

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ – UFPA**

**INSTITUTO DE TECNOLOGIA – ITEC**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

REINALDO CORRÊA LEITE

**ANÁLISE MULTIFÍSICA E EXPERIMENTOS EM SENSORES  
ÓPTICOS USADOS NA MEDIÇÃO DE TEMPERATURA EM  
ROTORES DE HIDROGERADORES**

TESE DE DOUTORADO

TD 04/2017

UFPA/ITEC/PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém – Pará - Brasil  
2017

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ – UFPA**  
**INSTITUTO DE TECNOLOGIA – ITEC**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE MULTIFÍSICA E EXPERIMENTOS EM SENSORES  
ÓPTICOS USADOS NA MEDIÇÃO DE TEMPERATURA EM  
ROTORES DE HIDROGERADORES**

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica do Instituto de Tecnologia da Universidade Federal do Pará como requisito para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica.

TD 04/2017

REINALDO CORRÊA LEITE

**ORIENTADOR: PROF. DR. VICTOR DMITRIEV**

UFPA/ITEC/PPGEE  
Campus Universitário do Guamá  
Belém – Pará - Brasil  
2017

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ – UFPA**

**INSTITUTO DE TECNOLOGIA – ITEC**

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**AUTOR: REINALDO CORRÊA LEITE**

**Título: Análise Multifísica e Experimentos em Sensores Ópticos Usados na Medição de Temperatura em Rotores de Hidrogeradores**

ESTA TESE FOI JULGADA E APROVADA COMO PRÉ-REQUISITO PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO DE DOUTOR EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE CONCENTRAÇÃO DE TELECOMUNICAÇÕES DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ – ITEC – UFPA.

APROVADA EM: 12/04/2017

**BANCA EXAMINADORA:**

---

Prof. Dr. Victor Dmitriev  
(Orientador – PPGEE/UFPA)

---

Prof. Dr. Karlo Queiroz da Costa  
(Membro – PPGEE/UFPA)

---

Prof. Dr. Licinius Dimitri Sa de Alcantara  
(Membro Externo – UFRA)

---

Prof. Dr. José Felipe de Sousa Almeida  
(Membro Externo – UFRA)

---

Eng° Dr. Fernando de Souza Brasil  
(Membro Externo – Centro de Tecnologia da Eletrobras Eletronorte)

---

Eng° Dr. Paulo Roberto Moutinho de Vilhena  
(Membro Externo – Centro de Tecnologia da Eletrobras Eletronorte)

**VISTO:**

---

Prof. Dr. Evaldo Gonçalves Pelaes  
(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)  
Sistema de Bibliotecas da UFPA

---

Leite, Reinaldo Corrêa, 1965-

Análise multifísica e experimentos em sensores ópticos usados na medição de temperatura em rotores de hidrogeradores / Reinaldo Corrêa Leite.— 2017.

Orientador: Victor Alexandrovich Dmitriev

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2017.

1. Detectores de fibra ótica – Testes. 2. Instrumentos de medição. 3. Turbinas hidráulicas – Simulação por computador. I. Título.

CDD 23. ed. 681.25

---

"Tudo o que era sólido se desmancha no ar..."

**Karl Marx**

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho a minha esposa Cecília, pelo seu amor, dedicação e apoio sem os quais ele não seria possível e às minhas filhas, Gabriela e Beatriz, por terem enfrentado com coragem o desafio de viver e estudar no exterior.

**Reinaldo Corrêa Leite**

## **AGRADECIMENTOS**

A todos os professores, que de uma forma ou outra, contribuíram para minha formação acadêmica.

Aos Professores Victor Dmitriev, da Universidade Federal do Pará e Professor Laurent Mydlarski, da McGill University e ao Pesquisador Claude Hudon do Institut de Recherche d'Hydro Québec - IREQ que aceitaram me orientar e em nenhum momento hesitaram em transmitir seus conhecimentos.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico e às Centrais Elétricas Brasileiras S/A - Eletrobrás pela concessão de bolsa de estudos através do programa do Governo Federal Ciências sem Fronteiras, que possibilitou minha estadia em Montreal, Canadá para a conclusão de minha pesquisa.

Às Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A Eletrobrás Eletronorte por haver me liberado com meus vencimentos durante o período de minha pesquisa no IREQ em Montreal, Canadá.

Aos meus Pais por me haverem possibilitado estudar e me desenvolver como ser humano.

**Reinaldo Corrêa Leite**

## RESUMO

As Redes de Bragg oferecem novas possibilidades para se monitorar de forma precisa a temperatura do rotor de hidrogeradores. Dezenas de sensores podem ser montados em série em uma única fibra e ser usados para medir a temperatura em diversos pontos do enrolamento do rotor. Tais sensores são instalados diretamente na superfície do enrolamento do rotor sendo isolados termicamente do ar por uma camada de silicone. Por causa do gradiente de temperatura nesta estrutura, o sensor fica exposto a estresses termomecânicos que podem vir a deformá-lo. Como os sensores baseados em Redes de Bragg são sensíveis tanto à temperatura com à deformação mecânica, o conhecimento de cada efeito separadamente torna-se necessário para garantir que as leituras de temperatura não sejam afetadas pela deformação mecânica.

Resultados experimentais obtidos em maquete que simula o enrolamento do rotor com termistores e sensores baseados em Redes de Bragg mostraram que as leituras de temperatura feitas pelos sensores ópticos à Redes de Bragg estavam cerca de  $4,5^{\circ}\text{C}$  superiores àquelas feitas pelos termistores usados como referência. Simulações multifísicas foram conduzidas para calcular a deformação e a temperatura no conjunto de montagem do sensor óptico. Os resultados teóricos e experimentais estão em acordo e mostram que o gradiente de temperatura através do conjunto de montagem do sensor óptico é suficiente causar uma deformação capaz de fazer surgir um tensão axial no sensor provocando um erro de leitura.

**Palavras-chaves:** Medição de temperatura, hidrogeradores, enrolamentos do rotor, sensores ópticos, redes de Bragg.



## ABSTRACT

Fiber Bragg gratings (FBGs) offer new possibilities to monitor accurately the rotor temperature. Dozens of sensors can be mounted in series in a single fiber and used to measure the temperature in several points of the rotor winding. Such sensors installed directly on the rotor winding surface are thermally isolated from the cooling air by a silicone layer. Because of the temperature gradient in this structure, the sensor is exposed to thermo-mechanical stresses and therefore can be deformed. Since the FBG probes are sensitive to both temperature and strain, the knowledge of each effect separately is necessary to ensure that the temperature readings are not affected by strain.

Experimental results obtained in rotor winding mockup tests with thermistors and FBG sensors show that the temperature readings by the FBG are 4.5°C above the temperature defined by the thermistors which were used as references. Multi-physics simulations were carried out to calculate the strain and temperature in the FBG assembly. The theoretical and experimental results are in a good agreement and show that the temperature gradient across the FBG sensor assembly is sufficient to cause a strain that induces an axial stress in the FBG sensor causing an error in the temperature reading.

**Keywords:** Temperature measurement, hydrogenerators, rotor windings, optical sensors, fiber bragg gratings.

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	JUSTIFICATIVA .....	1
1.2	MOTIVAÇÃO.....	2
1.3	OBJETIVOS DO TRABALHO.....	3
1.3.1	OBJETIVO GERAL.....	3
1.3.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	3
1.4	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	3
1.4.1	MONITORAÇÃO DE TEMPERATURA EM MÁQUINAS ROTATIVAS .....	3
1.4.2	SENSORES ÓPTICOS BASEADOS EM FBG.....	4
1.5	PUBLICAÇÕES ORIGINADAS DO PRESENTE TRABALHO .....	5
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO .....	6
1.7	RELEVÂNCIA DO TRABALHO .....	6
2	SISTEMA DE ISOLAÇÃO DOS ENROLAMENTOS ROTÓRICOS .....	7
2.1	ISOLAÇÃO DO ENROLAMENTO DO ROTOR DE POLOS SALIENTES.....	11
2.2	MECANISMOS DE FALHA EM ENROLAMENTOS DE ROTORES DE POLOS SALIENTES .....	12
2.2.1	ENVELHECIMENTO TÉRMICO .....	12
2.2.2	ENVELHECIMENTO DEVIDO AO CICLO TÉRMICO.....	14
2.2.3	POLUIÇÃO (TRILHAMENTO E ABSORÇÃO DE UMIDADE).....	14
2.2.4	PARTÍCULAS ABRASIVAS.....	15
2.2.5	SURTOS DE TENSÃO REPETITIVOS .....	15
2.2.6	FORÇAS CENTRÍFUGAS .....	16
2.3	CONCLUSÃO.....	18
3	COMPORTAMENTO TÉRMICO DE HIDROGERADORES .....	19

3.1	INTRODUÇÃO .....	19
3.2	TRANSMISSÃO DE CALOR EM GERADORES COM ROTOR DE POLO SALIENTE .....	19
3.3	DISTRIBUIÇÃO DE TEMPERATURA NOS POLOS DO ROTOR.....	24
3.4	MEDIÇÃO DE TEMPERATURA EM ROTORES DE HIDROGERADORES .....	25
4	GRADES DE BRAGG COMO SENSORES DE TEMPERATURA .....	27
4.1	INTRODUÇÃO .....	27
4.2	TEORIA DE GRADES DE BRAGG (FBG).....	28
4.3	GRADES DE BRAGG COMO SENSORES DE TEMPERATURA .....	32
4.4	CONCLUSÃO .....	34
5	MODELAMENTO MULTIFÍSICO DE UM SENSOR FBG PARA MEDIR TEMPERATURA EM ROTORES DE HIDROGERADORES .....	35
5.1	INTRODUÇÃO .....	35
5.2	MODELAGEM TÉRMICA .....	36
5.2.1	TRANSMISSÃO DE CALOR POR CONDUÇÃO.....	36
5.2.2	TRANSMISSÃO DE CALOR POR CONVECÇÃO .....	38
5.3	MODELAGEM TERMOMECÂNICA .....	39
5.4	MODELAGEM ÓPTICA .....	40
5.5	SIMULAÇÃO MULTIFÍSICA DO SENSOR FBG.....	42
5.5.1	RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DO SENSOR FBG INSTALADO NA MAQUETE ESTÁTICA .....	42
5.5.2	RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DO SENSOR FBG INSTALADO NO ROTOR DE UM GERADOR. ....	44
5.5.3	CONCLUSÃO.....	45
6	AVALIAÇÃO EXPERIMENTAL E RESULTADOS .....	46
6.1	INTRODUÇÃO .....	46
6.2	ENSAIOS NA MAQUETE ESTÁTICA .....	46

6.2.1	OBJETIVO DO ENSAIO.....	46
6.2.2	DESCRIÇÃO DA MAQUETE ESTÁTICA.....	46
6.2.3	RESULTADO DOS ENSAIOS .....	47
6.2.3.1	Ensaio de levantamento do perfil de temperatura ao longo da barra de cobre.....	48
6.2.3.2	Ensaio para comparação entre os sensores ópticos de temperatura FBG e as termistâncias.....	54
6.2.3.3	Ensaio para verificação do efeito da instalação dos sensores ópticos de temperatura nos valores lidos .....	58
6.2.3.4	Ensaio de comparação entre os sensores A e B .....	62
6.2.3.5	Ensaio de repetibilidade entre os sensores A e B.....	65
6.2.3.6	Ensaio de comparação entre as formas de instalação permanente e temporária .....	67
6.2.3.7	Ensaio para verificar o efeito da dilatação térmica da barra de cobre nas leituras do sensor FBG.....	71
6.3	ENSAIO NA MAQUETE ROTATIVA .....	72
6.3.1	Objetivo do ensaio.....	72
6.3.2	Descrição da Maquete Rotativa.....	73
6.3.3	Resultados do experimento.....	74
7	INSTALAÇÃO DE UMA REDE DE SENSORES FBG EM UM ROTOR REAL .....	77
7.1	INTRODUÇÃO.....	77
7.2	DETALHES DA INSTALAÇÃO .....	77
7.2.1	RESULTADOS .....	79
7.2.2	DISCUSSÃO.....	82
7.3	CONCLUSÃO .....	85
8	CONCLUSÕES E PROPOSTA PARA TRABALHOS FUTUROS .....	86
8.1	CONCLUSÕES .....	86
8.2	PROPOSTA PARA TRABALHOS FUTUROS .....	86

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	87
ANEXO A - TÉCNICAS DE MEDIÇÃO DE TEMPERATURA TRADICIONAIS .....	93

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - (a) Estator completo com enrolamentos fixados ao núcleo; (b) Rotor completo com polos e núcleo polar; (c) Gerador completo com Rotor e Estator.....	8
Figura 2.2 - Núcleo polar - empilhamento das chapas e segmento amortecedor na extremidade.....	9
Figura 2.3 - Bobina polar .....	9
Figura 2.4 - Bobina do enrolamento de campo. ....	10
Figura 3.1 - Correntes parasitas em uma folha de material. A densidade de fluxo magnético B varia nas direções dadas pelas setas pelas correntes parasitas correspondentes que circulam em torno do fluxo magnético. As correntes parasitas se opõem à entrada do fluxo nas lâminas. ....	20
Figura 3.2 - Modos de transmissão de calor em um hidrogerador com refrigeração em circuito fechado. ....	24
Figura 3.3 - Distribuição de temperaturas (°C) da face polar, barras de amortecimento e enrolamento de campo. ....	25
Figura 4.1 - Ilustração de uma grade de Bragg uniforme com modulação do índice de refração tanto em amplitude como em período. ....	29
Figura 4.2 - Espectro de reflexão da grade de Bragg em função do comprimento de onda.....	32
Figura 4.3 - Sistema de monitoração de temperatura baseado em sensores de Grade de Bragg. ....	33
Figura 5.1 - Interações entre os modelos físicos. ....	36
Figura 5.2 - Transmissão de calor unidimensional por condução. ....	37
Figura 5.3 - Desenvolvimento da camada de fronteira na transmissão de calor por convecção. ....	38
Figura 5.4 - Modelo termomecânico do conjunto de montagem do sensor FBG.....	39
Figura 5.5 - Temperatura calculada ao longo do diâmetro do conjunto de montagem do sensor FBG na Maquete Estática .....	43
Figura 5.6 - Distribuição de temperatura ao longo do diâmetro do conjunto de montagem do sensor FBG. ....	45
Figura 6.1 – Elemento de aquecimento com camada isolante em neoprene em marrom.....	47
Figura 6.2 – Maquete estática. ....	47

Figura 6.3 – Comparação de um enrolamento de campo instrumentado (a) com a maquete estática (b). .....	47
Figura 6.4 – Arranjo do ensaio de medição de temperatura na maquete estática.....	49
Figura 6.5 - Numeração das posições e identificação das Termistores.....	49
Figura 6.6 - Perfil de temperatura ao longo da barra de cobre a 40°C durante o aquecimento.....	50
Figura 6.7 - Perfil de temperatura ao longo da barra de cobre a 60°C durante o aquecimento.....	50
Figura 6.8 - Perfil de temperatura ao longo da barra de cobre a 80°C durante o aquecimento.....	51
Figura 6.9 - Perfil de temperatura ao longo da barra de cobre a 100°C.....	51
Figura 6.10 - Perfil de temperatura ao longo da barra de cobre a 80°C durante o resfriamento.....	52
Figura 6.11 - Perfil de temperatura ao longo da barra de cobre a 60°C durante o resfriamento.....	52
Figura 6.12 - Perfil de temperatura ao longo da barra de cobre a 40°C durante o resfriamento.....	53
Figura 6.13 - Efeito da junção dos elementos de aquecimento no perfil de temperatura da barra.....	54
Figura 6.14 - Distribuição dos termistâncias e sensores de temperatura FBG.....	55
Figura 6.15 - Diferença de Temperatura entre o sensor FBG1 e os termistores 109 e 119. ....	56
Figura 6.16- Diferença de Temperatura entre o sensor FBG2 e os termistores 105 e 115.....	56
Figura 6.17 - Instalação dos sensores FBG1 (a) e FBG2 (b). ....	57
Figura 6.18 - Detalhe da instalação dos sensores FBG na maquete estática. Bastões em cruz (a) e bastão paralelo ao sensor (b). ....	59
Figura 6.19 - Diferença de temperatura entre o sensor FBG1 instalado sem graxa térmica e bastão de madeira cruz, e a média dos termistores das posições 5 e 15.....	60
Figura 6.20 - Diferença de temperatura entre o sensor FBG2 instalado com graxa térmica e bastão de madeira em cruz, e a média dos termistores das posições 9 e 19.....	61
Figura 6.21 - Diferença de temperatura entre o sensor FBG3, instalado com graxa térmica e bastão de madeira em paralelo, e a média dos termistores das posições 1 e 11.....	61
Figura 6.22 - Detalhe da instalação dos sensores FBG na maquete estática.....	63

Figura 6.23 - Diferença de temperatura entre o sensor FBG4 de fabricação B, e a média dos termistores das posições 6 e 16. ....	64
Figura 6.24 - Diferença de temperatura entre o sensor FBG2 de fabricação A, e a média dos termistores das posições 9 e 19. ....	64
Figura 6.25 - Comparação da dispersão de resultados entre os sensores FBG A (losango azul) e B (x vermelho). ....	66
Figura 6.26 - Gráficos Espectrais dos sensores (a) A (b) B .....	67
Figura 6.27 - (a) Maquete estática com instalação temporária do sensor FBG (b) Maquete estática com instalação permanente do sensor FBG (c) Sensor FBG instalado na face lateral do polo em atraso em relação à rotação do rotor. ....	68
Figura 6.28 - Comparação entre a leitura feita pelos sensores FBG e a média das termistâncias na (a) instalação temporária (b) Instalação permanente .....	69
Figura 6.29 - Deformação do Sensor FBG devido ao gradiente de temperatura. Quando o gradiente de temperatura é nulo, não há deformação do sensor, quando o gradiente de temperatura é maior que zero, o sensor deforma devido à dilatação desigual dos materiais que o compõe.....	70
Figura 6.30 - Maquete estática no forno .....	71
Figura 6.31 - Comparação da leitura do sensor FBG e média dos termistores com a maquete estática aquecida pelo forno. ....	72
Figura 6.32 - Formas de instalação dos sensores FBG na maquete rotativa. ....	73
Figura 6.33 - Junta rotativa. ....	74
Figura 6.34 - Termistor instalado no tambor de aço. ....	74
Figura 6.35 - Processo de aquecimento da maquete dinâmica. ....	75
Figura 6.36 - Resultado da medição de temperatura do sensor FBG na posição axial (eixo z) à temperatura ambiente em função da rotação. ....	75
Figura 6.37 - Resultado da medição de temperatura do sensor FBG na posição axial (eixo z) à temperatura de 55°C em função da rotação .....	76
Figura 7.1 - Rotor de hidrogerador (1) aro, (2) cruzeta, (3) polos. ....	77
Figura 7.2 - Sensor FBG instalado em uma conexão polar .....	78



Figura 7.3 - Ventiladores e polos da unidade sob teste (esquerda) e temperaturas típicas medidas por termistores em outro gerador (direita).....	78
Figura 7.4 - Mudanças de temperatura ao longo do tempo com com Pmax 108% .....	80
Figura 7.5 - Gráfico radial da temperatura em função das coordenadas angulares na $P_{max} = 108\%$ de $P_{nom}$ .....	81
Figura 7.6 - Temperatura do rotor em função da tensão e corrente de campo comparado com as temperaturas dos sensores FBG. ....	82
Figura 7.7 - Diferença na velocidade do ar de resfriamento para locais alinhados, ou não, com as cruzetas.....	84
Figura A.1 - Características temperatura - resistência de metais .....	94
Figura A.2 - Dispositivo RTD comercial .....	94
Figura A.3 - Circuito em ponte de Weahtstone para um RTD.....	95
Figura A.4 - Termistores comerciais.....	96
Figura A.5 - Curvas características de termistores.....	97

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1.1.1 – Comparação entre a elevação de temperatura do rotor e do estator durante o "heat run test" .....	2
Quadro 5.5.1- Deformação calculada ao longo do eixo do sensor .....	43
Quadro 5.5.2 - Constantes do sensor FBG .....	43
Quadro 5.5.3 - Comparação entre a temperatura lida com e sem o efeito da deformação .....	44
Quadro 5.5.4 - Comparação entre as leituras de temperatura com e sem deformação no gerador.....	45
Quadro 6.6.1 – Pontos de ajuste de temperatura .....	48
Quadro 6.6.2 - Percentuais de Potência relacionados ao ajuste de temperatura.....	50
Quadro 6.6.3 - Registros de temperatura.....	55
Quadro 6.6.4 - Diferença de temperatura entre termistores e sensores FBG .....	58
Quadro 6.6.5 - Diferença entre sensor FBG1 e média entre Th5 eTh15 .....	60
Quadro 6.6.6 - Diferença entre sensor FBG e média dos termistores .....	65
Quadro 7.1- Localização dos sensores FBG nas conexões polares e nos enrolamentos de campo do rotor .....	79
Quadro 7.2 -Localização das temperaturas máxima e mínima medidas nos polos. ....	81

## LISTA DE SIGLAS

IREQ – Institut de Recherche d'Hydro-Québec.

HQ – Hydro-Québec.

CRC – Canadian Communication Research Centre.

CIGRÉ – Conseil International des Grands Réseaux Électriques.

FBG – Fiber Bragg Grating.

SEP – Sistema Elétrico de Potência.

EDF - Eletricité de France

MBC - Manutenção Baseada na Condição

MEF – Método dos Elementos Finitos

FEM – Força Eletromotriz

CC - Corrente contínua

CA - Corrente alternada

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 JUSTIFICATIVA

No modelo atual do setor elétrico a disponibilidade de ativos de geração e transmissão é de fundamental importância. A perda de um ativo por falha ou parada não planejada acarreta, além da perda de receita, em multas onerosas. A medida que os ativos de geração aproximam-se do fim de vida útil teórico, a identificação de unidades com sinais de degradação torna-se imprescindível para que se possam planejar ações corretivas antes que as máquinas venham a falhar.

A isolação elétrica é crucial para o funcionamento de máquinas elétricas tanto para o rotor como para o estator. Em sua operação normal a isolação do rotor fica submetida a estresses de ordem térmica, mecânica e elétrica, porém os estresses térmicos e mecânicos são os mais significativos, pois o baixo valor da tensão presente no rotor, a saber 500 Vcc, não é suficiente para causar danos à isolação. Quando submetida a estes estresses, a isolação envelhece gradualmente evidenciando-se pelo surgimento de rachaduras ou perfurações no material isolante [1],[2],[3].

O problema da falha na isolação de espiras do enrolamento do rotor (enrolamento de campo) não é grave no início, porém a medida que falhas na isolação de espiras ocorrem em outros pontos do enrolamento de campo, ocorre um aumento da vibração do rotor devido à assimetria dos campos magnéticos e à dilatação térmica, que poderão levar a um desligamento da máquina por excesso de vibração no mancal ou por falha à terra [3].

Por ser um processo de longo prazo, o envelhecimento da isolação do enrolamento de campo por estresse térmico pode ser acompanhado por testes ou monitorado por sistemas "on line" a fim de detectar falhas incipientes [3]. Porém a monitoração da temperatura do rotor não é prática corriqueira, mesmo sendo o estresse térmico uma das causas mais importantes de falha no enrolamento do rotor. A dificuldade de instrumentação do rotor devido às grandes forças rotacionais, a extração de sinal para fora do rotor, questões de custo e confiabilidade, além de uma crença de que problemas térmicos são mais frequentes no estator que no rotor, são algumas das razões alegadas pelo setor elétrico para que não se faça o monitoramento da temperatura do rotor [2],[4].

Contudo a percepção de que problemas térmicos são mais frequentes no estator que no rotor não é de toda verdadeira, em uma pesquisa feita em [2] nos geradores da Hydro-Québec (HQ) e da Eletricité de France (EDF) durante os "heat run tests", que medem a temperatura do rotor baseada na resistência do enrolamento de campo, constatou-se que para as 21 máquinas testadas na HQ 50% apresentaram temperatura do rotor maior ou igual à do estator, os resultados dos testes realizados na EDF foram similares ao da HQ. Os resultados dos testes das máquinas da HQ são mostrados na Quadro 1.1.1.

Quadro 1.1.1 – Comparação entre a elevação de temperatura do rotor e do estator durante o "heat run test".

$T_{\text{rotor}} > T_{\text{estator}}$	27,3%
$T_{\text{rotor}} = T_{\text{estator}}$	27,3%
$T_{\text{rotor}} < T_{\text{estator}}$	45,4%

Fonte: Adaptado de [02].

Isto posto, pode-se ver que a monitoração da temperatura do rotor pode oferecer uma informação de grande valor sobre a situação do envelhecimento da isolação do polo. Além disso ainda pode ser usado para realizar diagnósticos do rotor para detectar problemas como curto entre espiras, enrolamentos amortecedores partidos, etc [2]. Estas informações coletadas e armazenadas em um sistema de dados poderá ser de grande valia para ajudar os setores de engenharia de manutenção de empresas de geração de energia elétrica a detectar a maioria dos problemas que podem levar a falhas no enrolamento de campo sem a necessidade de paradas levando a aumentar o tempo entre paradas para inspeções visuais e aumentando a disponibilidade das máquinas [4].

## 1.2 MOTIVAÇÃO

O rotor é um dos principais componentes de um hidrogerador e está exposto a estresses mecânicos e térmicos durante sua operação normal. Quando esses estresses excedem os limites de tolerância, o rotor sofrerá desgastes de forma prematura. Estresses térmicos afetarão geralmente as isolações entre espiras (voltas da bobina de cobre que forma o enrolamento) e para a terra dos polos do rotor. Este fato pode levar a necessidade de se fazer uma recuperação dos polos mais cedo do que necessário ou, em alguns casos, a faltas para a terra, que poderão causar danos extensos.

A monitoração contínua da temperatura dos enrolamentos do rotor poderá fornecer uma informação antecipada do envelhecimento acelerado devido a temperaturas anormais e melhorar a confiabilidade do equipamento monitorado através da manutenção baseada na condição. A melhoria na confiabilidade do equipamento leva a um aumento de sua disponibilidade, seja por evitar paradas por defeitos ou paradas para manutenção periódica. Porém a medição de temperatura do rotor não é algo trivial devido ao fato de esta peça estar em movimento e sob alta tensão elétrica. O fato de o enrolamento do rotor estar sob tensão elétrica e em movimento exige o uso de sensores não metálicos e robustos [3], Outra dificuldade é a retirada da informação (temperatura) do rotor por este estar em movimento, o uso de cabos é proibitivo[1],[2].

O uso de sensores ópticos baseados em Redes de Bragg (FBG) em conjunto com uma junta rotativa óptica solidária ao eixo do rotor resolve o problema da imunidade à campos eletromagnéticos e da extração de sinal respectivamente, entretanto para que se possa usar sensores FBG nesta aplicação, deve-se conhecer o efeito das forças rotacionais e estresses térmicos sobre eles, pois é sabido que estes sensores são sensíveis à temperatura e esforço mecânico na direção de seu eixo [12]-[14].

## **1.3 OBJETIVOS DO TRABALHO**

### **1.3.1 OBJETIVO GERAL**

Desenvolver modelo multifísico para analisar os efeitos dos estresses térmicos no conjunto de instalação de sensor FBG para medir temperatura em rotores de hidrogeradores, bem como instalar sensores FBG no enrolamento de campo do rotor de um hidrogerador real para validar os resultados do modelo proposto.

### **1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Para alcance do objetivo geral são propostos os seguintes objetivos específicos:

1. Analisar as técnicas empregadas para medição de temperatura em máquinas elétricas, especialmente no rotor;
2. Desenvolver modelo multifísico do sensor óptico tipo FBG considerando variáveis térmicas, mecânicas e ópticas;
3. Efetuar ensaios em maquete estática do enrolamento de campo para comparar as leituras feitas pelos sensores FBG com aquelas feitas pelos termistores para discriminar os efeitos térmicos dos devidos à deformação mecânica;
4. Efetuar ensaios em maquete dinâmica para certificar que os sensores medem temperatura e não esforço quando submetido a forças centrífuga;
5. Instalar sensores no rotor de um hidrogerador da Hydro-Québec para testar o sistema em condições de operação normal e compará-los aos resultados teóricos do modelo multifísico.

## **1.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

### **1.4.1 MONITORAÇÃO DE TEMPERATURA EM MÁQUINAS ROTATIVAS**

Nesta seção pretende-se apresentar um resumo das pesquisas relacionadas à medição de temperatura em máquinas rotativas como estratégia de manutenção baseada na condição com vistas a aumentar sua confiabilidade e disponibilidade. Esta revisão abrange as primeiras práticas de monitoração de máquinas elétricas até as pesquisas atuais envolvendo técnicas de monitoração de máquinas rotativas, nomeadamente hidrogeradores e a monitoração de temperatura em rotores de hidrogeradores.

A preocupação com o estado das máquinas elétricas rotativas é antigo, já em 1921 é publicado o livro *The Diagnosing of Trouble in Electrical Machines*, do Professor Miles Walker [3],[6]. Neste

livro o autor faz uma abordagem reativa da manutenção, pois este era o paradigma do período anterior à Segunda Guerra Mundial, onde, devido à baixa mecanização dos processos produtivos e robustez dos equipamentos, pouca atenção era dada ao planejamento da manutenção [7].

No período que se estende do final da Segunda Guerra Mundial até meados dos anos 70, a função manutenção passa a ser considerada um assunto técnico e a partir do final da década de 70, com o surgimento do termo Manutenção Baseada na Condição (CBM) passa a ser encarada como geradora de lucro [7,8,9]. A partir dos anos 60 inicia-se também um período em que grandes avanços nas técnicas de monitoração de máquinas elétricas são alcançados. Mais recentemente, na última década, surgem técnicas de monitoração "on-line" de enrolamentos de estator e rotor de hidrogeradores. Por monitoramento "on-line" entenda-se que a máquina não é parada para se medir a grandeza desejada [1].

Na monitoração de enrolamentos de rotores, o que se deseja é ter informações sobre o estado da isolação elétrica, pois esta define a saúde da máquina [1]-[4]. Tradicionalmente a temperatura do enrolamento de campo é estimada através do "Heat Run Test" durante o comissionamento da máquina, neste teste a temperatura do rotor é obtida pela média da razão entre a tensão e a corrente de campo, que dá a resistência do enrolamento de campo, valor este calibrado para a mudança de temperatura no cobre [1,2], porém este teste é bastante impreciso devido a resistência não linear do conjunto comutador - escovas [10] e pelo fato de que esta temperatura média não leva em conta partes resfriadas do polo próximas aos ventiladores e aro e da parte mais aquecida no meio do polo [2],[12].

Para superar esta dificuldade, diversos métodos de medição "on-line" de temperatura foram propostos. Câmeras infravermelhas foram usadas para monitorar a temperatura da superfície do rotor em [13] e de pás de turbina em [14]. Um termômetro infravermelho instalado paralelo ao eixo da máquina é proposto em [10], Por fim em 2014 foi proposto o uso de sensores de infravermelho instalados em dutos de ventilação do estator da máquina em direção ao entreferro para medir a temperatura da face do polo este passa em frente à sonda [1],[2],[5].

#### **1.4.2 SENSORES ÓPTICOS BASEADOS EM FBG**

Nesta seção apresenta-se o estado da arte no que diz respeito ao uso de sensores ópticos FBG para a medição de temperatura. Esta revisão abrange as primeiras investigações relacionadas a sensores ópticos do tipo FBG até as aplicações dos sensores FBG no sistema elétrico de potência (SEP).

Os primeiros trabalhos em Redes de Bragg datam de 1978, quando Hill e sua equipe demonstraram a formação de grades permanentes em uma fibra óptica no Canadian Communication Research Centre (CRC) em Ottawa Canadá após haverem lançado um laser radiação intensa de Íon -

Argônio sobre uma fibra óptica dopada com germânio, após o que observaram um aumento na intensidade da luz refletida [15],[17],[18],[20].

Durante os anos 1980 as pesquisas foram todas direcionadas à foto-sensibilidade descoberta por Hill e às técnicas de inscrição das redes de Bragg no núcleo de fibras ópticas tais como: máscara de fase, interferométrica e exposição ponto a ponto [15]. Este grande interesse em FBG se deveu a dois motivos: nesta época os FBG se tornaram dispositivos passivos chave nas comunicações com fibras ópticas e foi demonstrado que estes dispositivos tinham uma grande faixa de aplicação na área de sensoriamento distribuído com aplicações em medição de temperatura, tensão mecânica, ultrassom, aceleração, campos magnéticos e força [18].

A partir da década de 1990 as pesquisas se concentraram em técnicas de multiplexação de comprimento de onda para aplicações de sensores distribuídos, das quais a que emergiu como principal técnica utilizada foi a iluminação passiva em banda larga do dispositivo [19]. A partir deste resultado redes de sensores ópticos baseados em FBG passaram a ser usados na engenharia civil e na indústria aeronáutica encapsuladas a estruturas para monitorar níveis de carregamento destas [16]. Mais recentemente aplicações de sensores baseados em Redes de Bragg foram propostas como sensores químicos para detecção de substâncias na água e solo para controle de poluição e como biossensores para aplicações em medicina [22].

No setor elétrico os sensores ópticos baseados em Rede de Bragg já são utilizados para a medição de temperatura em hidrogeradores em diversas partes tais como: em trocadores de calor e mancais de hidrogeradores [24], um sistema para medição de temperatura do estator de um hidrogerador é proposto em [25], neste o sensor FBG é inserido em um tubo de cobre para proteção e garantir a boa condução térmica. Os sensores foram instalados em seis pontos do enrolamento do estator atrás dos trocadores de calor. Em [23] propõe-se um sistema para monitoração da temperatura no rotor no qual os sensores FBG seriam distribuídos ao longo do enrolamento do rotor sendo a extração do sinal óptico feita através de um colimador instalado no rotor e na estrutura do estator.

## **1.5 PUBLICAÇÕES ORIGINADAS DO PRESENTE TRABALHO**

Até o presente momento três artigos científicos foram gerados a partir dos resultados desta pesquisa:

1. Hudon, C., Guddemi, C., Gingras, S., Leite, R. C., & Mydlarski, L. (2016, June). Rotor temperature monitoring using fiber Bragg gratings. IEEE Electrical Insulation Conference (EIC), 2016 (pp. 456-459). IEEE.
2. Leite, R. C., Dmitriev, V., Hudon, C., Gingras, S., Picard, J., & Mydlarsky, L. Modelamento de um sensor FBG para medição de temperatura em rotores de hidrogeradores. Encontro Nacional de Máquinas Rotativas (ENAM), 2016, CIGRÉ Brasil.



3. Hudon, C., Leite, R. C., Dmitriev, V. i Guddemi, C., Gingras, S. & Mydlarsk L. Analysis of thermo-mechanical stress in Fiber Bragg Grating used for hydro- generator rotor temperature monitoring. Submetido para publicação em 21/10/2016 na revista JMOe *Journal of Microwaves, Optoelectronics and Electromagnetic Applications*.

## **1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO**

Dando sequência ao trabalho, o Capítulo 2 apresenta uma visão geral sobre os enrolamentos do rotor, com ênfase a sua isolação elétrica e nos principais tipos de falhas a que os enrolamentos são submetidos.

No Capítulo 3 é feito um estudo o processo de transmissão de calor em um hidrogerador de polos salientes, detalha-se com se dá a distribuição de temperatura ao longo dos polos do rotor e por fim abordam-se as técnicas de medição de temperatura em rotores.

O Capítulo 4 discute a teoria relacionada aos sensores ópticos baseados em Grade de Bragg (FBG) fazendo-se uma breve introdução sobre o desenvolvimento destes dispositivos, passando-se a um desenvolvimento matemático que suporta o funcionamento da Grade de Bragg e terminando com a descrição destes dispositivos como sensores de temperatura.

O Capítulo 5 apresenta os principais conceitos sobre o modelagem multifísica de um sensor FBG, nele serão apresentadas as técnicas usadas para modelar o comportamento térmico, mecânico e óptico e como estas físicas se relacionam do sensor bem como o modelo proposto.

No Capítulo 6 serão apresentados os principais resultados obtidos, até a presente data, sobre avaliação dos sensores FBG para medição de temperatura em rotores de hidrogeradores. Serão apresentados também os resultados dos ensaios realizados em laboratório tanto na maquete estática, como na maquete dinâmica.

Por fim, no Capítulo 7, descreve-se a instalação de uma rede de sensores ópticos baseados em Grades de Bragg em hidrogerador real e os resultados da medição de temperatura.

No Capítulo 8 são tiradas as conclusões do trabalho e feitas propostas de trabalhos futuros.

## **1.7 RELEVÂNCIA DO TRABALHO**

Este é um trabalho pioneiro pois, pela primeira vez instalou-se um dispositivo de medição de temperatura na superfície do enrolamento de campo, mediu-se a temperatura e extraiu-se o sinal de um rotor de hidrogerador com a máquina funcionando.

