

RAFAEL AUGUSTO CAMPOS PAPALÉO

**Método para Assertividade na Troca e Identificação dos Transformadores de
Distribuição Sobrecarregados**

Rafael Augusto Campos Papaléo

**Método para Assertividade na Troca e Identificação dos Transformadores de
Distribuição Sobrecarregados**

Trabalho de Graduação apresentado ao Conselho de Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Agnelo Marotta Cassula

Guaratinguetá
2017

P213m	Papaléo, Rafael Augusto Campos Método para assertividade na identificação e troca dos transformadores de distribuição sobrecarregados / Rafael Augusto Campos Papaléo – Guaratinguetá, 2017. 46 f : il. Bibliografia: f. 45 Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2017. Orientador: Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula 1. Transformadores elétricos. 2. Energia elétrica – Distribuição. 3. Engenharia elétrica. I.Título. CDU 621.314
-------	--

Luciana Máximo
Bibliotecária/CRB-8 3595

**MÉTODO PARA ASSERTIVIDADE NA TROCA E IDENTIFICAÇÃO DOS
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO SOBRECARREGADOS**

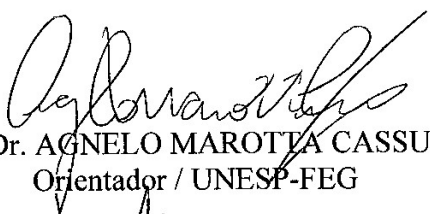
RAFAEL AUGUSTO CAMPOS PAPALÉO

**ESTE TRABALHO DE GRADUAÇÃO FOI JULGADO ADEQUADO
COMO PARTE DO REQUISITO PARA A OBTENÇÃO DO
DIPLOMA DE **GRADUADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA****

**APROVADO EM SUA FORMA FINAL PELO CONSELHO DE
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Prof. Dr. Leonardo Mesquita
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:


Prof. Dr. AGNELO MAROTTA CASSULA
Orientador / UNESP-FEG


Prof. Dr. FRANCISCO ANTONIO LOTUFO
UNESP-FEG


Prof. Dr. RUBENS ALVES DIAS
UNESP-FEG

OUTUBRO de 2017

De modo especial, à minha mãe Ana Lúcia e ao meu pai Paulo Roberto que com os seus cuidados me ensinaram a crescer e a me preparar diante de todos os obstáculos da vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por conceder-me saúde, superação e foco, bem como me fazer ter fé em obter sucesso nas minhas realizações.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula que jamais deixou de me incentivar. Além disso, contribuiu para minha formação me apoiando e me ensinando.

Aos meus pais que apesar das dificuldades enfrentadas, sempre incentivaram meus estudos e sempre investiram em mim.

A todos da empresa EDP Bandeirante que me ajudaram e me deram o apoio necessário para a realização deste trabalho, em que grande parte das dúvidas fora sanada por estes excelentes profissionais, em especial Tiago Roberto Barbosa e Daniel Pepe Iorio.

Agradeço também todos os amigos e professores, de um modo geral, da UNESP de Guaratinguetá, que ajudaram na minha formação e aprendizado dentro e fora da faculdade.

Em último, agradeço a minha eterna "segunda família" todos os moradores da República Amoribunda, em especial a todos que moraram comigo e compartilharam dos meus bons e maus momentos.

RESUMO

Este método tem por finalidade analisar os transformadores de distribuição pertencentes à concessionária de distribuição, queimados por sobrecarga, visando mitigar as reincidências das queimas nos mesmos locais de instalação, bem como prevenir as queimas por sobrecargas futuras dos transformadores. O método tem o objetivo de melhorias nos processos da identificação dos transformadores que estão em sobrecarga, garantindo a assertividade na troca dos mesmos, contribuindo para o aumento da qualidade de distribuição da energia elétrica. O processo funciona de maneira reversa, primeiramente analisando os dados dos transformadores queimados, emitidos nos laudos pela reformadora, confrontando estes dados com o sistema de banco de dados da concessionária e, através desse cruzamento de informações, levantar pontos de reincidências de queima de transformadores por sobrecarga. Nestes pontos será inserida uma fita termo indicadora irreversível no tanque do transformador e que terá o objetivo de monitorar e indicar sobrecarga no ativo, através do aumento da temperatura, mesmo que o sistema não identifique. Estas fitas poderão ser inseridas em qualquer transformador para observar se este está operando acima de sua carga nominal. Este projeto proporcionará um custo evitado para a empresa, referente à diminuição de queima de transformadores por sobrecarga, bem como assertividade na troca dos transformadores que estão em sobrecarga na rede, correção na base cadastral da concessionária, como também identificar fraudes na rede de distribuição elétrica.

PALAVRAS-CHAVE: Transformadores de distribuição. Sobrecarga.

ABSTRACT

The aim of this method is to analyze the transformers of distribution which are burnt due to overload and belong to Distribution dealer, aiming to mitigate the recurrence of burnings at the same installation locations, as well as to prevent a future overloads on the transformers. The objective of this method is the improvement of the identification process of the overloaded transformers, ensuring the assertiveness in its exchange, contributing to the increase of the electric energy distribution quality. The process works of a reverse manner, first analyzing the data from the burnt transformers, issued on the reformative reports, confronting these dates with the dealership database system and, through this exchange of information, raise recidivism points of the burnt transformers due to overload. On these points, a term indicator irreversible tape is inserted in the currently installed transformer tank with the aiming of monitoring and indicating overload of this active, even if the system does not identify the overload itself. These tapes are able to be inserted in any transformer with the aim to observe it is operating above its nominal capacity. This project is providing an avoided cost to the company, relative to the decrease on the burnt of transformers due to overload, as well as the assertiveness on the exchange of the transformers which are overloaded on the network, correction on the registering base of the dealership, and also identification frauds on the electric network of distribution.

KEYWORDS: Transformers of distribution. Overload.

SUMÁRIO

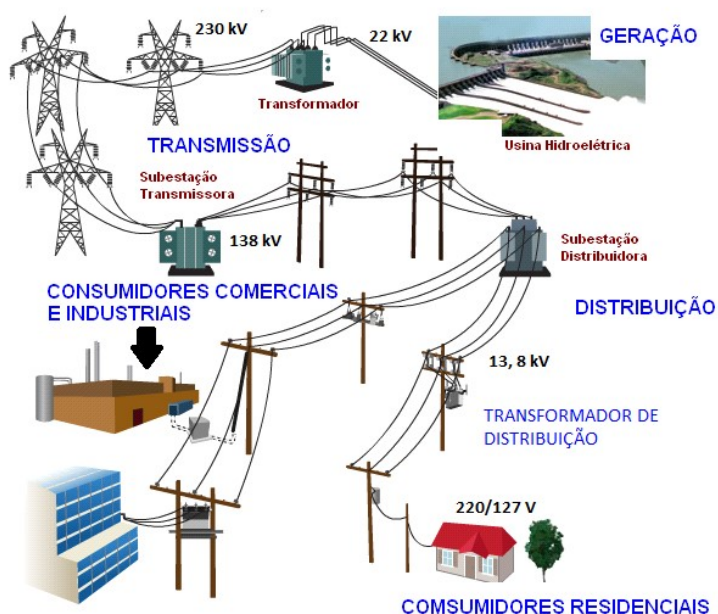
1	INTRODUÇÃO	09
2	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO	12
2.1	HISTÓRICO DE QUEIMA DOS TRANSFORMADORES DA EMPRESA.....	16
2.2	SOBRECARGA EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO	16
2.3	MANUTENÇÃO DOS TRANSFORMADORES	17
2.4	SERVIÇO DE REFORMA EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO.....	18
2.5	IDENTIFICAÇÃO E CARACTERÍSTICAS DA QUEIMA DO TRANSFORMADOR	18
2.6	ENSAIOS DE ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA EM TRANSFORMADORES.....	21
2.6.1	Método de curto-circuito para regime permanente	22
2.6.2	Limite das temperaturas no transformador	23
2.7	ADESIVO DE IDENTIFICAÇÃO DE TEMPERATURA.....	24
3	MÉTODO PARA MITIGAR QUEIMA POR SOBRECARGA DO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO	26
3.1	LOCAL DE INSTALAÇÃO DOS TRANSFORMADORES QUEIMADOS POR SOBRECARGA	27
3.2	ANÁLISE DO TRANSFORMADOR ATUAL	29
3.3	REGISTRO DOS LOCAIS COM REINCIDÊNCIAS DE QUEIMA DO TRANSFORMADOR.	30
3.4	ANÁLISE DE CAMPO	32
3.5	TEMPERATURA DA CARÇA DO TRANSFORMADOR.....	33
3.6	DESEMPENHO DO ADESIVO TERMO INDICADOR.....	35
4	COMPARATIVO DOS MÉTODOS DE IDENTIFICAÇÃO DOS TRANSFORMADORES SOBRECARGADOS	37
4.1	MÉTODO ATUAL DE IDENTIFICAÇÃO DOS TRANSFORMADORES SOBRECARGADOS	37
4.1.1	Falhas no método atual de identificação dos transformadores sobrecarregados.....	38

4.2	MÉTODO PROPOSTO DE IDENTIFICAÇÃO DOS TRANSFORMADORES SOBRECARGADOS	39
4.3	RESULTADOS QUALITATIVOS.....	42
5	CONCLUSÃO.....	44
	REFERÊNCIAS	45

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica, antes de chegar aos consumidores residenciais e pequenos comércios e indústrias, percorre um longo caminho e sofre diversas mudanças em seus níveis de tensão como mostra a Figura 1. Ao sair das usinas geradoras de energia a tensão sofre uma elevação e é transportada através de cabos aéreos, revestidos por camadas isolantes e fixados em grandes torres de metal. Todo esse conjunto de cabos e torres é chamado de rede de transmissão de energia. As linhas de transmissão caracterizam-se por apresentar nível de tensão superior a 230 kV. No final da rede de transmissão uma subestação chamada de "abaixadora" reduz o nível de tensão para se conectar na rede de distribuição de energia elétrica. Já na rede de distribuição a tensão sofre diversas reduções pelos transformadores de distribuição até se adequar ao cliente final.

