



**XXIV SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CB/GTM/22

22 a 25 de outubro de 2017
Curitiba - PR

GRUPO – XIII

GRUPO DE ESTUDO DE TRANSFORMADORES, REATORES, MATERIAIS E TECNOLOGIAS EMERGENTES - GTM

AUMENTO DA CONFIABILIDADE DO MONITORAMENTO TÉRMICO DIGITAL DE TRANSFORMADORES E SEU IMPACTO NO ATENDIMENTO À EMERGÊNCIAS

**Camila da Silva Oliveira
Schweitzer Engineering Laboratories**

RESUMO

A aplicação de cargas acima da potência nominal do transformador vem sendo praticada desde a década de 80. Atualmente, o carregamento de transformadores é controlado através da corrente ou potência do equipamento, com base no Submódulo 2.3 do Procedimento de Rede, podendo contar, ou não, com medidores de temperatura. Porém, a verificação de uma sobrecarga seria apenas o primeiro passo na cadeia de degradação do transformador. Com avanços na tecnologia, existem atualmente métodos e equipamentos que permitem que este tipo de monitoramento seja feito com base nas temperaturas do óleo e enrolamento do transformador, levando em conta ainda informações da temperatura ambiente, perfil de carga e sistemas de resfriamento. Este tipo de monitoramento permite o controle mais exato da perda de vida do transformador, garantindo que o mesmo esteja trabalhando dentro das condições propostas pelas normas vigentes no Brasil, além de permitir a liberação de uma maior quantidade de carga, evitando cortes desnecessários e aumentando os limites de intercâmbio de energia. Este artigo visa mostrar quais os requisitos básicos para se efetuar este tipo de monitoramento térmico de transformadores, com base em uma aplicação real em uma Subestação de 500 kV da CHESF. Por fim, o artigo conclui que a aplicação de modelos térmicos confiáveis, além de impactar na precisão dos cálculos de temperaturas e envelhecimento do transformador, podem ainda ser uma grande fonte de dados para estudos de otimização da aplicação de sobrecargas em transformadores.

PALAVRAS-CHAVE

Transformador de potência, sobrecarga, monitoramento térmico, vida útil de transformadores, NRB 5416.

1.0 - INTRODUÇÃO

A aplicação de cargas acima da potência nominal do transformador vem sendo praticada desde a década de 80 por várias concessionárias no Brasil. Atualmente, o carregamento de transformadores da Rede Básica é controlado através da corrente ou potência do equipamento, com base no Submódulo 2.3 do Procedimento de Rede, Requisitos Mínimos para Transformadores e para Subestações e seus Equipamentos [1]. Neste documento é estabelecido que os transformadores devem ser capazes de operar pelo menos com as suas potências nominais, em regime permanente, sem perda de vida útil adicional. Carregamentos de 120% e 140% também devem ser suportados para o atendimento de condições operativas de longa duração e emergências de curta duração, durante os tempos de 4 e 0.5 horas respectivamente. Para este ciclo de carregamento, ainda que com o atendimento às emergências, o tempo de vida esperado do transformador deverá estar de acordo com a norma de fabricação do transformador. Porém, este método baseado no carregamento, quando considerado apenas os limites de corrente e tempo, garante somente que a utilização do transformador está dentro do estabelecido por Norma, porém, não fornece um monitoramento real do seu envelhecimento. O papel isolante do transformador é submetido a um processo contínuo de degradação por ação da água, oxigênio e ácidos presentes no óleo isolante. Segundo a Norma NBR 5416/81 [2], mantendo-se sob controle a ação desses contaminantes, o envelhecimento da celulose é predominantemente térmico e cumulativo. Assim, a verificação de uma sobrecarga seria apenas o primeiro passo na cadeia de degradação de um transformador, uma vez que aquecimento causado por esta elevação de corrente que seria a verdadeira causa da perda de vida útil do mesmo.

Com avanços e mudanças das tecnologias, existem atualmente métodos e equipamentos que permitem que este controle de carregamento seja feito com base nas temperaturas do óleo e enrolamento do transformador, levando em conta ainda informações da temperatura ambiente, perfil de carga e sistema de resfriamento que tais equipamentos possam acionar. Este tipo de controle permite a liberação de uma maior quantidade de cargas, evitando cortes desnecessários e aumentando os limites de intercâmbio de energia, sem perda de vida adicional para o transformador. Ao considerar estes métodos, torna-se necessário adotar um equipamento de supervisão e controle de transformador que permita o monitoramento em tempo real de suas condições térmicas e o fornecimento de dados confiáveis para os centros de controle. Este modelo térmico deve se adequar a Norma de Fabricação do Transformador, à sua condição operativa e seus estágios de resfriamento. Validações de medições e cálculos de perda de vida também se mostram necessários para garantir uma operação dentro dos limites estabelecidos pela Nota Técnica NT038/2014, Ensaio de Elevação de Temperatura de Transformadores em Sobrecarga [3]. Por fim, este tipo de monitoramento irá viabilizar a aplicação de sobrecarga em transformadores de forma segura e confiável, dando todas informações necessárias para a otimização de sua utilização.