## 2 SISTEMA DE ISOLAÇÃO DOS ENROLAMENTOS ROTÓRICOS

Máquinas elétricas são equipamentos que transformam a energia mecânica entregue ao seu eixo em energia elétrica mais perdas ou vice-versa, pois, como bem se sabe, a energia não pode ser criada. As máquinas elétricas que transformam energia mecânica em elétrica são chamadas de geradores elétricos e as que fazem a transformação contrária são chamadas motores elétricos. Os geradores elétricos fornecem em seus terminais uma tensão elétrica  $v$  e uma corrente elétrica  $i$  demandada por uma determinada carga e para que isto seja possível esta máquina deve ser capaz de produzir uma Força Eletromotriz (FEM) induzida da seguinte forma.

$$e = \mathbf{l} \cdot (\mathbf{v} \times \mathbf{b}) \quad (2.1)$$

Na Equação 2.1 tem-se que a FEM induzida em um condutor retilíneo de comprimento  $\mathbf{l}$  deslocando-se a uma velocidade  $\mathbf{v}$  em uma região onde exista uma indução magnética  $\mathbf{b}$  é dada pelo produto escalar entre o comprimento do condutor e o produto vetorial entre a velocidade com a qual o condutor se desloca no espaço onde existe a indução magnética e a indução magnética. Esta equação nos diz ainda que para que a FEM induzida seja máxima, o campo magnético deve ser perpendicular às direções da velocidade e do condutor, este condutor deverá ser longo e se deslocar em um campo magnético intenso. A configuração que atende a estas condições é a de um campo magnético radial que pode ser obtido por uma máquina de geometria cilíndrica [44]. Pela sua geometria cilíndrica, as máquinas rotativas são capazes de gerar tensões em enrolamentos ou grupos de bobinas através da rotação mecânica destes enrolamentos em um campo magnético girante que atravessa um enrolamento [27].

Uma máquina rotativa é composta por dois componentes principais: o rotor e o estator. O rotor possui um enrolamento que tem por função desenvolver o campo magnético girante pela circulação de uma corrente contínua levada a este enrolamento por meio de escovas de carvão apoiadas em um anel coletor; já o estator é um conjunto de condutores (bobinas) fixados por um núcleo aterrado, denominado núcleo do estator, estes enrolamentos são conhecidos como enrolamento de campo para o enrolamento do rotor e de armadura para o enrolamento do estator [27]. A Figura 2.1, a seguir, ilustra estes componentes, em (a) tem-se separadamente o estator com seus enrolamentos fixados ao núcleo e carcaça, (b) mostra o rotor de polos salientes e (c) mostra o conjunto rotor - estator montados em um gerador.

O enrolamento do rotor é conhecido como enrolamento de campo, porque nele é produzido o campo magnético que induzirá a tensão elétrica no estator como visto no parágrafo anterior. Existem dois tipos de rotores em geradores, os de polo salientes e os de rotor cilíndrico.

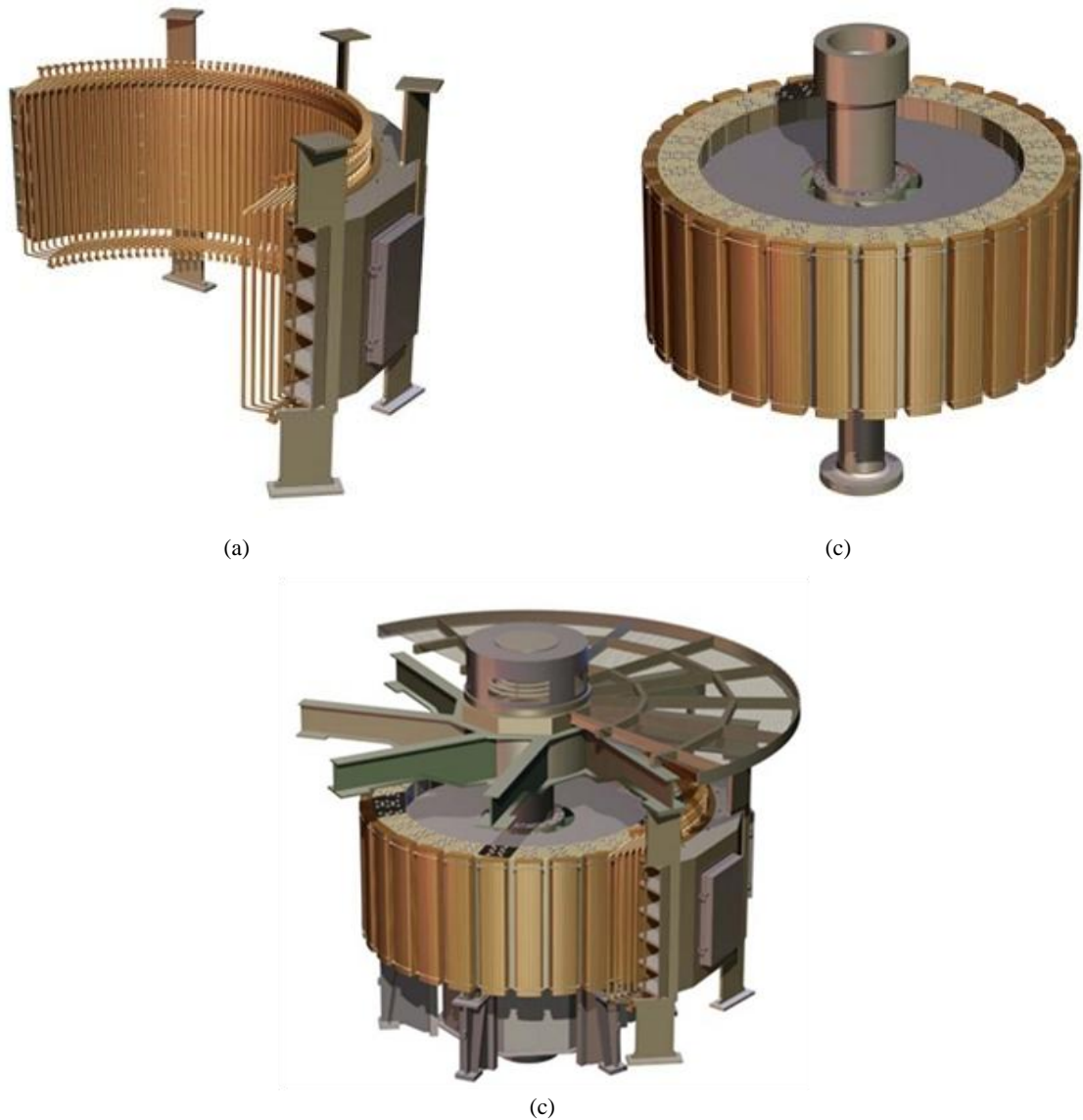


Figura 2.1 - (a) Estator completo com enrolamentos fixados ao núcleo; (b) Rotor completo com polos e núcleo polar; (c) Gerador completo com Rotor e Estator.

Fonte: Adaptado de [45] apud [46].

Os rotores cilíndricos são usados em turbogeradores devido às altas velocidades, da ordem de 3600 RPM, atingidas por este tipo de máquina, já os de polos salientes são usados em hidrogeradores, máquinas mais lentas com velocidades em torno de 900 RPM [27]. Os polos são compostos de um núcleo em torno do qual é enrolada uma bobina. Este núcleo polar é constituído por chapas cortadas, com espessura variando entre 1 mm e 3 mm, apertadas entre duas placas de extremidade aço fundido ou forjado por meio de tirantes rosqueados, rebitados ou soldados sobre as placas polares. Não há necessidade de se isolar as chapas, pois o campo existente no núcleo polar é constante, não produzindo as correntes de Foucault como no núcleo do estator. A Figura 2.2 mostra o núcleo polar com as chapas em cinza, as placas de extremidade em azul e o encaixe responsável por conectar o polo aro do rotor.

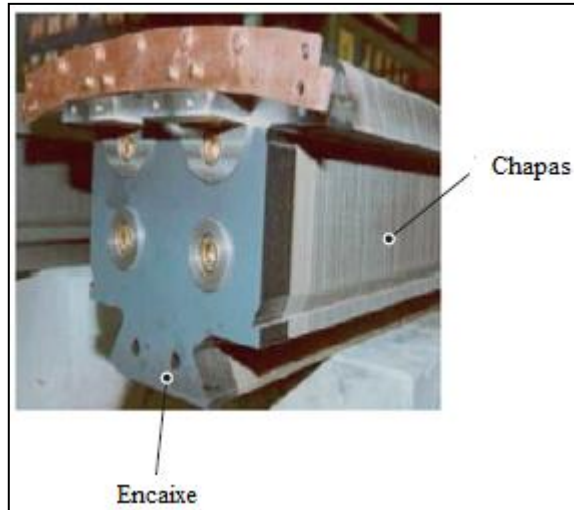


Figura 2.2 - Núcleo polar - empilhamento das chapas e segmento amortecedor na extremidade.

Fonte: Adaptado de [49]

Para hidrogeradores, as bobinas indutoras polares são instaladas em torno do núcleo e são mantidas presas a este por uma fixação ao aro do rotor por meio do encaixe mostrado na Figura 2.2 devido ao fato de estas máquinas apresentarem baixa velocidade [47]. A Figura 2.3 mostra uma bobina polar, a parte vazada no centro da bobina serve de encaixe para o núcleo polar.



Figura 2.3 - Bobina polar

Fonte: Adaptado de [48]

Estas bobinas são formadas por um solenoide de espiras contíguas, constituídas por condutores de cobre planos soldados nos ângulos, estes condutores planos são enrolados por uma máquina preformadora de forma a produzir uma bobina que será assentada sobre a isolamento do polo [28],[48]. A Figura 2.4 mostra uma vista de topo e um corte transversal de uma bobina do enrolamento do rotor onde podem ser vistos a isolamento do polo do rotor em preto, o flange de isolamento em hachura, a bobina e as barbatanas do enrolamento que tem por função aumentar a área de resfriamento do cobre

nu de forma a reduzir a elevação de temperatura para uma determinada perda por efeito Joule na bobina [28].

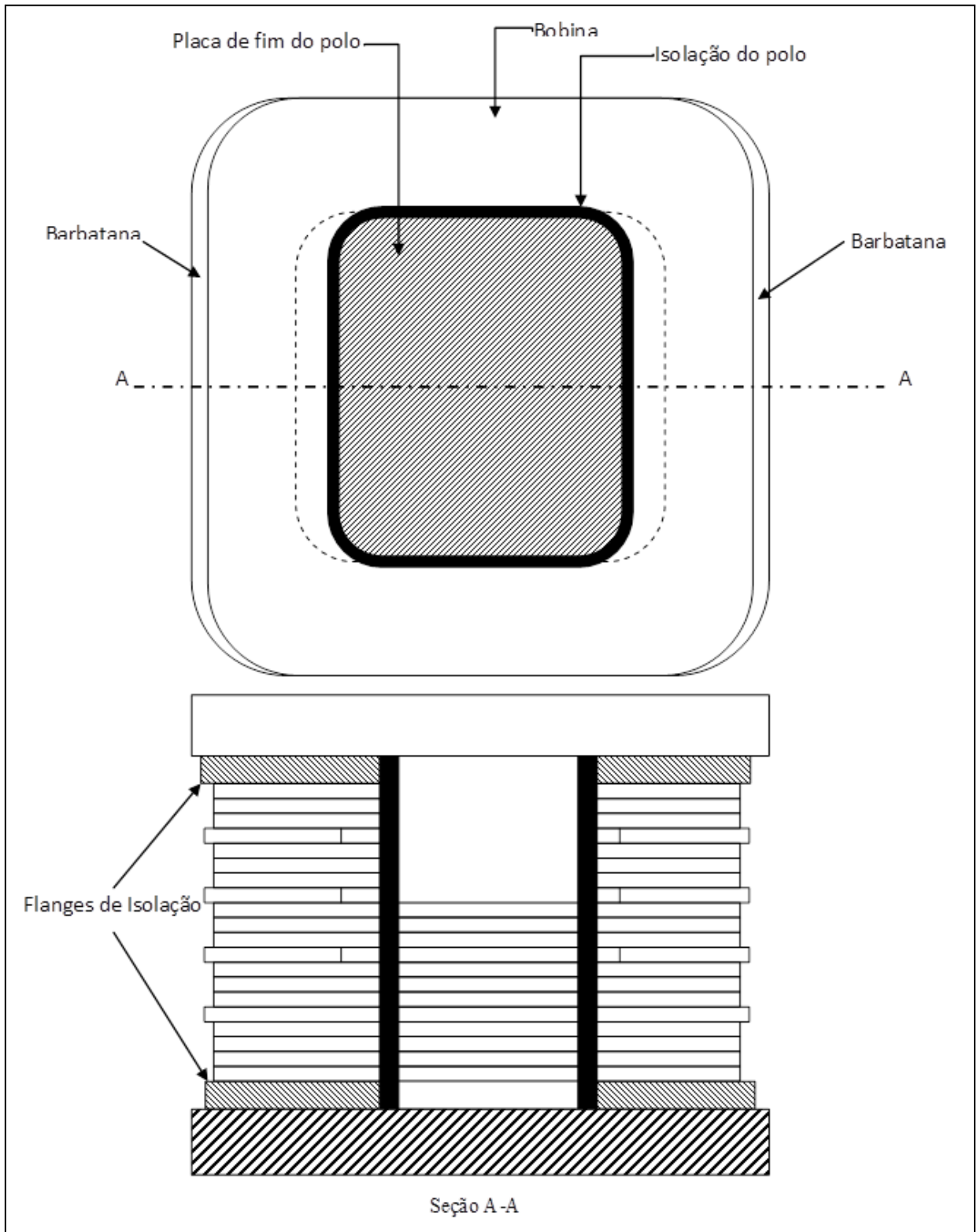


Figura 2.4 - Bobina do enrolamento de campo.

Fonte: Adaptado de [28]

## 2.1 ISOLAÇÃO DO ENROLAMENTO DO ROTOR DE POLOS SALIENTES

O enrolamento do rotor, assim como o do estator, possui isolamento entre espiras e entre a bobina e a ranhura, conhecida como isolamento de ranhura ou isolamento à terra. Entretanto o sistema de isolamento do enrolamento de campo é relativamente mais fino que o do estator devido ao fato de estar exposto a um estresse elétrico bem menor. Além da tensão à qual está sujeito ser contínuas, seus níveis não são elevados, não sendo superiores a 600 V, mesmo nos grandes turbogeradores [4].

Existem outros estresses que afetam a vida útil do sistema de isolamento do enrolamento do rotor, os principais são o térmico e a força centrífuga que surge quando da operação da máquina [4]. A corrente que flui no enrolamento de campo produz perdas por efeito Joule ( $I^2R$ ) que provocam o aquecimento do cobre o que faz com que a isolamento da espira e a isolamento à terra tenham a necessidade de ser capazes de resistir a altas temperaturas. As forças rotacionais presentes na operação do hidrogerador são bastante elevadas e unidirecionais, apontando sempre para a direção radial, produzindo um esforço nos condutores de cobre que tende a comprimir e distorcer a isolamento, assim sendo a isolamento do rotor deve ter uma alta resistência a esforços de compressão além necessitar de suportes para evitar que sofram distorção. Resistência à abrasão é outra característica que o material que forma a isolamento do enrolamento de campo deve possuir, pois quando a máquina é posta ou retirada de operação um esforço mecânico adicional ocorre. Ao ser percorrido pela corrente de excitação, surge uma elevação de temperatura no condutor de cobre, que sofre uma dilatação axial devido ao coeficiente de dilatação térmica, esta dilatação provoca um movimento diferencial entre o condutor e a isolamento. Tal movimento pode causar a abrasão tanto do cobre, como da isolamento [4]. Recapitulando, o material a ser utilizado para formar o sistema de isolamento do enrolamento do rotor deverá ser resistente a altas temperaturas, a esforços de compressão e a abrasão.

Para hidrogeradores com potências superiores a 50 MW operando em velocidades a partir de 1200 RPM, o projeto de bobinas do tipo "*strip on edge*" é o mais apropriado para resistir à força centrífuga. Neste tipo de construção as bobinas são formadas por uma fina tira de cobre em forma de moldura sendo impregnadas por verniz antes da montagem no polo [4],[28]. As bobinas do enrolamento de campo podem ter isolamento Classe B ou Classe F. Na classe B, a isolamento entre as espiras de uma bobina é formada por duas camadas de papel de asbestos com espessura de 0,18 mm. As bobinas requerem que o papel seja aplicado nos lados e extremidades em tiras retas e juntas sobrepostas nos cantos. Estas tiras são presas com "*shellac*" ou verniz de resina sintética após o que são posicionados os flanges de isolamento, ver Figura 2.4. O material usado na fabricação destes flanges são placas de amianto com baquelite. Para a classe de isolamento F, utilizam-se três camadas com espessura de 0,18 mm de papel de amianto tratado com "*epoxy*" para isolar as espiras que é colocado através da mesma técnica usada para as bobinas com classe de isolamento B, a única diferença é que a fixação do papel é feita por adesivo "*epoxy*" que é suavemente aplicado. Os flanges são feitos em

peças únicas a partir de moldes de alta pressão de resina epóxi. A isolação do corpo do polo, que tem cerca de 4 mm de espessura, é feita de laminados de epóxi [28].

## **2.2 MECANISMOS DE FALHA EM ENROLAMENTOS DE ROTORES DE POLOS SALIENTES**

A maioria dos enrolamentos de máquinas não falham devido a um evento catastrófico inadvertidamente, frequentemente a falha de uma máquina resulta de um processo de deterioração gradual da isolação que afeta a capacidade desta em resistir a estresses elétricos ou mecânicos, mesmo que estes sejam relacionados a valores nominais de operação.

A deterioração da isolação elétrica dos enrolamentos ou envelhecimento da isolação, termo mais comumente usado na prática de manutenção, é um processo muito lento que pode levar entre 10 e 40 anos (tempo para o qual motores e geradores são projetados para funcionar antes de necessitarem ser rebobinados). Entretanto a determinação exata de quando uma falha ocorrerá dificilmente pode ser prevista devido à necessidade de que duas causas independentes ocorram: a primeira causa é que deve haver uma redução da capacidade da isolação de resistir a estresses elétricos ou mecânicos devido ao envelhecimento. A segunda causa é a ocorrência de um transitório elétrico (surtos, faltas, etc.) ou mecânico (forças mecânica intensas devidas a curtos-circuitos) estressem o sistema de isolação [3],[4].

Faltas elétricas no sistema de isolação contribuem sobremaneira para falhas em máquinas rotativas, contudo deve-se ter em mente que embora o modo de falha final seja uma ruptura do dielétrico, o mecanismo que a ocasiona pode ser térmico, elétrico, mecânico ou ambiental que podem atuar isolada ou conjuntamente para atacar a integridade dos sistemas de isolação [3]. A seguir são descritos os principais mecanismos de falha encontrados em rotores de polos salientes.

### **2.2.1 ENVELHECIMENTO TÉRMICO**

O envelhecimento por estresse térmico ocorre quando a temperatura a qual a isolação está submetida é superior à de projeto, levando à degradação de suas propriedades eletromecânicas. À temperatura de operação materiais inorgânicos como os que formam o sistema de isolação deterioram com o tempo devido o calor que emana dos enrolamentos e são limitados pelo amolecimento, por mudanças reversíveis de condução, por perda de rigidez dielétrica ou pelo perigo de fratura devido a estresses térmicos diferenciais. Entretanto, se as especificações dos materiais que compõem o sistema de isolação forem propriamente selecionadas e respeitadas durante a operação da máquina, o envelhecimento por estresse térmico e a degradação a ele associada ocorrerão gradualmente durante a vida útil da máquina [3],[4].

Existem sintomas típicos deste mecanismo, a saber: encolhimento, endurecimento, quebra espontânea ou fissuras, perda de resistência, fragilização, descoloração, distorção e, em casos

extremos, carbonização. Estes efeitos são normalmente acompanhados pela perda de peso devido a oxidação ou a pirólise que dá origem a substâncias voláteis tais como: CO, CO<sub>2</sub>, água e hidrocarbonetos de baixo peso molecular e excessivo "cross-linking" [3].

As causas mais comuns para a ocorrência de envelhecimento por estresse térmico em enrolamentos de rotores de polo saliente são, segundo [4]:

- Sobrecarga ou altas temperaturas do ar levando à temperaturas de operação bem acima dos valores de projeto;
- Resfriamento inadequado devido ao ar ou água de resfriamento insuficientes, pontos mortos no circuito de resfriamento devidos a erros de projeto ou procedimentos de manutenção;
- Uso de materiais com propriedades térmicas inadequadas com consequente deterioração a uma taxa inaceitável quando operado dentro dos limites de temperatura de projeto;
- Sobre-excitação dos enrolamento do rotor por longos períodos;
- Correntes de sequência negativa no enrolamento do estator devidas ao desbalanceamento de tensão, operação defeituosa de disjuntores, ajuste inadequado de proteções, etc. Esta situação leva à circulação de correntes na face do polo e cunhas do rotor.

Os sintomas usuais de deterioração da isolação do enrolamento de campo em rotores de polos salientes são os curtos entre espiras e as faltas à terra. O curto entre espiras ocorre quando a isolação entre duas espiras adjacentes deteriora a tal ponto que chega a permitir o contato entre estas, já a falta à terra se dá quando uma descarga entre a espira e a parede da ranhura acontece [30].

A localização de sintomas visuais de envelhecimento térmico em enrolamentos de rotores de polos salientes vai depender se o envelhecimento é localizado ou generalizado. Segundo [4] o envelhecimento térmico generalizado caracteriza-se:

- Pela perda de aderência entre os condutores e fragilidade no verniz ou resina;
- Encolhimento do material isolante das arruelas dos polos e das amarrações entre bobinas;
- Fragilidade e escurecimento dos materiais do sistema de isolação;
- Afrouxamento dos enrolamentos no polo devido ao encolhimento da isolação à terra (indicado pelo aparecimento de poeira entre as interfaces dos componentes).

Já o envelhecimento local, segundo a mesma referência evidencia-se por sinais de sobreaquecimento local dos materiais isolantes com o restante do material ao longo da superfície mantendo boa aparência.



## 2.2.2 ENVELHECIMENTO DEVIDO AO CICLO TÉRMICO

O envelhecimento por ciclo térmico em isolamento de enrolamentos de rotores é mais comum em motores síncronos do que em geradores síncronos, pois a própria característica de operação daquelas máquinas (partidas e paradas frequentes) o favorece a ocorrência deste mecanismo de falha [4].

Este mecanismo de falha ocorre por dois motivos, o primeiro dá-se devido ao aquecimento provocado por correntes que fluem nas pontas dos polos de motores com rotores sólidos ou nos enrolamentos amortecedores de rotores de polo laminado. Estas correntes surgem em motores que possuem partida direta. O segundo motivo é o calor gerado pelas perdas Joule nos enrolamentos quando a corrente de excitação é aplicada. Partidas e paradas frequentes provocam a expansão e a contração do enrolamento em função da presença e ausência alternada de fontes de calor que provocam o deslocamento relativo entre os materiais de diferentes coeficientes de dilatação que formam o sistema de isolamento. Tal movimento causa abrasão da isolamento [4].

O ciclo térmico oriundo de partidas e paradas frequentes leva a quebra da resina ou verniz de que cola os diversos componentes do sistema de isolamento. Isto causa o afrouxamento e o movimento relativo entre estes componentes, que leva a mais afrouxamento e abrasão. Se os enrolamentos forem restringidos a voltar para sua posição a frio, podem tornar-se distorcidos. Projeto deficiente ou ciclos de carga muito rápidos ou frequentes para o tipo de projeto são as causas raiz deste mecanismo de falha. Os principais sintomas do envelhecimento por ciclo térmico são:

- Quebra da isolamento que mantém os condutores juntos e da isolamento do polo à terra;
- Distorção dos enrolamentos;
- Enrolamentos frouxos no polo.

## 2.2.3 POLUIÇÃO (TRILHAMENTO E ABSORÇÃO DE UMIDADE)

As máquinas com rotores de polos salientes são suscetíveis a faltas cujo mecanismo é a contaminação por materiais condutores, especialmente aquelas cujo projeto do enrolamento do rotor é do tipo "*strip-on-edge*" [4]. Isto se deve ao fato de que estas máquinas dependem de distâncias de escoamento adequadas entre os condutores de cobre nus para evitar curtos. A contaminação dos enrolamentos rotóricos ocorre devido a vazamentos de óleo de mancais e umidade causada pela condensação ou vazamento de trocadores de calor usados para o resfriamento de ar.

O processo de falha se dá quando contaminantes tais como umidade, pó de carvão e misturas de óleo e poeira cobrem a superfície do enrolamento de polos salientes. Estes contaminantes podem criar caminhos condutivos entre espiras ou para a terra o que pode causar curtos entre espiras (especialmente nos enrolamentos do tipo "*strip-on-edge*") e falhas à terra. Alguns elementos químicos

presentes nos contaminantes podem atacar os materiais isolantes levando-os à degradação. Sistemas de isolamento antigos contendo materiais como asbesto, fibras de algodão, papel, etc. ligados por vernizes orgânicos são ainda mais suscetíveis a falhar por absorção de umidade [4].

As causas raízes para este mecanismo de falha são:

- Ingresso de contaminantes tais como pó, cinzas, limalha de ferro, etc. em máquinas do tipo aberto, especialmente na presença de vazamento de óleo dos mancais;
- Ingresso de umidade da atmosfera, da condensação ou de trocadores de calor com vazamentos;
- Ingresso de produtos químicos que ataquem os materiais isolantes do polo.

Os sintomas para este tipo de mecanismo de falha são baixa resistência de isolamento ou falha no teste de queda de tensão. O rotor poderá parecer engraxado, molhado ou coberto por um filme líquido. Em condições severas, trilhas carbonizadas escuras podem aparecer entre espiras e para a terra [4].

#### **2.2.4 PARTÍCULAS ABRASIVAS**

Este tipo de mecanismo de falha só aparece quando os enrolamentos do rotor são operados em ambientes onde poeiras abrasivas estejam presentes. A poeira abrasiva da atmosfera em torno da máquina é carregada para o seu interior pelo sistema de resfriamento de ar causando a abrasão das superfícies isolantes do enrolamento do rotor. Esta situação pode eventualmente expor os condutores, resultando em curtos entre espiras. A isolação à terra e suas interconexões podem também ser erodidas por estas poeiras levando a faltas à terra [4].

A não existência de filtros nas entradas de ar de máquinas abertas em locais onde existe material abrasivo em suspensão, é a principal causa para o surgimento deste mecanismo de falha. Como sintomas tem-se faltas em enrolamentos conjuntamente com erosão da isolação de bobinas e conexões onde há evidência de materiais abrasivos como pó de carvão, poeira de minério de ferro e areia dentro da máquina.

#### **2.2.5 SURTOS DE TENSÃO REPETITIVOS**

A tensão CC aplicada ao enrolamento do rotor não causa envelhecimento do enrolamento. Além disso os níveis de tensão no enrolamento de campo são usualmente baixos, não sendo capazes de estressar a isolação, mesmo em materiais enfraquecidos. Portanto, estresse elétrico não é um mecanismo de falha importante no envelhecimento da isolação do rotor, mas sobretensões transitórias induzidas por condições de falta no estator ou sincronização inadequada podem causar perfuração do enrolamento do rotor [4].

Sobretensões transitórias podem ser induzidas nos enrolamentos do rotor por curtos-circuitos entre fases no enrolamento do estator, sincronização defeituosa ou excitatrizes estáticas. Estas tensões transitórias em conjunto com a isolamento fraco ou que tenha sido degradada pelos mecanismos de falha térmicos ou mecânicos, pode causar falhas predominantemente entre espiras. Estas sobretensões são mais severas em enrolamentos de polos salientes devido à sua configuração de projeto [4].

As principais causas para transitórios de tensão em enrolamentos de rotor são:

- Sincronização defeituosa devido defeitos no sincronizador automático e erros de sincronização manual;
- Operação assíncrona devido à perda de excitação enquanto o estator está energizado ou energização inadvertida do estator, sem excitação, durante a parada da máquina;
- A introdução de excitatrizes estáticas a cerca de 30 anos atrás trouxe consigo algumas preocupações com relação aos efeitos de envelhecimento a longo prazo em função dos pulsos de tensão transitórios por elas produzidos na isolação do enrolamento de campo. Estes surtos de tensão de alta frequência, gerados pela comutação de tiristores a uma taxa de repetição de 6 pulsos por ciclo, pode atingir magnitudes de 3 a 4 kV durante a elevação do campo. A experiência operacional com os níveis de tensão em uso atualmente nas máquinas de polos salientes revelou que estes surtos de tensão não são capazes de produzir um estresse elétrico que agride os sistemas de isolamento saudáveis, contudo em sistemas já envelhecidos por outros mecanismos de falha, estes surtos são mais uma fonte que acelera a degradação.

Os sintomas mais comuns deste mecanismo de falha são: faltas entre espiras nos enrolamentos de campo de máquinas síncronas induzidas por transitórios de tensão ou surtos de tensão provocados por comutação de tiristores em excitatrizes estáticas. São normalmente indicados por alta vibração devido ao desbalanceamento magnético ou desbalanceamento térmico. A confirmação de espiras curto-circuitadas por testes ou inspeção visual com o conhecimento de que elas tenham tido surtos transitórios de tensão impostos a elas.

### **2.2.6 FORÇAS CENTRÍFUGAS**

Este é um dos mecanismos de falha mais comuns em enrolamentos de campo de máquinas com polo saliente. Forças centrífugas continuamente impostas nestes enrolamentos pela rotação ou forças centrífugas cíclicas induzidas por operações de partida e parada tendem a distorcer os condutores das bobinas e quebrar a isolação da bobina, caso estas não estejam apertadas suficientemente. Se a amarração do enrolamento do polo é inadequada ou torna-se frouxa, a vibração

resultante e o movimento das bobinas nos polos causarão a abrasão da isolação entre condutores ou para a terra.

Amarração interpolar inadequada em máquinas velozes e grandes, levará a distorção de bobinas, enquanto que a erosão devida a enrolamentos frouxos ocorrerá principalmente durante partidas e parada. Afrouxamento do enrolamento pode também levar à quebra das arruelas do polo e conexões de espiras por fadiga. Estresses mecânicos nos enrolamentos tornar-se-ão excessivos e causarão sérios danos caso o motor seja operado com sobrevelocidade [4].

As causas para estes tipo de mecanismo de falha são:

- Amarração inadequada entre bobinas devido a má concepção de projeto ou encolhimento de materiais devido ao envelhecimento térmico;
- Amarração radial das bobinas inadequada devido a má concepção de projeto ou encolhimento de materiais devido ao envelhecimento térmico;
- Falhas por fadiga das conexões entre bobinas devido ao movimento relativo das bobinas;
- Partidas e paradas frequentes causando falha devido a fadiga dos componentes do enrolamento em intervalos de tempo curtos;
- Sobrevelocidade inadvertida do rotor causando estresse dos condutores do enrolamento e materiais isolantes.

Os sintomas operacionais mais comuns causados por estresses mecânicos devidos a forças centrífugas podem ser confirmados pelo exame visual dos componentes do enrolamento do rotor e das amarrações. Se houverem sinais de abrasão, fratura, etc., sem a indicação de envelhecimento térmico ou elétrico, então o mecanismo de falha mais provável é o envelhecimento mecânico. Um exame detalhado do tipo de fratura no material do enrolamento ou amarração pode indicar também se ela resultou de sobre-estresse (conformação) ou estresse cíclico (fadiga). Se um curto entre espiras ocorreu, o nível de vibração deverá aumentar.

## 2.3 CONCLUSÃO

Diversos são os mecanismos de falha presentes nos enrolamentos do rotor sendo os principais os devidos aos estresses térmicos e mecânicos. A sinergia entre os mecanismos principais e os outros menos impactantes para enrolamento de campo podem levar a falhas graves. Nem sempre os sintomas de defeitos no enrolamento do rotor são facilmente detectáveis por inspeção visual, uma vez que o rotor não é acessível quando a máquina está em operação.

O sistema de isolamento de qualquer equipamento elétrico é fundamental para sua operação confiável, uma falha na isolamento elétrica no enrolamento do rotor acarretará em parada da máquina, o que no atual cenário do sistema elétrico brasileiro é inaceitável.

Os mecanismos de falha demonstram como as faltas podem ser detectadas em seus estágios mais incipientes pela monitoração apropriada de alguns parâmetros. Pela análise dos mecanismos de falha expostos neste capítulo verifica-se que a temperatura é uma das principais variáveis a ser monitorada no enrolamento do rotor para se detectar falhas incipientes.

### 3 COMPORTAMENTO TÉRMICO DE HIDROGERADORES

#### 3.1 INTRODUÇÃO

Como visto no capítulo anterior os estresses térmicos afetam drasticamente a vida útil da isolação dos enrolamentos do rotor, sendo os limites operacionais das máquinas elétricas definidos pela máxima temperatura que a isolação pode suportar. Portanto o conhecimento do comportamento térmico dos geradores de grande porte tem um papel importante para que se possa determinar como melhor monitorar estas máquinas elétricas. Neste capítulo será abordado o processo de transferência de calor no interior de grandes geradores hidroelétricos.

#### 3.2 TRANSMISSÃO DE CALOR EM GERADORES COM ROTOR DE POLO SALIENTE

A análise do comportamento térmico de um hidrogerador deve cobrir seus três principais componentes: o rotor, o estator e o sistema de resfriamento para que possa ser bem entendido [72]. Sabe-se que o aumento de temperatura da máquina determina o carregamento máximo ao qual pode ser submetida [71], podendo-se abordar o problema do aumento de temperatura de duas maneiras: em primeiro lugar a remoção do calor do interior da máquina deve ser eficiente e em segundo deve-se levar em consideração a distribuição do calor nas diferentes partes da máquina.

O calor que é produzido pelo gerador deve-se às diversas perdas nele existentes que são divididas em: perdas resistivas nos condutores dos enrolamentos do rotor e estator pelo efeito Joule; perdas no ferro do circuito magnético; perdas de ventilação [72]. As perdas resistivas em um enrolamento com  $n$  fases nas quais circula uma corrente  $I$  são dadas pela Equação 3.1.

$$P_{cu} = nI^2 R_{CA} \quad (3.1)$$

onde  $R_{ca}$  é a resistência de corrente alternada por fase do enrolamento dada pela Equação 3.2.

$$R_{CA} = k_r (N \cdot l_{av} / \sigma S_c) \quad (3.2)$$

onde:

$k_r$  - é o fator de efeito pelicular;

$N$  - é o número de espiras;

$l_{av}$  - comprimento médio da bobina;

$\sigma$  - condutividade específica do condutor;

$S_c$  - área da seção transversal do condutor.

As perdas no ferro devem-se aos campos eletromagnéticos que atuam sobre o núcleo da máquina. Estas perdas ocorrem por dois mecanismos: correntes parasitas (ou de Foucault) e histerese. As perdas por histerese podem ser estimadas pela Equação 3.3.

$$P_{Hy} = \eta V f B_{MAX}^n \quad (3.3)$$

V - volume de material ferromagnético;

f - frequência do campo magnético;

B - indução magnética.

O expoente n assume valores na faixa de 1,5 a 2,5 [71],  $\eta$  é uma constante empírica.

As correntes parasitas surgem como resultado de tensões induzidas no material condutivo do núcleo do estator devido fluxo magnético alternado. Estas correntes surgem em oposição às mudanças na variação do fluxo magnético e podem atingir valores elevados que além de prejudicar a penetração do fluxo magnético produzem uma elevação de temperatura no local. Nos grandes geradores usados em hidroelétricas, este problema é resolvido pelo uso de chapas laminadas. Entretanto, mesmo neste caso, surgem correntes parasitas nas chapas que formam os núcleos do estator [71]. Para avaliar as perdas por correntes de Foucault, analisar-se-á a situação mostrada na Figura 3.2 que mostra uma lâmina de material ferromagnético de espessura d, comprimento w e altura h.

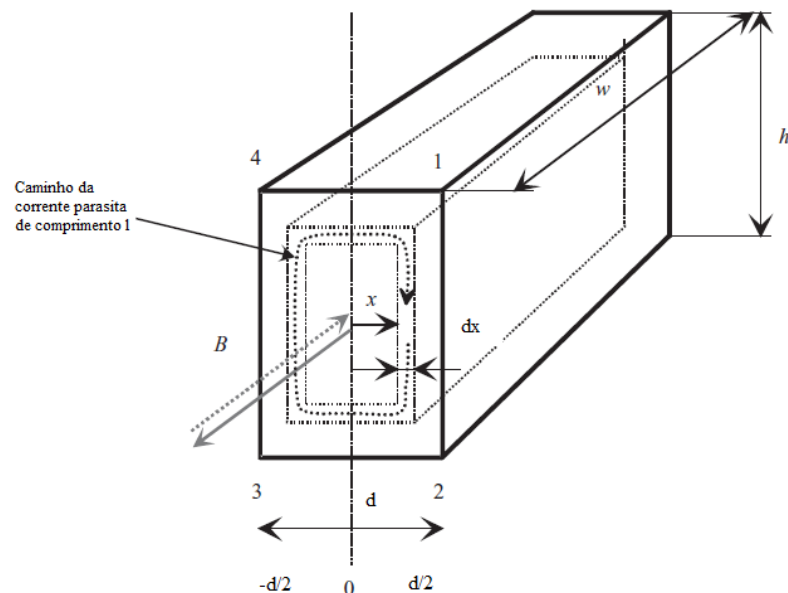


Figura 3.1 - Correntes parasitas em uma folha de material. A densidade de fluxo magnético B varia nas direções dadas pelas setas pelas correntes parasitas correspondentes que circulam em torno do fluxo magnético. As correntes parasitas se opõem à entrada do fluxo nas lâminas.

