

UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

HUGO HENRIQUE RODRIGUES DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DA TAXA DE FALHA DE TRANSFORMADORES
QUEIMADOS/AVARIADOS DE UMA EMPRESA DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA DA REGIÃO DE CATAGUASES-MG**

VIÇOSA
2016

HUGO HENRIQUE RODRIGUES DE OLIVEIRA

**ANÁLISE DA TAXA DE FALHA DE TRANSFORMADORES
QUEIMADOS/AVARIADOS DE UMA EMPRESA DE DISTRIBUIÇÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA DA REGIÃO DE CATAGUASES-MG**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 490 – Monografia e Seminário e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. José Carlos da Costa Campos.

VIÇOSA
2016

Nesta página será inserida a ficha catalográfica correspondente à sua Monografia. Ela será elaborada pelo pessoal da Biblioteca Central da UFV.

A priori deixa a página em branco.

NOME DO AUTOR

TÍTULO DO TRABALHO DE MONOGRAFIA OU PROJETO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 490 – Monografia e Seminário e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em DD de MMMM de 20YY.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Dr. José Carlos da Costa Campos - Orientador
Universidade Federal de Viçosa

Prof. Dr. Avaliador Primeiro - Membro
Universidade Federal de Minas Gerais

Prof. Dr. Avaliador Segundo - Membro
Universidade Federal do Espírito Santo

“Se o dinheiro for a sua esperança de independência, você jamais a terá. A única segurança verdadeira consiste numa reserva de sabedoria, de experiência e de competência.”

(Henry Ford)

*Dedico este trabalho a
minha família que sempre me
deram suporte, e aos meus
amigos e professores que
estiveram à pronta disposição
para me ajudar.*

Agradecimentos

Dedico este trabalho à minha família pelo apoio, carinho e educação que recebi durante toda a minha vida.

Dedico também a todos os meus grandes amigos que fazem parte da minha história dentro ou fora da universidade.

Agradeço à Universidade Federal de Viçosa pelas oportunidades que me foram dadas.

Agradeço ao Departamento de Engenharia Elétrica e a todos seus funcionários.

Agradeço ao meu orientador Prof. Dr. José Carlos da Costa Campos pelo suporte, disposição e disposição em me ajudar neste estudo.

Resumo

O presente trabalho realiza uma análise da queima de transformadores de distribuição de uma concessionária de energia brasileira com o objetivo de comprovar a relação direta existente entre tais queimas e a ocorrência de descargas atmosféricas.

Ao final, busca-se soluções para o problema das altas taxas de equipamentos queimados, de forma a reduzir a longo prazo, o custo da empresa com obras de substituições de transformadores avariados na rede.

É realizada uma abordagem resumida da importância de um aterramento bem feito e como esse procedimento influencia diretamente no desempenho de um para-raios.

Inicialmente foi feito uma análise sazonal da queima de transformadores relacionado com a precipitação para confirmar a viabilidade desse estudo. Antes da análise das descargas atmosféricas, realizou-se um estudo e uma prévia classificação dos equipamentos, em que os transformadores existentes na rede foram divididos em grupos por data de fabricação, já os transformadores queimados separados em regional, potência, fabricante e localização.

Em seguida, uma comparação foi feita entre descargas atmosféricas mensais e queima de transformadores durante todo o ano de 2016, onde obteve-se resultados que demonstraram uma elevada correlação entre esses dados, comprovando a relação direta existente entre as mesmas.

Ao final deste trabalho, estão demonstradas as conclusões obtidas nas inspeções feitas nas redes e nos transformadores que geraram um levantamento de propostas de melhoria, sendo que algumas já estão em vigência e outras possuem verba aprovada pelos diretores da empresa para serem implantadas início em 2017.

Abstract

This work presents an analysis of burned distribution transformers of a Brazilian concessionaire of electric energy in order to prove the direct relationship between these burnings and the occurrence of atmospheric discharges.

At the end, the study sought solutions to the problem of high rates of burnt equipment, in order to reduce the cost of the company with replacements of damaged transformers.

A small approach is made of the importance of a well-grounded ground.

Initially, to confirm the feasibility of this study were done a seasonal analysis of the burning of transformers related to precipitation. Before the analysis of the atmospheric discharges, a study and a previous classification of the equipments were carried out, in which the transformers in the network were divided in groups by date of manufacture, power, manufacturer and location.

This study also made a comparison between monthly atmospheric discharges and burning of transformers throughout the year 2016, where the results demonstrated a high correlation between these data, proving the direct relationship between them.

At the end of this work, the conclusions obtained in the inspections made in the transformers that generated a survey of improvement proposals were demonstrated, some of which are already in force and others are approved by the company directors to be implemented beginning in 2017.

Sumário

1	Introdução.....	15
1.1	Descargas Atmosféricas	16
1.1.1	Forma de Onda da Descarga Atmosférica.....	17
1.1.2	Valores de uma Descarga Atmosférica	18
1.2	Para-Raios.....	19
1.2.1	Instalações de Para-Raios	20
1.3	Sistemas de Aterramento	21
1.3.1	Tipos de Aterramento	22
1.3.2	Sistemas de Aterramento	25
1.4	Objetivo Geral	26
2	Materiais e Métodos	27
2.1	SisRaios	27
2.2	Procedimento Interno da Empresa.....	28
2.3	Banco de Dados	29
2.4	Inspeções em Campo	31
3	Resultados e Discussões.....	32
3.1	Viabilidade do estudo	32
3.2	Análise Detalhada dos Transformadores Queimados.....	34
3.2.1	Transformadores Queimados por Potência	34
3.2.2	Transformadores Queimados por Localidade	35
3.2.3	Transformadores Queimados por Fabricante e Data de Fabricação.....	37
3.2.4	Parque de Transformadores na Rede	41
3.4	Análise das Descargas Atmosféricas e Precipitação	43
3.5	Inspeções Visuais das Unidades Transformadoras.....	46
3.6	Sugestões de Melhoria.....	50
3.7	Controle de Transformadores (CTR).....	51
4	Conclusões.....	52
	Referências Bibliográficas	53
	Anexo A – Para-raios de ZnO de Distribuição	55
	Anexo B – Instalação Para-raios Média Tensão	57

Anexo C – Instalação Pára-raios Média Tensão	579
Anexo D – Para-raios de ZnO de Distribuição	59
Anexo E – Novo Modelo de Controle de Transformadores	60

Lista de Figuras

Figura 1 – Exemplos de descarga direta e indireta em redes de distribuição de energia elétrica.	17
Figura 2 - Forma de onda típica da tensão de uma descarga atmosférica.	18
Figura 3 - Gráfico V x I de modelo ideal de para-raios.....	20
Figura 4 - Aterramento com três hastes verticais.	23
Figura 5 - Aterramento com fio em forma de malha quadrada.	23
Figura 6 - Aterramento com hastes verticalmente alinhadas.....	23
Figura 7 - Aterramento com hastes verticais no contorno de um quadrado.	24
Figura 8 - Aterramento com hastes verticais em forma de malha quadrada.	24
Figura 9 - Aterramento com fios horizontais e hastes verticais em malha quadrada.	24
Figura 10 - Sistema de aterramento utilizado.....	25
Figura 11. Diagrama do sistema de detecção de descargas atmosféricas do SIMEPAR.	28
Figura 12. Relação entre Precipitação e Transformadores queimados em 2015.....	33
Figura 13. Quantitativo de transformadores queimados por potência em 2016.....	35
Figura 14. Quantitativo de transformadores queimados por regional em 2016.	36
Figura 15. Quantitativo de transformadores queimados por área urbana ou rural em 2016. ...	36
Figura 16. Quantitativo de transformadores rurais na rede por potência.	37
Figura 17. Base de dados do GIS apresentando insuficiência de dados relacionados ao nome do fabricante do transformador.	38
Figura 18. Base de dados do GIS apresentando insuficiência de dados relacionados à data de fabricação do transformador.	39
Figura 19. Quantitativo de transformadores reformados por marca em um lote.....	40
Figura 20. Quantitativo de transformadores reformados por idade em um lote.....	41
Figura 21. Quantitativo de transformadores na rede por idade.	42
Figura 22. Relação entre transformadores queimados e descargas atmosféricas em 2016.	44
Figura 23. Relação entre transformadores queimados e corrente das descargas atmosféricas em 2016.....	45
Figura 24. Relação entre transformadores queimados e precipitação mensal em 2016.....	45
Figura 25. Para-raios de uma fase com disparador desarmado.	46
Figura 26. Aterramento com conectores paralelo ou com emenda.	47
Figura 27. Rede aérea nua de baixa tensão com cabos não tensionados.	47
Figura 28. Ausência de para-raios em duas fases.....	48
Figura 29. Conexão do neutro para aterramento com emenda.	48

Figura 30. Transformador substituído (sem para-raios).....	49
Figura 31. Transformador novo (com para-raios agrupado).....	49
Figura 32. Emendas nas conexões das fases, neutro e aterramento.	50

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Valores de uma descarga atmosférica.....	19
Tabela 2 – Tipos de solo e seus valores médio resistivo.	21
Tabela 3. Quantitativo de transformadores queimados mensalmente em 2015 e a precipitação mensal.	33
Tabela 4. Taxa de Falha de Transformadores por Marca	40
Tabela 5. Quantitativo de transformadores com idade superior a 25 anos na rede por alimentador.	42
Tabela 6. Quantitativo de transformadores com idade entre 15 e 20 anos na rede por alimentador.	43

1 Introdução

A energia elétrica é a grande propulsora do homem no mundo moderno. Fortemente relacionada à elevada qualidade de vida e ao alto desenvolvimento econômico, hoje não se realiza quase nenhuma atividade de trabalho ou lazer sem esta energia. Atividades simples como assistir à televisão ou navegar na internet são possíveis devido a produção e transporte de eletricidade por meio de sistemas elétricos complexos, compostos de quatro etapas: geração, transmissão, distribuição e consumo.

Nos últimos anos o setor elétrico se desenvolveu com um crescimento considerável nos aspectos de geração, transmissão, distribuição e na sua forma de utilização. Devido a privatização das concessionárias de energia elétrica no Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), responsável por regular e fiscalizar a produção; transmissão e comercialização dessa energia em conformidade com as Políticas e Diretrizes do Governo Federal, passou a exigir que estas concessionárias busquem aprimorar seus padrões de qualidade, confiabilidade e continuidade no fornecimento de energia elétrica.

Devido ao crescimento do Sistema Elétrico de Potência (SEP), a manutenção das exigências da ANEEL se torna mais complicada, sobretudo no setor da distribuição de energia, onde os níveis de isolamento são mais baixos.

Uma das principais causas da taxa de falha na continuidade no fornecimento de energia elétrica nos sistemas de distribuição são as descargas elétricas atmosféricas, também conhecidas como raios, que consistem em uma descarga elétrica de grande intensidade que ocorre na atmosfera, entre regiões eletricamente carregadas [1].

Devido à sua dimensão territorial e sua localização no globo terrestre, o Brasil é um dos países com maior incidência de descargas atmosféricas do mundo [2]. Entre 50 e 70 milhões de raios atingem solos brasileiros anualmente, causando prejuízos superiores a R\$ 500 milhões, afetando principalmente os setores elétrico, industrial e de telecomunicações [2].

Estima-se que um terço dos desligamentos das redes de distribuição seja causado por descargas atmosféricas e isso ocorre devido à configuração predominantemente aérea das linhas de distribuição e a sua grande extensão [1][2].

1.1 Descargas Atmosféricas

Como já dito anteriormente, as implicações das descargas atmosféricas são bastante impactantes e de grande importância para o setor elétrico devido à possibilidade de ocorrência de danos permanentes nos equipamentos utilizados no sistema e de desligamentos de linhas de distribuição. Essas situações podem acarretar grandes prejuízos às empresas do setor e à sociedade.

Para que uma descarga atmosférica ocorrer, é necessário que a nuvem fique carregada eletricamente. A explicação deste fenômeno é que pequenas partículas presentes no interior da nuvem compostas por poeira, água e cristais de gelo interagem entre si através de colisões. A partir destas colisões, as partículas menores adquirem carga elétrica positiva, enquanto as partículas maiores adquirem carga elétrica negativa [3].

As ações do movimento de convecção e da força de gravidade acabam separando as partículas. A parte superior da nuvem carrega-se positivamente e a parte inferior negativamente. Esta separação de cargas produz uma enorme diferença de potencial no interior da nuvem e desta para o solo [3].

As descargas atmosféricas podem ocorrer nas redes de distribuição de duas formas, como pode ser observado na Figura 1 [4]. O primeiro modo consiste na incidência direta da descarga no circuito vítima, ou seja, causando a injeção direta de uma corrente elevada nesse circuito e podendo levar à ocorrência de danos significativos, como a queima de equipamentos, falhas de isolamento e destruição de estruturas. O segundo mecanismo de interação entre raios e redes de distribuição é a incidência indireta, ou seja, uma descarga nuvem solo na vizinhança do circuito vítima. Nesse caso, os campos eletromagnéticos gerados pela corrente de retorno no canal de descarga induzem tensões no circuito vítima que podem causar danos e/ou resultar em falhas operacionais [5].

Não se deve deixar enganar e pensar que apenas as descargas diretas afetam as redes de distribuição. Apesar das amplitudes das descargas indiretas serem menos severas que daquelas provocadas por descargas diretas, elas são de maior importância, pois ocorrem com maior frequência [6].

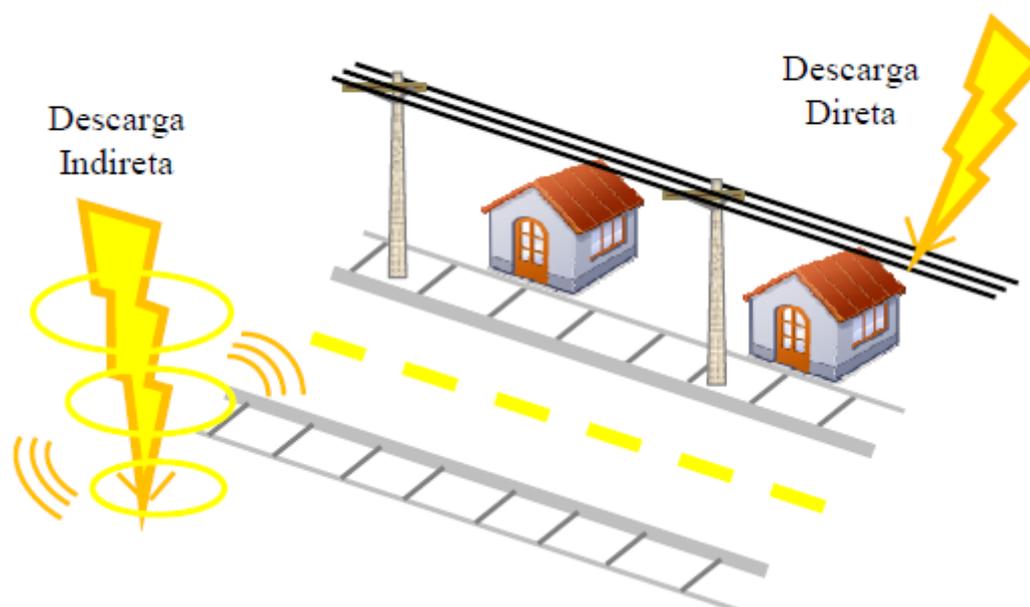


Figura 1 – Exemplos de descarga direta e indireta em redes de distribuição de energia elétrica.

