



Universidade Federal  
de Campina Grande

**Centro de Engenharia Elétrica e Informática**

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

ANÁLISE DO COMPORTAMENTO TÉRMICO DE UM  
TRANSFORMADOR COM UTILIZAÇÃO DE SENSORES  
BASEADOS EM REDES DE BRAGG

Campina Grande, Paraíba  
Dezembro de 2014

Vítor Correia Lima da Silveira

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.*

Sistemas de Processamento de Energia

Orientador:

Tarso Vilela Ferreira, DSc.

Campina Grande, Paraíba.  
Dezembro de 2014

Vítor Correia Lima da Silveira

ANÁLISE DO COMPORTAMENTO TÉRMICO DE UM  
TRANSFORMADOR COM UTILIZAÇÃO DE SENSORES  
BASEADOS EM REDES DE BRAGG

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

Sistemas de Processamento de Energia

Aprovado em            /            /

**Professor Avaliador**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Avaliador

**Professor Tarso Vilela Ferreira**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Orientador, UFCG

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais, Cori e Ariana, que sempre me incentivaram a estudar e puderam me oferecer tudo que sempre precisei.

Aos meus orientadores, Tarso e Jalberth, pela atenção e ensinamentos.

À minha noiva, Larissa, pela paciência e compreensão.

Aos meus amigos, tanto aqueles que conviveram comigo na graduação quanto aqueles que escolheram outros caminhos, pela convivência.

À Empresa Brasileira de Transformadores, pelo equipamento cedido à UFCG para ensaios.

## RESUMO

O transformador é um dos equipamentos mais importantes dos sistemas elétricos, pois promove a variação entre os diferentes níveis de tensão necessários na transmissão, subtransmissão e distribuição. Desta maneira, é bastante desejável a realização do monitoramento contínuo desse equipamento. Técnicas de monitoramento térmico são de suma importância para a medição de temperaturas em pontos estratégicos do equipamento, formando perfis térmicos. Esses perfis são comumente obtidos por meio de sensores como termopares e termorresistores, instalados no topo do óleo, e, partir disso, faz-se a estimativa do ponto mais quente do transformador. Entretanto, esse procedimento está sujeito à baixa exatidão, devido a aproximações e simplificações do modelo térmico adotado. Para mensurar a temperatura diretamente nas partes ativas do transformador, podem-se empregar técnicas de medição baseadas em sensores ópticos, aplicando-os diretamente nos enrolamentos ou muito próximos destes. Os sensores de fibras ópticas possuem importantes vantagens que os tornam uma tecnologia vantajosa quando comparados aos sistemas convencionais: sensibilidade elevada, imunidade a interferências eletromagnéticas, imunidade química e biológica, tamanho e peso reduzidos, capacidade de monitoramento remoto e em tempo real e capacidade de multiplexagem. Desta forma, neste trabalho é apresentado o monitoramento térmico de um transformador de distribuição monofásico aplicando-se medição direta da temperatura em pontos estratégicos (nas proximidades dos enrolamentos, topo do óleo e tanque), fazendo uso de sensores ópticos baseados em Redes de Bragg. Além disso, faz-se uma avaliação dos resultados obtidos, os quais foram confrontados com simulações de temperatura (por meio do método dos Elementos Finitos) e termografias realizadas no transformador. Ainda são apresentadas relações de proporcionalidade entre a medição de temperatura do topo do óleo e a de outros pontos medidos, buscando encontrar uma metodologia alternativa para determinação de temperatura em pontos de interesse do transformador. Também foram estimadas curvas analíticas da temperatura em função do tempo, usando o método dos mínimos quadrados, verificando o grau de correlação das simulações e medições.

**Palavras-chave:** FBG, sensor, transformador.

## ABSTRACT

The transformer is one of the most important equipment in the electric systems, because it promotes the variation among the different voltages required in the transmission, subtransmission and distribution. Thus, it is desirable to monitor this equipment continuously. Thermic monitoring techniques are very important to measure the temperatures in strategic points of the equipment, generating thermic profiles. These profiles are commonly obtained by sensors as thermocouples and thermoresistors, installed on the top of the oil and, from that, the hot spot can be estimated. However, this procedure doesn't have good accuracy due to approximations and simplifications of the adopted thermic model. To gauge the temperature directly from the active parts of the transformer, some techniques based on optical sensors can be used, setting them directly on the windings or very close to it. Fiber optical sensors have important advantages that make them a great technology when compared to the traditional systems: high sensibility, electromagnetic immunity, chemical and biological immunity, reduced size and weight, capacity of real time remote monitoring and multiplexing. Here, it is presented the thermic monitoring of a monophasic distribution transformer using the direct temperature measurement in strategic points (near the windings, top of the oil and the tank), employing Fiber Bragg Gratings. Furthermore, an evaluation of the results is made, which were compared with the thermic simulations (applying the Finite Elements Method) and thermography. Proportionality relations between the measured temperatures of the top of the oil and other points are also shown, in an attempt to find an alternative methodology to estimate the temperature in some points of interest of the transformer. Analytical temperature curves were also estimated, as a time function, applying the Finite Elements Method, verifying the correlation of measurements and simulation.

**Key-words:** FBG, sensor, transformer.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Representação esquemática de uma FBG em fibra óptica .....	15
Figura 2 - Variação do comprimento de onda em função da temperatura .....	17
Figura 3 - Esquemática de medição de temperatura por meio do sensor convencional e FBG .....	20
Figura 4 - Fotografia do sistema de monitoramento Gavea Sensors – OIS – 106.....	28
Figura 5 - Diagrama de blocos representativo da metodologia empregada .....	30
Figura 6 - Modelo esquemático do procedimento experimental e computacional .....	31
Figura 7 - Fotografia da plataforma experimental montada para realização dos procedimentos: (a) transformador de distribuição monofásico; (b) computador concentrador; (c) sistema de monitoramento térmico baseado em FBG; (d) fibras ópticas baseadas em FBG.....	31
Figura 8 - Fotografias do núcleo e da localização dos sensores, em que: (a) geometria do núcleo por uma vista em perspectiva frontal; (b) vista lateral do núcleo, (c) geometria do núcleo por uma vista superior, (d) sensores localizados a 10% e 90 % da altura dos enrolamentos; (e) sensor localizado a 90% da altura dos enrolamentos; (f) núcleo e sensores dispostos no interior do tanque do transformador; (g) sensor localizado no tanque do transformador e (h) configuração usada para inserção dos sensores, no interior do transformador, sem danificá-los .....	32
Figura 9 - a) Vista em perspectiva frontal direita; b) vista em perspectiva frontal esquerda; c) vista posterior e d) modelo em duas dimensões empregado para realização da simulação.....	33
Figura 10 - Curvas de elevação de temperatura obtidas por meio de medição, simulação e modelo matemático, para a condição de aplicação de 100% da corrente nominal .....	36
Figura 11 - Curvas de diminuição de temperatura obtidas por meio de medição, simulação e modelo matemático, para a condição de aplicação de 100% da corrente nominal.....	37
Figura 12 - Distribuição de temperatura no transformador em regime térmico .....	38
Figura 13 - Termografias realizadas para monitoramento da temperatura no tanque do transformador, em que: (a) termografia registrada no início do ensaio e (b) na condição de regime .....	39
Figura 14 - Curvas de regime proporcionais ao topo do óleo.....	41
Figura 15 - Curvas de elevação de temperatura obtidas por meio de medição, simulação e modelo matemático, para a condição de aplicação de 150% da corrente nominal.....	42
Figura 16 - Curvas de diminuição de temperatura obtidas por meio de medição, simulação e modelo matemático, para a condição de aplicação de 150% da corrente nominal .....	43
Figura 17 - Inspeção termográfica quando da chegada ao regime térmico.....	44
Figura 18 - Curvas de elevação de temperatura obtidas por meio de simulação, para a condição de aplicação de carga nominal .....	46
Figura 19 - Curvas de elevação de temperatura do topo do óleo para condição de carga nominal .....	47
Figura 20 - Curvas de regime proporcionais ao topo do topo do óleo.....	48

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Limites de elevação de temperatura em transformadores.....	18
Tabela 2 - Características do transformador empregado .....	26
Tabela 3 - Coeficientes de determinação das curvas de elevação de temperatura e suas expressões matemáticas .....	39
Tabela 4 - Coeficientes de determinação das curvas de diminuição de temperatura e suas expressões matemáticas .....	40
Tabela 5 - Proporções e erros, em regime, das temperaturas nos enrolamentos em relação ao topo do óleo .....	41
Tabela 6 - Coeficientes de determinação das curvas de elevação de temperatura e suas expressões matemáticas .....	44
Tabela 7 - Coeficientes de determinação das curvas de diminuição de temperatura e suas expressões matemáticas .....	45
Tabela 8 - Coeficientes de determinação das curvas de elevação de temperatura e suas expressões matemáticas .....	48
Tabela 9 - Proporções e erros, em regime, das temperaturas nos enrolamentos em relação ao topo do óleo .....	48



# SUMÁRIO

Introdução.....	10
1.1 Contribuições do estudo.....	11
1.2 Objetivos.....	12
1.3 Organização do texto.....	13
2 Fundamentação teórica.....	14
2.1 FBG em fibras ópticas.....	14
2.2 Sensor de temperatura baseado em FBG.....	16
2.3 Inspeção termográfica.....	17
2.4 Temperatura nos enrolamentos de transformadores.....	18
2.5 Aplicação dos sensores de fibras ópticas nos transformadores.....	19
2.6 Trocas de calor em Transformadores.....	20
2.7 Elevação de temperatura segundo NBR 5380.....	22
2.7.1 Elevação de temperatura do topo do óleo.....	22
2.7.2 Procedimento para ensaio de elevação de temperatura.....	22
2.8 Coeficiente de determinação.....	23
2.9 Método dos mínimos quadrados recursivo.....	24
2.9.1 Modelagem para determinação da expressão analítica que representa a elevação e a diminuição da temperatura como função do tempo.....	25
3 Metodologia.....	26
3.1 Características do transformador empregado.....	26
3.2 Sistema de monitoramento de temperatura por meio de FBG.....	27
3.3 Procedimentos experimental e computacional.....	28
3.4 Escolha da localização dos sensores.....	31
4 Resultados.....	35
4.1 Aplicação de 100% da corrente nominal.....	35
4.2 Aplicação de 150% da corrente nominal.....	41
4.3 Simulação correspondente à aplicação da carga nominal.....	46
4.4 Considerações finais.....	49
5 Conclusões.....	50
Referências.....	52

## INTRODUÇÃO

O transformador é um dos equipamentos mais importantes dos sistemas elétricos. Seu princípio de funcionamento baseia-se na indução eletromagnética decorrente do acoplamento entre duas ou mais bobinas através do núcleo fechado, o qual é constituído de material ferromagnético.

Como todo equipamento real, o transformador apresenta perdas, advindas da resistência elétrica dos enrolamentos, da dispersão do fluxo magnético e do processo cíclico de magnetização do núcleo.

Desta forma, falhas em transformadores podem acarretar indisponibilidade de fornecimento, isto é, perda no faturamento, multas pelo aumento dos índices Duração Equivalente de Continuidade (DEC), Frequência Equivalente de Continuidade (FEC), Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC), Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC) e Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC), e isso também proporciona danos tangíveis e intangíveis para a distribuidora. Assim, percebe-se a importância do monitoramento de transformadores a fim de se garantir a manutenção preditiva, de modo que os desligamentos não programados sejam evitados.

Uma forma de reduzir custos é o uso de ferramentas de monitoramento que possibilitem a aquisição de dados que podem ser utilizados para prever uma possível falha do equipamento. Além disso, ferramentas de monitoramento permitem o acompanhamento gradual das condições operativas do equipamento, proporcionando uma otimização das intervenções de manutenção necessárias e a utilização do equipamento até o final de sua vida útil.

A ANEEL estabelece um adicional financeiro por sobrecarga baseado na disponibilização de mais carga com a mesma infraestrutura (ANEEL, 2002). Entretanto, sobrecargas conduzem à elevação da temperatura nos transformadores e o limite da sobrecarga está associado ao ponto mais quente dos enrolamentos durante os intervalos de sobrecarga. Ao mesmo tempo, sabe-se que o conhecimento do comportamento térmico dos transformadores é essencial à sua operação e a temperatura do ponto mais quente tem influência direta na determinação da expectativa de vida do transformador.

Para o conhecimento do comportamento térmico existe a necessidade da medição das temperaturas em pontos estratégicos, formando os perfis térmicos. Os

perfis de temperatura são comumente obtidos por meio de sensores convencionais como, por exemplo, termopares e termorresistores, instalados no topo do óleo. Por meio dessa metodologia, faz-se a estimativa do valor do ponto mais quente do transformador. Entretanto, essa metodologia está sujeita à baixa exatidão no cálculo da temperatura do ponto mais quente devido a aproximações e simplificações do modelo térmico adotado.

A medição de temperatura por meio de sensores de fibras ópticas é uma metodologia alternativa em que os sensores são aplicados diretamente nos enrolamentos do transformador. Assim, podem-se obter: os registros das temperaturas em pontos críticos, a avaliação econômica e segura do carregamento acima do nominal, bem como a detecção de possíveis problemas de refrigeração do transformador.

Pelo exposto, observa-se a importância da correta aplicação de técnicas de monitoramento, obtendo-se resultados de temperatura confiáveis, permitindo o aperfeiçoamento das técnicas de monitoramento atuais e, principalmente, fornecendo dados confiáveis para a validação e desenvolvimento de modelos mais representativos.

Então, neste estudo é realizado o monitoramento térmico de um transformador de distribuição monofásico aplicando-se medição direta da temperatura em pontos estratégicos (nas proximidades dos enrolamentos, topo do óleo e tanque). Para tanto, sensores ópticos baseados em Redes de Bragg (*Fiber Bragg Grating*, FBG) foram usados. Os resultados obtidos dos sensores ópticos foram confrontados com simulações de temperatura (mediante uso do COMSOL Multiphysics<sup>®</sup>) e termografias realizadas no transformador. Foram deduzidas expressões matemáticas que modelam os comportamentos de aquecimento e resfriamento para as diversas condições de carregamento (tanto para medições quanto para simulações). Além disso, buscou-se encontrar uma proporcionalidade, para regime permanente, entre as temperaturas do topo do óleo e em outros pontos medidos, de forma a encontrar um método simples de estimativa de temperatura a partir de uma medição.