Fonte: Adaptado de [71]

A resistência do caminho de comprimento  $l$ , resistividade  $\rho$  e seção transversal  $S$  é dada pela Equação 3.4.

$$R = \frac{\rho l}{S} \approx \frac{2h\rho}{wdx} \quad (3.4)$$

A densidade de fluxo no laminado cria um fluxo  $\Phi = x \cdot h \cdot B$ , que por ser alternado cria uma tensão -  $d\Phi/dt$ . Esta tensão induzida, por sua vez cria, uma corrente  $I$  dada pela Equação 3.5.

$$dI = \frac{E}{R} = \frac{\frac{2\pi f \cdot \hat{B}_m \cdot 2xh}{\sqrt{2}}}{\frac{2h\rho}{wdx}} = \frac{2\pi f \cdot \hat{B}_m \cdot wx dx}{\sqrt{2}} \quad (3.5)$$

Pode-se assim determinar a perda de potência diferencial como dada pela Equação 3.6.

$$dP_{Fe, Ft} = EdI = \frac{(2\pi f \cdot \hat{B}_m)^2 wx^2 dx}{\sqrt{2}} \quad (3.6)$$

Ao se integrar a Equação 3.6 no intervalo de 0 a  $d/2$  mostrado na Figura 3.2, obtém-se as perdas por corrente parasita que é dada pela Equação 3.7.

$$P_{Fe, Ft} = \frac{v \cdot \pi^2 f^2 d^2 \hat{B}_m^2}{6\rho} \quad (3.7)$$

As perdas de ventilação devem-se a fricção do ar no espaço que fica entre o estator e o rotor conhecido como entreferro e correspondem a uma quantidade considerável das perdas totais de um gerador [72] e aumentam de maneira significativa a medida que aumenta a velocidade do rotor. A determinação deste tipo de perdas é muito difícil devido a dificuldade no entendimento da distribuição do fluxo de ar no interior do gerador devido a dificuldade da realização de simulações numéricas causada pela geometria complexa destas máquinas [73]. A Equação 3.8 proposta em [72] fornece um meio de se estimar estas perdas.

$$P_f = 1443.4 - 13 \cdot T_{ar-saida} \quad (3.8)$$

onde  $T_{ar-saida}$  é a temperatura do ar medida na saída do trocador de calor do gerador.

Uma outra abordagem para estimar as perdas por ventilação é considerar o motor como um cilindro que gira no interior de um anel cilíndrico. A potência devida ao torque de arraste do rotor é dada pela Equação 3.9 [71].

$$P_{\rho w1} = \frac{1}{32} k \rho C_M \pi \Omega^3 D_r^4 l_r \quad (3.9)$$



onde:

$k$  - coeficiente de rugosidade da superfície (superfície lisa  $k=1$ , normalmente  $k=1-1,4$ );

$C_M$  - coeficiente de torque;

$\rho$  - densidade do fluido refrigerante;

$\Omega$  - velocidade angular;

$D_r$  - Diâmetro do rotor;

$l_r$  - comprimento do rotor.

Determina-se o coeficiente de torque a partir do número de Reynolds que é dado pela Equação 3.10 [71] e representa a relação entre as forças de inércia e viscosas em um fluido que está em movimento [65].

$$Re_\delta = \frac{\rho \Omega D_r \delta}{2\mu} \quad (3.10)$$

onde:

$\rho$  - densidade do fluido refrigerante;

$\mu$  - viscosidade dinâmica;

$\Omega$  - velocidade angular;

$D_r$  - Diâmetro do rotor;

$\delta$  - comprimento do entreferro.

Uma vez obtido o número de Reynolds, calcula-se o coeficiente de torque a partir das Equações 3.11 a 3.14 [71].

$$C_M = 10 \frac{(2\delta/D_r)^{0,3}}{Re_\delta}, \quad Re_\delta < 64 \quad (3.11)$$

$$C_M = 2 \frac{(2\delta/D_r)^{0,3}}{Re_\delta^{0,6}}, \quad 64 < Re_\delta < 500 \quad (3.12)$$

$$C_M = 1,03 \frac{(2\delta/D_r)^{0,3}}{Re_\delta^{0,5}}, \quad 500 < Re_\delta < 10^4 \quad (3.13)$$

$$C_M = 0,065 \frac{(2\delta/D_r)^{0,3}}{Re_\delta^{0,2}}, \quad 10^4 < Re_\delta$$

As superfícies que formam as extremidades do rotor também criam perdas por fricção e são modeladas como se fossem discos que giram no espaço livre, assim pode-se determinar as perdas relativas à fricção causada por estas superfícies a partir da Equação 3.15 [71].

$$P_{\rho w 2} = \frac{1}{64} C_M \rho \Omega^3 (D_r^5 - D_{ri}^5) \quad (3.15)$$

onde

$\rho$  - densidade do fluido refrigerante;

$C_M$  - coeficiente de torque;

$\Omega$  - velocidade angular;

$D_r$  - Diâmetro do rotor;

$D_{ri}$  - Diâmetro do eixo do rotor;

O coeficiente de torque é determinado pelas Equações 3.16 e 3.17.

$$C_M = \frac{3,87}{Re_r^{0,5}}, \quad Re_r < 3 \times 10^5$$

$$C_M = \frac{0,146}{Re_r^{0,2}}, \quad Re_r > 3 \times 10^5 \quad (3.17)$$

$Re_r$  é o número de Reynolds e para o modelo das extremidades do rotor é dado pela Equação 9.18.

$$Re_r = \frac{\rho \Omega D_r^2}{4} \quad (3.18)$$

As perdas de ventilação totais provocadas pelo rotor são representadas por  $P_{pw}$  e serão a soma das perdas produzidas pelo corpo do rotor e pelas superfícies extremas.

$$P_{pw} = P_{pw1} + P_{pw2}$$

O calor é retirado do interior do gerador pelo sistema de refrigeração: o rotor atua como um grande ventilador fazendo a circulação do ar de refrigeração, empurrando-o através do entreferro, dos espaços interpolares e dos tubos de resfriamento no estator. O ar que sai do rotor passa pelos trocadores de calor onde troca calor com a água que é retirada da represa sendo resfriado. Ao sair dos trocadores de calor, o ar (que está confinado pela carcaça do gerador) divide-se em dois fluxos: um que se dirige ao rotor passando pelo alto através de uma passagem criada pelos defletores e pelo piso do alternador, enquanto um segundo fluxo de ar passa se dirige por baixo do rotor. A Figura 3.1 ilustra o processo descrito acima [72].

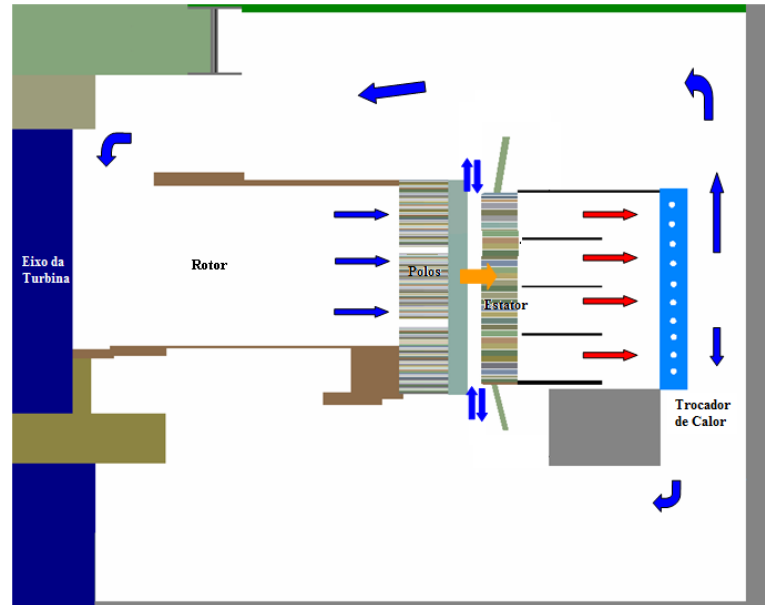


Figura 3.2 - Modos de transmissão de calor em um hidrogerador com refrigeração em circuito fechado.

Fonte: Adaptado de [72].

### 3.3 DISTRIBUIÇÃO DE TEMPERATURA NOS POLOS DO ROTOR

Conhecer a distribuição de temperatura nos polos do rotor tem de grande importância para a avaliação da vida útil do seu sistema de isolamento. Como visto no capítulo anterior, curtos entre espiras ou destas para a terra causam desbalanceamento no campo magnético que leva ao surgimento de vibrações no rotor que podem causar danos nos mancais e até no estator.

Em medições feitas em testes para validar modelos térmicos de rotores de geradores realizados pela Hydro-Québec [12] verificou-se havia um gradiente de temperatura de  $15^{\circ}\text{C}$  através da face polar entre o bordo de ataque e o bordo de fuga e de  $13^{\circ}\text{C}$  ao longo das barras amortecedoras. Observou-se também que a terceira espira do enrolamento de campo, contando a partir do entreferro e a meia altura do polo, apresentava temperatura de  $77,5^{\circ}\text{C}$  no bordo de ataque, enquanto que sua correspondente no bordo de fuga estava a uma temperatura de  $85,9^{\circ}\text{C}$ . A situação na parte superior e inferior do polo era bem melhor devido à melhor ventilação estando a terceira espira da bobina na parte superior e inferior do polo a  $58,9^{\circ}\text{C}$  e  $64,9^{\circ}\text{C}$  respectivamente. A Figura 3. 3 ilustra esta situação.

Tal situação é preocupante, pois usualmente se usa a temperatura que é estimada pelo valor da resistência média do enrolamento de campo calculada a partir de medições de valores de corrente e tensão de campo após a máquina haver alcançado a estabilidade térmica usando a Equação 3.20.

$$T_r(^{\circ}\text{C}) = \frac{V_F/I_F}{R_{ref}} (234,5 + T_{ref}) - 234,5 \quad (3.20)$$

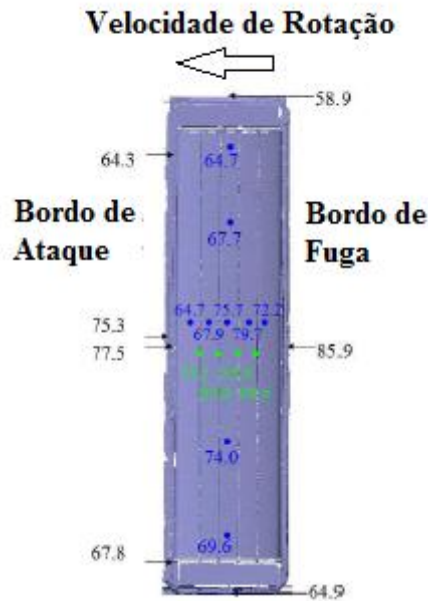


Figura 3.3 - Distribuição de temperaturas (°C) da face polar, barras de amortecimento e enrolamento de campo.

Fonte: Adaptado de [12].

Por este método de cálculo a temperatura média para a bobina de campo calculada em uma condição de carga de 123% é de 72°C, que é coerente com os resultados encontrados, porém abaixo do valor de temperatura medido para o ponto quente no enrolamento de campo. Estas diferenças entre o valor medido e as estimativas feitas pela resistência do enrolamento de campo reforçam a importância de se buscar métodos para medir a temperatura de forma distribuída, assunto este a ser coberto na próxima seção.

### 3.4 MEDIÇÃO DE TEMPERATURA EM ROTORES DE HIDROGERADORES

A monitoração de temperatura em rotores, seja de geradores ou motores, é uma tarefa difícil por ser esta a parte móvel da máquina rotativa, o que torna complicada a extração de sinais para o sistema de aquisição de dados. Além desta dificuldade tem-se ainda o fato de que qualquer instrumento instalado no rotor não deve conduzir eletricidade e deve ser imune a interferência eletromagnética.

Nos últimos anos o interesse pelo monitoramento da temperatura do rotor tem aumentado em função de falhas à terra ocorridas nesta parte do gerador, segundo [55] foram observadas pelos autores cinco faltas à terra em rotores de geradores em um período de dez meses. Sistemas de monitoração de temperatura baseado em RTD no qual os dados são extraídos por telemetria são propostos em [55], [59], [60] e por fibra óptica via conversão do sinal elétrico em óptico [60]. Já em [56] é proposto um sistema para monitorar temperatura em polos de rotores refrigerados a água usando medição de temperatura por infravermelho. Sistemas baseados em medição de temperatura usando termistores são

propostos em [57] e [58]. O uso de termopares para monitorar temperatura é proposto em [58], [61] e [62].

O uso de sistemas de medição de temperatura tradicionais tais como RTD, termopares, termistores e infravermelho apresentam inconvenientes que limitam e por vezes impedem seu uso nos rotores. O primeiro inconveniente é o fato de serem metálicos e necessitarem contato com a superfície que se quer medir a temperatura que no caso de rotores de geradores está energizada, assim sendo deve-se ter um cuidado especial ao se instalar estes sensores no rotor [1]. Além deste inconveniente existe o problema da interferência causada pelo alto campo eletromagnético produzido no interior da máquina na leitura destes instrumentos que possuem sensibilidade da ordem de  $40 - 50 \mu V$  [55]. A medição via sensores ou câmeras de infravermelho tem o inconveniente da necessidade de se conhecer a emissividade da superfície a ser monitorada. Outra dificuldade está no ambiente interno da máquina, este muito poluído, sendo comum o acúmulo de poeira nas superfícies. Esta situação pode mascarar a medição de temperatura, pois a emissividade da poeira é diferente da emissividade da superfície do enrolamento de campo.

Um sistema de medição de temperatura e deformação de rotores de hidrogeradores usando tecnologia de Redes de Bragg (FBG) é proposto em [23] no qual os sensores são instalados no rotor ligados em rede conectados a um colimador. Uma fonte luminosa envia o sinal através de um colimador fixo, instalado no estator da máquina, que ao se alinhar ao colimador móvel, transmite o sinal luminoso aos FBG que refletem o comprimento de onda de Bragg para o interrogador via o sistema de colimadores.

Em [5] propõe-se um sistema semelhante, a diferença está na forma de extração do sinal. Nesta aplicação 60 sensores FBG foram instalados no rotor de um gerador de 74,75 MVA da Hydro-Québec. Estes sensores foram usados para monitorar a temperatura do enrolamento de campo e das conexões polares. A extração do sinal para o interrogador é feita por uma junta rotativa óptica instalada no eixo do "*Permanent Magnet Generator*".

Como visto anteriormente, a vantagem de se utilizar sensores ópticos para medir temperatura em rotores de geradores hidráulicos reside no fato de não serem condutores, possuírem tamanho reduzido e imunes à interferência. Cria-se também um circuito totalmente óptico, sem a necessidade de circuitos conversores eletro-ópticos instalados na máquina. São bem mais vantajosos em relação aos sistemas de transmissão via RF, uma vez que estes últimos sofrem interferência, perdas de até 10% dos pacotes durante o período de transmissão podem ocorrer devido a interferência dos campos magnéticos intensos presentes no rotor dos hidrogeradores [54].

## 4 GRADES DE BRAGG COMO SENSORES DE TEMPERATURA

### 4.1 INTRODUÇÃO

Nos últimos trinta anos as fibras ópticas passaram de uma promessa para uma realidade, atualmente redes de fibras ópticas são a infraestrutura de redes de dados que interconectam o mundo todo tornando a comunicação à longa distância uma realidade. Este sucesso se deve ao fato de que as fibras ópticas possuem propriedades que se aproximam muito das ideais, nomeadamente: baixa perda de transmissão, limiar de dano óptico elevado e baixa não linearidade óptica [21].

Em 1978, durante experimentos com fibras ópticas dopadas com germânio e laser visível de argônio no Canadian Research Center, Ken Hill descobriu a foto-sensibilidade das fibras ópticas [15]. O efeito observado por Hill e sua equipe era que a medida que o tempo de experimento aumentava, a luz injetada na fibra era refletida cada vez mais. Os pesquisadores atribuíram este fenômeno à variação do índice de refração causado por uma grade inscrita na fibra como resultado da intensidade de um padrão de onda estacionária [21].

As pesquisas evoluíram até que Gerald Meltz e sua equipe demonstraram que poderiam gravar estas grades nas fibras usando o processo de absorção de fóton único em 244 nm. Este processo de inscrição das Grades de Bragg na fibra ficou conhecido como Gravação Holográfica Interferométrica e era capaz de gravar as Grades de Bragg diretamente no núcleo da fibra [18].

Com a evolução das técnicas de inscrição das Grades de Bragg no núcleo das fibras ópticas, surgem diversas aplicações desta tecnologia para dispositivos usados em redes de comunicação como multiplexadores com divisão por comprimento de onda (WDM), amplificadores de fibra dopada com érbio, equalizadores de ganho e compensadores de dispersão para elevar a largura de banda [21]. A partir da década de 1990 começou a se usar as redes de Bragg como sensores ópticos em aplicações industriais para monitorar grandezas físicas tais como: pressão, temperatura, deformação, campos elétricos e magnéticos, posição, etc. [20], [48], [49], [52]. Os fatores que levaram à sua utilização foram a possibilidade de emprego em ambientes nos quais os sensores tradicionais tinham sua aplicação limitada por agentes agressivos tais como: produtos químicos, locais com interferência eletromagnética, alta tensão, temperaturas elevadas, etc. [20], [51]. Além destes fatores, o tamanho e peso reduzidos, largura de banda, alta sensibilidade e baixo custo, pesaram muito na decisão de escolha desta tecnologia [49],[50],[52].

Basicamente os sensores ópticos são dispositivos que sofrem modulações no sinal luminoso induzidas por grandezas físicas que imprimem uma informação no raio luminoso na forma de intensidade, fase, frequência, polarização, conteúdo espectral e etc, didaticamente pode-se classificá-

los quanto a forma construtiva em intrínsecos e extrínsecos [49]. Os sensores intrínsecos são aqueles inscritos diretamente na fibra óptica, e na própria fibra ocorre a atividade sensora. Já nos sensores extrínsecos a atividade sensora se dá fora da fibra em um dispositivo tipo "caixa preta" que sofre a influência da grandeza física, imprimindo uma modulação no sinal luminoso que nele chega através da fibra [50].

Além da classificação quanto a forma construtiva, os sensores ópticos podem ser classificados quanto ao processo de modulação. Neste caso tem-se: sensores baseados na modulação de intensidade, sensores baseados na modulação espectral, polarimétricos e interferométricos [52]. Como sensores interferométricos podemos citar os sensores tipo Sagnac, Fabry Perot, Michelson, dos quais somente o primeiro não é usado para medição de temperatura [50]. Entre os sensores polarimétricos pode-se destacar os baseados em rede de Bragg (FBG) que são indicados para medir deformações mecânicas e temperatura [15]-[19].

Nos últimos anos o uso de sensores interferométricos e FBG para medição de temperatura tem aumentado bastante, sendo que o sensor FBG tem a vantagem de ser mais de simples de fabricar e instalar no campo, além de serem sensíveis à temperatura de forma eficiente [51]. Por esta razão e pela possibilidade de instalação em rede de sensores [15]-[19] os sensores FBG foram escolhidos para o projeto de monitoração de temperatura do enrolamento de campo de hidrogeradores.

## 4.2 TEORIA DE GRADES DE BRAGG (FBG)

A análise da propagação da luz em uma fibra óptica deve levar em conta seu caráter ondulatório devido às dimensões da seção transversal da fibra serem comparáveis ao comprimento de onda dos campos elétrico e magnético que a constituem. Portanto a teoria grades de Bragg pode ser desenvolvida considerando a propagação dos modos dos campos presentes na fibra obedecendo à equação de onda [21].

$$\nabla^2 \mathbf{E} = \mu_0 \varepsilon_0 \varepsilon_{ij} \frac{\partial^2 \mathbf{E}}{\partial t^2} \quad (4.1)$$

onde

$\mathbf{E}$  - vetor campo elétrico;

$\mu_0$  - permeabilidade magnética do vácuo;

$\varepsilon_0$  - permissividade dielétrica do vácuo;

$\varepsilon_{ij}$  - tensor permissividade dielétrica.

As grades de Bragg são modulações periódicas do índice de refração do núcleo da fibra óptica [16] causadas pela exposição deste a um padrão espacial de luz ultravioleta (UV) na região de 244 a 248 nm aproveitando o efeito da foto-sensibilidade exibido pelas fibras ópticas dopadas com germânio

[18]. A Figura 4.1 mostra as modulações do índice de refração causadas pelo processo de inscrição da grade.

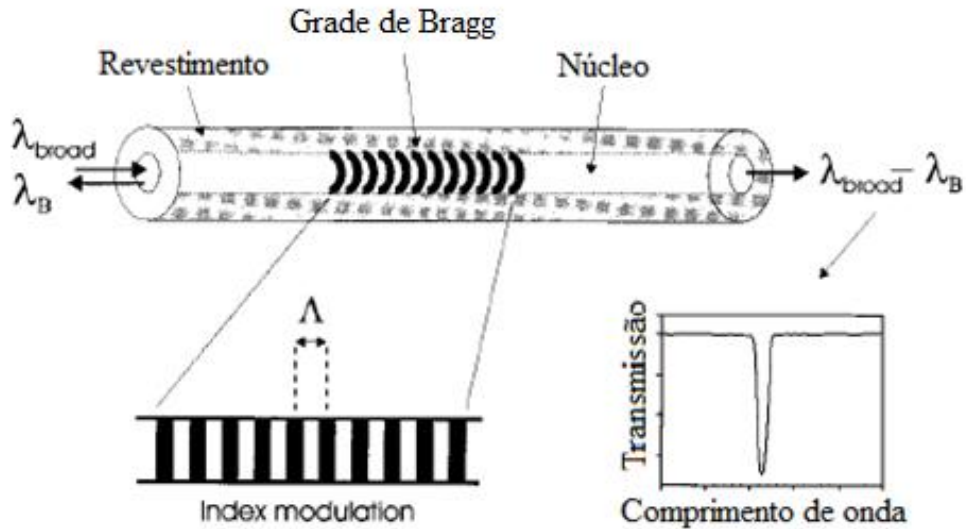


Figura 4.1 - Ilustração de uma grade de Bragg uniforme com modulação do índice de refração tanto em amplitude como em período.

Fonte: Adaptado de [16].

Como a onda se propaga pela região do núcleo perturbada pela grade Bragg, pode-se considerar que a resposta total da polarização do meio dielétrico deve-se à polarização da área da grade e outra polarização da área sem perturbação, situação representada pela Equação 4.2.[21]

$$\mathbf{P} = \mathbf{P}_{SP} + \mathbf{P}_g \quad (4.2)$$

onde

$\mathbf{P}$  - vetor polarização total da fibra;

$\mathbf{P}_{sp}$  - vetor polarização da área não perturbada;

$\mathbf{P}_g$  - vetor polarização da área perturbada.

A polarização da área sem perturbação (sem a modulação do índice de refração) é dada pela Equação 4.3 [21]

$$\mathbf{P}_{sp} = \epsilon_0 \chi^{(1)} \mathbf{E}_\mu \quad (4.3)$$

onde

$\epsilon_0$  - permissividade dielétrica do vácuo;

$\chi^{(1)}$  - tensor susceptibilidade da área não perturbada;

$\mathbf{E}_\mu$  - vetor intensidade de campo elétrico do modo  $\mu$ .



A susceptibilidade linear relaciona-se com a permissividade dielétrica do meio pela Equação 4.4.

$$\varepsilon_r = 1 + \chi^{(1)} \quad (4.4)$$

Portanto ao se inserir as Equações 4.2 a 4.4 na Equação 4.1 tem-se a Equação 4.5, que nada mais é do que a equação de onda que leva em conta o efeito da grade de Bragg na polarização [21]

$$\nabla^2 \mathbf{E} = \mu_0 \varepsilon_0 \varepsilon_{ij} \frac{\partial^2 \mathbf{E}}{\partial t^2} + \mu_0 \frac{\partial^2 \mathbf{P}_g}{\partial t^2} \quad (4.5)$$

A modulação do índice de refração varia de forma periódica na região onde a grade foi inscrita na direção de propagação da onda, ficando a região onde os raios UV incidiram com a permissividade dielétrica alterada de um valor  $\Delta\varepsilon(z)$ , conseqüentemente a polarização da região onde foi inscrita a grade passa a ser dada pela Equação 4.6 [21].

$$\mathbf{P}_g = \varepsilon_0 [\varepsilon_r - 1 + \Delta\varepsilon(z)] \mathbf{E}_\mu \quad (4.6)$$

sendo os termos entre colchetes relativos à  $\chi^{(1)}$  e  $\varepsilon_r$  a permissividade relativa da grade que não foi alterada pelos raios UV. A permissividade relaciona-se com o índice de refração por  $n^2 = \varepsilon_r$ , portanto a perturbação na permissividade dielétrica  $\Delta\varepsilon(z)$  provocará uma perturbação no índice de refração  $\delta n(z)$ , que se relacionam pela Equação 4.7.

$$[n + \delta n(z)]^2 = \varepsilon_r + \Delta\varepsilon_r \quad (4.7)$$

Expandindo-se a Equação 4.7 tem-se:

$$n^2 + 2n\delta n(z) + \delta n(z)^2 = \varepsilon_r + \Delta\varepsilon(z) \quad (4.8)$$

Considerando que a perturbação a no índice de refração é pequena, pode-se desconsiderar o termo  $\delta n(z)^2$  na Equação 4.8. Assim chega-se ao seguinte resultado.

$$n^2 + 2n\delta n(z) = \varepsilon_r + \Delta\varepsilon(z) \quad (4.9)$$

logo

$$\Delta\varepsilon(z) \approx 2n\delta n(z) \quad (4.10)$$

Define-se agora o índice de refração da grade como

$$\delta n(z) = \overline{\Delta n} \left\{ 1 + \frac{v}{2} \left( e^{i[(2\pi N/\Lambda)z + \phi(z)]} + cc \right) \right\} \quad (4.11)$$

Na Equação 4.11,  $\overline{\Delta n}$  é a variação média do índice de refração ao longo de um período da grade,  $v$  é a visibilidade de franja. O termo exponencial juntamente com o complexo conjugado  $cc$  descrevem a modulação periódica que realmente acontece.  $\phi(z)$  é uma mudança de fase arbitrária que varia

espacialmente.  $\Lambda$  é o período da perturbação causada pela inscrição da grade na fibra (ver Figura 4.1) e  $N$  é um número inteiro ( $-\infty < N < \infty$ ) relativo à ordem harmônica.

Ao combinar-se as Equações 4.6 e 4.11, tem-se a polarização total do material como sendo

$$\mathbf{P} = \epsilon_0 \left\{ n^2 - 1 + 2n\overline{\Delta n} \left[ 1 + \frac{v}{2} \left( e^{i(2\pi N/\Lambda)z + \phi(z)} + cc \right) \right] \right\} \mathbf{E}_\mu \quad (4.12)$$

o primeiro termo do lado direito da equação 4.12 é a permissividade, o segundo refere-se à mudança do índice de refração  $cc$  e o terceiro termo relaciona-se à modulação  $ca$  do índice de refração. Por fim ao se incorporar a visibilidade de franja no termo  $\Delta n = v\overline{\Delta n}$  como a amplitude da modulação  $ca$  do índice de refração, tem-se a representação da mudança induzida pelos raios UV no índice de refração do núcleo da fibra óptica representada pela Equação 4.13 [21].

$$\Delta n(z) = 2n \left[ \overline{\Delta n} + \frac{\Delta n}{2} \left( e^{i(2\pi N/\Lambda)z + \phi(z)} + cc \right) \right] \quad (4.13)$$

A luz ao propagar-se pela fibra encontrará a região onde está inscrita a grade e será espalhada por cada período da grade dando origem a dois modos acoplados um refletido de volta à fonte e outro que se propaga para a extremidade final da fibra [16],[21]. Se a condição de Bragg não for atendida os modos refletidos por cada plano que forma a grade, saem de fase e passam a se cancelar, o oposto acontece quando a condição de Bragg é atendida, os modos se somam e viajam de volta à fonte com um comprimento de onda central definido pelos parâmetros da grade [16].

A condição de Bragg atende ao princípio da conservação do momento, que postula que o vetor de onda incidente  $\mathbf{k}_i$  somado ao vetor de onda da grade  $\mathbf{K}$  seja igual ao vetor de onda transmitido  $\mathbf{k}_t$  conforme estipulado pela Equação 4.14.

$$\mathbf{k}_i + \mathbf{K} = \mathbf{k}_t \quad (4.14)$$

A magnitude do vetor de onda da grade é dada pela Equação 4.15

$$K = \frac{2\pi}{\Lambda} \quad (4.15)$$

O vetor de onda transmitido é idêntico ao refletido de direção contrária o que leva a condição de conservação de momento a

$$2 \frac{2\pi n}{\lambda_B} = \frac{2\pi}{\Lambda} \quad (4.16)$$

Simplificando-se a Equação 4.16, chega-se à condição de Bragg.

$$\lambda_B = 2n\Lambda \quad (4.17)$$

O comprimento de onda de Bragg  $\lambda_B$  é o comprimento de onda central no espaço livre refletido pela grade de Bragg quando um sinal luminoso incide sobre esta,  $n$  é o índice de refração efetivo do núcleo da fibra ( $n_{eff}$ ). Uma discussão aprofundada sobre a teoria de Grades de Bragg pode ser achada em [21].

### 4.3 GRADES DE BRAGG COMO SENSORES DE TEMPERATURA

O funcionamento dos sensores FBG baseia-se na emissão de um sinal luminoso de banda larga através da fibra, sendo que este, ao atingir a Grade de Bragg reflete um determinado comprimento de onda conhecido como comprimento de onda de Bragg e dado pela Equação 3.2 [19].

$$\lambda_B = 2 \cdot n_{eff} \cdot \Lambda \quad (4.18)$$

onde

$\lambda_B$  - Comprimento de onda de Bragg (nm);

$n_{eff}$  - Índice de refração efetivo;

$\Lambda$  - Passo da grade de Bragg (nm)

A ressonância de Bragg, dada pela Equação 4.2, e mostrada na Figura 4.2, representa a frequência central do sinal luminoso refletido pela grade de Bragg, que depende do índice de refração efetivo do núcleo da fibra e da periodicidade da grade de Bragg. Tanto o índice de refração efetivo, como o comprimento dos espaçamentos da grade de Bragg sofrem influência da temperatura e da deformação mecânica que agem sobre a fibra. Este efeito é evidenciado pela Equação 4.19 [16].

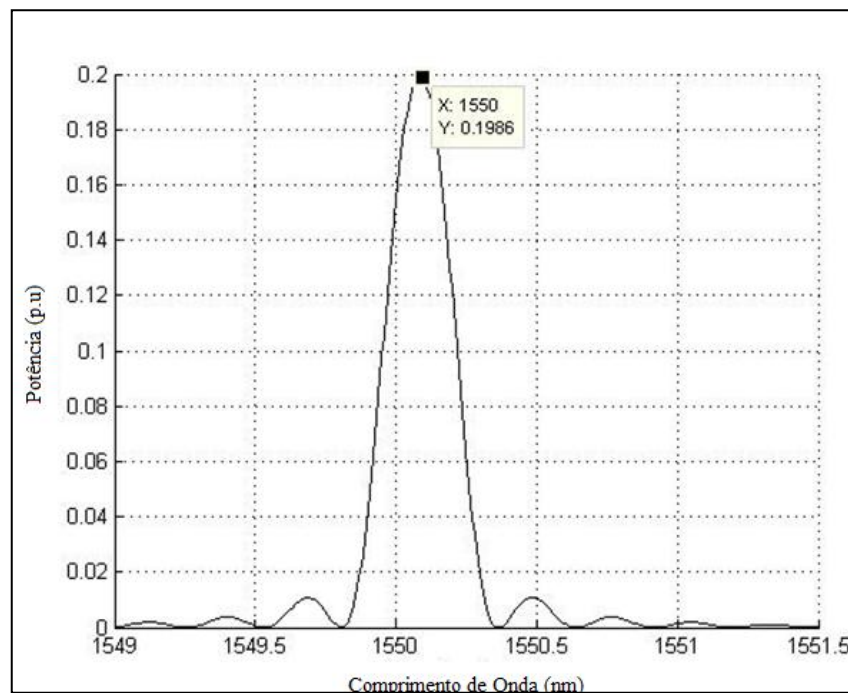


Figura 4.2 - Espectro de reflexão da grade de Bragg em função do comprimento de onda.

Fonte: adaptado de [16].

$$\Delta\lambda_B = 2 \cdot \left( \Lambda \cdot \frac{\partial n_{eff}}{\partial T} + n_{eff} \frac{\partial \Lambda}{\partial T} \right) \cdot \Delta T + 2 \cdot \left( \Lambda \cdot \frac{\partial n}{\partial l} + n \frac{\partial \Lambda}{\partial l} \right) \cdot \Delta l \quad (4.19)$$

O primeiro termo na Equação 4.19 representa o efeito térmico na fibra óptica. A resposta térmica do sensor surge devido à expansão térmica do material que forma a fibra e à dependência térmica do índice de refração. Já o segundo termo da Equação 4.19 representa ao efeito da deformação da fibra causada pela aplicação de uma força de tração axial que provoca a uma variação do índice de refração devido ao efeito fotoelástico e a variação do passo da rede em função do alongamento do sensor. Uma representação mais detalhada do deslocamento do comprimento de onda em função dos efeitos descritos acima é dada pela Equação 4.20 [19].

$$\Delta\lambda_B = 2 \cdot n \cdot \Lambda \left\{ \left[ 1 - \left( \frac{n^2}{2} \right) (p_{12} - \nu(p_{11} - p_{12})) \right] \cdot \epsilon + \left( \alpha + \frac{\left( \frac{dn}{dT} \right)}{n} \right) \cdot \Delta T \right\} \quad (4.20)$$

onde

- $\epsilon$  - Deformação aplicada ao sensor;
- $p_{ij}$  - Coeficientes de Pockels;
- $\nu$  - Razão de Poisson;
- $\alpha$  - Coeficiente de dilatação térmica da fibra ( $1/^\circ\text{C}$ );
- $\Delta T$  - Variação da temperatura ( $^\circ\text{C}$ )

Das Equações 4.19 e 4.20 observa-se que ao variar-se a temperatura ou aplicar-se uma tensão mecânica que deforme a fibra e conseqüentemente se altere o passo da grade de Bragg, ocorre um deslocamento do comprimento de onda em relação ao comprimento de onda original, ou seja, altera-se o comprimento de onda para o qual ocorre a ressonância, assim sendo outro comprimento de onda é refletido de volta. Este processo é ilustrado pela Figura 4.3.

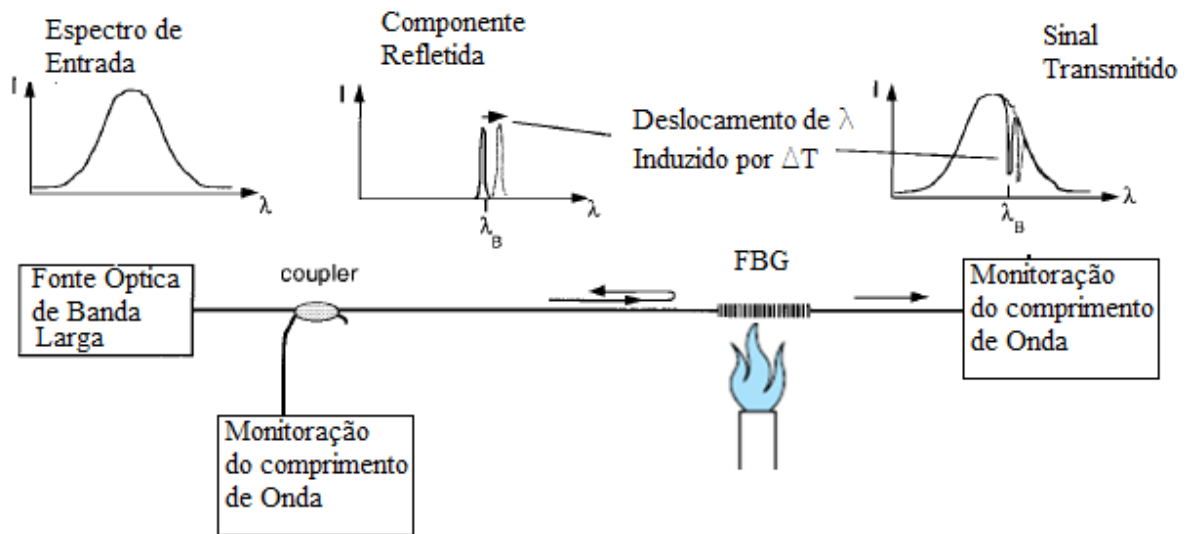


Figura 4.3 - Sistema de monitoração de temperatura baseado em sensores de Grade de Bragg.

Fonte: adaptado de [19].

Uma vez obtido o comprimento de onda para o qual está ocorrendo a nova ressonância de Bragg, determina-se o valor da temperatura a partir de uma equação que é fornecida pelo fabricante do sensor. A Equação 4.21, obtida de [54], relaciona a temperatura com o comprimento de onda. Normalmente esta fórmula é inserida no programa de controle do sistema de aquisição de dados, que faz a leitura do comprimento de onda e converte o valor do comprimento de onda em temperatura.

$$T = C_3 \cdot \lambda^3 + C_2 \cdot \lambda^2 + C_1 \cdot \lambda + C_0 \quad (4.21)$$

Onde

T - Temperatura (°C);

$\lambda$  - Comprimento de onda (nm);

$C_3, C_2, C_1$  e  $C_0$  - Constantes referentes ao sensor e fornecidas pelo fabricante.

A grande vantagem destes sensores em relação a outros sensores ópticos reside no fato de que a informação fornecida pelo sensor FBG está codificada no comprimento de onda, não dependendo da intensidade óptica [15]. Outra vantagem da codificação por comprimento de onda reside no fato de facilitar a divisão do comprimento de onda por multiplexação permitindo que a cada sensor seja associado um comprimento de onda do espectro da fonte. Tal faceta permite que se conecte os sensores em rede levando a um sistema de medição distribuído e permitindo a localização ao associar cada fatia do espectro a uma localização particular. Com os sensores disponíveis atualmente é possível utilizar até 20 sensores ou mais ligados em série [19].

#### 4.4 CONCLUSÃO

Monitorar a temperatura de sistemas de isolamento elétrica é fundamental para se conhecer a saúde da máquina. Sistemas baseados em termopares, termorresistências, termopares e infravermelho tem sido usados ao longo dos anos para monitorar a temperatura em rotores, entretanto inconvenientes quanto às características condutivas do material que forma estes sensores, sua deficiência quanto à imunidade eletromagnética e tamanho, desencorajaram seu uso pelo setor elétrico.

