

# Avaliação do Comportamento Térmico de Transformadores de Distribuição em Redes Inteligentes Subterrâneas

Débora P. F. Bottura\* Émerson R. da Silva\*\*  
Ivan E. M. Kühne\* Maurício de Campos\*  
Airam T. Z. R. Sausen\* Paulo S. Sausen\*  
Daniel P. Bernardon\*\* Tiago B. Marchesan\*\*

\* Programa de Pós-Graduação em Modelagem Matemática,  
Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul  
(UNIJUI), Ijuí, RS. (e-mail: deborabottura1@gmail.com)

\*\* Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade  
Federal de Santa Maria (UFSM), Santa Maria, RS. (e-mail:  
emerson.silva@ufsm.br)

---

**Abstract:** This paper aims to carry out a deterministic and quantitative study of the evaluation of the thermal behavior and the useful life of distribution transformers. For this, it seeks to understand some important considerations of thermal behavior modeling of mineral oil-immersed transformers, as presented in the IEEE Std C57.91-2011 IEEE (2012). From this standard, a thermal model was developed based on physical and mechanical parameters, on the transformer loading during operation and on important thermal aspects, such as forms of refrigeration and the influence of ambient temperature. This model makes it possible to determine an aging acceleration factor equivalent to that of a transformer and, as a consequence, makes it possible to evaluate its useful life. In the study, two transformers located in different substations of the underground grid system of Porto Alegre - RS (Brazil) are analyzed. From the application of intelligent technologies in this conventional electrical network, it was possible to perform measurements of electrical quantities and temperature in two transformers that made it possible to validate the evaluated model with real data from a fully functioning electrical system.

**Resumo:** Este trabalho tem por objetivo realizar um estudo determinístico e quantitativo da avaliação do comportamento térmico e da vida útil de transformadores de distribuição. Para isso, busca-se compreender alguns pontos importantes da modelagem do comportamento térmico de transformadores imersos em óleo mineral, conforme apresenta a norma IEEE Std C57.91-2011 IEEE (2012). A partir desta norma foi desenvolvido um modelo térmico baseado em parâmetros físicos e mecânicos, no carregamento do transformador durante a operação e em aspectos térmicos importantes, como por exemplo, formas de refrigeração e influência da temperatura ambiente. Este modelo permite determinar um fator de aceleração do envelhecimento equivalente de um transformador e, em consequência, possibilita avaliar a sua vida útil. No estudo são analisados dois transformadores localizados em subestações distintas do sistema reticulado subterrâneo de Porto Alegre - RS (Brasil). A partir da aplicação de tecnologias inteligentes nesta rede elétrica convencional, foi possível realizar medições de grandezas elétricas e de temperatura em dois transformadores que possibilitaram validar o modelo avaliado com dados reais de um sistema elétrico em pleno funcionamento.

*Keywords:* Transformer Thermal Model; Mathematical Modeling; Thermal Behavior; Distribution Transformer; Electric Power System.

*Palavras-chaves:* Modelo Térmico do Transformador; Modelagem Matemática; Comportamento Térmico; Transformador de Distribuição; Sistema Elétrico de Potência.

---

## 1. INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) é baseado em conceitos desenvolvidos nas últimas décadas do século XIX, e desde então, sofreu poucas alterações conceituais até atingir seu arranjo atual. Dentre os segmentos do SEP, observa-se que o Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (SD) recebe a maior parte da energia gerada e de forma fragmentada a distribui para seus consumidores. Dentre os equipamentos importantes deste sistema, destaca-se o Transformadores de Distribuição (TD), que por finalidade é empregado para elevar ou rebaixar a tensão e a corrente elétrica (Feil et al., 2017).

A eficiência e o projeto dos transformadores dependem de um determinado fator de desempenho térmico (Sönmez and Komurgoz, 2018). Em meio às dificuldades da modelagem do sistema térmico, também do ponto de vista operacional instantâneo e real, não se tem aproveitamento completo da capacidade dos materiais utilizados na construção desses transformadores, havendo assim, segurança excessiva para o seu funcionamento.

Com o objetivo de otimizar e de tornar mais eficiente o uso dos transformadores a partir da sua vida útil e de seus limites térmicos em função do carregamento, buscaram-se soluções no que tange a operação e monitoração em tempo real do sistema. Neste contexto, outra importante ferramenta é a modelagem matemática que auxilia no desenvolvimento de modelos térmicos dos transformadores, que podem auxiliar na análise do seu carregamento e a influência deste na vida útil dos transformadores. O tempo de vida destes equipamentos é determinado por um fator de envelhecimento crítico, que garante a confiabilidade da energia transformada para os clientes. Os transformadores são classificados conforme as temperaturas em que operam, as quais são influenciadas por agentes climáticos externos tais como a temperatura ambiente.

