



XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica
SENDI 2012 - 22 a 26 de outubro
Rio de Janeiro - RJ - Brasil

Gilnei José Gama dos Santos	Aes Sul Distribuidora Gaúcha de Energia	gilnei.santos@aes.com
Thaís O. de Carvalho	Universidade de São Paulo - Instituto de Eletrotécnica e Energia	thais@iee.usp.br
Juliana Isabel Lara Uchoa	Aes Sul Distribuidora Gaúcha de Energia	juliana.uchoa@aes.com
Donorvan Rodrigo Fagundes	Aes Sul Distribuidora Gaúcha de Energia	donorvan.fagundes@aes.com
Paulo F. Obase	Universidade de São Paulo - Instituto de Eletrotécnica e Energia	pfobase@iee.usp.br
Alexandre Piantini	Universidade de São Paulo - Instituto de Eletrotécnica e Energia	piantini@iee.usp.br
Jorge M. Janiszewski	Universidade de São Paulo - Instituto de Eletrotécnica e Energia	jorge@lcs.poli.usp.br

Proteção de Transformadores de Distribuição contra Surtos Atmosféricos

Palavras-chave

descargas atmosféricas
sobretensões
taxa de falhas
transformador de distribuição

Resumo

Uma das questões que mais aflige o setor de engenharia das concessionárias de energia diz respeito aos índices de falhas de transformadores. Em que pese os esforços envidados pela AES Sul na busca de um método eficaz e economicamente viável para reduzir esses índices a um nível aceitável, na região da fronteira norte do estado do Rio Grande do Sul, caracterizada por alta densidade de descargas atmosféricas, a taxa de falhas de transformadores é de aproximadamente 6 % ao ano. Ao longo do período 2003 – 2011 as descargas atmosféricas foram apontadas como responsáveis por aproximadamente 47 % do total de avarias dos transformadores de distribuição da empresa. Um Projeto Piloto foi desenvolvido em duas regiões da área de concessão e parraios de baixa tensão foram instalados nos transformadores. A taxa de falhas, contudo, permaneceu praticamente inalterada. Tal situação motivou o desenvolvimento de um estudo com o objetivo de reduzir substancialmente a taxa de falhas dos transformadores frente a sobretensões atmosféricas, o qual envolveu a realização de ensaios de laboratório, desenvolvimento de modelos, simulações computacionais, além de uma análise mais aprofundada dos dados de campo. Este trabalho apresenta a metodologia adotada e as principais conclusões e recomendações do estudo.

1. Introdução

Uma das questões que mais aflige o setor de engenharia das concessionárias de energia elétrica diz respeito

aos índices de falhas de transformadores. Este problema tem grande impacto na área de distribuição, tanto em termos da qualidade do serviço prestado como sob o lado financeiro, que envolve custos associados a interrupções de fornecimento de energia, reformas e substituições dos transformadores avariados, além da imagem da concessionária junto aos consumidores. Os elevados custos dos desligamentos, de reposição dos equipamentos e de manutenção têm levado as concessionárias de energia ao desenvolvimento de estudos e ações com o intuito de reduzir os altos índices de avarias de transformadores.

A AES Sul tem envidado esforços na busca de um método eficaz e economicamente viável para reduzir a taxa de falhas a um nível aceitável, em especial na região da fronteira norte do estado do Rio Grande do Sul, a qual é caracterizada por altos índices de ocorrência de descargas atmosféricas. Nessa região a taxa de falhas de transformadores é de aproximadamente 6 % ao ano e as descargas atmosféricas respondem por uma parcela significativa das avarias. De acordo com [1], no período compreendido entre 2003 e 2007 (4 anos), as descargas atmosféricas ocasionaram danos em 4.385 transformadores, o que representa 48 % do total (9.054 peças). Caso sejam desconsiderados os casos com problemas de interpretação, esse percentual torna-se ainda maior, chegando a um patamar de 53 % do total. Ao longo dos anos de 2008 a 2011 esse número não sofreu alteração importante, tendo sido registradas, em toda a área de concessão da AES Sul, 10.328 falhas, das quais 4.728 (46 %) foram atribuídas a descargas atmosféricas. No período total 2003 – 2011 (8 anos), portanto, as descargas atmosféricas foram consideradas responsáveis por aproximadamente 47 % do total de falhas dos transformadores.

Estudos desenvolvidos em outros países apontam uma melhora significativa da taxa de falhas de transformadores quando da utilização de pararraios no secundário [2 - 12]. Assim, em 2008 a AES Sul iniciou o desenvolvimento de um Projeto Piloto que consistiu na aplicação de pararraios de baixa tensão em parte dos transformadores de duas regiões da Superintendência Fronteira Norte (conjuntos rurais dos municípios de Santiago e São Francisco de Assis), cada uma com cerca de 300 km². Essas áreas foram escolhidas com base na taxa percentual de avarias de cada superintendência regional no período 2006-2007. Na região de Santiago, dos 104 transformadores, 72 foram protegidos com pararraios de baixa tensão, enquanto que no conjunto São Francisco os pararraios foram instalados em 62 transformadores de um total de 111. Praticamente todos os pararraios de baixa tensão foram instalados no primeiro semestre de 2008, ou seja, antes da temporada de verão 2008-2009.

