

Controle e Supervisão de Carregamentos Aplicados a Transformadores de Potência

Rodolfo de Paula Batista, *Roma Engenharia*

Geraldo Rocha, Douglas Brunismann e Mauro Magalhães, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

Resumo—Este artigo visa contextualizar o cenário nacional de aplicação de cargas em transformadores de potência. Aborda os principais aspectos da norma NBR 5416/1997, da Resolução ANEEL 191 dez/2005, do Procedimento de Rede do ONS Submódulo 2.3. Também será apresentado o campo de aplicação e descrito os pré-requisitos necessários para a utilização de monitor térmico digital com confiabilidade e segurança. É ressaltada a necessidade da criação de uma base de dados para a parametrização dos monitores térmicos digitais, assim como os recursos necessários na especificação do mesmo, para atender plenamente o controle da carga aplicada e a importância do sistema de resfriamento com partida automática.

I. INTRODUÇÃO

A aplicação de cargas acima da potência nominal do transformador vem sendo praticada desde a década de 80 por várias concessionárias no Brasil.

Para regulamentar a prática, no ano de 1981 a ABNT publicou a norma NBR 5416/1981 [1] que definiu a aplicação de cargas em transformadores (trafos) do Brasil até a potência de 100 MVA.

Em 1997, a ABNT publicou a norma NBR 5416/1997 [2], que definiu a aplicação de carga a todos os trafos do Brasil sem limitação de potência. A partir destas datas, todos os projetos de fabricação de trafos conforme a NBR 5356 [3] passaram a referendar estas importantes normas.

Em 2005 o ANEEL publicou a Resolução 191/DEZ 2005 [4] definindo critérios e procedimentos para aplicação de cargas para os trafos pertencentes à Rede Básica (≥ 230 kV) e no ano de 2012 a ANEEL definiu o Procedimento de Rede Submódulo do ONS (ONS - Operador Nacional do Sistema) que obriga a todas as novas aquisições de SE, pertencentes à Rede Básica, a comprar transformadores de potência para atender o seguinte critério de carga em regime. Este critério define que em um ciclo de 24 h, os transformadores devem ser projetados para atender o carregamento de 19,5 h com 100% da carga, 4 h com 120% da carga; 30 minutos com 140% da carga sem exceder a perda de vida útil diária de 0,0369%

A fim de tornar as normas possíveis e aplicáveis nas concessionárias, foi necessária a implantação do Procedimento de Carregamento Admissível em Transformadores de Potência, conforme definido pelas normas NBR 5416/1981 e NBR 5416/1997. Este procedimento tem como um dos seus fundamentos a implantação de um sistema de supervisão e controle nos transformadores, que possibilitaria ao usuário a segurança e confiabilidade na aplicação de cargas aos transformadores sem violação dos limites de projeto.

Com essa mudança no cenário nacional, o uso de monitores térmicos para controlar e supervisionar temperatura do óleo e dos enrolamentos e a perda de vida passou a ser obrigatório nos trafos.

Os monitores térmicos digitais permitem ganhos e vantagens para as empresas, tais como:

- Possibilidade em atender sobrecargas temporárias, sem ultrapassar os limites térmicos propostos pelo fabricante do equipamento, respeitando a perda de vida útil diária;
- Possibilidade de utilizar carregamentos acima das condições nominais, por um período preestabelecido, adiando investimento de expansão do sistema elétrico da empresa;
- Possibilidade de atender áreas de Manutenção e Operação em seus estudos programados e em emergência com confiabilidade e segurança;
- Possibilidade de controlar e monitorar o sistema de resfriamento, fornecendo alarmes na ausência de um moto ventilador e/ou não acionamento do mesmo;
- Possibilidade de controlar o carregamento térmico dos trafos com confiabilidade e dentro dos limites de projeto e fabricação com perda de vida normal.

II. ASPECTOS NORMATIVOS DO CENÁRIO NACIONAL

A. Norma NBR 5416

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 [1]. Esta norma definiu os critérios para aplicação de cargas em transformadores até a potência de 100 MVA.