Neste contexto, o principal objetivo deste artigo é propor a modelagem matemática de um transformador considerando o seu desempenho térmico e sua correlação com a vida útil deste equipamento. Para tanto levou-se em consideração as equações propostas na norma técnica IEEE Std C57.91-2011 (2012). A partir da modelagem proposta neste trabalho, e dos dados obtidos a partir de um sistema de monitoramento em tempo real é possível calcular a expectativa do tempo de vida restante de dois transformadores em operação no sistema reticulado subterrâneo da cidade de Porto Alegre - RS.

Na **Seção 2** deste trabalho apresenta-se uma revisão do modelo térmico de transformadores e de seus índices de tempo de vida útil, baseada no modelo matemático encontrado na norma IEEE Std C57.91-2011 (2012). Na **Seção 3** apresenta-se a estrutura da metodologia utilizada para a realização deste estudo. A **Seção 4** apresenta os casos estudados: dois transformadores em situações de operação distintas, na qual busca-se avaliar a vida útil de ambos. Por fim, na **Seção 5** encontram-se a discussão dos resultados seguindo a proposta da metodologia e na **Seção 6** apresentam-se os apontamentos finais de conclusão.

## 2. ASPECTOS TÉRMICOS DO TRANSFORMADOR

A demanda de energia elétrica está crescendo aceleradamente nos últimos tempos e, por consequência, a carga inicialmente projetada em cada unidade transformadora também aumenta. Essa sobrecarga não controlada pode provocar a aceleração dos desgastes mecânicos e deterioração do isolamento dos transformadores (Barros, 2007). Os desgastes e a deterioração do isolamento, em consequência, provocam a redução da vida útil destes dispositivos, na qual a temperatura é fator de maior influência (da Silva, 2019; IEEE, 2012).

A temperatura de operação de um transformador é diretamente influenciada por diversos fatores como, por exemplo, o seu carregamento elétrico (que gera calor ativo), a temperatura ambiente, o sistema de refrigeração, o projeto do tanque e a arquitetura de arranjo das bobinas. Para além disso, as anormalidades geradas pelo sistema, tais como, surtos elétricos, comutação e outras condições ambientais, contribuem para o envelhecimento acelerado e podem levar à falha repentina deste equipamento. O seu funcionamento, portanto, depende da ventilação adequada dos seus componentes de acordo com suas especificações individuais (Medina et al., 2015).

A isolação dos transformadores é normalmente baseada em uma combinação de papel e óleo. Nesse caso, a temperatura pode degradar a qualidade desses materiais isolantes, alterando as características físicas, afetando a durabilidade, reduzindo o seu desempenho e comprometendo a segurança do equipamento (da Silva, 2019; IEEE, 2012). Monitorar as características desse isolamento é fundamental, visto que seu envelhecimento naturalmente já causa oxidação, endurecimento, perda da rigidez dielétrica e danos na resistência mecânica (BARBOSA, 2005). Como já afirmado, a qualidade do material isolante possui relação direta com a condição térmica de operação interferindo diretamente na vida útil do equipamento.

### 2.1 Características Térmicas

O transformador é um dos principais dispositivos do SEP, responsável pela adequação dos níveis de tensão entre cada um dos subsistemas (Thomas, 1971). Com a finalidade da operação estar dentro das restrições de qualidade e confiabilidade, é essencial que o isolamento elétrico esteja em condições satisfatórias, sendo necessário realizar regularmente manutenção preventiva nestes equipamentos.

Relacionado à isolação, ocorre o resfriamento dos transformadores através de um ciclo térmico, na qual o calor gerado pelos elementos ativos do transformador é conduzido para o ambiente externo por meio de um óleo isolante. Este sistema de condução de calor normalmente é formado por papel de isolamento de celulose saturado e óleo. O calor gerado no aquecimento dos enrolamentos durante a operação do transformador é transferido para o óleo isolante que, quando possui temperaturas altas, é conduzido ao topo da carcaça. A troca de temperatura com o ambiente externo acontece por meio das aletas que, por convecção natural, possibilitam que o óleo esfrie e retorne ao tanque em um processo que se repete continuamente. A principal função do óleo do transformador é a refrigeração, servindo como meio de troca de calor entre a parte ativa e o meio

ambiente. Outra função do óleo nos equipamentos elétricos é o isolamento, onde o fluido atua como um dielétrico ou extintor de arco (da Silva, 2019; IEEE, 2012; Barros, 2007).

