

Uma Abordagem Sobre Manutenção Preditiva em Subestação de Potência

Júlio César Freitas de Almeida
Departamento de Engenharia e
Tecnologia
Universidade Federal Rural do Semi-
Árido - UFERSA
Mossoró-RN, Brasil
juliocfa2013@gmail.com

Humberto Dionísio de Andrade
Departamento de Engenharia e
Tecnologia
Universidade Federal Rural do Semi-
Árido - UFERSA
Mossoró-RN, Brasil
humbertodionisio@ufersa.edu.br

Matheus Emanuel Tavares Sousa
Departamento de Engenharia e
Tecnologia
Universidade Federal Rural do
Semiárido
Mossoró, Brasil
matheus.sousa@ufersa.edu.br

Resumo — Este artigo tem intuito de analisar uma abordagem da manutenção preditiva em subestação de potência. Sabe-se que a manutenção preditiva proporciona um diagnóstico do estado em que se encontra o equipamento, assim auxiliando na tomada de decisões antes da ocorrência de um sinistro que possa prejudicar o sistema como um todo e redução de custos de operação. A relevância desse artigo está em expor a importância dos procedimentos de manutenção preditiva, visando efetivar o funcionamento adequado dos equipamentos no sistema elétrico, visto que esse tipo de manutenção é realizado com os equipamentos em funcionamento, não interferindo na produção, assim dando uma visão do estado real que encontra-se o sistema, logo, reduzindo as falhas e ampliar sua vida útil. Dentro dos tipos de manutenção preditiva existentes as mostradas neste estudo são as análises termográfica, físico-química e cromatográfica. Todavia, é pertinente realizar um estudo mais profundo sobre a temática, a fim de esclarecer questionamentos que merecem melhores esclarecimentos.

Palavras-chave — *Manutenção, Subestação, Técnicas preditivas.*

I. INTRODUÇÃO

Os segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica fazem parte do sistema elétrico de potência (SEP). As empresas que prestam serviços nesses seguimentos têm a missão essencial de garantir o fornecimento de energia aos consumidores finais. A interrupção do serviço sendo ela programada ou não, pode ter graves consequências econômicas, no entanto, as empresas desenvolvem o seu trabalho de manutenção dentro de limitações tecnológicas e financeiras, logo tentam manter um equilíbrio econômico. Buscando, portanto, assegurar a máxima disponibilidade do fornecimento de energia minimizando os custos associados.

A finalidade desse trabalho é efetuar uma análise sobre a manutenção preditiva que ocorre em subestações de potência, também algumas especificações com relação aos equipamentos de maior prioridade para a aplicação da manutenção preditiva de forma contínua e abordar os procedimentos de manutenção preditiva, utilizados para efetivar o funcionamento adequado dos equipamentos no sistema elétrico, bem como reduzir falhas e aumentar sua vida útil.

Entretanto, neste artigo é abordado as manutenções aplicadas em subestação de potência, como a corretiva, a preventiva e principalmente a preditiva que se destaca atualmente pelos ganhos obtidos devido a sua grande

eficiência no monitoramento de subestações de energia com todos os equipamentos a ela vinculados [1]. Dentro da manutenção preditiva, as inspeções termográficas, cromatográfica e físico-química, são sem dúvida técnicas eficazes, logo são apresentados os benefícios de se utilizar essas técnicas na manutenção preditiva, guiando as equipes de manutenção das empresas a um melhor planejamento e uma melhor abordagem do defeito antes que ele se torna uma falha.

II. REFERENCIAL TEÓRICO

A. Subestação

A subestação pode ser definida como um segmento de um sistema elétrico de potência, responsável pela interconexão entre linhas de transmissão, redes de distribuição, transformadores e os pontos de utilização, localizada em uma área territorial pré-determinada e composta por um conjunto de instalações elétricas em média ou alta tensão que agrupa os equipamentos, condutores, e acessórios, destinados à proteção, medição, manobra e transformação de grandezas elétricas, que são concebidos de forma a proporcionar a utilização da energia elétrica com a máxima confiabilidade e segurança [1]. A subestação pode ser eventualmente utilizada para compensação de reativo e possui dispositivos de proteção capazes de identificar os diferentes tipos de falhas que possam ocorrer no sistema, e isolar os trechos onde estas falhas ocorrem.