1.1.1 Forma de Onda da Descarga Atmosférica

Uma descarga atmosférica possui a forma de onda como a indicada na Figura 2, esta forma de onda foi obtida experimentalmente com dados adquiridos em inúmeros estudos. Também se comprovou que a corrente da descarga tem uma única polaridade, isto é, uma só direção [7].

Nesta onda, verifica-se que seu valor máximo de tensão V_2 , ou Valor de Crista, é alcançado no instante de tempo T_2 , que varia entre 1 e 10 μs . Após o Valor de Crista, a tensão da descarga atmosférica começa a cair, atingindo a metade da intensidade de V_2 em um intervalo de tempo T_1 , que varia de 20 a 50 μs e recebe o nome de Tempo de Meia Cauda. Finalmente, a tensão se torna praticamente zero ao final de T_0 , após um período que pode variar entre 100 e 200 μs e recebe o nome de Tempo de Cauda.

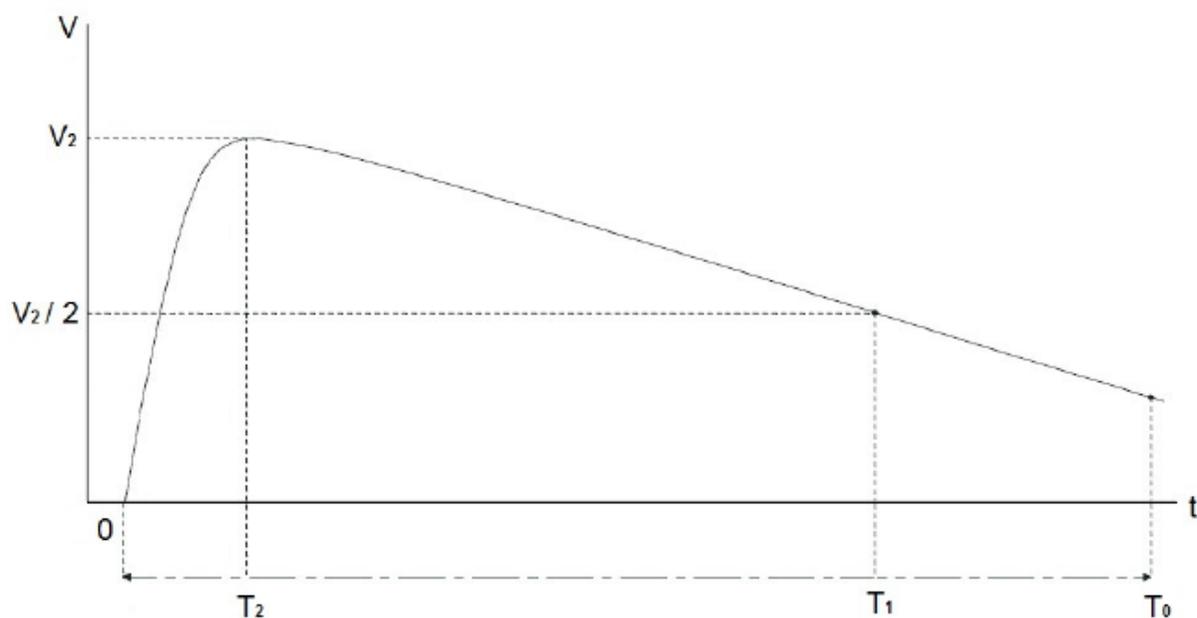


Figura 2 - Forma de onda típica da tensão de uma descarga atmosférica.

1.1.2 Valores de uma Descarga Atmosférica

Além da forma de onda mostrada anteriormente, estudos e especialistas analisaram a curva de probabilidade da magnitude da corrente de uma descarga atmosférica, concluindo que:

- 70% das descargas atmosféricas excedem 10 kA;
- 50% das descargas atmosféricas excedem 20 kA;
- 20% das descargas atmosféricas excedem 40 kA;
- 5% das descargas atmosféricas excedem 80 kA [8].

Outros valores e grandezas também foram averiguados e podem ser encontrados na Tabela 1.

Tabela 1 – Valores de uma descarga atmosférica.

Corrente	2.000 a 200.000 Ampères
Tensão	100 a 1.000 kV
Duração	70 a 200 μ s
Carga elétrica da nuvem	20 a 50 C
Potência liberada	1 a 8 bilhões de kW
Energia	4 a 10 kWh
Tempo de crista	1,2 μ s
Tempo de meia calda	50 μ s
di(t)/dt	5,5 kA/ μ s

1.2 Para-Raios

Os para-raios são utilizados para precaver as avarias ocasionadas pelas descargas atmosféricas sobre as redes de transmissão e distribuição. Resumidamente, os para-raios são dispositivos formados por blocos de resistores de características não lineares, que podem possuir, ou não, “gaps” em série, dissipando a energia da descarga atmosférica quando o nível de tensão nos seus terminais excede determinado valor [9][10].

Seu objetivo é proporcionar um caminho seguro para as descargas elétricas, quando o fio está ligado a terra, o para-raios faz com que a descarga seja conduzida até o solo. Este fio que liga o para-raios ao solo deve ser devidamente grosso para aguentar altas correntes, tal como as de valores exibidos anteriormente na Tabela 1.

Idealmente, um para-raios deveria conduzir somente a partir de uma tensão superior sua tensão nominal, mantendo esta tensão constante possuindo apenas pequenas variações durante o surto de tensão. Além disso, ele deveria parar de conduzir em uma tensão bem próxima daquela que começou a conduzir [9]. Na Figura 3 é possível observar o comportamento de um modelo ideal de para-raios descrito anteriormente.

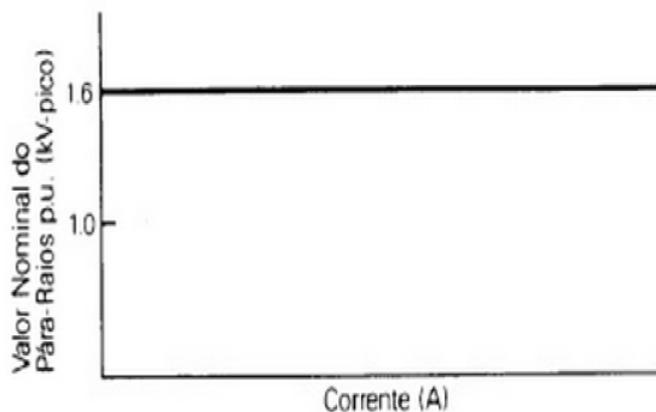


Figura 3 - Gráfico V x I de modelo ideal de para-raios.

Atualmente, o para raio que mais se aproxima do modelo ideal é o para raio de óxido de zinco (ZnO). Consequentemente, segundo as normas de distribuição das concessionárias de energia, é este o modelo o utilizado atualmente. No Anexo A está representado o para raios utilizados nas redes de distribuição de média tensão, bem como suas especificações e desenhos técnicos.

1.2.1 Instalações de Para-Raios

A ligação dos para-raios de média tensão à linha é feita com o cabo de alumínio protegido adequado.

O para-raios central é aterrado através de cabo terra e os laterais são interligados através de um único cabo, conectado ao cabo terra. O cabo terra é contínuo do para-raios até a haste de terra. O barramento passa entre os suportes dos mesmos e a cruzeta, por baixo desta [11].

Os para-raios são instalados em estruturas de 2º nível conforme Anexo B [11].

Em estruturas com transformador, os para-raios de MT deverão ser fixados na carcaça do mesmo sendo ligados com o jumper da bucha primária após o cabo passar pela mesma, conforme Anexo C [11].

Na rede secundária, são instalados para-raios BT logo após a conexão da rede com as buchas BT do transformador, lados esquerdo e direito, Anexo D. É altamente aconselhável a

instalação de para-raios de baixa tensão ser feita em todos os transformadores de distribuição [11].

1.3 Sistemas de Aterramento

Para uma maior confiabilidade e proteção do sistema elétrico, um sistema de aterramento bem projetado e com um bom funcionamento é essencial. Um sistema de aterramento é constituído basicamente de três componentes: os condutores metálicos que ligam o sistema aos eletrodos de aterramento, os eletrodos de aterramento e a terra que envolve os eletrodos [12].

Dentre os objetivos de um sistema de aterramento, pode-se citar: facilitar escoamento das correntes de falta a terra, reduzindo a resistência da terra; assegurar que os potenciais produzidos pela corrente de falta fiquem dentro dos limites de segurança, evitando danos; eliminar as cargas de origem estáticas geradas nas carcaças dos equipamentos, prevenindo assim, avarias.

Um fator importante para um bom sistema de aterramento é a resistividade do solo. A resistividade do solo varia consideravelmente com os tipos de solo, sua estratificação em camadas, teor de umidade, temperatura, elevação, entre outros fatores [9].

Sabe-se, que normalmente, os solos não são homogêneos, sendo estes formados por diversas camadas estratificadas horizontais. Essas camadas são de profundidade e resistividade diferentes e paralelas ao solo. Uma média da resistividade para variados tipos de solo pode ser observada na Tabela 2 [13].

Tabela 2 – Tipos de solo e seus valores médio resistivo.

Solo	Resistividade ($\Omega.m$)
Areia	250 a 500
Argila	20 a 60
Argila e areia	80 a 200
Lama	5 a 100
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turfa	150 a 300
Rocha	> 1000

Com relação à temperatura, o valor da resistividade não varia muito entre as temperaturas de 10 a 60°C, aumentando seu valor relativamente quando a temperatura está próxima de 100°C, pois o estado de vaporização deixa o solo mais seco, com formação de bolhas internas, dificultando a condução de corrente. A resistividade também tem um aumento brusco em temperaturas negativas, devido a uma mudança brusca no estado de ligação entre os grânulos que formam a concentração eletrolítica, tornado o solo mais seco [13].

No que diz respeito a umidade, a presença da água faz com que os sais do solo se dissolvam, formando um meio eletrolítico altamente condutor. Assim, os aterramentos possuem melhores características nos períodos de chuva do que em períodos de seca.

1.3.1 Tipos de Aterramento

Comumente, os aterramentos são formados por uma ou mais hastes cilíndricas verticais, enterradas no solo e interligadas eletricamente.

O cálculo da resistência deste sistema de aterramento com uma haste vertical cravada verticalmente em um solo homogêneo pode ser feito através da Equação 1, onde “L” é o comprimento da haste em metros; “a” representa o diâmetro das hastes; “ ρ ” a resistividade do solo em ohm.metro ($\Omega.m$) e o resultado é a resistência do aterramento dado em ohms (Ω) [14].

$$R = \frac{\rho}{2.\pi.L} \left(\ln \frac{4.L}{a} - 1 \right) \quad (1)$$

Entretanto, este é o modelo mais simples de um sistema de aterramento. A seguir, serão demonstrados alguns outros tipos de aterramento bastante comuns.

O aterramento com três hastes verticais pode ser observado na Figura 4 e é composto por três hastes que formam um triângulo equilátero de lado d. Este tipo de aterramento é usado para aterramento de residências ou comércios [14].

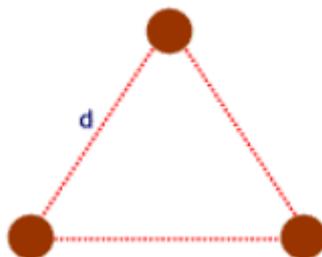


Figura 4 - Aterramento com três hastas verticais.

O aterramento com fio em forma de malha quadrada mostrado na Figura 5 é usado em subestações ou terra geral de usinas e considera-se uma malha plana e quadrada de fios de cobre enterrados a uma profundidade P .

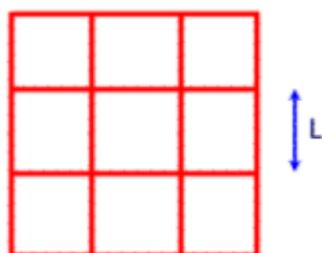


Figura 5 - Aterramento com fio em forma de malha quadrada.

O aterramento em que as hastas são igualmente espaçadas por uma distância d , é o aterramento com hastas verticalmente alinhadas, indicado na Figura 6. Já a Figura 7 mostra o aterramento com hastas verticais no contorno de um quadrado, onde considera-se os arranjos simétricos, ou seja, a distância entre hastas adjacentes é constante (L).

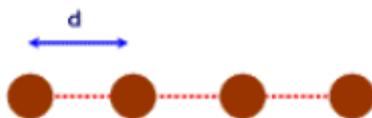


Figura 6 - Aterramento com hastas verticalmente alinhadas.

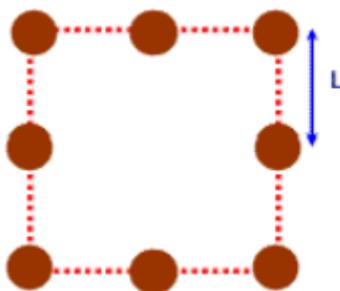


Figura 7 - Aterramento com hastes verticais no contorno de um quadrado.

Finalmente, o aterramento com hastes verticais em forma de malha quadrada possui um quadrado perfeito como o número de hastes, dado por $(1+n)^2$, onde n é o tamanho da malha. O aterramento com fios horizontais e hastes verticais em malha quadrada é igual ao anterior, com a inclusão da malha formada pelos cabos de interligação. Estes aterramentos podem ser observados, respectivamente, nas Figuras 8 e 9. Em geral, nos aterramentos com hastes verticais interligadas, suas extremidades superiores ficam próximas da superfície, de forma que é desprezível a contribuição dos cabos de interligação. Se o conjunto for aprofundado, essa parcela pode ser considerada.

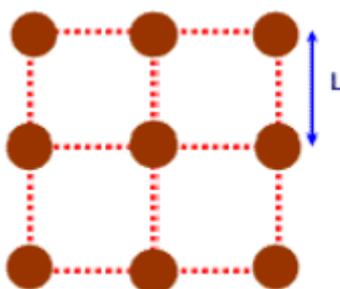


Figura 8 - Aterramento com hastes verticais em forma de malha quadrada.

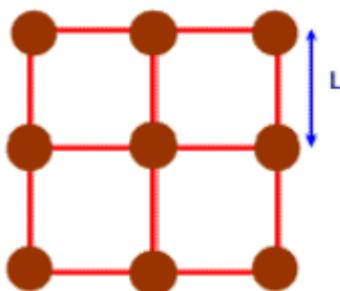


Figura 9 - Aterramento com fios horizontais e hastes verticais em malha quadrada.

A má escolha do tipo de aterramento, a falta de planejamento ou um sistema de aterramento precário, podem, além de não fornecer o melhor caminho para o fluxo de corrente da descarga atmosférica, comprometer o funcionamento de outros equipamentos, como o para-raios.

