



**XXI SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Versão 1.0
23 a 26 de Outubro de 2011
Florianópolis - SC

GRUPO – X

GRUPO DE ESTUDO DE DESEMPENHO DE SISTEMAS DE POTÊNCIA – GDS

**SOBRETENSÕES TERMINAIS DO TRANSFORMADOR DEVIDO À INJEÇÃO DE
SURTOS ATMOSFÉRICOS EM SUBESTAÇÃO DE 525 KV**

**Ulisses R. R. Massaro (*)
ELETROSUL**

**Ricardo Antunes
ELETROSUL**

**Fabio Vieira
ELETROSUL**

**Alécio B. Fernandes
Carpe Vie**

RESUMO

Sobretensões transitórias de alta frequência, verificadas nos terminais dos transformadores de potência, decorrentes de surtos de manobra têm sido analisadas e estudadas pelo JWG A2/C4-03 do Cigré Brasil desde 2005. Em consonância com esses estudos, o presente trabalho busca avaliar as sobretensões transitórias de alta frequência decorrentes de surtos atmosféricos que incidem nas linhas de transmissão e se propagam até uma subestação típica de 525kV. Apresentam-se os resultados de sobretensões que surgem nos terminais de um banco de autotransformadores 525/230/13,8kV, 672MVA, obtidas das simulações de diversos casos de injeção de surto. Dos resultados obtidos, comparam-se as curvas *tensão x tempo*, observando as amplitudes e as frequências das formas de onda. Adicionalmente, comparam-se as densidades espectrais de energia para as sobretensões decorrentes dos surtos injetados com as formas de onda padronizadas para impulso de manobra, impulso atmosférico – onda plena e onda cortada, conforme propõe o JWG A2/C4-03 do Cigré Brasil.

PALAVRAS-CHAVE

Transitórios de alta frequência, Surto atmosférico, Resposta em frequência, Transformadores de potência, Ondas padronizadas, Densidade espectral de energia.

1.0 - INTRODUÇÃO

Via de regra, os estudos de injeção de surtos atmosféricos em subestações têm como objetivo verificar a adequação dos níveis de isolamento dos equipamentos frente às solicitações provenientes dos surtos que se propagam e chegam até a subestação através das linhas de transmissão. Esses surtos podem ser originados por descargas diretas, as quais incidem diretamente nos cabos condutores das linhas de transmissão, ou ainda por descargas indiretas, as quais incidem nos cabos pararraios e indiretamente incidem nos cabos condutores através de uma possível disrupção da isolação das cadeias de isoladores.

Comumente, nesses estudos são calculadas as margens de proteção de cada um dos equipamentos da subestação. As margens relacionam o valor absoluto das sobretensões verificadas através de simulações, ou cálculos, com as tensões suportáveis nominais de impulso atmosférico de cada um dos equipamentos. Os principais equipamentos da subestação, a exemplo dos transformadores de potencial, transformadores de corrente e transformadores de potência, apresentam isolação não regenerativa que implica em análises cautelosas para determinação dessas margens, sob risco de comprometer a integridade destes equipamentos.

Nos últimos anos, tem sido relatado um número expressivo de ocorrências de falhas dielétricas em transformadores no sistema de transmissão brasileiro, cujas causas têm sido atribuídas à interação elétrica transitória dos transformadores com o sistema de potência [1, 2]. Essas falhas estão associadas às sobretensões transitórias de alta frequência (ou de frente rápida), originadas por transitórios de manobra, curtos-circuitos e descargas atmosféricas. Tais sobretensões são caracterizadas por frentes de onda rápidas e, por conseguinte,

apresentam um amplo espectro de frequências, com densidade espectral de energia significativa na faixa de altas frequências (acima de 100kHz), capazes de produzir excitações oscilatórias, mesmo que de baixa amplitude, nos enrolamentos, ou em parte deles, podendo superar a capacidade dielétrica de seus isolamentos.

De 2005 à 2010, um grupo de trabalho conjunto envolvendo os Comitês de Estudo A2 e C4 (denominado de JWG A2/C4) do Cigré Brasil, composto de cerca de 30 membros envolvendo empresas de geração, transmissão, distribuição, fabricantes de transformadores, o operador nacional do sistema elétrico, universidades e centro de pesquisas, estudou as sobretensões transitórias de alta frequência originadas por transitórios de manobra e curtos-circuitos, buscando melhor compreendê-los e propor soluções para mitigar seus efeitos [1, 2].

No presente trabalho, apresentam-se os resultados de sobretensões obtidas das simulações para diversos casos de injeção de surto em uma subestação típica de 525kV. Obtém-se os valores das sobretensões que aparecem nos terminais de um banco de autotransformadores 525/230/13,8kV, 672MVA, composto por unidades monofásicas. A subestação típica possui arranjo tipo disjuntor e meio, quatro saídas de linha e duas conexões de bancos de autotransformadores. Os casos aqui analisados consideram:

- Diferentes modelos computacionais para representação do transformador sob manobra;
- Injeção de descargas diretas e indiretas;
- Injeção de surto em diferentes linhas de transmissão.

