



XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

Proposta de Redução de Avarias de Transformadores: Investigação do Fenômeno de Surtos Secundários e Aplicação de Pára-Raios de Baixa-Tensão

| | | |
|---------------------------|---------------------------|----------------------------------|
| Édson Luis Batista | Nelson C. de Jesus | Hermes R.P.M. de Oliveira |
| AES Sul | AES Sul | AES Sul |
| edson.batista@aes.com | nelson.jesus@aes.com | hermes.oliveira@aes.com |

| | | |
|-------------------------|---------------------------|---------------------------------|
| Cássio Tagliari | Eduardo B. Difante | Wellington L. Santos |
| AES Sul | AES Sul | Clamper |
| cassio.tagliari@aes.com | eduardo.difante@aes.com | wellington.lucas@clamper.com.br |

Palavras-chave

Sistema de Distribuição
Pára-Raios de Baixa Tensão
Descarga Atmosférica
Avaria de Transformador

Resumo

Este trabalho descreve um estudo sobre a taxa de avaria de transformadores de distribuição na área de concessão da AES Sul com uma proposta de mitigação através da utilização de pára-raios de baixa tensão na rede secundária dos transformadores. São apresentados dados sobre avaria de transformadores considerando as principais causas, bem como a conceituação do problema de surtos secundários nas redes de baixa tensão quando da ocorrência de descargas atmosféricas. Apresentam-se ainda os critérios e parâmetros adotados na priorização do projeto piloto, com o objetivo de realizar uma blindagem dos transformadores em áreas críticas, além de outros aspectos relacionados a implementação da proposta.

1. Introdução

A avaria de transformadores de distribuição é um item de constantes solicitações do setor de engenharia das concessionárias no que tange a busca pela redução da taxa de avaria, obtida em relação ao parque de transformadores instalados. Este problema causa grande impacto na distribuição de energia tanto no lado da qualidade do serviço prestado (indicadores), como no lado financeiro, com custos de reformas e substituições dos transformadores avariados. Podem ser observadas varias causas motivadoras das avarias e uma análise histórica torna-se um importante ponto de partida para mitigação do problema. Encontrar uma maneira eficaz e viável de garantir a manutenção da vida útil do transformador é o grande desafio, sendo apresentado a seguir um caso em desenvolvimento na área de concessão AES Sul, mais precisamente na região da fronteira oeste do estado do Rio grande do Sul, região de elevada ocorrência de descargas atmosféricas e conseqüente taxa de falhas.

2. Causas de Avarias de Transformadores

Este item apresenta uma avaliação sobre as causas de avarias de transformadores de distribuição. Inicialmente, foram analisados os dados históricos referentes às avarias de transformadores de distribuição da AES Sul nos últimos quatro anos, com o intuito de se identificar as causas predominantes. Esta análise levou em consideração 9.054 unidades avariadas no período considerado, com destaque para cinco causas mais frequentes, conforme ilustrado na figura 1.

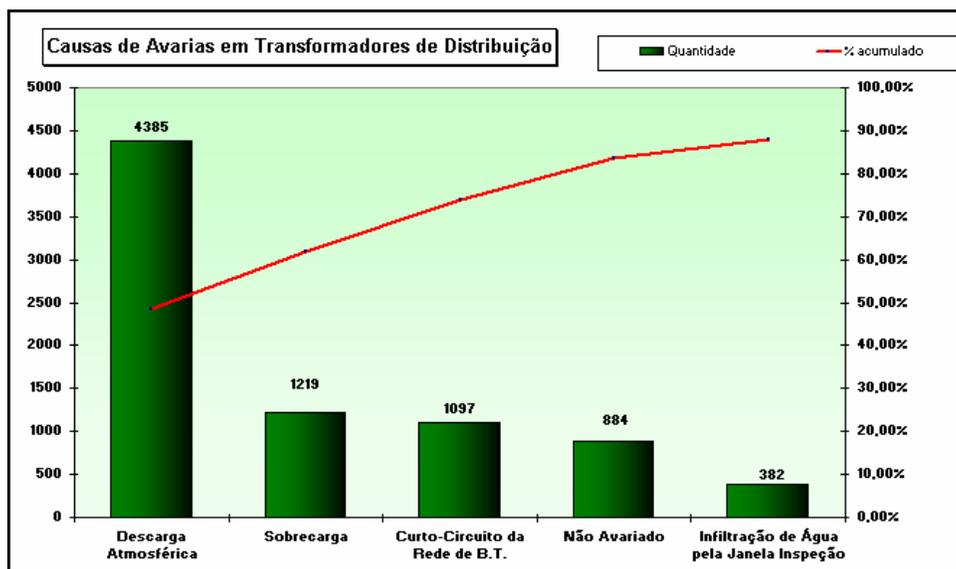


Figura 1 - Principais causas de avarias de transformadores de distribuição da AES Sul

No período analisado, compreendido entre 2003 e 2007, os transformadores avariados por descargas atmosféricas representam cerca de 48%, ou seja, 4.385 peças do número absoluto total de 9.054 peças. Se for considerado o universo de transformadores realmente danificados, ou seja, desconsiderando-se os casos com problemas de interpretação, transformadores não avariados, o percentual torna-se ainda mais crítico, chegando a um patamar de 53% do total avariado. A figura 2 mostra a taxa de avaria percentual em cada superintendência regional da AES Sul, cujos dados serviram como base para determinação das áreas críticas e conseqüente estratégia de priorização dos circuitos dentro do projeto piloto para redução das avarias por meio da aplicação de pára-raios de baixa tensão (PRBT).

