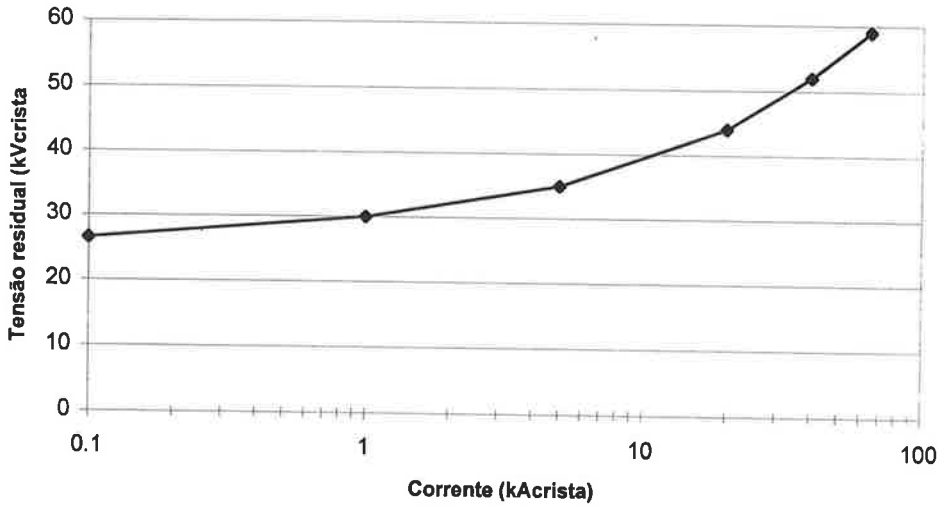


Fig. 3.36: Tensão residual em pára-raios utilizado no circuito primário.

Além da proteção realizada no circuito primário, também o secundário apresenta componentes com tecnologias cada vez mais modernas. Neste trabalho, algumas alternativas de instalação dos dispositivos de proteção de baixa tensão são avaliadas e, portanto, um modelo para tal componente se faz necessário.

Amostras de dois fabricantes foram obtidas e submetidas ao ensaio de tensão residual com resultados mostrados na Figura 3.37. Adicionalmente, nesta mesma figura está

indicada a curva referente ao modelo adotado nas simulações, mais simples, representada por uma reta de valor constante (1000 volts).

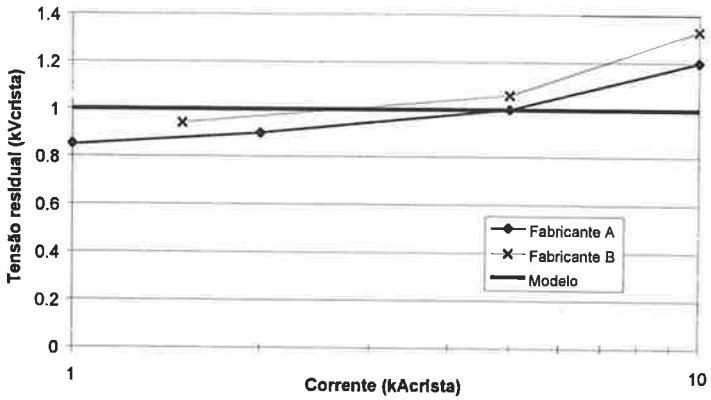


Fig. 3.37: Tensão residual em pára-raios utilizados nos circuitos secundários e curva utilizada no modelo adotado.

A representação do pára-raios pelo modelo, apesar de bastante simples, não apresenta divergências significativas em relação aos resultados experimentais pois as diferenças entre as correspondentes curvas acentuam-se apenas nos valores de corrente próximos a 10 kA, pouco freqüentes em circuitos secundários [38]; traz, ainda, como vantagem adicional a facilidade de se estimar facilmente a carga drenada pelo dispositivo de proteção. Isso porque como resultado das simulações pode-se obter através do programa ATP o valor da energia (E) absorvida pelo componente, e, então, a carga (Q) pode ser calculada considerando que

$$E = \int V.I\,dt = V\int I\,dt = V.Q$$

donde,

$$Q = \frac{E}{V} \qquad (7).$$

O valor da carga drenada representa uma informação útil para especificação dos dispositivos de proteção e dos ensaios de qualificação.

3.4 Instalações dos consumidores

A representação em altas freqüências das instalações de consumidores ligados às redes secundárias de distribuição apresenta uma série de dificuldades que tornam praticamente impossível a elaboração de um modelo detalhado e absoluto para as condições encontradas na realidade. Dentre tais dificuldades podem ser citadas: a diversidade de configurações, tamanhos dos circuitos e equipamentos, hábitos de consumo e ciclos de funcionamento intermitente dos equipamentos. Isso pode ser medido pelo pouco número de publicações que trazem informações a respeito do assunto [30]. O único ponto de concordância é o sistema de aterramento das instalações que, segundo informações obtidas junto a concessionárias de energia, deve ser efetuado conforme sistema TN, em que o condutor neutro é aterrado junto à entrada da instalação como visto na Figura 3.38 (sistema TN-S).

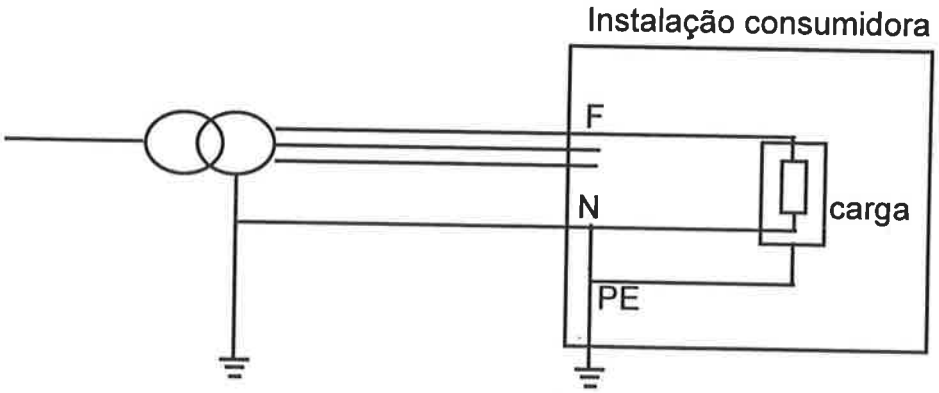


Fig. 3.38: Sistema de aterramento TN.

Em [30] podem ser encontrados diversos resultados de medições de resposta em freqüência (até 2 MHz), obtidos em uma única instalação residencial na Noruega.

Conforme relato do autor, a impedância de entrada é, evidentemente, muito dependente das cargas ou equipamentos conectados. As cargas resistivas utilizadas para aquecimento levariam a valores muito baixos de impedância e foram desconectadas. Um outro ponto importante é que a técnica utilizada para obtenção da impedância em função da freqüência exigiu que os aparelhos fossem desligados, impossibilitando a medição das efetivas impedâncias dos equipamentos (como os motores dos refrigeradores). As resistência de lâmpadas incandescentes, por exemplo, caem para cerca de 1/10 do valor nominal quando são desligadas. De maneira geral, os equipamentos ligados e em operação causam uma diminuição nos valores de impedância de entrada. O autor aponta ainda que os equipamentos de grande importância para definição da impedância de entrada total da instalação em estudo foram as máquinas de lavar louças e roupas, bem como o equipamento de som e o microcomputador pessoal. Como resultados importantes do estudo, a Figura 3.39 mostra a curvas de módulo e fase da impedância de entrada da instalação estudada, também, o modelo adotado para a representação da instalação.

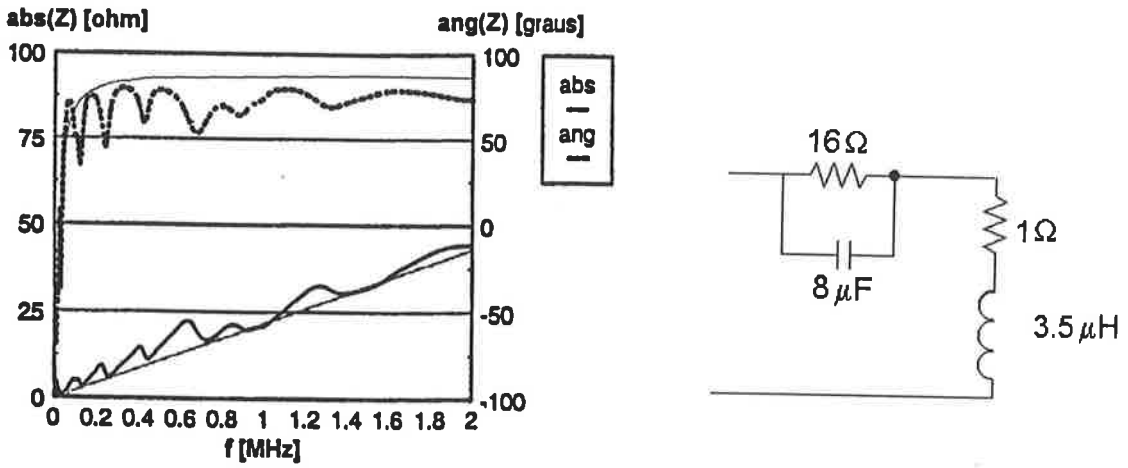


Fig. 3.39: Impedância de entrada de instalação consumidora TN e modelo correspondente [30].

É sugerido no estudo que o circuito equivalente seja ainda simplificado, desprezando-se o comportamento capacitivo em freqüências mais baixas, aproximando-se a impedância de entrada da instalação estudada por um indutor de 3,5 μH.

Em [16], para cálculo de tensões induzidas nos circuitos de baixa tensão, a representação das instalações é feita através de capacitâncias de alguns nF (tipicamente 4 a 8 nF).

Dada a dificuldade no estabelecimento de modelos, optou-se neste trabalho pela representação das cargas dos consumidores ligados à rede secundária por resistores, assim como em [38]. Três valores foram, então, selecionados para as cargas: 10 Ω, 30 Ω e 100 Ω, referindo-se respectivamente a situações de carga pesada, média e leve, mantendo-se concordância em termos de valores absolutos do módulo da impedância obtidos em [30] e ainda com trabalhos publicados [42,43]. A consideração de cargas não resistivas foi feita apenas para uma análise de sensibilidade.

A ligação do consumidor à rede secundária é normalmente realizada por ramal de serviço como mostrado simplificadamente na Figura 3.40. A representação da ligação foi realizada inserindo-se a indutância própria dos condutores com valor típico da ordem de 10 μH (assumindo-se 1 a 1,5 μH/m) entre a linha (rede secundária) e a carga.

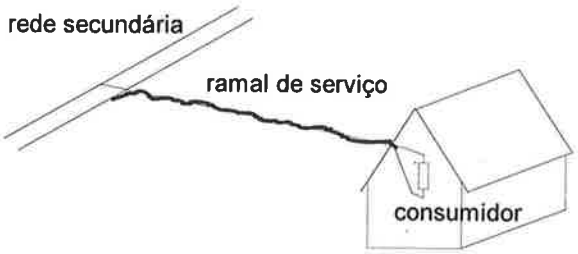


Fig. 3.40: Ligação do consumidor à rede secundária.

3.5 Representação das descargas atmosféricas

Apesar de, reconhecidamente, o número de descargas atmosféricas que atingem o solo (e linhas) anualmente ser bastante grande, as pesquisas que permitem avaliar os parâmetros das mesmas são baseados em poucos eventos. Isso, associado ao fato de as descargas representarem um fenômeno aleatório e dependente de diversos fatores, leva a resultados com grande dispersão e restrições. Neste item, informações são reproduzidas de algumas publicações [31-34] com o objetivo de se estabelecer valores típicos para os parâmetros de maior interesse neste trabalho, quais sejam o valor de pico, taxa de subida e tempo de meio valor da corrente de descarga. A representação da descarga atmosférica foi realizada por uma onda fonte de corrente ideal, com forma de onda composta por duas rampas conforme mostrado na Figura 3.41.

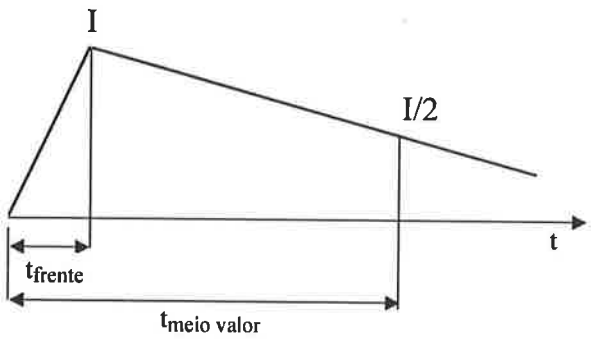


Fig. 3.41: Representação da descarga atmosférica.

Atualmente, a publicação [31] é adotada pela CIGRÈ como referência no assunto. O trabalho, bastante completo, traz informações e análise de dados de diversas regiões do planeta.

No Brasil, a CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais), através de sua estação experimental da Serra do Cachimbo, em Minas Gerais, tem coletado informações sobre descargas desde 1985 [32-34]. Os trabalhos fornecem informações obtidas no território brasileiro, sendo portanto importantes sob ponto de vista de aplicação.

O parâmetro de maior interesse com respeito às descargas atmosféricas é a intensidade de corrente. A Tabela 3.2 apresenta os dados obtidos para os valores de pico da primeira descarga de retorno ("return stroke") para as descargas descendentes negativas (as mais freqüentes e por isso mais consideradas em aplicações de engenharia).

Tabela 3.2: Porcentagem dos casos em que são excedidos os valores indicados para o valor de pico da primeira descarga de retorno [32].

95 %	50 %	5 %
17,9 kA	41,3 kA	94,8 kA

Valores de 20 kA, 45 kA e 90 kA foram selecionados para serem utilizados nas simulações.

Além do valor de pico, os parâmetros descritivos da forma de onda das correntes de descarga são também importantes. Em [31] é apresentada a expressão $Sm=3,9.I^{0,55}$, que fornece a taxa de variação máxima da corrente na frente da onda em função do valor de crista. Utilizando-se os valores de 20 kA, 45 kA e 90 kA, obtém-se valores de 20 kA/μs, 32 kA/μs e 46 kA/μs respectivamente, o que levaria, para uma onda em rampa, a tempos de frente de 1 a 1,98 μs. Neste trabalho, foi adotado o valor de 2 μs e, para verificar o efeito do tempo de frente, valores de 4 μs e 8 μs foram também considerados em algumas simulações.

Quanto ao tempo de meio valor, definido pelo intervalo de tempo entre o início da corrente e o instante em que é atingida metade do valor de pico após o mesmo, a Tabela 3.3 mostra os valores excedidos em 50 % dos casos conforme publicado em [31, 32].

Tabela 3.3: Tempos de meio valor excedidos em 50 % dos casos para a primeira descarga de retorno.

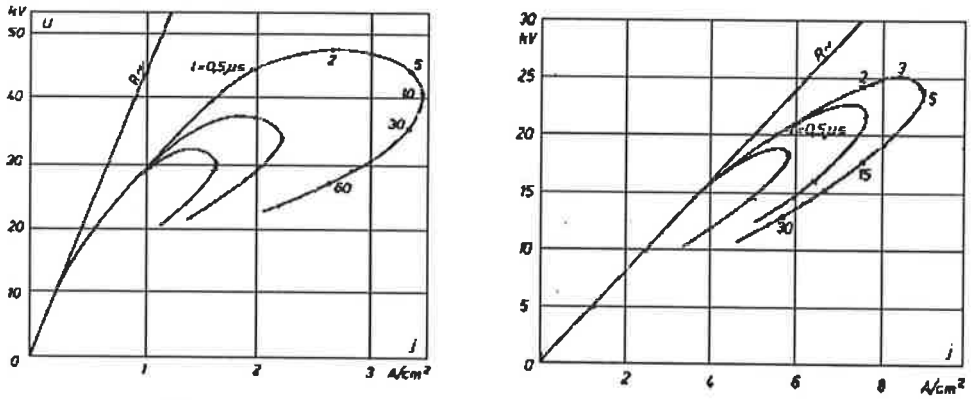
CIGRÈ [31]	CEMIG [32]
75 μs	62 μs

O valor 80 μs foi adotado como tempo de meio valor da corrente de descarga para ser utilizado nas simulações.

3.6 Resistências de aterramento

O sistema de aterramento, quando submetido a correntes transitórias com altos valores de pico (tal como ocorre no caso de descargas atmosféricas diretas), apresenta não linearidades devido ao fenômeno de ionização do solo. Quando a intensidade de campo elétrico na superfície do condutor é maior que o campo crítico E_0, ocorrem disrupções em uma região próxima ao eletrodo, tornando-a condutora. O efeito resultante é um aumento aparente do raio do eletrodo, levando a uma diminuição da resistência de aterramento [35]. Dentre os diversos fatores de influência no processo, podem ser citados a dimensão e a geometria dos eletrodos de aterramento, o valor de crista e a forma de onda da corrente, bem como a resistividade e a granulação do solo. Diversos estudos podem ser encontrados na literatura abordando o mecanismo e o processo de modelagem. Dentre eles, podem ser citados os das referências [35-37]. Como resultado de medições realizadas em [36], foram obtidas características da resposta do aterramento quando submetido à injeção de correntes impulsivas. Curvas típicas podem ser vistas na Figura 3.42, cada uma correspondendo a um certo valor de crista de

corrente. Estão também representadas as retas (R~) referentes à resistência de aterramento obtida com baixos valores de corrente (sem ionização).



(a) (b)

Fig. 3.42: Características para solos de diferentes resistividades. (a) ρ=330 Ω.m (b)ρ=30 Ω.m [36]

É possível visualizar na Figura 3.42 que, a não linearidade promove redução do valor da impedância efetiva de aterramento, à medida que se aumenta a densidade de corrente injetada no solo. Tal redução é mais significativa para solos com maiores valores de resistividade.

Em [36,37] é proposto um modelo de representação da impedância de aterramento para um eletrodo de aterramento horizontal. O aterramento é representado por uma linha de transmissão com indutância uniforme e condutância do solo (não linear) descrita por um processo dinâmico simulado por um algoritmo computacional iterativo. O ponto de partida do procedimento é a adoção de uma certa curva "média" em relação às características reais do solo, definida por uma expressão da forma $i=A.u^{\alpha}$, sendo A e α

dois parâmetros a serem ajustados. A Figura 3.43 mostra os resultados obtidos na simulação para de um caso particular e, também, a curva "média"adotada (C).

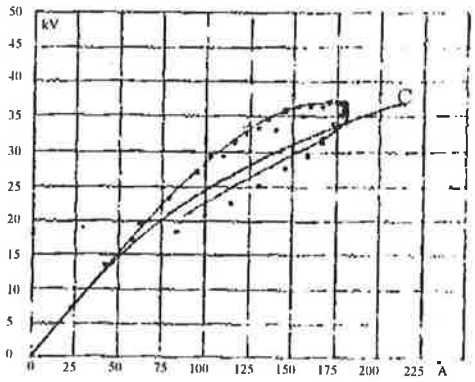


Fig. 3.43: Aproximação do comportamento não linear [36].

Em geral, os trabalhos buscam modelar o comportamento de um eletrodo quando submetido a ondas impulsivas. Entretanto, neste trabalho, como se trata da representação de uma rede de distribuição completa, resulta uma multiplicidade de geometrias e pontos de aterramento. Além disso, não se conhece a priori nem a tensão, nem a corrente em cada ponto da rede, o que impede o conhecimento direto da característica a ser utilizada. Por isto, foi adotada neste trabalho uma representação aproximada dos aterramentos, tendo sido realizadas algumas verificações, descritas a seguir.

Utilizando-se a curva característica da Figura 3.42(a) e supondo área do eletrodo de aterramento aproximadamente 500 cm^2 (haste de cerca de 1,5 m e 1/2 polegada), obtém-se curvas de tensão em função da corrente como mostradas na Figura 3.44. A curva 1 mostra uma aproximação obtida ligando os valores de pico de tensão com diferentes correntes; a curva 2 corresponde a valores experimentais, excluindo-se o segmento final

(inclinação negativa da curva) e a curva 3 representa uma resistência de aterramento constante (comportamento linear) compatível com as curvas experimentais e ajustada visualmente. Observe-se que esta curva 3 representa uma resistência de valor mais baixo que a referente ao comportamento linear em baixos valores de corrente (R~ na Figura 3.42(a)).

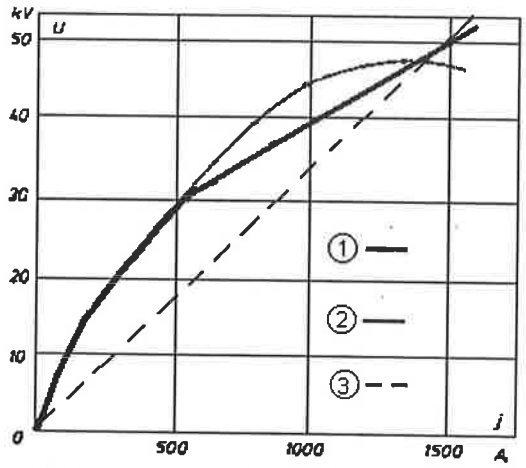


Fig. 3.44: Característica tensão em função da corrente.

Para avaliar o desempenho do aterramento foram, então, realizadas simulações para a rede representada na Figura 3.45 (descrita detalhadamente no Capítulo 4), incluindo modelos para linhas primária e secundária, pára-raios, transformador e cargas dos consumidores. No ponto de injeção de corrente, o aterramento, *Rposte*, foi representado pelos modelos 1, 2 e 3 mostrados na Figura 3.44. Os demais pontos de aterramento da rede foram representados por resistências de 100 Ω.

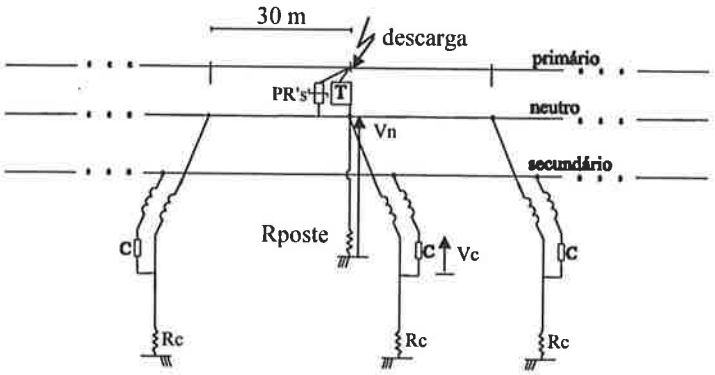
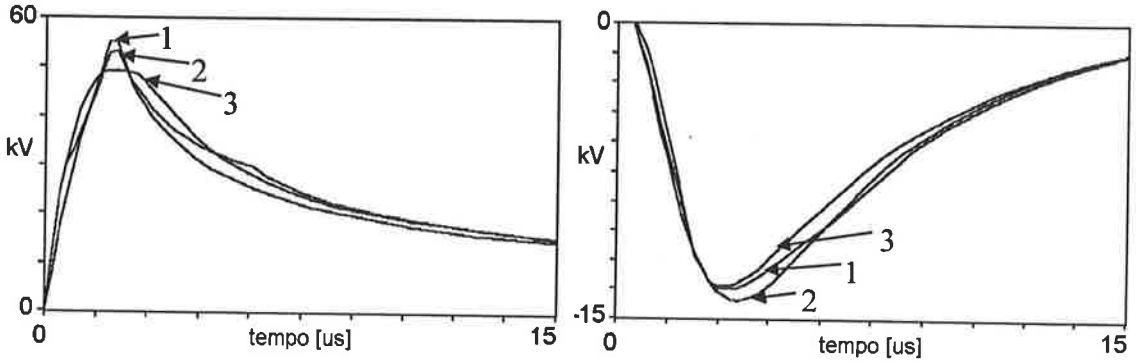


Fig. 3.45: Rede utilizada para verificação do comportamento de diferentes modelos para resistência de aterramento.

Resultados de simulações podem ser vistos na Figura 3.46, em que *Vn* representa a tensão do neutro em relação ao terra e *Vc* representa a tensão fase-neutro no ponto do consumidor ligado à rede secundária.



(a) (b)

Fig. 3.46: Resultados de simulações com 3 modelos de aterramento. (a) tensões Vn (b) tensões Vc.

Verifica-se que não há diferenças significativas quando das três representações. O comportamento não linear do aterramento pode, portanto, ser avaliado de forma aproximada através de uma certa "resistência equivalente" de valor menor do que o nominal (medido em freqüências e correntes baixas).

A melhor representação seria obtida, obviamente, considerando-se as curvas experimentais. Isto, no entanto, não é tão simples, pelo fato de a não linearidade ser dependente do valor de crista da corrente e este, por sua vez, depende da própria característica não linear do solo. Como, durante o processo de simulação para uma rede completa, não se conhece a priori o valor de corrente e tensão em um dado ponto, não seria possível predizer qual curva representando a não linearidade deveria ser usada. A solução seria, portanto, iterativa.

Este problema pode ser ilustrado pelas simulações realizadas levando-se em conta os solos com as características mostradas na Figura 3.42: com alta resistividade, (Figura 3.42(a) -330 Ω.m) e baixa resistividade, (Figura 3.42(b)-30 Ω.m). Em cada caso, simulações foram realizadas considerando-se dois valores fixos de resistência: uma correspondendo ao valor nominal da resistência de aterramento (comportamento linear) e outra com um valor reduzido, representando o efeito da característica não linear. Para o caso (a) os valores simulados foram: 90 Ω e 33 Ω; para o caso (b) 8,3 Ω e 6,3 Ω. Observe-se que os valores de resistência representativas das situações linear e não linear são muito mais significativamente diferentes no caso de solo com alta resistividade.

Resultados obtidos para a tensão do neutro podem ser vistos na Figura 3.47.

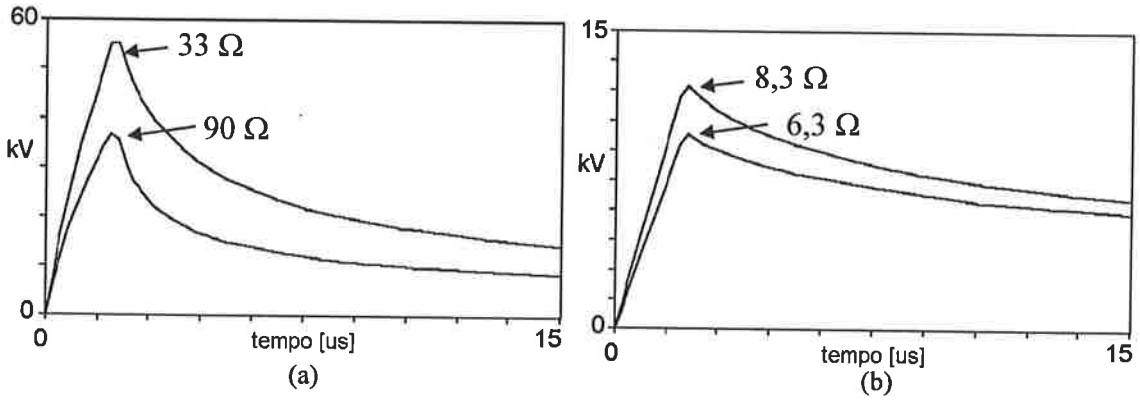


Fig. 3.47: Resultados de simulações: tensões Vn. (a) solo com alta resistividade (b) solo com baixa resistividade.

A Figura 3.47(a), representando o caso do solo com alta resistividade, mostra que a tensão do neutro resulta maior, apesar da considerável redução da resistência de aterramento. Isto ocorre pela maior injeção de corrente no aterramento justamente pela redução da sua resistência: 1,7 kA flui pela resistência de aterramento no caso de 33 Ω e apenas 0,4 kA no caso de 90 Ω. Tal fato não ocorre no caso de solo de baixa resistividade (Figura 3.47(b)), em que para uma redução da resistência de aterramento resultou correspondente diminuição da tensão pois, neste caso, a divisão de corrente promovida pela rede não foi alterada significativamente.

Pela dificuldade exposta e pelos resultados apresentados na Figura 3.46, optou-se, neste trabalho, discutir o comportamento das resistências de aterramento da rede de distribuição na forma de uma análise de sensibilidade, considerando valores de resistências de aterramento significativamente diferentes entre si.

CAPÍTULO 4

DESCRIÇÃO DAS SIMULAÇÕES E RESULTADOS

As redes de distribuição se caracterizam principalmente por sua diversidade de configurações e componentes, tornando-se necessária, portanto, a definição de condições típicas. São aqui descritas as simulações realizadas através do programa computacional ATP(*Alternative Transients Program*) considerando uma confirmação típica de rede e empregando os modelos desenvolvidos.

4.1 Topologia e componentes

A topologia típica utilizada neste estudo está mostrada na Figura 4.1 com um circuito primário com transformador, estando incluídos um trecho de circuito secundário acoplado ao primário e dois ramais, existindo simetria em relação ao ponto onde está localizado o transformador. São considerados 23 pontos referentes aos consumidores.

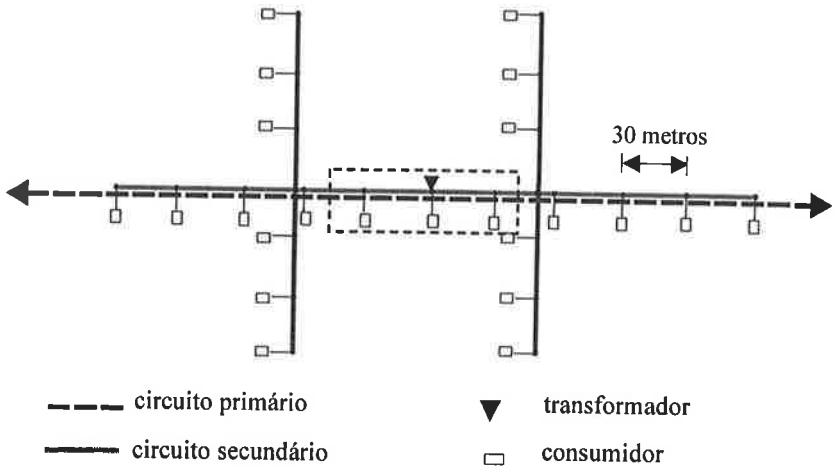


Fig. 4.1: Topologia utilizada nas simulações.