As simulações são realizadas com o programa ATP (*Alternative Transients Program*) [3] e para isso a subestação é modelada em detalhes. Representam-se os diversos trechos de barramentos, as capacitâncias parasitas dos equipamentos associados (chaves, disjuntores, transformadores de instrumentos, dentre outros) e os transformadores, em conformidade com a faixa de frequência observada nestes fenômenos transitórios. Para tanto, utilizam-se valores típicos recomendados na literatura para estudos de coordenação de isolamento. O transformador em análise é representado de duas formas distintas; através de uma capacitância concentrada para terra e através de um modelo equivalente dependente da frequência.

Dos resultados obtidos, comparam-se as curvas *tensão x tempo*, observando as amplitudes e as frequências das formas de onda. Adicionalmente, comparam-se as densidades espectrais de energia para as sobretensões decorrentes dos surtos injetados com as formas de onda padronizadas para impulso de manobra, impulso atmosférico – onda plena e onda cortada, conforme propõe o JWG A2/C4-03 do Cigré-Brasil [1, 2].

2.0 - REPRESENTAÇÃO DA SUBESTAÇÃO TÍPICA DE 525 KV

2.1 Arranjo Físico

A subestação típica de 525kV considerada nesse trabalho, possui arranjo tipo disjuntor e meio, quatro saídas de linha e duas conexões de bancos de autotransformadores de 525/230/13,8kV de 672MVA.

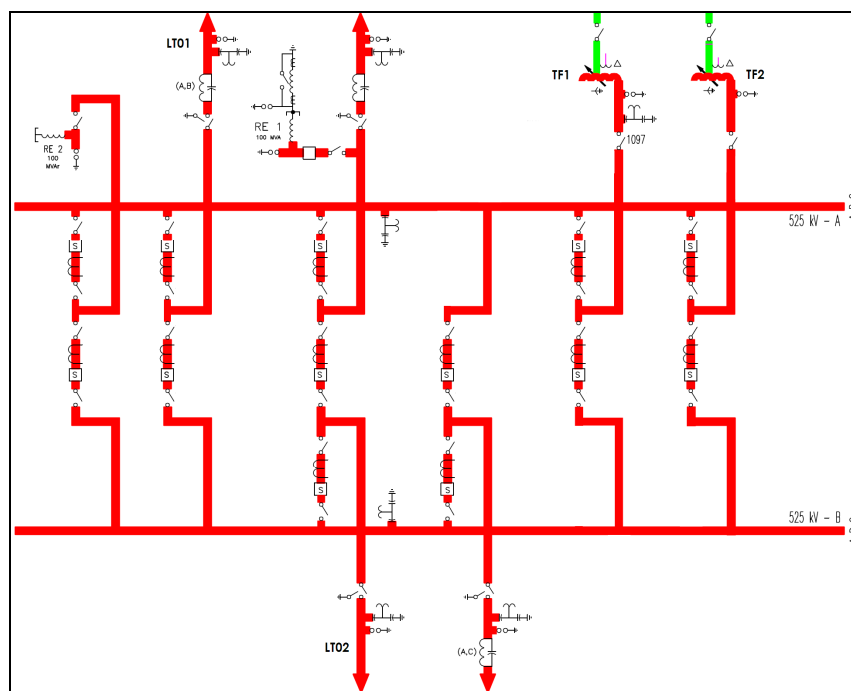


FIGURA 1 – Diagrama unifilar do pátio de 525kV da Subestação Típica

A Figura 1 mostra o diagrama unifilar do pátio de 525 kV dessa subestação, com destaque para o Transformador 1 (TF1), no qual são monitoradas as sobretensões transitórias dos terminais de alta tensão e as linhas de transmissão 01 e 02, nas quais são aplicados os surtos atmosféricos que incidem na subestação.

2.2 Modelagem dos Equipamentos de Pátio

As simulações realizadas avaliam os transitórios de alta frequência, que surgem nos terminais de alta tensão do TF1, decorrentes dos surtos atmosféricos que incidem na subestação. As simulações são realizadas com o programa ATP (*Alternative Transients Program*) [3] e para isso a subestação é modelada em detalhes.

Os diversos trechos de barramentos são modelados como sendo linhas de transmissão. Para tanto, faz-se uso da rotina *LINE CONSTANTS* do ATP [3], considerando o tipo e a disposição dos cabos condutores e cabos pára-raios de cada trecho. Os equipamentos como chaves, disjuntores, transformadores de instrumentos, transformadores, dentre outros são representados através de suas capacitâncias equivalentes para terra. Para tanto, utilizam-se valores típicos recomendados na literatura para estudos de coordenação de isolamento [4].

Para representação dos pararraios presentes na subestação utilizou-se o modelo proposto por Pinceti e Giannettoni [5]. Assume-se que todos os pararraios existentes na subestação apresentam as mesmas características. Foram consideradas $V_r = 420$ kV, $V_{r1/T2} = 1042$ kV e $V_{r8/20} = 956$ kV.