As subestações podem ser classificadas quanto sua relação entre os níveis de tensão de entrada e de saída, seu fluxo de potência, sua função no sistema elétrico, ao tipo de instalação, ao tipo construtivo, a sua natureza dos parâmetros elétricos, entre outros, conforme é mostrado na Tabela I.

TABELA I. CLASSIFICAÇÃO DE SUBESTAÇÃO [2].

Classificação	Subestação
Relação entre os níveis de tensão de entrada e de saída	Manobra
	Transformadora
Fluxo de potência	Elevadora
	Abaixadora
Função no sistema elétrico	Transmissão
	Sub transmissão
	Distribuição
Tipo de instalação	Externa
	Abrigada

Tipo construtivo	Interna
	Móvel
	Convencional
	Cabine metálica
Natureza dos parâmetros elétricos	Blindada
	Subterrânea
	Alternadora
	Retificadora
	Mutadora

Para a distribuição de energia elétrica de uma unidade geradora para outras unidades, são indispensáveis vários tipos de equipamentos elétricos. Os equipamentos, como transformadores, disjuntores, para-raios, etc., são organizados na subestação de potência e divididos por funções. O conjunto desses elementos, com funções específicas no sistema formam os vãos(bays), dividindo uma subestação em módulos, como mostrado na Figura 1.

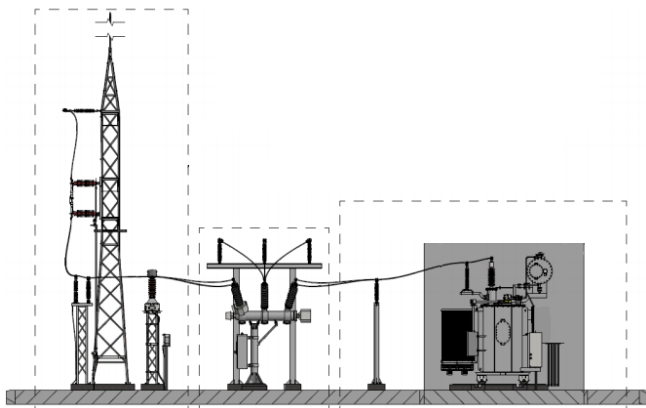


Figura 1-Esquema de um bay numa subestação em corte [3]

Os principais equipamentos podem ser divididos em suas funções, como: transformação, manobra, proteção, medição e compensação de reativo.

Para os equipamentos de transformação tem os transformadores de força, tendo a função converter as tensões para mais altas ou baixas dependendo da situação, com ele é possível transmitir para grandes trechos e capaz de economizar com linhas de transmissão. Possui também os transformadores de corrente e potencial (TC's e TP's), eles possuem a finalidade de reduzir a corrente e tensão respectivamente a valores compatíveis com os instrumentos de medição e proteção [4].

Em sequência os equipamentos de manobras, como os disjuntores e as chaves seccionadoras, os disjuntores que são equipamentos destinados interromper e energizar um circuito ele estando ou não sobe carga, e em situação de desconformidade de algum parâmetro do sistema elétrico. As chaves seccionadoras são dispositivos utilizados para separar equipamentos, barramento ou algum trecho da linha de transmissão, no seu caso ele deve ser operado sem carga, mas pode ser manobrado sob tensão [2].

Para os equipamentos de proteção são utilizados os para-raios e relés. Os para-raios tem como finalidade proteger o

sistema elétrico dos surtos de tensão, que ocasionam uma sobretensão na rede, sendo de origem externa, no caso proveniente de descargas atmosféricas ou interna, que tem princípio durante manobras. Já os relés atuam através dos disjuntores, protegendo os trechos ou equipamentos contra falhas.

Também existe os equipamentos de medição, que são utilizados para a mensuração de grandezas tais como potência ativa e reativa, corrente, tensão, frequência, entre outras, e os equipamentos destinados para compensação de reativos, que tem como finalidade corrigir o fator de potência da Subestação (SE).

Na Figura 2 é mostrado uma das várias formas de como uma subestação de potência pode ser construída.



Figura 2- Subestação de potência [1].

