

**MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO**  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS**  
**ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO**

Felipe Resende de Carvalho Sousa

**Modelagem e Análise da Migração da Umidade em**  
**Sistema Isolante Papel-Óleo de**  
**Transformadores de Potência**

Goiânia

2020



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS  
ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

## TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO (TECA) PARA DISPONIBILIZAR VERSÕES ELETRÔNICAS DE TESES

### E DISSERTAÇÕES NA BIBLIOTECA DIGITAL DA UFG

Na qualidade de titular dos direitos de autor, autorizo a Universidade Federal de Goiás (UFG) a disponibilizar, gratuitamente, por meio da Biblioteca Digital de Teses e Dissertações (BDTD/UFG), regulamentada pela Resolução CEPEC nº 832/2007, sem ressarcimento dos direitos autorais, de acordo com a [Lei 9.610/98](#), o documento conforme permissões assinaladas abaixo, para fins de leitura, impressão e/ou download, a título de divulgação da produção científica brasileira, a partir desta data.

O conteúdo das Teses e Dissertações disponibilizado na BDTD/UFG é de responsabilidade exclusiva do autor. Ao encaminhar o produto final, o autor(a) e o(a) orientador(a) firmam o compromisso de que o trabalho não contém nenhuma violação de quaisquer direitos autorais ou outro direito de terceiros.

#### 1. Identificação do material bibliográfico

Dissertação       Tese

#### 2. Nome completo do autor

Felipe Resende de Carvalho Sousa

#### 3. Título do trabalho

**“Modelagem e Análise da Migração da Umidade em Sistema Isolante Papel-Óleo de Transformadores de Potência”**

#### 4. Informações de acesso ao documento (este campo deve ser preenchido pelo orientador)

Concorda com a liberação total do documento  SIM       NÃO<sup>1</sup>

[1] Neste caso o documento será embargado por até um ano a partir da data de defesa. Após esse período, a possível disponibilização ocorrerá apenas mediante:

**a)** consulta ao(a) autor(a) e ao(a) orientador(a);

**b)** novo Termo de Ciência e de Autorização (TECA) assinado e inserido no arquivo da tese ou dissertação.

O documento não será disponibilizado durante o período de embargo.

Casos de embargo:

- Solicitação de registro de patente;
- Submissão de artigo em revista científica;
- Publicação como capítulo de livro;
- Publicação da dissertação/tese em livro.

**Obs. Este termo deverá ser assinado no SEI pelo orientador e pelo autor.**



Documento assinado eletronicamente por **FELIPE RESENDE DE CARVALHO SOUSA, Discente**, em 26/12/2020, às 09:36, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).

Documento assinado eletronicamente por **Leonardo Da Cunha Brito, Professor do Magistério Superior**, em 28/12/2020, às 08:16, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º,



§ 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://sei.ufg.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **1771871** e o código CRC **3ED5F1B6**.

Felipe Resende de Carvalho Sousa

# **Modelagem e Análise da Migração da Umidade em Sistema Isolante Papel-Óleo de Transformadores de Potência**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação da Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e Computação da Universidade Federal de Goiás, como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica e de Computação.

**Área de concentração:** Engenharia Elétrica

**Orientador:** Prof. Dr. Leonardo da Cunha Brito

Goiânia

2020

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor, através do Programa de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da UFG.

Sousa, Felipe Resende de Carvalho  
Modelagem e Análise da Migração da Umidade em Sistema Isolante Papel-Óleo de Transformadores de Potência [manuscrito] / Felipe Resende de Carvalho Sousa. - 2020.  
249 f.: il.

Orientador: Prof. Dr. Leonardo da Cunha Brito.  
Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação (EMC), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação, Goiânia, 2020.  
Bibliografia. Apêndice.  
Inclui siglas, abreviaturas, símbolos, lista de figuras, lista de tabelas.

1. Bolhas. 2. Carregamento. 3. Método dos elementos finitos. 4. Transformadores de Potência. 5. Umidade. I. Brito, Leonardo da Cunha, orient. II. Título.

CDU 621.3



UNIVERSIDADE FEDERAL DE GOIÁS

ESCOLA DE ENGENHARIA ELÉTRICA, MECÂNICA E DE COMPUTAÇÃO

### ATA DE DEFESA DE TESE

Ata nº **09/2020** da sessão de Defesa de Tese de **Felipe Resende de Carvalho Sousa** que confere o título de Doutor em **Engenharia Elétrica e de Computação**, na área de concentração em **Engenharia de Computação**.

Aos **vinte dias do mês de novembro de dois mil e vinte**, a partir das **14h00min.**, realizou-se a sessão pública de Defesa de Tese intitulada “**Modelagem e Análise da Migração da Umidade em Sistema Isolante Papel-Óleo de Transformadores de Potência**”. Os trabalhos foram instalados pelo Orientador, Professor Doutor **Leonardo da Cunha Brito (EMC/UFG)** com a participação dos demais membros da Banca Examinadora: Professora Doutora **Cacilda de Jesus Ribeiro (EMC/UFG)**, membro titular interno; Professor Doutor **Elder Geraldo Domingues (IFG)**, membro titular externo; Professor Doutor **André Pereira Marques (IFG)** membro titular externo e Professor Doutor **Geyverson Teixeira de Paula (EMC/UFG)** membro titular interno, **cujas participações ocorreram através de videoconferência**. Durante a arguição os membros da banca **não fizeram** sugestão de alteração do título do **trabalho**. A Banca Examinadora reuniu-se em sessão secreta a fim de concluir o julgamento da Tese tendo sido o candidato **aprovado** pelos seus membros. Proclamados os resultados pelo Professor Doutor **Leonardo da Cunha Brito**, Presidente da Banca Examinadora, foram encerrados os trabalhos e, para constar, lavrou-se a presente ata que é assinada pelos Membros da Banca Examinadora, aos **vinte dias do mês de novembro de dois mil e vinte**.

#### TÍTULO SUGERIDO PELA BANCA



Documento assinado eletronicamente por **Cacilda De Jesus Ribeiro, Professor do Magistério Superior**, em 20/11/2020, às 18:02, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo Da Cunha Brito, Professor do Magistério Superior**, em 20/11/2020, às 18:02, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Geyverson Teixeira De Paula, Professor do Magistério Superior**, em 20/11/2020, às 18:03, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **ANDRE PEREIRA MARQUES, Usuário Externo**, em 20/11/2020, às 19:46, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).

Documento assinado eletronicamente por **Elder Geraldo Domingues, Usuário Externo**, em 26/11/2020, às 14:59, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do



[Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.](#)

---



Documento assinado eletronicamente por **FELIPE RESENDE DE CARVALHO SOUSA, Discente**, em 26/12/2020, às 09:35, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.](#)

---



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://sei.ufg.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.ufg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **1685363** e o código CRC **7C602A99**.

---

Referência: Processo nº 23070.051007/2020-13

SEI nº 1685363

*À minha amada esposa, Mariana*  
*À toda a minha família, representada pela minha mãe, Marise*  
*A todos os estimados amigos*

*“A inteligência é o que você usa quando não sabe o que fazer”*  
*- Jean Piaget*

## Agradecimentos

A Deus, pela simples, porém bela, existência.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Federal de Goiás – UFG, pela oportunidade oferecida para a realização desse trabalho.

Ao Eng. Dr. Leonardo da Cunha Brito, pela orientação, amizade, apoio, pelas enormes contribuições na área de computação e por mostrar novas formas de se encarar problemas tradicionais.

Ao Eng. Dr. André Pereira Marques, pelo enorme auxílio no entendimento dos fenômenos de engenharia, e pelas contribuições a meu crescimento profissional.

À Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Cacilda de Jesus Ribeiro, pelo incentivo e apoio na realização deste trabalho.

Aos Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues e Prof. Dr. Geyverson Teixeira de Paula, pelas sugestões e contribuições.

À Enel Distribuição Goiás, pela infraestrutura fornecida para a coleta de dados desta pesquisa, sem a qual inviabilizaria este trabalho.

Aos colegas de Manutenção, representados pelo Eng.º Me. Cláudio Henrique Bezerra Azevedo, por mostrar a importância do raciocínio e da crítica previamente à pura execução das atividades de engenharia.

À equipe do Laboratório de Materiais Isolantes, em especial ao Quím. Marcos Reginaldo Blanco, por me clarificar conceitos de química, ciência base desta pesquisa.

A todos que de alguma forma contribuíram para a confecção deste trabalho, meus sinceros agradecimentos.

...

## Resumo

Esta tese objetiva apresentar um método inovador concebido para estudar como ocorre o fenômeno de migração de umidade no interior de sistemas isolantes papel-óleo de transformadores de potência. A ferramenta é composta por: a) um modelo matemático bidimensional, que representa a dinâmica da umidade no conjunto papel-óleo contemplando variações no carregamento elétrico, e que foi desenvolvido utilizando ferramental matemático, estudos existentes e a experiência de especialistas/analistas; e b) um método de classificação desenvolvido para estudar alguns dos efeitos nocivos da umidade em transformadores de potência, considerando a possibilidade de formação de bolhas e de água livre. O ineditismo da tese é composto por um método numérico, consistido em uma metodologia de cálculo que contempla a utilização do método dos elementos finitos - em duas dimensões - aplicado aos conceitos de transferência de massa e modelagem térmica do carregamento do transformador, considerando as diferenças de temperatura entre dois enrolamentos. Além disso, a novidade da metodologia de classificação consiste na criação de: a) um sistema de classificação para o conjunto transformador – carregamento elétrico em cinco níveis, de “A” a “E”, com as respectivas ações recomendadas; e b) uma análise que envolve a variação dos diferentes níveis de carregamento aplicados ao equipamento. Esta tese contribui com a literatura ao fornecer uma ferramenta eficaz, implementada em *software*, que fornece subsídios para a tomada de decisão da equipe de manutenção, quando da ocorrência de fenômenos e condições desfavoráveis que podem afetar criticamente a vida útil dos equipamentos, em especial o seu isolamento. Esta tese apresenta ainda alguns estudos de caso de transformadores em operação, em condições reais de carga, em que a validação dos dados é realizada através da comparação dos resultados obtidos com a coleta e análise de amostras de óleo, tanto por métodos laboratoriais quanto por uso de dispositivo de monitoramento. Portanto, este trabalho é útil ao apoiar na classificação e diagnóstico em transformadores de potência, através da predição dos níveis de umidade no sistema isolante papel-óleo, auxiliando a evitar falhas nestes equipamentos e prejuízos aos proprietários dos transformadores e consumidores de energia supridos por estes.

Palavras-chave: bolhas, carregamento, diagnóstico, dielétrico, manutenção, método dos elementos finitos, sistema de classificação, transformadores de potência, umidade.

## Abstract

This thesis aims to present an innovative tool designed to study how the phenomenon of moisture migration occurs inside insulating paper-oil systems of power transformers. The tool consists of a two-dimensional mathematical model, representing the dynamics of humidity in the oil-paper set and including the variations in electrical charging, which was developed using mathematical tools, existing studies, and the experience of specialists/analysts. Furthermore, this study includes a classification method developed to investigate some of the harmful effects of moisture in power transformers, considering the possibility of bubbles and free water formation. The novelty of this numerical method consists of a calculation methodology that contemplates the use of the finite element method - in two dimensions - applied to the concepts of mass transfer and thermal modeling of the transformer loading, considering the temperature differences between two windings. Additionally, the classification method includes the creation of: a) a categorization system for the coupling of a transformer and electric charging in five levels, from “A” to “E”, with the respective recommended actions; and b) an analysis that involves varying the different levels of loading applied to the equipment. The contribution of this work is an efficient method, implemented via a computational algorithm, which provides support for the maintenance team's decision making when unfavorable phenomena and conditions occur that can critically affect the useful life of the equipment, especially its insulation. This thesis presents some case studies of transformers in operation, under real load conditions, in which the data validation is performed through the comparison of obtained data with experimental collection and analysis of oil samples and the results of monitoring device. Therefore, this work is useful in supporting the classification and diagnosis of power transformers, through the prediction of humidity levels in the oil-paper isolating system, assisting on failure prevention in this equipment and capital loss to the owners of the transformers and consumers supplied by these.

**Keywords:** bubbles, diagnosis, dielectric, finite element method, loading, maintenance, classification system, power transformers, moisture

## Lista de Figuras

Figura 2.1. Distribuição dos valores de teor de água mensurados, no período de 1984 a 2018 .....	30
Figura 2.2. Registro do tipo gaveta em transformador .....	32
Figura 2.3. Ábaco de Fabre-Pichon .....	34
Figura 2.4. Ábaco de Oommen.....	34
Figura 2.5. Diagrama térmico de transformadores .....	36
Figura 2.6. Distribuição de temperaturas no enrolamento do transformador, em função do carregamento .....	37
Figura 2.7. Variação do teor de água de saturação em função da temperatura .....	40
Figura 2.8. Temperatura de formação de bolhas conforme Oommen .....	42
Figura 2.9. Temperatura de formação de bolhas conforme Koch e Tenbohlen .....	43
Figura 2.10. Temperatura de formação de bolhas, conforme Przybylek.....	44
Figura 2.11. Comparativo da temperatura de formação de bolhas .....	44
Figura 3.1. Fluxograma de aplicação do Método dos Elementos Finitos.....	53
Figura 3.2. Representação da bobina de um transformador de potência.....	54
Figura 3.3. Representação da construção de uma coluna da parte ativa de transformador de potência.....	54
Figura 3.4. Geometria do modelo bidimensional proposto .....	55
Figura 3.5. Domínios na geometria proposta .....	57
Figura 3.6. Elementos triangulares .....	58
Figura 3.7. Associação elemento - nó - coordenada.....	58
Figura 3.8. Geometria do modelo bidimensional proposto .....	64
Figura 3.9. Circuito hidráulico percorrido pelo óleo isolante.....	66
Figura 3.10. Fluxograma explicativo do método bidimensional proposto .....	68
Figura 4.1. Fluxograma do algoritmo proposto.....	72
Figura 5.1. Montagem para registros de coleta de óleo de transformador, nos registros superior (foto esquerda) e inferior (foto direita).....	83
Figura 5.2. Carregamento elétrico e temperaturas observadas no transformador do estudo de caso 1 .....	84
Figura 5.3. Discretização adotada no modelo.....	85
Figura 5.4. Variação das temperaturas no transformador do estudo de caso 1 .....	87

Figura 5.5. Variação do teor de água em óleo para o estudo de caso 1 .....	88
Figura 5.6. Distribuição de umidade na celulose, conforme modelo bidimensional proposto, para o estudo de caso 1, no instante de maior temperatura no enrolamento secundário ..	90
Figura 5.7. Distribuição de umidade na celulose, conforme modelo bidimensional proposto, para o estudo de caso 1, no instante de menor temperatura no enrolamento secundário .	90
Figura 5.8. Variação das massas de água totais na celulose (eixo da esquerda) e no óleo (eixo da direita) para o estudo de caso 1 .....	93
Figura 5.9. Variação das classificações parciais para o estudo de caso 1, no topo da parte ativa .....	95
Figura 5.10. Variação das classificações parciais para o estudo de caso 1, no fundo da parte ativa .....	96
Figura 5.11. Variação da saturação relativa para o estudo de caso 1 .....	98
Figura 5.12. Taxa de variação da temperatura nos enrolamentos .....	99
Figura 5.13. Relação entre pressões interna e externa à bolha .....	100
Figura 5.14. Razão entre temperatura do ponto mais quente e temperatura de formação de bolhas, conforme Oommen, para Estudo de Caso 1 .....	102
Figura 5.15. Razão entre temperatura do ponto mais quente e temperatura de formação de bolhas, conforme Przybylek, para Estudo de Caso 1 .....	103
Figura 5.16. Razão entre temperatura do ponto mais quente e temperatura de formação de bolhas, conforme Koch-Tenbohlen, para Estudo de Caso 1 .....	104
Figura 5.17. Temperatura nos enrolamentos do transformador, considerando cenário de perda de carga.....	106
Figura 5.18. Variação do teor de água em óleo, considerando cenário adverso de perda de carga no instante de sobrecarga.....	107
Figura 5.19. Concentração de umidade no papel, considerando cenário de perda de carga no instante de sobrecarga.....	108
Figura 5.20. Cenário de perda de carga, sob ábacos de umidade: a) enrolamento 1 por Fabre-Pichon; b) enrolamento 2 por Fabre-Pichon; c) enrolamento 1 por Oommen; d) enrolamento 2 por Oommen .....	110
Figura 5.21. Variação das classificações parciais para o estudo de caso 1, no topo dos enrolamentos, considerando perda de carga .....	111
Figura 5.22. Variação das classificações parciais para o estudo de caso 1, no fundo dos enrolamentos, considerando perda de carga .....	112
Figura 5.23. Variação da saturação relativa para o estudo de caso 1, considerando perda de	

carga.....	114
Figura 5.24. Variação da taxa de variação de temperatura dos enrolamentos para o estudo de caso 1, considerando perda de carga .....	115
Figura 5.25. Variação da relação entre as pressões interna e externa à bolha para o estudo de caso 1, considerando perda de carga. ....	116
Figura 5.26. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente sobre a temperatura de formação de bolhas, conforme Oommen.....	117
Figura 5.27. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente sobre a temperatura de formação de bolhas, conforme Przybylek.....	118
Figura 5.28. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente sobre a temperatura de formação de bolhas, conforme Koch-Tenbohlen.....	119
Figura 5.29. Carregamento elétrico e temperaturas observadas no transformador do estudo de caso 2 .....	120
Figura 5.30. Variação das temperaturas no transformador do estudo de caso 2 .....	122
Figura 5.31. Variação do teor de água em óleo para o estudo de caso 2.....	123
Figura 5.32. Distribuição de umidade na celulose, conforme modelo bidimensional proposto, para o estudo de caso 2, no instante de maior temperatura no enrolamento secundário	125
Figura 5.33. Distribuição de umidade na celulose, conforme modelo bidimensional proposto, para o estudo de caso 2, no instante de menor temperatura no enrolamento secundário	125
Figura 5.34. Variação das massas de água totais na celulose (eixo da esquerda) e no óleo (eixo da direita) para o estudo de caso 2.....	128
Figura 5.35. Variação das classificações parciais, para o estudo de caso 2, no topo do enrolamento .....	130
Figura 5.36. Variação das classificações parciais, para o estudo de caso 2, no fundo do enrolamento .....	131
Figura 5.37. Variação da saturação relativa, para o estudo de caso 2 .....	133
Figura 5.38. Variação da taxa de variação de temperatura, para o estudo de caso 2 .....	134
Figura 5.39. Variação da relação entre as pressões interna e externa à bolha, para o estudo de caso 2 .....	135
Figura 5.40. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente e a temperatura de formação de bolhas, conforme Oommen.....	136
Figura 5.41. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente e a temperatura de formação de bolhas, conforme Przybylek .....	137
Figura 5.42. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente e a temperatura de	

formação de bolhas, conforme Koch-Tenbohlen .....	138
Figura 5.43. Temperatura nos enrolamentos, durante perda de carga.....	140
Figura 5.44. Teor de água em óleo, durante perda de carga, para estudo de caso 2.....	141
Figura 5.45. Concentração de umidade em papel, durante perda de carga, para estudo de caso 2 .....	142
Figura 5.46. Cenário de perda de carga, sob ábacos de umidade: a) enrolamento 1 por Fabre- Pichon; b) enrolamento 2 por Fabre-Pichon; c) enrolamento 1 por Oommen; d) enrolamento 2 por Oommen.....	144
Figura 5.47. Variação das classificações parciais para o estudo de caso 2, considerando perda de carga, no topo do enrolamento.....	145
Figura 5.48. Variação das classificações parciais para o estudo de caso 2, considerando perda de carga, no topo do enrolamento.....	146
Figura 5.49. Variação da saturação relativa durante perda de carga, para o estudo de caso 2 .....	148
Figura 5.50. Variação da taxa de variação da temperatura nos enrolamentos, para estudo de caso 2.....	149
Figura 5.51. Variação da relação entre pressões interna e externa à bolha, para estudo de caso 2.....	150
Figura 5.52. Variação da razão entre temperatura do ponto mais quente e temperatura de formação de bolhas, conforme Oommen.....	151
Figura 5.53. Variação da razão entre temperatura do ponto mais quente e temperatura de formação de bolhas, conforme Przybylek .....	152
Figura 5.54. Variação da razão entre temperatura do ponto mais quente e temperatura de formação de bolhas, conforme Koch-Tenbohlen .....	153
Figura 5.55. Carregamento elétrico e temperaturas observadas no transformador do estudo de caso 3 .....	155
Figura 5.56. Discretização adotada no modelo do estudo de caso 3 .....	156
Figura 5.57. Variação das temperaturas no transformador do estudo de caso 3 .....	157
Figura 5.58. Variação do teor de água em óleo para o estudo de caso 3.....	158
Figura 5.59. Distribuição de umidade na celulose, conforme modelo bidimensional proposto, para o estudo de caso 3, no instante de maior temperatura no enrolamento secundário	160
Figura 5.60. Distribuição de umidade na celulose, conforme modelo bidimensional proposto, para o estudo de caso 3, no instante de menor temperatura no enrolamento secundário	160
Figura 5.61. Variação das massas de água totais na celulose (eixo da esquerda) e no óleo (eixo	

da direita) para o estudo de caso 3.....	162
Figura 5.62. Variação da classificação do conjunto transformador e carregamento elétrico, para o estudo de caso 3, no topo do tanque principal.....	164
Figura 5.63. Variação da classificação do conjunto transformador e carregamento elétrico, para o estudo de caso 3, no fundo do tanque principal.....	165
Figura 5.64. Variação da saturação relativa para o estudo de caso 3 .....	167
Figura 5.65. Taxa de variação das temperaturas nos enrolamentos para o estudo de caso 3 .	168
Figura 5.66. Relação entre pressões interna e externa à bolha para o estudo de caso 3.....	169
Figura 5.67. Razão entre a temperatura do ponto mais quente do enrolamento e a temperatura de formação de bolhas para o estudo de caso 3, conforme Oommen.....	170
Figura 5.68. Razão entre a temperatura do ponto mais quente do enrolamento e a temperatura de formação de bolhas para o estudo de caso 3, conforme Przybylek .....	171
Figura 5.69. Razão entre a temperatura do ponto mais quente do enrolamento e a temperatura de formação de bolhas para o estudo de caso 3, conforme Koch-Tenbohlen .....	172
Figura 5.70. Temperatura nos enrolamentos do transformador, considerando cenário adverso de perda de carga no instante de sobrecarga, para o estudo de caso 3 .....	174
Figura 5.71. Teor de água em óleo, no topo e no fundo do enrolamento, para perda de carga no estudo de caso 3.....	175
Figura 5.72. Concentração de umidade no papel para perda de carga no estudo de caso 3 ...	176
Figura 5.73. Cenário de perda de carga, sobre ábacos de equilíbrio: a) enrolamento 1 por ábaco de Fabre-Pichon; b) enrolamento 2 por ábaco de Fabre-Pichon; c) enrolamento 1 por ábaco de Oommen; d) enrolamento 2 por ábaco de Oommen.....	178
Figura 5.74. Variação da classificação do conjunto transformador e carregamento elétrico, para o estudo de caso 3, considerando perda de carga, no topo do tanque principal .....	180
Figura 5.75. Variação da classificação do conjunto transformador e carregamento elétrico, para o estudo de caso 3, considerando perda de carga, no fundo do tanque principal .....	181
Figura 5.76. Variação da saturação relativa com a perda de carga, para o estudo de caso 3 .	183
Figura 5.77. Taxa de variação da temperatura do enrolamento para o estudo de caso 3, considerando perda de carga.....	184
Figura 5.78. Variação da relação entre as pressões interna e externa à bolha, para o estudo de caso 3, considerando perda de carga .....	185
Figura 5.79. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente e a temperatura de formação de bolhas, considerando perda de carga, conforme Oommen .....	186
Figura 5.80. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente e a temperatura de	

formação de bolhas, considerando perda de carga, conforme Przybylek.....	187
Figura 5.81. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente e a temperatura de formação de bolhas, considerando perda de carga, conforme Koch-Tenbohlen.....	188
Figura 5.82. Carregamento elétrico e temperaturas observadas no transformador do estudo de caso 4.....	190
Figura 5.83. Variação das temperaturas no transformador para o estudo de caso 4.....	192
Figura 5.84. Variação do teor de água em óleo para o estudo de caso 4.....	193
Figura 5.85. Distribuição de umidade na celulose, conforme modelo bidimensional proposto, para o estudo de caso 4, no instante de maior temperatura no enrolamento primário....	195
Figura 5.86. Distribuição de umidade na celulose, conforme modelo bidimensional proposto, para o estudo de caso 4, no instante de menor temperatura no enrolamento primário...	195
Figura 5.87. Variação das massas de água totais na celulose (eixo da esquerda) e no óleo (eixo da direita) para o estudo de caso 4.....	197
Figura 5.88. Variação da classificação do conjunto transformador e carregamento elétrico, para o estudo de caso 4, no topo da parte ativa.....	199
Figura 5.89. Variação da classificação do conjunto transformador e carregamento elétrico, para o estudo de caso 4, no fundo da parte ativa.....	200
Figura 5.90. Variação da saturação relativa para o estudo de caso 4.....	202
Figura 5.91. Taxa de variação das temperaturas nos enrolamentos para o estudo de caso 4.....	203
Figura 5.92. Relação entre pressões interna e externa à bolha para o estudo de caso 4.....	204
Figura 5.93. Razão entre a temperatura do ponto mais quente do enrolamento e a temperatura de formação de bolhas para o estudo de caso 4, conforme Oommen.....	205
Figura 5.94. Razão entre a temperatura do ponto mais quente do enrolamento e a temperatura de formação de bolhas para o estudo de caso 4, conforme Przybylek.....	206
Figura 5.95. Razão entre a temperatura do ponto mais quente do enrolamento e a temperatura de formação de bolhas para o estudo de caso 4, conforme Koch-Tenbohlen.....	207
Figura 5.96. Temperatura no estudo de caso 4, considerando perda de carga.....	209
Figura 5.97. Teor de água em óleo, considerando perda de carga.....	210
Figura 5.98. Concentração de água em papel, para estudo de caso 4, considerando perda de carga.....	211
Figura 5.99. Cenário de perda de carga, sobre ábacos de equilíbrio: a) enrolamento 1 por ábaco de Fabre-Pichon; b) enrolamento 2 por ábaco de Fabre-Pichon; c) enrolamento 1 por ábaco de Oommen; d) enrolamento 2 por ábaco de Oommen.....	213
Figura 5.100. Classificações parcial e final para o estudo de caso 4, considerando perda de	

carga, no topo da parte ativa.....	214
Figura 5.101. Classificações parcial e final para o estudo de caso 4, considerando perda de carga, no fundo da parte ativa.....	215
Figura 5.102. Variação da saturação relativa para o estudo de caso 4, considerando perda de carga.....	217
Figura 5.103. Taxa de variação da temperatura dos enrolamentos para o estudo de caso 4, considerando cenário de perda de carga.....	218
Figura 5.104. Variação da relação entre as pressões interna e externa à bolha para o estudo de caso 4, considerando perda de carga .....	219
Figura 5.105. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente sobre a temperatura de formação de bolhas, conforme Oommen .....	220
Figura 5.106. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente sobre a temperatura de formação de bolhas, conforme Przybylek.....	221
Figura 5.107. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente sobre a temperatura de formação de bolhas, conforme Koch-Tenbohlen.....	222

## Lista de Tabelas e Quadros

Tabela 2.1. Valores de referência de concentração de umidade na celulose.....	29
Tabela 2.2. Valores de referência para teor de água em óleo .....	29
Tabela 2.3. Grupos de materiais celulósicos .....	31
Tabela 2.4. Valores admissíveis de temperatura, para transformadores da classe térmica de 55°C .....	38
Tabela 2.5. Valores admissíveis de temperatura, para transformadores da classe térmica de 65 °C.....	38
Tabela 2.6. Valores admissíveis de sobrecarga, em função da potência nominal .....	38
Tabela 2.7. Constantes da saturação relativa relacionadas ao envelhecimento do óleo .....	40
Tabela 2.8. Valores admissíveis para a Taxa de Variação de Temperatura dos enrolamentos	45
Tabela 2.9. Matriz de classificação final para transformadores.....	48
Tabela 2.10. Matriz de classificação para teor de água .....	48
Tabela 2.11. Matriz de classificação para saturação relativa .....	49
Tabela 4.1. Critérios de classificação para saturação relativa (SR).....	74
Tabela 4.2. Critérios de classificação para taxa de variação da temperatura dos enrolamentos (TdVdT).....	76
Tabela 4.3. Critérios de classificação para relação da temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre a temperatura de formação de bolhas ( $Rel\theta$ ).....	77
Tabela 4.4. Critérios de classificação para relação entre a pressão interna e a externa à bolha ( $RPinPex$ ) .....	79
Tabela 5.1. Características do transformador analisado no estudo de caso 1.....	83
Tabela 5.2. Discretização utilizada no Estudo de Caso 1 .....	85
Tabela 5.3. Valores de teor de água medidos e calculados para o estudo de caso 1 .....	86
Tabela 5.4. Concentrações de água nos elementos celulósicos, para o estudo de caso 1 .....	91
Tabela 5.5. Massas médias de umidade nos elementos do transformador, para o estudo de caso 1 .....	92
Tabela 5.6. Classificações parcial e final para o estudo de caso 1 .....	97
Tabela 5.7. Classificações parcial e final para o estudo de caso 1, considerando o modelo unidimensional .....	101
Tabela 5.8. Valores de teor de água medidos e calculados para o estudo de caso 2 .....	124

Tabela 5.9. Concentrações de água nos elementos celulósicos, para o estudo de caso 2.....	126
Tabela 5.10. Massas médias de umidade nos elementos do transformador, para o estudo de caso 2 .....	127
Tabela 5.11. Classificações parcial e final para o estudo de caso 2 .....	132
Tabela 5.12. Classificações parcial e final para o estudo de caso 2, considerando modelo unidimensional .....	139
Tabela 5.13. Classificações parcial e final para o estudo de caso 2, considerando perda de carga .....	147
Tabela 5.14. Características do transformador do estudo de caso 3.....	154
Tabela 5.15. Discretização utilizada no estudo de caso 3 .....	155
Tabela 5.16. Valores de teor de água medidos e calculados para o estudo de caso 3 .....	159
Tabela 5.17. Concentrações de água nos elementos celulósicos, para o estudo de caso 3.....	161
Tabela 5.18. Massas médias de umidade nos elementos do transformador, para o estudo de caso 3 .....	163
Tabela 5.19. Classificações parcial e final para o estudo de caso 3, considerando modelo bidimensional .....	166
Tabela 5.20. Classificações parcial e final para o estudo de caso 3, considerando modelo unidimensional .....	173
Tabela 5.21. Classificações parciais e final para o transformador do estudo de caso 3, considerando perda de carga.....	179
Tabela 5.22. Características do transformador analisado no estudo de caso 4.....	189
Tabela 5.23. Discretização utilizada no estudo de caso 4 .....	190
Tabela 5.24. Valores de teor de água medidos e calculados para o estudo de caso 4 .....	194
Tabela 5.25. Concentrações de água nos elementos celulósicos, para o estudo de caso 4.....	196
Tabela 5.26. Massas médias de umidade nos elementos do transformador, para o estudo de caso 4 .....	196
Tabela 5.27. Classificações parcial e final para o estudo de caso 4, considerando modelo bidimensional .....	198
Tabela 5.28. Classificações parcial e final para o estudo de caso 4, considerando o modelo unidimensional .....	208
Tabela 5.29. Classificações parcial e final para o estudo de caso 4, considerando perda de carga .....	216

## Lista de Abreviaturas e Siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AGD	Análise de Gases Dissolvidos
CIGRÉ	<i>Council on Large Electric Systems</i>
CTransf	CTransf - Carregamento de Transformadores
DFR	Dielectric Frequency Response (Resposta Dielétrica em Frequência)
E1	Enrolamento 1
E2	Enrolamento 2
GP	Grau de polimerização
Matlab	<i>Matrix Laboratory</i>
MUSPO	Monitor de Umidade no Sistema Isolante Papel-Óleo
OPEX	<i>Operational Expenditures</i> (despesas operacionais)
SR	Saturação Relativa
TAN	<i>Total Acid Number</i>
TPMQ	Temperatura do ponto mais quente do enrolamento
TFB	Temperatura de formação de bolhas
TE	Tubo espaçador
UR	Umidade Relativa