Em função do elevado índice de falhas de transformadores, a AES Sul julgou importante ampliar a investigação do problema na busca de medidas eficazes para melhorar a confiabilidade do sistema de distribuição. Nesse contexto foi desenvolvido o projeto “Investigação Teórico-Experimental e Desenvolvimento de Metodologia para Redução da Taxa de Falhas de Transformadores frente a Surtos Atmosféricos”, fruto de uma parceria com o Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo, através do CENDAT/USP (Centro de Estudos em Descargas Atmosféricas e Alta Tensão). Este trabalho apresenta a metodologia adotada no projeto, os principais resultados e conclusões obtidos e as recomendações de proteção a serem seguidas tendo em vista uma redução substancial da taxa de falhas dos transformadores frente a sobretensões atmosféricas.

A análise mostrou a importância de se reduzir ao máximo a distância entre os dois terminais do pararraios e o transformador. Recomenda-se que essa distância seja preferencialmente inferior a 0,4 m, de modo a reduzir significativamente a probabilidade de ocorrência de sobretensões demasiado elevadas nos terminais do transformador. A utilização de pararraios no secundário só se justifica, no caso da AES Sul, em situações em que a linha de baixa tensão tenha comprimento superior a 500 m e seja exposta a descargas diretas. Nesses casos a distância entre ambos os terminais dos pararraios e o transformador deve ser a menor possível, preferencialmente inferior a 0,4 m.

2. Desenvolvimento

O estudo foi desenvolvido de acordo com quatro etapas principais, descritas a seguir.

2.1 Diagnóstico.

Nessa etapa fez-se a revisão bibliográfica referente ao tema do projeto e a análise das taxas de falhas de transformadores relacionadas a descargas atmosféricas, bem como o levantamento de informações a respeito da densidade de descargas para terra das regiões consideradas. Em seguida as taxas de falhas dos transformadores de cada uma das coordenações operacionais foram classificadas em porcentagem e em números absolutos. Posteriormente esses dados foram divididos considerando a classe de tensão (15 kV ou 25 kV) e o tipo de rede (rural ou urbana). Verificou-se que, do total de falhas, 75 % ocorrem em áreas rurais e 79 % se referem à classe de 25 kV.

Com base nesses dados de taxa de falhas e números absolutos de transformadores danificados, foram escolhidos 5 (cinco) transformadores para os quais foram desenvolvidos modelos de alta frequência tendo em vista a simulação computacional das redes para análise das sobretensões, incluindo os surtos transferidos do primário para o secundário. O desenvolvimento dos modelos se fez necessário porque o circuito convencional de 60 Hz não é adequado para análise da transferência de surtos atmosféricos [2]. No item 2.2 são apresentados exemplos de resultados de ensaios realizados no laboratório de alta tensão do IEE/USP, bem como um exemplo dos modelos obtidos.

2.2 Modelagem de componentes do sistema.

Foram realizados testes em laboratório visando à determinação do comportamento dos componentes mais importantes do sistema frente a surtos atmosféricos e o desenvolvimento de modelos para a simulação desses componentes nos programas computacionais "Alternative Transients Program" (ATP) [13] e "Extended Rusck Model" (ERM) [14 - 17], utilizados para análise das sobretensões decorrentes de descargas diretas e indiretas, respectivamente. Os testes incluíram a avaliação dos níveis de suportabilidade de isoladores de média tensão (com e sem a cruzeta) e de transformadores novos e reformados frente a impulsos com formas de onda típicas de descargas atmosféricas indiretas (além da onda normalizada de impulso atmosférico 1,2/50 microssegundos). Foram também determinadas as características de transferência (resposta em frequência) de transformadores de distribuição típicos da AES Sul e realizados testes com a finalidade de se validar os modelos e estudar os surtos transferidos ao secundário via transformador, em diferentes condições.

A Figura 1 mostra o modelo desenvolvido para um transformador monofásico de 10 kVA, classe 25 kV. Bons resultados foram obtidos nas comparações entre tensões medidas e calculadas transferidas ao secundário quando da aplicação da onda de impulso atmosférico normalizado (impulso 1,2/50 microssegundos) no primário, tanto com o transformador em vazio como com diferentes tipos de carga (resistiva, indutiva e capacitiva). Um exemplo dessas comparações é apresentado na Figura 2.

O comportamento das isolações foi estudado considerando as cruzetas de madeira. Para isso foram realizados ensaios em isoladores de porcelana (tipo pino e tipo pilar) e polimérico (pilar), com classes de tensão de 15 kV e 25 kV. Nos ensaios foram consideradas as condições a seco e sob chuva. Os pararraios foram representados, nas simulações computacionais, através de suas curvas $V \times I$ (tensão versus corrente). No caso de pararraios de média tensão, foram utilizados dados do fabricante, tendo sido utilizada a curva típica apresentada em [2] para representar os pararraios de baixa tensão.