Quanto ao transformador sob análise, este é representado de duas formas distintas:

- 1) Através de uma capacitância concentrada para terra. Representação tradicionalmente utilizada em estudos de coordenação de isolamento [4] – Modelo CAP;
- 2) Representação através de um modelo equivalente, no qual se considera o comportamento da admitância (amplitude e ângulo de fase) de entrada do transformador com a frequência [6] – Modelo RLC.

O primeiro modelo, usualmente considera um valor de capacitância, que seja representativo para a faixa de frequência de 100 a 300 kHz, obtida a partir das curvas de impedância terminal dos ensaios de resposta em frequência do transformador.

O segundo modelo por sua vez, é um modelo equivalente que considera a dependência dos parâmetros com a frequência, comumente denominado de modelo “caixa preta” (*black box model*), é obtido a partir das medições da resposta em frequência (curva de admitância no domínio da frequência), através da rotina *Vector Fitting* [6] (ou outro método de síntese por funções racionais), tendo como saída um circuito RLC equivalente.

2.3 Modelagem das Linhas de Transmissão

As quatro linhas de transmissão de 525kV que chegam na subestação foram modeladas através da rotina *LINE CONSTANT* do ATP, considerando as distâncias da silhueta de torre apresentada na Figura 2. Os condutores são compostos por um feixe de quatro cabos 636 MCM, *Grosbeak* e os cabos pararraios são do tipo 336 MCM *Oriole*. As linhas de transmissão onde são aplicadas as descargas atmosféricas, foram representadas com oito vãos de 500 metros e suas respectivas torres, enquanto as demais linhas de transmissão foram representadas por um trecho de 6 km. As torres são representadas pelo circuito equivalente apresentado na Figura 2, na qual são representados os condutores, os cabos pararraios, as cadeias de isoladores, a impedância de surto da torre (Z_t) e a resistência de aterramento (R_t) [7].

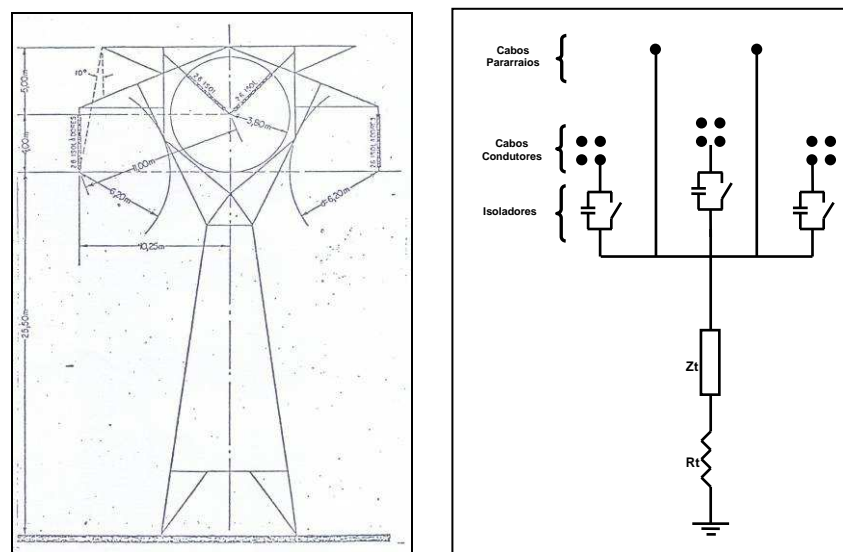


FIGURA 2 – Representação das Linhas de Transmissão de 525 kV – Silhueta da Torre e Circuito Equivalente

As cadeias de isoladores são representadas como chaves controladas por tensão em paralelo com capacitâncias conectadas entre os condutores e a torre. Essas capacitâncias representam o efeito de acoplamento entre os condutores e a torre. Foram considerados valores típicos de 80pF por isolador. A chave controlada por tensão representa o mecanismo de descarga disruptiva dos isoladores, que por sua vez pode ser representado por curvas de *tensão x tempo*. Essas curvas são obtidas através da Equação 1, que leva em conta a extensão da cadeia de isoladores. Se as tensões sobre a chave controlada, em um determinado instante de tempo, coincidir com a tensão calculada, o disparo da cadeia de isoladores ocorrerá [7].

$$V_{v-t} = K_1 + \frac{K_2}{t^{0,75}} \quad (1)$$

Onde:

V_{v-t} : tensão de disparo, [kV]

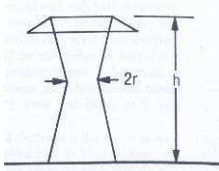
$$K_1 = 400.L$$

$$K_2 = 710.L$$

L : comprimento da cadeia de isoladores, [m]

t : tempo decorrido após a descarga, [μ s]

A representação da impedância de surto da torre foi calculada através da Equação 2 [8], e considera-se o tempo de transito do topo da torre à terra é de $\tau = h/300$ μ s, onde h é em metros.



$$Z_t = 60 \cdot \left[\ln \left(\sqrt{2} \cdot \frac{2h}{r} \right) - 1 \right] \quad (2)$$

A resistência de pé de torre tem influência significativa nas sobretensões que surgem no topo da torre quando descargas atmosféricas incidem na torre ou nos cabos pararraios. Essa resistência é variável e depende da corrente da descarga incidente [7, 9]. Para efeito de comparação foram considerados dois valores de resistência de pé de torre, 15 Ω e 50 Ω .

