



Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Ciências e Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica
Grupo de Sistemas Elétricos



Estudos de Injeção de Surto Atmosférico em uma Subestação de 230/69 kV

Trabalho de Conclusão de Curso

Aluno: Carlos Gustavo Siqueira Souza

Orientador: Damásio Fernandes Júnior

Campina Grande, junho de 2005



S729e Souza, Carlos Gustavo Siqueira.

Estudos de injeção de surto atmosférico em uma subestação de 230/69 kV. / Carlos Gustavo Siqueira Souza. - Campina Grande - PB: [s.n], 2005.

27f.

Orientador: Professor Dr. Damásio Fernandes Júnior.

Trabalho de Conclusão de Curso - Monografia; (Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Campina Grande; Centro de Ciências e Tecnologia.

1. Simulação de transitórios eletromagnéticos. 2. Alternative Transients Program - ATP. 3. Simulações digitais - modelagem. 4. Modelagem em Engenharia Elétrica. 5. Surtos atmosféricos. 6. Transformadores de potência - modelagem. 7. Pára-raios - modelagem. 8. Barramentos e linhas de transmissão - modelagem. 9. Cargas trifásicas - modelagem. 10. Equivalente remoto para 230kv - modelagem. 11. Subestação de 230/69 kV I. Fernandes Júnior, Damásio. II. Título.

CDU:621.3(043.1)

Elaboração da Ficha Catalográfica:

Johnny Rodrigues Barbosa
Bibliotecário-Documentalista
CRB-15/626



Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Ciências e Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica
Grupo de Sistemas Elétricos

Estudos de Injeção de Surto Atmosférico em uma Subestação de 230/69 kV

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, em cumprimento parcial às exigências para obtenção do Grau de Engenheiro Eletricista.

Carlos Gustavo Siqueira Souza
Carlos Gustavo Siqueira Souza
Aluno

Damásio Fernandes Júnior
Orientador

Campina Grande, junho de 2005.

Agradecimentos

A DEUS que me protegeu nos momentos mais difíceis e me mostrou o caminho a ser seguido, por me provar que, por mais que passemos dificuldades, com muito esforço e empenho, podemos conseguir tudo o que quisermos.

Aos meus pais, Alcidésio e Terezinha, por me ajudarem quando necessitei, por me repreenderem quando errei, por me transformarem em uma pessoa infinitamente feliz e grata por vossa existência.

Ao professor Damásio, por ser uma pessoa sincera e amiga, e pela imensa capacidade de colaboração.

Aos professores do DEE, pelo excelente ensino prestado.

A Camila, pela compreensão e incentivo.

Aos amigos e colaboradores, pela ajuda nos momentos difíceis da vida.

Índice

1. Apresentação.....	2
2. Revisão Bibliográfica.....	3
2.1. Ferramentas para a Simulação de Transitórios Eletromagnéticos.....	3
2.2. Informações Gerais sobre o ATP.....	4
3. Simulações Digitais: Modelagem.....	5
3.1. Modelagem dos Disjuntores, Chaves e Transformadores para Instrumentos.....	6
3.2. Modelagem Para Transformadores de Potência.....	6
3.3. Modelagem dos Pára-raios.....	8
3.4. Modelagem dos Bancos de Capacitores.....	9
3.5. Modelagem dos Barramentos e Linhas de Transmissão de 69 e 230kV.....	10
3.6. Modelagem das Cadeias de Isoladores e Torres das Linhas de 69 e 230 kV.....	10
3.7. Modelagem das Cargas Trifásicas.....	11
3.8. Modelagem do Equivalente Remoto para 230 kV.....	11
4. Simulações Digitais: Desempenho Frente a Surtos Atmosféricos.....	13
4.1. Surto de Corrente (3/20 μ s) Incidente em uma das Linhas de 230 kV.....	13
4.2. Surto de Corrente (3/20 μ s) Incidente no Terminal Remoto do Alimentador 12J1.....	14
4.3. Surto de Corrente (3/20 μ s) Incidente no Alimentador 12J7 Próximo à Subestação.....	17
4.4. Surto de Corrente (3/20 μ s) Incidente no Alimentador 12J7 Próximo à Subestação (Atuação e Falha do Pára-raios do Alimentador 12J7).....	19
4.5. Sensibilidade à Forma de Onda do Surto de Corrente Incidente no Alimentador 12J7 Próximo à Subestação.....	21
5. Conclusões.....	24
6. Referências Bibliográficas.....	25

1. Apresentação

Apesar dos sistemas elétricos operarem em regime permanente a maior parte do tempo, eles devem ser projetados para suportar solicitações extremas a que podem ser submetidos. Essas solicitações extremas são normalmente produzidas durante situações transitórias dos sistemas e por incidências de surtos atmosféricos. Conseqüentemente, o projeto de um sistema de potência é determinado mais pelas condições transitórias do que pelo seu comportamento em regime permanente.

Este trabalho de conclusão de curso (TCC) tem como objetivo avaliar e realizar o estudo e levantamento dos principais efeitos causados por surtos atmosféricos em uma subestação típica de 230/69 kV, tendo como principal foco a utilização de uma ferramenta computacional para cálculo de transitórios eletromagnéticos.

Verificaremos a sensibilidade dos componentes de uma subestação quando submetidos a condições severas de incidência de surtos atmosféricos, tanto no interior da subestação como também em suas proximidades e em locais remotos.

A simulação de transitórios eletromagnéticos é essencial para a análise e planejamento de sistemas de energia elétrica. Partindo desse pressuposto, analisaremos os resultados obtidos no ATP – Alternative Transients Program [LEUVEN EMTP CENTER, 1987] e faremos as devidas observações pertinentes ao estudo.

A motivação deste TCC baseou-se nas seguintes prerrogativas e questionamentos:

Quais seriam os efeitos e conseqüências provenientes da incidência de descargas atmosféricas em uma subestação 230/69 kV? Qual a influência da atuação ou não dos equipamentos de proteção do sistema?

2. Revisão Bibliográfica

Apresenta-se a seguir uma breve revisão bibliográfica sobre:

- Ferramentas para a simulação de transitórios eletromagnéticos.
- Informações Gerais sobre o ATP.

2.1. Ferramentas para a Simulação de Transitórios Eletromagnéticos

O estudo de fenômenos transitórios em sistemas elétricos pode ser realizado através de modelos em escala reduzida, de simuladores analógicos, de simuladores digitais ou de simuladores híbridos.

Os modelos em escala reduzida têm aplicação limitada, dada as dificuldades de realização física de miniaturas dos equipamentos do sistema elétrico.

Os simuladores analógicos têm sido tradicionalmente utilizados para a simulação de transitórios em redes elétricas. Geralmente são conhecidos por “Analisadores de Transitórios em Redes” ou TNA (Transient Network Analyser) e não devem ser confundidos com os modelos em escala reduzida porque todos os seus componentes são baseados em equivalentes elétricos, e não em modelos reduzidos dos componentes reais.

Os simuladores digitais têm alcançado notáveis progressos, tendo em vista a evolução apresentada na velocidade de processamento e nas configurações dos computadores atuais.

Os simuladores híbridos empregam modelos digitais e analógicos simultaneamente, através da utilização de acoplamentos apropriados, apesar de seu emprego em escala comercial ainda ter limitações importantes para a sua aplicação generalizada.

Em geral os resultados obtidos, seja com o TNA ou com um programa digital, apresentam uma precisão suficiente para os estudos de sobretensões necessários a especificação dos equipamentos de sistemas de potência.