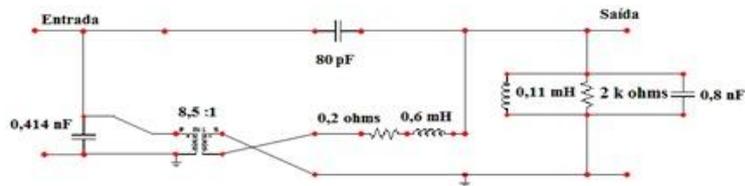


Figura 1 – Modelo do transformador monofásico de 10 kVA, classe 25 kV.

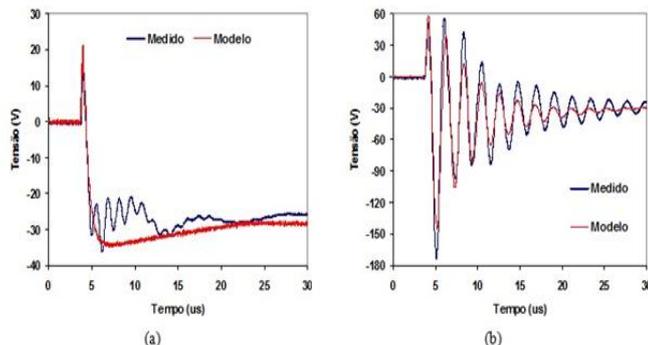


Figura 2 – Tensões transferidas ao secundário do transformador com diferentes condições de carga – comparações entre medições e cálculos (com o modelo apresentado na Figura 1).

- a. carga resistiva de 100 ohms b) carga capacitiva de 330 pF

2.3 Análise de surtos no primário e no secundário do transformador.

Neste trabalho são apresentados, como exemplo, os resultados referentes a uma das configurações de rede mais estudadas no projeto: a do transformador SFR-58 (monofásico, 10 kVA, 25 kV), que apresentou o maior número absoluto de avarias. As simulações foram feitas levando em conta as condições reais da rede. A Figura 3 apresenta o esquema de ligação do transformador e dos parraios de alta e de baixa tensão utilizado nas simulações, destacando-se as distâncias a e b de instalação dos parraios em relação ao transformador. A Figura 4 mostra o esquema de simulação utilizado no ATP.

Salvo quando explicitado de forma diferente, as condições e parâmetros adotados nas simulações foram:

- distâncias $a = 1,7$ m e $b = 1,5$ m;
- quatro transformadores monofásicos de 10 kVA, 25 kV, protegidos por parraios no primário (SFR-876, SFR-57, SFR-21519 e SFR-21686);
- transformador SFR-58, 10 kVA, 25 kV, protegido por parraios no primário;
- todos os postes de madeira, exceto o poste do transformador SFR – 58, que foi suposto de concreto, não tendo sido, entretanto, considerada a ocorrência de disrupções entre fase e neutro na rede secundária;
- resistência de terra dos transformadores (R_t), do ponto de aterramento do neutro e dos consumidores iguais a 20 ohms , 900 ohms e 900 ohms, respectivamente;
- resistividade do solo igual a 2000 ohms.m;
- disrupção do isolador pino de porcelana no poste do transformador SFR-58;

- ionização do solo, considerada conforme o método apresentado em [18];
- vão entre postes da rede primária igual a 100 m, com o condutor à altura média de 8 m, e vão entre postes da rede secundária igual a 80 m, com alturas médias de 6,1 m (fase) e 6,3 m (neutro);
- redes secundária e primária eletricamente desacopladas;
- condutores utilizados: 4 CAA para as redes primária (apenas fase) e secundária (fase e neutro);
- 6 consumidores supridos pelo transformador SFR-58 (2 em cada poste, vide Figura 4), com carga indutiva de 60 microhenry (cada consumidor);
- ramal de ligação de 30 m de comprimento, cabo multiplex 1 x 10 + 10 mm² CA [19];
- incidência da descarga atmosférica direta no condutor fase da média tensão a 100 m do transformador SFR-58.

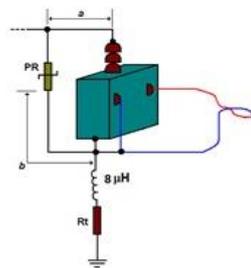


Figura 3 – Esquema de ligação do pararraios de alta tensão no transformador. *Rt*: resistência de terra; PR: pararraios de média tensão; *a* e *b*: distâncias dos terminais do pararraios ao transformador.

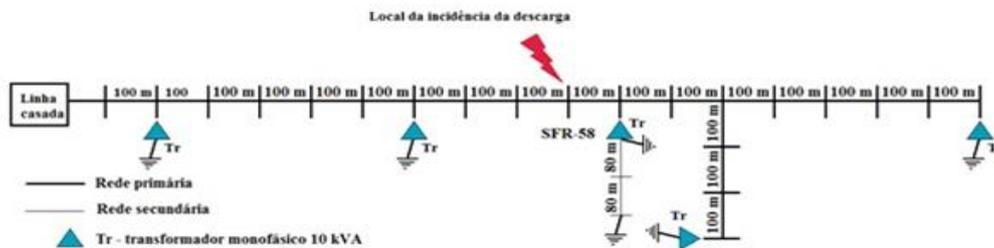


Figura 4 – Esquema da simulação utilizado no ATP.