B. Manutenção

A manutenção pode ser determinada como um processo que tem como principal finalidade o alongamento da vida útil do equipamento ou sistema. O tempo de vida útil caracteriza o tempo durante o qual um instrumento qualquer (peça, componente, máquina, equipamento, sistema, circuito) deve trabalhar de forma aceitável, seguindo os parâmetros do projeto e com segurança, desde que seja sujeito a um processo de manutenção como é indicado nos manuais do fornecedor e não sendo submetido a condições ambientais ou esforços superiores aos limites especificados [5].

Em 1975, a Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, pela norma TB-116, definiu o termo manutenção como sendo o conjunto de todas as ações necessárias para que um item seja conservado ou restaurado de modo a poder permanecer de acordo com uma condição desejada. Em 1994, a NBR-5462 [6] trazia uma atualização do termo como sendo a combinação de todas as ações técnicas e administrativas, incluindo as de supervisão, destinadas a manter ou recolocar um item em um estado no qual possa desempenhar uma função requerida [5].

O setor elétrico busca como ideal cada vez mais a excelência operacional, logo a manutenção dentro desse setor assume uma função estratégica primordial. A manutenção dentro de uma subestação é de suma importância, pois a SE é responsável pelo suprimento de energia, logo, manter os equipamentos otimizados o maior tempo possível é algo almejado, isso atendendo suas funções com eficiência e

segurança é um objetivo buscado pela equipe de manutenção.

Devido a manutenção possuir um custo elevado, foi observado que os custos relacionados a interrupção do fornecimento de energia elétrica são ainda maiores, levando em conta as interrupções total ou parcial que uma falha no sistema pode causar, surge a necessidade de estabelecer uma política de manutenção.

Sendo assim a manutenção deve ser feita de maneira correta, considerando que ela estar ligada diretamente com a produtividade. Sempre buscando adequar as condições do sistema e seus equipamentos para funcionarem de forma contínua, reduzindo ao máximo as falhas que possam ocorrer ou monitora-la de forma para escolher o melhor momento de corrigi-la, e para isso é necessário a utilização de equipamentos e tecnologias adequadas para cada procedimento.

Consequentemente a estratégia de manutenção em componentes elétricos não deve apenas resolver problemas, mas também o melhorar de forma a ter um aproveitamento máximo do equipamento ou sistema. Logo pode ser determinada como a junção de vários procedimentos, sendo eles realizados de forma recorrente [7].

Os tipos de manutenção mais empregados dentro das subestações são esses três: Manutenção corretiva, manutenção preventiva e manutenção preditiva.

Na manutenção corretiva tem como padrão corrigir ou recuperar a capacidade de uma peça ou equipamento, que tenha perdido sua capacidade de executar seu trabalho a qual foi projetado. Dentro de uma subestação ela ocorre quando não foi feito um monitoramento por manutenção preventiva ou preditiva, e nos casos de falhas graves por agentes externos. Ainda é impossível eliminar completamente a manutenção corretiva, já que em muitos eventos não se pode prever sua ocorrência. Esse tipo de manutenção só possui desvantagem, relacionadas com a ocorrência de falhas, causando uma parada não planejada dentro da subestação.

Na manutenção preventiva pode ser definida como uma manutenção realizada em equipamento que ainda não possuam falhas, atuando em intervalos periódicos, usando como referência o projeto e experiências obtidas. Suas atividades dentro do setor elétrico podem ser classificadas em três grupos de tarefas, sendo as inspeções nos sistemas elétricos, os testes ou ensaios e revisões gerais [7]. Uma desvantagem que estar associado a esse tipo de manutenção é a parada associada a estatísticas e não a condição da peça ou equipamento, levando a paradas desnecessárias, no caso quando adotado uma faixa de tempo muito conservador e as falhas inesperadas, quando esse período se torna prolongado demais.

A manutenção preditiva se baseia na supervisão dos parâmetros dos equipamentos ou sistemas, através de uma ou mais técnicas de monitoramento de maneira sistemática, com isso criando um plano de manutenção. Na preditiva a manutenção é realizada no momento ideal, antes que o equipamento apresente alguma falha, aumentando a continuidade da operação pelo o maior tempo possível. Algumas vantagens associadas a ele é o aumento da vida útil do equipamento, diminuição dos custos nos reparos, melhoria da produção, registro e acompanhamentos histórico de parâmetro e monitoramento da vida útil dos

equipamentos. Algo que torna ela inconveniente está relacionado ao alto investimento, devido necessitar profissionais especializados, com instrumentos adequados e o acompanhamento dessas inspeções periódicas, mas esse tipo de visão está mudando, devido o retorno econômico que pode acontecer com sua prática.

