

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ**  
**DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELÉTRICA**  
**CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**RONALDO FELINI**

**CONDIÇÕES DE SOBRECARGA EM TRANSFORMADORES: UMA  
ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE AS NORMAS IEC 60076-7 E ANSI/IEEE  
C57.91**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**PATO BRANCO**

**2018**

RONALDO FELINI

**CONDIÇÕES DE SOBRECARGA EM TRANSFORMADORES: UMA  
ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE AS NORMAS IEC 60076-7 E  
ANSI/IEEE C57.91**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Elétrica – DAELE – da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Campus Pato Branco, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Edwin Choque Pillco.

PATO BRANCO

2018

## **TERMO DE APROVAÇÃO**

O trabalho de Conclusão de Curso intitulado “CONDIÇÕES DE SOBRECARGA EM TRANSFORMADORES: UMA ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE AS NORMAS IEC 60076-7 E ANSI/IEEE C57.91”, do aluno Ronaldo Felini foi considerado APROVADO de acordo com a ata da banca examinadora N° 211 de 2018.

Fizeram parte da banca os professores:

**Edwin Choque Pillco**

**Jorge Luis Roel Ortiz**

**Jose Fabio Kolzer**

A Ata de Defesa assinada encontra-se na Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica

## DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho a minha família, a qual me acolheu e me ajudou na medida do possível durante toda essa trajetória.

As memórias de meu avô, Orestes Salini, o qual sempre foi um exemplo de humildade e honestidade para mim.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a minha mãe, Lourdes Salini, meu irmão, Rudinei Felini e seus filhos Pablo Felini e Amanda Felini por serem minha família e me apoiarem, mesmo que de forma indireta, durante todo esse meu percurso acadêmico. Agradeço também a meu pai, Paulo Jorge Felini, por não esquecer de mim e me apoiar mesmo não estando mais tão próximo. Agradeço também a minha namorada, Lara Eduarda Leder, por sua paciência e compreensão durante esse trajeto, e por todo apoio e carinho recebido por toda a família dela, a qual me acolheu como parte da família e sempre esteve ao meu lado.

Agradeço também ao meu orientador, professor Edwin Choque Pillco, pela ajuda na escolha do tema e por sua paciência e dedicação durante todo esse trabalho, além de todas as suas sugestões e correções que foram vitais para possibilitar conclusão do mesmo.

## EPÍGRAFE

*If the doors of perception were cleansed everything would appear to man as it is: Infinite. (BLAKE, William, 1793).*

Se as portas da percepção estivessem limpas, tudo se mostraria ao homem tal como é: infinito. (BLAKE, William, 1793).

## RESUMO

FELINI, Ronaldo. Condições de sobrecarga em transformadores: uma análise comparativa entre as normas IEC 60076-7 e ANSI/IEEE C57.91. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Engenharia Elétrica), Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2018.

Esse trabalho tem como objetivo apresentar uma análise comparativa entre as normas IEC 60076-7 e ANSI/IEEE C57.91 sobre carregamento de transformadores, tendo como foco o cálculo da vida útil de um transformador quando o mesmo trabalha em sobrecarga, e assim apontar suas diferenças qualitativa e quantitativamente. A princípio são listadas e analisadas as diferenças qualitativas entre as normas, o que expõe as diferenças de dados iniciais utilizados, bem como as diferenças matemáticas presentes no decorrer do cálculo da vida útil do transformador. Ao final é feita uma análise quantitativa que, por meio de exemplos, expõe a diferença numérica que os pontos analisados durante a análise qualitativa expõem.

**Palavras-chave:** Transformador. Sobrecarga. Aquecimento. Vida útil.

## ABSTRACT

FELINI, Ronaldo. Overload conditions in Transformers: A comparative analysis between IEC 60076-7 and ANSI/IEEE C57.91 standards. Graduation conclusion work (graduation in electrical engineering), Federal technological University of Paraná, Pato Branco, 2018.

This work aims to present a comparative analysis between IEC 60076-7 and ANSI/IEEE C57.91 standards about transformers charging, having as focus the calculus of the life time of a transformer when it is overloaded, and then point the qualitative and quantitative differences. At first, the qualitative differences between the standards are read and enlisted, which exposes the differences of initial data, as well the math differences along the life time calculation of the transformer. At the end, a quantitative analysis is performed which, by the way of examples, exposes the numerical difference with the analysed points in the qualitative analysis exposes.

**Keywords:** Transformer, Overload, heating, Life time.



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1– Vida útil média do isolamento conjunto do transformador (IEEE, 2011)...	23
Tabela 2– Constantes para cálculo de $\Delta\theta_{oi}$ (IEC, 2005).....	26
Tabela 3 – Fator de correção para transformadores enclausurados (IEC, 2005).....	28
Tabela 4– Acréscimo e decréscimo de carga para valores de temperatura ambiente atípicos (IEEE, 2011).....	30
Tabela 5 – Coeficientes relativos ao tipo de resfriamento (IEEE, 2011) .....	32
Tabela 6– Valores para a constante C (IEEE, 2011).....	33
Tabela 7 - Exemplo prático ANSI/IEEE, dados numéricos (IEEE, 2011) .....	39
Tabela 8 - Exemplo e método ANSI/IEEE C57.91 .....	41
Tabela 9 - Exemplo ANSI/IEEE C57.91, método IEC 60076-7 .....	43
Tabela 11 - Exemplo e método IEC 60076-7, dados iniciais.....	44
Tabela 12 - Exemplo e método IEC 60076-7, variáveis medidas.....	45
Tabela 13 - Exemplo e Método IEC 60076-7, resultados.....	46
Tabela 14 - Exemplo IEC 60076-7, método ANSI/IEEE C57.91. Dados iniciais .....	46
Tabela 15 - Exemplo IEC 60076-7, método ANSI/IEEE C57.91, resultados.....	47

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Resfriamento do transformador a óleo (DATALINK ENGENHARIA ELÉTRICA, 2018).....	31
Figura 2– Diagrama de perdas de acordo com a posição de tap (IEC, 2005).....	36
Figura 3 - Perda de vida útil de acordo com a carga no tempo .....	43
Figura 4 - Valor da temperatura de Hot Spot no tempo de acordo com a carga, comparação entre os métodos .....	48
Figura 5 - Perda de vida útil no tempo de acordo com a carga, comparação entre os métodos .....	49

## LISTA DE ABREVIATURAS

<b>IEC</b>	International Electrotechnical Commission
<b>ANSI</b>	American National Standards Institute
<b>IEEE</b>	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
<b>NBR</b>	Norma Brasileira
<b>ONAN</b>	Oil Natural Air Natural
<b>ONAF</b>	Oil Natural Air Forced
<b>OFAF</b>	Oil Forced Air Forced
<b>ONWF</b>	Oil Natural Water Forced
<b>OFWF</b>	Oil Forced Water Forced

## LISTA DE SIMBOLOS

$L$	Perda de vida útil do transformador
$\%L$	Perda percentual de vida útil do transformador
$V$	Taxa de envelhecimento relativo do transformador
$t$	Tempo
$F_{EQA}$	Fator de envelhecimento equivalente do transformador
$F_{AA}$	Fator de envelhecimento do transformador
$NIL$	Vida útil média do transformador
$\theta_h$	Temperatura de Hot Spot
$\theta_a$	Temperatura ambiente (ANSI/IEEE C57.91)
$\theta_A$	Temperatura ambiente (IEC 60076-7)
$\Delta\theta_H$	Incremento da temperatura de Hot Spot
$\Delta\theta_{H,i}$	Incremento da temperatura de Hot Spot inicial
$\Delta\theta_{H,U}$	Incremento da temperatura de Hot Spot final
$\Delta\theta_{H,R}$	Incremento da temperatura de Hot Spot nominal
$\Delta\theta_{TO}$	Elevação da temperatura do topo do óleo na partida (ANSI/IEEE C57.91)
$\Delta\theta_{oi}$	Elevação da temperatura do topo do óleo na partida (IEC 60076-7)
$\Delta\theta_{TO,U}$	Temperatura final do topo do óleo sobre a ambiente
$\Delta\theta_{TO,i}$	Temperatura inicial do topo do óleo sobre a ambiente
$\Delta\theta_{TO,R}$	Temperatura nominal do topo do óleo sobre a ambiente

$\Delta\theta_{or}$	Elevação da temperatura do topo do óleo em regime permanente
$\Delta\theta_{hi}$	Gradiente obtido pela diferença de temperatura entre a temperatura de Hot Spot e a temperatura do topo do óleo
$\theta_E$	Temperatura ambiente média ponderada anual
$\theta_{ya}$	Temperatura média anual
$\theta_{ma\_m\acute{a}x}$	Temperatura média do mês mais quente
$\Delta(\Delta\theta_{or})$	Incremento extra da temperatura do topo do óleo em carga nominal
$K$	Coefficiente de carga
$y$	Constante do enrolamento
$x$	Constante do óleo (IEC 60076-7)
$m$	Constante do óleo (ANSI/IEEE C57.91)
$R$	Coefficiente de perdas da carga
$H$	Fator de Hot Spot
$g_r$	Gradiente de temperatura média no tanque
$C$	Capacidade termal do transformador
$q$	Perdas em calor
$P_{T,R}$	Perda total do sistema
$f_1(t)$	Incremento relativo do aumento da temperatura do topo do óleo com relação ao valor de regime permanente
$f_2(t)$	Incremento relativo da temperatura de Hot Spot no topo do óleo de acordo com a unidade de valor de regime permanente

$f_3(t)$	Decremento relativo da temperatura do topo do óleo com relação a temperatura ambiente de acordo com a unidade do decréscimo total
$I_R$	Corrente nominal
$\tau_w$	Constante de tempo do enrolamento
$\tau_o$	Constante de tempo do óleo (IEC 60076-7)
$\tau_{TO}$	Constante de tempo do óleo (ANSI/IEEE C57.91)
$\tau_{TO,R}$	Constante de tempo para carga com temperatura do topo do óleo a partir de 0 °C.
$n$	Constante tabelada do transformador para fins de cálculos
$k_{11}$	Constante tabelada do transformador para fins de cálculos
$k_{21}$	Constante tabelada do transformador para fins de cálculos
$k_{22}$	Constante tabelada do transformador para fins de cálculos
$R_{max}$	Máximo de perdas
$R_{min}$	Mínimo de perdas
$R_r$	Perdas na posição de tap utilizada
$R_{r+1}$	Perdas na próxima posição de tap
$tap_{max}$	Tap máximo
$tap_{min}$	Tap mínimo
$tap_r$	Tap utilizado
$tap_{r+1}$	Próxima posição de tap