Os materiais isolantes se danificam com o passar do tempo, uma vez que a temperatura, o oxigênio e a umidade afetam suas propriedades dielétricas. A vida útil do transformador é determinada usualmente pelo estado do papel de isolamento celuloso, na qual a degradação deste material deve ser rotineiramente monitorada. Em geral, os óleos isolantes possuem maior suportabilidade térmica que os elementos isolantes rígidos, entretanto, por também influenciarem na vida útil do sistema, são igualmente importantes (da Silva, 2019; IEEE, 2012; Barros, 2007). Desta forma, quanto melhor a característica isolante do fluido utilizado, maior é a vida útil do sistema. Existem diferentes modos de resfriamento dos transformadores, classificados conforme apresentado na Tabela 1 (IEEE, 2012).

**Tabela 1. Classificação dos transformadores devido ao sistema de resfriamento.**

Resfriamento	Descrição
ONAN	Óleo natural e ar natural
ONAF	Óleo natural e a forçado
ODAF	Óleo direcional forçado
OFAF	Óleo e ar forçado

## 2.2 Influência da Temperatura Ambiente

A temperatura ambiente é importante na determinação da capacidade de carregamento dos transformadores. A limitação nominal dos transformadores é baseada no pressuposto que em um período de vinte e quatro horas a temperatura média deve ser 30°C (IEEE, 2012). Nesta norma também são estabelecidos critérios para o envolvimento da temperatura ambiente no dimensionamento dos transformadores. Assim, idealmente deve-se haver um perfil real da temperatura ambiente que acompanhe o mesmo período do carregamento do transformador, conforme sugerem as normas IEEE (2012), IEC (2011a), IEC (2011b) e IEC (2013). Entretanto, na impossibilidade de obter uma curva real, é possível calcular a temperatura ambiente provável (para qualquer mês) de duas maneiras:

- Temperatura média: média diária das temperaturas para o mês, ao longo dos anos;
- Temperatura máxima diária: média das máximas temperaturas de cada dia para o mês ao longo dos anos.

## 2.3 Limites de Temperaturas

Os transformadores são equipamentos projetados capazes de suportar tensões mecânicas e elétricas em operação nominal. De outro modo, geralmente estão em condições de elevado grau de carregamento, o que faz com que a expectativa de sua vida útil seja reduzida. Nestas condições, a fonte principal para a determinação da vida útil do transformador é a temperatura *hot spot*<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> *Hot spot*: refere-se a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos do transformador (geração ativa de calor) durante a operação do equipamento.

A norma IEEE (2012) destaca que vários ensaios foram realizados, e junto a isto, a modelagem matemática para estimar a temperatura *hot spot*. Para transformadores de elevação de temperatura Classe 55°C (média da temperatura dos enrolamentos) considera-se como referência *hot spot* a temperatura de 95°C. Assim, para Classe 55°C, qualquer estado de operação que resulte *hot spot* acima de 95°C representa um aceleração no envelhecimento do transformador, enquanto um valor abaixo desta referência para o *hotspot* implica em um retardo do envelhecimento.

## 2.4 Modelo Térmico

Sabe-se que um transformador atinge o fim de sua vida útil quando o seu isolamento se encontra em um estado de falência, seja motivado pela ruptura do dielétrico, presença de um elevado curto-circuito ou falha mecânica. Em virtude do isolamento não assumir um comportamento uniforme em todo o sistema, é fornecido por IEEE (2012) um método para calcular a temperatura do *hot spot*, uma vez que a maior deterioração do isolamento acontece neste ponto. Esta temperatura pode ser obtida pela Equação (1).

$$\Theta_H = \Theta_A + \Delta\Theta_{BO} + \Delta\Theta_{WO/BO} + \Delta\Theta_{H/WO} \quad (1)$$

onde:

$\Theta_H$ : temperatura do *hot spot* (°C);

$\Theta_A$ : temperatura ambiente para o ciclo analisado (°C);

$\Delta\Theta_{BO}$ : elevação da temperatura do fundo de óleo em relação à temperatura ambiente (°C);

$\Delta\Theta_{WO/BO}$ : elevação da temperatura do óleo no *hot spot* em relação ao fundo do óleo (°C);

$\Delta\Theta_{H/WO}$ : elevação da temperatura do *hot spot* em relação ao óleo próximo ao *hot spot* (°C).