2.0 - ASPECTOS NORMATIVOS DO CENÁRIO NACIONAL

2.1 Norma NBR 5416 - Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência até 100MVA trifásico

No ano de 1981, visando regulamentar a aplicação de carga acima da potência nominal (sobrecarga) do transformador, a ABNT publicou a norma NBR 5416/81 [2]. Esta norma definiu os critérios para aplicação de cargas em transformadores até a potência de 100MVA. Em 1997, uma nova versão da norma NBR 5416/97 [4], Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência [4] estendeu este procedimento para transformadores com potência acima de 100MVA. A partir desta Norma, todos os fabricantes de transformadores passaram a considerar os limites de carregamento estabelecidos pela NBR 5416/97 [4]. Desta maneira, todos os transformadores fabricados segundo as normas brasileiras, devem ter os limites de carregamento e temperatura garantidas pelos fabricantes.

Desde a NBR 5416/97 [4], os carregamentos de transformadores são considerados em termos de um ciclo de carga com duração de 24 horas, podendo contar com as seguintes condições de operação:

- ciclo de carregamento em condição normal de operação: é aquele no qual não é excedida a temperatura do topo do óleo ou do enrolamento para a condição normal, mesmo que acima da potência nominal;
- ciclo de carregamento em condição de emergência de longa duração: este carregamento permite que sejam ultrapassados os limites de temperatura do ciclo de carregamento em condição normal de operação, uma vez que são consideradas saídas prolongadas de unidades transformadoras, por desligamento de algum elemento de sistema;
- ciclo de carregamento em condição de emergência de curta duração: este tipo de carregamento envolve condições de maior risco onde o tempo de operação não deve ser maior que 30 minutos. Durante esse intervalo de tempo, deve-se retornar à condição de carregamento de longa duração; caso contrário, o transformador deve ser desligado, para se evitar o risco de falha.

A definição destas condições de operação serviram como base para a criação da Nota Técnica 038/2014 [3] que será apresentada posteriormente.

A NBR 5416/97 [4] definiu ainda limites de temperatura de operação relacionados às características construtivas do transformador de acordo com a sua classe (55°C ou 65°C). Estes valores representam os valores máximos de temperatura para os quais se garante que o equipamento não ultrapassa a perda de vida útil esperada para um ciclo de 24 horas.

Tabela 1. Temperaturas Máximas Admissíveis

| Tipo de Carregamento | Transformador Classe 55°C | | Transformador Classe 65°C | |
|-----------------------------|---------------------------|-------------|---------------------------|-------------|
| | Topo do Óleo | Enrolamento | Topo do Óleo | Enrolamento |
| Condição Normal | 95°C | 105°C | 105°C | 120°C |
| Emergência de Longa Duração | 105°C | 120°C | 110°C | 130°C |
| Emergência de Curta Duração | 105°C | 130°C | 110°C | 140°C |

Esta Norma também cita a definição e critério de cálculo para a vida útil de transformadores, onde estabelece que expectativa de vida de um transformador é dada pelo período em que a celulose sofre com os processos de degradação como: água, oxigênio e contaminantes presentes no óleo isolante. Porém, mantendo-se estes processos de degradação sobre controle, o envelhecimento da celulose será predominantemente térmico [4].

2.2 Resolução ANEEL 191/DEZ 2005 - Procedimentos para Determinação da Capacidade Operativa das Instalações

A Norma NBR 5416/97 [4] serviu de base para elaboração da Resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, 191/DEZ 2005 [5]. Esta resolução definiu os critérios e procedimentos de aplicação de cargas para os transformadores pertencentes à Rede Básica.

Tabela 2. Cargas e Tempos definidos pela Resolução 191/DEZ2005

| Tipo de Carregamento | Carregamento (%) | Tempo (horas) |
|-----------------------------|------------------|---------------|
| Condição Normal | 100 | 24 |
| Emergência de Longa Duração | 120 | 4 |
| Emergência de Curta Duração | 140 | 0.5 |

Para os limites de temperatura, são considerados os mesmos limites apresentados na [Tabela 1](#), para condição normal de operação. Não são definidos limites para as condições de emergência por se tratarem de condições operativas que geram desgaste adicional de vida útil do transformador.