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	16
1.1	OBJETIVO GERAL.....	19
1.2	OBJETIVO <sub>s</sub> ESPECÍFICOS .....	19
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO.....	19
2	ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE AS NORMAS IEC 60076-7 E ANSI/IEEE C57.91 .....	21
2.1	Análise Qualitativa.....	21
2.1.1	Quanto a perda de vida útil do transformador .....	21
2.1.2	Quanto a obtenção da temperatura de <i>Hot-Spot</i> .....	23
2.1.3	Ajustes para cálculos de acordo com a posição de tap do transformador .....	35
2.2	Análise Quantitativa .....	38
2.2.1	EXEMPLO ANSI/IEEE C57.91 .....	38
2.2.2	EXEMPLO IEC 60076-7 .....	44
3	CONCLUSÕES.....	50
	REFERÊNCIAS.....	52

## 1 INTRODUÇÃO

Quando se trata de transformadores de potência e seu uso, deve-se levar em conta seu desgaste, que é acelerado pelo seu envelhecimento térmico, sendo o mesmo causado por longos períodos de trabalho em sobrecarga. Com o intuito de guiar o projetista, uma série de normas são criadas, sendo as de maior influência no Brasil as normas IEC 60076-7 e ANSI/IEEE C57.91, pois são tomadas como base para a norma NBR 5356-7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante. Tais normas tem como objetivo uma análise dos riscos envolvidos em condição de sobrecarga para transformadores de potência imersos em óleo isolante, bem como a determinação da vida útil esperada do transformador.

Considerando-se que o projeto do transformador tem como referência sua potência, lugar de funcionamento e condições de operação pré-determinadas, o mesmo não está preparado para qualquer condição de sobrecarga, devido a isso, uma série de consequências se tornam possíveis diminuindo assim a vida útil do transformador. Segundo a norma ANSI/IEEE C57.91, as principais consequências devido à sobrecarga em transformadores são: (1) Emissão de gases combustíveis pelo aquecimento do enrolamento. Tais gases deterioram o isolamento conjunto das bobinas do transformador, comprometendo assim suas características dielétricas; (2) Uma operação em alta temperatura que causará uma redução na resistência física, tanto para o condutor quanto ao isolamento estrutural; (3) O acúmulo de pressão em buchas que resultará em vazamento de juntas, perda de óleo, e falha dielétrica final; (4) Incremento da resistência dos contatos dos comutadores de derivação, que se origina como resultado da decomposição do óleo isolante em regiões de alta temperatura localizados no ponto de contato quando o comutador é sobrecarregado.

Nota-se que os elementos de maior degradação do transformador quando opera sobrecarregado são os isolamentos internos, ou seja, o óleo mineral isolante e o isolamento celulósico das bobinas, processo que se acelera pelos resíduos provenientes das reações químicas originadas por sua deterioração e aquecimento.

Entretanto, o óleo deve estar livre de impurezas, tais como umidade, poeira e outros agentes que afetam sensivelmente o seu poder dielétrico, que não deve ser inferior a 30 kV/mm. Contudo, o tempo, a temperatura, e mesmo a abertura do transformador para eventuais manutenções (o que causa um contato do óleo com o



oxigênio ambiente), provocam um processo de envelhecimento do óleo, que resulta na formação de ácidos que são prejudiciais aos materiais isolantes do transformador. (MAMEDE FILHO, 1994)

Quando este óleo, já envelhecido, passa por eventuais descargas no interior do transformador, ele passa por decomposições moleculares. Essas decomposições moleculares, por sua vez, formam um resíduo sólido, resíduo esse que, por ter maior densidade com relação ao óleo, tende a se depositar ao fundo do reservatório de óleo do transformador. Porém, durante a trajetória desse resíduo até o fundo, o mesmo pode acabar se depositando sobre as bobinas do núcleo. Como esse resíduo sólido tem um poder dielétrico baixo com relação ao óleo isolante, quando o mesmo está em contato com o isolamento celulósico das bobinas, ele pode ser absorvido pela mesma, causando assim sérios danos ao isolamento da bobina e facilitando a formação de arco elétrico. (MAMEDE FILHO, 1994)

Além do óleo isolante, as bobinas do transformador possuem um isolamento sólido, sendo que o mesmo é de origem celulósica e está diretamente em contato com o óleo isolante do transformador. Entre os isolantes celulósicos temos: Papel e papelão kraft (feito de fibra de madeira), papel manilha (feito de fibras de madeira e cânhamo) e pressboard (feito de papelão com fibra de algodão). Sendo que ambos tem elevada resistência de isolamento quando secos (de 0,5% a 1% de umidade) e são altamente higroscópicos. (MILASCH, 1998)

Sabendo-se que o isolamento sólido é de natureza celulósica (papel), sua degradação é amplamente influenciada pela presença de umidade no óleo isolante e também pela temperatura que o mesmo se encontra. Um dos primeiros estudos de envelhecimento do isolamento relatou uma taxa de envelhecimento térmico exponencial que basicamente dobrava para cada 8°C de elevação de temperatura. (MAK; MACIEL; FRANCHINI, 2007)

Assim, o papel isolante imerso em óleo e aquecido por um tempo prolongado fica com sua resistência mecânica muito reduzida. A degradação física do isolamento celulósico pode ser tamanha que o mesmo pode enfraquecer-se a ponto de não mais resistir aos esforços de curto-circuito e surtos de tensão, causando eventuais descargas elétricas e diminuindo a vida útil do isolamento conjunto do transformador. (MILASCH, 1998)

Devido, também, a suas propriedades higroscópicas, o papel do transformador, imerso em óleo isolante, produz ácidos provenientes de um processo

de hidrólise, esses ácidos que aceleram a degradação do papel e do óleo isolante. Quando o transformador está trabalhando em sobrecarga e, conseqüentemente, com uma temperatura elevada, a degradação causada por esses ácidos ao isolamento é severamente acelerada. Em vista disso, os fabricantes de papel isolante propõem a utilização de um papel isolante termoestabilizado, usado na confecção do transformador, visando a maximização de sua vida útil. (IEC, 2005)

Portanto, a vida útil do isolamento do transformador é uma função da temperatura, umidade e oxigênio presentes no isolamento das bobinas, que variam de acordo com o tempo de uso do transformador. Com sistemas modernos de preservação de óleo, as contribuições da umidade e do oxigênio para diminuição da vida útil do isolamento podem ser minimizadas, deixando a temperatura do isolamento como parâmetro de controle. Sabendo-se que na maior parte dos equipamentos a distribuição de temperatura não é uniforme, a parte que trabalha sob maior temperatura vai, naturalmente, sofrer a maior deterioração. Devido a isso, para fins de cálculos se utiliza como referência a temperatura de “*hot-spot*” (*hottest-spot*, do inglês, temperatura do ponto mais quente). A mesma considera o ponto mais quente do isolamento como temperatura padrão para o cálculo da vida útil. (IEEE, 2011)

Contudo, deve-se levar em conta a temperatura ambiente, que também deve ser incluída como variável nos cálculos da vida útil do isolamento interno do transformador, considerando-se que esta temperatura será um acréscimo na temperatura de operação, para fins dessa análise a temperatura ambiente está relacionada com o local de trabalho do transformador. Por exemplo, se o transformador possui radiadores externos, a temperatura ambiente em questão é a temperatura do vento que entra em contato com esses radiadores e no caso de transformadores instalados em locais que obstruam a passagem de vento, a temperatura ambiente deve ser considerada de forma distinta. (IEEE, 2011)

Constata-se, assim, que a vida útil de um transformador que trabalha em sobrecarga se deve, principalmente, à vida útil do isolamento conjunto interno do mesmo. Todavia, muitas são as variáveis que podem interferir no tempo de vida do isolamento, o que faz com que o cálculo da vida útil do mesmo seja impreciso. As normas IEC 60076-7 e ANSI/IEEE C57.91 propõem modelos matemáticos distintos, que serão analisados por extenso no presente trabalho, cujo objetivo é prever a expectativa da vida útil do transformador segundo seu nível de carregamento.

## 1.1 OBJETIVO GERAL

Realizar uma análise comparativa entre as normas IEC 60076-7 e ANSI/IEEE C57.91, referida a expectativa de vida útil do transformador com relação ao seu nível de carregamento.

## 1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos do projeto de trabalho de conclusão de curso são os seguintes:

1. Analisar qualitativamente as normas ANSI/IEEE C57.91 e IEC 60076-7, em que se realiza um estudo detalhado de cada norma, de tal forma que sejam identificadas as diferenças quanto aos critérios na abordagem do cálculo da perda de vida útil de transformadores trabalhando em sobrecarga.
2. Analisar qualitativamente as normas ANSI/IEEE C57.91 e IEC 60076-7. Como intuito de analisar as diversas condições de carregamento de um transformador, as normas propõem metodologias de cálculo, as quais são implementadas e aplicadas a casos específicos de transformadores que trabalhem em sobrecarga, de forma que se identifique a diferença numérica quanto a previsão de perda de vida útil do transformador, bem como sua origem.

## 1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Na seção 2 é feita a análise comparativa entre as normas, onde os métodos de ambas as normas com relação ao cálculo da vida útil do transformador são comparados. Essa comparação tem como objetivo mostrar as diferenças teóricas e práticas entre os métodos das normas IEC 60076-7 e ANSI/IEEE C57.91. Essa análise comparativa é dividida em duas etapas, sendo a primeira a análise qualitativa, subseção 2.1, e a segunda a análise quantitativa, subseção 2.2.

Na subseção 2.1, análise qualitativa, a comparação entre as normas é feita em três etapas, sendo eles: (A), quanto a perda de vida útil do transformador, onde a metodologia aplicada no cálculo final da vida útil é analisada. (B), quanto a obtenção da temperatura de *Hot Spot*, onde o método de obtenção da temperatura de Hot Spot, ou seja, a de ponto mais quente no enrolamento interno do transformador, é analisado de acordo com cada norma. E (C) ajustes para cálculos de acordo com a posição de tap do transformador, onde os ajustes para os cálculos segundo influência da mudança de tap do transformador em cada norma são analisados.

Na subseção 2.2, análise quantitativa, são utilizados os exemplos apresentados nas normas ANSI/IEEE C57.91 e IEC 60076-7 para a implementação numérica comparativa dos procedimentos de cálculo da vida útil de cada norma, com o intuito de evidenciar suas diferenças e semelhanças.