A criação da estratégia de manutenção aplicada a uma subestação de potência deve ser planejada de forma a programar as manutenções elétricas preditivas junto as preventivas e sistematizar as manutenções corretivas. No sistema de manutenção planejada, as ações de manutenções elétricas mais frequentes são previamente pensadas e organizadas, junto com ela é criado um histórico e um banco de dados de cada equipamento que integra o sistema elétrico. Na Figura 3 é mostrado a curva de Falha Potencia e Falha Funcional (PF), sendo um gráfico em um plano cartesiano simples, que relaciona o desempenho de um equipamento sobre seu tempo de funcionamento, com o objetivo de reconhecer o trecho entre a falha potencia e a falha funcional, e uma ferramenta analítica utilizada para o plano de manutenção baseada em confiabilidade.

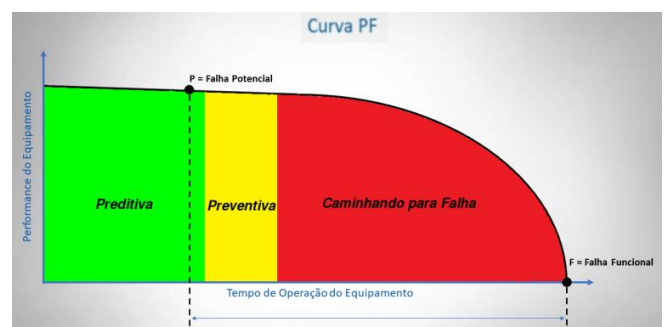


Figura 3-Curva PF [8]

A curva PF é uma representação gráfica da vida útil do equipamento, o profissional conhecendo a curva, sendo que no eixo vertical sua performance e no horizontal o tempo de operação, ele pode ajustar o plano de manutenção preditiva, preventiva ou de correção para sanar as falhas antes que elas se tornem uma falha funcional. Na curva é mostrado dois pontos, um sendo o ponto “P”, que é denominado de falha potencial, este ponto representa o início da diminuição de confiabilidade do equipamento e de uma possível falha, e o ponto “F”, sendo a falha funcional, onde o sistema perde completamente a capacidade de produção [8].

A partir do ponto de falha potencial o equipamento ou sistema começa apresentar sintomas, através da manutenção preditiva que esses sintomas vão surgir, sendo monitorados de forma constantes e feito manutenção de forma a evitar que a curva chegue no ponto F.

III. TIPOS DE MANUTENÇÃO PREDITIVAS

Neste tópico descreve algumas técnicas de manutenção preditiva em equipamentos de maior destaque dentro de uma subestação de potência. Especificando em que tipo de equipamento é aplicado cada forma de inspeção.

A. Análise Termografica

A termografia é uma técnica não destrutiva que possibilita analisar e medir a temperatura de um objeto através da radiação infravermelha emitida por ele. Sendo feita através da análise da radiação infravermelha emitida por

qualquer objeto, sendo que quanto maior a temperatura, maior a quantidade energia liberada nessa forma.

O instrumento utilizado nessa inspeção é o termovisor, ele capta a radiação infravermelho emitida do objeto e converte essa energia em um sinal digital, esse sinal é processado formando um termograma, essa imagem captada é a irradiação térmica associada ao objeto, conforme a temperatura varia ele mostra uma cor, essa cor é associado a uma escala de temperatura conforme ajustado os parâmetros do termovisor.

Esse tipo de técnica pode ser aplicado sem qualquer interferência no funcionamento do sistema, sendo utilizada na subestação no monitoramento de chaves seccionadoras, barramentos, disjuntores, transformadores de corrente e de potencial, transformadores de força e auxiliares, banco de capacitores e para-raios. Verificando possíveis ponto quente no próprio equipamento ou em suas conexões [9].

Na Figura 4 é mostrada uma imagem de uma conexão de barramento através da termografia, na imagem é possível ver uma cor mais clara na conexão do barramento, ao verificar a escala de medição ao lado, é visto que ela está a uma temperatura muito superior ao barramento, dessa forma é identificado uma falha nessa conexão.



Figura 4-Termograma de uma conexão de barramento [9].