A ferramenta a ser utilizada deve ser capaz de representar parâmetros distribuídos e concentrados de modo preciso (o que nem sempre é possível ou necessário), inclusive com a dependência dos seus valores com a frequência. Em adição, deve ser capaz de representar o efeito de não-linearidades como as encontradas em pára-raios, transformadores, efeito corona, arco através dos contatos dos disjuntores, etc.

2.2. Informações Gerais sobre o ATP.

O ATP, que é um dos programas de cálculo de transitórios eletromagnéticos, permite a simulação de transitórios em redes polifásicas, com configurações arbitrárias, por um método que utiliza a matriz de admitância de barras. A formulação matemática é baseada no método das características para elementos com parâmetros distribuídos e na regra de integração trapezoidal para parâmetros concentrados.

O programa permite a representação de elementos não lineares, elementos com parâmetros concentrados, elementos com parâmetros distribuídos, chaves, transformadores, reatores, etc.

3. Simulações Digitais: Modelagem

Os estudos via simulação digital foram implementados considerando a representação de uma subestação 230/69 kV de acordo com a Figura 1.

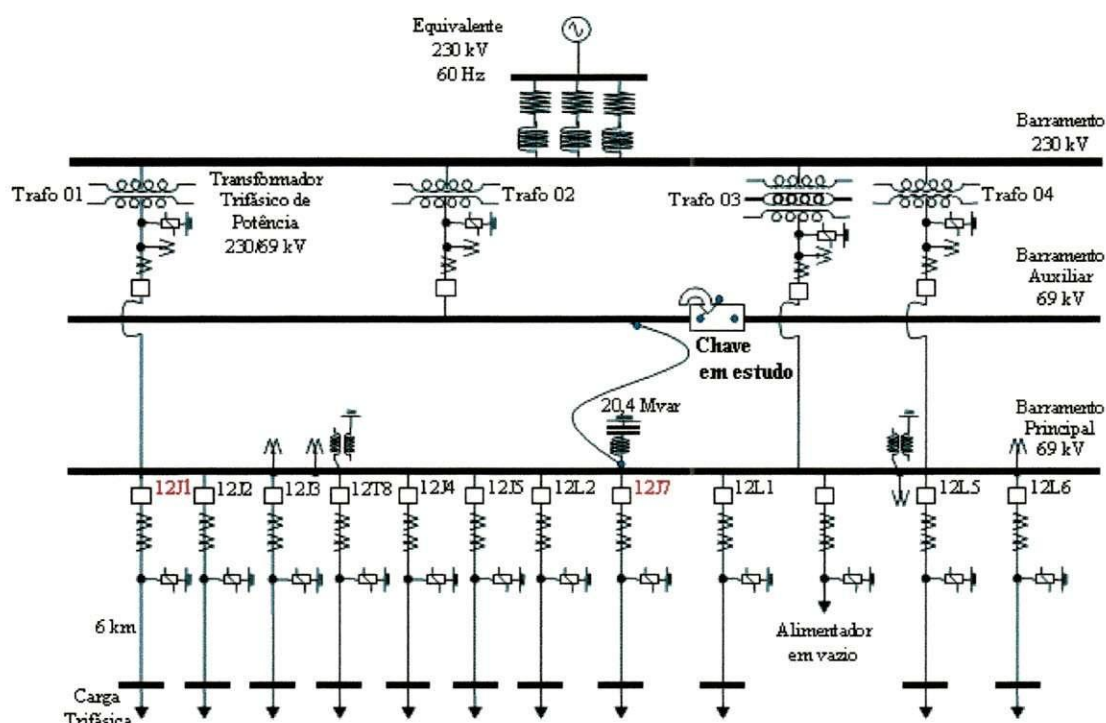


Figura 1 – Diagrama esquemático utilizado no modelo computacional para a subestação 230/69 kV.

Os diversos elementos que compõem a subestação e que foram modelados no ATP são elencados a seguir:

- Disjuntores;
- Chaves seccionadoras;
- Transformadores: para instrumentos e de potência;
- Pára-raios;
- Banco de capacitores;
- Barramentos de 69 e 230 kV;
- Linhas de transmissão de 69 e 230 kV;

- Cadeias de isoladores e torres das linhas de 69 e 230 kV;
- Cargas trifásicas;
- Equivalente (remoto) para 230 kV.

3.1. Modelagem dos Disjuntores, Chaves e Transformadores para Instrumentos.

Os disjuntores, as chaves seccionadoras e os transformadores para instrumentos (transformadores de potencial e transformadores de corrente) foram representados por valores de capacitâncias estabelecidos por norma [IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY, 1995; IEEE WORKING GROUP 15.08.09, 1998]. A Tabela 1 mostra a quantidade de cada um desses equipamentos, as suas disposições na configuração da subestação e o valor de capacitância utilizado em suas representações.

Tabela 1 – Representação dos equipamentos elétricos da Subestação.

Equipamento Elétrico	Quantidade	Disposição	Valor de Capacitância
Disjuntores	15	01 por linha e 01 por trafo	100 pF cada
Chaves Seccionadoras	30	02 por linha e 02 por trafo	100 pF cada
Transformadores de Potencial	08	04 no barramento de 69 kV e 01 por trafo	500 pF cada
Transformadores de Corrente	26	02 por linha e 01 por trafo	250 pF cada

3.2. Modelagem dos Transformadores de Potência.

Na configuração da Subestação estão representados 4 transformadores trifásicos de potência, sendo 3 deles com dois enrolamentos e 1 transformador com três enrolamentos. As características de tais transformadores são descritas nos tópicos abaixo [NEVES et al, 2002]:

Transformador 1 (Trafo 01):

- Potência Nominal: 100 MVA
- Relação de Transformação: 230-69 kV
- Ligação: $Y_{\text{aterrado}} - \Delta$
- Impedância de curto-circuito: 13,22%

Transformador 2 (Trafo 02):

- Potência Nominal: 100 MVA
- Relação de Transformação: 230-69 kV
- Ligação: $Y_{\text{aterrado}} - \Delta$
- Impedância de curto-circuito: 13,19%

Transformador 3 (Trafo 03):

- Potência Nominal: 100/30/100 MVA
- Relação de Transformação: 230/13,8/69 kV
- Ligação: $Y_{\text{aterrado}} - Y_{\text{aterrado}} - \Delta$
- Impedâncias de curto-circuito: 14,71% (230-69 kV)
6,44% (230-13,8 kV)
1,70% (69-13,8 kV)

Transformador 4 (Trafo 04):

- Potência Nominal: 100 MVA
- Relação de Transformação: 230-69 kV
- Ligação: $Y_{\text{aterrado}} - \Delta$
- Impedância de curto-circuito: 12,94%

Os transformadores foram representados através do modelo do ATP que permite a inclusão das impedâncias de cada um dos enrolamentos.

Na representação dos transformadores de potência foi levado em conta o efeito capacitivo de suas buchas e enrolamentos. Para isso, foram conectadas

capacitâncias entre os terminais de cada uma das unidades monofásicas e a terra, com os seguintes valores: 4000 pF para Y – 230 kV, 3800 pF para Δ – 69 kV e 3700 pF para Y – 13.8 kV, estabelecidos por norma [GREENWOOD, 1991; IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY, 1995]. Além disso, foi considerada uma capacitância de 1000 pF entre os enrolamentos Y – Δ de cada transformador.

3.3. Modelagem dos Pára-raios

Os pára-raios de óxido de zinco (ZnO) de 69 e 230 kV instalados na subestação foram representados através de suas características $V \times I$. Nos estudos de injeção de surtos atmosféricos é necessária a utilização da curva tensão x corrente obtida para impulsos de corrente com forma de onda de 8/20 μ s, corrigida para frentes de onda mais curtas.