Na seção 3 são feitas as conclusões finais do trabalho, onde são colocadas as diferenças e semelhanças notadas no decorrer da análise comparativa de forma objetiva e conclusiva, a fim de deixar claro as ideias aqui desenvolvidas.

## 2 ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE AS NORMAS IEC 60076-7 E ANSI/IEEE C57.91

Conforme descrito anteriormente, cada norma tem seu método particular para obtenção numérica da perda de vida útil do transformador que trabalha em sobrecarga. Essas diferenças se encontram tanto na metodologia de cálculo, como na obtenção de suas variáveis e são analisadas de maneira qualitativa e quantitativa, com o fim de entender as características específicas de cada norma.

### 2.1 ANÁLISE QUALITATIVA

A análise qualitativa tem como objetivo encontrar as discrepâncias teóricas entre as normas, que podem ser classificadas de acordo com os seguintes tópicos:

- A) Quanto a perda de vida útil do transformador;
- B) Quanto a obtenção da temperatura de Hot Spot
- C) Ajustes para cálculos de acordo com a posição de Tap do transformador.

#### 2.1.1 Quanto a perda de vida útil do transformador

Quando o objetivo é estimar a vida útil do transformador, as normas acabam seguindo linhas semelhantes, porém, não idênticas. As equações (1) e (1.1) mostram claramente a diferença de abordagem matemática entre as normas.

IEC 60076-7	ANSI/IEEE C57.91
$L = \int_{t_1}^{t_2} V dt \approx \sum_{n=1}^N V_n \times t_n \quad (1)$	$\%L = \frac{FEQA \times t \times 100}{NIL} \quad (1.1)$

Em que:

- $L$  indica a perda da vida útil do transformador no tempo;  
 $V$  indica a taxa de envelhecimento relativo;  
 $t$  indica o tempo;  
 $\%L$  indica a porcentagem de perda de vida útil do transformador;  
 $F_{EQA}$  indica o fator de envelhecimento equivalente e;  
 $NIL$  indica a vida útil média do transformador.

Nessa primeira comparação já se pode notar a diferença entre as abordagens das normas. Enquanto a IEC utiliza a taxa de envelhecimento relativo ( $V$ ) e o tempo ( $t$ ) para o cálculo, a ANSI/IEEE utiliza o fator de envelhecimento equivalente ( $F_{EQA}$ ) e a vida útil média do transformador ( $NIL$ ).

A taxa de envelhecimento relativo tem como base apenas a temperatura de Hot-Spot ( $\theta_h$ ), ou seja, a temperatura do ponto mais quente do enrolamento. Como forma de obter um valor mais satisfatório para a taxa de envelhecimento relativo do isolamento interno do transformador, é indicada a utilização de um papel termoestabilizado<sup>1</sup>.

A norma IEC 60076-7 utiliza equações distintas para cada tipo de isolamento celulósico presente na bobina, sendo a eq. (2) utilizada quando os enrolamentos do transformador forem revestidos com o papel termoestabilizado, e quando os enrolamentos forem revestidos com papel convencional, a eq. (3) é utilizada no cálculo da vida útil.

$$V = e^{\left(\frac{15000}{(110+273)} - \frac{15000}{(\theta_h+273)}\right)} \quad (2)$$

$$V = 2^{\frac{(\theta_h-98)}{6}} \quad (3)$$

Assim como a norma IEC 60076-7, a norma ANSI/IEEE C57.91 utiliza o Fator de Envelhecimento Equivalente ( $F_{EQA}$ ), eq. (4). O mesmo tem como variável, além do tempo, o Fator de Envelhecimento ( $F_{AA}$ ), eq. (5).

---

<sup>1</sup> O papel termoestabilizado é um isolamento celulósico a base de papel kraft, que sofre um tratamento térmico especial durante a sua fabricação a fim de melhorar sua resistência em alta temperatura.

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA,n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (4)$$

$$F_{AA} = e^{\left[ \frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_h + 273} \right]} \quad (5)$$

Nota-se aqui a primeira coincidência. O que a IEC 60076-7 chama de taxa de envelhecimento relativo para o papel termoestabilizado, eq. (2), é basicamente o mesmo que a ANSI/IEEE C57.91 chama de Fator de Envelhecimento, eq. (5), fazendo assim com que a diferença entre os cálculos de vida útil em seu formato final, nas equações (1) e (1.1) sejam que, enquanto o método da norma IEC 60076-7 gera valores em horas, o método da norma ANSI/IEEE C57.91 faz mais no sentido de média, com referência a vida útil média do isolamento NIL e um fator 100, o que indica porcentagem.

A vida média do isolamento (*NIL*) se refere a vida útil esperada do transformador, supondo que trabalhe em condições ideais. A ANSI/IEEE C57.91 traz como referência para o valor de NIL a Tabela 1, onde se tem a vida útil média para transformadores de acordo com a sua operação, indicados por horas ou anos.

BASE	VIDA ÚTIL MÉDIA DO ISOLAMENTO	
	Horas	Anos
Resistência a tração do isolamento 50% retido	65 000	7,42
Resistência a tração do isolamento 20% retido	135 000	15,41
Grau de polimerização 200	150 000	17,42
Transformadores de Distribuição	180 000	20,55

Tabela 1– Vida útil média do isolamento conjunto do transformador (IEEE, 2011)

### 2.1.2 Quanto a obtenção da temperatura de *Hot-Spot*

Tendo em vista que a vida útil do transformador que trabalha em sobrecarga se deve a vida útil do isolamento conjunto interno, é conveniente que a

temperatura utilizada para os cálculos seja a mesma que incide sobre esse isolamento, mais especificamente sobre a bobina, onde se tem o isolamento celulósico, que é o mais sensível. Sabe-se também que a mesma não é uniforme. Como o isolamento vai romper primeiramente nesse ponto onde a temperatura é maior, é necessário que para modelagem matemática seja feita a partir deste. Nota-se, portanto, que ambas as normas quando se referem ao cálculo da perda da vida útil do transformador, utilizam-se como variável comum, a temperatura de Hot Spot ( $\theta_h$ ), ou seja, a de ponto mais quente.

Porém, como essa mesma temperatura encontra-se dentro do tanque de óleo isolante do transformador, e é “medida” diretamente sobre o isolamento celulósico do mesmo, torna-se complicada sua mensuração precisa durante o funcionamento. Para se resolver esse problema, cada norma tem seus próprios métodos matemáticos de obtenção de temperatura de *Hot Spot*, sendo que nem sempre esses métodos se assemelham e, portanto, causam uma diferença numérica ao final dos cálculos. As equações utilizadas por cada norma para a obtenção da temperatura de *Hot Spot* são as seguintes:

IEC 60076-7	
$\theta_h(t) = \theta_a + \Delta\theta_{oi} + \left\{ \Delta\theta_{or} \times \left[ \frac{1+R \times K^2}{1+R} \right] - \Delta\theta_{oi} \right\} \times f_1(t) + \Delta\theta_{hi} + \{H g_r K^y - \Delta\theta_{hi}\} \times f_2(t)$	(6)
$\theta_h(t) = \theta_a + \Delta\theta_{or} \times \left[ \frac{1+R \times K^2}{1+R} \right]^x + \left\{ \Delta\theta_{oi} - \Delta\theta_{or} \times \left[ \frac{1+R \times K^2}{1+R} \right]^x \right\} \times f_3(t) + H g_r K^y$	(7)
ANSI/IEEE C57.91	
$\theta_h = \theta_A + \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_h$	(8)

Em que:

$\theta_a = \theta_A$       é a temperatura ambiente;

$K$                 é o coeficiente de carga

$y$                 é a constante do enrolamento, definida de acordo com a tabela 2.

$\Delta\theta_{hi}$             é a temperatura de *hot spot* de carga do óleo adjacente no tanque com corrente nominal



- $R$  é a relação de perdas em carga com corrente nominal para perdas sem carga
- $\Delta\theta_{or}$  é o incremento de temperatura do topo do óleo<sup>2</sup> em regime permanente
- $\Delta\theta_{oi} = \Delta\theta_{TO}$  é a temperatura inicial do topo do óleo
- $H$  é o fator de *Hot Spot*
- $g_r$  é o gradiente de temperatura média no tanque
- $f_1(t)$  é o incremento relativo do aumento da temperatura do topo do óleo com relação ao valor de regime permanente, representada a partir da eq. (9)

$$f_1(t) = \left(1 - \epsilon^{\frac{(-t)}{(K_{11} \times \tau_0)}}\right) \quad (9)$$

- $f_2(t)$  é o incremento relativo da temperatura de hot spot no topo do óleo de acordo com a unidade de valor de regime permanente, definido pela eq. (10)

$$f_2(t) = K_{21} \times \left(1 - \epsilon^{\frac{(-t)}{(K_{22} \times \tau_w)}}\right) - (K_{21} - 1) \times \left(1 - \epsilon^{\frac{(-t)}{(\tau_0/K_{22})}}\right) \quad (10)$$

- $f_3(t)$  é o decréscimo relativo da temperatura do óleo adjacente com relação a temperatura ambiente de acordo com a unidade do decréscimo total. Definido pela eq. (11)

$$f_3(t) = \epsilon^{\frac{(-t)}{(K_{11} \times \tau_0)}} \quad (11)$$

---

<sup>2</sup> Temperatura do Topo do óleo e a temperatura da parte superior do óleo dentro do tanque do transformador. Essa parte é a mais quente, portanto a menos densa, ela entra nos radiadores e é resfriada até se tornar mais densa e retornar ao ciclo pela parte inferior do tanque.

Sendo que as constantes  $K_{11}$ ,  $K_{21}$ ,  $K_{22}$ , a constante do enrolamento  $\tau_w$  e a constante de óleo  $\tau_o$  presente nas eq. (9), (10) e (11) são constantes do transformador segundo o tipo de resfriamento utilizado e definidos pela Tabela 2.

Nota-se, portanto, que há uma diferença considerável entre os métodos das normas em questão para obtenção da temperatura do topo do óleo. Outra diferença notada é que a IEC 60076-7 utiliza, além do cálculo para incremento da temperatura do topo do óleo, eq. (6), também a equação para decremento da temperatura de óleo adjacente, que é considerada como um alívio na perda de vida útil do transformador, eq. (7), enquanto a ANSI/IEEE C57.91 apenas utiliza uma equação para obtenção do incremento da temperatura do topo do óleo, eq. (8), definindo a parte de decremento apenas como utilização normal do transformador, ou seja, não se leva em consideração nem uma perda de vida útil, e nem um alívio, considera-se que nesse ponto o transformador terá sua perda de vida útil normal.