Figura 1 – Processo de distribuição de energia elétrica



Fonte: Adaptada (Pantoja Engineering & Consultant, 2010)

O papel do transformador de distribuição é transformar os níveis de média tensão em baixa tensão. Na grande maioria das regiões do país, os transformadores de distribuição transformam 13,8 kV em 220 V ou 127 V. São esses transformadores que estão dispostos nas redes de baixa tensão, sendo responsáveis por entregar a energia até o consumidor residencial. Devido a isto o transformador de distribuição é um dos ativos mais adquiridos pelas concessionárias de energia e representam grande importância no setor de distribuição

energético. A vida útil técnica estimada de um transformador que opera em plena carga é de vinte anos, porém com ações do meio ambiente como as descargas atmosféricas, a utilização em um regime de carga acima do nominal, dentre outros fatores, a vida útil do transformador é reduzida. Existem registros de alguns transformadores da empresa que duraram menos de dez anos a partir de sua instalação na rede. Isto se torna um problema para as concessionárias, que passam a ter que investir dinheiro para adquirir novos transformadores ou ter que pagar para uma empresa especializada reformar os transformadores queimados, além de ter seus indicadores de qualidade de fornecimento de energia afetados negativamente.

Quando ocorre a queima de um transformador, a empresa realiza o procedimento de troca do equipamento, de maneira rápida, retirando o equipamento queimado e substituindo por um novo transformador. Os transformadores queimados são enviados para a reformadora e, após a triagem dos mesmos, a reformadora envia, para a concessionária, um laudo técnico apontando o motivo de queima dos equipamentos. Atualmente o laudo que a reformadora envia para a concessionária serve apenas como registro e informação dos motivos de queima dos transformadores. O maior motivo da queima do transformador é a sobrecarga, significando que muitos transformadores operam acima da sua carga nominal, levando como consequência a queima do equipamento.

A concessionária, anualmente, dispõe de um orçamento para realizar a troca dos transformadores sobrecarregados, prevenindo a queima do equipamento. A análise das situações críticas de transformadores que estejam sofrendo sobrecarga é feita baseando-se nos dados mostrados no sistema da distribuidora de energia elétrica como carregamento secundário do transformador, ano de instalação do equipamento, histórico de ocorrências de queima no local e fluxo de potência do transformador. Transformadores em que o sistema indicar carregamento secundário elevado serão priorizados no planejamento da troca dos transformadores sobrecarregados.

Com o alto número de transformadores sobrecarregados que queimam na empresa, notou-se que o sistema de dados em que a empresa se baseia para identificar os transformadores que estão em situação crítica de sobrecarga, precisando ser trocados, apresentam falhas e não é um método assertivo para o planejamento da troca dos transformadores sobrecarregados. Desta maneira os dados em que a distribuidora utiliza para identificação do transformador sobrecarregado se tornam não assertivo por existir falhas no sistema como clientes não cadastrados ou cadastrados em pontos incorretos, dados de carga consumida e carregamentos secundários desatualizados em relação à carga atual consumida no local em que o transformador alimenta, além de não ser capaz de identificar roubos de

energia, onde ocorre o aumento da operação nominal do transformador e o sistema não é capaz de identificar o consumo ilegal. Portanto os dados em que a concessionária se baseia não possui assertividade, fazendo com que, no planejamento da troca dos transformadores sobrecarregados, transformadores que realmente precisam ser substituídos por um transformador de maior potência fiquem de fora, pois não foram identificados através dos dados mostrados no sistema. Isto resulta na queima destes transformadores e na má aplicação do orçamento para a troca dos transformadores sobrecarregados.

Este trabalho tem o objetivo de aplicar um método de assertividade na identificação de sobrecarga dos transformadores de distribuição e, com isso, melhorar a efetividade da troca dos transformadores sobrecarregados, bem como na identificação de sobrecarga no equipamento prevenindo queimas futuras e fazendo o uso eficiente do orçamento para o planejamento de troca dos transformadores sobrecarregados. Os laudos em que a reformadora emite dos transformadores queimados e que, atualmente, são usados apenas como registros, passarão a ser base da criação de um banco de dados identificando os transformadores que estão sofrendo sobrecarga na rede de distribuição.

No capítulo 2 são apresentadas as informações dos transformadores para maior compreensão do problema abordando toda base teórica necessária. No capítulo 3 é apresentada a metodologia utilizada para a tratativa do problema, citando todos os passos que foram tomados para a análise e comunicação dos dados dos transformadores com o sistema da empresa. No capítulo 4 são apresentados os principais resultados com a implantação deste estudo e no capítulo 5 as conclusões deste trabalho.

2 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

O transformador de distribuição é um equipamento usado para reduzir a perda de energia. Eles recebem na entrada alta tensão que vem das linhas de transmissão de energia elétrica, reduzem a tensão para serem distribuídas para residências e áreas comerciais.

O transformador de tensão é constituído por uma peça de ferro, denominada de núcleo do transformador, ao redor do qual são enroladas duas bobinas.

As partes fundamentais do transformador incluem a bobina primária, bobina secundária, núcleo magnético e tanque. Além disso, há também as partes secundárias e acessórios do transformador como buchas primárias (buchas de alta), secundárias (buchas de baixa), suporte para pára-raio, dispositivo de aterramento, comutador externo, radiadores e estrutura de apoio.

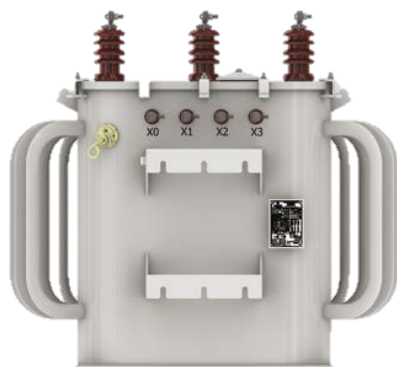
A bobina primária é composta de fio de cobre revestido com esmalte e fica sobre o núcleo magnético. Em sua entrada recebe alta tensão e baixa corrente que percorre seus fios gerando um fluxo magnético. Este fluxo gerado pela bobina primária faz gerar um campo magnético na bobina secundária.

A bobina secundária é composta de alumínio ou de cobre através de uma fita de espessura fina, com um isolamento feito de resina impregnada em papel. Estas fitas são enroladas em torno de um imã e faz com que o campo magnético gerado induza uma alta corrente, de baixa tensão alternada, que flui para fora do transformador como energia pronta para uso.

O núcleo magnético é feito de pilhas de lâmina de chapa de aço, utilizando fitas de aço ou resina e é responsável por gerar o campo magnético na bobina secundária através do fluxo magnético da bobina primária (SAAD,2012).

A Figura 2 mostra o transformador de distribuição.

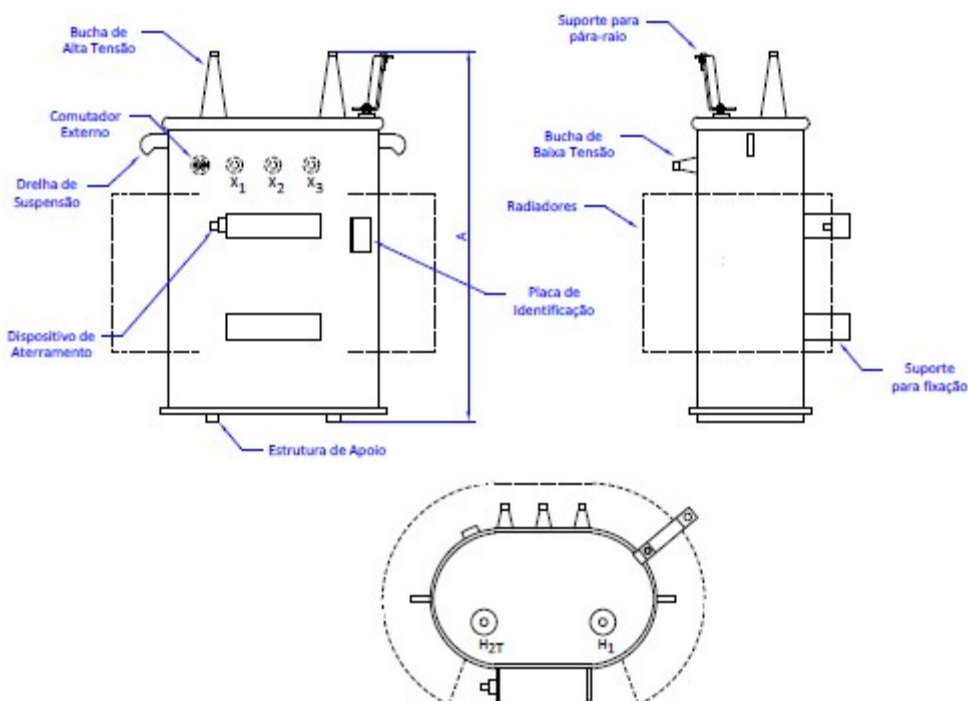
Figura 2 – Transformador de distribuição



Fonte: Romagnole, 2017

O tanque do transformador é feito de aço e possui suas paredes seladas com revestimento em pó para a proteção das partes ativas do equipamento. Ele mantém inerte o óleo mineral isolante. É no tanque que também são encontradas as partes acessórias do transformador como as buchas de alta e de baixa tensão. Uma vez fechado o transformador já está pronto para ser instalado na rede. A Figura 3 mostra o tanque do transformador com seus respectivos acessórios. As buchas de baixa tensão são indicadas em x_1 , x_2 e x_3 .

Figura 3 – Tanque do transformador com seus acessórios



Fonte: Adaptada (EDP, 2015)

A Figura 3 se refere a um tanque de um transformador monofásico. Para transformadores trifásicos apenas é acrescentado mais uma bucha de alta e de baixa tensão.

O conjunto de bobina e núcleo do transformador está submerso em óleo isolante. Este óleo isolante pode ser de origem mineral ou vegetal (óleo verde), tem a função de isolamento, atuando como um dielétrico ou extintor de arco, e a função de refrigeração permitindo que o calor gerado pela parte ativa, através do campo magnético gerado, seja trocado com o meio ambiente. Na Figura 4 observa-se um transformador com o tanque aberto permitindo ver o óleo inserido na parte interna. Neste caso o óleo inserido é de origem vegetal e estes transformadores denominam-se “Transformadores Verdes”.