Estão representados, na rede primária, 25 trechos de 30 metros (espaçamento entre postes) para cada lado em relação ao transformador e, a partir daí, trechos com espaçamentos crescentes, perfazendo um comprimento total do circuito primário de 7,5 km.

A área indicada no retângulo tracejado na Figura 4.1 está apresentada em detalhe na Figura 4.2. Nela pode ser visualizada como foram representados (unifilarmente) os componentes da rede primária e secundária.

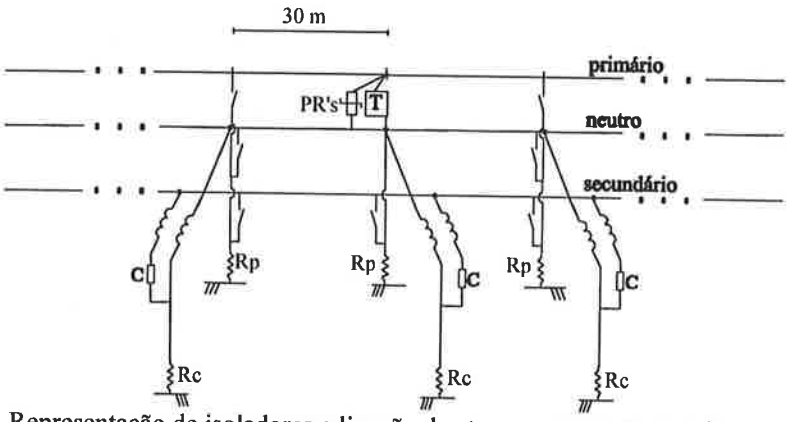


Fig. 4.2: Representação de isoladores e ligação de aterramentos e consumidores.
Rp: resistência de aterramento do poste; Rc: resistência de aterramento do consumidor;
C: carga; PR's: pára-raios do primário do transformador; T: transformador.

Em todas as simulações realizadas foi considerada a presença de pára-raios junto ao transformador e nas extremidades da linha primária (3,75 km de cada lado), com a curva característica mostrada na Figura 3.36. As chaves mostradas na Figura 4.2 representam os isoladores com as curvas características vistas nas Figuras 3.34 e 3.35 e são conectadas sempre entre o condutores (primário, secundário e neutro) e a terra, através da resistência de aterramento em questão. Não foi incluída representação do isolamento do ponto do consumidor. Assim, nos resultados, podem ser encontrados valores de tensão muito elevados que, na prática, causariam disrupções nas instalações dos

consumidores. Tais disrupções dependem, entretanto, das características de isolamento nos pontos de ligação, que são muito variáveis e consideravelmente afetados pela montagem e arranjo dos condutores, instalações e equipamentos.

Os condutores utilizados nas simulações foram:

- rede primária: cabo 336.4 MCM, diâmetro 1,692 cm, resistência 0,173 Ω/km;
- rede secundária e neutro: cabo 1/0 AWG, diâmetro 0,935 cm, resistência 0,550 Ω/km;

alturas em relação ao solo:

- cabos rede primária: 8,9 m;
- neutro: 5,6 m;
- cabos rede secundária: 5,4 m, 5,2 m e 5,0 m.

Nas simulações, as linhas aéreas foram modeladas através da rotina de suporte *JMARTI* do programa ATP que faz uso, para representação das linhas, do modelo de propagação de onda (*travelling wave model*) com correção de parâmetros em função da freqüência. Para a aplicação da rotina, foi utilizado o valor de freqüência igual a 500 kHz (parâmetro "FREQTRAN") e verificou-se que mudanças deste valor na faixa de centenas de kHz a alguns MHz não alteram, de forma significativa., os resultados. Também foi adotado o valor de 150 Ω.m para a resistividade do solo (parâmetro "RHO") para aplicação no programa.

Foram representadas as seguintes condições de aterramento: resistências de aterramento dos postes aterrados francamente (a cada 300 m da rede primária); resistência de

aterramento de postes não aterrados francamente (concreto e ferragens) e resistência de aterramento de consumidores conectados à rede. As resistências são concentradas e representam o valor equivalente do trecho em que estão ligadas. Em [29] determinou-se, através de ensaios, que a impedância de postes de concreto não aterrados francamente é cerca de 2 vezes maior que a dos postes com hastes de terra, sendo, então, essa a relação adotada neste trabalho. Foram adotados os valores de indutância 10 μH e 5 μH para ligação dos aterramento dos postes e consumidores, respectivamente. Foram utilizados os seguintes valores para as resistências de aterramento: 10 Ω, 100 Ω e 300 Ω.

As cargas (C) ligadas entre fase e neutro, são concentradas, representando os consumidores do trecho e foram simuladas por resistências de valores 10 Ω, 30 Ω e 100 Ω. Foram, também, consideradas cargas capacitivas e indutivas em algumas simulações.

4.2 Casos simulados

Dentre o extenso número de casos possíveis, diversos casos relevantes foram definidos, combinando-se os parâmetros de interesse tais como: valor de pico da corrente de descarga (Ipico), resistências de aterramento dos postes e consumidores (Rp e Rc), tempo de frente da corrente (tf), valor e tipo de carga e distância do ponto de descarga na rede primária em relação ao ponto onde se encontra o transformador. Os casos foram reunidos em três grupos, tendo-se em vista a presença ou não de dispositivos de proteção contra surtos na rede secundária.

O primeiro grupo não conta com dispositivos de proteção na rede secundária. Os casos definidos para esse grupo tiveram como propósito avaliar a influência dos parâmetros no comportamento das sobretensões. Os casos simulados são mostrados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Descrição dos casos simulados - rede secundária sem proteção.

caso	Ipico (kA)	Rp (Ω)	Rc (Ω)	tf (μs)	Carga	Ponto descarga
1	45	100	100	2	30 Ω	0 m
2	20	100	100	2	30 Ω	0 m
3	90	100	100	2	30 Ω	0 m
4	45	100	100	2	30 Ω	90 m
5	20	100	100	2	30 Ω	90 m
6	90	100	100	2	30 Ω	90 m
7	45	100	100	2	30 Ω	180 m
8	20	100	100	2	30 Ω	180 m
9	90	100	100	2	30 Ω	180 m
10	45	100	100	2	30 Ω	300 m
11	20	100	100	2	30 Ω	300 m
12	90	100	100	2	30 Ω	300 m
13	45	100	10	2	30 Ω	0 m
14	45	10	100	2	30 Ω	0 m
15	45	10	10	2	30 Ω	0 m
16	45	300	300	2	30 Ω	0 m
17	45	100	10	2	30 Ω	90 m
18	45	10	100	2	30 Ω	90 m
19	45	10	10	2	30 Ω	90 m
20	45	300	300	2	30 Ω	90 m
21	45	100	10	2	30 Ω	180 m
22	45	10	100	2	30 Ω	180 m
23	45	10	10	2	30 Ω	180 m
24	45	300	300	2	30 Ω	180 m
25	45	100	10	2	30 Ω	300 m
26	45	10	100	2	30 Ω	300 m
27	45	10	10	2	30 Ω	300 m
28	45	300	300	2	30 Ω	300 m
29	45	100	100	4	30 Ω	90 m
30	45	100	100	8	30 Ω	90 m
31	45	100	100	4	30 Ω	300 m
32	45	100	100	8	30 Ω	300 m
33	45	100	100	2	10 Ω	90 m
34	45	100	100	2	100 Ω	90 m
35	45	100	100	2	3,5 μH	90 m
36	45	100	100	2	10 Ω	300 m
37	45	100	100	2	100 Ω	300 m
38	45	100	100	2	3,5 μH	300 m
39	45	100	100	2	4 nF	90 m

No segundo grupo, denominado A, incluiu-se um dispositivo de proteção contra surtos junto aos terminais do secundário do transformador, com a característica vista na Figura 3.37. Um dos objetivos dessas simulações é verificar se a instalação desse dispositivo, que provê proteção ao transformador, apresenta proteção adicional aos consumidores ligados à rede.

O terceiro grupo, denominado B, foi definido como extensão do segundo: pára-raios secundários foram incluídos nas extremidades da linha secundária acoplada ao primário, pois se verificou em simulações preliminares que tais pontos apresentaram os maiores valores de sobretensões. Todos os pára-raios foram modelados com a característica mostrada na Figura 3.37.

Os casos simulados para os grupos A e B estão descritos na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Descrição dos casos simulados - rede secundária com proteção.

caso	Ipico (kA)	Rp (Ω)	Rc (Ω)	tf (μs)	Carga	Ponto descarga
1A - 1B	45	100	100	2	30 Ω	0 m
2A - 2B	90	100	100	2	30 Ω	0 m
3A - 3B	45	10	10	2	30 Ω	0 m
4A - 4B	90	10	10	2	30 Ω	0 m
5A - 5B	45	100	100	2	30 Ω	90 m
6A - 6B	90	100	100	2	30 Ω	90 m
7A - 7B	45	10	10	2	30 Ω	90 m
8A - 8B	90	10	10	2	30 Ω	90 m
9A - 9B	45	100	100	2	30 Ω	180 m
10A - 10B	90	100	100	2	30 Ω	180 m
11A - 11B	45	10	10	2	30 Ω	180 m
12A - 12B	90	10	10	2	30 Ω	180 m
13A - 13B	45	100	100	2	30 Ω	300 m
14A - 14B	90	100	100	2	30 Ω	300 m
15A - 15B	45	10	10	2	30 Ω	300 m
16A - 16B	90	10	10	2	30 Ω	300 m
17A - 17B	45	100	100	2	10 Ω	90 m
18A - 18B	45	100	100	2	100 Ω	90 m
19A - 19B	45	100	100	4	30 Ω	90 m
20A - 20B	45	100	100	8	30 Ω	90 m

Um outro grupo de casos foi definido, contemplando a instalação adicional de dispositivos de proteção em todos os pontos de consumidores, além dos pára-raios junto aos terminais secundários do transformador. Esses dispositivos, instalados junto aos consumidores, foram representados de maneira semelhante aos dos grupos A e B (Figura 3.37) exceto que, para eles, a tensão considerada foi menor, igual a 500 volts. Alguns casos foram simulados para este grupo, conforme mostrado na Tabela 4.3.

Tabela 4.3: Descrição dos casos simulados - rede secundária com proteção em todos os pontos.

caso	Ipico (kA)	Rp (Ω)	Rc (Ω)	tf (μs)	Carga	Ponto descarga
1C	45	100	100	2	30 Ω	0 m
2C	90	100	100	2	30 Ω	0 m
3C	45	10	10	2	30 Ω	0 m
4C	90	10	10	2	30 Ω	0 m
13C	45	100	100	2	30 Ω	300 m
14C	90	100	100	2	30 Ω	300 m
15C	45	10	10	2	30 Ω	300 m
16C	90	10	10	2	30 Ω	300 m

4.3 Resultados das simulações

Neste item encontram-se resultados de simulações, mostrando para todos os casos, valores de tensão fase-neutro nos consumidores da rede secundária na forma de faixa de cores. Os valores das faixas foram definidos de acordo com a Norma [40]. Adicionalmente, encontram-se formas de onda de tensões nos consumidores em alguns pontos: junto ao transformador e extremidades da rede secundária acoplada ao primário.

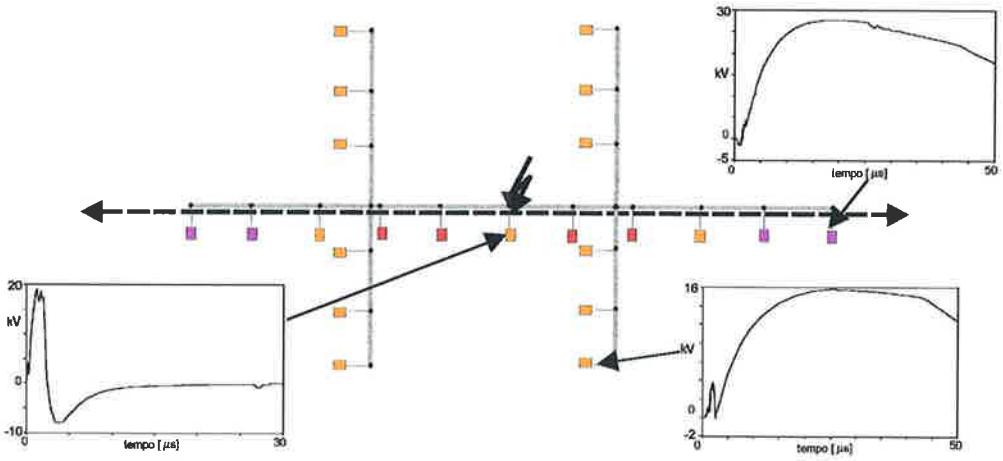
Quando da presença de protetores na rede secundária, formas de onda e valor de pico da corrente dos mesmos, além da energia absorvida, encontram-se também indicados. O tempo total de simulação, para o cálculo da energia, é, em todos os casos, 200 μs.

Todos os valores das grandezas e formas de onda referem-se ao maior valor obtido para as três fases do sistema.

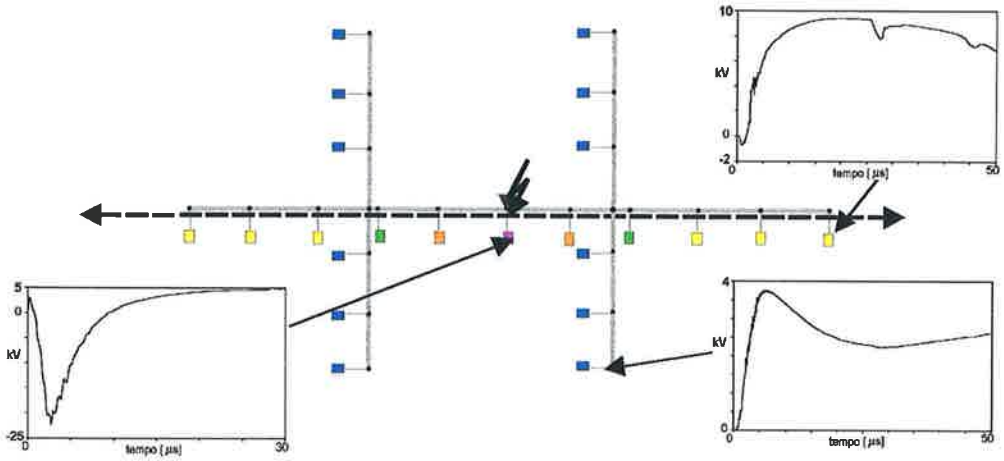
4.3.1 Resultados - rede sem proteção

Nas páginas a seguir encontram-se os resultados para os casos simulados sem proteção na rede secundária.

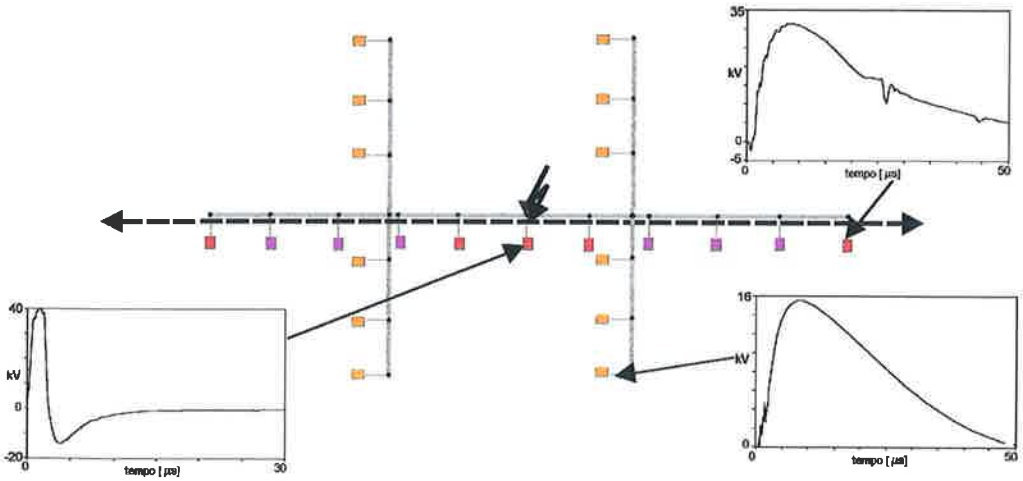
Caso 1 - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 0 m



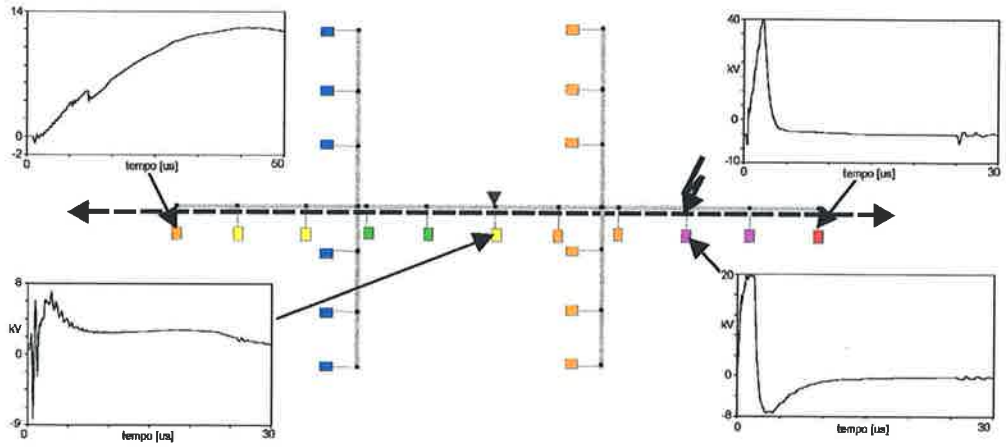
Caso 2 - I=20 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 0 m



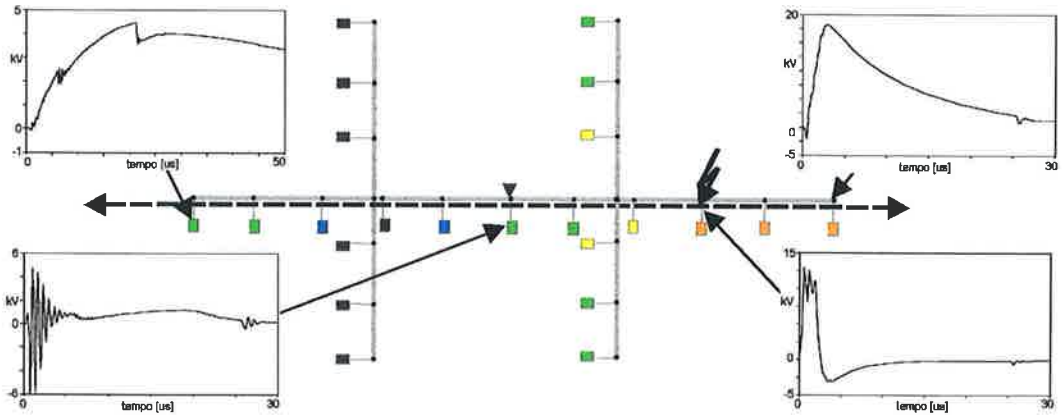
Caso 3 - I=90 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 0 m



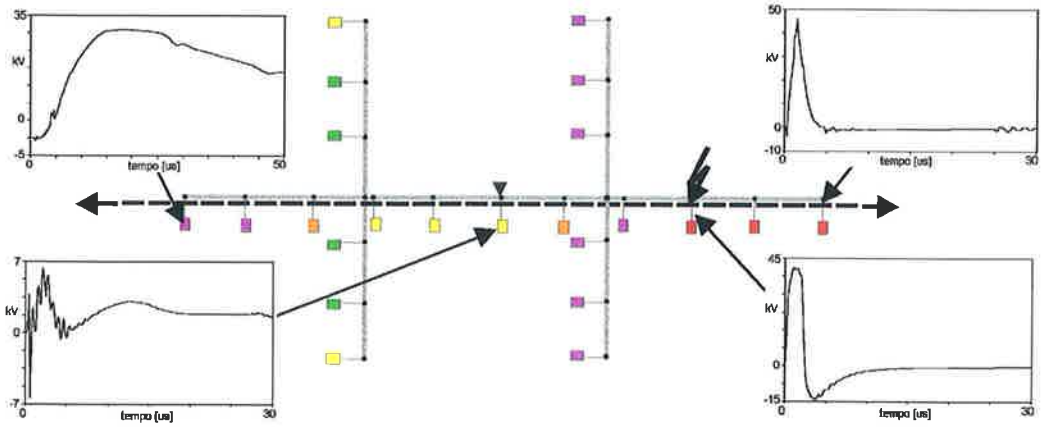
Caso 4 - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 90 m



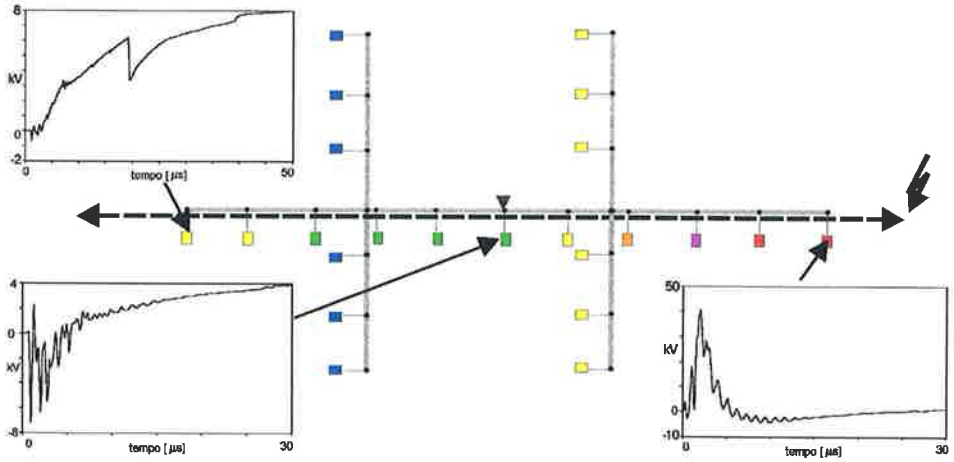
Caso 5 - I=20 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 90 m



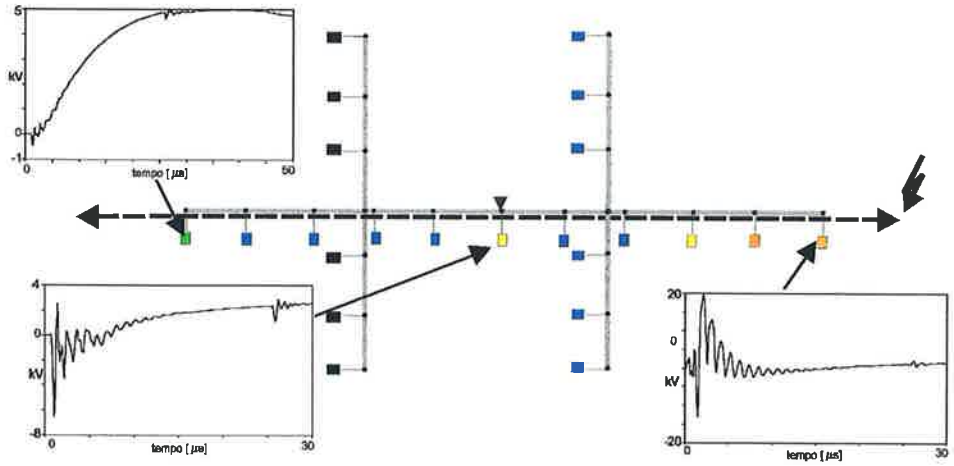
Caso 6 - I=90 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 90 m



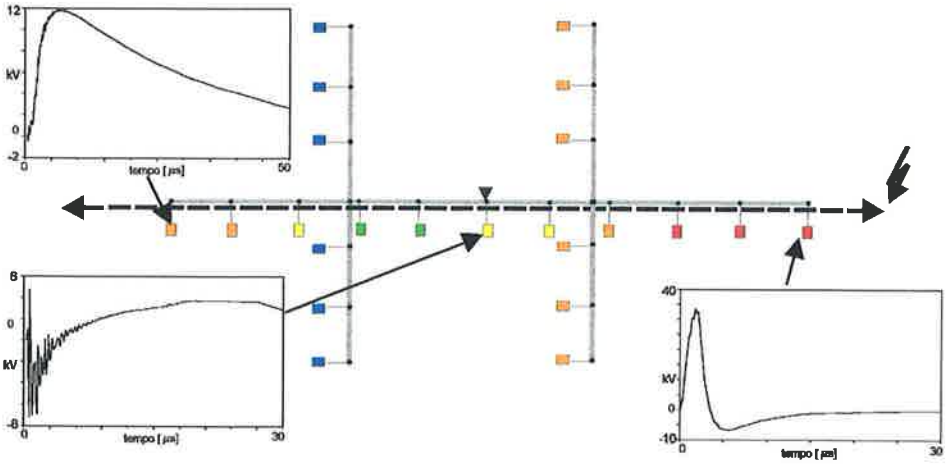
Caso 7 - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 180 m



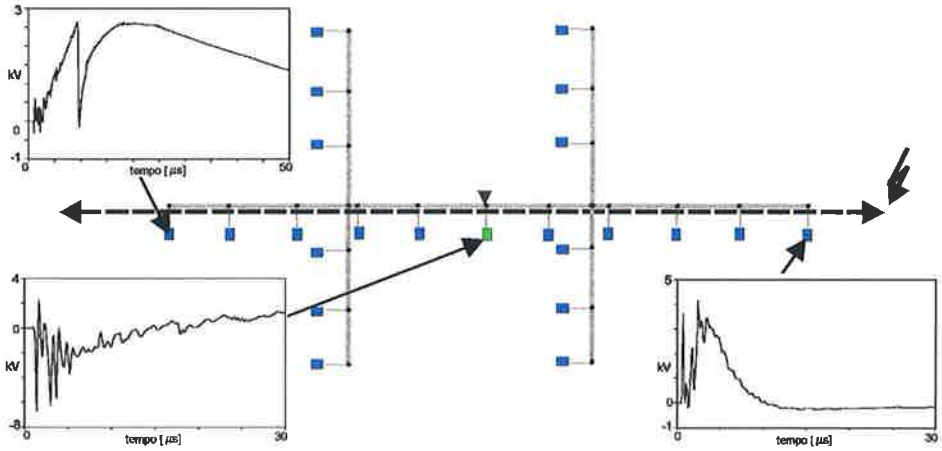
Caso 8 - I=20 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 180 m



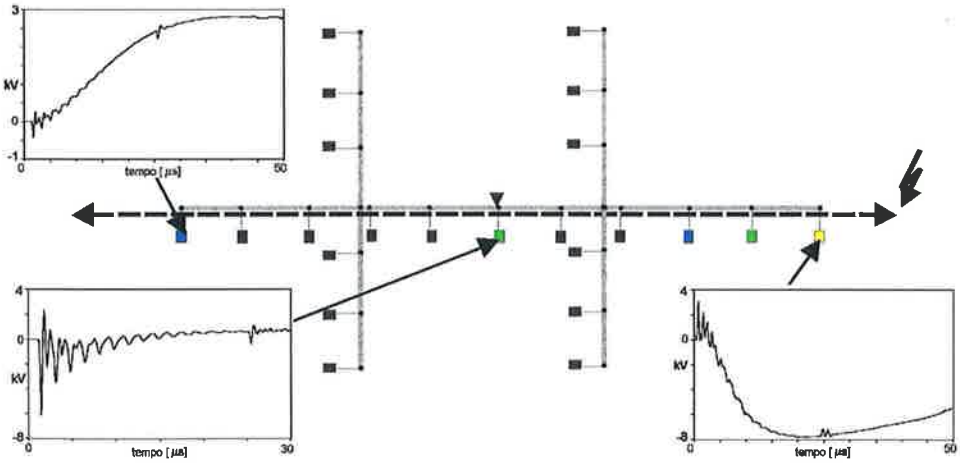
Caso 9 - I=90 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 180 m



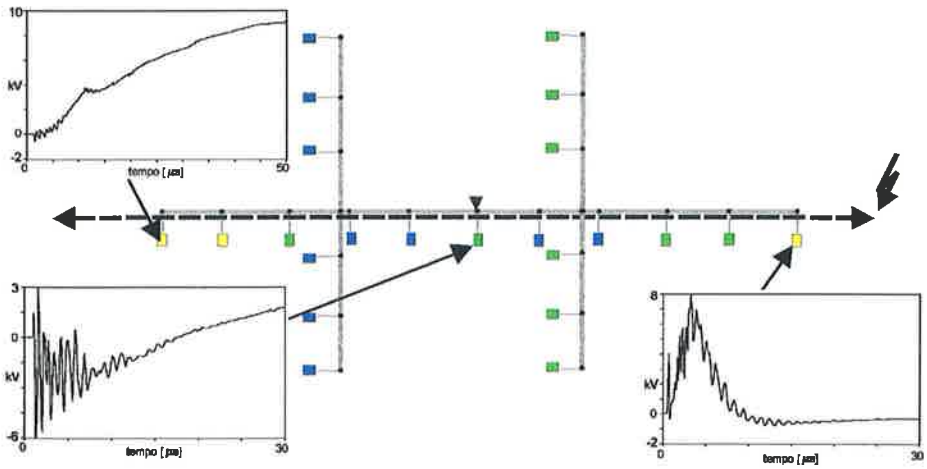
Caso 10 - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 300 m