## Lista de Símbolos

$a$	Constante de envelhecimento do óleo isolante
$a_a$	Atividade de água
$\alpha$	Passo da variação temporal
$A$	Constante de qualidade do óleo isolante
$b$	Constante de envelhecimento do óleo isolante
$B$	Constante de qualidade do óleo isolante
$\beta$	Coefficiente de expansão térmica do óleo isolante
$C_p$	Concentração de umidade em celulose
$C_1, C_2$	Constante de proporção para os enrolamentos 1 e 2
$D$	Coefficiente de difusão da umidade em celulose
$\Delta\theta_{amb}^{oleo,topo}$	Elevação da temperatura do topo do óleo em função do ambiente
$\Delta t$	Intervalo de tempo entre iterações sucessivas
$E$	Resíduo da função aproximadora
$f$	Fator de correção do teor de água a uma temperatura de referência
$\varphi_i$	Função linearmente independente
$g$	Aceleração da gravidade
$g_r$	Gradiente de temperatura óleo-enrolamento
$H$	Fator multiplicativo do ponto mais quente do enrolamento
$[H]$	Vetor de Carga
$[K^e]$	Matriz de rigidez do elemento
$K_i$	Constante de gases dissolvidos
$l$	Carregamento elétrico
$[M]$	Matriz de massas
$\dot{m}$	Massa de água retirada
$m_{H_2O,pap}^i$	Massa de água em celulose, no elemento $i$
$m_{pap}^i$	Massa de celulose no elemento $i$
$m_{oe}$	Massa de óleo do elemento de controle
$[N]$	Vetor de interpolação
$\Omega$	Interior do domínio
$p_v$	Pressão parcial de vapor de água no meio isolante
$p_{0(\theta)}$	Pressão de vapor de água livre
$P$	Pressão exercida sobre a bolha
$P_{ext}$	Pressão externa à bolha
$P_{atm}$	Pressão atmosférica
$P_{oleo}$	Pressão exercida pela coluna de óleo
$P_{add}$	Pressurização forçada
$Q_i$	Concentração do gás dissolvido em óleo
$SR$	Saturação Relativa
$TA$	Teor de água em óleo
$TA_{sat}$	Teor de água em saturação em óleo
$TFB$	Temperatura de formação de bolhas

$TFB_{on\_pn}$	Temperatura de formação de bolhas para óleo novo e papel novo
$TFB_{on\_pte}$	Temperatura de formação de bolhas para óleo novo e papel termicamente estabilizado
$TFB_{oe\_pe}$	Temperatura de formação de bolhas para óleo envelhecido e papel envelhecido
$TFB_{pn}$	Temperatura de formação de bolhas para papel novo
$TFB_{pe}$	Temperatura de formação de bolhas para papel envelhecido
$TdVdT$	Taxa de Variação de Temperaturas
$\theta$	Temperatura
$\theta_{PMQ}$	Temperatura do ponto mais quente do enrolamento
$\theta_{amb}$	Temperatura ambiente
$\theta_{enr}^n$	Temperatura do enrolamento no instante “n”
$\theta_{TE1}, \theta_{TE2}$	Temperatura dos tubos espaçadores 1 e 2
$\theta_{TO}$	Temperatura do óleo no topo do tanque principal
$\tau$	Constante de tempo
$\Gamma_u, \Gamma_n$	Fronteiras do domínio
$V_N$	Tensão nominal de operação
$v$	Velocidade de migração do óleo
$\rho_t, \rho_b$	Densidade do óleo no topo e na base do transformador
$W$	Função de ponderação

# Sumário

<b>CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO .....</b>	<b>23</b>
<b>CAPÍTULO 2 – REFERENCIAL TEÓRICO .....</b>	<b>28</b>
2.1.    OBJETIVO DO CAPÍTULO.....	28
2.2.    UMIDADE EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA .....	28
2.3.    TEMPERATURAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA.....	35
2.4.    EFEITOS NOCIVOS DA UMIDADE .....	38
2.5.    MODELAGENS EXISTENTES DE DINÂMICA DE UMIDADE EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA .....	46
2.6.    CLASSIFICAÇÃO DE EQUIPAMENTOS .....	48
2.7.    CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	49
<b>CAPÍTULO 3 – MÉTODO BIDIMENSIONAL DE ELEMENTOS FINITOS APLICADO À ANÁLISE DE MIGRAÇÃO DE UMIDADE EM ISOLAÇÃO PAPEL- ÓLEO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA EM OPERAÇÃO.....</b>	<b>51</b>
3.1.    INTRODUÇÃO .....	51
3.2.    APLICAÇÃO DO MÉTODO DOS ELEMENTOS FINITOS AO PROBLEMA DE MIGRAÇÃO DE UMIDADE NA CELULOSE .....	52
3.2.1.    Definição da geometria do problema .....	53
3.2.2.    Escolha do tipo de problema .....	56
3.2.3.    Seleção das propriedades dos materiais.....	57
3.2.4.    Discretização do problema (criação da malha de elementos finitos) .....	57
3.2.5.    Formulação do elemento finito.....	58
3.2.6.    Montagem do sistema matricial para o elemento finito .....	60
3.2.7.    Montagem do sistema global.....	61
3.2.8.    Aplicação das condições de contorno.....	62
3.2.9.    Solução do sistema matricial .....	63
3.2.10.    Cálculo das variáveis locais.....	63
3.2.11.    Cálculo das variáveis globais .....	63
3.3.    CÁLCULO DAS TEMPERATURAS NOS ELEMENTOS CELULÓSICOS.....	63
3.4.    CÁLCULO DA MIGRAÇÃO DE UMIDADE NO ÓLEO .....	65
3.5.    PREMISSAS PARA A OPERAÇÃO DO MODELO.....	67

3.6.	ERROS NUMÉRICOS ASSOCIADOS AO MODELO MATEMÁTICO .....	69
3.7.	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	70
<b>CAPÍTULO 4 – METODOLOGIA PARA A CLASSIFICAÇÃO E ANÁLISE DE EFEITOS COMBINADOS DA UMIDADE NO SISTEMA ISOLANTE PAPEL-ÓLEO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA, MEDIANTE A VARIAÇÃO DE CARREGAMENTO ELÉTRICO.....</b>		<b>71</b>
4.1.	INTRODUÇÃO .....	71
4.2.	METODOLOGIA PARA CLASSIFICAÇÃO DOS EFEITOS COMBINADOS DA UMIDADE MEDIANTE A VARIAÇÃO DE CARREGAMENTO .....	71
4.2.1.	Saturação Relativa .....	73
4.2.2.	Taxa de variação da temperatura dos enrolamentos.....	74
4.2.3.	Razão entre a temperatura do ponto mais quente do enrolamento e a temperatura de formação de bolhas .....	76
4.2.4.	Relação entre pressão interna e externa à bolha .....	78
4.2.5.	Classificação Final.....	79
4.3.	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	80
<b>CAPÍTULO 5 – ESTUDOS DE CASO.....</b>		<b>81</b>
5.1.	INTRODUÇÃO .....	81
5.2.	ESTUDOS DE CASO COM TRANSFORMADORES EM OPERAÇÃO .....	82
5.2.1.	Estudo de Caso 1 .....	83
5.2.2.	Estudo de Caso 2 .....	120
5.2.3.	Estudo de Caso 3 .....	154
5.2.4.	Estudo de Caso 4 .....	189
5.3.	CONCLUSÕES PARCIAIS.....	223
<b>CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES .....</b>		<b>225</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>		<b>230</b>
<b>APÊNDICE A - UM DISPOSITIVO DE AQUISIÇÃO DE DADOS PARA O MONITORAMENTO DA UMIDADE EM SISTEMAS ISOLANTES PAPEL-ÓLEO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA .....</b>		<b>236</b>
A.1.	INTRODUÇÃO .....	236
A.2.	DESENVOLVIMENTO.....	237

A.2.1. Requisitos básicos do dispositivo .....	237
A.2.2. Hardware do dispositivo de aquisição de dados .....	237
A.2.3. Firmware do dispositivo de aquisição de dados .....	240
A.2.4. Validação 1 – Teste Laboratorial de aquecimento .....	241
A.2.5. Monitoramento de secagem em transformador de potência .....	243
A.3. CONCLUSÕES .....	248

# Capítulo 1 – Introdução

Dentre os equipamentos de um sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica, destacam-se os transformadores e autotransformadores de potência, que usualmente são os ativos mais estratégicos – e mais caros – que as concessionárias de energia operam e mantêm. Falhas em transformadores de potência podem se mostrar catastróficas, causando prejuízos mensuráveis, tais como despesas operacionais (*operational expenditures* – OPEX) com mão-de-obra e materiais, lucro cessante associado à interrupção no fornecimento de energia elétrica, multas e ressarcimentos. Além disto, podem trazer prejuízos imensuráveis, tais como impacto na imagem da empresa perante clientes e acionistas, bem como desgaste com instituições externas e órgãos reguladores. Dentre os principais parâmetros que afetam o envelhecimento de transformadores de potência, sua probabilidade de falha e sua gestão de risco, destaca-se a umidade [1]. A presença de umidade pode ser associada a formação de água devido a reações químicas, exposição ao ambiente externo, e possíveis contaminações durante etapas de construção e manutenção. Assim, o conhecimento do impacto destes parâmetros é extremamente importante para a gestão destes ativos.

Frente ao exposto, o objetivo geral desta tese é apresentar a construção de uma ferramenta matemática que propicie analisar o comportamento da dinâmica da variação de umidade em transformadores de potência, bem como explicar e quantificar o efeito da umidade nas condições operativas do transformador.

Os objetivos específicos desta tese de doutorado são os seguintes desenvolvimentos:

- a) Apresentar um modelo matemático para a predição dos níveis de umidade no interior de transformadores de potência com sistema isolante do tipo papel-óleo. Este modelo matemático, desenvolvido por meio da utilização do Método dos Elementos Finitos, considera a variação da umidade em duas direções, permitindo assim uma visão holística do equipamento. O modelo matemático apresentado contribui com a ciência ao considerar a variação da temperatura em dois enrolamentos<sup>1</sup> e ao longo da altura da parte ativa;
- b) Exibir um equacionamento matemático para permitir modelar a dinâmica de umidade em um transformador em operação (com temperaturas variáveis e quantidade global de umidade constante no intervalo de análise); e

---

<sup>1</sup> Transformadores de três enrolamentos não fazem parte do escopo desta tese.

- c) Oferecer uma metodologia eficiente, desenvolvida para se realizar o estudo de alguns efeitos nocivos da umidade em transformadores de potência, apresentando como ineditismo uma classificação em cinco níveis (de “A” a “E”) com suas respectivas ações recomendadas, bem como uma análise mediante à variação de diferentes curvas de carregamentos elétricos aplicados aos equipamentos.

Os objetivos apresentados visam preencher uma lacuna, que é a necessidade de um modelo numérico para se estimar o comportamento da umidade em transformadores, associado à uma metodologia de auxílio do diagnóstico de transformadores de potência, considerando os impactos da umidade em sua vida útil, com as características descritas acima.

Este trabalho é motivado pela importância e alto custo dos transformadores de potência, que usualmente são os ativos mais caros em subestações de energia elétrica, e cujas falhas podem causar prejuízos significantes para as distribuidoras de energia, tais como: interrupções no fornecimento de energia elétrica, multas, custos de substituição associados a OPEX e danos à imagem da empresa.

A execução deste trabalho se justifica ao se considerar que:

- a) De posse de dados estatísticos de confiabilidade e análise de tais dados, observa-se que alguns transformadores sofreram ocorrências de defeito ou falha devido a problemas relacionados com umidade, que por si só enfraquecem o sistema dielétrico, bem como propiciam a formação de gases no interior do equipamento. Assim, demanda-se a minimização da quantidade de intervenções corretivas nestes equipamentos, conseqüentemente minimizando os gastos associados a interrupções não programadas no fornecimento de energia elétrica, bem como os custos referentes a danos nos próprios equipamentos. Tal redução ocorrerá através do monitoramento e da predição de níveis alarmantes de umidade no interior do equipamento; e
- b) Além da predição da falha, observa-se uma demanda na necessidade de se determinar o impacto do carregamento elétrico na dinâmica de umidade em transformadores, uma vez que diferenças de temperatura no interior destes equipamentos, advindas de seu carregamento elétrico e do seu sistema de ventilação, podem vir a trazer condições propícias para a falha, tais como possibilidade de formação de água livre (saturação) e risco de formação de bolhas gasosas de umidade, cuja rigidez dielétrica é bem menor do que a do óleo.

Durante a realização deste trabalho, destaca-se a originalidade e contribuições científicas

à sociedade, retratadas nos materiais desenvolvidos diretamente [2], [3] e indiretamente [4], [5], oriundos do desenvolvimento desta tese. Tais contribuições são:

- a) Um modelo bidimensional para a análise da dinâmica da umidade em transformadores de potência, que considera a variação de temperatura em cada um dos enrolamentos, e ao longo da altura, e contempla:
  - i. Um equacionamento matemático para a determinação dos níveis de umidade em componentes celulósicos de diferentes características e dimensões;
  - ii. Uma aproximação numérica para a visualização da convecção natural de óleo e cálculo do teor de água; e
  - iii. Um procedimento que une os cálculos apresentados nos itens anteriores e propicia a visão holística da dinâmica de umidade;
- b) Uma metodologia de classificação do carregamento elétrico em transformadores de potência perante os efeitos nocivos da umidade, que considera:
  - i. A possibilidade de formação de água livre no interior do equipamento; e
  - ii. A possibilidade de formação de bolhas.

Analisando as contribuições destacadas, destaca-se que todo o material intelectual a ser apresentado nesta tese serve como complemento aos guias de carregamento elétrico admissível em transformadores de potência, tais como [6] e [7].

Frente ao cenário apresentado, ressalta-se que todas as contribuições citadas, que são a originalidade deste trabalho, foram desenvolvidas na forma de uma ferramenta matemática, implementada em um *software*, que permite o conhecimento dos níveis de umidade em transformadores através do modelo bidimensional. Essa ferramenta é independente do uso de dispositivo de monitoramentos, bem como permite o acompanhamento das condições operativas do transformador sem a necessidade de removê-lo de operação. Neste sentido, essa ferramenta foi criada para:

- a) Ser bidimensional, considerando os efeitos da variação de umidade tanto na espessura da celulose quanto na altura do enrolamento;
- b) Levar em conta as diferenças de temperatura existentes entre os enrolamentos primário e secundário;
- c) Considerar a diferença mássica entre os elementos celulósicos;
- d) Calcular os valores do teor de água em óleo e concentração de umidade em celulose, conforme o carregamento elétrico, considerando as condições supracitadas; e
- e) De posse dos valores citados no item d), informar qual a classificação do conjunto transformador-carregamento elétrico, considerando os efeitos agressivos da umidade,

subsidiando assim a tomada de decisão do analista de manutenção (usuário da ferramenta).

O método apresentado aqui pode ser aplicado em sistemas de monitoramento *on-line* para estimar os efeitos nocivos de um carregamento elétrico, considerando os efeitos da umidade, para um determinado transformador. Esta informação auxilia a tomada de decisão das equipes de manutenção através da utilização dos resultados obtidos com o método inovador implementado no algoritmo apresentado neste trabalho.

Este trabalho está dividido em seis capítulos. No Capítulo 2, que discute a bibliografia dos temas, são apresentados conceitos básicos sobre a umidade em transformadores de potência, bem como temperatura, apresentando um referencial teórico para o desenvolvimento do modelo matemático bidimensional. Além disto, são discutidos os efeitos nocivos em transformadores, bem como metodologias existentes de classificação de equipamentos, visando subsidiar a construção dos critérios de classificação a serem apresentados.

Apresenta-se no Capítulo 3 o modelo matemático desenvolvido neste trabalho, com o auxílio do Método dos Elementos Finitos, que objetiva explicar como ocorre a migração da umidade no sistema isolante papel-óleo, mediante variações na temperatura dos enrolamentos (associada a variações no carregamento elétrico). Neste capítulo, é demonstrado, de forma detalhada, a aplicação sistemática do método dos elementos finitos ao problema de dinâmica da umidade, a geometria proposta para o problema, e as condições de contorno associadas. Além disso, são apresentadas considerações sobre a modelagem de difusão de óleo. Apesar de outros autores apresentarem uma proposta similar à exibida nesse capítulo (conforme apresentado em [8] e [9], por exemplo), o modelo bidimensional foi desenvolvido com características que o tornam único, quando comparado com a literatura existente, por permitir a análise do comportamento da umidade ao longo da altura do enrolamento e também da espessura do papel, considerando ainda o efeito combinado de dois enrolamentos distintos.

No Capítulo 4 é apresentada uma metodologia inovadora de análise e classificação do carregamento elétrico em transformadores considerando os efeitos nocivos da umidade. Neste são apresentadas as regras de classificação, bem como ações sugeridas para cada cenário obtido.

O objetivo do Capítulo 5 é mostrar a validação dos modelos desenvolvidos, comparando os resultados obtidos pelas ferramentas apresentadas neste trabalho com dados coletados de transformadores de potência em operação na concessionária local. Neste capítulo, os resultados serão discutidos, associado a um estudo dos fenômenos observados.

No Capítulo 6, o último desta tese, retoma-se tudo o que foi apresentado anteriormente

de forma integrada, fechando o trabalho e apresentando conclusões e considerações finais.

No Apêndice A são apresentados os resultados concernentes ao desenvolvimento de um dispositivo de monitoramento de umidade, que foi criado com o propósito de ser uma ferramenta de validação laboratorial, para auxiliar na obtenção dos dados apresentados no Capítulo 5.

## Capítulo 2 – Referencial Teórico

### 2.1. Objetivo do capítulo

O objetivo deste capítulo é apresentar uma análise bibliográfica da pesquisa existente sobre o tema. A discussão dos temas expostos permitirá o embasamento da ferramenta de modelagem e análise da umidade, amparada em estudos anteriores a serem apresentados.

### 2.2. Umidade em transformadores de potência

Os principais fatores de degradação da isolação, e que podem causar falhas em transformadores de potência, são as temperaturas elevadas, o oxigênio e a umidade [1], o que justifica a necessidade de se conhecer o estado do dielétrico. Dentre os efeitos nocivos da umidade, são destacados a diminuição da rigidez dielétrica do óleo isolante e o aumento da taxa de envelhecimento do conjunto celulósico [10].

A umidade interna do transformador é encontrada na forma livre, dissolvida ou de vapor de água. Pode ser observada no óleo, em partes por milhão (ppm) – grandeza esta conhecida como Teor de Água, ou *TA*. Além disso, a água pode ser encontrada em componentes celulósicos, com concentrações expressas pela grandeza Concentração de Água em Papel, ou *C<sub>p</sub>*, e expressas em porcentagem mássica (%). Devido à porosidade da celulose, esta absorve quantidade significativamente maior de umidade do que no óleo, sendo que essa relação é diretamente dependente da temperatura. A depender das condições de operação do transformador, em média 99% de toda a umidade do transformador poderá estar presente na isolação sólida [1].

Pode haver umidade presente em transformadores devido à: degradação da celulose (especialmente em papel que envolve os enrolamentos), com a ruptura dos anéis de glucose que compõe a molécula [11]; à contaminação acidental durante os períodos nos quais a parte ativa e/ou o óleo isolante ficaram expostos ao ambiente; e/ou por causa de falhas na vedação do equipamento, que permitiram o ingresso desta umidade. Nesta discussão, convém destacar que é impossível a existência de um transformador com conteúdo de umidade em seu interior igual a zero. Cabe ao proprietário do equipamento conhecer os níveis de água e operar o equipamento dentro de níveis aceitáveis, de tal forma que não haja ocorrências trágicas com o equipamento.

Considera-se que um transformador está satisfatoriamente seco quando os níveis de umidade na celulose são inferiores aos apresentados na Tabela 2.1, ou quando os valores de teor de água em óleo são inferiores ao apresentado na Tabela 2.2.

Tabela 2.1. Valores de referência de concentração de umidade na celulose

Referência	Máximos valores admissíveis	Observações
ABNT 5416 [12]	2,0 %	Classe de tensão menor do que 242 kV
	1,5 %	Classe de tensão maior ou igual a 242 kV
Milasch [13]	1,0 %	-
Oommen, Prevost [14]	0,5 %	Transformador novo

Fonte: próprio autor (2020).

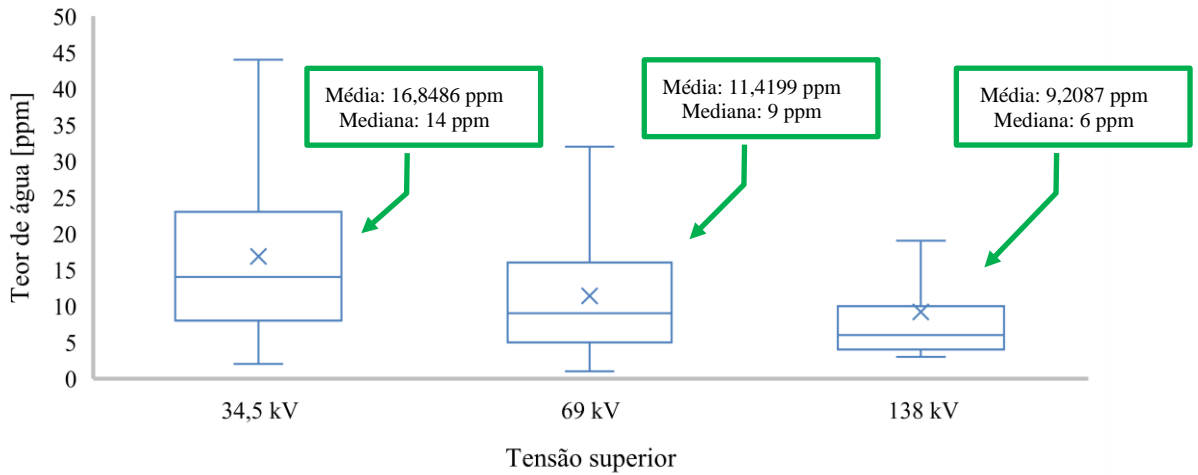
Tabela 2.2. Valores de referência para teor de água em óleo

Referência	Máximos valores admissíveis	Observações
CIGRÈ [1]	25 ppm	Classe de tensão menor ou igual a 72,5 kV
	15 ppm	Classe de tensão entre 72,5 kV e 242 kV
	10 ppm	Classe de tensão maior do que 242 kV
Marques [15]	15 ppm	Tensão nominal menor ou igual a 34,5 kV
	10 ppm	Tensão nominal maior do que 34,5 kV e menor ou igual a 138 kV
	5 ppm	Tensão nominal maior do que 138 kV

Fonte: próprio autor (2020).

Um histórico de análises de teor de água [16], no período de 1984 a 2018 (34 anos), para transformadores em operação na concessionária de energia elétrica local, cuja tensão de operação superior seja entre 34,5 kV e 138 kV, conforme [17], pode ser apresentado na forma de um gráfico de caixa, ilustrado na Figura 2.1. Da análise desta figura, comprova-se a premissa – e preocupação dos mantenedores dos equipamentos – em se manter dentro de limites aceitáveis os valores de teor de água mensurados em transformadores. Além disso, observa-se uma tendência na redução do teor de água com o aumento da tensão superior do equipamento, o que é justificável, uma vez que equipamentos de alta tensão passam por processos fabris mais robustos e exigentes, bem como suportam condições operativas mais estressantes para a isolação, quando comparados a equipamentos de média tensão.

Figura 2.1. Distribuição dos valores de teor de água mensurados, no período de 1984 a 2018



Fonte: próprio autor (2020).

Transformadores de potência com sistema isolante do tipo papel-óleo (escopo deste trabalho) contém componentes celulósicos tais como papel Kraft, barreiras de papelão e espaçadores de madeira. Estes materiais compõem a construção do equipamento, com o propósito de garantir: (a) a isolamento dielétrica entre partes energizadas, em conjunto com o óleo isolante; (b) a sustentação e o travamento mecânico da parte ativa para suportar tanto as frequentes vibrações do equipamento (em condições normais de operação) quanto os esforços eletrodinâmicos devido a ocorrência de transitórios elétricos, tais como faltas fase-terra ou trifásicas, que tendem a deformar os enrolamentos; e (c) auxiliar no direcionamento do fluxo de óleo, favorecendo a refrigeração do transformador.

Os materiais celulósicos no interior de transformadores de potência podem ser divididos em três grupos [10], a saber: estruturas espessas, estruturas finas frias e estruturas finas quentes. Cada um desses grupos possui características distintas entre si, conforme resumido na Tabela 2.3<sup>2</sup>. Convém ressaltar as diferenças entre as relações mássicas e a superfície de contato de cada grupo celulósico, o que influencia na difusão de umidade entre tais grupos.

<sup>2</sup> Os dados apresentados na Tabela 2.3 são referentes a um transformador específico de 400 MVA, 18/347 kV [11]. No entanto, os percentuais mássicos devem ser calculados para cada equipamento, uma vez que haverá diferenças conforme: fabricante, relação de tensões e potências, grupo vetorial, desenhos da parte ativa, custos de materiais etc. Uma vez que é na celulose onde se armazena mais umidade, quanto maior a quantidade mássica de papel, mais umidade espera-se encontrar em um transformador, mantendo-se o teor de água em óleo.

Tabela 2.3. Grupos de materiais celulósicos

Item	Estruturas Espessas	Estruturas Finas Frias	Estruturas Finas Quentes
Exemplos	Estruturas de sustentação e compressão	Tubos espaçadores	Papel <i>kraft</i> dos enrolamentos
Massa total em relação à massa de celulose	43 %	35 %	22 %
Superfície de contato (relação percentual)	3 %	38 %	59 %
Contribuição à dinâmica de umidade	Baixa	Alta	Média

Fonte: adaptado de [18] e [10]

Distribuidoras de energia elétrica buscam evitar futuras falhas através do uso de técnicas preditivas para estimar os níveis de umidade no sistema isolante, em especial o óleo. Duas destas técnicas se destacam, a saber:

- a) Estimação do teor de água de uma amostra de óleo isolante através do método de titração Karl-Fischer [16]; e
- b) Acompanhamento da atividade de água utilizando sensores de monitoramento em tempo real [19].

O principal método para conhecer os níveis de umidade no isolante líquido é através da coleta de amostras de óleo do transformador, para posterior análise laboratorial, usando método de titração Karl-Fischer [16]. As vantagens deste método são o baixo custo envolvido e a possibilidade de se acompanhar o estado do transformador sem o desligamento deste. Apesar disto, este é um método pontual, e não permite o monitoramento contínuo da condição do transformador.

Outro método possível de se utilizar para se conhecer os níveis de umidade, que vem se mostrando tendência tecnológica, é a utilização de dispositivos de monitoramento em tempo real dos níveis de umidade [20] [21] [22] [3]. Apesar desta prática trazer resultados positivos (principalmente o conhecimento do equipamento no instante do monitoramento), o custo destes dispositivos pode inviabilizar a instalação destes nos principais ou em todo o parque de transformadores de uma concessionária e/ou cliente, principalmente quando se considera o monitoramento de transformadores contabilmente envelhecidos e com baixa importância estratégica no sistema.

Os dispositivos de monitoramento *on-line* utilizam, em sua maioria, sensores do tipo capacitivo [18]. Estes dispositivos, amplamente utilizados em medições de ponto de orvalho,

geralmente são construídos com tecnologias contendo óxidos de alumínio, e medem indiretamente a atividade de água,  $a_a$ , definida na Equação (2.1), na qual  $p_v$  se refere à pressão parcial de vapor no meio isolante, e  $p_o(\theta)$  à pressão de vapor da água livre, à uma temperatura  $\theta$  [18]. Através do conhecimento de  $a_a$ , pode-se inferir o teor de água em óleo,  $TA$ , pela Equação (2.2), na qual  $A$  e  $B$  são constantes referentes à qualidade do óleo isolante.

$$a_a = \frac{p_v}{p_o(\theta)} \quad [\text{adimensional}] \quad (2.1)$$

$$TA = a_a \cdot 10^{A - \frac{B}{\theta + 273}} \text{ [ppm]} \quad (2.2)$$

Apesar da fácil instalação e utilização, há a possibilidade de que o monitoramento da umidade em somente uma região do transformador induza a diagnósticos imprecisos [23], devido a diferenças entre os múltiplos pontos de medição (registros) do equipamento, causadas por diversas velocidades de migração de umidade no óleo, cuja consequência são variações nos tempos de homogeneização. Pode-se somar ao fator anterior aspectos construtivos dos equipamentos, tais como o tipo de registro de óleo, que possibilita o acúmulo de água induzindo assim a um valor errôneo de umidade. Um exemplo construtivo são os registros do tipo gaveta, ilustrado na Figura 2.2. Desta forma, a possibilidade de estimar o comportamento das grandezas de concentração variando com a temperatura, sem a necessidade de se instalar um sistema de monitoramento, é de interesse de concessionárias e indústrias.

Figura 2.2. Registro do tipo gaveta em transformador



Fonte: próprio autor (2020).

Em resumo, todas as técnicas supracitadas (titração Karl-Fischer ou monitoramento em tempo real) fornecem resultados que subsidiam a tomada de decisão da equipe de manutenção

sobre a intervenção ou não em um equipamento. Para a correta análise de tais resultados, são necessários, dentre outros: o conhecimento de características técnicas e operacionais dos equipamentos avaliados; estado de envelhecimento do sistema isolante; e experiência do analista. Assim, revela-se uma lacuna, preenchida neste trabalho, que é a necessidade de uma metodologia de diagnóstico de transformadores de potência considerando os impactos da umidade em sua vida útil.

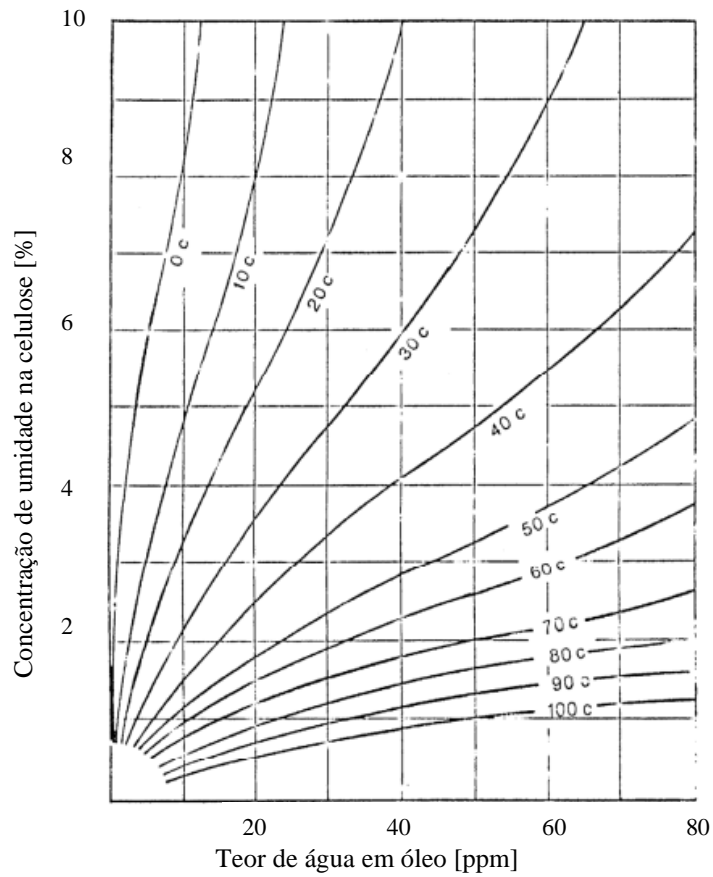
Conhecendo o teor de água em óleo (por uma das técnicas supracitadas) é possível se obter os níveis de umidade em celulose. Um dos métodos para se conhecer o nível de umidade na celulose  $C_p$  é através da utilização da Equação (2.3) [10], na qual  $p_v$  se refere à pressão de vapor de água em mmHg e  $\theta$  é a temperatura em graus Celsius. No entanto, este método tem suas limitações, uma vez que a premissa de igualdade entre saturações relativas no óleo e na celulose somente é válida em condições de equilíbrio.

$$C_p = 2,173 \cdot 10^{-7} \cdot p_v^{0,6685} \cdot e^{\frac{4725,6}{\theta+273}} \quad [\%] \quad (2.3)$$

A relação de equilíbrio entre os elementos óleo-celulose pode ser observada em várias experimentações laboratoriais. Considerando uma amostra de papel kraft imerso em óleo isolante, estando os dois objetos em equilíbrio térmico, sabe-se que a relação entre a concentração de umidade no óleo e no papel é dependente da temperatura. Esta relação foi objeto de estudo de vários grupos de pesquisa, que desenvolveram ferramentas para demonstrar esta dependência. Dentre essas ferramentas, destacam-se os ábacos propostos por Fabre-Pichon [11], apresentado na Figura 2.3, e por Oommen [24], apresentado na Figura 2.4.