Segundo IEEE (2012), o comportamento térmico de um transformador, somado a outros fatores, pode ser estimado através do carregamento normalizado por unidade (p.u.), considerando um perfil de carga com duração de vinte e quatro horas. Esta norma diz que o Fator de Aceleração de Envelhecimento (FAA) terá um valor maior do que 1 p.u. para a temperatura do *hot spot* maior que a temperatura de referência (95°C para Classe 55°) e menor que 1 p.u. para a temperatura do *hot spot* menor que esta temperatura de referência. Para condições nominais, os testes e o modelo térmico estimam que a vida útil do transformador é de no mínimo 180 000 horas (IEEE, 2012). Na Equação (2) é apresentado o cálculo para o FAA, para transformadores Classe 55°C.

$$F_{AA} = \exp \left[ \frac{15000}{368} - \frac{15000}{\Theta_H + 273} \right] \quad (2)$$

onde:

exp: exponencial ( $e^x$ ).

Analisando a Equação (1) e a Equação (2), pode-se observar que a temperatura do *hot spot* é considerada o fator principal no cálculo da perda de vida de um transformador a cada intervalo de tempo. Além disso, a temperatura *hot spot* provém da relação da temperatura ambiente e do

aquecimento ativo dos enrolamentos e do topo do óleo, em consequência. Para a realização dos cálculos, são citados pela IEEE (2012) o perfil de carregamento do transformador (gerador de calor ativo) e a curva do perfil de temperatura ambiente (influência no sistema de refrigeração) como elementos fundamentais para o comportamento térmico do transformador.

A norma IEEE (2012) sugere também, a partir de evidências experimentais, que a relação da deterioração do material isolante dos transformadores ao longo do tempo pode ser descrita por uma adaptação da Equação de *Arrhenius*, conforme apresentado na Equação (3).

$$Vida_{pu} = \beta \exp \left[ \frac{15000}{368} - \frac{15000}{\Theta_H + 273} \right] \quad (3)$$

em que  $\beta = 2,0 \times 10^{-10}$ .

Esta adaptação, em função de transformadores de Classe 55°C, pode ser utilizada tanto para TDs, quanto transformadores de força, uma vez que ambos são fabricados usando basicamente o mesmo princípio de isolamento. Assim, a perda da vida útil equivalente para uma dada operação do transformador pode ser estimada através do seu carregamento e da temperatura ambiente em que ele está inserido. Por fim, a partir da Equação (2) e da Equação (3), a norma sugere um índice que soluciona um envelhecimento equivalente do transformador para uma temperatura de referência em um determinado período de tempo, conforme apresenta a Equação (4).

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

onde:

$F_{EQA}$ : fator de envelhecimento equivalente;  
 $F_{AA,n}$ : fator de aceleração de envelhecimento para um intervalo de tempo  $\Delta t_n$ .  
 $N$ : número total de intervalos.  
 $\Delta t_n$ : tempo de intervalo em horas.

Os dados históricos para a operação de TDs nem sempre estão disponíveis. Entretanto, geralmente existe algum registro histórico do tempo que um determinado transformador está conectado à rede. Havendo um conhecimento aproximado da quantidade de anos que este transformador está operando, e considerando que o comportamento dos períodos de carga deste transformador são consuetudinários, é possível estimar o tempo de vida útil restante deste equipamento (em anos) a partir da Equação (5).

$$TV = \left( \alpha - \frac{\sum_{n=1}^D F_{EQA_n} \Delta t_n}{V_{total}} \right) \times \frac{V_{total}}{8760} \quad (5)$$

para,

$$\alpha = 1 - \frac{\gamma \cdot 8760}{V_{total}} \quad (6)$$

onde:

$TV$ : tempo de vida (anos) restante após a análise;  
 $\alpha$ : estado atual da vida do transformador em p.u.;  
 $\gamma$ : tempo de operação do transformador em anos;  
 $D$ : número total de dias estudados;  
 $V_{total}$ : tempo total/normal de vida da isolamento.

A Equação (5) leva em consideração a transformação do envelhecimento equivalente de um período curto (obtido em horas/dias) inserido em um horizonte longo (tempo de vida total). Ressalta-se, entretanto, que quanto maior o número de dias considerados para a obtenção do  $F_{EQA}$ , mais precisa será a sua análise. A norma IEEE (2012) sugere que a durabilidade do material isolante de um transformador, submetido durante toda sua vida útil a condições nominais e possuindo uma temperatura ambiente média de 30°C, é de no mínimo 180 000 horas ( $\geq 20,55$  anos), sendo esta considerada a vida útil total ( $V_{total}$ ) mínima de um equipamento saudável.