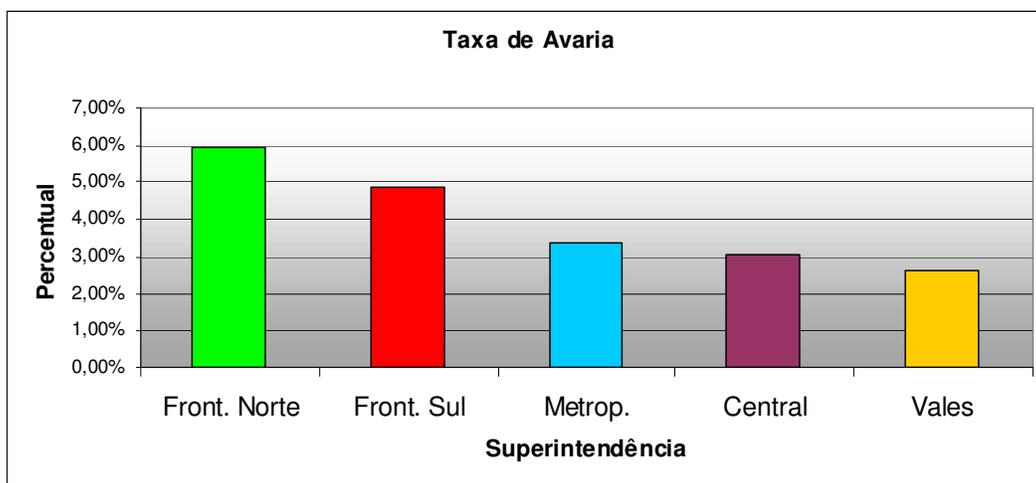


Figura 2 - Taxa de avaria por região

3. Descargas Atmosféricas

Historicamente, as ocorrências de descargas atmosféricas representam a principal causa de avaria dos transformadores de distribuição da AES Sul. Da mesma forma, este impacto também é comum as demais concessionárias de distribuição do País [1]. O Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) publicou recentemente o ranking das cidades com maior densidade de descargas atmosféricas (raios/km².ano), conforme mostrado na tabela 1, referente à classificação dos vinte principais municípios [2]. Dentre os dez primeiros municípios apontados neste levantamento, seis estão localizados no estado do Rio Grande do Sul, o que significa potencial tendência de problemas de operação do sistema de distribuição, com perturbações na qualidade de energia e possíveis danos aos equipamentos. Portanto, quanto à incidência de descargas atmosféricas, nota-se que cinco das 10 primeiras cidades estão na área de concessão da AES Sul, citando Unistalda, Itacurubi, Santiago, Bossoroca e Santo Antônio das Missões. Portanto, uma representação de 50% em relação ao ranking citado, destacando-se ainda, os municípios em segundo e terceiro lugares no ranking nacional, sendo que os mesmos apresentam a primeira e segunda maior incidência de descargas no Estado do Rio Grande do Sul. Por outro lado, em termos da quantidade de descargas incidentes (número de raios), os mesmos cinco municípios na área da AES Sul representam cerca de 90% do total da lista referenciada (soma do número de raios nos primeiros dez municípios da relação). Obviamente, além dos prejuízos com danos em equipamentos eletro-eletrônicos, esta representatividade implica em maiores dificuldades na operação do sistema frente ao significativo número de incidências. Ressalta-se que o levantamento aponta relação direta com a região identificada com maior taxa de avaria de transformadores, com é o caso dos municípios de Santiago e São Francisco de Assis.

Tabela 1 - Levantamento dos municípios com maior densidade de raios no Brasil

| Classif. Geral | Classif. Estado | Nome do Município | UF | Area Total (km ²) | Num. Raios | Dens. Raios (raios/km ² .ano) |
|----------------|-----------------|---------------------------|----|-------------------------------|------------|--|
| 1 | 1 | São Caetano do Sul | SP | 15,4 | 280 | 12,153 |
| 2 | 1 | Unistalda | RS | 602,4 | 10471 | 11,588 |
| 3 | 2 | Itacurubi | RS | 1118,0 | 15972 | 9,524 |
| 4 | 2 | Suzano | SP | 205,9 | 2863 | 9,271 |
| 5 | 3 | Mauá | SP | 62,3 | 864 | 9,247 |
| 6 | 3 | Santiago | RS | 2413,1 | 33247 | 9,185 |
| 7 | 4 | Bossoroca | RS | 1596,2 | 21227 | 8,866 |
| 8 | 4 | Santo André | SP | 174,8 | 2285 | 8,713 |
| 9 | 5 | Santo Antônio das Missões | RS | 1714,2 | 22195 | 8,632 |
| 10 | 6 | Progresso | RS | 255,1 | 3291 | 8,600 |
| 11 | 5 | Ribeirão Pires | SP | 99,2 | 1278 | 8,591 |
| 12 | 6 | Guarulhos | SP | 318,0 | 4089 | 8,572 |
| 13 | 7 | Manoel Viana | RS | 1390,7 | 17808 | 8,537 |
| 14 | 1 | Porto Real | RJ | 50,6 | 645 | 8,500 |
| 15 | 7 | Ferraz de Vasconcelos | SP | 30,1 | 382 | 8,469 |
| 16 | 8 | Itaquaquecetuba | SP | 81,8 | 1032 | 8,413 |
| 17 | 1 | Porto Murtinho | MS | 17734,9 | 222435 | 8,361 |
| 18 | 8 | São Francisco de Assis | RS | 2508,5 | 31278 | 8,313 |
| 19 | 9 | Poá | SP | 17,2 | 214 | 8,305 |
| 20 | 2 | Miranda | MS | 5478,6 | 67525 | 8,217 |