2.3 Procedimento de Rede – Submódulo 2.3 - Requisitos Mínimos para Transformadores e para Subestações e seus Equipamentos.

A mesma norma fundamentou também o Procedimento e Rede Submódulo 2.3 [1] publicado pelo ONS no ano de 2011, o qual estabeleceu que todas as novas aquisições de transformadores de potência para a Rede Básica devem atender ao seguinte critério: “*Em um ciclo de 24 horas, os transformadores devem ser projetados para atender o carregamento de 19,5 horas com 100% da carga, 4 horas com 120% da carga e 30 minutos com 140% da carga, sem exceder a perda de vida por ciclo de 24h cujo valor é 0,0369%*”. Este ciclo de carga é apresentado a seguir na Figura 1, e para o cálculo de perda de vida admissível diária, aplicava-se o valor total de vida de 40 anos.

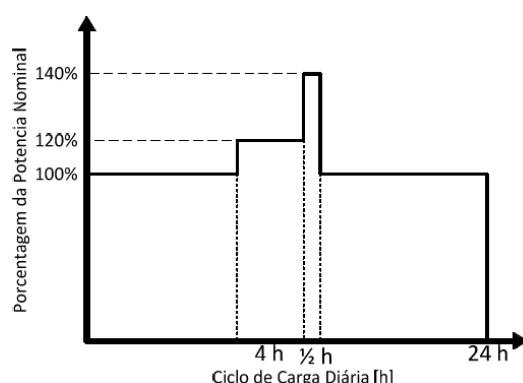


Figura 1. Ciclo de carga diário sugerido pelo Procedimento de Rede, Submódulo 2.3

Portanto, tanto a Resolução da ANEEL [5] quanto o Submódulo 2.3 [1] utilizavam o conceito da NBR 5416/97 [4] de que a sobrecarga em transformadores é caracterizada termicamente e não só pela potência, havendo necessidade de monitorar além do carregamento, a perda de vida do transformador com base em suas temperaturas de operação.

2.4 NBR 5356-7 - Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante e Nota Técnica 038/2014 - Ensaio de Elevação de Temperatura de Transformadores em Sobrecarga

Atualmente, a NBR 5416/97 [4] está em fase de revisão e será futuramente publicada como NBR 5356-7, Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante [6]. Esta Nota Técnica já estabelece algumas alterações que serão realizadas em relação a Norma antiga. Uma das alterações foi a definição do que antes era conhecido como condição de emergência de longa duração, que passa agora a ser reconhecida como uma condição de operação de curta duração. Esta alteração já havia sido prevista na REN 191-2005 [5] e tem como objetivo fazer com que o transformador possua uma capacidade operativa para suportar ciclos como este em casos de desligamentos prolongados de uma função transmissão, permitindo que o mesmo opere nesta condição periodicamente, a cada ciclo de 24 horas, até que a referida função retorne a condição normal de operação. Desta forma, os ciclos de carregamento passam a ser tratados conforme [Tabela 3](#).

Além disso, esta revisão ainda altera a expectativa de vida útil do transformador para 35 anos, estabelecendo que o dimensionamento da unidade transformadora deve considerar 90% de operação submetida ao ciclo de carga normal, e 10% ao ciclo de sobrecarga, conforme carregamentos aqui expostos.

Desta forma, novos critérios passam a ser importantes para verificação do atendimento às Normas vigentes no país. Os dados de temperaturas calculadas pelos modelos térmicos e, conseqüentemente, o cálculo do desgaste do transformador, servirão para a análise do atendimento destas exigências. Segundo [7], neste contexto, torna-se estratégico para as concessionárias dispor de uma ferramenta confiável que permita avaliar a perda de vida útil de transformadores, de forma a dar subsídios para o planejamento da operação do sistema, bem como para a estimativa do adicional financeiro por sobrecargas.