Em 1997, uma nova versão da norma NBR 5416/97 [2] estendeu este procedimento transformadores com potência acima de 100 MVA.

A partir desta norma, todos os fabricantes de transformadores que desenvolveram projetos de acordo com a norma de especificação NBR 5356/1993 [3], passaram a considerar os limites de carregamento estabelecidos pela NBR 5416/97.

Desta maneira, todos os transformadores fabricados segundo as normas brasileiras, devem ter os limites de aplicação de carga e temperatura garantidas pelos fabricantes.

Extraídos da norma NBR 5416/97 e apresentados nas Tabela I e Tabela II, os valores limites de carregamento e temperatura estão relacionados às características construtivas do transformador de acordo com a classe (55°C ou 65°C) e

potência nominal (maior ou menor do que 100 MVA). As tabelas representam ainda, as condições máximas para as quais o equipamento não ultrapassa a perda de vida útil diária, considerada como a representação da perda de vida para um dia em relação à vida total do transformador (em porcentagem).

TABELA I
CARGAS MÁXIMAS ADMISSÍVEIS

Tipo de Carregamento	Transformador até 100 MVA	Transformador >100 MVA
Condição Normal	150%	130%
Emergência Longa Duração	150%	130%
Emergência Curta Duração	150%	140%

TABELA II
TEMPERATURAS MÁXIMAS

Tipo de Carregamento	Temperatura do Topo do Óleo		Temp. do Ponto mais Quente (enrolamento)	
	Tr 55°C	Tr 65°C	Tr 55°C	Tr 65°C
Condição Normal	95°C	105°C	105°C	120°C
Emergência Longa Duração	105°C	110°C	120°C	130°C
Emergência Curta Duração	105°C	110°C	130°C	140°C

Estes limites são válidos apenas para trafos que possuem controle do processo 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.

B. Resolução ANEEL 191/DEZ 2005 e Procedimento de Rede Submódulo 2.3 ONS

A norma NBR 5416/97 serviu de base para elaboração da Resolução da ANEEL 191/DEZ 2005 [4]. Esta resolução definiu os critérios e procedimentos, apresentados nas Tabela III e Tabela IV para aplicação de cargas aos transformadores pertencentes à Rede Básica.

TABELA III
CARGAS E TEMPOS DEFINIDOS PELA RESOLUÇÃO 191/DEZ2005

Tipo de Carregamento	Transformador >100 MVA	Tempo (horas)
Condição Normal	100 %	24
Emergência Longa Duração	130 %	4
Emergência Curta Duração	140 %	1/2

TABELA IV
LIMITES TÉRMICOS DEFINIDOS PELA RESOLUÇÃO 191/DEZ2005

Tipo de Carregamento	Temperatura do Topo do Óleo		Temp. do Ponto mais Quente	
	Tr 55°C	Tr 65°C	Tr 55°C	Tr 65°C
Condição Normal	95°C	105°C	105°C	120°C
*Emergência Longa Duração	—	—	—	—
*Emergência Curta Duração	—	—	—	—

*Nota: A resolução 191 da ANEEL considera os limites térmicos apenas para a condição normal de carregamento na qual não há perda de vida diária menor ou igual a 0.00684%.

Assim, conforme já estabelecido nos Procedimento de Rede, deverá ser utilizado o método para cálculo da capacidade de carga de um transformador de potência descrito na Norma Técnica ABNT- NBR 5416/97, inclusive para as situações em que o transformador opera com corrente acima do valor nominal, resguardadas as condições limites de temperaturas no topo do óleo e no ponto mais quente dos enrolamentos. Em caráter excepcional, nas situações em que possa ocorrer perda adicional de vida útil quando comparada à expectativa final de de 40 anos, será avaliada pelo ONS a condição técnico-econômica mais adequada para a operação do referido transformador, e caso aprovado, será aplicada a Resolução ANEEL n° 513/2002 e utilizado o método de cálculo, valores e procedimentos para aplicação de carga em transformadores de potência conforme estabelecido na Resolução, respeitados os limites de temperatura estabelecidos na Norma Técnica ABNT-NBR 5416/97.