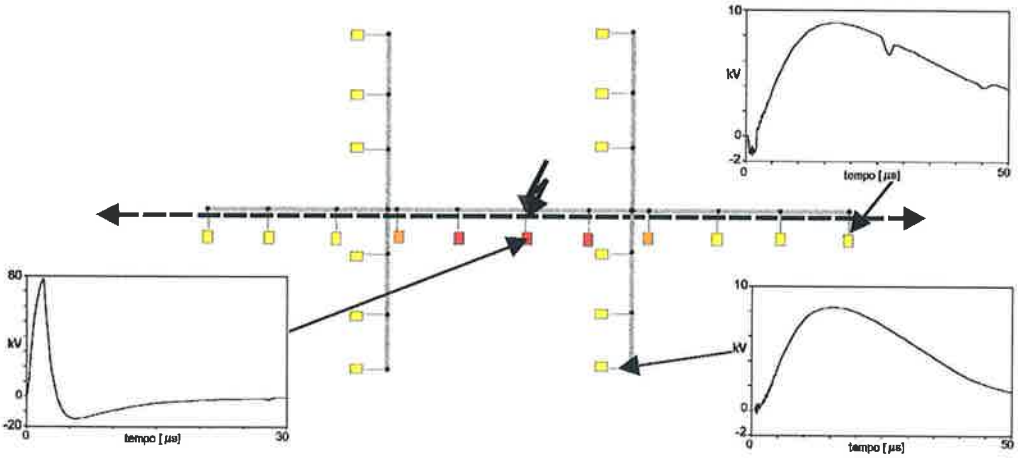
Caso 11 - I=90 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 300 m



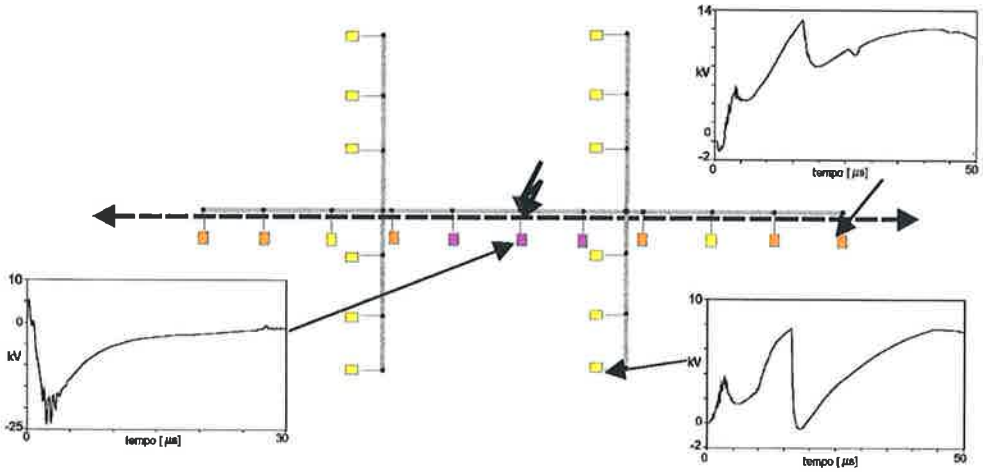
Caso 12 - I=20 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 300 m



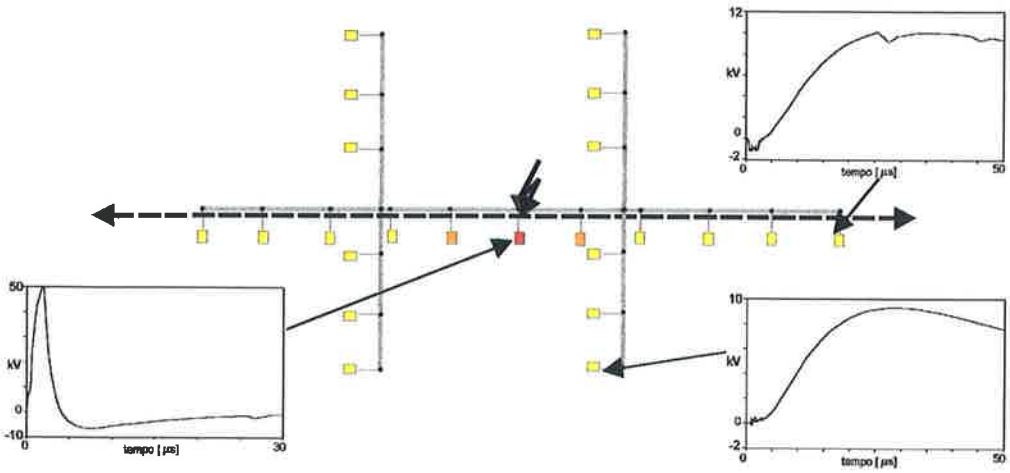
Caso 13 - I=45 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 100 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 0 m



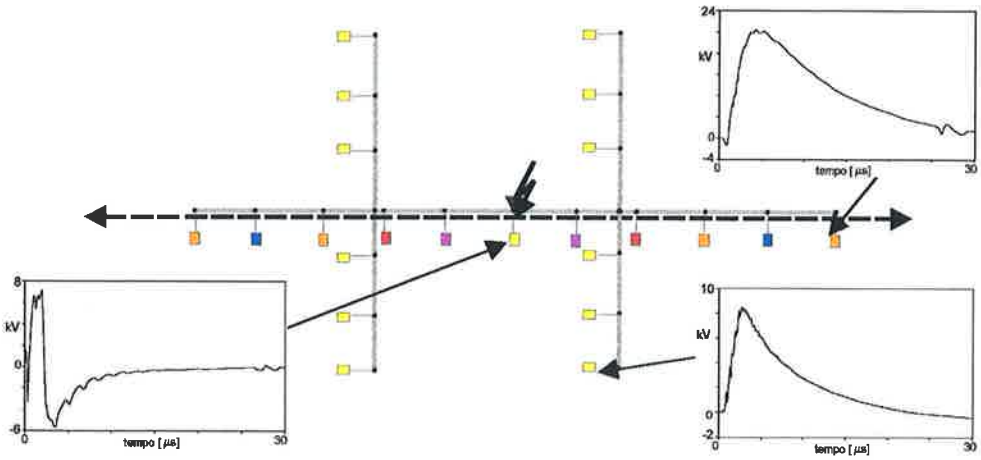
Caso 14- I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 10 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 0 m



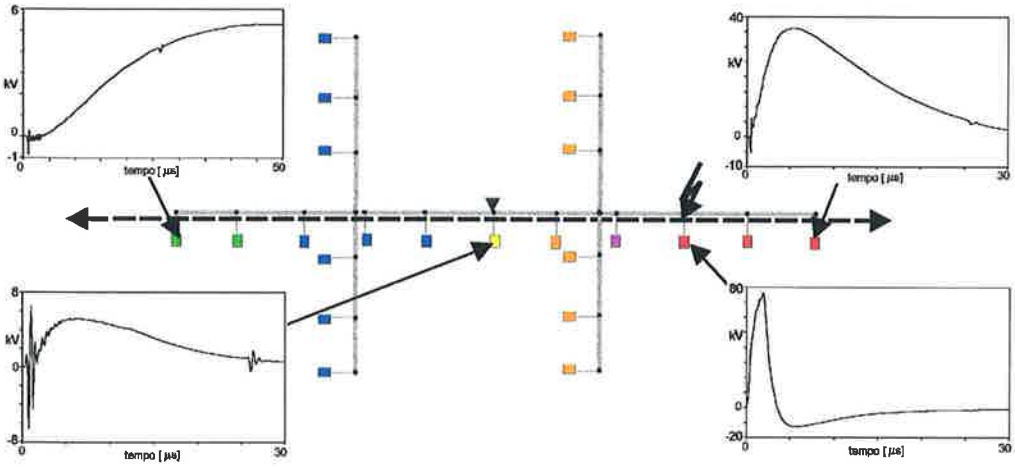
Caso 15 - I=45 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 0 m



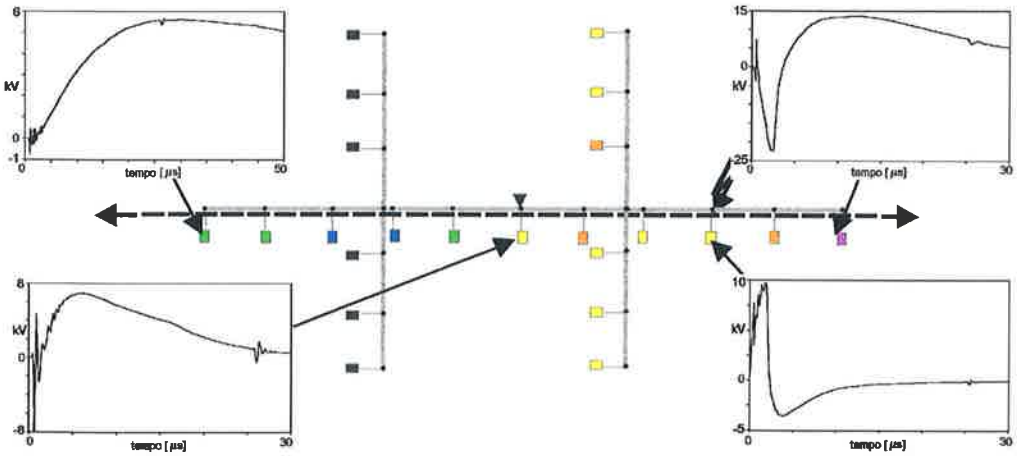
Caso 16 - I=45 kA / Rc = 300 Ω / Rp = 300 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 0 m



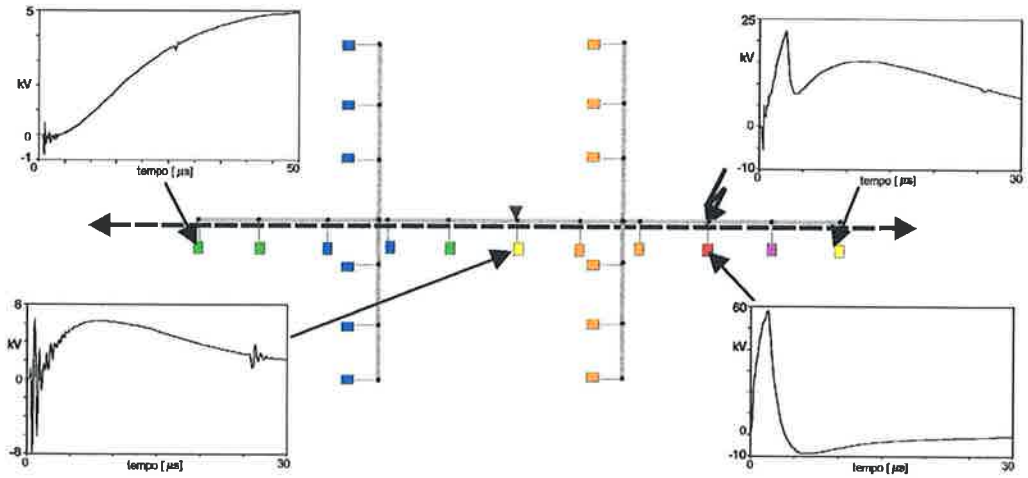
Caso 17 - I=45 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 100 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 90 m



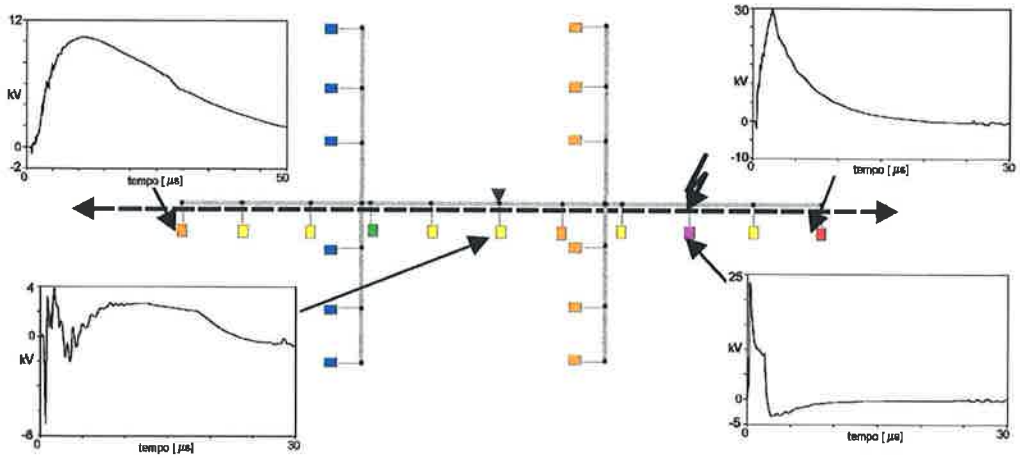
Caso 18 - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 10 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 90 m



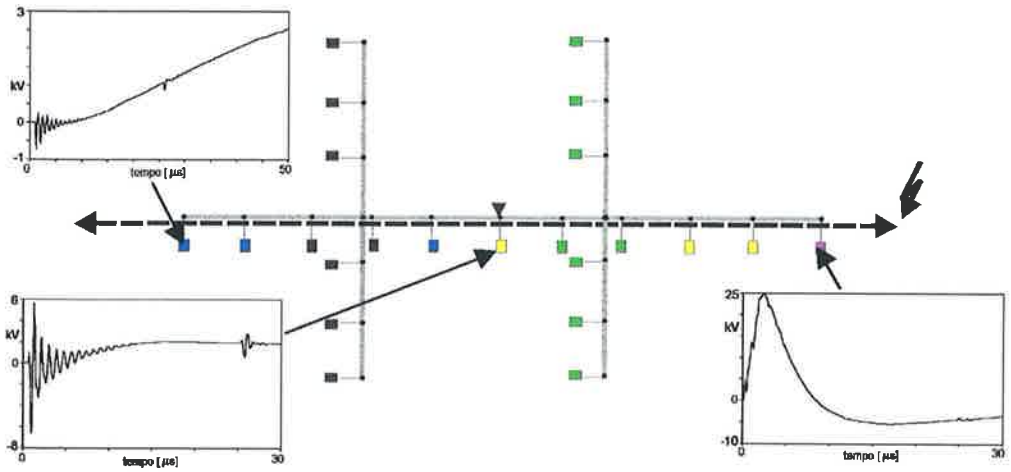
Caso 19 - I=45 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 90 m



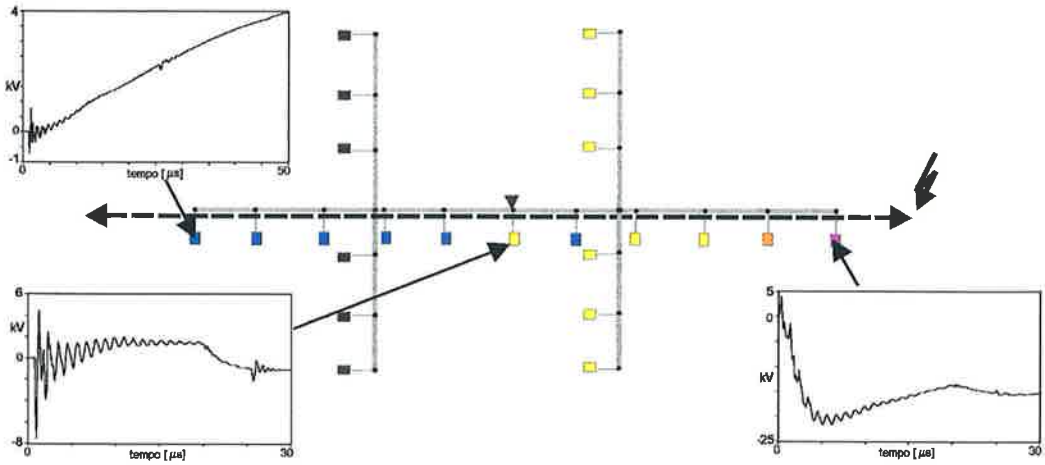
Caso 20 - I=45 kA / Rc = 300 Ω / Rp = 300 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 90 m



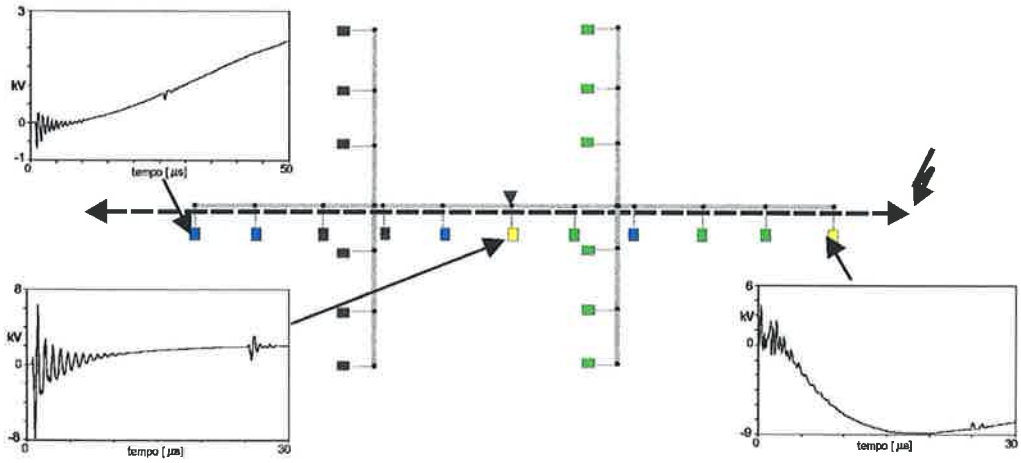
Caso 21 - I=45 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 100 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 180 m



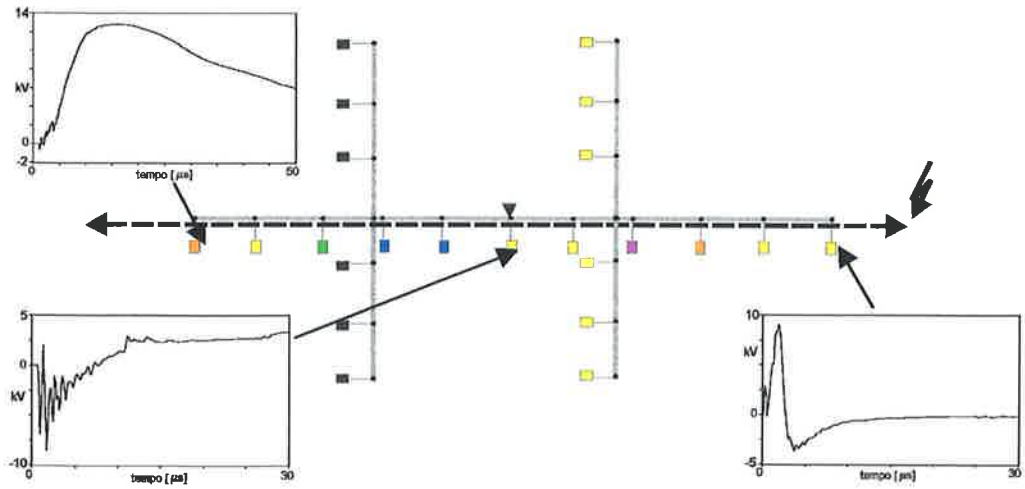
Caso 22 - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 10 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 180 m



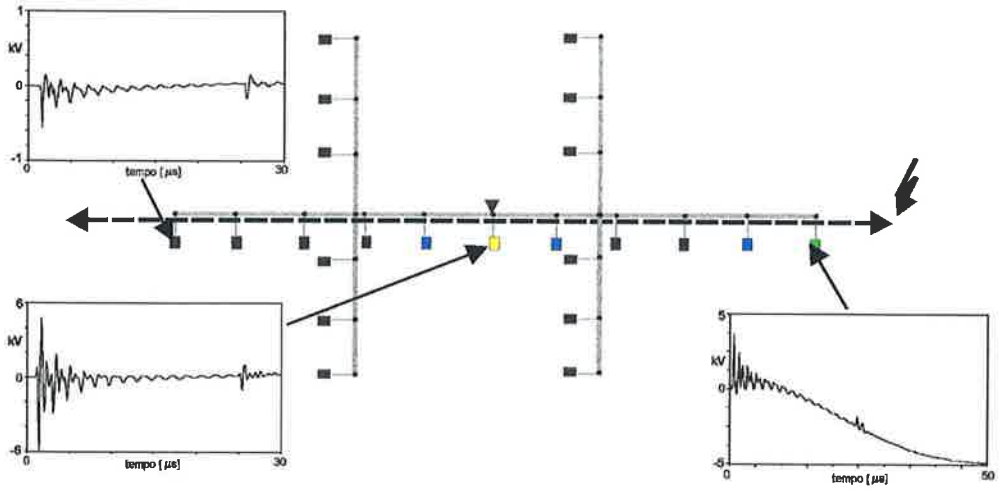
Caso 23 - I=45 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 180 m



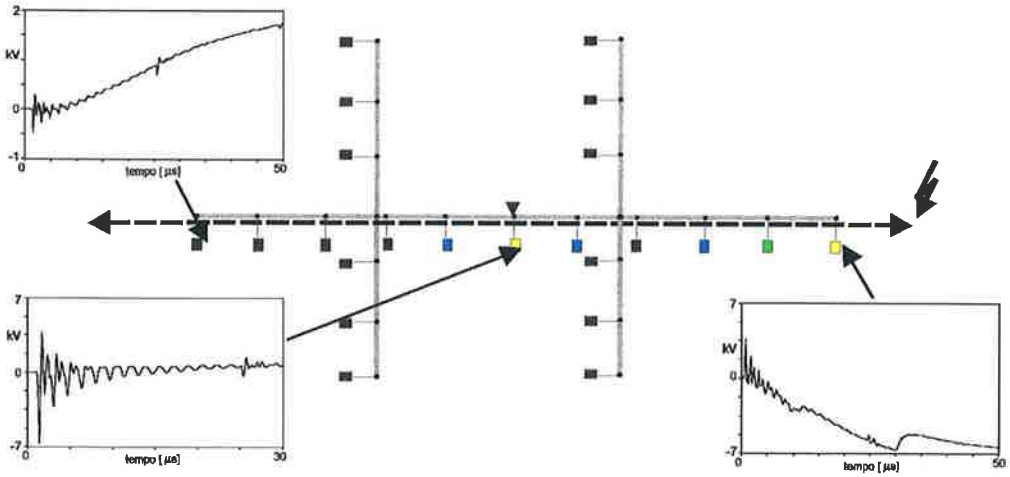
Caso 24 - I=45 kA / Rc = 300 Ω / Rp = 300 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 180 m



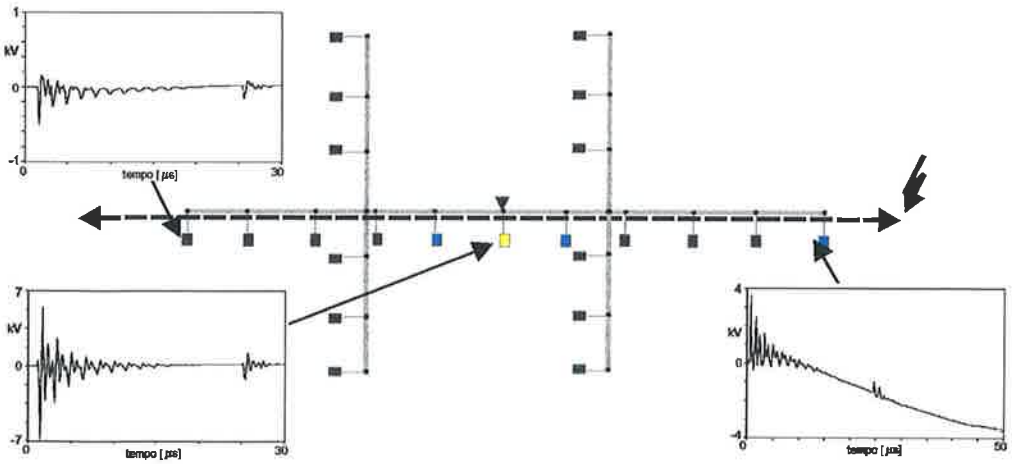
Caso 25 - I=45 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 100 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 300 m



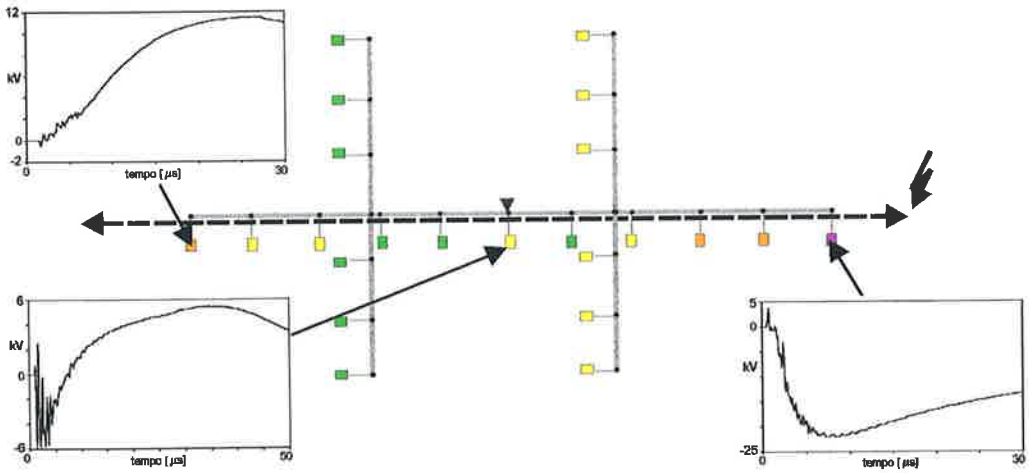
Caso 26 - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 10 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 300 m



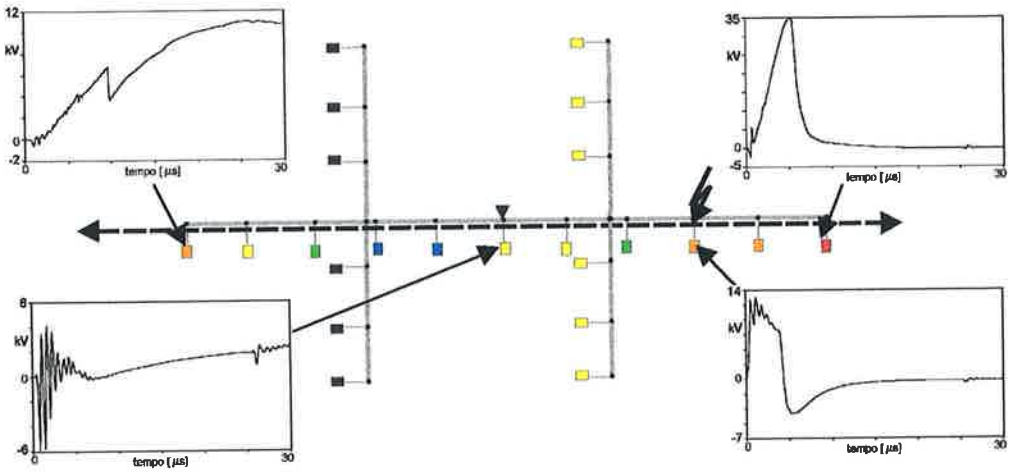
Caso 27 - I=45 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 300 m



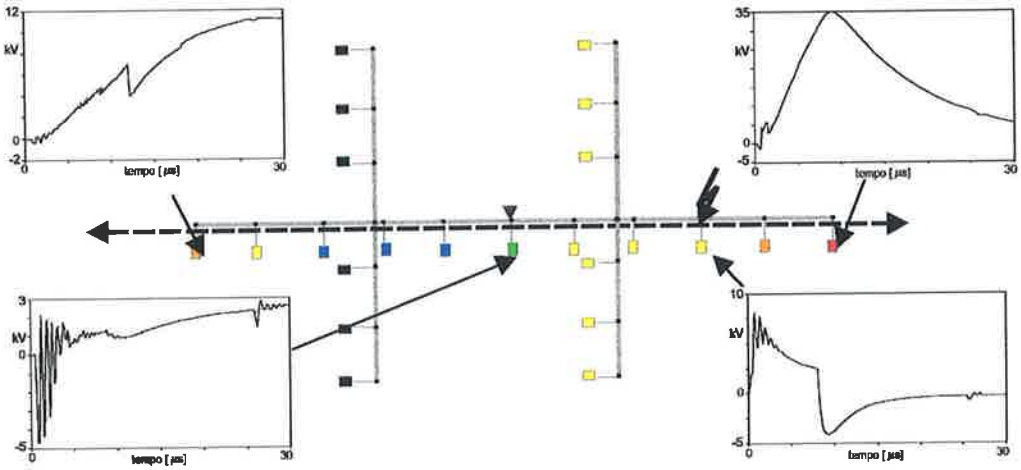
Caso 28 - I=45 kA / Rc = 300 Ω / Rp = 300 Ω / tf= 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 300 m



Caso 29 - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / / tf=4 μs/ carga= 30 Ω / posição = 90 m

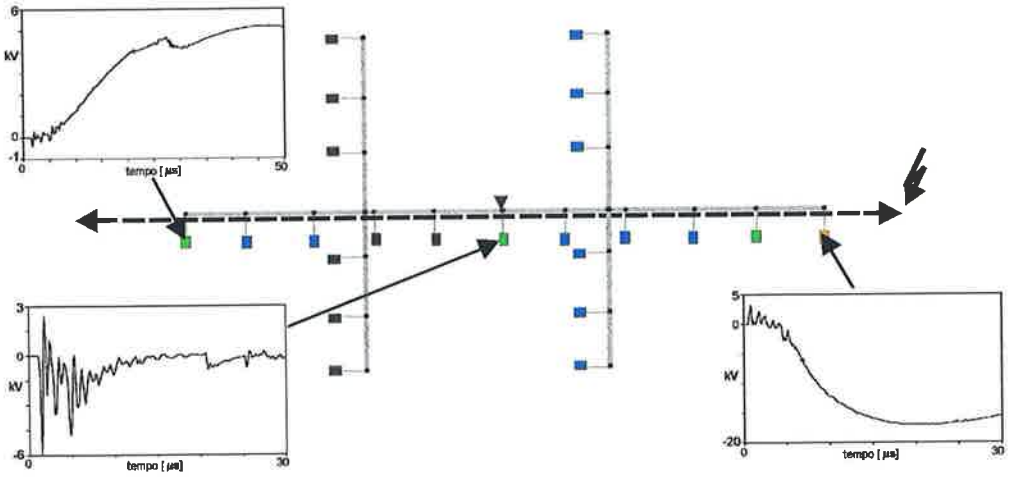


Caso 30 - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=8 μs / carga= 30 Ω / posição = 90 m