O avanço da tecnologia de fibras ópticas e o surgimento dos sensores FBG, abriram um novo campo para monitoração de temperatura em máquinas elétricas, nomeadamente a monitoração da temperatura do enrolamento de campo. As características deste sensores tais como tamanho reduzido, isolamento elétrica e imunidade à interferência eletromagnética foram os principais motivadores que levaram a escolhe-los para este projeto.

## 5 MODELAMENTO MULTIFÍSICO DE UM SENSOR FBG PARA MEDIR TEMPERATURA EM ROTORES DE HIDROGERADORES

### 5.1 INTRODUÇÃO

Os fenômenos físicos no mundo real não ocorrem de maneira separada, são interconectados por acoplamentos simultâneos governados por sistemas de Equações Diferenciais Parciais (EDP), por exemplo: sensores baseados em Grades de Bragg (FBG) podem ser usados para monitorar temperatura em rotores de hidrogeradores, porém como são sensíveis tanto à temperatura como à deformação mecânica, deve-se então conhecer profundamente como estes efeitos afetam estes sensores quando instalados no rotor [26]. Portanto, o efeito que os estresses térmicos e mecânicos causam no conjunto de montagem do sensor pode ser modelado como um problema de campos acoplados, ou seja, por um modelo multifísico [64].

Para que se pudesse conhecer melhor o efeito dos estresses térmicos no sensor FBG realizaram-se ensaios de temperatura em uma maquete estática que simulava uma espira do enrolamento de campo de um gerador. Nesta maquete foram instalados termistores que seriam usados como referência para os FBG. Durante estes ensaios verificou-se que a temperatura lida pelos termistores era inferior àquela lida pelo sensor óptico à Grade de Bragg. Esta situação causou estranhamento, pois era de se esperar que a temperatura do termistor fosse superior à do FBG, uma vez que aqueles estavam em contato direto com o cobre e estes possuíam uma adesivo térmico entre seu corpo e a barra de cobre.

Ao analisar a instalação dos sensores FBG na maquete estática, observou-se que a parte inferior do conjunto de montagem do sensor FBG (adesivo térmico, sensor FBG e proteção de silicone), estava submetida a uma temperatura que variava segundo o ensaio de 40°C a 100°C, enquanto a parte superior deste conjunto estava submetida à temperatura ambiente (~20°C). Neste caso nota-se que o conjunto de instalação do sensor FBG ficava submetido a um gradiente de temperatura que podia atingir até 80°C. Sabe-se que gradientes de temperatura podem produzir variações dimensionais não uniformes, principalmente em corpos formados por materiais com diferentes coeficientes de dilatação linear [67].

Ao dilatarem-se, os volumes dos materiais que compõe o conjunto de montagem do sensor FBG provocam uma distorção no conjunto e esta distorção faz surgir tensões de tração no componente de menor volume (o sensor FBG), de compressão nos componentes de maior volume (adesivo térmico e silicone) e de cisalhamento nas interfaces dos meios, conforme descrito em [67]. As tensões que surgem no sensor FBG devidas à dilatação térmica, são capazes de induzir uma variação adicional no

comprimento de onda de Bragg do sensor, que faz com que a temperatura do sensor seja maior que a que ele realmente está medindo.

Para verificar este comportamento, decidiu-se realizar uma simulação multifísica do conjunto de montagem do sensor para comprovar a hipótese descrita no parágrafo anterior. A análise do desempenho do sensor FBG instalado no rotor de um hidrogerador consistiu de três passos, a saber: modelagem térmica do conjunto de montagem do sensor FBG em seguida a modelagem do comportamento mecânico do sensor e por último a modelagem do seu comportamento óptico.

A partir dos dados obtidos pela simulação do modelo térmico foi possível obter o gradiente de temperatura e através do uso de acoplamentos multifísicos do programa COMSOL foi possível o cálculo da deformação no núcleo do sensor. Os dados de temperatura e deformação obtidos no modelo termomecânico foram usados com entrada para o modelo óptico que teve como saída a variação do comprimento de onda de Bragg do sensor. A Figura 5.1 ilustra este processo.

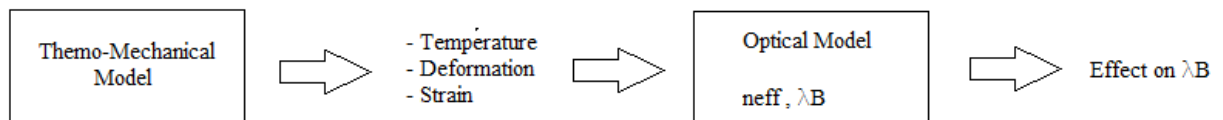


Figura 5.1 - Interações entre os modelos físicos.

A modelagem de cada processo físico será detalha nas próximas seções. A seção 5.2 tratará da modelagem térmica, a seção 5.3 discorrerá sobre o modelo mecânico e a 5.4 falará do modelo óptico. A seção 5.5 abordará a simulação numérica feita para analisar o sensor montado no rotor de um gerador hidráulico.

## 5.2 MODELAGEM TÉRMICA

Ao se modelar qualquer processo térmico, modela-se a transferência de calor em um meio ou entre meios. Define-se transferência de calor como o transporte de energia devido a uma diferença de temperatura [65]. A transferência pode ocorrer em um mesmo meio ou entre meios diferentes e se dá por três modos diferentes, nomeadamente: condução, convecção e radiação. O modelo térmico do sensor FBG abrange somente os dois primeiros modos de transmissão, portanto nesta seção só serão abordados os modos de transmissão de calor por condução e convecção.

### 5.2.1 TRANSMISSÃO DE CALOR POR CONDUÇÃO

A transmissão de calor por condução se processa ao nível atômico sustentada pela atividade molecular que faz com que a energia flua da região mais energética para a menos energética da substância. Em sólidos o processo de condução se dá molécula a molécula na forma de vibrações da estrutura cristalina induzidas pelo movimento atômico. Em isolantes elétricos a condução de calor se

dá somente pela vibração da estrutura cristalina, já nos condutores elétricos ela ocorre também devido ao movimento dos elétrons [65].

A condução de calor é regida pela Lei de Fourier, que atesta que a transmissão de calor por condução é proporcional à magnitude do gradiente de temperatura e oposta em sinal a este gradiente [66]. Para uma parede plana unidimensional mostrada na Figura 5.2, com uma distribuição de temperaturas  $T(x)$ , a Lei de Fourier é expressa pela Equação 5.1.

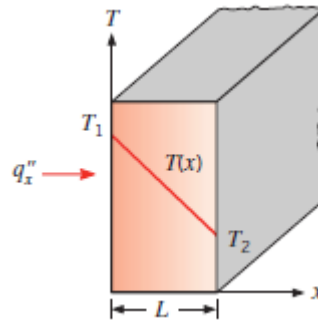


Figura 5.2 - Transmissão de calor unidimensional por condução.

Fonte: adaptado de [67].

$$q_x'' = -k \frac{dT}{dx} \quad (5.1)$$

onde

$q_x''$  - Taxa de transmissão de calor na direção  $x$  por unidade de área da seção transversal ao fluxo de calor ( $\text{W}/\text{m}^2$ );

$k$  - Condutividade térmica ( $\text{W}/\text{m}\cdot\text{K}$ ).

A taxa de transmissão de calor por unidade de área é perpendicular à direção do transporte de energia e é proporcional ao gradiente de temperatura. A condutividade térmica é uma propriedade característica do material e o sinal negativo indica que o fluxo de calor se dá da região de maior temperatura para a de menor temperatura. A taxa de transmissão de calor é também conhecida como fluxo de calor e é uma grandeza vetorial cujo formato tridimensional é dado pela Equação 5.2.

$$q = -k \nabla T = -k \left( \mathbf{i} \frac{\partial T}{\partial x} + \mathbf{j} \frac{\partial T}{\partial y} + \mathbf{k} \frac{\partial T}{\partial z} \right) \quad (5.2)$$

Na parte sólida do modelo do conjunto de montagem do sensor FBG, ou seja, na camada do adesivo térmico, no sensor e na camada protetora de silicone, a transferência de calor foi modelada como condução.



### 5.2.2 TRANSMISSÃO DE CALOR POR CONVECÇÃO

A transmissão de calor por convecção se dá por dois mecanismos, a saber: difusão que é o transporte de energia pelo movimento aleatório das moléculas e pelo transporte de energia feito pelo movimento do fluido como um todo, que em presença de um gradiente de temperatura contribui para a transferência de calor [65].

Na simulação do conjunto de montagem do sensor óptico deseja-se analisar a transmissão de calor que ocorre na superfície do conjunto em contato com o ar ambiente. Nesta região tem-se um fluido em movimento (ar) e uma superfície de fronteira (topo do conjunto formado pelo silicone) que estão em temperaturas diferentes, conforme ilustra-se na Figura 5.3.

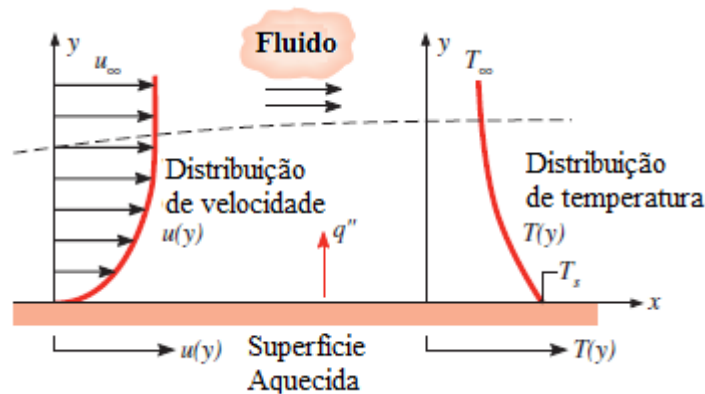


Figura 5.3 - Desenvolvimento da camada de fronteira na transmissão de calor por convecção.

Fonte: adaptado de [67].

À região mostrada na Figura 5.3 dá-se o nome de camada de fronteira, que é uma camada fina onde o fluido está desacelerado e para qual o calor é conduzido misturando-se ao fluido mais à jusante [68]. O processo de convecção foi descrito primeiramente por Newton, que considerou que o resfriamento do corpo obedeceria a Equação 5.3 [65],[66].

$$q = \bar{h} \cdot (T_{\text{corpo}} - T_{\infty}) \quad (5.3)$$

Onde

$T_{\infty}$  - Temperatura do fluido passante (K);

$T_{\text{corpo}}$  - Temperatura do corpo (K);

$h$  - Coeficiente de transmissão de calor ( $\text{W}/\text{m}^2\text{K}$ ).

O coeficiente de transmissão de calor pode ser uma grandeza local ou uma média da temperatura ao longo da superfície do corpo. O valor de  $h$  não é um valor fácil de ser determinado, uma vez que dependendo do processo pode vir a depender de  $\Delta T = T_{\text{corpo}} - T_{\infty}$ , principalmente em situações de convecção forçada, ou seja, quando o movimento do fluido é causado por meios externos. Em situações de convecção natural, quando o fluido escoar sem auxílio de fontes externas, dirigido

somente pelas forças de empuxo,  $h$  varia como uma potência fraca de  $\Delta T$  (tipicamente da ordem de  $\Delta T^{1/4}$  ou  $\Delta T^{1/3}$  [67]).

Na simulação do conjunto de montagem do sensor FBG na maquete estática, a utilizou-se a transmissão de calor por convecção natural para modelar o fluxo de calor entre o topo do conjunto de montagem e o ar ambiente e deste no rotor do gerador como sendo convecção forçada, uma vez que o movimento do rotor provoca o deslocamento do ar. Em ambas as situações usou-se a Equação 5.3 para simular o processo de convecção, mudando-se apenas o valor de  $h$  para cada situação.

### 5.3 MODELAGEM TERMOMECÂNICA

O modelo termomecânico do conjunto de montagem do sensor FBG servirá para calcular o valor da deformação causada pelo gradiente de temperatura que se forma entre o fundo e o topo do conjunto de montagem do sensor. O conjunto de montagem é formado por três materiais diferentes, a saber: adesivo condutor térmico acrílico usado para fixar o sensor no enrolamento de campo ou na maquete estática, o sensor FBG que é composto pelo invólucro de alumina e pela fibra óptica formada por um núcleo e revestimento de sílica fundida e por último uma camada protetora de silicone que tem por função isolar termicamente e reduzir o efeito da convecção do fluido que cerca o conjunto [40]. A Figura 5.4 ilustra o modelo.

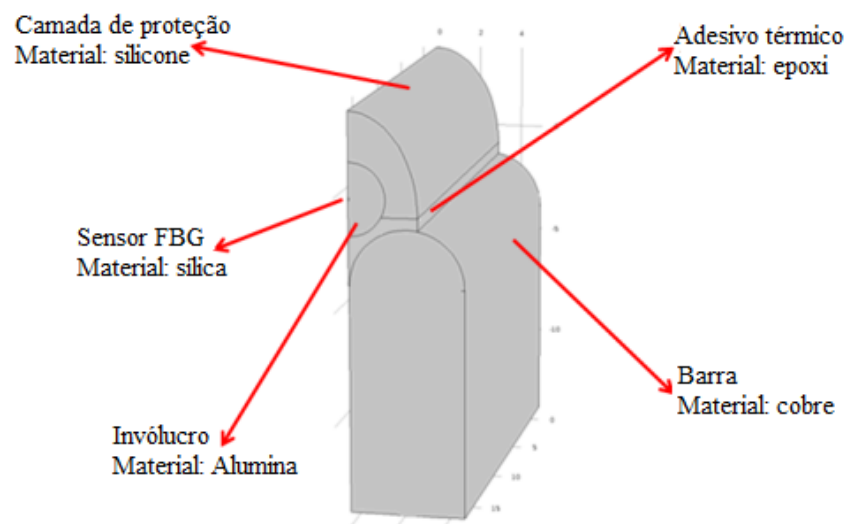


Figura 5.4 - Modelo termomecânico do conjunto de montagem do sensor FBG.

Sabe-se que a variação de temperatura dentro de um contínuo elástico provoca o surgimento de estresses térmicos cujo o efeito é descrito pela lei constitutiva da termoelasticidade linear, Equação 5.4 [68].

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2G} \left( \sigma_{ij} - \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_{kk} \delta_{ij} \right) + \alpha(T - T_0) \delta_{ij} \quad (5.4)$$

onde

$\varepsilon_{ij}$  - Tensor deformação;  
 $\sigma_{ij}$  - Tensor tensão (kg/m<sup>2</sup>);  
 $\nu$  - Coeficiente de Poisson  
 $T$  - Temperatura (°C)  
 $\alpha$  - Coeficiente de dilatação linear (1/°C)  
 $\delta_{ij}$  - Delta de Kronecker.

A Equação 5.4 está na forma tensorial e apresenta duas parcelas, a primeira parcela deve-se à deformação elástica e a segunda parcela refere-se à deformação causada por estresse térmico [68]. Caso o material seja isotrópico e tenha suas extremidades fixas de forma a não poder deslocar-se axialmente, poder-se-á reescrever a Equação 5.4 na forma da Equação 5.5 [68], [69].

$$\varepsilon = \alpha(T - T_0) \quad (5.5)$$

Aplicando a Lei de Hooke à Equação 4.5, tem-se

$$\sigma = \alpha \cdot E \cdot (T - T_0) \quad (5.6)$$

Onde

$\sigma$  - Tensão mecânica (kg/m<sup>2</sup>);  
 $\alpha$  - Coeficiente de dilatação linear (1/°C);  
 $T$  - Temperatura (°C)  
 $E$  - Módulo de Young (MPa).

Quando materiais de diferentes coeficientes de dilatação térmica são unidos em uma montagem como no modelo do conjunto de montagem, mudanças de temperatura causam contrações ou expansões diferentes nos diferentes materiais que compõe o conjunto. Tais disparidades na deformação do conjunto levam ao surgimento dos estresses térmicos descritos pela Equação 5.6 [67], [69].

## 5.4 MODELAGEM ÓPTICA

O modelo óptico representa a função sensora do sensor óptica baseado em Grade de Bragg. Estes sensores agem como espelhos que refletem comprimentos de onda específicos que obedecem a condição de ressonância dada pela Equação 5.7 [15]-[22]:

$$\lambda_B = 2 \cdot n_{eff} \cdot \Lambda, \quad (5.7)$$

Onde

$\lambda_B$  - Comprimento de onda de Bragg (nm);  
 $n_{eff}$  - Índice de refração efetivo;  
 $\Lambda$  - Passo da grade de Bragg (nm).

Os sensores FBG são sensíveis tanto à temperatura como à deformação e devido a esta característica podem ser usados como uma rede de sensores distribuídos onde diversos sensores são inscritos em uma mesma fibra fornecendo leituras pontuais de temperatura e deformação. A deformação ou a temperatura são medidas de acordo com o deslocamento do comprimento de onda de ressonância causado por modificações do índice de refração ou do passo da rede de Bragg induzidas pelo efeito elasto-óptico e pela deformação da fibra devido a uma tensão mecânica aplicada ou pelo efeito termo-óptico ou pela expansão térmica da fibra causados pela temperatura [15]-[22]. A Equação 5.8 é usada para modelar estes efeitos.

$$\Delta\lambda_B = 2 \cdot n_{eff} \cdot \Lambda \left\{ \left[ \left( 1 - \left( \frac{n^2}{2} \right) \right) [P_{12} - \nu(P_{11} - P_{12})] \varepsilon + \left[ \alpha + \frac{1}{n} \left( \frac{dn}{dt} \right) \right] \Delta T \right] \right\}, \quad (5.8)$$

Onde

$\Delta\lambda_B$  - É o deslocamento do comprimento de onda de Bragg (nm);

$\Lambda$  - Passo da Rede de Bragg (nm);

$\nu$  - Coeficiente de Poisson;

$P_{ij}$  - Coeficientes de Pockels;

$\varepsilon$  - Deformação;

$\alpha$  - Coeficiente de dilatação linear (1/°C);

$\Delta T$  - Variação de temperatura (°C)

Na Equação 5.8 o deslocamento do comprimento de onda de Bragg pode ser reescrito da forma indicada pelas Equação 5.9 a 5.11.

$$\Delta\lambda_B = \Delta\lambda_{Bs} + \Delta\lambda_{BT}, \quad (5.9)$$

$$\Delta\lambda_{Bs} = 2 \cdot n_{eff} \cdot \Lambda \left[ \left( 1 - \left( \frac{n_{eff}^2}{2} \right) \right) [P_{12} - \nu(P_{11} - P_{12})] \varepsilon \right], \quad (5.10)$$

$$\Delta\lambda_{BT} = 2 \cdot n \cdot \Lambda \left[ \alpha + \frac{1}{n_{eff}} \left( \frac{dn_{eff}}{dt} \right) \right] \Delta T. \quad (5.11)$$

Os valores da variação de temperatura e deformação são obtidos a partir da simulação numérica do modelo termomecânico e aplicados nas Equações 5.10 e 5.11 para calcular o deslocamento no comprimento de onda de Bragg devido à variação da temperatura ( $\Delta\lambda_{BT}$ ) e deformação ( $\Delta\lambda_{Bs}$ ). A Equação 5.8 dá o deslocamento total do comprimento de onda. O próximo passo é calcular o novo comprimento de onda de Bragg ( $\lambda_{B1}$ ) usando a Equação 5.12.

$$\lambda_{B1} = \lambda_B + \Delta\lambda_B. \quad (5.12)$$

onde

$\lambda_{B1}$  - Novo comprimento de onda de Bragg (nm);

$\lambda_B$  - Comprimento de onda de Bragg original (nm);

$\Delta\lambda_B$  - Variação no comprimento de onda de Bragg (nm).

## 5.5 SIMULAÇÃO MULTIFÍSICA DO SENSOR FBG

Com o intuito de se verificar se o gradiente de temperatura existente entre o início da camada de adesivo térmico e o ar ambiente circulando a maquete estática no laboratório era capaz de causar uma deformação no sensor FBG de tal monta que pudesse fazer surgir uma componente de variação do comprimento de onda devida a tensão mecânica ao longo do eixo longitudinal do sensor, capaz de influenciar a leitura de temperatura, propôs-se a modelagem e simulação do sensor FBG.

### 5.5.1 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DO SENSOR FBG INSTALADO NA MAQUETE ESTÁTICA

Na Figura 5.5 observa-se um gradiente de temperatura de  $17,7^{\circ}\text{C}$  entre o topo (lado direito do gráfico) e o fundo (lado esquerdo da curva) do conjunto de montagem (adesivo térmico+FBG+silicone) modelado neste gráfico. O círculo mostra onde o sensor FBG está localizado. Quando a temperatura do cobre está em  $100^{\circ}\text{C}$ , a temperatura calculada no núcleo da fibra é de  $98,9^{\circ}\text{C}$ , sem nenhuma contribuição da deformação, conforme mostrado na inserção da Figura 5.5. Ressalta-se que a leitura real da temperatura feita pelo sensor FBG nesta condição ( $100^{\circ}\text{C}$  como temperatura ajustada para o cobre e convecção natural) foi  $102,3^{\circ}\text{C}$ . Portanto a temperatura calculada no modelo está  $3,4^{\circ}\text{C}$  abaixo da temperatura real lida pelo FBG. Esta diferença é muito próxima dos  $4,5^{\circ}\text{C}$  registrados entre o FBG e os termistores encontrada no ensaio realizado na maquete estática que está descrito na seção 6.2.3.6.

O Quadro 5.5.1 mostra a deformação calculada pelo modelo termomecânico que mostra que a deformação do conjunto de montagem aumenta a medida que a temperatura aumenta. O deslocamento no comprimento de onda de Bragg pode ser determinado pela inserção dos valores de deformação mostrados no Quadro 5.5.1 na Equação 5.10. Os valores dos coeficientes de Pockels  $p_{11}=0,113$  e  $p_{12}=0,256$  e o valor do coeficiente de Poisson é  $\nu=0,16$  foram obtidos a partir de [70]

O valor de  $\Delta\lambda_B$  foi usado na Equação 5.13 que foi fornecida pelo fabricante do sensor [69] para calcular a temperatura. Os resultados desta correção são mostrados no Quadro 5.5.3. Pode-se ver pelos resultados tabulados que o valor da leitura de temperatura apresentado pelo sensor FBG está muito próximo àquele obtido pelo modelo óptico quando o gradiente de temperatura é considerado. Se desconsiderar-se o valor da deformação nas Equações 5.8 ou 5.10, a temperatura calculada pelo modelo óptico fica muito próxima à calculada pelo MEF no modelo termomecânico.

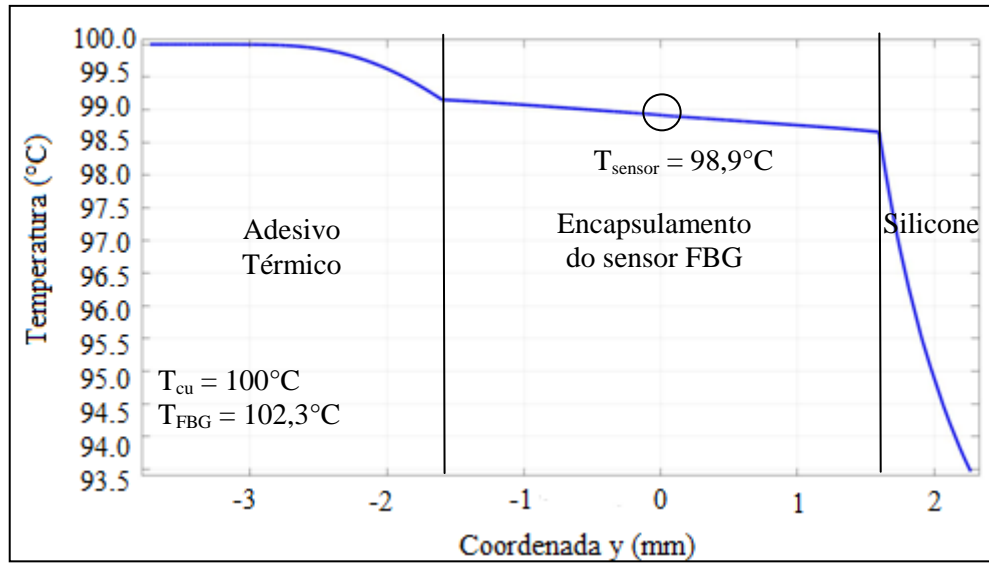


Figura 5.5 - Temperatura calculada ao longo do diâmetro do conjunto de montagem do sensor FBG na Maquete Estática

Quadro 5.5.1- Deformação calculada ao longo do eixo do sensor

Temperatura ajustada (°C)	Deformação ( $\times 10^{-5}$ )
40	1.65
60	3.31
80	4.99
100	6.50

$$T = C_3\lambda^3 + C_2\lambda^2 + C_1\lambda + C_0 \quad (5.13)$$

Onde

T - Temperatura em (°C);

$\lambda$  - Comprimento de onda em (nm);

Ci - Constantes únicas para cada sensor (i = 1, 2, 3) listadas no Quadro 4.2.

Quadro 5.5.2 - Constantes do sensor FBG

Constant	Value
C <sub>3</sub>	4.1398095
C <sub>2</sub>	-18,843.31
C <sub>1</sub>	28,589,998
C <sub>0</sub>	3.8686

Quadro 5.5.3 - Comparação entre a temperatura lida com e sem o efeito da deformação

FBG Measured Temperature in mockup (°C)	Optical Model Temperature with $\varepsilon$ (°C)	Optical Model Temperature without $\varepsilon$ (°C)	Thermo-mechanical Model Temperature (°C)
40.6	40.58	38.5	39.8
61.0	61.78	57.9	59.6
81.5	82.13	76.5	79.3
102.3	103.15	96.7	98.5

## 5.5.2 RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DO SENSOR FBG INSTALADO NO ROTOR DE UM GERADOR.

O próximo passo foi simular o comportamento do conjunto de montagem do FBG em um enrolamento de rotor real no qual uma temperatura de 121,4°C foi usada como condição de Dirichlet para simular a temperatura do enrolamento de campo. Esta temperatura foi estimada por meio de leituras feitas em sensores FBG reais, 123,7°C na média, instalados em um hidrogerador da Hydro-Québec conforme descrito em [5] da qual foram subtraídos 2,3°C. O valor de 2,3°C foi obtido a partir de experimentos na maquete estática do enrolamento de campo que mostraram que na média a temperatura do sensor FBG era superior à temperatura real do cobre por este valor.

A diferença de temperatura foi determinada pelos testes conduzidos na maquete do enrolamento de campo descritos Capítulo 6. O resfriamento dos condutores do enrolamento de campo é feito pela passagem de ar através dos dutos de ventilação do aro do rotor, que provocam uma convecção forçada. Esta convecção foi simulada pelo coeficiente de convecção local em torno dos condutores do campo cujo valor de 85 W/m<sup>2</sup>K foi determinado em [21]. A Figura 5.6 mostra que nestas condições um surge um gradiente de temperatura de 35°C através do conjunto de montagem do sensor FBG.

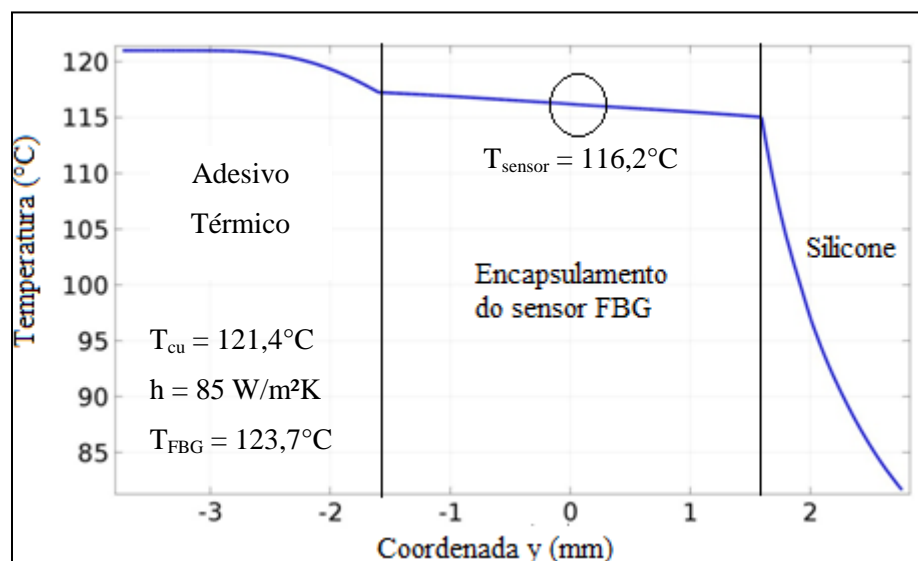


Figura 5.6 - Distribuição de temperatura ao longo do diâmetro do conjunto de montagem do sensor FBG.

A temperatura no núcleo da fibra (sensor FBG) calculada pelo modelo sem o efeito da deformação é de 116,2°C, enquanto a leitura de FBG real no gerador foi de 123,7°C. Uma deformação de  $4,99 \times 10^{-5}$  foi calculada pelo modelo sob as condições descritas acima. A mesma correção de deformação de antes foi analisada no modelo óptico e os resultados foram tabulados no Quadro 5.5.4. Este Quadro compara as temperaturas medidas pelos sensores FBG instalados no gerador com aquela calculada pelo modelo óptico levando-se ou não em consideração a deformação. Também compara a temperatura do modelo óptico com aquela calculada pelo modelo termomecânico (as duas últimas colunas no Quadro 5.5.4).

Quando a deformação é adicionada ao modelo óptico ocorre um aumento de 6°C no valor calculado para a leitura de temperatura do FBG (segunda coluna Quadro 5.5.4), logo o desacoplamento mecânico não é perfeito. Contudo, como a parte ativa do sensor não está em contato direto com a superfície do cobre, sua leitura de temperatura é inferior à do ponto quente real, mas esta diferença foi quase perfeitamente compensada pela deformação devida a curvatura do conjunto de montagem do sensor FBG. Isto resultou em uma temperatura medida no gerador (primeira coluna) similar à calculada. Destes resultados, pode-se depreender que a diferença pode ser negligenciada.

Quadro 5.5.4 - Comparação entre as leituras de temperatura com e sem deformação no gerador

<b>FBG Measured Temperature on the generator (°C)</b>	<b>Optical Model Temperature with <math>\varepsilon</math> (°C)</b>	<b>Optical Model Temperature without <math>\varepsilon</math> (°C)</b>	<b>Thermo-mechanical Model Temperature (°C)</b>
123.7	124.8	118.5	116.7

### 5.5.3 CONCLUSÃO

Estudou-se neste capítulo a influência do gradiente de temperatura através dos diferentes materiais que compõem o conjunto de montagem do sensor na leitura do sensor. Um modelo termomecânico do conjunto de montagem do sensor FBG colocado no enrolamento de campo foi usado para calcular a deformação axial no sensor. Os resultados mostraram que a curvatura provocada na camada de silicone pelo efeito da dilatação linear produz, devido aos estresses térmicos, uma tensão axial que origina uma deformação axial. Esta deformação é responsável pela mudança na leitura de temperatura feita pelo sensor FBG.



## **6 AVALIAÇÃO EXPERIMENTAL E RESULTADOS**

### **6.1 INTRODUÇÃO**

Neste capítulo serão apresentados os ensaios realizados em laboratório nas instalações do Institut de Recherche d'Hydro Québec (IREQ). O objetivo principal dos ensaios em laboratório foi o de garantir que o valor lido pelo sensor referia-se à temperatura e não ao esforço mecânico. Para isto foram propostos dois ensaios, um em maquete estática simulando a ranhura do enrolamento de campo (enrolamento do rotor) e outro em uma maquete dinâmica para verificar a influência da força centrífuga na leitura do sensor FBG em função de sua forma de instalação. A seguir descreve-se em detalhe cada um destes experimentos.

### **6.2 ENSAIOS NA MAQUETE ESTÁTICA**

#### **6.2.1 OBJETIVO DO ENSAIO**

Comparar as leituras feitas pelos termistores inseridos nas barras de cobre com aquelas feitas pelos sensores ópticos baseados em Grade de Bragg (FBG) para garantir que as leituras feitas por estes referiam-se somente à temperatura, tomando como base a leitura feita pelos termistores. Como objetivo secundário teve-se o de determinar qual o melhor sensor FBG a ser instalado no rotor da máquina da Usina de Beaharnois, pertencente à HQ, para isso foram testados sensores ópticos baseados em FBG fabricados por duas empresas que neste trabalho serão identificadas como empresa A e empresa B.

#### **6.2.2 DESCRIÇÃO DA MAQUETE ESTÁTICA**

A maquete estática é composta por duas barras de cobre 610x80x5 mm, separadas por uma fita isolante térmica em aramida Nomex, ao lado das barras foram instalados os elementos de aquecimento com a finalidade de gerar um fluxo térmico na superfície da barra e aquecê-la uniformemente, simulando a passagem de uma corrente elétrica. Cada elemento de aquecimento é composto por um fio de metálico em serpentina fixado sobre um leito de silicone com espessura de 1,27 mm. Na face traseira deste existe uma espuma de neoprene, ver Figura 6.1, de espessura 6.35 mm com o objetivo de forçar o fluxo térmico propagar-se para a face anterior. Além deste isolamento em neoprene, existe um outro isolante em poliuretano, e uma caixa de madeira que tem por objetivo exercer uma certa pressão sobre os elementos de aquecimento para que o contato entre este e a barra de cobre seja o melhor possível. A Figura 6.2 mostra o arranjo da maquete estática.

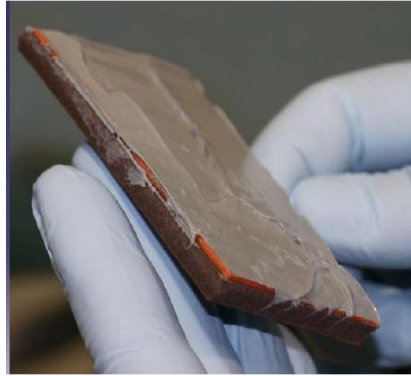


Figura 6.1 – Elemento de aquecimento com camada isolante em neoprene em marrom.

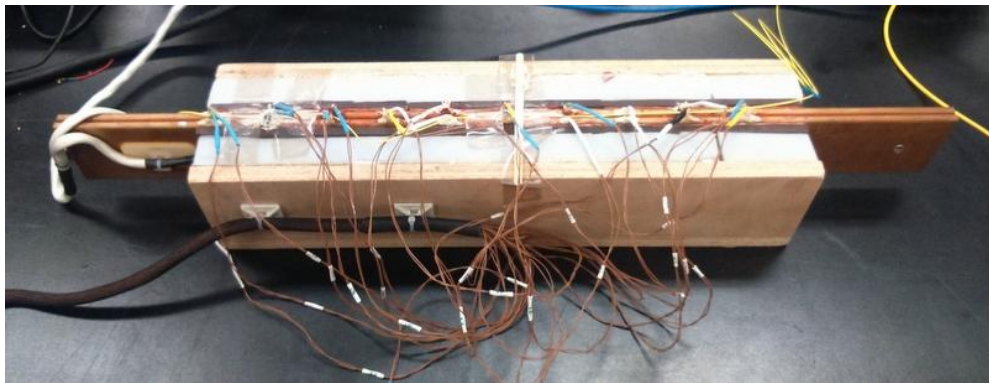


Figura 6.2 – Maquete estática.

Este arranjo tem por objetivo simular a situação em que os sensores FBG serão instalados no enrolamento de campo dos hidrogeradores, a Figura 6.3 ilustra a situação que se deseja simular.

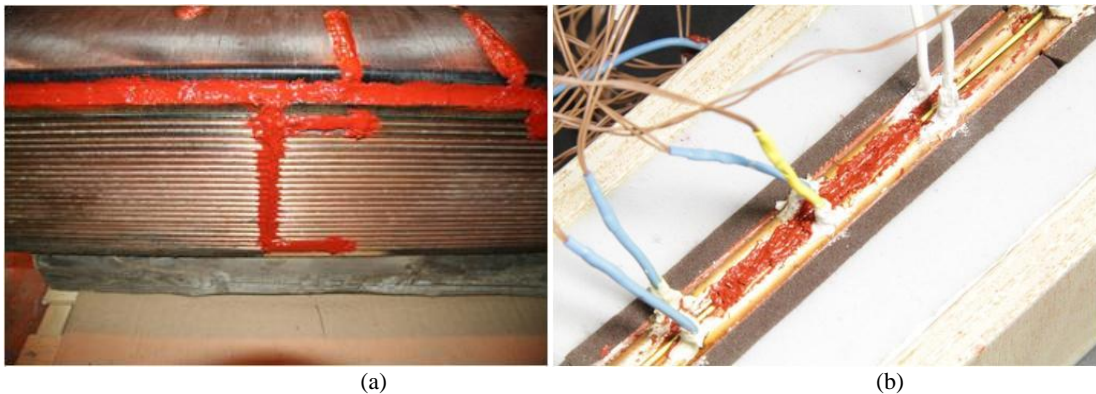


Figura 6.3 – Comparação de um enrolamento de campo instrumentado (a) com a maquete estática (b).

### 6.2.3 RESULTADO DOS ENSAIOS

Foram realizados quatro tipos de ensaios com a maquete estática. No primeiro ensaio mediu-se a temperatura apenas com aos termistores instalados na barra de cobre. O objetivo deste ensaio era conhecer o perfil de temperatura ao longo da barra. No segundo tipo de ensaio fez-se a comparação das leituras dos termistores com aquela feita pelos sensores FBG. Um terceiro tipo de ensaio foi feito com os sensores de temperatura sozinhos em um forno com o objetivo de comparar a dispersão entre as leituras dos sensores FBG das empresas A e B quando comparados com o

valor lido pelo sensor de temperatura do forno. O quarto tipo de ensaio foi um teste realizado com a maquete estática inteira no forno. A realização deste ensaio se deveu a uma dúvida ocorrida durante os ensaios de elevação de temperatura na maquete estática. Os sensores da marca B apresentaram uma leitura em torno de 5°C superior à média das leituras feitas pelas Termistores próximas a ele. Nas próximas seções serão discutidos os resultados dos ensaios.