2.4 Representação das Descargas Atmosféricas

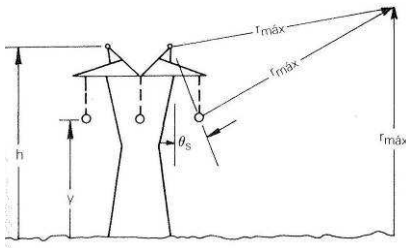
Os surtos atmosféricos que atingem os equipamentos da subestação são originados por descargas diretas na subestação ou por descargas nas linhas de transmissão que chegam na subestação. As descargas diretas na subestação, devido a falha de isolamento dos cabos pararraios e mastros é praticamente nula, pois, a baixa resistência da malha de terra impede o surgimento de tensões elevadas no topo dos pórticos e consequentemente as disrupções das cadeias de isoladores. Nas linhas de transmissão, por sua vez, a incidência de descargas atmosféricas está relacionada com os critérios de projeto da linha. De maneira geral, o mecanismo de falha de blindagem está associado com raios de baixa intensidade de corrente, enquanto a incidência de descargas nos cabos pararraios ou nas torres estão associados com raios de alta intensidade de corrente [10].

Nesse trabalho são aplicadas descargas diretas e indiretas nas linhas de transmissão LT01 e LT02 da subestação típica de 525kV, apresentada anteriormente na Figura 1. Não são consideradas descargas negativas subsequentes.

As intensidades das descargas indiretas aplicadas consideram correntes máximas e taxas de crescimento bastante elevadas, ou seja, com baixa probabilidade de ocorrência [10, 11] tanto para as descargas positivas, quanto para as negativas.

As intensidades das descargas diretas, por sua vez, são obtidas a partir do modelo eletrogeométrico da linha de transmissão, que possibilita a determinação da corrente máxima capaz de provocar a falha de blindagem da linha de transmissão. Essas correntes são obtidas a partir das Equações 3 e 4 e dos parâmetros de geometria da torre [10].

As descargas diretas e indiretas que incidem nas linhas de transmissão LT01 e LT02 são representadas por fontes de corrente TYPE13 do ATP [3].



$$r_{\max} = \frac{h + y}{2(1 - \sin \theta_s)} \quad (3)$$

$$r_{\max} = 9,0 \cdot I_{\max}^{0,65} \quad (4)$$

3.0 - CASOS ANALISADOS

Uma vez modelada a subestação e as linhas de transmissão, foram simulados diversos casos de injeção de surtos atmosféricos. O tempo total de simulação considerado foi de 100μs, com intervalos de integração de 5ns. Avaliou-se a influência do modelo do transformador nos resultados obtidos, a influência da resistência de pé de torre e das características das linhas de transmissão, conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 – Lista de casos analisados no domínio do tempo

Casos Simulados									
Condições		Rt = 15Ω				Rt = 50Ω			
		LT 01		LT 02		LT 01		LT 02	
		TF_RLC	TF_CAP	TF_RLC	TF_CAP	TF_RLC	TF_CAP	TF_RLC	TF_CAP
Indiretas Positivas	250 kA (20 kA/us)	Caso 01	Caso 09	Caso 17	Caso 25	Caso 33	Caso 41	Caso 49	Caso 57
	250 kA (0,3 kA/us)	Caso 02	Caso 10	Caso 18	Caso 26	Caso 34	Caso 42	Caso 50	Caso 58
Indiretas Negativas	80 kA (35 kA/us)	Caso 03	Caso 11	Caso 19	Caso 27	Caso 35	Caso 43	Caso 51	Caso 59
	80 kA (6 kA/us)	Caso 04	Caso 12	Caso 20	Caso 28	Caso 36	Caso 44	Caso 52	Caso 60
	150 kA (50 kA/us)	Caso 05	Caso 13	Caso 21	Caso 29	Caso 37	Caso 45	Caso 53	Caso 61
	100 kA (50 kA/us)	Caso 06	Caso 14	Caso 22	Caso 30	Caso 38	Caso 46	Caso 54	Caso 62
Diretas	8,5 kA (1,2/50 us)	Caso 07	Caso 15	Caso 23	Caso 31	Caso 39	Caso 47	Caso 55	Caso 63
	8,5 kA (0,5/50 us)	Caso 08	Caso 16	Caso 24	Caso 32	Caso 40	Caso 48	Caso 56	Caso 64

Diante do grande número de casos simulados, foram selecionados os casos de descarga indireta mais severos, em que se verificaram a ocorrência de ruptura da cadeia de isoladores e os casos de descarga direta com taxa de crescimento mais elevada. Esses casos são apresentados em destaque na Tabela 2. Observou-se que os casos simulados, para quaisquer tipo de descarga, com resistências de pé de torre de 15Ω não apresentaram ruptura da isolação da cadeia de isoladores.