## 1.1 CONTRIBUIÇÕES DO ESTUDO

As principais contribuições deste trabalho são as seguintes:

- Revisão bibliográfica aprofundada a respeito do uso de sensores baseados em redes de Bragg para medição de temperatura em transformadores;

- Verificação das dificuldades encontradas para medições das temperaturas nos enrolamentos de transformadores utilizando sensores baseados em FBG;
- Verificação das vantagens e desvantagens encontradas na aplicação de sensores baseados em FBG, inspeção termográfica e simulações computacionais para monitoramento térmico em transformadores;
- Comparação gráfica e numérica de medições e simulações térmicas em um transformador de distribuição;
- Os resultados apresentados podem servir de base para os estudos relacionados ao monitoramento da vida útil do equipamento e também do tempo em que o equipamento pode ficar submetido à sobrecarga.

## 1.2 OBJETIVOS

Neste projeto propõe-se a aplicação de sensores de fibra óptica baseados em FBG para realizar o monitoramento térmico de um transformador de distribuição monofásico.

Ainda serão buscados os seguintes objetivos:

- Estudar as vantagens e desvantagens dos sensores de fibras ópticas baseados em FBG;
- Estudar as vantagens e desvantagens de outras técnicas de monitoramento térmico em transformadores, visando a destacar o uso de sensores de fibras ópticas baseados em FBG;
- Verificar as dificuldades encontradas para medições das temperaturas nos enrolamentos de transformadores utilizando sensores baseados em FBG;
- Utilizar um sistema de medição que converterá a grandeza óptica em térmica, para medição das temperaturas nos enrolamentos do transformador de distribuição;
- Utilizar a medição de temperatura por radiação infravermelha e simulações computacionais para realizar um comparativo com os resultados obtidos mediante o sensoriamento óptico;

- Elaborar expressões matemáticas para modelar os comportamentos de aquecimento e resfriamento nas medições e simulações realizadas, com base na IEC 60076-7;
- Estimar constantes de proporcionalidade para o regime permanente, de modo a propor um método bastante simples de estimativa de temperaturas em diversos pontos do transformador a partir da medição no topo do óleo.

### 1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

No capítulo 2 é apresentado o embasamento teórico para facilitar o entendimento do assunto. No capítulo 3 é feita uma revisão acerca do tema, além da metodologia empregada para realização do monitoramento térmico de um transformador de distribuição monofásico, aplicando-se medição da temperatura nos enrolamentos, ou em suas proximidades. Os resultados são apresentados no capítulo 4, seguido das conclusões e referências bibliográficas.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Nesta seção é apresentada a fundamentação teórica, visando a facilitar o entendimento deste trabalho. Serão abordados temas que mostraram-se fundamentais para a execução dos experimentos.

### 2.1 FBG EM FIBRAS ÓPTICAS

A FBG é uma microestrutura de dimensões reduzidas (inferior a 1 cm) que pode ser introduzida em uma porção do núcleo de uma fibra óptica. Essa microestrutura consiste numa alteração, periódica e localizada, do índice de refração que, quando iluminada convenientemente, reflete luz com características dependentes da influência de várias grandezas físicas. (VIDAL, 2009).

As duas características essenciais que tornam os sensores de Bragg tão utilizáveis para aplicações em Engenharia são: capacidade de multiplexagem e autorreferenciação. A multiplexagem permite que inúmeros sensores possam ser integrados numa fibra óptica e interrogados recorrendo a um único equipamento. Por sua vez, a autorreferenciação garante que as medições podem ser sempre feitas tendo como referência a primeira medição (feita quando da fabricação do sensor, ou da instalação do mesmo), permitindo a medição de grandezas com caráter absoluto, das quais o exemplo mais comum é a temperatura (VIDAL, 2009).

As FBG em fibra óptica constituem um tipo de segmento de redes de difração que atuam de forma intrínseca à propagação ao longo das fibras ópticas, permitindo a filtragem e reflexão de certos comprimentos de onda do espectro da luz incidente e a transmissão sem perdas dos restantes. Na Figura 1 é apresentado o conceito associado ao funcionamento das FBG.

O comportamento evidenciado na Figura 1 é alcançado mediante a modificação periódica do índice de refração,  $n_{núcleo}$ , de pequenas seções do núcleo da fibra fazendo com que este se torne ligeiramente superior ao nominal. Em resultado, a estrutura irá transmitir a maioria dos comprimentos de onda da luz refletindo outros, específicos, atuando de uma forma idêntica a um filtro ressonante. Quando a luz que se propaga no núcleo da fibra óptica incide nesta estrutura, certa porção é dispersada em cada período

de modulação. Em condições específicas, a dispersão acontece em fase para o modo contra propagante e é estabelecida uma forte condição de ressonância denominada por condição de Bragg, a qual é apresentada na expressão (1).

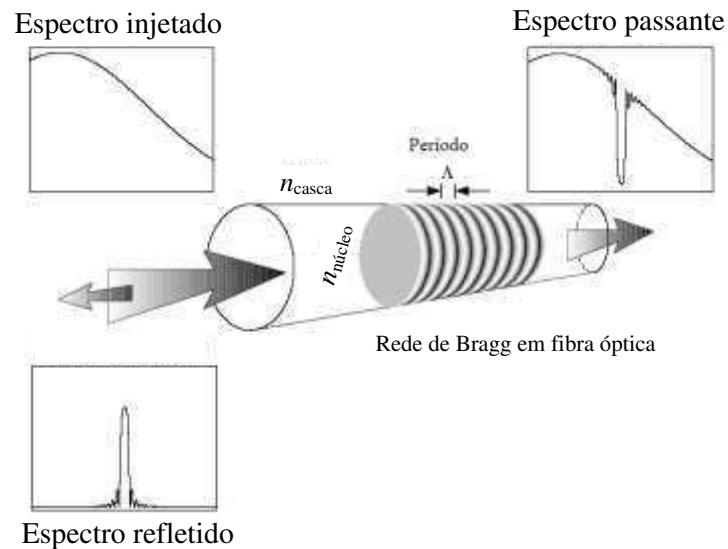


Figura 1. Representação esquemática de uma FBG em fibra óptica (VIDAL, 2009).

$$\lambda_{Bragg} = 2n_{núcleo}\Lambda \quad (1)$$

Na expressão (1):  $n_{núcleo}$  representa o índice de refração efetivo do núcleo,  $\lambda_{Bragg}$  é o comprimento de onda de ressonância da rede de difração (ou comprimento de onda de Bragg) e  $\Lambda$  corresponde ao período de modulação. A reflexão da luz que se propaga ao longo da fibra é assim possível para uma gama restrita de comprimentos de onda para os quais a condição de Bragg é satisfeita.

Os sensores que possuem na sua constituição FBG são apropriados à integração direta no material que compõe as estruturas a monitorar. Podem ser inseridos diretamente em cimento, plásticos ou materiais compósitos ou acoplados a materiais auxiliares como a sílica ou metal, para possibilitar a medição de grandezas físicas de interesse (VIDAL, 2009).

As reduzidas perdas de transmissão de sinal em longas distâncias tornam viáveis a sua utilização para monitorar equipamentos e estruturas, tais como transformadores, máquinas elétricas, linhas de transmissão, pontes, barragens, etc. Uma das desvantagens da utilização de fibras ópticas baseadas em FBG está na sua fragilidade e até na possibilidade de realização de uma medição de maneira invasiva, como forma de obtenção de resultados mais precisos.

## 2.2 SENSOR DE TEMPERATURA BASEADO EM FBG

As FBG, como parte integrante da fibra óptica, são sensíveis à aplicação de grandezas físicas, na mesma medida que a própria matriz de sílica (material que constitui o núcleo da fibra óptica). As propriedades espectrais das FBG dependem diretamente de grandezas como a temperatura e a tensão mecânica.

A aplicação de qualquer grandeza que provoque uma alteração do índice de refração ou do período da modulação do índice induz um desvio no comprimento de onda ressonante. O princípio básico de operação dos sensores de Bragg baseia-se, então, na medição dos desvios em comprimento de onda induzidos na condição de ressonância por variação, entre outros, da temperatura.

A sensibilidade à temperatura dos sensores de Bragg resulta da expansão térmica da matriz sílica e da dependência do índice de refração com a temperatura. Assim, para uma variação da temperatura  $\Delta T$ , sendo  $\alpha$  o coeficiente de expansão térmica e  $\xi$  o coeficiente termo-óptico da sílica, o correspondente desvio na ressonância de Bragg é dado pela expressão (2).

$$\Delta\lambda_{Bragg} = \lambda_{Bragg}(\alpha + \xi)\Delta T \quad (2)$$

No caso da sílica, o coeficiente de expansão térmica tem o valor de  $0,55 \times 10^{-6} \text{ K}^{-1}$  e o coeficiente termo-óptico possui o valor de  $5,76 \times 10^{-6} \text{ K}^{-1}$ , pelo que, na presença de variações de temperatura, a alteração do comprimento de onda ressonante é dominada pela variação do índice de refração, provocado pela própria variação de temperatura.

Na Figura 2 é apresentada a variação do comprimento de onda da resposta espectral em função da temperatura, para um comprimento de onda de 1550 nm (VIDAL, 2009).

As inúmeras aplicações passíveis de utilização deste conceito tecnológico, tanto no contexto de equipamentos elétricos, como na construção civil ou em ambiente laboratorial, necessitam que as FBG permaneçam minimamente protegidas do manuseamento direto, de elementos externos agressivos e também se adequem estrutural e fisicamente à sua finalidade de monitoramento, pois requerem a necessidade de aplicação de encapsulamento projetado para as mais diversas solicitações.



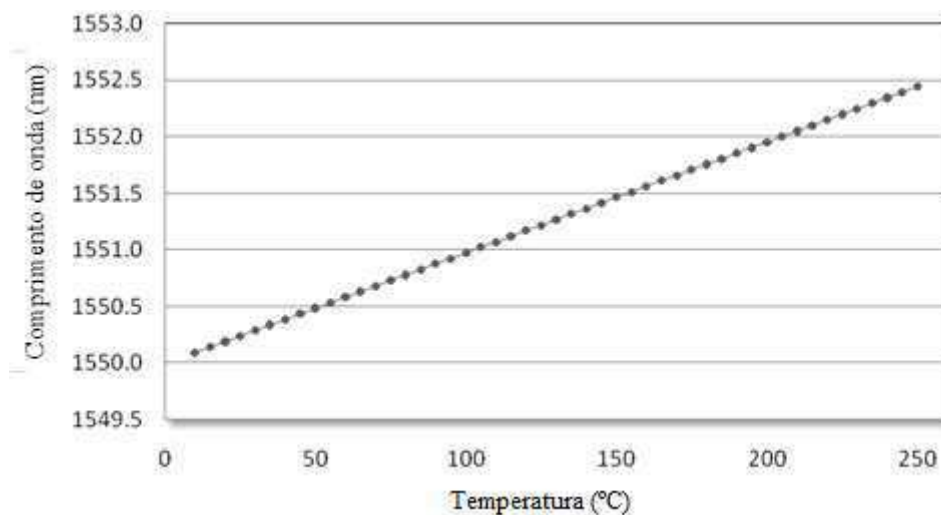


Figura 2. Variação do comprimento de onda em função da temperatura (VIDAL, 2009).

### 2.3 INSPEÇÃO TERMOGRÁFICA

A inspeção termográfica (termografia) é uma técnica não destrutiva que utiliza os raios infravermelhos para medir temperaturas ou observar padrões diferenciais de distribuição de temperatura, com o objetivo de propiciar informações relativas à condição operacional de um componente, equipamento ou processo. A termografia se apresenta como uma técnica de inspeção extremamente útil, uma vez que permite realizar medições sem contato físico com a instalação, verificar equipamentos em pleno funcionamento e inspecionar grandes superfícies em pouco tempo.

O equipamento utilizado nas inspeções termográficas é o termovisor, que é capaz de representar graficamente a emissão de radiação infravermelha de objetos. Após a coleta das imagens termovisivas, realiza-se a comparação entre imagens de equipamentos perfeitos e equipamentos que apresentam gradientes de temperatura suspeitos, podendo detectar assim os defeitos. Existem *softwares* desenvolvidos para a posterior análise das informações termográficas obtidas, permitindo que os dados sejam empregados em análises preditivas (FLIR, 2006).

Um aspecto importante na realização de inspeções termovisivas é a emissividade do material. Trata-se da relação entre o poder emissivo de um corpo qualquer e a de um corpo negro, podendo ter um máximo igual à unidade (copo negro) e, um mínimo igual a zero (WANDERLEY NETO *et al.*, 2006). Um ajuste de emissividade equivocado no termovisor pode levar a conclusões equivocadas, prejudicando a tomada de decisão.

A desvantagem do uso da termovisão está no custo do equipamento, e, para esse projeto em particular, não é possível realizar um comparativo direto com as fibras ópticas que se localizam no interior do equipamento monitorado, uma vez que a técnica da termografia é não invasiva.

## 2.4 TEMPERATURA NOS ENROLAMENTOS DE TRANSFORMADORES

Um dos parâmetros necessários para determinar a capacidade de carga de um transformador é o ponto de maior elevação de temperatura, quando o equipamento está operando com carga nominal. Essa temperatura não deve exceder 55°C de acordo com a norma (ABNT, 1993), a qual estipula os limites de elevação de temperatura, tal como apresentado na Tabela 1. Entretanto, para grandes transformadores e em pontos localizados, essa temperatura pode ultrapassar 200°C.

Tabela 1. Limites de elevação de temperatura em transformadores.

Tipo de transformadores	Limites de elevação de temperatura (°C)		
	Dos enrolamentos		
	Método da variação de resistência		
	Circulação do óleo natural ou forçada sem fluxo de óleo dirigido	Circulação forçada de óleo com fluxo dirigido	Do ponto mais quente
<b>Sem conservador ou sem gás inerte acima do óleo</b>	55	60	65

Os métodos convencionais de determinação dos perfis térmicos de avaliação requerem simulações após a medição da temperatura do óleo e também apresentam tempo de resposta lento, podendo variar de três a cinco horas, e seus erros aumentam quando o transformador opera em sobrecarga ou quando as temperaturas estão muito elevadas. Tais erros fazem com que temperaturas muito altas ocorram sem o conhecimento dos operadores, principalmente durante carregamentos transitórios (LEE, 2014).

## 2.5 APLICAÇÃO DOS SENSORES DE FIBRAS ÓPTICAS NOS TRANSFORMADORES

O sensoriamento com fibra óptica pode medir a temperatura diretamente dos enrolamentos do transformador, o que leva a obter informações mais precisas e eficazes, desde o processo de fabricação, até a manutenção preditiva. Dados mais precisos na medição permitem avaliar o projeto do transformador e a qualidade da produção, maximizar de modo seguro a carga sem danificar o isolamento nem reduzir a sua vida.