1.3.2 Sistemas de Aterramento

Na área de concessão o aterramento é do tipo hastes verticais alinhadas e são utilizadas hastes de terra tipo cantoneira de aço galvanizado de 2400mm x 25mm e cabo de aço de 6,4mm. A distância entre as hastes são de 3000mm e a distância entre a haste e o poste de 1000mm [11].

Depois de cravada, a distância entre o topo da haste e a superfície do solo deve ser de 450mm e do ponto de conexão à superfície do solo a distância deve ser de 600mm [11].

O cabo utilizado no aterramento é contínuo da conexão com o neutro até o terminal à compressão conectado a haste.

A Figura 10 representa o sistema de aterramento [11].

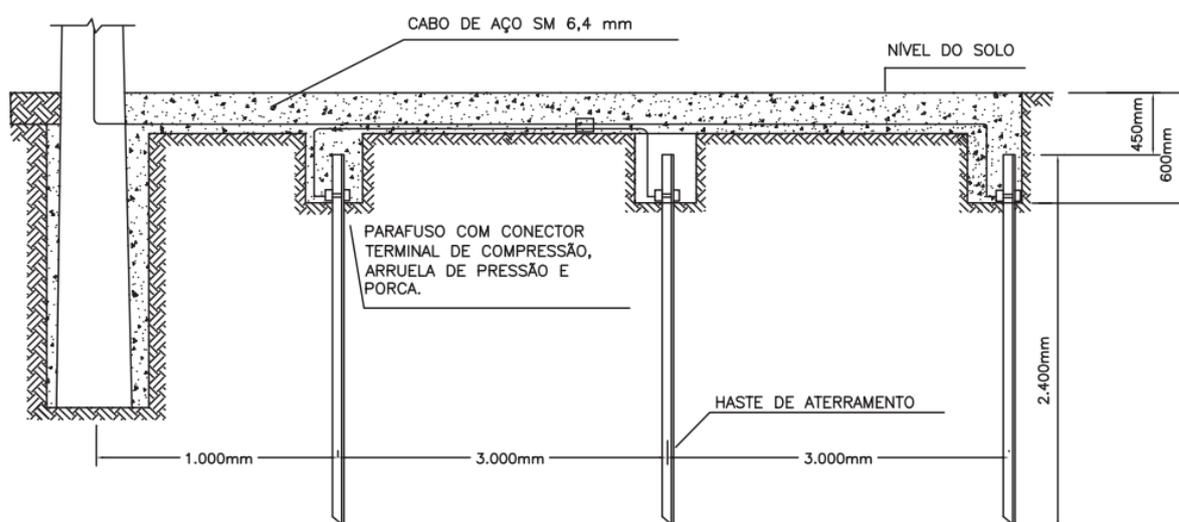


Figura 10 - Sistema de aterramento utilizado.

1.4 Objetivo Geral

Este trabalho possui como objetivo geral analisar a taxa de queima/avaria de transformadores de distribuição de uma concessionária de energia elétrica.

Dado o objetivo geral, têm-se como objetivos específicos:

- Separar os transformadores em grupos de potência, data de fabricação, fabricante, localização, alimentador, entre outros;
- Analisar a sazonalidade junto a taxa de falha;
- Examinar a causa da taxa de falha destes equipamentos;
- Realizar inspeções visuais e identificar possíveis causas da queima ou instalações fora da norma;
- Estudar e analisar o parque de transformadores existentes na rede de concessão;
- Verificar a possibilidade de implementação de uma solução economicamente viável e aplicação da mesma; e,
- Realizar economias e melhoras na rede a longo prazo para a empresa.

2 *Materiais e Métodos*

Almejando alcançar os objetivos propostos foram utilizados *softwares* variados, estes, estão expostos nesta seção juntamente com suas funções e metodologia de aquisição de dados. Além disso, também será exposto todo o processo interno e burocrático da empresa para uma maior compreensão do desenvolvimento realizado.

2.1 *SisRaios*

O SisRaios é um *software* via *Internet* que visa o monitoramento, análise e previsão de descargas atmosféricas. Foi desenvolvido pelo Instituto Tecnológico SIMEPAR (Sistema Meteorológico do Paraná) e é utilizado em larga escala em companhias de eletricidade, companhias de telecomunicações, centros de monitoramento e previsão do tempo. Este *software* detecta e localiza com alta acuracidade as descargas atmosféricas, possuindo precisão de milésimos de segundos.

O Sistema Meteorológico do Paraná (SIMEPAR) utiliza a tecnologia “*Lightning Positioning and Tracking System*” – LPATS, em português “Sistema de Localização e Rastreamento de Raios” e opera o Sistema de Detecção de Descargas Atmosféricas. Esta tecnologia é capaz de processar os dados dos sensores remotamente através do Sistema de Posicionamento Global (GPS) e retornar em tempo real a localização da descarga atmosférica, através do sistema de coordenadas e georreferenciamento; o tempo da ocorrência da descarga; a polaridade e amplitude máxima da corrente de retorno (em kA) [15].

A Figura 11 auxilia a compreensão do sistema de detecção de descargas atmosféricas utilizado pelo *software* [15].

Os sensores LPATS III, LPATS IV e IMPACT enviam dados brutos à central de processamento (Location Processor Module – LP2000). Esta central, calcula, em tempo real, as informações (localização, intensidade, polaridade, etc.) sobre a descarga e transmite os dados para outros sistemas de armazenamento e visualização. Em seguida, os dados enviados pela LP2000 são armazenados no Sistema Gerenciador de Banco de Dados (SGBD) Sybase da DA2000 (Distribution and Archive Module) e no SGBD Oracle. A visualização das

informações de descargas atmosféricas pode ser feita através de *softwares* conectados diretamente à central LP2000, ao sistema de banco de dados DA2000 ou ainda por central do tipo NM2000. Finalmente, para garantir a qualidade das informações, a NM2000 (Network Management Module) realiza o monitoramento e análise da LP2000 e da rede de sensores [15].

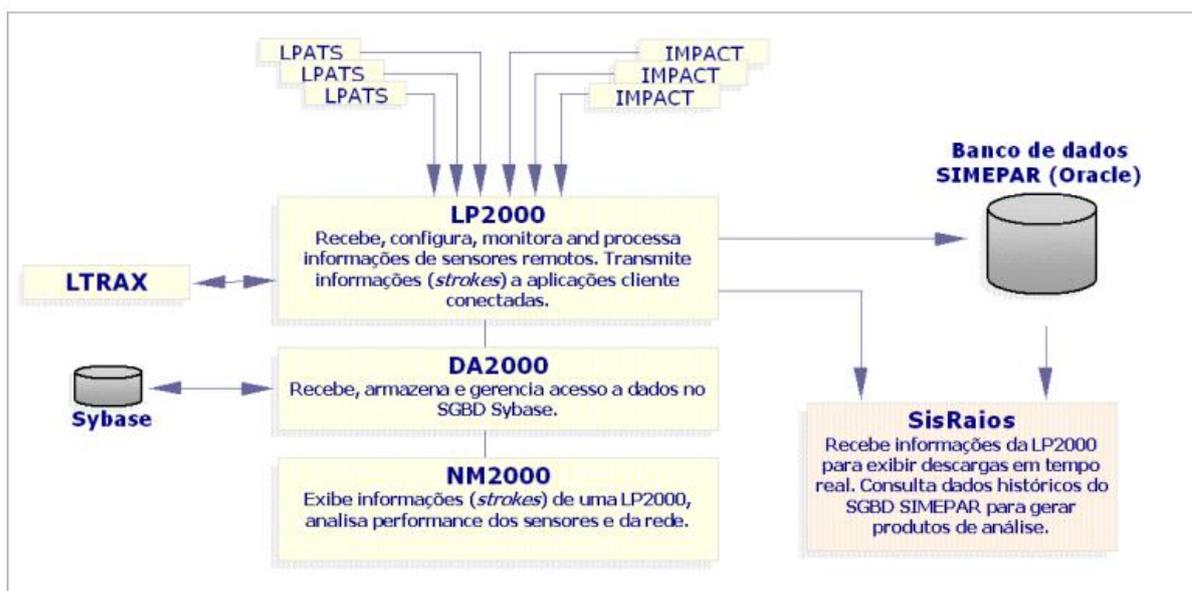


Figura 11. Diagrama do sistema de detecção de descargas atmosféricas do SIMEPAR.

2.2 Procedimento Interno da Empresa

Primeiramente, quando um transformador é queimado, o cliente realiza uma ligação para a empresa notificando da falta de energia elétrica, ou a equipe de Coordenação da Distribuição (COD) percebe esta ausência em certa região e realizam manobras nas linhas de distribuição para revertê-la.

Com a falta de energia elétrica, uma equipe de eletricitas da agência de atendimento mais próxima é encaminhada ao local para verificar o ocorrido. Nesta verificação, uma ocorrência (OC) é gerada no Sistema de Gestão da Distribuição (SGD), um *software* ao qual está presente toda a rede de distribuição da empresa, seus transformadores, alimentadores, chaves fusíveis, chaves facas, dados dos componentes da rede, entre outras infinidades de dados, mas estes não serão importantes para este trabalho.

Caso os transformadores estejam queimados ou avariados, esta ocorrência é enviada ao Planejamento e Controle da Manutenção (PCM) que priorizam os atendimentos das ocorrências que impactam nos indicadores de continuidade da ANEEL que são o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). Para isso são priorizados atendimentos emergenciais, ou seja, de clientes que estão desenergizados ou casos que apresentem risco aos clientes ou a rede de distribuição.

Após a alocação de alguma equipe de eletricitistas de manutenção ou uma empreiteira terceirizada ser acionada, o serviço é realizado. Em caso de ocorrências de transformadores queimados e avariados, os eletricitistas preenchem um pequeno formulário chamado controle de transformadores (CTR) que possui algumas informações como potência e tensão dos transformadores instalados e retirados.

O formulário de CTR é enviado à Programação e Controle da Manutenção após a execução de cada serviço. No final de cada mês as obras são abertas contabilmente por esta equipe no Sistema de Acompanhamento e Gerenciamento de Obras (SIAGO), um *software* onde todas as informações referentes às obras realizadas estão disponíveis, como localidade, custo, causa, entre outros.

Finalmente, após um longo processo de abertura e encerramento da obra no Sistema de Acompanhamento e Gerenciamento de Obras (SIAGO), a obra é enviada para documentação no Centro de Documentação (CEDOC) caso seja requisitada pela ANEEL para auditorias.

2.3 Banco de Dados

Para o banco de dados, debateu-se bastante sobre qual fonte utilizar, qual sistema da empresa seria o mais confiável, qual teria as informações necessárias para o estudo dos transformadores queimados/avariados. A solução foi a aquisição dos dados de ambos os sistemas, SGD e SIAGO, afim de refinar e confirmar os resultados.

Para análise destes dados foi utilizado o *Excel*, que é o editor de planilhas produzido pela *Microsoft* para computadores que utilizam o sistema operacional *Microsoft Windows*.

Esta escolha ocorreu, pois, o *software* supre as demandas exigidas e a empresa possui a licença necessária para a sua utilização.

Mensalmente, retirava-se do SIAGO uma base de dados com todas as obras abertas naquele mês, estas obras eram filtradas de acordo com seus projetos. Em seguida, pegava-se o número dessas obras e estes eram colocados em uma planilha de controle. Cada obra possui um número distinto, dessa forma, uma simples rotina ou fórmulas no *Excel* seria necessário para a procura das informações em uma grande base de dados.

A planilha de controle possuía o número de todas as obras de transformadores queimados e avariados. Através deste número, as informações relevantes procuradas na base de dados do SIAGO eram: o número da ocorrência, data da abertura da obra, potência e tensão do transformador retirado e do instalado, a cidade do transformador e sua regional.

Uma base do SGD também era retirada mensalmente nos mesmos moldes. Assim, a partir do número de ocorrência obtido pelo número da obra no SIAGO foi possível adquirir mais algumas informações importantes, como por exemplo: alimentador que o transformador se encontrava, coordenadas de georreferenciamento de localização do transformador, a causa da queima ou avaria apontada pelos eletricitistas da agência, data da ocorrência, entre outros.

É importante observar que foi padronizado considerar a queima dos transformadores sempre na data da ocorrência registrada no SGD e não na data da abertura da obra do SIAGO. Isso se deu, devido esta última nem sempre condizer com a realidade devido a atrasos na abertura da obra neste sistema. Desta forma, a data escolhida era referente ao dia da reclamação do cliente, ou o dia que certa região ficou desenergizada, que condiz exatamente com a data de queima do transformador, tornado o estudo sazonal das queimas dos transformadores mais exato.

Para o levantamento de dados pluviométricos, realizou-se um cadastro acadêmico no Instituto Nacional de Meteorologia, INMET, que garante acesso a centenas de unidade meteorológicas em todo o Brasil e possui uma base de dados a partir de 1960.

No IMNET, existem dados de estações meteorológicas convencionais e automáticas. Uma estação meteorológica convencional é composta de vários sensores isolados que registram continuamente os parâmetros meteorológicos (pressão atmosférica, temperatura e umidade relativa do ar, precipitação, radiação solar, direção e velocidade do vento, etc.), que são lidos e anotados por um observador a cada intervalo e este os envia a um centro coletor

por um meio de comunicação qualquer. Já uma estação meteorológica de superfície automática é composta de uma unidade de memória central ("*data logger*"), ligada a vários sensores dos parâmetros meteorológicos, que integra os valores observados minuto a minuto e os disponibiliza automaticamente a cada hora.

Para este estudo, foram utilizados os dados de precipitação dos anos de 2015 e 2016 das estações meteorológicas automáticas das cidades de Viçosa, Juiz de Fora, Manhuaçu Muriaé e Nova Friburgo. A precipitação foi analisada como a soma da precipitação mensal em milímetros de chuva nessas quatro cidades.

Os dados referentes as descargas atmosféricas, foram todos retirados dos SisRaios, o *software* apresentado anteriormente nesse trabalho.

Após a aquisição de todos esses dados se fez necessária uma análise, tratamento e compreensão dos mesmos para alcançar os objetivos almejados.

2.4 Inspeções em Campo

Esporadicamente, acompanhou-se os eletricitistas de linha viva e inspetores em campo com intuito de aprender e visualizar todo o processo do trabalho na manutenção nas redes de distribuição.

Esse acompanhamento foi importante, pois através dele que se visualizou as estruturas dos transformadores, instalação de para-raios e medição de aterramentos já citados anteriormente. Deste modo, compreendeu-se os trabalhos realizados pelas equipes. Outro ponto importante foi a familiarização com os procedimentos que são executados por essas equipes.

As inspeções, auditorias e fiscalizações em campo, serviam para conferir os serviços realizados e confirmação se os mesmos foram realizados de acordo com as normas de distribuição interna, conforme instalações dos Anexos A a D.

3 *Resultados e Discussões*

3.1 *Viabilidade do estudo*

O primeiro passo e resultado desta pesquisa, foi o surgimento da ideia juntamente com a verificação da viabilidade do estudo.

Analisou-se os dados referentes a 2015, relacionando-se precipitação e queima de transformadores. O resultado encontrado está demonstrado na Figura 12 e na Tabela 3, onde pode-se observar uma elevada correlação entre a quantidade de transformadores queimados e a precipitação mensal nas cidades já citadas anteriormente. Observou-se que a correlação entre estes dados era de 83,60%.