3.1 Resultados no Domínio do Tempo

A Tabela 3 apresenta os diversos casos que foram analisados no domínio do tempo e no domínio da frequência. Os casos apresentados consideram a aplicação das descargas nas linhas de transmissão LT01 e LT02, diferentes modelos de representação do transformador, e diferentes tipos de descarga.

Tabela 3 – Casos Analisados no domínio do tempo e no domínio da frequência

Tipo de Descarga	Linha de Transmissão			
	LT 01		LT 02	
	Modelo do Transformador			
	RLC	CAP	RLC	CAP
Indireta Negativa	LT01_RLC_IN (Caso 37)	LT01_CAP_IN (Caso 45)	LT02_RLC_IN (Caso 53)	LT02_CAP_IN (Caso 61)
Indireta Positiva	LT01_RLC_IP (Caso 33)	LT01_CAP_IP (Caso 41)	LT02_RLC_IP (Caso 49)	LT02_CAP_IP (Caso 57)
Direta Positiva	LT01_RLC_DP (Caso 40)	LT01_CAP_DP (Caso 48)	LT02_RLC_DP (Caso 56)	LT02_CAP_DP (Caso 64)

Os resultados das simulações, obtidos com o programa ATP, foram essencialmente as formas de onda das tensões fase-terra dos terminais de alta tensão do transformador, conforme observado nas Figuras 3 e 4. A Figura 3 apresenta as formas de onda de tensão resultantes dos casos simulados considerando a incidência de descargas na LT01. São apresentadas as tensões das fases em que ocorrem a disrupção da cadeia de isoladores

nos casos de descargas indiretas (fase C para descargas negativas e fase A e C para descargas positivas) e as tensões da fase A para os casos de descarga direta, ou seja, na fase em que ocorre a falha da blindagem. A Figura 4, por sua vez, apresenta as tensões resultantes dos casos simulados considerando a incidência de descargas na LT02.

A análise das formas de onda no domínio do tempo apresentadas nas Figuras 3 e 4 demonstram que a representação do transformador através dos modelos RLC e CAP não apresentam variações significativas em termos de amplitude e frequência. Observa-se também através da análise dos casos de descarga indireta positiva aplicadas na LT02 que as tensões das fases A e C apresentam amplitudes e oscilações da mesma ordem de grandeza. Por outro lado, os mesmos casos analisados, para descargas indiretas positivas aplicadas na LT01, não apresentam o mesmo comportamento, pois, verifica-se que a fase A, embora seja a primeira a sofrer a disrupção da cadeia de isoladores, apresenta amplitudes inferiores que a fase C, que sofre a disrupção alguns instante após a fase A. Uma possível causa dessa diferença de comportamento pode estar associado a presença ou não de bobinas de bloqueio (LT01 apresenta bobinas de bloqueio nas fases A e B e a LT02 não apresenta bobinas de bloqueio, conforme Figura 1).

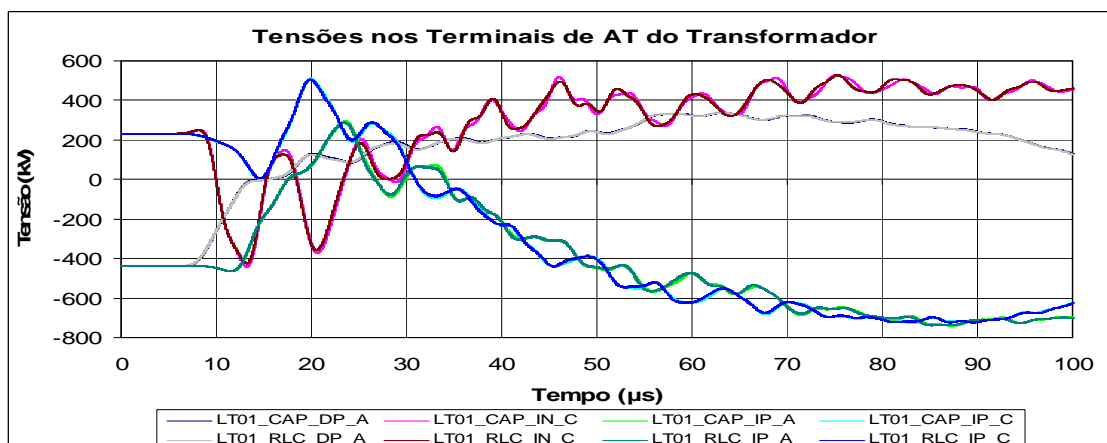


FIGURA 3 – Tensões nos Terminais do Transformador – Aplicação de descargas atmosféricas na LT01