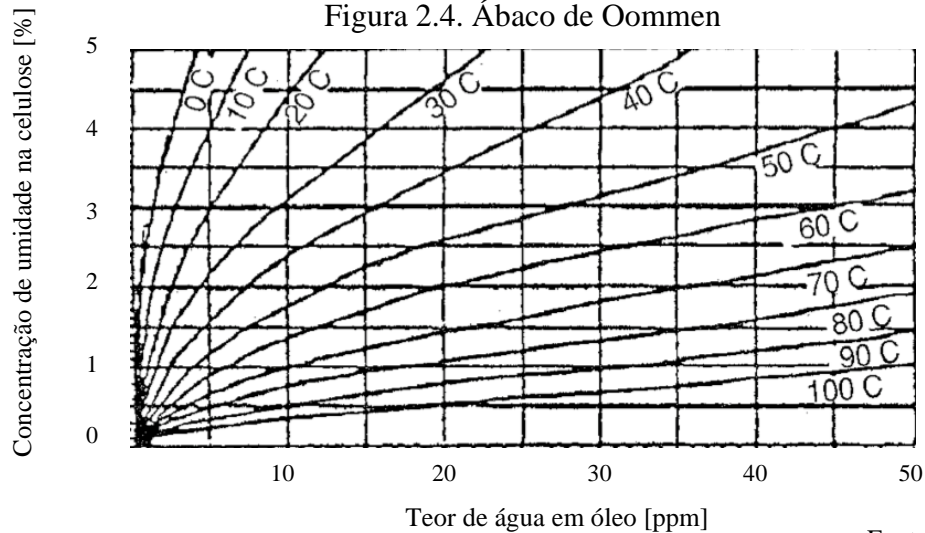
A correta utilização dos ábacos se faz pela leitura do Teor de Água da amostra (abscissa dos gráficos), associada a uma temperatura do óleo (curvas de nível). Projetando tais valores nos ábacos, se obtém, no eixo das ordenadas, a concentração de umidade em celulose. Apesar da fácil aplicação, a aplicação dos ábacos somente é válida em condições de equilíbrio, ou seja: não há migração de temperatura e/ou umidade entre papel e óleo, bem como não há variação das condições ambientais (temperatura, pressão etc.).

Figura 2.3. Ábaco de Fabre-Pichon



Fonte: adaptado de [12].

Figura 2.4. Ábaco de Oommen



Fonte: adaptado de [24].

Da análise dos ábacos apresentados na Figura 2.3 e na Figura 2.4, nota-se a forte influência da temperatura no valor do teor de água em óleo. Assim, faz-se necessário, quando da coleta de uma amostra de óleo isolante em transformadores, a correção dos valores obtidos. Com o

intuito de se normalizar os valores de teor de água lidos para um mesmo equipamento, é proposto em [25] um fator de correção para normalização desta grandeza, a uma temperatura de referência de 20 °C, apresentado na Equação (2.4), na qual  $\theta_{amostra}$  se refere à temperatura da amostra de óleo, em graus Celsius.

$$f = 2,24 \cdot e^{-0,04 \cdot \theta_{amostra}} \quad (2.4)$$

Apesar da presença em norma técnica, observa-se uma fragilidade na aplicação da Equação (2.3). O propósito da equação citada é permitir o acompanhamento da evolução dos registros do teor de água para um equipamento, ao longo do tempo, esperando-se idealmente que o valor do teor de água corrigido não sofra alterações significativas ao longo do tempo. No entanto, da expertise de engenharia, observa-se que podem ser obtidos valores distintos no teor de água corrigido, para um mesmo transformador, em intervalos próximos de amostragem. Esta afirmação se dá em função de variações das condições operativas do equipamento (entenda-se variações no carregamento elétrico), associadas às mudanças que podem ocorrer nas condições ambientais.

O modelo matemático apresentado no Capítulo 3 corrige esta fragilidade, considerando os fatores operativos e ambientais para se realizar o acompanhamento dos valores de teor de água.

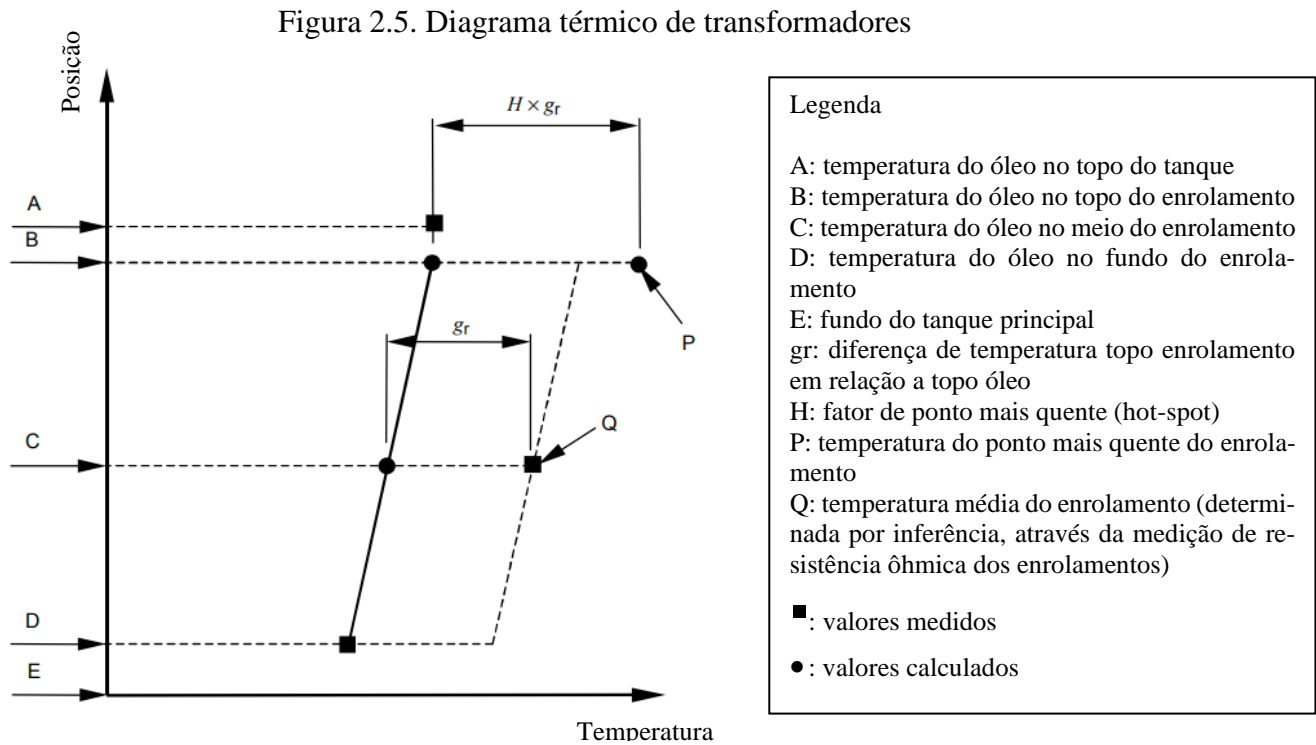
### 2.3. Temperaturas em transformadores de potência

A variação das temperaturas dos componentes internos do transformador (condutores, núcleo, materiais celulósicos, óleo e outros, tais como compostos plásticos) depende da temperatura ambiente e das perdas do transformador – por efeito de tensão e de corrente –, além do estágio de ventilação forçada e da derivação de serviço. Como consequência, a variação das temperaturas nos componentes (em especial na celulose que envolve os enrolamentos, que pode ser aproximadamente igual à dos enrolamentos, e no óleo) irá desestabilizar a relação de equilíbrio apresentada na Figura 2.3 e na Figura 2.4, provocando uma migração da umidade no sentido do papel para o óleo (com o aumento de temperaturas), e vice-versa.

Considerando a distribuição de temperaturas no transformador, tem-se algumas variáveis de interesse, em especial a grandeza conhecida como ponto mais quente do enrolamento. É na região do ponto mais quente do enrolamento onde são observadas as maiores temperaturas em todo o equipamento. Esta região é de interesse pois, uma vez que detém as maiores temperaturas no equipamento, é onde se espera o maior envelhecimento da celulose.

Um modelo para determinação das temperaturas do transformador é apresentado na Figura 2.5 [7]. Este modelo considera que o ponto mais quente do enrolamento,  $\theta_{PMQ}$ , pode ser calculado considerando a somatória da temperatura ambiente,  $\theta_{amb}$ , com a elevação de temperatura do topo do óleo em função da ambiente,  $\Delta\theta_{amb}^{oleo,topo}$ , e com o gradiente de temperatura óleo-enrolamento,  $g_r$ , multiplicado por um fator multiplicativo do ponto mais quente  $H$ , conforme Equação (2.5). Além disto, o modelo assume que a distribuição de temperaturas do enrolamento e do óleo possuem mesma inclinação, sendo a temperatura do enrolamento deslocada em relação à do óleo por uma constante  $g_r$ .

$$\theta_{PMQ} = \theta_{amb} + \Delta\theta_{amb}^{oleo,topo} + g_r \cdot H \quad (2.5)$$

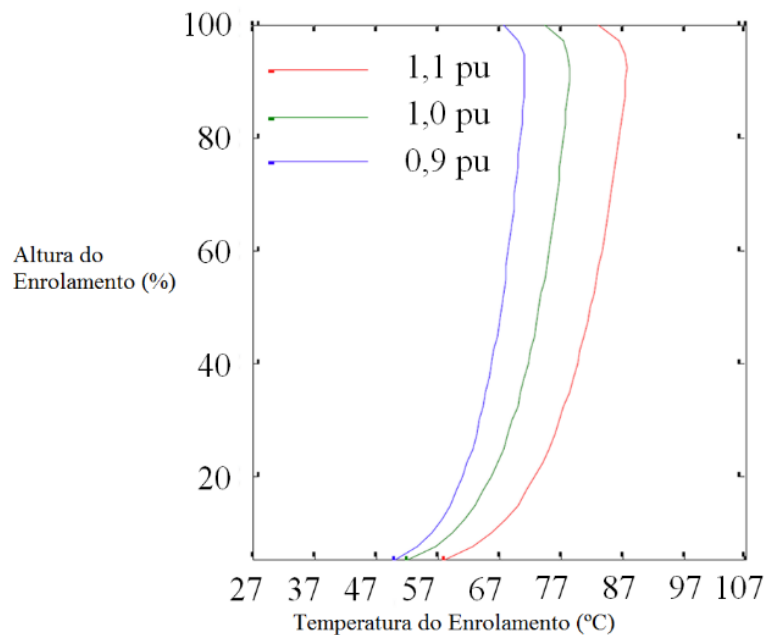


Fonte: adaptado de [7].

Neste ponto, convém destacar que os guias de carregamento [6] e [7] fornecem o procedimento para cálculo da temperatura do ponto mais quente do enrolamento não considerando efeitos da altura. Carriel [26] apresenta um equacionamento obtido da análise de 25 transformadores, que permite o cálculo da temperatura do óleo, em função do valor percentual da altura do transformador. No entanto, o estudo é altamente dependente de aspectos construtivos dos equipamentos, bem como de condições operativas e de funcionamento dos acessórios, e deve ser avaliada para cada grupo de equipamentos.

Apesar da Figura 2.5 apontar que o ponto mais quente ocorre no topo do enrolamento, convém ressaltar que tal variável é observada no local de mais difícil arrefecimento. Assim, na realidade, o ponto mais quente geralmente é observado a uma altura um pouco abaixo do topo do enrolamento, conforme pode ser observado na Figura 2.6. Além disto, observa-se na mesma figura a dependência da temperatura do ponto mais quente, e da distribuição de temperaturas ao longo da altura do enrolamento, em função do carregamento elétrico.

Figura 2.6. Distribuição de temperaturas no enrolamento do transformador, em função do carregamento



Fonte: adaptado de [27].

O guia apresentado em [6] estabelece um procedimento numérico para calcular o carregamento elétrico admissível, admitindo uma sobrecarga elétrica (potência transformada superior à potência nominal), desde que as temperaturas do topo do óleo e do ponto mais quente do enrolamento não ultrapassem os valores apresentados na Tabela 2.4, para transformadores com classe térmica de 55 °C, e na Tabela 2.5, para transformadores com classe térmica de 65 °C. Além disto, deve-se observar os limites de carregamento elétrico previstos na Tabela 2.6.

Tabela 2.4. Valores admissíveis de temperatura, para transformadores da classe térmica de 55°C

<b>Temperatura</b>	<b>Condição normal de operação</b>	<b>Sobrecarga de longa duração</b>	<b>Sobrecarga de curta duração</b>
Temperatura do topo óleo	95 °C	105 °C	105 °C
Temperatura do ponto mais quente do enrolamento	105 °C	120 °C	130 °C

Fonte: adaptado de [6].

Tabela 2.5. Valores admissíveis de temperatura, para transformadores da classe térmica de 65 °C

<b>Temperatura</b>	<b>Condição normal de operação</b>	<b>Sobrecarga de longa duração</b>	<b>Sobrecarga de curta duração</b>
Temperatura do topo óleo	105 °C	110 °C	110 °C
Temperatura do ponto mais quente do enrolamento	120 °C	130 °C	140 °C

Fonte: adaptado de [6].

Tabela 2.6. Valores admissíveis de sobrecarga, em função da potência nominal

<b>Tipo de carregamento</b>	<b>≤ 100 MVA</b>	<b>&gt; 100 MVA</b>
Condição normal de operação	150 %	130 %
Sobrecarga de longa duração	150 %	130 %
Sobrecarga de curta duração	150 %	140 %

Fonte: adaptado de [6].

## 2.4. Efeitos nocivos da umidade

Os principais fatores relacionados ao envelhecimento do sistema isolante papel-óleo (diretamente vinculados à vida útil do transformador) são a umidade (objeto de estudo deste trabalho), a temperatura e o oxigênio [10]. Em um cenário ideal, um dos requisitos para que um transformador possa atingir a máxima vida útil possível é garantir que o nível de umidade em seu interior seja mínimo. Isto justifica a razão de se conhecer e controlar os valores de umidade no interior deste equipamento [28].

Além do envelhecimento, a umidade no interior do transformador pode sair de um estado dissolvido para um estado de água livre. Este cenário é muito desfavorável, uma vez que a água

livre, por ser de menor rigidez dielétrica do que o óleo e também polar, enseja pontos de fragilidade para ocorrências de descargas elétricas que, conseqüentemente, podem levar à falha do equipamento, se situada em região desfavorável da isolação, como por exemplo entre espiras de diferentes potenciais.

Outro ponto a ser analisado é que a umidade, combinada com os gases dissolvidos no óleo isolante, e em presença de calor, propicia a formação de bolhas de gás. Assim, bolhas gasosas formam regiões de baixa rigidez dielétrica, criando pontos propensos à falha do equipamento.

As seções seguintes apresentam considerações sobre os efeitos nocivos elencados (formação de água livre e formação de bolhas), e que serão utilizados na metodologia de classificação a ser apresentada no Capítulo 4.

#### 2.4.1. Formação de água livre (saturação relativa)

A umidade no interior do transformador pode se encontrar em estado livre, dissolvido ou na forma de vapor. A grandeza que caracteriza esta situação é a saturação relativa, calculada pela Equação (2.6) [1]. A saturação relativa  $SR$  pode ser entendida como a razão entre o teor de água de uma amostra de óleo,  $TA$ , em relação à capacidade máxima de absorção de água dissolvida desta amostra de óleo, ou Teor de Água de Saturação,  $TA_{sat}$ . Quando a saturação relativa é igual a 100%, pode-se ter água em estado livre na amostra de óleo.

$$SR = \frac{TA}{TA_{sat}} \quad [\%] \quad (2.6)$$

O Teor de Água de Saturação pode ser calculado pela Equação (2.7). Nesta equação, nota-se a capacidade do óleo em absorver umidade está diretamente ligada à sua temperatura  $\theta$  (em graus Celsius), bem como a seu estado de envelhecimento, representado pelas constantes  $a$  e  $b$  [10]. Alguns valores destas constantes são apresentados na Tabela 2.7.

$$TA_{sat} = a \cdot e^{-b/\theta+273,15} \quad [\text{ppm}] \quad (2.7)$$

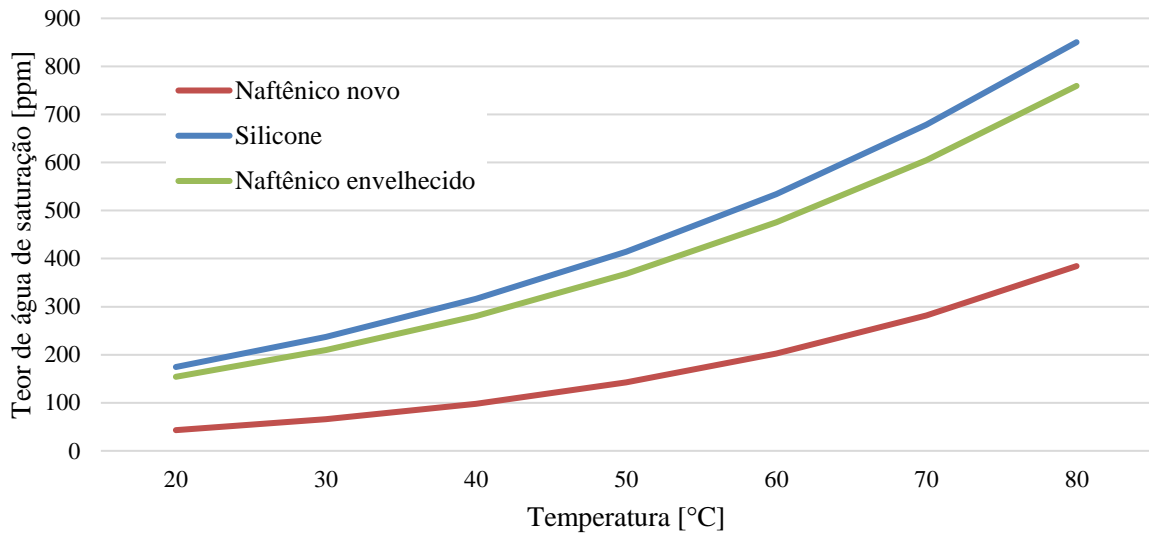
Tabela 2.7. Constantes da saturação relativa relacionadas ao envelhecimento do óleo

Tipo de óleo	$a$	$b$
Naftênico novo	$16,97 \cdot 10^6$	3777
Baseado em silicone	$1,9525 \cdot 10^6$	2733
Naftênico envelhecido	$1,84 \cdot 10^6$	2752

Fonte: adaptado de [10].

Destaca-se a importância em se conhecer o estado do óleo isolante, para a correta utilização das constantes  $a$  e  $b$ . A variação do teor de água de saturação, em função da temperatura do óleo, pode ser vista na Figura 2.7.

Figura 2.7. Variação do teor de água de saturação em função da temperatura



Fonte: adaptado de [10].

Da análise da Figura 2.7, observa-se que quanto maior a temperatura, maior será a concentração de saturação de água em óleo. Isto significa que o óleo se torna mais hidrófilo com o aumento da temperatura, e que durante um aumento de carregamento elétrico em transformadores, a dinâmica de umidade no transformador é deslocada no sentido da celulose para o óleo.

Além disso, destaca-se que o óleo envelhecido, de base naftênica, possui maior capacidade de absorver água em comparação ao óleo novo, uma vez que o processo de oxidação gera como subproduto compostos polares, que consequentemente aumentam a atratividade com a molécula de água.

#### 2.4.2. Possibilidade de formação de bolhas

Outro risco que a umidade pode trazer a um transformador, em associação com suas características operativas, é a possibilidade de formação de bolhas de gás, principalmente na interface papel-enrolamento. Conforme apresentado em [29] os parâmetros que influenciam na formação de bolhas são:

- Temperatura do ponto mais quente;
- Taxa de variação de temperatura com o tempo;
- Concentração de gases dissolvidos no óleo;
- Qualidade e grau de envelhecimento dos materiais isolantes utilizados na fabricação;
- Dimensões do material isolante (principalmente celulose);

Para se analisar a possibilidade de formação de bolhas, são considerados três critérios: a temperatura de formação de bolhas, a taxa de variação da temperatura com o tempo e a relação entre as pressões externa e interna à bolha. Estes critérios são apresentados, de maneira detalhada, nas subseções seguintes.

#### 2.4.3. Temperatura de Formação de Bolhas

Um dos parâmetros de inferência de probabilidade de formação de bolhas é a temperatura na qual o condutor se encontra. Abaixo de certo valor, não são observadas bolhas visíveis [30]. Observa-se em [31] que ocorre a redução da temperatura de formação de bolhas com o aumento do gradiente de temperatura do enrolamento; com o aumento da concentração de umidade na celulose; e com o aumento do total de gases dissolvidos em óleo.

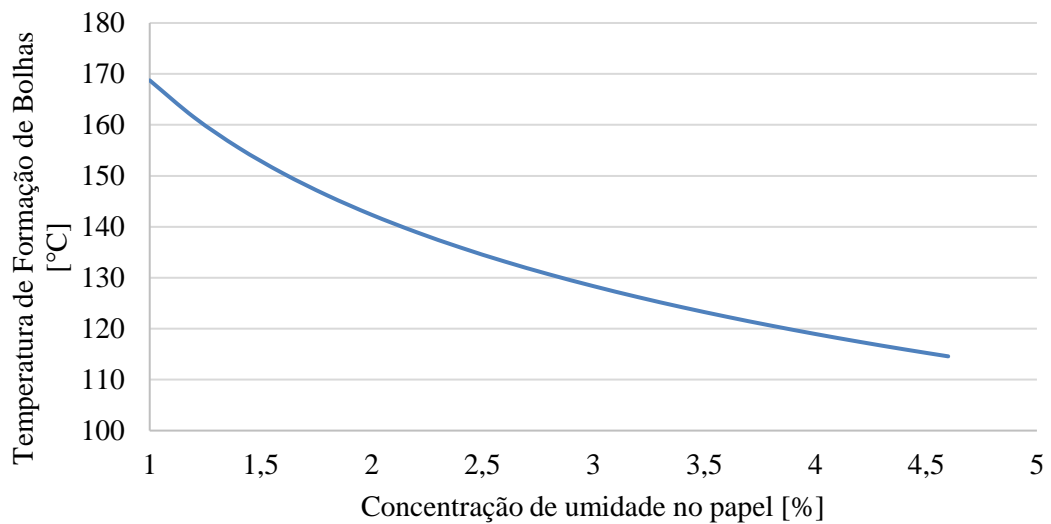
O fenômeno de formação de bolhas é objeto de estudo de vários grupos de pesquisadores. Alguns trabalhos afirmam que o valor máximo de temperatura que o ponto mais quente do enrolamento pode atingir é um valor fixo, de 180 °C [7] ou 140 °C [32]. Porém, definir uma temperatura única para se estimar a formação de bolhas pode induzir a uma análise imprecisa [33]. Desta forma, é necessário definir esta variável considerando os fatores anteriormente apresentados.

Oommen *et.al* [32] apresenta a Equação (2.8) para calcular a temperatura de formação de bolhas ( $TFB$ ), sendo  $C_{pap}$  a concentração de umidade em celulose [%] e  $P$  a pressão exercida sobre a bolha [torr].

$$TFB = \frac{6996,7}{22,454 + 1,4495 \cdot \ln(C_{pap}) - \ln(P)} - 273,15 \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (2.8)$$

Considerando uma camada de óleo sujeita à pressão atmosférica igual à 1 atm, tem-se uma variação da temperatura de formação de bolhas, em função da concentração de água no papel, observável na Figura 2.8. Da análise desta figura, nota-se que quanto mais hidratada estiver a celulose, menor a temperatura necessária para que haja formação de bolhas. Em outras palavras, o cenário ideal para a não formação de bolhas é aquele no qual a concentração de umidade em celulose é mínima.

Figura 2.8. Temperatura de formação de bolhas conforme Oommen



Fonte: próprio autor (2020).

Koch e Tenbohlen [30] por sua vez, apresentam uma relação da temperatura de formação de bolhas em função da qualidade do sistema isolante e da concentração de umidade em celulose. As Equações (2.9) a (2.11) são usadas em sistemas isolantes com as seguintes configurações: óleo novo e papel kraft novo ( $TFBon\_pkn$ ); óleo novo e papel termicamente estabilizado ( $TFBon\_pte$ ); e óleo e papel envelhecidos ( $TFBoe\_pe$ ).

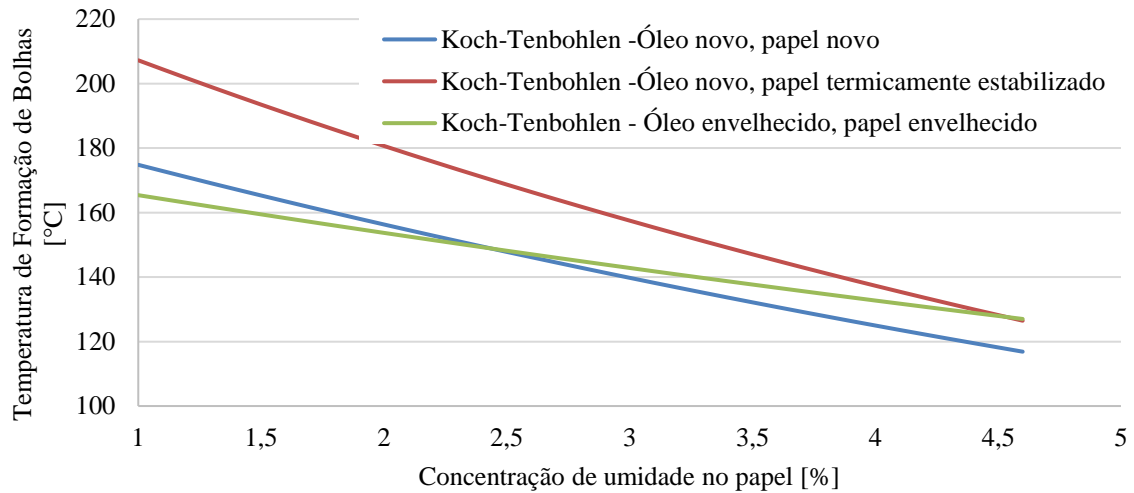
$$TFBon\_pkn = 195,5 \cdot e^{-0,11186 \cdot C_{pap}} \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (2.9)$$

$$TFBon\_pte = 237,7 \cdot e^{-0,13718 \cdot C_{pap}} \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (2.10)$$

$$TFBoe\_pe = 178 \cdot e^{-0,07338 \cdot C_{pap}} \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (2.11)$$

A aplicação das Equações (2.9) a (2.11) retoma os gráficos ilustrados na Figura 2.9, na qual nota-se a tendência de redução da temperatura de formação de bolhas com o aumento da concentração de umidade no papel, também observada na Figura 2.8.

Figura 2.9. Temperatura de formação de bolhas conforme Koch e Tenbohlen

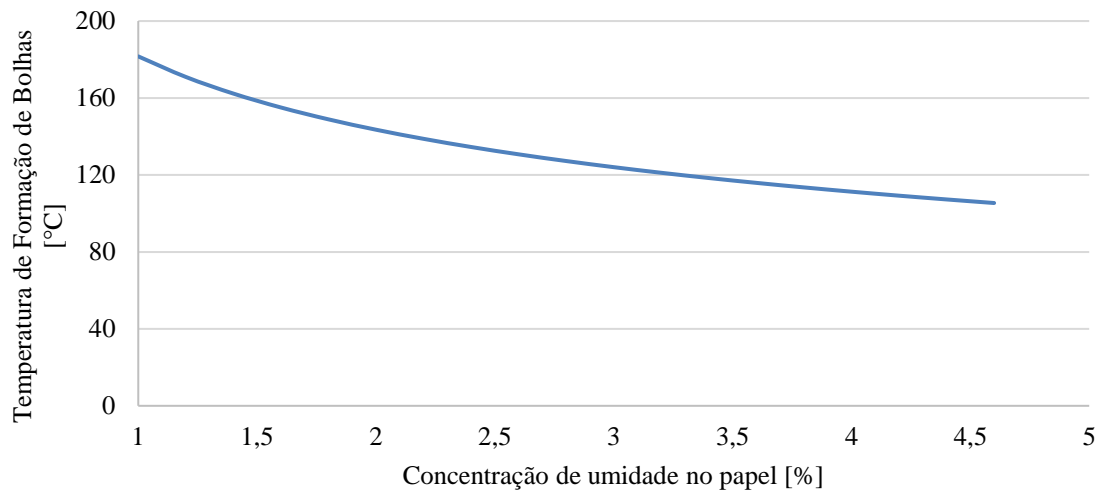


Fonte: próprio autor (2020).

Przybylek [34] apresenta a Equação (2.12), aplicável para um sistema celulósico novo ( $TFB_{pn}$ ), com grau de polimerização igual a 1357. O traçado da Equação (2.12), considerando uma pressão exercida sobre a bolha igual a 1 atm, é ilustrado na Figura 2.10.

$$TFB_{pn} = \frac{10880}{30,544 + 3,156 \cdot \ln(\dot{c}_{pap}) - \ln(P)} - 273,15 \quad [^{\circ}\text{C}] \quad (2.12)$$

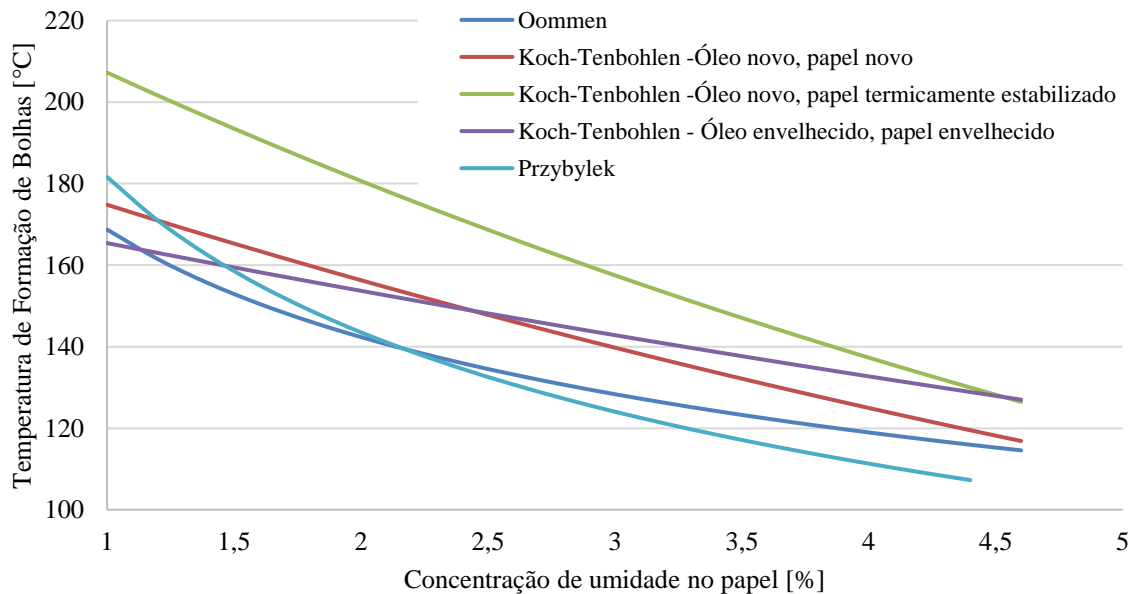
Figura 2.10. Temperatura de formação de bolhas, conforme Przybylek



Fonte: próprio autor (2020).

Uma comparação dos resultados obtidos pelos três trabalhos é apresentada na Figura 2.11. Da análise desta figura, nota-se a convergência entre os três estudos apresentados, com exceção da curva de Przybylek no papel envelhecido (Equação (2.13)).

Figura 2.11. Comparativo da temperatura de formação de bolhas



Fonte: próprio autor (2020).

A interpretação e utilização das Equações (2.8) a (2.13) é baseada na comparação da temperatura de qualquer ponto do transformador com a temperatura de formação de bolhas. Para se considerar um estudo de pior caso, considera-se a temperatura do ponto mais quente do en-

rolamento nesta comparação. Desta forma, caso a temperatura do ponto mais quente do enrolamento  $\theta_{PMQ}$  seja igual ou superior à temperatura de formação de bolhas  $T_{FB}$ , é alta a possibilidade de formação de bolhas.

#### 2.4.4. Taxa de Variação de Temperatura

Além da temperatura absoluta, outro critério usado para a verificação da possibilidade de formação de bolhas gasosas de umidade é a taxa de variação de temperatura dos enrolamentos com o tempo,  $TdVdT$ , calculada através da Equação (2.14), na qual  $\theta_{enrol}^n$  é a temperatura do enrolamento no instante  $n$ , e  $\Delta t$  é o tempo gasto entre uma iteração e a seguinte.

$$TdVdT = \frac{\theta_{enrol}^{n+1} - \theta_{enrol}^n}{\Delta t} \left[ \frac{^{\circ}\text{C}}{\text{min}} \right] \quad (2.14)$$

A importância do conhecimento desta variável se dá considerando a possibilidade de a umidade presente no isolante migrar subitamente para a celulose na forma de água livre. Este fenômeno ocorre principalmente quando um transformador, operando no período de máximo carregamento elétrico, sofre súbita perda de carga substancial ou total (por exemplo a abertura de um disjuntor de proteção no secundário, por atuação de relé de sobrecorrente), permanecendo energizado. Neste cenário, após o desligamento, a temperatura do enrolamento irá diminuir muito mais rapidamente do que a do óleo (inércia térmica), levando a um deslocamento do equilíbrio de umidade, que pode se tornar crítico para o isolamento dependendo da quantidade de umidade presente no interior do equipamento.