Para este cálculo de correlação foi utilizada a Equação 2, onde x representa a quantidade de raios no mês, y representa a quantidade de transformadores queimados no mês e n é o mês referente.

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (2)$$

Os valores do coeficiente de correlação linear de Pearson (ρ) podem ser interpretados da seguinte maneira:

- 0,9 para mais ou para menos indica uma correlação muito forte;
- 0,7 a 0,9 positivo ou negativo indica uma correlação forte;
- 0,5 a 0,7 positivo ou negativo indica uma correlação moderada;
- 0,3 a 0,5 positivo ou negativo indica uma correlação fraca;
- 0 a 0,3 positivo ou negativo indica uma correlação desprezível.

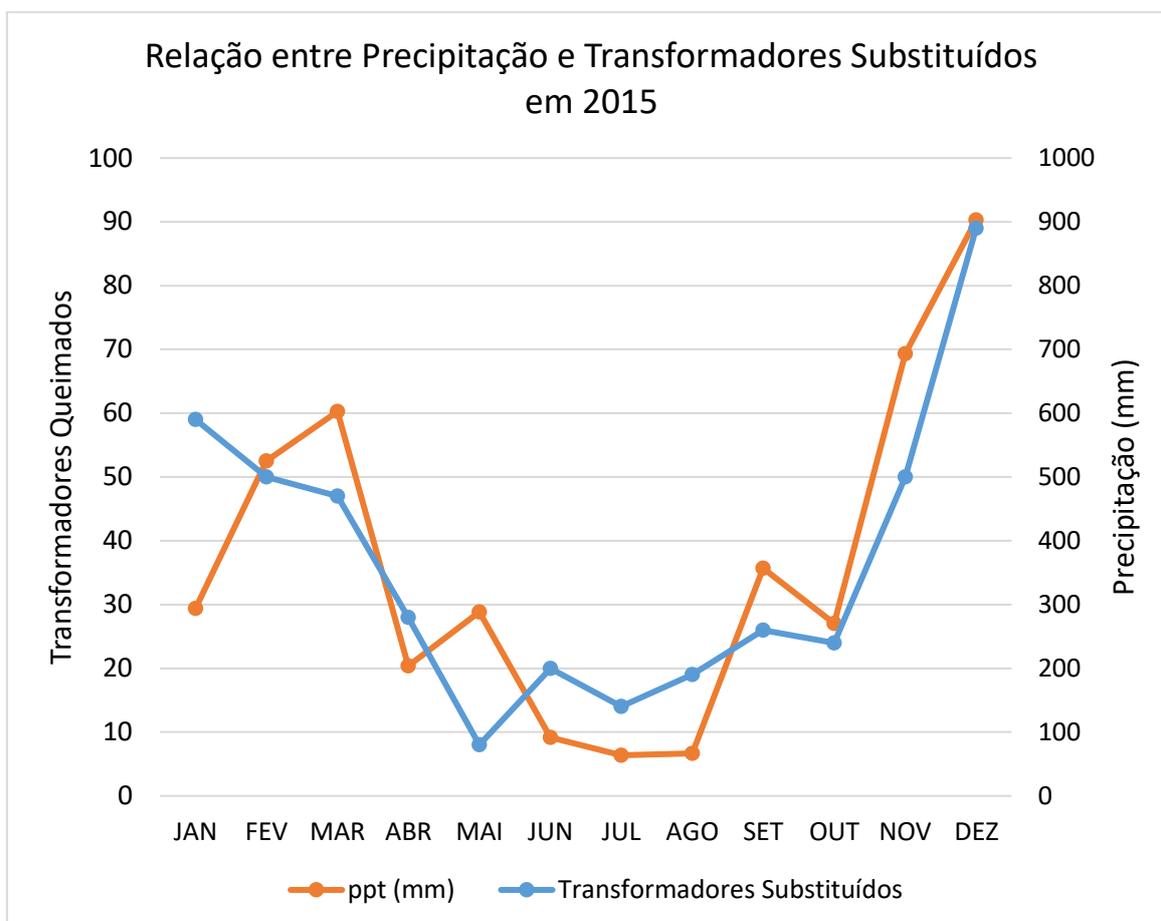


Figura 12. Relação entre Precipitação e Transformadores queimados em 2015.

Tabela 3. Quantitativo de transformadores queimados mensalmente em 2015 e a precipitação mensal.

Mês	Transformadores Queimados	Precipitação (mm)
JAN	59	293,6
FEV	50	525,0
MAR	47	602,5
ABR	28	203,6
MAI	8	288,5
JUN	20	91,7
JUL	14	63,7
AGO	19	66,4
SET	26	357,0
OUT	24	270,2
NOV	50	693,1
DEZ	89	903,0

Logo, através deste resultado percebeu-se uma correlação forte entre a precipitação e transformadores queimados. Assim, decidiu-se ir mais a fundo na procura da causa da elevada

taxa de queima de transformadores e utilizar as descargas atmosféricas que já eram utilizadas pelo Centro de Operações da Distribuição para a detecção de problemas em potencial e realização de manobras na rede.

3.2 Análise Detalhada dos Transformadores Queimados

Logo após a verificação da possibilidade deste estudo, passou-se a realizar um acompanhamento mais próximo da taxa de falha dos transformadores no ano de 2016. De forma a adquirir a maior quantidade de dados possíveis e relacioná-la com as descargas atmosféricas e queima dos transformadores para que seja encontrada a causa e solução do problema.

Deste modo, todos os dados apresentados nesta seção são referentes a este ano entre os meses de Janeiro e Setembro. Neste período foram queimados 268 transformadores, nas regionais de Cataguases, Leopoldina, Muriaé, Manhuaçu Ubá, Sumidouro e Nova Friburgo.

3.2.1 Transformadores Queimados por Potência

Para o reconhecimento do perfil dos transformadores que são queimados em maior quantidade, decidiu-se fazer uma análise referente à potência desses transformadores, os resultados podem ser observados na Figura 13.

Através deste gráfico é possível concluir que a maioria dos transformadores queimados no ano de 2016 foram transformadores monofásicos, com baixas potências.

Os transformadores monofásicos representam 153 dos 268 transformadores queimados, totalizando 57,09%. Observando a potência, os transformadores com potência inferior a 25 KVA representam 64,55% do total, com um quantitativo de 173 transformadores queimados.

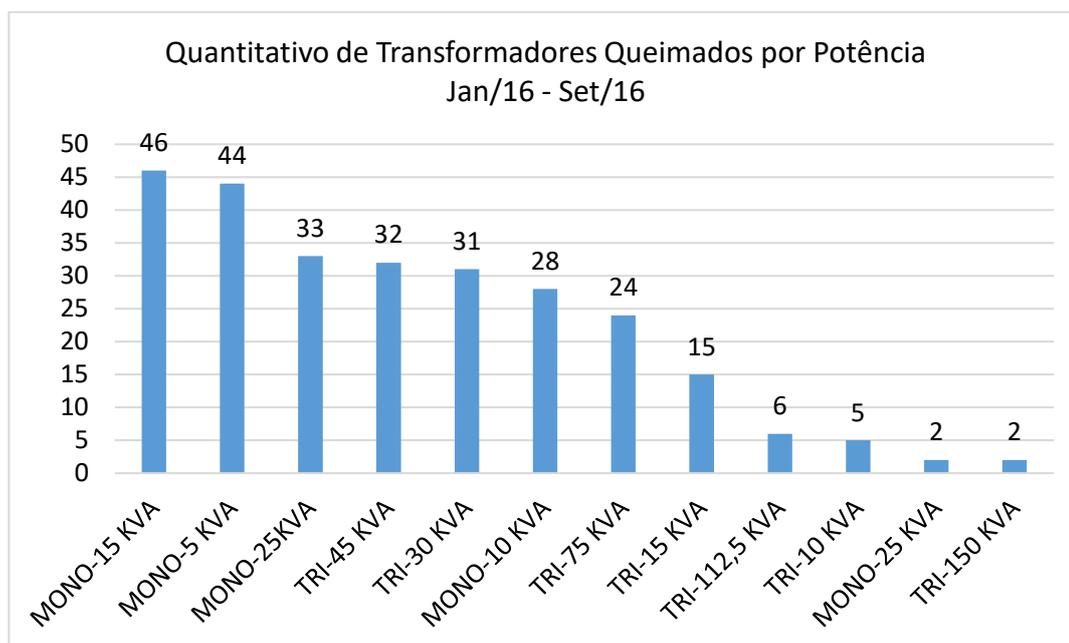


Figura 13. Quantitativo de transformadores queimados por potência em 2016.

3.2.2 Transformadores Queimados por Localidade

Através da Figura 14, observa-se que a grande maioria dos transformadores queimados se localiza em Cataguases (CTZ) e seguido por Manhuaçu (MAU).

Isso se deve ao grande parque de transformadores dessas regionais e ao pequeno número de transformadores nas regionais de Nova Friburgo (ENF) e Sumidouro (SUM) devido a uma menor rede de distribuição e menor número de clientes.

As regionais de Ubá (UBA), Leopoldina (LPD) e Muriaé (MRE) também apresentam números consideráveis.

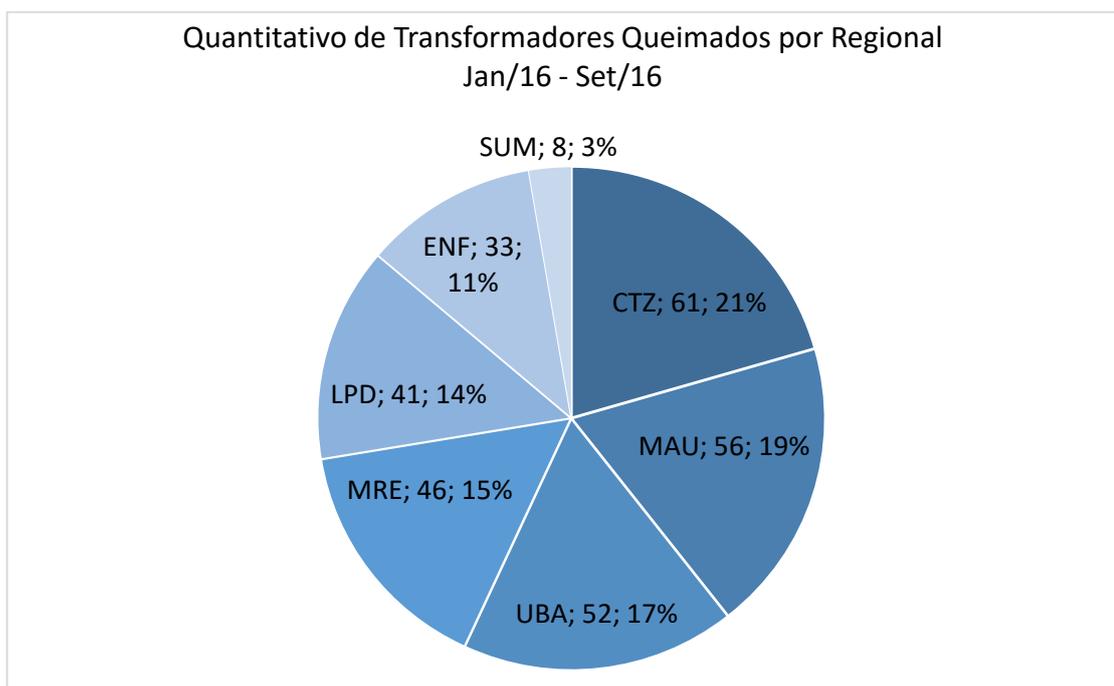


Figura 14. Quantitativo de transformadores queimados por regional em 2016.

No que diz respeito a áreas urbanas e rurais, a grande maioria dos transformadores queimados encontram-se nas áreas rurais como comprovado na Figura 15.

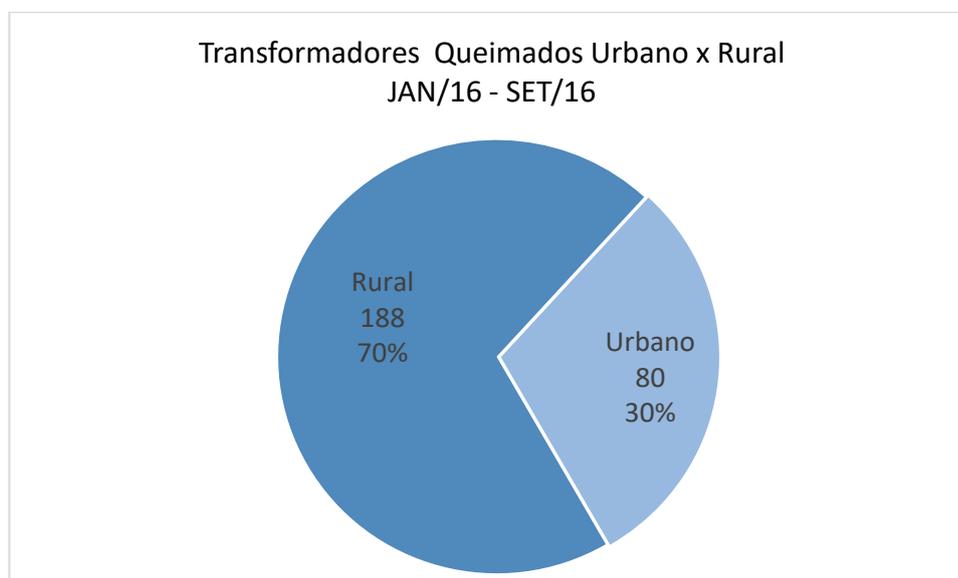


Figura 15. Quantitativo de transformadores queimados por área urbana ou rural em 2016.

Fatores de alta contribuição para esse fato é a maior incidência de descargas atmosféricas nas zonas rurais do que nas zonas urbanas e a precariedade das redes rurais ser,

infelizmente, maior do que das redes urbanas, possuindo maior número de cruzetas e postes de madeira, aterramento inexistente e a ausência de para-raios em muitos ramais.

É possível relacionar também, a potência dos equipamentos queimados com sua localização, confirmando que a maior parte dos transformadores das zonas rurais são monofásicos e de baixa potência, como exibido na Figura 16.