A mesma norma fundamentou também o Procedimento e Rede Submódulo 2.3 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 24 h cujo valor é 0,0369%. Este ciclo de carga é apresentado a seguir na Fig. 1.

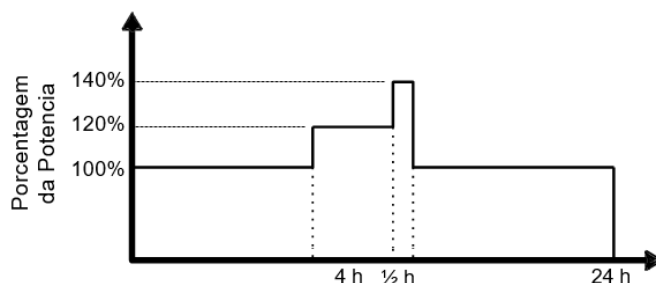


Fig. 1. Ciclo de Carga Diário

Além disso, o Submódulo 2.3 dos Procedimento de Rede do ONS definiu que:

- O ciclo de carregamento em condição normal de operação é aquele no qual, em nenhum momento, é excedida a temperatura do topo do óleo ou a do ponto mais quente do enrolamento para a condição normal, mesmo que, em parte do ciclo, seja ultrapassada a potência nominal;
- Ciclo de carregamento em condição de emergência de longa duração 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 do sistema.

Portanto, tanto a Resolução da ANEEL quanto o Submódulo 2.3 utilizavam o conceito da NBR 5416/97 de que a sobrecarga em transformadores é caracterizada termicamente e não pela potência.

C. CPST – Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão

Após a publicação da Resolução ANEEL 191/DEZ e do Submódulo 2.3 pelo ONS, as empresas Transmissoras tomaram conhecimento dos limites para as cargas e temperaturas segundo a NBR 5416/97 os quais foram apresentados nas Tabela III e Tabela IV.

Inúmeras contestações por parte das empresas Transmissoras foram feitas questionando os critérios na definição dos limites para cargas e temperaturas aplicáveis aos transformadores:

Dentre as principais contestações, as empresas alegavam que:

- Parte dos transformadores instalados haviam sido fabricados antes da publicação da NBR 5416/97, ou seja, em um período no qual não havia norma brasileira para transformadores com potência acima de 100 MVA;
- Ausência de um monitor térmico que apresentasse alta segurança e confiabilidade para que pudessem adotar o controle de carregamento por temperatura, conforme definido pela NBR 5416/1997.

Com o objetivo de atender as reivindicações das empresas Transmissoras, o ONS elaborou o CPST - Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão [5]. Este documento contém procedimentos bem diferentes em relação ao Submódulo 2.3. Dentre as principais diferenças, podemos citar:

- Os limites das Tabela III e Tabela IV não foram aplicados;
- O critério de sobrecarga foi definido pela potência nominal e não pelos limites térmicos;
- Aspectos de manutenção foram considerados como fatores limitantes, tais como: presença de enxofre corrosivo no óleo, e outros;
- Problemas de pagamento de Parcela Variável (PV), por parte das transmissoras, no caso de falhas em seus transformadores;
- Aspectos comerciais foram avaliados visto que as empresas transmissoras não recebiam por carregamento acima do nominal do transformador.

Além disso, o ONS definiu também que para todos os transformadores fabricados até 2011, o critério de aplicação de cargas é o CPST, no qual a maioria dos limites estabelecidos é a potência nominal dos transformadores, independentemente da temperatura. Caso as empresas necessitassem carregar seus transformadores acima do limite do CPST, teriam que flexibilizar seus limites de contrato e garantir sua aplicabilidade.

Nas empresas Distribuidoras (cujo nível de tensão é menor ou igual a 138 kV), não há regulamentação para aplicação de cargas nos transformadores. Os critérios são definidos pela própria empresa. A grande maioria utiliza como critérios:

- O carregamento em regime normal até 100% da potência nominal;
- O carregamento em emergência e/ou contingência 120% da potência nominal por 2 horas.