Figura 4 – Óleo isolante do transformador



Fonte: ANEEL, 2007

Percebe-se que o nível de óleo de um transformador está aproximadamente na posição do final da bucha de alta tensão interna ao tanque.

As conformidades das características construtivas do transformador, bem como das dimensões, propriedades do óleo isolante e características técnicas devem respeitar a NBR 5356-1 (ABNT, 2007).

A Concessionária de Distribuição possui uma variedade de transformadores monofásicos e trifásicos com potências diferentes e características técnicas de acordo com a Figura 5 e a Figura 6.

Figura 5 - Características técnicas dos transformadores monofásicos padrão

Tensão máxima (kV)	Potência (kVA)	Grupo	Perdas máximas (W)		Corrente de excitação (A)	Impedância de curto-circuito (%)	Polaridade	Massa máx. com óleo (kg)
			Vazio	Totais				
15	5	G	35	140	3,4	2,5	Aditiva	78
	10		50	245	2,7			116
	15		65	330	2,4			135
	25		90	480	2,2			186
	37,5		135	665	2,1			226
	50		165	780	2			327
	100		255	1 445	1,8			533
15	5	H	35	140	3,4	2,5	Subtrativa	78
	10		50	245	2,7			116
	15		65	330	2,4			135
	25		90	480	2,2			186
	37,5		135	665	2,1			226
36,2	5	K	45	160	4,1	3	Subtrativa	87
	10		60	270	3,5			124
	15		80	380	3,2			166
	25		105	545	3,0			218
	37,5		150	740	2,8			266

Fonte: Adaptada (EDP, 2015)

Figura 6 - Características técnicas dos transformadores trifásicos padrão

Tensão máxima (kV)	Potência (kVA)	Grupo	Perdas máximas (W)		Corrente de excitação (A)	Impedância de curto-circuito (%)	Massa máx. com óleo (kg)
			Vazio	Totais			
15	15	M	85	410	4,0	3,5	196
	30		150	695	3,6		255
	45		195	945	3,2		328
	75		295	1 395	2,7		465
	112,5		390	1 890	2,5		636
	150	AP	485	2 335	2,3	4,5	719
	225		650	3 260	2,1		1023
	300		810	4 060	1,9		1236
	500		1200	6500	1,5		-
	750		1350	14000	1,3		-
36,2	15	P Q	100	460	5	4	207
	30		165	775	4,4		272
	45		230	1 075	3,8		360
	75		320	1 580	3,4		508
	112,5		440	2 055	3		656
	150		540	2 640	2,8		768
	225		750	3 600	2,5	5	1194
	300		900	4450	2,2		1417

Fonte: Adaptada (EDP, 2015)

2.1 HISTÓRICO DE QUEIMA DOS TRANSFORMADORES DA EMPRESA

Uma queima de um transformador gera vários impactos negativos. Para a empresa distribuidora de energia, além do custo de um novo transformador ou a reforma do mesmo, há também o impacto nos indicadores de qualidade, como também a urgência de uma equipe de prontidão se deslocar e realizar a troca do ativo de forma mais rápida e eficaz possível. Enquanto o transformador não está em operação os indicadores DIC (Duração Individual de Interrupção por Unidade Consumidora) e FIC (Frequência Individual de Interrupção por Unidade Consumidora) (ANEEL, 2017) aumentam e comprometem o nível de confiabilidade da rede. Caso a empresa ultrapasse o limite destes indicadores permitidos pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) a mesma estará sujeita a pagar multas de alto valor.

Para o cliente a falta de energia elétrica além de trazer diversos problemas sociais e profissionais, traz também o descontentamento e uma má percepção de qualidade que este tem com a empresa distribuidora.

Analisando os laudos da reformadora de transformadores da concessionária, dos anos de 2012, 2013 e 2014, foram registradas as queimas de 2236 transformadores onde 1227 transformadores tiveram a sobrecarga como causa de queima. Assim pode-se dizer que mais de 50% das ocorrências de queima de transformadores da empresa é devido à sobrecarga.

Através de toda esta análise surge a necessidade de construir e desenvolver processos que tenha como objetivo preservar o transformador, sobretudo de uma queima por sobrecarga.

2.2 SOBRECARGA EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

A sobrecarga em um transformador é o resultado da circulação de um fluxo excessivo de corrente em seu enrolamento secundário, causando aumento adicional de temperatura. Esta elevação da temperatura pode causar a deterioração do material isolante, afetando a vida útil do equipamento. Em casos extremos, a sobrecarga pode provocar a queima do transformador.

Um transformador pode variar seu carregamento inferior a 25% da sua potência nominal até um carregamento superior a 150% da sua potência nominal (O Setor Elétrico, 2015). Em termos de carregamento a sobrecarga é definida como um carregamento superior ao carregamento nominal imposto ao transformador.

2.3 MANUTENÇÕES DOS TRANSFORMADORES

Todo transformador queimado ou avariado, após ser retirado da rede, é enviado para uma reformadora especializada, cujos serviços são contratados pela concessionária. A Figura 7 mostra os transformadores da reformadora contratada pela Concessionária de Distribuição.

Figura 7 – Transformadores enviados para a Reformadora



Fonte: Produção própria do autor

O transformador, já na reformadora, é analisado e passa por uma inspeção para verificar se o mesmo tem condições de passar por uma reforma. Caso a inspeção mostre que o transformador não tem condições de reforma o ativo é sucateado. Os ativos sucateados não passam pela triagem para saber o motivo de queima, desta forma não há registros da queima destes transformadores. Todos os transformadores que são aptos para a reforma passam por uma triagem para saber o motivo da queima ou avaria, sendo que todos os registros são emitidos sazonalmente em forma de laudos para o conhecimento e controle da concessionária distribuidora de energia.

2.4 SERVIÇOS DE REFORMA EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

A manutenção de transformadores engloba três tipos de serviços. Um deles é a reforma total, que se caracteriza por ser um serviço executado em um transformador retirado da rede por perder sua função principal, ou seja, a capacidade de transformação. Esta atividade de manutenção é necessária para corrigir um defeito grave do transformador como danos no enrolamento ou no próprio equipamento e consiste no reparo ou na troca de componentes do transformador para a solução do defeito. Este tipo de serviço tem obrigatoriedade da troca de todos os enrolamentos do transformador, visando o aumento da vida útil do mesmo. Dentre os serviços executados na reforma total do transformador tem-se a troca do óleo isolante, substituição de componentes avariados e reparos no tanque.

Outro tipo de serviço de manutenção executado no transformador pela reformadora é a manutenção preventiva. Este serviço é executado em transformadores que não perderam sua capacidade de transformação e, portanto, não é necessária a substituição dos enrolamentos. O serviço consiste no reparo do transformador retirado da rede, sem que esteja queimado, podendo ser por projeto de substituição devido ao aumento de carga na rede ou pequenas avarias como vazamento do óleo isolante, trincas na bucha entre outros fatores. A finalidade deste tipo de serviço é garantir que o transformador seja revisado e passado por ensaios laboratoriais, retornando para a rede em condições normais de operação.

Por último a manutenção preventiva que consiste na instalação do comutador externo, que visa a padronização para comutação externa nos transformadores que possuem comutação interna. Este serviço além de conter a instalação do comutador externo rotativo, também realiza a remoção da tampa de inspeção do transformador, bem como a padronização da quantidade de TAP, respeitando as derivações especificadas.

2.5 IDENTIFICAÇÃO E CARACTERÍSTICAS DA QUEIMA DO TRANSFORMADOR

Todos os transformadores que chegam à reformadora são inspecionados visualmente e, através dessa inspeção, alguns transformadores são classificados como sucata e outros são encaminhados para o processo de triagem para identificação da causa da queima e reforma.

Os transformadores avaliados como sucata são os que apresentam características de obsolescência ou sem condições de manutenção. Dentre as características de obsolescência estão os transformadores com vinte anos ou mais de data de fabricação, núcleo danificado,

tanque abaulado, alto nível de corrosão, ausência da parte ativa e transformadores fora do padrão.

Os transformadores que são encaminhados para a triagem passam por inspeções visuais para a identificação da causa da queima ou da avaria. É importante notar que os transformadores avariados não podem ser classificados como queimados, pois a avaria corresponde a, por exemplo, uma bucha quebrada ou vazamento do óleo. A causa de queima de transformadores varia entre: descarga atmosférica, curto-circuito interno, curto-circuito externo, infiltração de água e sobrecarga. Cada uma dessas queimas faz o transformador apresentar características específicas onde é possível realizar a identificação na triagem.

O transformador que sofreu uma queima ocasionada por uma descarga atmosférica apresenta características como vazamento de tensão nas buchas de alta, ruptura das primeiras espiras da bobina de entrada da alta tensão, não apresenta deformação por esforços mecânicos, entre outros.

A queima por curto-circuito interno apresenta características como ruptura localizada de uma parte da bobina, ocasionada por baixa isolamento, não apresenta deformação por esforços mecânicos nas bobinas e visualização dificultada quando a ruptura acontece internamente à bobina. A Figura 8 mostra um transformador que sofreu queima por curto-circuito interno.

Figura 8 – Transformador que sofreu queima por curto-circuito interno



Fonte: EDP, 2015

Se o transformador sofrer uma queima por curto-circuito externo a característica principal é a deformação por esforço mecânico nas bobinas e, dependendo da intensidade do curto-circuito, pode-se ter queima das bobinas de baixa tensão e fusão do núcleo de ferro, principalmente nas extremidades. A Figura 9 mostra um transformador que sofreu queima por curto-circuito externo.

Figura 9 – Transformador que sofreu queima por curto-circuito externo



Fonte: EDP, 2015

Transformadores que apresentam queima por sobrecarga tende a ter características como escurecimento das bobinas de alta tensão, ressecamento dos materiais isolantes, presença de borra nas ferragens internas, aspecto escuro do óleo e rompimento das bobinas de alta tensão. A Figura 10 mostra um transformador que sofreu queima por sobrecarga.

Figura 10 – Transformador que sofreu queima por sobrecarga



Fonte: EDP, 2015

Por último, transformadores que sofreram queima por infiltração de água apresentam características como oxidação do ferro, diminuição do nível de isolamento, borra localizada sobre a parte ativa e deformações no sistema de comutação de tap's. A Figura 11 mostra um transformador que sofreu queima por infiltração de água.