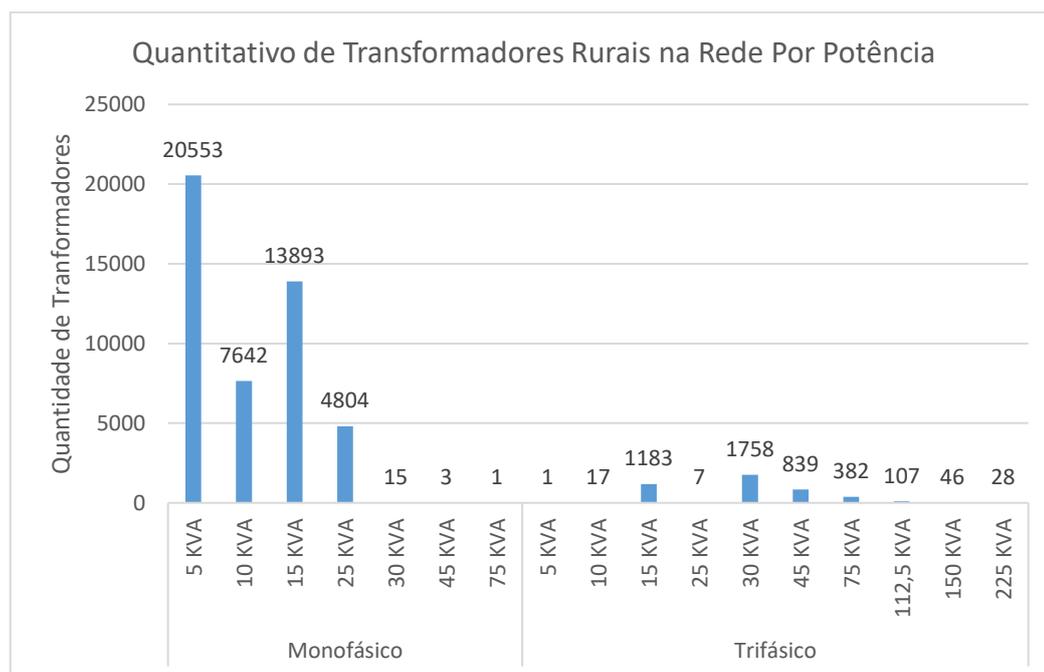


Figura 16. Quantitativo de transformadores rurais na rede por potência.

Desta forma, seria interessante o início das medidas corretivas e preventivas começarem das zonas rurais devido ao enorme parque de transformadores existente e a queima majoritária ocorrer nessa região.

Além disso, em áreas urbanas o sistema de proteção é mais equipado, com presença de religadores e de chaves fusíveis seccionadores. Permitindo assim, maiores manobras na rede quando um transformador é queimado, de forma a reduzir o número de clientes afetados rapidamente, o que não ocorre em áreas rurais.

3.2.3 Transformadores Queimados por Fabricante e Data de Fabricação

Como já mencionado na seção 2.3, a grande maioria dos dados foram adquiridos de Sistemas e *softwares* internos da empresa, como o SGD e o SIAGO. Entretanto, devido a

migrações e surgimento de novos *softwares* internos, a base de dados referentes à data de fabricação no SGD deixou de ser atualizada no final de 2014. Com intuito de buscar um resultado mais atualizado e preciso, tentou-se conseguir essas informações do GIS, um novo sistema utilizado pela empresa que está em processo de migração e atualização de dados.

Como demonstrado na Figura 17 e 18, essa tentativa foi sem sucesso devido a ausência de dados nesta plataforma, fazendo-se necessário encontrar uma solução para encontrar os dados referentes a data de fabricação e fabricante dos transformadores.

Deste modo, entrou-se em contato com certo grupo de reforma de transformadores queimados que são reparáveis. Assim, foi adquirido o laudo do último lote de transformadores enviados para reforma, este lote possui um total de 182 transformadores.

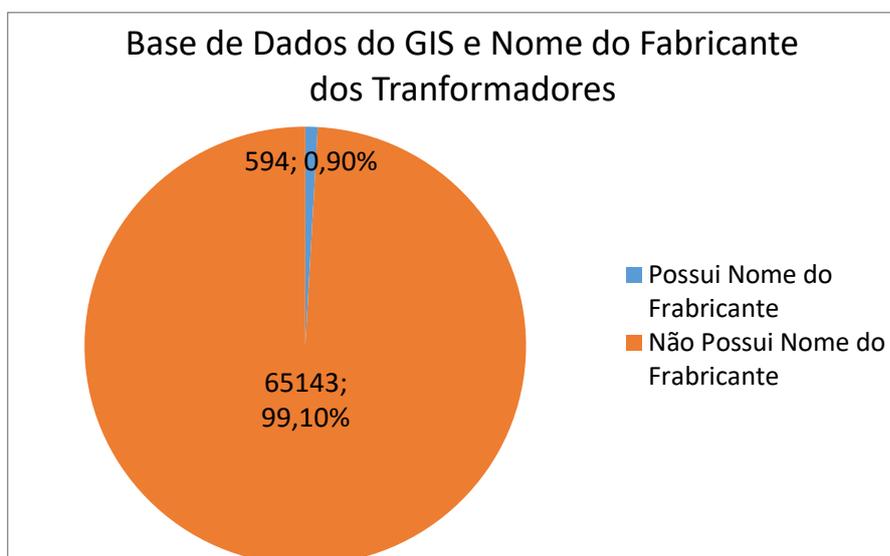


Figura 17. Base de dados do GIS apresentando insuficiência de dados relacionados ao nome do fabricante do transformador.

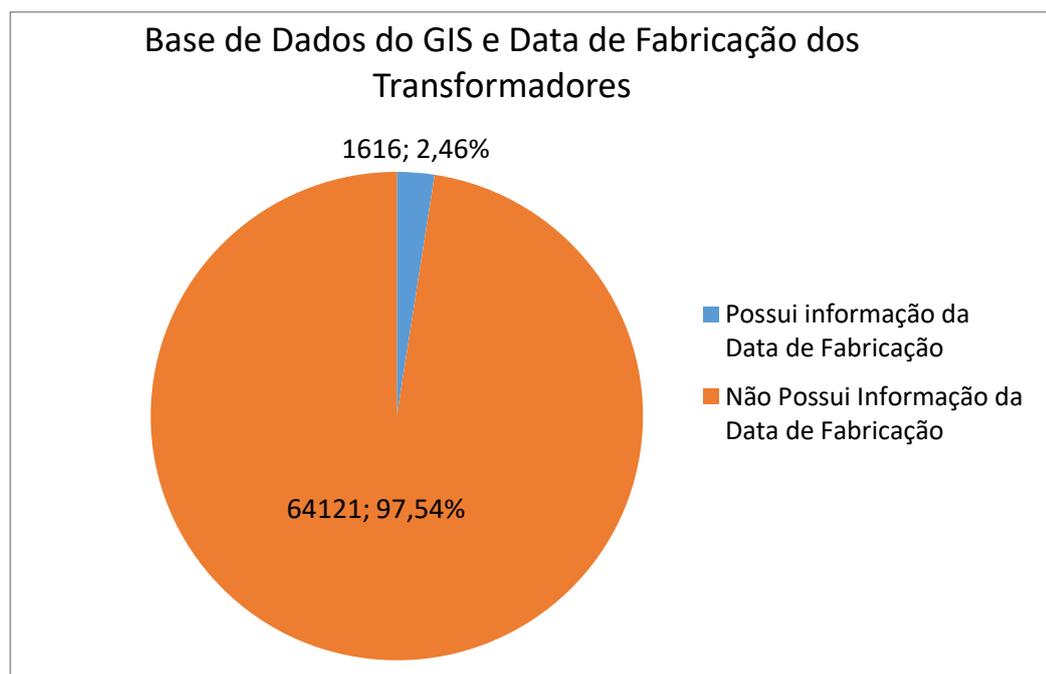


Figura 18. Base de dados do GIS apresentando insuficiência de dados relacionados à data de fabricação do transformador.

Referente ao fabricante dos transformadores, observa-se na Figura 19, que a maioria dos transformadores reformados são da marca A. Atualmente, esta consseccionária de energia tem um contrato vigente com a marca C de transformadoresm, onde desde o final 2015 todos os transformadores adquiridos pela empresa são desta marca.

Se este lote de transformadores for tomado como base, pode-se afirmar que esta não foi uma boa escolha. Apesar das marcas A e B possírem maior número de tranformadores queimados que a marca C, a marca C possui uma maior taxa de falha. Ou seja, maior razão entre a quantidade de tranformadores queimados e a quantidade de transformadores desta marca instalados na rede.

Na Tabela 4 é possível observar estes dados mais a fundo para maior compreensão e cálculo da taxa de falha por marca do tranformador.

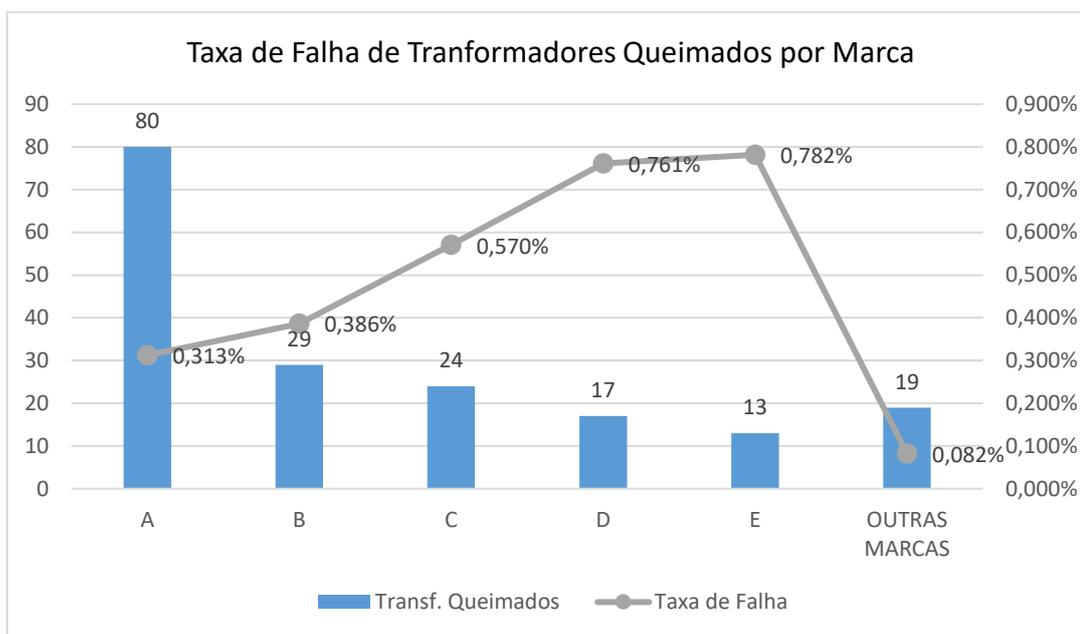


Figura 19. Quantitativo de transformadores reformados por marca em um lote.

Tabela 4. Taxa de Falha de Transformadores por Marca

Marca	Transf. Queimados (Q)	Total na Rede (R)	Taxa de Falha (Q/R)
A	80	25600	0,313%
B	29	7512	0,386%
C	24	4208	0,570%
D	17	2233	0,761%
E	13	1663	0,782%
OUTRAS MARCAS	19	23161	0,082%
Total Geral	182	64377	2,894%

Quanto a idade dos transformadores reformados, observou-se na Figura 20 que a maior quantidade dos transformadores possuem sua data de fabricação entre 15 e 20 anos atrás. Mas não deve-se deixar enganar, pois a grande maioria dos transformadores reformados eram relativamente novos, os que possuíam até 10 anos de fabricação representavam 40,66% do total, com um quantitativo de 74 transformadores.

Deste modo é possível concluir que os transformadores mais novos reformados não atingiram o final de sua vida útil, que é em torno de 20 anos [16] e a queima ou avaria se deu devido a situações adversas externas as quais ele não estava devidamente protegido.

Já os transformadores mais velhos, realmente chegaram ao fim de sua vida útil, estando deteriorados, com vazamentos de óleo e superaquecimento. Outra conclusão

importante é referente aos que não possuíam data de fabricação disponível, estes representam transformadores tão antigos que suas placas de identificação encontravam-se completamente deterioradas ou ilegíveis.

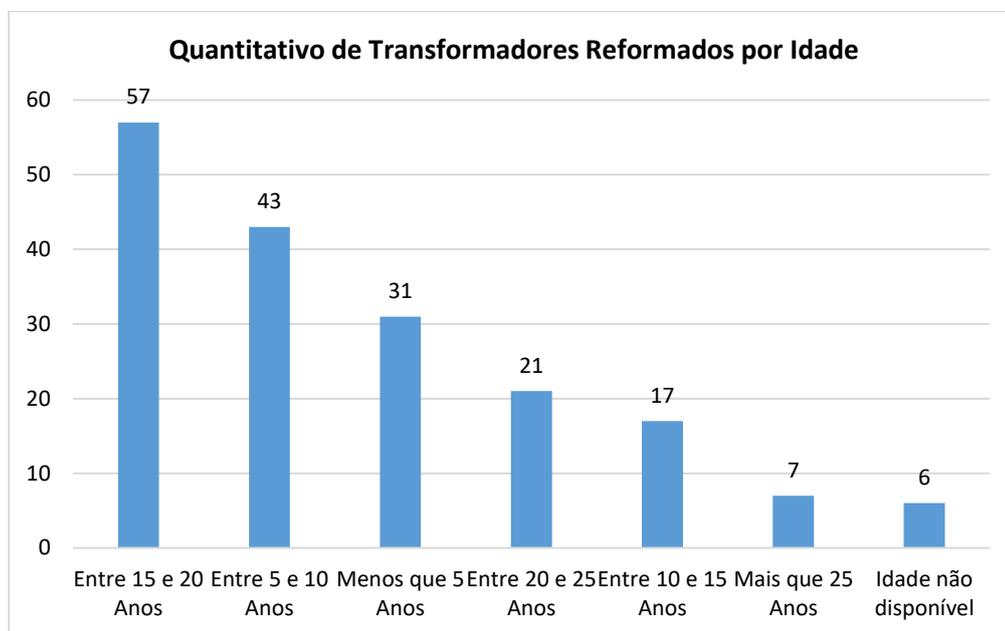


Figura 20. Quantitativo de transformadores reformados por idade em um lote.

3.2.4 Parque de Transformadores na Rede

Utilizando os dados do SGD, atualizados em 2015, foi possível analisar o perfil do parque de transformadores instalados na rede que a empresa possui. Plotou-se o gráfico de transformadores presentes na rede e suas respectivas idades, como pode ser observado na Figura 21.

Estes dados foram analisados mais a fundo, afim de realizar inspeções visuais e termográficas para encontrar possíveis problemas na rede ou pontos de aquecimento nos transformadores.

Para isso, focou-se nos transformadores que possuem idade superior a 25 anos e idade entre 15 e 25 anos, pois estes são transformadores que já ultrapassaram sua vida útil comercial e estão presentes em enorme quantidade nas redes de distribuição.