A título de ilustração e considerando os dados disponíveis no SIMEPAR, também identifica-se um elevado aumento das tempestades com descargas atmosféricas na área de concessão da AES Sul no ano de 2007, favorecendo a ocorrência de surtos no sistema e aumento da possibilidade de avarias de transformadores. A figura 3 ilustra alguns dados sobre a incidência de descargas atmosféricas na área de concessão da AES Sul.

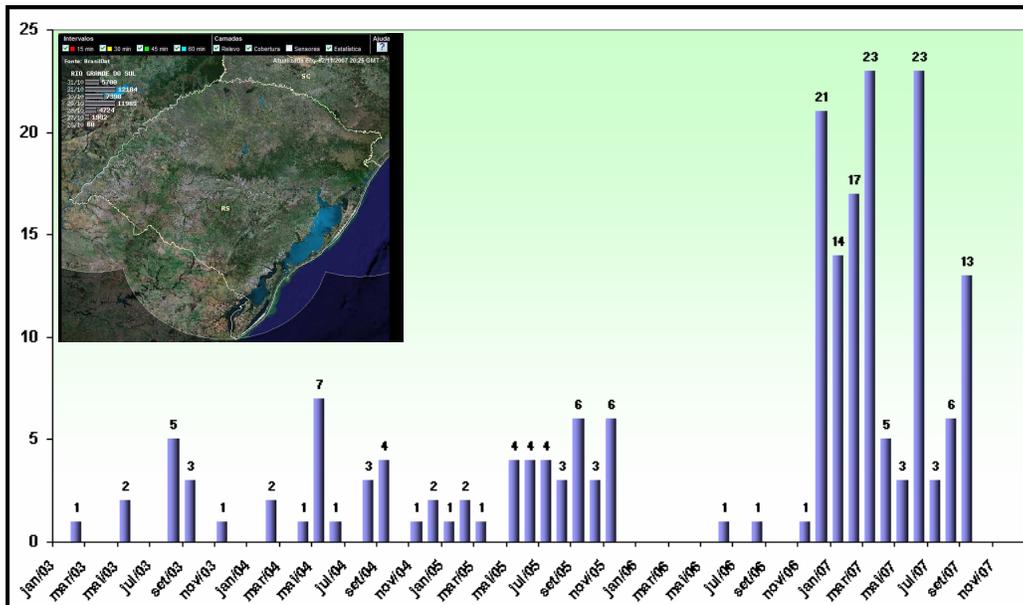


Figura 3 - Ocorrências de descargas atmosféricas

4. Surtos de Baixa Tensão

Em regiões geográficas com ocorrências de descargas atmosféricas acompanhadas de altas resistividades do solo e conseqüentemente possíveis aterramentos ineficientes, o sistema de distribuição fica susceptível a impulsos de tensão elevados devido à circulação de surtos de corrente no lado de baixa tensão [3]. Neste caso, transformadores de distribuição podem ser submetidos a severas solicitações nos enrolamentos de alta tensão devido à indução de surtos secundários. Existem diversas maneiras para que os surtos de tensão no lado secundário se manifestem a partir da ocorrência de descargas atmosféricas. Em cada um destes casos, uma parcela da corrente de surto poderá circular pelo neutro na entrada de serviço entre o transformador e a carga. A figura 4 ilustra os possíveis tipos e locais de ocorrência de descargas que podem ter relação com os surtos secundários. Em seguida, descreve-se de forma resumida a ocorrência de surtos de baixa tensão provenientes de descargas na rede de média tensão, bem como as principais características e impactos resultantes deste fenômeno.