Foram realizadas diversas simulações com o objetivo de analisar as influências, nas sobretensões, de parâmetros como a resistividade do solo, a resistência de terra, o tempo de frente da corrente da descarga e a distância entre o pararraios e o transformador.

Com relação às distâncias entre os pararraios e o transformador, as simulações mostraram que, no caso de um pararraios de média tensão instalado a 1,7 m do tanque do transformador (padrão atual da AES Sul), descargas diretas no primário podem provocar, nas condições consideradas, tensões próximas de 140 kV nos terminais do primário do transformador. Para verificar como as sobretensões são afetadas pela distância entre o transformador e o pararraios, várias simulações foram realizadas adotando-se diferentes distâncias entre os equipamentos. Os resultados são apresentados nas Figuras 5 e 6 para corrente com amplitude de 31,1 kA e tempo de frente de 2,8 microssegundos; *a* e *b* equivalem aos comprimentos dos cabos de ligação entre o pararraios e o transformador, como mostrado na Figura 3.

A Figura 5 mostra que o efeito dessa distância é significativo, sendo observada grande redução do valor de

pico da tensão no primário do transformador quando os pararraios são movidos da posição atual (padrão da AES Sul) para a posição ideal, isto é, no tanque, junto às buchas do transformador. Nesta condição, as tensões nos terminais do primário ficam limitadas à tensão residual do pararraios (em torno de 80 kV). Por sua vez, a tensão no secundário é pouco afetada pela variação da distância, como mostrado na Figura 6.

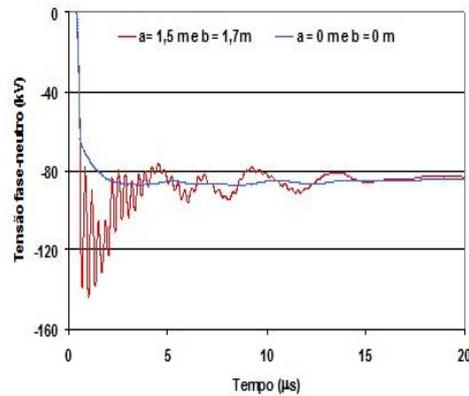


Figura 5 – Tensões fase-neutro no primário do transformador para $I = 31,1$ kA, $t_f = 2,8$ microssegundos (primeira descarga) para diferentes distâncias entre o transformador e o pararraios.

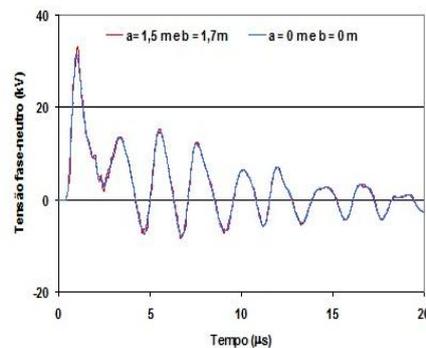


Figura 6 – Tensões fase-neutro no secundário do transformador para $I = 31,1$ kA, $t_f = 2,8$ microssegundos (primeira descarga) para diferentes distâncias entre o transformador e o pararraios.

Foram também investigadas as possíveis causas de avaria de transformadores protegidos por pararraios tanto no primário como no secundário. Foram calculados, para diferentes situações, os valores mínimos da corrente da descarga atmosférica que provocam sobretensões superiores à tensão crítica de descarga disruptiva (CFO - *Critical Impulse Flashover Voltage*), ou seja, à tensão que provoca descarga disruptiva em 50 % dos casos.

As formas de onda das descargas atmosféricas foram representadas pela função de Heidler [20]. Foram consideradas correntes com diferentes amplitudes e tempos de frente, conforme [21]. Inicialmente escolheu-se o valor de amplitude de corrente da primeira descarga com 50 % de probabilidade de ser excedido (31,1 kA [21]) e determinou-se o valor correspondente de tempo de frente para que a sobretensão entre o terminal de alta tensão e o tanque do transformador ultrapassasse o valor de 156 kV, que corresponde ao CFO. Esse valor de tensão foi considerado como referência para análise das hipóteses de falha do equipamento. Depois, utilizando o mesmo procedimento para um valor de amplitude de corrente elevado, com probabilidade de apenas 5 % de ser excedido (90 kA– [21]), obteve-se o tempo de frente correspondente. Em seguida, outras simulações foram feitas para a primeira descarga fixando-se os tempos de frente com 50 % e com 95 % de probabilidade de serem excedidos e determinando as respectivas amplitudes de corrente para as quais a sobretensão entre o terminal do primário e o tanque do transformador ultrapassa o valor de CFO. Nota-se que, ao contrário da amplitude da corrente, o tempo de frente mais curto

é mais crítico em termos da amplitude da sobretensão no transformador, daí a escolha do valor com 95 % de probabilidade de ser excedido.