Figura 11 – Transformador que sofreu queima por infiltração de água



Fonte: EDP, 2015

Através da desmontagem do transformador e da observação destas características, a causa da queima é identificada e todas as informações referentes a cada transformador que passou por triagem são inseridas em laudos que chegam para a concessionária.

2.6 ENSAIOS DE ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA EM TRANSFORMADORES

O objetivo deste ensaio de temperatura realizado no transformador é especificar seus limites de temperatura à potência nominal em regime permanente. As temperaturas analisadas deste ensaio são a temperatura do topo do óleo e a temperatura do ponto mais quente do enrolamento do transformador. Durante o ensaio de elevação de temperatura, o transformador deve ser equipado com seus dispositivos de proteção como, por exemplo, o relé detector de gás tipo Buchholz, conforme NBR 16367-7 (ABNT, 2015).

O método normalizado da determinação da elevação de temperatura em regime permanente de transformadores imersos em óleo é o método de curto-circuito, conforme NBR 5356-2 (ABNT, 2007). Alternativamente, pode ser acordado em casos especiais de se executar o ensaio com aproximadamente a tensão e a corrente nominal, pela conexão de uma carga adequada, conforme NBR 5416 (ABNT, 1997). Este método se aplica, sobretudo, aos transformadores de pequena potência nominal.

2.6.1 Método de curto-circuito para regime permanente

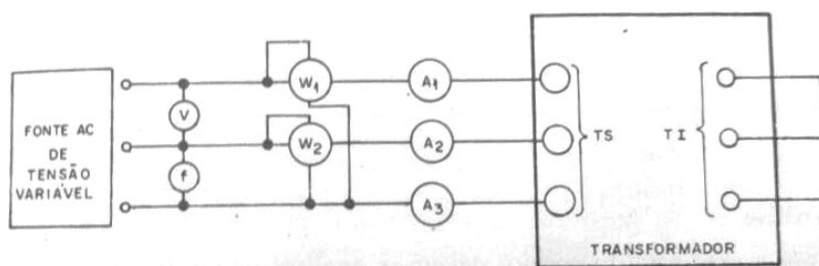
A técnica empregada (OLIVEIRA; COGO; ABREU, 1984) consiste em se colocar um dos enrolamentos do transformador em curto-circuito e no outro aplicar uma tensão tal que produza nos enrolamentos, correntes que pelo efeito Joule seria as responsáveis pela geração de calor. As perdas devem corresponder à mesma dissipada em condições normais de funcionamento. O ensaio é efetuado em duas etapas.

A primeira etapa consiste no aquecimento do óleo. Uma das funções do óleo é a transmissão ao meio ambiente do calor gerado no transformador devido à energia dissipada nos enrolamentos (efeito Joule) e no núcleo (histerese e Foucault).

Quando se efetua um ensaio em curto-circuito, as perdas no núcleo são desprezíveis, portanto se for empregada a mesma tensão utilizada no ensaio de curto-circuito, somente as correntes nominais estariam sendo produzidas e consequentemente apenas as perdas nominais nos enrolamentos e, como mencionado antes, o óleo se aquece devido às perdas nos enrolamentos e no núcleo.

Desse modo devem-se compensar as perdas não existentes aplicando uma tensão um pouco acima da necessária para produção das correntes nominais, sendo que este acréscimo das correntes dissipará nos enrolamentos uma parcela de potência correspondente à existente no núcleo. A Figura 12 mostra o esquema de montagem da primeira etapa do ensaio.

Figura 12 – Esquema de montagem da etapa de aquecimento do óleo



Fonte: (OLIVEIRA; COGO; ABREU, 1984)

O valor da tensão deve ser ajustado de maneira que os wattímetros (w_1 , w_2) indique $P_0 + P_{cc}$ (perdas em vazio + perdas de curto-circuito) indicadas, respectivamente, no ensaio em vazio e de curto-circuito. O ensaio continua até que em três horas seguidas de funcionamento se tenha uma variação de temperatura de no máximo 1 °C.

A segunda etapa consiste no aquecimento do enrolamento. Visto que as perdas que produzem o aquecimento dos enrolamentos correspondem às que efetivamente ali se

localizam, o acréscimo de temperatura seria então devido unicamente ao efeito Joule produzido pelas correntes nominais.

Deste modo a primeira etapa não serve para a determinação de temperatura dos enrolamentos, pois lá as correntes são maiores que as nominais e a temperatura seria maior. Portanto antes de começar esta etapa o transformador deve ser desligado. Após o seu resfriamento aplica-se ao mesmo uma tensão que faça circular nos enrolamentos as respectivas correntes nominais. A tensão deve ser aplicada durante 1 hora e após isso mede-se a resistência dos enrolamentos.

2.6.2 Limite das temperaturas no transformador

A temperatura do topo do óleo é determinada por um ou mais sensores imersos no óleo, na tampa do tanque, dentro dos poços para instalação dos termos sensores ou dentro das tubulações superiores que ligam o tanque aos radiadores ou trocadores de calor.

A temperatura média dos enrolamentos é determinada através da medição da temperatura nas resistências de enrolamento.

A Figura 13 mostra os limites de elevação de temperatura para cada ponto do transformador de acordo com a norma técnica NBR 5356-2 (ABNT,2007):

Figura 13 – Limites de elevação de temperatura

Sistema de preservação de óleo	Limites de elevação de temperatura °C ^a					
	Dos enrolamentos			Do topo do óleo	Das partes metálicas	
	Média, por medição da variação de resistência		Do ponto mais quente ^e		Em contato com a isolamento sólida ou adjacente a elas	Não em contato com a isolamento sólida e não adjacente a elas
	Circulação do óleo natural ou forçada sem fluxo de óleo dirigido	Circulação forçada de óleo com fluxo dirigido ^f				
Sem conservador e sem gás inerte sob pressão	55 95 ^g	60 100 ^g	65 120 ^g	50 ^b 60 ^g	Não devem atingir temperaturas superiores à classe térmica do material da isolamento-adjacente ou em contato com estas	A temperatura não deve atingir-valores que venham a danificar componentes ou materiais adjacentes
Com conservador ou com gás inerte sob pressão	55 65 ^d 95 ^g	60 70 ^d 100 ^g	65 80 ^d 120 ^g	55 ^c 65 ^d 65 ^g		

^a Os materiais isolantes devem ser adequados, de acordo com a ABNT NBR 7034, ao limite de elevação de temperatura em que o transformador é enquadrado.

^b Medida próxima à superfície do óleo.

^c Medida próxima à parte superior do tanque, quando tiver conservador, e próxima à superfície do óleo, no caso de gás inerte.

^d Para esse limite de temperatura, quando é utilizada isolamento de papel, este deve ser termoequilibrado.

^e A verificação de temperatura do ponto mais quente é feita mediante acordo entre o fabricante e o comprador.

^f O método de verificação do fluxo de óleo forçado dirigido constitui objeto de acordo entre o fabricante e o comprador.

^g Estes limites de elevação de temperatura são aplicáveis, desde que acordado entre fabricante e comprador. Neste caso, deve ser utilizado o sistema híbrido de isolamento composto por isolantes sólidos à base de aramida ou similares (Classe C), apenas onde necessário (adjacentes aos condutores dos enrolamentos), e isolantes sólidos à base de celulose onde a temperatura máxima não ultrapasse os 120 °C, imersos em óleo mineral isolante, com base na IEEE Std. 1276:1997.

Fonte: (ABNT, 2007).

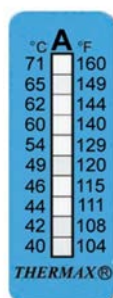
2.7 ADESIVO DE IDENTIFICAÇÃO DE TEMPERATURA

Este adesivo tem o objetivo de registrar e mostrar, de maneira irreversível, a temperatura que um determinado equipamento alcançou.

Seu funcionamento consiste em mudar a coloração da faixa de temperatura conforme tenha atingido determinado nível de temperatura. Esta mudança de cor se torna irreversível, mostrando que o equipamento alcançou a temperatura indicada em algum momento. Essa mudança de coloração da faixa de temperatura é explicada pela composição de cromo que, junto ao aumento de temperatura, colore os níveis de temperatura alcançados de maneira irreversível.

Geralmente este adesivo é usado em painéis térmicos, onde precisam ser registradas as temperaturas que são alcançadas durante sua operação. Nesse projeto o adesivo será mais um meio usado para indicar, de maneira assertiva, sobrecarga nos transformadores de distribuição conforme será explicado na sessão de metodologia do projeto do Capítulo 3. A Figura 14 mostra o adesivo termo indicador

Figura 14 – Adesivo termo indicador



Fonte: Produção própria do autor

3 MÉTODO PARA MITIGAR QUEIMA POR SOBRECARGA DO TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO

A reformadora é responsável por emitir laudos de todos os transformadores queimados que foram enviados. Estes laudos tem a finalidade de mostrar as características e informações técnicas dos transformadores, além de mostrar a causa da queima que o transformador sofreu. Um exemplo destes laudos pode ser observado na Figura 15.

Figura 15 – Parte do Laudo da reformadora

EDP BANDEIRANTE CAUSAS DAS QUEIMAS EM TRANSFORMADORES DETE ANO DE 2012						
Texto breve material	Nº Patrimônio	Ano de fabricação	Data de entrada na Reformadora	Segregação na Triagem	Causa da Avaria	Regional
TRAFO DIST 3F 45KVA M 15KV 22C	108288	1987	11/2012	SUCATA		SALFENA/TAUBATÉ
TRAFO DIST 3F 45KVA M 15KV 22C	114891	1981	12/2012	SUCATA		SALFENA TAUBATE
TRAFO DIST 3F 45KVA M 15KV 22C	119259	1968	08/2012	SUCATA		START MOGI
TRAFO DIST 3F 45KVA M 15KV 22C	372948	1995	10/2012	REFORMA PARCIAL		START MOGI
TRAFO DIST 3F 45KVA M 15KV 22C	373146	1995	06/2012	REFORMA PARCIAL		LIG TEST
TRAFO DIST 3F 45KVA M 15KV 22C	395717	1998	10/2012	REFORMA TOTAL	Curto Interno	START MOGI
TRAFO DIST 3F 45KVA M 15KV 22C	395735	1998	05/2012	REFORMA TOTAL	Sobrecarga	LIG TEST

Fonte: Produção própria do autor

Na Figura 15 percebe-se que somente os transformadores que passaram por reforma total passam pela triagem para identificação da queima. Transformadores classificados como sucata não passam pelo processo de triagem e os transformadores que passaram por reforma parcial apresentaram defeitos como bucha trincada, vazamento de óleo e, portanto, não sofreram queima.