Entretanto a termografia contém limitações, como a impossibilidade de examinar objetos envoltos em vapor de água, também tem os fatores que podem levar uma análise incorreta da inspeção, como o valor da corrente no momento da medição e a velocidade do vento. Para evitar esse tipo de erro, é recomendado que a inspeção seja feita seguindo uma sequência de tarefas, como [9]:

- Análise Preliminar de Risco (APR), onde é avaliado as fontes de riscos e medidas preventivas contra eles;
- Certificação de que a instalação se encontra operando com no mínimo 50% de sua carga nominal;
- Medição de temperatura ambiente, umidade relativa do ar e velocidade do vento;
- Avaliação do termovisor para condições da instalação;
- Inspeção visual para identificar pontos críticos;

- Inspeção termográfica da instalação.

Após feito o processo, os resultados devem ser avaliados e registrados por tipo de equipamento, conexões ou objeto de inspeção, com esses dados é possível identificar e monitorar possíveis falhas, como a temperatura é um parâmetro obtido como a termografia, quando aparece um ponto quente no sistema as causas mais comuns são conexões frouxas, oxidação ou o desgaste natural do componente.

Analisando e comparando a temperatura do objeto com a temperatura de seu componente adjacente, deve-se corrigir o resultado em função com as constantes que mostram a variação de temperatura (ΔT_M) com o tipo de superfície (emissividade - F_{CE}), com velocidade do vento (F_{CV}) e a corrente de carga (F_{CC}) [9].

Logo, a temperatura (ΔT_C) será a variação medida multiplicada pelos fatores de correção.

$$\Delta T_C = \Delta T_M \times F_{CE} \times F_{CV} \times F_{CC} \quad (1)$$

O fator de correção pela emissividade vai variar com o tipo de material e conforme seu estado, como mostrado na Tabela II.

TABELA II. FATOR DE CORREÇÃO DE $\Delta T(^{\circ}C)$ COM A EMISSIVIDADE DA SUPERFÍCIE [9].

Estado da Superfície	F_{CE}	
	Cobre	Alumínio
Severamente oxidada	1	1,4
Oxidada	2,5	4

O outro fator de correção é a velocidade do vento, na Tabela III mostra para alguns valores.

TABELA III. FATOR DE CORREÇÃO DE $\Delta T(^{\circ}C)$ COM A VELOCIDADE DO VENTO [9].

Velocidade do vento (m/s)	F_{CV}
1	1
2	1,37
3	1,64
4	1,89
5	2,06
6	2,23
7	2,39

Por último, o fator de correção pela carga é definido pela corrente nominal (I_n) e corrente no momento da medição (I), como mostrado na Equação 2.

$$F_{CC} = \left(\frac{I_n}{I} \right)^2 \quad (2)$$

B. Análise Físico-Química

O óleo mineral isolante utilizado em transformadores de força, disjuntores e outros equipamentos sofrem alterações

em suas propriedades porque encontra-se em um processo de oxidação constante, esse processo pode acontecer de maneira mais rápida na presença de umidade, gases e outras impurezas. Para evitar falhas e aumentar a vida útil dos equipamentos, é necessário um acompanhamento do estado em que o óleo se encontra, análises periódicas podem evitar danos mais sérios ao equipamento e a subestação.

A análise físico-química determina a condição de isolamento e o estado de envelhecimento do óleo mineral isolante, a partir de uma coleta da amostra no equipamento em serviço, analisando a amostra em laboratório [10]. Os resultados obtidos em laboratórios são comparados aos valores pré-estabelecidos em normas, caso os valores estejam fora dos limites especificados por norma, é indicado o condicionamento, regeneração ou troca do óleo isolante.

Para que os resultados obtidos na inspeção representem o verdadeiro estado do óleo mineral isolante do equipamento, é importante que a amostra do fluido que foi colhido na coleta não sofra nenhum tipo de contaminação. Para evitar esse tipo de problema, o recipiente que receber a amostra e outros objetos tem que destinados para tarefa, a retirada da amostra é feita normalmente no registro dos equipamentos elétricos, quando não é possível, a amostra é retirado pela tampa de inspeção, com a ajuda de pipeta, mangueira ou seringa. Na Figura 5 mostra uma etapa da análise, a retirada de uma parte do óleo inicialmente, antes da retirada da amostra, devido as contaminantes que residem no fundo do transformador podem ocasionar erros nas análises e na Figura 6 o esquema de como é coletado o óleo mineral em um equipamento.