Tabela 3. Ciclos de Carregamento Segundo Nota Técnica 038/2014

| | Condição Normal de Operação de Longa Duração | Condição Normal de Operação de Curta Duração | Condição de Emergência de Curta Duração |
|--|---|---|--|
| Carregamento (% Potência Nominal) | 100 | 120 | 140 |
| Tempo permitido (h) | 24 | 4 | 0.5 |
| Temperatura limite de ensaio para o óleo (°C) | De acordo com gradiente estabilizado em ensaio de aquecimento | 110 | 110 |
| Temperatura limite de ensaio para o enrolamento (°C) | De acordo com gradiente estabilizado em ensaio de aquecimento | 130 | 140 |
| Critério de Aplicação | Carregamento nominal do transformador | Critério de planejamento para atendimento da condição N-1 | Condição de emergência considerada como último recurso antes de corte de carga |

3.0 - MODELAGEM TÉRMICA DE TRANSFORMADORES

3.1 Medição do Ponto mais Quente (*Hot Spot*) do Transformador

Comprovada a necessidade de se monitorar termicamente transformadores, deve-se avaliar os métodos existentes para a escolha de um mais confiável. O acesso aos pontos mais quentes do transformador é, de certa forma, dificultada pelo aspecto construtivo do equipamento. Porém, com as novas tecnologias existentes muitas informações podem ser coletadas de maneira direta como, por exemplo a temperatura do enrolamento, que pode ser realizada através da colocação de um termopar conectado através de uma fibra a um equipamento de medição. A aplicação deste tipo de medição para se obter a temperatura do ponto mais quente do transformador sofre as seguintes restrições:

- o custo desta tecnologia ainda é elevado e não é aplicado para todos os novos transformadores;
- caso estes pontos de medição venham a falhar, a manutenção é inviável;
- transformadores antigos cuja fabricação não contou com a instalação destas fibras necessitam de um método alternativo para efetuar estas medições;
- ainda está em estudo a questão dos locais de instalação destes pontos de medição de temperatura interna, de forma a garantir uma representação correta da imagem térmica do transformador.

Assim, atualmente, o método mais aplicado para medição da temperatura interna do transformador é baseado na estimativa da temperatura do ponto mais quente, também reconhecida como a própria temperatura do enrolamento. Esta estimativa é feita basicamente através de duas medições: carregamento do transformador e temperatura do óleo. Equipamentos mais sofisticados usam ainda a temperatura ambiente e verificação do status do sistema de resfriamento. Além destes itens medidos, informações a respeito dos dados de placa, ensaios de rotina e de aquecimento também são necessários para a estimativa desta temperatura.

3.2 Lei de Arrhenius

Conforme citado em [7], é estabelecido que o sistema isolante do transformador deteriora-se em função do tempo e da temperatura, sendo esta deterioração fundamentada na teoria de Arrhenius. O sistema do papel isolante é submetido a um processo contínuo de degradação por ação da água, oxigênio e ácidos presentes no óleo isolante. Mantendo-se sob controle a ação desses contaminantes, o envelhecimento da celulose é predominantemente térmico e cumulativo. Com esta consideração, o envelhecimento está baseado na vida esperada do transformador sob efeito da temperatura de operação da isolação ao longo do tempo. O elemento térmico usa a temperatura do óleo e do enrolamento para calcular o fator de aceleração do envelhecimento da isolação e estimativa de perda de vida útil. O fator de aceleração do envelhecimento representa quão rápido a isolação está envelhecendo devido ao stress térmico, em comparação ao envelhecimento que seria causado por uma temperatura de referência para o ponto mais quente. A equação a seguir representa o seu cálculo:

$$FAA = e^{\left[\frac{B}{\theta_{enr\ nom} + 273} - \frac{B}{\theta_{enr} + 273} \right]} \quad (1)$$

Onde:

- FAA: fator de aceleração do envelhecimento da isolação
- B: constante que varia de acordo com a classe de temperatura do transformador e do tipo do papel isolante
- $\theta_{enr\ nom}$: temperatura do enrolamento com 100% de carregamento estipulada por Norma
- $\theta_{enr\ nom}$: temperatura do enrolamento medida no intervalo de tempo para análise

O método utilizado para imagem térmica do transformador exige a divisão do período em exame (24 horas) em intervalos de pequena duração e o cálculo da temperatura do ponto mais quente ao fim de cada um desses intervalos, para então realizar a aplicação desta temperatura no cálculo da perda de vida útil. Além disso, os limites térmicos mostrados no item 2 são referentes sempre a temperatura do óleo, que pode ser medida, e a temperatura do ponto mais quente ou do enrolamento, que devem ser estimadas. A Figura 2 representa as temperaturas e gradientes envolvidos nesta modelagem.