Na Tabela 2.8 são apresentados os valores admissíveis para a Taxa de Variação de Temperatura considerados neste trabalho [32] [10] [30]. Uma análise da tabela indica que se a temperatura variar mais de 2 °C/min (limite mais restritivo), haverá a probabilidade de formação de bolhas. Desta forma, este valor será utilizado como referência nas classificações a serem apresentadas no Capítulo 4.

Tabela 2.8. Valores admissíveis para a Taxa de Variação de Temperatura dos enrolamentos

Fonte	Valores admissíveis [°C/min]
Oommen e Lindgren [35]	2
CIGRÈ [10]	2

Koch e Tenbohlen [30]	3
-----------------------	---

Fonte: próprio autor (2020).

#### 2.4.5. Razão entre pressão interna e pressão externa à bolha

Na superfície de uma bolha imersa em um fluido são exercidas pressões externa e interna à esta. A pressão externa à bolha,  $P_{ext}$ , é composta pela pressão atmosférica,  $P_{atm}$ , a pressão da coluna de óleo,  $P_{oleo}$ , e uma possível pressurização forçada  $P_{add}$ , conforme Equação (2.15) [31].

$$P_{ext} = P_{atm} + P_{oleo} + P_{add} \text{ [mmHg]} \quad (2.15)$$

A pressão interna da bolha,  $P_{int}$ , é calculada pela soma da contribuição da pressão de cada um dos gases dissolvidos,  $P_i$ , bem como a da concentração de água dissolvida,  $P_{H2O}$  conforme Equação (2.16) [31]. Além disso, a própria bolha, através de sua tensão interfacial, irá conter a pressão interna.

$$P_{int} = P_{H2O} + \sum P_i \text{ [mmHg]} \quad (2.16)$$

Assim, conclui-se que a bolha irá se formar quando a pressão interna à bolha exceder a soma da pressão externa e da pressão interfacial, condição representada pela Equação (2.17) [31].

$$P_{int} \geq P_{ext} + 2\sigma/R \quad (2.17)$$

A contribuição de cada gás à pressão interna da bolha é calculada pela Lei de Henry [36], apresentada na Equação (2.18), na qual  $i$  é um gás qualquer (utilizam-se os gases dissolvidos em óleo [37]), e a pressão  $P_{vi}$  exercida por este gás está relacionada com a sua concentração  $Q_i$  através de um coeficiente  $K_i$ .

$$Q_i = K_i \cdot P_{vi} \text{ [ppm]} \quad (2.18)$$

### 2.5. Modelagens existentes de dinâmica de umidade em transformadores de

## potência

Em alguns estudos se observa o uso de ferramentas numéricas para estimação de quantidades de umidade no conjunto papel-óleo, com propostas de modelos unidimensionais [38] [8] [39] [40], que não consideram o efeito da variação da temperatura ao longo da altura do enrolamento. Conforme [41], a temperatura nos enrolamentos varia ao longo da altura da bobina. Esta observação é feita em [42], porém o modelo não considera: a) as variações de temperatura que acontecem entre os enrolamentos primário e secundário; e b) e nem a presença dos elementos de celulose apresentados em [10].

Sarfi [43] modela a dinâmica de umidade em transformadores através da montagem experimental de uma máquina de Couette, com o objetivo de estudar a migração de umidade na interface celulose-óleo. Neste trabalho são consideradas as constantes de tempo de difusão molecular, bem como é proposto um método para melhorar a estimativa inicial da umidade na celulose, minimizando o erro obtido através do método dos mínimos quadrados. Porém, o modelo não leva em conta a variação de temperatura ao longo da altura do enrolamento, bem como não considera os grupos celulósicos levantados em [10].

García *et.al.* [44] [45] apresenta um modelo matemático que considera, além das relações em equilíbrio e do fenômeno transitório de migração de umidade, o acréscimo no teor de água global causado pelo envelhecimento do sistema isolante. Apesar disto, também não considera o impacto que a variação da temperatura ao longo da altura do enrolamento pode causar na distribuição de umidade, bem como não leva em conta as diferenças de temperatura obtidas entre os enrolamentos primário e secundário.

Analisando o cenário apresentado, reforça-se as contribuições deste trabalho, cuja originalidade reside na complementação da lacuna apresentada na introdução, que é a criação de uma ferramenta matemática que permite o conhecimento dos níveis de umidade em transformadores através de um modelo abrangente. Esta ferramenta deve ser bidimensional, considerando os efeitos da variação de umidade tanto na espessura da celulose quanto na altura do enrolamento. Além disto, deve considerar as diferenças de temperatura existentes entre os enrolamentos primário e secundário, e considerar a diferença mássica entre os elementos celulósicos.

Desta forma, constata-se, novamente, que a ferramenta matemática apresentada no Capítulo 3 serve como importante complemento à análise térmica do transformador [6].

## 2.6. Classificação de Equipamentos

Considerando a variedade de parâmetros que podem influenciar a vida útil de transformadores, faz-se necessária a criação de uma metodologia que permita atribuir uma nota aos equipamentos, considerando uma ou a combinação de várias variáveis distintas para se realizar esta classificação, e possibilitar a atribuição de um conceito e uma ação recomendada. Uma metodologia de destaque é o Indicador de Saúde [46], que atribui a vários equipamentos distintos um número, com propósito de classificação e comparação.

Dominelli *et.al.* [47] apresentam uma matriz de conceitos que abrange várias variáveis, cujo resultado pode ser sumarizado em quatro níveis, conforme exibido na Tabela 2.9

Tabela 2.9. Matriz de classificação final para transformadores

Conceito	Nota	Observações
Bom	75 - 100	Sem deteriorações ou defeitos notáveis
Marginal	50 – 74	Início de observação de defeitos e deteriorações, sem perda da funcionalidade (sem falha funcional)
Ruim	20 – 49	Graves deteriorações e defeitos em ao menos algum componente do equipamento
Não satisfatório	< 20	Várias deteriorações e defeitos. Perda de funcionalidade

Fonte: adaptado de [47].

Marques [15] apresenta uma matriz de conceitos em cinco níveis para a variável Teor de Água em óleo apresentada na Tabela 2.10.

Tabela 2.10. Matriz de classificação para teor de água

Conceito	$V_N \geq 138 \text{ kV}$	$34,5 < V_N < 138 \text{ kV}$	$V_N \leq 34,5 \text{ kV}$
Excelente	$TA \leq 5$	$TA \leq 10$	$TA \leq 15$
Bom	$5 < TA \leq 15$	$10 < TA \leq 20$	$15 < TA \leq 25$
Marginal	$15 < TA \leq 25$	$20 < TA \leq 30$	$25 < TA \leq 35$
Ruim	$25 < TA \leq 35$	$30 < TA \leq 40$	$35 < TA \leq 45$
Péssimo	$TA > 35$	$TA > 40$	$TA > 45$

Fonte: adaptado de [15].

Cigrè [10] também utiliza de matrizes de classificação, em quatro níveis, para definir se um transformador está suficientemente seco ou não, considerando os valores de saturação relativa em óleo, conforme apresentado na Tabela 2.11.

Tabela 2.11. Matriz de classificação para saturação relativa

Conceito	Saturação Relativa [%]
Seco	$SR \leq 5$
Bom	$5 < SR \leq 50$
Provavelmente úmido	$50 < SR \leq 100$
Úmido	$SR > 100$

Fonte: adaptado de [10].

Conforme observado, a adoção de regras de diagnóstico e classificação é importante por garantir parâmetros claros e objetivos para a tomada de decisão, uniformizando os procedimentos de diagnóstico entre diferentes áreas/equipes de manutenção. Além disso, propiciam a criação de um elenco de prioridades de intervenções em equipamentos para a construção de um planejamento periódico de manutenção.

## 2.7. Considerações Finais

O referencial teórico apresentado neste capítulo permite a percepção da importância em se conhecer como se comporta a dinâmica da umidade em transformadores de potência, e quais são os seus efeitos nocivos à parte ativa do equipamento. Além disso, o capítulo retoma diversos trabalhos existentes na área, considerados como referência para o desenvolvimento do material apresentado nesta tese.

Nos capítulos seguintes, a fundamentação teórica apresentada será utilizada para a discussão do material intelectual desenvolvido neste trabalho. No Capítulo 3 é apresentado o modelo matemático bidimensional, que visa complementar todos os modelos discutidos na seção 2.5, bem como trazer inovações ao tema.

As discussões sobre os efeitos nocivos da umidade ao transformador (seção 2.4), bem como os critérios de diagnóstico e de classificação (seção 2.6), são retomadas no Capítulo 4.

Nesse capítulo é apresentada a metodologia de classificação inovadora, desenvolvida neste trabalho, que complementa o diagnóstico de transformadores de potência, considerando a possibilidade de formação de bolhas e de água livre.

# **Capítulo 3 – Método Bidimensional de Elementos Finitos aplicado à Análise de Migração de Umidade em Isolação Papel-Óleo de Transformadores de Potência em Operação**

## **3.1. Introdução**

O objetivo deste capítulo é apresentar o desenvolvimento de um modelo matemático bidimensional, utilizando Método dos Elementos Finitos, e que possibilite a representação da dinâmica de migração da umidade que ocorre no sistema isolante papel-óleo de transformadores de potência. A importância deste modelo reside na necessidade de se entender como ocorre a migração de água entre o óleo e a celulose, além do fato de servir como ferramenta de diagnóstico para o suporte à tomada de decisões da equipe de manutenção quando da ocorrência de fenômenos que podem afetar a saúde e vida útil do equipamento.

A originalidade deste modelo bidimensional é permitir uma metodologia de cálculo que engloba a utilização do método de elementos finitos em duas dimensões, aplicado à conceitos de transferência de massa e modelagem térmica de transformadores. Além disto, o modelo considera a diferença de temperatura entre dois enrolamentos, como é apresentado nas seções seguintes. Como consequência, é possível obter-se resultados precisos quanto aos valores de umidade contidos no óleo e na celulose do transformador, aliado a um entendimento aprofundado da dinâmica da umidade em óleo-celulose, considerando: a) a variação ao longo da altura da parte ativa; e b) a influência dos enrolamentos e demais grupos celulósicos.

A utilização de um modelo bidimensional foi selecionada considerando a grande influência da variação da temperatura ao longo da altura dos enrolamentos, amplamente discutido no Capítulo 2. Uma vez que a variação de temperaturas ao longo da circunferência da bobina pode ser desprezada (a uma mesma altura), devido à simetria geométrica de confecção, os resultados obtidos por um modelo bidimensional são considerados satisfatórios. A utilização de um modelo tridimensional, que poderia ensejar maior acuidade nos resultados, é altamente dependente do projeto construtivo e do arranjo de montagem da parte ativa e do tanque principal dos transformadores. Uma vez que o cliente do equipamento usualmente não possui tais documentos, esta informação se mostra de difícil obtenção, o que inviabilizaria o cálculo via três dimensões.

Soma-se a isso o expressivo esforço computacional para a realização das simulações.

A escolha do método dos elementos finitos como ferramenta para a resolução do problema foi feita considerando a combinação de:

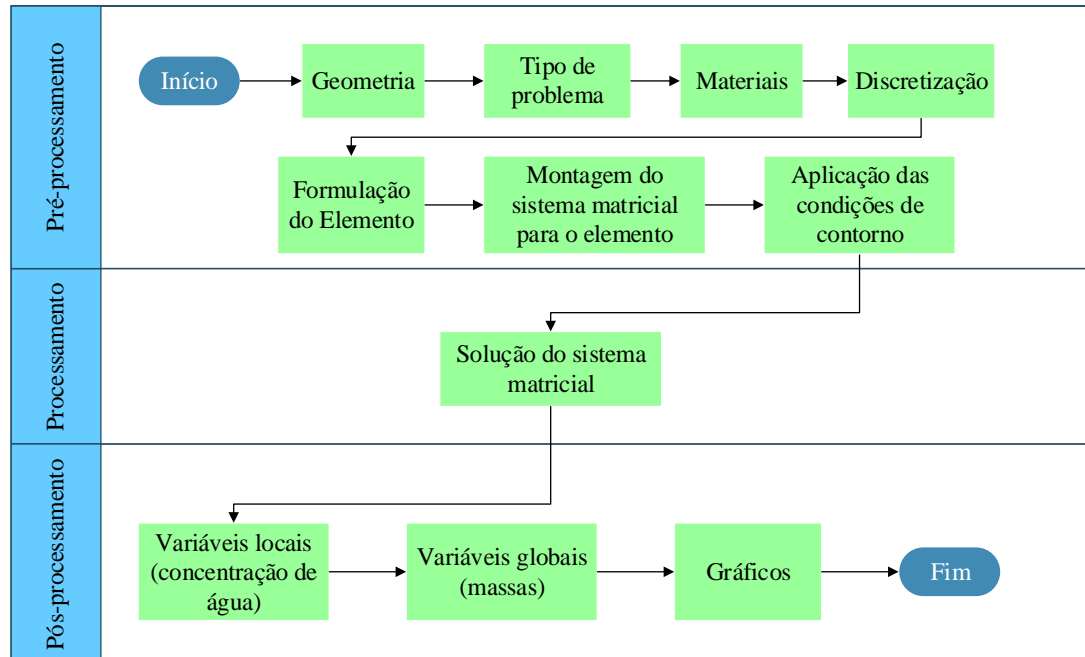
- a) A geometria do problema, que apesar de ser de formato simples, como será mostrado na seção 3.2, possui grandes diferenças entre a largura e a altura (um exemplo de valores típicos são 2 milímetros na largura e 1500 milímetros na altura). Desta forma, a utilização de outra ferramenta de cálculo numérico, tal como o método das diferenças finitas, enseja um alto custo computacional, ao se considerar a necessidade de igualdade nos elementos discretizados;
- b) Facilidade de implementação, pois a escrita da modelagem matemática (que será apresentada neste capítulo) utiliza das vantagens de representações matriciais e matrizes esparsas para a aplicação do método; e
- c) As alterações das propriedades do material ao longo do domínio, bem como as mudanças nas grandezas estudadas ao longo do tempo, são facilmente representadas pelo método de elementos finitos.

### 3.2. Aplicação do método dos elementos finitos ao problema de migração de umidade na celulose

O método dos elementos finitos é uma ferramenta matemática de grande versatilidade na solução de equações diferenciais. Consiste, na aplicação conjunta, de: a) discretização do domínio do problema em um número de elementos, com propriedades conhecidas; e b) transformação da equação diferencial, de difícil resolução, em uma equação integral, que será reduzida a um sistema de equações algébricas. Assim, a resolução de um problema com equacionamento complexo, de geometria intrincada, e com diversidade de materiais com propriedades distintas entre si, pode ser resolvida pela resolução de um sistema linear, em alguns passos.

Várias sistematizações do método dos elementos finitos podem ser criadas [48] [49]. A aplicação do método dos elementos finitos ao problema de difusão de umidade pode ser visualizada na Figura 3.1.

Figura 3.1. Fluxograma de aplicação do Método dos Elementos Finitos



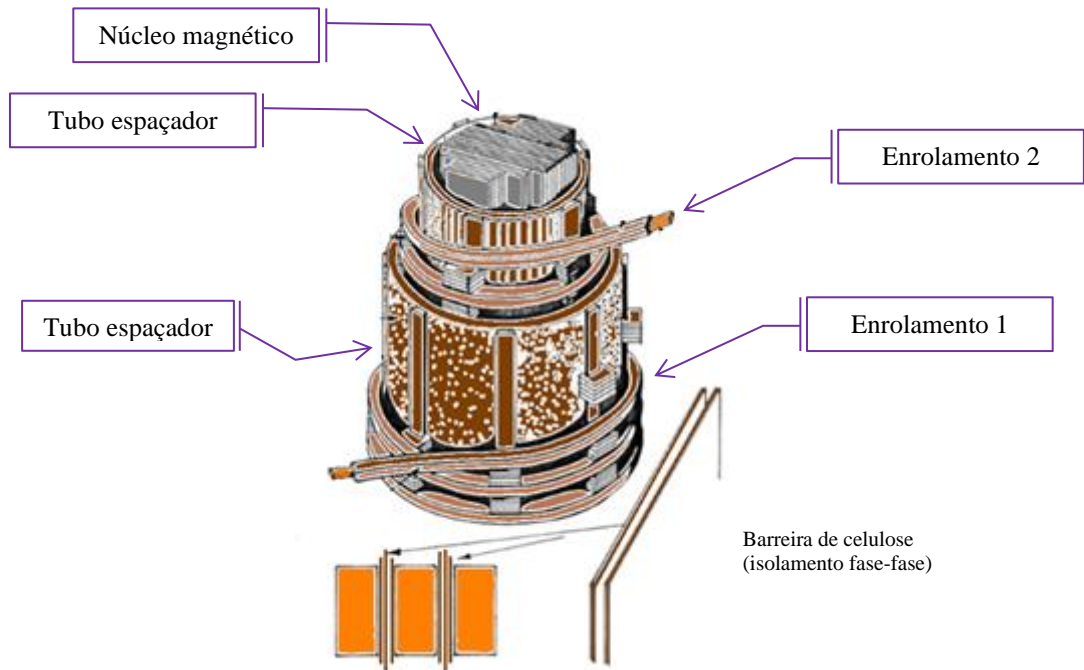
Fonte: próprio autor (2020).

### 3.2.1. Definição da geometria do problema

Uma representação de uma coluna da parte ativa de um transformador pode ser vista na Figura 3.2, na qual percebe-se que a construção destas bobinas segue a sequência núcleo (N) – tubo espaçador (TE) – enrolamento 2 (E2) – tubo espaçador (TE) – enrolamento 1 (E1) – tubo espaçador (TE). Transformadores de potência trifásico possuem três ou cinco colunas, a depender do tipo construtivo: de núcleo envolvido ou núcleo envolvente, respectivamente.

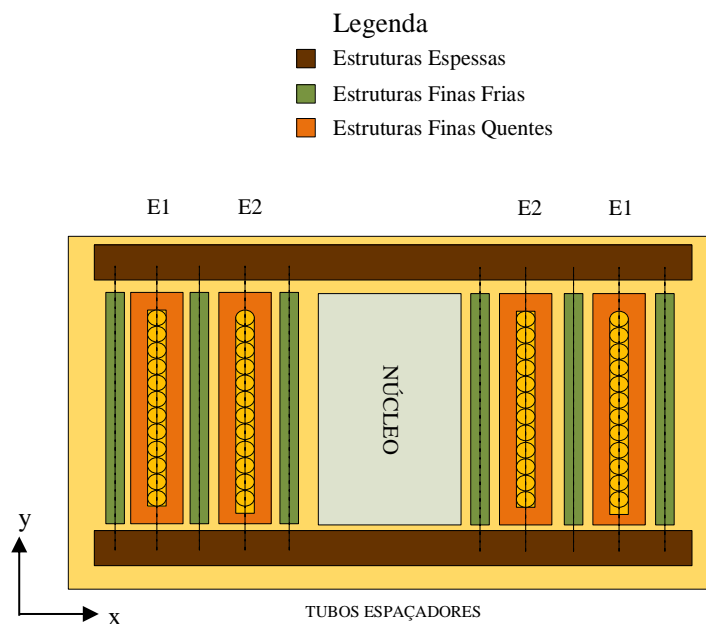
Com o intuito de se representar o modelo apresentado na Figura 3.2, considera-se que cada bobina pode ser representada pela rotação de um retângulo em um eixo  $\varphi$ . Assim, é apresentado na Figura 3.3 a representação da parte ativa de um transformador com dois enrolamentos. Nesta figura é possível observar a mesma sequência de construção apontada na Figura 3.2. Esta representação considera os grupos celulósicos apresentados na Tabela 2.3.

Figura 3.2. Representação da bobina de um transformador de potência



Fonte: adaptado de [10]

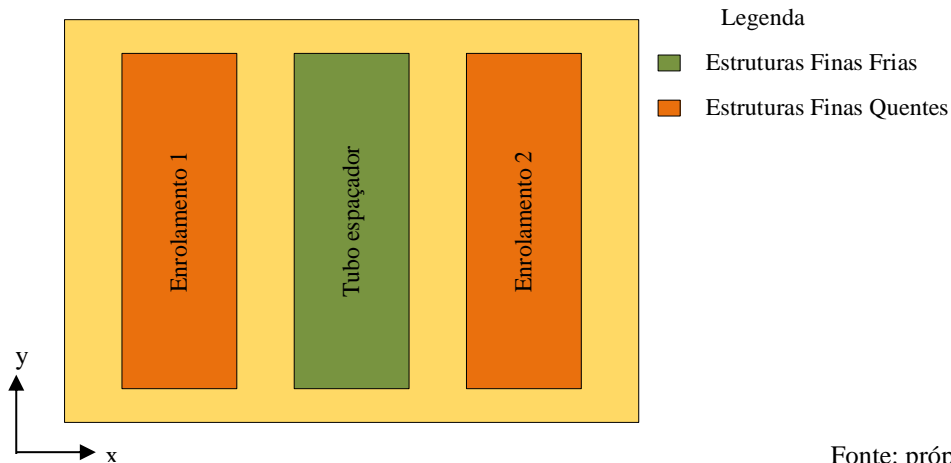
Figura 3.3. Representação da construção de uma coluna da parte ativa de transformador de potência



Fonte: próprio autor (2020).

Considera-se que a contribuição de cada bobina para o fenômeno da migração da umidade ocorre somente nas direções da altura e da espessura do enrolamento, uma vez que é razoável assumir que a temperatura varie somente ao longo da altura do enrolamento<sup>3</sup> [6]. De posse destes argumentos, e do apresentado na Figura 3.3, chega-se ao modelo bidimensional proposto, representado na Figura 3.4, que considera o fenômeno de migração de umidade ao longo da espessura e da altura da bobina, e também leva em conta as diferenças de temperatura que acontecem entre os enrolamentos primário e secundário e os tubos espaçadores.

Figura 3.4. Geometria do modelo bidimensional proposto



Fonte: próprio autor (2020).

Da análise da Figura 3.4 e da Figura 2.5, nota-se que a utilização de um modelo bidimensional para representar o fenômeno de migração de umidade é necessária, uma vez que o modelo térmico para o transformador apresentado [6] não considera variações de temperatura no eixo de rotação  $\phi$ . Além disso, considerando que a variável de maior impacto na dinâmica de umidade é a temperatura (como foi apresentado no Capítulo 2), é aceitável modelar as variações no teor de água em óleo somente nos eixos das ordenadas e abscissas representados na Figura 3.4. Assim, os erros esperados com a representação bidimensional do fenômeno de migração de umidade são reduzidos, quando se compara a utilização do modelo unidimensional, apresentado em [39]. Finalmente, o custo computacional para se representar tal fenômeno em três dimensões é maior do que um modelo em duas dimensões, o que é outra justificativa para a adoção

<sup>3</sup> Em casos reais, observa-se que não há uma distribuição de temperaturas homogêneas entre as fases. As diferenças de temperaturas entre fases podem ser causadas por diferentes correntes por fase, diferenças observadas entre enrolamentos (tanto primários quanto secundários) em ensaios de elevação de temperatura, e diferentes trocas de calor entre pontos dentro de um mesmo equipamento. No entanto, para fins de simplificação do modelo, adotou-se a premissa citada.

do modelo bidimensional.

A geometria apresentada na Figura 3.4 será discretizada de forma homogênea, para permitir o entendimento da migração da umidade em todo o domínio.

### 3.2.2. Escolha do tipo de problema

Definida a geometria, parte-se para a escolha do tipo de problema. Esta etapa consiste na seleção do equacionamento regente do fenômeno modelado, que deve ser obtida, para a aplicação do Método dos Elementos Finitos.

Conforme a Segunda Lei de Fick [50], que rege a difusão de massa, a quantidade de água que migra no interior da celulose pode ser modelada pela Equação (3.1). Essa equação, que será aplicada no domínio (interior e fronteiras) do problema, é a forma forte da equação.

$$D \cdot \nabla^2 C + \dot{m} = \frac{\partial C}{\partial t} \quad (3.1)$$

Sendo:

- $D$ : coeficiente de difusão;
- $C$ : concentração de água no papel; e
- $\dot{m}$ : quantidade de água retirada.

Esta equação, do tipo diferencial parcial, é uma equação parabólica, e cujo significado intuitivo é que a variação espacial da concentração de umidade depende de uma constante, bem como de sua variação temporal.

Neste ponto, convém destacar a dependência do coeficiente de difusão em relação ao estado de envelhecimento e às condições operativas do equipamento. Um resumo da variação dos coeficientes de difusão é apresentado em [10], e experimentos mais aprofundados podem ser vistos em [51].

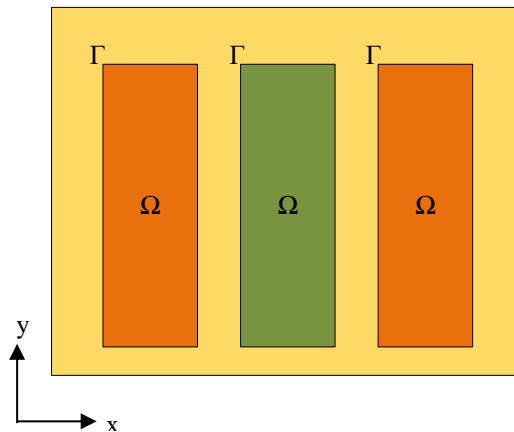
O problema exibido na Equação (3.1) é válido no interior  $\Omega$ , tendo como condições de contorno essenciais o apresentado na Equação (3.2), e como condições de contorno naturais o apresentado na Equação (3.3), nas fronteiras  $\Gamma_u$  e  $\Gamma_n$ , respectivamente.

$$C = \bar{C} \text{ em } \Gamma_u \quad (3.2)$$

$$D_x \cdot \frac{dC}{dx} \cdot n_x + D_y \cdot \frac{dC}{dy} \cdot n_y = f(x, y) + h(x, y) \cdot C \text{ em } \Gamma_n \quad (3.3)$$

A representação dos domínios  $\Omega$  e  $\Gamma$  à geometria da Figura 3.4 pode ser observada na Figura 3.5.

Figura 3.5. Domínios na geometria proposta



Fonte: próprio autor (2020).

### 3.2.3. Seleção das propriedades dos materiais

No modelo apresentado na Figura 3.4, tem-se a utilização de dois materiais, a saber, óleo isolante e celulose. Neste ponto, convém lembrar que o modelo proposto, bidimensional, deve considerar o impacto que a variação da temperatura ao longo da altura tem no problema.

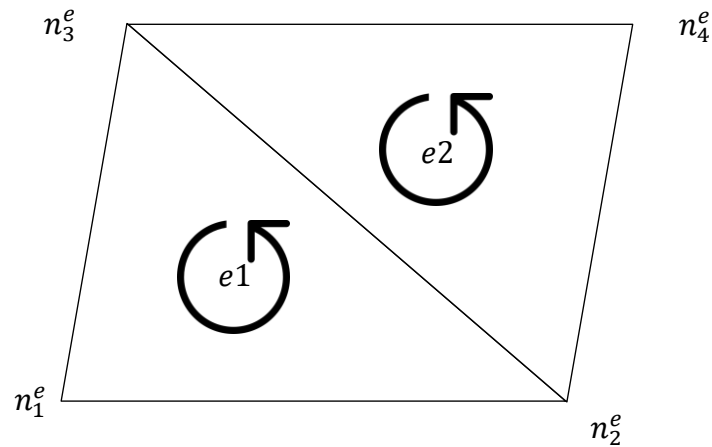
Na celulose, a variável que influenciará na migração de umidade é o coeficiente de difusão  $D$ , apresentado na Equação (3.1). Para modelar corretamente o problema, deve-se considerar também a correta seleção da equação para cálculo do coeficiente de difusão, em função da qualidade do sistema celulósico.

### 3.2.4. Discretização do problema (criação da malha de elementos finitos)

Na geometria apresentada na Figura 3.4, foi adotado que o domínio será discretizado em elementos triangulares. Cada elemento possui três nós, onde cada nó possui também uma coordenada  $(x, y)$ . Um ou mais nós poderão pertencer a um ou mais elementos, onde se percebe a necessidade da criação de uma matriz de associação. Convém citar que a resolução do sistema linear ocorrerá em tais nós, permitindo obter o valor da concentração de umidade em celulose em qualquer coordenada (qualquer nó).

Sejam os elementos triangulares  $e_1$  e  $e_2$  representados na Figura 3.6. Cada elemento é definido por um trio de nós,  $(n_1^e, n_2^e, n_3^e)$ , usualmente definidos no mesmo sentido para cada elemento (neste caso, sentido anti-horário).

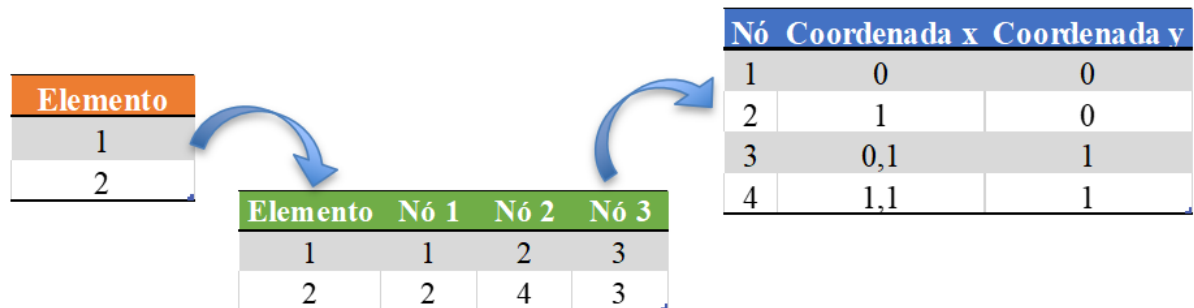
Figura 3.6. Elementos triangulares



Fonte: próprio autor (2020).

Analisando a Figura 3.6 percebe-se uma relação elemento-nó-coordenada, que pode ser observada na Figura 3.7.

Figura 3.7. Associação elemento - nó - coordenada



Fonte: próprio autor (2020).

### 3.2.5. Formulação do elemento finito

Esta etapa consiste na escolha de uma função aproximadora para representar a solução do problema em cada elemento. Em virtude de simplificações do problema, e reduções de complexidade de matrizes, adotou-se um polinômio como função aproximadora.