Foram consideradas nas simulações formas de onda típicas tanto da primeira descarga (“return stroke”) como das descargas subsequentes (“subsequent strokes”). Os valores de amplitude de corrente e de tempo de frente calculados e as respectivas probabilidades desses valores serem excedidos são apresentados nas Tabelas 1 e 2, juntamente com os valores correspondentes de tensão no primário e no secundário obtidos nas simulações.

Tabela 1 – Características da primeira descarga atmosférica de retorno [21], com as respectivas probabilidades $P(I)$ e $P(t_f)$ dos valores serem excedidos e correspondentes valores de tensão nos terminais do primário U_P e do secundário U_S do transformador SFR-58.

I (kA)	$P(I)$	t_f (μs)	$P(t_f)$	U_P (kV)	U_S (kV)
31,1	50 %	2,8	83 %	- 157	5,2
90,0	5 %	7,4	3 %	- 157	4,1
47,0	25%	3,8	50 %	- 158	4,8
13,0	85 %	1,5	95 %	- 159	5,3

Tabela 2 - Características das descargas atmosféricas subsequentes [21], com as respectivas probabilidades $P(I)$ e $P(t_f)$ dos valores serem excedidos e correspondentes valores de tensão nos terminais do primário U_P e do secundário U_S do transformador SFR-58.

I (kA)	$P(I)$	t_f (μs)	$P(t_f)$	U_P (kV)	U_S (kV)
12,3	50 %	1,1	20 %	- 158	5,2
29,2	5 %	2,0	8 %	- 158	5,5
7,4	79 %	0,7	50 %	- 158	5,0
2,7	98 %	0,2	95 %	- 158	6,2

Verifica-se que correntes com tempos de frente curtos, como é o caso das correntes das descargas subsequentes, mesmo tendo amplitudes relativamente baixas, podem causar sobretensões suficientemente elevadas para danificar o transformador. Este é um resultado importante, pois aproximadamente 80 % das descargas nuvem-solo são múltiplas, ou seja, possuem mais de uma descarga de retorno [22 - 25].

Convém ressaltar que, de acordo com os critérios utilizados e com os resultados obtidos nas simulações, a presença de parraios no primário (considerando o padrão atual da AES Sul) não previne a ocorrência de avaria no transformador no caso de incidência de descargas atmosféricas com tempos de subida muito curtos na rede de média tensão. Quando o parraios é instalado a uma distância apreciável do transformador, os valores das sobretensões podem exceder o CFO, o que pode resultar na falha do equipamento. Por essa razão, é importante diminuir a distância de instalação do parraios para minimizar a probabilidade de ocorrência de falhas do transformador causadas por descargas diretas na rede de média tensão.

De acordo com os critérios adotados nas simulações, os valores calculados das tensões transferidas do primário para o secundário via transformador foram inferiores ao CFO dos terminais de baixa tensão do equipamento considerado nas simulações (20 kV) para todas as formas de onda de correntes de descarga. Conclui-se, então, que provavelmente não haverá falha do transformador (enrolamento de BT), embora isso dependa das condições de deterioração da isolação pelo tempo de uso e pelas condições de operação do transformador.

Com relação às descargas diretas na rede de baixa tensão, como as redes primária e secundária do transformador SFR-58 não estão eletricamente acopladas, ou seja, a linha de baixa tensão não está sob a linha primária, existe a possibilidade de descargas atmosféricas atingirem diretamente os condutores do secundário. Nessa situação, mesmo com a presença de parraios de baixa tensão o transformador pode

falhar se a descarga incidente tiver alto conteúdo energético, pois o pararraios pode não ter capacidade suficiente para absorver essa energia. Uma eventual falha do pararraios resultaria em uma solicitação excessiva no enrolamento secundário, acarretando então a falha do transformador.

Várias outras simulações foram realizadas considerando diferentes valores das distâncias entre os pararraios de média tensão e o transformador e configurações poste-isolador (postes de madeira com isoladores de pino – padrão atual - e de concreto com isoladores pilar- padrão novo). Essas simulações tiveram por objetivo avaliar diferentes possibilidades e fornecer subsídios para a definição da recomendação de proteção dos transformadores, através da estimativa do ganho obtido com a adoção de determinada recomendação de proteção em termos de redução da probabilidade de falhas de transformadores por descargas atmosféricas diretas na rede primária. Para tanto, foi desenvolvida uma metodologia para avaliar, quantitativamente, a redução da taxa de falhas obtida com a redução da distância entre o transformador e os pararraios, levando em conta a distribuição estatística das amplitudes e dos tempos de frente tanto da primeira como das descargas subsequentes. A distribuição estatística dos tempos de frente foi dividida em intervalos de probabilidades, associando a cada um o correspondente tempo de frente t_f . Para cada valor de t_f foi, então, determinada a amplitude de corrente que causa falha no transformador e sua correspondente probabilidade de ocorrência. A somatória das assim calculadas contribuições dos intervalos de probabilidade fornece a probabilidade de ocorrência de avaria no transformador, para uma dada configuração, seja para a primeira descarga como para descarga subsequente. Para a estimativa da probabilidade de ocorrência de falha, assumiu-se, com base em [22 - 25], que em 80 % dos casos as descargas atmosféricas têm pelo menos uma descarga subsequente.