Dentre os benefícios que podem advir da aplicação de sensores ópticos de temperatura, estendendo assim a vida útil do transformador, destacam-se (LEE, 2014):

- Capacidade de fornecer a real capacidade de carregamento dinâmico;
- Possibilidade de estabelecer, de modo preciso, uma linha base de temperatura, durante a fabricação, a qual pode ser referida no futuro, medindo os mesmos locais durante a vida do transformador;
- Detecção do mau funcionamento do sistema de resfriamento;
- Acompanhamento das atividades de manutenção corretiva;
- Permite o controle de resfriamento diretamente do ponto quente do enrolamento.

Zimmermann e outros (2006) descreveram o princípio de funcionamento dos sensores FBG em fibras ópticas bem como aplicações desses sensores em sistemas elétricos. Em se tratando de transformadores, os autores do trabalho relataram sobre a medição de temperatura diretamente nos enrolamentos do equipamento mediante as FBG, substituindo o cálculo do ponto mais quente com base na medição de temperatura do topo do óleo do equipamento.

Para exemplificar a diferença nos modos de inserção e alocação dos sensores por meio do método convencional em relação ao sensoriamento FBG, na Figura 3 é apresentado o esquemático de um transformador de potência utilizando os dois métodos de medição de temperatura.

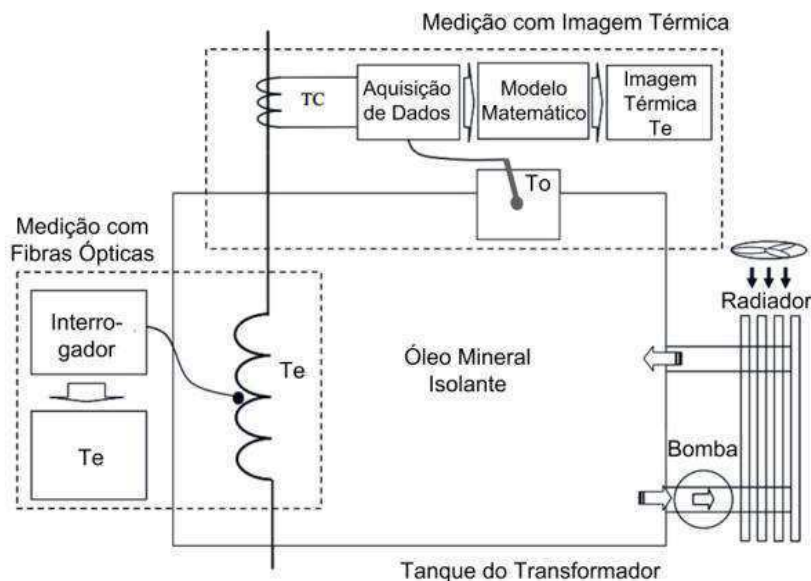


Figura 3. Esquemática de medição de temperatura por meio do sensor convencional e FBG (Zimmermann et al., 2006).

Nota-se, na Figura 3, que o sensor em FBG pode ser instalado diretamente nos enrolamentos do transformador, ao passo que, para os sensores convencionais, a instalação deve ser feita no topo do óleo. Nesse caso, a temperatura do ponto mais quente é estimada, mediante um modelo matemático, com base na leitura da temperatura desse sensor (FARIA, PARENTONI e MARTINEZ, 2012).

## 2.6 TROCAS DE CALOR EM TRANSFORMADORES

As trocas de calor e as análises térmicas ocorrentes em transformadores estão correlacionadas com o seu carregamento. A análise do comportamento térmico de transformadores frente a carregamentos superiores ao nominal permite estimar o tempo necessário para que sejam atingidas as condições nominais de temperatura. Valores acima do admissível podem comprometer a vida útil do transformador, bem como dos seus componentes isolantes.

O cálculo para o tempo de carregamento de um transformador, até que ele atinja a temperatura nominal de operação, depende de diversos fatores, tais como: temperatura ambiente, sistema de refrigeração, dimensionamento das perdas, entre outros.

O equacionamento tem como objetivo a operação de transformadores em valores de temperatura especificados pelas normas, de acordo com a classe térmica dos materiais empregados (GEORGILAKIS, 2009). A operação em regime superior à

potência nominal são prejudiciais à vida útil dos equipamentos, caso permaneçam por qualquer intervalo de tempo após ter atingido temperaturas ligeiramente superiores à nominal de operação, reduzindo a vida útil dos materiais empregados na sua construção. Vale ressaltar que tal estudo é necessário devido à característica variável das cargas supridas pelos transformadores (PICANÇO, 2009).

Além disso, a energia térmica tem origem na circulação de corrente pelos condutores (perdas Joule, magnetização e desmagnetização do núcleo, perdas Foucault). Adicionalmente, o equipamento pode absorver calor do ambiente por condução e radiação térmica. Portanto, para que ocorra dissipação dessa energia, os transformadores, imersos em óleo, transferem calor por condução (entre carcaça e ambiente) e por radiação (REIS, 2007).

A presença de óleo nos transformadores, além de representar um meio isolante entre as partes energizadas, facilita a troca de calor destas partes com o ambiente. Por convecção do óleo, há um contínuo processo de absorção de calor das partes ativas e troca deste com o ambiente.

Destaca-se que a temperatura de operação do transformador é estimada mediante a leitura do valor de temperatura no topo do óleo. As partes ativas, enrolamentos e núcleo, trocam calor diretamente com o óleo e por convecção; as partículas mais quentes tendem ao topo do tanque. Ao ceder calor ao ambiente, essas partículas esfriam e descem.

O comportamento térmico do transformador frente à aplicação de carga corresponde a um sistema de primeira ordem (JORDÃO, 2002). Uma modelagem matemática é dada pela exponencial apresentada na Expressão 3.

$$\Delta\theta(t) = \Delta\theta_{m\acute{a}x}(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}) \quad (3)$$

Na Expressão 3:  $\Delta\theta(t)$  corresponde à variação de temperatura no instante  $t$ ,  $\Delta\theta_{m\acute{a}x}$  é a diferença máxima de temperatura entre o transformador e o ambiente e  $\tau$  é a constante de tempo. Os parâmetros  $\Delta\theta_{m\acute{a}x}$  e  $\tau$  podem ser estimados utilizando-se o método dos mínimos quadrados recursivo, o qual será descrito na seção 2.10. Semelhante análise pode ser realizada para o resfriamento. Com base na IEC 60076-7, pode-se fazer a modelagem com uso da Expressão 4:

$$\Delta\theta(t) = \Delta\theta_{m\acute{a}x}(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}) \quad (4)$$

Aqui, tem-se uma outra constante de tempo  $\tau'$ , mas todos os parâmetros também foram estimados da mesma forma que para a Expressão 3.

## 2.7 ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA SEGUNDO NBR 5380

Os ensaios de elevação de temperatura em transformadores, imersos em óleo, incluem a determinação da elevação da temperatura do topo do óleo e das elevações de temperatura dos enrolamentos.

Além disso, para fins de determinação da elevação de temperatura dos enrolamentos sobre o ar ambiente, é necessário obter a temperatura do óleo isolante.

### 2.7.1 ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA DO TOPO DO ÓLEO

A elevação de temperatura do topo do óleo deve ser obtida subtraindo-se a temperatura do meio refrigerante da temperatura do topo do óleo quando o transformador for alimentado com as perdas totais. A potência absorvida deve ser mantida num valor constante. Se as perdas totais não puderem ser aplicadas, o ensaio pode ser efetuado com perdas menores, as mais próximas possíveis das totais e não inferiores a 80% delas. A seguinte correção deve ser, então, aplicada à elevação de temperatura do topo do óleo, de acordo com a Expressão 5.

$$\Delta\theta_0 = \Delta\theta_r \left( \frac{W_0}{W_{0r}} \right)^n \quad (5)$$

Na expressão:  $\Delta\theta_0$  é a elevação de temperatura do óleo sobre a temperatura do meio refrigerante, com perdas totais, em °C;  $\Delta\theta_r$  representa a elevação de temperatura do óleo sobre a temperatura do meio refrigerante, com perdas reduzidas, em °C;  $W_0$  são as perdas totais, em W;  $W_{0r}$  são as perdas reduzidas, em W e  $n$  é um expoente que depende do tipo de circulação do meio refrigerante externo, sendo igual a 0,8 para circulação natural do ar e 1,0 para circulação forçada do ar ou resfriamento de água.

### 2.7.2 PROCEDIMENTO PARA ENSAIO DE ELEVAÇÃO DE TEMPERATURA

Os transformadores devem estar completamente montados, com todos os acessórios ao seu funcionamento normal e, quando for o caso, cheios de óleo até o nível

marcado. O ensaio deve ser feito num lugar isento de correntes de ar. A temperatura ambiente deve ser medida por meio de vários termômetros ou pares termoeletrônicos, os quais devem ser protegidos de corrente e irradiação anormal de calor, inclusive irradiação do próprio transformador. Deve ser considerada como temperatura ambiente a média das leituras feitas nestes termômetros. A temperatura do ar de resfriamento deve ser a mais constante possível durante o ensaio, especialmente durante a última quarta parte.

Deve-se ter certeza que a maior elevação de temperatura não exceda o limite fixado na NBR 5356, mesmo se o ensaio for continuado até equilíbrio térmico. As temperaturas devem ser lidas, sempre que possível, durante o funcionamento, bem como após o desligamento da alimentação. O ensaio não deve ser considerado completo, enquanto o incremento de temperatura não for inferior a 3°C em uma hora.

Deve ser demonstrado que a elevação de temperatura da camada superior do óleo não varia mais de 1°C, durante três horas consecutivas. Neste caso, é permitido abreviar o ensaio usando-se sobrecarga ou restringindo-se o resfriamento no início do ensaio.

As condições gerais para transformadores imersos em óleo com resfriamento natural, e transformadores imersos em óleo com ventilação forçada são as seguintes:

- Medir a temperatura do meio refrigerante, que é a temperatura ambiente;
- Se esta temperatura estiver compreendida entre 10°C e 40°C não deve ser aplicado o fator de correção.

## 2.8 COEFICIENTE DE DETERMINAÇÃO

O coeficiente de determinação ( $R^2$ ) pode ser utilizado para avaliar o quanto funções regressoras ajustam-se a valores de grandezas medidas em experimentos. Desta forma, esse coeficiente indica o quanto um modelo matemático consegue adequar-se aos valores observados de certa variável medida, seja ela corrente, tensão, temperatura, etc.

O  $R^2$  varia entre 0 e 1, e quanto maior for seu valor, melhor o modelo ajusta-se à amostra (CAMERON *et al.*, 1997). A forma de calcular este parâmetro está na Expressão 6.

$$R^2 = 1 - \frac{SSE}{SST} \quad (6)$$

em que  $SSE$  é o somatório da diferença dos quadrados entre o sinal em estudo e o sinal modelo e  $SST$  é o somatório da diferença dos quadrados entre o sinal em estudo e a média deste sinal.

O coeficiente de determinação foi utilizado como parâmetro numérico para avaliar as modelagens matemáticas que serão apresentadas como resultados do trabalho.

## 2.9 MÉTODO DOS MÍNIMOS QUADRADOS RECURSIVO

O método dos Mínimos Quadrados Recursivo (MQR) é uma técnica em que são estimados, iterativamente, por mínimos quadrados, os parâmetros desconhecidos. Este método é amplamente utilizado para identificação de sistemas e estimação de parâmetros de modelos (ASTROM e WITTENMARK, 1990).

O MQR proporciona monitoramento da estimação, podendo atingir o valor esperado antes do critério de parada, o que ocasiona redução de esforço computacional.

Nas Expressões 7, 8 e 9 tem-se o conjunto de expressões matemáticas que podem ser utilizadas para implementação do algoritmo do MQR.

$$\alpha(k+1) = \alpha(k) + K(k) * [Y_{k+1} - \varphi^T(k+1) * \alpha(k)]^2 \quad (6)$$

$$K(k) = P(k) * \varphi(k+1) * [\lambda + \varphi^T(k+1) * P(k) * \varphi(k+1)]^{-1} \quad (7)$$

$$P(k+1) = \frac{[1 - K(k) * \varphi^T(k+1) * P(k)]}{\lambda} \quad (8)$$

em que  $\alpha$  é o vetor de parâmetros desconhecidos,  $K$  é chamada matriz de ganho,  $P$  é uma matriz proporcional à matriz de covariância de  $\alpha$ ,  $y$  representa valores medidos do sinal em estudo,  $I$  é a matriz identidade,  $\lambda$  é chamado fator de esquecimento e  $\varphi$  corresponde às funções de aproximação que representam o modelo.

O valor do fator de esquecimento fornece o peso que será dado às observações passadas, e seu valor normalmente varia entre 0,9 e 1. Assim, quando seu valor é 1, significa dizer que 100 % das observações passadas serão consideradas na estimativa, e quando seu valor é 0,9, apenas 90 % das amostras passadas serão consideradas.

Neste trabalho é utilizado um fator de esquecimento igual 1, o qual fornece às propriedades da estimação recursiva clássica, em que a estimativa mais atual é feita baseando-se nas estimativas anteriores.



No entanto, é importante ressaltar que o ajuste do fator de esquecimento favorece a rapidez e exatidão do algoritmo (ASTROM e WITTENMARK, 1990; AGUIRRE, 2004).

### 2.9.1 MODELAGEM PARA DETERMINAÇÃO DA EXPRESSÃO ANALÍTICA QUE REPRESENTA A ELEVAÇÃO E A DIMINUIÇÃO DA TEMPERATURA COMO FUNÇÃO DO TEMPO

A determinação da expressão analítica que representa a elevação da temperatura como função do tempo pode ser determinada pelo MQR. Para tanto, basta determinar as funções de aproximação que serão utilizadas para modelar a elevação da temperatura como função do tempo. Neste caso, foi utilizada uma função exponencial, assim como proposto por Ferraz e outros (2012).

Para avaliar o grau de adequação das expressões analíticas aos valores observados utilizou-se o coeficiente de determinação ( $R^2$ ).

Assim, as funções consideradas podem ser vistas nas Expressões 10 e 11.

$$Y(x) = a * (1 - e^{-bx}) \quad (10)$$

$$Z(x) = c * (e^{-dx}) \quad (11)$$

em que  $Y$  e  $Z$  são funções de  $x$  e  $a$ ,  $b$ ,  $c$  e  $d$  são os parâmetros desconhecidos, os quais podem ser estimados usando o MQR.

### 3 METODOLOGIA

Como procedimento inicial da metodologia adotada, foi realizada uma revisão bibliográfica aprofundada referente ao tema pesquisado, mediante livros, artigos científicos, dissertações, teses e normas regulamentadoras, conforme destacado no Capítulo 2.