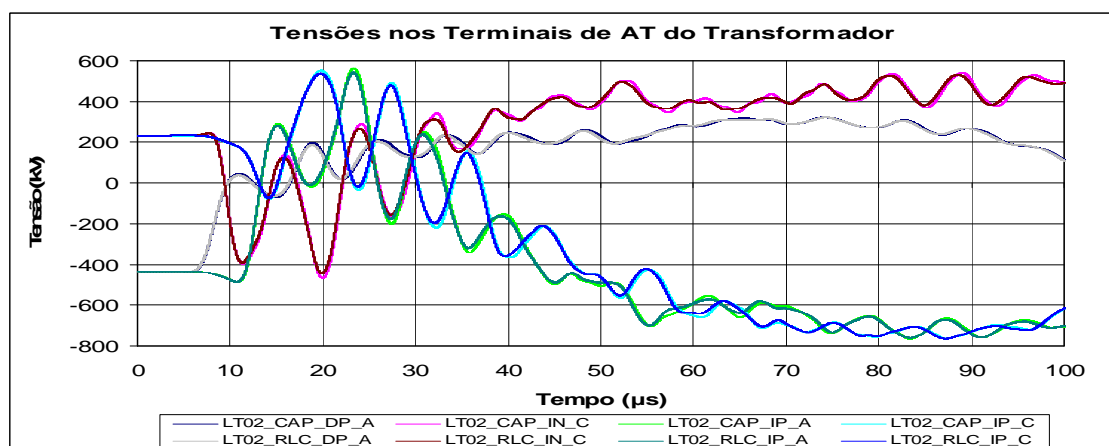


FIGURA 4 – Tensões nos Terminais do Transformador – Aplicação de descargas atmosféricas na LT02

3.2 Resultados no Domínio da Frequência

Os resultados obtidos no domínio do tempo, correspondentes aos casos mais severos conforme apresentado na Tabela 3, foram pós processados no domínio da frequência a fim de se obter o comportamento da Densidade Espectral de Energia (DEE) do sinal correspondente. Nas Figuras 5 a 7 são apresentados os comportamentos da DEE para esses casos. A título de comparação e análise, foram sobrepostas as envoltórias máximas de DEE associadas aos impulsos de manobra e atmosféricos normalizados para o transformador em análise. As Figuras 5 e 6 correspondem, respectivamente, à impulsos atmosféricos oriundos das linhas LT01 e LT02.

Observa-se nas Figuras 5 e 6, que os casos mais severos em termos de DEE, ou seja, aqueles em que a DEE do sinal mais se aproxima da envoltória dos ensaios, ocorrem para descargas indiretas negativas para os casos da LT01 e para os casos analisados na LT02, os casos mais severos ocorrem para as descargas indiretas positivas. Essas diferenças podem estar associadas com a presença de bobinas de bloqueio, ou ainda diferentes impedâncias equivalentes vistas por cada uma das linhas de transmissão

Nas Figuras 5 e 6, observa-se que os casos com o modelo RLC do transformador apresentaram DEE inferiores àquelas observadas para os casos com o modelo CAP do transformador. Semelhante ao que foi constatado nas análises de transitórios de alta frequência resultantes de surtos de manobra realizadas pelo JWG A2/C4-03 [1,2], o modelo RLC é capaz de reduzir as DEE devido a presença do amortecimento introduzido pelas resistências do circuito.

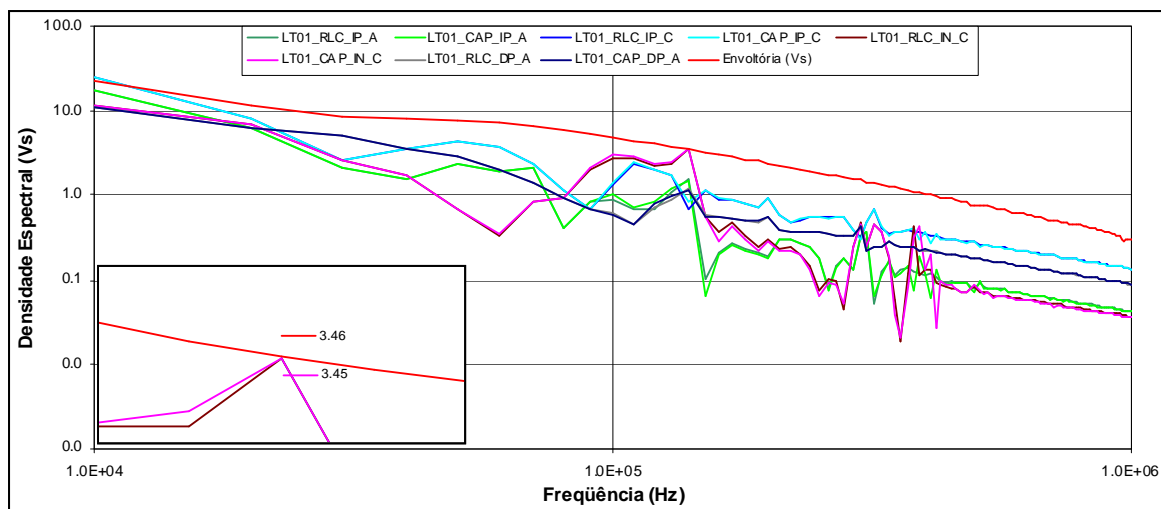


FIGURA 5 – DEE dos surtos de tensão nos Terminais do Transformador –Descargas atmosféricas na LT01.