2.4 Análise dos resultados das simulações computacionais, dados de campo (Projeto Piloto), e de estudos realizados em outros países.

Com base na análise de dados realizada na etapa de diagnóstico e considerando os resultados da grande quantidade de simulações efetuadas, que levaram em consideração o fato de que a grande maioria das falhas atribuídas a descargas atmosféricas ocorre nas linhas rurais (75 %) e nas linhas de classe 25 kV (79 %), foram estabelecidas recomendações para a proteção dos transformadores. Tais recomendações se referem principalmente ao modo de instalação dos pararraios no lado de alta tensão, uma vez que em levantamento realizado pela AES Sul verificou-se que, considerando toda a região sob sua responsabilidade, 93 % das falhas por descargas atmosféricas ocorrem no primário, ou seja, apenas 7 % das falhas ocorrem no secundário.

Assim, recomenda-se que os pararraios do primário sejam instalados à menor distância possível (preferencialmente $< 0,4$ m) do terminal da bucha do transformador, sendo os terminais de terra dos mesmos conectados ao tanque por meio de cabo de pequeno comprimento (preferencialmente $< 0,4$ m). Com relação ao secundário, recomenda-se a instalação de pararraios apenas se a linha de baixa tensão tiver comprimento superior a 500 m e estiver exposta a descargas diretas (ou seja, quando não estiver sob a linha de média tensão). Também nesse caso os pararraios devem ser instalados preferencialmente a uma distância inferior a 0,4 m dos terminais do transformador.

Cumpramos esclarecer a diferença fundamental entre os resultados obtidos neste projeto e em outros estudos. Investigações realizadas nos EUA indicaram a importância de instalação de pararraios de baixa tensão como medida eficaz para a redução de falhas em transformadores em função da possibilidade de avarias causadas por surtos vindo do secundário (“*low-side surges*”) [3 - 10]. A principal conclusão de uma longa pesquisa desenvolvida na Austrália também apontou a instalação de pararraios junto aos terminais de baixa tensão como fundamental para reduzir significativamente a taxa de falhas de transformadores de distribuição [11, 12]. Desse modo, a iniciativa da AES Sul de desenvolver o Projeto Piloto, com a instalação de pararraios na baixa tensão de grande parte dos transformadores das regiões de Santiago e São Francisco de Assis, estava amplamente respaldada pelos resultados dessas pesquisas.

Entretanto, na região do Projeto Piloto em Santiago, os transformadores protegidos na baixa tensão apresentaram taxas de falha elevadas: 2,8 % em 2009, 8,3 % em 2010 e 5,6 % em 2011. Também na região de São Francisco de Assis a solução adotada não se mostrou eficaz, pois as taxas de falha dos transformadores protegidos na baixa tensão foram 13 % em 2009, 10 % em 2010 e 6 % em 2011.

Tais resultados apresentaram-se como conflitantes em relação aos estudos desenvolvidos na Austrália e nos EUA e foram objeto de estudos mais aprofundados. As diversas simulações computacionais realizadas, através das quais se tentou reproduzir da forma mais fiel possível não só as características das redes rurais e urbanas, mas também o comportamento dos principais equipamentos da AES Sul (transformadores, pararraios e isoladores) mostraram resultados coerentes em relação àqueles obtidos no Projeto Piloto. Ou seja, as simulações também apontaram como principal problema os surtos oriundos do lado primário, de modo que a instalação de pararraios no lado de baixa tensão não deveria alterar significativamente a taxa de falhas dos transformadores da AES Sul.

Observando-se mais atentamente os estudos desenvolvidos na Austrália e nos EUA verifica-se que não há nenhuma contradição e que as diferentes conclusões em relação aos transformadores da AES Sul podem ser explicadas.

Os estudos realizados nos EUA trataram basicamente de transformadores monofásicos com secundário com derivação, sendo o neutro ligado ao ponto central do enrolamento de baixa tensão. Esse tipo de transformador é muito suscetível a falhas decorrentes de surtos injetados no enrolamento secundário, de acordo com o mecanismo descrito em [2 - 10]. De maneira resumida, o problema ocorre quando em alguma situação, como por exemplo a incidência de uma descarga na rede primária provoca a atuação do pararraios, a divisão da corrente do surto entre os aterramentos do transformador e do consumidor e a elevação do potencial do neutro. Como consequência, parte da corrente do surto é injetada nos enrolamentos do secundário, provocando sobretensões no primário. Devido às características desse tipo de transformador, a tensão total entre os terminais do primário é muito baixa, de modo que o pararraios não atua. Entretanto, as tensões às quais cada metade do enrolamento está submetida (tensões entre cada um dos terminais do primário em relação ao centro do enrolamento) podem ser suficientemente elevadas para ocasionar a avaria do transformador. É importante observar que a falha pode ocorrer mesmo que o pararraios esteja em perfeitas condições, pois sendo baixa a tensão entre os terminais do primário, o pararraios não atuará.