Posteriormente foram definidos os procedimentos experimentais e levantadas as características do transformador empregado, assim como do sistema de monitoramento térmico utilizado. Adicionalmente, são apresentados os procedimentos experimental e computacional adotados para realização do monitoramento térmico do transformador de distribuição usado para desenvolvimento deste projeto.

#### 3.1 CARACTERÍSTICAS DO TRANSFORMADOR EMPREGADO

A fim de que os objetivos do trabalho fossem alcançados, foi empregado um transformador de distribuição monofásico, conforme detalhado na Tabela 2.

Tabela 2. Características do transformador empregado.

<b>Características</b>	<b>Transformador de distribuição</b>
<b>Potência (kVA)</b>	5
<b>Fases</b>	1
<b>Frequência (Hz)</b>	60
<b>Material do Núcleo</b>	Fe <sub>78</sub> B <sub>13</sub> Si <sub>9</sub>
<b>Corrente nominal do enrolamento primário (A)</b>	0,239
<b>Corrente nominal do enrolamento secundário (A)</b>	11,36
<b>Relação de transformação</b>	20900/440
<b>Massa (kg)</b>	104
<b>Volume (litros)</b>	33
<b>Impedância percentual (%)</b>	3,07

## 3.2 SISTEMA DE MONITORAMENTO DE TEMPERATURA POR MEIO DE FBG

A medição e monitoramento da temperatura em pontos de interesse no transformador foi realizada por meio de um sistema baseado em FBG, modelo *Gavea Sensors* – OIS – 106. Um computador pessoal (PC) é necessariamente conectado via cabo USB ao OIS-106 para que o aparelho possa ser operado.

O sistema é composto por um *software* (GS – OIS – 106 – versão 1.0), o qual é um aplicativo para *Windows*, e também realiza configuração dos ensaios, calibração, teste, medição, visualização e gravação de dados.

A instalação do *software* inclui arquivos dinâmicos com as curvas de calibração e número de série dos termômetros ópticos que podem ser conectados a seis canais, chamados de S1, S2, S3, S4, S5 e S6. Entretanto, uma das fibras estava danificada, restando, portanto cinco canais.

O sistema de monitoramento possui as seguintes características:

- Já é configurado para iniciar as medições mediante os sensores de fibras ópticas baseados em FBG. Além disso, o *software*, inicialmente, realiza um autoajuste dos canais em função do transdutor utilizado. Este autoajuste alterará o “*offset*” da curva de calibração do arquivo (expressão polinomial) correspondente ao termômetro.
- Para realizar o ajuste, recomenda-se a utilização de um termômetro padrão com exatidão melhor que 0,1°C e imergir, num banho, os outros cinco sensores ópticos cujos cabos ópticos já estejam posicionados no local do ensaio. Quando for verificado no gráfico que os sinais dos termômetros não mais se alteram, ajusta-se a temperatura de referência do ensaio. A partir deste ponto, todos os termômetros estão ajustados à temperatura de referência.
- O sistema grava apenas um ponto ou todos os pontos (continuamente) do ensaio realizado.
- O arquivo gravado pode ser aberto no Excel e organizado segundo o canal utilizado.

- Na tela inicial, o usuário também pode alterar o tempo de leitura para otimizar o número de dados armazenados e, ainda, quantas leituras por termômetro óptico.
- GS-OIS-106 apresenta uma interface com o usuário simplificada e de simples acesso e manipulação. O programa é compilado com Labview 7.1

Na Figura 4 é apresentada uma fotografia do dispositivo capaz de realizar a leitura, processamento e interpretação de dados oriundos das medições dos sensores, o *Gavea Sensors – OIS – 106*, bem como do PC empregado no controle e interface do aparelho com o usuário.



Figura 4. Fotografia do sistema de monitoramento *Gavea Sensors – OIS – 106*.

### 3.3 PROCEDIMENTOS EXPERIMENTAL E COMPUTACIONAL

O procedimento para ensaio de elevação de temperatura foi conduzido com base na metodologia clássica descrita nas normas (ABNT, 1993), (ABNT, 1993), (ABNT, 1997) e (ABNT,1999). O ensaio teve por objetivo levantar o comportamento térmico do topo do óleo em processo de aquecimento e resfriamento, caracterizado por suas

respectivas curvas. Os experimentos foram realizados no Laboratório de Alta Tensão (LAT) da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG).

O transformador foi colocado em ambiente controlado de modo a minimizar as variações de temperatura, além da presença de sensores térmicos para realização do monitoramento da temperatura ambiente. Durante a realização do ensaio, o transformador não foi submetido a tensões e correntes nominais simultaneamente.

Assim, utilizando o sistema de monitoramento *Gavea Sensors – OIS – 106*, realizou-se o ensaio de elevação de temperatura do topo do óleo por meio do ensaio de curto-circuito no transformador. Para ajustar a tensão, até que circulasse no enrolamento de baixa tensão a corrente nominal, foi empregado um autotransformador. Simultaneamente, foram registradas as temperaturas e, após isso, calculada a elevação de temperatura do topo do óleo com base nas orientações da NBR 5380. O ensaio era mantido energizado e com aquisição dos dados térmicos, via OIS-106, até que o equilíbrio térmico fosse atingido. Considerou-se atingido o equilíbrio térmico quando a variação acumulada do gradiente de temperatura do topo do óleo fosse inferior a 1°C nas últimas três horas.

Desta forma, na realização dos procedimentos experimental e computacional, foram adotadas as seguintes etapas:

- i. Abrir o transformador para verificação de lugares onde seriam colocados os sensores de fibra óptica baseados em FBG;
- ii. Escolher os pontos onde seriam colocados os sensores de fibra óptica baseados em FBG (ilustrados na Figura 9);
- iii. Colocar os sensores para realização da medição e monitoramento da temperatura no transformador;
- iv. Fechar o transformador com os sensores dispostos em suas respectivas localizações;
- v. Realizar o ensaio de curto circuito no transformador para as respectivas percentagens da corrente nominal: 100% e 150%;
- vi. Realizar uma simulação que represente o comportamento do transformador em carga nominal;
- vii. Medir e monitorar a temperatura para as duas condições citadas no item anterior até que o regime térmico seja alcançado;

- viii. Desligar o circuito após o regime térmico ser atingido e realizar a medição e monitoramento da temperatura até que o transformador entre em regime térmico novamente (resfriamento);
- ix. Registrar os dados de temperatura dos sensores durante a elevação e diminuição da temperatura nos pontos de interesse;
- x. Medir a temperatura externa, por meio de inspeção termográfica, da superfície do transformador durante a elevação e decaimento da temperatura;
- xi. Realizar o tratamento dos dados utilizando o ambiente Matlab<sup>®</sup>;
- xii. Realizar simulações térmicas para o transformador empregado;
- xiii. Comparar os resultados do sistema de monitoramento térmico com os obtidos mediante inspeção termográfica e simulação.
- xiv. Determinar a curva de elevação de temperatura do topo do óleo para as condições de aplicação de 100% e 150% da corrente nominal;
- xv. Determinar, por meio de simulação, a curva de elevação do topo do óleo para a condição de carga nominal;
- xvi. Estimar expressões, por meio do MQR, que representem a elevação e a diminuição da temperatura do topo do óleo como função do tempo para as condições: aplicação de 100% e 150% da corrente nominal e carga nominal;
- xvii. Estimar constantes de proporcionalidade para o regime permanente de modo a estimar de maneira simplificada as temperaturas em diversos pontos do transformador, tendo como base a medição no topo do óleo;
- xviii. Realizar a análise e comparação dos resultados.

O diagrama de blocos que representa a metodologia empregada está ilustrado na Figura 5.

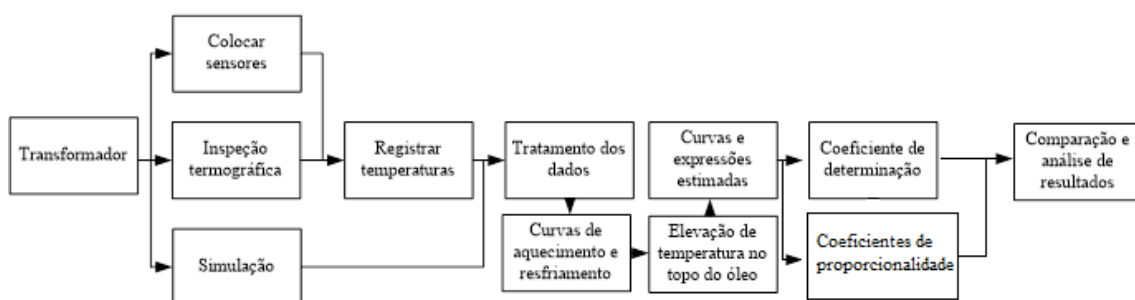


Figura 5. Diagrama de blocos representativo da metodologia empregada.

O modelo esquemático do procedimento experimental e computacional adotados está ilustrado na Figura 6.

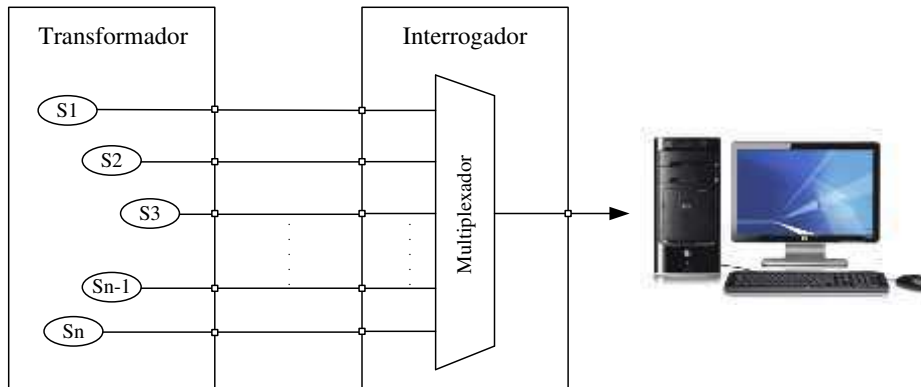


Figura 6. Modelo esquemático do procedimento experimental e computacional.

A fotografia da plataforma experimental, montada para realização do procedimento experimental e computacional, está apresentada na Figura 7.

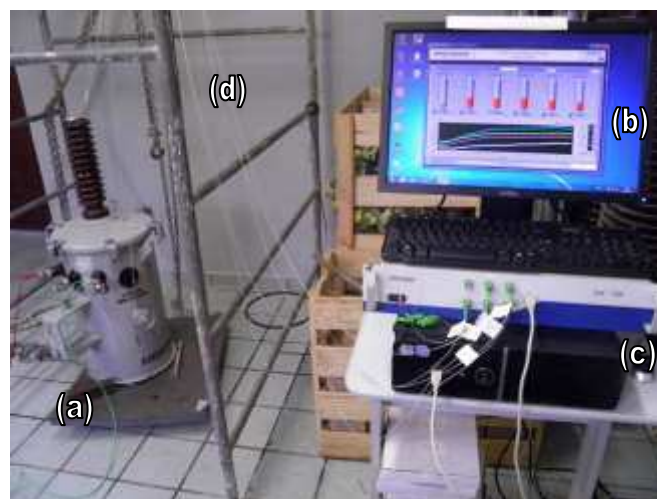


Figura 7. Fotografia da plataforma experimental montada para realização dos procedimentos; (a) transformador de distribuição monofásico, (b) computador concentrador, (c) sistema de monitoramento térmico baseado em FBG; (d) fibras ópticas baseadas em FBG.

### 3.4 ESCOLHA DA LOCALIZAÇÃO DOS SENSORES

Na Figura 8 são apresentadas fotografias do núcleo e da localização dos sensores, os quais foram dispostos da seguinte forma:

- 2 sensores a 90% da altura dos enrolamentos;
- 1 sensor a 10% da altura dos enrolamentos;
- 1 sensor no topo do óleo;
- 1 sensor no tanque.



(a)



(b)



(c)



(d)



(e)



(f)



(g)



(h)

Figura 8. Fotografias do núcleo e da localização dos sensores, em que: (a) geometria do núcleo por uma vista em perspectiva frontal; (b) vista lateral do núcleo, (c) geometria do núcleo por uma vista superior, (d) sensores localizados a 10% e 90 % da altura dos enrolamentos; (e) sensor localizado a 90% da altura dos enrolamentos; (f) núcleo e sensores dispostos no interior do tanque do transformador; (g) sensor localizado no tanque do transformador e (h) configuração usada para inserção dos sensores, no interior do transformador, sem danificá-los.



A escolha da localização dos sensores foi baseada na viabilidade de aplicação, proximidade com os enrolamentos e melhor distribuição de posicionamentos.

Assim, para uma melhor visualização, na Figura 9 são apresentadas as vistas do transformador com os sensores nas localizações supracitadas e o modelo em duas dimensões utilizado para realização da simulação.