Um pára-raios de ZnO de 69 kV, com tensão nominal V_n de 54 kV, apresenta uma tensão residual V_{10} associada à corrente de 10 kA e 8/20 μ s dada pela equação abaixo [AMON FILHO e PEREIRA, 1994]:

$$\begin{aligned} V_{10} &= k\sqrt{2} V_n, & k &= 1,6 \\ V_{10} &= 122,188 \text{ kV}. \end{aligned} \quad (2)$$

A forma da corrente de impulso utilizada nas simulações digitais foi de 3/20 μ s. Assim, é necessário corrigir a tensão residual, multiplicando-a por um fator de 1,025 [AMON FILHO e PEREIRA, 1994], obtendo-se um novo valor para a tensão residual de 125,243 kV. A partir desse valor de tensão residual é calculada a característica não linear de tensão e corrente dos pára-raios de ZnO de 69 kV para surtos atmosféricos, conforme mostra a Tabela 2.

Tabela 2 – Característica dos pára-raios de óxido de zinco de 69 kV para surtos atmosféricos.

Corrente (A)	Tensão residual (p.u.)	Tensão residual (kV)
1	0,691	86,543
10	0,725	90,801
100	0,769	96,312
500	0,819	102,574
1000	0,847	106,081
2000	0,881	110,339
5000	0,946	118,480
10000	1	125,243
15000	1,061	132,883
20000	1,109	138,894
40000	1,251	156,679

O número total de pára-raios levado em conta na modelagem da Subestação foi de 15, sendo 1 pára-raios por transformador e 1 pára-raios por linha de 69 kV.

O único pára-raios de 230 kV considerado neste estudo foi modelado de forma semelhante à metodologia apresentada para o pára-raios de 69 kV, porém com os valores de tensão multiplicados por $230/69 = 3,33$.

3.4 Modelagem do Banco de Capacitores

O banco de capacitores de 20,4 Mvar conectado ao barramento principal de 69 kV da subestação foi representado como três capacitores de 11,36 μF conectados em Y isolado e conectado à terra através de uma capacitância de surto de 250 pF para a terra [NEVES et al, 2002].

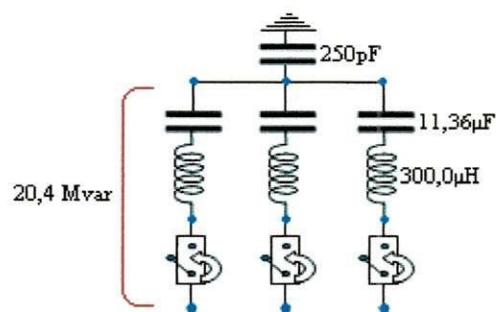


Figura 2 – Modelo do banco de capacitores de 20,4 Mvar.

3.5 Modelagem dos Barramentos e Linhas de Transmissão de 69 e 230 kV

Os barramentos principais e auxiliar de 69 kV e o barramento de 230 kV foram modelados como linhas de transmissão trifásicas a parâmetros distribuídos e dependentes da frequência. Esta representação de linhas inclui a variação dos parâmetros com a frequência na faixa de 0,01 Hz a 1,0 MHz.

O barramento principal de 69 kV foi segmentado em 13 seções, sendo 2 seções de 11 m e 11 seções de 18 m, perfazendo 220 m de extensão aproximada do mesmo.

O barramento de 230 kV foi modelado com um comprimento total de 168 m e segmentado em 7 seções, sendo 4 seções de 28 m, 1 seção de 32 m e 2 seções de 12 m, para viabilizar a representação das linhas de 230 kV e das linhas que estão conectadas aos transformadores de potência de 230/69 kV.

Para modelar as linhas de 69 kV assumiu-se uma extensão média de 6 km comum a todas as 11 linhas conectadas diretamente ao barramento principal de 69 kV da subestação.

As 4 linhas conectadas ao barramento de 230 kV foram representadas como 2 linhas em circuito duplo (mesma torre) e 2 linhas trifásicas.

3.6 Modelagem das Cadeias de Isoladores e Torres das Linhas de 69 e 230 kV

As torres das linhas de 69 e 230 kV foram representadas como linhas de transmissão monofásicas com impedância de surto, tempo de trânsito e parâmetros constantes na frequência.

Os isoladores das torres foram modelados como resistores em paralelo com capacitores e estes em paralelo com uma chave controlada por tensão, para representar o rompimento da cadeia de isoladores. Os dados das cadeias de isoladores e das torres das linhas de 69 e 230 kV são mostrados na Tabela 3.

Tabela 3 – Valores dos parâmetros utilizados nas torres de 69 e 230 kV.

Torres das linhas de 69 kV	Torre da linha de 230 kV
$C = 40 \text{ pF}$	$C = 20 \text{ pF}$
$R = 2 \text{ G}\Omega$	$R = 2 \text{ G}\Omega$
$Z_s = 350 \Omega$	$Z_s = 150 \Omega$
$\tau = 40 \text{ ns}$	$\tau = 90 \text{ ns}$
$R_{pt} = 20 \Omega$	$R_{pt} = 15 \Omega$

3.7 Modelagem das Cargas Trifásicas

As cargas trifásicas, representadas por transformadores de distribuição conectados em delta, estão localizadas nos terminais remotos dos alimentadores de 69 kV.

3.8 Modelagem do Equivalente Remoto para 230 kV

O equivalente de Thévenin no barramento de 230 kV foi representado como modelo de elemento RL mutuamente acoplado, disponível no ATP. Os valores de seqüência utilizados são mostrados na Tabela 4 [NEVES et al, 2002].

Tabela 4 – Valores de seqüência para o equivalente de 230 kV.

Seqüência zero		Seqüência positiva	
Resistência	Indutância	Resistência	Indutância
1,1268 Ω	20,838 mH	0,9681 Ω	28,513 mH

Os valores de impedância de surto utilizados para representar cada uma das 4 linhas de 230 kV são mostrados na Tabela 5.

Tabela 5 – Valores de impedância de surto para as linhas de 230 kV.

Seqüência zero	Seqüência positiva
$Z_{s0} = 578,0 \Omega$	$Z_{s1} = 429,0 \Omega$

4. Simulações Digitais: Desempenho Frente a Surtos Atmosféricos

4.1 Surto de Corrente ($3/20 \mu\text{s}$) Incidente em uma das Linhas de 230 kV

Representaremos nas simulações digitais o surto de corrente de $3/20 \mu\text{s}$ com amplitude de 10 kA. A linha de transmissão de 230 kV foi modelada a parâmetros constantes, com a consideração de perdas nulas. O banco de capacitores de 20,4 Mvar conectado ao barramento principal de 69 kV. A Figura 3 mostra a tensão transitória nos terminais da chave de secção do barramento auxiliar de 69 kV. A Figura 4 mostra a fase B da tensão no pára-raios de 230 kV e na torre de 230 kV.