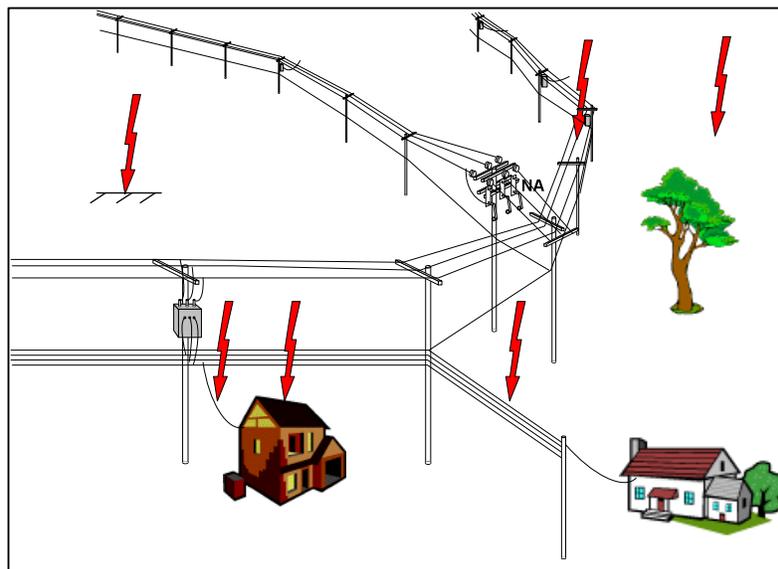


Figura 4 - Localização de descargas atmosféricas

4.1 Conceituação do Problema

A figura 5 mostra conceitualmente o problema básico dos surtos de tensão em redes secundárias. A ocorrência de descargas atmosféricas no lado primário pode implicar na devida atuação dos pára-raios primários, resultando na condução da corrente de surto através do cabo de descida do aterramento. Este ponto também é conectado a bucha X_2 do transformador no topo do poste. Com isso, parte da corrente circulará através dos demais aterramentos nas entradas dos consumidores. O valor dessa corrente guarda correspondência direta com a relação entre as resistências de aterramento do transformador e da entrada de serviço. A parte indutiva da impedância poderá representar significativa correlação das correntes quanto à frente de onda, mas de forma simplificada, a relação entre as resistências é que basicamente determina a divisão dos surtos de corrente [3].

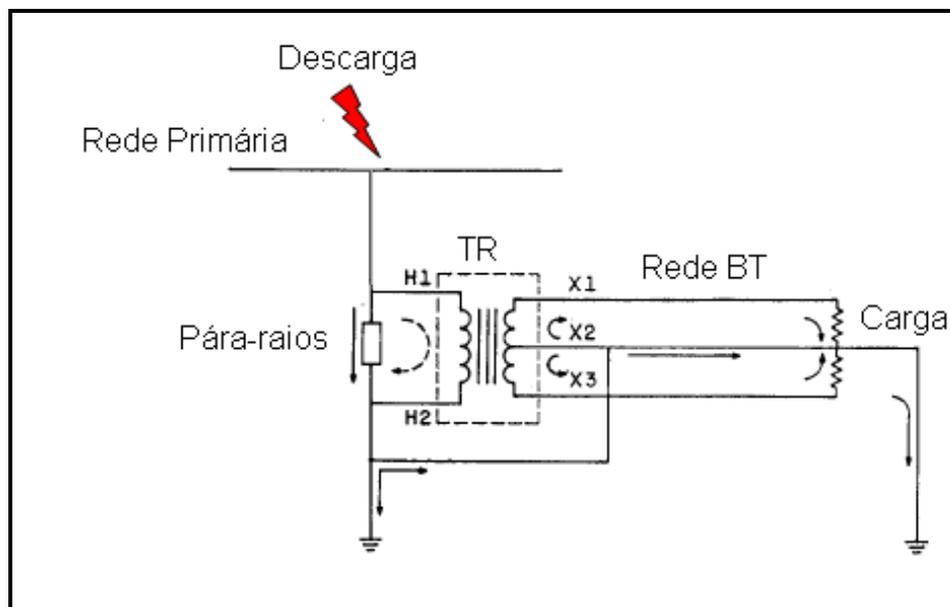


Figura 5 - Conceituação do fenômeno de surtos secundários

A corrente que flui através do neutro causa uma queda de tensão neste condutor da rede secundária, a qual é parcialmente compensada pela força contra-eletromotriz devido à indutância mútua nos condutores de fase. Logo, exigirá uma tensão induzida responsável pela corrente resultante entre o aterramento na entrada de serviço a partir do enrolamento secundário do transformador. A tensão poderá atingir facilmente níveis na faixa de 7 a 10 kV, dependendo do tipo de cabo e também da intensidade da corrente de descarga. Como conseqüência, o surto de tensão no enrolamento secundário resulta em indução de um surto de tensão no lado primário, sendo dependente da taxa de elevação da corrente, a qual por sua vez é relacionada a outros parâmetros do circuito e também do valor da descarga. Basicamente, os surtos de tensão na rede de baixa tensão podem ser classificados como surtos balanceados e desbalanceados. A análise detalhada deste fenômeno é descrita em [3] e [4], sendo que o seu impacto em transformadores depende de uma série de fatores, em especial as características construtivas dos transformadores, quanto à forma e tipo dos enrolamentos (entrelaçado ou não). De qualquer forma, pelo motivo de que tradicionalmente os transformadores têm sido protegidos contra sobretensões somente no lado primário e, conforme diversas referências sobre o tema têm-se um elevado potencial de melhoria de desempenho com a inclusão de proteção adicional, através de sua blindagem pela instalação de pára-raios no lado de baixa tensão. Deste modo, pretende-se minimizar os possíveis efeitos de surtos secundários na taxa de avaria de transformadores.

4.2 Identificação de Surtos Secundários

Em maio de 2007 foi adotada uma nova metodologia de avaliação da causa descarga atmosférica, estratificando a origem do surto de tensão em AT ou BT. Em uma análise de 246 transformadores avariados por descarga atmosférica durante o período de maio a setembro de 2007, identificou-se 41 transformadores avariados por surto na BT, o que representa 19% das peças apontadas com avaria relacionada à descarga atmosférica. A ruptura das primeiras espiras da bobina de entrada da AT (H_1), assim como o término da outra bobina no fechamento do delta, em transformadores trifásicos, são normalmente relacionadas às causas de descargas atmosféricas no lado primário. Entretanto, estudos apontam que alguns surtos de BT originam pequenos curtos-circuitos entre camadas no enrolamento primário, adjacentes ao terminal H_2 , para transformadores monofásicos. Além disso, indícios de arco da bobina de BT para o núcleo são identificados como falhas diretamente relacionadas aos surtos secundários [4]. Tais efeitos estão sendo encontrados durante a manutenção dos transformadores avariados da AES Sul, sendo sua causa registrada como “descarga BT” nas Notas PM’s do Sistema SAP/Módulo PM. As figuras 6 e 7 mostram, respectivamente, a identificação de avarias em transformadores de distribuição decorrentes de descargas atmosféricas primárias (AT) e surtos secundários (BT).