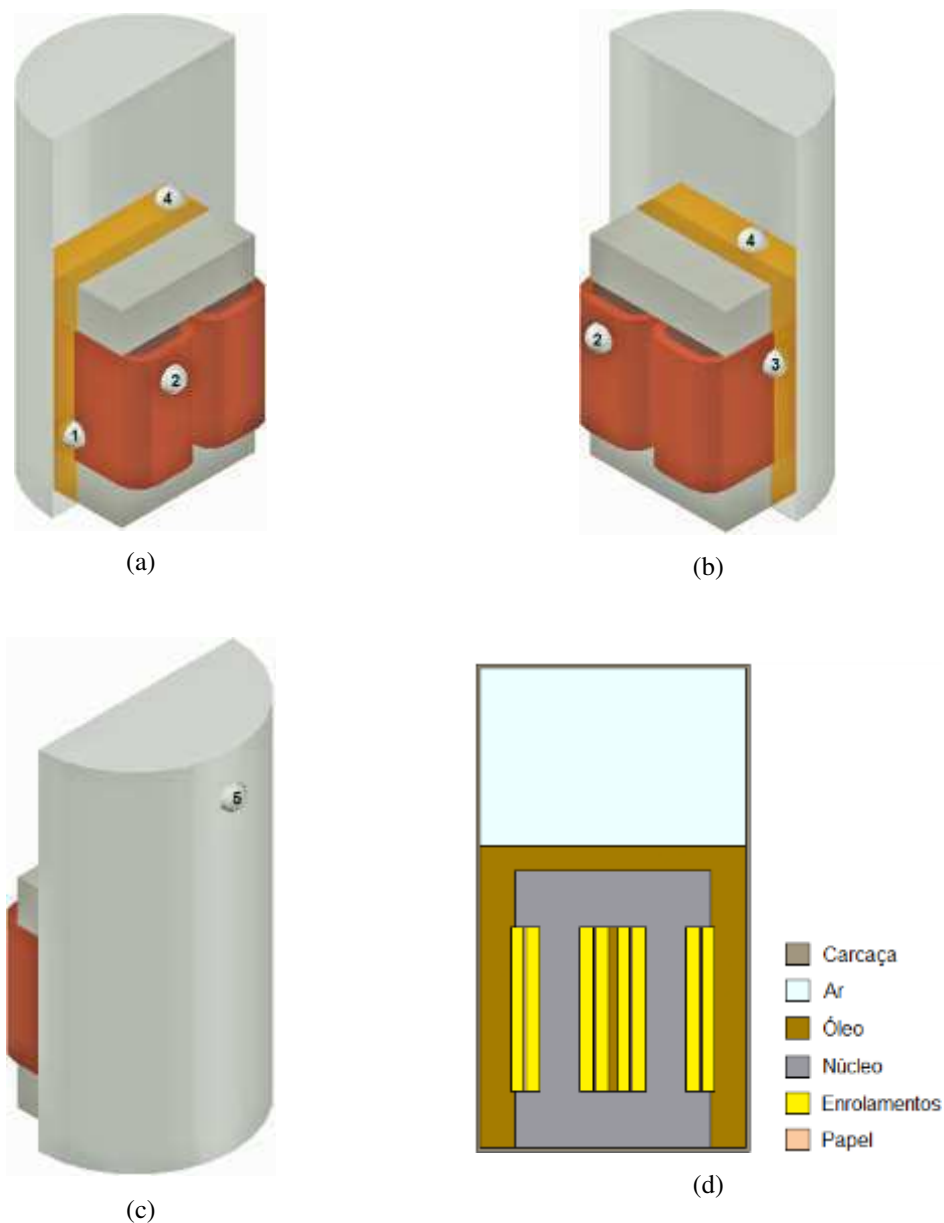


Figura 9. (a) Vista em perspectiva frontal direita; (b) vista em perspectiva frontal esquerda; (c) vista posterior e (d) modelo em duas dimensões empregado para realização da simulação.

Ao observar a Figura verifica-se que os pontos 1, 2 e 3, para determinação das temperaturas, são referentes à temperatura nos enrolamentos, enquanto que na medição real foi considerado o critério de proximidade com os enrolamentos, uma vez que o

acesso aos enrolamentos foi limitado pelo papel e suportes axiais. Além disso, o ponto 4 é representativo do sensor localizado no topo do óleo e o ponto 5 corresponde ao sensor no tanque.

## 4 RESULTADOS

Os resultados obtidos são referentes ao ensaio de curto circuito para duas condições: elevação e diminuição de temperatura com 100% da corrente nominal e elevação e diminuição de temperatura com 150% da corrente nominal. Além disso, realizou-se uma simulação para a condição de aplicação da carga nominal no transformador, a fim de se comparar com os resultados obtidos em curto circuito, uma vez que o ensaio em carga nominal tem logística significativamente mais complexa e requer recursos não disponíveis na ocasião.

Desta forma, inicialmente foi realizado o ensaio de elevação e diminuição de temperatura aplicando-se 100% da corrente nominal. Os dados registrados, mediante o sistema de monitoramento, foram tratados no ambiente Matlab<sup>®</sup>. Além disso, simulações, para a condição supracitada, foram realizadas utilizando-se o COMSOL Multiphysics<sup>®</sup>.

### 4.1 APLICAÇÃO DE 100% DA CORRENTE NOMINAL

Nas figuras 10 e 11 estão apresentados os resultados para aquecimento e resfriamento, na forma de curvas.

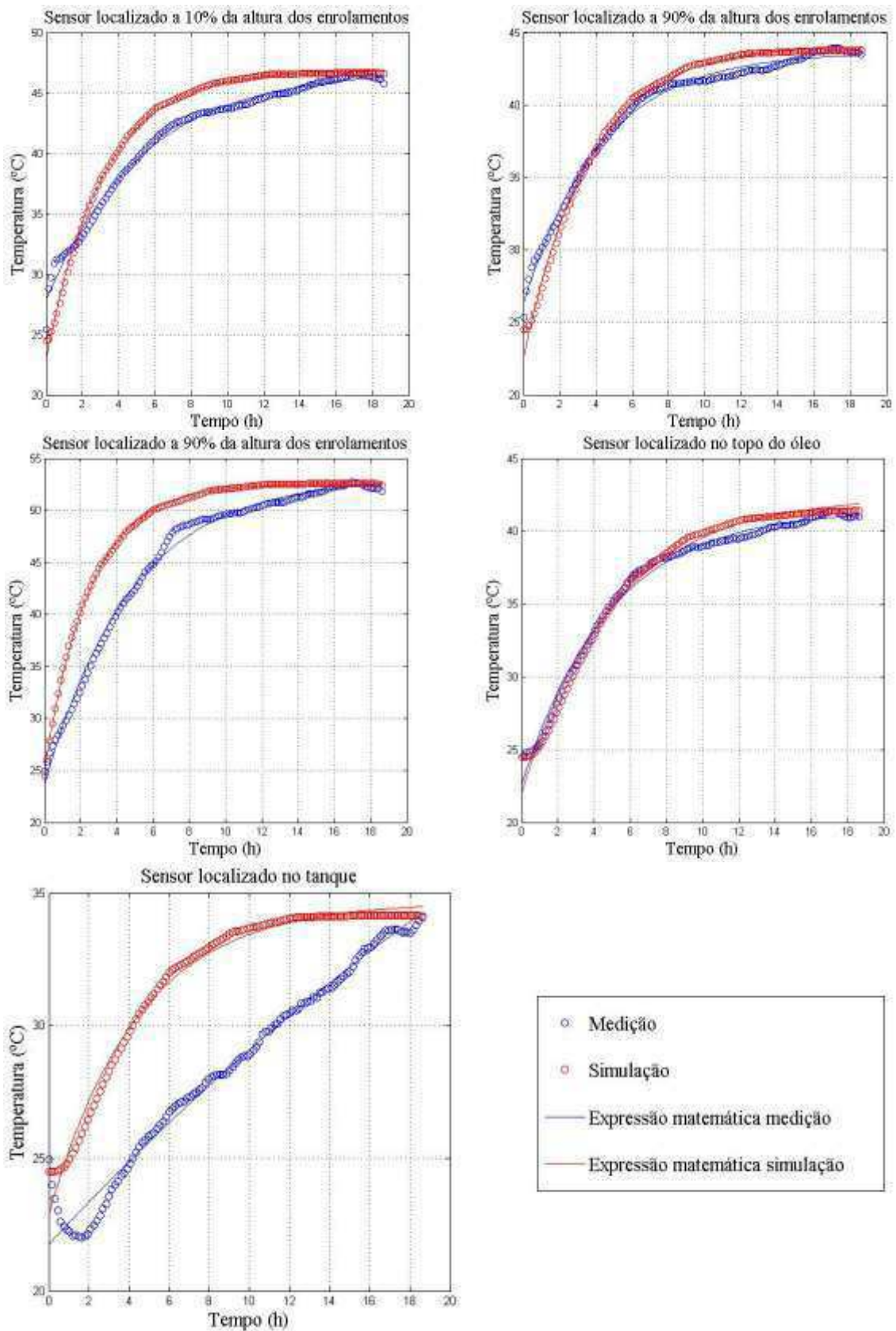


Figura 10. Curvas de elevação de temperatura obtidas por meio de medição, simulação e modelo matemático, para a condição de aplicação de 100% da corrente nominal.

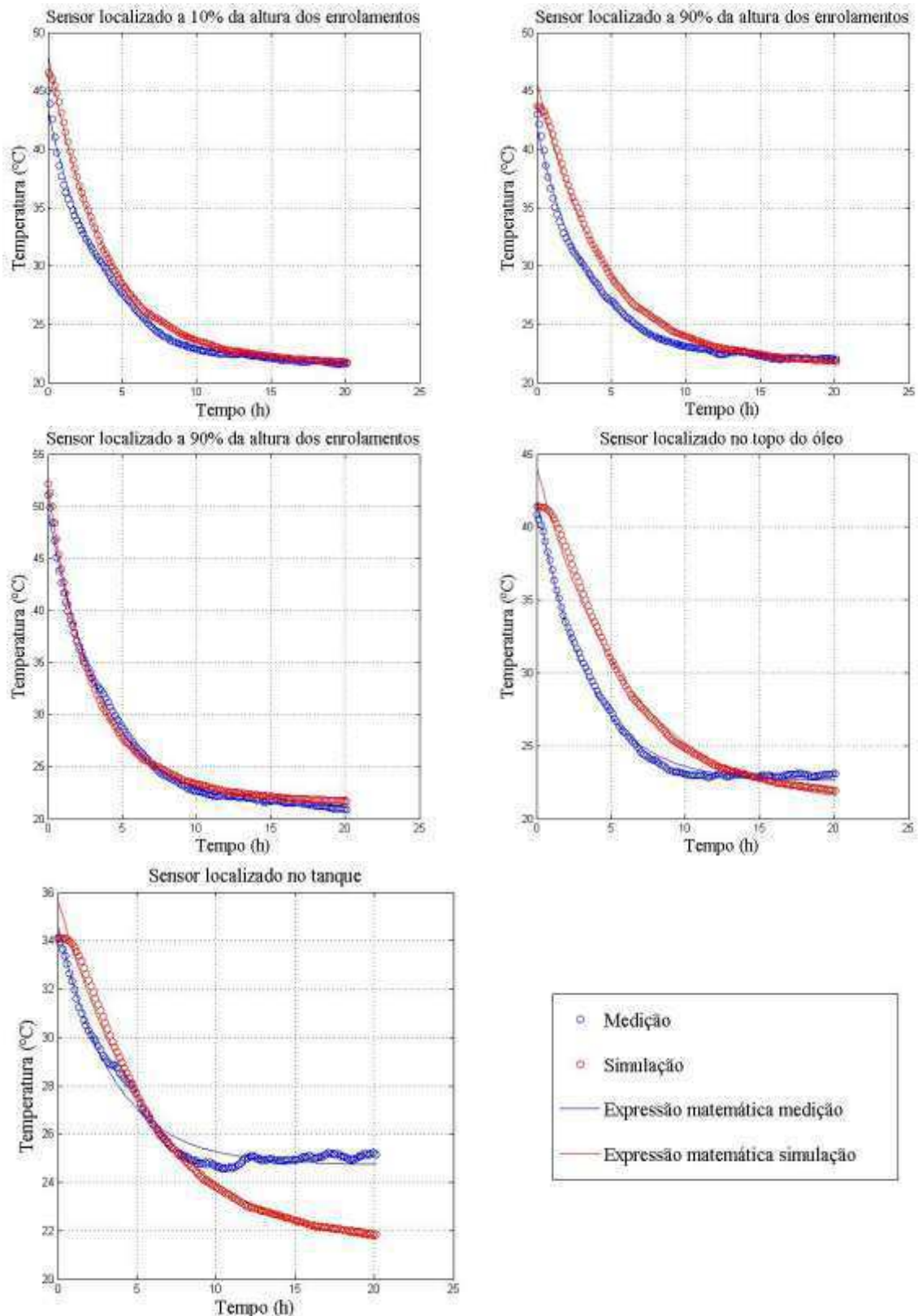


Figura 11. Curvas de diminuição de temperatura obtidas por meio de medição, simulação e modelo matemático, para a condição de aplicação de 100% da corrente nominal.

Ao observar esses resultados, verifica-se que o modelo projetado para simulação ajusta-se de forma satisfatória aos dados de medição quando da entrada em regime

térmico do transformador (regime permanente, com estabilização dos valores de temperatura). A não conformidade com o transitório advém de algumas limitações do modelo empregado, como por exemplo: representação em duas dimensões; localização dos sensores; condições de contorno; características dos materiais empregados; rugosidade do papel, modelo de determinação de temperatura utilizada pelo COMSOL® etc.

Além disso, verifica-se que há dois sensores localizados a 90% da altura dos enrolamentos, mas que possuem temperaturas distintas. Isso aconteceu devido a um dos sensores estar mais distante do núcleo ferromagnético. O núcleo ferromagnético possui, em regime térmico, uma temperatura de aproximadamente 52°C e isso pode ser observado na Figura 12.

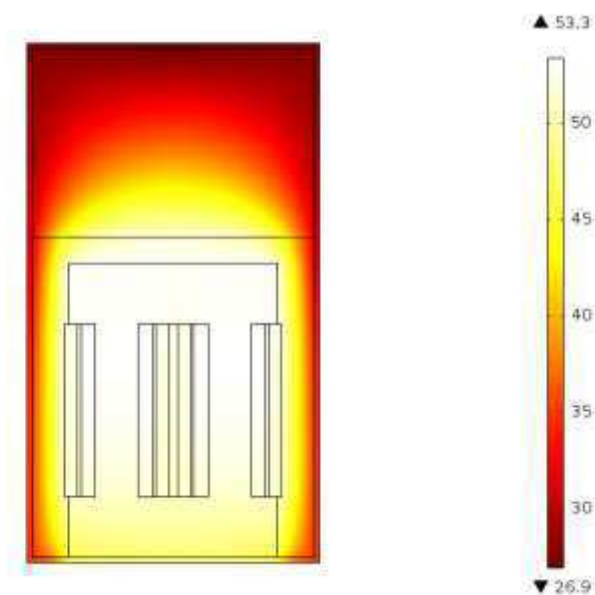


Figura 12. Distribuição de temperatura no transformador em regime térmico.

Adicionalmente, percebe-se que o ponto mais quente ocorre a 90% de altura do enrolamento, podendo ser justificado pela proximidade do sensor do cobre e também devido à região mais quente ser junto ao topo do tanque.

Ainda para a condição de aplicação de 100% da corrente nominal, foram realizadas medições de temperatura, da superfície do tanque do transformador mediante inspeção termográfica, durante o início do ensaio e na condição de regime. Na Figura 16 estão apresentados os resultados obtidos.