Inicialmente, pode-se aplicar a técnica de resíduos ponderados à Equação (3.1). Seja um sub-elemento  $i$  do problema, pode-se atribuir um resíduo  $E$  aplicável ao interior e fronteiras

( $E_{\Omega}^i$ ,  $E_{\Gamma_u}^i$  e  $E_{\Gamma_n}$ , respectivamente) considerado como uma diferença entre o valor real do problema e um valor estimado, bem como uma função de ponderação  $W$  ( $W_{\Omega}^i$ ,  $W_{\Gamma_u}^i$  e  $W_{\Gamma_n}^i$ , no interior e fronteiras, respectivamente). Assim, pode-se considerar que o objetivo é minimizar, em todo o escopo do problema, a multiplicação dos resíduos pelas funções de ponderação, o que pode ser representado pela Equação (3.4).

$$\int_{\Omega} E_{\Omega}^i \cdot W_{\Omega}^i \cdot d\Omega + \int_{\Gamma_u} E_{\Gamma_u}^i \cdot W_{\Gamma_u}^i \cdot d\Gamma_u + \int_{\Gamma_n} E_{\Gamma_n}^i \cdot W_{\Gamma_n}^i \cdot d\Gamma_n = 0 \quad (3.4)$$

Aplicando a Equação (3.4) ao problema inicial apresentado na Equação (3.1), chega-se à Equação (3.5).

$$\begin{aligned} \int_{\Omega} \left[ \frac{d}{dx} \left( D_x \cdot \frac{dC}{dx} \right) + \frac{d}{dy} \left( D_y \cdot \frac{dC}{dy} \right) + \dot{m} - \frac{\partial C}{\partial t} \right] W_{\Omega}^i \cdot d\Omega = \\ \int_{\Gamma_n} \left[ D_x \cdot \frac{dC}{dx} \cdot n_x + D_y \cdot \frac{dC}{dy} \cdot n_y - f - h \cdot c \right] W_{\Gamma_n}^i \cdot d\Gamma_n \end{aligned} \quad (3.5)$$

Aplicando a integração por partes, e considerando que na fronteira onde se aplicam condições essenciais,  $\Gamma_u$ , a função  $W_{\Gamma_u} = 0$ , obtém-se a Equação (3.6).

$$\begin{aligned} \int_{\Omega} \left[ D_x \frac{dC}{dx} \frac{dW_{\Omega}^i}{dx} + D_y \frac{dC}{dy} \frac{dW_{\Omega}^i}{dy} + \dot{m} - \frac{\partial C}{\partial t} W_{\Omega}^i \right] \cdot d\Omega - \\ \int_{\Gamma_n} [f + h \cdot C] W_{\Omega}^i \cdot d\Gamma_n = 0 \end{aligned} \quad (3.6)$$

Considerando a aplicação de Galerkin para resíduos ponderados, onde  $W_{\Omega}^i$  pode ser aproximado por funções linearmente independentes  $\varphi_i$ , chega-se à Equação (3.7).

$$\begin{aligned} \int_{\Omega} \left[ D_x \frac{dC}{dx} \frac{d\varphi_i}{dx} + D_y \frac{dC}{dy} \frac{d\varphi_i}{dy} + \dot{m} - \frac{\partial C}{\partial t} \varphi_i \right] \cdot d\Omega - \\ \int_{\Gamma_n} [f + h \cdot C] \varphi_i \cdot d\Gamma_n = 0 \end{aligned} \quad (3.7)$$

A aplicação da Equação (3.7), considerando o domínio discretizado, deve ser feita com as considerações de que os valores de  $C$ , em cada elemento, podem ser aproximados por um vetor de interpolação  $[N]$  aplicado em cada vértice do elemento  $\{c^e\}$ , conforme Equação (3.8). Além disto, a variação temporal da concentração de umidade em cada elemento,  $\{\dot{C}\}$ , também pode ser calculada em cada elemento conforme Equação (3.9). Além disto, as funções  $\varphi_i$  podem ser aproximadas pela Equação (3.10).

$$C = [N]\{c^e\} \quad (3.8)$$

$$\{\dot{C}\} = [N]\{\dot{c}^e\} \quad (3.9)$$

$$\varphi_i = [N]\{\varphi_i^e\} = \{\varphi_i^e\}^T [N]^T \quad (3.10)$$

### 3.2.6. Montagem do sistema matricial para o elemento finito

A aplicação das Equações (3.8), (3.9) e (3.10) na Equação (3.7), considerando o domínio (interior + fronteiras discretizados  $\Omega_d$  e  $\Gamma_{n,d}$ ), resulta na Equação (3.11).

$$\begin{aligned} \int_{\Omega_d} [D_x \{\varphi_i^e\}^T [N_x]^T [N_x] \{c^e\} + D_y \{\varphi_i^e\}^T [N_y]^T [N_y] \{c^e\} + \dot{m} \\ - \{\varphi_i^e\}^T [N]^T [N] \{\dot{C}^e\}] \cdot d\Omega \\ - \int_{\Gamma_{n,d}} (f \{\varphi_i^e\}^T [N]^T + h \{\varphi_i^e\}^T [N]^T [N] \{c^e\}) \cdot d\Gamma_{n,d} = 0 \end{aligned} \quad (3.11)$$

Extraindo os vetores  $\{c^e\}$  e  $\{\varphi_i^e\}$  para fora das integrais, e rearranjando a equação, obtém-se a Equação (3.12).

$$[M^e] \cdot [\dot{C}^e] + ([K^e] - [H^e]) \cdot [C^e] = [P^e] \quad (3.12)$$

É possível mapear cada elemento através das posições dos seus vértices, a saber  $(x_1, y_1)$ ,  $(x_2, y_2)$  e  $(x_3, y_3)$ . Desta forma, é possível calcular a matriz de rigidez para cada elemento  $[K^e]$

através da Equação (3.13), onde os termos  $\Delta e$ ,  $[\alpha^e]$  e  $[\beta^e]$  são dados pelas Equações (3.14) a (3.16).

$$[K^e] = \frac{D}{4 \cdot \Delta e} \cdot [\beta^e]^T \cdot [\alpha^e]^T \cdot \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot [\alpha^e] \cdot [\beta^e] \quad (3.13)$$

$$\Delta e = \frac{x_1(y_2 - y_3) + x_2(y_3 - y_1) + x_3(y_1 - y_2)}{2} \quad (3.14)$$

$$[\alpha_e] = \begin{bmatrix} a_1 & a_2 & a_3 \\ b_1 & b_2 & b_3 \\ c_1 & c_2 & c_3 \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

$$[\beta_e] = \begin{cases} 1, & \text{se nó local } i = \text{nó global } i \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3.16)$$

### 3.2.7. Montagem do sistema global

Da equação (3.12), considerando a contribuição de todos os elementos, através das matrizes de conectividade, obtém-se a Equação (3.17).

$$[M] \cdot [\dot{C}] + ([K] - [H]) \cdot [C] = [P] \quad (3.17)$$

Na Equação (3.17), as variáveis são:

- $[C]$  = vetor contendo os valores de concentração de água em papel (incógnitas);
- $[\dot{C}]$  = derivada temporal de  $[C]$ ;
- $[K]$  = matriz de rigidez;
- $[H]$  = vetor de carga, responsável por adicionar fontes pontuais de geração de umidade;
- $[M]$  = matriz de massas; e
- $[P]$  = valores de concentração conhecidos (condições de contorno de Dirichlet).

A aplicação da Equação (3.17) permite a resolução do sistema espacialmente. No entanto faz-se necessário a resolução temporal desta equação. Para isso, utiliza-se o Método- $\alpha$  [52], que é um método de diferenças finitas no tempo, e que resolve a equação em cada instante de tempo

$t + \alpha \cdot \Delta t$ , conforme apresentado na Equação (3.18).

$$[M] \cdot [\dot{C}]_{t+\alpha \cdot \Delta t} + ([K] - [H]) \cdot [C]_{t+\alpha \cdot \Delta t} = [P]_{t+\alpha \cdot \Delta t} \quad (3.18)$$

Quando se realiza a expansão da derivada temporal de  $[C]$  por Série de Taylor, obtém-se a Equação (3.19).

$$\frac{\delta[C]}{\delta t} = [\dot{C}] = \frac{[C]_{t+\alpha \cdot \Delta t} - [C]_t}{\Delta t} \quad (3.19)$$

No Método- $\alpha$  [52], faz-se a aproximação sugerida nas Equações (3.20) e (3.21). Assim, substituindo estas em (3.18), chega-se ao resultado apresentado na Equação (3.22).

$$[C]_{t+\alpha \cdot \Delta t} = (1 - \alpha)[C]_t + \alpha[C]_{t+\Delta t} \quad (3.20)$$

$$[P]_{t+\alpha \cdot \Delta t} = (1 - \alpha)[P]_t + \alpha[P]_{t+\Delta t} \quad (3.21)$$

$$\begin{aligned} [M] \cdot \left( \frac{[C]_{t+\alpha \cdot \Delta t} - [C]_t}{\Delta t} \right) + ([K] - [H]) \cdot ((1 - \alpha)[C]_t + \alpha[C]_{t+\Delta t}) \\ = (1 - \alpha)[P]_t + \alpha[P]_{t+\Delta t} \end{aligned} \quad (3.22)$$

Aplicando o método de Euler Implícito ( $\alpha = 0$ ) [53] em (3.22), obtém-se a Equação (3.23).

$$[C]_{t+\alpha \cdot \Delta t} \cdot [M] + [C]_t \cdot (\Delta t([K] - [H]) - [M]) = \Delta t[P]_t \quad (3.23)$$

### 3.2.8. Aplicação das condições de contorno

No modelo proposto na Figura 3.3, aplica-se as condições de Dirichlet [54] nas interfaces entre os elementos de celulose e de óleo, onde o valor da concentração de umidade no papel depende da temperatura e da umidade do óleo nas vizinhanças deste elemento de papel. Para se obter os valores neste domínio, utiliza-se as Curvas de Fabre-Pichon [11] e Oommen [24]. As condições de Neumann [54] não são aplicáveis ao problema proposto, uma vez que se considera que não há fontes de inserção ou remoção da quantidade global de umidade.

### 3.2.9. Solução do sistema matricial

A Equação (3.23), desenvolvida neste trabalho para permitir a aplicação do método de elementos finitos em duas dimensões, é utilizada durante o processo iterativo que será apresentado na Seção 3.5, e serve para calcular a concentração de umidade na celulose.

Deve-se aproveitar o fato de que as matrizes apresentadas na Equação (3.23) são esparsas, o que facilita a resolução do método, reduzindo o custo computacional.

### 3.2.10. Cálculo das variáveis locais

Da resolução da Equação (3.23), é possível obter uma matriz de dimensões  $(p,t)$  para os valores de concentração de umidade em celulose, onde  $p$  é o número de nós em cada elemento celulósico, e  $t$  equivale ao número de iterações simuladas.

Analisando a Figura 3.4, observa-se a presença de três elementos celulósicos no modelo proposto (enrolamento 1, enrolamento 2 e tubos espaçadores). Assim, a cada iteração, a Equação (3.23) será resolvida três vezes, uma para cada elemento citado.

### 3.2.11. Cálculo das variáveis globais

Após o cálculo dos valores de concentração de umidade em celulose, em cada nó dos elementos dos domínios  $C_{pap}^e$ , pode-se calcular a massa de água em um elemento,  $m_{H_2O,pap}^i$ , através da massa de celulose deste elemento,  $m_{pap}^i$ , conforme Equação (3.24).

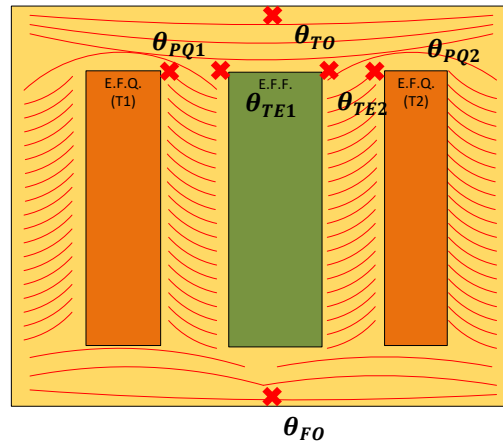
$$m_{H_2O,pap}^i = C_{pap}^e \cdot m_{pap}^i \cdot 10^{-2} \quad (3.24)$$

## 3.3. Cálculo das temperaturas nos elementos celulósicos

Conforme discutido na Seção 3.2.3, para se obter o valor do coeficiente de difusão, faz-se necessário o conhecimento da distribuição de temperaturas em todos os elementos celulósicos do modelo, ou seja, enrolamentos 1 e 2 e tubo espaçador.

Aplicando a distribuição proposta na Figura 2.5 com o modelo bidimensional, chega-se à Figura 3.8, na qual nota-se a presença de linhas de temperatura uniforme para o óleo, denominadas isothermas e representadas pela cor vermelha.

Figura 3.8. Geometria do modelo bidimensional proposto



Fonte: próprio autor (2020).

Considerando as temperaturas do topo e fundo do óleo, e do ponto mais quente dos enrolamentos 1 e 2, é possível estimar as temperaturas na interface óleo – tubo espaçador, através das Equações (3.25) e (3.26).

$$\theta_{TE1} = (\theta_{PQ1} - \theta_{TO}) \cdot C_1 + \theta_{TO} \quad (3.25)$$

$$\theta_{TE2} = (\theta_{PQ2} - \theta_{TO}) \cdot C_2 + \theta_{TO} \quad (3.26)$$

Nas Equações (3.25) e (3.26), as variáveis são:

- $\theta_{TE1}, \theta_{TE2}$ : temperaturas no tubo espaçador, lado voltado às bobinas T1 e T2, respectivamente;
- $\theta_{PQ1}, \theta_{PQ2}$ : temperaturas do ponto mais quente dos enrolamentos T1 e T2, respectivamente;
- $\theta_{TO}, \theta_{FO}$ : temperaturas do óleo no topo e no fundo do tanque principal; e
- $C_1, C_2$ : constantes de proporção para os enrolamentos T1 e T2.

Assim, as seguintes considerações são feitas para o modelo:

- A temperatura nos enrolamentos celulósicos 1 e 2 são funções somente da altura, não variando ao longo da coordenada  $x$  do elemento. Além disso, para uma determinada altura  $h$ , a temperatura do enrolamento e da celulose que envolve este elemento são idênticas; e
- A temperatura no tubo espaçador, nas interfaces com os enrolamentos 1 e 2, pode ser calculada pelas Equações (3.25) e (3.26), para cada altura  $h$ . Além disso, a

variação de temperatura ao longo da coordenada  $x$  para este elemento é uma interpolação linear das temperaturas nas interfaces.

### 3.4. Cálculo da migração de umidade no óleo

Para estimar o valor do teor de água no óleo isolante, é necessário considerar a quantidade de umidade que este absorveu ou recebeu da celulose, na iteração anterior, bem como a variação de umidade devido ao efeito convectivo.

Supondo  $\rho_b$  e  $\rho_t$  as densidades do óleo na base e no topo do transformador, respectivamente, obtém-se que a variação da pressão do fluido  $\Delta P$  é obtida através da aplicação da Lei de Stevin [55], conforme Equação (3.27). Nesta equação,  $g$  e  $h$  são, respectivamente, a aceleração da gravidade e a altura da coluna de óleo considerada, neste caso a altura do enrolamento.

$$\Delta P = (\rho_t - \rho_b) \cdot g \cdot h \quad (3.27)$$

A densidade de óleos minerais isolantes varia com a temperatura. Para óleos naftênicos, principal tipo de óleo mineral utilizado como isolante, pode-se considerar, sem cometer grandes erros, que essa variação é desprezível, o que caracteriza um escoamento incompressível. Assim, a pressão hidrodinâmica do fluido  $P$  será calculada conforme Equação (3.28), onde  $v$  é a velocidade média do perfil de velocidades do óleo em convecção.

$$P = \rho \cdot \frac{v^2}{2} \quad (3.28)$$

A aproximação de Bousinessq [56], válida para escoamentos incompressíveis, relaciona o coeficiente de expansão térmica  $\beta$  de um fluido com as variações de temperatura, conforme Equação (3.29).

$$\beta = \frac{1}{\rho} \cdot \frac{\Delta \rho}{\Delta \theta} \quad (3.29)$$

Rearranjando as Equações (3.27) a (3.29), tem-se que a velocidade máxima de convecção, obtida para um carregamento elétrico máximo admissível de 150% [6], é dada conforme a Equação (3.30).

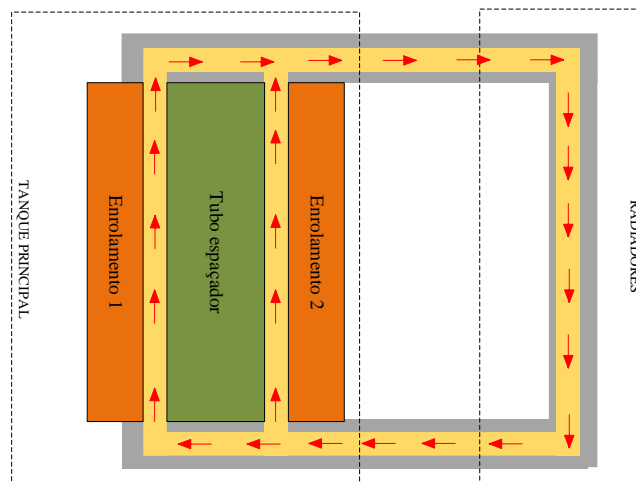
$$v = \sqrt{2 \cdot g \cdot \beta \cdot h \cdot \Delta\theta} \quad (3.30)$$

Para se relacionar a velocidade de convecção com o carregamento, fez-se uma relação linear entre a velocidade máxima, obtida pela Equação (3.30), e a velocidade zero, para carregamentos nulos. Assim, o cálculo da velocidade média de convecção no óleo, para um carregamento  $l$ , é feito conforme Equação (3.31).

$$v(l) = \frac{l}{1,5} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot \beta \cdot h \cdot \Delta\theta} \quad (3.31)$$

Analisando construtivamente o transformador de potência, observa-se que o óleo isolante percorre um circuito hidráulico fechado, conforme Figura 3.9. Neste circuito, o óleo faz contato primeiramente com os materiais celulósicos, percorrendo os canais dos enrolamentos 1 e 2, absorvendo ou cedendo umidade. Depois percorre um trajeto composto majoritariamente por tanque principal e radiadores, no qual não há troca de umidade, uma vez que os materiais metálicos são impermeáveis.

Figura 3.9. Circuito hidráulico percorrido pelo óleo isolante



Fonte: próprio autor (2020).

Considerando um volume de controle com velocidade média de deslocamento  $v$ , calculada usando a Equação (3.31), após uma iteração com duração  $\Delta t$ , este irá se deslocar em uma distância de  $v \cdot \Delta t$ . Assim, após uma iteração de duração  $\Delta t$ , o novo perfil de concentração de água no óleo, a uma altura  $h$ , é dada pela Equação (3.32), desenvolvida neste trabalho. Esta equação permite estimar a concentração de umidade no óleo, considerando simultaneamente a

quantidade de água recebida pela celulose e o efeito convectivo.

$$TA_i^h = TA_{i-1}^{h-v \cdot \Delta t} - (C_{p_i}^{IPO} - C_{p_{i-1}}^{IPO}) \cdot m_{oe} \cdot 10^{-6} \quad (3.32)$$

Na Equação (3.32), as variáveis são:

- $TA_i^h$  = teor de água em óleo, no instante  $i$  e na posição  $h$ ;
- $C_{p_i}^{IPO}$  = concentração de umidade em celulose, na interface papel-óleo no instante  $i$ ; e
- $m_{oe}$  = massa de óleo do elemento de controle.

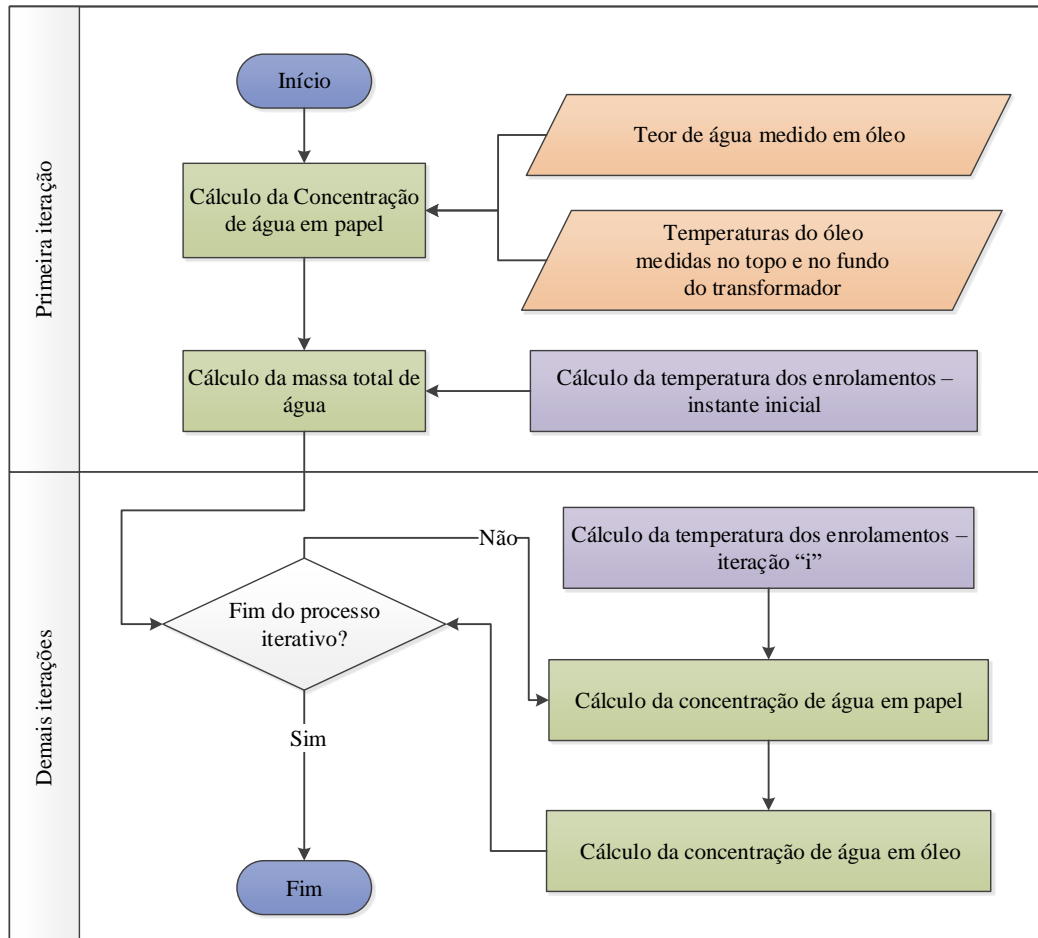
### 3.5. Premissas para a operação do modelo

Estando o transformador em serviço, sob condições normais de operação, este usualmente alimenta cargas que variam ao longo do dia, provocando assim, temperaturas variáveis nos enrolamentos deste. Estas variações de temperatura, por sua vez, impactarão diretamente a dinâmica de umidade dentro do transformador, através da influência no coeficiente de Difusão  $D$  apresentado na Equação (3.1).

Para o modelo bidimensional aplicado ao transformador em operação, considera-se que a massa total de umidade dentro do equipamento se mantém constante. Esta afirmação é válida quando se supõe que não existam pontos de ingresso de umidade do meio externo no equipamento, quando o transformador não opera sob condições aceleradas de envelhecimento, e quando este não está sob processo de desidratação da parte ativa (secagem).

Para se calcular os valores das temperaturas nos enrolamentos, pode-se utilizar a metodologia apresentada em [6]. A obtenção dos valores foi feita através da utilização do *software* CTransf [57]. Após a obtenção dos valores de temperatura e teor de água no óleo, nos registros superior e inferior, calcula-se a massa total de umidade no transformador. Nas iterações seguintes, calcula-se a distribuição de umidade no papel, considerando o equacionamento apresentado por Elementos Finitos na Equação (3.23), e no óleo, através da Equação (3.32). Na Figura 3.10 é apresentado um fluxograma de cálculo das concentrações de água em óleo e celulose.

Figura 3.10. Fluxograma explicativo do método bidimensional proposto



Fonte: próprio autor (2020).

Desta forma, a aplicação do modelo bidimensional de dinâmica de umidade deve considerar as seguintes premissas:

- i. Quantidade global de água no interior do transformador constante. Ou seja, caso a massa de água dissolvida em óleo diminua, obrigatoriamente a celulose deve assumir essa massa de água;
- ii. Nos elementos celulósicos que estão na interface com o óleo, ocorre equilíbrio entre a dinâmica de umidade nos elementos celulose-óleo. Assim, nestes elementos, pode-se aplicar os ábacos de Fabre-Pichon e Oommen para o cálculo da umidade na celulose;
- iii. A distribuição de temperaturas nos elementos celulósicos segue o apresentado na Seção 3.3; e
- iv. O cálculo do teor de água em óleo segue as premissas apresentadas na Seção 3.4.

### 3.6. Diferenças numéricos associados ao modelo matemático

Uma vez que o modelo matemático desenvolvido neste trabalho busca uma aproximação aos valores medidos, considerados como referenciais, é esperado um erro advindo da aproximação numérica gerada pelo método dos elementos finitos, assim como ocorre com vários outros métodos numéricos. Cabe então definir uma série de condições para minimizar os erros oriundos do método, apresentadas a seguir:

- Condições de contorno utilizadas: para o cálculo da concentração de umidade em celulose em equilíbrio, dados a temperatura e teor de água em óleo, foi utilizada rotina que aproxima os ábacos de Fabre-Pichon e Oommen por curvas, através de Programação Genética, conforme apresentado em [39];
- Discretização espacial: apesar da geometria retangular, de fácil discretização, destaca-se a divergência significativa entre as duas dimensões do modelo: ao longo do eixo das abscissas, são previstas dimensões de até 0,5 milímetros, enquanto ao longo do eixo das ordenadas as dimensões excedem 1 metro. Esta divergência, da ordem de 2000:1, gera o seguinte impasse: uma discretização acentuada ao longo do eixo das abscissas, visando minimizar os erros oriundos do tamanho dos elementos finitos, pode aumentar significativamente o esforço computacional da resolução do problema, algo indesejável quando se trata de métodos numéricos. Por outro lado, uma discretização pobre, com poucos elementos, aumenta o erro numérico. Através de diversas tentativas e análise de desempenho computacional e erros, definiu-se um número inicial de 30.000 elementos, podendo ser aumentado ou reduzido;
- Discretização temporal: pequenas variações do teor de água em óleo podem implicar em grandes oscilações no valor da concentração de umidade em celulose. Assim, quanto menor for o passo de iteração, mais próximo à realidade será o resultado obtido. Definiu-se então uma iteração igual a 1 minuto, através da análise de várias simulações realizadas;
- Geometria adotada: diversos transformadores de potência, mesmo que de um mesmo fabricante, podem apresentar uma variedade no projeto da parte ativa, principalmente no que tange à isolamento dielétrica e estruturação mecânica de celulose. Assim, a geometria retangular apresentada na Figura 3.4, mesmo que não corresponda fielmente ao projeto do equipamento, busca modelar como ocorre a dinâmica de umidade no sistema isolante papel-óleo.

### 3.7. Considerações finais

O modelo matemático bidimensional apresentado é provido de uma metodologia de operação sistematizada, que permite a sua aplicação em qualquer transformador de potência, cujo sistema isolante seja do tipo papel-óleo, e com dois enrolamentos. Para que se possa utilizar o modelo, o conhecimento de algumas variáveis é necessário, dentre as quais se destacam: teor de água em óleo, temperatura das amostras de óleo, distribuição de temperaturas nos enrolamentos, características técnicas do equipamento.

Além disto, destaca-se a facilidade de implementação do modelo descrito neste capítulo em um *software*, para facilitar os cálculos, bem como visualizar respostas e gráficos desejados. Para isto, optou-se pela implementação do equacionamento descrito neste capítulo em Matlab [58].

No Capítulo 4, utiliza-se os valores de umidade (teor de água em óleo e concentração de umidade em celulose) para calcular variáveis relacionadas aos efeitos nocivos descritos no Capítulo 2 e propiciar uma metodologia de classificação e análise de tais efeitos.

No Capítulo 5 são apresentados resultados da aplicação do modelo matemático em transformadores em operação, nos quais foram feitas previsões do comportamento da umidade (teor de água em óleo e concentração de água em papel). Para validar os resultados fornecidos pelo modelo aqui apresentado, um dispositivo de monitoramento foi instalado em transformadores em operação da concessionária local de energia.

# **Capítulo 4 – Metodologia para a Classificação e Análise de Efeitos Combinados da Umidade no Sistema Isolante Papel-Óleo de Transformadores de Potência, Mediante a Variação de Carregamento Elétrico**

## **4.1. Introdução**

Este capítulo apresenta uma metodologia desenvolvida para se realizar o estudo de alguns efeitos nocivos da umidade em transformadores de potência, considerando as possibilidades de formações de bolhas e de água livre, com o ineditismo de apresentar: a) uma classificação de “A” a “E” com suas respectivas ações recomendadas; e b) uma análise mediante à variação de diferentes níveis de carregamentos elétricos aplicados aos equipamentos.

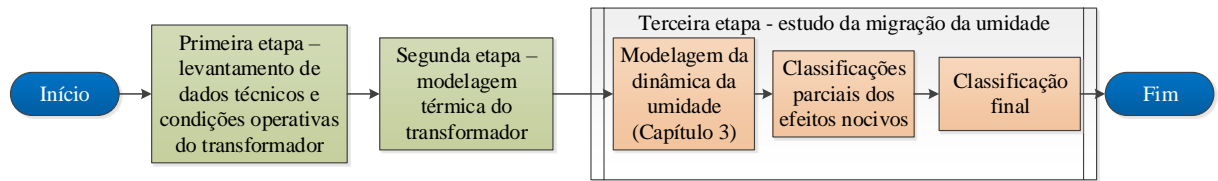
A importância deste trabalho é evidenciada em casos de exposição do equipamento a condições desfavoráveis, que podem criar situações críticas na isolação deste.

A contribuição do conteúdo apresentado neste capítulo é a metodologia eficiente, implementada em algoritmo computacional, que fornece uma técnica para classificação em tempo real ou *off-line* de transformadores de potência em relação a este quesito, auxiliando as equipes de manutenção no diagnóstico e na tomada de decisão em relação a intervir ou não no equipamento.

## **4.2. Metodologia para classificação dos efeitos combinados da umidade mediante a variação de carregamento**

Considerando a discussão apresentada na análise bibliográfica, desenvolveu-se uma metodologia que permite o estudo dos efeitos nocivos da umidade e temperatura no sistema isolante papel-óleo, perante variações no carregamento elétrico, bem como propicia uma classificação objetiva do conjunto transformador – carregamento quanto à possibilidade de formação de água livre e formação de bolhas. Esta metodologia, representada por um algoritmo ilustrado na Figura 4.1, consiste na aplicação sequencial de três etapas.

Figura 4.1. Fluxograma do algoritmo proposto



Fonte: próprio autor (2020).

A primeira etapa é o levantamento dos dados técnicos do transformador e de suas condições operativas, incluindo o carregamento elétrico a ser estudado.

A segunda etapa é a realização do estudo de modelagem térmica do transformador, realizado conforme [6] e [57].

A terceira e última etapa é a realização do estudo de migração de umidade e efeitos nocivos no transformador, sendo esta subdividida em três fases:

- Na primeira fase é realizada uma simulação da migração de umidade no sistema celulose-óleo do transformador, usando o modelo bidimensional apresentado no Capítulo 3 (com a possibilidade de ser utilizado o modelo unidimensional, apresentado em [39]);
- Na segunda fase é realizado o cálculo das variáveis vinculadas aos efeitos nocivos da umidade. Estas variáveis, discutidas na seção 2.4, são: saturação relativa; taxa de variação da temperatura dos enrolamentos; relação entre a pressão interna e a pressão externa à bolha; e razão entre a temperatura do ponto mais quente do enrolamento e a temperatura de formação de bolhas; e
- De posse dos valores das variáveis supracitadas, procede-se à terceira fase, na qual são realizadas as classificações parciais e final do conjunto transformador – carregamento elétrico.

Para a utilização deste método é necessário o conhecimento dos níveis de umidade no óleo, usualmente através de análise laboratorial do teor de água em óleo, via titração Karl-Fischer [16] ou da utilização de dispositivos de monitoramento de umidade em tempo real [59] [19] [39]. Além disso, se faz necessário o conhecimento da concentração de gases dissolvidos em óleo, obtida pela análise cromatográfica [37], ou pela utilização de sensores de monitoramento em tempo real [59]. Finalmente, a temperatura dos enrolamentos e do óleo pode ser medida diretamente utilizando um sensor de fibra ótica, indiretamente através do método de imagem térmica [60], ou estimadas através de estudos térmicos [6] [7] [57].

Com o intuito de se classificar cada um dos critérios mencionados, dividiu-se cada uma das variáveis anteriormente apresentadas em cinco níveis e atribuiu-se a cada nível uma faixa de valores e uma classificação. Para permitir isto, quatro tabelas foram criadas, vinculadas a cada uma das variáveis estudadas anteriormente. A faixa de valores em cada intervalo de cada tabela foi definida considerando a experiência de campo da equipe de manutenção da concessionária local, aliada à análise da influência de cada variável nas Equações (2.6) a (2.19). As variáveis apresentadas na Seção 2 são calculadas a cada iteração do processo, e a pior classificação é tomada como classificação parcial para aquele parâmetro.

Após a aplicação dos critérios apresentados, a classificação final é obtida considerando-se o pior caso das classificações parciais. Em função da classificação final obtida, pode-se inferir se o transformador está em uma situação considerada favorável ou crítica, ensejando então uma intervenção (tal como secagem da parte ativa ou até mesmo substituição do transformador por outro em melhores condições). Assim, para cada classificação final, como originalidade desenvolvida neste trabalho, tem-se as ações recomendadas para auxiliar a equipe na tomada de decisão.

#### 4.2.1. Saturação Relativa

Para a análise de possibilidade de formação de água livre, foi desenvolvida a Tabela 4.1, que apresenta a faixa dos valores de saturação relativa considerados.

A faixa de valores utilizadas na criação da Tabela 4.1 considera que: a) uma vez que valores de saturação relativa iguais a 100% indicam a alta probabilidade de formação de bolhas, este valor deve pertencem à pior classificação, que é “E”; e b) a variação da saturação relativa, iniciando em 0% e finalizando em 100%, obedece a uma distribuição logarítmica, considerando os efeitos da variação de temperatura nesta variável.

A saturação relativa está relacionada à qualidade do óleo isolante, bem como à temperatura que o óleo se encontra durante a operação e a massa total de água presente no transformador.

Tabela 4.1. Critérios de classificação para saturação relativa (SR)

Classificação	Faixa de valores (SR)	Significado, Análise e Ação recomendada
A (excelente)	$0\% \leq SR < 30\%$	<b>Significado:</b> Excelente; <b>Análise:</b> carregamento elétrico admissível; <b>Ação:</b> continuar a operar o equipamento normalmente.
B (bom)	$30\% \leq SR < 60\%$	<b>Significado:</b> Bom; <b>Análise:</b> carregamento elétrico admissível; <b>Ação:</b> continuar a operar o equipamento, estando atendo à evolução de resultados nos registros posteriores.
C (marginal)	$60\% \leq SR < 80\%$	<b>Significado:</b> Marginal; <b>Análise:</b> carregamento elétrico ainda admissível; <b>Ação:</b> investigar e programar a realização de desidratação do óleo.
D (ruim)	$80\% \leq SR < 90\%$	<b>Significado:</b> Alarmante; <b>Análise:</b> carregamento elétrico não recomendado; <b>Ação:</b> realizar desidratação do óleo em caráter de urgência.
E (péssimo)	$SR \geq 90\%$	<b>Significado:</b> Crítico. Grande probabilidade de formação de água livre; <b>Análise:</b> carregamento elétrico não recomendado. <b>Ação:</b> realizar desidratação do óleo em caráter de emergência.