Os critérios térmicos, para definir limites de carregamentos são pouco utilizados no país. Tanto na Transmissão quanto na Distribuição a principal razão é falta de confiabilidade nos monitores térmicos instalados nos transformadores.

Algumas empresas, para manter níveis de qualidade de fornecimento satisfatório, estão admitindo os limites de carregamentos da Tabela I, 150% da potência nominal por 30 minutos, sem controle de temperatura, desconsiderando os procedimentos definidos pela norma NBR 5416/1997.

III. UTILIZAÇÃO DOS LIMITES TÉRMICOS DEFINIDOS NBR 5416/97 PARA APLICAÇÃO DE CARGAS EM TRANSFORMADORES

O controle de aplicação de carga, segundo a NBR 5416/97, deve ser realizado avaliando-se, simultaneamente, potência e as temperaturas do óleo e do ponto mais quente para que ambas não violem os critérios definidos nas Tabela I e Tabela II.

Desta forma, o controle do carregamento dos transformadores deverá obedecer aos seguintes critérios:

- Para valores de potência iguais ou inferiores aos apresentados na Tabela I, o controle de aplicação de carga deve respeitar os limites térmicos (controle por temperatura) apresentados na Tabela II;
- Para valores de potência superiores aos dispostos na Tabela I, mesmo que as temperaturas apresentem-se dentro dos limites, medidas para desligamento ou transferência de carga precisam ser tomadas.

É importante citar que as temperaturas que serão atingidas pelo óleo e ponto mais quente do enrolamento dependem da temperatura ambiente em que o transformador está instalado, ciclo de carga pré-carregamento e eficiência do sistema de ventilação forçada.

Por isso, o controle por temperatura é considerado dinâmico e, desta forma, é possível a aplicação da máxima carga para cada condição em que se encontrem as variáveis citadas anteriormente. Respeitando o controle proposto pela NBR 5416/97 consegue-se aumentar a carga aplicada ao transformador quando as condições operacionais forem favoráveis e limitá-la quando as mesmas forem desfavoráveis.

Para que seja possível a aplicação dos limites e critérios estabelecidos, torna-se essencial a implantação de um sistema de supervisão e controle dos transformadores. Este sistema visa garantir o monitoramento em tempo real com confiabilidade dos seguintes parâmetros:

- Carregamento do transformador em pu (corrente aplicada sobre corrente nominal);
- Temperatura do óleo;
- Temperatura do ponto mais quente do enrolamento;
- Temperatura ambiente;
- Eficiência dos estágios de ventilação forçada.

Todas essas variáveis podem ser mensuradas através da utilização dos monitores térmicos digitais de transformadores. Por meio desses, os usuários terão dados suficientes para aplicar carregamentos sem extrapolar os limites estabelecidos pelas regulamentações.

IV. CAMPO DE APLICAÇÃO DO MONITORAMENTO TÉRMICO DIGITAL

A. Controle e Supervisão da Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência

Os monitores térmicos garantem segurança, confiabilidade e validação dos carregamentos admissíveis calculados conforme definido nas normas de projeto e fabricação.

O carregamento admissível é calculado a partir dos seguintes parâmetros:

- Perfil da curva de carga do transformador;
- Características de projeto e fabricação de cada transformador;
- Temperatura ambiente no local onde o transformador está instalado;
- Limites operacionais para temperaturas do óleo e dos enrolamentos conforme definido nas normas de fabricação;
- Limite para a perda de vida diária conforme definido na norma de fabricação.

Ressalta-se que neste procedimento, o carregamento admissível pode ser aplicado nas empresas Distribuidoras.

Nas empresas Transmissoras o critério de aplicação de cargas segue procedimentos contratuais estabelecidos pelo CPST. Nestas empresas, estudos de flexibilização solicitados pelo ONS e/ou situações de emergência no sistema elétrico podem acarretar carregamentos acima dos limites definidos.