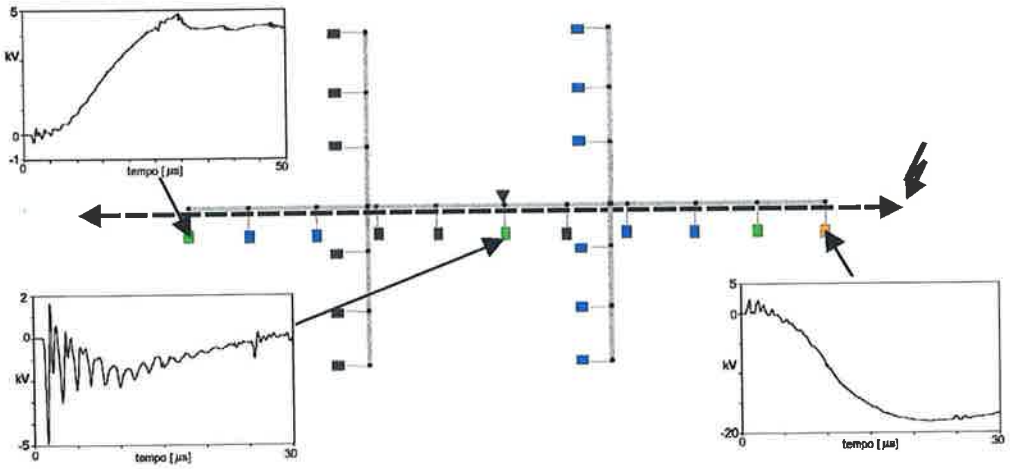


kV fase-neutro 0 2 4 6 10 20 30 +

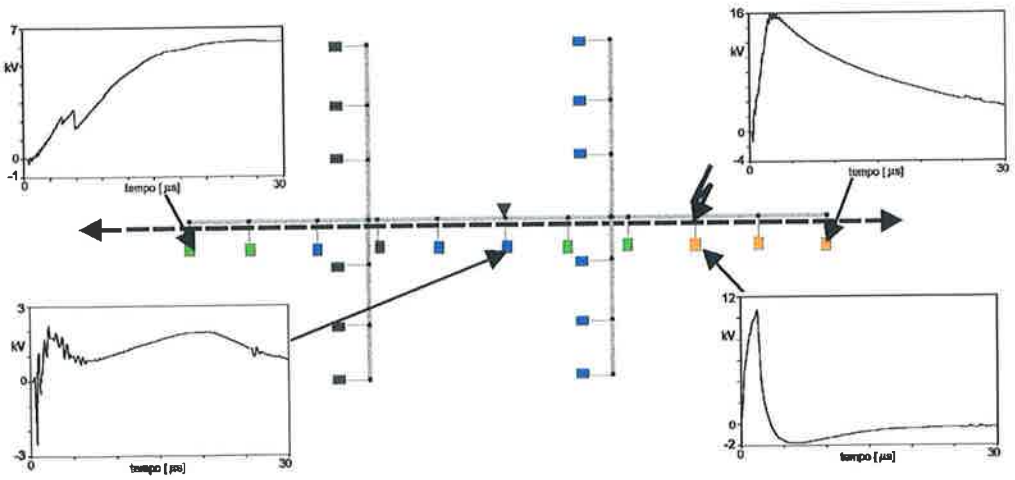
Caso 31 - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=4 μs / carga= 30 Ω / posição = 300 m



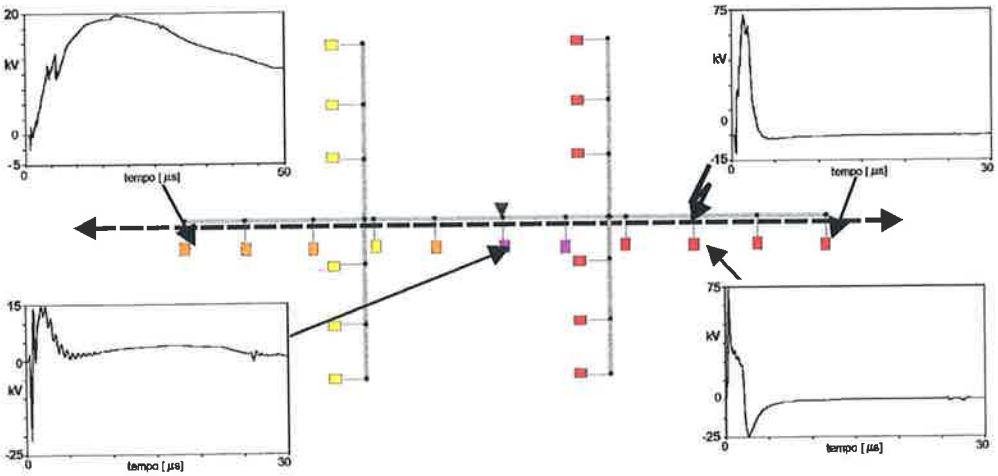
Caso 32 - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=8 μs / carga= 30 Ω / posição = 300 m



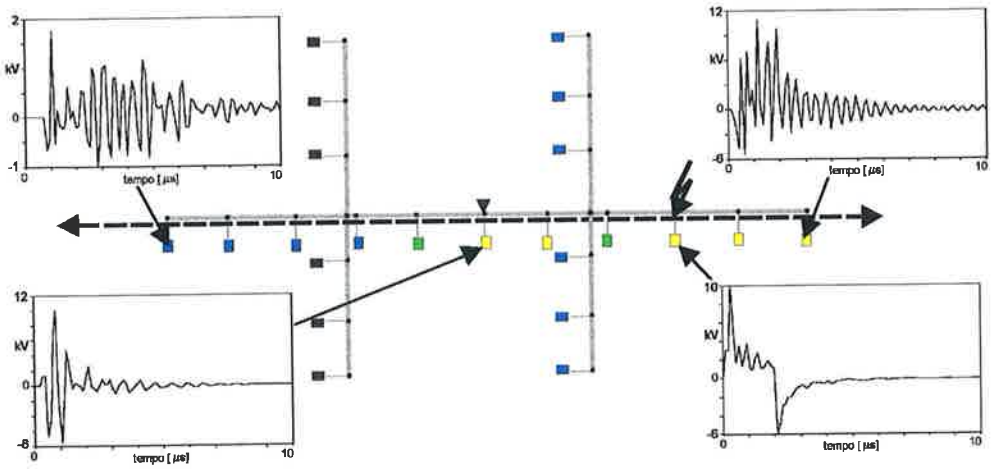
Caso 33 - I=45 kA Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=2 μs / carga= 10 Ω / posição = 90 m



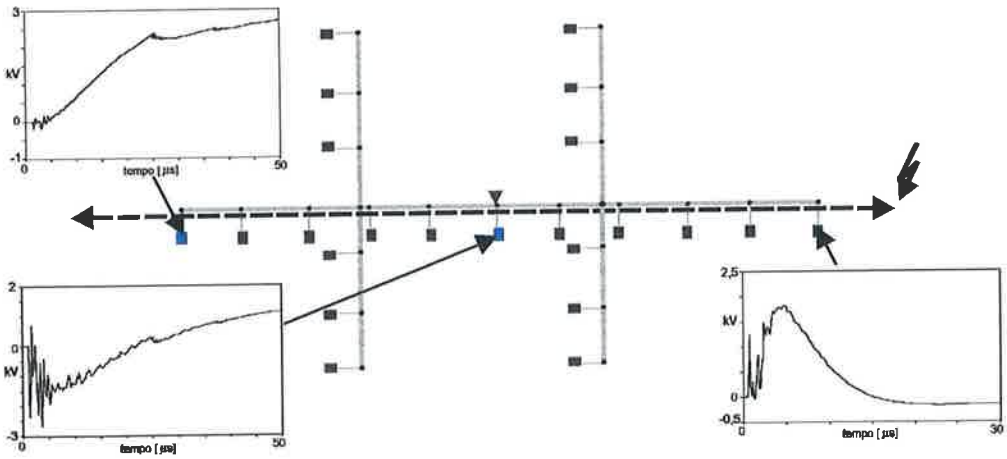
Caso 34 - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=2 μs / carga= 100 Ω / posição = 90 m



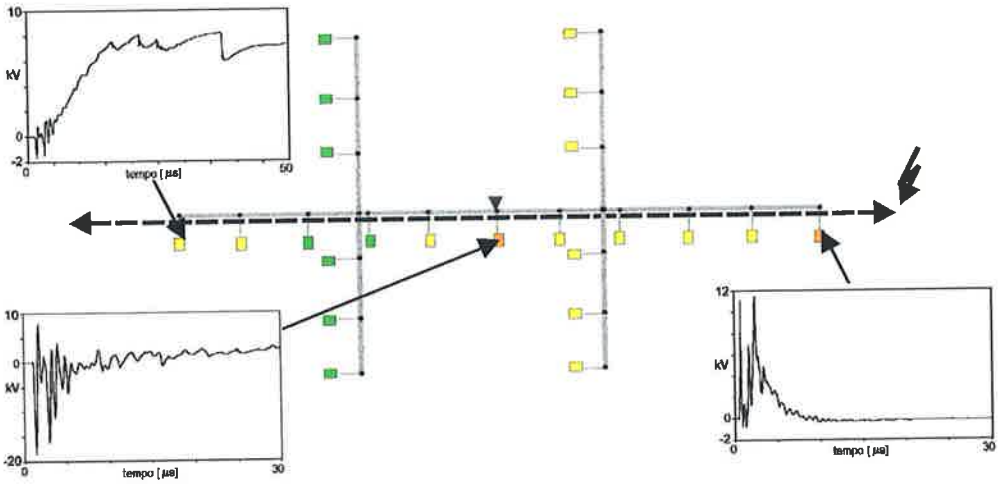
Caso 35 - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=2 μs / carga= 3,5 μH / posição = 90 m



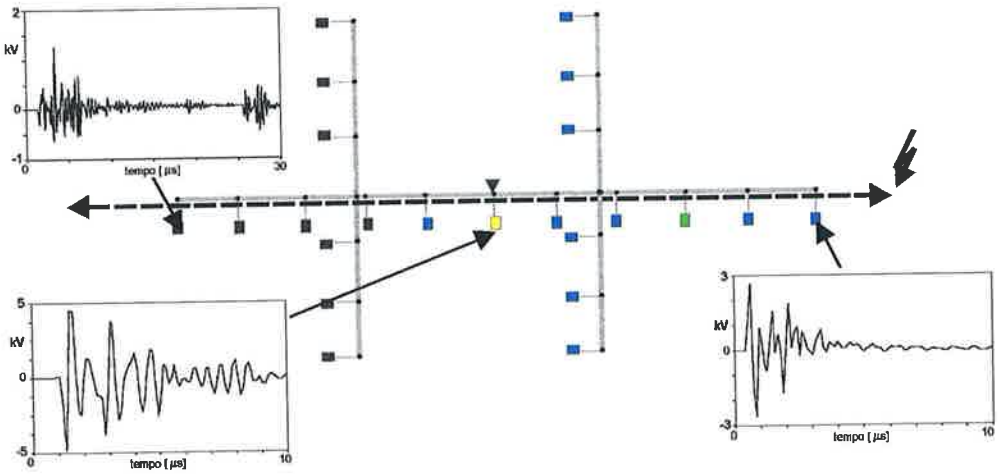
Caso 36 - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=2 μs / carga= 10 Ω / posição = 300 m



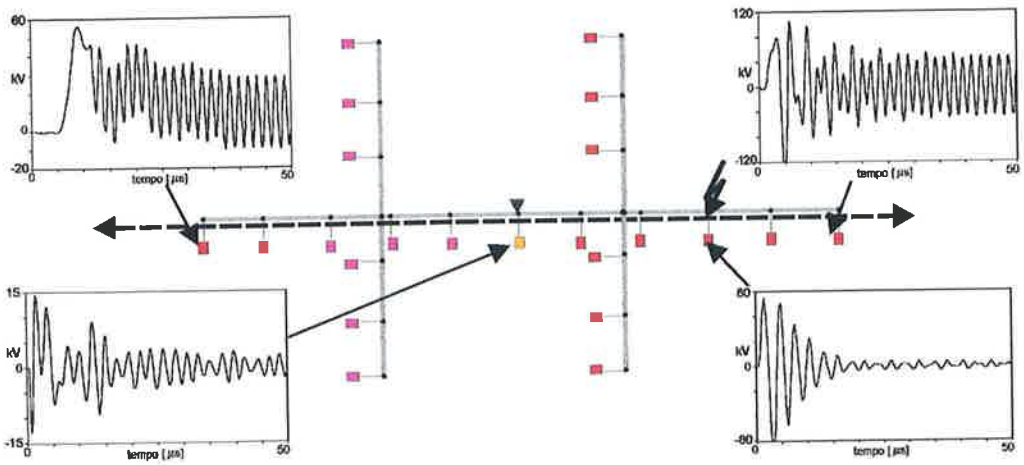
Caso 37 - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=2 μs / carga= 100 Ω / posição = 300 m



Caso 38 - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=2 μs / carga= 3,5 μH / posição = 300 m



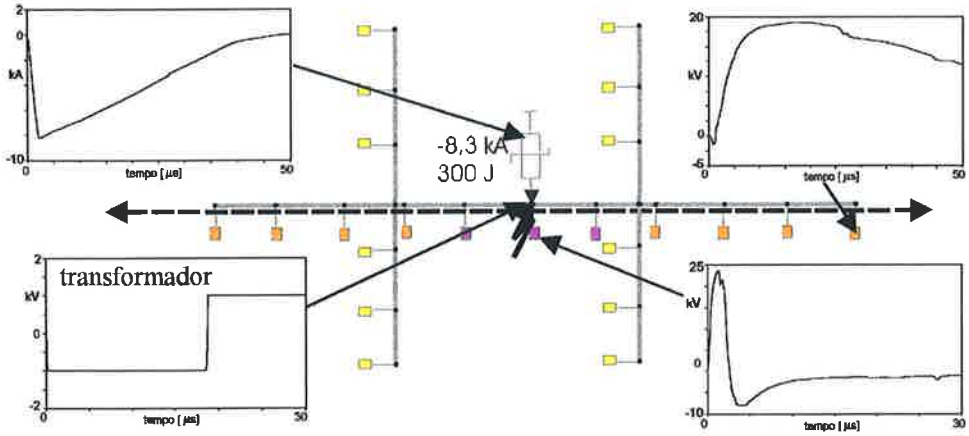
Caso 39 - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=2 μs / carga= 4 nF / posição = 90 m



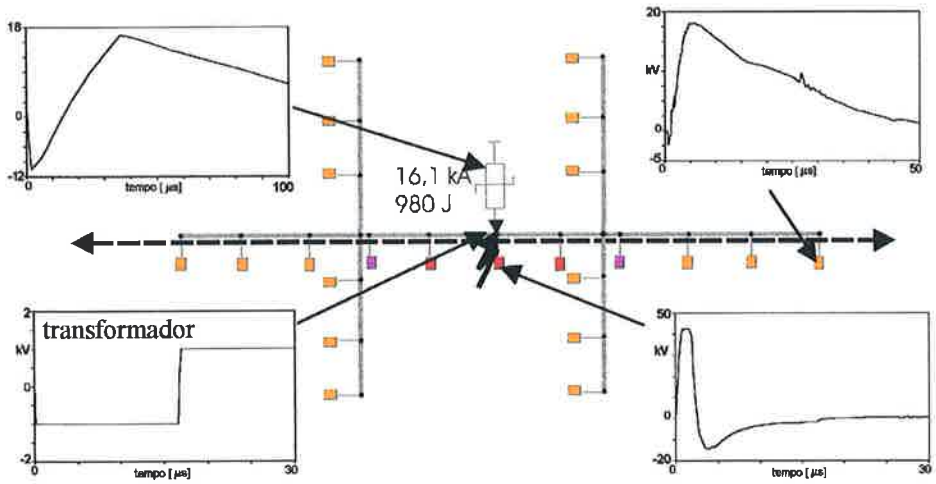
4.3.2 Resultados - rede secundária com proteção - grupo A

Nas páginas a seguir encontram-se os resultados para os casos simulados com pára-raios conectados aos terminais secundários do transformador (grupo A).

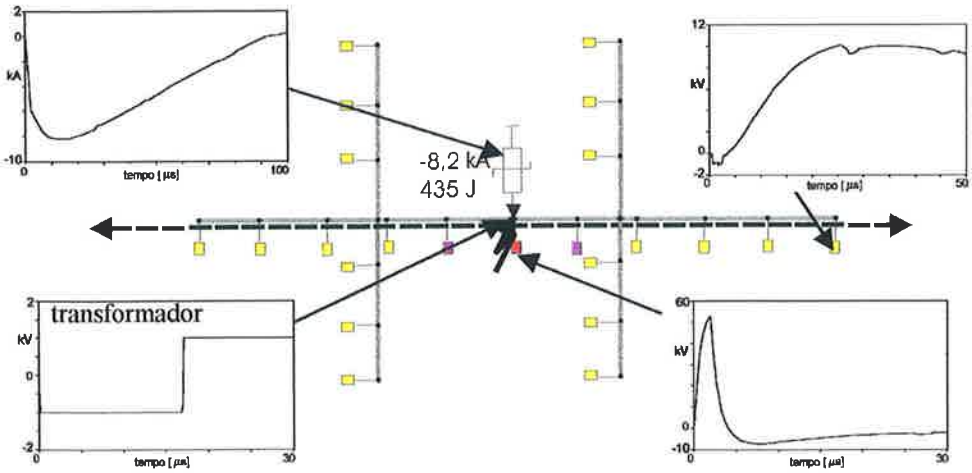
Caso 1A - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=2 μs / carga= 30 Ω / posição = 0 m



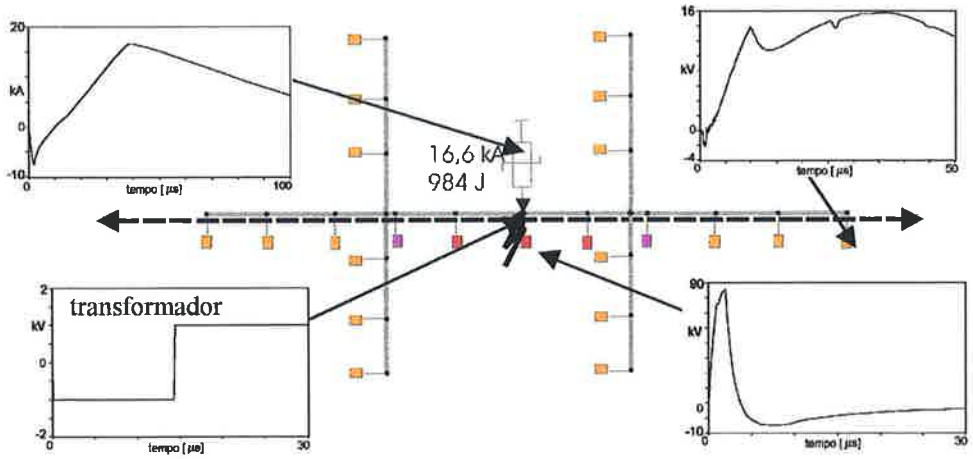
Caso 2A - I=90 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=2 μs /carga= 30 Ω / posição = 0 m



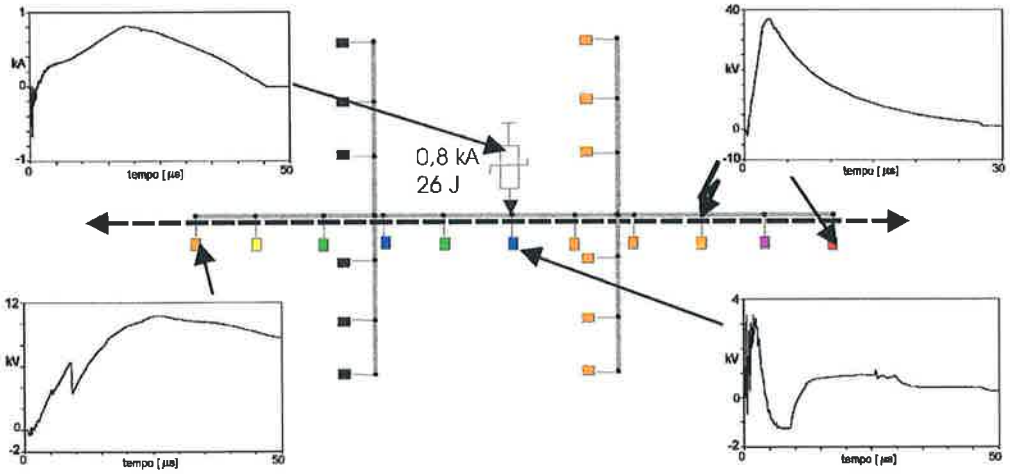
Caso 3A - I=45 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf=2 μs / carga= 30 Ω / posição = 0 m



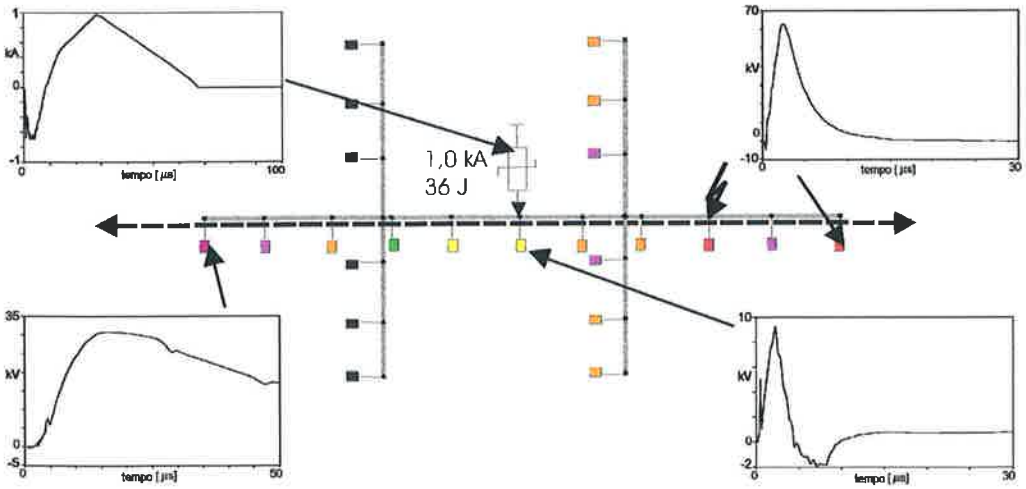
Caso 4A - I=90 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf=2 μs / carga= 30 Ω / posição = 0 m

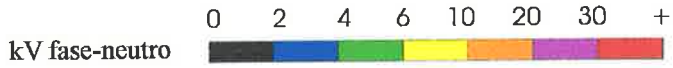


Caso 5A - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=2 μs / carga= 30 Ω / posição = 90 m

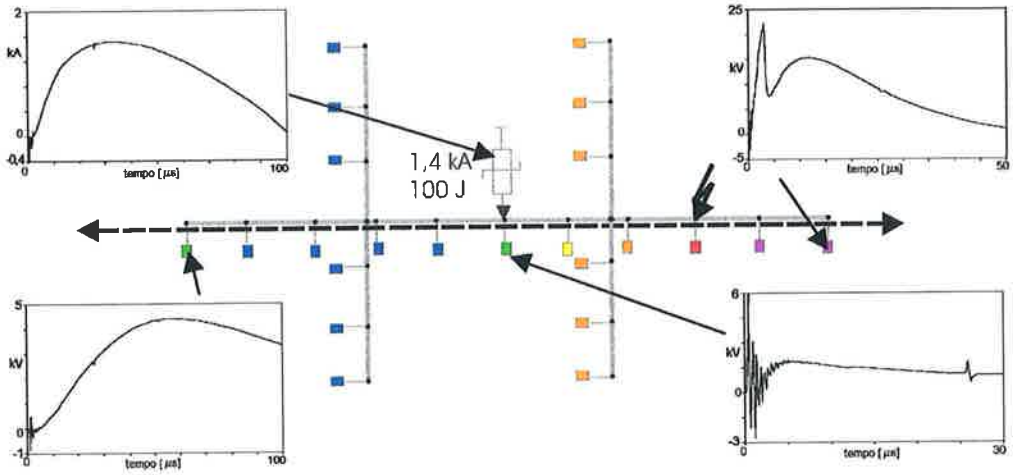


Caso 6A - I=90 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=2 μs / carga= 30 Ω / posição = 90 m

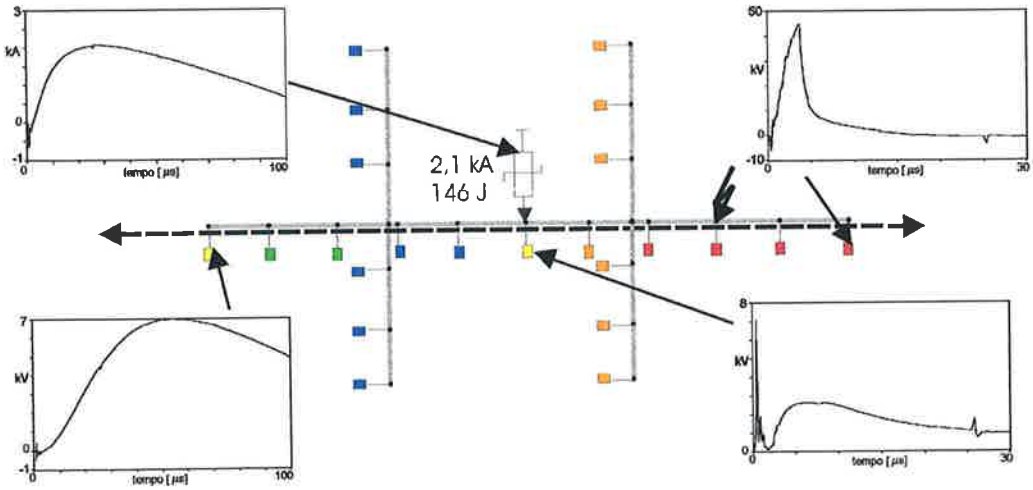




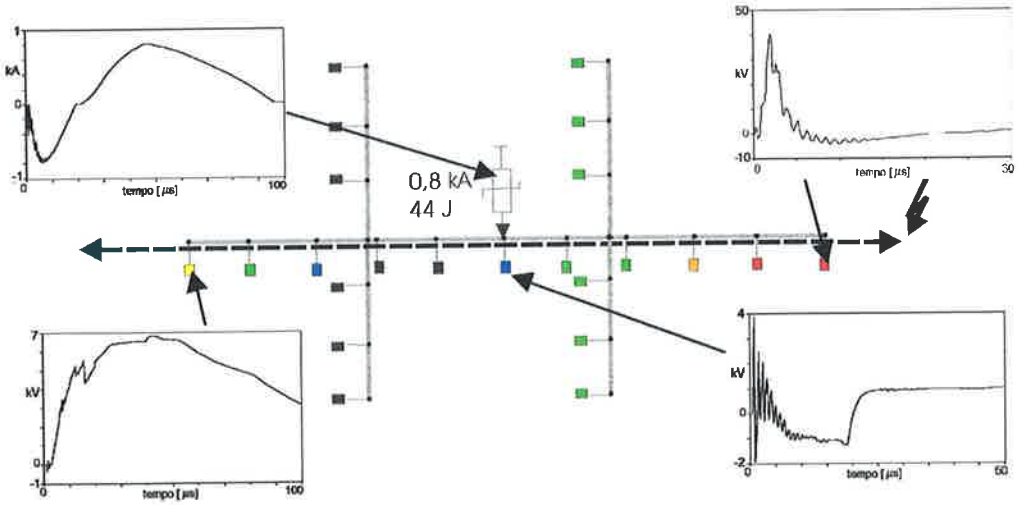
Caso 7A - I=45 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf=2 μs / carga= 30 Ω / posição = 90 m



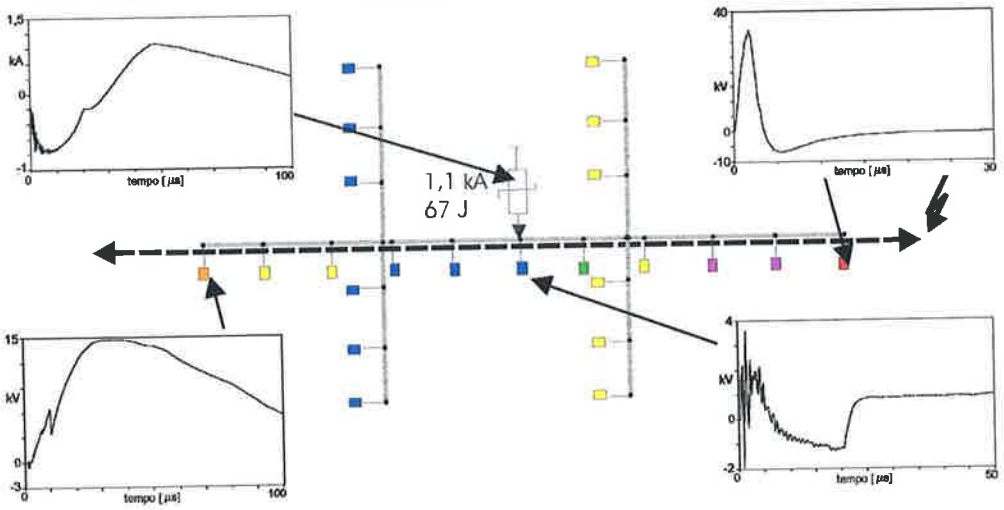
Caso 8A - I=90 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf=2 μs /carga= 30 Ω / posição = 90 m