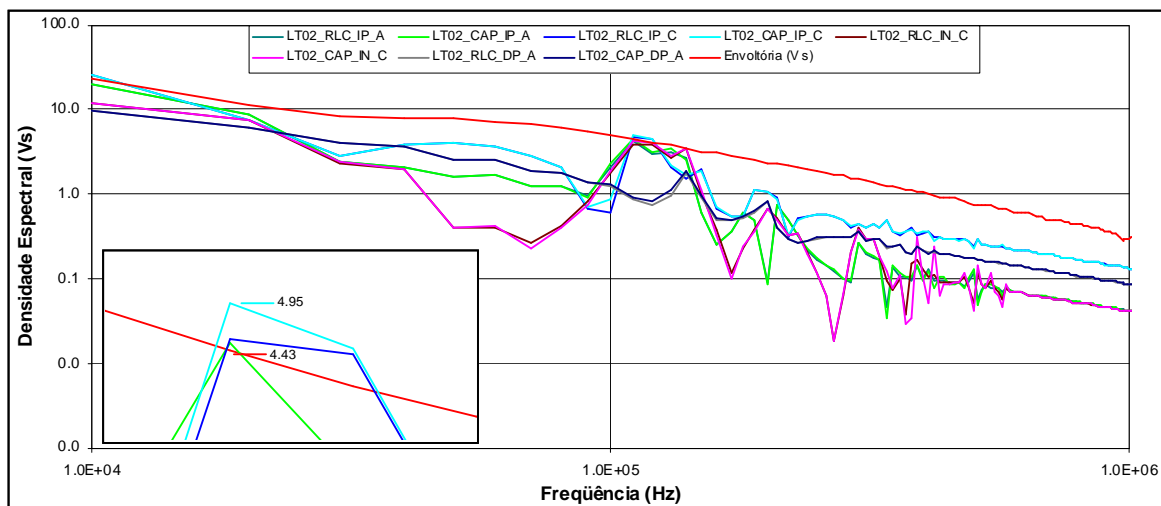


FIGURA 6 – DEE dos surtos de tensão nos Terminais do Transformador –Descargas atmosféricas na LT02.

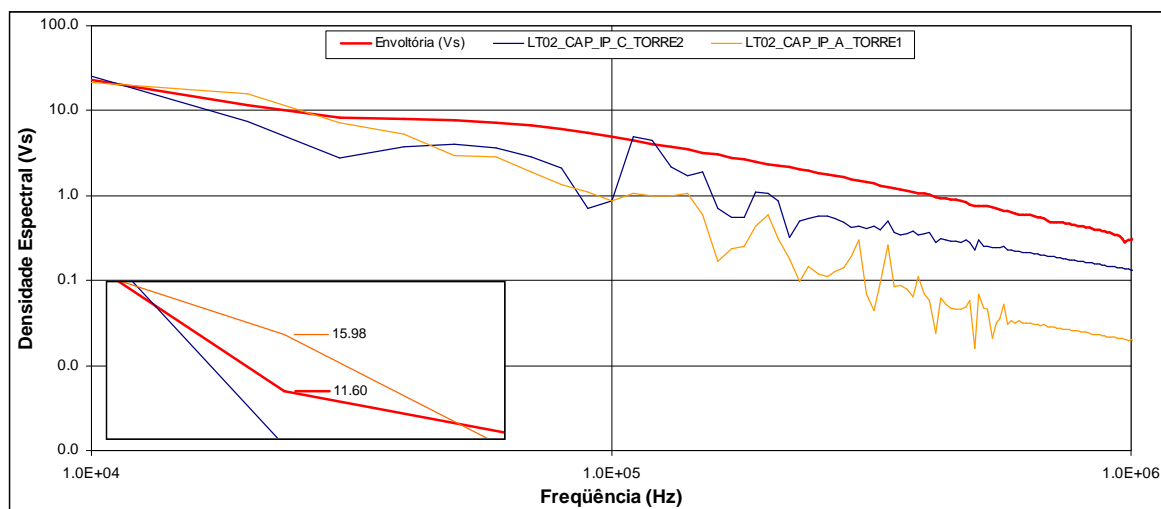


FIGURA 7 – DEE dos surtos de tensão nos Terminais do Transformador – Torre 1 X Torre 2.

De acordo com a Figura 6, verificam-se valores de DEE superiores aos da envoltória de ensaios. A fim de se identificar as condições mais severas em termos de solicitação no domínio da frequência, o caso correspondente ao de maior valor de DEE foi resimulado alterando-se o local de aplicação do surto atmosférico da segunda para a primeira torre após a saída da Subestação. A comparação entre estes casos é apresentada na Figura 7.

Realizando uma análise quantitativa em termos dos Fatores de Severidade no Domínio da Frequência, conforme proposto pelo JWG A2/C4-03 [2], verifica-se que apenas os casos de descarga indireta positiva para a LT 02 apresentaram valores de FSDF maiores que a unidade ($FSDF = 1,12$), ou seja, ultrapassaram a curva de envoltória. Na Figura 7, verificou-se para o caso de surto na primeira torre um aumento no valor do FSDF ($FSDF = 1,38$), com redução da frequência crítica de 110 kHz para 20 kHz.

4.0 - CONCLUSÃO

Semelhante as análises do JWG A2/C4-03, verificou-se a influência do modelo de representação do transformador, que proporciona redução das DEE dos sinais de tensão devido ao amortecimento introduzido pelas resistências do circuito.