Além disso, na equação (6) ainda se tem presente o fator  $\Delta\theta_{hi}$  que é também a diferença de temperatura entre a temperatura de *Hot Spot* e a temperatura do topo do óleo, porém é a inicial, ou seja, é a diferença entre a temperatura de *Hot Spot* e a temperatura do topo do óleo no instante anterior ao do momento que está sendo analisado.

	Transformadores de Distribuição	Transformadores de potência médios e grandes						
	ONAN	ONAN	ONAN	ONAF	ONAF	OF	OF	OD
$x$	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0	1,0
$y$	1,6	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	2,0
$K_{11}$	1,0	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0
$K_{21}$	1,0	3,0	2,0	3,0	2,0	1,45	1,3	1,0
$K_{22}$	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0	1,0	1,0
$\tau_o$	180	210	210	150	150	90	90	90
$\tau_w$	4	10	10	7	7	7	7	7

Tabela 2– Constantes para cálculo de  $\Delta\theta_{oi}$  (IEC, 2005)

As equações (6) e (7) também contam com duas variáveis iniciais no cálculo, que no caso são “ $R$ ”, que, assim como na ANSI/IEEE C57.91, representa a

relação de perdas do transformador. E também a variável “ $K$ ”, que representa a relação de carga do transformador, ou seja, um transformador trabalhando com  $K \leq 1$  está trabalhando até sua carga nominal e, para cálculo de seu  $\theta_h$ , se utiliza a equação de decremento, ou seja, equação (7), um transformador trabalhando com  $K > 1$  está trabalhando em sobrecarga e para cálculo de seu  $\theta_h$  se utiliza a equação de incremento, ou seja, equação (6).

As diferenças também existem na obtenção de certos parâmetros presentes nas equações (6) e (8) de obtenção da temperatura de Hot Spot, como por exemplo, a temperatura ambiente. A IEC 60076-7 considera a temperatura ambiente ( $\theta_a$ ) da seguinte forma:

1. Para situações dinâmicas, como o monitoramento de um transformador com pequenos surtos de sobrecarga, a temperatura ambiente instantânea deve ser considerada.
2. Para projetos e testes o seguinte deve ser considerado:
  - a) A média anual de temperatura é utilizada para cálculo de envelhecimento térmico.
  - b) A média mensal do mês mais quente é utilizada para o cálculo da temperatura máxima de Hot Spot.

Para o caso onde um incremento de 6 graus Kelvin na temperatura possa vir a dobrar a taxa de envelhecimento do isolamento, se é utilizada a eq. (12) para determinação da temperatura anual, onde  $\theta_E$  é a temperatura que deverá ser utilizada nas eq. (6) e (7) no lugar da variável  $\theta_a$ . (IEC, 2005)

$$\theta_E = \theta_{ya} + 0,01x[2(\theta_{ma\_m\acute{a}x} - \theta_{ya})]^{1,85} \quad (12)$$

Em que:

$\theta_{ma\_m\acute{a}x}$  é a temperatura média mensal do mês mais quente  
 $\theta_{ya}$  é a média anual de temperatura.

Para transformadores que trabalham enclausurados, ou em situações em que não se tenha uma correta circulação de ar, uma correção é feita no Incremento de temperatura do topo do óleo em regime permanente ( $\Delta\theta_{or}$ ), esse portanto é substituído por ( $\Delta\theta'_{or}$ ), segundo a equação (13)

$$\Delta\theta'_{or} = \Delta\theta_{or} + \Delta(\Delta\theta_{or}) \quad (13)$$

Em que:

$\Delta(\Delta\theta_{or})$  é o incremento extra da temperatura de óleo adjacente em carga nominal

Tipo de Recinto	Número de Transformadores instalados	Fator de correção a ser somado na temperatura ambiente (K)			
		Tamanho do Transformador (KVA)			
		250	500	750	1000
Subsolo com ventilação natural	1	11	12	13	14
	2	12	13	14	16
	3	14	17	19	22
Porões e construções com pouca ventilação natural	1	7	8	9	16
	2	8	9	10	12
	3	10	13	15	17
Construções com boa ventilação, instalações subterrâneas e porões com ventilação forçada	1	3	4	5	6
	2	4	5	6	7
	3	8	9	10	13
Quiosques	1	10	15	20	

Tabela 3 – Fator de correção para transformadores enclausurados (IEC, 2005)

É recomendado que esse valor " $\Delta(\Delta\theta_{or})$ " seja determinado a partir de testes. Porém, quando esses testes não são possíveis, os resultados podem ser obtidos a partir da tabela 3.

Por outro lado, quando o transformador em questão tiver sua refrigeração feita com água, a temperatura ambiente considerada no cálculo deve ser a temperatura medida na entrada da água. (IEC, 2005)

A ANSI/IEEE C57.91 tem um método simplificado para obtenção dessa temperatura ambiente, quando comparado ao método da norma IEC 60076-7, onde no caso de transformadores que trabalham em situações comuns, ou seja, em ambiente aberto com boa circulação de ar, onde a temperatura média não tem uma variância muito além do esperado, a temperatura média de  $30^{\circ}C$  é utilizada como valor para  $\theta_A$ . No entanto, em algumas situações, é necessário que se faça um cálculo mais aproximado da temperatura ambiente, nesse caso a norma ANSI/IEEE C57.91 indica as seguintes considerações:

- 1) Temperatura média:** Utilizada a temperatura média diária durante todo o mês ao qual está sendo feita a análise. (Para cargas com vida útil normal esperada).
- 2) Temperatura máxima diária:** Utilizada a temperatura máxima de cada dia do mês ao qual está sendo feita a análise. (Para cargas rápidas com um certo sacrifício da vida útil do equipamento).

No caso de transformador trabalhando em ambiente fechado ou com alguma obstrução quanto a circulação de ar, é recomendado que se utilize um acréscimo de  $5^{\circ}C$  em  $\theta_A$ . Para transformadores refrigerados a água, a temperatura utilizada para  $\theta_A$  é a temperatura de entrada da água, nesse caso também e utiliza um acréscimo de  $5^{\circ}C$  na temperatura da água.

A Tabela 4 mostra valores aproximados para acréscimo ou decréscimo de carga para qualquer valor médio de temperatura diferente de  $30^{\circ}C$  para transformadores com refrigeração a ar, e  $25^{\circ}C$  para transformadores com refrigeração a água.

O resfriamento das bobinas do transformador é feito com o óleo isolante e com o auxílio de radiadores. Quando o óleo aquece, sua densidade cai, fazendo com que o mesmo suba no tanque. Quando ele chega no seu ponto mais alto e, conseqüentemente, no seu ponto mais quente ( $\theta_{oi}$  ou  $\theta_{TO}$ ), esse óleo passa para os radiadores externos, onde ele é resfriado e volta a baixar, entrando novamente no tanque pela parte inferior do mesmo. Esse efeito é demonstrado de acordo com a Figura 1.

Tipo de Resfriamento	Classificação de % de KVA	
	Decremento de carga para cada °C de elevação de temperatura	Incremento de carga para cada °C de redução de temperatura
Resfriamento natural (ONAN)	1,5	1,0
Resfriamento por água (ONWF)	1,5	1,0
Resfriamento por ar forçado (ONAN/ONAF – ONAN/ONAF/ONAF)	1,0	0,75
Resfriamento por óleo, ar e água forçada (OFAF, OFWF, ODWF e ONAN/OFAF/OFAF)	1,0	0,75

Tabela 4– Acréscimo e decréscimo de carga para valores de temperatura ambiente atípicos (IEEE, 2011)

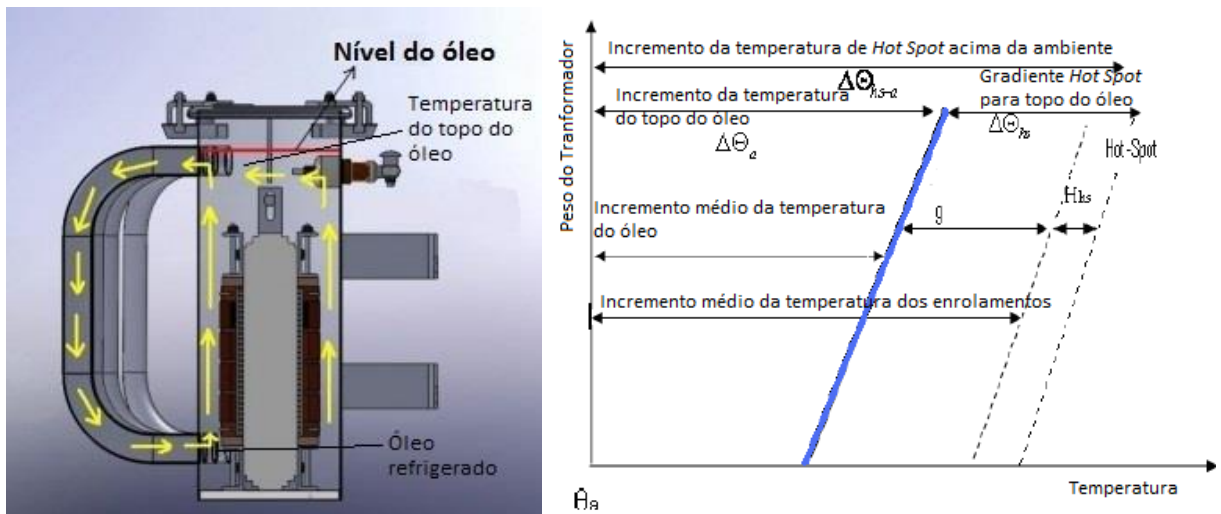


Figura 1 – Resfriamento do transformador a óleo (DATALINK ENGENHARIA ELÉTRICA, 2018)

Assim como a temperatura ambiente, também a temperatura do topo do óleo se mostra essencial para a obtenção da temperatura de Hot Spot. A temperatura do topo do óleo é a temperatura da parte mais quente do mesmo, ou seja, na parte superior da aleta, onde ele começa a passar pelos radiadores externos do transformador para serem resfriados. Tendo em vista que esse óleo fica enclausurado no tanque do transformador, a obtenção de seu valor de temperatura com uma boa precisão pode ser complicada. Para se ter uma maior precisão quanto a esse valor, uma série de cálculos é utilizada por cada norma para sua obtenção.