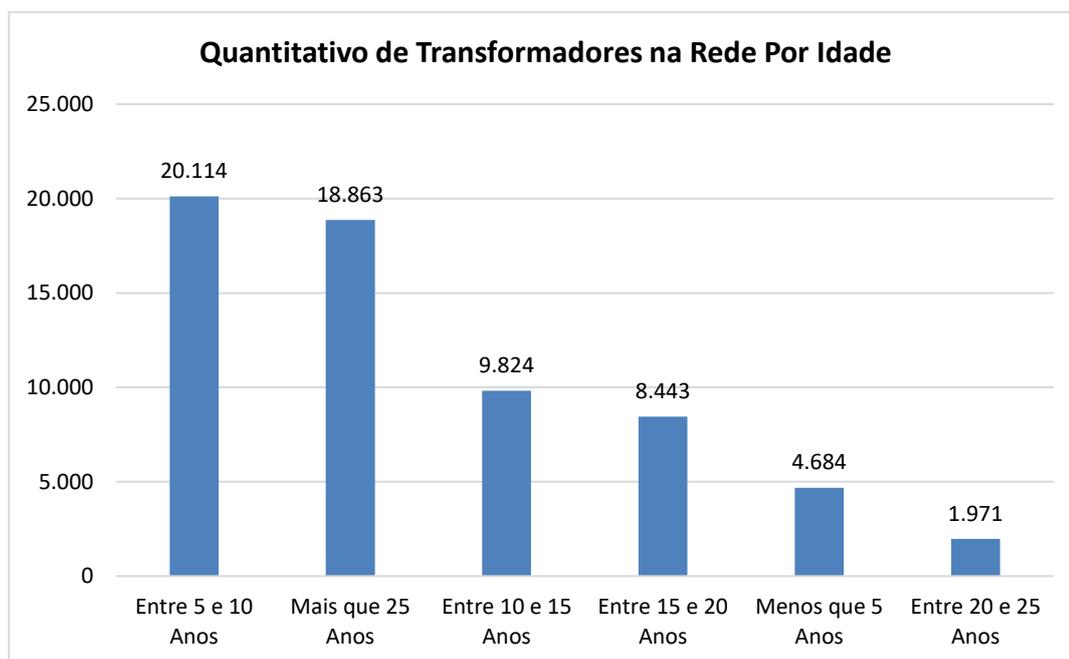


Figura 21. Quantitativo de transformadores na rede por idade.

Nas Tabelas 5 e 6 estão indicados os alimentadores que deverão ter seus troncos inspecionados. Eles foram escolhidos de forma a ter 20% de todos os transformadores daquela faixa de idade verificados. É óbvio que durante as inspeções todos os transformadores são inspecionados independente da idade, esta foi apenas uma metodologia escolhida para priorização dos alimentadores a se inspecionar.

Tabela 5. Quantitativo de transformadores com idade superior a 25 anos na rede por alimentador.

ALM	Qtde de Transformadores com Idade Superior a 25 Anos na Rede	% Total Acum.
SMA-CNA	373	1,98%
UCD-002	368	3,93%
MAU1-LBU	350	5,78%
VRB2-SNM	327	7,52%
UCD-001	322	9,22%
CBA-003	310	10,87%
MRE1-SAP	309	12,51%
RDR-GDV	305	14,12%
SMA-SMA	300	15,71%
DVN-SNF2	291	17,26%
UGL-SJG	278	18,73%
GCM-TGA	251	20,06%
...
Total	18863	100,00%

Tabela 6. Quantitativo de transformadores com idade entre 15 e 20 anos na rede por alimentador.

ALM	Qtde de Transformadores com Idade Entre 15 e 20 Anos	% Total Acum.
MAU1-LBU	224	2,65%
SAM-SSRP	202	5,05%
SAM-DUA	191	7,31%
REA-DOC	186	9,51%
ENP1-APM	170	11,52%
UCD-001	167	13,50%
UCD-002	164	15,44%
REA-CPA	163	17,38%
UGL-001	144	19,08%
MAM-AJQ	142	20,76%
...
Total	8443	100,00%

3.4 Análise das Descargas Atmosféricas e Precipitação

A análise principal deste trabalho diz respeito à relação entre as descargas atmosféricas e a queima dos transformadores. Os dados anteriores serviram de base para a localização e compreensão do problema existente.

Analisou-se os dados referentes a 2016 relacionando-se as descargas atmosféricas e queima de transformadores. Para isso, foram utilizados os dados dos SisRaios para contabilização dos raios e sua geolocalização.

O resultado encontrado está demonstrado na Figura 22, onde pode-se observar uma elevadíssima correlação entre a quantidade de transformadores queimados e a quantidade de descargas atmosféricas mensais. Concluiu-se que a correlação entre estes dados era de 96,30%, muito superior a correlação entre transformadores queimados e precipitação encontrado anteriormente, que fora de 83,60% e já apresentava um valor elevado.

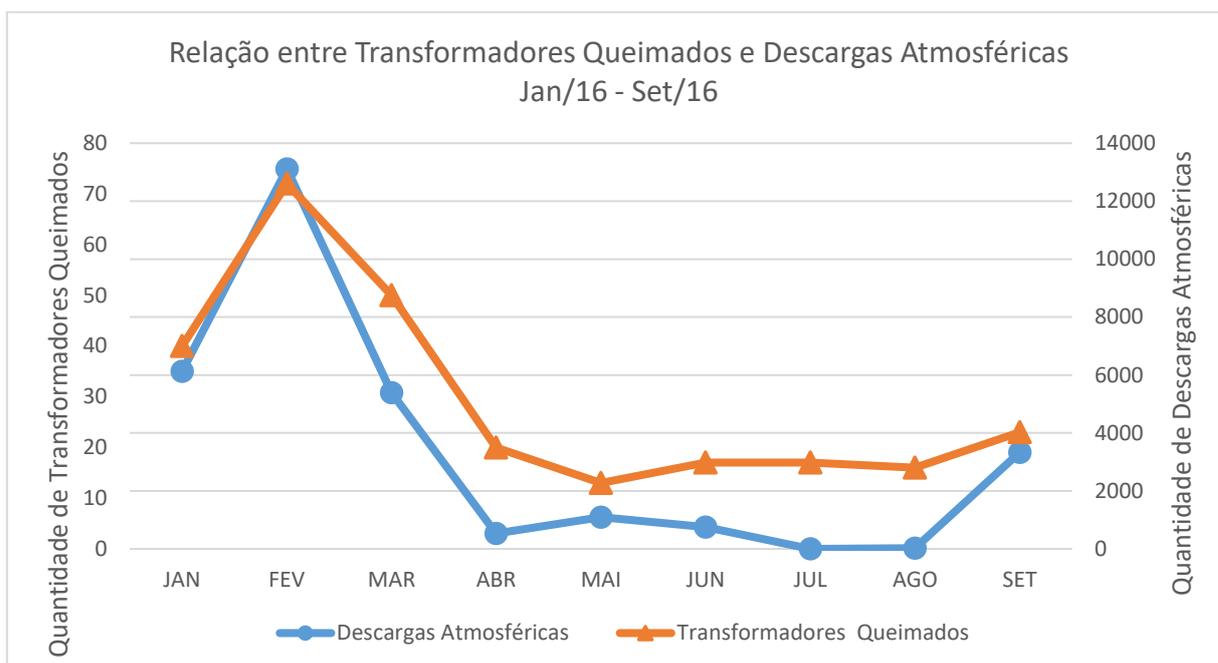


Figura 22. Relação entre transformadores queimados e descargas atmosféricas em 2016.

Outro resultado encontrado que pode ser observado diz respeito a intensidade das descargas atmosféricas e a queima de transformadores, o resultado pode ser observado na Figura 23. Deve-se observar que o comportamento das curvas se assemelha bastante ao resultado obtido pelo quantitativo de raios, mas de apresentando, conseqüentemente, uma alta correlação.

Outro fator importante que demonstrou a real relação entre descargas atmosféricas e transformadores queimados, foi a análise entre precipitação mensal e o quantitativo desses equipamentos defeituosos. Através da Figura 24 é possível observar que relação entre estes dois fatores não é tão elevada quanto nos casos demonstrados anteriormente.

Em 2016, a correlação entre transformadores queimados e a precipitação mensal em todas as regionais foi de 60,58%.

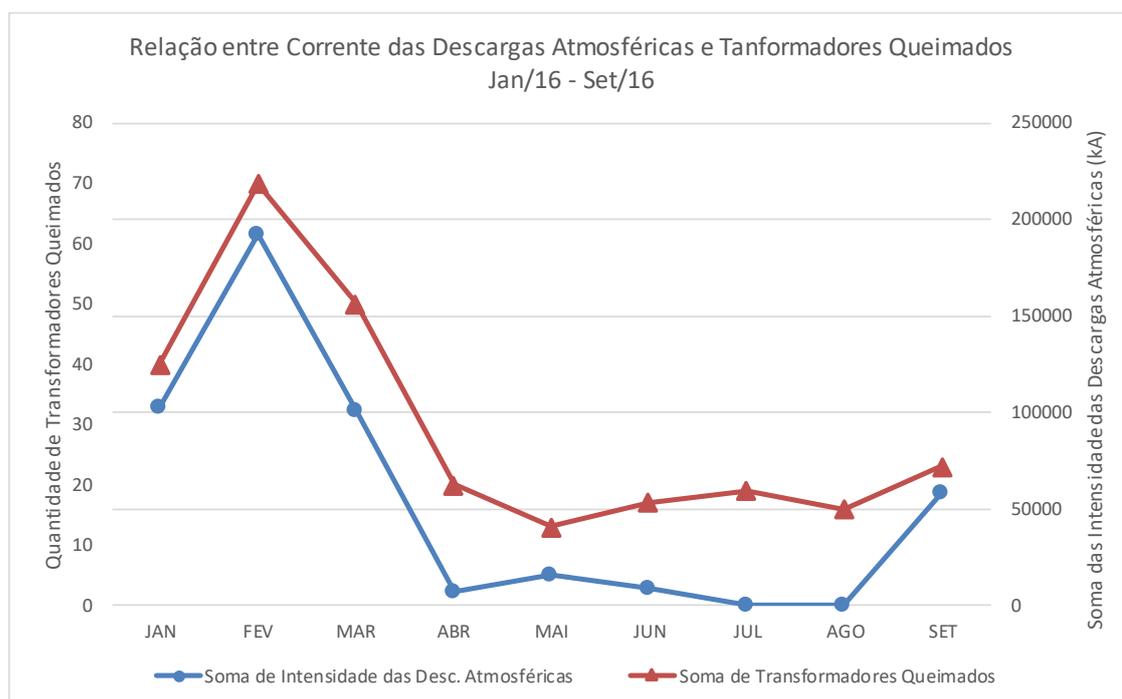


Figura 23. Relação entre transformadores queimados e corrente das descargas atmosféricas em 2016.

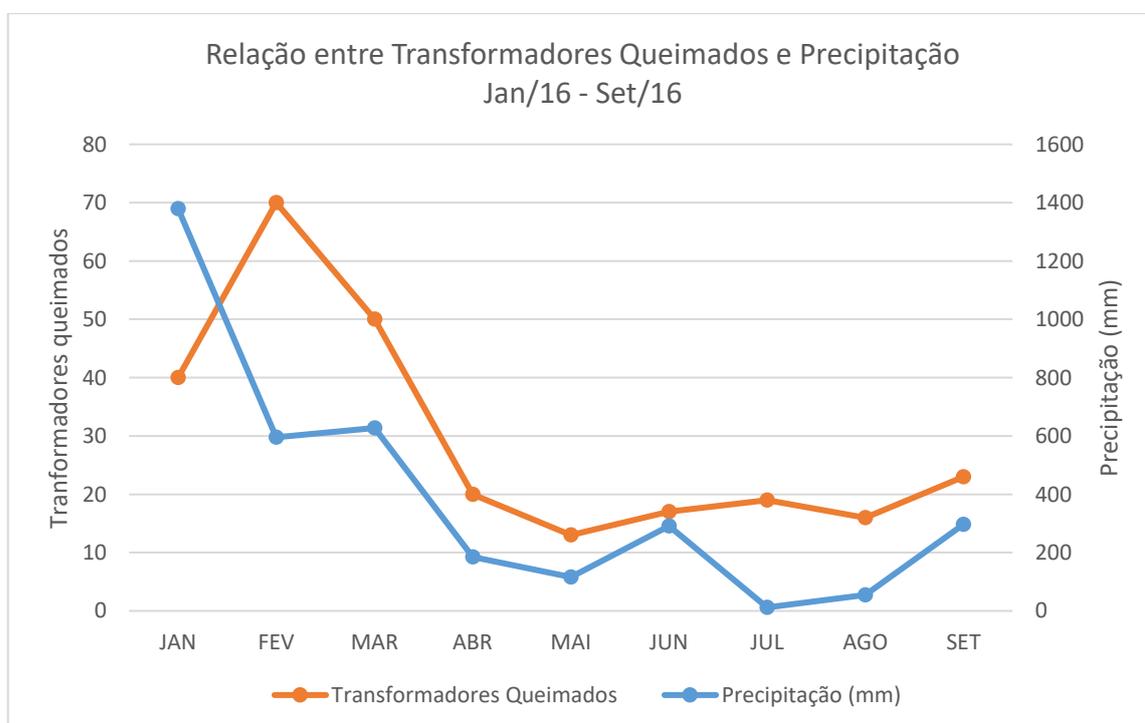


Figura 24. Relação entre transformadores queimados e precipitação mensal em 2016

Com estes resultados, foi possível observar quão linearmente estão correlacionados estes eventos (queima de transformadores, descargas atmosféricas e precipitação). Desta

forma, para a verificação e validação da causalidade entre estes eventos seria necessária uma quantidade de ensaios específicos em laboratório.

Por último, foi possível traçar algumas ações para a diminuição da queima, como as inspeções visuais.

3.5 Inspeções Visuais das Unidades Transformadoras

Foram feitas sete inspeções em instalações transformadoras que tiveram ocorrência no ano de 2016 na tentativa de identificar pontos significativos que provavelmente causaram a queima do transformador.

Alguns dos resultados obtidos nas inspeções estão demonstrados a seguir. Através destes resultados foi possível observar que problemas se repetiam na rede independente de sua região.

Na regional de Cataguases foi inspecionada uma unidade transformadora que apresentava para-raios de uma fase com disparador desarmado, como indicado na Figura 25; conexão das fases, neutro e aterramento com conectores paralelo ou com emenda, indicado na Figura 26; rede aérea nua de baixa tensão com cabos não tensionados, como mostrado na Figura 27.

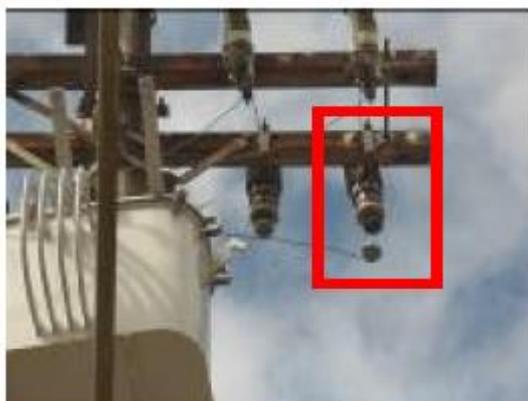


Figura 25. Para-raios de uma fase com disparador desarmado.



Figura 26. Aterramento com conectores paralelo ou com emenda.



Figura 27. Rede aérea nua de baixa tensão com cabos não tensionados.

Outra instalação transformadora inspecionada foi na região de Nova Friburgo, e esta não possuía para-raios em duas fases, como mostrado na Figura 28 e foi substituído por um novo transformador com para-raios agrupado. Além disso possuía conexão do neutro para aterramento com emenda como mostrado na Figura 29.



Figura 28. Ausência de para-raios em duas fases.



Figura 29. Conexão do neutro para aterramento com emenda.