Fonte: próprio autor (2020).

#### 4.2.2. Taxa de variação da temperatura dos enrolamentos

Após a obtenção da resposta térmica do transformador (etapa 2 da Figura 4.1), e calculando a derivada da temperatura do ponto mais quente do enrolamento em relação ao tempo, pode-se realizar a análise baseada em Taxa de Variação de Temperatura [ $^{\circ}\text{C}/\text{min}$ ], conforme Equação (4.1).

$$TdVdT = 1,58 \cdot \frac{\theta_{enrol_h}^i - \theta_{enrol_h}^{i-1}}{\Delta t} \quad [^{\circ}\text{C}/\text{min}] \quad (4.1)$$

Na Equação (4.1), tem-se que:

- $TdVdT$  = taxa de variação da temperatura do enrolamento;
- $\theta_{enrol_h}^i$  = temperatura do enrolamento, em  $^{\circ}\text{C}$ , a uma altura  $h$  e a um instante  $i$ ;
- $\Delta t$  = diferença temporal entre duas iterações sucessivas.

Da análise da Equação (4.1), observa-se a presença de um fator multiplicativo igual a 1,58. A necessidade deste fator é justificada quando se considera que o cálculo da temperatura foi feito de forma discretizada ao longo do tempo. Assim, ao se calcular a taxa de variação de temperatura dos enrolamentos através de uma linearização, deve-se multiplicar o resultado obtido por um fator multiplicativo, para se obter uma análise mais precisa. Considera-se que a

temperatura dos enrolamentos, em função do tempo, pode ser modelada pela Equação (4.2), na qual  $\theta(t)$  é a temperatura em função da variável tempo  $t$ ,  $\theta_0$  é a temperatura inicial e  $\tau$  é a constante de tempo de decaimento exponencial, vinculada à resposta ao degrau de um sistema linear invariante no tempo.

$$\theta(t) = \theta_0 - e^{-t/\tau} \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (4.2)$$

A derivada de  $\theta(t)$ , em função do tempo, é apresentada na Equação (4.3).

$$\frac{d\theta(t)}{dt} = -\frac{1}{\tau} \cdot e^{-t/\tau} \text{ [}^\circ\text{C/s]} \quad (4.3)$$

Uma vez que a maior variação de temperatura (maior derivada da temperatura), em módulo, ocorre logo após a perda abrupta de carga elétrica, faz-se a variável tempo igual a zero na Equação (4.3). Desta forma, obtém-se a Equação (4.4), na qual se observa a presença do fator multiplicativo supracitado.

$$\left| \frac{d\theta(0)}{dt} \right| = \left| -\frac{1}{\tau} \cdot e^{-0/\tau} \right| = \frac{1}{0,632} = 1,58227 \dots \quad (4.4)$$

Para tal análise, deve-se utilizar os valores apresentados na Tabela 4.2 (criada neste trabalho), em módulo, pois tais variações podem ser negativas ou positivas conforme a curva de carregamento e resposta térmica do transformador. Vale ressaltar que a Tabela 4.2 foi criada utilizando o valor mais restritivo apresentado na Tabela 2.8, que é 2 °C/min. A faixa de valores apresentada na Tabela 4.2 considera que:

- a) Quando a temperatura do enrolamento tiver uma variação igual ou superior a 2 °C/min, o transformador encontra-se em uma situação altamente desfavorável, conforme apontado por [32] e [10]. Assim, este valor deve pertencer à pior classificação, ou seja, “E”; e
- b) As taxas de variação de temperatura iniciando em 0°C/min e terminando em 2°C/min (com possibilidade de exceder este valor) seguem um comportamento linear, conforme experiência de campo da equipe de manutenção da concessionária local.

Tabela 4.2. Critérios de classificação para taxa de variação da temperatura dos enrolamentos (TdVdT)

Classificação	Faixa de valores (TdVdT)	Significado, Análise e Ação recomendada
A (excelente)	$0 \leq \text{TdVdT} < 0,4$	<b>Significado:</b> Excelente; <b>Análise:</b> Carregamento elétrico admissível; <b>Ação:</b> continuar a operar o equipamento normalmente
B (bom)	$0,4 \leq \text{TdVdT} < 0,8$	<b>Significado:</b> Bom; <b>Análise:</b> carregamento elétrico admissível; <b>Ação:</b> continuar a operar o equipamento, estando atento à evolução de resultados nos registros posteriores
C (marginal)	$0,8 \leq \text{TdVdT} < 1,2$	<b>Significado:</b> Marginal; <b>Análise:</b> carregamento elétrico admissível; <b>Ação:</b> adequar preventivamente o carregamento.
D (ruim)	$1,2 \leq \text{TdVdT} < 1,6$	<b>Significado:</b> Alarmante; <b>Análise:</b> Carregamento elétrico não recomendado; <b>Ação:</b> realizar adequação urgente do carregamento
E (péssimo)	$1,6 \leq \text{TdVdT} < 2,0$	<b>Significado:</b> Crítico. Grande probabilidade de formação de bolhas; <b>Análise:</b> carregamento elétrico não recomendado; <b>Ação:</b> realizar adequação emergencial do carregamento

Fonte: próprio autor (2020).

A taxa de variação de temperatura dos enrolamentos pode estar associada a condições operativas do equipamento, podendo assim ser alteradas <sup>4</sup>, bem como à aspectos fabris, de projeto e construção, neste caso sendo imutáveis.

#### 4.2.3. Razão entre a temperatura do ponto mais quente do enrolamento e a temperatura de formação de bolhas

A razão entre a temperatura do ponto mais quente do enrolamento [6],  $\theta_{PMQ}$ , e a temperatura de formação de bolhas,  $T_{FB}$  (calculada utilizando as Equações (2.8) a (2.13)), é calculada a cada iteração para obtenção da variável relação entre ponto mais quente sobre temperatura de formação de bolhas ( $Rel_{\theta}$ ), conforme Equação (4.2). Considerando que a temperatura de formação de bolhas aumenta com a redução dos níveis de umidade na celulose (conforme discussão apresentada na seção 2.4), a concentração de água no papel é calculada de duas maneiras a cada iteração, com a utilização dos ábacos propostos por Fabre-Pichon [11] e Oommen [24]. Para possibilitar uma análise de pior caso, se utiliza o ábaco que retorna a maior concentração de umidade no papel (consequentemente, a menor temperatura de formação de bolhas e maior  $Rel_{\theta}$ ).

<sup>4</sup> As condições operativas de um transformador sempre devem ser avaliadas em conjunto com o centro operativo, para se mapear estratégias de alteração no perfil de carga dos equipamentos.

$$Rel_{\theta} = \frac{\theta_{PMQ}}{TFB} \left[ \frac{^{\circ}C}{^{\circ}C} \right] \quad (4.2)$$

A classificação parcial para esta variável é apresentada na Tabela 4.3 criada neste trabalho. A faixa de valores utilizadas para criar a Tabela 4.3 considera que:

- a) Quando a temperatura do ponto mais quente do enrolamento for igual ou superior à temperatura de formação de bolhas, calculada pelas Equações (2.8) a (2.13) (ou seja,  $Rel_{\theta}$  maior ou igual a 1), o transformador encontra-se em uma condição crítica de operação, conforme indicado por [30], [32] e [34]. Assim, este valor deve pertencer à pior classificação possível, ou seja, “E”; e
- b) Os valores admissíveis para  $Rel_{\theta}$ , iniciando em 0 °C/°C e finalizando em 1°C/°C (podendo exceder este valor), obedecem a uma distribuição logarítmica, considerando a experiência de campo da equipe de manutenção da concessionária local.

Tabela 4.3. Critérios de classificação para relação da temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre a temperatura de formação de bolhas ( $Rel_{\theta}$ )

Classificação	Faixa de valores ( $Rel_{\theta}$ )	Significado, Análise e Ação recomendada
A (excelente)	$0 \leq Rel_{\theta} < 0,3$	<b>Significado:</b> Excelente; <b>Análise:</b> carregamento elétrico admissível; <b>Ação:</b> continuar a operar o equipamento normalmente.
B (bom)	$0,3 \leq Rel_{\theta} < 0,6$	<b>Significado:</b> Bom; <b>Análise:</b> carregamento elétrico admissível; <b>Ação:</b> continuar a operar o equipamento, estando atendo à evolução de resultados nos registros posteriores.
C (marginal)	$0,6 \leq Rel_{\theta} < 0,8$	<b>Significado:</b> Marginal; <b>Análise:</b> carregamento elétrico ainda admissível; <b>Ação:</b> adequar preventivamente o carregamento e programar a desidratação do óleo, caso a classificação de Saturação Relativa seja igual ou inferior a "C".
D (ruim)	$0,8 \leq Rel_{\theta} < 0,9$	<b>Significado:</b> Alarmante; <b>Análise:</b> carregamento elétrico não recomendado; <b>Ação:</b> realizar adequação urgente do carregamento elétrico e programar a desidratação do óleo, caso a classificação de Saturação Relativa seja igual ou inferior a "C".
E (péssimo)	$Rel_{\theta} \geq 0,9$	<b>Significado:</b> Crítico. Grande probabilidade de formação de bolhas; <b>Análise:</b> carregamento elétrico não recomendado; <b>Ação:</b> realizar emergencialmente a adequação do carregamento elétrico e a desidratação do óleo, caso a classificação de Saturação Relativa seja igual ou inferior a "C"

Fonte: próprio autor (2020).

A Temperatura de Formação de Bolhas está associada ao estado de envelhecimento da celulose, que é uma grandeza imutável no instante da análise, bem como à concentração de água em celulose, que está associada a variáveis que são passíveis de controle, a saber: distribuição de temperaturas dos enrolamentos, massa total de água no transformador.

#### 4.2.4. Relação entre pressão interna e externa à bolha

A possibilidade de formação de bolhas via relação de pressões foi feita considerando a razão entre a pressão interna e a externa à bolha. Assim, foi elaborada a Tabela 4.4, que permite classificar o carregamento utilizando esta relação de pressões. Para a utilização desta tabela, o algoritmo implementado utiliza dos valores obtidos da análise de gases dissolvidos em óleo [37] e do teor de água em óleo [16], aplicados às Equações (2.16) a (2.18). A faixa de valores apresentada na Tabela 4.4 é baseada na premissa que:

- a) Quando a pressão interna à bolha excede a soma da pressão externa e da tensão interfacial, há uma alta probabilidade de formação de bolhas no interior do equipamento. Assim, este valor deve ser pertencente à pior classificação possível, ou seja, “E”; e
- b) A variação dos valores de razão entre as pressões interna e externa à bolha, iniciando em 0 e finalizando em 1, obedecem a uma distribuição logarítmica, também considerando a experiência de campo da distribuidora local de energia.

A razão entre as pressões interna e externa da bolha está associada à temperatura do óleo isolante, à concentração de gases dissolvidos em óleo, à massa total de água no equipamento e à pressão atmosférica a que o transformador está submetido em seu local de operação. Com exceção da pressão atmosférica, todas as variáveis são passíveis de controle, permitindo a tomada de ações de eliminação e/ou mitigação.

Tabela 4.4. Critérios de classificação para relação entre a pressão interna e a externa à bolha (RPinPex)

Classificação	Faixa de valores (RPinPex)	Significado, Análise e Ação recomendada
A (excelente)	$0 \leq RPinPex < 0,3$	<b>Significado:</b> Excelente; <b>Análise:</b> carregamento elétrico admissível; <b>Ação:</b> continuar a operar o equipamento normalmente
B (bom)	$0,3 \leq RPinPex < 0,6$	<b>Significado:</b> Bom; <b>Análise:</b> carregamento elétrico admissível; <b>Ação:</b> continuar a operar o equipamento, estando atendo à evolução de resultados nos registos posteriores
C (marginal)	$0,6 \leq RPinPex < 0,8$	<b>Significado:</b> Marginal; <b>Análise:</b> carregamento elétrico admissível; <b>Ação:</b> adequar preventivamente o carregamento e programar a desidratação do óleo, caso a classificação de Saturação Relativa seja igual ou inferior a "C".
D (ruim)	$0,8 \leq RPinPex < 0,9$	<b>Significado:</b> Alarmante; <b>Análise:</b> carregamento elétrico não recomendado; <b>Ação:</b> realizar adequação urgente do carregamento elétrico e programar a desidratação do óleo, caso a classificação de Saturação Relativa seja igual ou inferior a "C"
E (péssimo)	$0,9 \leq RPinPex < 1$	<b>Significado:</b> Crítico. Grande probabilidade de formação de bolhas; <b>Análise:</b> carregamento elétrico não recomendado; <b>Ação:</b> realizar emergencialmente a adequação do carregamento elétrico e a desidratação do óleo, caso a classificação de Saturação Relativa seja igual ou inferior a "C"

Fonte: próprio autor (2020).

#### 4.2.5. Classificação Final

Após a aplicação dos crivos das tabelas anteriormente descritas, obtém-se quatro classificações parciais, uma para cada variável correlacionada aos efeitos nocivos. A classificação final é igual à pior das classificações parciais.

A aplicação da metodologia de classificação dos efeitos nocivos ao modelo bidimensional apresentado no Capítulo 3 resulta então na classificação em várias dimensões. Desta forma, se percebe que o conjunto proposto (modelo bidimensional + metodologia de classificação) permite entender qual a região mais crítica do transformador, propiciando uma análise em qualquer altura desejada. No entanto, para fins de análise somente nos pontos de interesse, optou-se em realizar a análise no topo e no fundo do enrolamento.

### 4.3. Considerações finais

Este capítulo apresentou um método cuja contribuição principal é a colaboração com o diagnóstico de transformadores de potência, por meio de uma classificação complementar, em cinco níveis, de A (excelente) a E (péssimo), dos efeitos nocivos da umidade. A novidade desta metodologia é permitir a análise dos efeitos nocivos da umidade, combinados com a temperatura do sistema isolante papel-óleo, particularmente considerando o risco de formação de água livre e/ou bolhas. Nesta metodologia são considerados parâmetros com alta diversidade de valores, tais como massas do transformador, níveis de umidade observados no equipamento e carregamento elétrico. A ferramenta é aplicável a transformadores cujos níveis de umidade são acompanhados por métodos laboratoriais e/ou dispositivos de monitoramento em tempo real, mas se limita a equipamentos com circulação natural de óleo isolante (ON).

Desta forma, pode-se inferir que o método apresentado neste capítulo é eficiente e inovador, por permitir a análise de situações adversas em transformadores de potência, evitando assim que tais equipamentos operem sob condições que possam causar a falha no mesmo. Além disso, esta ferramenta contribui para o diagnóstico confiável e em tempo real destes ativos, auxiliando as equipes de operação e manutenção na tomada de decisões. O método de classificação apresentado pode ser implementado em um dispositivo de monitoramento em tempo real de transformadores [3], antecipando condições adversas, ou então ser utilizado como ferramenta de estudo em simulações.

No capítulo seguinte será apresentado como é feita a conexão entre a utilização do modelo matemático bidimensional, apresentado no Capítulo 3, e a metodologia de classificação, apresentada neste capítulo. Para isso, alguns estudos de caso serão apresentados, com a ilustração dos resultados obtidos, finalizando com o debate sobre tais resultados.

## Capítulo 5 – Estudos de Caso

### 5.1. Introdução

O objetivo deste capítulo é a exibição dos resultados obtidos com a aplicação dos métodos matemáticos apresentados nos Capítulos 3 e 4 em transformadores reais, em operação, na concessionária local de energia. Os estudos de caso aqui apresentados foram feitos com o intuito de se verificar a aplicabilidade do método no cotidiano de uma concessionária, e validar o material apresentado.

Serão apresentados os resultados de monitoramentos em quatro transformadores, selecionados por serem os mais representativos dentre os realizados no escopo de projeto de Pesquisa e Desenvolvimento [61], cujo objetivo geral é o desenvolvimento de um sistema inteligente computacional para o diagnóstico de transformadores de potência baseado em técnicas preditivas de manutenção.

Para o monitoramento de cada um dos transformadores, foi necessária a realização das seguintes atividades.

- Definição do transformador a ser monitorado;
- Levantamento das características técnicas e construtivas dos transformadores, nos manuais e catálogos dos fabricantes;
- Estudo do histórico de análises laboratoriais de óleo anteriores;
- Preparação de equipe e material (para instalação de um dispositivo de monitoramento e para coleta e posterior análise laboratorial do teor de água em óleo, via método de Karl-Fischer);
- Montagem do dispositivo de monitoramento; e
- Realização de coletas e análises laboratoriais de amostras de óleo.

A estruturação de todos os estudos de caso segue o mesmo fluxo de informações que foi desenhado nos capítulos anteriores desta tese. Para cada estudo de caso, será apresentado, na sequência:

- a) Características técnicas e operativas do transformador;
- b) Resultado de simulações de carregamento admissível, com as respectivas temperaturas nos enrolamentos, conforme [6] e [57]<sup>5</sup>;

---

<sup>5</sup> Com o intuito de se considerar somente o efeito térmico do carregamento elétrico, evitando assim a influência de outros fatores, as

- c) Cálculo da variação dos níveis de umidade nos elementos celulose e óleo, conforme método apresentado no Capítulo 3; e
- d) Criação de conceitos e classificação dos efeitos nocivos associados ao carregamento elétrico e aos níveis de umidade, utilizando o material apresentado no Capítulo 4. Serão apresentados dois resultados de classificação, que consideram:
  - i. Modelo matemático bidimensional, apresentado no Capítulo 3; e
  - ii. Modelo matemático unidimensional apresentado em [39] (para fins de comparação dos resultados obtidos). O modelo unidimensional citado também objetiva modelar a dinâmica de umidade no sistema isolante papel-óleo de transformadores de potência, no entanto é aplicável somente ao topo da parte ativa (ponto mais quente do enrolamento), utilizando para tal método das diferenças finitas.

## 5.2. Estudos de caso com transformadores em operação

Para permitir a validação do modelo apresentado, instalou-se nos transformadores de potência dois engates, um para o registro de coleta inferior e outro para o registro de coleta superior do transformador, conforme apresentado na

Figura 5.1. Estes engates possibilitaram a instalação de um dispositivo de monitoramento comercial on-line de umidade e temperatura do óleo no registro inferior [59], bem como outro desenvolvido neste trabalho [3] e apresentado no Apêndice A. Além disso, tais engates viabilizaram as coletas de amostras de óleo, para posterior análise laboratorial e obtenção do teor de água em óleo (via método de Karl-Fischer coulométrico [16]).

---

seguintes condições foram estabelecidas: temperatura ambiente constante de 40 °C; ventilação forçada sempre ligada no máximo estágio de ventilação (para os transformadores que serão apresentados, ONAF2); e comutação automática de derivações de tensão desativada.

Figura 5.1. Montagem para registros de coleta de óleo de transformador, nos registros superior (foto esquerda) e inferior (foto direita)



Fonte: próprio autor (2020).

### 5.2.1. Estudo de Caso 1

#### 5.2.1.1. Características Técnicas

O transformador monitorado no primeiro estudo de caso tem características técnicas apresentadas na Tabela 5.1. Vale ressaltar que, para a análise de dinâmica de umidade, as variáveis massas e volume de componentes internos, tais como parte ativa, materiais celulósicos e óleo, são fundamentais.

Tabela 5.1. Características do transformador analisado no estudo de caso 1

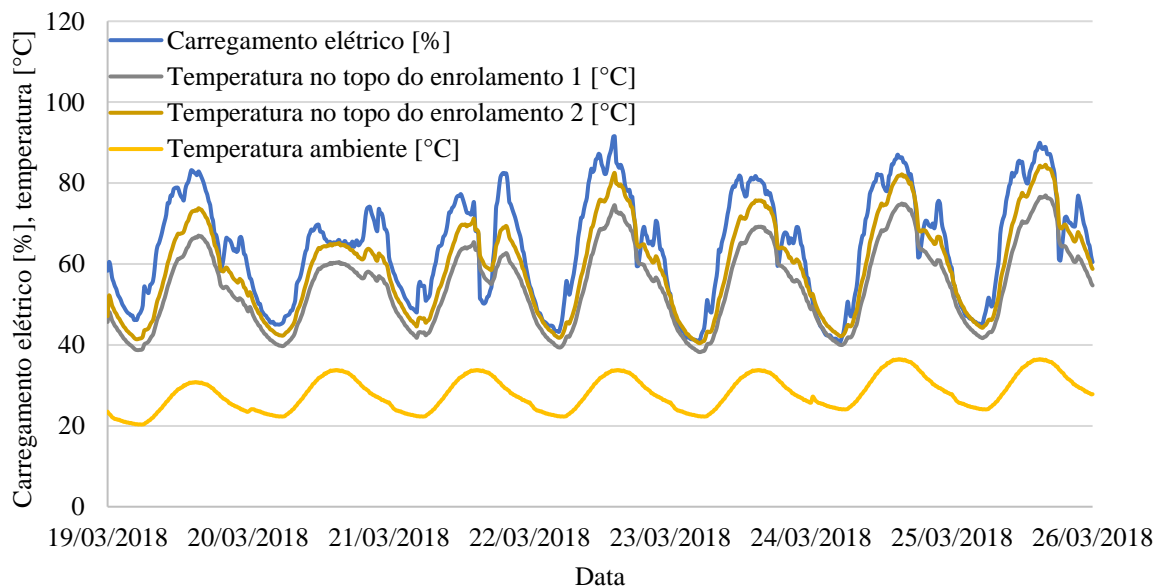
<i>Característica</i>	<i>Valor</i>
Relação de tensões	138 kV / 13,8 kV
Potências nominais	20/26,6/33,3 MVA
Ano de Fabricação	1998
Ligação dos enrolamentos	Yyn
Massa total	58500 kg
Massa da isolação sólida	1500 kg
Massa de papel <i>kraft</i> das bobinas (estruturas finas quentes)	400 kg
Massa da parte ativa (núcleo + bobinas)	23400 kg
Massa de óleo	16250 kg
Massa do tanque e acessórios	18850 kg
Volume total de óleo	18300 L

Fonte: adaptado de [17].

### 5.2.1.2. Condições operativas

O transformador apresentado no estudo de caso 01 se encontra instalado em subestação de energia elétrica no município de Goiânia, Goiás, e supre unidades consumidoras com diversos perfis de consumo (clientes residenciais, comerciais, pequenas indústrias e geração distribuída). Uma vez que a potência demandada pelos consumidores é variável, bem como a temperatura ambiente e demais condições operativas, obtém-se uma variação nas temperaturas dos enrolamentos. Assim, são apresentados na Figura 5.2: o carregamento elétrico do transformador (valor percentual em relação a máxima potência nominal, ou seja, em estágio ONAF); as temperaturas calculadas no topo dos enrolamentos 1 e 2; e a temperatura ambiente, durante o período de observação.

Figura 5.2. Carregamento elétrico e temperaturas observadas no transformador do estudo de caso 1



Fonte: próprio autor (2020).

### 5.2.1.3. Condições de contorno

Para a simulação, a discretização considerada é apresentada na Tabela 5.2. Nesta tabela também são apresentados os valores de relações entre massas dos elementos celulósicos utilizadas na simulação. Estas relações são aquelas apontadas em [2] e referenciadas na Tabela 3.1. Uma vez que o fabricante forneceu a massa de papel kraft dos enrolamentos (400 kg), optou-se em calcular essa relação, chegando ao valor de 26,67% apresentado na Tabela 5.2.

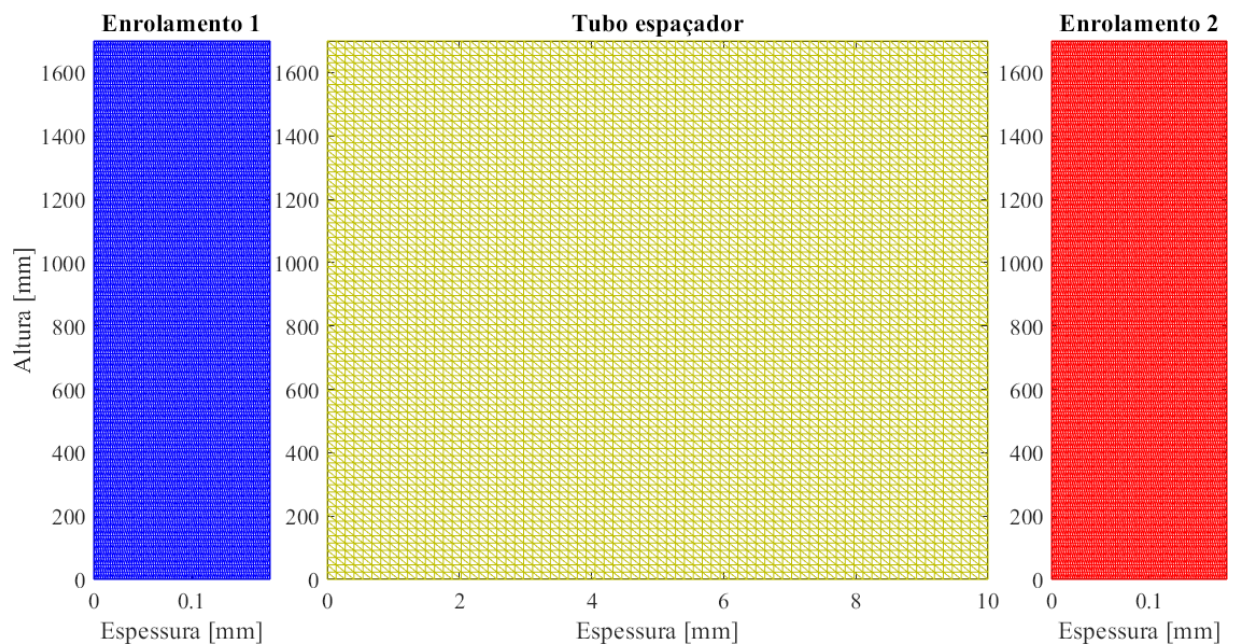
Tabela 5.2. Discretização utilizada no Estudo de Caso 1

Característica	Valor
Número de elementos triangulares	32.856
Número de nós	16.875
Discretização temporal	1 minuto
Percentual de massa das estruturas finas quentes em relação à massa total de celulose	26,67 %
Percentual de massa das estruturas finas frias em relação à massa total de celulose	30,00 %
Percentual de massa das estruturas espessas em relação à massa total de celulose	43,33 %
Percentual de massa das estruturas finas quentes de cada enrolamento (primário e secundário) em relação ao total destas utilizadas nos enrolamentos	50,00 %

Fonte: próprio autor (2020).

Uma representação da discretização adotada no Estudo de Caso 1 é apresentada na Figura 5.3. Da análise desta figura, observa-se a opção em se adotar uma discretização homogênea em todos os três elementos celulósicos considerados no modelo bidimensional. Esta escolha vem do fato de que a maior parte da umidade em um transformador de potência encontra-se na celulose, e não no óleo, como será comprovado nos resultados a serem exibidos. Assim, esta discretização se mostra a mais adequada, por garantir maior acurácia nos resultados obtidos.

Figura 5.3. Discretização adotada no modelo



Fonte: próprio autor (2020).

#### 5.2.1.4. Grandezas mensuradas e resultados obtidos para a dinâmica de umidade

As temperaturas do óleo (medidas nos registros de amostragem) e nos enrolamentos (calculadas conforme [6]), no topo e no fundo do tanque principal do transformador, são apresentadas na Figura 5.4.

As concentrações calculadas de teor de água em óleo, para os canais do primário e do secundário (vide Figura 3.9) são representadas pelas linhas contínuas na Figura 5.5. Ainda nesta figura são apresentados os valores de teor de água estimados pelo dispositivo de monitoramento (pontos em azul com fundo cinza) e pelo método de titração Karl-Fischer (indicadas por losangos).

De forma a validar o modelo utilizado, foram realizadas coletas de amostras de óleo, com posterior análise laboratorial (pontos representados na Figura 5.5). Na Tabela 5.3 são apresentados, para os registros inferior e superior, os valores calculados pelo modelo bidimensional e os valores obtidos pelo dispositivo de monitoramento instalado e pelo resultado da análise laboratorial. A diferença dos valores mensurados no dispositivo de monitoramento e na análise laboratorial, em relação ao valor obtido pelo modelo bidimensional, também é apresentada.

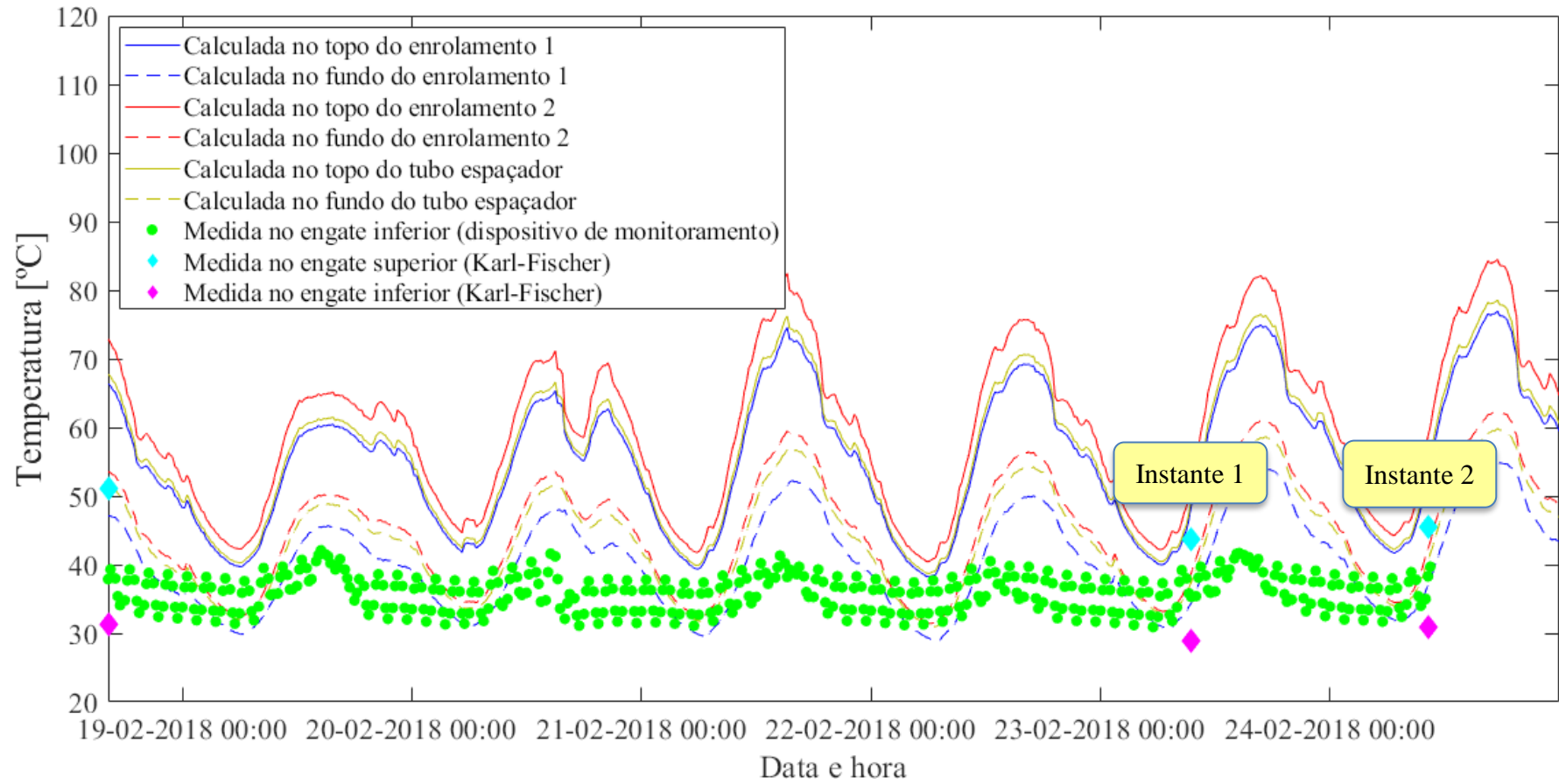
Tabela 5.3. Valores de teor de água medidos e calculados para o estudo de caso 1

Instante	Registro	Origem do dado	Teor de água (ppm)	Diferença (ppm)
1	Inferior	Modelo bidimensional	7,944	--
		Dispositivo de monitoramento	$5,00 \pm 3,15$	0,00
		Análise laboratorial	$4,825 \pm 1,318$	1,80
	Superior	Modelo bidimensional	11,37	--
		Análise laboratorial	$12,1 \pm 2,09$	0,00
2	Inferior	Modelo bidimensional	8,023	--
		Dispositivo de monitoramento	$5,00 \pm 3,15$	0,00
		Análise laboratorial	$4,612 \pm 1,289$	2,12
	Superior	Modelo bidimensional	11,43	--
		Análise laboratorial	$10,1 \pm 1,907$	0,00

Fonte: próprio autor (2020).