Nos laudos podem ser observados alguns dados que são explicados abaixo:

Texto breve material - Texto que descreve as características gerais do transformador como a potência, a tensão de entrada e saída e a quantidade de fases do transformador.

Número Patrimônio - Numeração que identifica o transformador. Cada transformador tem um número de patrimônio. Através da consulta desta numeração é possível saber todo histórico de transações como retiradas e instalações do ativo em um determinado local de instalação, aquisição, bem como as informações técnicas do material.

Ano de fabricação - Ano que o transformador foi fabricado.

Data de entrada na reformadora - É a data que o transformador foi entregue na reformadora.

Segregação na triagem - É o serviço que o transformador recebe. Quando o transformador apresenta queima ele passa por uma reforma total. Se o transformador apenas possuir uma avaria ele recebe uma reforma parcial para adequação e correção do problema apresentado. Quando o transformador é analisado e considerado não apto para ser reformado ele vira sucata.

Causa da avaria - É a causa da queima do transformador quando o ativo passou por uma reforma total ou o motivo que o transformador foi considerado sucata.

Regional - Regional que foi responsável pela retirada do transformador queimado e consequente envio para a reformadora.

Os laudos referentes aos anos de 2012, 2013 e 2014 foram analisados e, através de um filtro, foi levantado o registro de todos os transformadores com data de fabricação no ano de 2005 até o ano vigente de cada laudo e que sofreram queima ocasionada por sobrecarga.

No laudo de 2012 foram registrados 343 transformadores com estas características, no laudo de 2013 foram registrados 168 transformadores e no laudo de 2014 foram registrados 183 transformadores.

3.1 LOCAL DE INSTALAÇÃO DOS TRANSFORMADORES QUEIMADOS POR SOBRECARGA

Todos os transformadores levantados anteriormente foram colocados em uma nova planilha. Nesta parte do processo, através do número de patrimônio, foi consultado o histórico de transações de cada transformador.

A consulta foi realizada em um software de banco de dados denominado SAP (SAP GUI 730, 2012) que permite realizar transações e consultas desde o estoque até as características técnicas do material consultado.

Realizou-se a consulta do histórico de instalação e retirada do transformador com o objetivo de extrair o local de instalação que o transformador estava operando antes de sofrer a queima por sobrecarga. A Figura 16 mostra a interface do SAP para este tipo de transação. As setas com um retângulo verde e direcionadas para cima representam a entrada do transformador na rede de distribuição. Ao lado das setas observa-se a data de entrada e o local de instalação do transformador. As setas direcionadas para baixo e com um retângulo vermelho representam a retirada do transformador.

Figura 16 – Consulta do histórico de movimentações do transformador

Histórico nº série				
Documento		Log de ação		
Material	10000156	Texto breve material	TRAFO DIST 3F 45KVA M 15KV 220/127V	
Nº de série	1096424			
Equipamento	1096424	Denominação objeto		
Histórico nºs de série				
10.11.2015	10977027	AD	10.11.2015	DSSJ TRAFO QUEIMADO
10.11.2015	10:18:02			
10.11.2015	09:52:02	190-ET-00003028		
10.11.2015	09:51:55			
10.11.2015	09:19:29	190-ET-00003028		
10.11.2015	09:19:23			
10.11.2015	08:50:39	190-ET-00003028		
10.11.2015	08:50:32			
10.11.2015	08:20:14	190-ET-00003028		
10.11.2015	08:20:07			
15.11.2014	11:11:28	190-ET-00003028		
14.11.2014	16:03:33			
20.01.2014	4912069338	2014 0002 WA	261 1000 1002 H	
20.01.2014	130000162769	DII 20.01.2014 DII D73 CAC-1302 MLO-41 3063-2 ET-3028		
13.01.2014	10:36:56	190-ET-00003028		
06.11.2013	5000992133	2013 0001 WE	101 1000 1002 S	
04.11.2013	4911784222	2013 0003 WA	351 1300 1301 H	
04.11.2013	4911784222	2013 0004 WA	351 1000 S	
11.10.2013	5000984339	2013 0001 WE	101 1300 1301 S	
10.10.2013	4911678300	2013 0001 WA	351 1000 1003 H	
10.10.2013	4911678300	2013 0002 WA	351 1300 S	
10.10.2013	4911678299	2013 0001 WA	262 1000 1003 S	
20.08.2013	10601607	AD 20.08.2013 DTRN TRAFO SOBRECARGA		
14.08.2013	12:12:36			
12.09.2011	08:40:59	295-ET-00041542		

Fonte: Produção própria do autor

Na nova planilha foi inserido o local de instalação de todos os transformadores levantados anteriormente. O local de instalação é representado por um código contendo números e letras em que é possível, sistemicamente, extrair todos os dados do local como endereço, bairro, cidade entre outros. A Figura 17 mostra o aspecto da nova planilha, contendo os locais de instalação de cada transformador antes de sofrerem a queima.

Figura 17 – Local de instalação dos transformadores

Texto breve material	Nº Patrimônio	Local de instalação	Ano de Fabricação	Data de entrada na Reformadora
TRAFO DIST 3F 45KVA M 15KV 220/127V	1102991	295ET005052919	2013	20/01/2014
TRAFO DIST 3F 45KVA M 15KV 220/127V	1100231	130ET005357539	2012	14/01/2014
TRAFO DIST 3F 45KVA M 15KV 220/127V	1095893	130ET005290049	2011	14/01/2014
TRAFO DIST 3F 45KVA M 15KV 220/127V	1095923	150ET000124569	2011	29/04/2014
TRAFO DIST 3F 45KVA M 15KV 220/127V	1095927	330ET005304869	2011	14/10/2014
TRAFO DIST 3F 45KVA M 15KV 220/127V	1098384	185ET000962969	2011	10/03/2014
TRAFO DIST 3F 45KVA M 15KV 220/127V	1098433	045ET005325819	2011	16/10/2014
TRAFO DIST 3F 45KVA M 15KV 220/127V	1093356	160ET000106539	2010	15/08/2014
TRAFO DIST 3F 45KVA M 15KV 220/127V	1094682	155ET005281699	2010	11/02/2014
TRAFO DIST 3F 45KVA M 15KV 220/127V	1095145	280ET000001429	2010	27/03/2014
TRAFO DIST 3F 45KVA M 15KV 220/127V	1095227	130ET000052839	2010	20/05/2014
TRAFO DIST 3F 45KVA M 15KV 220/127V	1095260	165ET005305179	2010	08/01/2014
TRAFO DIST 3F 45KVA M 15KV 220/127V	1095266	260ET000316859	2010	30/09/2014

Fonte: Produção própria do autor

3.2 ANÁLISE DO TRANSFORMADOR ATUAL

Nesta etapa foi realizada a consulta no sistema de cada local de instalação levantado anteriormente. O objetivo principal foi analisar o transformador atual que está operando no local, ou seja, o transformador que foi instalado para substituir o transformador que apresentou queima por sobrecarga.

Além das características técnicas do ativo atual instalado no local de instalação analisado, foi levantado o fator de carregamento secundário do transformador em operação (porcentagem de carregamento), bem como o número de clientes que o mesmo alimenta.

Toda esta etapa teve como objetivo analisar os dois cenários existentes, sendo um composto pelo transformador que apresentou queima por sobrecarga e o cenário atual, com um novo transformador em operação.

Para levantar estes dados foi utilizado um software geoespacial da empresa, *Eletric Office*, sendo um programa de banco de dados com consulta direta de dados dos equipamentos e clientes de acordo com a localização inserida. Todos estes dados foram acrescentados na planilha. A Figura 18 mostra a planilha com estes dados inseridos, sendo que cada local de instalação possui informações do fator de carregamento secundário atual máximo e mínimo diários, informação da potência do transformador que sofreu queima por sobrecarga, como também do transformador atual em operação e do número de clientes que este circuito contendo o transformador alimenta.

Figura 18 – Planilha de levantamento de dados dos locais de instalação

Local de instalação	Potência Trafo queimado	Potência Trafo Atual	FC % Atual Sec MÍN	FC % Atual Sec MÁX	Clientes
295ET005052919	45	45	0	0	1
130ET005357539	45	75	0,899	10,627	19
130ET005290049	45	75	2,987	13,484	8
150ET000124569	45	45	2,244	6,796	2
130ET000052839	45	75	4,749	53,242	79
165ET005305179	45	75	5,742	56,261	77
260ET000316859	45	45	7,878	61,413	39
175ET000067849	45	112,5	8,399	28,542	4
045ET005234439	45	75	0,063	0,528	1
295ET000404329	45	45	5,454	22,818	10
170ET000073619	45	75	4,581	34,275	53
175ET000031889	45	75	4,553	20,023	19

Fonte: Produção própria do autor

Na Figura 18 observa-se que na maioria dos casos um transformador queimado por sobrecarga de 45 kVA de potência foi substituído por outro com potência de 75 kVA, porém mesmo instalando um transformador de maior potência, percebe-se, em alguns casos, que os

fatores de carregamentos (FC%) máximos estão bem abaixo de 100 % (Operação limite sem estar em sobrecarga) tornando-se contraditório afirmar que o transformador queimado, anteriormente, apresentou sobrecarga. Este fato é explicado por estes dados serem dados teóricos do banco de dados da empresa, ou seja, não existe uma medição para comprovar o valor correto de carregamento, pois seria inviável para a empresa realizar medição em todos os transformadores instalados na rede. Assim todo cálculo teórico feito para levantar estes dados é extremamente dependente da base cadastral da empresa, sendo o cálculo realizado de acordo com os clientes registrados no local. Assim sendo se há um cliente não registrado ou se o mesmo está registrado em outro local de instalação diferente do local do transformador estes dados irão interferir no cálculo do carregamento do transformador.