Novamente, na região de Cataguases, uma unidade transformadora não possuía para-raios e foi realizado a substituição do transformador para um que possuísse para-raios agrupado, os transformadores sem para-raios e com para-raios podem ser observados, respectivamente nas Figuras 30 e 31. Outro problema encontrado foi a presença de emendas nas conexões das fases, neutro e aterramento como mostrado na Figura 32.



Figura 30. Transformador substituído (sem para-raios).

Através dessas inspeções concluiu-se a presença de alguns pontos em comum nessas unidades transformadoras que poderiam ter ocasionado a queima dos transformadores, são eles: a falta de para-raios, a má conexão do neutro e aterramento e a rede aérea nua de baixa tensão não tensionada.

Além dos pontos mencionados, foram observados em todas as instalações procedimentos em não conformidade com a norma de distribuição unificada, que são: jumper da chave fusível com transformador utilizando fio de cobre, jumper da rede primária com a chave fusível utilizando fio de cobre, conexões com fio de cobre sem conectores e conexões usando conectores do tipo paralelo.



Figura 31. Transformador novo (com para-raios agrupado).



Figura 32. Emendas nas conexões das fases, neutro e aterramento.

3.6 Sugestões de Melhoria

Como foi demonstrado nos levantamentos dos dados, há queima de transformadores em diferentes pontos, sendo eles nas áreas rurais e urbanas. As sugestões de melhorias foram feitas com base nos dados levantados seguindo as necessidades apresentadas na análise das descargas atmosféricas, queima de transformadores e nas inspeções visuais.

O primeiro passo foi a elaboração de procedimentos inspeções visuais e termográficas para encontrar problemas em potencial nas redes e/ou transformadores, ou pontos de aquecimento. Para este serviço contou-se com o apoio dos inspetores da manutenção que percorriam as áreas mais necessitadas de acordo com o estudo do parque de transformadores na rede, localidade de maior queima e idade do transformador.

Para 2017, foi acrescentado ao custo modular da obra de substituição de transformadores os valores referentes aos para-raios e reforma da malha de terra e aterramento. Deste modo, fica garantido a verba de instalações destes itens conforme as normas de distribuição interna da empresa. Este projeto foi aprovado pela banca de diretores regionais, conseqüentemente o montante necessário será liberado para todas as obras de referentes a transformadores em 2017.

Além disso, foi sugerido ao supervisor do departamento a realização de um plano de manutenção preventiva periódico, onde em cada uma das redes com número elevado de ocorrências, uma quantidade amostral de transformadores, fosse retirado para realização de ensaios como análise de óleo, ensaios físicos e químicos e impulso de tensão.

Assim, fica garantido a instalação de para-raios nos transformadores na média tensão e na baixa tensão, a aferência dos aterramentos, e a reforma ou reinstalação de toda a malha de terra.

3.7 Controle de Transformadores (CTR)

Em todas as ocorrências de queima de transformadores observou-se que a preocupação em informar as condições para substituição dos mesmos e restabelecer energia para os clientes eram priorizadas sobre as condições técnicas encontradas da instalação e da rede.

Um processo utilizado para informação da substituição é o Controle de Transformador (CTR), porém os dados solicitados são apenas do equipamento, também não se preocupando com as condições da rede.

Para melhora do processo, a sugestão foi a alteração do CTR para um novo modelo padrão conforme Anexo E, no intuito de obter informações técnicas e relevantes iniciando o gerenciamento para identificação das queimas de transformadores.

4 Conclusões

O objetivo desse trabalho foi analisar a taxa de queima/avaria de transformadores de distribuição de uma concessionária de energia elétrica.

Para isso, a fonte da base de dados foi aprimorada sendo possível a realização de uma análise completa relacionada aos transformadores da empresa, alcançando assim, todos os objetivos propostos.

A correlação entre descargas atmosféricas e transformadores queimados, obteve valores elevados para os dados de 2016. Para estudos futuros, fica proposto a realização de ensaios em laboratório e análises casuais em campo para a verificação da relação entre estes eventos.

Cruzando os resultados obtidos, pôde-se disparar inspeções visuais e termográficas na regional de Cataguases, em áreas rurais, principalmente em transformadores monofásicos e de baixa potência.

Foram estudadas e sugeridas algumas mudanças e soluções para o problema encontrado. Estas propostas de melhoria foram aceitas e aprovadas por diretores da empresa, algumas já entraram em vigor neste ano, como o novo CTR, outras tiveram verba aprovada para o ano de 2017, como a instalação de para-raios e malha de aterramento em todos os transformadores que forem substituídos.

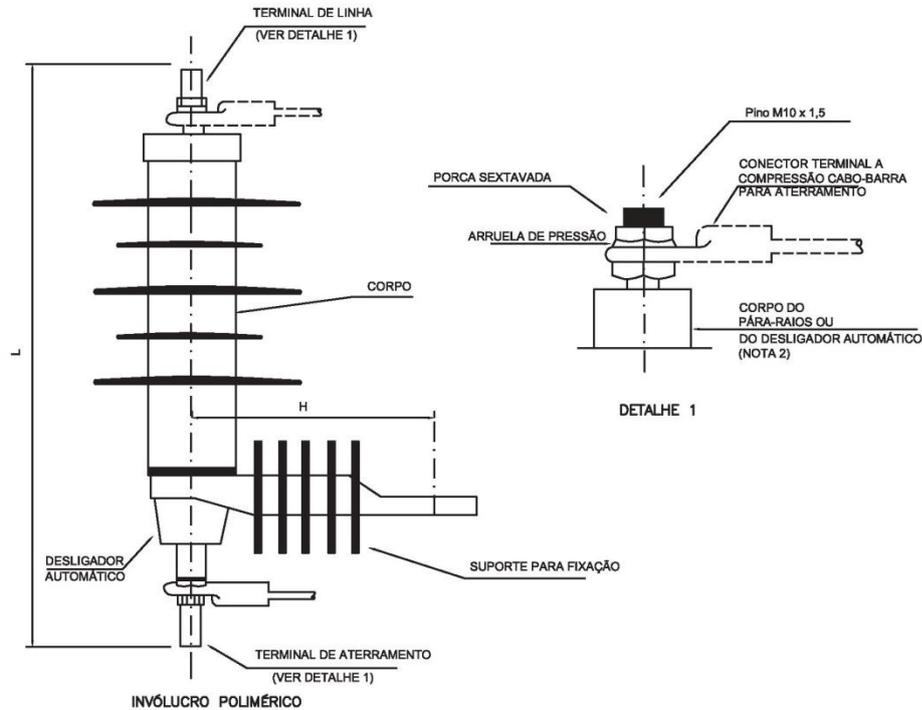
Além disso, este trabalho proporcionou maiores conhecimentos nas áreas de rede de distribuição, instalação de transformadores na rede, para-raios e aterramento. Além da parceria com uma concessionária de energia incrementar o perfil profissional seja como engenheiro ou membro cooperativo realizando gestão de dados e informação.

Referências Bibliográficas

1. NETO, A. S. **Tensões induzidas por descargas atmosféricas em redes de distribuição de baixa tensão**. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, p. 140. 2004. (1). Dissertação (Mestrado).
2. PINTO JR., O.; PINTO, I. D. A. **Tempestades e relâmpagos no Brasil**. 1ª. ed. São José dos Campos: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2001. ISBN 2.
3. MARÍN MESA, H. R. **Estudo do comportamento das tensões transitórias em malhas de aterramento diante descargas atmosféricas**. Universidade Estadual de Campinas. Campinas, p. 104. 2005. Dissertação de Mestrado.
4. CAMPOS, A. F. M. D. **Cálculo De Sobretensões Causadas Por Descargas Atmosféricas Indiretas Em Linhas De Distribuição Aéreas Considerando Falhas De Isolamento**. Universidade Federal De Minas. Belo Horizonte, p. 97. 2012. Dissertação de Mestrado.
5. FILHO, S. V. **Descargas Atmosféricas - Uma Abordagem De Engenharia**. 1ª. ed. São Paulo: Artliber Editora, 2005.
6. COUTO, E. C.; DUARTE, J. V.; SOARES, M. R. Análise da taxa de falha de transformadores aéreos de distribuição. **Revista Eletricidade Moderna**, São Paulo, p. 54-74, Abril 1995.
7. DE STÉFANI, R. V. **Metodologia de projeto de sistema de proteção contra descargas atmosféricas contra edifício residencial**. Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo. São Carlos, p. 54. 2011. Trabalho de Conclusão de Curso.
8. KINDERMANN, G. **Descargas Atmosféricas**. 2ª. ed. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1995.
9. MARCARINI, F. **Proteção Contra Descargas Atmosféricas Utilizando Para-Raios De**

- Óxido De Zinco.** Universidade Federal de Viçosa. Viçosa, p. 45. 2012.
10. CAIAFA, W. G. **Um Estudo Sobre Para-Raios.** Universidade Federal de Viçosa. Viçosa, p. 39. 2009. Trabalho de Conclusão de Curso.
 11. GRUPO ENERGISA. **Instalações Básicas Para Construção de Redes de Distribuição Urbana.** Energisa. Cataguases, p. 194. 2012.
 12. ALÍPIO, R. S. **Modelagem Eletromagnética de Aterramentos Elétricos nos Domínios do Tempo e da Frequência.** Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais. Belo Horizonte, p. 154. 2008. Dissertação de Mestrado.
 13. FILHO, S. V. **Aterramentos Elétricos: Conceitos Básicos, Técnicas de Medição e Instrumentação, Filosofia de Aterramento.** 1ª. ed. São Paulo: Artliber, 2002. 160 p.
 14. MSPC. MSPC. **MSPC - Informações Técnicas.** Disponível em: <<http://www.mspc.eng.br/tecdiv/para-raios-210.shtml>>. Acesso em: 20 Outubro 2016.
 15. BENETI, C.; VASCONCELLOS, C. **SISRAIOS – Um Sistema Interativo De Análise E Visualização De Descargas Elétricas Atmosféricas.** Instituto Tecnológico SIMEPAR. Curitiba, p. 6.
 16. MAK, J.; MACIEL, R. L.; VASCONCELLOS, V. **Transformador de Distribuição de Maior Vida Útil e Menor Agressividade Ambiental.** Companhia Piratininga de Força e Luz. Piratininga , p. 8. 2012.

Anexo A – Para-raios de ZnO de Distribuição



MATERIAL

- TERMINAIS E TAMPAS DE VEDAÇÃO, LIGA DE COBRE, LIGA DE ALUMÍNIO OU AÇO INOXIDÁVEL
- INVÓLUCRO: MATERIAL POLIMÉRICO ORGÂNICO
- PORCAS, ARRUELAS E BRAÇADEIRAS: AÇO CARBONO
- SUPORTE P/FIXAÇÃO: MATERIAL ORGÂNICO

ACABAMENTO

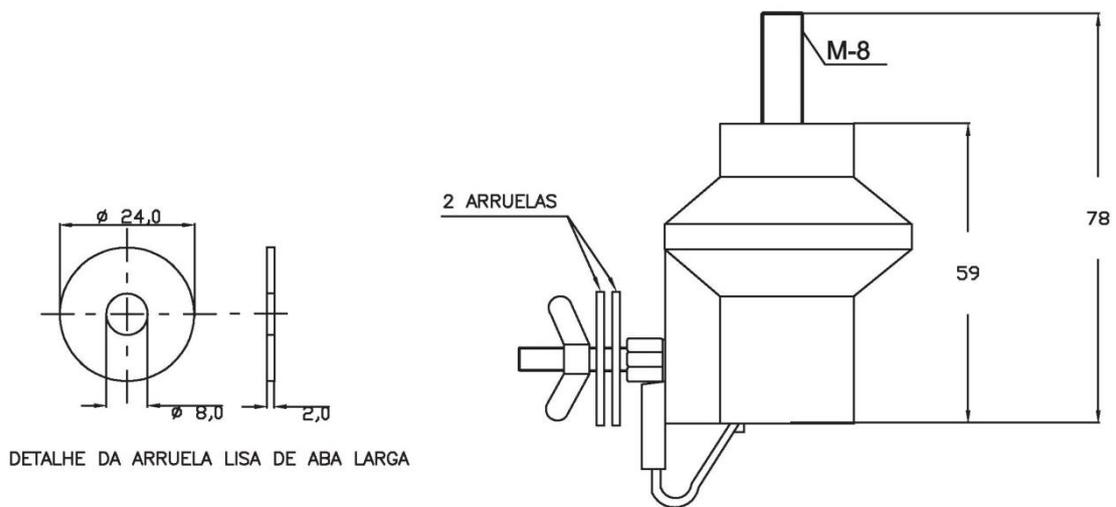
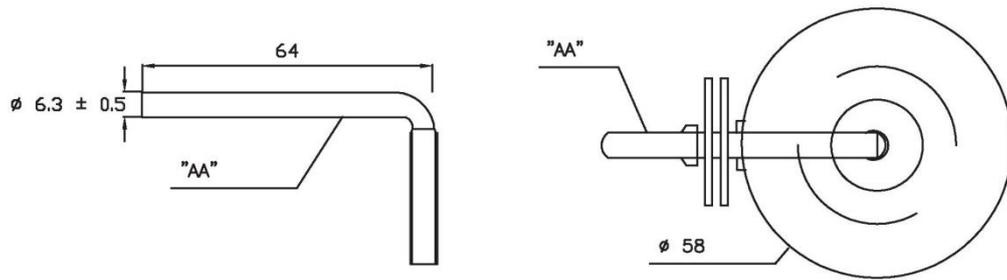
- TERMINAIS: ESTANHADOS (SE FOR DE COBRE)
- PORCAS, ARRUELAS E BRAÇADEIRA: ZINCAGEM POR IMERSÃO A QUENTE

PEQUENAS VARIAÇÕES DE FORMA NAS PARTES NÃO COTADAS SÃO ADMISSÍVEIS, DESDE QUE MANTIDAS AS CARACTERÍSTICAS ELETROMECÂNICAS.

ITEM	CÓDIGO ALMOX.	APLICAÇÃO SISTEMA 60Hz (kV)	TENSÃO NOMINAL kV EFICAZ	CORRENTE NOMINAL DESCARGA ONDA 8/20µs KA	TENSÃO RESIDUAL MÁX. P/ CORRENTE DE DESCARGA (8/20µs)	L MÁXIMO (mm)	H MÍNIMO (mm)	TORQUE MÍNIMO DE INSTALAÇÃO NOS TERMINAIS (daN x m)	MASSA APROX (kg)
1	30326	11,4	10	10	36	700	80	2,4	2
2	32655	13,8	12	10	36,7	700	80		2,1
3	30327	22	18	10	64,8	1090	80		3,3

NOTAS

- 1) OS PÁRA-RAIOS DE 10 KA DEVEM APRESENTAR, NO MÍNIMO, AS CARACTERÍSTICAS PROTETORAS CORRESPONDENTES A CLASSE 1 (IEC-99.4) E IEC 37/199/CDV.
- 2) AS SUPERFÍCIES DAS EXTREMIDADES DO CORPO DO PÁRA-RAIOS OU DO DESLIGADOR AUTOMÁTICO DEVEM PERMITIR CONTATO ELÉTRICO ADEQUADO COM O CONECTOR TERMINAL A COMPRESSÃO CABO-BARRA PARA ATERRAMENTO.
- 3) AS MASSAS SÃO INFORMATIVAS, NÃO SENDO OBJETO DE INSPEÇÃO.