### 6.2.3.1 Ensaio de levantamento do perfil de temperatura ao longo da barra de cobre

Este ensaio teve por objetivo reproduzir as medições de temperatura descritas em [39] para se ter ideia da distribuição de temperatura ao longo da barra.

#### Instrumentos usados:

Unidade de aquisição de dados e Data logger LXI 34972A, Agilent;  
Controlador de temperatura série 16B 1/16 DIN;  
Termistores com 1,6 mm de diâmetro.

#### Protocolo do ensaio:

Foram feitas medidas de temperatura em cinco patamares de duas maneiras. A primeira medição durante o aquecimento da barra de cobre e uma vez atingida a temperatura desejada, foi dado um tempo de 10 minutos para que esta se estabilizasse. A segunda medição de temperatura foi feita durante o resfriamento da barra, no qual usou-se um ventilador para fornecer um fluxo de ar que resfriaria a barra. O tempo para que a temperatura se estabilizasse foi o mesmo atribuído durante o processo de aquecimento. O Quadro 6.6.1 a seguir mostra os pontos de ajuste escolhidos como patamares de temperatura.

Quadro 6.6.1 – Pontos de ajuste de temperatura

Processo	Patamares de Temperatura
Aquecimento	40°C; 60°C; 80°C; 100°C
Resfriamento	100°C; 80°C; 60°C; 40°C

O ensaio de medição de temperatura foi conduzido no dia 26/02/2015 de 10h15 às 15h30. O arranjo do ensaio foi feito conforme mostrado na Figura 6.4.

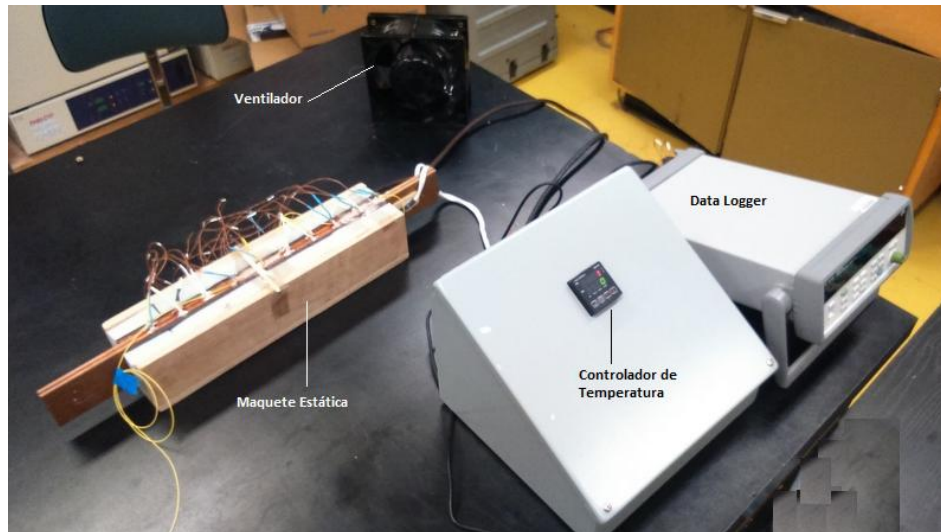


Figura 6.4 – Arranjo do ensaio de medição de temperatura na maquete estática.

Para medir a temperatura da barra de cobre foram usados vinte termistores instalados lado a lado ao longo desta espaçados de 4 cm, sendo o primeiro par fixado a 14 cm da origem. A cada termistor foi atribuído um número de identificação indo de 101 a 110 para o primeiro grupo de termistores e 111 a 120 para o segundo grupo. A temperatura ambiente era de 24,2°C. A Figura 6.5 mostra a distribuição dos termistores com suas respectivas identificações.

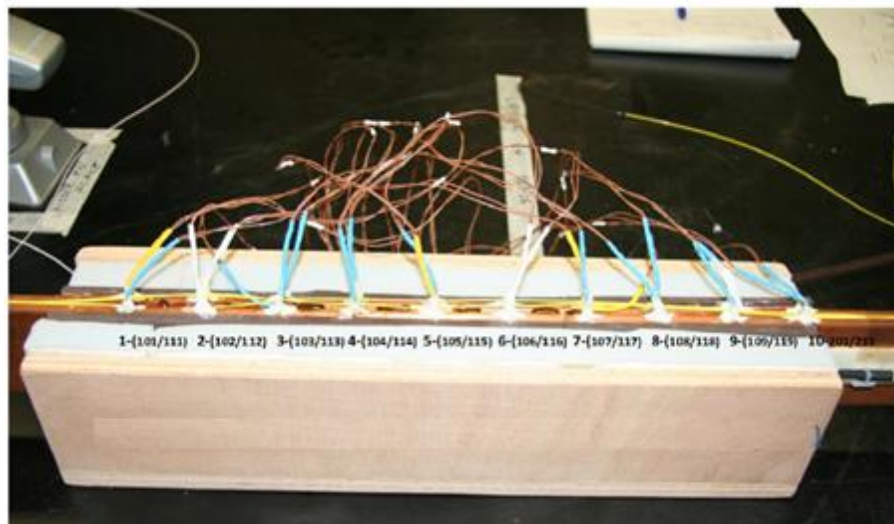


Figura 6.5 - Numeração das posições e identificação das Termistores.

Para que se atingisse as temperaturas desejadas foi usado um controlador de temperatura para fornecer calor ao sistema, assim ajustava-se um determinado percentual de potência para se atingir uma certa temperatura. Estes percentuais são mostrados no Quadro 6.6.2.

Quadro 6.6.2 - Percentuais de Potência relacionados ao ajuste de temperatura

Temperatura (°C)	Potência (%)	Potência (%)	Potência (W)
40	2,3	2,9	17
60	3,1	5,1	38
80	4,6	7,6	-
100	6,0	10,4	84

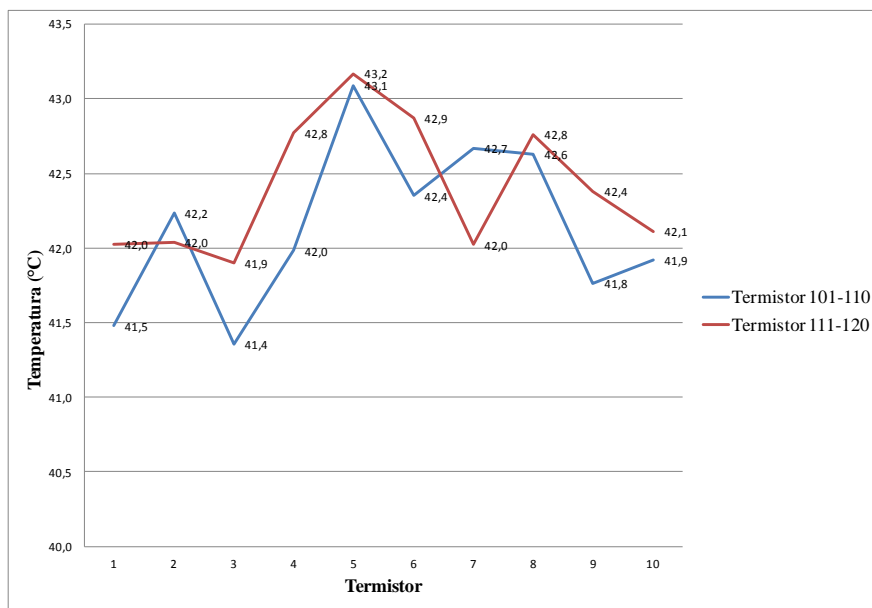
**Resultado do ensaio:**

Figura 6.6 - Perfil de temperatura ao longo da barra de cobre a 40°C durante o aquecimento.

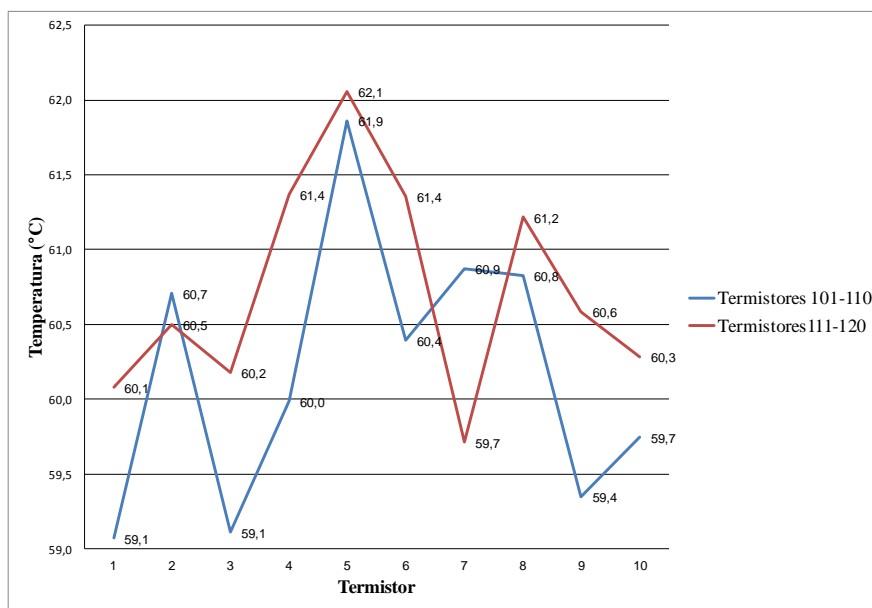


Figura 6.7 - Perfil de temperatura ao longo da barra de cobre a 60°C durante o aquecimento.

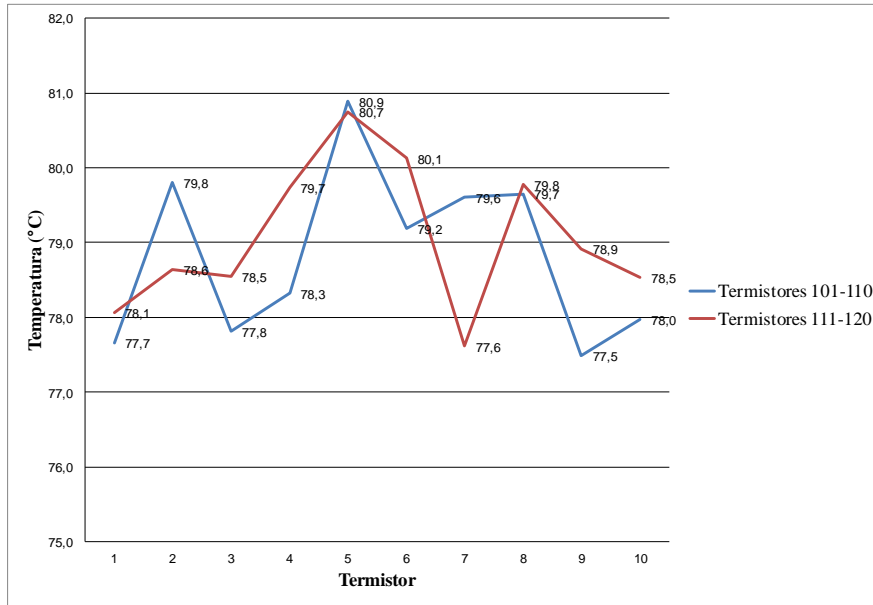


Figura 6.8 - Perfil de temperatura ao longo da barra de cobre a 80°C durante o aquecimento.

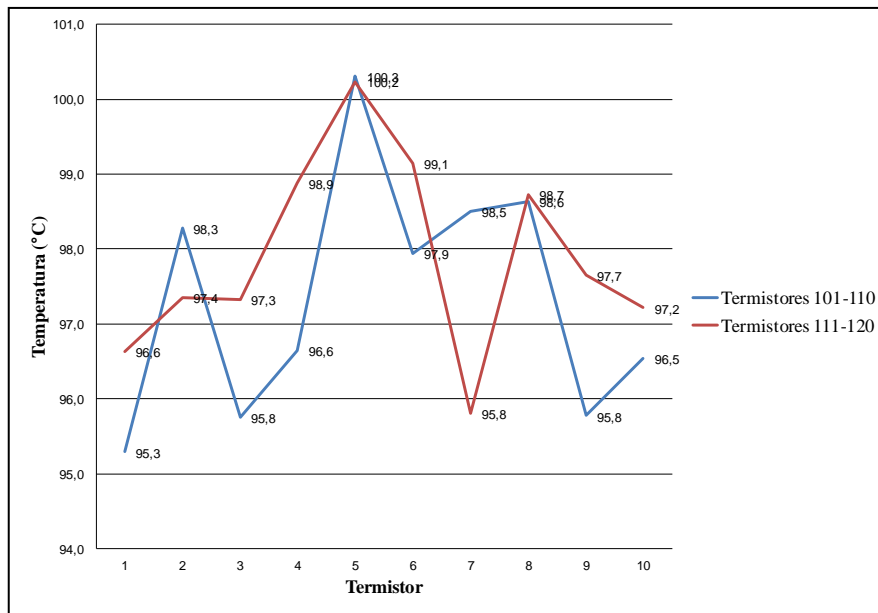


Figura 6.9 - Perfil de temperatura ao longo da barra de cobre a 100°C.

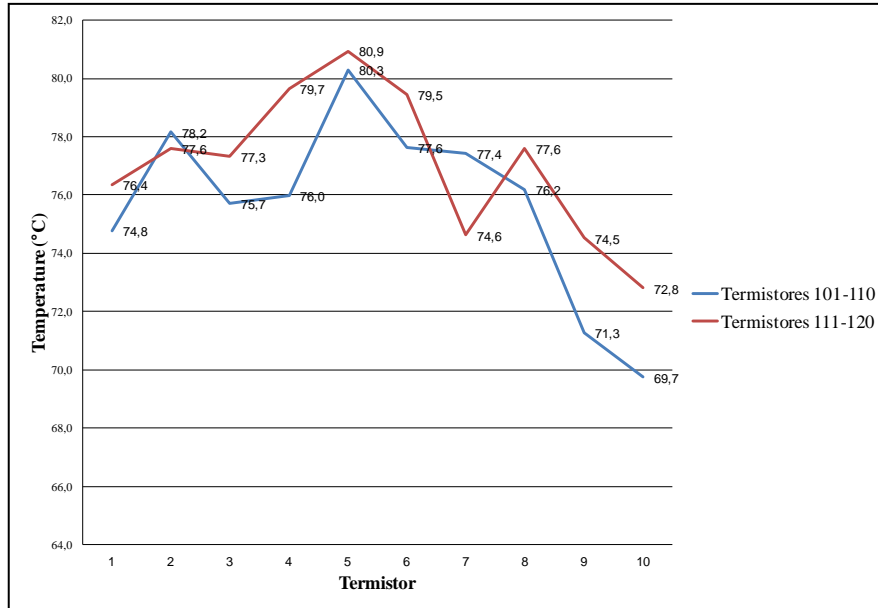


Figura 6.10 - Perfil de temperatura ao longo da barra de cobre a 80°C durante o resfriamento.

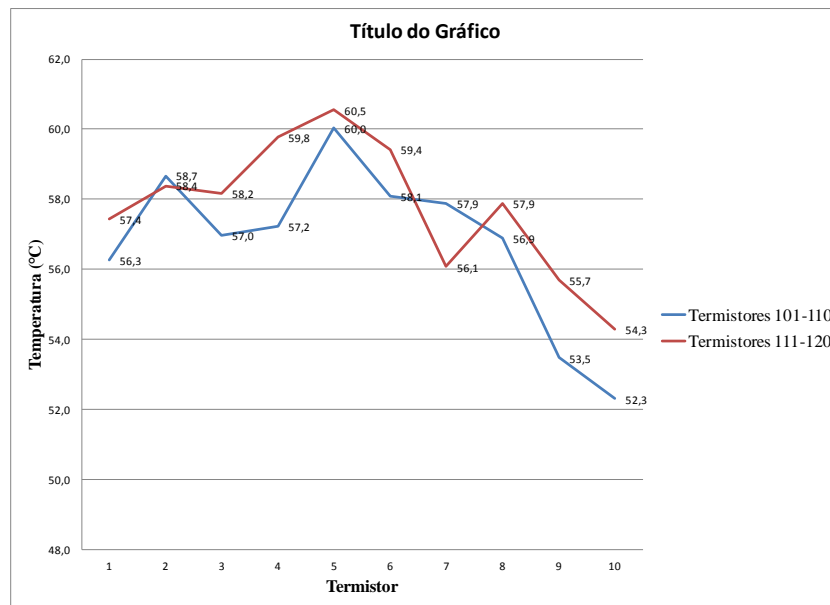


Figura 6.11 - Perfil de temperatura ao longo da barra de cobre a 60°C durante o resfriamento.

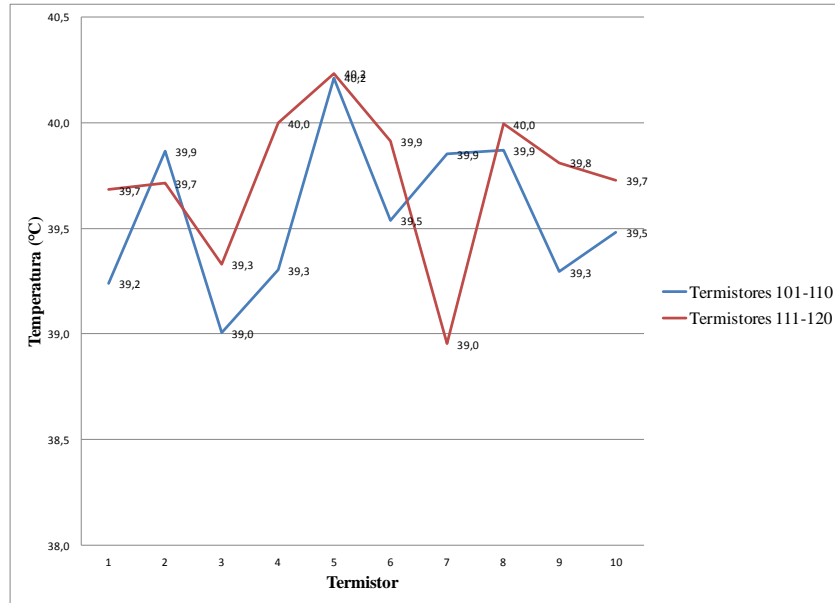


Figura 6.12 - Perfil de temperatura ao longo da barra de cobre a 40°C durante o resfriamento.

### Análise dos Resultados

As Figuras de 6.6 a 6.12 mostram o perfil da temperatura ao longo da barra quando se variou a temperatura de 40°C a 100°C, tanto no aquecimento como no resfriamento. Em todos os gráficos observa-se que a temperatura é mais baixa nas extremidades da barra do que no centro, como era de se esperar, pois no centro da maquete há o isolamento térmico o que não ocorre nas extremidades conforme se vê na Figura 6.2.

Observa-se no gráfico da Figura 6.13 que a temperatura sobe a medida que se afasta das extremidades da barra, porém ao passar-se da posição 2 para a 3 (ver croquis da Figura 6.13) nota-se uma queda de temperatura da ordem de 1°C para logo depois a temperatura voltar a subir em torno de 1,4°C, comportamento que se repete entre as posições 6 e 8, com queda de 1°C entre as posições 6 e 7 e aumento de 1,3°C entre as posições 7 e 8. Esta situação difere da que se esperava, pois por ser o cobre um excelente condutor de calor, esperava-se que a temperatura variasse um pouco entre o centro da barra, onde há isolamento térmico, e as extremidades onde não há isolamento térmico, ver Figura 6.2. Fez-se então uma inspeção visual na maquete estática e constatou-se que esta queda de temperatura devia-se a junção entre dois elementos de aquecimento, evidenciada pelo círculo na foto da Figura 6.13. A descoberta desta situação foi de grande importância para os testes na barra pois haviam sensores FBG instalados na proximidade destas junções, o que poderia influenciar nas suas leituras.



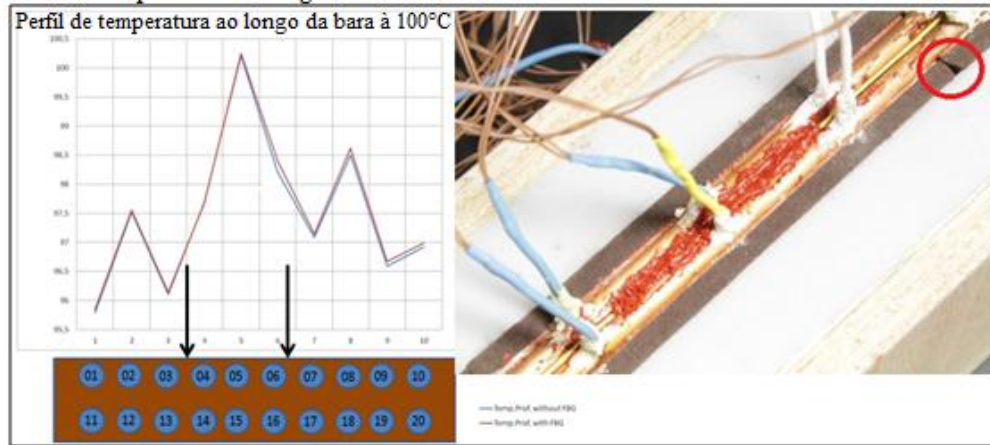


Figura 6.13 - Efeito da junção dos elementos de aquecimento no perfil de temperatura da barra.

### 6.2.3.2 Ensaio para comparação entre os sensores ópticos de temperatura FBG e as termistências

Este ensaio teve por objetivo comparar as temperaturas medidas pelos sensores ópticos baseados em rede de Bragg com aquelas feitas pelos termistores. O ensaio foi iniciado às 9h35min do dia 13/03/2015.

#### Instrumentos usados

- Unidade de aquisição de dados e Data logger LXI 34972A, Agilent;
- Controlador de temperatura série 16B 1/16 DIN;
- Plataforma de aquisição de dados PXI com módulo interrogador para sensores de Rede de Bragg (FBG) NI PXIe-4844;
- Sensores de temperatura ópticos tipo FBG, não metálico, faixa de temperatura  $-40^{\circ}\text{C}$  a  $120^{\circ}\text{C}$ , sensibilidade  $\sim 10 \text{ pm}/^{\circ}\text{C}$  ( $\pm 1,7 \text{ pm}/^{\circ}\text{C}$ ), dimensões  $50 \times 2 \times 2 \text{ mm}$ , material de encapsulamento: quartzo, recoating em polyamida. Fabricante: A;
- Termistores com 1,6 mm de diâmetro.

#### Protocolo do ensaio

As medições foram conduzidas seguindo o mesmo procedimento explicitado no protocolo do experimento do item 6.2.3.1. O Quadro 6.6.1 mostra os pontos de ajuste escolhidos como patamares de temperatura. O arranjo do ensaio foi feito conforme mostrado na Figura 6.14. O ensaio de medição de temperatura foi conduzido no dia 13/03/2015 de 9h35 às 15h30. O arranjo do ensaio foi feito conforme mostrado na Figura 6.4.

Para medir a temperatura da barra de cobre foram usados vinte termistores instalados lado a lado ao longo desta, espaçados de 4 cm, sendo o primeiro par fixado a 14 cm da origem. A cada termistor foi atribuído um número de identificação indo de 101 a 110 para o primeiro grupo de e 111 a 120 para o segundo grupo. Os sensores de temperatura ópticos a Rede de Bragg foram instalados ao lado dos termistores 105-115 e 109 e 119. O sensor óptico instalado entre os termistores 109 e 119 foi

chamado de FBG1, sendo seu comprimento de onda de Bragg ( $\lambda_B$ ) igual a 1531 nm. Já o segundo sensor óptico, chamado FBG2, foi instalado entre os sensores 105 e 115, apresentando comprimento de onda de Bragg de 1570 nm. A Figura 6.15 mostra a disposição dos termistores e sensores FBG. A temperatura ambiente era de 24,2°C.

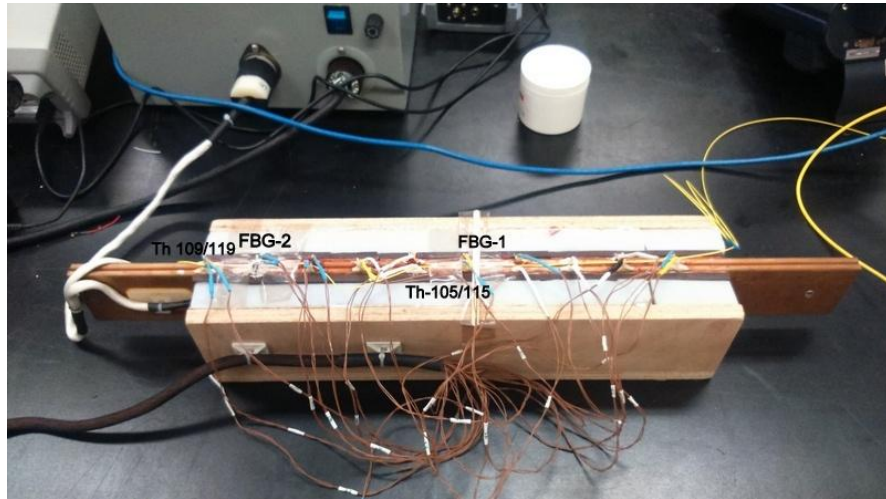


Figura 6.14 - Distribuição dos termistâncias e sensores de temperatura FBG.

Para que se atingisse as temperaturas desejadas foi usado um controlador de temperatura que fornecia calor ao sistema, assim ajustava-se um determinado percentual de potência para se atingir a uma certa temperatura. Estes percentuais são mostrados no Quadro 6.6.2.

### Resultados do ensaio

O Quadro 6.6.3 mostra os registros de temperatura realizados durante o ensaio.

Quadro 6.6.3 - Registros de temperatura

Hora	Temperatura (°C)			
	Termistância 105	Termistância 115	FBG1	FBG2
9h30min	22,8	22,8	25,0	23,5
10h30min	40,05	40,07	41,44	40,42
11h45min	60,04	60,13	60,75	61,126
12h30min	80,18	79,91	80,29	81,81
14h00min	100,16	99,47	100,89	104,1
14h18min	79,86	79,52	78,90	81,9
14h42min	59,76	59,65	59,21	60,1
15h11min	40,19	40,17	40,55	39,79

A Figura 6.15 mostra um gráfico que dá diferença de temperatura entre o sensor FBG1 e os termistores 109 e 119.

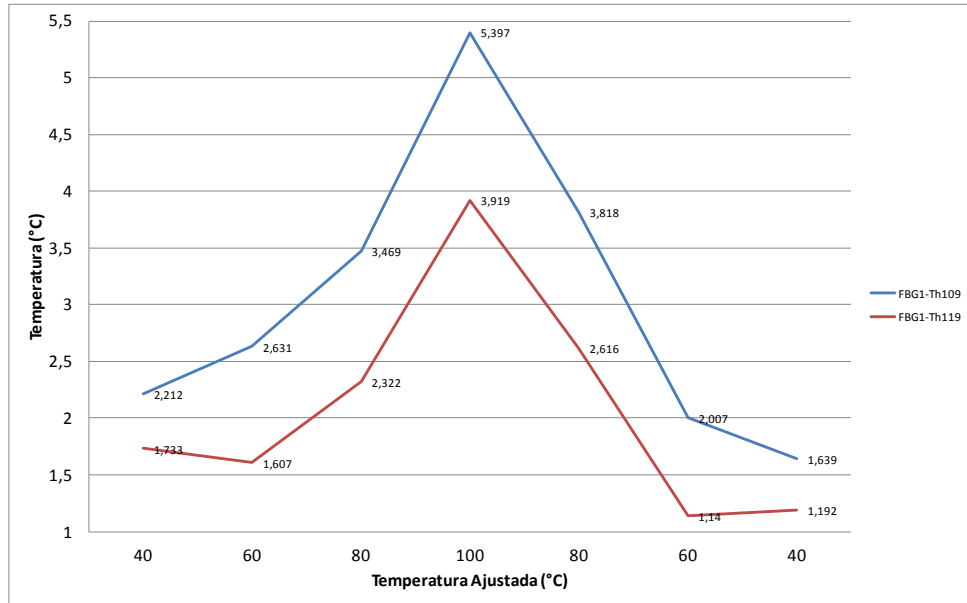


Figura 6.15 - Diferença de Temperatura entre o sensor FBG1 e os termistores 109 e 119.

A Figura 6.16 mostra um gráfico que da diferença de temperatura entre o sensor FBG2 e as termistâncias 105 e 115.

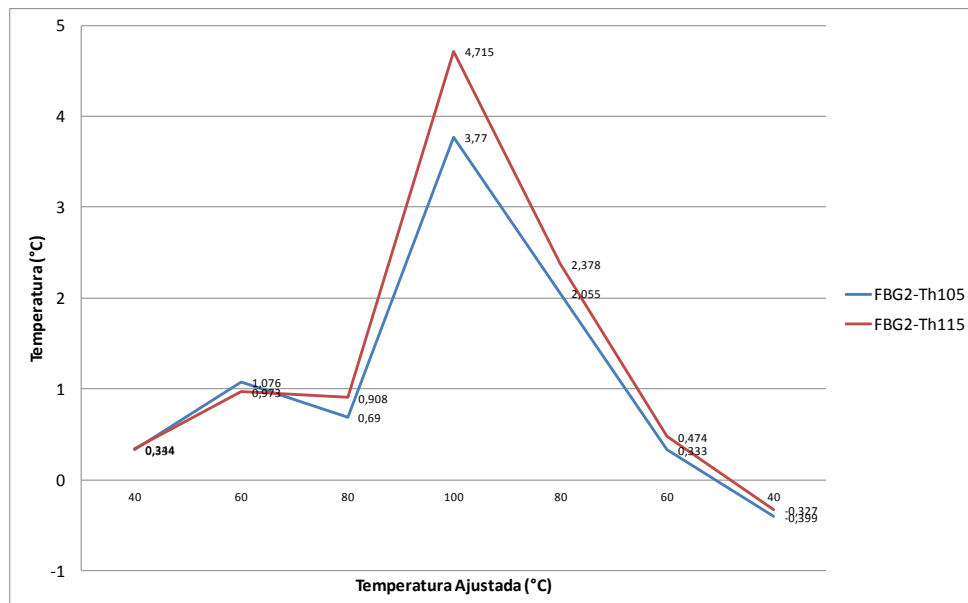


Figura 6.16- Diferença de Temperatura entre o sensor FBG2 e os termistores 105 e 115.

Analisando os gráficos das Figuras 6.15 e 6.16, verifica-se facilmente que a diferença de temperatura entre os termistores nas posições 105/115 e o sensor FBG2 tem média de  $1,12^{\circ}\text{C}$  com desvio padrão  $1,32^{\circ}\text{C}$ , que é menor que o valor apresentado pela diferença entre o sensor FBG1 e os termistores nas posições 109/119, que apresentam valor médio de  $3,02^{\circ}\text{C}$  com desvio padrão de  $2,01^{\circ}\text{C}$ . Esta diferença de temperatura pode ser explicada devido ao fato de os termistores serem fixados diretamente à barra de cobre dentro de pequenos furos (de profundidade aproximada de 2 mm), enquanto os sensores FBG são fixados na superfície das barras usando um composto térmico de

silicone. Deve-se ressaltar que neste caso o composto térmico permite algum movimento do sensor FBG fazendo com que o contato com a superfície não seja perfeito, o que explicaria a redução de temperatura sobre a superfície do sensor FBG. Outra possibilidade poderia ser que o sensor FBG seja parcialmente influenciado pela temperatura do cobre e parcialmente pelo ar em torno do arranjo dando em uma média entre as duas temperaturas. Contudo, se este fosse o caso, era de se esperar que a diferença entre os perfis de aquecimento e resfriamento diferissem o que não é o caso. Assim a hipótese anterior parece ser a mais verdadeira.

Já a diferença entre as variações de temperatura dos sensores FBG1 e termistores 105/115 e FBG2 e termistores 109/119 pode ser devido a forma como foi feita a pressão para fixar os sensores FBG à barra de cobre. A Figura 6.17 mostra como foram feitas as instalações dos dois sensores.

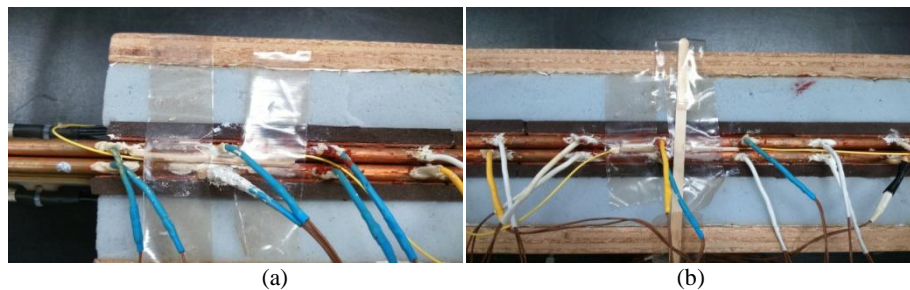


Figura 6.17 - Instalação dos sensores FBG1 (a) e FBG2 (b).

Observa-se na Figura 6.17(a) que o sensor FBG1 é fixado à barra somente por uma fita adesiva e um bastão de madeira paralelo à barra, já o sensor FBG2 está fixado à barra de cobre por uma fita adesiva, um bastão de madeira paralelo à barra e mais outro transversal à barra como pode ser visto na Figura 6.17(b). Observou-se também que a diferença entre as leituras dos sensores FBG e os termistores aumentou com o aumento da temperatura.

Há também uma diferença entre as leituras feitas pelo sensor FBG1 daquelas feitas pelo sensor FBG2. Esta diferença foi em média de  $1,9^{\circ}\text{C}$ , mas ela reflete a diferença que há entre as leituras feitas pelos termistores que na média foram de  $1,6^{\circ}\text{C}$  (ver Quadro 6.6.4). Esta diferença de temperatura pode ser devida a distribuição de calor na barra de cobre. A barra de cobre possui elementos de aquecimento ao longo do seu comprimento, porém estes param no ponto onde termina o isolamento térmico, ver Figura 6.2. Após este ponto pode ocorrer uma dissipação de calor mais rápida devido a ausência de isolamento térmico, o que ocasiona uma redução da temperatura nas extremidades da barra.

Quadro 6.6.4 - Diferença de temperatura entre termistores e sensores FBG

Temperatura (°C)	$\Delta T$ (°C)		
	Th-105/Th 109	Th-115/Th 119	FBG1/FBG2
40	0,858	0,369	1,878
60	1,935	1,014	1,555
80	3,299	1,934	2,779
100	4,837	2,414	1,627
80	4,763	3,238	1,763
60	2,564	1,556	1,674
40	1,278	0,759	2,038
<b>Média</b>	<b>2,791</b>	<b>1,612</b>	<b>1,902</b>
<b>Desvio Padrão</b>	<b>1,471</b>	<b>0,928</b>	<b>0,388</b>

### Análise dos resultados

Após a realização do ensaio verificou-se que há uma diferença entre as leituras de temperatura feitas pelos termistores em relação às feitas pelos sensores FBG. Tais diferenças podem ser devidas à forma como são fixados os dois tipos de sensores conforme explicado no protocolo do experimento. Um novo experimento deverá ser realizado para verificar a influência da graxa térmica na diferença entre a temperatura lida pelos termistores e pelos sensores FBG.

#### 6.2.3.3 Ensaio para verificação do efeito da instalação dos sensores ópticos de temperatura nos valores lidos

Este ensaio teve por objetivo verificar se as diferenças de temperaturas registradas no experimento do item 6.2.3.2 poderiam ter sido causadas pela forma de instalação, ou seja, se o composto térmico ou os bastões usados para fixar os sensores estariam influenciando na leitura de temperatura. O ensaio foi iniciado às 10h23min do dia 17/04/2015.

Os sensores foram instalados da seguinte forma:

- FBG1 entre os termistores 5 e 15,  $\lambda_B=1530$  nm sem graxa térmica com os bastões em cruz;
- FBG2, entre as termistâncias 9 e 19, com  $\lambda_B=1550$  nm, com graxa térmica e bastões em cruz;
- FBG3, entre termistâncias 1 e 11,  $\lambda_B=1570$  nm, com graxa térmica e bastão paralelo ao sensor FBG.

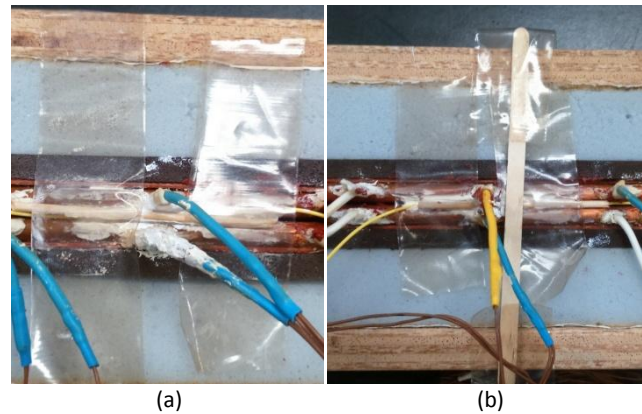


Figura 6.18 - Detalhe da instalação dos sensores FBG na maquete estática. Bastões em cruz (a) e bastão paralelo ao sensor (b).

### Instrumentos usados

- Unidade de aquisição de dados e Data logger LXI 34972A, Agilent;
- Controlador de temperatura série 16B 1/16 DIN;
- Plataforma de aquisição de dados PXI com módulo interrogador para sensores de Rede de Bragg (FBG) NI PXIe-4844;
- Sensores de temperatura ópticos tipo FBG, não metálico, faixa de temperatura  $-40^{\circ}\text{C}$  a  $120^{\circ}\text{C}$ , sensibilidade  $\sim 10 \text{ pm}/^{\circ}\text{C}$  ( $\pm 1,7 \text{ pm}/^{\circ}\text{C}$ ), dimensões  $50 \times 2 \times 2 \text{ mm}$ , material de encapsulamento: quartzo, recoating em polyamida. Fabricante A;
- Termistores com  $1,6 \text{ mm}$  de diâmetro.