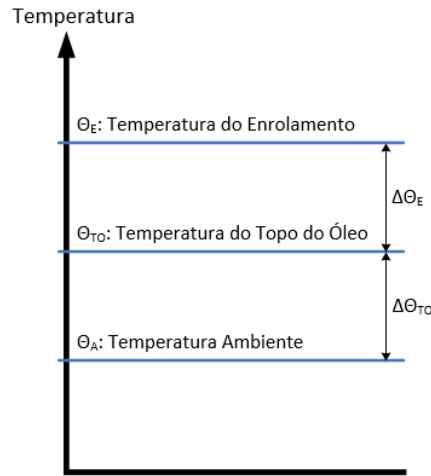


Figura 2. Diagrama de temperaturas considerado na modelagem térmica

3.3 Temperaturas e Gradientes Calculados

Assim, havendo a necessidade de se conhecer a temperatura do enrolamento, as seguintes equações são aplicadas para a sua estimação:

$$\Delta\theta_{enr} = (\Delta\theta_{enrF} - \Delta\theta_{enrI}) \left(1 - e^{\frac{-\Delta t}{60T_{enr}}} \right) + \Delta\theta_{enrI} \quad (2)$$

$$\theta_{enr} = \theta_{\acute{o}leo} + \Delta\theta_{enr} \quad (3)$$

Onde:

- $\Delta\theta_{enr}$: elevação de temperatura do enrolamento
- $\Delta\theta_{enrF}$: elevação de temperatura do enrolamento calculada para o final do intervalo de tempo
- $\Delta\theta_{enrI}$: elevação de temperatura do enrolamento calculada para o início do intervalo de tempo
- Δt : intervalo de tempo considerado no cálculo
- T_{enr} : constante de tempo de aquecimento do enrolamento em horas
- θ_{enr} : temperatura do enrolamento
- $\theta_{\acute{o}leo}$: temperatura do óleo

4.0 - APLICAÇÃO DE MONITORES TÉRMICO DIGITAIS

Ao aplicar o critério de limite de carga baseado em temperatura ao invés de corrente, torna-se necessário adotar um equipamento de supervisão e controle de transformadores que permita o monitoramento em tempo real de suas condições térmicas e o fornecimento de dados confiáveis para os centros de controle. Este tipo de monitoramento irá viabilizar a aplicação de sobrecarga em transformadores de forma segura, dando todas informações necessárias para a otimização de sua utilização. Assim, os monitores térmicos digitais vem se popularizando cada vez mais. Porém, alguns requisitos são necessários para a sua correta aplicação.

4.1 Variação de Modelo Térmico Condorme Estágio de Resfriamento

Segundo a Norma NBR 5416/97 [4], os estágios de resfriamento que podem ser ativos durante a operação de um transformador alteram as características do modelo térmico do equipamento. Isso pode afetar nos gradientes de temperaturas e nas constantes de tempo de aquecimento do óleo e do enrolamento, na relação entre as perdas no cobre e no ferro, nos expoentes usados na modelagem, etc. Todos estes pontos irão influenciar na temperatura final calculada pelo monitor digital.

Desta forma, o monitor térmico deve ser capaz de identificar o estágio de resfriamento ativo e setar as variáveis de

entrada de sua modelagem de maneira automática. Para um transformador com dois estágios de ventilação por exemplo, três modelos térmicos deverão ser parametrizados: um para o estágio de resfriamento completamente desligado, outro para a situação em que um grupo de ventiladores estiverem ligados, e um último para o caso do acionamento completo dos ventiladores. Este ajuste preciso dos dados de entrada da modelagem térmica irão garantir uma maior precisão no cálculo das temperaturas e, consequentemente, no cálculo da perda de vida útil.

4.2 Cálculo da Temperatura do Óleo

A medição de temperatura do óleo é feita através de termoresistências que são conectadas ao monitor digital. Esta conexão é um tanto quanto frágil e alguns pontos devem ser levantados quanto a sua aplicação:

- em relação ao recipiente de instalação do sensor, deve-se dar manutenção de forma que o mesmo não seque e permita que o sensor encoste na carcaça do transformador;
- a conexão do sensor até o monitor térmico não pode falhar;
- deve-se tomar cuidado para que o cabo que realiza esta conexão não sofra interferências e não apresente resistência mais elevadas do que a realmente medida em relação a temperatura do óleo.

Por estes problemas apresentados, conclui-se que esta medição apresenta certa fragilidade, podendo colocar em risco a estimativa da temperatura do enrolamento. Muitos monitores trabalham com pelo menos duas medições de temperatura do óleo visando manter um sensor como reserva para caso de falhas. Porém, monitores mais avançados, possuem também o modelo térmico do óleo, com base na medição de temperatura ambiente. Este método garante mais um backup para manter a disponibilidade do modelo. As equações abaixo demonstram como este cálculo pode ser realizado:

$$\Delta\theta_{\text{óleo}} = (\Delta\theta_{\text{óleoF}} - \Delta\theta_{\text{óleoI}}) \left(1 - e^{\frac{-\Delta t}{T_{\text{óleo}}}} \right) + \Delta\theta_{\text{óleoI}} \quad (4)$$

$$\theta_{\text{óleo}} = \theta_{\text{amb}} + \Delta\theta_{\text{óleo}} \quad (5)$$