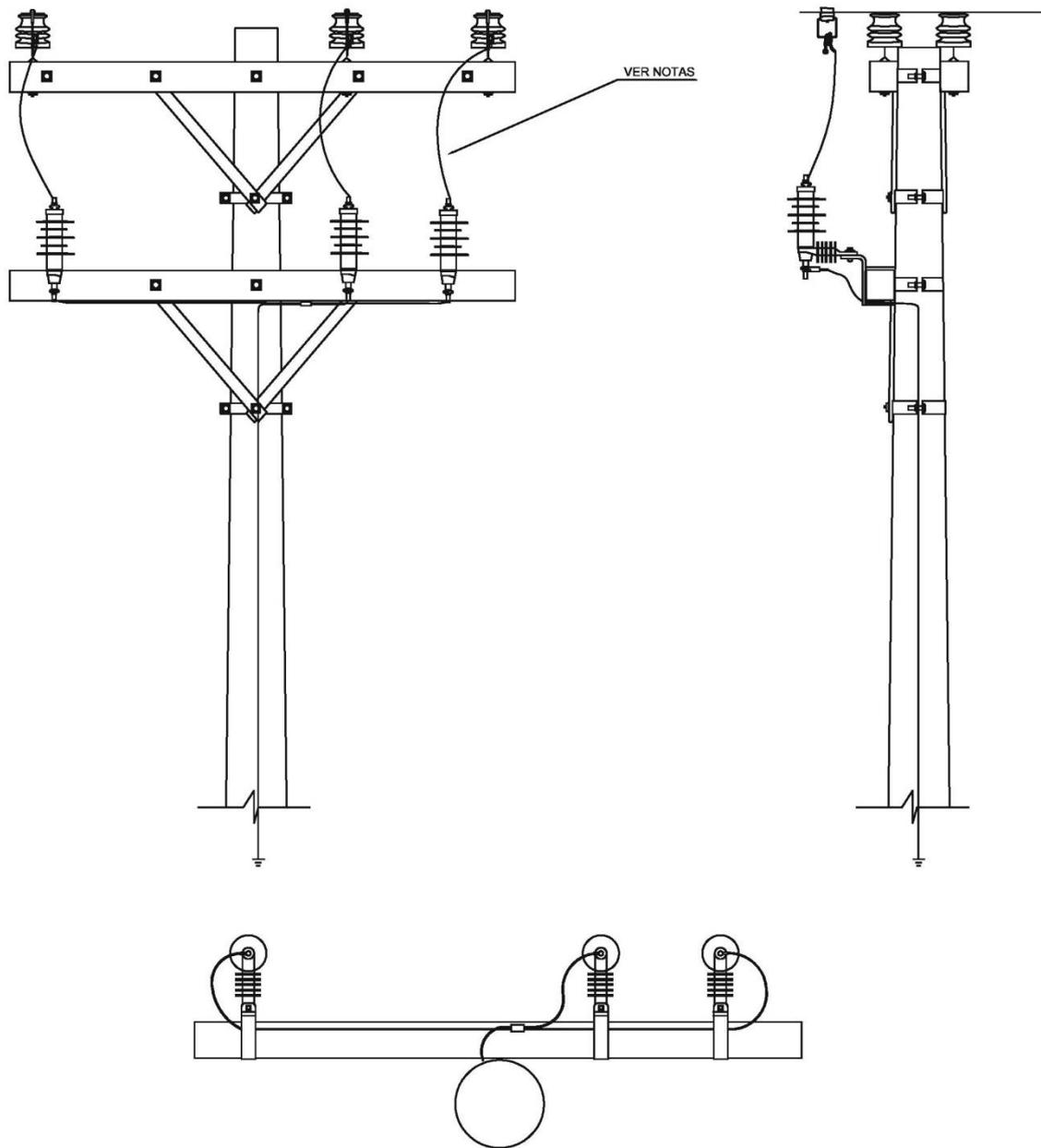
CÓDIGO ALMOX.	TENSÃO NOMINAL FASE-NEUTRO (V)	CORRENTE DE DESCARGA NOMINAL (8/ 20 μ s) In	MÁXIMA TENSÃO CONTÍNUA DE OPERAÇÃO (VCA)	TENSÃO RESIDUAL MÍNIMA à 10kA (8/ 20 μ s)
30322	127	10 kA	280	1,3 kV
30323	220	10 kA	440	1,6 kV

NOTAS:

MATERIAL: INVÓLUCRO EM MATERIAL POLIMÉRICO, VARISTORES DE ÓXIDO DE ZINCO SEM CENTELHADOR SÉRIE, COM DESLIGADOR AUTOMÁTICO NÃO EXPLOSIVO.

MEDIDAS EM mm (COTAS MÍNIMAS)

Anexo B – Instalação Para-raios Média Tensão

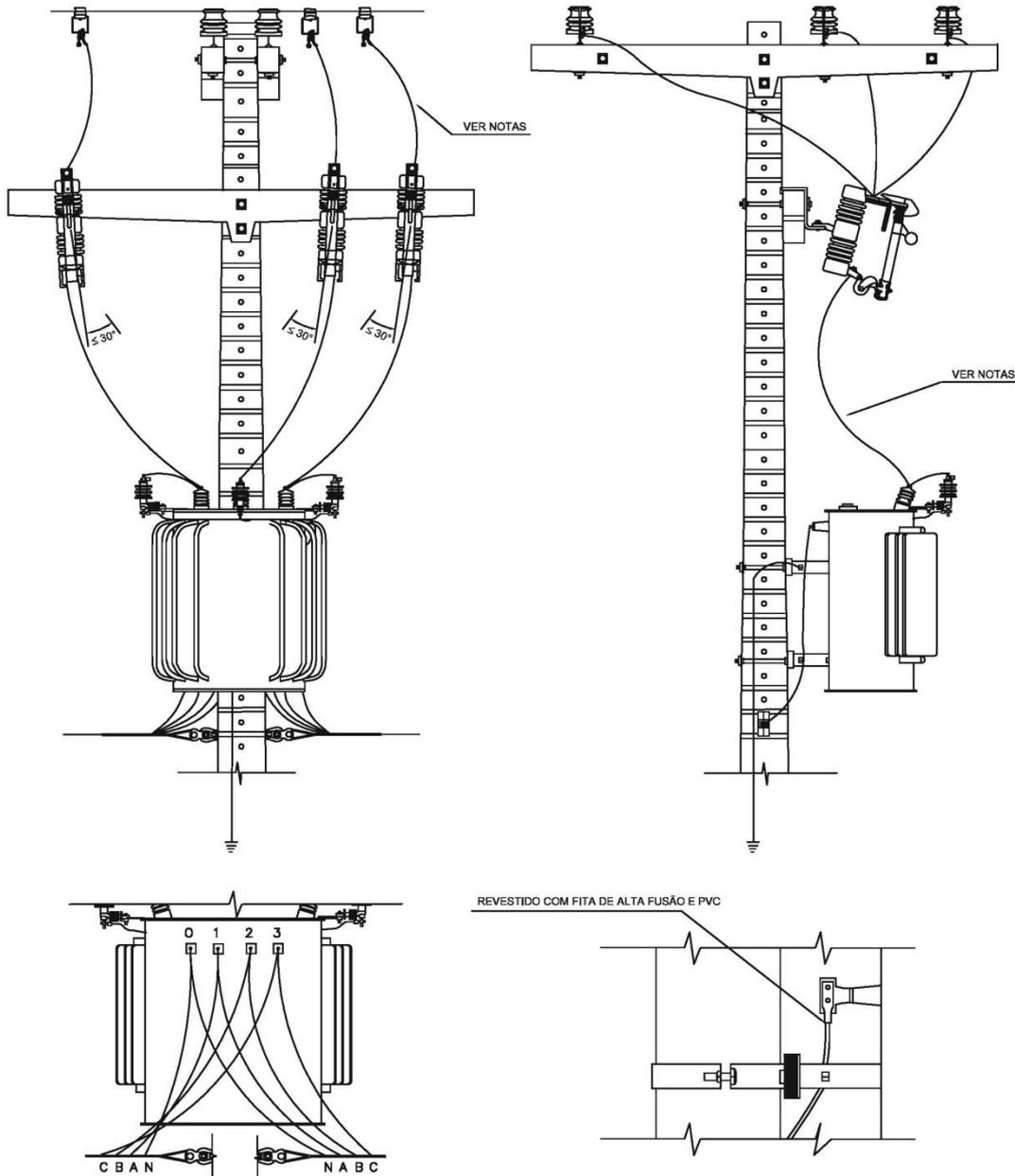


VISTA INFERIOR – DETALHE CONSTRUTIVO

NOTAS:

- NAS EMPRESAS ENERGISA MG E ENERGISA NF, DEVERÁ SER UTILIZADO O CABO DE ALUMÍNIO CA 50mm² PROTEGIDO;
- NAS EMPRESAS ENERGISA SE, ENERGISA PB E ENERGISA BO, DEVERÁ SER UTILIZADO O CABO DE COBRE 35mm² COM ISOLAMENTO PARA 1kV.

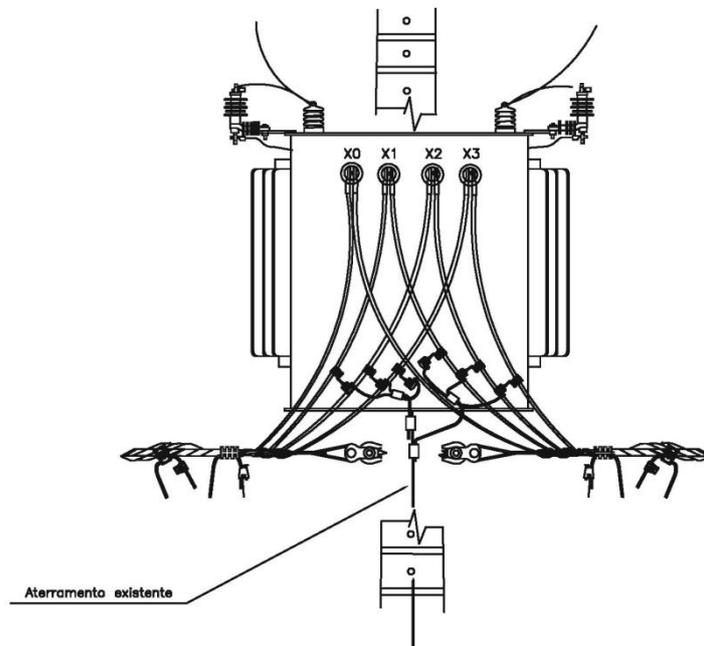
Anexo C – Instalação Para-raios Média Tensão



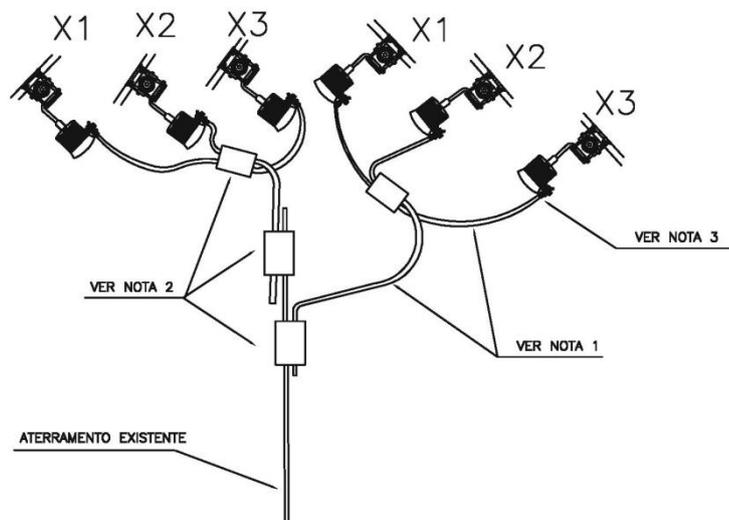
NOTAS:

- NAS EMPRESAS ENERGISA MG E ENERGISA NF, DEVERÁ SER UTILIZADO O DE CABO DE ALUMÍNIO CA 50mm² PROTEGIDO;
- NAS EMPRESAS ENERGISA SE, ENERGISA PB E ENERGISA BO, DEVERÁ SER UTILIZADO O CABO DE COBRE 35mm² COM ISOLAMENTO PARA 1kV.

Anexo D – Para-raios de ZnO de Distribuição



DETALHE DA LIGAÇÃO



NOTA 01:

- NA ENERGISA MG, NF, PB E BO; DEVERÁ SER UTILIZADO O CABO MULTIPLEXADO DE 2x1x35+35mm²;
- NA ENERGISA SE DEVERÁ SER UTILIZADO O FIO DE COBRE 6mm².

NOTA 02:

- NA ENERGISA MG, NF, PB E BO; DEVERÁ SER UTILIZADO O CONECTOR TIPO H ADEQUADO;
- NA ENERGISA SE DEVERÁ SER UTILIZADO O CONECTOR AMPACTINHO ADEQUADO.

NOTA 03:

- NA ENERGISA MG, NF, PB E BO; DEVERÁ SER UTILIZADO O CONECTOR TERMINAL À COMPRESSÃO CABO BARRA PARA ATERRAMENTO;
- NA ENERGISA SE NÃO SERÁ UTILIZADO O CONECTOR TERMINAL.

Anexo E – Novo Modelo de Controle de Transformadores

LOCAL					Nº REGISTRO
CLIENTE					
CDC		MEDIDOR			
TRANSFORMADOR	RETIRADO		INSTALADO		
Nº DO CIRCUITO					
Nº DA CIA					
MARCA					
SÉRIE					
POTÊNCIA (KVA)					
TENSÃO					
FASES					
IMPEDÂNCIA					
DATA DE FABRICAÇÃO					
PERDAS CAPITALIZADAS	SIM ()	NÃO ()	SIM ()	NÃO ()	
MEDIÇÃO					
TENSÃO			ATERRAMENTO		
A - N		A - B			
B - N		A - C			
C - N		B - C			
INSTALAÇÃO					
PARA-RAIO			CHAVE FUSÍVEL		
QUEIMADO	SIM ()	NÃO ()	QUEIMADO	SIM ()	NÃO ()
SUBSTITUIU	SIM ()	NÃO ()	SUBSTITUIU	SIM ()	NÃO ()
FASES	A () B () C ()		FASES	A () B () C ()	
OBS.:			OBS.:		
CRUZETA			CONEXÃO		
QUEIMADO	SIM ()	NÃO ()	MÁ CONEXÃO BT	SIM ()	NÃO ()
QUEBRADA	SIM ()	NÃO ()	MÁ CONEXÃO MT	SIM ()	NÃO ()
SUBSTITUIU	SIM ()	NÃO ()	ATERRAMENTO	SIM ()	NÃO ()
OBS.:			SUBSTITUIU	SIM ()	NÃO ()
			OBS.:		
Condições da Rede de Baixa tensão					
_____			____/____/____		
RESPONSÁVEL			DATA		