### Protocolo do experimento

As medições foram conduzidas seguindo o mesmo procedimento explicitado no protocolo do experimento do item 6.2.3.1. O Quadro 6.6.1 mostra os pontos de ajuste escolhidos como patamares de temperatura. O arranjo do ensaio foi feito conforme mostrado na Figura 6.4.

Para que se atingisse as temperaturas desejadas foi usado um controlador de temperatura para fornecer calor ao sistema, assim ajustava-se um determinado percentual de potência para se atingir a uma certa temperatura. Estes percentuais são mostrados no Quadro 6.6.2.

### Resultados do ensaio

O Quadro 6.6.5 e as Figuras 6.19 a 6.21 mostram a média dos erros obtidos quando se compara a temperatura lida pelo sensor óptico de temperatura com a média dos termistores instalados nas posições próximas a ele nos patamares estipulados no Quadro 6.6.1, instalados de diferentes maneiras, a saber: com graxa e com bastão de madeira paralelo ao sensor, com graxa térmica e bastões de madeira em cruz sobre o sensor e por último sem graxa térmica e bastões em cruz sobre o sensor.

Quadro 6.6.5 - Diferença entre sensor FBG1 e média entre Th5 eTh15

Tipo de Instalação		Diferença entre sensor FBG e média dos termistores		
		Com graxa e bastão em paralelo	Com graxa e bastões em cruz	Sem graxa e bastões em cruz
Temperatura ajustada (°C)	40	0,76	-0,25	0,22
	60	1,7	0,68	0,46
	80	4,01	2,44	1,97
	100	5,19	4,21	6,99
	80	-2,97	12,31	5,88
	60	-3,47	7,87	4,63
	40	-2,13	3,44	3,61

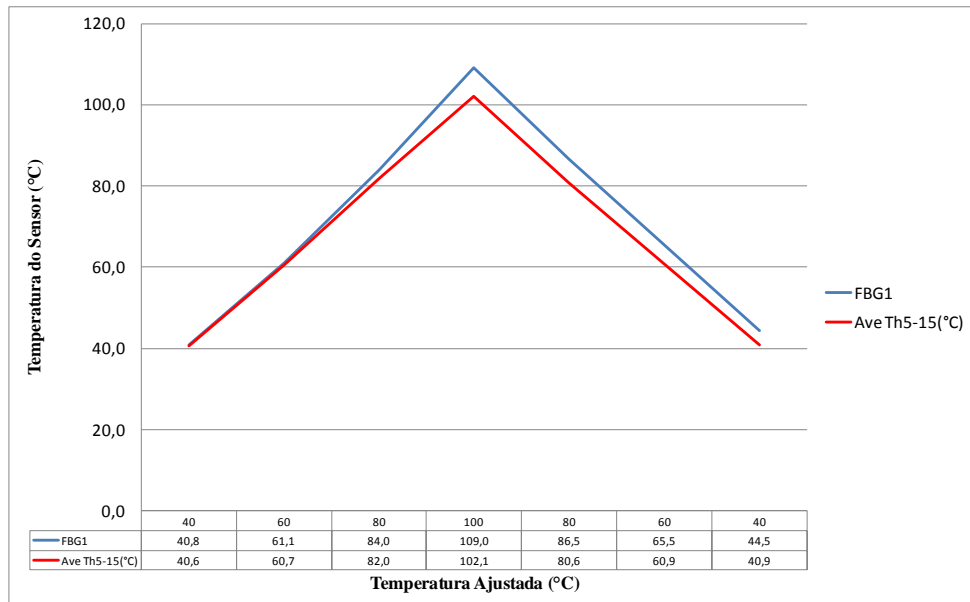


Figura 6.19 - Diferença de temperatura entre o sensor FBG1 instalado sem graxa térmica e bastão de madeira cruz, e a média dos termistores das posições 5 e 15.

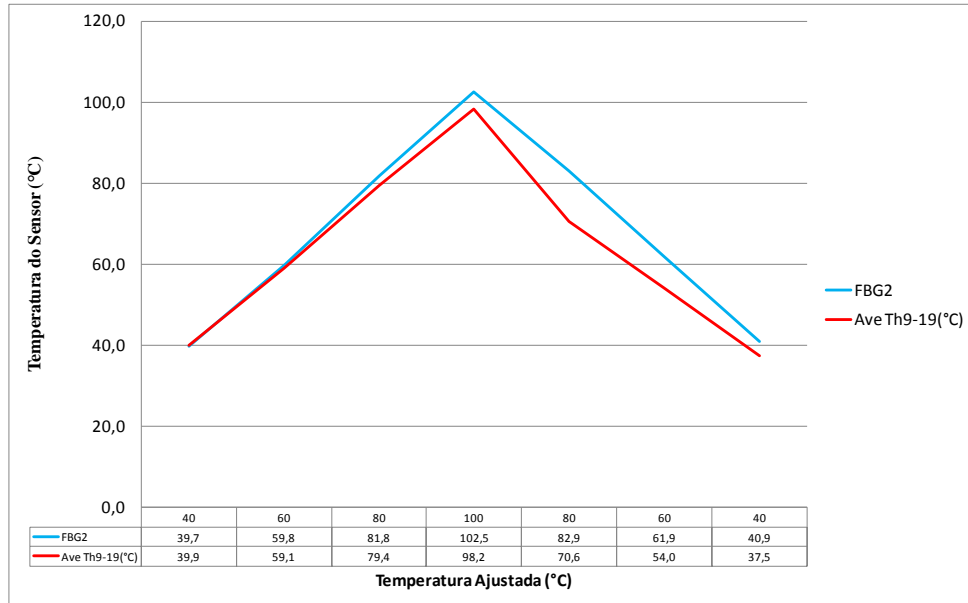


Figura 6.20 - Diferença de temperatura entre o sensor FBG2 instalado com graxa térmica e bastão de madeira em cruz, e a média dos termistores das posições 9 e 19.

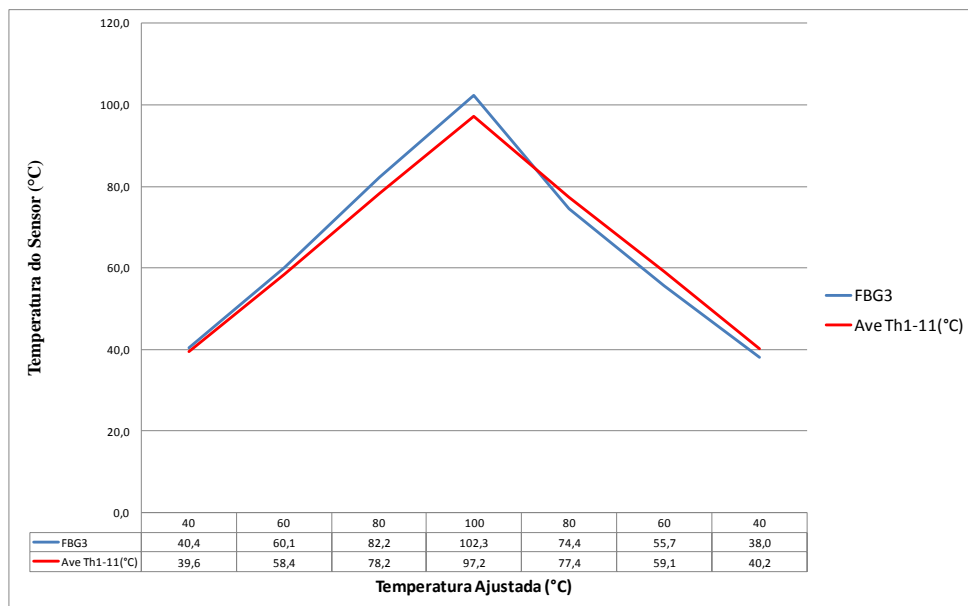


Figura 6.21 - Diferença de temperatura entre o sensor FBG3, instalado com graxa térmica e bastão de madeira em paralelo, e a média dos termistores das posições 1 e 11.

## Análise dos resultados

No experimento conduzido no item 6.2.3.2 levantaram-se duas hipóteses: a primeira de que os bastões de madeira usados para fixar o sensor FBG poderiam exercer um esforço sobre o sensor fazendo-o responder à este esforço e não à temperatura. Outra suposição era de que a graxa térmica poderia atenuar a temperatura na superfície do sensor por ser de uma resistência térmica a mais no caminho do fluxo de calor que flui da barra de cobre para o sensor.



Quando se compara cada sensor FBG com a média dos termistores a eles associados, verifica-se que durante o processo de aquecimento da maquete estática a diferença entre a leitura dos sensores FBG e a média das leituras feitas pelos termistores nos patamares de temperatura de 40°C, 60°C é praticamente inexistente, tornando-se maior a partir do patamar de 80°C e durante o processo de resfriamento. Notou-se um grande desvio no sensor FBG2, que está instalado com graxa térmica e bastão em cruz, em relação à média de seus termistores durante o processo de resfriamento, porém o mesmo não ocorreu com os sensores FBG1 e FBG3. Estes mantiveram uma diferença de temperatura entre suas leituras e a média das leituras de seus termistores similar, ver Quadro 6.6.5 e Figuras 6.19 a 6.21. Em função do exposto decidiu-se descartar as leituras feitas pelo sensor FBG2 por considerá-lo defeituoso, pois além de apresentar esta grande diferença em relação aos seus pares nos patamares de medição esta diferença continuou à temperatura ambiente.

Após análise, chegou-se a conclusão de que a forma como os bastões fixam os sensores à maquete estática não exerce influência na leitura, pois sensores instalados com os bastão em cruz e paralelo apresentaram resultados similares. Porém, ao se analisar o efeito da graxa térmica sobre a leitura de temperatura, notou-se que esta tem uma pequena influência na leitura de temperatura como se pode ver ao se comparar as leituras dos sensores FBG1 e FBG3 (ver Quadro 6.6.5 e Figuras 6.19 e 6.21). Nota-se que esta influência pelo fato de a diferença de temperatura do sensor com graxa ser em 3°C superior à do sensor sem graxa. Isto ocorre porque a graxa atua como uma resistência térmica adicional afetando a leitura do sensor [40]. Este resultado porém não chega a comprometer a validade das medidas.

#### **6.2.3.4 Ensaio de comparação entre os sensores A e B**

Após verificar que a graxa térmica tem pouca influência na instalação dos sensores, procuraram-se outras alternativas de sensores para serem usados na medição de temperatura no rotor. Durante o mês de Maio de 2015 foram adquiridos sensores da empresa B para serem comparados aos da A para que se pudesse obter a melhor opção possível para medição de temperatura do rotor. Após o recebimento dos sensores foi realizado no final no dia 28/05/2015 um ensaio na maquete estática com o objetivo de comparar os sensores dos dois fabricantes.

Os sensores foram instalados da seguinte forma: FBG2, entre os termistores 9 e 19, com  $\lambda_B=1570$  nm, colado com graxa térmica Delta Bond 156-K, fabricante: A; FBG3, entre os termistores 6 e 16,  $\lambda_B=1512$  nm, colado com graxa térmica Delta Bond 156-K, fabricante: B. A Figura 6.22 demonstra como os sensores estão montados na maquete estática, os círculos azuis representam os termistores e os quadrados amarelos representam os sensores FBG testados.

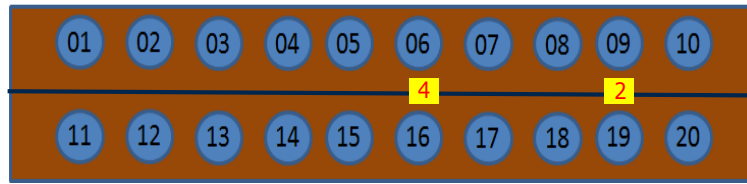


Figura 6.22 - Detalhe da instalação dos sensores FBG na maquete estática.

A instalação ainda não simula perfeitamente a forma como os sensores de temperatura serão instalados no rotor, pois é temporária, utilizou-se somente a graxa térmica para que se pudesse retirar os sensores da maquete estática sem os danificar.

### Instrumentos usados

- Controlador de temperatura série 16B 1/16 DIN;
- Plataforma de aquisição de dados PXI com módulo interrogador para sensores de Rede de Bragg (FBG) NI PXIe-4844;
- Sensores de temperatura ópticos tipo FBG, não metálico, faixa de temperatura  $-40^{\circ}\text{C}$  a  $120^{\circ}\text{C}$ , sensibilidade  $\sim 10 \text{ pm}/^{\circ}\text{C}$  ( $\pm 1,7 \text{ pm}/^{\circ}\text{C}$ ), dimensões  $50 \times 2 \times 2 \text{ mm}$ , material de encapsulamento: quartzo, recoating em polyamida. Fabricante: A;
- Sensores de temperatura ópticos tipo FBG, não metálico, faixa de temperatura  $-40^{\circ}\text{C}$  a  $120^{\circ}\text{C}$ , sensibilidade  $\sim 10 \text{ pm}/^{\circ}\text{C}$  ( $\pm 1,7 \text{ pm}/^{\circ}\text{C}$ ), dimensões  $38 \times 3,2 \times 3,2 \text{ mm}$ , material de encapsulamento:  $\text{Al}_2\text{O}_3$ , recoating em polyamida. Fabricante: B;
- Termistores com 1,6 mm de diâmetro.

### Protocolo do ensaio

As medições foram conduzidas seguindo o mesmo procedimento explicitado no protocolo do experimento do item 6.2.3.1. O Quadro 6.6.1 mostra os pontos de ajuste escolhidos como patamares de temperatura. O arranjo do ensaio foi feito conforme mostrado na Figura 6.4. Para que se atingisse as temperaturas desejadas foi usado um controlador de temperatura para fornecer calor ao sistema, assim ajustava-se um determinado percentual de potência para se atingir a uma certa temperatura. Estes percentuais são mostrados no Quadro 6.6.2.

### Resultados do ensaio

As Figuras 6.23 e 6.24 mostram a temperatura lida pelos sensores ópticos comparada com a média dos termistores instalados nas posições próximas a eles nos patamares estipulados no Quadro 6.6.1.

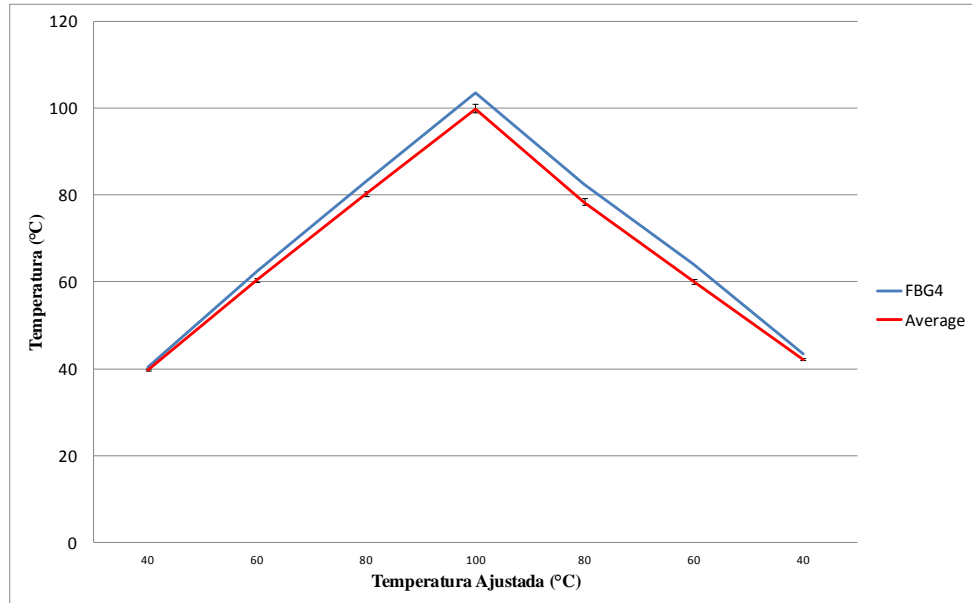


Figura 6.23 - Diferença de temperatura entre o sensor FBG4 de fabricação B, e a média dos termistores das posições 6 e 16.

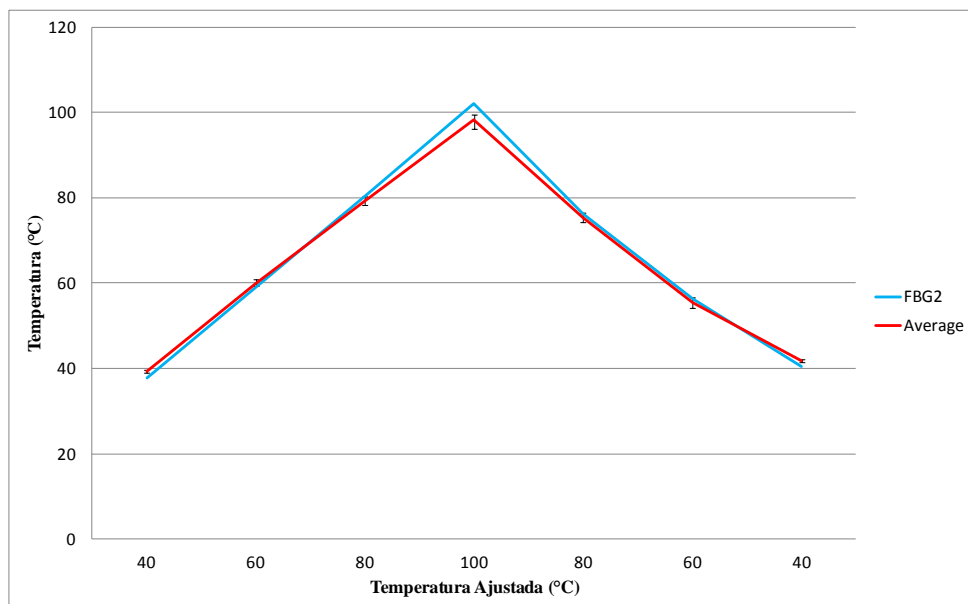


Figura 6.24 - Diferença de temperatura entre o sensor FBG2 de fabricação A, e a média dos termistores das posições 9 e 19.

### Análise dos resultados

Quando se comparou cada sensor FBG com a média dos termistores a eles associados, verificou-se que o comportamento observado durante o ensaio do dia 17/04/2015, onde foram usados somente os sensores A, se repete, ou seja, durante o processo de aquecimento da maquete estática a diferença entre a leitura dos sensores FBG e a média das leituras feitas pelos termistores aumenta a medida que a temperatura aumenta. Porém, durante o processo de resfriamento nota-se que o desvio entre o sensor A e a média de seus termistores é menor que o do sensor B e a média de seus termistores. Tal comportamento pode ser devido à diferença nas dimensões dos sensores pois o diâmetro do sensor A é menor que o diâmetro do sensor B e esta situação pode fornecer um melhor contato entre a barra de cobre e a superfície do sensor. Entretanto como estes dispositivos medirão a

temperatura no rotor onde estarão expostos a uma gama de temperaturas entre 70°C e 80°C [40], restringir-se-á a análise dos resultados à faixa de temperatura de 40°C a 100°C durante o processo de aquecimento. Neste caso percebeu-se que a diferença de temperatura entre sensores FBG e seus termistores são similares, ver Quadro 6.6.6. Após esta análise algumas dúvidas restaram, a saber:

1. Na instalação real, os sensores serão recobertos com silicone (instalação permanente). Terá esta forma de instalação algum impacto sobre os sensores?
2. Sabe-se que se for feita a instalação permanente nos sensores para testes na maquete estática estes serão perdidos, pois é impossível retirá-los da maquete sem danificá-los. Assim pergunta-se haverá alguma diferença entre as medidas de temperaturas feitas pelos sensores instalados de forma provisória (somente com graxa térmica e sem silicone recobrindo-o) daquelas feitas com instalação permanente?
3. Como será utilizada uma rede de sensores, e foram testados na maquete poucos sensores, haverá alguma dispersão na leitura feita por diferentes sensores de mesmo fabricante? Qual é esta de dispersão? Será ela tolerável?

Quadro 6.6.6 - Diferença entre sensor FBG e média dos termistores

Temperatura Ajustada (°C)	Diferença entre sensor FBG e média dos termistores (°C)	
	FBG2 (A)	FBG4 (B)
40	-1,5	0,7
60	-0,9	2,0
80	1,1	2,8
100	3,8	3,7
80	0,9	4,1
60	0,9	3,8
40	-1,4	1,2

### 6.2.3.5 Ensaio de repetibilidade entre os sensores A e B

Após a análise dos resultados do ensaio apresentado no item 6.2.3.4, levantou-se a questão sobre a repetibilidade dos resultados dos sensores A e B, uma vez que estes seriam instalados nos geradores formando uma rede de sensores. Para que se obtivesse uma resposta à este questionamento, decidiu-se realizar um ensaio comparando diversas unidades de cada uma das marcas ligadas em rede.

### Protocolo do ensaio

Este teste foi realizado em um forno com temperatura controlada e ajustada em 80°C. Foram testados quarenta sensores B e dezessete sensores A, ligados em suas respectivas redes. O arranjo do ensaio foi feito conforme mostrado na Figura 6.13. Ajustou-se a temperatura desejada no controlador do forno e fez-se o controle através do controlador embarcado no forno. Quando a temperatura de 80°C foi atingida realizou-se o registro das leituras feitas pelas duas redes de sensores FBG.

### Resultados do ensaio

A Figura 6.25 mostra a média e a dispersão dos valores de temperatura lidos pelas duas redes de sensores. Pode-se observar que a média dos valores lidos para os dois grupos de sensores não difere, podendo ser consideradas iguais, entretanto, quando se analisa a dispersão dos resultados, verifica-se que os sensores B possuem um melhor desempenho, pois sua dispersão é inferior a 1°C. O mesmo não pode ser dito para o sensor A que apresentou dispersão superior a 5°C em torno da média.

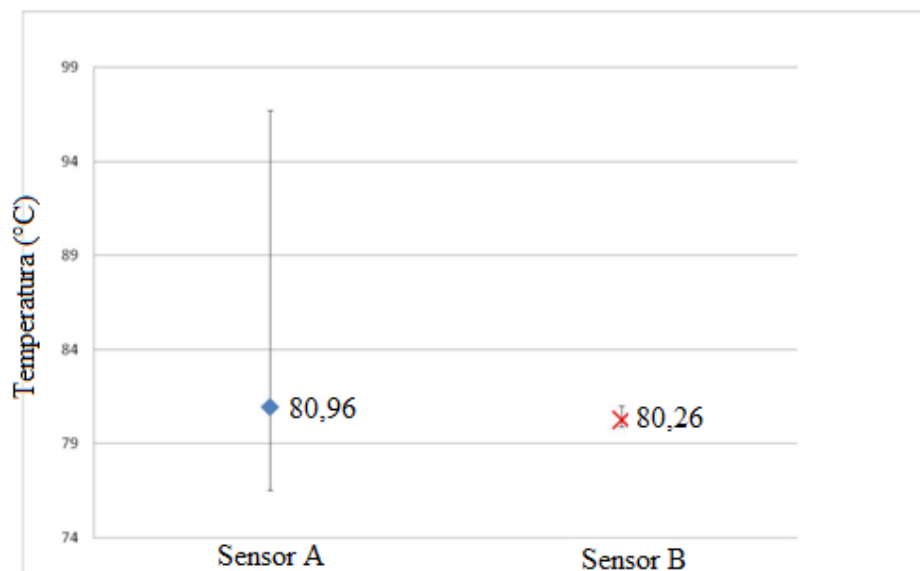


Figura 6.25 - Comparação da dispersão de resultados entre os sensores FBG A (losango azul) e B (x vermelho).

Analisou-se também os gráficos espectrais das duas redes de sensores mostrados nas Figuras 5.26 (a) e 5.26 (b). Estes gráficos mostram a componente do espectro de banda estreita da fonte de luz do sistema de medição refletida por cada sensor FBG [19] no mesmo intervalo de tempo. Ao se comparar as componentes das duas redes de sensores nota-se que, as componentes dos sensores B são mais estreitas que as refletidas pelos sensores A. Esta característica faz com que os sensores B sejam melhores no que tange à necessidade de identificação do sensor, uma vez que pulsos muito largos podem causar "overlapping" entre duas faixas de comprimento de onda vizinhos.

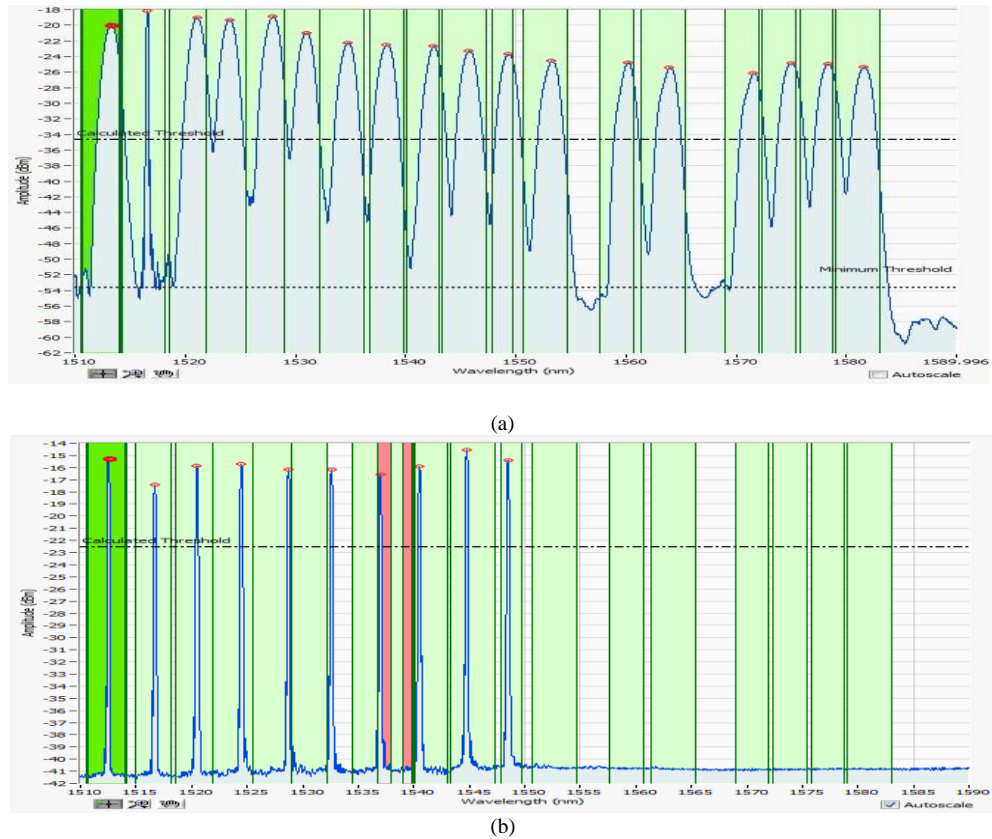


Figura 6.26 - Gráficos Espectrais dos sensores (a) A (b) B

### Análise dos resultados

Pelos resultados acima observa-se que os sensores B são mais indicados para serem instalados no rotor do gerador, primeiro porque a dispersão dos valores lidos em torno da média é bem menor ( $< 1^{\circ}\text{C}$ ) do que aquele apresentado pelos sensores A ( $\sim 5^{\circ}\text{C}$ ). O segundo motivo deve-se ao fato de que a largura de banda do espectro refletido pelo sensor A é maior do que aquela que é refletida pelo sensor B. Este é um aspecto crucial para a medição de temperatura distribuída usando múltiplos sensores, pois para que seja possível fazer a multiplexação por comprimento de onda, os pulsos refletidos pela grade de Bragg devem ser espectralmente estreitos, centrados no comprimento de onda de Bragg [42], para que se obtenha máxima sensibilidade de medição e densidade de canais [41]. A não obediência a esta regra pode gerar "crosstalk" na leitura dos desvios do comprimento de onda acarretando em erros de medida. Com isto responde-se ao questionamento 1 feito no item 6.2.3.4 quanto à repetibilidade do sensor escolhido, no caso o sensor da B.

### 6.2.3.6 Ensaio de comparação entre as formas de instalação permanente e temporária

Com o intuito de responder aos questionamentos 1 e 2 surgidos a partir do ensaio que comparou os sensores A e B e expostos no final do item 6.2.3.4 e uma vez que o sensor B foi determinado como o senso a ser usado devido aos resultados descritos no item 6.2.3.5, resolveu-se realizar um teste para comparar as respostas deste sensor quando instalado de duas maneiras

diferentes. Dois tipos de instalação foram propostos a saber: instalação permanente e instalação provisória. A instalação permanente consiste na fixação do sensor FBG à ranhura existente entre as barras da maquete estática através de um adesivo térmico e seu recobrimento com silicone RTV para alta temperatura. A instalação temporária é feita somente na maquete estática e consiste na utilização de uma graxa térmica entre o sensor e a ranhura existente entre as barras da maquete estática. A Figura 6.27 ilustra esta situação.

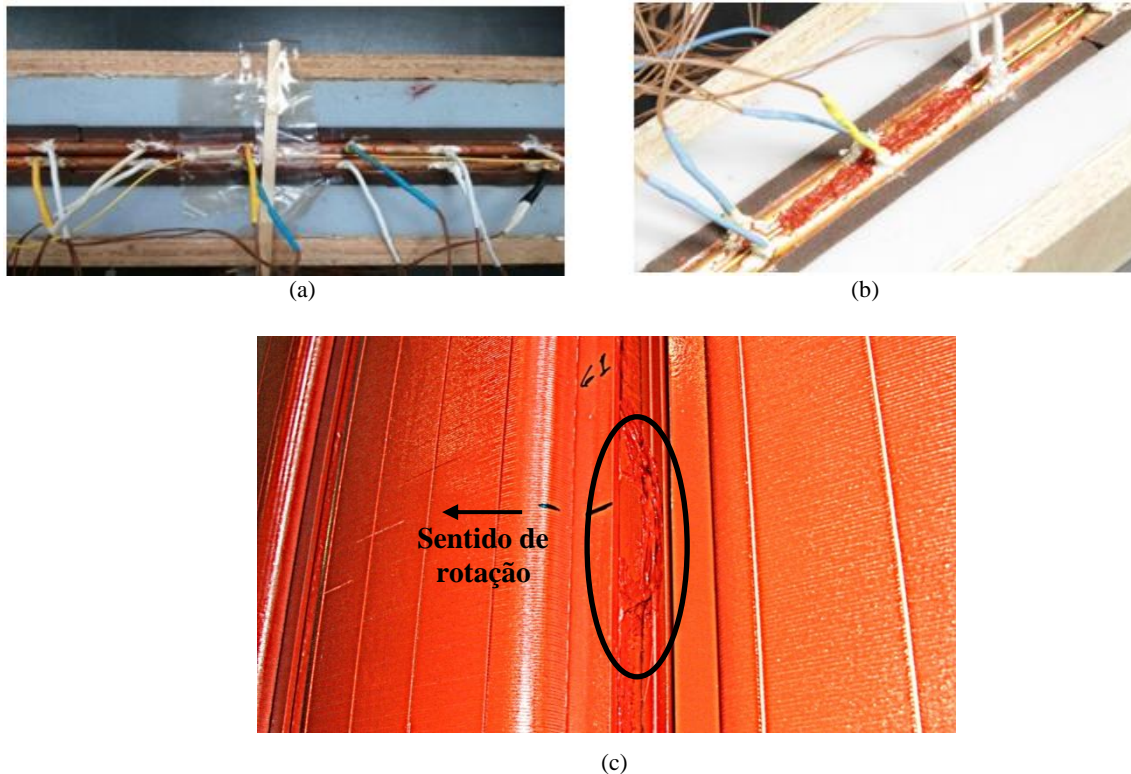


Figura 6.27 - (a) Maquete estática com instalação temporária do sensor FBG (b) Maquete estática com instalação permanente do sensor FBG (c) Sensor FBG instalado na face lateral do polo em atraso em relação à rotação do rotor.

### Instrumentos usados

- Controlador de temperatura série 16B 1/16 DIN;
- Plataforma de aquisição de dados PXI com módulo interrogador para sensores de Rede de Bragg (FBG) NI PXIe-4844;
- Sensores de temperatura ópticos tipo FBG, não metálico, faixa de temperatura  $-40^{\circ}\text{C}$  a  $120^{\circ}\text{C}$ , sensibilidade  $\sim 10 \text{ pm}/^{\circ}\text{C}$  ( $\pm 1,7 \text{ pm}/^{\circ}\text{C}$ ), dimensões  $38 \times 3,2 \times 3,2 \text{ mm}$ , material de encapsulamento:  $\text{Al}_2\text{O}_3$ , recoating em polyamida. Fabricante: B;
- Termistores com  $1,6 \text{ mm}$  de diâmetro.

## Protocolo do ensaio

As medições foram conduzidas seguindo o mesmo procedimento explicitado no protocolo do experimento do item 6.2.3.1. A Quadro 6.6.1 mostra os pontos de ajuste escolhidos como patamares de temperatura. O arranjo do ensaio foi feito conforme mostrado na Figura 6.4. Para que se atingisse as temperaturas desejadas foi usado um controlador de temperatura para fornecer calor ao sistema, assim ajustava-se um determinado percentual de potência para se atingir a uma certa temperatura. Estes percentuais são mostrados na Quadro 6.6.2.

## Resultados do ensaio

A Figura 6.28 mostra a temperatura lida pelo sensor óptico comparada com a média dos termistores instalados nas posições próximas a ele nos patamares estipulados na Quadro 6.6.1. Observa-se que existe uma diferença de temperatura entre o FBG e a médias dos termistores de  $3,7^{\circ}\text{C}$  para a instalação temporária e de  $4,5^{\circ}\text{C}$  na instalação permanente.

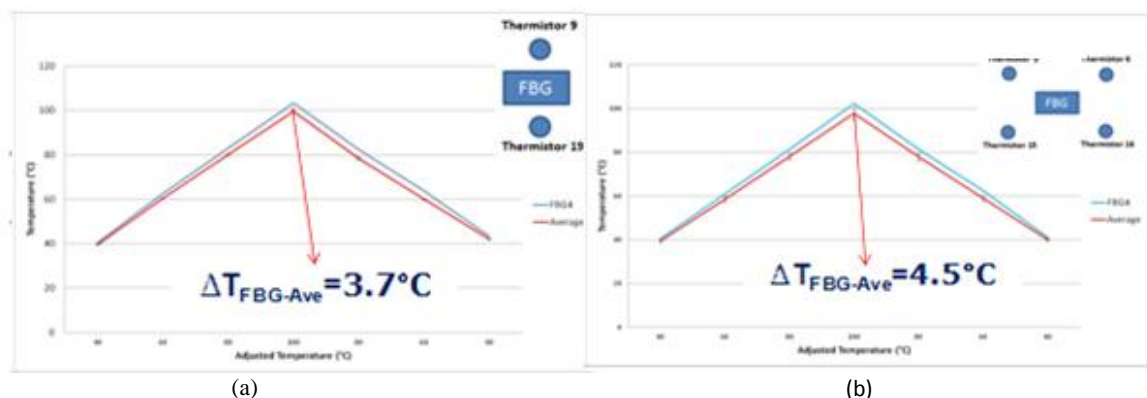


Figura 6.28 - Comparação entre a leitura feita pelos sensores FBG e a média das termistâncias na (a) instalação temporária (b) Instalação permanente

## Análise dos resultados

Dos resultados expostos acima, observa-se que a diferença entre a resposta do sensor FBG e dos termistores nas duas instalações não foi muito diferente:  $3,7^{\circ}\text{C}$  para a instalação temporária e  $4,5^{\circ}\text{C}$  para a instalação permanente. Entretanto um efeito chamou atenção, esperava-se que a temperatura dos sensores FBG fosse inferior à dos termistores pelo fato de os últimos estarem instalados em furos na barra de cobre, ou seja, instalados diretamente na barra e os FBG estarem instalados na ranhura formada pelas duas barras de cobre e com uma graxa térmica (instalação temporária) ou adesivo térmico (permanente respectivamente) entre o sensor e a barra. Segundo [40], o adesivo ou a graxa térmica entre a barra e o sensor aumentam a resistência térmica causando um erro na medida do sensor fazendo com que este leia uma temperatura menor que a da barra, o que não corresponde ao exposto na Figura 6.28. Contudo sabe-se que um sensor FBG é sensível tanto à



temperatura como ao esforço mecânico na direção de seu eixo e que as variações nas grandezas são proporcionais à variação do comprimento de onda que é dada pela Equação 6.1 [15]-[19].

$$\Delta\lambda_B = \Delta\lambda_{B\sigma} + \Delta\lambda_{BT} \quad (6.1)$$

Três hipóteses são levantadas para explicar esta diferença:

1. Efeito da dilatação térmica das barras de cobre na direção axial;
2. Má instalação dos termistores;
3. Efeito do gradiente de temperatura sobre o sensor FBG.

Considerando-se a primeira hipótese, se as barras dilatam na direção axial elas exercerão um esforço ao longo do eixo do sensor fazendo com que este efeito se reflita na variação do comprimento de onda como exposto na Equação 6.1, o que influenciará na leitura da temperatura. A segunda hipótese leva em consideração o fato de os termistores estarem instalados em furos feitos na barra de cobre, caso o contato destes não seja perfeito com as paredes do furo, poderão ocorrer erros de leitura nos termistores para menos. A terceira hipótese decorre de que se forma um gradiente de temperatura entre o fundo do conjunto adesivo térmico - sensor FBG - silicone e o ar em torno da maquete estática. A suposição é que este gradiente poderá ser de tal monta que faça com que os materiais dilatam e como estes possuem diferentes coeficientes de dilatação, dilatam de forma diferente ocasionando uma deformação no sensor que poderá produzir um esforço na direção axial do sensor, influenciando assim o comprimento de onda e por sua vez fazendo com que se leia uma temperatura maior do que a que realmente se encontra a barra. A Figura 6.29 ilustra a situação descrita acima.