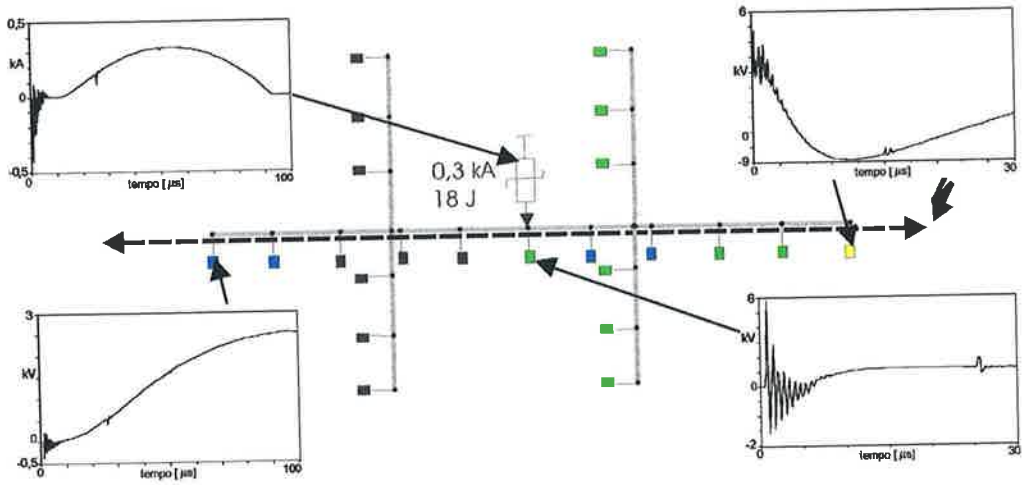
Caso 9A - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=2 μs / carga= 30 Ω / posição = 180 m



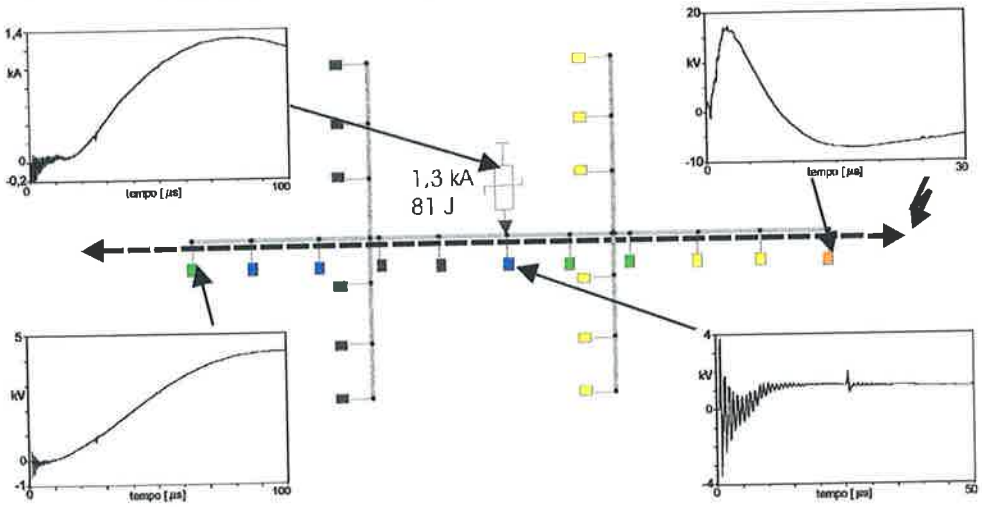
Caso 10A - I=90 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=2 μs / carga= 30 Ω / posição = 180 m



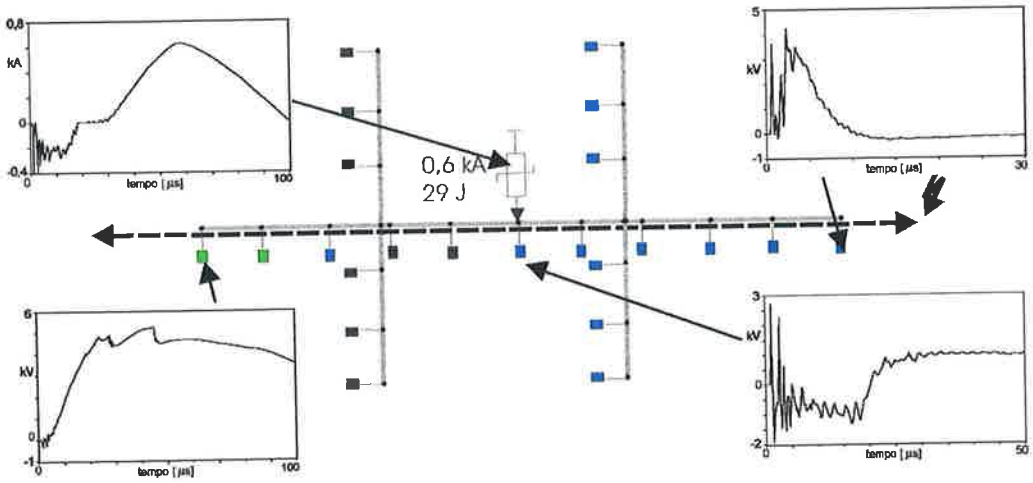
Caso 11A - I=45 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf=2 μs / carga= 30 Ω / posição = 180 m



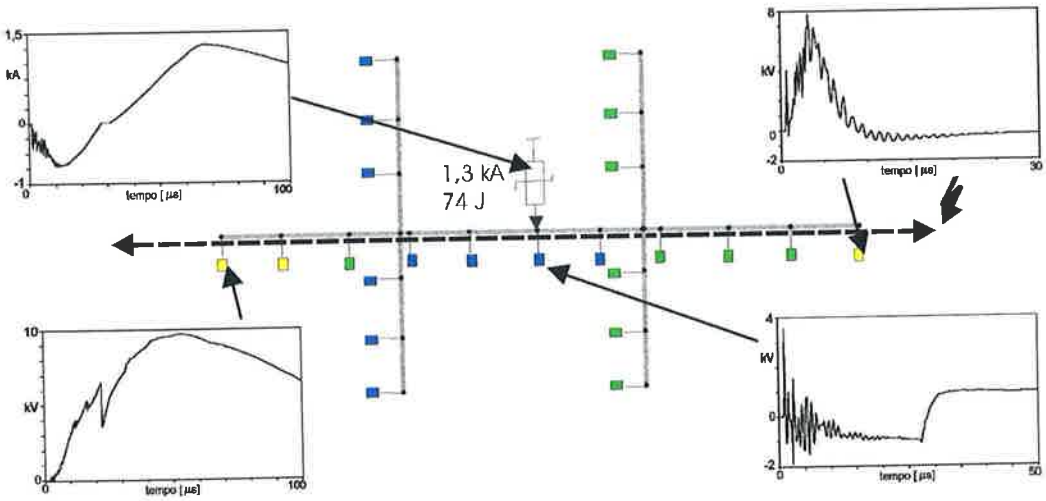
Caso 12A - I=90 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf=2 μs / carga= 30 Ω / posição = 180 m



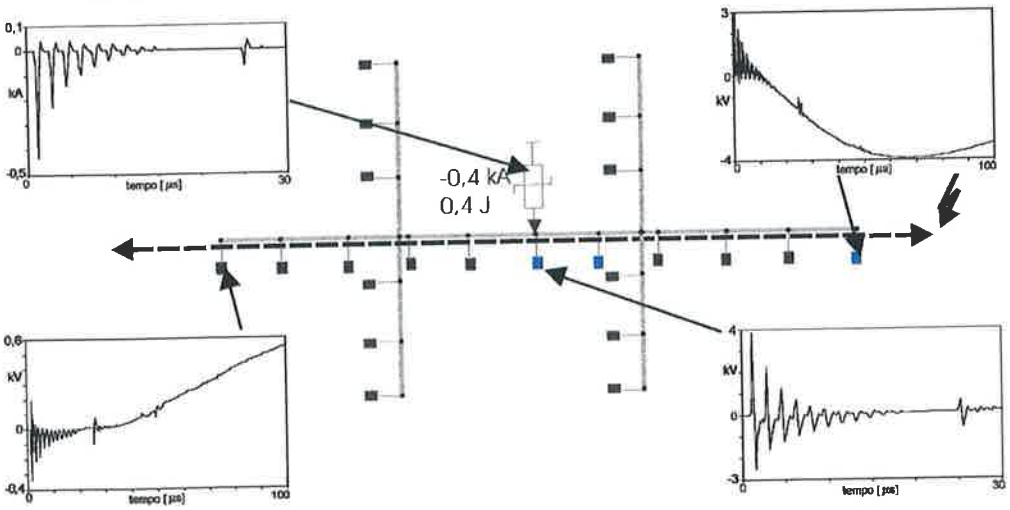
Caso 13A - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=2 μs / carga= 30 Ω / posição = 300 m



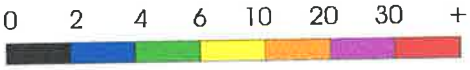
Caso 14A - I=90 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=2 μs / carga= 30 Ω / posição = 300 m



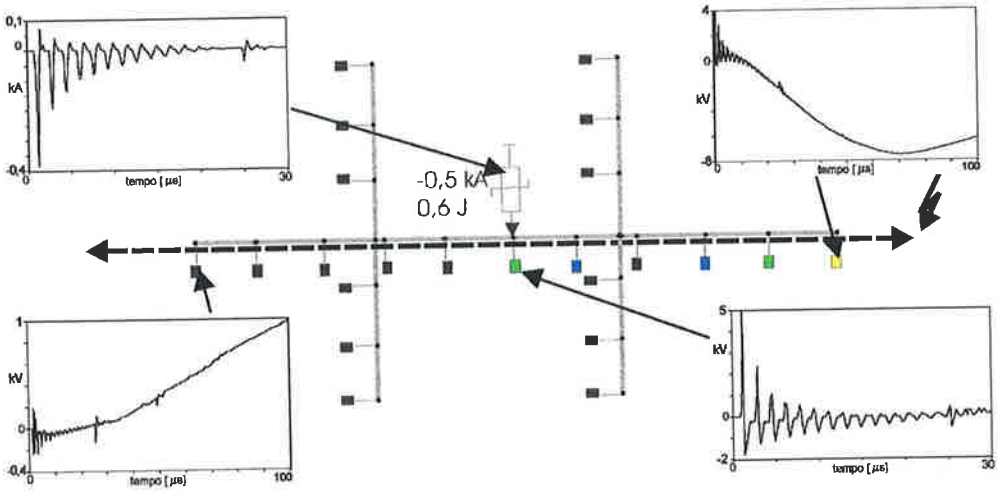
Caso 15A - I=45 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf=2 μs / carga= 30 Ω / posição = 300 m



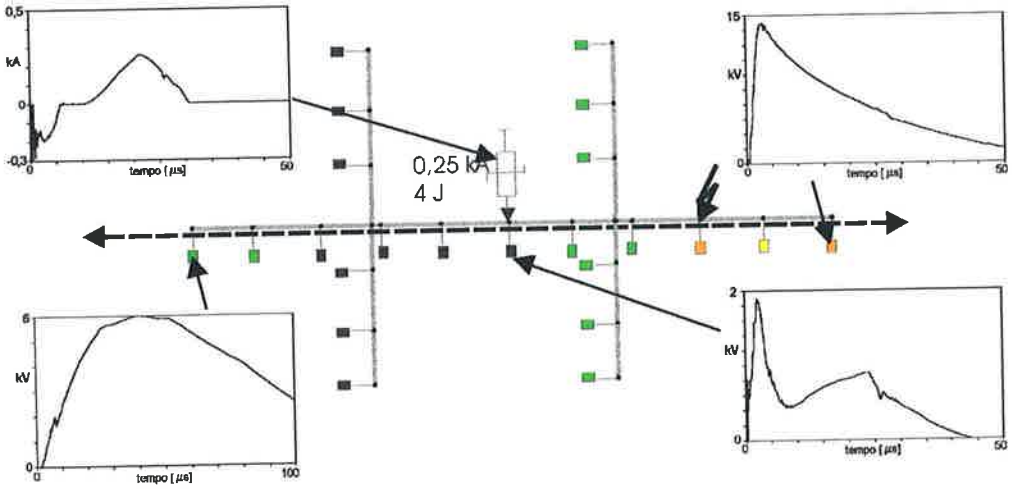
kV fase-neutro



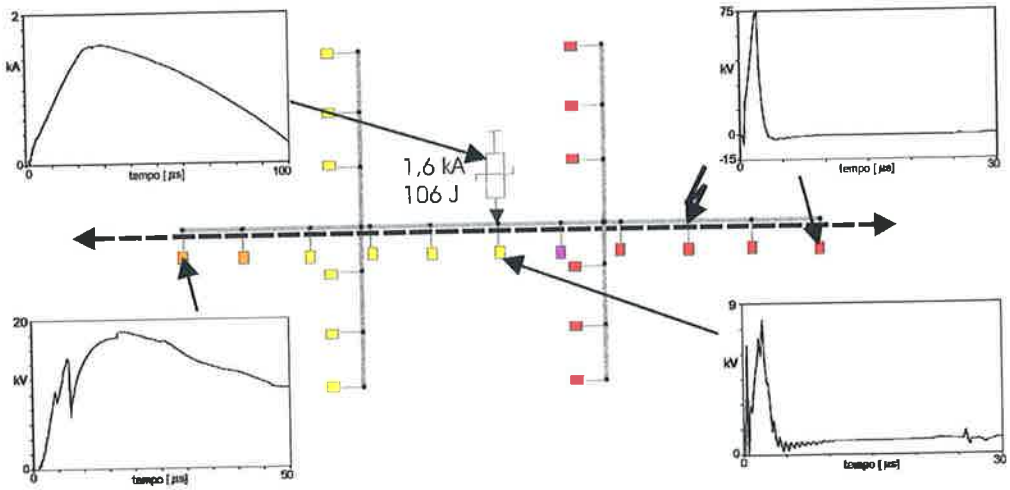
Caso 16A - I=90 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf=2 μs / carga= 30 Ω / posição = 300 m



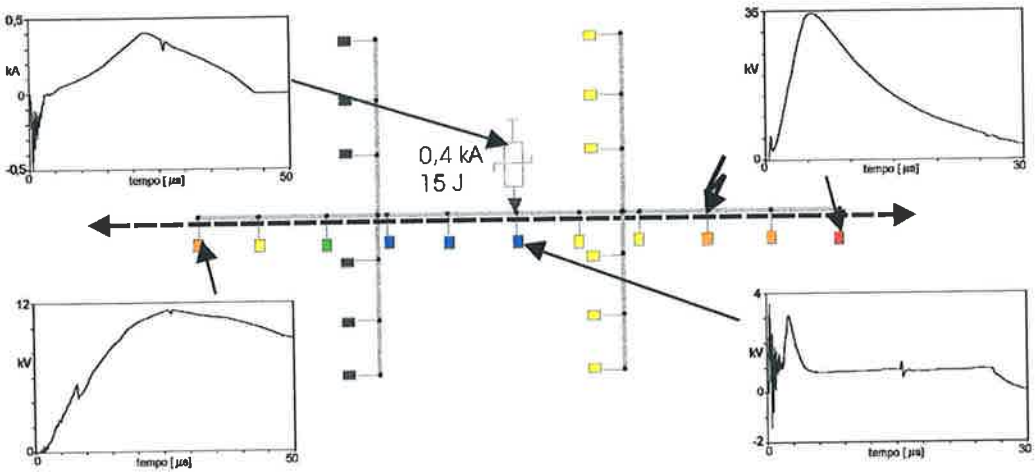
Caso 17A - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=2 μs / carga= 10 Ω / posição = 90 m



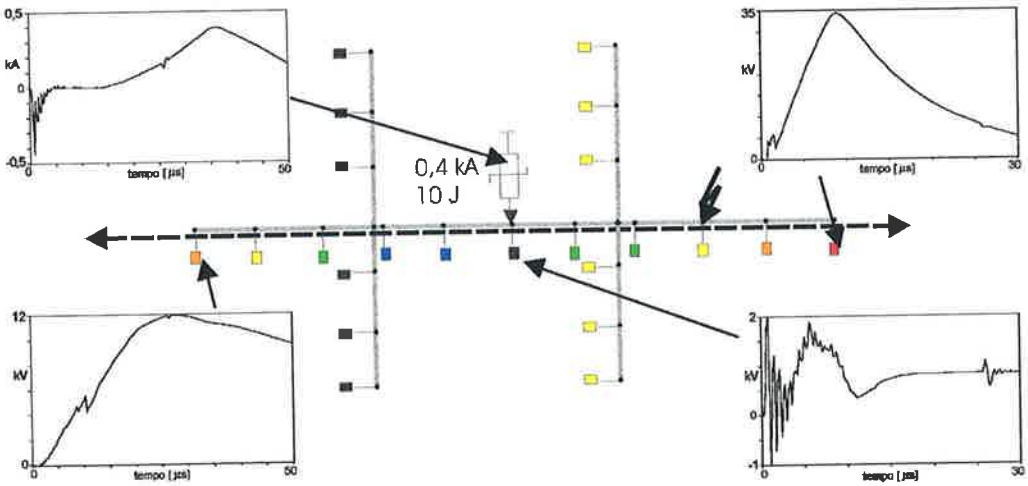
Caso 18A - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=2 μs / carga= 100 Ω / posição = 90 m



Caso 19A - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=4 μs / carga= 30 Ω / posição = 90 m



Caso 20A - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=8 μs / carga= 30 Ω / posição = 90 m

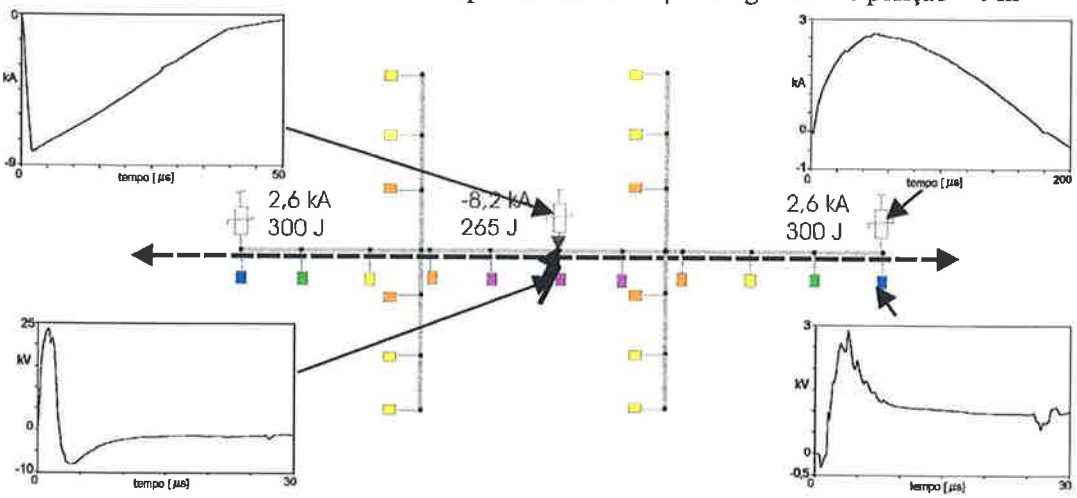


4.3.3 Resultados - rede secundária com proteção - grupo B

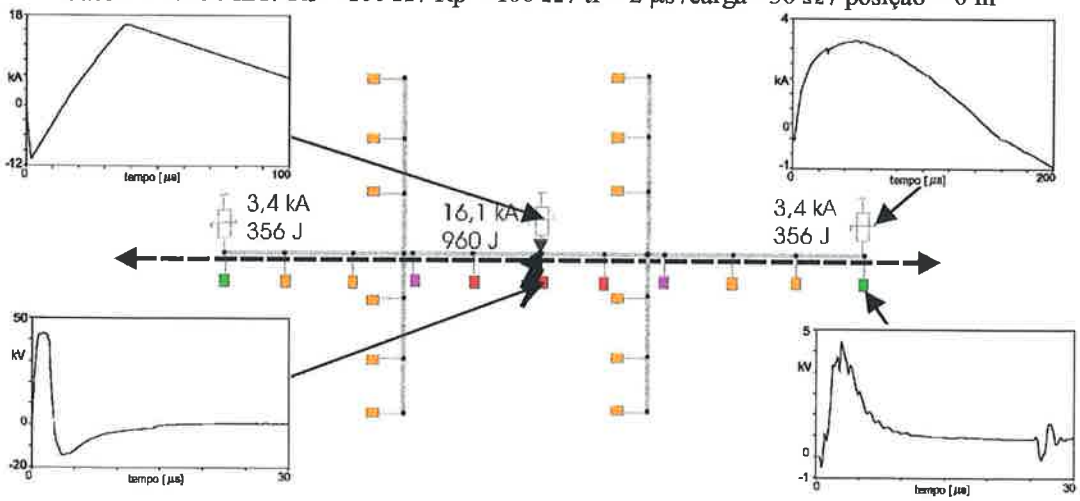
Nas páginas a seguir encontram-se os resultados para os casos simulados com pára-raios conectados aos terminais secundários do transformador e, adicionalmente, às extremidades do circuito secundário acoplado ao primário (grupo B).

kV fase-neutro 0 2 4 6 10 20 30 +

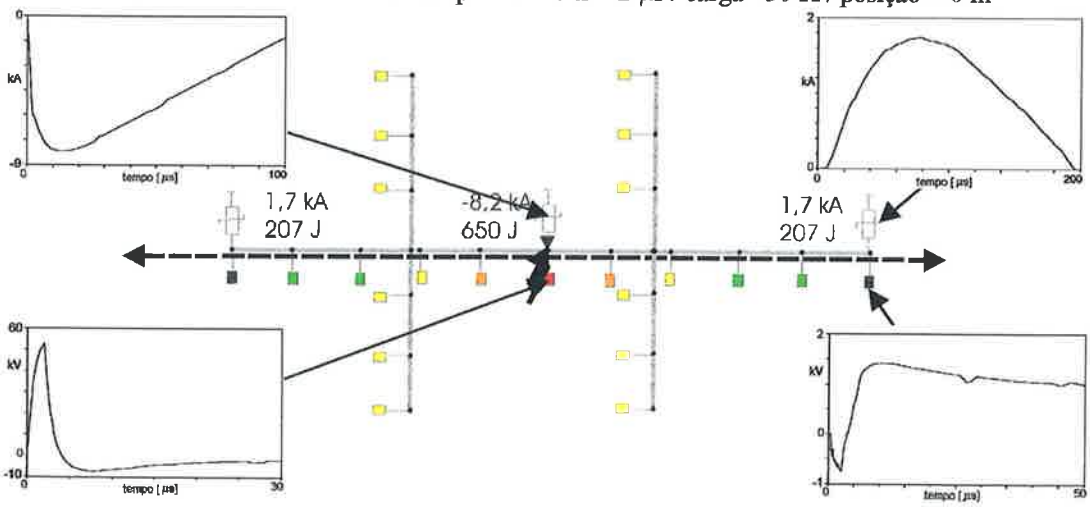
Caso 1B - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf = 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 0 m



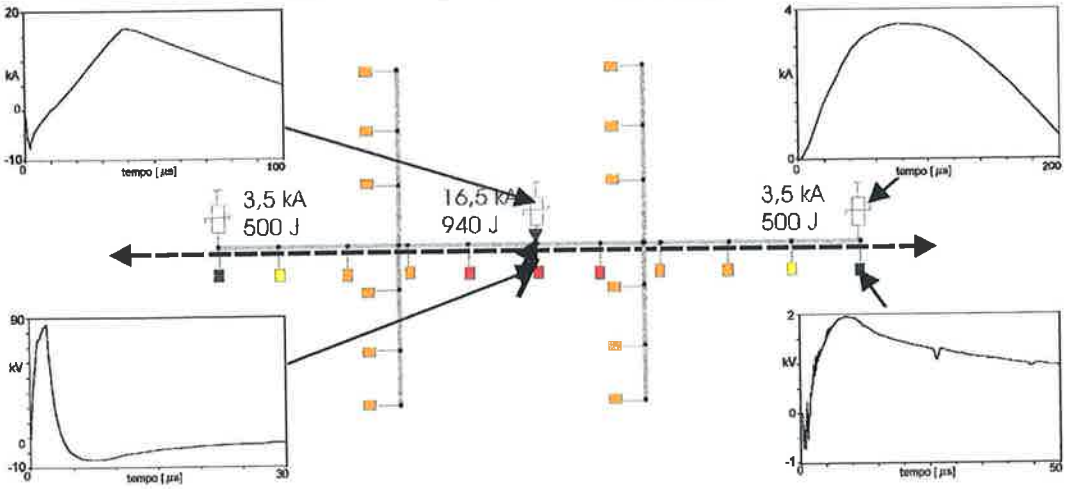
Caso 2B - I=90 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf = 2 μs /carga= 30 Ω / posição = 0 m



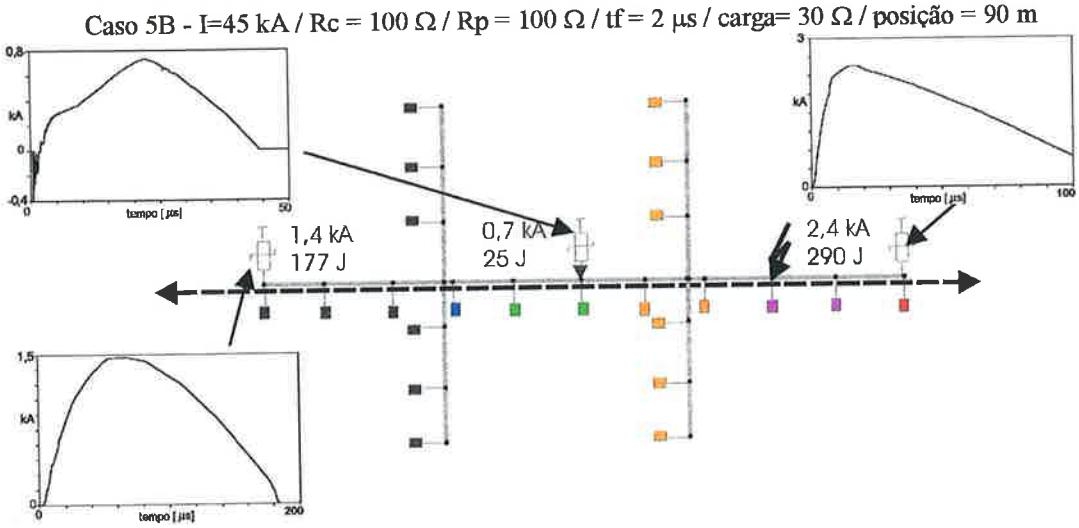
Caso 3B - I=45 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf = 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 0 m



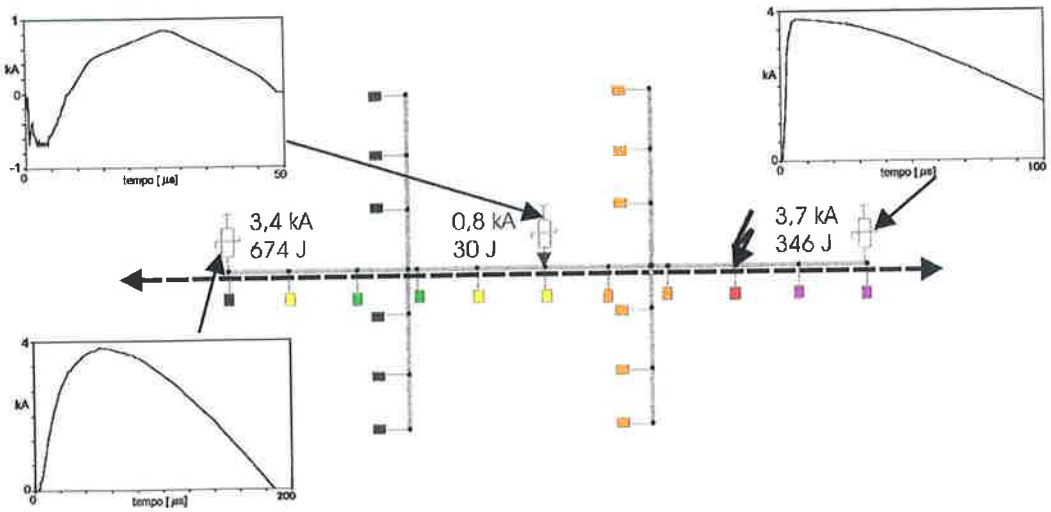
Caso 4B - I=90 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf = 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 0 m

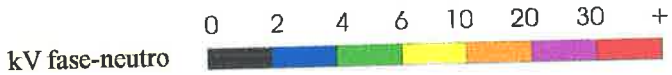


Caso 5B - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf = 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 90 m