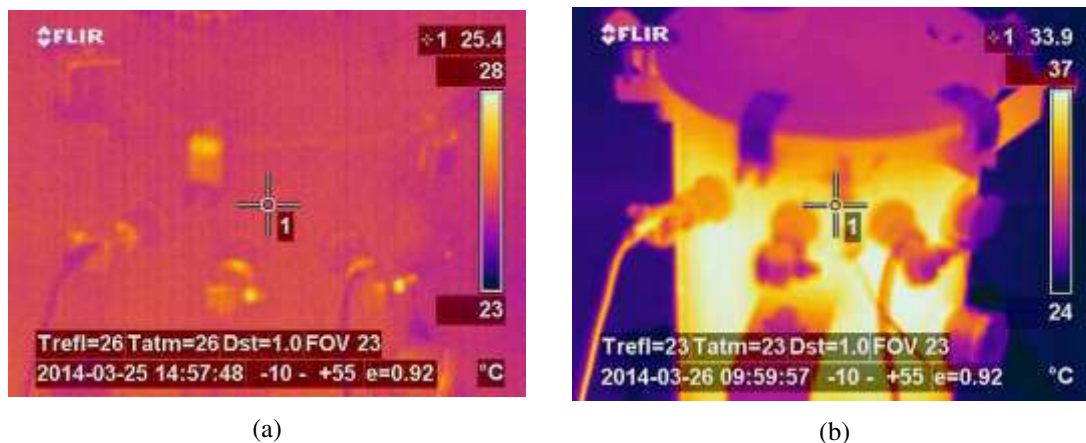


Figura 13. Termografias realizadas para monitoramento da temperatura no tanque do transformador, em que: (a) termografia registrada no início do ensaio e (b) na condição de regime.

Ao observar a Figura 13, verifica-se uma correspondência com os resultados oriundos da medição, uma vez que os pontos indicados na figura anterior são representativos do sensor localizado no tanque do transformador. Entretanto, a utilização de inspeção termográfica só pode ser usada para comparar os resultados para o sensor localizado no tanque do transformador.

Ao observar as curvas apresentadas nas Figuras 10 e 11, verifica-se que todas são bastante próximas. Para mostrar esse resultado numericamente, foram determinados os coeficientes de determinação entre as curvas obtidas a partir da expressão matemática relativa às medições, ElevEstMed, e das medições, ElevMed, além daquelas obtidas a partir da expressão matemática relativa às simulações, ElevEstSim, e das simulações, ElevSim. Esses resultados estão apresentados na Tabela 3. Também são mostradas as expressões matemáticas de ElevEstMed e ElevEstSim.

Tabela 3. Coeficientes de determinação das curvas de elevação de temperatura e suas expressões matemáticas.

Curvas	R <sup>2</sup>	Expressão matemática de aquecimento
<b>ElevEstMed e ElevMed – 10%</b>	0,9914	$\Delta(t) = 27,83 + 19,06 * (1 - e^{-0,1885*t})$
<b>ElevEstSim e ElevSim – 10%</b>	0,9986	$\Delta(t) = 22,90 + 23,99 * (1 - e^{-0,3212*t})$
<b>ElevEstMed e ElevMed – 90%</b>	0,9933	$\Delta(t) = 26,30 + 17,37 * (1 - e^{-0,2353*t})$
<b>ElevEstSim e ElevSim – 90%</b>	0,9967	$\Delta(t) = 22,50 + 21,64 * (1 - e^{-0,2776*t})$
<b>ElevEstMed e ElevMed – 90%</b>	0,9940	$\Delta(t) = 23,61 + 29,53 * (1 - e^{-0,2100*t})$
<b>ElevEstSim e ElevSim – 90%</b>	0,9994	$\Delta(t) = 25,08 + 27,50 * (1 - e^{-0,3990*t})$
<b>ElevEstMed e ElevMed – Topo óleo</b>	0,9912	$\Delta(t) = 22,53 + 18,96 * (1 - e^{-0,2074*t})$

<b>ElevEstSim e ElevSim – Topo óleo</b>	0,9906	$\Delta(t) = 21,97 + 20,42 * (1 - e^{-0,1977*t})$
<b>ElevEstMed e ElevMed – Carcaça</b>	0,9799	$\Delta(t) = 21,75 + 37,81 * (1 - e^{-0,0216*t})$
<b>ElevEstSim e ElevSim – Carcaça</b>	0,9874	$\Delta(t) = 22,87 + 11,79 * (1 - e^{-0,2267*t})$

Observando-se a Tabela 3, percebe-se um grau de proximidade elevado entre as curvas medidas, simuladas e estimadas. Na tabela 4, podem-se ver as mesmas relações, mas para a diminuição da temperatura medida.

Tabela 4. Coeficientes de determinação das curvas de diminuição de temperatura e suas expressões matemáticas.

<b>Curva</b>	<b>R<sup>2</sup></b>	<b>Expressão matemática de resfriamento</b>
<b>DimEstMed e DimMed – 10%</b>	0,9951	$\Delta(t) = 21,61 + 21,75 * (e^{-0,2713*t})$
<b>DimEstSim e DimSim – 10%</b>	0,9989	$\Delta(t) = 21,71 + 26,49 * (e^{-0,2663*t})$
<b>DimEstMed e DimMed – 90%</b>	0,9954	$\Delta(t) = 22,06 + 19,73 * (e^{-0,2951*t})$
<b>DimEstSim e DimSim – 90%</b>	0,9977	$\Delta(t) = 21,54 + 24,20 * (e^{-0,2278*t})$
<b>DimEstMed e DimMed – 90%</b>	0,9971	$\Delta(t) = 21,09 + 28,60 * (e^{-0,2753*t})$
<b>DimEstSim e DimSim – 90%</b>	0,9983	$\Delta(t) = 22,01 + 29,82 * (e^{-0,3299*t})$
<b>DimEstMed e DimMed – Topo óleo</b>	0,9947	$\Delta(t) = 22,58 + 19,46 * (e^{-0,2957*t})$
<b>DimEstSim e DimSim – Topo óleo</b>	0,9923	$\Delta(t) = 20,76 + 23,37 * (e^{-0,1658*t})$
<b>DimEstMed e DimMed – Carcaça</b>	0,9754	$\Delta(t) = 24,72 + 9,94 * (e^{-0,2907*t})$
<b>DimEstSim e DimSim – Carcaça</b>	0,9935	$\Delta(t) = 21,09 + 14,65 * (e^{-0,1619*t})$

Ainda é possível fazer estimativas das temperaturas em diversos pontos do transformador a partir da medição no topo do óleo. Para tal, é necessário usar valores de referência quando não há mais grandes variações de temperatura, ou seja, o regime já tenha sido atingido. Assim, foram calculadas proporções entre as curvas para os valores de regime. A importância disso é que, a partir da temperatura do topo do óleo, possam-se estimar as temperaturas em outros pontos do transformador, dado que elas só variam por uma constante de proporcionalidade. Para o caso em estudo, as curvas que estão na Figura 14 e suas constantes, bem como os erros máximo e médio, estão descritos na Tabela 5. Os erros foram calculados a partir das diferenças obtidas entre as medições e a multiplicação destas pelas constantes encontradas.



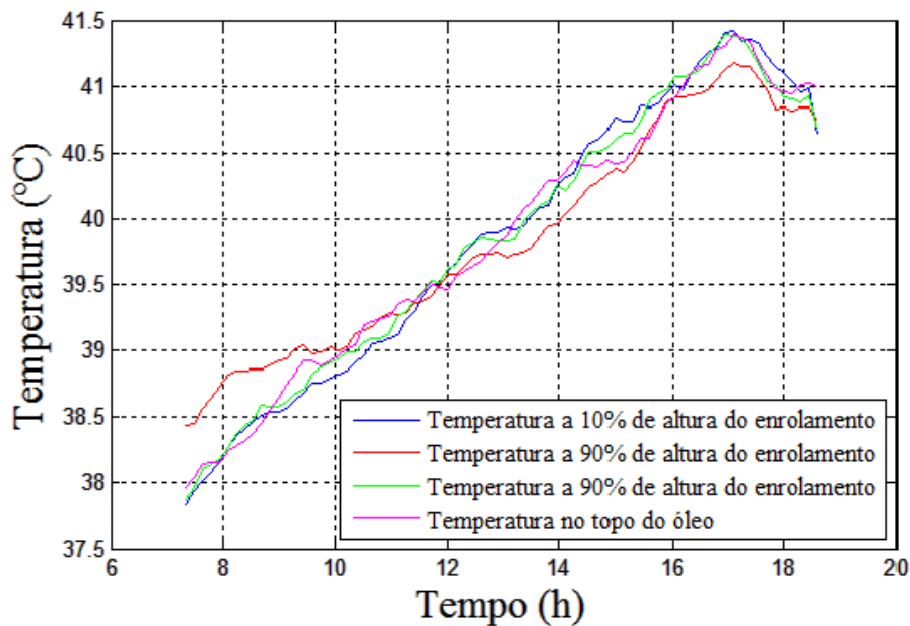


Figura 14. Curvas de regime proporcionais ao topo do óleo.

Tabela 5. Proporções e erros, em regime, das temperaturas nos enrolamentos em relação ao topo do óleo.

Canal	Constante de proporcionalidade	Erro máximo (°C)	Erro médio (°C)
10%	0,8881	0,3539	0,0019
90%	0,9366	0,3440	0,0035
90%	0,7850	0,3208	0,0006

## 4.2 APLICAÇÃO DE 150% DA CORRENTE NOMINAL

Adicionalmente, o monitoramento térmico do transformador foi realizado para a condição de aplicação de 150% da corrente nominal. Todas as avaliações realizadas para o caso anterior foram aqui repetidas. Podem-se observar nas Figuras 15 e 16 as curvas de medição e simulação estimadas para cada canal.

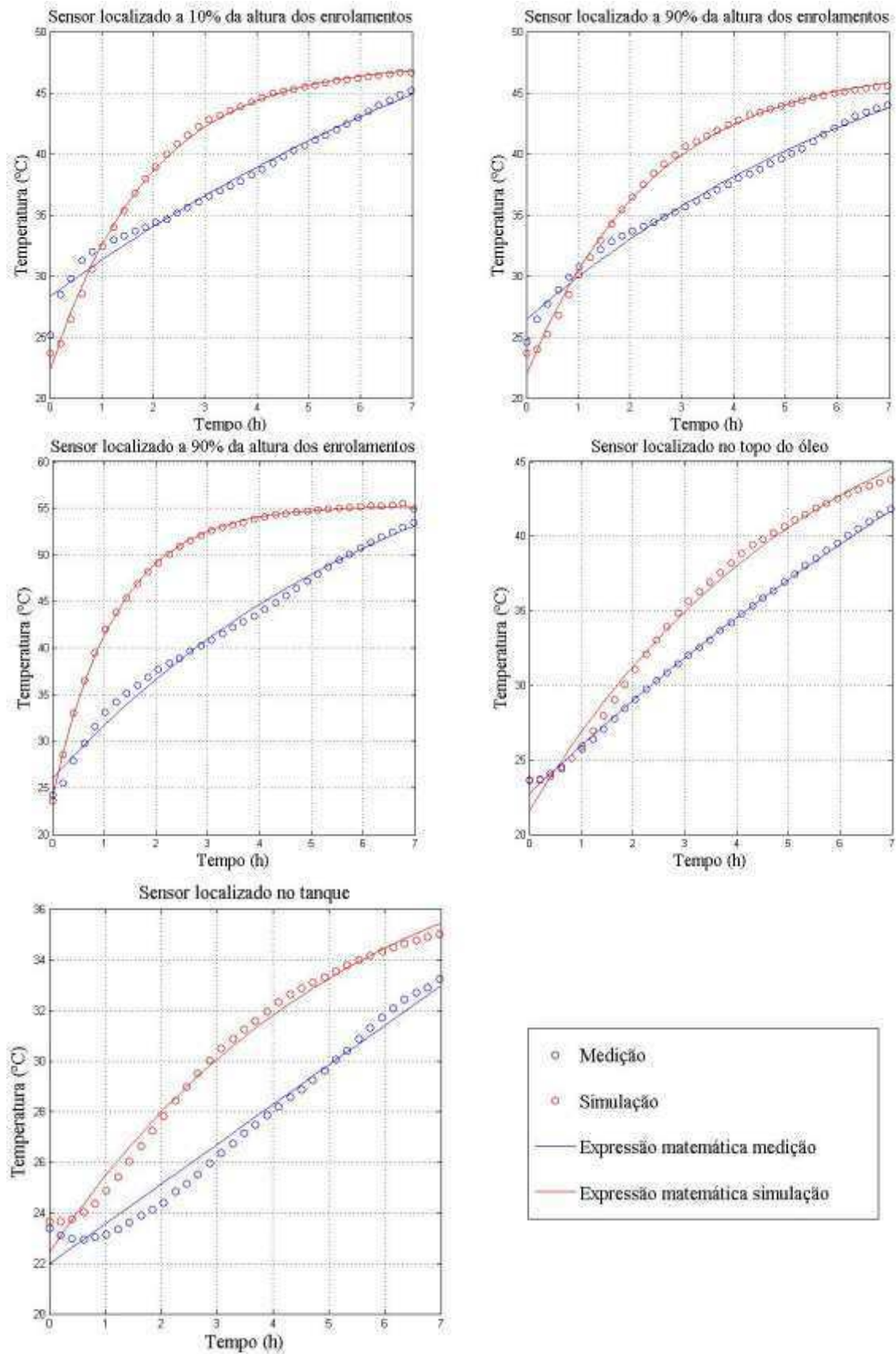


Figura 15. Curvas de elevação de temperatura obtidas por meio de medição, simulação e modelo matemático, para a condição de aplicação de 150% da corrente nominal.