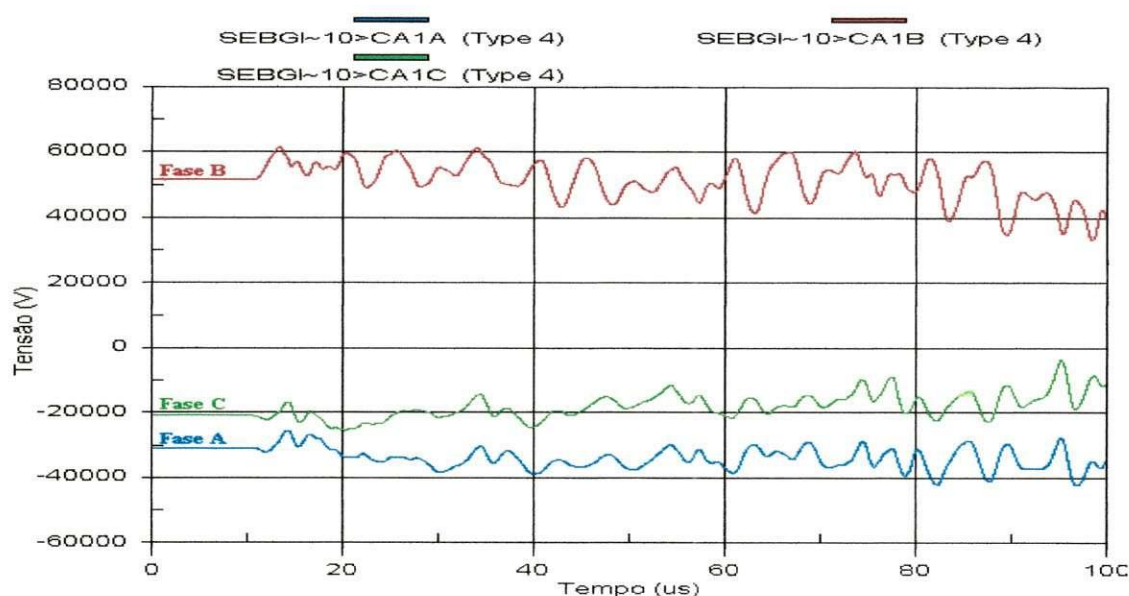


Figura 3 – Tensão transitória nos terminais da chave de secção do barramento auxiliar de 69 kV quando um surto de corrente de 10 kA e $3/20 \mu\text{s}$ é incidente em uma das linhas de 230 kV.

Observando o gráfico da Figura 3 podemos destacar que o maior pico da tensão na fase B, quando o surto chega à subestação, é pouco superior a 60 kV. Os picos de tensão nas fases A e C chega a valores não muito elevados. Podemos então concluir que, esses valores de tensão não são suficientes para comprometer o nível de isolamento da chave.

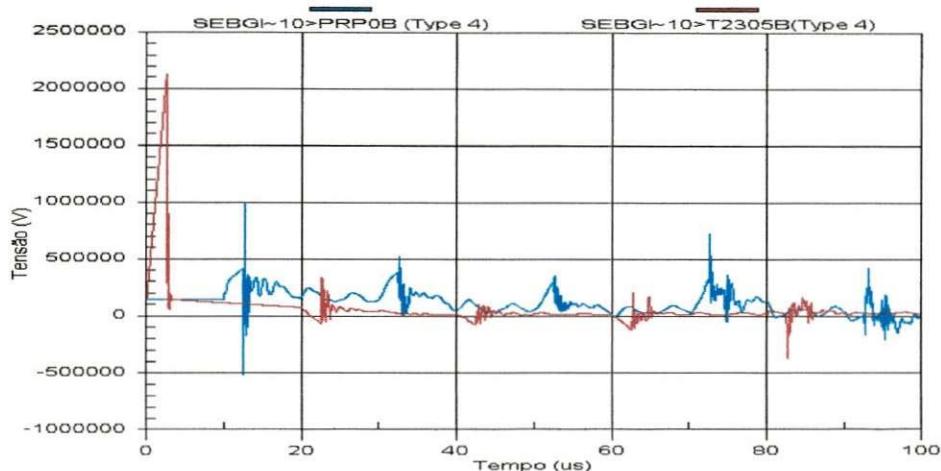


Figura 4 – Tensões transitórias nos terminais do pára-raios e da torre de 230 kV quando um surto de corrente de 10 kA e 3/20 μ s é incidente em uma das linhas de 230 kV.

Na Figura 4 a curva em vermelho representa a fase B da tensão na torre, ponto em que foi injetado o surto de corrente. A curva em azul mostra a fase B da tensão nos terminais do pára-raios, que distam da subestação de 20m. Embora os valores de tensão tenham sido da ordem de megavolts, a tensão que aparece nos terminais da chave do barramento auxiliar de 69 kV é de aproximadamente 60 kV, não representando perigo ao isolamento da chave.

A ocorrência da incidência de um surto atmosférico em uma das linhas de transmissão não representa perigo aos equipamentos da subestação, se houver a atuação do pára-raios localizado na entrada da subestação.

4.2 Surto de Corrente (3/20 μ s) Incidente no Terminal Remoto do Alimentador 12J1

As linhas de transmissão de 69 kV foram modeladas a parâmetros distribuídos e dependentes da frequência. O surto de corrente 3/20 μ s com amplitude de 10 kA foi incidente no terminal remoto do alimentador 12J1 de 69 kV, distante 6 km da subestação.

As formas de onda das tensões na chave (curva em azul) e no pára-raios do alimentador 12J1 (curva em vermelho) são mostradas na Figura 5.

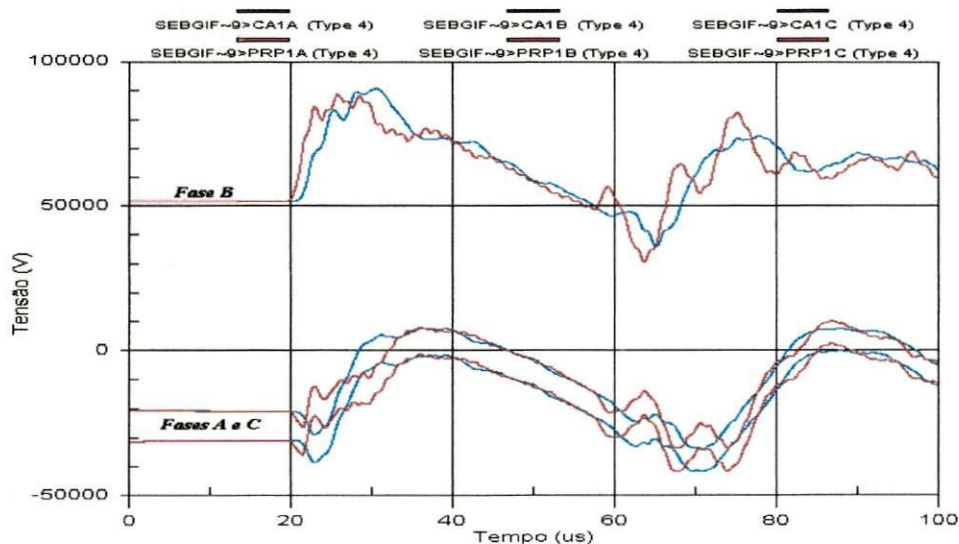


Figura 5 – Tensões transitórias nos terminais da chave do barramento auxiliar de 69 kV e do pára-raios do alimentador 12J1 quando um surto de corrente de 10 kA e $3/20 \mu\text{s}$ é incidente no terminal remoto do alimentador 12J1.

Observando a Figura 5, constatamos que os maiores valores de tensão na fase B não ultrapassam 90 kV e, portanto, não oferece risco ao isolamento da chave em estudo, que por norma poderia suportar uma tensão superior a 145 kV [NEVES et al, 2002].

Em outra simulação, cujos resultados encontram-se na Figura 6, mostramos a fase B das tensões na torre de 69 kV em que o surto foi injetado (curva em vermelho) e na extremidade do barramento auxiliar de 69 kV. Embora o surto atmosférico tenha produzido uma tensão de aproximadamente 700 kV na torre, o valor de tensão na extremidade do barramento de 69 kV não chega a ultrapassar 100 kV.