B. Validação da Potência Nominal dos Projetos dos Transformadores Trifásicos e de Bancos de Transformadores

Os transformadores do Brasil são, na sua grande maioria, do tipo: ONAN (óleo natural, ar natural), ONAF (óleo natural, ar forçado), ODAF (óleo dirigido e ar forçado), OFAF (óleo forçado, ar forçado), e os com mais de um estágio ONAN/ONAF, ONAN/ONAF/ONAF, ONAN/ONAF/OFAF.

Com exceção do ONAN, os demais tipos de transformadores necessitam que seu sistema de resfriamento opere sem defeito.

As potências destes transformadores são definidas pelos estágios de ventilação. Por esse motivo, são definidos limites térmicos para o acionamento de cada estágio. Os valores definidos pelos fabricantes são 75°C (1º estágio) e 85°C (2º estágio). Com o objetivo de melhorar as condições térmicas do óleo e do enrolamento durante condições de carga elevada, várias empresas passaram a adotar valores mais conservativos para o acionamento de seus sistemas de resfriamento. Estes novos valores são de 60°C (1º estágio) e 70°C (2º estágio).

Considerando as informações acima, o monitoramento térmico digital permitirá dar segurança e confiabilidade no acionamento dos estágios de ventilação, validando as potências de cada estágio e evitando, a perda de vida útil adicional no transformador sob condições de regime de projeto.

C. Aplicação da RESOLUÇÃO 191/DEZ 2005 da ANEEL e no Procedimento de Rede do ONS Submódulo 2.3

As medições das temperaturas do óleo e do enrolamento, juntamente com o controle da perda de vida diária podem ser as futuras ferramentas para definir os novos limites de carregamentos a serem aplicados nas empresas transmissoras.

V. RECOMENDAÇÕES NA APLICAÇÃO DE MONITORES TÉRMICOS DIGITAIS

A. Critérios de Parametrização dos Monitores Térmicos Digitais

Para a parametrização com eficiência de monitor térmico digital aplicado em transformadores de empresas transmissoras ou distribuidoras é recomendado que:

- Os profissionais conheçam a norma de projeto e fabricação de transformadores, por exemplo: a NBR 5416/1997 e a NBR 5356/1993 e NBR 5356/2007 [6];
- Tenham noções básicas sobre os ensaios de aquecimento e tipos de transformadores;
- A empresa possua um banco de dados com as seguintes características do transformador, definidas pela NBR.5416/1997:
 - $\Delta\theta_{en}$ = elevação da temperatura média do enrolamento, sob carga nominal, em relação à do topo do óleo acrescida de 10°C (55°C) ou 15°C (65°C);
 - $\Delta\theta_{on}$ = elevação da temperatura no topo do óleo, sob carga nominal, em relação à ambiente;
 - T_o = constante de tempo térmica do transformador para qualquer carga e para qualquer diferença de temperatura entre a elevação final e a inicial do topo do óleo;
 - R = relação entre as perdas em carga, sob carga nominal, e a perda em vazio;
 - n = expoente usado no cálculo da elevação de temperatura do topo do óleo, que depende do método de resfriamento em funcionamento;
 - m = expoente usado no cálculo da elevação de temperatura do ponto mais quente, que depende do método de resfriamento em funcionamento;
 - T_e = constante de tempo térmica do ponto mais quente (Nota: A fonte dos dados para este levantamento são os relatórios de ensaios de fábrica para cada transformador).
- Empresa tenha bem definido os limites operacionais aplicados em seus transformadores, tais como limite para a temperatura do óleo, limite para a temperatura dos enrolamentos, limite para a perda de vida diária e limites para acionamento do sistema de resfriamento;
- A empresa possua medições de temperatura ambiente de forma automática na subestação onde está instalado o transformador;
- Seja disponibilizado diagramas unifilares, placa de identificação, e outras informações pertinentes a cada tipo de monitor digital adquirido.