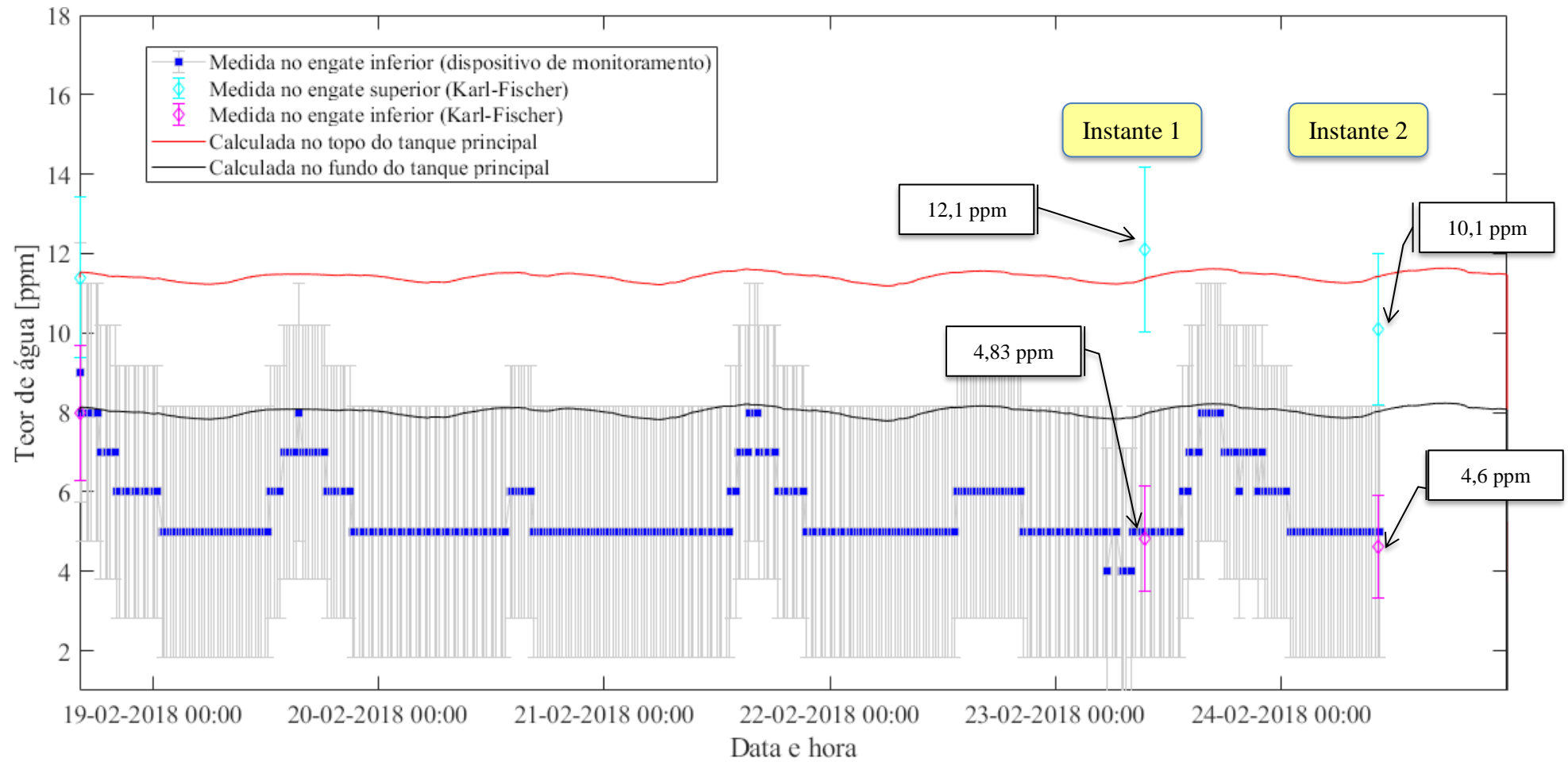
Ressalta-se, na Tabela 5.3, que os erros obtidos pelo dispositivo de monitoramento e pela análise laboratorial são da mesma ordem de grandeza do que os valores medidos. Tais erros foram calculados conforme o manual do fabricante [59] e a norma usada no processo de titração Karl-Fischer [16], e são inerentes ao processo. Ainda, complementa-se que os valores de teor de água medidos são comuns de serem encontrados. Desta forma, reforça-se que a utilização da ferramenta matemática desenvolvida neste trabalho em transformadores com baixo teor de água em óleo é válida e aplicável.

Figura 5.4. Variação das temperaturas no transformador do estudo de caso 1



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.5. Variação do teor de água em óleo para o estudo de caso 1



Fonte: próprio autor (2020).

Analisando a Figura 5.5, nota-se que durante a maioria do período de estudo a curva de umidade em óleo está contida na região da faixa de valores lidos pelo dispositivo de monitoramento usado, o que caracteriza a exatidão do modelo matemático proposto. Além disso, quando se estuda os resultados apresentados na Tabela 5.3, nota-se também a acurácia entre os valores calculados pelo modelo bidimensional proposto e pela análise laboratorial. Ainda assim, as diferenças numéricas entre os valores calculados pelo modelo e os valores obtidos podem ser atribuídas a um ou mais dos fatores seguintes:

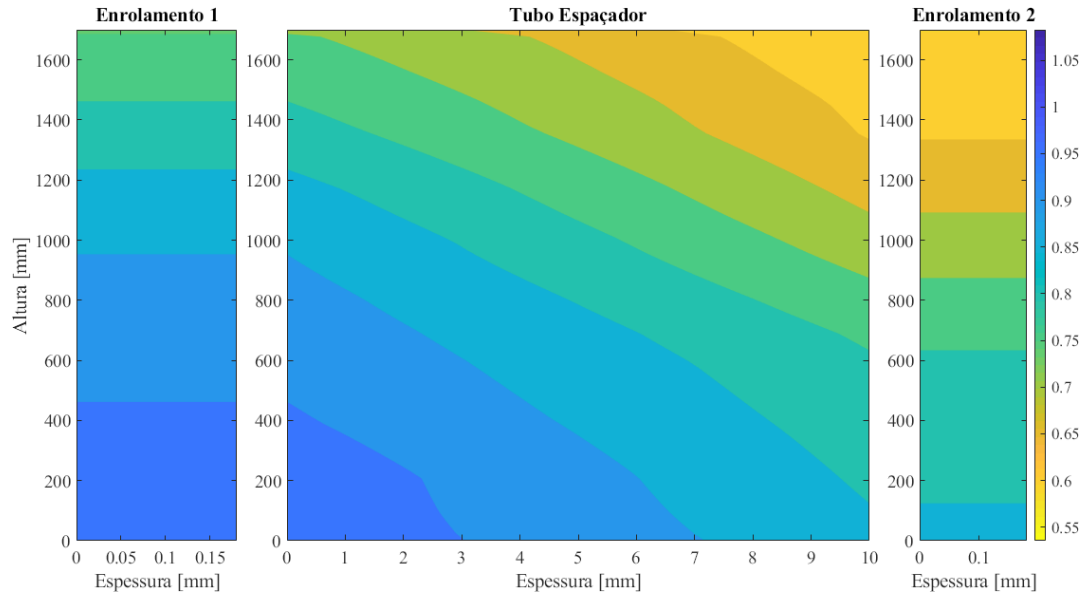
- Processo de coleta da amostra de óleo: possíveis acúmulos de umidade e detritos nos registros; contaminação durante a extração e o transporte da amostra; umidade residual na seringa;
- Método de titração Karl-Fischer: utilização de uma balança semi-analítica para medição da massa da amostra; reagente Karl-Fischer em estado de saturação;
- Dispositivo de monitoramento utilizado: configuração imprecisa do dispositivo, principalmente nas constantes de correlação entre atividade de água e teor de água (conforme apresentado na Seção 2.2), o que pode alterar os valores obtidos; ingresso de umidade por contaminação no registro de coleta, principalmente em se tratando de registros do tipo gaveta.

Utilizando o modelo bidimensional para calcular a concentração de umidade no papel (discutido no Capítulo 3), a distribuição da concentração da umidade nos elementos celulósicos, nos momentos de maior e menor temperatura no enrolamento secundário<sup>6</sup>, é apresentada na Figura 5.6 e na Figura 5.7, respectivamente.

---

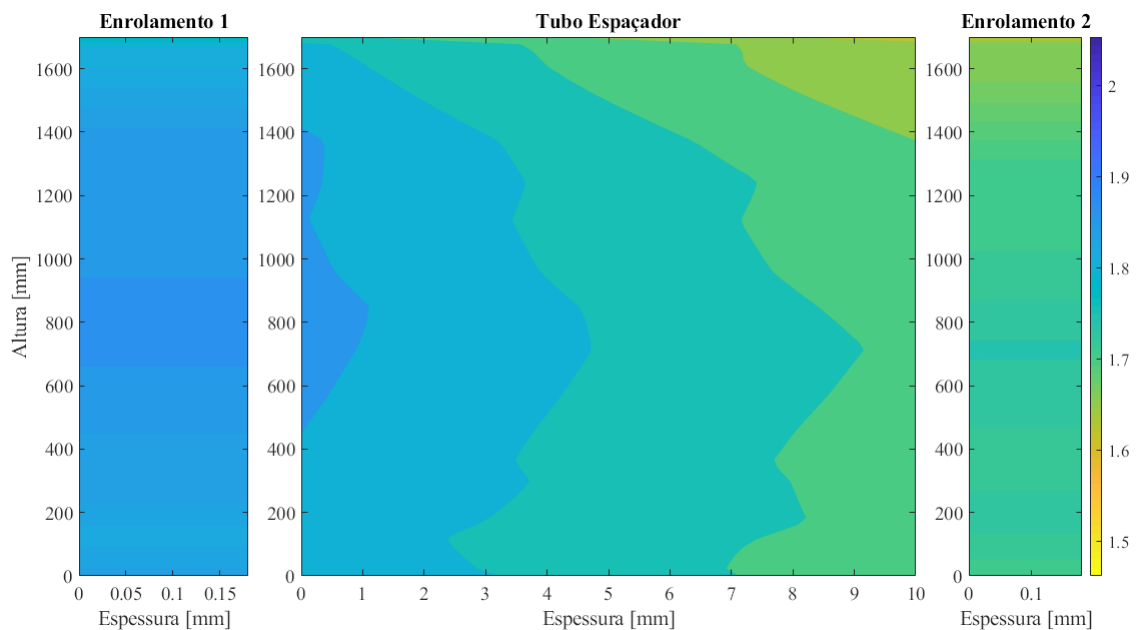
<sup>6</sup> Neste transformador, o enrolamento secundário possui maiores temperaturas de operação do que o enrolamento primário, conforme pode ser observado na Figura 5.4.

Figura 5.6. Distribuição de umidade na celulose, conforme modelo bidimensional proposto, para o estudo de caso 1, no instante de maior temperatura no enrolamento secundário



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.7. Distribuição de umidade na celulose, conforme modelo bidimensional proposto, para o estudo de caso 1, no instante de menor temperatura no enrolamento secundário



Fonte: próprio autor (2020).

Considerando que os valores de temperatura no enrolamento são maiores no topo do que no fundo do enrolamento [6], e também considerando que a saturação relativa de água no óleo e no papel tendem a se aproximar [62], pode-se inferir que a concentração de água na celulose

no fundo do enrolamento será maior do que no topo. Com o intuito de se verificar esta afirmação, registrou-se, na Tabela 5.4, os valores de concentração de umidade em cada elemento celulósico e no óleo, no topo e no fundo do enrolamento.

Tabela 5.4. Concentrações de água nos elementos celulósicos, para o estudo de caso 1

Instante	Elemento	Fundo do tanque principal		Topo do tanque principal		Razão entre a concentração de água no fundo e no topo do tanque principal	
		Óleo [ppm]	Celulose [%]	Óleo [ppm]	Celulose [%]	Óleo [pu]	Celulose [pu]
Temperatura máxima	Enrolamento 1	8,4081	0,9841	11,8049	0,739	0,712255	1,331664
	Enrolamento 2		0,8627		0,5951		1,449672
Temperatura mínima	Enrolamento 1	7,7622	1,847	11,1550	1,765	0,695849	1,046459
	Enrolamento 2		1,718		1,625		1,057231

Fonte: próprio autor (2020).

Analisando a Tabela 5.4, nota-se que o teor de água em óleo no fundo do tanque é menor do que no topo. Esta afirmação, que pode ser comprovada analisando a Figura 5.5, advém do fato que o óleo se torna mais hidrófilo com o aumento da temperatura, uma vez que há uma redução da saturação relativa do óleo no topo do enrolamento. Em contrapartida, a concentração de umidade no fundo dos elementos celulósicos é maior do que no topo, devido à migração de umidade no sentido papel-óleo ser mais acentuada no topo em relação ao fundo. Para verificar essa razão, foram criadas variáveis relacionadas à razão da concentração de umidade no fundo em relação ao topo, apresentadas nas colunas à direita da Tabela 5.4. Complementando o raciocínio, deduz-se que um aumento do carregamento elétrico gera, na ordem:

- O aumento da diferença de temperaturas entre o topo e o fundo dos enrolamentos (conforme pode ser observado na Figura 5.4);
- Este aumento na diferença de temperaturas topo-fundo do enrolamento causa um aumento nos valores do teor de água em óleo (como pode ser deduzido da análise da Figura 5.5), e particularmente aumenta também a diferença entre o teor de água no topo e no fundo do enrolamento (conforme apresentado nas colunas da direita da Tabela 5.4);
- Com a intensificação do fluxo de umidade no sentido papel-óleo causado pelo aumento das temperaturas, observa-se que a água na celulose tem um comportamento oposto ao apresentado no óleo: ocorrerá uma diminuição nos valores de concentração de umidade em papel (segundo fenômeno observado na Figura 5.6), porém a diferença

entre esses valores no topo e no fundo do enrolamento aumentam com o aumento do carregamento elétrico (valores apresentados na coluna da extrema direita da Tabela 5.4).

O raciocínio apresentado nos parágrafos anteriores é intuitivo quando se considera que a temperatura é a variável que causa a migração de umidade no interior do transformador (convém relembrar a Equação (3.1)). Supondo um transformador que não esteja em operação (por exemplo um equipamento desenergizado, localizado em um almoxarifado e abrigado de intempéries e insolação): como não haverá variação significativa de temperaturas ao longo do equipamento (desprezando variações de temperatura ambiente entre topo e fundo), consequentemente as variáveis concentração de umidade em celulose e teor de água em óleo tendem a se equilibrar.

Finalmente, é apresentado na Figura 5.8 a variação das massas totais de água em celulose e em óleo, para a simulação considerada. Uma vez que no modelo do transformador em operação assumiu-se que a massa total de água contida no equipamento se mantém constante ao longo do tempo, observa-se que o aumento da umidade total na celulose corresponde à diminuição da umidade total no óleo, o que vai ao encontro da hipótese destacada. Ainda assim, uma vez que a celulose absorve quantidade significativamente maior de umidade do que o óleo, esta variação não é percebida visualmente na Figura 5.8 .

As médias das massas de água em cada elemento celulose-óleo são apresentadas na Tabela 5.5. Nota-se que a umidade é presente, predominantemente, nos elementos celulósicos (em valores médios, 98,1127 % da umidade está na celulose, para o transformador do estudo de caso 1).

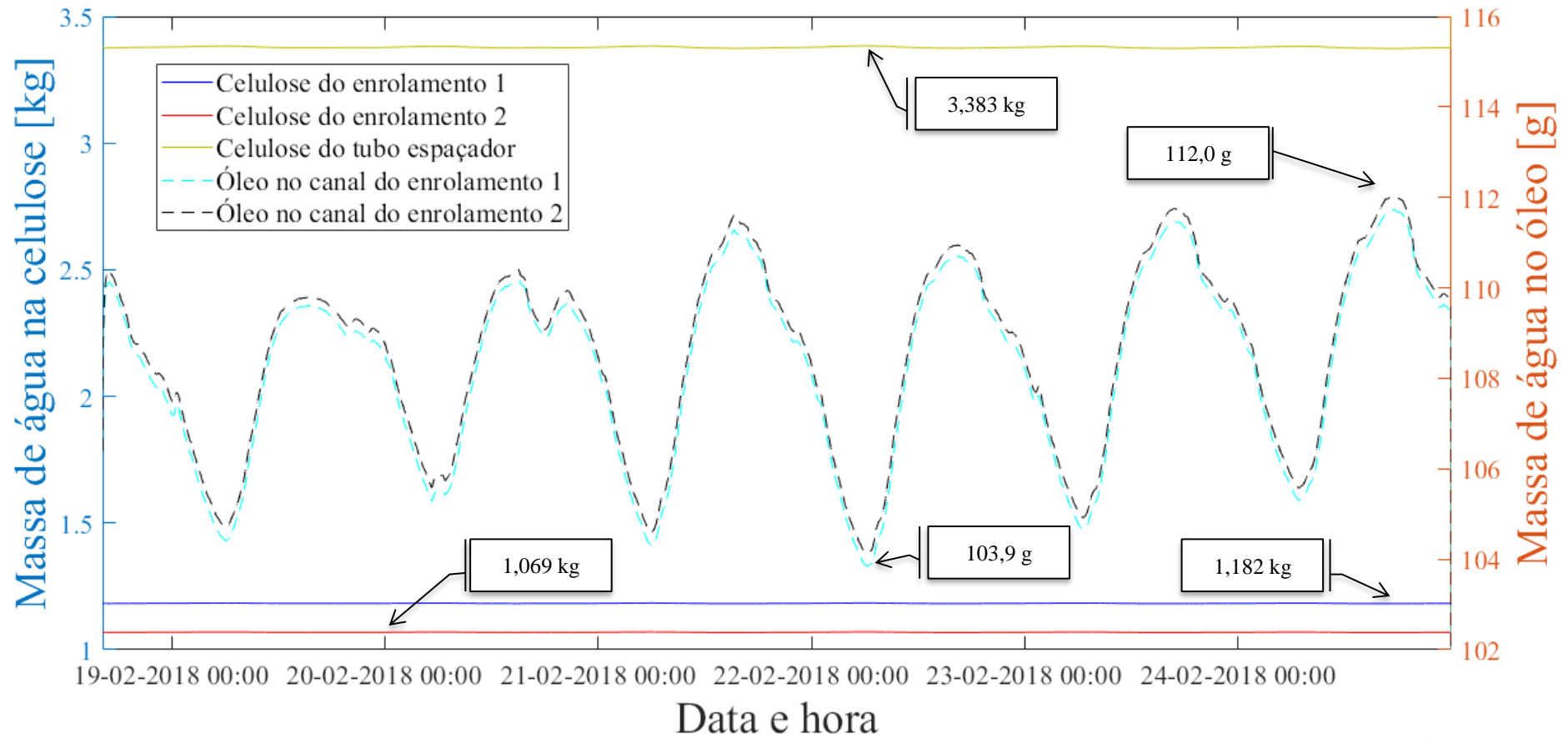
Tabela 5.5. Massas médias de umidade nos elementos do transformador, para o estudo de caso

1

Grandeza	Valor médio	Contribuição (%)
Celulose no enrolamento 1	1,1836 kg	10,3059 %
Celulose no enrolamento 2	1,0697 kg	9,3138 %
Celulose no tubo espaçador	3,3808 kg	29,4367 %
Celulose nas estruturas espessas	5,6341 kg	49,0563 %
Óleo no canal do enrolamento 1	108,2491 g	0,94253 %
Óleo no canal do enrolamento 2	108,5086 g	0,94479 %
<b>Massa Total</b>	<b>11,4849 kg</b>	<b>100,00 %</b>

Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.8. Variação das massas de água totais na celulose (eixo da esquerda) e no óleo (eixo da direita) para o estudo de caso 1



Fonte: próprio autor (2020).

#### 5.2.1.5. Análise e classificação dos efeitos nocivos da umidade pelo modelo bidimensional

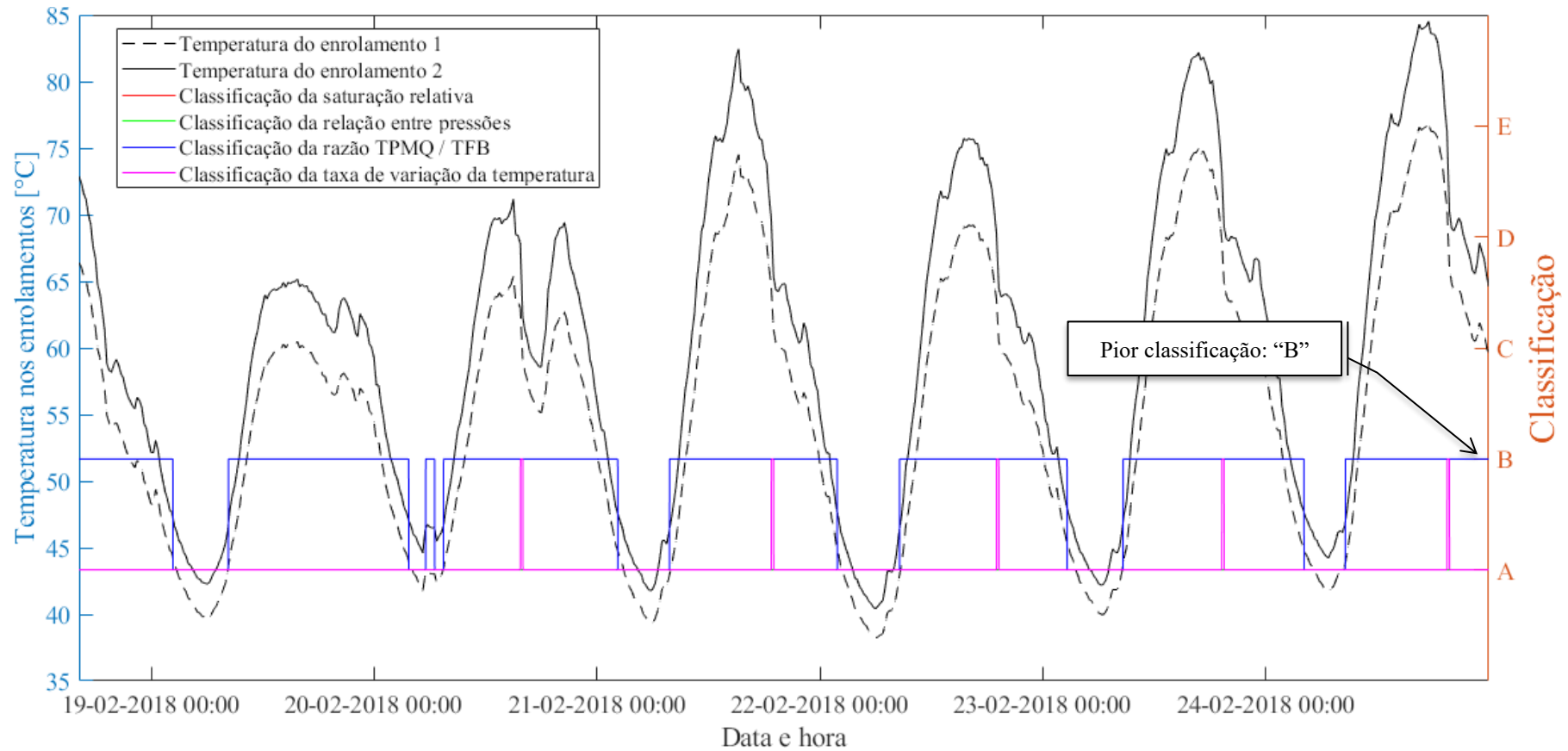
Após a obtenção dos valores de umidade nos elementos celulose e óleo, utilizando o equacionamento apresentado no Capítulo 3, inicia-se a análise crítica dos valores obtidos, considerando os efeitos nocivos da umidade no transformador que foram apresentados na Análise Bibliográfica. Para isso, utiliza-se das tabelas de classificação apresentadas no Capítulo 4, desenvolvidas nesse trabalho.

A variação das classificações parciais para saturação relativa, taxa de variação da temperatura, relação entre pressões interna e externa à bolha e razão temperatura do ponto mais quente sobre temperatura de formação de bolhas, em função da variação das temperaturas, é apresentada na Figura 5.9 e na Figura 5.9, para o topo e o fundo da parte ativa, respectivamente. Para cada variável apresentada, optou-se pela realização de um estudo conservativo, considerando assim o pior resultado possível entre as diversas equações apresentadas na Seção 2.4.

Analisando as figuras supracitadas, comprova-se a principal vantagem da utilização de um modelo bidimensional para se estudar a variação de umidade em transformadores de potência, em detrimento de um modelo unidimensional. Uma vez que os valores da temperatura e das concentrações de umidade são diferentes no topo e no fundo do enrolamento, conseqüentemente as variáveis que modelam os efeitos nocivos da umidade também serão. Assim, as classificações parciais para cada uma dessas variáveis também poderão diferir em determinado instante de tempo.

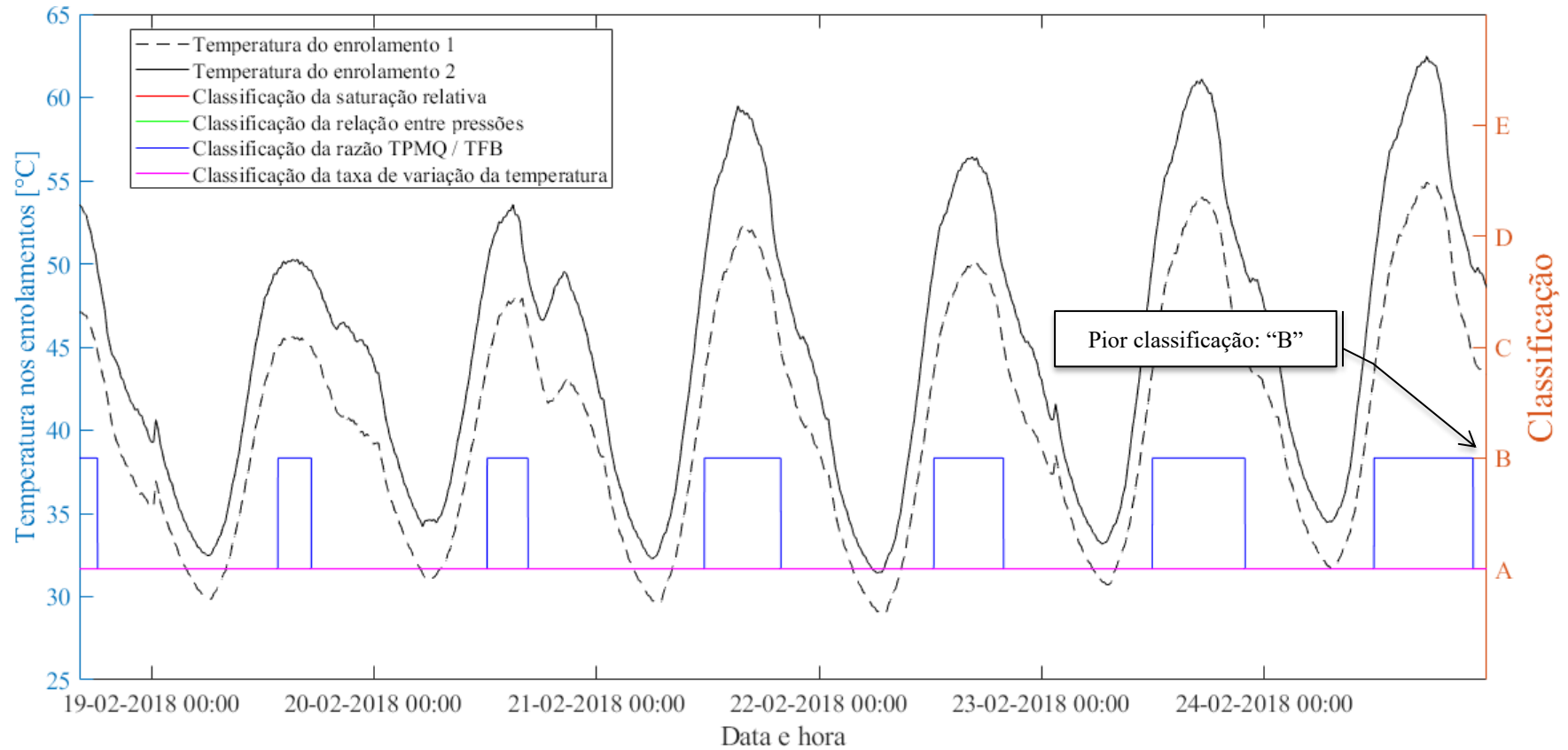
Considerando o que foi descrito no parágrafo anterior, e novamente estudando a Figura 5.9 e a Figura 5.9, deduz-se que a região superior do transformador possui classificação “B” mais frequentemente (durante maiores intervalos de tempo) do que a região inferior do transformador, principalmente para a variável temperatura do ponto mais quente sobre temperatura de formação de bolhas (como será discutido a seguir). Assim, para este equipamento, a região superior da parte ativa é uma zona mais crítica do que a região inferior, ensejando maiores cuidados em etapas de projeto, fabricação e inspeção no que diz respeito à questão térmica e de formação de bolhas gasosas de umidade.

Figura 5.9. Variação das classificações parciais para o estudo de caso 1, no topo da parte ativa



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.10. Variação das classificações parciais para o estudo de caso 1, no fundo da parte ativa



Fonte: próprio autor (2020).

As piores classificações parciais e final para o transformador, no topo e no fundo do enrolamento, são apresentadas na Tabela 5.6.

Tabela 5.6. Classificações parcial e final para o estudo de caso 1

Região	Variável	Enrolamento 1	Canal de Óleo 1	Tubo Espaçador	Canal de Óleo 2	Enrolamento 2
Topo do tanque principal	Saturação Relativa	-	A	-	A	-
	Taxa de variação da temperatura	B	-	B	-	B
	Relação entre a pressão interna e a pressão externa da bolha	A	-	A	-	A
	Razão TPMQ/TFB – Oommen	B	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB - Przybylek	B	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB – Koch & Tenbohlen	B	-	B	-	B
Fundo do tanque principal	Saturação Relativa	-	A	-	A	-
	Taxa de variação da temperatura	A	-	A	-	A
	Relação entre a pressão interna e a pressão externa da bolha	A	-	A	-	A
	Razão TPMQ/TFB – Oommen	B	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB - Przybylek	B	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB – Koch & Tenbohlen	B	-	B	-	B
<b>Classificação Final</b>		<b>B (bom) – continuar a operar o equipamento, estando atendo à evolução de resultados nos ensaios posteriores</b>				

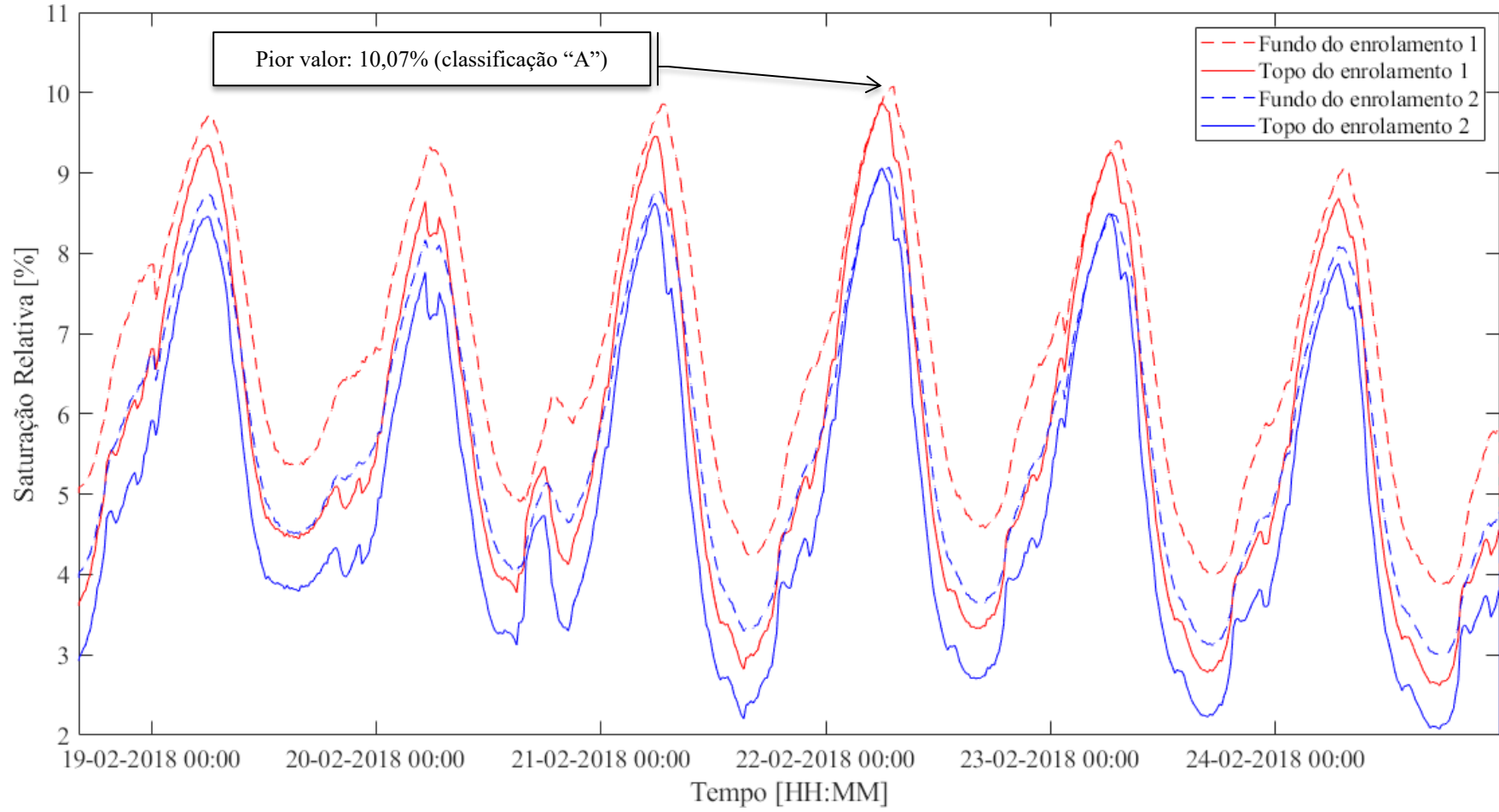
Fonte: próprio autor (2020).