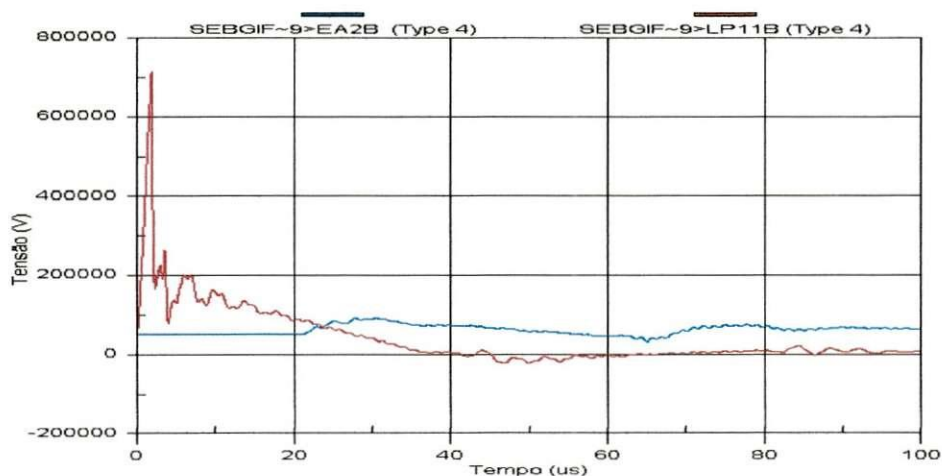


Figura 6 – Tensões transitórias na torre de 69 kV e na extremidade do barramento auxiliar de 69 kV quando um surto de corrente de 10 kA e $3/20 \mu\text{s}$ é incidente no terminal remoto do alimentador 12J1.

Na Figura 7 é mostrada as formas de onda das correntes drenadas pelo pára-raios. Na fase B do alimentador 12J1 foi drenada apenas uma corrente inferior a 6 A, não representando valor de corrente preocupante para o pára-raios.

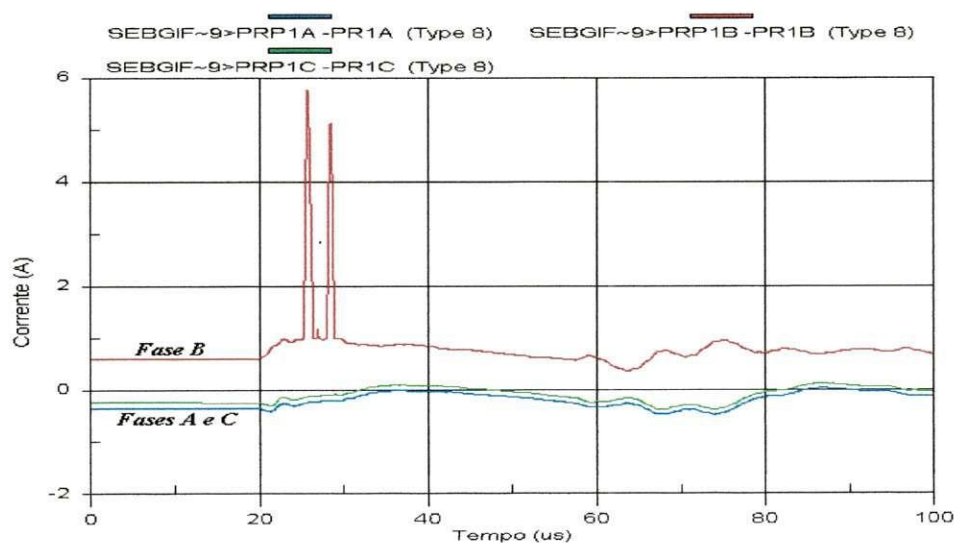


Figura 7 – Corrente drenada pelo pára-raios do alimentador 12J1 quando um surto de corrente de 10 kA e $3/20 \mu\text{s}$ é incidente no terminal remoto do alimentador 12J1.

A atenuação da sobretensão ocorre devido à presença do banco de capacitores conectado ao barramento de 69 kV, conforme pode ser visto na Figura 8. Ao drenar parte da corrente incidente no barramento, o banco coopera com os pára-raios dos alimentadores. Os reatores em série com o banco limitam a corrente drenada, protegendo assim, a integridade do banco de capacitores.

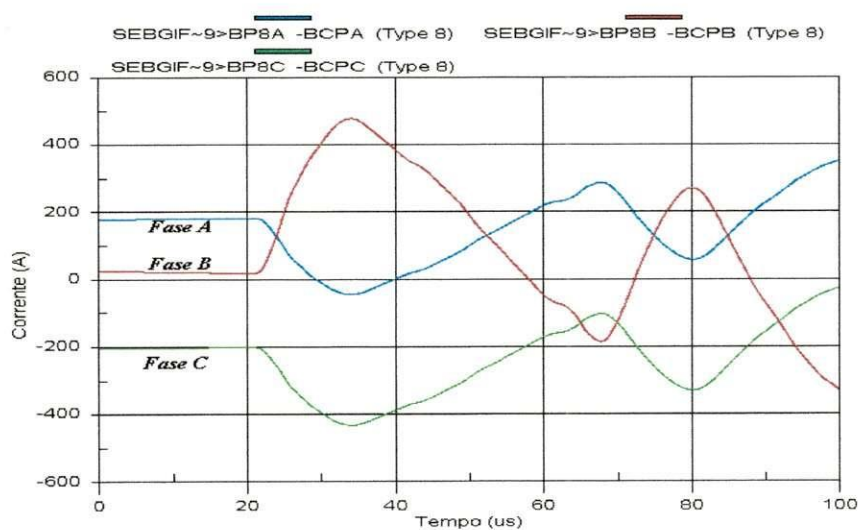


Figura 8 – Corrente drenada pelo banco de capacitores de 20,4 Mvar quando um surto de corrente de 10 kA e $3/20 \mu\text{s}$ é incidente no terminal remoto do alimentador 12J1.

Estendendo o estudo para as proximidades da subestação, verificaremos as conseqüências da incidência do surto no alimentador 12J7.

4.3 Surto de Corrente ($3/20 \mu\text{s}$) Incidente no Alimentador 12J7 Próximo à Subestação

As linhas de transmissão de 69 kV foram representadas a parâmetros distribuídos e dependentes da frequência. O surto de corrente $3/20 \mu\text{s}$ com amplitude de 10 kA foi incidente na primeira torre do alimentador 12J7 de 69 kV, distante 233,4 m da subestação.

As formas de onda das tensões na chave (curvas em azul) e no pára-raios do alimentador (curvas em vermelho) são mostradas na Figura 9.

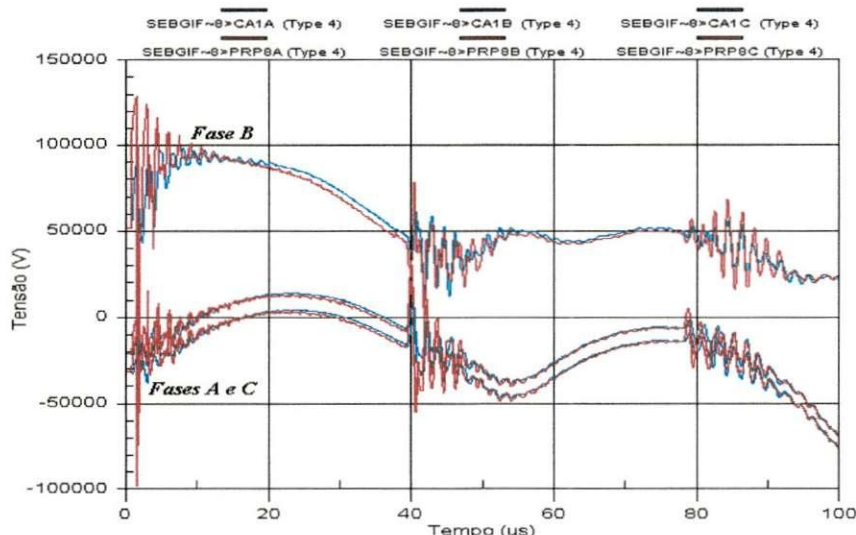


Figura 9 – Tensões transitórias nos terminais da chave de secção do barramento auxiliar de 69 kV e do pára-raios do alimentador 12J7 quando um surto de corrente de 10 kA e $3/20 \mu\text{s}$ é incidente no alimentador 12J7 próximo à subestação.