Na primeira linha da Figura 18 observa-se que o fator de carregamento do transformador atual está nulo. Isso pode ser explicado por se tratar de cenários em períodos diferentes, por exemplo, o transformador ter apresentado uma queima no ano de 2013 por alimentar uma empresa de grande porte e atualmente esta empresa não existir mais ou não estar mais ligada no transformador.

Na terceira linha observa-se que o transformador queimado com potência de 45 kVA foi trocado por um outro transformador com potência de 75 kVA, mas olhando o fator de carregamento secundário dele o mesmo se mostra bem abaixo do previsto. Como a potência do transformador atual é um pouco maior do que o transformador com potência de 45 kVA, que apresentou sobrecarga, o esperado era que o fator de carregamento máximo do transformador atual estivesse com pelo menos 50%.

Nos casos em que o transformador atual tem a mesma potência do transformador que apresentou sobrecarga como, por exemplo, na linha 4, a situação torna-se mais incoerente ainda, pois como o transformador que apresentou queima por sobrecarga era de mesma potência que o atual, o esperado era um fator de carregamento máximo próximo ou superior a 100%.

3.3 REGISTRO DOS LOCAIS COM REINCIDÊNCIAS DE QUEIMA DO TRANSFORMADOR

Analisando os laudos dos três anos foram levantados os pontos de instalação que apresentaram queima por sobrecarga do transformador mais de uma vez. Todos os pontos de instalação foram inseridos na planilha, junto com os anos que o transformador instalado no

local sofreu queima por sobrecarga. A Figura 19 mostra como foi organizado o levantamento destes dados.

Figura 19 – Locais de reincidências de queima por sobrecarga

Ponto de Instalação	Ano de Incidência	Ano de Reincidência	Potência Incidência	Potência Reincidência	Potência Atual	FC% Sec MÍN	FC% Sec MÁX
295ET005223099	2012	2014	45	45	45	3,084	14,554
295ET000429479	2012	2013	15	15	15	4,24	19,55
290ET000178629	2012	2013	30	30	30	1,28	5,531
290ET000003919	2012	2012	15	15	15	0,696	12,496
290ET000000859	2012	2012	45	45	45	1,227	6,8
275ET005128219	2012	2012	30	30	30	2,954	13,633
275ET000069439	2012	2014	30	15	15	2,11	11,946
260ET000307549	2012	2014	30	30	30	0,395	2,301
195ET005247469	2013	2013	75	75	112,5	3,217	17,601
175ET000063969	2013	2013	15	15	30	3,215	10,418
175ET000033279	2012	2013	10 mono	15 mono	15 mono	38,337	151,2
165ET005315299	2012	2014	150	300	300	*	*
165ET005117409	2012	2012	45	45	45	0,884	11,51
155ET000054279	2012	2012	15	15	15	4,071	12,136
150ET005073359	2012	2012	15	30	30	2,066	14,344
130ET000027029	2012	2013	30	30	45	0,83	7,16
045ET002025399	2012	2012	75	75	75	5,337	21,77
045ET002024519	2012	2012	50 mono	50 mono	50 mono	0,566	7,726
045ET000672139	2012	2012	25 mono	25 mono	100 mono	0,882	23,706
045ET000565699	2012	2012	50 mono	50 mono	100 mono	5,237	43,016
130ET000098419	2012 (3 vezes)	2013	30 (3 vezes)	30	75	0,183	1,956

Fonte: Produção própria do autor

Na Figura 19 nota-se que persiste alguns dados incoerentes como o fator de carregamento do transformador estar extremamente baixo e o mesmo ter apresentado motivo de queima por sobrecarga. Nos locais de instalação que apresentam a mesma potência do transformador, como no caso do local 295ET005223099 (primeira linha) a explicação para estes casos é que nos cálculos teóricos do sistema o transformador é sempre visto com um carregamento baixo na hora de realizar a troca, ou seja, quando o transformador queimou e ainda não se sabe a causa da queima, o operador, ao observar o sistema, não identifica a sobrecarga e assim troca-se o transformador por um de mesma potência. Na prática e analisando os laudos indicando sobrecarga nestes pontos observa-se que o transformador está tendo um carregamento bem maior que o apresentado pelo sistema. Este fato pode ser explicado por clientes não cadastrados no circuito em que o equipamento alimenta, acréscimo de carga no local sem atualização do sistema ou também o local estar sofrendo fraudes e roubos de energia, caso em que o sistema não consegue identificar a parcela de carregamento real sendo usada.

No local 165ET005315299 não foi possível obter os dados de carregamento do transformador instalado.

O objetivo desta planilha foi mostrar os locais de instalação que apresentaram reincidência e, com estes locais indicados, realizar uma análise de campo, observando as incoerências dos dados mostrados no sistema, por exemplo, um local que apresentou mais de uma queima e estar com o fator de carregamento do transformador baixo.

3.4 ANÁLISE DE CAMPO

Com os pontos de instalações levantados na etapa anterior, realizou-se uma análise em campo, de alguns locais selecionados. Antes do deslocamento até os locais, foram impressos os circuitos completos de cada local, como mostrado na Figura 20. Este circuito além de indicar a localização exata do transformador também apresenta informações como a localização de cada cliente ligado ao ativo.

Figura 20 – Circuito do local de instalação 155ET000054279



Fonte: Produção própria do autor

Na Figura 20 o triângulo azul representa o transformador e a linha vermelha o trecho que ele alimenta.

Nesta etapa é analisado, além do próprio transformador, o circuito do local de instalação e todas as ligações dos clientes cadastrados. O objetivo desta análise é confrontar os dados verificados na prática com os levantados pelo sistema.

Os resultados em campo mostraram que em alguns pontos a quantidade de clientes conectados no transformador é maior que a quantidade de clientes cadastrados no banco de

dados da empresa, indicando falha no cadastro da distribuidora, além de serem observadas ligações irregulares (“gatos”) em alguns transformadores, mostrando que os dados levantados no sistema realmente possuem divergências do cenário na prática. Não houve registros fotográficos, pois, os locais analisados apresentaram risco de segurança. Assim foi evitado o excesso de exposição social por parte dos analisadores de campo.

3.5 TEMPERATURA DA CARÇA DO TRANSFORMADOR

Este estudo serviu para dois objetivos do trabalho. O primeiro foi realizar o ensaio de elevação de temperatura em um transformador de distribuição, simulando que o mesmo estivesse sofrendo uma sobrecarga e, através deste ensaio, identificar a temperatura do topo do óleo do transformador. O segundo foi verificar a temperatura que a carcaça (externa) do transformador atinge na mesma temperatura que o topo do óleo (interna) opera sob condições de sobrecarga.

Como o adesivo termo indicador é usado na parte externa do transformador, aproximadamente na altura do nível de óleo, houve a necessidade de estudar a temperatura que a carcaça do transformador atinge em determinada temperatura do topo de óleo internamente.

O ensaio consistiu primeiramente em curto circuitar as buchas secundárias do transformador e alimentar as buchas primárias com a tensão nominal do transformador em frequência de 60 Hertz. Através de um software próprio da reformadora, todo o ensaio foi monitorado. Neste software foi possível modificar parâmetros técnicos do transformador. Um dos parâmetros modificados foi a corrente nominal do transformador (I_n) que teve seus valores alterados para, respectivamente, $1,25 I_n$, $1,35 I_n$ e $1,45 I_n$. Assim com o aumento da corrente nominal alimentando o transformador simulou-se a ocorrência de sobrecarga no equipamento de mesma intensidade que o aumento da corrente.

A Figura 21 mostra o início do ensaio de elevação de temperatura no transformador. O transformador utilizado foi o de 75 KVA de potência, classe 15 kV.

Figura 21 – Ensaio de elevação de temperatura no transformador de distribuição



Fonte: Produção própria do autor

O ensaio foi realizado no laboratório da própria Reformadora e teve duração de aproximadamente 15 horas, sendo realizado em ambiente enclausurado para ter o mínimo de interferências externas. Antes de energizar as buchas primárias do transformador, foram inseridos três termopares. Termopar inserido internamente no topo do óleo do transformador (T_1), termopar inserido na carcaça do transformador (T_2) e termopar utilizado como referência para medir a temperatura ambiente (T_3). O ensaio iniciou-se às 17 horas e trinta minutos e ao longo do ensaio a corrente nominal foi aumentada gradativamente, forçando a sobrecarga no equipamento, e as temperaturas do transformador monitoradas.

A Figura 22 mostra a interface do software usado para excitar e monitorar todos os parâmetros do transformador.

Figura 22 – Interface do software utilizado no ensaio de elevação de temperatura no transformador de distribuição



Fonte: Produção própria do autor

Os dados de temperatura para cada aumento da corrente nominal e medidos no final de cada período são mostrados na Tabela 1.

Tabela 1 – Ensaio de elevação de temperatura

ENSAIO DE ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA				
HORÁRIO	CORRENTE NOMINAL	T1(°C)	T2(°C)	T3(°C)
17:30 – 23:00	I_N	23,7	23,7	23,3
23:00 – 3:00	1,25 I_N	56,7	46,4	20,6
3:00 – 7:30	1,35 I_N	59,3	47,0	21,2
7:30 -10:00	1,45 I_N	64,8	54,1	24,5

Com os dados da tabela foi definido o gradiente de temperatura pela diferença da temperatura interna (T1) com a temperatura da carcaça do transformador (T2), sendo aproximadamente de

No final do ensaio observou-se que, à medida que a corrente nominal aumentou e simulou sobrecarga no transformador, a diferença de T1 e T2 foi aproximadamente de 10 °C. O objetivo deste ensaio foi mostrar a variação de temperatura interna do topo do óleo para a temperatura externa da carcaça do tanque do transformador.

O adesivo termo indicador será colado na carcaça do transformador, analisando a temperatura do topo do óleo do transformador de 60 °C para sobrecarga e, observando os resultados do ensaio realizado, a temperatura limite do adesivo que indica sobrecarga do transformador será de 50 °C

3.6 DESEMPENHO DO ADESIVO TERMO INDICADOR

Na última etapa foi testado o desempenho do adesivo termo indicador com aplicação em um transformador energizado em sobrecarga.

O teste foi realizado pelos membros do laboratório da própria reformadora e consistiu em inserir o adesivo na carcaça de um transformador e energizá-lo durante um período. A Figura 23 mostra o resultado visual do adesivo.