Evidencia-se também que a variável  $\alpha$  (estado atual de vida em p.u. do transformador) pode ser substituída por algum fator de vida (em p.u.) conhecido. Por exemplo, geralmente testes de qualidade do sistema de isolamento apontam índices percentuais de vida do equipamento e isso bastaria para essa análise. Na ausência destes testes de qualidade, a Equação (6) pode ser sugerida, de acordo com as considerações aqui apresentadas. Por fim, considerando que este comportamento de carga se repetirá continuamente pelo restante de sua vida útil, a avaliação da expectativa de vida deste transformador pode ser sugerida pela Equação (7).

$$Exp_{cvida} = \frac{TV}{\bar{F}_{EQA_{trunc}}} \quad (7)$$

onde:

$Exp_{cvida}$ : a expectativa de vida restante (anos);  
 $\bar{F}_{EQA_{trunc}}$ : média truncada<sup>2</sup> de  $F_{EQA}$ .

### 3. METODOLOGIA

Esse trabalho se caracteriza como um estudo de caso, destinado a compreender o modelo térmico equivalente de transformadores e analisar uma situação/problema específico em um cenário real. Para o estudo do modelo, consultou-se a norma da IEEE (2012) citada anteriormente. Com o levantamento do carregamento dos transformadores, a temperatura ambiente e parâmetros físicos e mecânicos do transformador, é possível estimar as temperaturas dos transformadores durante sua operação. A partir desta estimativa é possível determinar o envelhecimento equivalente dos transformadores, bem como estimar sua vida útil caso este equipamento continuar com as mesmas características de operação.

Para determinar o carregamento dos transformadores foram utilizados dados reais da temperatura ambiente e da carga, bem como a tensão e a corrente de entrada,

<sup>2</sup> *Média truncada*: média aritmética dos valores após um certo número ou uma certa proporção maior e menor terem sido descartados. O valor máximo e o valor mínimo são descartados na média para a obtenção do  $F_{EQA}$  contínuo.

obtidos a partir de um sistema de monitoramento de subestações subterrâneas instalado e operado pela Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D) na cidade de Porto Alegre - RS. Este sistema monitora o funcionamento de aproximadamente 80 subestações que compõem o sistema reticulado de distribuição de energia da CEEE-D. Todas as subestações deste sistema reticulado possuem transformadores de 500 kVA (13,8 kV / 127 V), confinados. Esses transformadores, são conectados em delta/estrela aterrado com tensões no secundário de 127 V/ 220 V. Para modelar o problema proposto foram utilizados, além dos dados do sistema de monitoramento das subestações, os parâmetros físicos e mecânicos do transformador conforme é sugerido pela norma IEEE (2012).

Assim, a partir de dados reais medidos e do modelo matemático padronizado pela norma supracitada, é possível avaliar o comportamento do carregamento e das condições térmicas dos TDs das subestações que formam o sistema reticulado de distribuição de energia da cidade de Porto Alegre. Esta análise busca avaliar a vida útil dos transformadores, levando em conta aspectos como, o conhecimento prévio de desgaste de vida dos equipamentos e a manutenção rotineira. Para tanto foram analisadas duas subestações, uma com o transformador operando com média de carregamento acima do valor nominal e outra com o transformador operando com média de carregamento abaixo deste valor para obtermos dois casos distintos e principalmente que refletem em muito a realidade de operação deste sistema. A Fig. 1 apresenta o diagrama das etapas da metodologia proposta nesse estudo.

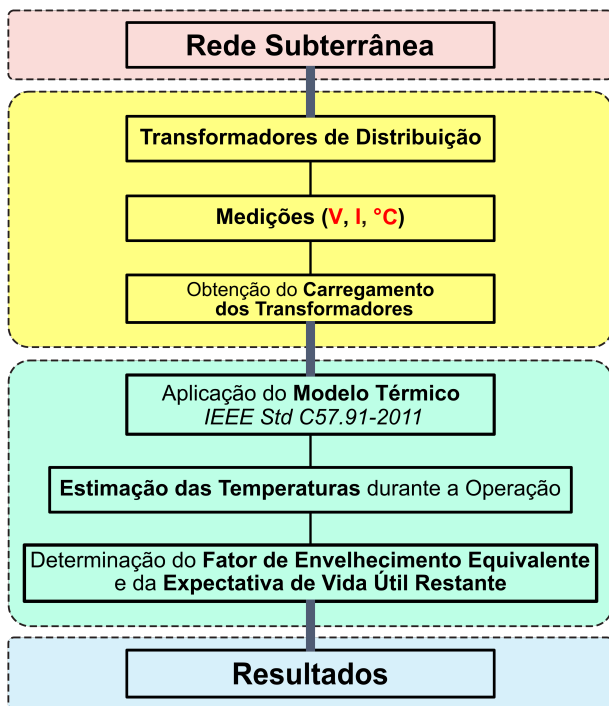


Fig. 1. Diagrama de Etapas.