Como já era de se esperar, analisando a Figura 9 verificamos que a tensão nos terminais da chave e do pára-raios do alimentador é maior, tanto quanto for mais próximo da subestação a incidência do surto. Entretanto, o valor de 100 kV que a fase B da tensão na chave atingiu não é suficiente para comprometer o seu isolamento.

Na Figura 10 está mostrada a fase B das tensões na primeira torre do alimentador 12J7 de 69 kV em que o surto incide (curva em vermelho) e na extremidade do barramento auxiliar de 69 kV (curva em azul). O limite de 711,5 kV para a tensão na torre de 69 kV é imposto pela cadeia de isoladores [NEVES et al, 2002].

Comparando-se a tensão na extremidade do barramento de 69 kV em que o surto incide no alimentador 12J7 com o surto incidindo no alimentador 12J1, podemos concluir que o valor de tensão é cerca de 1,5 vezes maior.

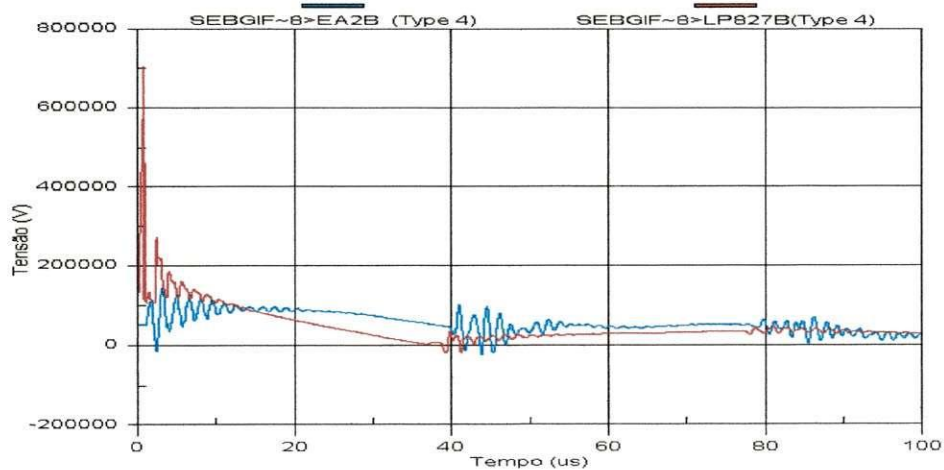


Figura 10 – Tensões transitórias na torre de 69 kV e na extremidade do barramento auxiliar de 69 kV quando um surto de corrente de 10 kA e 3/20 μ s é incidente no alimentador 12J7 próximo à subestação.

Com o surto incidindo nas proximidades da subestação (alimentador 12J7) o pára-raios é muito mais solicitado do que em terminais remotos da linha de transmissão, é o que podemos observar na Figura 11. A corrente drenada pelo pára-raios é de aproximadamente 1300 A, enquanto que em um terminal remoto do alimentador 12J1 é menor que 6 A.

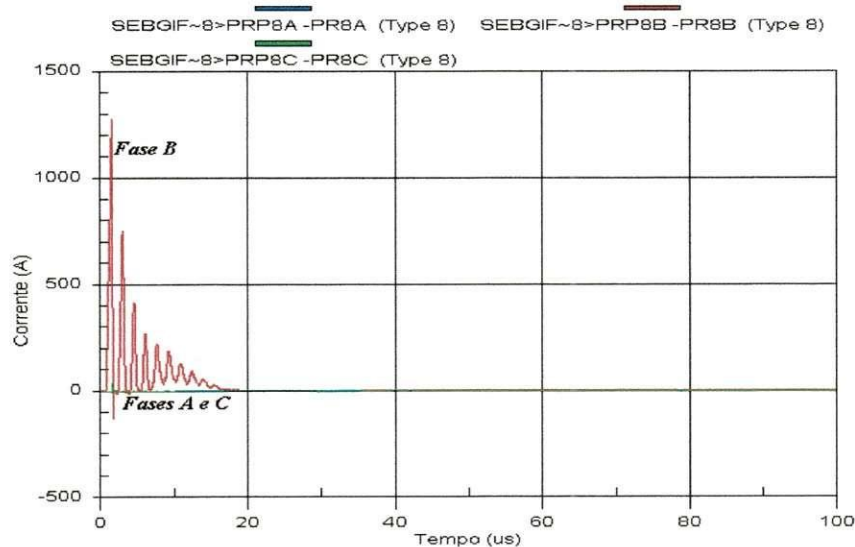


Figura 11 – Corrente drenada pelo pára-raios do alimentador 12J7 quando um surto de corrente de 10 kA e 3/20 μ s é incidente no alimentador 12J7 próximo à subestação.

A Figura 12 mostra que a corrente da fase B drenada pelo banco de capacitores chega a 1300 A na polaridade inversa, enquanto que a corrente drenada pelo banco quando o surto incide no terminal do alimentador 12J1 é aproximadamente 500 A.

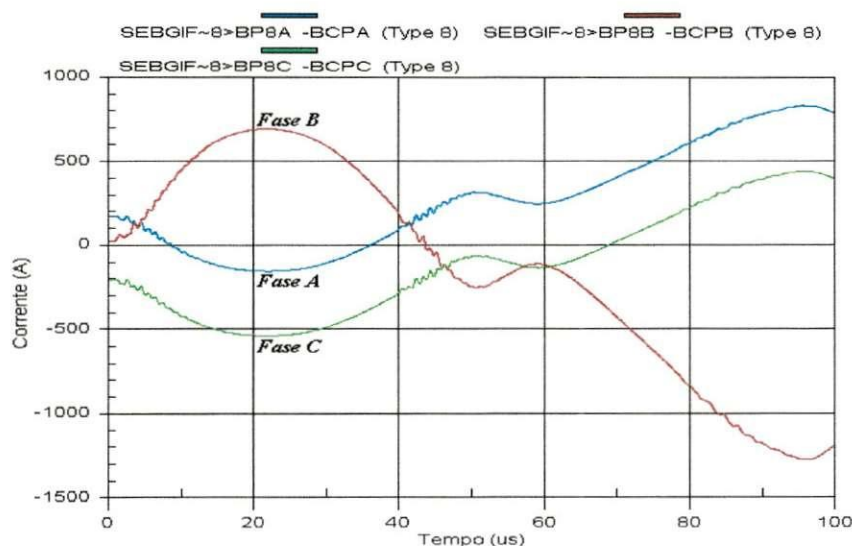


Figura 12 – Corrente drenada pelo banco de capacitores de 20,4 Mvar quando um surto de corrente de 10 kA e 3/20 μ s é incidente no alimentador 12J7 próximo à subestação.

Como foi observado que a incidência do surto no alimentador 12J7 próximo à subestação proporciona condições mais severas para a chave em estudo, iremos nos ater a estudar e simular tal evento com a atuação e falha do pára-raios.