Figura 23 – Aspecto visual do adesivo em um transformador sobrecarregado



Fonte – Produção própria do autor

O resultado do adesivo mostrou-se coerente com a temperatura da carcaça do transformador.

O adesivo muda sua coloração à medida que atinge as temperaturas indicadas em sua faixa. Com o adesivo inserido no tanque do transformador, junto ao estudo feito de gradiente de temperatura do topo do óleo do transformador internamente para a parede externa do tanque, é possível saber quando o equipamento está operando em condições divergentes de temperatura e estiver, possivelmente, sofrendo sobrecarga. Sabendo dos limites de temperatura do transformador e, de acordo com o ensaio realizado, que a diferença de temperatura do topo do óleo com a temperatura da carcaça do transformador, onde o adesivo é inserido, é de aproximadamente 10 °C torna-se fácil saber que o equipamento está sofrendo sobrecarga pela indicação de temperatura registrada no adesivo termo indicador. O adesivo torna-se uma maneira prática de analisar as sobrecargas nos transformadores.

4 COMPARATIVO DOS MÉTODOS DE IDENTIFICAÇÃO DOS TRANSFORMADORES SOBRECARGADOS

O objetivo da implantação deste estudo é ter o conhecimento dos transformadores que estão em sobrecarga, baseando-se nas informações dos laudos dos transformadores queimados por sobrecarga e, assim, criar um banco de dados para comparar o cenário dos transformadores operando em campo com os dados do sistema, como o número de clientes cadastrados no transformador, fator de carregamento do transformador, potência e possíveis ligações clandestinas, verificando se há convergência nos mesmos, corrigindo as incoerências notadas e tornando-se a troca dos transformadores sobrecarregados assertiva, mitigando este tipo de queima futuramente.

4.1 MÉTODO ATUAL DE IDENTIFICAÇÃO DOS TRANSFORMADORES SOBRECARGADOS

A empresa dispõe de um orçamento liberado pelo setor de Planejamento e Manutenção para realizar a troca dos transformadores sobrecarregados. Este processo é realizado anualmente, sendo necessário para mitigar queimas do transformador por sobrecarga e manter a qualidade de energia para o consumidor.

O levantamento e identificação dos transformadores sobrecarregados são feitos através da análise de dados do sistema SAP da empresa, analisando os dados de carregamento secundário do transformador, histórico de ocorrências, número de clientes conectados no transformador, ano de instalação do equipamento no local e, através de todos estes dados, são apontados os transformadores que terão prioridade na troca, de acordo com o orçamento disponibilizado pela concessionária. Portanto, transformadores que possuem carregamento secundário alto, alto número de clientes, maior tempo instalado no local, indicados no sistema, serão priorizados no planejamento da troca.

O processo de troca do equipamento ocorre retirando o transformador do local e instalando outro em seu lugar, compatível, de acordo com os dados apontados no sistema, atendendo o consumo e demanda de carga do local. Já o transformador retirado é inserido em outro local onde for mais conveniente sua operação, de acordo com sua potência e o consumo do local em que será instalado.

4.1.1 Falhas no método atual de identificação dos transformadores sobrecarregados

Neste método percebe-se que a identificação do transformador sobrecarregado é feita apenas baseando-se em dados mostrados no sistema SAP da empresa. Como foi mostrado anteriormente, qualquer divergência dos dados do sistema com o cenário da prática, ou seja, da operação do transformador em campo acarreta em informações não assertivas tornando-se o levantamento dos transformadores sobrecarregados pouco eficiente.

Este método faz com que transformadores sobrecarregados que precisam ser trocados não entrem no planejamento de troca, visto que no sistema os dados destes transformadores não são iguais aos observados na prática, ou seja, no sistema estes transformadores não são prioridades para troca enquanto na prática o equipamento seria. Um exemplo desta situação é em casos de ligação irregular. O transformador que esteja sofrendo roubo de energia na prática esta sofrendo sobrecarga e comprometendo sua operação enquanto no sistema este aumento de operação não é identificado e o mesmo não é considerado um ponto crítico de equipamento sobrecarregado que precisa ser trocado. Outro exemplo são os transformadores que possuem erros de cadastro, ou seja, no sistema o equipamento está com um número de clientes cadastrados com certa demanda de carga enquanto na prática o transformador possui um número maior de clientes cadastrados acarretando em um fator de carregamento maior que o mostrado no sistema da empresa.

Neste método toda a análise fica restrita em dados mostrados no sistema, sendo que o sistema possui falhas, conforme mostradas anteriormente. Sendo assim o planejamento da troca de transformadores sobrecarregados é realizada de acordo com os transformadores levantados em sistema e torna-se pouco eficiente, fazendo um mal uso do orçamento que é disponibilizado para este processo, além de não mitigar queimas por sobrecarga dos transformadores.

4.2 MÉTODO PROPOSTO DE IDENTIFICAÇÃO DOS TRANSFORMADORES SOBRECARGADOS

Atualmente, os laudos da reformadora servem, atualmente, apenas como fonte de registro da queima dos transformadores.

Com a aplicação deste estudo de melhoria no processo de transformadores sobrecarregados, os laudos da reformadora passam a ser a base fundamental para a montagem de um banco de dados que terá a função de apontar situações em que os transformadores de distribuição poderão estar sofrendo sobrecarga mesmo que no sistema os mesmo não sejam identificados.

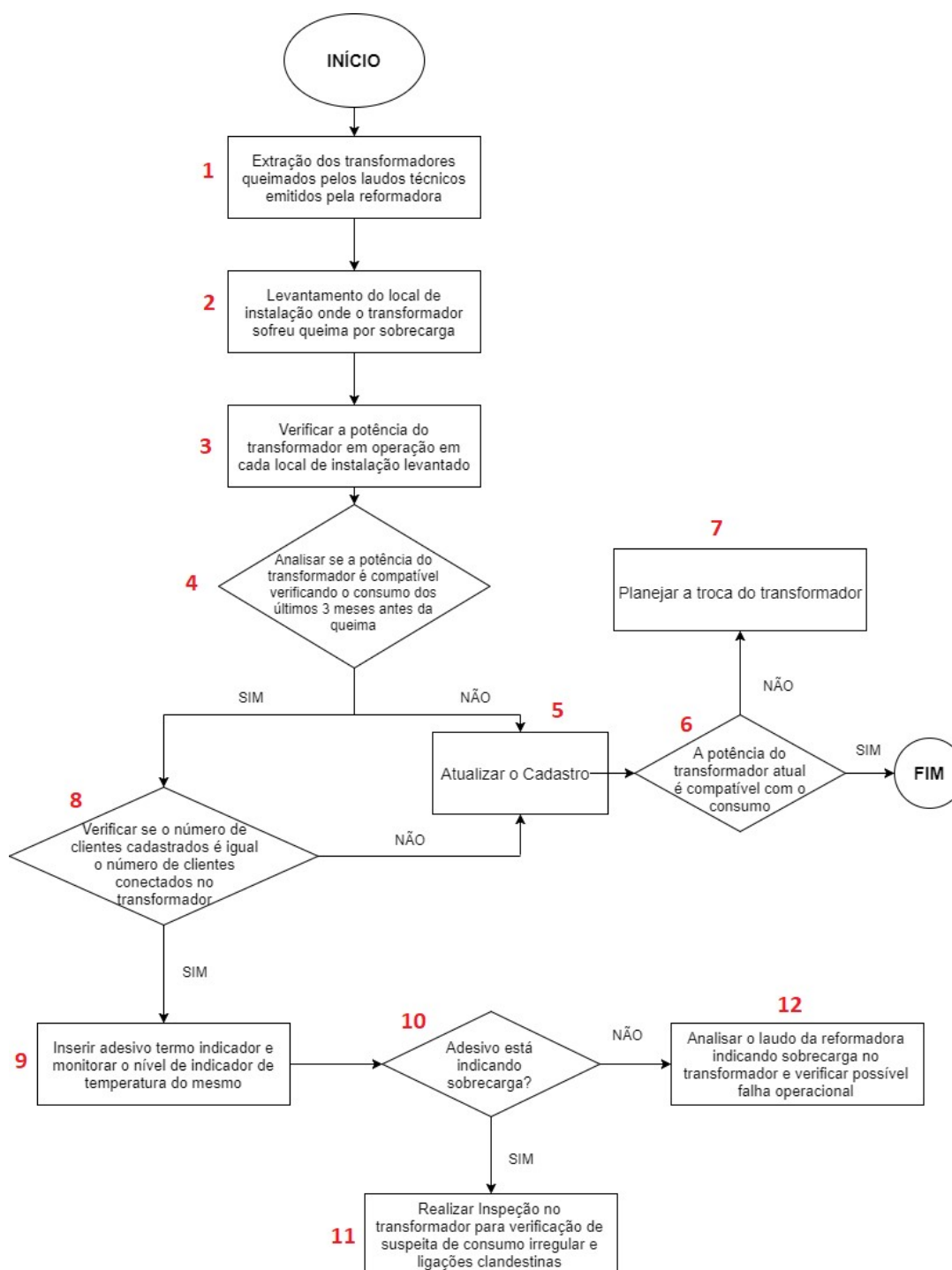
Com este estudo aplicado, a concessionária passa a ter um método mais eficiente do que o levantamento dos transformadores sobrecarregados que é realizado hoje pelo sistema que, como visto antes, pode ter falhas não identificando os transformadores que realmente precisam ser trocados.

O processo de montagem deste banco de dados consiste em três etapas. Na primeira etapa é realizada a extração dos transformadores queimados por sobrecarga através dos laudos emitidos pela Reformadora. Na segunda etapa, com o número de patrimônio de cada transformador extraído, são levantados os locais de instalação em que o ativo apresentou a queima por sobrecarga. Por último, com os números dos locais de instalação, são identificados os transformadores em operação em cada local levantado. Com isso tem-se o cenário atual do transformador em operação no local em que, antes, o transformador anterior apresentou queima por sobrecarga, sendo que estas informações irão alimentar o banco de dados.