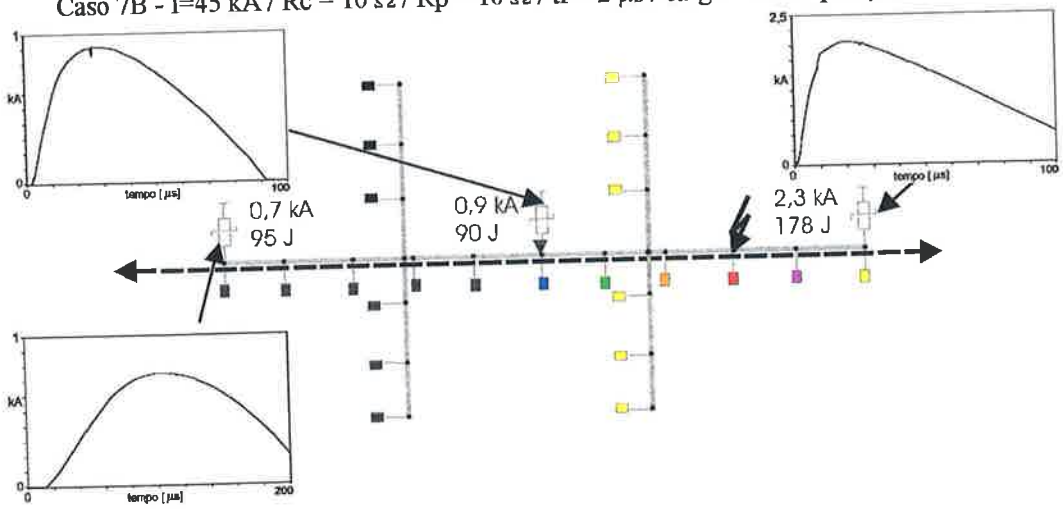


Caso 6B - I=90 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf = 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 90 m

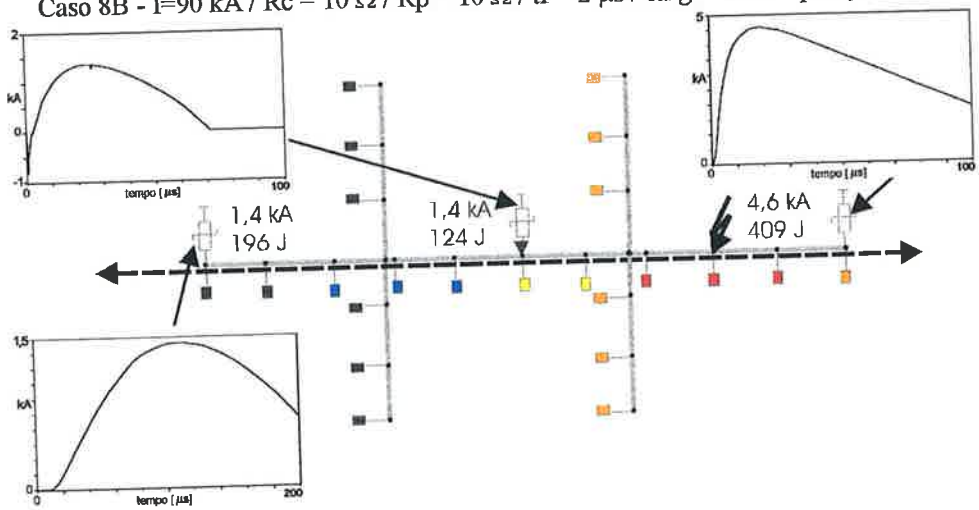




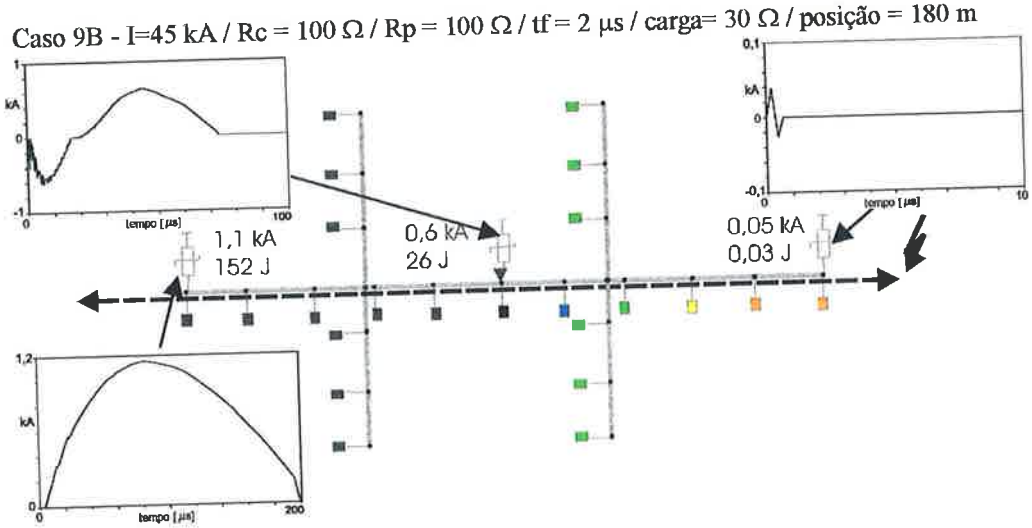
Caso 7B - I=45 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf = 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 90 m



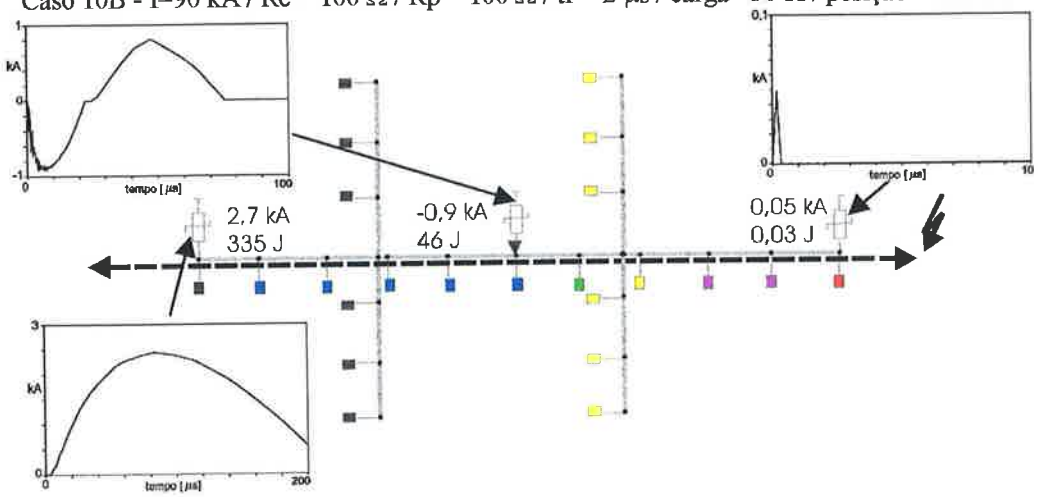
Caso 8B - I=90 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf = 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 90 m



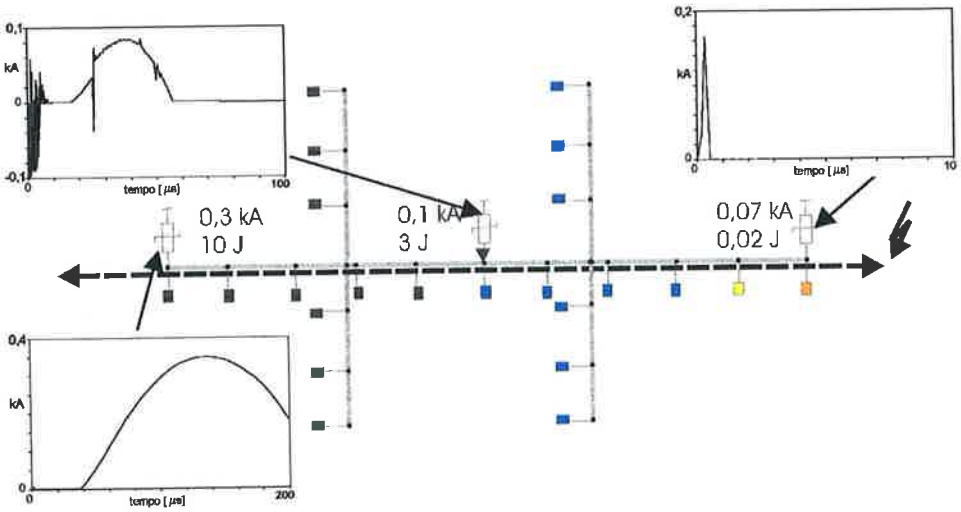
Caso 9B - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf = 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 180 m



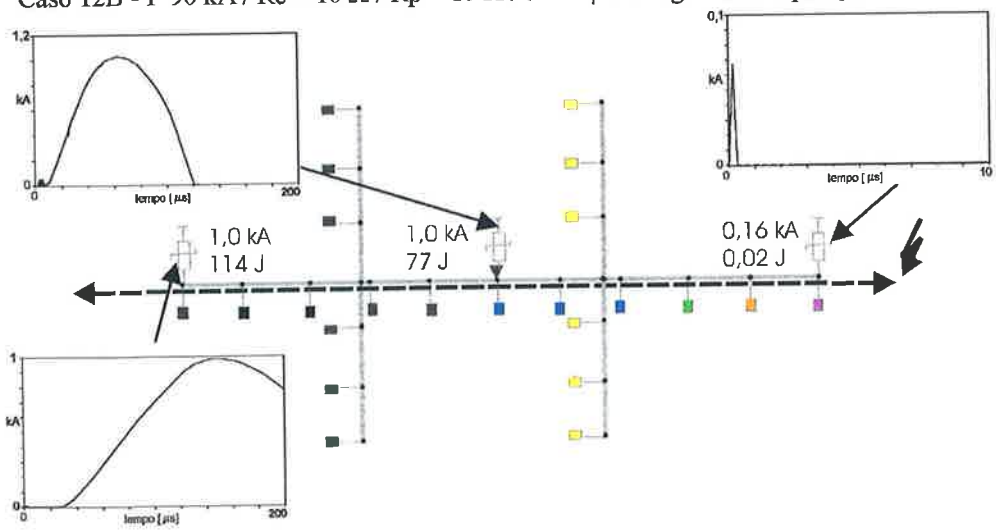
Caso 10B - I=90 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf = 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 180 m



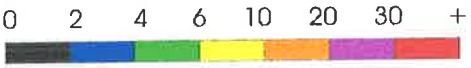
Caso 11B - I=45 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf = 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 180 m



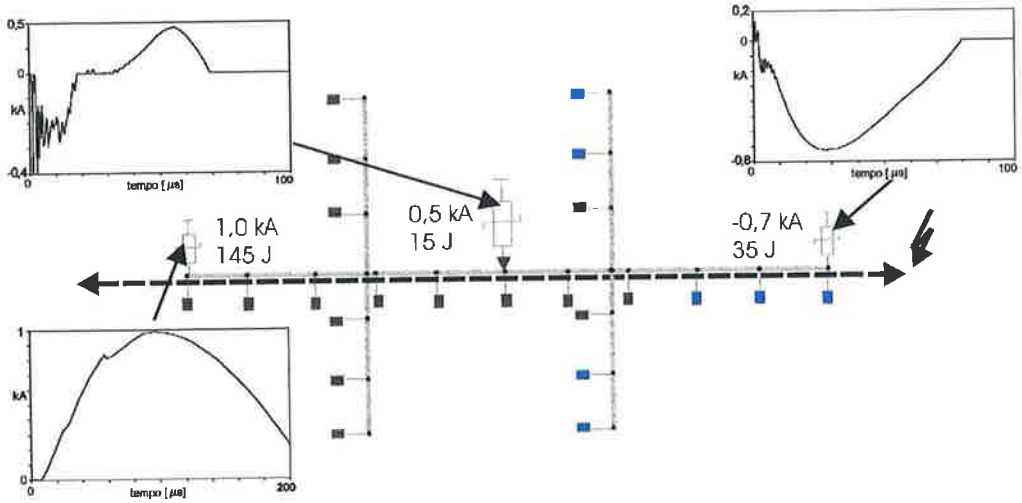
Caso 12B - I=90 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf = 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 180 m



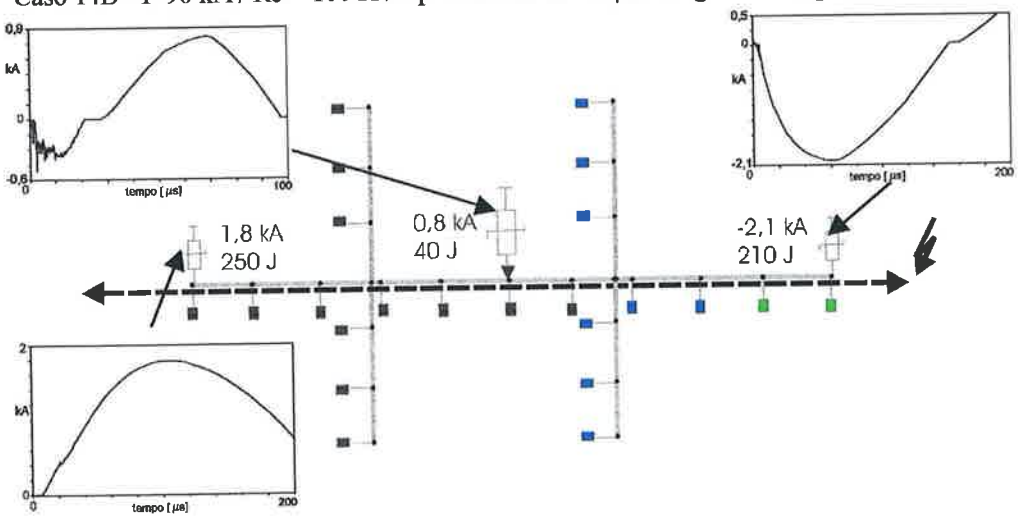
kV fase-neutro



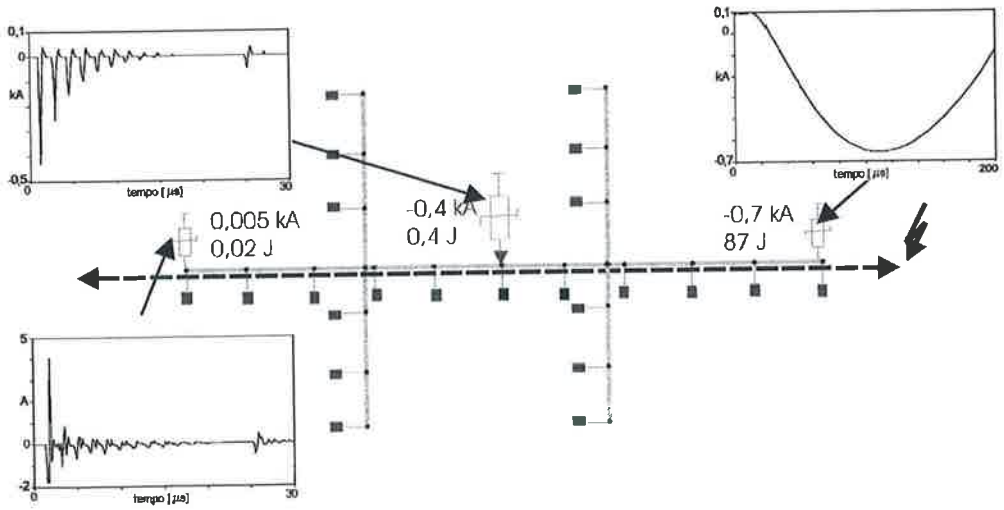
Caso 13B - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf = 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 300 m



Caso 14B - I=90 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf = 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 300 m

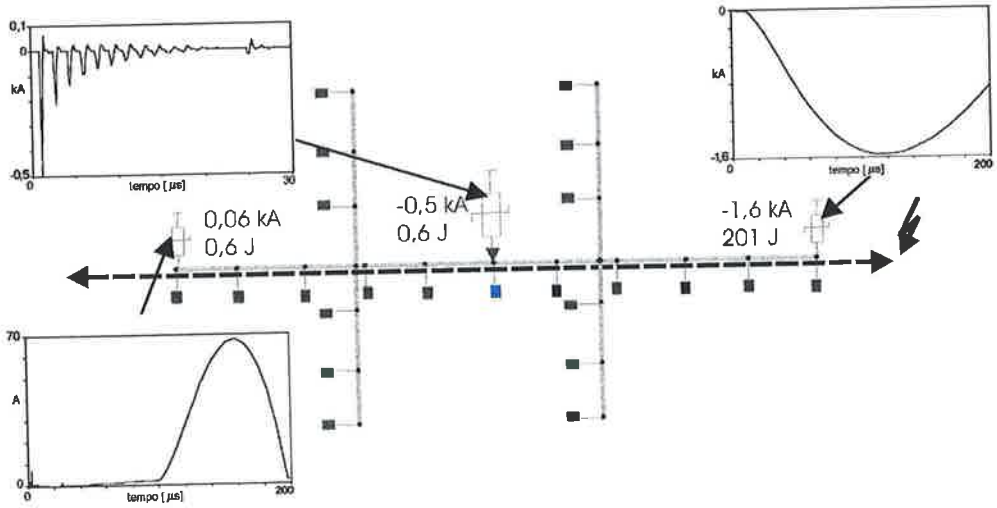


Caso 15B - I=45 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf = 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 300 m

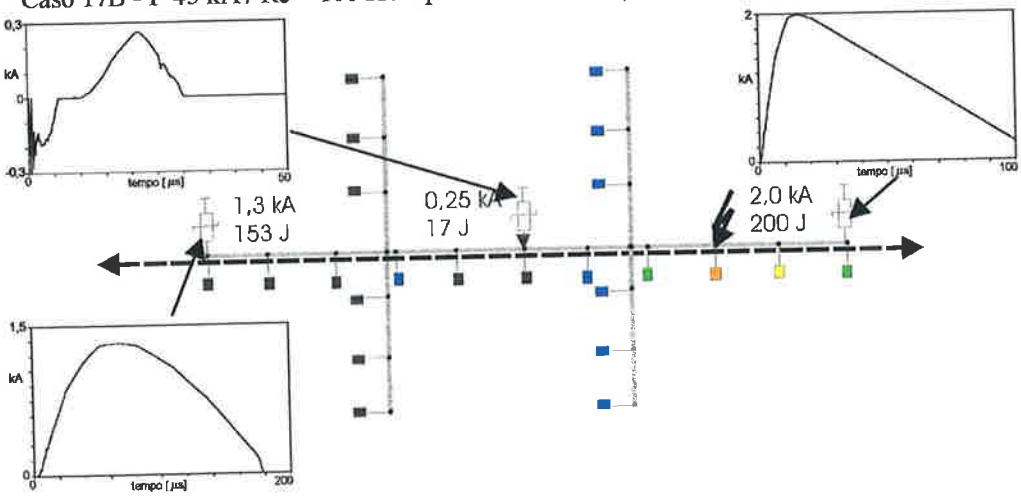


kV fase-neutro 0 2 4 6 10 20 30 +

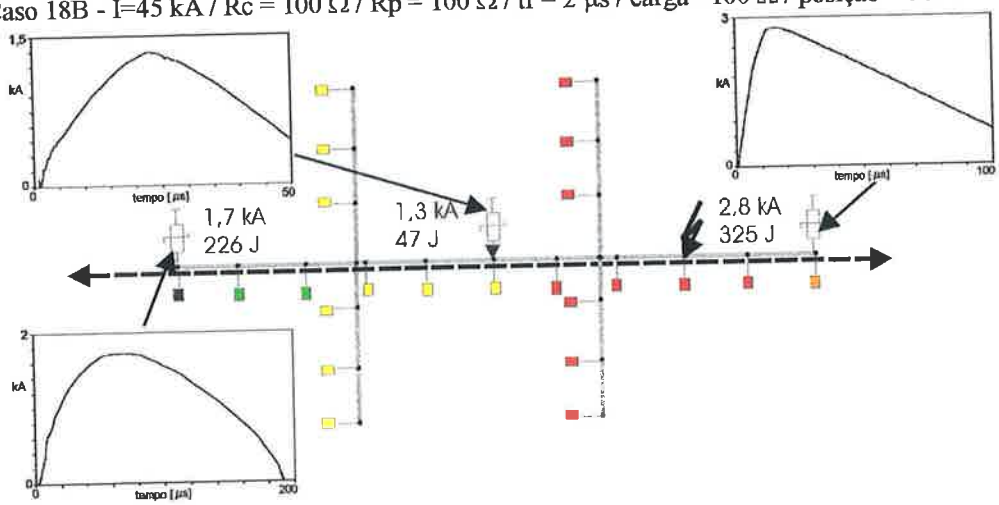
Caso 16B - I=90 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf = 2 μs / carga= 30 Ω / posição = 300 m



Caso 17B - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf = 2 μs / carga= 10 Ω / posição = 90 m

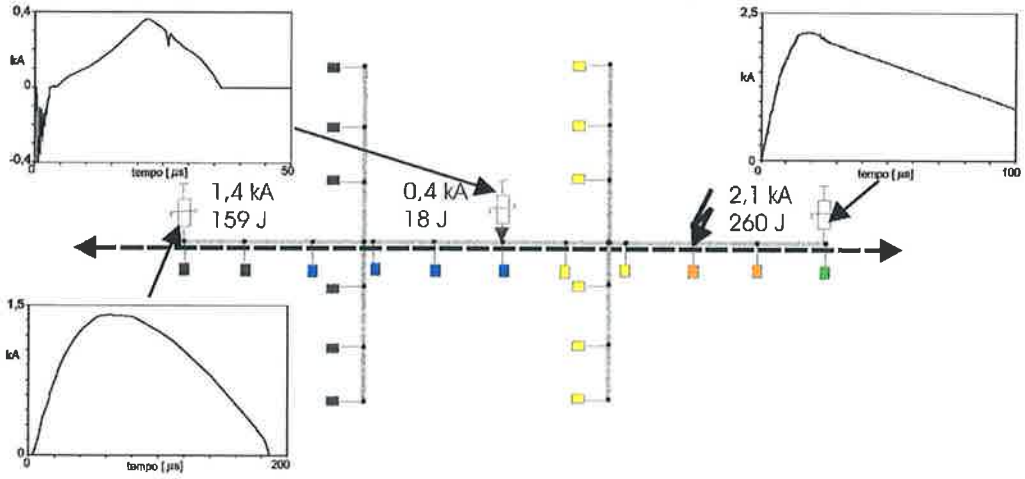


Caso 18B - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf = 2 μs / carga= 100 Ω / posição = 90 m

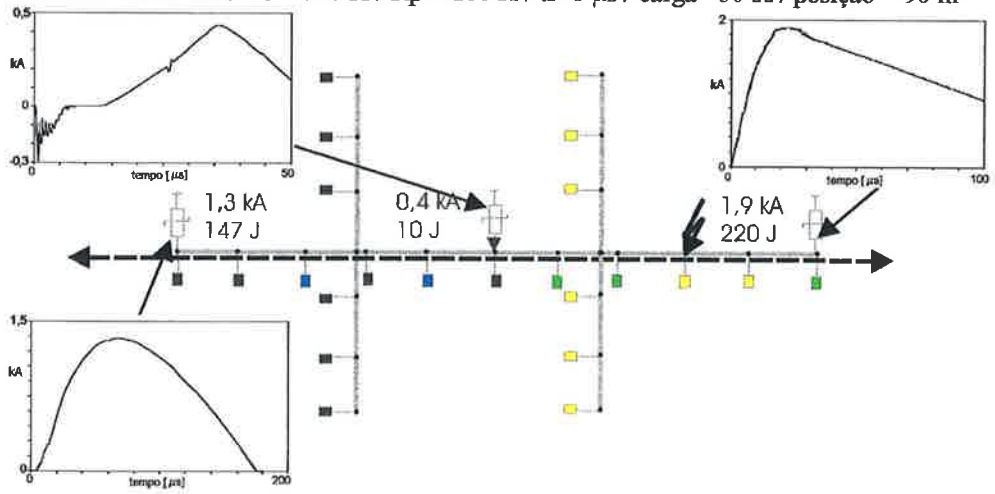


kV fase-neutro

Caso 19B - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=4 μs / carga= 30 Ω / posição = 90 m



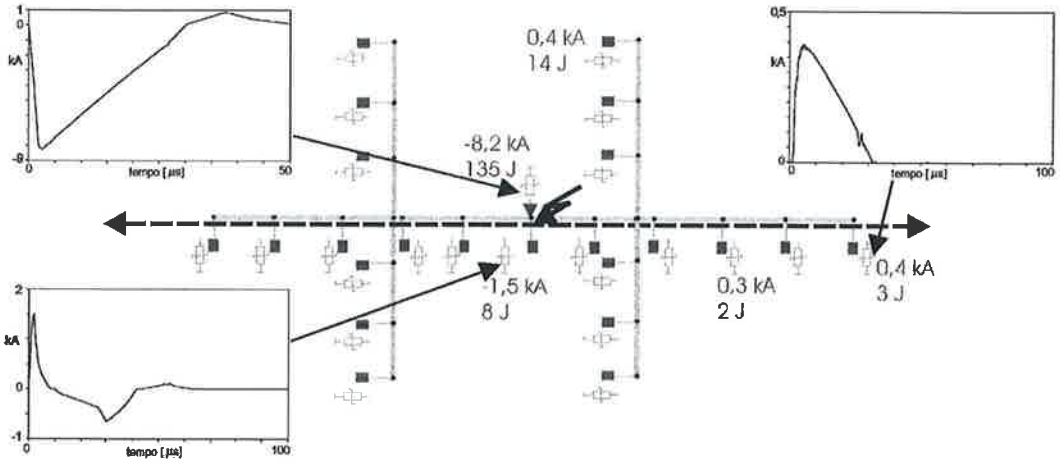
Caso 20B - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=8 μs / carga= 30 Ω / posição = 90 m



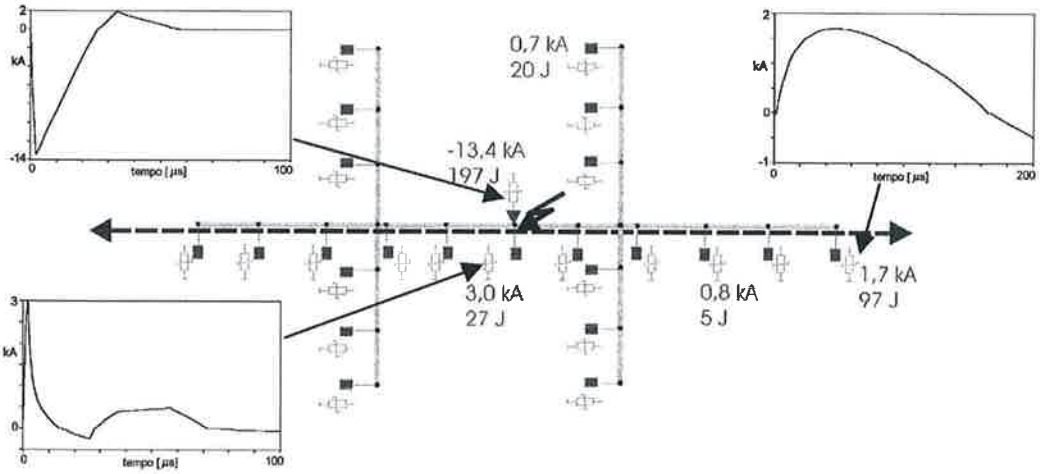
4.3.4 Resultados - rede secundária com proteção - grupo C

Nas páginas a seguir encontram-se os resultados para os casos simulados com pára-raios conectados aos terminais secundários do transformador e em todos os pontos de consumidores (grupo C).