4.4 Surto de Corrente (3/20 μ s) Incidente no Alimentador 12J7 Próximo à Subestação (Atuação e Falha do Pára-raios do Alimentador 12J7)

Surto de corrente de 3/20 μ s com amplitude de 10 kA incidente na primeira torre do alimentador 12J7 da linha de transmissão de 69 kV, distante de 233,4 m da subestação. Na Figura 13, está representada a tensão transitória nos terminais da chave em estudo com a atuação (curva de cor azul) e falha (curva de cor vermelha) dos pára-raios do alimentador 12J7.

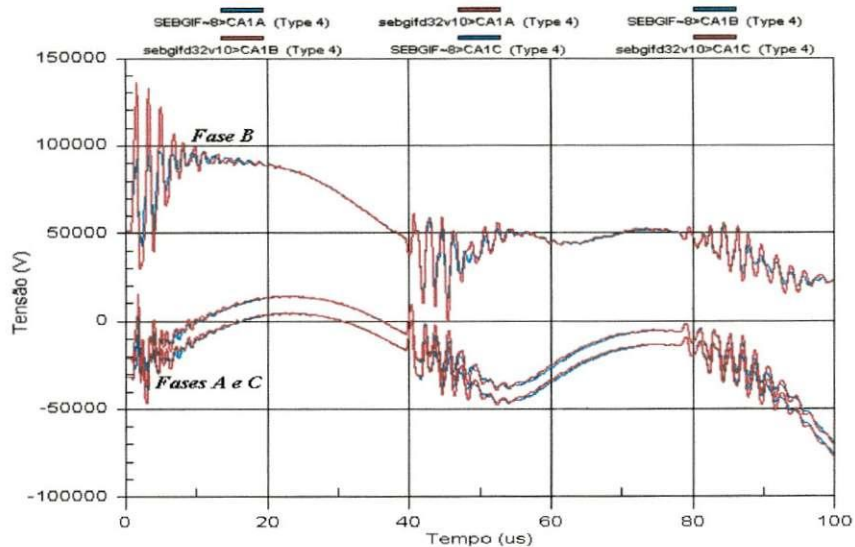


Figura 13 – Tensão transitória nos terminais da chave em estudo quando um surto de corrente de 10 kA e $3/20 \mu\text{s}$ é incidente no alimentador 12J7 próximo à subestação (atuação e falha do pára-raios do alimentador 12J7).

Nas Figuras 14 e 15 estão representadas, respectivamente, a tensão transitória nos terminais do pára-raios do alimentador 12J7 e a corrente drenada pelo banco de capacitores de 20,4 Mvar.

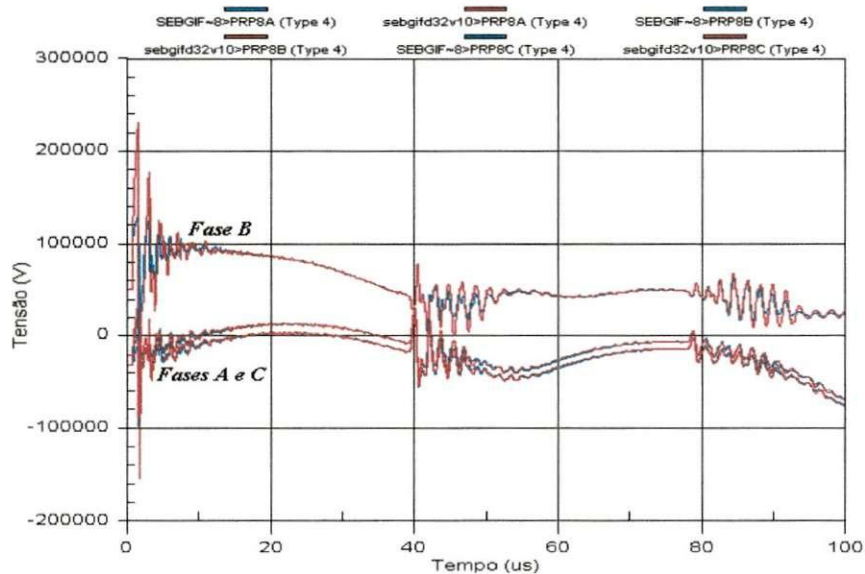


Figura 14 – Tensão transitória nos terminais do pára-raios do alimentador 12J7 quando um surto de corrente de 10 kA e $3/20 \mu\text{s}$ é incidente no alimentador 12J7 próximo à subestação (atuação e falha do pára-raios do alimentador 12J7).

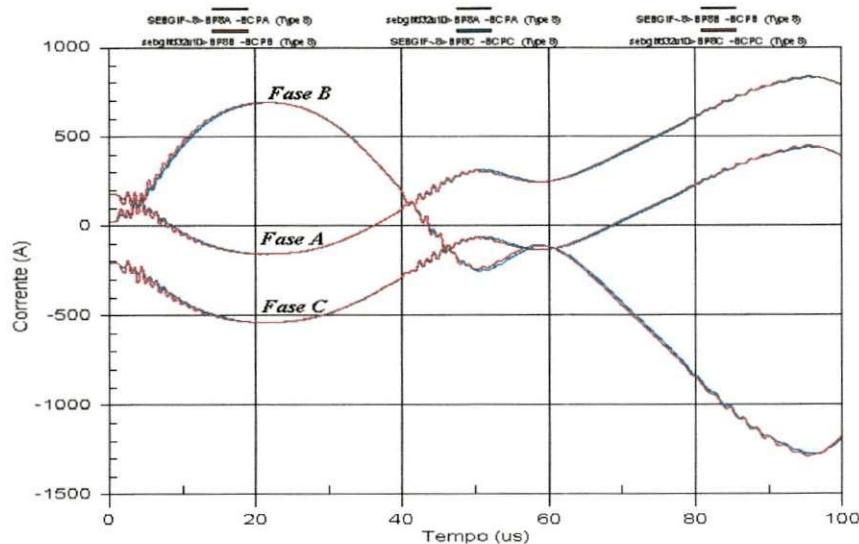


Figura 15 – Corrente drenada pelo banco de capacitores de 20,4 Mvar quando um surto de corrente de 10 kA e 3/20 μ s é incidente no alimentador 12J7 próximo à subestação (atuação e falha do pára-raios do alimentador 12J7).

Podemos verificar claramente nas Figuras 13 e 14 a importância dos pára-raios no sistema de proteção de uma subestação. Com o pára-raios atuando a tensão nos terminais da chave em estudo (Figura 13) não ultrapassa 100 kV, enquanto que na sua falha os valores de tensão chegam a aproximadamente 140 kV. Nos terminais do pára-raios (Figura 14) a tensão ultrapassa 220 kV, na sua falha, e 120 kV quando ele atua.

A corrente drenada pelo banco de capacitores, por sua vez, não difere muito com a falha do pára-raios do alimentador 12J7, uma vez que os demais pára-raios existentes entre o banco e o ponto de entrada do surto na subestação compensam a falha do primeiro (Figura 15).

O comprometimento da suportabilidade do isolamento da chave do barramento auxiliar de 69 kV seria afetado no caso em que o surto atmosférico incidisse próximo à subestação e não houvesse a atuação do pára-raios.

4.5 Sensibilidade à Forma de Onda do Surto de Corrente Incidente no Alimentador 12J7 Próximo à Subestação

As simulações realizadas nessa sessão apresentam as seguintes características: surto de corrente incidente com amplitude e tempos de frente/cauda variáveis. Linha de transmissão de 69 kV a parâmetros distribuídos e dependentes da frequência. Atuação do pára-raios do alimentador 12J7. Surto incidente na primeira torre do alimentador 12J7 de 69 kV, distante 233,4 m da subestação.