Para a ANSI/IEEE C57.91, a temperatura do topo do óleo além da temperatura ambiente é dada de acordo com a seguinte equação (14):

$$\Delta\theta_{TO} = (\Delta\theta_{TO,U} - \Delta\theta_{TO,i}) \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_{TO}}}\right) + \Delta\theta_{TO,i} \quad (14)$$

Em que:

- $\Delta\theta_{TO,U}$  é a temperatura do topo do óleo final sobre a ambiente
- $\Delta\theta_{TO,i}$  é a temperatura do topo do óleo inicial sobre a ambiente
- $\tau_{TO}$  é a constante de óleo x tempo do transformador.

Sendo que a temperatura do topo do óleo final sobre a ambiente e a temperatura do topo do óleo inicial sobre a ambiente é dada de acordo com as seguintes equações (15) e (16):

$$\Delta\theta_{TO,U} = \Delta\theta_{TO,R} \left[ \frac{(K_U^2 R + 1)}{(R + 1)} \right]^n \quad (15)$$

$$\Delta\theta_{TO,i} = \Delta\theta_{TO,R} \left[ \frac{(K_i^2 R + 1)}{(R + 1)} \right]^n \quad (16)$$

Em que:

$K$  é o coeficiente de carga,

$R$  é o coeficiente da perda de carga

$\Delta\theta_{TO,R}$  é a temperatura nominal do óleo adjacente no Tap do transformador utilizado

$n$  é um coeficiente que é dado de acordo com o tipo de resfriamento do transformador, indicado pela tabela 5.

Tipo de Resfriamento	$m$	$n$
ONAN	0,8	0,8
ONAF	0,8	0,9
OFAF ou OFWF	0,8	0,9
ODAF ou ODWF	1,0	1,0

Tabela 5 – Coeficientes relativos ao tipo de resfriamento (IEEE, 2011)

Já a constante de óleo x tempo do transformador ( $\tau_{TO}$ ) é dada de acordo com a equação (17):

$$\tau_{TO} = \tau_{TO,R} \frac{\left( \frac{\Delta\theta_{TO,U}}{\Delta\theta_{TO,R}} \right) - \left( \frac{\Delta\theta_{TO,i}}{\Delta\theta_{TO,R}} \right)}{\left( \frac{\Delta\theta_{TO,U}}{\Delta\theta_{TO,R}} \right)^{\frac{1}{n}} - \left( \frac{\Delta\theta_{TO,i}}{\Delta\theta_{TO,R}} \right)^{\frac{1}{n}}} \quad (17)$$

Em que:



$\tau_{TO,R}$  é a constante de tempo para a carga com a temperatura de óleo adjacente a partir de 0 °C, que é obtida a partir da seguinte equação (18):

$$\tau_{TO,R} = \frac{C \cdot \Delta\theta_{TO,R}}{P_{T,R}} \quad (18)$$

Em que:

$P_{T,R}$  é a perda total do sistema

$C$  é a constante de capacidade térmica do transformador, definida a partir da tabela 6.

	<b>ONAN/ONAF</b>	<b>OFAF</b>
<b>C</b>	0,1320 x (peso do núcleo da bobina (kg)) + 0,0882 x (peso do tanque e acessórios (kg)) + 0,3515 x (litros de óleo)	0,1323 x (peso do núcleo da bobina (kg)) + 0,1323 x (peso do tanque e acessórios (kg)) + 0,5099 x (litros de óleo)
	0,06 x (peso do núcleo da bobina (Lb)) + 0,04 x (peso do tanque e acessórios (Lb)) + 1,13 x (galões de óleo)	0,06 x (peso do núcleo da bobina (Lb)) + 0,06 x (peso do tanque e acessórios (Lb)) + 1,93 x (galões de óleo)

Tabela 6– Valores para a constante C (IEEE, 2011)

Em derivação da equação (14), uma aproximação é feita e a mesma pode ser escrita da seguinte forma de acordo com a equação (19).

$$\Delta\theta_{TO} = Kq^n \quad (19)$$

Em que:

$K$  é o coeficiente de carga

- $q$  é a perda em calor, e  
 $n$  é o coeficiente retirado a partir da tabela 5.

Por sua vez, a norma IEC 60076-7 não se prende tanto ao cálculo específico da temperatura do topo do óleo, deixando sua determinação mais por conta das medidas feitas, bem como as constantes empíricas do transformador, apresentadas na Tabela 2 na página 26.

Além destas temperaturas anteriormente discutidas, também se é utilizado nos cálculos de  $\theta_h$  a temperatura de *Hot Spot* além da temperatura do topo do óleo,  $\Delta\theta_h$ , para a norma ANSI/IEEE C57.91 e  $\Delta\theta_{hr}$  para a norma IEC 60076-7. Essa representa a diferença de temperatura entre o ponto mais quente do óleo e o ponto mais quente do enrolamento. No cálculo de  $\theta_h$  na ANSI/IEEE C57.91. É representada de acordo com a seguinte equação (20):

$$\Delta\theta_H = (\Delta\theta_{H,U} - \Delta\theta_{H,i}) \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_w}}\right) + \Delta\theta_{H,i} \quad (20)$$

Em que:

$\tau_w$  é a constante de tempo do enrolamento, não necessariamente a mesma da IEC 60076-7.

$\Delta\theta_{H,i}$  é a temperatura inicial de *Hot Spot* do enrolamento, eq (21)

$\Delta\theta_{H,U}$  é a temperatura final de *Hot Spot* do enrolamento, eq (22).

$$\Delta\theta_{H,i} = \Delta\theta_{H,R} K_i^{2m} \quad (21)$$

$$\Delta\theta_{H,U} = \Delta\theta_{H,R} K_U^{2m} \quad (22)$$

Em que:

$\Delta\theta_{H,R}$  é a temperatura de *Hot Spot* do enrolamento de acordo com o tap utilizado, eq. (23):

$$\Delta\theta_{H,R} = \Delta\theta_{H/A,R} - \Delta\theta_{TO,R} \quad (23)$$

Em que:

$\Delta\theta_{H/A,R}$  é a temperatura de Hot Spot sobre a temperatura ambiente na posição de tap estudada.

$\Delta\theta_{TO,R}$  é a temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente na posição de tap analisada.

Já para a norma IEC 60076-7, a variável  $\Delta\theta_{hr}$  pode ser definida tanto por medição direta, como por métodos matemáticos. De maneira matemática é definido de acordo com a equação (24).

$$\Delta\theta_{hr} = H \times g_r \quad (24)$$

Em que:

$H$  é o fator de Hot Spot

$g_r$  é o gradiente de temperatura média no tanque

### 2.1.3 Ajustes para cálculos de acordo com a posição de tap do transformador

As perdas por curto circuito estão em função da posição do tap. Existem várias possibilidades quanto a ligação dos taps nos enrolamentos de um transformador. Para se calcular a razão das perdas, é usado o diagrama apresentado na Figura 2 (IEC 60076-7, 2005)

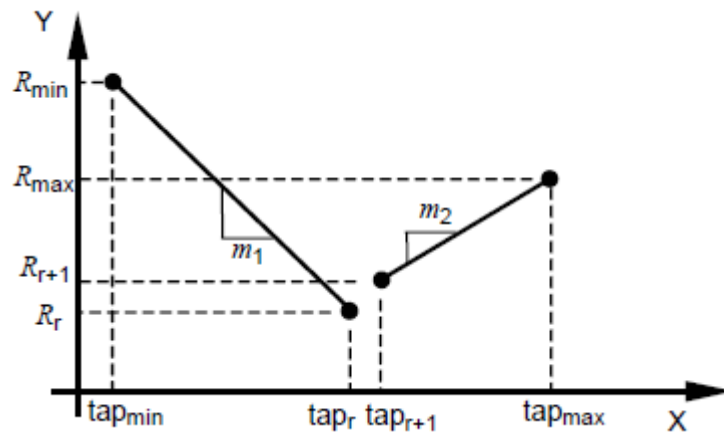


Figura 2– Diagrama de perdas de acordo com a posição de tap (IEC, 2005)

Onde o eixo X é a posição de Tap e o eixo Y é a relação de perdas. A partir dessa imagem pode-se concluir:

$$m_1 = \frac{R_r - R_{min}}{tap_r - tap_{min}} \quad (25)$$

$$m_2 = \frac{R_{max} - R_{r+1}}{tap_{max} - tap_{r+1}} \quad (26)$$

Em que:

$R_{max}$	é o máximo de perdas
$R_{min}$	é o mínimo de perdas
$R_r$	são as perdas na posição de tap atual
$R_{r+1}$	são as perdas na próxima posição de tap
$tap_{max}$	é o tap máximo
$tap_{min}$	é o tap mínimo
$tap_r$	é o tap atual
$tap_{r+1}$	é a próxima posição de tap.

Portanto, usando uma aproximação linear, pode-se definir as perdas para a próxima posição de tap, sendo a equação (25) para posições de tap a frente (de  $tap_{r+1}$  para  $tap_{max}$ ), e a equação (26) para posições de tap atrás (de  $tap_{min}$  para  $tap_r$ ).

$$R_{(tap)} = R_{r+1} + (tap - tap_{r+1}) \times m_2 \quad (27)$$

$$R_{(tap)} = R_r + (tap - tap_r) \times m_1 \quad (28)$$

Diferente da IEC 60076-7, a ANSI/IEEE C57.91 faz o cálculo de ajuste de posição de tap com relação a temperatura do topo do óleo, bem como com relação a temperatura de *Hot Spot* e, também a constante de tempo do topo do óleo, na sequência, serão listadas as equações em questão:

$$\Delta\theta'_{TO,R} = \Delta\theta_{TO,R} \left[ \frac{P'_{T,R}}{P_{T,R}} \right]^n \quad (29)$$

A equação (29) representa o ajuste do cálculo da temperatura do topo do óleo para uma diferente posição de tap, levando em conta a temperatura do topo do óleo no tap anterior ( $\Delta\theta_{TO,R}$ ), as perdas nominais na posição do tap anterior ( $P_{T,R}$ ), bem como as perdas nominais na nova posição de tap ( $P'_{T,R}$ ). O coeficiente “n” é dado de acordo com a Tabela 5, presente na página 32.

$$\Delta\theta'_{H,R} = \Delta\theta_{H,R} \left[ \frac{I'_R}{I_R} \right]^{2m} \quad (30)$$

A equação (30) representa o ajuste do cálculo da temperatura de *Hot Spot* para uma diferente posição de tap, levando em conta a temperatura de *Hot Spot* para a posição de tap anterior ( $\Delta\theta_{H,R}$ ), também a corrente nominal para a posição de tap anterior ( $I_R$ ), bem como a corrente nominal para a nova posição de tap ( $I'_R$ ). O coeficiente “m” é dado pela Tabela 5.

$$\tau'_{TO,R} = \frac{C\Delta\theta_{TO,R}}{P'_{T,R}} \quad (31)$$

A equação (31) representa o ajuste da constante de tempo do topo do óleo para uma diferente posição de tap, levando em conta o valor da temperatura de óleo adjacente para a posição de tap anterior ( $\Delta\theta_{TO,R}$ ), bem como as perdas nominais para

a nova posição de tap ( $P'_{T,R}$ ). “C” é a capacidade termal, e o valor a ser definido para o mesmo é dado de acordo com as considerações feitas na Tabela 6.