#### 4. ESTUDO DE CASO

Como já mencionado o estudo de caso é aplicado a duas subestações subterrâneas que fazem parte do sistema reti-

culado de distribuição de energia da concessionária CEEE-D na cidade de Porto Alegre. A coleta de dados foi possível a partir da utilização do sistema de monitoramento destas subestações que realiza a aquisição de diversas grandezas, de cada uma das mais de oitenta subestações, com periodicidade de dez segundos. Todas as informações coletadas são armazenadas em uma base de dados, sendo que foi a partir desta base que foram extraídas as informações das duas subestações avaliadas neste trabalho. Para rodar o modelo matemático foi utilizado a ferramenta computacional Matlab e todos os procedimentos e equações descritas pela norma IEEE (2012).

As duas subestações escolhidas para este estudo são denominadas subestações 31/13 e 34/3A. Ambas foram selecionadas por apresentarem comportamentos diferentes em uma análise preliminar. Para cada uma destas subestações, foram coletados dados referentes a vinte e quatro horas distintas, de forma a compreender a variação de perfil de carga durante o ciclo de um dia. Extraíram-se os dados referentes às tensões e correntes no primário e no secundário de cada transformador, a temperatura na carcaça e a temperatura ambiente dentro da câmara. A partir destes dados foram calculadas as temperaturas médias para cada hora da amostragem e, em seguida, a potência média também para cada hora desse período.

Para a simulação do comportamento térmico, foi desenvolvido um programa computacional que segue o algoritmo descrito no Apêndice D da norma IEEE (2012) e as equações apresentadas no Anexo G desta mesma norma. Para todos os cálculos utilizou-se o carregamento em p.u., as temperaturas do transformador e ambiente obtidos a partir do sistema de monitoramento da CEEE. Os dois transformadores analisados neste trabalho são pertencentes a Classe 55°C de isolamento e estão conectados no sistema de distribuição há pelo menos 8 anos.

##### 4.1 Subestação SE-31/13

A Subestação SE-31/13 foi escolhida pelo seu transformador apresentar, em uma análise preliminar, uma média de carregamento abaixo da sua capacidade nominal. Como período de análise, foi escolhido o intervalo de 08 a 10 de fevereiro de 2018 (três dias de amostragem). Os valores encontrados para o modelo térmico deste transformador são apresentados na Tabela 2. Na Fig. 2 são apresentadas as temperaturas e o carregamento dessa subestação no dia mais crítico (08/02/2018).

Tabela 2. Resultados obtidos pelo Modelo Térmico para SE-31/13.

Data	$F_{EQA}$ (p.u.)	Máx. Hot-spot (°C)
08/02/2018	0,0741	83,46
09/02/2018	0,0614	83,71
10/02/2018	0,0023	48,74

##### 4.2 Subestação SE-34/3A

A Subestação SE-34/3A foi escolhida pelo seu transformador apresentar, em uma análise preliminar, uma média de carregamento acima da sua capacidade nominal. Como

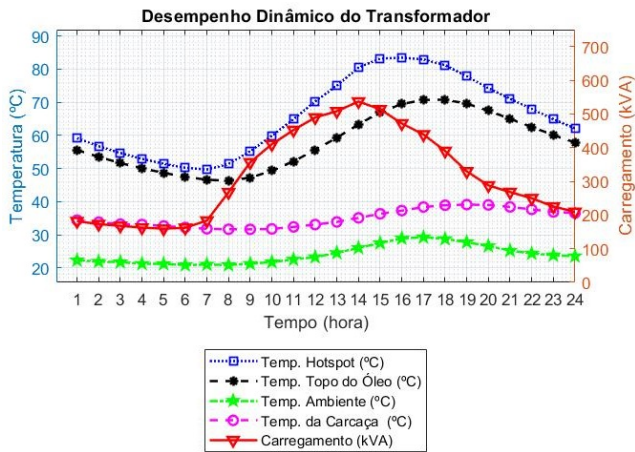


Fig. 2. Temperatura e carregamento para a SE-31/13 (08/02/2018).

período de análise, foi escolhido o intervalo de cinco dias (11/11/2018 à 15/11/2018). Os valores encontrados para o modelo térmico deste transformador são apresentados na Tabela 3. A Fig. 3 apresenta as temperaturas e o carregamento dessa subestação no dia mais crítico (13/11/2018).

Tabela 3. Resultados obtidos pelo Modelo Térmico para SE-34/3A.