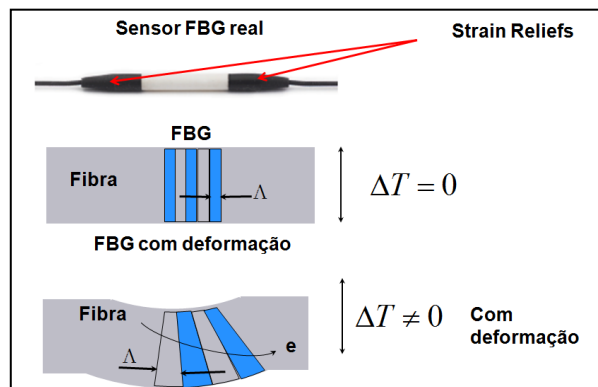


Figura 6.29 - Deformação do Sensor FBG devido ao gradiente de temperatura. Quando o gradiente de temperatura é nulo, não há deformação do sensor, quando o gradiente de temperatura é maior que zero, o sensor deforma devido à dilatação desigual dos materiais que o compõe.

A hipótese 1 será testada com um ensaio no qual a maquete estática será inserida em um forno com toda a instrumentação associada (sensor FBG e termistores), a ser descrito no item 6.2.3.7. A terceira hipótese será testada através da modelagem e simulação numérica do conjunto adesivo térmico - sensor FBG - silicone (instalação permanente), ver Capítulo 5.

### 6.2.3.7 Ensaio para verificar o efeito da dilatação térmica da barra de cobre nas leituras do sensor FBG

#### Protocolo do ensaio

Este teste foi realizado em um forno com controle de temperatura no qual foi inserida a maquete estática sem as isolações térmicas instrumentada com os termistores e o sensor FBG instalado conforme será no rotor do hidrogerador, ou seja, grudado à barra de cobre por meio de um adesivo térmico com sua parte superior protegida por silicone, neste trabalho denomina-se esta forma de instalar de instalação permanente. Uma vez inserida a barra no forno, elevou-se a temperatura até que se atingisse o patamar de 80°C, esperou-se 10 min para que o equilíbrio térmico fosse atingido e efetuou-se a medida. A Figura 6.30 mostra a maquete estática no forno.



Figura 6.30 - Maquete estática no forno

#### Resultados do ensaio

A Figura 6.31 mostra resultado do ensaio, ou seja, a temperatura lida pelo sensor FBG quando a maquete estática é aquecida pelo forno, observa-se que a temperatura lida pelos sensores FBG é inferior à média dos termistores, sendo a diferença inferior a 1°C.

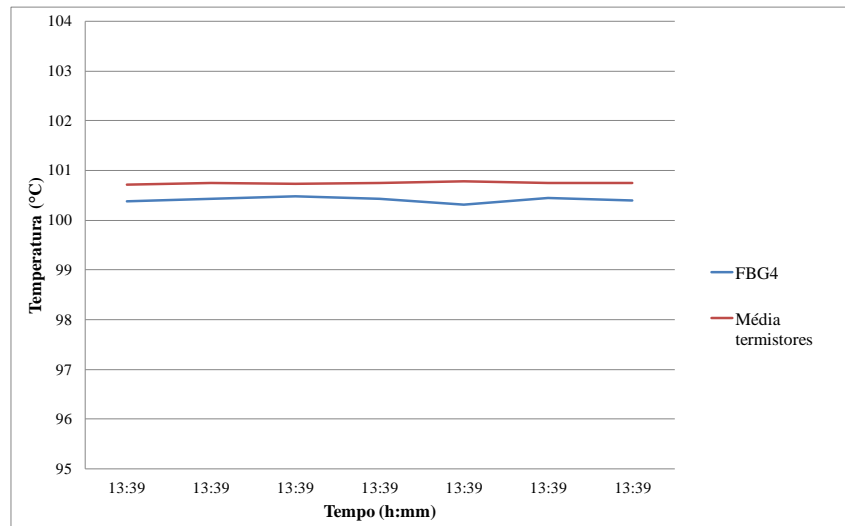


Figura 6.31 - Comparação da leitura do sensor FBG e média dos termistores com a maquete estática aquecida pelo forno.

### Análise dos resultados

Este resultado difere muito daquele obtido no item 6.2.3.6 pois além de apresentar uma diferença de temperatura inferior a 1°C contra os 4,5 °C apresentados no referido ensaio, a média da temperatura lida pelos termistores é superior àquela lida pelo sensor FBG. Deste resultado pode-se tirar três conclusões:

1. A dilatação térmica linear da barra de cobre não afeta a leitura de temperatura, pois a barra sofreu dilatação e além da diferença de temperatura ter diminuído, a temperatura do sensor ficou abaixo da dos termistores, o que é um indício de que não houve tração axial no sensor. Logo pode-se descartar a hipótese 1;
2. Como a temperatura é homogênea no ambiente (80°C) por ter havido o equilíbrio térmico entre a barra de cobre e o ar dentro do forno, o gradiente de temperatura não existe e logo não está ocorrendo a flexão, fato evidenciado pela pequena diferença de temperatura;
3. Entretanto, o fato de praticamente não haver diferença entre a leitura do sensor FBG e a média dos termistores não prova que o gradiente de temperatura provoca a flexão e que esta produz uma deformação no sensor capaz de provocar uma variação no comprimento de onda influenciando assim na leitura de temperatura. Esta situação foi estudada mediante modelagem e simulação numérica exposta no Capítulo 5.

## 6.3 ENSAIO NA MAQUETE ROTATIVA

### 6.3.1 Objetivo do ensaio

Comparar as leituras feitas pelos termistores inseridos na superfície da maquete rotativa com aquelas feitas pelos sensores ópticos baseados em Grade de Bragg (FBG) para garantir que as leituras

feitas por estes se referiam à temperatura somente e não ao esforço causado pela força centrífuga, tomando como base a leitura dos termistores. Como objetivo secundário teve-se o de determinar qual a melhor forma de instalação para sensor FBG no rotor, se axial, tangencial ou radial.

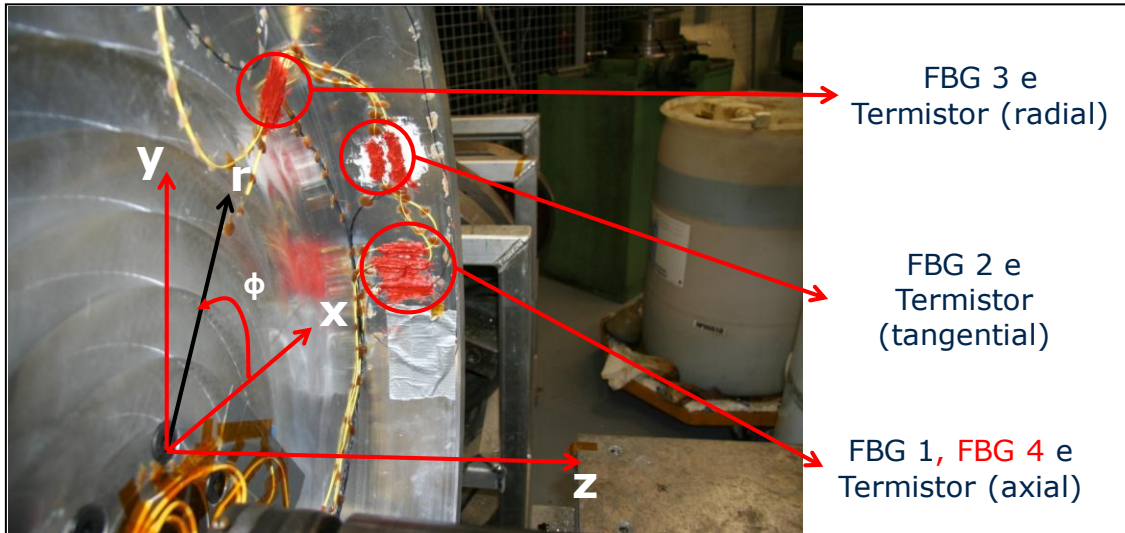


Figura 6.32 - Formas de instalação dos sensores FBG na maquete rotativa.

### 6.3.2 Descrição da Maquete Rotativa

A maquete rotativa é formada por um tambor de aço instalado em um torno onde foram montados quatro sensores FBG paralelos aos três eixos. A Figura 6.32 mostra como os sensores FBG estão instalados na maquete. O primeiro e o quarto sensor, FBG1 e FBG4, foram fixados paralelos ao eixo Z, direção axial, o segundo sensor FBG2 foi instalado paralelo ao eixo  $\Phi$  (direção tangencial) e o terceiro sensor FBG3 foi instalado paralelo à direção radial (eixo r). Os sensores FBG1, FBG2 e FBG4 não sofrem ação da força centrífuga por estarem paralelos à rotação, porém o mesmo não ocorre com o sensor FBG3, que sofre ação da força centrífuga.

Para retirar o sinal dos sensores da maquete e entregá-lo ao sistema de aquisição de dados, fez-se uso de uma junta rotativa. Esta junta foi instalada no eixo do torno, simulando a situação que será encontrada no gerador, a Figura 6.33 ilustra esta situação, a junta rotativa está realçada pelo círculo vermelho.

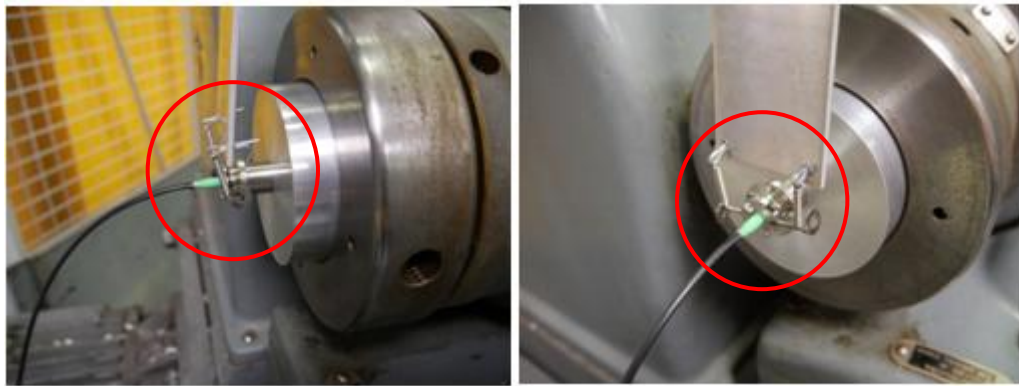


Figura 6.33 - Junta rotativa.

Os termistores utilizados como referência de temperatura foram instalados em furos no tambor de aço com diâmetro de aproximadamente 3 mm, a Figura 6.34 ilustra a situação descrita, o termistor está indicado pelo círculo vermelho. Esta região foi escolhida por ser um local onde os esforços não são críticos, não havendo problema de se fazer os furos para fixar os termistores. As temperaturas lidas pelos termistores foram coletadas por um sistema de aquisição de dados montado sobre o tambor e ao final do ensaio estes dados foram descarregados para um computador.



Figura 6.34 - Termistor instalado no tambor de aço.

### 6.3.3 Resultados do experimento

O experimento foi dividido em duas etapas. Em uma primeira etapa foi realizada uma leitura à temperatura ambiente nos seguintes pontos de rotação 0, 106 RPM, 175 RPM e 230 RPM. Em seguida aqueceu-se a maquete até 55°C e fez-se as medidas nos mesmos pontos definidos anteriormente. Na Figura 6.35 mostra-se a maquete estática sendo aquecida, para o aquecimento desta, utilizaram-se nove lâmpadas infravermelhas e dois aquecedores manuais.

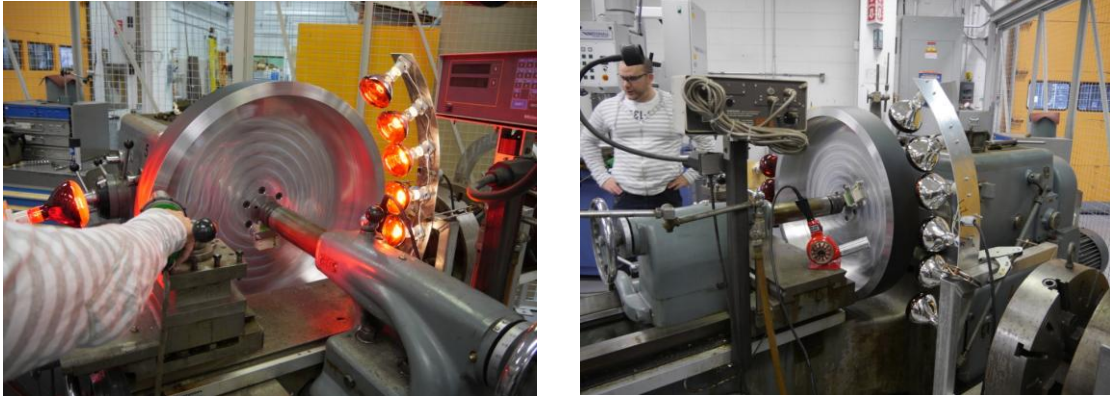


Figura 6.35 - Processo de aquecimento da maquete dinâmica.

A Figura 6.36 mostra a leitura feita pelo sensor FBG1 comparada ao termistor instalado na maquete, no destaque no canto superior direito da figura mostra-se a posição onde os sensores foram instalados. Observa-se que as leituras efetuadas pelos dois sensores não diferem muito daquela feita pelo termistor, a diferença é inferior a  $1^{\circ}\text{C}$ .

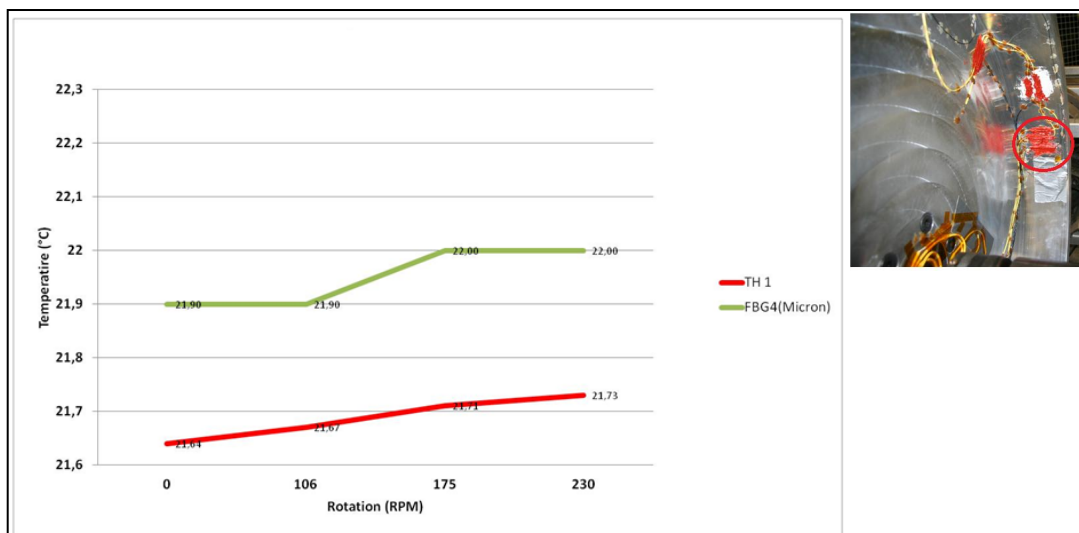


Figura 6.36 - Resultado da medição de temperatura do sensor FBG na posição axial (eixo z) à temperatura ambiente em função da rotação.

A Figura 6.37 mostra o local onde está instalado o sensor FBG no destaque do canto superior direito e o resultado da segunda etapa do ensaio, quando a maquete dinâmica foi aquecida até  $55^{\circ}\text{C}$  e efetuou-se a medição da temperatura da rede de Bragg e do termistor em cada patamar de velocidade definido anteriormente. Observa-se que o desempenho do sensor FBG foi ainda melhor, não havendo praticamente diferença entre o valor de temperatura lido pelo termistor daquele lido pelo sensor FBG. A redução de temperatura mostrada no gráfico deve-se a convecção forçada originada pelo movimento de ar devido à rotação da maquete, nota-se que a temperatura reduz a medida que a velocidade de rotação aumenta. Este resultado demonstra que a posição escolhida é imune às forças rotacionais presentes no funcionamento da maquete dinâmica, ou seja, o esforço mecânico que possa existir nesta posição durante o funcionamento da maquete, é insuficiente para sensibilizar o sensor FBG.

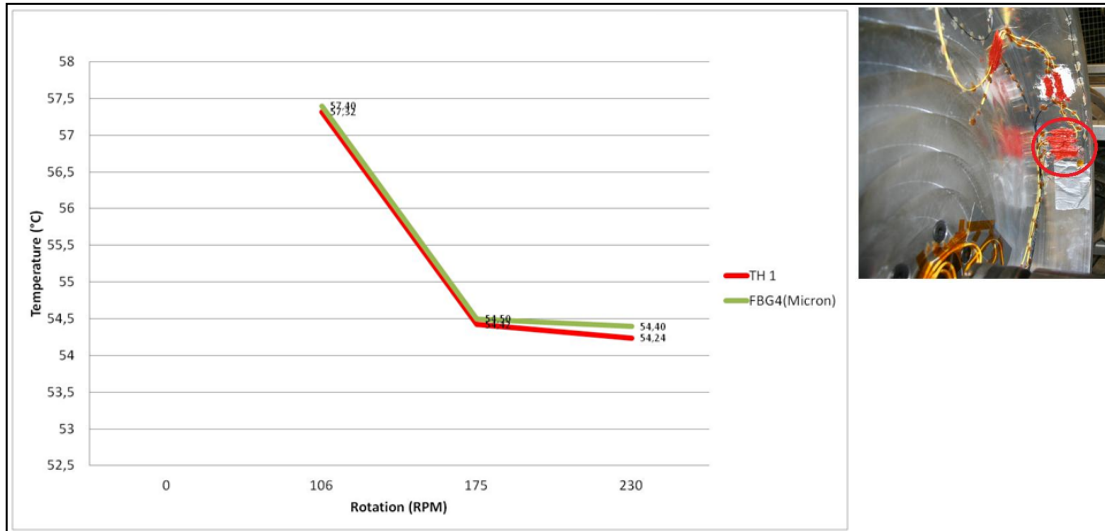


Figura 6.37 - Resultado da medição de temperatura do sensor FBG na posição axial (eixo z) à temperatura de 55°C em função da rotação

## 7 INSTALAÇÃO DE UMA REDE DE SENSORES FBG EM UM ROTOR REAL

### 7.1 INTRODUÇÃO

Uma vez definido o sensor a ser utilizado através dos ensaios nas maquetes estática e dinâmica, partiu-se para a instalação de uma rede de sensores FBG em uma das máquinas da Hydro Québec. A máquina escolhida foi a unidade Beauharnois 27 pelo fato de esta máquina estar parada para reforma, o que possibilitaria o acesso ao rotor para que se instalassem os sensores FBG.

### 7.2 DETALHES DA INSTALAÇÃO

O rotor do hidrogerador usado nesta investigação tem 76 polos, é resfriado por ventiladores axiais em cada extremidade e tem um conjunto de 23 dutos no aro de cada lado dos polos. A aranha do rotor é composta de 16 braços, que agem como o acionamento principal do sistema de resfriamento forçado. O resfriamento indireto usa oito trocadores de calor ar-água. A Figura 7.1 mostra o rotor do hidrogerador instrumentado, nela, vê-se na parte mais central do rotor o aro(1), saindo do aro, podem-se ver os braços da aranha (2) e na periferia do rotor em vermelho estão os polos (3).

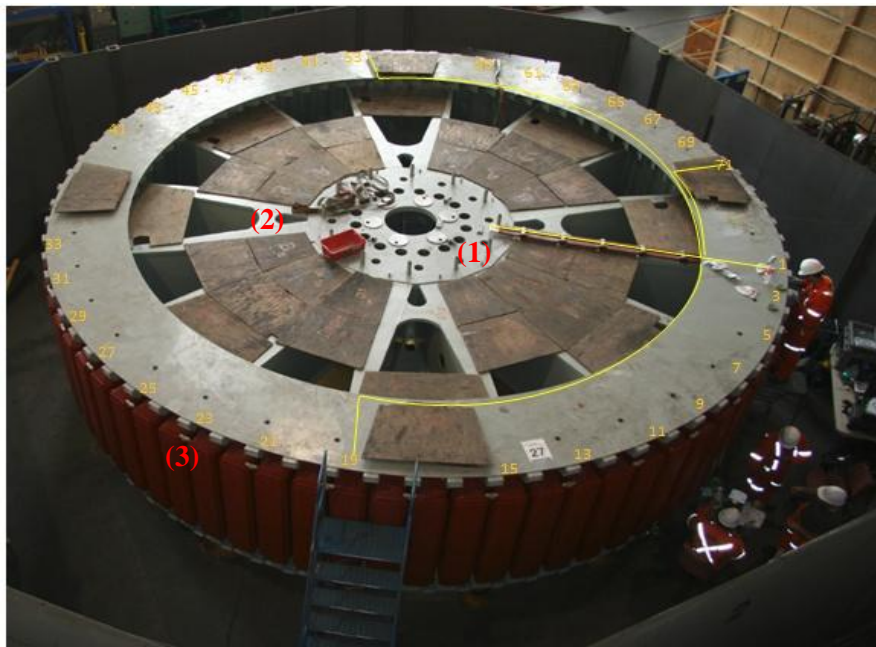


Figura 7.1 - Rotor de hidrogerador (1) aro, (2) cruzeta, (3) polos.

Os FBG usados para instrumentar os rotores são sensores pontuais inscritos em uma fibra óptica. Uma fonte luminosa emite um sinal luminoso de banda larga que atravessa todos os sensores inscritos na fibra, ao atingir o sensor a maior parte do espectro luminoso passa pela rede de Bragg, sendo refletido apenas um comprimento de onda específico conhecido como comprimento de onda de



Bragg ( $\lambda_B$ ) [19], que depende do passo da rede e do índice de refração efetivo da fibra no local de medição. Portanto, diversos sensores podem ser colocados em série em uma única fibra, cada um com seu próprio  $\lambda_B$ . Logo a correspondência entre qualquer comprimento de onda de Bragg e a localização do sensor no rotor pode ser feita de maneira direta [5]. Neste trabalho sensores FBG comerciais com desacoplamento mecânico foram instalados no rotor. Vinte oito polos foram instrumentados junto com trinta e duas conexões polares. A Figura 7.2 ilustra o local onde um sensor FBG está fixado diretamente em uma conexão. Posteriormente, este sensor é isolado termicamente.



Figura 7.2 - Sensor FBG instalado em uma conexão polar.

Um dos problemas chave no que concerne à instalação do sensor FBG no enrolamento de campo é a seleção do local ótimo para o posicionamento do sensor [5]. Em experimentos passados, a temperatura do polo foi medida usando termistores, revelando que a espira mais quente estava sempre no lado atrasado do polo, a meia altura e na última espira do lado do entreferro [12]. Este local no enrolamento de campo foi usado para esta demonstração e está ilustrada no lado esquerdo da Figura 7.3. Os sensores foram colocados em uma pequena depressão entre as duas últimas espiras e isolados com silicone.

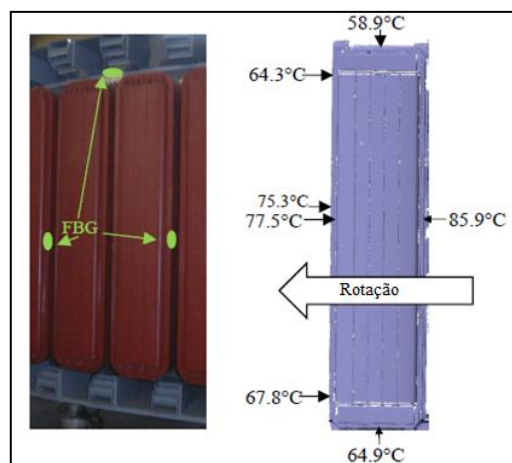


Figura 7.3 - Ventiladores e polos da unidade sob teste (esquerda) e temperaturas típicas medidas por termistores em outro gerador (direita).

Um exemplo de distribuição de temperatura medido anteriormente usando termistores é mostrado no lado direito da Figura 7.3. A medição foi feita na situação de carga máxima após a estabilização térmica e mostra as temperaturas da última espira do enrolamento de campo (perímetro externo) e o valor de temperatura para a primeira espira (75,3°C). Pode se ver que ambas as extremidades do enrolamento estavam cerca de 20°C mais frias do que o ponto a meia altura do polo devido ao efeito de resfriamento produzido pelos ventiladores. Adicionalmente, o bordo de fuga do polo (ver seta indicando sentido de rotação na Figura 6.3) esta em torno de 8°C mais quente que o bordo de ataque. Este comportamento é típico para rotores com resfriamento radial e dutos de resfriamento nos aros.

Os locais de instalação dos sensores são mostrados no Quadro 7.1 Apenas as conexões polares externas foram instrumentadas (ver Figura 7.3, esquerda). Os 60 sensores FBG foram distribuídos em quatro fibras ópticas, cada uma com 15 sensores em série. As fibras foram lançadas ao longo da aranha do rotor, passando por dentro do eixo, direto até o final do eixo e então conectadas a um acoplador multicanal para transferir o sinal óptico do rotor para o estator. As temperaturas foram medidas a 84% e 108% da carga nominal após o equilíbrio térmico durante o "*heat run test*", os valores lidos pelos sensores FBG foram comparados com o cálculo padrão V/I da resistência do enrolamento de campo.

Quadro 7.1- Localização dos sensores FBG nas conexões polares e nos enrolamentos de campo do rotor.

Identificação da Conexão	Identificação do Polo	Identificação da Conexão	Identificação do Polo
1-2	3	39-40	41
3-4	5	41-42	43
5-6	7	43-44	45
7-8	9	45-46	47
9-10	11	47-48	49
11-12	13	49-50	51
13-14	15	51-52	53
15-16		53-54	
19-20	21	57-58	59
21-22	23	59-60	61
23-24	25	61-62	63
25-26	27	63-64	65
27-28	29	65-66	67
29-30	31	67-68	69
31-32	33	69-70	71
33-34		71-72	

## 7.2.1 RESULTADOS

As temperaturas do rotor foram medidas durante um "*heat run test*" padrão. A medição foi feita nos dias 24 e 25 de Novembro de 2015, a temperatura da água de resfriamento era de 9°C. Medições de temperatura com os sensores FBG foram conduzidas em dois pontos do "*heat run test*": 108% da potência nominal (81 MVA; 69 MW) e 84% da potência nominal (62,5 MVA; 54 MW). Os valores medidos foram gravados por 5h a 108% da potência nominal e 3h30min a 84% da carga nominal.

### Resultados detalhados das medições com o Sensor FBG

Um gráfico da temperatura medida em função do tempo, quantificado pelos valores máximo e mínimo dos sensores FBG nos polos e conexões polares é mostrado na Figura 7.4. Qualquer mudança de ajuste é detectada imediatamente pelos sensores. O gráfico mostra uma variação de temperatura significativa de polo para polo e de uma conexão polar para a próxima. Por exemplo, existe uma diferença de 17°C entre o polo de menor temperatura e o polo de maior temperatura e uma diferença de 10°C entre os dois limites das conexões polares. Mais ainda, há uma diferença de 60°C entre os polos e as conexões polares.

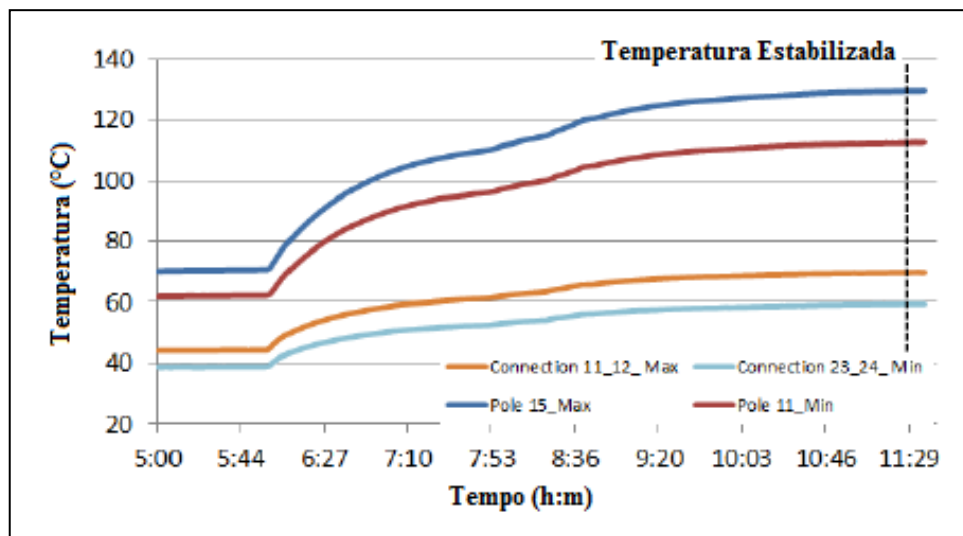


Figura 7.4 - Mudanças de temperatura ao longo do tempo com com Pmax 108%

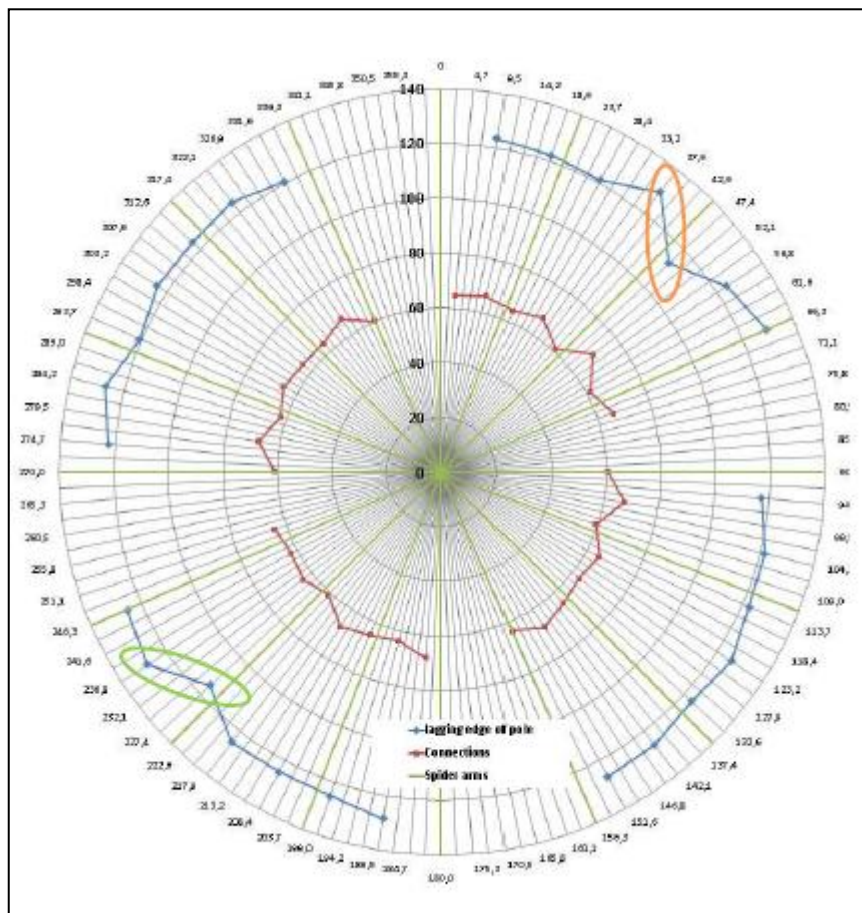
Para explicar as diferenças de temperatura de polo para polo e entre conexões polares, foi feito um gráfico radial das temperaturas à 108% da potência nominal na Figura 7.5. Uma primeira observação é que sob estas condições existe uma diferença média de 60°C entre o bordo de fuga do polo e as conexões polares. Uma segunda observação é que as variações de temperatura estão geralmente relacionadas com as características geométricas do rotor. Por exemplo, conexões polares localizadas no centro entre os braços da aranha, são usualmente 4°C a 8°C mais quentes do que aquelas próximas aos braços da aranha (representados pelas linhas contínuas verdes na Figura 7.5).

Uma relação similar entre temperatura e características geométricas do enrolamento de campo é observada em algumas localizações. A menor temperatura medida na posição angular 47,4° (polo 11) foi no bordo de ataque de um braço de aranha, enquanto que no polo seguinte no bordo de fuga do mesmo braço de aranha mediu-se a maior temperatura na posição angular 37,9° (polo 9). Este par de polos está representado em laranja no Quadro 7.2 e na Figura 7.5.

Quadro 7.2 -Localização das temperaturas máxima e mínima medidas nos polos.

Ângulo (°)	Temperatura Máxima				Temperatura Mínima	
	T (°C)	37,9	66,3	189,5	236,8	47,4
	129,3	129,5	128,4	128,7	112,6	115,1

Um par de polos similar, em verde no Quadro 7.2, foi observado em cada lado de outra cruzeta na posição angular 227,4° ( $T_{\min}$ ) e 236,8° ( $T_{\max}$ ). Para esses dois pares a diferença de temperatura entre os lados quente e frio foram de 17°C e 13,6°C. A segunda maior temperatura nos polos ocorreu na posição angular 66,3°, onde o polo esta alinhado perfeitamente com uma cruzeta, que bloqueia o duto de ventilação radial em ambos os lados. Tais comportamentos não se repetem sistematicamente em posições similares no rotor.

Figura 7.5 - Gráfico radial da temperatura em função das coordenadas angulares na  $P_{\max} = 108\%$  de  $P_{\text{nom}}$ .

### Resultados detalhados da medição da resistência elétrica

Antes de se iniciar o "heat run test", mediu-se a resistência dos condutores do rotor, corrigindo-a para uma temperatura de referência ( $T_{\text{ref}}$ ) de 25°C. A resistência de referência ( $R_{\text{ref}}$ ) nesta temperatura foi de 0,1232  $\Omega$ . Durante o teste a corrente e a tensão do enrolamento de campo ( $V_F$  e  $I_F$ ) foram medidas e quando o equilíbrio térmico foi atingido (para cada ponto de ajuste), a Equação 7.2

retirada de [44] foi usada para calcular a temperatura média do rotor. Este cálculo resultou nas temperaturas do rotor ( $T_{rotor}$ ) de 105,5°C e 69,8°C a 108%  $P_{nom}$  e 84%  $P_{nom}$  respectivamente.

$$T_R(^{\circ}C) = \left(\frac{V_F}{I_F}\right) \cdot R_{ref} \cdot (234,5 + T_{ref}) - 234,5 \quad (77.1)$$

Todas as temperaturas do "heat run test" usando a temperatura média do rotor em função de  $V_F \cdot I_F$  estão plotadas na Figura 7.6.

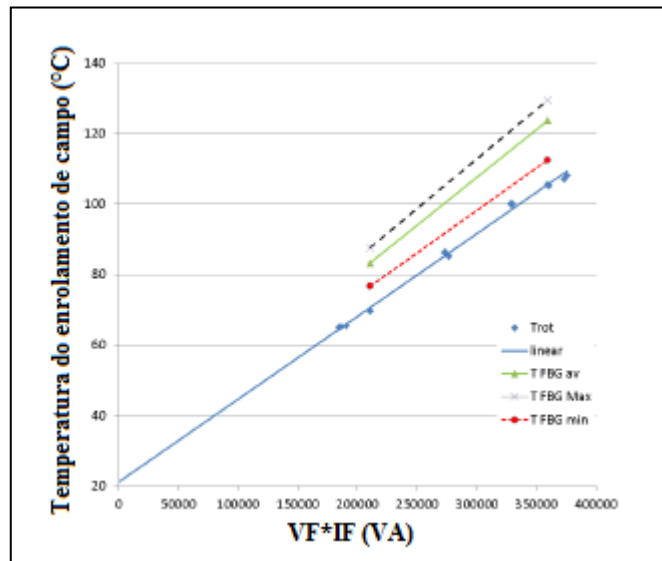


Figura 7.6 - Temperatura do rotor em função da tensão e corrente de campo comparado com as temperaturas dos sensores FBG.

Como observado na Figura 7.6, a temperatura média do rotor calculada é substancialmente menor que os pontos quentes reais presentes no enrolamento de campo. Aqui a temperatura mais alta medida pelo sensor FBG foi 24°C mais alta que a temperatura  $T_R$  calculada pela Equação 7.2. Isto não chega a surpreender porque a média calculada inclui não apenas as temperaturas através do enrolamento de campo e conexões polares, mas também das barras de alimentação até o coletor, enquanto a leitura do sensor FBG refere-se a uma medição local na posição onde o ponto quente é esperado.

## 7.2.2 DISCUSSÃO

A meta geral deste projeto é desenvolver uma maneira fácil para validar modelos numéricos do comportamento térmico de rotores. Por serem isolantes, as Redes de Bragg oferecem uma maneira fácil e segura de medir a temperatura do rotor. Observa-se ainda que foram conduzidos testes exaustivos em laboratório (descritos no Capítulo 6) para garantir que estes sensores fossem precisos o suficiente para fazer leituras de temperatura confiáveis. Verificou-se que a precisão do sensor era um problema menor do que a localização do ponto a ser instrumentado. Por exemplo, na Figura 7.6 (lado direito), foi notado que a dispersão na temperatura em torno da última espira do enrolamento de campo

era maior que 25°C. Concluiu-se que as temperaturas medidas pelos sensores FBG dependerão da localização destes e do mapeamento térmico específico do polo. Nos casos onde existam anomalias no resfriamento, é relevante perguntar como determinar a localização dos sensores FBG sem o conhecimento do perfil de temperatura.