Figura 6 - Identificação da causa de avaria por descarga atmosférica (Surtos AT)



Figura 7 - Identificação da causa de avaria por descarga atmosférica (Surtos BT)

5. Projeto Piloto de Aplicação do PRBT

5.1 Critérios de Priorização

Para as priorizações dos circuitos a serem instalados os PRBT foram considerados inicialmente a taxa de avaria com causa descarga atmosférica identificada pela reformadora, considerando o histórico de avarias de 2006 e 2007. A figura 8 destaca os conjuntos mais críticos dentro da área de concessão. Desta figura, verifica-se que a maioria dos conjuntos em questão são rurais, não usufruindo dos benefícios de blindagem natural decorrente da presença de prédios e vegetações próximas.

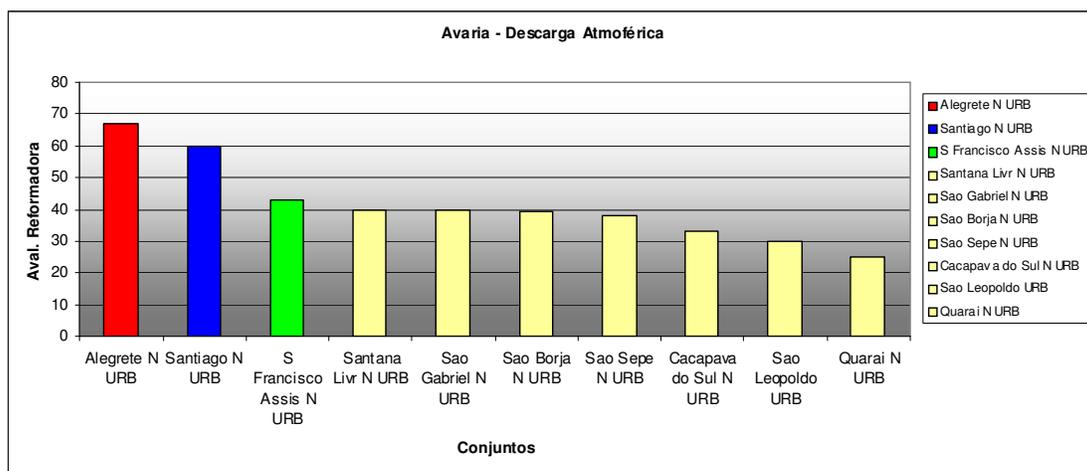


Figura 8 - Principais conjuntos com avarias devido à descarga atmosférica

A figura 9 apresenta o mapeamento dos conjuntos mais críticos dentro da área de concessão e a sinalização dos transformadores existentes (detalhe em verde) e avariados no período (detalhe em vermelho).

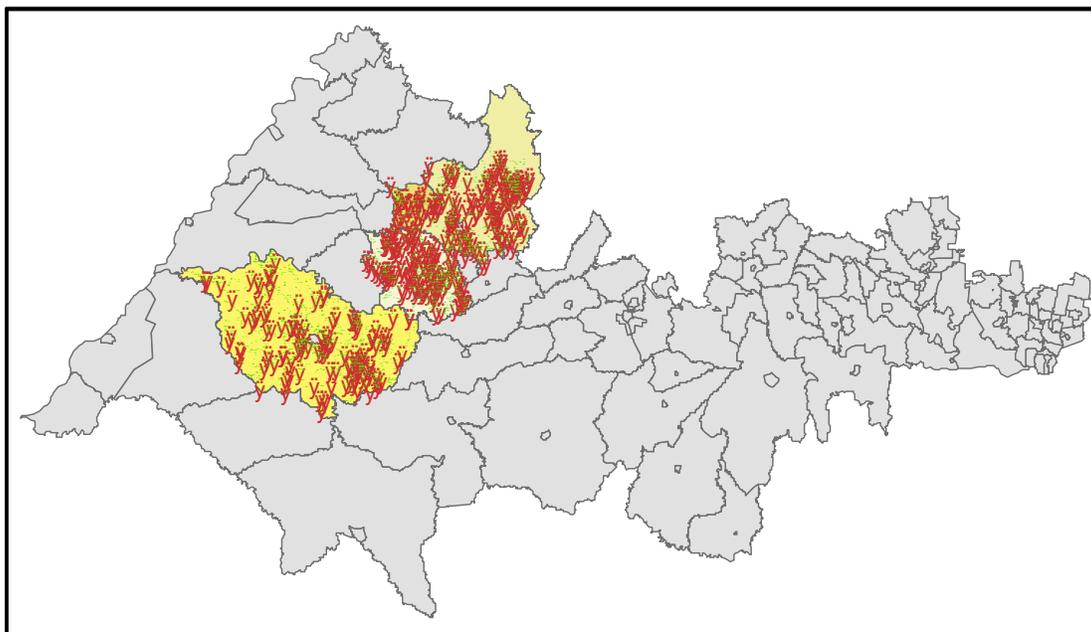


Figura 9 - Localização dos conjuntos críticos

Devido à grande extensão de área envolvida, foram investigadas áreas menores dentro de cada conjunto. Nesta avaliação, considerou-se um raio equivalente de 10 km, portanto, uma área circular de aproximadamente 300 km², para verificação e identificação dos pontos mais críticos, comparando a taxa de falha e de reincidência de avarias tendo como causa descarga atmosférica. A figura 10 ilustra as quatro principais áreas de referência selecionadas para a identificação e definição da priorização e implantação dos dispositivos previstos no projeto piloto.