## 2.2 ANÁLISE QUANTITATIVA

Com o intuito de testar as teorias desenvolvidas em cada norma, as normas IEC 60076-7 e ANSI/IEEE C57.91 trazem ao final exemplos numéricos baseados em transformadores reais. Tendo em vista o objetivo principal do trabalho, que é mostrar as diferenças e semelhanças do cálculo da vida útil de transformadores trabalhando em sobrecarga para cada norma, um exemplo de cada norma foi selecionado e reproduzida distintamente para cada metodologia de cálculo anteriormente estudada, que será mostrada a seguir.

### 2.2.1 EXEMPLO ANSI/IEEE C57.91

O primeiro exemplo numérico a ser utilizado é o exemplo I3 da norma ANSI/IEEE C57.91, que pode ser encontrado na página 102 da mesma.

Esse exemplo mostra o ciclo diário de um transformador de distribuição do tipo ONAN que tem alguns picos de sobrecarga, sendo o mais notável as 17:00. Os valores de temperatura de Hot Spot foram medidos a partir de sensores de fibra óptica, sendo assim desnecessário seu cálculo. Os dados iniciais do exemplo são dados a partir da Tabela 7.

TEMPO (H)	CARGA (PU)	Temperatura de Hot Spot (°C)
01:00	0,599	80,0
02:00	0,577	72,8
03:00	0,555	72,9
04:00	0,544	72,8
05:00	0,544	71,8
06:00	0,566	71,8
07:00	0,655	73,0
08:00	0,844	74,2
09:00	0,955	85,1
10:00	1,021	92,2
11:00	1,054	99,1
12:00	1,077	104,6
13:00	1,088	109,2
14:00	1,099	112,8
15:00	1,099	116,0
16:00	1,110	117,8
17:00	1,690	180,0
18:00	1,077	130,0
19:00	0,977	125,0
20:00	0,910	114,0
21:00	0,877	104,8
22:00	0,866	97,9
23:00	0,832	93,2
00:00	0,788	87,6

*Tabela 7 - Exemplo prático ANSI/IEEE, dados numéricos (IEEE, 2011)*

Como pode se notar, o transformador trabalha das 01:00 até as 09:00, e das 19:00 até as 00:00 com a carga menor que a nominal, e trabalha em sobrecarga das 10:00 até as 18:00, sendo o ponto de maior sobrecarga as 17:00, o qual produz um aumento considerável no valor medido para temperatura de Hot Spot.

A partir dos valores iniciais apresentados na Tabela 7, o método de cálculo da norma ANSI/IEEE C57.91 é aplicado, e então os valores de fator de envelhecimento ( $F_{AA}$ ), perda de vida útil e perda de vida útil acumulada são calculados. Ainda com esse mesmo método, é calculado o fator de envelhecimento equivalente e sua perda de vida útil percentual.

O método de cálculos da ANSI/IEEE C57.91, conforme visto na subseção 2.1.1 consiste primeiramente na obtenção do fator de envelhecimento ( $F_{AA}$ ),

apresentado pela equação (4), que tem como variável básica a temperatura de Hot Spot ( $\theta_H$ ), para então a obtenção do fator de envelhecimento equivalente ( $F_{EQA}$ ), apresentado pela equação (5), que tem como variáveis o fator de envelhecimento ( $F_{AA}$ ) e o tempo, para assim obter a perda de vida útil, apresentado pela equação (1.1), que tem como variáveis o fator de envelhecimento equivalente ( $F_{EQA}$ ), o tempo, e a vida útil média do transformador (NIL).

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA,n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (4)$$

$$F_{AA} = e^{\left[ \frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_h + 273} \right]} \quad (5)$$

$$\%L = \frac{F_{EQA} \times t \times 100}{NIL} \quad (1.1)$$

Sabendo-se que o transformador é de distribuição e, conforme a tabela 1, tem vida útil média de 180000 horas, são encontrados os valores finais para perda de vida útil, e apresentados na Tabela 8.

Na Tabela 8 pode se notar que quando a carga ultrapassa 1 pu, ou seja, entra em sobrecarga, o fator de envelhecimento aumenta consideravelmente. Como exemplo numérico, pode se notar o ponto entre 9 e 10 horas, onde a carga passa de 0,955 pu para 1,021 pu, e o fator de envelhecimento passa de 0,066 para 0,148 horas, ou seja, um acréscimo de 124,24% na perda de vida útil. Outro ponto bem evidente se encontra no período das 17:00 horas, onde a carga chega a 1,69 pu e o fator de envelhecimento chega a 424,923. Se compararmos esse ponto com o ponto das 10:00 horas, onde a carga estava a 1,021 pu causando um fator de envelhecimento de 0,148, nota-se um acréscimo de 287010,1 %, evidenciando matematicamente os efeitos negativos de uma sobrecarga na vida útil de um transformador.



TEMPO (h)	$F_{AA}$	Perda de vida útil (h)	Perda de Vida útil acumulada (h)
01:00	0,036	0,036	0,036
02:00	0,015	0,015	0,051
03:00	0,015	0,015	0,066
04:00	0,015	0,015	0,080
05:00	0,013	0,013	0,093
06:00	0,013	0,013	0,107
07:00	0,015	0,015	0,122
08:00	0,018	0,018	0,139
09:00	0,066	0,066	0,205
10:00	0,148	0,148	0,353
11:00	0,318	0,318	0,671
12:00	0,571	0,571	1,242
13:00	0,921	0,921	2,163
14:00	1,329	1,329	3,492
15:00	1,830	1,830	5,322
16:00	2,185	2,185	7,507
17:00	424,923	424,923	432,430
18:00	6,984	6,984	439,414
19:00	4,376	4,376	443,790
20:00	1,499	1,499	445,289
21:00	0,583	0,583	445,872
22:00	0,279	0,279	446,151
23:00	0,166	0,166	446,316
00:00	0,088	0,088	446,404
$F_{EQA}$ :		%L:	
18,6		0,248%	

Tabela 8 - Exemplo e método ANSI/IEEE C57.91

Para termos de comparação, o mesmo transformador antes especificado, com os mesmos dados de entrada apresentados na Tabela 7 é analisado novamente, porém fazendo uso da metodologia utilizada pela norma IEC 60076-7.

A norma IEC 60076-7 utiliza a equação (1) para a obtenção da perda de vida útil do transformador, tendo como variáveis básicas a taxa relativa de envelhecimento ( $v$ ) e o tempo.

$$L = \int_{t_1}^{t_2} V dt \approx \sum_{n=1}^N V_n \times t_n \quad (1)$$

Porém, como indicado anteriormente, a taxa de envelhecimento relativa é analisada em duas situações específicas, quando o enrolamento do transformador é envolto em papel termoestabilizado, equação (2), e quando o enrolamento do transformador é envolto em papel convencional, equação (3), sendo que ambas têm como variável básica a temperatura de Hot Spot. Tendo em vista que o objetivo do exemplo é a comparação entre as normas, apenas a equação para transformador com papel isolante termoestabilizado (eq. 2) é considerada.

$$V = e^{\left(\frac{15000}{(110+273)} - \frac{15000}{(\theta_h+273)}\right)} \quad (2)$$

$$V = 2^{\frac{(\theta_h-98)}{6}} \quad (3)$$

Aplicando o exemplo a esses métodos, é obtida a Tabela 9 como resultados finais para perda de vida útil do transformador.

Conforme pode ser visto na Tabela 9, os valores de perda de vida útil e de perda de vida útil acumulada não diferem dos apresentados na tabela 8, e tendo em vista que ambas as normas consideram os valores da Tabela 7 como referência para vida útil normal do transformador, nota-se que nesse caso os métodos não interferem no valor final, ambas apresentaram os mesmos valores de fator de envelhecimento nos mesmos instantes, assim como ambas apresentaram uma perda de vida útil total de 446,404 horas ao todo, representando 0,248% de perda de vida útil.

A termos de comparação, a Figura 3 apresenta o gráfico de comparação quanto a perda de vida útil de acordo com o tempo para os métodos de cada norma. Nota-se a partir desse gráfico que os valores obtidos a partir do método da ANSI/IEEE C57.91 e da IEC 60076-7 para papel termoestabilizado são os mesmos, tendo um pico considerável quando o transformador trabalha com 1,69 pu de sua carga nominal.