Onde:

- $\Delta\theta_{\text{óleo}}$: elevação de temperatura do óleo
- $\Delta\theta_{\text{óleoF}}$: elevação de temperatura do óleo calculada para o final do intervalo de tempo
- $\Delta\theta_{\text{óleoI}}$: elevação de temperatura do óleo calculada para o início do intervalo de tempo
- Δt : intervalo de tempo considerado no cálculo
- $T_{\text{óleo}}$: constante de tempo de aquecimento do óleo em horas
- $\theta_{\text{óleo}}$: temperatura do óleo
- θ_{amb} : temperatura ambiente

Para que o modelo térmico da temperatura do óleo tenha precisão, além do correto ajuste dos valores de constantes e gradientes para cada estágio de resfriamento, é importante que se tenha a medição da temperatura ambiente. Esta medição pode ser feita através de termoresistências instaladas em estações meteorológicas na subestação ou até mesmo posicionadas em lugares estratégicos do transformador, como pode também ser setada através de um curva de temperatura diária previamente conhecida.

4.3 Check de Eficiência da Ventilação

Muitos monitores de mercado possuem o exercício de ventilação, que aciona os grupos ventiladores no caso de os mesmos ficarem inativos por muito tempo. Porém, este acionamento perde utilidade no caso de não haver um operador que possa analisar o acionamento efetivo deste mecanismo, ou se o mesmo for comprometido por falhas em contadores. Desta forma, uma nova tecnologia pode ser aplicada. O monitor digital pode realizar um check da eficiência da ventilação. Este check se baseia na diferença entre a temperatura do óleo medida e a calculada. Quando a diferença entre estas duas temperaturas atinge um valor limite ajustado, gera-se um alarme de check de eficiência de ventilação. Duas condições são possíveis para este alarme:

- temperatura do óleo calculada maior do que a medida: erro de parametrização das constantes térmicas dos estágios ou erro de medição do sensor de temperatura
- temperatura do óleo medido maior do que a temperatura do óleo calculada: baixa eficiência da ventilação

O alerta de baixa eficiência de ventilação pode representar que, dentro de um grupo de ventiladores, nem todos estão sendo efetivamente acionados, comprometendo o que se espera daquele estágio de resfriamento e, consequentemente, acelerando a perda de vida do transformador.

4.4 Monitoramento de Perda de Vida Útil

Além dos cálculos já citados referentes a aceleração do envelhecimento da isolação do transformador, para a estimativa de vida, é calculada a vida perdida em 24h em relação as horas de vida totais do transformador, valor que é fixado segundo norma de fabricação. Assim, este valor representa uma porcentagem de vida perdida por dia. Quando este valor é acumulado e subtraído do valor total de vida, pode-se obter uma estimativa de vida restante para o transformador, considerando apenas esforços térmicos.

É importante acrescentar ainda que transformadores com normas de fabricação diferentes, possuem diferenças em alguns parâmetros de cálculo, como: constantes de tempo de aquecimento, fator de segurança, tempo de expectativa de vida útil e constante da curva de expectativa de vida da isolamento de papel. O equipamento responsável pela modelagem térmica deve permitir a entrada destes dados, de forma a realizar um modelo compatível com a Norma de fabricação do transformador em questão.

4.5 Lógicas Adicionais

Outras lógicas também são incorporadas a estes monitores térmicos digitais, como:

- alarmes para temperaturas do óleo e enrolamento
- alarmes para falha de medição de temperaturas
- controle do acionamento da ventilação
- desligamento por temperatura
- monitoramento de faltas passantes
- geração de relatórios de carregamento x temperatura
- concentração de informações de proteções intrínsecas do transformador
- report para sistemas supervisórios em diversos protocolos

5.0 - TESTES EM CAMPO

No intuito de verificar a influência da variação do modelo térmico conforme estágio de resfriamento, realizou-se um teste da Subestação Fortaleza II, no autotransformador TOSHIBA, de 500/230/13.8kV, 3x200MVA, na posição 05T3 - fase A. Os dados de parametrização do monitor para cada estágio se encontram logo abaixo na Tabela 4. Os dados estão divididos por:

- Estágio de aquecimento
 - ONAN: óleo natural, ar natural
 - ONAF I: óleo natural, ar forçado primeiro grupo
 - ONAF II: óleo natural, ar forçado segundo grupo
- Enrolamento
 - AT: alta tensão
 - BT: baixa tensão
 - T: terciário