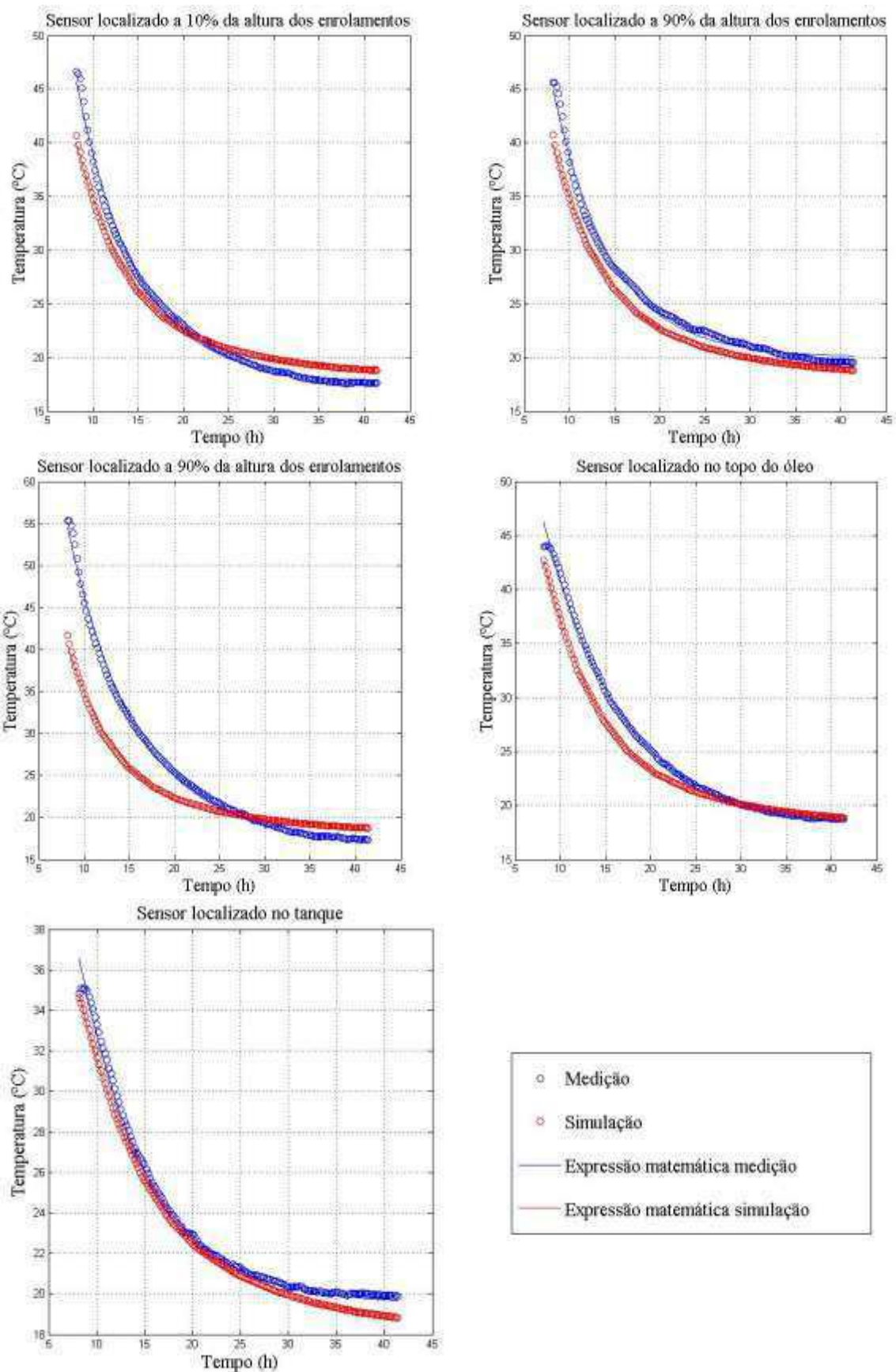


Figura 16. Curvas de diminuição de temperatura obtidas por meio de medição, simulação e modelo matemático, para a condição de aplicação de 150% da corrente nominal.

Não tão diferente do que foi apresentado para a condição com 100% da corrente nominal, quando da aplicação de 150% da corrente nominal houve, também, uma boa correspondência entre as medições e as simulações quando da chegada ao regime térmico do transformador.

A inspeção termográfica também foi realizada quando o transformador alcançou o regime térmico. Este resultado está apresentado na Figura 17.



Figura 17. Inspeção termográfica quando da chegada ao regime térmico.

Contudo, o aquecimento se deu muito rapidamente; portanto, a correlação entre simulação e medição apresenta uma pequena discrepância. Mesmo assim, para o resfriamento, percebe-se uma excelente correlação entre medição e simulação. Para verificar esses resultados numericamente, foram determinados os coeficientes de determinação entre as curvas ElevEstMed e ElevMed, além de ElevEstSim e ElevSim. O significado dessas expressões são os mesmos que para o caso de 100% da corrente nominal. Os resultados estão apresentados na Tabela 6. Também são mostradas as expressões matemáticas de ElevEstMed e ElevEstSim.

Tabela 6. Coeficientes de determinação das curvas de elevação de temperatura e suas expressões matemáticas.

Curva	R <sup>2</sup>	Expressão matemática de aquecimento
<b>ElevEstMed e ElevMed – 10%</b>	0,9857	$\Delta(t) = 28,29 + 37,18 * (1 - e^{-0,0843*t})$
<b>ElevEstSim e ElevSim – 10%</b>	0,9975	$\Delta(t) = 22,22 + 25,22 * (1 - e^{-0,5250*t})$
<b>ElevEstMed e ElevMed – 90%</b>	0,9916	$\Delta(t) = 26,45 + 29,85 * (1 - e^{-0,1240*t})$
<b>ElevEstSim e ElevSim – 90%</b>	0,9960	$\Delta(t) = 21,90 + 25,35 * (1 - e^{-0,4129*t})$
<b>ElevEstMed e ElevMed – 90%</b>	0,9932	$\Delta(t) = 25,95 + 42,90 * (1 - e^{-0,1434*t})$
<b>ElevEstSim e ElevSim – 90%</b>	0,9995	$\Delta(t) = 23,96 + 31,33 * (1 - e^{-0,8084*t})$
<b>ElevEstMed e ElevMed – Topo óleo</b>	0,9989	$\Delta(t) = 22,74 + 57,24 * (1 - e^{-0,05764*t})$

<b>ElevEstSim e ElevSim – Topo óleo</b>	0,9917	$\Delta(t) = 21,60 + 32,11 * (1 - e^{-0,1788*t})$
<b>ElevEstMed e ElevMed – Carcaça</b>	0,9859	$\Delta(t) = 21,97 + 1587 * (1 - e^{-0,000994*t})$
<b>ElevEstSim e ElevSim – Carcaça</b>	0,9898	$\Delta(t) = 22,40 + 17,95 * (1 - e^{-0,1855*t})$

Observando-se a Tabela 6, percebe-se um grau de proximidade elevado entre as curvas medidas, simuladas e estimadas. Na tabela 7 vê-se as mesmas relações, mas para diminuição da temperatura medida.

Tabela 7. Coeficientes de determinação das curvas de diminuição de temperatura e suas expressões matemáticas.

<b>Curva</b>	<b>R<sup>2</sup></b>	<b>Expressão matemática de resfriamento</b>
<b>DimEstMed e DimMed – 10%</b>	0,9944	$\Delta(t) = 17,65 + 95,58 * (e^{-0,1497*t})$
<b>DimEstSim e DimSim – 10%</b>	0,9983	$\Delta(t) = 19,01 + 74,17 * (e^{-0,1543*t})$
<b>DimEstMed e DimMed – 90%</b>	0,9907	$\Delta(t) = 20,01 + 90,19 * (e^{-0,1566*t})$
<b>DimEstSim e DimSim – 90%</b>	0,9983	$\Delta(t) = 19,02 + 71,17 * (e^{-0,1498*t})$
<b>DimEstMed e DimMed – 90%</b>	0,9959	$\Delta(t) = 17,24 + 112,00 * (e^{-0,1343*t})$
<b>DimEstSim e DimSim – 90%</b>	0,9970	$\Delta(t) = 19,09 + 82,47 * (e^{-0,1645*t})$
<b>DimEstMed e DimMed – Topo óleo</b>	0,9984	$\Delta(t) = 17,90 + 73,29 * (e^{-0,1160*t})$
<b>DimEstSim e DimSim – Topo óleo</b>	0,9993	$\Delta(t) = 18,97 + 77,09 * (e^{-0,1441*t})$
<b>DimEstMed e DimMed – Carcaça</b>	0,9969	$\Delta(t) = 19,51 + 53,33 * (e^{-0,1390*t})$
<b>DimEstSim e DimSim – Carcaça</b>	0,9995	$\Delta(t) = 18,71 + 43,60 * (e^{-0,1217*t})$

Conforme os resultados obtidos, percebe-se que o modelo empregado para simular o transformador, apesar de todas as suas limitações, representou satisfatoriamente o transformador de distribuição empregado. Além disso, verificou-se que com a aplicação de 150% da corrente nominal, o transformador conseguiu alcançar, aproximadamente, o regime térmico três vezes mais rápido que com a aplicação de 100% da corrente nominal.

Como o regime foi atingido por um período muito curto, não foi possível estabelecer constantes de proporcionalidade entre a temperatura do topo do óleo e os demais pontos. O procedimento deu-se dessa forma de forma a não danificar o transformador.

### 4.3 SIMULAÇÃO CORRESPONDENTE À APLICAÇÃO DA CARGA NOMINAL

Também foi realizada uma simulação correspondente à aplicação da carga nominal no transformador. As curvas de elevação de temperatura simuladas, nos pontos supracitados, estão apresentadas na Figura 18.

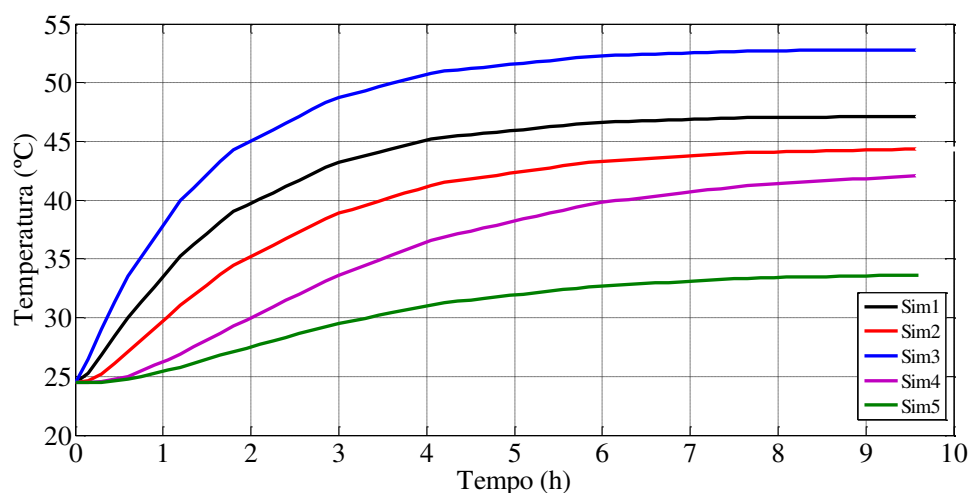


Figura 18. Curvas de elevação de temperatura obtidas por meio de simulação, para a condição de aplicação de carga nominal.

Ao se observar a Figura 19, verifica-se que as temperaturas de regime permanente são as mesmas observadas para as condições de aplicação de 100% e 150% da corrente nominal, quando da realização do ensaio de curto circuito, tanto para medição e simulação.

A diferença está, mais uma vez, no tempo de chegada ao regime térmico, o qual, para a condição apresentada na Figura 18, foi de, aproximadamente, oito horas, que é, aproximadamente, 2,5 vezes mais rápido que a condição de aplicação de 100% da corrente nominal, quando da realização do ensaio de curto circuito.

Na Figura 19 estão apresentadas as curvas de elevação de temperatura, em que as correspondentes à simulação com aplicação de carga nominal são aquelas com pequenas circunferências, e as curvas estimadas, que representam a variação de temperatura como função do tempo, são as linhas contínuas. As expressões e coeficientes de determinação estão na Tabela 8.

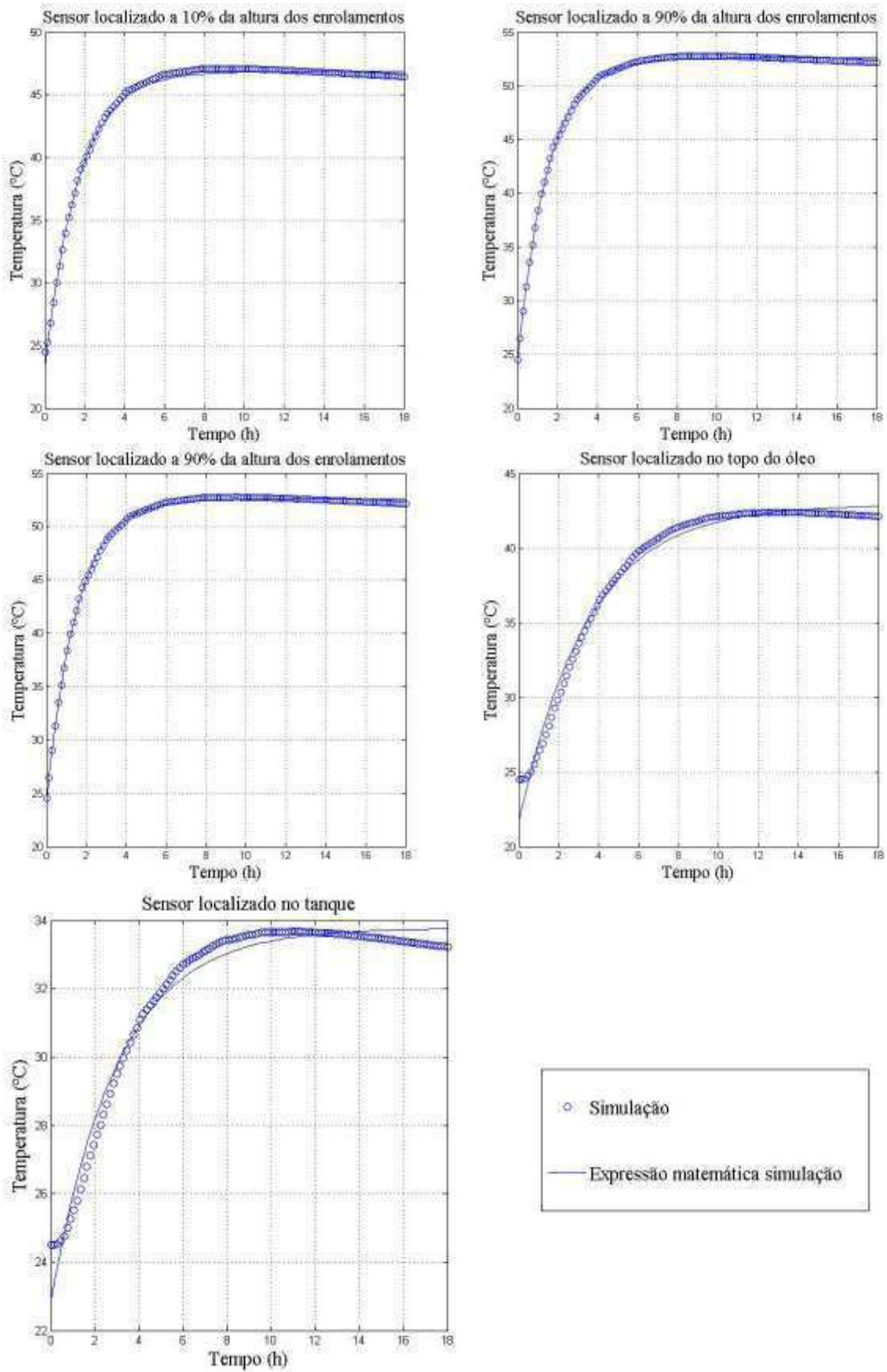


Figura 19. Curvas de elevação de temperatura do topo do óleo para condição de carga nominal.

Tabela 8. Coeficientes de determinação das curvas de elevação de temperatura e suas expressões matemáticas.