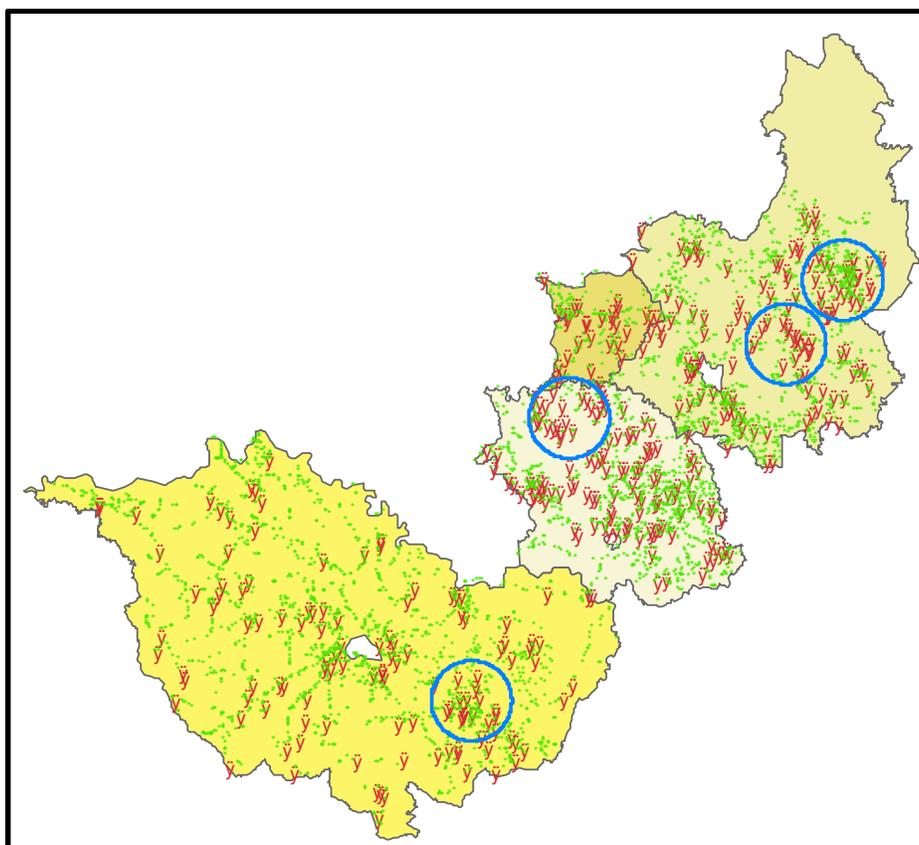


Figura 10 - Localização das quatro áreas críticas

Os percentuais encontrados para cada área são mostrados na tabela 2, com destaque as áreas 2 e 3 pertencentes aos conjuntos Santiago não urbano e São Francisco de Assis não urbano, respectivamente. Além da comparação entre as taxas de avarias, é importante também observar os níveis de reincidências a título de priorização.

Tabela 2 - Áreas priorizadas para instalação dos PRBT e controle da avarias de transformadores

| Área | Conjunto | Taxa Avaria | Reincidência |
|------|--------------------|-------------|--------------|
| 1 | Santiago Nurb | 13,24% | 12,90% |
| 2 | Santiago Nurb | 24,10% | 25,93% |
| 3 | São Francisco Nurb | 30,56% | 26,67% |
| 4 | Alegrete Nurb | 16,18% | 8,33% |

5.2 Projeto de Instalação de Pára-Raios de Baixa-Tensão na Fronteira Norte

Após a identificação das áreas críticas definiu-se a quantidade de pára-raios a serem instalados na região de implantação do projeto piloto. Foram relacionados os circuitos secundários com base nos critérios de priorização informados anteriormente, contemplando cerca de 180 unidades de protetores contra surtos secundários. As tabelas 3 e 4 mostram a relação de transformadores e pára-raios necessários à proteção dos equipamentos selecionados dentro das áreas 2 e 3, ou seja, uma área equivalente de 300 km² para os conjuntos rurais dos municípios de Santiago e São Francisco. Ambos os conjuntos estão localizados na regional da Fronteira Norte, tradicionalmente reconhecida como área crítica quanto a incidências de descargas atmosféricas e seu impacto na taxa de avaria de transformadores.

Tabela 3 - Áreas priorizadas para instalação dos PRBT - Conjunto Santiago

| ÁREA 2 - Santiago Nurb | | |
|------------------------|---------------------------------|----------------|
| Fases | Número de Circuitos Priorizados | Número de PRBT |
| 1 | 49 | 49 |
| 2 | 1 | 2 |
| 3 | 18 | 54 |
| Total | 68 | 105 |

Tabela 4 - Áreas priorizadas para instalação dos PRBT - Conjunto São Francisco

| ÁREA 3 - São Francisco Nurb | | |
|-----------------------------|---------------------------------|----------------|
| Fases | Número de Circuitos Priorizados | Número de PRBT |
| 1 | 48 | 48 |
| 2 | 0 | 0 |
| 3 | 9 | 27 |
| Total | 57 | 75 |

O projeto piloto se encontra em pleno desenvolvimento com praticamente todas as unidades de pára-raios BT já instaladas. Adicionalmente e como forma de apurar criteriosamente o desempenho dos protetores de surtos na redução da avaria de transformadores, serão instalados cerca de 60 contadores de surtos de baixa tensão para acompanhamento e avaliação do desempenho do projeto. A título de ilustração, as figuras 11 e 12 apresentam os postos de transformação com os pára-raios de baixa tensão instalados em circuitos monofásicos e trifásicos.