Tabela 4. Dados do Transformador em estudo

| Parâmetro | ONAN | | | ONAF I | | | ONAF II | | |
|---|------|------|------|--------|------|------|---------|------|------|
| | AT | BT | T | AT | BT | T | AT | BT | T |
| $\Delta\theta_{\text{óleo}}$ | 33.2 | 25.4 | 25.7 | 27.1 | 27.1 | 25.7 | 25.1 | 29.6 | 25.7 |
| $\Delta\theta_{\text{enr}} + \text{Fator de Segurança}$ | 13.6 | 12.9 | 12.0 | 16.3 | 14.5 | 12.0 | 18.1 | 16.2 | 12.0 |
| $T_{\text{óleo}}$ | 5.1 | 5.1 | 5.1 | 3.0 | 3.0 | 3.0 | 2.5 | 2.5 | 2.5 |
| T_{enr} | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 | 5.0 |

O monitor utilizado possuía a função de variação do modelo térmico conforme estágio de potência ativo. Para validar que este modelo pode gerar medições mais precisas em relação ao modelo térmico com base de dados em um estágio só, os dois tipos de parametrização foram simuladas no monitor, de forma a comparar os valores estimados de temperatura do enrolamento com base em valores medidos de temperatura do óleo. A Tabela 5 apresenta os dados coletados pelo monitor para as temperaturas de enrolamento.

Na coluna indicada por Modelo Térmico Adaptativo, apresenta-se as temperaturas estimadas para a temperatura do enrolamento com base em um modelo térmico que se adequa ao estágio de resfriamento ativo. Na coluna Modelo Térmico Fixo, apresenta-se as temperaturas estimadas para um modelo fixo no estágio de ONAF II no transformador em questão. É importante notar a diferença de temperatura entre os dois métodos. O valor máximo encontrado de diferença em relação aos dois métodos é de 6°C, ou seja, o método que conta com a variação em tempo real do modelo térmico apresenta uma variação de temperatura 6°C mais elevada. Esta diferença é quase equivalente a diferença necessária para a decisão de um alarme ou um desligamento por temperatura, que normalmente é de 10°C.

Tabela 5. Dados coletados de um sistema real

| Medições | | Modelo Térmico Adaptativo | | Modelo Térmico Fixo | | Diferença de temperatura [°C] |
|---------------|--------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------|---------------------------|-------------------------------|
| Correntes [A] | Temp. do Óleo [°C] | Carregamento [pu] | Temp. do Enrolamento [°C] | Carregamento [pu] | Temp. do Enrolamento [°C] | |
| IAT | TOIL M | AT | AT | AT | AT | AT |
| 274 | 47.05 | 0.36 | 54.96 | 0.90 | 60.64 | 5.68 |
| 277 | 47.21 | 0.36 | 55.19 | 0.92 | 61.34 | 6.16 |
| 272 | 47.36 | 0.35 | 55.23 | 0.91 | 61.41 | 6.18 |
| 274 | 47.48 | 0.36 | 55.39 | 0.91 | 61.49 | 6.09 |
| 271 | 47.63 | 0.35 | 55.46 | 0.90 | 61.41 | 5.95 |
| 264 | 47.79 | 0.34 | 55.47 | 0.88 | 61.18 | 5.71 |
| 264 | 47.98 | 0.34 | 55.65 | 0.87 | 60.96 | 5.30 |
| 254 | 48.20 | 0.33 | 55.63 | 0.84 | 60.96 | 5.32 |
| 245 | 48.31 | 0.32 | 55.54 | 0.81 | 60.02 | 4.48 |
| 249 | 48.39 | 0.32 | 55.72 | 0.82 | 60.41 | 4.69 |
| 250 | 48.52 | 0.32 | 55.87 | 0.82 | 60.55 | 4.67 |
| 249 | 48.72 | 0.32 | 56.06 | 0.82 | 60.66 | 4.60 |
| 245 | 48.93 | 0.32 | 56.17 | 0.81 | 60.82 | 4.64 |
| 246 | 49.21 | 0.32 | 56.47 | 0.81 | 60.94 | 4.47 |
| 243 | 49.49 | 0.31 | 56.67 | 0.80 | 61.21 | 4.54 |
| 241 | 49.67 | 0.31 | 56.82 | 0.80 | 61.18 | 4.35 |
| 242 | 49.75 | 0.31 | 56.91 | 0.80 | 61.25 | 4.35 |
| 241 | 49.84 | 0.31 | 56.99 | 0.80 | 61.17 | 4.18 |
| 235 | 50.08 | 0.30 | 57.07 | 0.78 | 61.20 | 4.13 |

Em relação ao cálculo de perda de vida útil, este impacto é ainda maior. Para a máxima diferença encontrada, pode-se realizar a análise exposta na Tabela 6, ainda conforme a NBR 5416/97 [4], norma em vigor na época dos testes realizados.