Curva	R <sup>2</sup>	Expressão matemática de aquecimento
ElevEstSim e ElevSim – 10%	0,9967	$\Delta(t) = 23,01 + 23,86 * (1 - e^{-0,6035*t})$
ElevEstSim e ElevSim – 90%	0,9987	$\Delta(t) = 24,04 + 28,57 * (1 - e^{-0,6663*t})$
ElevEstSim e ElevSim – 90%	0,9987	$\Delta(t) = 24,03 + 28,58 * (1 - e^{-0,6664*t})$
ElevEstSim e ElevSim – Topo óleo	0,9878	$\Delta(t) = 21,63 + 21,28 * (1 - e^{-0,2927*t})$
ElevEstSim e ElevSim – Carcaça	0,9793	$\Delta(t) = 22,81 + 10,97 * (1 - e^{-0,3355*t})$

Como também foi feito para o caso de aplicação de 100% da corrente nominal, é possível estimar uma proporção entre as curvas para os valores de regime. Para o caso em estudo, as curvas estão mostradas na Figura 20 e suas constantes, bem como os erros máximo e médio, estão descritos na Tabela 9.

Tabela 9. Proporções e erros, em regime, das temperaturas nos enrolamentos em relação ao topo do óleo.

Canal	Constante de proporcionalidade	Erro máximo (°C)	Erro médio (°C)
10%	0,9037	0,1478	7.3921*e-004
90%	0,9574	0,1210	4.422*e-004
90%	0,8055	0,1212	5.3104*e-004

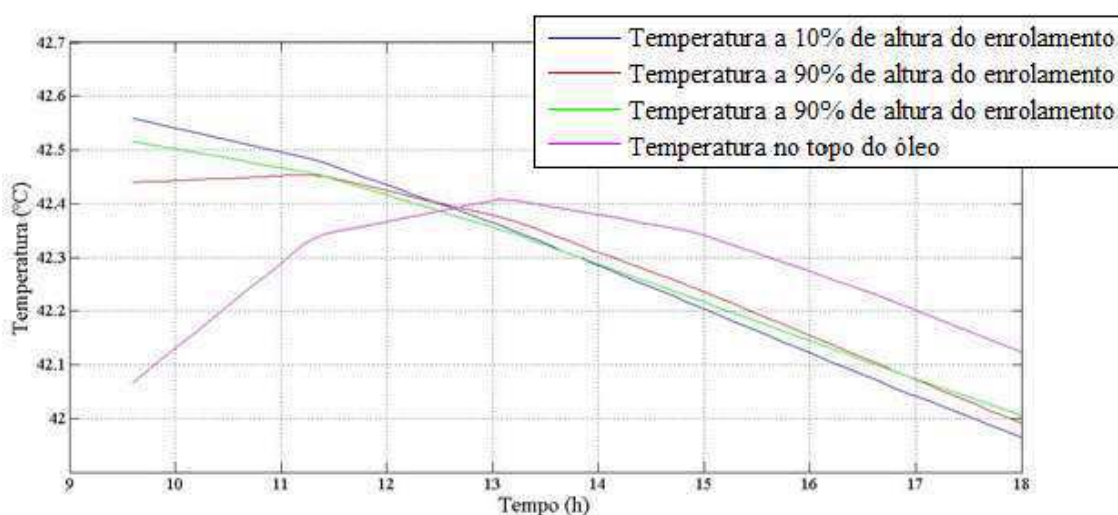


Figura 20. Curvas de regime proporcionais ao topo do topo do óleo



#### 4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diante dos resultados apresentados, vale, ainda, ressaltar que, para as diferentes cargas aplicadas, têm-se diferentes curvas (estimadas) de representação da variação de temperatura como função do tempo. As diferenças entre as variações máximas de temperatura, obtidas nas expressões estimadas, ocorreram devido aos erros inerentes na medição, simulação e estimação. Entretanto, as diferenças não impactam de forma significativa os resultados, uma vez que as curvas estimadas possuem um coeficiente de determinação bastante próximo da unidade, o que garante que a modelagem realizada foi satisfatória.

Pode-se dizer, também, que existem algumas dificuldades em posicionar os sensores baseados em FBG nos enrolamentos do transformador, uma vez que sua visualização é limitada pelo papel e suportes axiais. Desta forma, o posicionamento dos sensores é facilitado quando se tem acesso direto aos enrolamentos ou quando os sensores são aplicados durante a fabricação do transformador.

Adicionalmente, o estudo do tempo de chegada ao regime térmico é importante no que diz respeito ao monitoramento da vida útil do equipamento e também ao tempo em que o equipamento pode permanecer em sobrecarga até alcançar o limite térmico.

De modo a propor um método bem mais simples de estimativa de temperatura, sem necessidade de medição no local, e ainda com precisão razoável, foram calculadas constantes de proporcionalidade para o regime. Como verificado, esse método apresentou baixos erros quando comparados com os dados da medição/simulação.

## 5 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi realizado o monitoramento térmico de um transformador de distribuição monofásico utilizando sensores baseados em FBG. Com isso, foram verificados (as):

- As vantagens e desvantagens dos sensores de fibras ópticas baseados em FBG;
- As vantagens e desvantagens da utilização da inspeção termográfica, termopares, termorresistores e simulações computacionais para realização do monitoramento térmico de um transformador;
- A utilização de um sistema de monitoramento que permitiu o registro das temperaturas em pontos de interesse do transformador empregado;
- As curvas de aquecimento e resfriamento do transformador de acordo com as referências bibliográficas;
- O uso do método dos mínimos quadrados recursivo para determinação da capacidade térmica equivalente e da resistência térmica equivalente;
- O uso do método dos mínimos quadrados recursivo para determinação de curvas que representam a elevação da temperatura do topo do óleo como função do tempo.

O trabalho teve resultados bastante satisfatórios. Como conclusões, têm-se:

- O posicionamento dos sensores para monitoramento da temperatura nos enrolamentos é dificultado devido ao não acesso aos enrolamentos, impedido pelo papel e suportes axiais;
- A utilização de um modelo de transformador em duas dimensões foi suficiente para representar o comportamento térmico do transformador quando de sua entrada em regime térmico;
- A utilização do modelo do transformador em duas dimensões ocasionou algumas discrepâncias no comportamento térmico do transformador antes do regime térmico, uma vez que o modelo em duas dimensões possui limitações de representação;

- O tempo em que o transformador chegou ao regime térmico aplicando-se 150% da corrente nominal foi aproximadamente 3 vezes mais rápido que com a aplicação de 100% da corrente nominal;
- O tempo em que o transformador chegou ao regime térmico aplicando-se carga nominal foi aproximadamente 2,5 vezes mais rápido que com a aplicação de 100% da corrente nominal, quando do ensaio em curto-circuito;
- Os resultados apresentados podem servir de base para os estudos relacionados ao monitoramento da vida útil do equipamento e também do tempo em que o equipamento pode ficar submetido à sobrecarga;
- A estimativa de temperatura em outros pontos, a partir da medição no topo do óleo, mostrou bons resultados. Entretanto, tais constantes podem variar para cada tipo de transformador, requerendo um estudo mais amplo acerca deste tópico.

## REFERÊNCIAS

ABNT. **Aplicação de cargas em transformadores de potência - Procedimento**. NBR 5416. [S.l.]. 1997.

ABNT. **Transformador de Potência - Método de Ensaio**. NBR 5380. [S.l.]. 1993.

ABNT. **Transformadores de Potência - Especificação**. NBR 5356. [S.l.]. 1993.

ABNT. **Transformadores para Redes Aéreas de Distribuição - Padronização**. NBR 5440. [S.l.]. 1999.

ABU-ELANIEN, A. E. B.; SALAMA, M. M. A. Survey on the Transformer Condition Monitoring. **IEEE Power Engineering**, p. 187-191, 2007.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **RESOLUÇÃO Nº 513 DE 16 DE SETEMBRO DE 2002**. [S.l.], p. 1 - 9. 2002.

AGUIRRE, L. A. **Introdução à Identificação de Sistemas: Técnicas Lineares e Não Lineares Aplicadas a Sistemas Reais**. 2. ed. Belo Horizonte: UFMG, 2004.

ARAÚJO, J. F. **Modelagem Matemática de Transformadores Monofásicos de Baixa Potência Baseada na Resposta em Frequência da Corrente de Excitação**. Universidade Federal de Campina Grande (Dissertação de Mestrado). Campina Grande. 2013.

ASTROM, K. J.; WITTENMARK, B. **Computer-Controlled Systems**. [S.l.]: A Division of Simon & Shuster-Englewood Cliffs, 1990.

BARBOSA, C. L.; RABELO, R. C.; LISBÔA, O.; HATTORI, H. T.; CAZO, R. M. Fabricação e caracterização de Redes de Bragg através do uso da máscara de fase. **Revista Científica Periódica - Telecomunicações**, v. 3, 2000.

CAMERON, A. C.; WINDMEIJER, F. A. G. An R-squared measure of goodness of fit for some common nonlinear regression models. **Journal of Econometrics**, 1997.

CAZO, R. M.; HATTORI, C. L.; LISBÔA, I.; RABELO, R. C. Sensor de Deformação Usando Grades de Bragg. **Revista Científica Periódica - Telecomunicações**, v. 3, p. 76-79, 2000.

DIAS, R. A. et al. Monitoramento de transformadores utilizando sensores à fibra óptica: técnicas e aplicação. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**, Goiânia, p. 1 - 5, 2012.

FARIA, I. P.; PARENTONI, M. F. C.; MARTINEZ, M. L. B. Monitoramento Térmico de Transformadores por meio de Sensores em Fibra Óptica: Tecnologias e Aplicações. **XIX Congresso Brasileiro de Automática**, p. 1 - 7, 2012.

FERNANDES JR, D. F. **Modelo de Transformadores de Potencial Capacitivos para Estudos de Transitórios Eletromagnéticos**. Universidade Federal de Campina Grande (Tese de Doutorado). Campina Grande. 2003.

FERRAZ, G. M. F.; LOPES, G. P.; MARTINEZ, M. L. B. Cálculo do Tempo de Sobrecarga em Transformadores Através do Equivalente Térmico Simplificado. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**, Goiânia, 2012.

FERRAZ, G. M. F.; LOPES, G. P.; MARTINEZ, M. L. B. Perfis de Temperatura em Transformadores de Distribuição Através do Equivalente Térmico Simplificado. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**, Foz do Iguaçu, p. 1 - 6, 2014.

FLIR. Infrared Detection for the Predictive Maintenance Industry. Disponível em: <<http://www.flirthermography.com/industries/industry/1001/>>. Acesso em: 2014.

GEORGILAKIS, P. S. **Spotlight on Modern Transformer Design**. [S.l.]: Springer, 2009.

GORUR, R. S.; BURNHAM, J. T.; CHERNEY, E. A. **Outdoor Insulators**. 1ª Edição. ed. [S.l.]: Phoenix: Ravi S. Gorur Inc., 1999.

GRABARSKI, L.; SILVA, J. C. C. Unidade de Medição utilizando Sensores Ópticos para Monitoração de Temperatura e Deformação. **Synergismus Scientifica UTFPR**, 2007.

HILL, K.; MELTZ, G. Fiber Bragg Grating Technology Fundamentals and Overview. **Journal of Lightwave Technology** , 1997.

International Standard. **Power Transformers – Part 7: Loading Guide for oil-immersed power transformers**. IEC 60076-7. [S.l.]. 2005.

JIN, E. S.; LIU, L. L.; BO, Z. Q.; KLIMEK, A. Parameter identification of the transformer winding based on least-squares method. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, p. 1- 6 , 2008.

JORDÃO, R. G. **Transformadores**. [S.l.]: Edgard Blücher, 2002.

KIM, M.; LEE, J.; KOO, J.; SONG, M. A Study on Internal Temperature Monitoring System for Power Transformer using Optical Fiber Bragg Grating Sensors. **IEEE International Symposium on Electrical Insulating**, p. 163- 166, 2008.

KUNG, P.; WANG, L.; COMANICI, M. I. Fiber Optics Temperature/Vibration and Moisture Monitoring in Power Transformers. **IEEE Electrical Insulation Conference**, p. 280- 284, 2011.

LEE, E. Fibra óptica permite gerenciar melhor a temperatura de transformadores. **NEI Soluções**. Disponível em: <<http://www.nei.com.br/artigos/fibra+optica+permite+gerenciar+melhor+a+temperatura+de+transformadores.html>>. Acesso em: 2014.

LUNDQUIST, T.; KNUTH, W. Finally Fiber Optic Sensing of Power Transformer "Hotspots" Is Paying Off. **IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis**, p. 819 - 824, 2008.

ONN, B. I.; ARASU, P.T.; AL-QAZWINI, Y.; ABAS, A.F.; TAMCHEK, N.; NOOR, A.S.M. Fiber Bragg Grating Sensor For Detecting Ageing Transformer Oil. **IEEE International Conference on Photonics**, p. 110 - 113, 2012.

PICANÇO, A. F. **Desenvolvimento de uma metodologia para a aplicação de transformadores eficientes com base nos perfis de carregamento**. Universidade Federal de Itajubá (Tese de Doutorado). Itajubá. 2009.

RAWAT, ; THANGARAJ, ; PISTORA,. Optical communication networks for industrial applications. **IEEE International Conference on Signal Processing and Communication**, p. 53 - 56, 2013.

REIS, W. **Transformadores Fundamentos para Projeto e Cálculo**. Porto Alegre: EDIPUCRS, 2007.

RIBEIRO, A.B.L.; EIRA, N.F.; SOUSA, J.M.; GUERREIRO, P.T.; SALCEDO, J.R. Multipoint Fiber-Optic Hot-Spot Sensing Network Integrated Into High Power Transformer for Continuous Monitoring. **IEEE Sensors Journal**, p. 1264 - 1267, 2008.

ROSHEN, W. Ferrite core loss for power magnetic components design. **IEEE Transactions on Magnetics**, v. 27, p. 4407 - 4415, 1991.

VIDAL, R. J. R. **Sistema de calibração de sensores de temperatura baseados em redes de Bragg em fibra óptica**. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (Dissertação de Mestrado). Porto. 2009.

WANDERLEY NETO, E. T.; E. G., C.; M. J. A., M. Influence of Emissivity and Distance in High Voltage Equipments Thermal Imaging. **Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America**, p. 1 - 4, 2006.

ZIMMERMANN, A. C.; VEIGA, C. L. N.; TONDELLO, G. F.; SOUZA, M. M. S.; MARTINS, R. H.; ZIMMERMANN, R. Sensores baseados em redes de Bragg e fibras óticas para medição de grandezas em sistemas elétricos de alta tensão. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos**, Campina Grande, 2006.