Figura 11 - Instalação de PRBT (transformador monofásico)

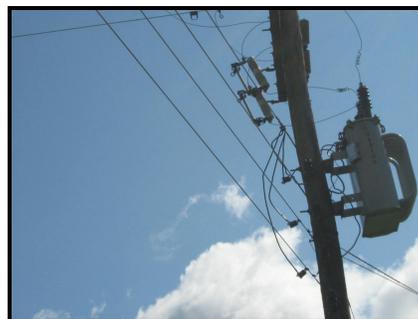


Figura 12 - Instalação de PRBT (transformador trifásico)

5.3 Especificação dos Pára-Raios de Baixa Tensão

Os pára-raios de baixa tensão (PRBT) são dispositivos de proteção contra surtos para uso em redes de distribuição de baixa tensão. No foco da proposta do trabalho, o objetivo principal é aplicação para proteção do transformador e da própria rede secundária. Os PRBT utilizados neste projeto devem possuir elementos de proteção a base de óxido de zinco, sem centelhador em série. As principais características de especificação do PRBT são as seguintes:

- a) Corrente nominal de descarga (I_n): valor de crista da corrente no PRBT com forma de onda 8/20 μ s.
- b) Corrente máxima de descarga (I_{max}): valor de crista de uma corrente pelo PRBT com forma de onda e amplitude de acordo com a seqüência de ensaio de funcionamento para a aplicação classe II, de acordo com a IEC-61643-1.
- c) Tensão máxima de regime permanente (U_c): tensão eficaz máxima ou tensão contínua que pode ser aplicada ao PRBT, no ponto de aplicação do PRBT.
- d) Nível de proteção (U_p): parâmetro que caracteriza o desempenho dos pára-raios na limitação de tensão entre seus bornes e que é escolhido de uma lista de valores preferenciais. Esse valor é superior ao valor mais elevado obtido durante a medição da tensão de limitação.

Além das características mencionadas anteriormente as seguintes são importantes:

- Presença de desligador para permitir desconexão do PRBT no caso de falha deste e indicação visual da sua atuação.
- Suportabilidade à corrente de curto-circuito - Máxima corrente prospectiva de curto-circuito que o PRBT é capaz de suportar. Corrente prospectiva de curto-circuito (I_p) é corrente que passaria num dado local do circuito de alimentação quando curto-circuitado por um elo de impedância desprezível.
- Condutores de ligação de PRBT - Os condutores de ligação de PRBT devem ter o menor comprimento possível, para minimizar o acréscimo de tensão causado pela passagem de corrente de surto pela sua indutância.

A tensão máxima de regime permanente (U_c) deve ser maior que a máxima tensão de operação contínua do sistema (U_{cs}) considerando a regulação do sistema de distribuição. Para o caso de instalação entre fase e neutro, normalmente é suficiente que se tenha U_c maior do que 1,1 a 1,15 vezes o valor nominal da tensão fase-neutro do sistema. Entretanto, é conveniente considerar a possibilidade de que o PRBT seja submetido à tensão de linha do sistema, ficando protegido para a condição de falta de neutro. Com isso, as possíveis sobretensões temporárias também ficam atendidas.

A tabela 5 apresenta as principais características técnicas do dispositivo de proteção contra surtos secundários (PRBT).

Tabela 5 - Características gerais dos pára-raios de baixa tensão

| Tensão Nominal da Rede | UC | UP | IN | Imáx |
|------------------------|-------|-------------|-------|-------|
| 220/127 V | 280 V | ≤ 1600 | 10 kA | 20 kA |
| 380/220 V | 440 V | ≤ 1600 | 10 kA | 20 kA |

Os pára-raios de baixa tensão utilizados no projeto piloto foram o modelo PRBT RDS 440 V de 10 kA. Também foram instalados dispositivos com corrente nominal de 20 kA a título de comparação quanto à suportabilidade e desempenho frente às descargas atmosféricas.

6. Avaliação Econômica

Para análise da viabilidade econômica foram consideradas algumas premissas no sentido de obter os benefícios desta alternativa técnica. O objetivo principal é a redução dos problemas decorrentes da queima de transformadores por causa de descargas atmosféricas, especialmente considerando os surtos secundários. Esta análise foi feita para um universo além da área piloto, ou seja, considerando todo o parque de transformadores instalados nos dois conjuntos selecionados. Deste modo, deve-se prever os custos de instalação e os resultados esperados. Adotou-se como referência o número total de transformadores instalados e a projeção do número de avarias na área dos conjuntos priorizados, custo médio de substituição e manutenção dos transformadores, custo médio de instalação dos protetores e substituições, além de outros benefícios naturais após a blindagem do equipamento. Conforme mostra a tabela 6, a expectativa de retorno do investimento é de aproximadamente 3 anos. Conclui-se, portanto, a viabilidade da proposta, sendo que para áreas críticas tem-se forte atratividade com os resultados da análise econômica, considerando a TIR, pay-back e VPL.