TEMPO (h)	V	Perda de vida útil (h)	Perda de Vida útil acumulada (h)
01:00	0,036	0,036	0,036
02:00	0,015	0,015	0,051
03:00	0,015	0,015	0,066
04:00	0,015	0,015	0,080
05:00	0,013	0,013	0,093
06:00	0,013	0,013	0,107
07:00	0,015	0,015	0,122
08:00	0,018	0,018	0,139
09:00	0,066	0,066	0,205
10:00	0,148	0,148	0,353
11:00	0,318	0,318	0,671
12:00	0,571	0,571	1,242
13:00	0,921	0,921	2,163
14:00	1,329	1,329	3,492
15:00	1,830	1,830	5,322
16:00	2,185	2,185	7,507
17:00	424,923	424,923	432,430
18:00	6,984	6,984	439,414
19:00	4,376	4,376	443,790
20:00	1,499	1,499	445,289
21:00	0,583	0,583	445,872
22:00	0,279	0,279	446,151
23:00	0,166	0,166	446,316
00:00	0,088	0,088	446,404
%L			
0,248%			

Tabela 9 - Exemplo ANSI/IEEE C57.91, método IEC 60076-7

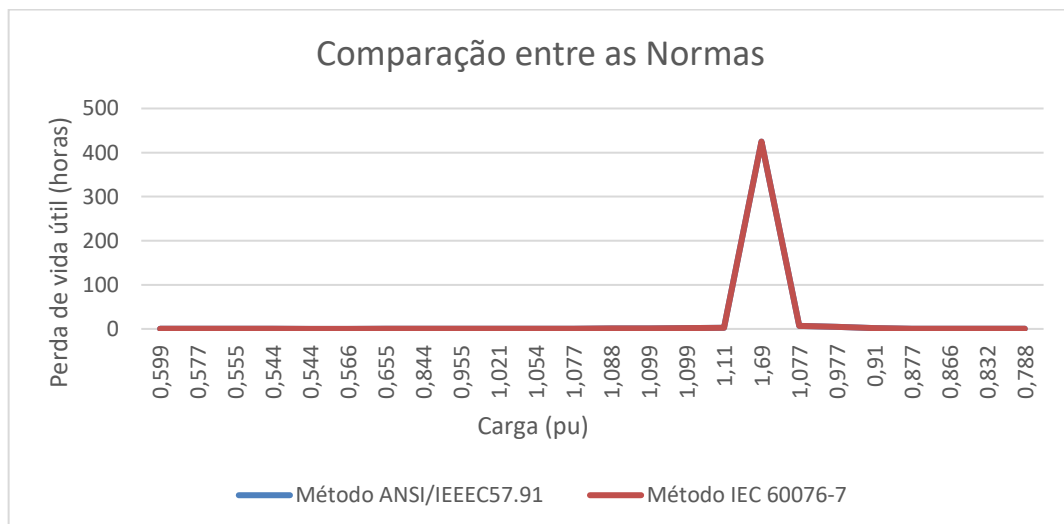


Figura 3 - Perda de vida útil de acordo com a carga no tempo

### 2.2.2 EXEMPLO IEC 60076-7

No caso desse exemplo, um transformador de 250 MVA, ONAF, foi testado num período de 12,5 horas. Nesse caso a temperatura de Hot Spot foi calculada, enquanto a do topo do óleo é medida por um sensor de fibra óptica. Os valores iniciais para o exemplo são apresentados na Tabela 12.

Temperatura ambiente ( $\theta_a(^{\circ}C)$ )	25,6
Elevação da temperatura do topo do óleo em regime permanente ( $\Delta\theta_{or}(K)$ )	38,3
Coeficiente de perdas da carga ( $R$ )	1000
Fator de Hot Spot ( $H$ )	1,4
Constante do óleo ( $x$ )	0,8
Constante do enrolamento ( $y$ )	1,3
Gradiente de temperatura média no tanque ( $g_r$ )	14,5
Constante de tempo do enrolamento ( $\tau_w (min)$ )	7
Constante de tempo do óleo ( $\tau_o (min)$ )	150

Tabela 10 - Exemplo e método IEC 60076-7, dados iniciais

Tendo esses dados iniciais como partida, a Tabela 12 indica os valores iniciais de tempo (nesse caso trabalhado em minutos), variação de temperatura do topo do óleo no final de cada intervalos de tempo ( $\Delta\theta_{oi}$ ), coeficiente da variação da temperatura do topo do óleo com relação a de Hot Spot ( $\Delta\theta_{oi}$ ) e também o fator de carga ( $K$ ) em pu, a equação (6) é aplicada para obtenção da temperatura de Hot Spot ( $\theta_h$ ) nos casos onde o fator de carga “K” é maior ou igual a 1 pu, e a equação (7) é aplicada nos casos onde o fator de carga “K” é menor a 1 pu.

Período (min)	$\Delta\theta_{oi}$ (K)	K	$\Delta\theta_{hi}$ (K)
0-190	12,7	1	0
190 – 365	36,2	0,6	22
365 – 500	18,84	1,5	10,45
500 – 710	64,1	0,3	37,82
710 – 735	9,65	2,1	4,24
735 - 750	41,36	0	71,2

Tabela 11 - Exemplo e método IEC 60076-7, variáveis medidas

$$\theta_h(t) = \theta_a + \Delta\theta_{oi} + \left\{ \Delta\theta_{or} \times \left[ \frac{1+R \times K^2}{1+R} \right] - \Delta\theta_{oi} \right\} \times f_1(t) + \Delta\theta_{hi} + \{H g_r K^y - \Delta\theta_{hi}\} \times f_2(t) \quad (6)$$

$$\theta_h(t) = \theta_a + \Delta\theta_{or} \times \left[ \frac{1+R \times K^2}{1+R} \right]^x + \left\{ \Delta\theta_{oi} - \Delta\theta_{or} \times \left[ \frac{1+R \times K^2}{1+R} \right]^x \right\} \times f_3(t) + H g_r K^y \quad (7)$$

Após a obtenção da temperatura de Hot Spot, a equação (2) é aplicada para obtenção da taxa de envelhecimento relativa para o caso do transformador que utiliza papel termoestabilizado como isolamento celulósico.

$$V = e^{\left( \frac{15000}{(110+273)} - \frac{15000}{(\theta_h+273)} \right)} \quad (2)$$

Tendo obtido o valor da taxa de envelhecimento relativo, a equação (1) é aplicada para ambos os casos, indicando assim a perda de vida útil final e, sabendo que o transformador é de distribuição e tem uma vida útil média de 180000 horas, de acordo com a Tabela 1, é obtida sua perda de vida útil percentual.

$$L = \int_{t_1}^{t_2} V dt \approx \sum_{n=1}^N V_n \times t_n \quad (1)$$

A Tabela 13 apresenta os valores encontrados para temperatura de *Hot Spot* em cada período de tempo, bem como a taxa de envelhecimento relativa e a perda de vida útil para cada período de tempo, além da perda de vida útil final e percentual.

Período (min)	$\theta_h$	V	L
0-190	83,8	0,06	0,18
190 – 365	51,7	0,00	0,00
365 – 500	138,9	15,67	35,27
500 – 710	36,9	0,00	0,00
710 – 735	152,3	49,16	20,48
735 - 750	59,4	0,00	0,00
<b>Total (min)</b>			55,93
<b>Total (%)</b>			0,031073

Tabela 12 - Exemplo e Método IEC 60076-7, resultados

Tem-se aqui uma perda de vida útil de 55,93 minutos, ou 0,93 horas, para o caso do papel termoestabilizado, o que, levando em consideração uma vida útil média de 180000 horas, gera 0,031 % de perda de vida útil.

O mesmo exemplo foi utilizado com aplicação do método da ANSI/IEEE C57.91. Como demonstrado na análise qualitativa, as normas têm considerações iniciais divergentes, portanto as considerações iniciais nesse caso são dadas pela tabela 14.

Temperatura ambiente ( $\theta_A(^{\circ}C)$ )	30
Elevação da temperatura do topo do óleo em regime permanente ( $\Delta\theta_{H,R}(K)$ )	38,3
Coeficiente de perdas da carga ( $R$ )	1000
Fator de Hot Spot ( $H$ )	1,4
Constante do óleo ( $m$ )	0,8
Constante do enrolamento ( $y$ )	1,3
Gradiente de temperatura média no tanque ( $g_r$ )	14,5
Constante de tempo do enrolamento ( $\tau_w(min)$ )	7
Constante de tempo do óleo ( $\tau_o(min)$ )	150

Tabela 13 - Exemplo IEC 60076-7, método ANSI/IEEE C57.91. Dados iniciais

Tendo esses dados iniciais, os valores iniciais medidos para cada intervalo de tempo não se alteram, sendo assim, os valores iniciais para cada período de tempo podem ser utilizados os mesmos da Tabela 12.

Para a obtenção da temperatura de Hot Spot, a equação (8) foi utilizada, e para obtenção da variação da temperatura de Hot Spot ( $\Delta\theta_h$ ), as equações (20), (21) e (22) foram utilizadas.

$$\theta_h = \theta_A + \Delta\theta_{TO} + \Delta\theta_h \quad (8)$$

$$\Delta\theta_H = (\Delta\theta_{H,U} - \Delta\theta_{H,i}) \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau_w}}\right) + \Delta\theta_{H,i} \quad (20)$$

$$\Delta\theta_{H,i} = \Delta\theta_{H,R} K_i^{2m} \quad (21)$$

$$\Delta\theta_{H,U} = \Delta\theta_{H,R} K_U^{2m} \quad (22)$$

Os resultados obtidos são apresentados pela Tabela 15, a qual apresenta uma perda de vida útil total de 255,64 minutos, ou 4,26 horas, e uma perda de vida útil percentual de 0,017753 % considerando a vida útil média do transformador de 180000 horas, e sua previsão é 1,96 vezes maior que a previsão de perda de vida útil da IEC 60076-7 para o papel termoestabilizado, e 4,32 vezes menor do que a previsão de vida útil da IEC 60076-7 para o papel não termoestabilizado.

Período (min)	$\theta_h$ (medido ao final do período de tempo analisado)	$F_{AA}$	Perda de Vida útil (minutos)	Perda de Vida útil Acumulada	$\Delta\theta_{H,i}$	$\Delta\theta_{H,U}$	$\theta_h$
0-190	81,0	0,04	7,68	7,68	0,00	38,30	38,30
190 – 365	83,1	0,05	9,10	16,78	38,30	16,91	16,91
365 – 500	122,1	3,32	448,52	465,30	16,91	73,27	73,27
500 – 710	99,7	0,34	70,99	536,29	73,27	5,58	5,58
710 – 735	161,8	106,33	2658,16	3194,45	5,58	125,53	122,16
735 - 750	86,1	0,07	1,11	3195,55	125,53	0,00	14,73
$F_{EQA}$				255,64			
<b>Total (%):</b>				0,142025			

Tabela 14 - Exemplo IEC 60076-7, método ANSI/IEEE C57.91, resultados

De acordo com a Tabela 5, pode-se notar que o cálculo da temperatura de *Hot Spot* gera valores diversos de acordo com o método utilizado. Nota-se que quando a temperatura de *Hot Spot* é obtida por meio de cálculos, a divergência na previsão da perda de vida útil pode ser considerável. Diferente do exemplo realizado na subseção 2.2.1, onde os valores obtidos pelo método da norma ANSI/IEEE C57.91 e pela IEC 60076-7 para o papel termoestabilizado não diferem, nesse caso enquanto a IEC 60076-7 obteve um valor de perda de vida útil de 55,93 minutos, a ANSI/IEEE C57.91 obteve uma perda de vida útil de 255,64 minutos, ou seja, uma diferença de 357,07 %.