Entretanto, a AES Sul tem muito poucos transformadores com essa configuração, de modo que tal solução não se aplica à empresa.

Na Austrália, por sua vez, dois aspectos contribuíam para a elevada taxa de falhas dos transformadores:

- a distância entre os pararraios do primário e os transformadores, que em alguns casos excedia 3 m;
- a existência de muitas linhas de baixa tensão com extensões superiores a 500 m e expostas a descargas diretas.

Embora a análise realizada em [11, 12] aponte a instalação de pararraios no secundário como o principal fator responsável pela redução do número de falhas dos transformadores, convém ressaltar que a proposta apresentada incluía também a redução da distância entre esses dois equipamentos.

Não obstante existirem na área de concessão da AES Sul circuitos secundários com comprimentos superiores a 500 m, essa certamente não é a situação predominante, de modo que a incidência de descargas diretas nos condutores de baixa tensão não explica os elevados índices de falhas dos transformadores da empresa. Assim, a instalação de pararraios junto aos terminais de baixa tensão dos transformadores (com a menor distância possível, preferencialmente inferior a 0,4 m) só se justifica quando o comprimento da linha

for superior a 500 m e a mesma estiver exposta a descargas diretas, ou seja, quando não estiver abaixo da linha de média tensão.

3. Conclusões

O trabalho apresentou algumas das atividades desenvolvidas ao longo do projeto que envolveram ensaios de laboratório, desenvolvimento de modelos para os principais componentes do sistema, análise de dados de campo e centenas de simulações computacionais considerando diversas situações representativas de redes de 15 kV e de 25 kV, rurais e urbanas, da AES Sul. As simulações mostraram que o novo padrão da AES Sul, que prevê a substituição dos postes de madeira por postes de concreto, será benéfico do ponto de vista dos transformadores, pois impedirá a propagação de sobretensões elevadas por longas distâncias em função do menor valor da tensão crítica de descarga disruptiva (CFO) da rede.

O estudo possibilitou explicar os dados observados em campo, nas regiões onde se implantou o Projeto Piloto, onde praticamente não se verificou nenhuma redução da taxa de falhas dos transformadores após a aplicação dos pararraios junto ao secundário no período de 2008 - 2011 (4 anos). Tais resultados foram coerentes com aqueles derivados das simulações, apesar de contrários à expectativa inicial criada a partir das conclusões obtidas em outros países, particularmente na Austrália e nos Estados Unidos, nos quais o número de avarias foi substancialmente reduzido com a instalação de pararraios de baixa tensão. Demonstrou-se que as conclusões obtidas nessas pesquisas são válidas e aplicáveis em situações que envolvam características semelhantes às consideradas nos estudos. Entretanto, as redes e os transformadores da AES Sul apresentam outras características, o que explica os diferentes resultados encontrados.

Convém ressaltar que a utilização de pararraios no lado de baixa tensão dos transformadores certamente seria benéfica e contribuiria para redução da taxa de falhas, porém no caso da AES Sul tal medida não se justifica sob o ponto de vista econômico, a não ser em situações em que a linha de baixa tensão seja relativamente longa (comprimento superior a 500 m) e exposta a descargas diretas, isto é, quando não estiver abaixo da linha de média tensão. Nesses casos a instalação de pararraios junto aos terminais do secundário é recomendada, com a observação de que a distância entre ambos os terminais dos pararraios e o transformador deve ser a menor possível, preferencialmente inferior a 0,4 m. A eficácia dos pararraios diminui à medida que essa distância aumenta e, conforme se verificou na análise das falhas ocorridas na região do Projeto Piloto, esse fato é particularmente importante no caso de descargas subsequentes, as quais são caracterizadas por tempos de frente muito curtos.

Entende-se que a principal razão da elevada taxa de falhas observada em algumas coordenações da AES Sul está relacionada à distância entre os pararraios de média tensão e o transformador, que deve ser reduzida. Recomenda-se que em todas as coordenações a distância entre os dois terminais do pararraios e o transformador seja, preferencialmente, inferior a 0,4 m, pois tal medida resultará em significativa redução da probabilidade de ocorrência de sobretensões nos terminais do transformador com amplitudes superiores ao seu nível de suportabilidade. As simulações mostraram que, tanto para linhas monofásicas como trifásicas, a adoção dessa recomendação resultará, em relação ao padrão atual da AES Sul, em redução superior a 50 % na probabilidade de ocorrência de falhas devido a descargas atmosféricas diretas incidentes nas proximidades do transformador.

É importante destacar que as recomendações apresentadas estão fundamentadas em resultados tanto de simulações, nas quais foram consideradas as características das redes e dos equipamentos da AES Sul, como de observações de campo, de modo que espera-se obter uma redução significativa da taxa de falhas dos transformadores após a implantação do esquema de proteção recomendado.