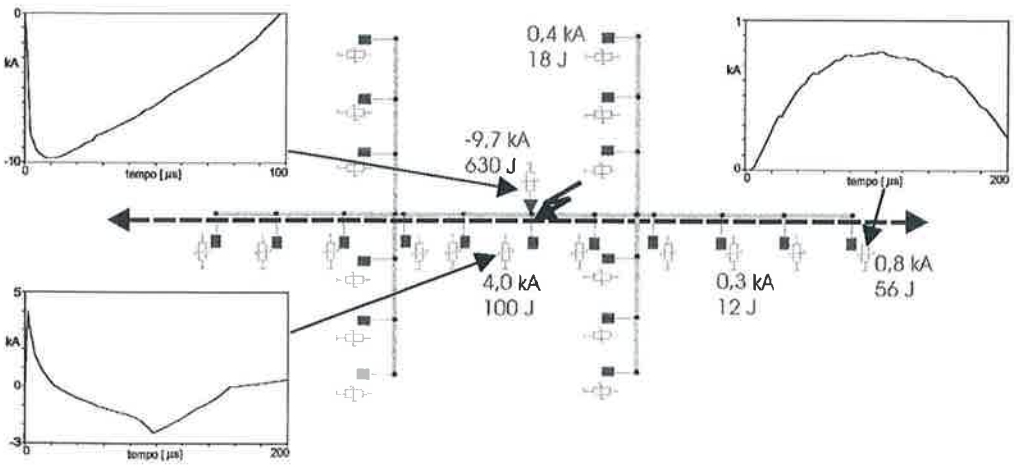
Caso 1C - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=2 μs / carga= 30 Ω / posição = 0 m



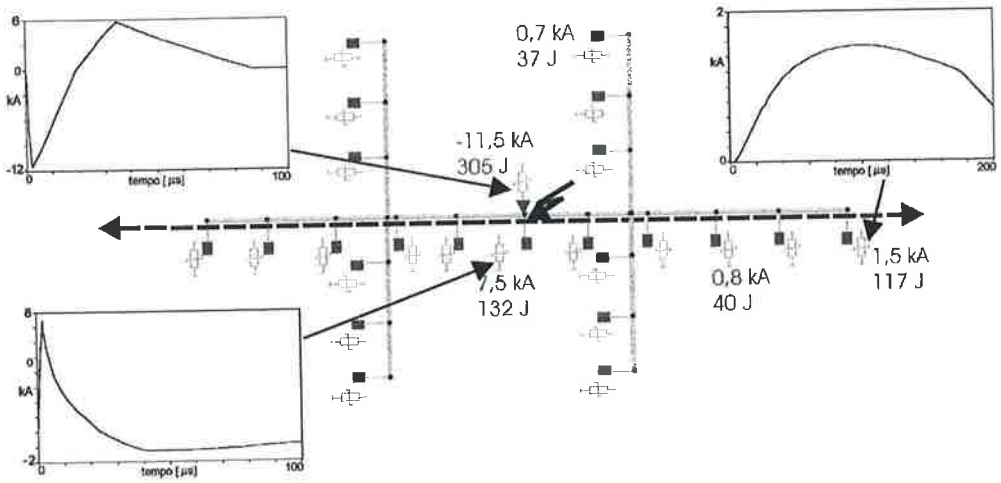
Caso 2C - I=90 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=2 μs / carga= 30 Ω / posição = 0 m



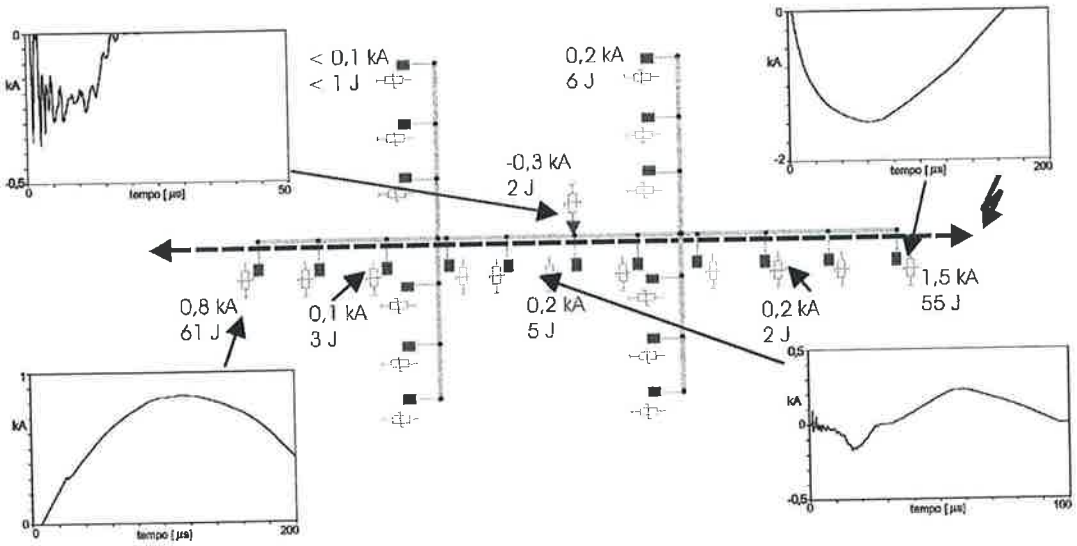
Caso 3C - I=45 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf=2 μs / carga= 30 Ω / posição = 0 m



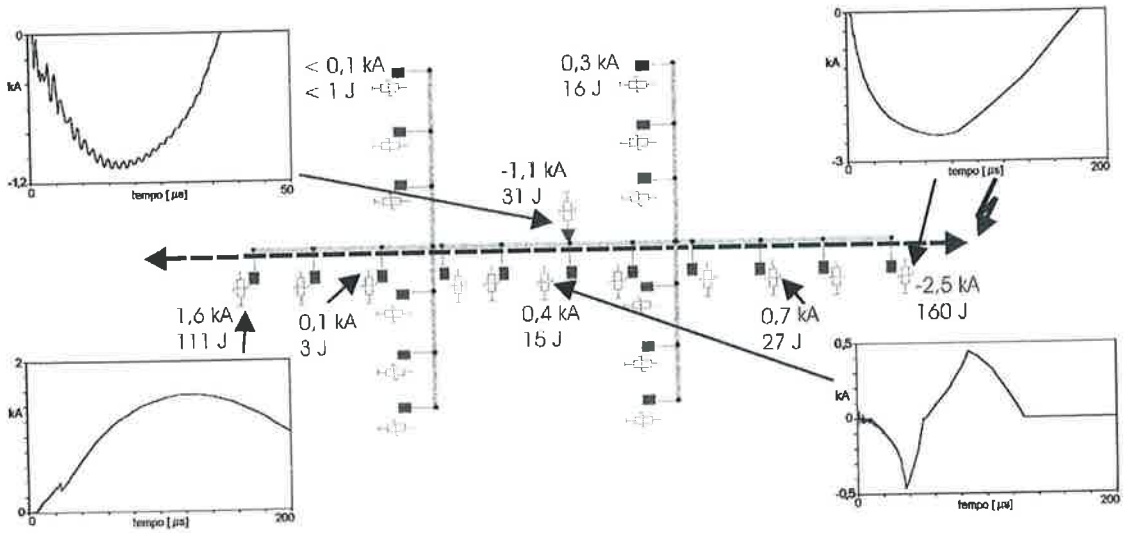
Caso 4C - I=90 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf=2 μs / carga= 30 Ω / posição = 0 m



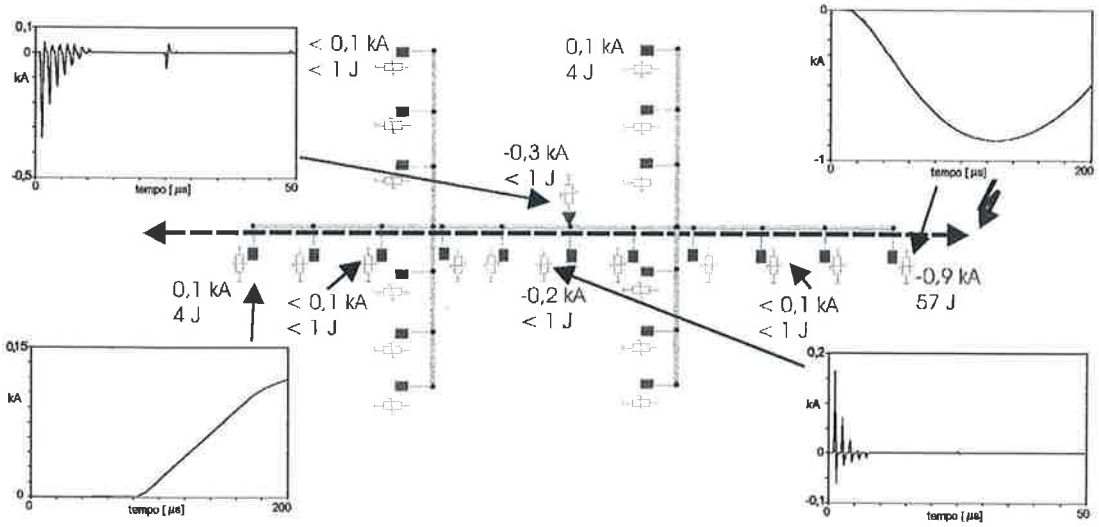
Caso 13C - I=45 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=2 μs / carga= 30 Ω / posição = 300 m



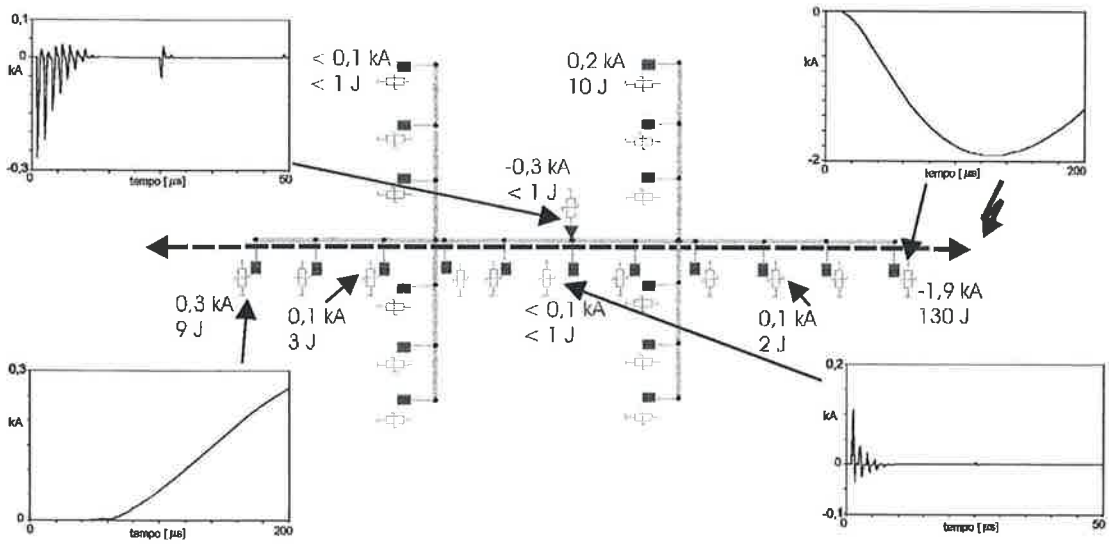
Caso 14C - I=90 kA / Rc = 100 Ω / Rp = 100 Ω / tf=2 μs / carga= 30 Ω / posição = 300 m



Caso 15C - I=45 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf=2 μs / carga= 30 Ω / posição = 300 m



Caso 16C - I=90 kA / Rc = 10 Ω / Rp = 10 Ω / tf=2 μs / carga= 30 Ω / posição = 300 m



4.4 Discussão dos resultados

Buscando-se ilustrar o procedimento para obtenção de informações úteis a partir dos resultados, são feitos a seguir alguns comentários pertinentes aos casos. Dadas as limitações, tanto nos diversos modelos utilizados, quanto no número de situações analisadas, os resultados são indicativos e os comentários aqui feitos devem ser entendidos como estritamente referentes às observações colhidas dos resultados.

4.4.1 Comentários referentes à situação de rede secundária sem proteção

Neste item, são apontados alguns fatores e analisado sua influência no comportamento das sobretensões observadas na rede secundária.

Influência de disrupções ao longo da linha

As disrupções que ocorrem ao longo da linha, seja no circuito primário, seja no secundário, promovem sensível redução dos valores de sobretensões em todos os pontos. Um efeito notável das disrupções é de certa forma, mascarar a influência dos parâmetros de interesse na análise, tornando bastante difícil predizer o comportamento das tensões no sistema. Isto porque o sistema, como foi simulado, apresenta mais de uma centena de pontos onde foram representados os isoladores e uma dada variação de um parâmetro pode provocar uma tal combinação de disrupções que o resultado inicialmente previsto pode ser alterado.

Para ilustrar a situação, inicialmente, o caso 10, representando uma descarga distante (300 metros do transformador), foi simulado sem a inclusão de disrupções na linha e considerando a sobretensão no consumidor situado junto à extremidade do circuito secundário, mais próxima à descarga. E, ainda, como variação da situação acima, foram habilitadas disrupções apenas em um ponto do sistema, como mostrado na Figura 4.3.

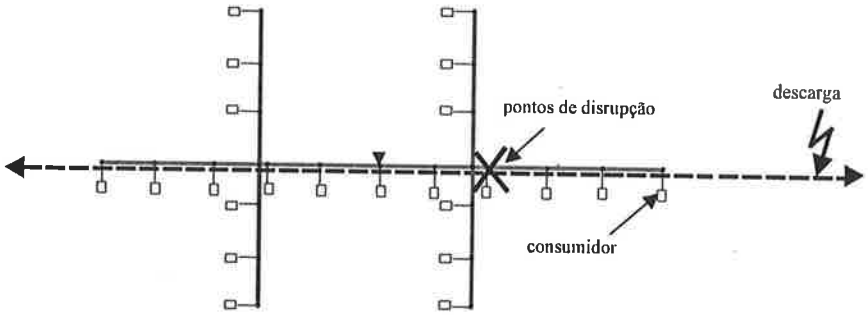


Fig. 4.3: Situação analisada com disrupções em apenas uma localização.

O gráfico da Figura 4.4 mostra as tensões fase-neutro no consumidor calculadas para o caso sem nenhuma disrupção na linha e, também, com disrupções em apenas um ponto. Vê-se que a inclusão desse ponto promove redução no valor da sobretensão. Os tempos associados ao efeito mostram a coerência dos resultados. Tal efeito é bastante ampliado com a inclusão das disrupções ao longo de toda a rede, resultando tensões de menores magnitudes, como foi visto no caso 10.

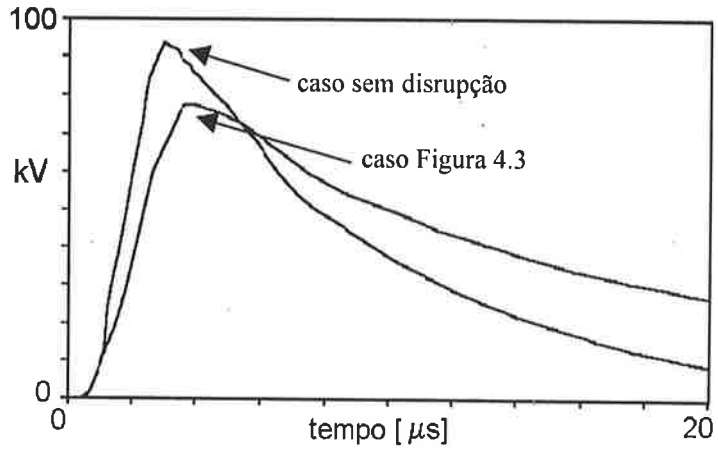


Fig. 4.4: Tensões fase-neutro no consumidor da extremidade do circuito secundário. Situação sem disrupções na linha e como mostrado na Figura 4.3.

Influência do valor de pico da corrente de descarga

O aumento do valor de pico da corrente injetada provoca, em geral, aumento das sobretensões nos consumidores ao longo da rede, como esperado. Entretanto, a variação não acontece de maneira diretamente proporcional. Como exemplo, podem ser analisados os casos 1 e 2 com correntes de descarga respectivamente de 45 kA e 20 kA. Os valores e formas de onda das sobretensões obtidos nos dois casos são bastantes diferentes, não existindo um fator que as relacione.

Este comportamento complexo das tensões é explicado pelas disrupções que ocorrem nos diversos pontos. Maior valor de pico da corrente promove um aumento no número de pontos em que ocorrem disrupções o que, de certa forma, limita as sobretensões. Comparando-se os casos 1 e 3, por exemplo, percebe-se que a corrente foi aumentada em duas vezes e tal proporcionalidade só se refletiu na sobretensão do ponto onde foi injetada a corrente.

Consumidores em extremidades da linha

Observa-se, em geral, um aumento nos valores das sobretensões à medida que o ponto do consumidor se aproxima das extremidades da linha secundária acoplada à rede primária. Isto não se observa nos trechos não acoplados (ramais). Por este motivo, uma das situações analisadas (para a proteção da rede secundária) contempla a instalação de pára-raios nestas extremidades.

Influência da distância

A distância do ponto de injeção da corrente em relação ao circuito secundário em estudo tem grande influência sobre os valores das sobretensões. Descargas na rede primária dentro do trecho de circuito secundário considerado provocam altos valores de sobretensões, mesmo para os casos de corrente de menor valor de pico (20 kA). Por outro lado, descargas fora do trecho provocam sobretensões menores. Assim, por exemplo, no caso 2, descarga no trecho (0 m) e de valor de crista (20 kA) causa sobretensões que chegam a atingir cerca 20 kV, enquanto que, como visto no caso 11, descarga distante (300 m) e de mesmo valor de crista causa sobretensões com valores de pico menores que 8 kV.

Observa-se, também, que descargas ocorrendo fora do trecho, tendem a promover sobretensões mais severas em pontos próximos às extremidades da linha secundária.

Resistências de aterramento

Para analisar o efeito das resistências de aterramento nas sobretensões nos consumidores podem ser consideradas duas situações: descarga ocorrendo na rede primária dentro do trecho de circuito secundário considerado e fora do trecho (descarga distante).

Para descargas distantes, a redução das resistências de aterramento promove, em geral, uma redução das sobretensões.

No caso de descargas dentro do trecho considerado, entretanto, a redução dos valores de resistência de aterramento não provoca necessariamente redução das sobretensões fase-neutro nos consumidores. Ao contrário, no ponto junto à descarga, pode haver aumento da severidade das tensões com a diminuição dos valores de resistência de aterramento, acentuando-se o efeito quando a resistência de aterramento do ponto consumidor (Rc) é menor que a do poste (Rp) como visto por exemplo nos casos 13 e 15 em relação ao caso 1. Isso se deve ao fato de serem transferidas maiores diferenças de potencial aos consumidores, pela redução acentuada da tensão do neutro dos mesmos. No caso 14, a particular combinação de valores (Rp baixo e Rc alto) provocou tal divisão de correntes que a tensão de fase apresentou redução enquanto que não houve redução tão grande da tensão do neutro. Com isto, resultou tensão fase-neutro com comportamento de polaridade inversa em relação aos casos 1, 13 e 15.

Tempo de frente da corrente

Os casos 4, 29 e 30 foram simulados com corrente de descarga com tempos de frente de 2 μs, 4 μs e 8 μs, respectivamente, para um mesmo valor de pico da corrente 45 kA, diminuindo-se, portanto, a taxa de variação da corrente. Notou-se, em geral, uma redução não muito expressiva dos valores das sobretensões ao se aumentar o tempo de frente. Nos casos 31 e 32 (descarga distante), com o aumento do tempo de frente verificou-se, por outro lado, aumento das tensões de pontos junto à extremidade mais próxima à descarga havendo, entretanto, redução dos valores de tensão nos demais pontos, quando comparados aos do caso 10.

Instalações dos consumidores (cargas)

A impedância das cargas no circuito secundário tem grande influência nos valores de sobretensões obtidas. O aumento da impedância da carga provoca, em todos os casos, aumento da severidade das sobretensões. Pode-se visualizar tal comportamento comparando-se o caso 4, com cargas representadas por resistências de valor 30 Ω com o caso 34 (cargas de 100 Ω), em que houve aumento nos valores de tensão em todos os pontos da rede.

Nota-se, também, forte influência do modelo utilizado para representação das cargas. O modelo da carga proposto em [30], representado por uma indutância com valor de L=3,5 μH (casos 35 e 38), reduz sensivelmente os valores de tensão e torna as tensões

fortemente oscilatórias. Realizando-se simulações adicionais com L=350 μH, verificou-se, entretanto, que as tensões tornaram-se maiores, o que está de acordo com o fato de, com este valor de L, a impedância associada às freqüências presentes no fenômeno ser bem maior. Adotando-se o modelo representado por capacitâncias com valor de C= 4 nF, proposto em [16] (caso 39), resulta expressivo aumento nos valores de sobretensões e também aparecem oscilações. Isto se deve ao valor significativo da impedância de *C* nas freqüências presentes. Tal efeito foi confirmado, realizando-se algumas simulações com C=40 nF, tendo resultado tensões sensivelmente menores, fato justificado pelo valor de impedância, agora menor.

4.4.2 Comentários referentes à situação de rede secundária com proteção

A inclusão de dispositivos de proteção na rede secundária promove redução das sobretensões ao longo da mesma, podendo ser mais ou menos expressiva dependendo da forma com que tais dispositivos são posicionados na rede. Neste item são apresentados alguns comentários sobre fatores que influenciam as sobretensões resultantes na rede. São ainda analisadas as correntes drenadas e a energia dissipada pelos pára-raios, com o objetivo principal de oferecer indicações gerais quanto à sua ordem de grandeza.

Redução das sobretensões pela inclusão dos pára-raios

A inclusão de pára-raios na rede secundária promove alguma redução nas sobretensões no conjunto de consumidores. Tal redução, com esperado, se torna mais efetiva à medida que mais dispositivos de proteção são colocados.

Pelos resultados obtidos nota-se que instalação de dispositivos de proteção apenas nos terminais secundários do transformador de distribuição (casos do grupo A) provê sua proteção (do lado de baixa tensão) mesmo nos casos de descargas ocorrendo no ponto onde ele se encontra (casos 1A a 4A). Entretanto, nos consumidores, nota-se apenas modesta redução das sobretensões. A eficiência da proteção aumenta com a colocação de pára-raios secundários nas extremidades do circuito secundário (casos do grupo B).

As Figuras 4.5 a 4.8 mostram, para alguns casos, o número de consumidores em que são alcançados os valores de tensão indicados. Os casos mostrados nas figuras estão agrupados de tal forma que, em cada linha, a única variação é a instalação de dispositivos de proteção: o 1º gráfico refere-se à situação sem proteção, o 2º gráfico (casos A) com proteção no transformador e o 3º gráfico com proteção no transformador e nas extremidades (casos B). As Figuras 4.5 a 4.7 referem-se a casos com resistências de aterramento Rc=Rp=100 Ω, enquanto que a Figura 4.8 refere a casos com Rc=Rp=10 Ω.

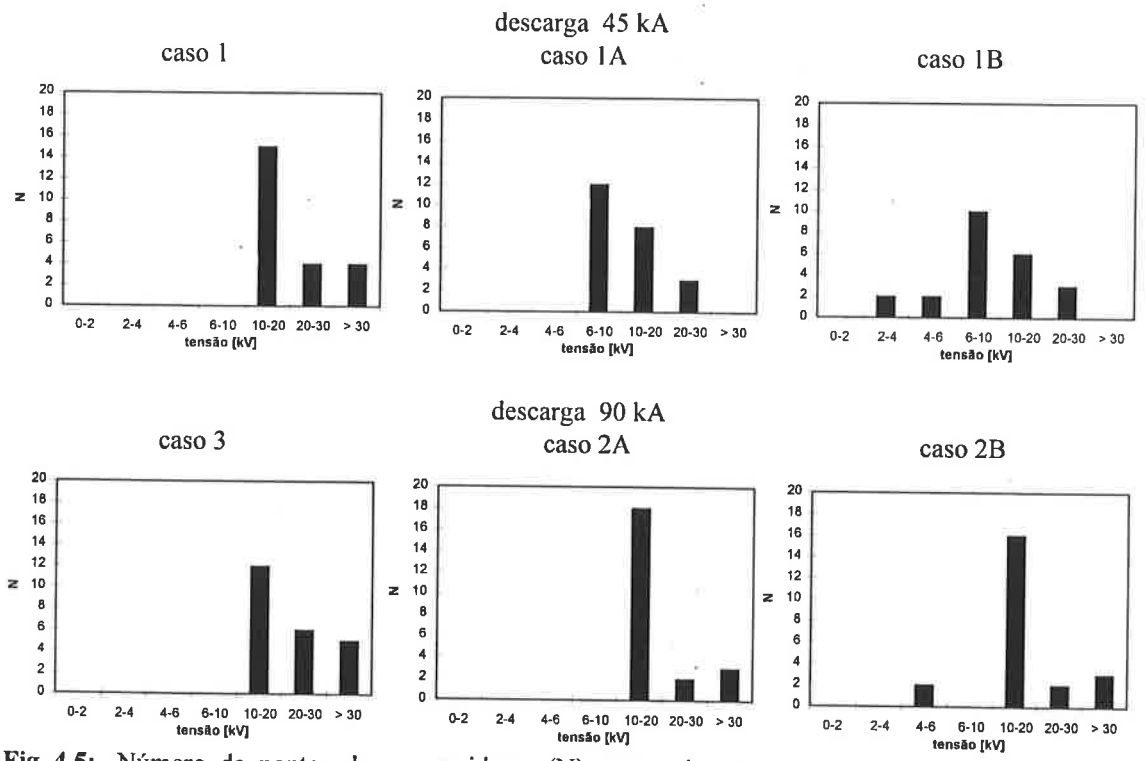


Fig. 4.5: Número de pontos de consumidores (N) com valor de pico de tensão dentro das faixas indicadas nas abcissas. Distância da descarga em relação ao transformador 0 m.

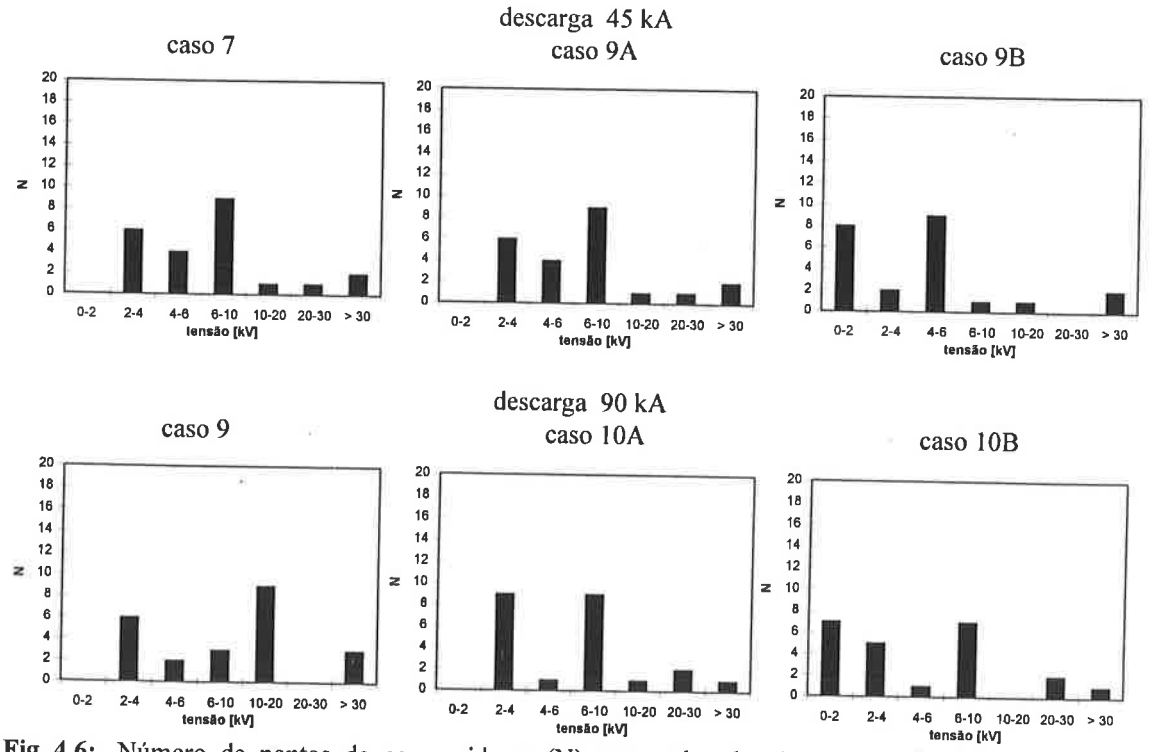


Fig. 4.6: Número de pontos de consumidores (N) com valor de pico de tensão dentro das faixas indicadas nas abcissas. Distância da descarga em relação ao transformador 180 m.

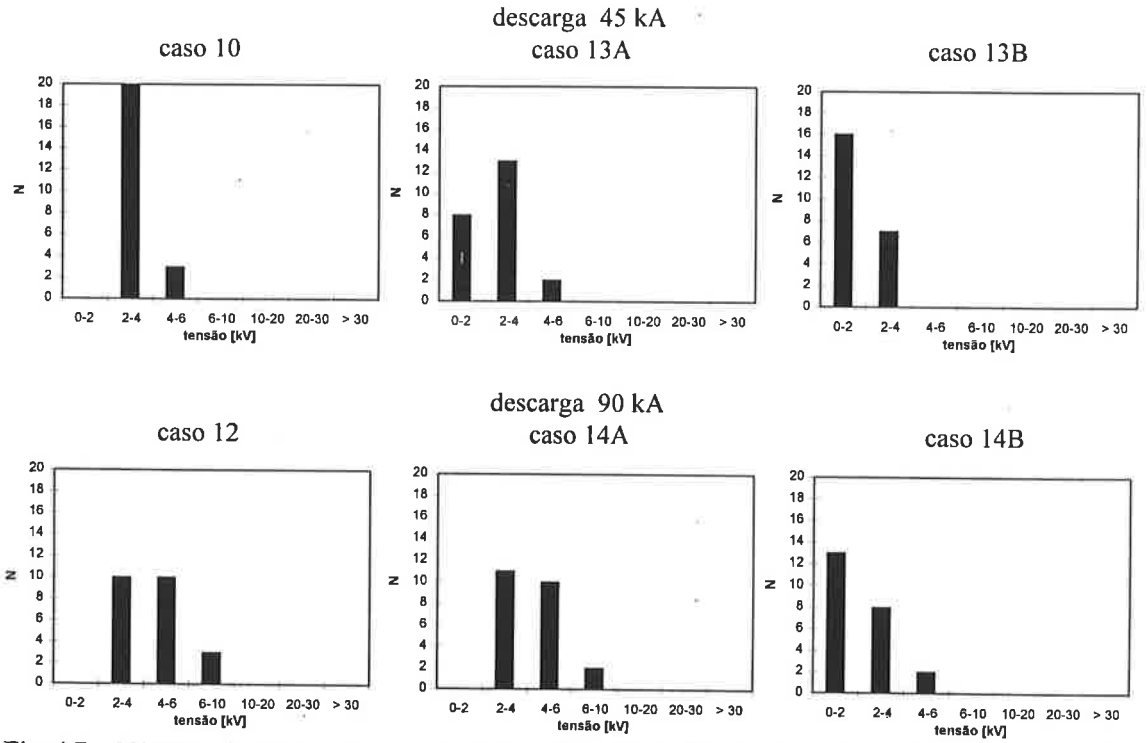


Fig. 4.7: Número de pontos de consumidores (N) com valor de pico de tensão dentro das faixas indicadas nas abcissas. Distância da descarga em relação ao transformador 300 m.

Nota-se das Figuras 4.5 a 4.7 que o efeito geral da instalação de protetores é um certo deslocamento de valores, refletindo-se no aumento do número de pontos de consumidores com menores valores de pico de tensão. Tal redução é mais expressiva para casos com descarga distante (Figura 4.7) e rede com dispositivos de proteção no transformador e também nas extremidades da linha secundária (casos B). Neste caso, a maioria dos valores de sobretensão nos consumidores permaneceu abaixo de 2 kV.

A Figura 4.8 mostra, agora, comparações entre casos simulados com resistências de aterramento baixas (10 Ω).