Data	$F_{EQA}$ (p.u.)	Máx. <i>Hot-spot</i> (°C)
11/11/2018	0,0353	72,04
12/11/2018	2,8924	117,79
13/11/2018	12,7957	134,45
14/11/2018	5,1580	127,46
15/11/2018	0,0379	72,32

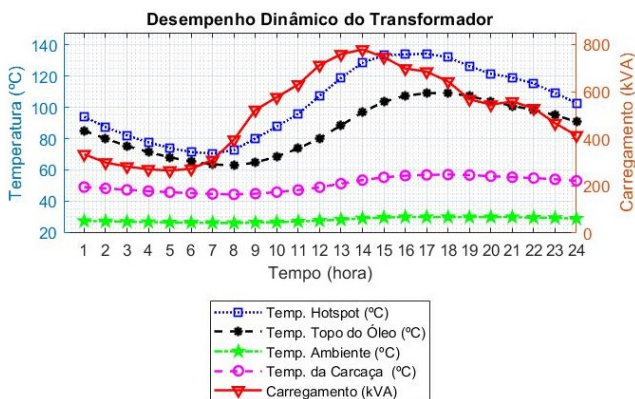


Fig. 3. Temperatura e carregamento para a SE-34/3A (13/11/2018).

## 5. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Aplicando as equações apresentadas no trabalho, é possível efetuar uma avaliação da vida útil e da expectativa de vida restante destes TDs, uma vez conhecido o tempo de operação. Para este estudo de caso, o tempo de operação destes equipamentos é de pelo menos 8 anos, entretanto devido ao histórico de subutilização do TD SE-31/13, pode-se seguramente afirmar que a “vida perdida” é de menos de

50% desse valor. O tempo de vida total considerado para ambos transformadores é de 180 000 horas, conforme sugere a norma da IEEE (2012). Assim, a Tabela 4 apresenta uma comparação da condição de operação analisada para ambos transformadores, bem como uma análise futura de expectativa de vida útil.

Tabela 4. Avaliação dos casos estudados para as subestações SE-31/13 e SE-34/3A

TD	Dias	Env. Equiv. (horas)	$F_{EQA}$	TV (anos)	$Exp_{cvida}$ (anos)
SE-31/13	3	3,3072	0,0459	16,547	$\geq 20,55$
SE-34/3A	5	502,0632	4,1839	12,491	4,633

Conforme pode ser observado, o TD SE-31/13 está subutilizado, de tal forma que durante a maior parte do tempo de operação o carregamento está abaixo da capacidade nominal. Consequentemente, as temperaturas de operação estão abaixo dos limites considerados como determinantes para a aceleração do envelhecimento equivalente.

Pelos cálculos (a partir do conjunto de datas verificado), estima-se que este transformador possui (pelo menos) aproximadamente mais 16,54 anos de tempo de vida, conforme se apresenta na Tabela 4. Porém, caso este baixo carregamento for mantido ao longo do horizonte futuro, e devido o fato da máquina estar em condições controladas como, por exemplo, a baixa variação de temperatura ambiente (devido pertencer a uma rede subterrânea) a expectativa de vida útil restante deste TD excederá os 20,55 anos (já com os descontos dos anos operando). Em outras palavras, este transformador irá operar muito além das 180 000 horas que a norma IEEE (2012) sugere, sendo limitado apenas por fatores de depreciação temporal ainda não determinados.

Para o TD SE-34/3A, a situação está longe de ser adequada, por apresentar uma elevada e contínua operação em sobrecarga. Chegando a elevação da temperatura de *hot-spot* na casa de três algarismos inteiros e com média de aproximados 30°C acima da condição nominal ideal, verifica-se matematicamente e analiticamente que o envelhecimento equivalente está altamente acelerado. Durante este período analisado, verificou-se que este transformador envelheceu 502 horas. Isso gerou um  $F_{EQA}$  de 4,18 p.u. para o período amostrado, ou seja, envelheceu quatro vezes mais do que deveria.

Dentre os dias analisados, destaca-se o dia 13/11/2018 como o mais crítico, nele o  $F_{EQA}$  foi de 12,7957 p.u., representando mais de 307 horas perdidas de vida. Sabe-se, entretanto, que esta condição de índices extremos é atípica, por mais que existe o histórico de ocorrência. Portanto, para realizar a expectativa de vida útil em um horizonte até o seu fim, e mantendo esta sobrecarga, a estatística apresenta a média truncada (que elimina os valores extremos e considera apenas as amostras centrais). Assim, a expectativa da vida útil deste transformador do ponto de vista matemático é de aproximadamente 4,63 anos a partir do conjunto de dados analisado. Em outras palavras, esse transformador se encontra em sinal de alerta para a concessionária. Destaca-se que não necessariamente

este transformador virá a falecer após a estimativa aqui calculada (de quase 5 anos de vida). Pois a mesma leva em conta apenas os dados levantados durante o período de análise. Mas essa previsão pode ser usada pela concessionária para reduzir sua sobrecarga ou mesmo realocar este transformador para outra subestação com menor carga.