A partir disso, o próximo passo é que sejam identificados locais de instalação em que o transformador instalado possa estar sofrendo sobrecarga. A proposta deste projeto é que seja analisada, para cada local de instalação, a potência do transformador em operação, verificando se há coerência com o consumo do local em que o mesmo transformador alimenta. Serão tratados com prioridade os casos em que o transformador em operação possui a mesma potência que o transformador anterior queimado por sobrecarga, pois como o transformador apresentou queima por sobrecarga o mínimo esperado é que o transformador em operação tenha potência maior que o anterior. Também serão analisados os locais de instalação em que, mesmo que o transformador em operação for de maior potência que o queimado anteriormente, existir um histórico de reincidências de queima no local, apresentando duas ou mais queimas.

A análise será feita por equipe técnica em campo realizando diversas verificações como um “check list”. Todo fluxograma do processo (Draw.IO, 2017) é mostrado na Figura 24 abaixo e será explicado adiante.

Figura 24 – Fluxograma do novo método para identificação de sobrecarga no transformador



Fonte – Produção própria do autor

Todo processo será explicado em blocos, conforme mostra o fluxograma na Figura 24:

Bloco 1: Nesta etapa é feita a seleção dos transformadores que foram queimados por sobrecarga dos laudos que a Reformadora envia para a concessionária mensalmente. Nos laudos é possível observar o motivo de queima dos transformadores através da análise que a reformadora faz nos mesmos. Portanto todos os transformadores que sofreram queima por sobrecarga serão extraídos destes laudos.

Bloco 2: Nesta etapa são levantados os locais de instalação dos transformadores extraídos anteriormente. Para isto será analisado o número de patrimônio de cada transformador e, consultando o sistema (SAP), identificado o local de instalação do transformador quando sofreu a queima por sobrecarga.

Bloco 3: Nesta etapa é identificada a potência do transformador instalado em cada local de instalação levantado anteriormente.

Bloco 4: Nesta etapa é realizada uma verificação de compatibilidade da potência do transformador queimado por sobrecarga com o consumo dos 3 meses anteriores a queima do equipamento. Este levantamento será feito através da área de faturamento da empresa.

Bloco 5: Caso exista incompatibilidade da verificação feita na etapa anterior deve ser feita uma atualização de cadastro do sistema da empresa, corrigindo a demanda de carga do local de instalação em que o transformador analisado está instalado, além da atualização de carga de cada cliente ligado ao transformador.

Bloco 6: Nesta etapa é comparada a potência do transformador instalado com o consumo dos clientes ligados ao mesmo. Caso haja compatibilidade na potência o transformador é indicado como ideal e a análise termina.

Bloco 7: Caso não haja compatibilidade da potência com o consumo do transformador, realizada na etapa anterior, deve ser feito o planejamento de troca do transformador para que o mesmo não sofra uma futura queima por sobrecarga.

Bloco 8: Caso haja compatibilidade na etapa descrita no bloco 4 é feita uma verificação se o número de clientes cadastrados no transformador, no sistema da empresa, é igual ao número de clientes conectados no transformador. Esta etapa é feita analisando os clientes conectados no transformador em campo. Caso o número de clientes cadastrados seja diferente do número de clientes conectados no transformador a próxima etapa é ser realizada uma atualização no cadastro, conforme etapa descrita no bloco 5, porém com a atualização também do número de clientes conectados no transformador.

Bloco 9: Nesta etapa deve ser inserido o adesivo termo indicador no transformador, sendo que o mesmo deverá ser monitorado periodicamente verificando a temperatura do transformador em operação.

Bloco 10: Nesta etapa é realizado o acompanhamento do adesivo termo indicador observando as faixas de temperatura atingidas no equipamento.

Bloco 11: Em casos que a temperatura do adesivo termo indicador esteja indicando a possível sobrecarga do equipamento, deve ser realizada inspeção no transformador verificando se o mesmo é vítima de ligações clandestinas (“gatos”), sendo que neste caso deve ser identificado e apontado o transformador para a área de consumo irregular da empresa para que sejam tomadas medidas cabíveis diante destas situações. Caso não haja ligações irregulares no equipamento, deverá ser instalado um equipamento de medição de curva de carga com registros das temperaturas durante a operação do transformador, para observação do que pode estar acontecendo com o equipamento para chegar nas temperaturas indicadas pelo adesivo.

Bloco 12: Em casos em que o adesivo termo indicador não indique temperatura de sobrecarga no transformador a empresa deverá realizar contato com a reformadora pedindo novamente para que seja feita a triagem no transformador queimado no local de instalação analisado, existindo a possibilidade de um possível equívoco no motivo da queima do equipamento.

Através da aplicação deste processo a troca dos transformadores em sobrecarga torna-se muito mais assertiva, permitindo que o orçamento que a concessionária disponibiliza para troca dos mesmos seja aplicado de forma inteligente e eficiente.

4.3 RESULTADOS QUALITATIVOS

Em relação aos aspectos de qualidade, este projeto traz melhorias diversas para a concessionária. Dentre as melhorias pode-se citar:

- Exigências dos laudos mensais;
- Melhoria na triagem dos transformadores e de laudos mais completos, trazendo as informações de queima do transformador também em transformadores identificados como sucata;
- Aumento da confiabilidade da rede da concessionária reduzindo os indicadores de interrupção e duração da falta de energia elétrica;

- Aumento da percepção da qualidade de fornecimento de energia elétrica pela redução das interrupções com reflexo no IASC (Índice ANEEL de Satisfação do Cliente) (ANEEL, 2017)
- Melhoria na continuidade do serviço, garantindo ganhos econômicos e sociais.

5 CONCLUSÃO

A aplicação deste método impõe uma melhoria na assertividade da identificação de sobrecarga no transformador e faz com que a distribuidora de energia elétrica não dependa da análise de dados mostrados no sistema e sim do cenário prático, de operação do transformador. Desta forma o planejamento da troca dos transformadores sobrecarregados torna-se mais assertivo, além de prevenir futuras queimas por sobrecarga nos transformadores.

Observou-se que apenas os dados do sistema da empresa não é a maneira mais eficaz de identificar sobrecarga nos transformadores, visto que o sistema empresarial está sujeito a falhas de cadastros de clientes, bem como ligações clandestinas que o sistema não consegue detectar. Sendo assim, existe a possibilidade do transformador que está em condições de operação acima de sua carga nominal não ser identificado como um equipamento que esteja sofrendo sobrecarga, devido ao sistema não acusar que seu carregamento secundário está alto.

Com a aplicação deste método e a criação de um banco de dados em que retrata o cenário de operação do transformador em campo, os dados deste banco de dados impõe uma melhor assertividade na identificação dos transformadores em sobrecarga e, além disso, realiza a correção e atualização da base cadastral da empresa, bem como identifica possíveis locais com consumo irregular de energia elétrica.

Portanto observa-se que este método faz com que o planejamento da troca e identificação dos transformadores sobrecarregados seja feito de maneira eficiente, prevenindo futuras queimas por sobrecarga. A distribuidora de energia passa a trabalhar com dados retirados do campo ao invés dos dados mostrados no sistema e que pode não ser assertivo, como visto neste trabalho.

A empresa tem, em média, um custo anual de R\$ 500.000,00 com a queima e troca de transformadores de distribuição sobrecarregados. Com a aplicação deste método espera-se reduzir drasticamente este custo.

REFERÊNCIAS

ANEEL, **Indicadores**, 2017. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/indicadores>>. Acesso em: 30 jun. 2017.

ANEEL, **Índice ANEEL de Satisfação do consumidor (Iasc)**, 2017. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/iasc>>. Acesso em: 18 jul. 2017.

ANEEL, **Transformador de distribuição de maior vida útil e menor agressividade ambiental**, 2007. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/citenel2007/pdf/it62.pdf>>. Acesso em: 10 set. 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR16367-7**: Acessórios para transformadores e reatores de sistemas de potência imersos em líquido isolante - Parte 7: Relé detector de gás tipo Buchholz. Rio de Janeiro, 2015. 13 p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356-1**: Transformadores de potência Parte 1: Generalidades. Rio de Janeiro, 2007. 95 p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356-2**: Transformadores de potência Parte 2: Aquecimento. Rio de Janeiro, 2007. 23 p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5416**: Aplicação de cargas em transformadores de potência - Procedimentos. Rio de Janeiro, 1997. 91 p.

CHAPMAN, Stephen J. **Fundamentos de máquinas elétricas**. 5.ed. São Paulo: AMGH, 2013. v. 1, 684 p.

CREDER, Hélio. **Instalações elétricas**. 15.ed. Rio de Janeiro: LTC, 2007. v. 1, 427 p.

DRAW.I. O, **Web Browser para montagem de fluxogramas**. Disponível em: < <https://www.draw.io/>>. Acesso em: 16 jul. 2017.

EDP SÃO PAULO, Especificação Técnica - Transformador de Distribuição para Redes Aéreas, Mogi das Cruzes, 2015. Disponível em: < <http://www.edp.com.br/distribuicao/edp-escelsa/informacoes/tecnicas/padrao-e-especificacoes-tecnicas/Documents/ES%20DT%20PDN%2001%2005%20002%20v4.pdf>>. Acesso em: 10 jun. 2016.

EDP SÃO PAULO, Laudos Técnicos, Mogi das Cruzes, 2015. Documento interno da empresa

OLIVEIRA, José Carlos ; COGO, João ; ABREU, José Policarpo. **Transformadores teoria e ensaios**. 1.ed. Itajubá: Edgard Blucher, 1984. v. 1, 188 p.

PORTAL O SETOR ELÉTRICO, **Manutenção de Transformadores**, 2015. Disponível em: < <https://www.osetoreletrico.com.br/manutencao-de-transformadores>> Acesso em: 10 jul. 2017.

REDE ELÉTRICA INTELIGENTE - SMART GRID, Pantoja Engineering & Consultant, 2010. Disponível em: < <http://www.pantojaindustrial.com/exibir.php?id=41> >. Acesso em: 15 set. 2016.

ROMAGNOLE, Transformadores, 2017. Disponível em: < <https://www.romagnole.com.br/produtos/transformadores> >. Acesso em: 22 out. 2017.

SAAD, Flávia: **Como funciona um transformador de distribuição**. São Paulo, 2012. Disponível em: < <http://www.manutencaoesuprimentos.com.br/conteudo/5802-como-funciona-um-transformador-de-distribuicao/> >. Acesso em: 29 out. 2016.

SAP GUI 730, version 7.30: SAP, 2012. Internal Software.