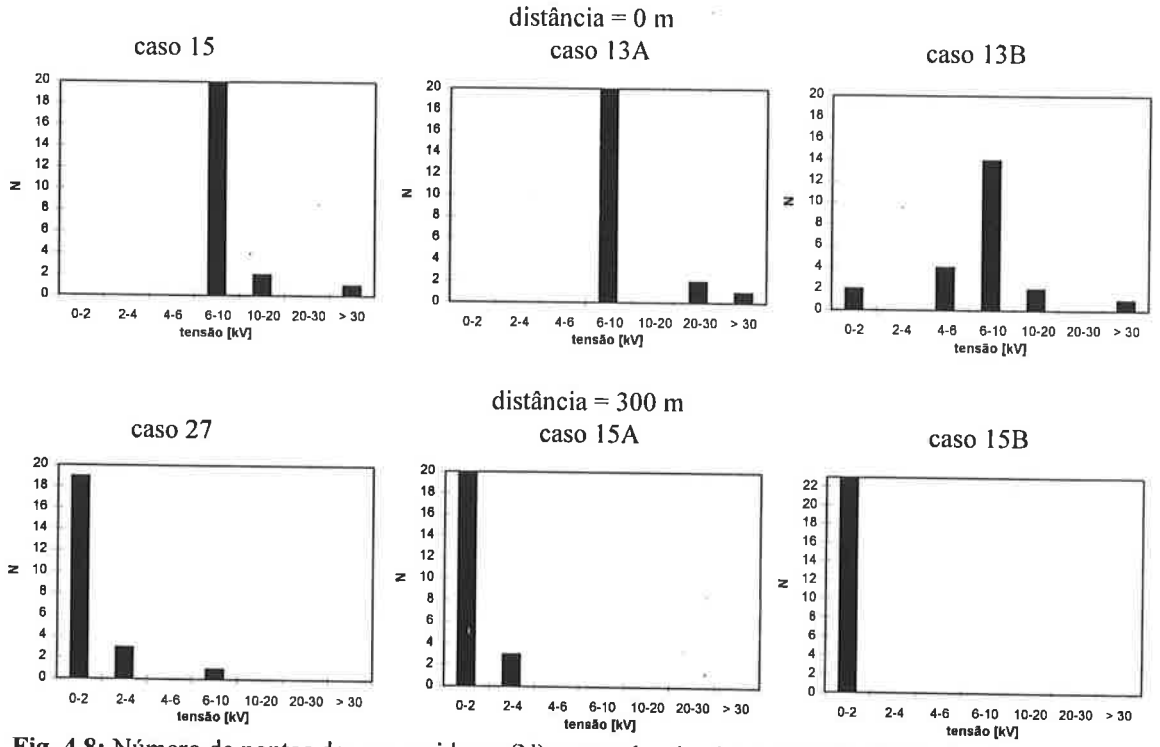


Fig. 4.8: Número de pontos de consumidores (N) com valor de pico de tensão dentro das faixas indicadas nas abcissas. Valor de pico de corrente 45 kA e resistências de aterramento Rc=Rt=10 Ω.

Ressalta-se da Figura 4.8 que a redução das resistências de aterramento, combinada à instalação de dispositivos de proteção, favorece a diminuição das sobretensões, de maneira não muito significativa para descargas ocorrendo dentro do trecho de circuito secundário (distância 0 m), porém de forma acentuada para descargas distantes (300 m). Este comportamento também é observado para correntes de descarga com valor de pico de 90 kA.

A limitação das sobretensões fase-neutro em todos os pontos dos consumidores somente é alcançada com a instalação de dispositivos de proteção em cada ponto de consumidor ao longo de da rede, como visto nos resultados dos casos simulados do Grupo C.

Influência do valor de pico da corrente de descarga

O aumento da corrente de descarga provoca, em geral, aumento nos valores de pico das correntes nos pára-raios bem como na energia dissipada pelos mesmos, embora tal aumento não ocorra proporcionalmente (por influência das disrupções).

Tempo de frente da corrente

Os casos simulados em ambos os grupos A e B mostraram redução dos valores das sobretensões e, também, redução nas correntes e energia nos pára-raios à medida que se aumenta o tempo de frente da corrente de descarga (casos 19 e 20 comparados com o caso 5, nos grupos A e B).

Instalações dos consumidores (cargas)

O aumento da impedância da carga provoca aumento nas sobretensões ao longo da rede e nos valores de pico das correntes e da energia dos pára-raios porém sem uma visível relação de proporcionalidade (casos 17 e 18 comparados com o caso 5, nos grupos A e B).

Correntes e energia nos pára-raios secundários

Como primeira observação, ressalta-se que, nos casos simulados, as correntes nos pára-raios atingiram valores de pico significativamente menores, em comparação à corrente

de descarga injetada, mesmo em casos de descargas junto ao ponto onde se encontravam os pára-raios (ver, por exemplo, resultados para os casos 1A a 4A e 1B a 4B).

Por outro lado, na grande maioria dos casos, as correntes drenadas pelos pára-raios apresentaram formas de onda com tempos de frente e decaimento bastante longos, o que pode representar grande absorção de energia.

A Figura 4.9 apresenta o número de ocorrência de correntes nos pára-raios secundários com os valores dentro das faixas indicadas, para os grupos A e B (casos 1 a 16) e, na Figura 4.10, são mostrados os valores de energia correspondentes. Deve-se lembrar que, como no grupo B foram colocados 3 dispositivos de proteção, o número de ocorrências neste grupo é o triplo do referente ao grupo A. Os casos 17 a 20 não foram aqui incluídos por se referirem a condições diferentes de cargas (instalações dos consumidores) e tempos de frente da corrente de descarga.

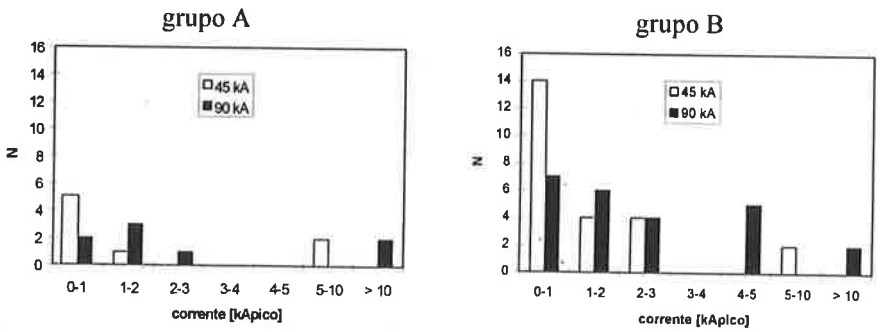


Fig. 4.9: Número de ocorrências (N) com valor de pico de corrente nos pára-raios dentro das faixas indicadas nas abcissas. Descargas com valor de pico de 45 kA e 90 kA.

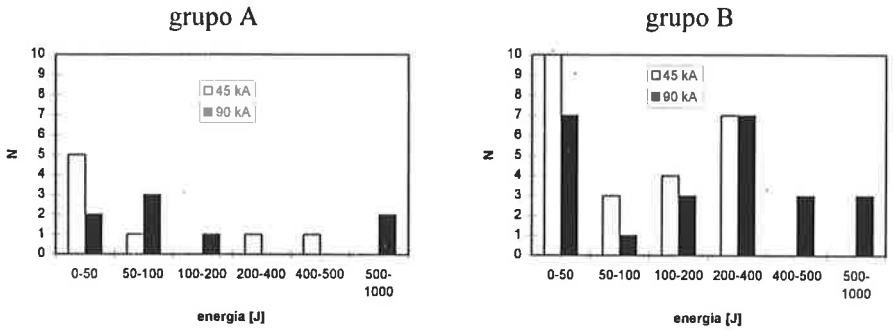


Fig. 4.10: Número de ocorrências (N) com valor energia nos pára-raios dentro das faixas indicadas nas abcissas. Descargas com valor de pico de 45 kA e 90 kA.

À redução das sobretensões proporcionada no grupo B está associado um aumento dos valores de pico de corrente e da energia absorvida pelos protetores sendo que, em geral, ao das extremidades são mais solicitados. A Figura 4.11 mostra, para os casos 1 a 16 do grupo B, as ocorrências de valores de pico de correntes e energia nos pára-raios posicionados no transformador e nas extremidades. Os maiores valores de corrente e energia estão associados aos casos de descargas dentro do trecho de rede secundária (0 m e 90 m).

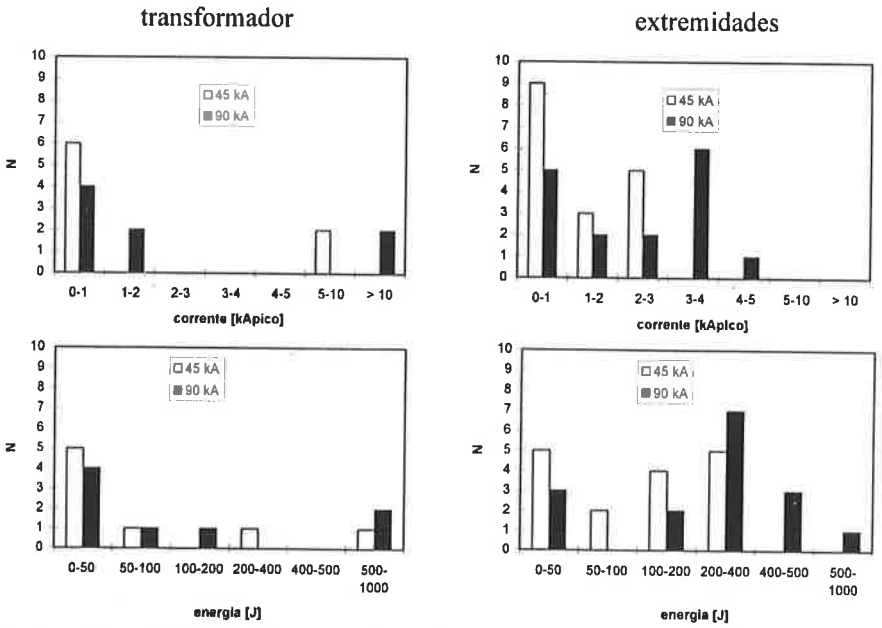


Fig. 4.11: Número de ocorrências (N) com valores de pico de corrente e energia nos pára-raios dentro das faixas indicadas nas abcissas. Pára-raios posicionados no transformador e nas extremidades.

A Figura 4.12, mostra a ocorrência de valores de pico de corrente e energia nos dispositivos de proteção quando colocados em todos os pontos de consumidores da rede secundária (grupo C).

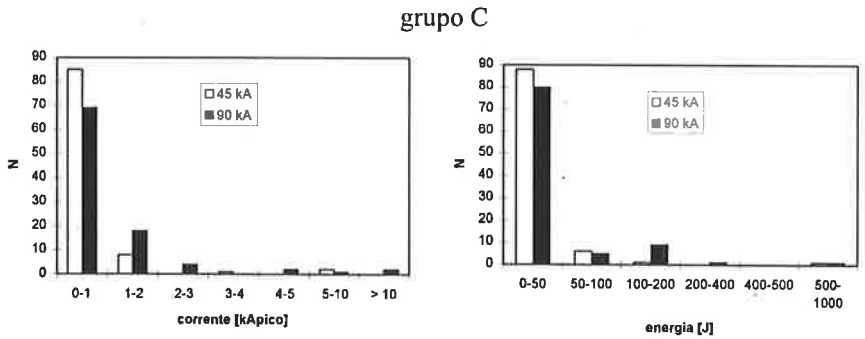


Fig. 4.12: Número de ocorrências (N) com valores de pico de corrente e energia nos pára-raios dentro das faixas indicadas nas abcissas.

Uma observação das formas de onda de corrente obtidas nos resultados mostra que os tempos de frente e de meio valor são, em geral, superiores ao da corrente de descarga injetada e, adicionalmente, são bem diferentes dos utilizados em formas de onda para qualificação dos dispositivos em ensaios normalizados de impulso em laboratório. Como exemplo, são mostradas na Figura 4.13 formas de onda de corrente em pára-raios obtidas no caso 5B.

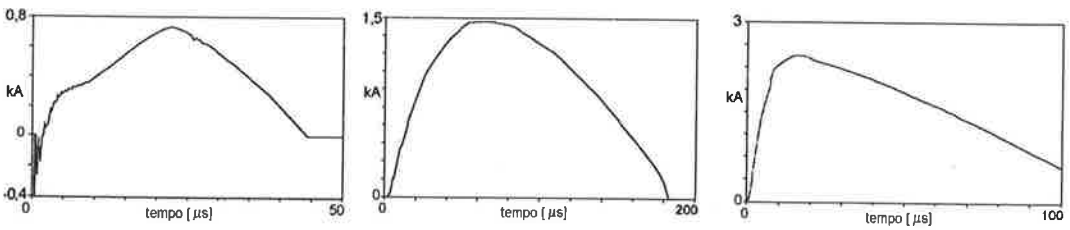


Fig. 4.13: Exemplos de formas de onda de corrente em pára-raios secundários (caso 5B).

As formas de onda normalizadas, como mostradas na Figura 4.14, apresentam tempos de frente de 4 µs e 8 µs e tempo de meio valor de 10 µs e 20 µs, configurando os impulsos 4/10 µs e 8/20 µs, respectivamente.

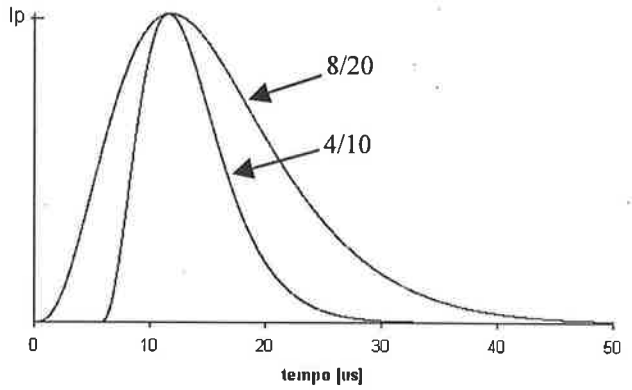


Fig. 4.14: Formas de onda de impulsos de corrente utilizados em ensaios.

Em [40] é apresentada a seguinte expressão para representação da onda 8/20:

$$I(t) = 0{,}01243\ .Ip.t^{3}.e^{\left(\frac{-t}{3{,}911}\right)},$$

com *t* em μs e *Ip* em ampères. Por meio de integração obtém-se a carga correspondente, igual a 17,5 mC/kA.

A grande maioria das correntes obtidas nos resultados apresentaram valores de pico menores que 3 kA o que corresponde a uma carga de 52,5 mC, se fosse considerada uma onda 8/20. Os valores de energia obtidos nos resultados, entretanto, permanecerem na faixa de até 400 joules, ou, em termos de carga, 400 mC (utilizando-se a expressão (7)). Vê-se portanto que para correta utilização dos dispositivos de proteção os mesmos devem ser avaliados utilizando-se correntes de ensaio proporcionalmente maiores ou formas de onda mais adequadas. Normalmente a capacidade de absorção de energia nos varistores de óxido metálico é avaliada através da injeção de corrente transitória de valor bastante baixo, alguns ampères, com tempos de duração relativamente longos de 1000 μs a 2000 μs, normalmente associados a transitórios de chaveamento e não a surtos atmosféricos.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÕES

Os objetivos propostos foram alcançados, tendo-se estudado as sobretensões em uma rede de distribuição modelada com seus componentes típicos e simulada através do programa computacional *ATP*. Pode-se encontrar no trabalho informações sobre os modelos desenvolvidos e utilizados, permitindo novos desenvolvimentos. Vários casos foram simulados combinando-se diversos fatores de interesse. Alternativas de proteção foram, também, estabelecidas e seu efeito foi analisado. Foram apresentadas diversas formas de onda de tensões na rede e de correntes nos dispositivos de proteção, bem como, a energia absorvida nesses dispositivos.

Os resultados obtidos e os respectivos comentários devem ser entendidos como indicativos pois são particulares para as situações simuladas, não sendo recomendável qualquer extensão para outras condições. O trabalho disponibilizou uma metodologia para que outros parâmetros e modelos sejam incluídos, viabilizando estudos mais extensos, baseados em mais casos e outras situações que sejam de interesse.

Alguns comentários gerais podem ser feitos com respeito ao comportamento observado nos resultados:

- todos os parâmetros de variação tiveram seu efeito de certa forma mascarado pela ocorrência de disrupções ao longo da linha; considerar tais disrupções é bastante importante pois a rede está naturalmente sujeita a elas;

- o aumento da corrente de descarga atmosférica promove em geral aumento das grandezas associadas na rede secundária (tensão dos consumidores, corrente e energia nos pára-raios) porém, de maneira não diretamente proporcional;
- apesar de, no ponto de impacto, a redução da resistência de aterramento provocar aumento nas tensões fase-neutro dos consumidores, é bastante interessante promover a diminuição das resistências de aterramento ao longo da rede pois, especialmente para descargas mais distantes (e também mais freqüentes), a redução obtida nas sobretensões é significativa;
- o aumento da distância do ponto de injeção da descarga em relação ao circuito secundário leva a uma redução das grandezas de interesse;
- o aumento do tempo de frente da corrente de descarga leva, em geral, a uma redução da severidade dos valores de tensão, corrente e energia nos pára-raios;
- as cargas conectadas à rede secundária representam um fator importante; redes com cargas leves (por exemplo, alta resistência ou baixa capacitância) tendem a apresentar maiores valores de sobretensão e, por conseqüência, exigem mais dos dispositivos de proteção;
- a inclusão de dispositivos de proteção promove redução das sobretensões e essa redução é tanto mais evidente quanto maior o número de dispositivos presentes na rede;
- os dispositivos instalados não devem representar novas fontes de falhas; devem ser adequadamente especificados e dimensionados, sob pontos de vista elétrico (capacidade de absorção de energia, sobretensões temporárias e desligamento em caso de falha), mecânico e de instalação, tendo desempenho adequado quando sujeitos a intempéries;

- os maiores valores de corrente e energia nos dispositivos de proteção estão associados aos casos de descargas dentro do trecho de rede secundária (0 m e 90 m);
- a instalação de dispositivos de proteção nos terminais secundários do transformador provê proteção a ele próprio, sem trazer melhoria sensível para as redução das sobretensões às instalações de consumidores ao longo da rede;
- a instalação de dispositivos de proteção adicionais nas extremidades do circuito secundário acoplado ao primário, além daquele junto ao transformador, provoca diminuição mais sensível nos valores de sobretensões;
- a redução das sobretensões a valores seguros em equipamentos junto à entrada das instalações dos consumidores (por exemplo, medidores de energia), somente é alcançada com a instalação de dispositivos de proteção em todas as instalações;
- considerando-se os casos simulados com dispositivos de proteção no transformador e em todos os pontos (grupo C), os resultados mostraram que os maiores valores de pico de corrente e energia nos protetores foram obtidos junto às extremidades da linha secundária acoplada ao primário e estes valores maiores são de mesma ordem de grandeza dos obtidos nos casos dos grupos A e B, de forma que parece seguro utilizar pára-raios de mesma capacidade tanto para a rede propriamente dita quanto para pontos de entrada das instalações consumidoras.

Simulações adicionais foram realizadas injetando-se corrente de descarga diretamente na rede secundária, considerando-se proteção em todos os pontos (grupo C) e

obtiveram-se valores de corrente e energia elevados nos pára-raios localizados junto ao ponto de injeção da descarga e valores bastante reduzidos nos demais pontos.

Nos resultados obtidos observou-se a grande diversidade de formas de onda de corrente a que estão sujeitos os dispositivos de proteção. Isto sugere uma cuidadosa definição das características desses dispositivos, que são normalmente especificados e testados com formas de onda padronizadas.

O trabalho trouxe como contribuição o estabelecimento de modelos para os componentes da rede, bem como a elaboração de uma metodologia para análise de surtos, fornecendo ainda informações úteis sobre valores de sobretensões e níveis de corrente e energia em dispositivos de proteção.

Vários pontos podem ainda ser explorados com o desenvolvimento de trabalhos futuros, destacando-se:

- análise do comportamento do isolamento para tensões com formas de onda não padronizadas (dada a importância da ocorrência de disrupções no comportamento geral do sistema);
- desenvolvimento de modelos para outros transformadores, de diferentes características;
- representação mais completa das instalações e cargas dos consumidores em baixa tensão;
- introdução de modelos de resistências de aterramento incluindo suas características não lineares;

- consideração dos efeitos de indução devido às cargas e correntes do canal da descarga e, adicionalmente, a representação de descargas múltiplas;
- verificação experimental de resultados obtidos por simulação em redes reais através de atividades de monitoramento de grandezas ou por meio de ensaios em modelos de redes mais complexas.

Dada a grande variedade de situações possíveis, sugere-se realizar uma extensão dos casos analisados, realizando simulações em grande número, de forma a avaliar a distribuição de probabilidades de ocorrência dos surtos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] MCMILLEN, C.J.; SCHOENDUBE, C.W.; CAVERLY, D.W. Susceptibility of distribution transformers to low-voltage side lightning surge failure. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, vol. PAS-101, Sept. 1982, p. 3457-3470.

[2] MCMILLEN, C.J.; CAVERLY, D.W; SCHOENDUBE, C.W. Scaled low-voltage side surge current tests on a model distribution system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 3, n. 2, April 1988, p. 655-661.

[3] DUGAN, R.C.; SMITH, S.D. Low-voltage side current surge phenomena in single-phase distribution transformer systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 3, n. 2, April 1988, p. 637-645.

[4] PURI, J.L.; ABI-SAMRA, N.C.; DIONISE, T.J; SMITH, D.R. Lightning induced failures in distribution transformers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 3, n. 4, October 1988, p. 1784-1801.

[5] SMITH, D.R; PURI, J.L. A simplified lumped parameter model for finding distribution transformer and secondary system responses to lightning. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 4, n. 3, July 1988, p. 1921-1936.

[6] DUGAN, R.C.; KERSHAW JR, S. S.; SMITH, S.D. Protecting distribution transformers from low-side current surges. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 5, n. 4, Nov. 1988, p. 1892-1901.

[7] TASK FORCE REPORT Secondary (low-side) surges in distribution transformers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 7, n. 2, April 1992, p. 746-754.

[8] GOEEDE, G. L.; DUGAN, R.C.; ROWE, L.D. Full scale lightning surge tests of distribution transformers and secondary systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 7, n. 3, July 1992, p. 1592-1600.

[9] MARZ, M.D.; MENDIS, S.R. Protecting load devices from the effects of low-side surges. **IEEE Transactions on Industry Applications**, vol. 29, n. 6, November 1993, p. 1196-1203.

[10] SATO, Y.; CINTRA,R.F. Experiência com protetores de ZNO na proteção contra surtos de sobretensão de medidores de energia. In: XI SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SENDI), 1992, Blumenau. **Anais.**

[11] BUENO, A.F.M.; BOUISSOU, J.J. Proteção de circuitos secundários contra sobretensões. **Revista Eletricidade Moderna**, novembro 1994, p. 44-54.

[12] COELHO, V.L; LIMA, M.R.; PAEGLE, D.W.; VIANNA, V. Proteção de secundário de redes de distribuição com pára-raios de B.T. **Revista Eletricidade Moderna**, Jan. 1995, p. 80-84.

[13] MARTZLOFF, F.D. Coordination of surge protectors in low-voltage ac power circuits. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, vol. PAS-99, January 1980, p. 129-133.

[14] STANDLER, R.B. Coordination of surge arresters and supressors for use on low-voltage mains. In: 9TH INTERNATIONAL ZURICH SYMPOSIUM ON EMC, March 1991, Zurich. **Proceedings.** paper 98N5, p.517-524.

[15] HOSFET, O.T.; HERVLAND, T.; HANSEN, B.; HUSE, J. Coordination of surge protective devices in power supply systems needs for secondary protection. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION (ICLP), 1992, Berlin. **Proceedings** p. 381-386.

[16] MIRRA, C.; PORRINO, A.; ARDITO A.; NUCCI, C.A. Lightning overvoltages in low-voltage networks. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION (CIRED), 1997, **Proceedings.** p. 2.19.1 - 2.19.6.

[17] CIRED/CIGRE Working Group 05 Protection of MV and LV networks against lightning. Part I: Basic information. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION (CIRED), June 1997, **Proceedings.** p. 2.21.1 - 2.21.7.

[18] GREENWOOD, A. **Electrical transients in power systems**. Wiley-Interscience (John Wiley & Sons, Inc.), 1971.

[19] D'AJUZ, A. et al. **Transitórios elétricos e coordenação de isolamento - aplicação em sistemas de potência de alta tensão.** Rio de Janeiro, FURNAS, Editora da Universidade Federal Fluminense, 1987.

[20] VAESSEN, P.T.M. Transformer model for high frequencies. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 3, n. 4, Oct. 1988, p. 1761-1768.

[21] Morched, A.; Marti, L.; Ottevangers, J. A high frequency transformer model for the EMTP. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 8, n. 3, July 1993, p. 1615-1626.

[22] UEDA, T. et al. An improved transformer model for transfer voltage study. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEMS TRANSIENTS (IPST), Lisbon, 1995. **Proceedings.** p.107-112.

[23] WILCOX, D.J.; LEONARD, D.J. A new EMTP transformer model based on modal analysis. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEMS TRANSIENTS (IPST), Lisbon, 1995. **Proceedings.** p.101-106.

[24] BORGHETTI, A. et al. Calculation of voltages induced by nearby lightning on overhead lines terminated on distribution transformers. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEMS TRANSIENTS (IPST), Lisbon, 1995. **Proceedings.** p.311-316.

[25] CAMPELO,A.S.; ESTEVES R.; PIANTINI, A. **Estudos preliminares a respeito do modelamento de transformadores de distribuição para análise de surtos transferidos ao secundário.** São Paulo, IEE-USP, 1996. (Documento Técnico 96PS02RT01).

[26] LOPES, M.P.M.; **Desenvolvimento de modelo de transformadores para estudos de tensões transferidas ao secundário quando da ocorrência de descargas atmosféricas próximas a linha de distribuição.** Guaratinguetá, 1996, Trabalho Graduação - Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista.

[27] MURATA, S.T.; PIANTINI, A.; BASSI, W. **Modelo de transformadores de distribuição para estudo de tensões transferidas ao secundário, na condição sob carga, quando da ocorrência de descargas atmosféricas indiretas**. São Paulo, 1998, IEE-USP/CED 283/STRA 002/NT 005/OR.

[28] DARVENIZA, M.; VLASTOS, A.E. The generalized integration method for predicting impulse volt-time characteristics for non-standard wave shapes - a theoretical basis. **IEEE Transactions on Electrical Insulation**, vol. 23, n. 3, June 1988, p. 373-381.

[29] SEKIOKA,S.; YAMAMOTO, K.; YOKOYAMA, S. Measurements of a concrete pole impedance with an impulse current source. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEMS TRANSIENTS (IPST), Lisbon, 1995. **Proceedings.** p.457-462

[30] HOIDALEN, H. K. Lightning-induced voltages in low-voltage systems and its dependency on voltage line terminations. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION (ICLP), 1998, Birmingham. **Proceedings.** p.287-292

[31] ANDERSON, R.B.; ERIKSSON, A.J. Lightning parameters for engineering application. **ELECTRA**, n. 69, mar. 1980.

[32] TRIGINELLI, W.C. et al Descargas atmosféricas - principais parâmetros aplicáveis a estudos de engenharia. In: INTERNATIONAL SEMINAR ON LIGHTNING PROTECTION (SIPDA), 1994, São Paulo. **Proceedings.** p.1.1-1.14.

[33] DINIZ, J.H.; CARVALHO, A.M.; CHERCHIGLIA, L.C.L.; FILHO, J.J.S.; AMORIM, G.E.S. Lightning research carried out by Companhia Energética de Minas Gerais - Brazil. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION (ICLP), 1996,Firenze. **Proceedings.**

[34] SCHROEDER, M.A.O et al. Evaluation of directly measured lightning parameters. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LIGHTNING PROTECTION (SIPDA), 1999, São Paulo. **Proceedings.** p.7-11

[35] SUNDE, E.D. **Earth Conduction Effects in Transmission Systems.** Dover Publications, Inc., New York, 1968.

[36] LOBODA, M.; POCHANKE, Z. Experimental study of electrical properties of Soil with impulse current injections. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION (ICLP), 1985, Munich. **Proceedings.** paper 3.9.

[37] LOBODA, M.; POCHANKE, Z. Current and voltage distributions in earthing systems. A numerical simulation based on the dynamic model of impulse soil conductivity. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON LIGHTNING PROTECTION (ICLP), 1990, Interlaken. **Proceedings.** paper 3.13P.

[38] HUSE, J. Lightning surge protection in low-voltage electric power distribution systems, including consumers installations and equipment. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON LIGHTNING PROTECTION (SIPDA), 1999, São Paulo. **Proceedings.** p.325-361.

[39] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Técnicas de ensaios elétricos de alta tensão**. Rio de Janeiro, 1992. (NBR 6936)

[40] THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. **Recommended practice on surge voltages in low-voltage AC power circuits**. New York, 1991. (IEEE C62.41)

[41] PIANTINI, A; BASSI, W.; JANISZEWSKI, J.M.; MATSUO, N.M. A simple transformer model for analysis of transferred lightning surges from MV to LV lines. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION (CIRED), 1999, Nice. **Proceedings.**

[42] BASSI, W.; JANISZEWSKI,J.M.; PIANTINI,A.; MATSUO, N.M. Surges in low-voltage networks due to direct lightning strikes in MV lines. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM IN LIGHTNING PROTECTION (SIPDA), 1999, São Paulo. **Proceedings.** p.206-210.

[43] BASSI, W.; MATSUO, N.M.; PIANTINI,A. Currents and charge absorbed by low-voltage SPDs in overhead distribution systems due to lightning. In: INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON HIGH VOLTAGE ENGINEERING (ISH), 1999, London,. **Proceedings.** p.2.349.P1-2.352.P1.