B. Critérios Para Especificação dos Monitores Térmicos Digitais

Para a especificação dos monitores térmicos digitais, recomenda-se que:

- O monitor térmico seja adequado para atender a qualquer norma de carregamento conforme projeto (NBR, ANSI, IEC, etc.);
- Possibilite o acompanhamento em tempo real da perda de vida do transformador bem como da acumulada até então;
- Possibilite a medição direta da temperatura do óleo (através de RTD), e a partir desta, realize o cálculo da imagem térmica do ponto mais quente;
- Possua o cadastramento das características do transformador para cada estágio de ventilação;
- Possibilite a medição em tempo real da temperatura ambiente;
- Possua algoritmo capaz de representar termicamente a dinâmica do óleo de modo a disponibilizar uma temperatura calculada do mesmo;
- Forneça relatório térmico, atualizado a cada minuto, exibindo as grandezas relacionadas as condições térmicas do transformador monitorado tal como é apresentado na Fig. 2;
- Forneça históricos das condições térmicas e de perda de vida, exibindo os valores das grandezas relacionadas por hora e por dia;
- Possua alarmes para perda de vida, temperatura do óleo e do enrolamento, da carga aplicada e falha no sistema de ventilação;
- Possua algoritmos que detectem falhas nos RTDs do óleo e ambiente e automaticamente utilizem um valor de backup para tais grandezas, a fim de garantir monitoramento térmico mesmo sob condições de ausência do sistema de medição;
- Disponibilize relatórios das faltas (curto-circuitos) passantes pelo transformador com data e hora da ocorrência, bem como valores de corrente e tempo de duração do evento;

Exemplo de Relatório Térmico		
Data:	20/03/2013	Hora: 21:15:00
SE DIAS MACEDO TRAFO-01		
NÍVEL DE ALARME		: ALARME 1
CARGA (pu)		: 1.0
ESTÁG. VENTILAÇÃO		: 1
TEMP. AMBIENTE (°C)		: 27.3
TEMP. ÓLEO MEDIDO (°C)		: 74.4
TEMP. ÓLEO CALCULADO (°C)		: 74.8
TEMP. PONTO QUENTE (°C)		: 95.8
FATOR ACELERAÇÃO ENVELHECIMENTO		: 1.02
PERDA DE VIDA DIÁRIA (%)		: 0.037

Fig. 2. Exemplo de Relatório Térmico disponibilizado pelo Monitor Digital

- Possibilite o controle e supervisão do sistema de resfriamento, em tempo real, fornecendo alarmes quando estiver com os estágios de resfriamento operando com alguma falha em moto ventiladores;
- Realize o check da eficiência da medição, com o objetivo de detectar erros causados pelo dispositivo de medição ou parametrização;
- O método de cálculo do ΔT (gradiente corrigido para o ponto mais quente) a ser parametrizado nos monitores térmicos digitais. A Fig. 3 mostra como este parâmetro é pode ser calculado;
- Usar coeficientes térmicos adaptativos, de acordo com o estágio de ventilação em uso.

O parâmetro FS é definido da seguinte maneira:

- FS norma NBR 5416/97: +10°C (55°C) ou +15°C (65°C);
- FS norma IEC: 1,3 ou 1,1;
- FS trafos Toshiba: + 5°C.

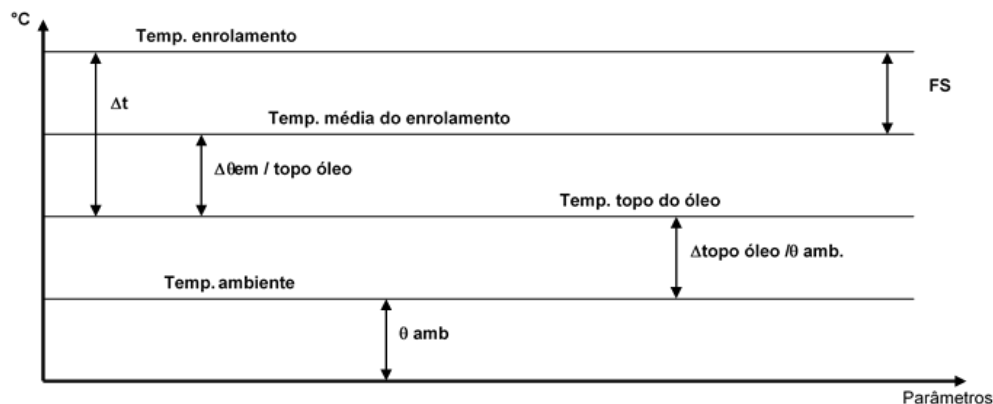


Fig. 3. Onde:

θ_{amb} = temperatura ambiente de ensaio em fábrica

$\Delta\theta_{topo\ óleo} / \theta_{amb.}$ = elevação da temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente de ensaio

$\Delta\theta_{em} / \text{topo óleo}$ = elevação da temperatura média do enrolamento sobre a temperatura do topo do óleo obtida no ensaio

Δt = gradiente do enrolamento/topo óleo para ajuste da imagem térmica dos transformadores de potência $\Delta t = \Delta\theta_{em} / \text{topo óleo}$ acrescida do FS

FS = fator de correção para a definição do ponto mais quente do enrolamento

VI. CONCLUSÕES

- No Brasil vários estudos [8] sobre aplicação de cargas já foram feitos. Até a presente data, nota-se que todos apresentaram dificuldades para terem seus resultados adotados pelas empresas. Isso se deve à insegurança, por parte das empresas, em utilizar seus limites de carregamento em função dos limites térmicos, conforme definido pela norma NBR 5416/1997;
- O uso de monitoramento térmico digital já é uma realidade, mas carece de prioridade em seu uso e importância para a liberação de carga em regime normal ou em emergência;
- O Brasil precisa adotar, com urgência, no sistema de transmissão, novos limites operacionais que possibilitem manter o intercâmbio de energia, bem como adiar investimentos em obras. Essas medidas se apresentam como essenciais para evitar falta de energia e até possíveis apagões. Como uma solução para as empresas Transmissoras, seria a utilização do controle dos carregamentos por temperatura, conforme definido na NBR 5416/1997. Com a necessidade de atualizações do CPST [4], utilização do monitoramento térmico digital confiável em todos os seus transformadores, melhor controle de manutenção, bem como novos limites de proteção, e de franquias para investimentos nos sistemas;
- Do mesmo modo, as empresas Distribuidoras estão operando cada vez com menos recursos para obras e melhorias, com necessidade de controlar os índices de qualidade de fornecimento, sem corte de carga. Nestas empresas onde o procedimento carregamento admissível pode ser totalmente aplicado, o uso imediato do monitoramento térmico digital poderá trazer benefícios como:
 - Possibilitar a utilização de limites de carregamentos acima das condições nominais com segurança e confiabilidade;
 - Possibilitar redução dos corte de cargas/transferências de cargas acarretando ganhos econômicos e melhorias no fornecimento ao consumidor;
 - Atendimento a área de planejamento e comercial em situações emergenciais de atendimentos a clientes importantes;
 - Informar a empresa sobre os riscos de adotarem limites de carregamentos sem critério técnico algum;
 - Possibilitar a manter a perda de vida dentro dos limites estabelecidos pelo projeto.

VII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] NBR 5416/1981- Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência até 100 MVA trifásico.
- [2] NBR 5416/1997- Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência.
- [3] NBR 5356/1993-NBR 5356/2007- Especificação de Transformadores de Potência do Brasil.
- [4] RESOLUÇÃO ANEEL 191 DEZ/2005- Resolução Normativa ANEEL de 12 de dezembro de 2005.
- [5] Procedimento de Rede do ONS Submódulo 2.3 - 11/11/2011 – Requisitos Mínimos para Transformadores e para Subestações e seus Equipamentos.
- [6] CPST-ANEEL - Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão.
- [7] Batista P. Rodolfo - Definição dos Limites de Carregamentos para Transformadores de Potência – estudos período 1996/2012.