Com o objetivo de demonstrar a magnitude da diferença aqui notada, a Figura 4 mostra a diferença dos resultados obtidos para cálculo da temperatura de *Hot Spot* entre a IEC 60076-7 e a ANSI/IEEE C57.91, enquanto a Figura 5 mostra a diferença do valor obtido da perda de vida útil entre o método da IEC 60076-7 e o método da ANSI/IEEE C57.91.

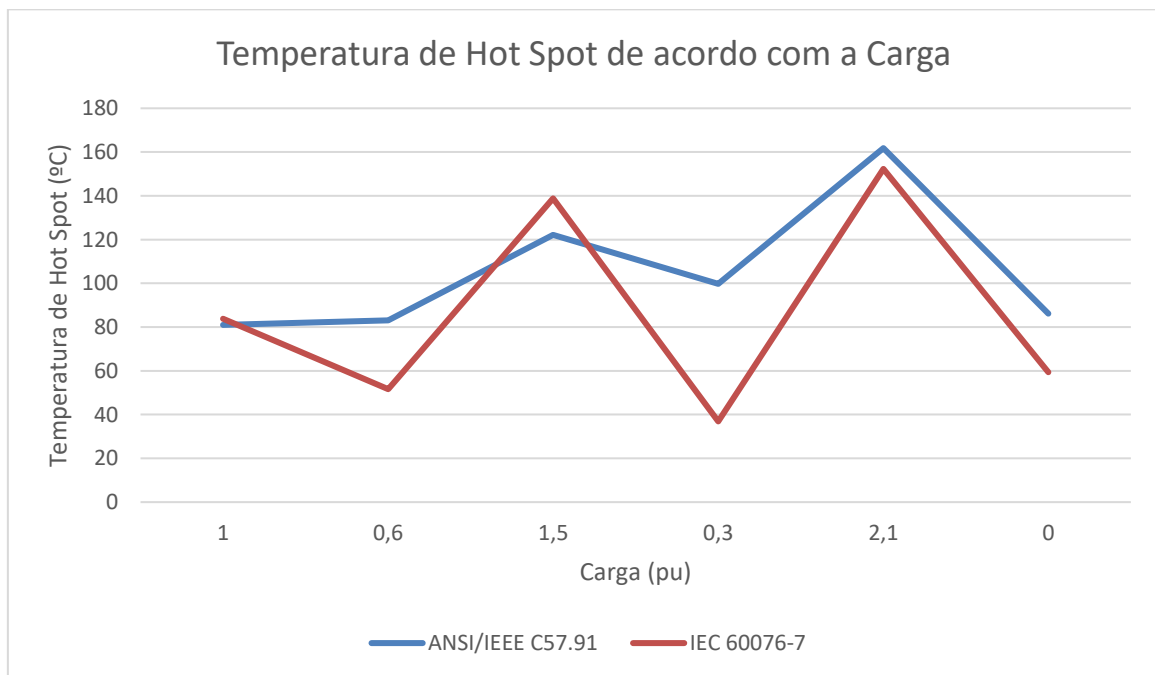


Figura 4 - Valor da temperatura de *Hot Spot* no tempo de acordo com a carga, comparação entre os métodos



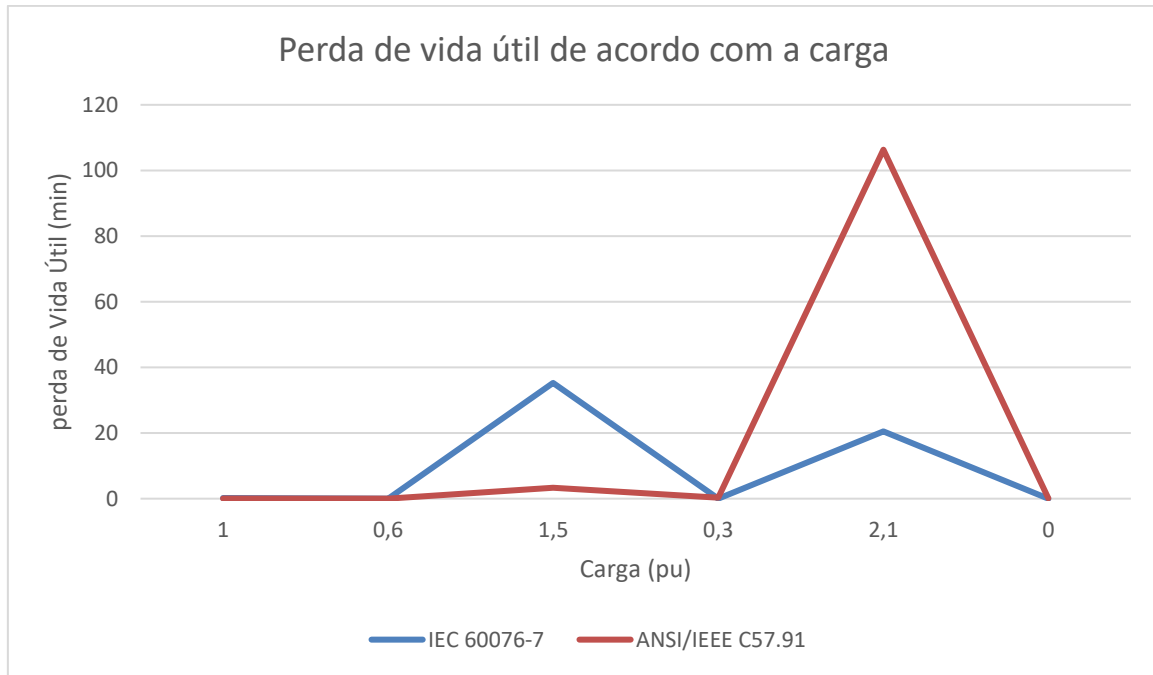


Figura 5 - Perda de vida útil no tempo de acordo com a carga, comparação entre os métodos

Ao final da análise nota-se que, enquanto a ANSI/IEEE C57.91 demonstra uma maior perda de vida útil em picos de carga, a IEC 60076-7 tem uma análise mais dinâmica, sendo sua previsão de perda de vida útil mais constante, com uma ênfase menor nos picos de carga.

### 3 CONCLUSÕES

Os métodos de cálculo para a perda de vida útil de um transformador trabalhando em sobrecarga das normas IEC 60076-7 e ANSI/IEEE C57.91 mostram-se semelhantes em sua forma final.

Na subseção 2.1.1 foi observado que o cálculo para o  $F_{AA}$  (fator de envelhecimento) definido pela equação (5) da norma ANSI/IEEE C57.91 e o cálculo de  $V$  (taxa de envelhecimento relativo) para o transformador com isolamento celulósico termoestabilizado, definido pela equação (2) da norma IEC 60076-7 são iguais. Tendo em vista que ambos são analisados no tempo, quando aplicados as equações de cálculo de perda de vida útil, acabam tornando as equações iguais.

Devido a isso, na subseção 2.2.1 nota-se que, quando não se é necessário o cálculo das temperaturas, ou seja, as mesmas são medidas, o cálculo da vida útil do transformador com isolamento celulósico termoestabilizado de acordo com a IEC 60076-7 e o cálculo da vida útil do transformador segundo o método da ANSI/IEEE C57.91, apresentam resultados iguais.

Por outro lado, é possível notar que ambas as normas levam uma lógica matemática distinta quando o objetivo é se obter os valores das temperaturas do topo do óleo e de Hot Spot. Na subseção 2.1.2 onde se foi analisado os métodos de cada norma quanto a obtenção da temperatura de *Hot Spot*, notou-se que: A IEC 60076-7 utiliza um cálculo definido quanto a temperatura ambiente, e a ANSI/IEEE C57.91 define 30°C como padrão, a IEC 60076-7 tem um cálculo para o transformador trabalhando em sobrecarga e um para o transformador trabalhando a baixo da carga nominal, enquanto a ANSI/IEEE C57.91 tem apenas um cálculo para temperatura de *Hot Spot*, além disso, a obtenção do incremento da temperatura de Hot Spot variável no tempo ( $\Delta\theta_h$ ) é bem distinto entre as normas.

Para apresentar a magnitude dessa diferença, na subseção 2.2.2 foi apresentado um exemplo onde o cálculo da temperatura de *Hot Spot* se fez necessária. Ao se analisar a Figura 4 nota-se que, apesar de ambas as curvas apresentarem a mesma tendência, seus valores mudam consideravelmente, sendo que se tem valores mais lineares pelo método da norma IEC 60076-7 e valores mais variáveis com maiores picos pelo método da norma ANSI/IEEE C57.91. Na Figura 5 pode-se notar a magnitude dessa diferença ao cálculo da perda de vida útil, onde se

for comparado os valores obtidos pela norma ANSI/IEEE C57.91 e pela norma IEC 60076-7 nota-se uma diferença bem considerável, sendo que ao fim gera uma diferença de 357,07 % quanto a valor da perda de vida útil final do transformador.

Conclui-se que apesar de ambas as normas terem o mesmo objetivo, seus resultados podem divergir de maneira bem drástica, causando uma imprecisão bem grande ao projetista. Nota-se que a IEC 60076-7 tem uma preocupação maior quanto aos valores iniciais, e procura não usar valores tabelados em geral, como a temperatura ambiente, que se busca sempre uma média anual e mensal mais precisa possível, enquanto a ANSI/IEEE C57.91 tem uma preocupação maior na precisão da temperatura do topo do óleo.

## REFERÊNCIAS

- [1] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60076-7**: Loading guide for oil-immersed power transformers. 1 ed. Geneva: IEC, 2005.
- [2] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **ANSI/ IEEE C57.91**: IEEE Guide for Loading Mineral- Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators. New York: IEEE, 2011.
- [3] MILASCH, Milan. **Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante**. 5. ed. São Paulo: Edgard Blücher Ltda, 1998. 354 p.
- [4] MAK, José; MACIEL, Roberto L; FRANCHINI, Luiz R. **Transformador de Distribuição de Maior Vida Útil e Menor Agressividade Ambiental**. In: CITENEL, 4., 2007, Araxá. Artigo. Araxá: Aneel, 2007. p. 1 - 8. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/citenel2007/pdf/it62.pdf>>. Acesso em: 27 mar. 2018
- [5] MAMEDE FILHO, João. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 2. ed. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos S.a., 1994. 2 v.
- [6] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356-7**: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante. São Paulo: ABNT, 2017.
- [7] DATALINK ENGENHARIA ELÉTRICA. **Funções do óleo isolante para transformador**. Disponível em: <<http://datalink.srv.br/artigos-tecnicos/funcoes-do-oleo-isolante-para-transformador/>>. Acesso em: 12 out. 2018.