## 6. CONCLUSÕES

A partir dos estudos apresentados, verificou-se que o TD SE-31/13 opera com carregamento térmico abaixo dos limites tolerados. Durante a maior parte do tempo, esse transformador está subutilizado, nesse sentido seu fator de envelhecimento é baixo e o tempo de vida útil é superior ao sugerido pela norma. Na prática isso permite que a concessionária possa inserir mais carga nesse dispositivo, por exemplo. Pelas condições até então apresentadas, esse dispositivo não corre nenhum risco térmico de falha a curto prazo.

No entanto, TD SE-34/3A opera em situação crítica, devido o excesso de carregamento ao qual está submetido. Com um  $F_{EQA}$  de 4,18 p.u. em uma análise de 5 dias, observa-se que seu comportamento não é o ideal. Destaca-se, o valor de *hotspot* máximo de 134,45°C, dentre os dias verificados. Isso indica que a concessionária necessita remanejar parte da carga deste dispositivo para outro transformador próximo.

Nas chamadas redes elétricas inteligentes, um dos primeiros avanços significativos vêm acontecendo na área de instrumentação e monitoramento. Para além dos alarmes e avisos das condições de operação, os dados adquiridos possuem informação significativamente relevantes. Neste trabalho, pode-se observar que a correta aplicação da modelagem matemática pode auxiliar no planejamento da operação da rede, bem como subsidiar a prioridade de manutenção em um sistema.

Normalmente as concessionárias possuem limitações orçamentárias para manutenção e substituição de dispositivos. Essa metodologia pode auxiliar o gestor, indicando qual o Transformador tem operado em piores condições. Desta forma, existe uma maior probabilidade de acerto nessa tomada de decisão, substituindo-se o dispositivo com maior probabilidade de falha.

A partir da validação desta metodologia, entende-se que um estudo levando-se em conta um prazo maior de operação, permita identificar melhor esse comportamento. Portanto como trabalhos futuros propõe-se analisar o comportamento desses dispositivos em pelo menos um ano de funcionamento no sentido de propor uma metodologia para a utilização desse volume de dados de monitoramento.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio da Companhia Estadual De Distribuição de Energia do Estado do Rio Grande do Sul (CEEE-D), através do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) pelo Apoio técnico e financeiro. Além disso agradecem ainda, o apoio do CNPq, CAPES/PROEX, FAPERGS e das Instituições de Ensino Superior: Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul (UNIJUÍ),

Universidade Federal de Campina Grande (UFCG) e Universidade Federal de Santa Maria (UFSM).

## REFERÊNCIAS

- BARBOSA, S.R. (2005). Estudo dos efeitos da sobretensão em Transformadores de Potência aliada a Carregamentos Acima da Potência Nominal. In *Dissertação de Mestrado*. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais.
- Barros, P.C.P.S. (2007). Estudo do Sistema Térmico de um Transformador. In *Dissertação de Mestrado*. Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Universidade Técnica de Lisboa.
- da Silva, E.R. (2019). Avaliação do carregamento e do comportamento térmico de Transformadores de Distribuição através da aplicação do Método de Estimação de Estados. In *Dissertação de Mestrado*. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria.
- Feil, D.L.P., da Silva, P.R., Bernardon, D.P., Marchesan, T.B., Sperandio, M., and Medeiros, L.H. (2017). Development of an efficient distribution transformer using amorphous core and vegetable insulating oil. *Electric Power Systems Research*, 144, 268–279.
- IEC (2011a). IEC 60076-1 Power transformers: General. *IEC 60076-1*, 1–147.
- IEC (2011b). IEC 60076-2 Power transformers: Temperature rise for liquid-immersed transformers. *IEC 60076-1*, 1–95.
- IEC (2013). IEC 60076-3 Power transformers: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air. *IEC 60076-1*, 1–234.
- IEEE (2012). Ieee guide for loading mineral-oil-immersed transformers and step-voltage regulators. *IEEE Std C57.91-2011 (Revision of IEEE Std C57.91-1995)*, 1–123.
- Medina, R.D., Romero, A.A., Mombello, E.E., and Ratta, G. (2015). Comparative Study of Two Thermal Aging Estimating Methods for Power Transformers. *IEEE Latin America Transactions*, 13(10), 3287–3293.
- Sönmez, O. and Komurgoz, G. (2018). Determination of Hot-Spot Temperature for ONAN Distribution Transformers with Dynamic Thermal Modelling. In *2018 Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*, 1–9. IEEE.
- Thomas, A. (1971). Thermal Evaluation and Loading of Oil-Immersed Distribution Transformers. In *1971 EIC 10th Electrical Insulation Conference*, 17–20. IEEE.