Tabela 6. Análise do cálculo da perda de vida útil do transformador

| | Método Com Variação por Estágio de Resfriamento | Método com Modelo Fixo |
|--|---|------------------------|
| Temperatura do enrolamento (°C) | 61.41 | 55.23 |
| Aceleração do Envelhecimento da Isolação (pu) | 0.0125 | 0.0051 |
| Relação entre a aceleração medida e a permitida ao dia | 33.9% | 13.7% |

Pode-se observar ainda que a aceleração do envelhecimento da isolação do transformador com base no cálculo variando em tempo real, é 40% maior do que o modelo fixo que não leva em conta as variações do estágio. Esta diferença pode influenciar negativamente as análises de desgaste do transformador, dando margem a uma sobreutilização do transformador de maneira perigosa.

6.0 - CONCLUSÃO

O uso de monitoramento térmico digital já é uma realidade mas carece de prioridade em seu uso e importância para permitir a liberação de carga em regime normal ou em emergência, de maneira mais confiável e segura. As recentes revisões das normas aplicadas a monitoramento de transformadores vem, cada vez mais, salientando a importância deste tipo de monitoramento. Por isso, sugere-se as seguintes recomendações na aplicação destes monitores:

- utilização de monitores modernos que se adequem a condição real de operação do transformador e ainda a sua norma de fabricação, aumentando a precisão da modelagem térmica bem como a confiabilidade no momento da aplicação de sobrecargas;
- instalação de medidores de temperatura ambiente para que se possa utilizar também a modelagem térmica para a temperatura do óleo, permitindo a utilização de ferramentas para check das medições de óleo e da eficiência da ventilação;
- disponibilização das medições de carregamento, temperaturas e dados referentes à perda de vida devem poder ser coletadas diretamente do monitor, de forma a gerar dados para análise e tomada de decisões referentes a aplicação de sobrecarga no transformador.

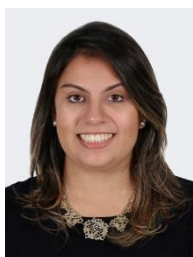
Como objetivos alcançados com estes requisitos, pode-se citar:

- possibilidade de liberação de cargas para atuais e/ou novos clientes;
- redução drástica nas manobras e transferências de carga na rede de distribuição, quando o impedimento for a carga a ser liberada/aplicada;
- fornecimento de dados de perda de vida útil e aceleração do envelhecimento no intuito de apoiar a organização das atividades de manutenção do transformador, permitindo ainda o cálculo do retorno sobre o investimento deste ativo da subestação;
- maior flexibilidade para as equipes de manutenção, no que se refere a horário e tempo para executar ações preditivas, corretivas e emergenciais;
- garantia de que a aplicação de sobrecarga não irá gerar perda de vida útil adicional ao transformador.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Procedimento de Rede do ONS Submódulo 2.3 - 1/1/2017 – Requisitos Mínimos para Transformadores e para Subestações e seus Equipamentos.
- (2) NBR 5416/1981- Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência até 100MVA trifásico
- (3) Nota Técnica do ONS NT 038/2014 - Ensaio de Elevação de Temperatura de Transformadores em Sobrecarga
- (4) NBR 5416/1997- Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência
- (5) Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)- Resolução N° 191, “Procedimentos para Determinação da Capacidade Operativa das Instalações”, 2005, Brasil.
- (6) NBR 5356-7 - Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante
- (7) VITRAN: Sistema Computacional para a Avaliação das Condições de Carga Admissíveis e Perda de Vida Útil de Transformadores de Dois e Três Enrolamentos

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Camila Oliveira

Formada em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência na Universidade Federal de Itajubá, UNIFEI. Durante a graduação, desenvolveu projetos nas áreas de Restabelecimento Automático de Subestações Elétricas e Simulação Digital em Tempo Real. Participou do Programa de Estágio e Trainee na Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), onde trabalha até hoje como Engenheira de Aplicação. Atua hoje na área de desenvolvimento de soluções de Proteção e Controle de Sistemas de Potência, com foco em sistemas de transmissão e distribuição. Adicionalmente, ministra treinamentos de filosofias de proteção na Universidade SEL, além de atuar como Suporte Técnico especializado para casos mais avançados.