4. Referências bibliográficas

- [1] BATISTA, E. L.; JESUS, N. C.; OLIVEIRA, H. R. P. M.; TAGLIARI, C.; DIFANTE, E. B.; SANTOS, W. L. Proposta de redução de avarias de transformadores: investigação do fenômeno de surtos secundários e aplicação de pararraios de baixa tensão. in Proc. XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Olinda, Out. 2008.
- [2] PIANTINI, A. Lightning protection of low-voltage networks. In: Lightning Protection, (IET Power and Energy Series, London, 58), 2010, Chapter 12, pp. 553-634.
- [3] DUGAN, R. C.; WILLIAMS JR., C. W.; SHARMA, H. Low-side surges in distribution transformers. IEEE Rural Electric Power Conference, 2007, pp. C4-1 - C4-7 (paper No. 07 C4)
- [4] DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAM, M. F.; SANTOSO, S.; BEATY, H. W. Electrical Power Systems Quality, McGraw-Hill, Second Edition, 2004.
- [5] MARZ, M. B.; MENDIS, S. R. Protecting load devices from the effects of low-side surges. IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 29, n. 6, pp. 1196-1203, nov./dec. 1993.
- [6] TASK FORCE ON LOW-SIDE SURGE REQUIREMENTS FOR DISTRIBUTION TRANSFORMERS Secondary (low-side) surges in distribution transformers. *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 7, n. 2, pp. 746-755, Apr. 1992.
- [7] GOEDDE, G. L.; DUGAN, R. C.; ROWE, L. D. Full scale lightning surge tests of distribution transformers and secondary systems. *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 7, n. 3, pp. 1592-1600, Jul. 1992.
- [8] DUGAN, R. C.; KERSHAW Jr., S. S.; SMITH, S. D. Protecting distribution transformers from low-side current surges. *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 5, n.4, pp. 1892-1901, out. 1990.
- [9] PURI, J. L.; ABI-SAMRA, N. C.; DIONISE, T. J.; SMITH, D. R. Lightning induced failures in distribution transformers. *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 3, n°4, pp. 1784-1801, Oct. 1998.
- [10] DUGAN, R. C.; SMITH, S. D. Low-voltage-side current-surge phenomena in single-phase distribution transformer systems. *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 3, n. 2, pp. 637-647, Apr. 1988.
- [11] DARVENIZA, M. Lightning arrester protection of distribution transformers – revisited. Proceedings of the 6th International Symposium on Lightning Protection (SIPDA), São Paulo, Nov. 2001, pp. 385-389.
- [12] DARVENIZA, M.; MERCER, D. R. Lightning protection of pole mounted transformers. *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 4, n. 2, pp. 1087-1095, Apr. 1989.
- [13] ATP - Alternative Transients Program rule book, Leuven EMTP Center, 1987.
- [14] PIANTINI, A.; JANISZEWSKI, J. M. Lightning-induced voltages on overhead lines - application of the Extended Rusck Model. *IEEE Trans. Electromagnetic Compatibility*, vol. 51, n° 3, pp. 548-558, Ago. 2009.

- [15] PIANTINI, A.; JANISZEWSKI, J. M. The Extended Rusck Model for calculating lightning induced voltages on overhead lines. Proc. VII International Symposium on Lightning Protection, Nov. 2007, pp. 151-155.
- [16] PIANTINI, A.; JANISZEWSKI, J. M. An improved model for lightning induced voltages calculations. Proc. IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition, São Paulo, Nov. 2004, pp. 554-559.
- [17] PIANTINI, A.; JANISZEWSKI, J. M. Induced voltages on distribution lines due to lightning discharges on nearby metallic structures. *IEEE Trans. Magnetics*, vol. 34, n° 5, pp. 2799-2802, Sep. 1998.
- [18] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE Std. 1410: IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines, 2010.
- [19] RIC BT. Regulamento de instalações consumidoras. Fornecimento em tensão secundária. Rede de distribuição aérea, AES Sul, 2006
- [20] HEIDLER, F.; CVETIC, J. M.; STANIC, B. V. Calculation of lightning current parameters. *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 14, n. 2, pp. 399-404, Apr. 1999.
- [21] ANDERSON, R. B.; ERIKSSON, A. J. Lightning Parameters for Engineering Application. *Electra*, n. 69, pp. 65-102, Mar. 1980.
- [22] RAKOV, V.A.; UMAN, M.A. Some properties of negative cloud-to-ground lightning flashes versus stroke order. *J. Geophys. Res.*, 95, pp.5447-5453, 1990.
- [23] COORAY, V.; PEREZ, H. Some features of lightning flashes observed in Sweden. *J. Geophys. Res.* 99: 10, pp. 683-8, 1994.
- [24] COORAY, V.; JAYARATNE, K.P.S.C. Characteristics of lightning flashes observed in Sri Lanka in the tropics, *J. Geophys. Res.* 99: 21, pp. 051-6, 1994.
- [25] SARAIVA, A.C.V.; SABA, M.M.F.; PINTO JR., O.; CUMMINS, K.L.; KRIDER, E.P.; CAMPOS, L.Z.S. Comparative study of negative cloud-to-ground lightning characteristics in São Paulo (Brazil) and Arizona (United States) based on high-speed video observations. *J. Geophys. Res.*, 115, D11102, doi:10.1029/2009JD012604, 2010.
-