Figura 6-Retirada de contaminantes [11].

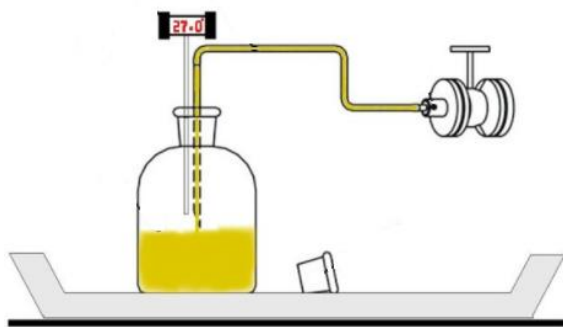


Figura 5- Esquema de coleta de óleo para inspeção físico-químico [12].

Os principais parâmetros analisado no óleo numa inspeção físico-química são: cor, densidade, umidade, rigidez dielétrica, índice de neutralização (acidez), tensão interfacial e fator de potência (fator de dissipação).

A exame visual classifica um valor numérico associado a coloração do óleo isolante, a ABNT NBR 14483:2015 [13] determina os números para cor do óleo, sendo menor que 1, para óleos novos e menor que 4 para óleos em serviço, os valores aceitáveis. Caso uma amostra tenha um valor superior a esses, pode ser um indicio de contaminação do óleo, isso se apresenta na forma de turvamento ou nebulosidade na amostra, logo, pode ser uma indicação de umidade, partículas de metais, escórias, carbono, fibras, sujeiras, etc [10].

A densidade do óleo é obtida pela razão de pesos iguais para o volume de óleo e água, o valor recomendado pela norma ABNT NBR 7148:2014 [14] é de mínimo de 86% e máximo de 90% a 20°C.

A umidade é um dos contaminantes mais prejudiciais ao transformador ou equipamentos que utilizam óleo isolante. Ela pode estar presente no óleo na forma dissolvida que não é detectada visualmente e provocar queda na rigidez dielétrica. Quanto menor a presença dele dissolvida no óleo, é possível estabelecer um valor de rigidez dielétrico alto [5]. A umidade é medida em partes por milhão (ppm) e a norma ABNT NBR 10710:2006 [15] estabelece como aceitáveis os valores de 50 ppm para aplicações até 34,5kV e 35 ppm para acima de 34,5kV.

A rigidez dielétrica mostra a capacidade do óleo mineral isolante em suportar a tensão elétrica, ele é crucial para análise operacional de um óleo e identificando potenciais riscos para equipamento em alta tensão. Esta inspeção indica, essencialmente, a presença de contaminantes, tais como: umidade, poeira, resíduos sólidos e partículas condutoras. Um valor elevado de rigidez dielétrica não implica na inexistência de contaminantes. A ABNT NBR 6869:1989 [16] determina como aceitáveis os valores de rigidez dielétrica, sendo 30kV para o óleo novo e 25kV para óleo em serviço [10].

O índice de neutralização é medido pela quantidade dos compostos ácidos presente no óleo isolante. Os ácidos possuem uma ação catalizadora que acelera a deterioração do óleo, ela é referenciada pela norma ABNT NBR 14248:2009 [17], onde estabelece valores máximos de 0,2 mg KOH/g em óleo em serviço e 0,03 mg KOH/g para óleo novo.

A tensão interfacial verifica a força de atração molecular entre o óleo e a água, indicando a presença de contaminantes polares, que são substâncias que aceleram a deterioração do óleo isolante. Valores abaixo do que indicado pela norma ABNT NBR 6234:2015 [18], são tidos como perigosos, considerando maior que 40 dina/cm para óleo novo e sem aditivos, e maior que 32 dina/cm para óleo em serviço a 25°C.

Por fim, o fator de potência determina as perdas dielétricas do óleo isolante, ele infelizmente não especifica o que ele detecta, um valor elevado indica a presença de umidade, gases, oxidação, entre outros elementos. Os valores estabelecidos pela norma ASTM D-924:2015 [19], que é uma norma americana são de no máximo 0,05% a 25°C e 0,3% a 100°C [10].

Recomenda-se esse tipo de análise para os transformadores de força, disjuntores a grande volume de óleo (GVO) e equipamentos que utilizam como isolante o óleo mineral em grande volume. No entanto para os disjuntores a pequeno volume de óleo (PVO), devido a pequena quantidade de óleo, cerca de 3 a 5 litros de óleo por polo na média tensão, por causa do custo benefício, é recomendada a substituição total do óleo periodicamente.