Este não é um problema para a validação de modelos térmicos porque os pontos medidos no rotor devem corresponder aos mesmos pontos do modelo numérico. Contudo, como estes sensores poderiam também ser usados para monitorar temperaturas no rotor, um procedimento de instalação deve ser estabelecido. Portanto é razoável que se procure fazer as medidas o mais próximo possível dos pontos quentes do rotor. Sabe-se também que para rotores com ventilação radial, o bordo de ataque do polo tende a mover-se contra o fluxo de ar, diferentemente do bordo de fuga do polo, como relatado em [12]. Além disto, o ar extrairá o calor do enrolamento a medida que flui do aro para o entreferro, fazendo com que a última espira da borda em atraso seja a menos resfriada. Este é o motivo porque apenas este local é instrumentado nos polos.

Os resultados revelaram também que as temperaturas dependem da posição do sensor em relação às cruzetas. Como as cruzetas criam uma zona de alta pressão no seu lado em avanço e outra de baixa pressão no lado em atraso, surgirão diferenças na taxa de fluxo de ar através dos dutos para polos em lados diferentes da cruzeta. Isto foi observado em alguns locais na Figura 7.5, mas não em todas as posições equivalentes dado que outros fatores também afetam o processo, tal como a não uniformidade do entreferro. A Fluido Dinâmica Computacional (CFD em inglês) foi usada no passado para explicar este fenômeno [2], e foi mesmo observado seu efeito nas conexões polares. Notou-se que a medida que a alta pressão surge no lado em avanço da cruzeta, surge um fluxo de vazamento na direção da extremidade do rotor, explicando a sucessão de conexões polares frias e quentes na Figura 7.5. A técnica CFD foi usada novamente para confirmar este efeito, conforme ilustrado pela Figura 7.7. Este perfil mostra que a velocidade do ar no perímetro externo do rotor, onde estão localizadas as conexões polares instrumentadas com o sensor FBG, é maior quando alinhadas com a cruzeta. A medição de temperatura usando os sensores FBG pode certamente ser usada para melhorar o diagnóstico de anomalias no rotor, o qual é aprimorado quando combinado com a simulação CFD.

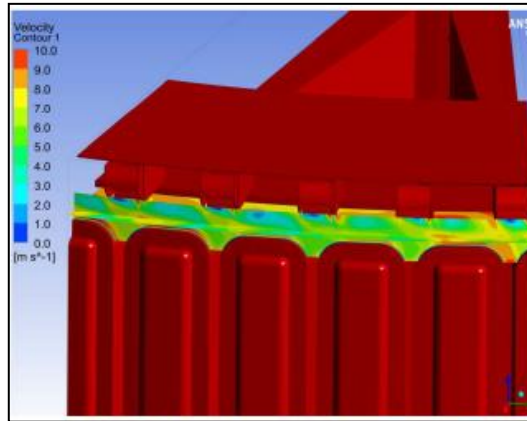


Figura 7.7 - Diferença na velocidade do ar de resfriamento para locais alinhados, ou não, com as cruzetas

Um número limitado de sensores FBG poderia também ser usado para monitorar a operação normal de uma máquina similarmente ao que é feito no enrolamento do estator, onde Termorresistências (RTD em inglês) são instaladas a meia altura em 12 das centenas de ranhuras, entre as barras de topo e de fundo. Deve-se ressaltar que os RTD também não são eficazes para detectar pontos quentes que ocorrem conforme aproxima-se das extremidades do núcleo do estator.

A questão da melhor maneira de instrumentar o enrolamento de campo para monitorar a operação não é simples dada a longa tradição de se usar a resistência média para calcular a temperatura durante o "*heat run test*". A grande variação das temperaturas em torno dos polos para o resto dos condutores de cobre levanta a questão sobre o que a temperatura média do rotor representa, e como ela pode ser usada para determinar limites aceitáveis de operação. Mostrou-se que a diferença de temperatura entre os pontos quentes das conexões e do enrolamento de campo está na faixa de 60°C. A diferença entre a temperatura dos pontos quentes e a temperatura média calculada para o rotor dependerá de diversos fatores e pode variar de alguns graus Celsius até algumas dezenas de graus Celsius. Ambos os casos deveriam ser julgados equivalentes para temperaturas médias similares, mais ainda, o envelhecimento térmico crítico está mais relacionado a pontos quentes do que a temperaturas médias.

Por último, a temperatura calculada durante o "*heat run test*" foi de 105,5°C quando a água de resfriamento estava a 9°C. Durante o verão, a água de resfriamento pode atingir temperaturas de 25°C, o que leva a temperatura calculada para algo em torno de 122°C. Os sensores FBG já estavam lendo temperaturas de 129°C, valores acima do limite aceitável de 120°C para a temperatura média  $T_{Rotor}$ . Durante o verão esta máxima temperatura pode facilmente atingir 145°C. Deve-se considerar esta situação crítica? No lado do estator a indústria utiliza RTD, colocados próximos aos pontos quentes, e não a resistência média para determinar a temperatura do estator na definição de limites adequados. Poder-se-ia fazer o mesmo para o rotor?

### 7.3 CONCLUSÃO

Os ensaios em laboratório mostraram que o desacoplamento mecânico funcionou bem nas situações em que foram testados fora da maquete estática no forno, na maquete estática no forno, sob rotação na maquete rotativa. Que a deformação axial causada pelo gradiente de temperatura através do sensor na maquete estática tem efeito sobre a leitura do sensor FBG. Mostrou ainda que a rotação não foi um problema para a medição de temperatura principalmente quando o sensor é montado na posição axial. A diferença de temperatura lida pelo sensor FBG e a temperatura real do cobre ficou na faixa de 2°C, o que é desprezível quando se observa as diferenças de temperatura presentes na máquina.

Os resultados de campo, com a instalação dos sensores em um rotor real de um hidrogerador da HQ mostraram que é possível medir de forma segura a temperatura do enrolamento de campo usando sensores FBG. Estes sensores podem ser usados para melhorar o diagnóstico do rotor em operação e melhorar a detecção de envelhecimento térmico acelerado antes que este leve a máquina a uma falha catastrófica.



## 8 CONCLUSÕES E PROPOSTA PARA TRABALHOS FUTUROS

### 8.1 CONCLUSÕES

Este trabalho teve como objetivo geral analisar experimentalmente o desempenho de sensores ópticos baseados em Grades de Bragg para medição de temperatura no rotor de hidrogeradores.

Os testes em laboratório mostraram que:

- 1 – O desacoplamento mecânico funcionou para os sensores FBG quando estes foram instalados sem o adesivo térmico e sem a camada protetora de silicone tanto para o sensor em rotação, como para quando a maquete estática do enrolamento de campo com o FBG instalado foi testada no forno;
- 2 – A diferença entre a temperatura medida pelo sensor FBG e a média das temperaturas medidas pelos termistores, deveu-se à deformação axial causada pelo gradiente de temperatura que aparece entre o fundo e o topo da montagem do sensor;
- 3 – Os resultados da análise do teste na maquete dinâmica mostraram que a rotação não foi um problema para medição de temperatura usando sensor FBG quando estes são instalados na direção axial.

Os resultados de campo, com a instalação dos sensores em um rotor real de um hidrogerador da HQ mostraram que é possível medir de forma segura (sem causar danos ao rotor) a temperatura do enrolamento de campo usando sensores FBG. Pelo fato de fornecerem uma leitura da temperatura distribuída ao longo do enrolamento de campo, localizando pontos quentes, estes sensores podem ser usados para melhorar o diagnóstico do rotor em operação e melhorar a detecção de envelhecimento térmico acelerado antes que este leve a máquina a uma falha catastrófica.

### 8.2 PROPOSTA PARA TRABALHOS FUTUROS

Para a trabalhos futuros sugere-se:

- Verificar o impacto da variação da espessura das camadas de adesivo térmico e silicone na leitura de temperatura de forma a definir uma espessura ótima a padronizar a instalação de sensores FBG para monitorar a temperatura ao longo do enrolamento de campo de hidrogeradores;
- Analisar a degradação do sinal do sensor ao longo do tempo para definir estratégias de correção de defeitos no sensor ou de sua troca;
- Analisar a degradação do dielétrico do enrolamento de campo.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] STONE, G. C. Condition monitoring and diagnostics of motor and stator windings—A review. *Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on*, v. 20, n. 6, p. 2073-2080, 2013.
- [2] HUDON, C. et al. On-line rotor temperature measurements. In: *Electrical Insulation Conference (EIC)*, 2014. IEEE, 2014. p. 373-377.
- [3] TAVNER, Peter; RAN, Li; PENMAN, Jim. Condition monitoring of rotating electrical machines. *IET*, 2008.
- [4] STONE, Greg C. et al. *Electrical insulation for rotating machines: design, evaluation, aging, testing, and repair*. John Wiley & Sons, 2004.
- [5] HUDON, C., GUDDEMI, C., GINGRAS, S., LEITE, R.C., MYDLARSKY, L., "Rotor temperature monitoring using Fiber Bragg Grating". In: *Electrical Insulation Conference (EIC)*, 2016.
- [6] WALKER, Miles. *The Diagnosing of Troubles in Electrical Machines*. 1921. Reprint. London: Forgotten Books, 2013. Print.
- [7] MOUBRAY, John. *Reliability centered maintenance*. Industrial Press, 1997.
- [8] WANG, Wenbin. Condition-based maintenance modelling. In: *Complex system maintenance handbook*. Springer London, 2008. p. 111-131.
- [9] PINTELON, Liliane; PARODI-HERZ, Alejandro. Maintenance: an evolutionary perspective. In: *Complex system maintenance handbook*. Springer London, 2008. p. 21-48.
- [10] STIPETIC, Stjepan et al. Measurement of excitation winding temperature on synchronous generator in rotation using infrared thermography. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, v. 59, n. 5, p. 2288-2298, 2012.
- [11] ALBRIGHT, James D. Generator Field Winding Shorted Turns: Observed Conditions and Causes. in *Encontro Nacional de Máquinas Rotativas (ENAM)*, 2007, CIGRE.
- [12] HUDON et al. "Detailed On-Site Measurements to Validate Generator Numerical Modeling. in *Colloquium on Rotating Machine*, 2011, CIGRE.
- [13] MORI, Mitja et al. Application of IR thermography as a measuring method to study heat transfer on rotating surface. *Forschung im Ingenieurwesen*, v. 72, n. 1, p. 1-10, 2008.

- [14] PELLÉ, Julien; HARMAND, Souad. Heat transfer study in a rotor–stator system air-gap with an axial inflow. *Applied Thermal Engineering*, v. 29, n. 8, p. 1532-1543, 2009.
- [15] HILL, Kenneth O.; MELTZ, Gerald. Fiber Bragg grating technology fundamentals and overview. *Journal of lightwave technology*, v. 15, n. 8, p. 1263-1276, 1997.
- [16] OTHONOS, Andreas. Fiber bragg gratings. *Review of scientific instruments*, v. 68, n. 12, p. 4309-4341, 1997.
- [17] BENNION, I. et al. UV-written in-fibre Bragg gratings. *Optical and Quantum Electronics*, v. 28, n. 2, p. 93-135, 1996.
- [18] RAO, Yun-Jiang. Recent progress in applications of in-fibre Bragg grating sensors. *Optics and lasers in Engineering*, v. 31, n. 4, p. 297-324, 1999.
- [19] KERSEY, Alan D. et al. Fiber grating sensors. *Journal of lightwave technology*, v. 15, n. 8, p. 1442-1463, 1997.
- [20] GIALLORENZI, Thomas G. et al. Optical fiber sensor technology. *Microwave Theory and Techniques, IEEE Transactions on*, v. 30, n. 4, p. 472-511, 1982.
- [21] KASHYAP, Raman. *Fiber bragg gratings*. Academic press, 1999.
- [22] MESCIA, Luciano; PRUDENZANO, Francesco. Advances on optical fiber sensors. *Fibers*, v. 2, n. 1, p. 1-23, 2013.
- [23] ROSOLEN, João B. et al. Tecnologias de monitoração de hidrogeradores utilizando sensores ópticos. *Cadernos de tecnologia*, v. 6, n. 1, p. 21-30, 2010.
- [24] DREYER, José U. et al. Fiber optic temperature sensing in heat exchangers and bearings for hydro generators. *Journal of microwaves, optoelectronics and electromagnetic applications*, v. 14, si-1, 2015.
- [25] ALLIL, R. C. S. B. et al. Application of fiber Bragg grating sensors in power industry. *Current Trends in Short-and Long-Period Fiber Gratings*, p. 133-166, 2013.
- [26] Leite, R. C., Dmitriev, V., Hudon, C., Gingras, S., Picard, J., & Mydlarsky, L. Modelamento de um sensor FBG para medição de temperatura em rotores de hidrogeradores. *Encontro Nacional de Máquinas Rotativas (ENAM)*, 2016, CIGRÉ Brasil.

- [27] FITZGERALD, Arthur Eugene; KINGSLEY, Charles; KUSKO, Alexander. Máquinas elétricas: conversão eletromecânica da energia, processos, dispositivos e sistemas. McGraw-Hill, 1975.
- [28] WALKER, Jack Holmes. Large Synchronous Machines. Clarendon Press, 1981.
- [29] FALCONE, Áurio Gilberto. Eletromecânica: Transformadores e transdutores, conversão eletromecânica de energia. Edgard Blücher, 2006.
- [30] ZAWOYSKY, Ronald J.; TORNROOS, Karl C. GE Generator Rotor Design, Operational Issues, and Refurbishment Options. GE power System Report, GER, v. 4212, n. 08, p. 01, 2001.
- [31] RUELLE, Gilbert. Alternateurs hydrauliques et compensateurs. Techniques de l'ingénieur. Génie électrique, v. 6, n. D3540, p. D3540. 1-D3540. 16, 1992.
- [32] CIGRE Study Committee SC11, EG11.02, "Hydrogenerator Failures – Results of the CIGRE SC A1 & D1 Joint Colloquium, page 65-72, Gyeongju, Korea (2007)
- [33] ARACO, JL García et al. Survey of hydrogenerator failures. Electra, p. 31-37, 2009.
- [34] BRUETSCH, Rudolf et al. Insulation failure mechanisms of power generators. IEEE Electrical Insulation Magazine, v. 24, n. 4, p. 17-25, 2008.
- [35] SUMEREDER, C. Statistical lifetime of hydro generators and failure analysis. Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on, v. 15, n. 3, p. 678-685, 2008.
- [36] HUDON, C. et al. Using integrated generator diagnosis to perform condition based maintenance. In: Electrical Insulation Conference (EIC), 2015 IEEE. IEEE, 2015. p. 341-345.
- [37] STONE, G. C. et al. Recent problems experienced with motor and generator windings. In: Petroleum and Chemical Industry Conference, 2009. PCIC 2009. 2009 Record of Conference Papers-Industry Applications Society 56th Annual. IEEE, 2009. p. 1-9.
- [38] CULBERT, I.M.; LLOYD, B.A.; STONE, G.C. In: Petroleum and Chemical Industry Conference
- [39] JARRY, E.; In: "Rapport sur les mesures réalisées sur la maquette statique"; Projet: Mesures de la distribution de température au rotor. Montreal: A, Novembro 2014. 15p. (Relatório técnico, Volet 1, Jalon 3)
- [40] CHAABAN, M.; Lessard, M.; Analyse numérique et expérimentale de l'erreur potentielle commise lors de la mesure de température de surface ,IREQ, [S.l:s.n], 2011, 5p.
- [41] ASKINS, Charles G.; PUTNAM, Martin A.; FRIEBELE, E. J. Instrumentation for interrogating many-element fiber Bragg grating arrays. In: Smart Structures & Materials' 95. International Society for Optics and Photonics, 1995. pp. 257-266.

- [42] MELLE, Serge M. et al. Practical fiber-optic Bragg grating strain gauge system. *Applied optics*, v. 32, n. 19, p. 3601-3609, 1993.
- [43] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS, “IEEE Std 115 Guide for Test Procedures for Synchronous Machines, USA, 2009.
- [44] Kouskoff, G. *Cours de construction de machines electriques*. Société ALSHTOM, 1951-1952.
- [45] BRASIL, F.S., *Avalia  o da Performance de Sensores Não Convencionais para Medica  o de Descargas Parciais nos Enrolamentos Estat  ricos de Hidrogeradores*. Qualifica  o de Doutorado. Programa de Pós-gradua  o em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará, Belém, Pará, 2015.
- [46] UEMORI, M., ROCHA, J., “Fundamentos de Projetos e Reabilita  o de Geradores para Centrais Hidrelétricas”, *Princípios de Manuten  o e Reabilita  o de Geradores Síncronos*, Brasil, 2012.
- [47] HEMERY, Gérard. *Alternateurs Hydrauliques et Compensateurs*. Ed. Techniques Ingénieur, 2008.
- [48] Johnson, C. D. (1993). *Process control instrumentation technology*. Prentice Hall PTR.
- [49] Zimmermann, A. C., VEIGA, L., Tondello, G. F., Souza, M. M. S., Martins, R. H., & Zimmermann, R. (2007). *Sensores Baseados em Redes de Bragg e Fibras   pticas para Medica  o de Grandezas em Sistemas Elétricos de Alta Tensão*. Universidade Federal de Santa Catarina.
- [50] Udd, E. (2002). Overview of fiber optic sensors . In: *Fiber optic sensors*. John Wiley & Sons, Inc, pp 1-34.
- [51] Udd, E. (Ed.). (1993). *Fiber optic sensors*. SPIE Optical Engineering Press.
- [52] S. W. Harun, M. Yasin, H. A. Rahman, H. Arof and H. Ahmad (2012). *Fiber Optic Temperature Sensors, Optical Fiber Communications and Devices*, Dr Moh. Yasin (Ed.), ISBN: 978-953-307-954-7, InTech, Available from: <http://www.intechopen.com/books/optical-fiber-communications-and-devices/fiber-optic-temperaturesensors>
- [53] Gholamzadeh, B., & Nabovati, H. (2008). *Fiber optic sensors*. World Academy of Science, Engineering and Technology, 42(3), 335-340.
- [54] JUNG, Jaehoon et al. Fiber Bragg grating temperature sensor with controllable sensitivity. *Applied optics*, v. 38, n. 13, p. 2752-2754, 1999.

- [55] MICRON OPTICS Inc, Grating Based Temperature Sensors - temperature calibration and thermal response, November 2008, retrieved from <http://www.B.com/download/grating-based-temperature-sensors-temperature-calibration-and-thermal-response>.
- [56] MAUGHAN, Clyde V.; RESCHOVSKY, John M. Advances in motor and generator rotor health. In: Electrical Insulation (ISEI), Conference Record of the 2010 IEEE International Symposium on. IEEE, 2010. p. 1-4.
- [57] MILIĆ, Saša D.; ŽIGIĆ, Aleksandar D.; PONJAVIĆ, Milan M. Online Temperature Monitoring, Fault Detection, and a Novel Heat Run Test of a Water-Cooled Rotor of a Hydrogenerator. IEEE Transactions on Energy Conversion, v. 28, n. 3, p. 698-706, 2013.
- [58] SOLAR, H. et al. A robust, -40° to +150° C wireless rotor temperature monitoring system based on a fully passive UHF RFID sensor tag. In: 2014 IEEE MTT-S International Microwave Symposium (IMS2014). IEEE, 2014. p. 1-3.
- [59] DYMOND, Jim; ONG, Raymond; STRANGES, Nick. Instrumentation, testing and analysis of electric machine rotor steady-state heating. In: Petroleum and Chemical Industry Conference, 2001. IEEE Industry Applications Society 48th Annual. IEEE, 2001. p. 297-303.
- [60] JIANZHONG, Guo; HUI, Guo; ZHE, Hou. Rotor temperature monitoring technology of direct-drive permanent magnet wind turbine. In: 2009 International Conference on Electrical Machines and Systems. 2009.
- [61] HAFEZI, H.; JALILIAN, A. Design and construction of induction motor thermal monitoring system. In: Proceedings of the 41st International Universities Power Engineering Conference. IEEE, 2006. p. 674-678.
- [62] YAHOU, Hamed; GRELLET, Guy. Measurement of physical signals in rotating part of electrical machine by means of optical fibre transmission. In: Instrumentation and Measurement Technology Conference, 1996. IMTC-96. Conference Proceedings. Quality Measurements: The Indispensable Bridge between Theory and Reality., IEEE. IEEE, 1996. p. 591-596.
- [63] SIYAMBALAPITIYA, DJ Tilak; MCLAREN, Peter G.; ACARNLEY, Paul P. A rotor condition monitor for squirrel-cage induction machines. IEEE transactions on industry applications, n. 2, p. 334-340, 1987.
- [64] COMSOL. COMSOL multiphysics reference manual. Outubro, 2104.
- [65] INCROPERA, Frank P.; DE WITT, David P. Fundamentals of heat and mass transfer. 1985.
- [66] LIENHARD, John H. A heat transfer textbook. Courier Corporation, 2013.

- [67] VAN VLACK, Lawrence Hall. Princípios de ciência e tecnologia dos materiais. Ed. Campus, 2003.
- [68] HETNARSKI, Richard B.; ESLAMI, M. Reza; GLADWELL, G. M. L. Thermal stresses: advanced theory and applications. New York: Springer, 2009.
- [69] ASKELAND, Donald R.; PHULÉ, Pradeep Prabhakar. The science and engineering of materials. 2003.
- [70] HASSOON, O.; TARFOUI, M.; EL MALK, A. Numerical Simulation of Fiber Bragg Grating Spectrum for Mode-I Delamination Detection. World Academy of Science, Engineering and Technology, International Journal of Mechanical, Aerospace, Industrial, Mechatronic and Manufacturing Engineering, v. 9, n. 1, p. 144-149, 2015.
- [71] PYRHONEN, Juha; JOKINEN, Tapani; HRABOVCOVA, Valeria. Design of rotating electrical machines. John Wiley & Sons, 2009.
- [72] Chaaban, M.; Leduc, J.; Hudon, C.; Merkouf, A.; Torriano, F. and Morissette J.F.. Thermal analysis of large hydro-generator based on a multi-physic approach. In: CIGRE Session. 2011.
- [73] BACH, Emmanuel; Mydlarsky, Laurent; Torriano, Federico. PIV Characterization of the Air Flow in a Scale Model of a Hydrogenerator. In: ASME 2015 Power Conference collocated with the ASME 2015 9th International Conference on Energy Sustainability, the ASME 2015 13th International Conference on Fuel Cell Science, Engineering and Technology, and the ASME 2015 Nuclear Forum. American Society of Mechanical Engineers, 2015. p. V001T12A003-V001T12A003.

## **ANEXO A - TÉCNICAS DE MEDIÇÃO DE TEMPERATURA TRADICIONAIS**

### **A.1. INTRODUÇÃO**

Tradicionalmente a medição de temperatura é realizada por instrumentos dedicados que aproveitam a variação de uma propriedade como a resistência elétrica de determinados materiais com a temperatura para efetuar a medição como por exemplo o detector de temperatura com resistência mais conhecido como RTD (do inglês *Resistance Temperature Detector*) e o termistor, semiconductor cuja resistência varia com a temperatura, ou esta medição é realizada através da dependência do comportamento elétrico de determinados materiais com a temperatura como no caso dos termopares que produzem uma força eletromotriz proporcional à temperatura [3],[48]. Nos últimos vinte anos, com a evolução das técnicas em fibras ópticas, passou-se a utilizar técnicas ópticas de medição de temperatura como as baseadas em fibras ópticas e termografia infravermelha [3],[15]-[26].

### **A.2. DETECTOR DE TEMPERATURA COM VARIAÇÃO DE RESISTÊNCIA (RTD)**

Este instrumento utiliza-se da variação da resistência elétrica de um metal para medir a temperatura. Os metais, como todo material, são constituídos por átomos, que estão em equilíbrio e vibrando em função da energia térmica. Estes átomos possuem em sua camada de valência um elétron livre, que pode se mover livremente pelo material. Entretanto este movimento é dificultado pela colisão destes elétrons com os átomos em vibração. À medida que a temperatura se eleva, mais os átomos vibram e mais dificuldade os elétrons tem de se mover ao longo do metal. Esta dificuldade dos elétrons se moverem através do metal dá-se o nome de resistência elétrica, que pelo acima exposto é dependente da temperatura à qual o metal está submetido [48].

Os metais mais usados em RTD são a platina e o níquel em função de suas propriedades anticorrosivas e da sensibilidade resistência x temperatura [3]. A Figura 3.1 compara a sensibilidade de diversos metais com a sensibilidade da platina e do níquel.



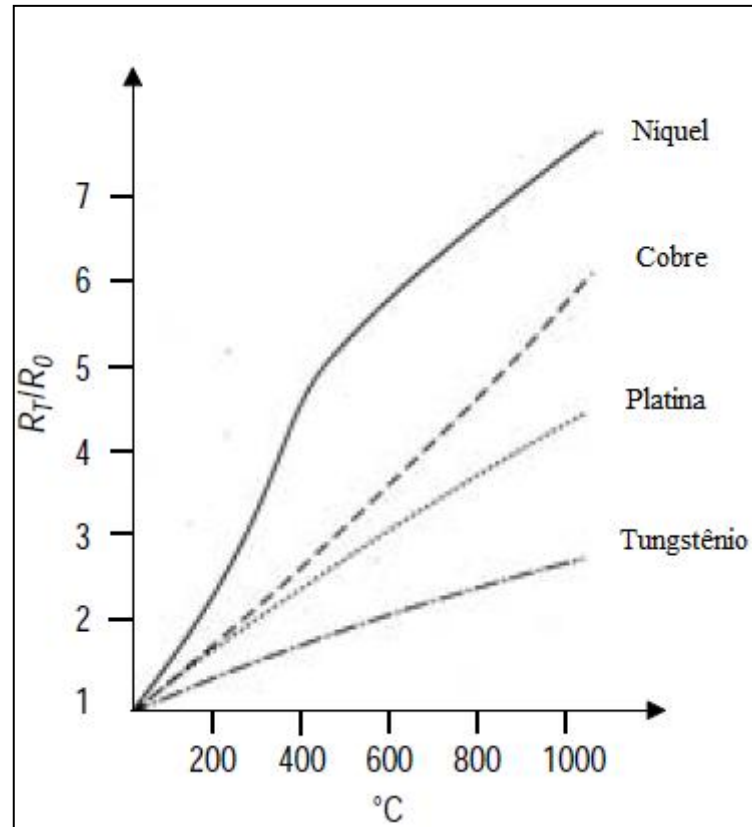


Figura A.1 - Características temperatura - resistência de metais  
Fonte: adaptado de [3].

Existem duas formas de se construir um RTD. A primeira consiste em enrolar um fio metálico isolado em torno de um molde cilíndrico ou através da evaporação de uma fina camada do metal sobre um substrato cerâmico, normalmente cerâmica [3]. A Figura 3.2 mostra um sensor comercial encapsulado por um tubo de aço inoxidável para proteção.



Figura A.2 - Dispositivo RTD comercial

Fonte: adaptado de

Tais dispositivos são capazes de medir temperaturas de até 1000°C e em máquinas elétricas são usados para medir a temperatura dos condutores nas ranhuras estator [1],[2]. Estes instrumentos

tem como resistência base o valor de  $100\Omega$  à uma temperatura de  $0^\circ\text{C}$  e são inseridos em um circuito de ponte de Weathstone que detecta a condição de equilíbrio. Sua saída é um sinal de 4-20mA. A Figura 3.3 ilustra os aspectos essenciais do sistema.

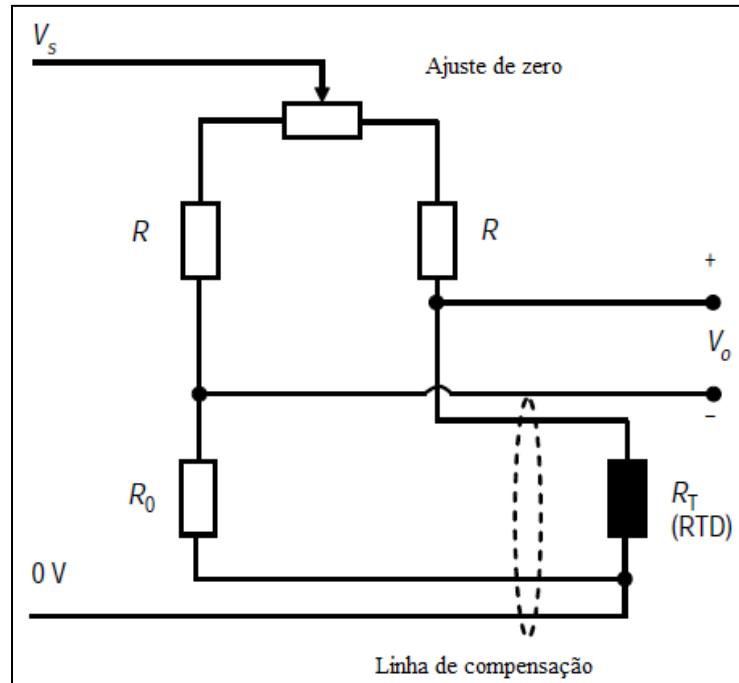


Figura A.3 - Circuito em ponte de Weathstone para um RTD.

Fonte: adaptado de [3].

A linha de compensação no braço  $R_0$  da ponte é necessária quando o comprimento das ligações são tais que o gradiente térmico no braço do RTD pode provocar variações na resistência do fio. Tais variações originariam uma informação errada sugerindo uma variação na resistência do RTD. O uso da linha de compensação faz com que a mesma variação de resistência apareça no lado de  $R_0$ , evitando o desvio do equilíbrio na ponte [48].

### A.3. TERMISTORES

Termistores são dispositivos semicondutores formados por misturas de óxidos metálicos de cobalto, ferro, titânio e níquel assados como argila em pequenos discos e encapsulados em resina ou embutidos em tubos de bronze. Os termistores também são encontrados em forma de arruelas para facilitar a montagem [3]. A Figura 3.4 mostra diversos tipos de termistores comerciais.

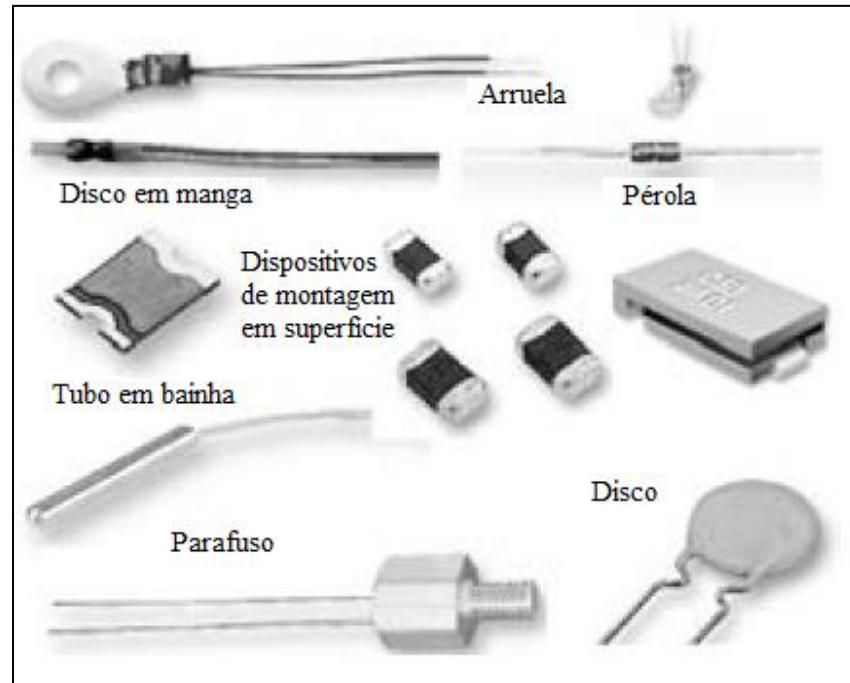


Figura A.4 - Termistores comerciais.

Fonte: adaptado de [3].

Diferentemente dos metais, os semicondutores não tem elétrons livres em sua banda de valência, havendo entre esta e a banda de condução uma barreira de energia. Sob esta situação o material comporta-se como isolador por não haver elétrons na banda de condução. Caso seja fornecida energia ao material, os elétrons da banda de valência passarão à banda de condução e assim logo se estabelecerá uma corrente ao longo do material. No caso desta energia ser térmica, ver-se-á que à medida que a temperatura aumenta, aumenta a corrente elétrica evidenciando uma diminuição da resistência, logo ter-se-á uma relação inversa entre temperatura e resistência [48]. A Figura 3.5 mostra curvas características de termistores comerciais com valores nominais de  $10\text{ k}\Omega$ ,  $20\text{ k}\Omega$ ,  $30\text{ k}\Omega$  ou  $100\text{ k}\Omega$  definidas para uma temperatura ambiente de  $25^\circ\text{C}$ .

O condicionamento de sinal para termistores baseia-se em divisor de tensão, que é mais simples que o circuito em ponte, ajudando a reduzir o custo do instrumento [3]. Além de reduzir o custo o uso de divisor de tensão para condicionamento de sinal ajuda na estabilidade da leitura pois como são bastante sensíveis (um termistor com resistência nominal de  $10\text{ k}\Omega$  pode apresentar uma variação de resistência de  $1\text{ k}\Omega$  para  $1^\circ\text{C}$  de variação de temperatura), a detecção de zero em circuitos em ponte pode ser uma tarefa bem difícil [48].

Seu tamanho reduzido diminui a capacidade de dissipação de calor o que limita a aplicação de termistores à temperatura de  $300^\circ\text{C}$ , valores acima deste nível reduzem a estabilidade. Entretanto seu baixo custo justifica sua utilização em situações onde seu limite térmico não é excedido.

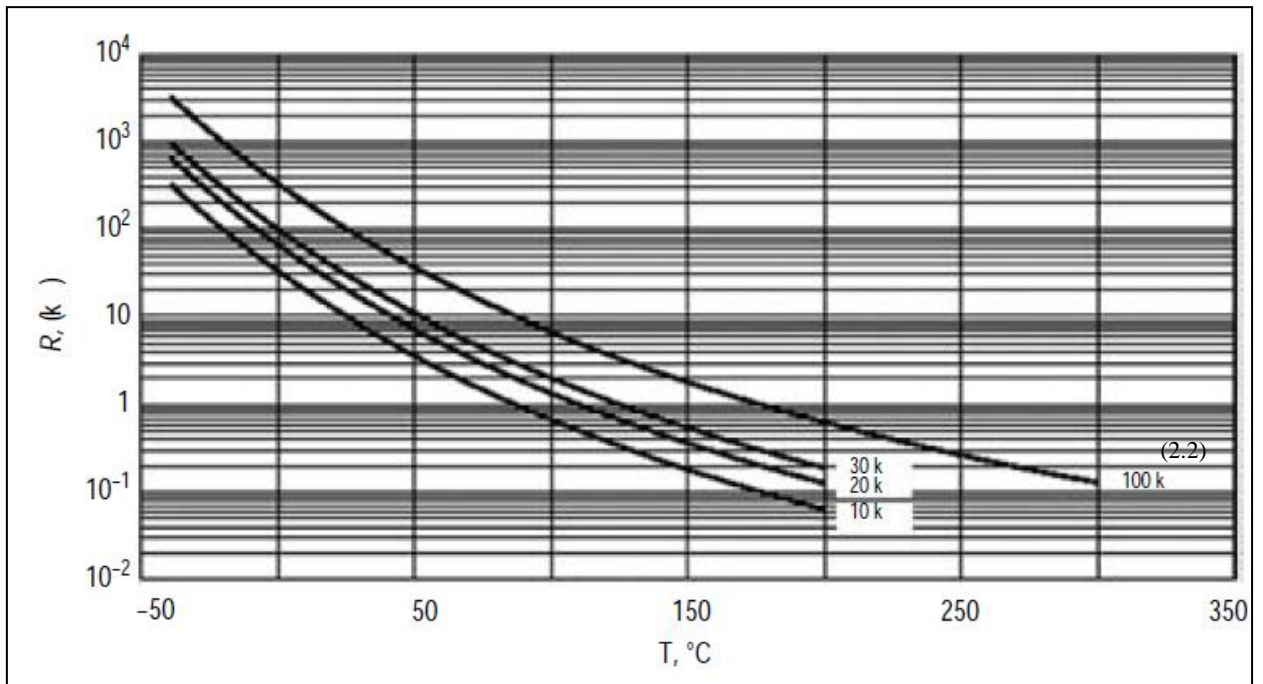


Figura A.5 - Curvas características de termistores.

Fonte: adaptado de [3].

#### A.4. TERMOPARES

Os termopares são dispositivos cujo comportamento elétrico se altera com a temperatura, possuem portanto a vantagem de não necessitar de fonte de energia exterior devido ao fato de possuírem um efeito característico de gerarem uma tensão elétrica à medida que aumenta a temperatura [48]. A leitura da temperatura através de termopares baseia-se portanto no efeito Seebeck.

O efeito Seebeck ocorre quando uma corrente elétrica circula através de um circuito formado pela junção de dois metais diferentes mantidos em temperaturas diferentes. A tensão gerada pelo efeito Seebeck é dada pela Equação A.1.

$$V = \int_{T_1}^{T_2} (Q_a - Q_b) \cdot dT \quad (\text{A.1})$$

Onde

V - Tensão gerada em (V);  
 $T_1, T_2$  - Temperatura das junções (K);  
 $Q_a, Q_b$  - Constantes de transporte.

Nota-se pela análise da Equação A.1 que a tensão elétrica gerada pelo efeito Seebeck aumenta com o aumento da temperatura e depende também das características termoelétricas dos metais que

formam a junção. Os materiais que formam estas junções são normalmente o cromel/constantan, ferro/constantan, cromel/alumel, nicrosil/nisil e cobre/constantan.