Tabela 6 - Avaliação econômica do projeto de Instalação de PRBT em áreas críticas

|  AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE INVESTIMENTOS Utilização PRBT Santiago e São Francisco de Assis NURB Valores em R\$ 1.000,00 | | | | | | | | | | | | |
|--|---------------------|----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------------------------------|-------------|--------------|--------------|
| | Valor Presente 2008 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
| 1. Entradas (Benefícios) | 1.387 | 208,5 | 330,7 | 327,3 | 323,9 | 320,4 | 108,4 | 103,6 | 98,8 | 94,1 | 89,3 | 243,9 |
| 1.1 Remuneração | 585 | - | 122,2 | 118,8 | 115,4 | 112 | 108 | 104 | 99 | 94 | 89 | 244 |
| Remuneração - Instalação do PRBT | 585,2 | - | 122,2 | 118,8 | 115,4 | 111,9 | 108,4 | 103,6 | 98,8 | 94,1 | 89,3 | 243,9 |
| Remuneração - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Remuneração - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Remuneração - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 1.2 Ganhos e Custos Evitados | 802 | 208,5 | 208,5 | 208,5 | 208,5 | 208,5 | - | - | - | - | - | - |
| Custos evitados em Multas DEC-FEC | 3,8 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | - | - | - | - | - | - |
| Custos evitados em Multas DIC-FIC-DMIC | 3,8 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | - | - | - | - | - | - |
| Custos evitados em equipes | 19,2 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | 5,0 | - | - | - | - | - | - |
| Custos evitados em ressarcimento de danos | 3,8 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | - | - | - | - | - | - |
| Energia extra vendida | 1,9 | ,5 | ,5 | ,5 | ,5 | ,5 | - | - | - | - | - | - |
| Custo da reforma | 769,5 | 200,0 | 200,0 | 200,0 | 200,0 | 200,0 | - | - | - | - | - | - |
| 2. Saídas (Custos) | 701 | 627, | 26, | 26, | 26, | 26, | - | - | - | - | - | - |
| 2.1 Instalação do PRBT | 624 | 607 | 6 | 6 | 6 | 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| PRBT | 196 | 196,0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Serviços de instalação | 261 | 261,0 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| DMO, DKR, Adm Central | 167,1 | 150,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | - | - | - | - | - | - |
| 2.5 Manutenção e Operação | 77 | 20 | 20 | 20 | 20 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Manutenção e Operação | 76,9 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | 20,0 | - | - | - | - | - | - |
| Pagamento do RGR | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 3. Fluxo Líquido | 686 | (418,5) | 305 | 301 | 298 | 294 | 108 | 104 | 99 | 94 | 89 | 244 |
| Taxa de Desconto | 15,1% | | | | | | | | | | | |
| Valor Presente Líquido (VPL) | R\$ 686 | | | | | | | | | | | |
| Relação Benefício/Custo (B/C) | 1,98 | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | Taxa Interna de Retorno (TIR) | | 65,8% | |
| | | | | | | | | | Pay Back (anos) | | 2,68 | |

7. Conclusões

Este trabalho apresentou como proposta a alternativa de instalação de protetores secundários objetivando reduzir a taxa de falhas de transformadores. Inicialmente, foram informados as causas e quantidades de avarias verificadas na área de concessão. Em seguida, foram apontados dados de incidências de descargas atmosféricas que mostram que a área de concessão é bem susceptível as elevadas incidências de descargas e suas possíveis conseqüências. O fenômeno de indução e falhas de transformadores por surtos secundários foi descrito, mostrando preocupação com os seus efeitos no desempenho de transformadores. Ressalta-se que na análise da reformadora foi implementado o procedimento para de identificação das causas relacionadas com as descargas, incluindo na classificação os surtos secundários, com valores relativamente significativos. Os critérios utilizados na priorização foram analisados, permitindo um levantamento detalhado de áreas críticas, ou seja, com elevado potencial para aplicação dos pára-raios BT. O projeto piloto contempla duas áreas de 300 km² cada, com a instalação de 180 unidades de PRBT e, adicionalmente, contadores de surtos. Conforme resultados já obtidos e experiência de outras concessionárias, tem-se forte expectativa nos resultados a serem obtidos com a instalação dos pára-raios BT, após o tempo necessário para consolidação dos resultados e análise comparativa de desempenho. Foram também apresentados os principais aspectos de especificação do dispositivo de proteção PRBT. Finalmente, realizou-se a análise da viabilidade econômica do projeto, cujos resultados foram plenamente satisfatórios.

8. Referências Bibliográficas

- [1] Amaral, R.P., Branco, C.A. , Almeida, A.R. Proteção de Transformadores de Distribuição Contra Sobretensões. XVII SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Belo Horizonte/MG, 2006.
- [2] Júnior, O.P., ELAT - Levantamento Nacional da Densidade de Descargas Atmosféricas - Ranking de Município-Geral _2005-2006, INPE, São José dos Campos, www.elat.com.br, 2007.
- [3] Dugan, R.C., Stanley, S.K.J, Smith, S. Protecting Distribution Transformer from Low-Side Current Surges, IEEE Transactions on Power Delivery, vol.5, nº4, 1990.
- [4] IEEE Transformer Committee, Secondary (Low-Side) Surges in Distribution Transformers, IEEE Transactions on Power Delivery, vol.7, nº2, 1992.