C. Análise Cromatográfica

A análise cromatográfica é um instrumento para detecção e avaliação inicial dos defeitos que possam ocorrer internamente, sendo que esse mau funcionamento é identificado pelos gases gerados por ele no óleo isolante. A cromatografia em óleo isolante é um dos tipos de manutenção com maior frequência adotado para análise de equipamentos elétricos que utilizam óleo com material isolante numa subestação, como transformadores, disjuntores, reatores, TP's e TC's" [10]. Como as outras técnicas de inspeção a mesma possui a vantagem de ser realizada com o equipamento energizado.

Durante o funcionamento de um transformador de força, no seu interior fica em movimento o óleo isolante em contato com os outros componentes dele, quando acontece um defeito ou falha em qualquer parte, provoca uma alteração das propriedades do líquido isolante. A manutenção preditiva se baseia no acompanhamento dessas características, analisando e quantificando os gases dissolvidos no isolante. Conforme as recomendações da NBR 7070:2006 [20], as variações que não ocorrem do envelhecimento normal do óleo isolante, são indicativo iniciais de falhas no equipamento [21].

As amostras são coletadas em seringas ou pequenos frascos, seguindo os mesmos cuidados para não ocorrer contaminação no momento da coleta, a quantificação dos gases é apresentada em ppm. Na Figura 7 mostra um exemplo de coleta para cromatografia e na Figura 8 uma retirada de amostra em um transformador de potência.

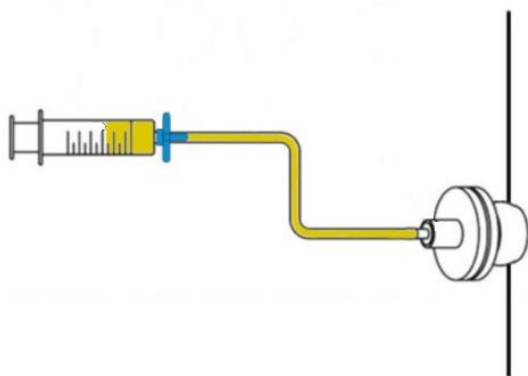


Figura 7- Esquema de coleta de óleo para ensaio cromatográfico [12].



Figura 8-Retirada de amostra pra cromatografia [11].

O instrumento onde é feito a análise é o cromatógrafo, ele é composto de algumas colunas e detectores, o óleo é injetado no cromatógrafo, isso as colunas separam os diversos tipos de gases, no final da separação, estes passam pelos detectores, que tem a função de quantificar os gases.

Este método para diagnóstico de falhas e manutenção do estado de transformador é o mais indicado, pois cada provável defeito ou falha gera um ou mais gases e que são parcialmente ou totalmente dissolvidos no líquido isolante. Dessa forma, pode ser montado uma classificação simplificada da relação de defeito ou falhas por meio dos gases identificados, como exemplo, segue um resumo das principais fontes de problemas e 'gases-chave' responsáveis associados [1]:

- Arcos elétricos: acetileno;
- Óleo superaquecido: etileno;
- Eletrolise: hidrogênio;
- Celulose superaquecida: monóxido e dióxido de carbono;
- Descargas corona no óleo: hidrogênio e metano;
- Descargas corona no papel: hidrogênio e dióxido de carbono.

É recomendável que seja feito anualmente uma cromatografia conforme NBR- 7274:2012 [22]. Dependendo do resultado, pode ser feito a recuperação, regeneração ou a adição de aditivos no óleo mineral isolante.

IV. CONCLUSÃO

Este estudo apresentou a importância da manutenção preditiva em equipamentos elétricos, especialmente dentro de uma subestação de potência, mostrando onde cada tipo de inspeção pode ser utilizada e identificar as possíveis situações que podem levar uma falha na produção.

Também abordou as principais técnicas utilizadas na manutenção preditiva e a junção delas para criar um plano de gestão estratégica de manutenção voltada a sistema elétrico de potência, mostrando sua importância e como ela busca melhorar a confiabilidade e disponibilidade do abastecimento de energia.