A Figura 16 mostra uma análise de sensibilidade da tensão transitória nos terminais da chave em estudo, considerando as formas de onda de surto de corrente 1/20 (curva em azul) e 0,2/20 μs (curva em vermelho), ambas com amplitude de 10 kA. A mesma análise de sensibilidade da tensão na chave em estudo é feita para as formas de onda de surto de corrente 1/50 (curva em azul) e 0,2/50 μs (curva em vermelho) com amplitude de 10 kA e mostrada na Figura 17.

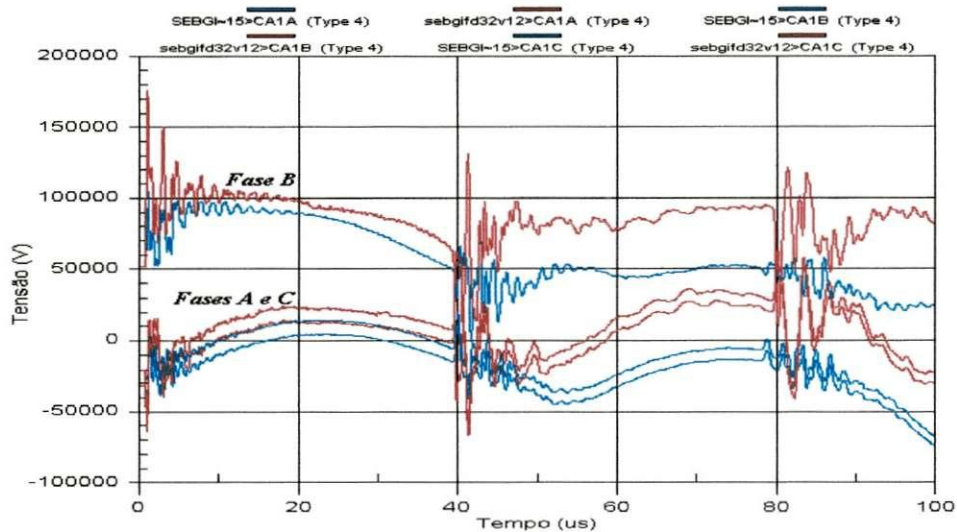


Figura 16 – Tensão transitória nos terminais da chave em estudo quando surtos de corrente 1/20 e 0,2/20 μs , ambos com mesma amplitude de 10 kA, incidem no alimentador 12J7 próximo à subestação.

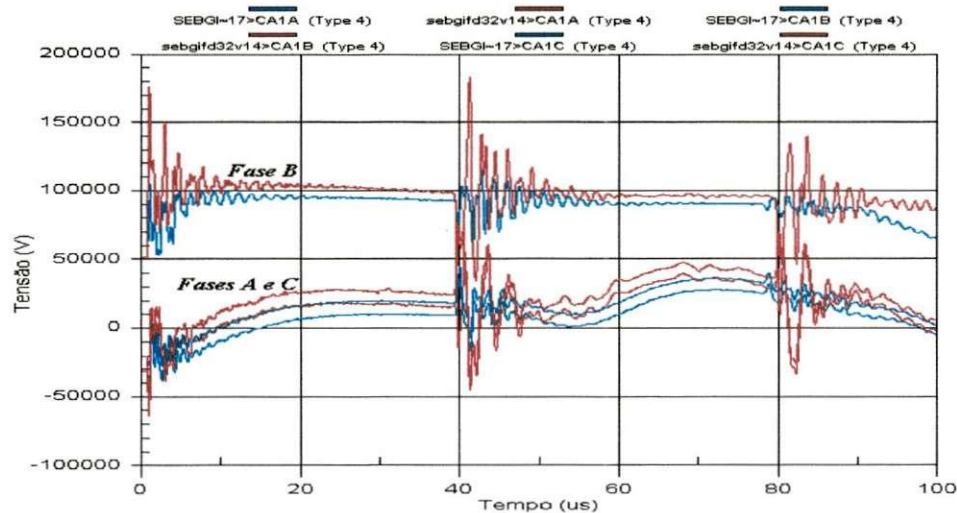


Figura 17 – Tensão transitória nos terminais da chave em estudo quando surtos de corrente 1/50 e 0,2/50 μs , ambos com mesma amplitude de 10 kA, incidem no alimentador 12J7 próximo à subestação.

As tensões transitórias decorrentes das formas de onda de surto de corrente 1/20 e 1/50 μs apresentam praticamente os mesmos níveis de tensão gerados pelo surto da forma 3/20 μs . Entretanto, as tensões que aparecem nos terminais da chave tornam-

se consideravelmente maiores quando a forma de onda do surto passa a ser 0,2/20 ou 0,2/50 μ s. Em outras palavras, a diminuição do tempo de frente de 1 para 0,2 μ s fez com que a tensão na chave aumentasse de 100 kV para próximo de 180 kV.

Pode-se perceber ainda nas Figuras 16 e 17 que o tempo de cauda de 50 μ s gera uma tensão transitória que se mantém em torno dos 100 kV por mais tempo. Daí conclui-se que a forma de onda do impulso de corrente que gera tensões mais severas à suportabilidade do isolamento da chave é 0,2/50 μ s.

4. Conclusões

Quando uma descarga atmosférica atinge um sistema de potência, uma elevada sobretensão é desenvolvida através de equipamentos e da isolação das linhas. Se essa tensão exceder a suportabilidade da isolação, ocorrerá uma descarga. Isso acontecendo, ter-se-á como conseqüência a formação de um arco elétrico, o qual será mantido pela tensão do sistema, tornando-se então necessária a operação dos dispositivos de proteção para a eliminação deste curto-circuito.

Os resultados obtidos mostram que um surto incidindo em uma linha de transmissão de 230 kV e em um terminal remoto de um alimentador de 69 kV, da subestação de 230/69 kV estudada, tem pouca probabilidade de comprometer o nível de isolamento dos equipamentos da subestação. Além do sistema de proteção, a impedância das linhas de transmissão da subestação contribui significativamente para o amortecimento das sobretensões transitórias.

Nos casos em que o surto atmosférico incide próximo a subestação verificamos que quanto mais perto da subestação for a incidência do surto, maior será o esforço elétrico sobre os equipamentos, mais solicitados serão os pára-raios e maior é a possibilidade de haver danos estruturais e conseqüentemente, afetar a continuidade do fornecimento de energia.

Finalmente podemos afirmar que apesar dos equipamentos serem projetados, em sua maioria, para suportar solicitações severas a que podem ser submetidos, o sistema de proteção, em especial os pára-raios, são imprescindíveis para o funcionamento ininterrupto e de boa qualidade da subestação.

5. Referências Bibliográficas

AMON FILHO, J. e PEREIRA, M. P. ATP – Alternative Transients Program – Curso Básico Sobre a Utilização do ATP, São Paulo, outubro 1994.

GREENWOOD, A. Electrical Transients in Power Systems, John Wiley & Sons, 1991.

IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. IEEE Application Guide for Transient Recovery Voltage for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis, Piscataway, NJ 08855-1331, USA, 1995.

IEEE WORKING GROUP 15.08.09. “Modeling and Analysis of System Transients Using Digital Programs”. IEEE Power Engineering Society, Piscataway, NJ 08855-1331, USA, 1998.

LEUVEN EMTP CENTER. ATP – Alternative Transients Program – Rule Book, Heverlee, Belgium, July 1987.

NEVES, W. L. A., COSTA, E. G., FERNANDES A. B., FERNANDES Jr., D. e CARVALHO, G. J. A. *Relatório Técnico; Ocorrência na Chave 32BA-1 Subestação Bongi/CHESF*. Campina Grande, maio 2002.