A aplicação de descargas atmosféricas em diferentes linhas de transmissão resultou em diferentes solicitações para o transformador. Os casos mais severos para LT 01 foram diferentes dos casos mais severos para a LT 02. Essas diferenças merecem estudos adicionais para verificação da influência de equipamentos da subestação, tais como bobinas de bloqueio e transformadores de potencial capacitivo e análises das impedâncias equivalentes vistas por cada uma das linhas que chegam na subestação.

É importante ressaltar que os casos em que ocorrem violações da curva envoltória das suportabilidades do transformador são decorrentes de surtos atmosféricos de baixa probabilidade de ocorrência. Adicionalmente, a violação da envoltória das suportabilidades do transformador não implica diretamente em superação das características dielétricas do equipamento, mas sim que o equipamento não foi testado em fábrica para tais formas de onda não-padronizadas.

Ressalta-se a importância das análises de transitórios de frente rápida no domínio da frequência, através das curvas de densidade espectral de energia e dos Fatores de Severidade no Domínio da Frequência, pois, possibilitam uma melhor avaliação das suportabilidades do transformador para um amplo espectro de frequências.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MASSARO, U. R. R., ANTUNES, R., FERNANDES, A. B., FREIRE, A. R. F., Sobretensões Transitórias de Alta Frequência quando da Energização de Transformadores de Potência: Estudo de Casos da Eletrosul, XI SEPOPE, Belém, Março de 2009.
- [2] MASSARO, U. R. R., ANTUNES, R., JWG A2/C4-03 Cigré Brasil, Electrical Transient Interaction between Transformers and Power System – Brazilian Experience, IPST 2009, Kyoto, Japão, 2009.
- [3] CAUE – Comité Argentino de Usuarios del EMTP/ATP, Alternative Transient Program, Rule Book, 2002.
- [4] GREENWOOD, A., Electrical Transients in Power Systems, Wiley Interscience, 1971.
- [5] PINCETI, P., GIANNETTONI, M., A simplified model for zinc oxide surge arresters, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, No 2, April 1999.
- [6] GUSTAVSEN, B., “Application of Vector Fitting to High Frequency Transformer Modelling”, IPST 2003, New Orleans, USA, 2003.
- [7] IEEE Working Group 15.08.09, Modeling and Analysis of System Transients Using Digital Programs, Piscataway: IEEE PES Special Publication, 1998.
- [8] Transmission Line Reference Book, 345 kV and Above, 2ª Edição, Electric Power Research Institute, Palo Alto, California, 1982.
- [9] YADEE, P., PREMRUDEEPREECHACHARN, S., Analysis of Tower Footing Resistance Effected Back Flashover Across Insulator in a Transmission System, IPST 2007, Lyon, França, 2007.
- [10] D’ AJUZ, A. *et al*, Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento, 1ª Edição, EDUFF-FURNAS, 1987.
- [11] WG 01 (Lightning), Guide to Procedures for Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines, Cigré, 1991.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Ulisses Roberto Registro Massaro

Nascido em 11/07/1978 em Maringá – PR.

Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina – SC, 2001.

Mestrado em Sistema de Potência pela Universidade Federal de Santa Catarina – SC, 2003.

Engenheiro na área de Estudos Elétricos de Operação da ELETROSUL – a partir de 2002.

Ricardo Antunes

Nascido em 07/05/1976 em Imbituba – SC.

Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina – SC, 1999.

Mestrado em Sistema de Potência pela Universidade Federal de Santa Catarina – SC, 2002.

Engenheiro na área de Estudos Elétricos de Operação da ELETROSUL – a partir de 2002.

Fabio Vieira

Nascido em 07/05/1973 em Florianópolis – SC.

Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina – SC, 1999.

Mestrado em Sistema de Potência pela Universidade Federal de Santa Catarina – SC, 2002.

Engenheiro na área de Estudos Elétricos de Operação da ELETROSUL – a partir de 2002.

Alécio Barreto Fernandes

Nascido em 24/06/1971 em Brasília – DF.

Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal da Paraíba - UFPB (atual Universidade Federal de Campina Grande - UFCG), em 1994.

Mestrado em Engenharia Elétrica/Processamento da Energia pela UFPB, em 1996.

Doutorado em Engenharia Elétrica/Processamento da Energia pela UFPB, em 2001.

MBA em Desenvolvimento Gerencial pelo IAG/PUC-Rio, em 2009.

Professor do Departamento de Engenharia Elétrica da UFPB (1996), em Campina Grande, Brasil.

Engenheiro da ALUMAR (1996 à 1998) em São Luis, Brasil.

Diretor de Pesquisas do NEPEN (2001 à 2003) e coordenador do curso de graduação em engenharia elétrica da Faculdade Pio Décimo (2001 à 2003), em Aracaju, Brasil.

Consultor do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (2003 à 2005), em Recife, Brasil.

Desde 2005 é engenheiro especialista do ONS.

Atualmente desenvolve trabalhos na área de transitórios eletromagnéticos no âmbito do Sistema Interligado Nacional (SIN).