Dessa forma os pontos propostos pelo trabalho foram alcançados, o que foi abordado é uma das muitas estruturas que podem ser utilizadas para uma gestão de manutenção, há vários conceitos e técnicas que, se aplicados corretamente, poderão garantir excelentes resultados em qualquer meio do setor elétrico.

REFERÊNCIAS

- [1] S. O. Frontin, “Equipamentos de alta tensão: prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas”, 1ª ed. Goya Editorial Ltda., 2013.
- [2] G. L. O. Muzy, “Subestações Elétricas”, Dissertação, Projeto de Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, 2012.
- [3] Enel, “Especificação Técnica no. 409”, Disponível em: <https://www.enel distribuicao.com.br/documentos/CNS-OMBR-MAT-19-0409-EDBR-Padr%C3%A3o%20de%20Subesta%C3%A7%C3%A3o%20ATMT%20com%20Eletrocentro.pdf>, 2019.
- [4] J. Mamede Filho, “Instalações elétricas industriais: de acordo com a norma brasileira nbr 5419:2015”, 9. ed. Ltc Editora Sa., 2017.
- [5] V. G. A. Silva, “Manutenção Preditiva em Sistemas Elétricos de Potência Utilizando Registros de Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED’s)”, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Pará – UFP, 2019.
- [6] ABNT NBR 5462 – Confiabilidade e manutenibilidade. 1994
- [7] J. M. Reis, “Gestão Estratégica de Manutenção Aplicada a Sistemas Elétricos de Potência”, Dissertação, Projeto de Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Uberlândia – UFU, 2018.
- [8] Engeteles, “Tipos de manutenção de acordo com a NBR 5462”. Disponível em: <https://engeteles.com.br/tipos-de-manutencao/>, Acesso em: 18 mai. 2021.
- [9] B. S. Monterio, M. F. Fernandes, A. V. Silva, L. H. M. Leite, “Inspeção em Subestações Utilizando a Termografia”, Artigo, Projeto de Graduação em Engenharia Elétrica, Centro Universitario de Belo Horizonte – UniBH, 2013.
- [10] I. S. Ligeiro, “Análise de Condições de Operação de Equipamentos Elétricos de Alta Tensão em uma Subestação Abaixadora Através de Técnicas Preditivas”, Dissertação, Projeto de Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, 2013.
- [11] Unicerso Lambda, “Manutenção: postos de transformação”, Disponível em: <https://universolambda.com.br/manutencao-postos-de-transformacao/>, Acesso em: 18 mai. 2021.
- [12] LORENCINI BRASIL, “Materiais Usados na Coleta de óleo para Ensaios: Físico-Químicos e Cromatográficos”, Disponível em: <https://www.lorencini.com.br/blog/materiais-usados-na-coleta-de-oleo-para-ensaios-fisico-quimicos-e-cromatograficos/>, Acesso em: 11 mai. 2021.
- [13] ABNT NBR 14483 - Produtos de petróleo - Determinação da cor - Método do colorímetro ASTM. 2015
- [14] ABNT NBR 7148 - Petróleo e derivados de petróleo — Determinação da massa específica, densidade relativa e °API — Método do densímetro. 2014.
- [15] ABNT NBR 10710 - Líquido isolante elétrico - Determinação do teor de água. 2006.
- [16] ABNT NBR 6869 - Líquidos isolantes elétricos - Determinação da rigidez dielétrica (eletrodos de disco). 1989.
- [17] ABNT NBR 14248 - Produtos de petróleo - Determinação do número de acidez e de basicidade - Método do indicador. 2009.
- [18] ABNT NBR 6234 - Óleo mineral isolante - Determinação da tensão interfacial de óleo-água pelo método do anel - Método de ensaio. 2015.
- [19] ASTM D924 - Standard Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids. 2015.
- [20] ABNT NBR 7070 - Amostragem de gases e óleo mineral isolantes de equipamentos elétricos e análise dos gases livres e dissolvidos. 2006.
- [21] G. Lupi Filho, “Comparação entre os critérios de diagnósticos por análise cromatográfica de gases dissolvidos em óleo isolante de transformador de potência”, Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação do Departamento de Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo – USP, 2012.
- [22] ABNT NBR 7274 - Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço. 2012.
- [23] A. P. P. Medeiros Junior, “Predição de Falhas de Transformadores de Potência em Subestações Utilizando-se Máquinas de Estados Finitas”, Dissertação, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, 2011.