A variação da saturação relativa, para o estudo de caso 1, é apresentada na Figura 5.11. Observa-se, da análise desta figura e comparação com as Figuras 5.3 e 5.4, que o aumento das temperaturas dos enrolamentos causa a diminuição da saturação relativa do óleo. Como consequência, a umidade irá se deslocar no sentido papel-óleo (rever Figura 5.5)

A taxa de variação da temperatura nos enrolamentos é apresentada na Figura 5.12. Como a máxima variação de temperatura, em módulo, é igual a 0,6253 °C/minuto, a pior classificação parcial desta variável é “B”.

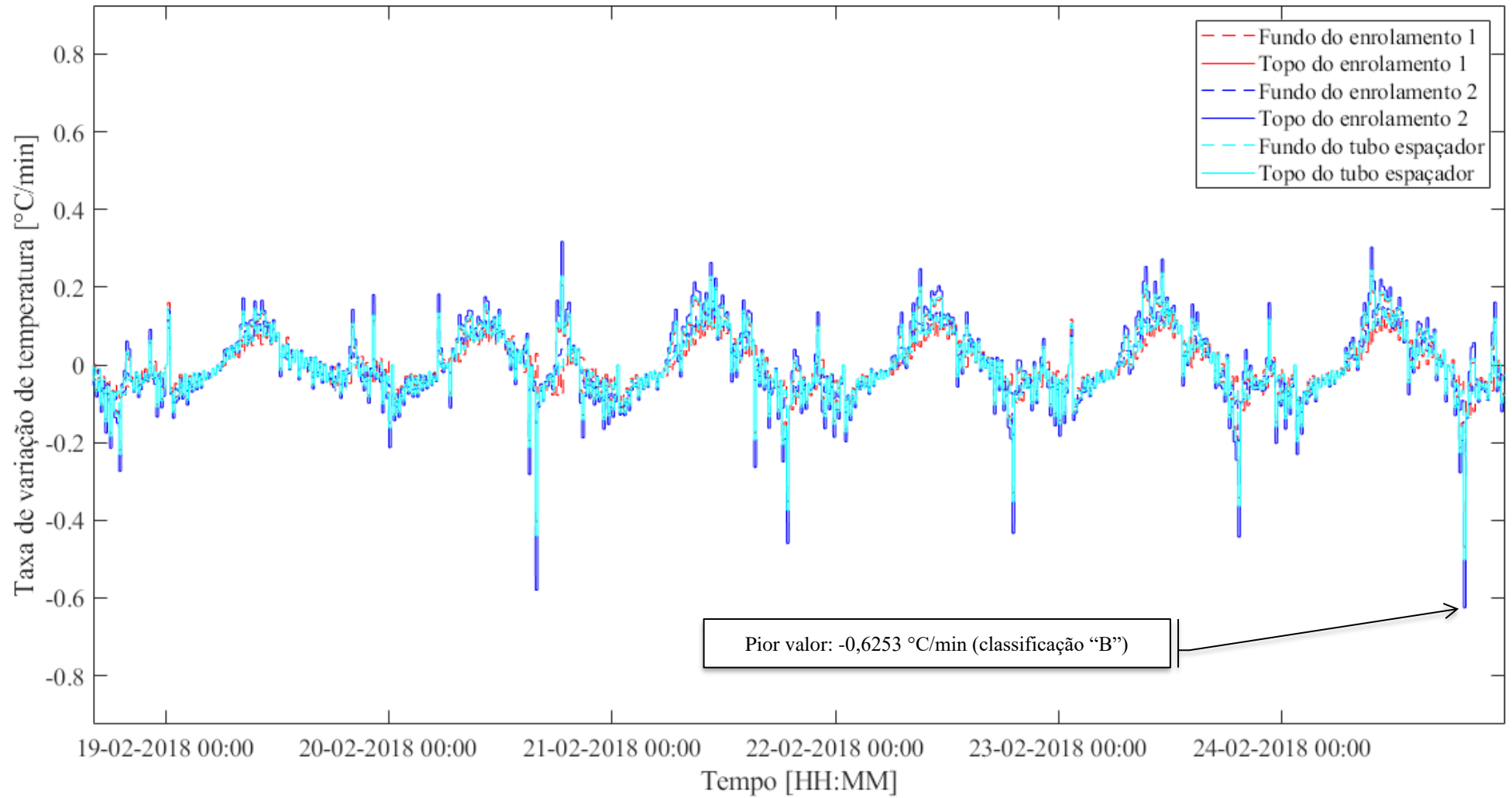
A variação da relação entre as pressões interna e externa à bolha, em função do tempo, é apresentada na Figura 5.13. Uma vez que a pressão externa à bolha, composta majoritariamente pela pressão atmosférica, se mantém constante (premissa adotada no modelo), e a pressão interna à bolha aumenta com o aumento da temperatura, observa-se um aumento da relação entre a pressão interna e externa à bolha com a redução das temperaturas dos enrolamentos do transformador.

Figura 5.11. Variação da saturação relativa para o estudo de caso 1



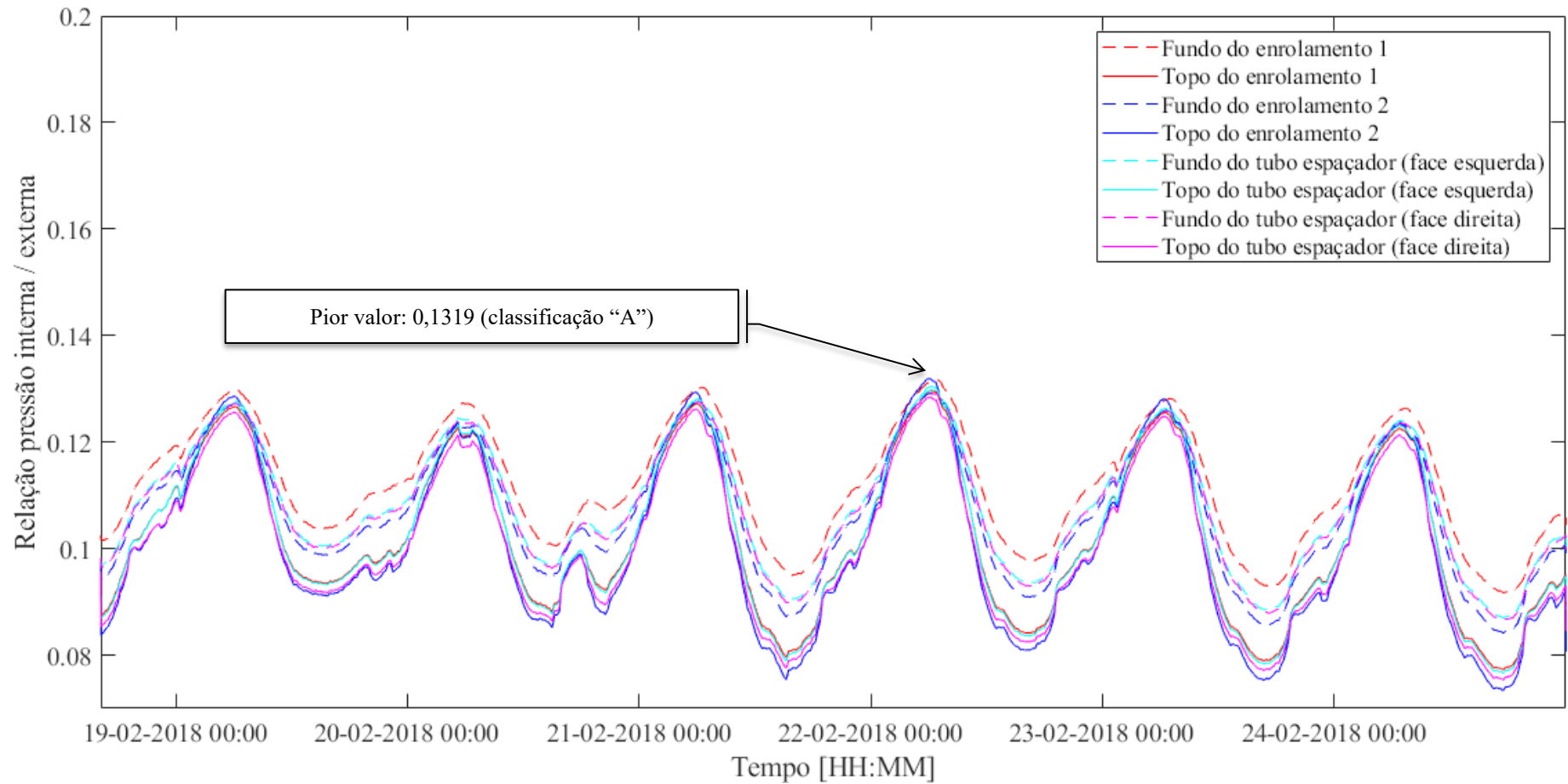
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.12. Taxa de variação da temperatura nos enrolamentos



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.13. Relação entre pressões interna e externa à bolha



Fonte: próprio autor (2020).

A razão entre a temperatura do ponto mais quente do enrolamento (TPMQ) sobre a temperatura de formação de bolhas (TFB), em função do tempo, conforme Oommen [32], Przybylek [34] e Koch-Tenbohlen [30] (Seção 2.4) é apresentada na Figura 5.14, Figura 5.15 e Figura 5.16, respectivamente. Analisando as equações de formação de bolha, observa-se que com a redução das concentrações de umidade em celulose (causadas pelo aumento na temperatura dos enrolamentos), ocorrerá o aumento da temperatura de formação de bolhas. No entanto, a temperatura do ponto mais quente do enrolamento subirá mais acentuadamente do que a anterior, o que causará um aumento na razão entre essas duas variáveis. Além disto, nota-se que os valores apontados pelas equações de Oommen, Przybylek e Koch-Tenbohlen são muito próximos, apontando a coerência entre os estudos citados.

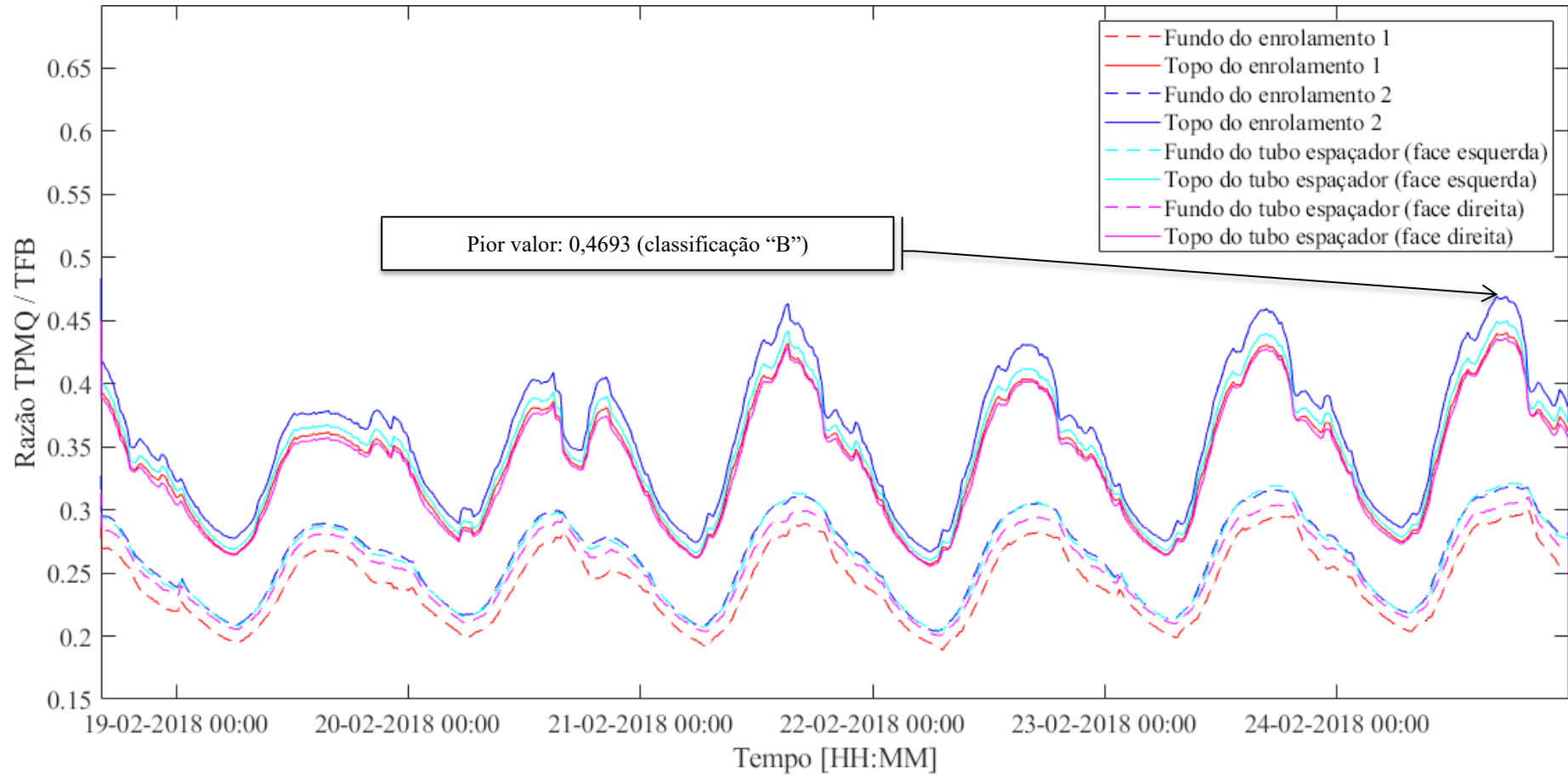
Considerando a aplicação do modelo unidimensional apresentado em [39] ao carregamento observado no transformador do estudo de caso 1, obtém-se as classificações parciais e final ilustradas na Tabela 5.7. Observa-se que o resultado da classificação final é o mesmo, para o modelo unidimensional e para o modelo bidimensional. No entanto, ressalta-se que o modelo unidimensional, apesar do reduzido custo computacional, não permite uma análise mais aprofundada sobre os fenômenos nocivos que a umidade traz ao transformador, em especial o estudo das regiões superior e inferior da parte ativa. Desta forma, recomenda-se a utilização do modelo bidimensional para se realizar um estudo mais preciso e obter um diagnóstico mais assertivo.

Tabela 5.7. Classificações parcial e final para o estudo de caso 1, considerando o modelo unidimensional

Variável	Primário		Secundário	
	Fabre-Pichon	Oommen	Fabre-Pichon	Oommen
Saturação Relativa	A	A	A	A
Taxa de Variação da Temperatura	A		A	
Relação Pressão interna / pressão externa	A	A	A	A
Relação ponto mais quente / temperatura de formação de bolhas – Oommen	B	B	B	B
Relação ponto mais quente / temperatura de formação de bolhas – Przybylek (pior caso)	B	B	B	B
Relação ponto mais quente / temperatura de formação de bolhas – Koch & Tenbohlen (pior caso)	B	B	B	B
<b>Classificação final</b>	<b>B (bom) – continuar a operar o equipamento, estando atendo à evolução de resultados nos ensaios posteriores</b>			

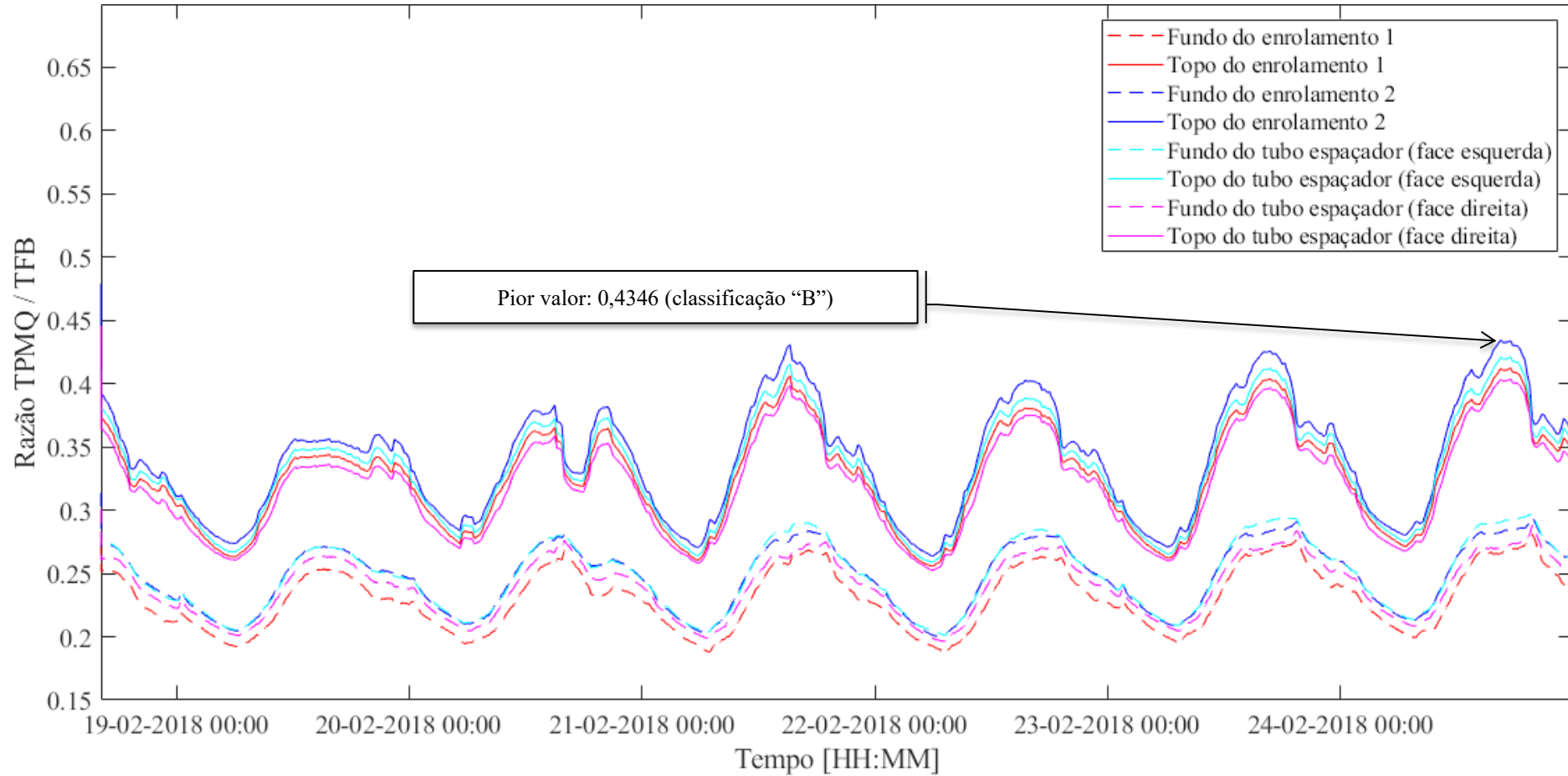
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.14. Razão entre temperatura do ponto mais quente e temperatura de formação de bolhas, conforme Oommen, para Estudo de Caso 1



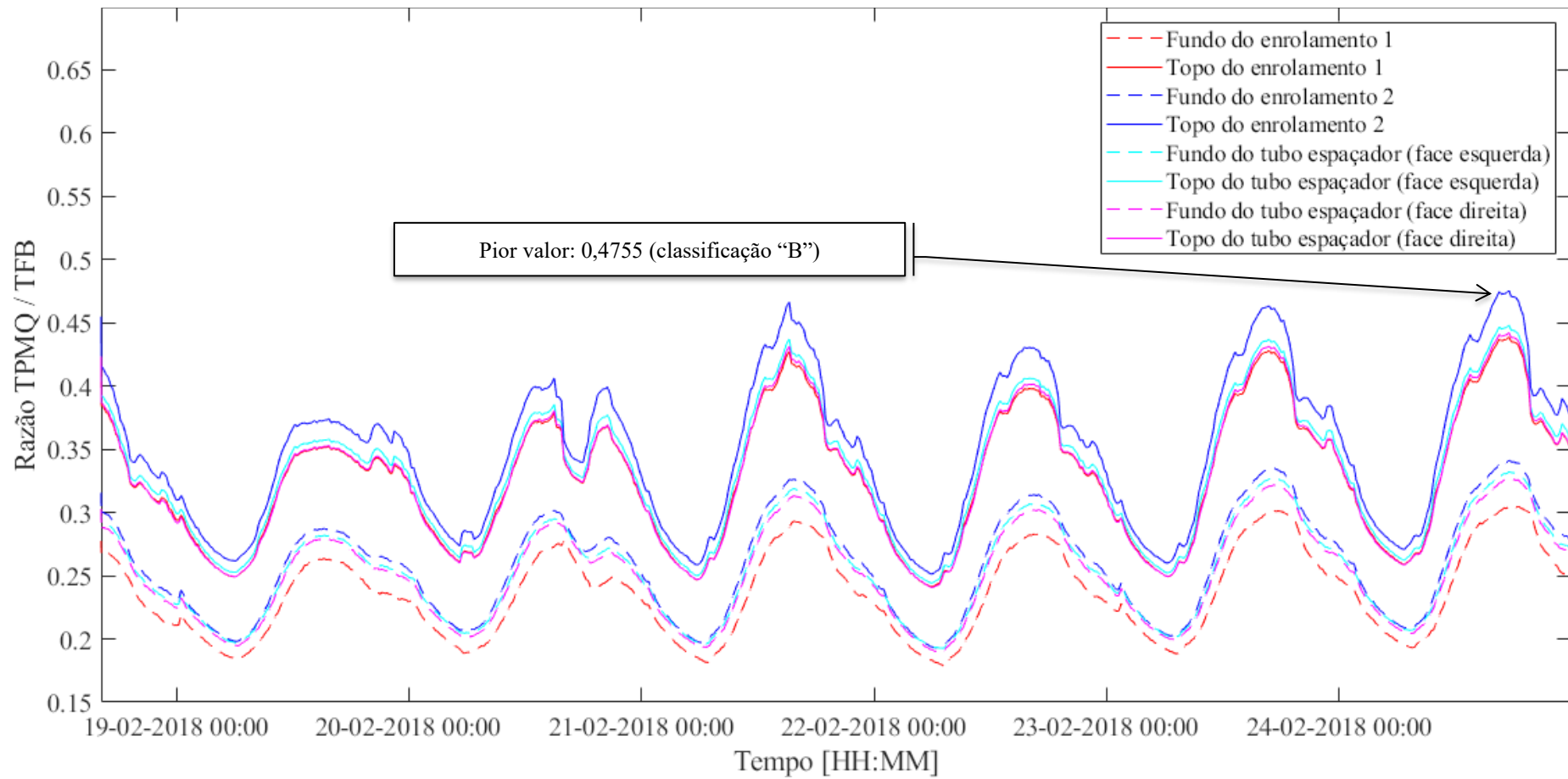
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.15. Razão entre temperatura do ponto mais quente e temperatura de formação de bolhas, conforme Przybylek, para Estudo de Caso 1



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.16. Razão entre temperatura do ponto mais quente e temperatura de formação de bolhas, conforme Koch-Tenbohlen, para Estudo de Caso 1



Fonte: próprio autor (2020).

#### 5.2.1.6. Estudo de cenário crítico, considerando perda de carga elétrica

Para o transformador do estudo de caso 1, durante o período no qual o sistema de monitoramento foi instalado, obteve-se uma classificação final igual a “B” (bom). No entanto, com o objetivo de se prever o comportamento do equipamento operando em uma situação extremamente adversa, um novo estudo foi realizado, desta vez com a seguinte premissa: estando o transformador operando em sobrecarga, com carregamento máximo igual à 120% da sua potência nominal, o mesmo sofre perda abrupta de carregamento. Este cenário, extremamente agressivo ao equipamento por impactar em variações bruscas de temperatura, pode ser observado em concessionárias de energia elétrica<sup>7</sup>.

No cenário de perda de carga, estando o transformador do estudo de caso 1 operando em 120 % do carregamento nominal, a variação das temperaturas nos enrolamentos é apresentada na Figura 5.17.

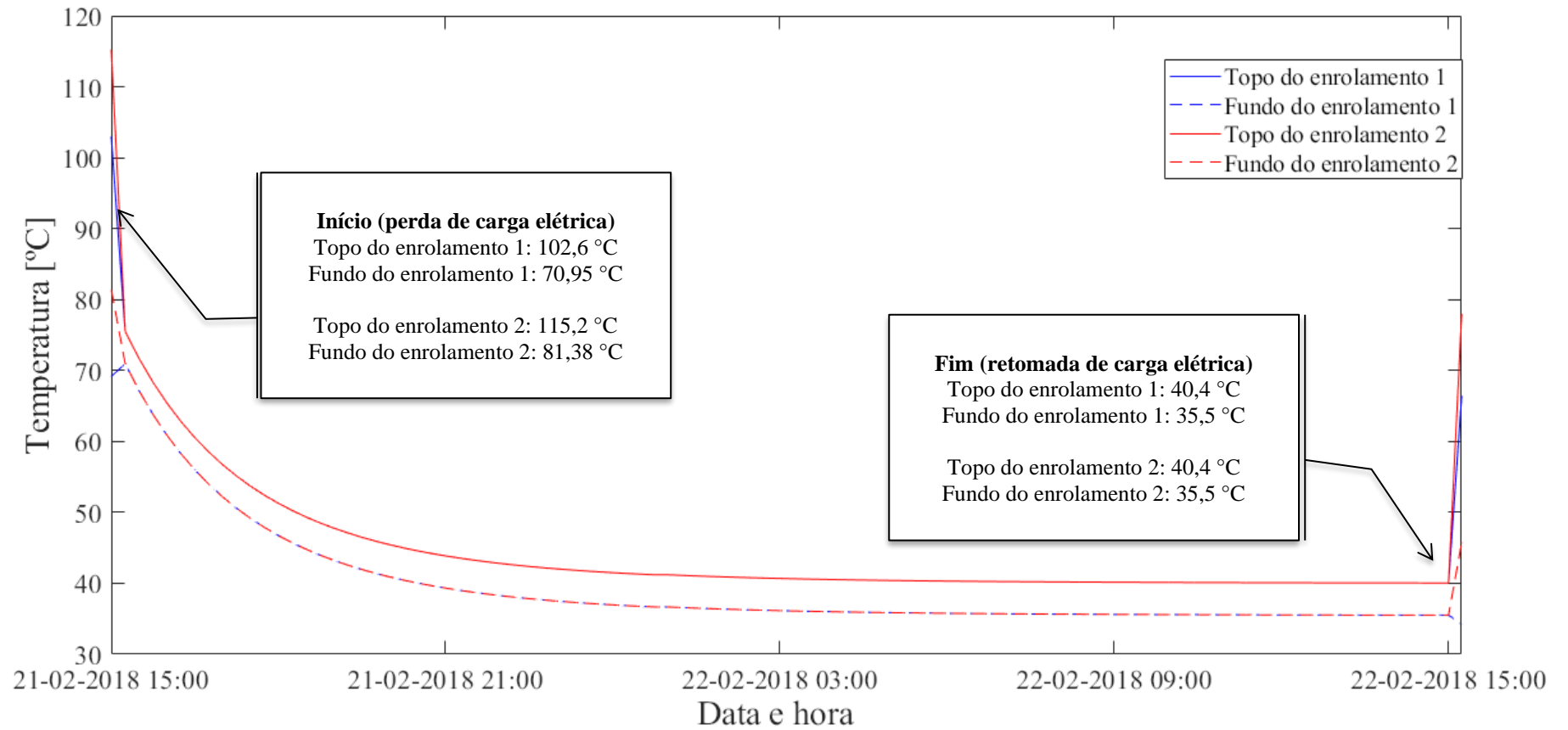
A variação do teor de água no óleo, após o período de perda de carregamento elétrico, é apresentada na Figura 5.18.

Por sua vez, a variação da concentração de umidade no papel é apresentada na Figura 5.19.

---

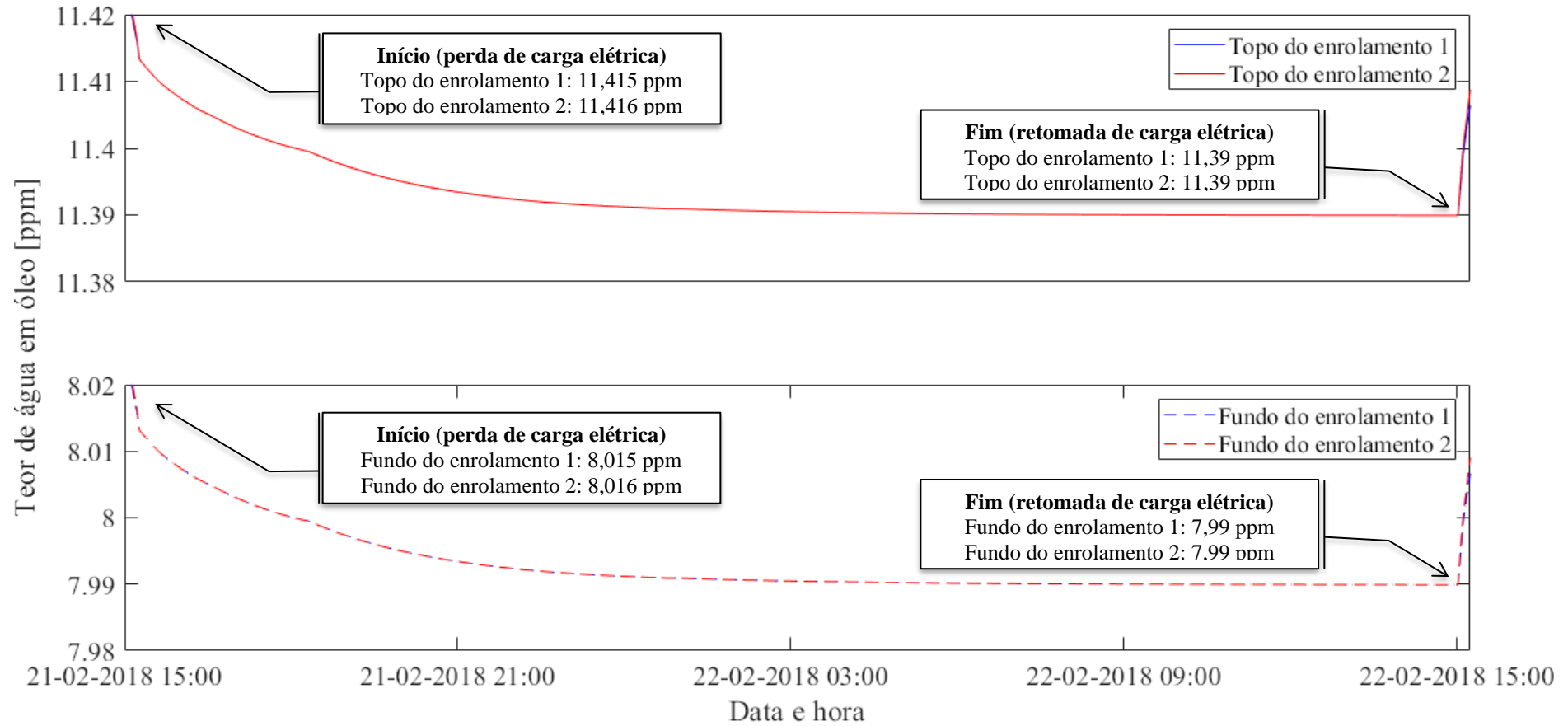
<sup>7</sup> Diversos são os motivos que podem levar o transformador a operar sob tais condições. Dentre esses, destacam-se dois, a saber: (a) manobras temporárias na rede de distribuição de energia, transferindo consumidores temporariamente para um transformador, causando uma sobrecarga temporária, com duração geralmente igual a algumas horas ou poucos dias; e (b) capacidade instalada da subestação é inferior à demanda dos consumidores supridos pelo transformador, causando uma sobrecarga contínua, podendo ser observada em vários meses.

Figura 5.17. Temperatura nos enrolamentos do transformador, considerando cenário de perda de carga



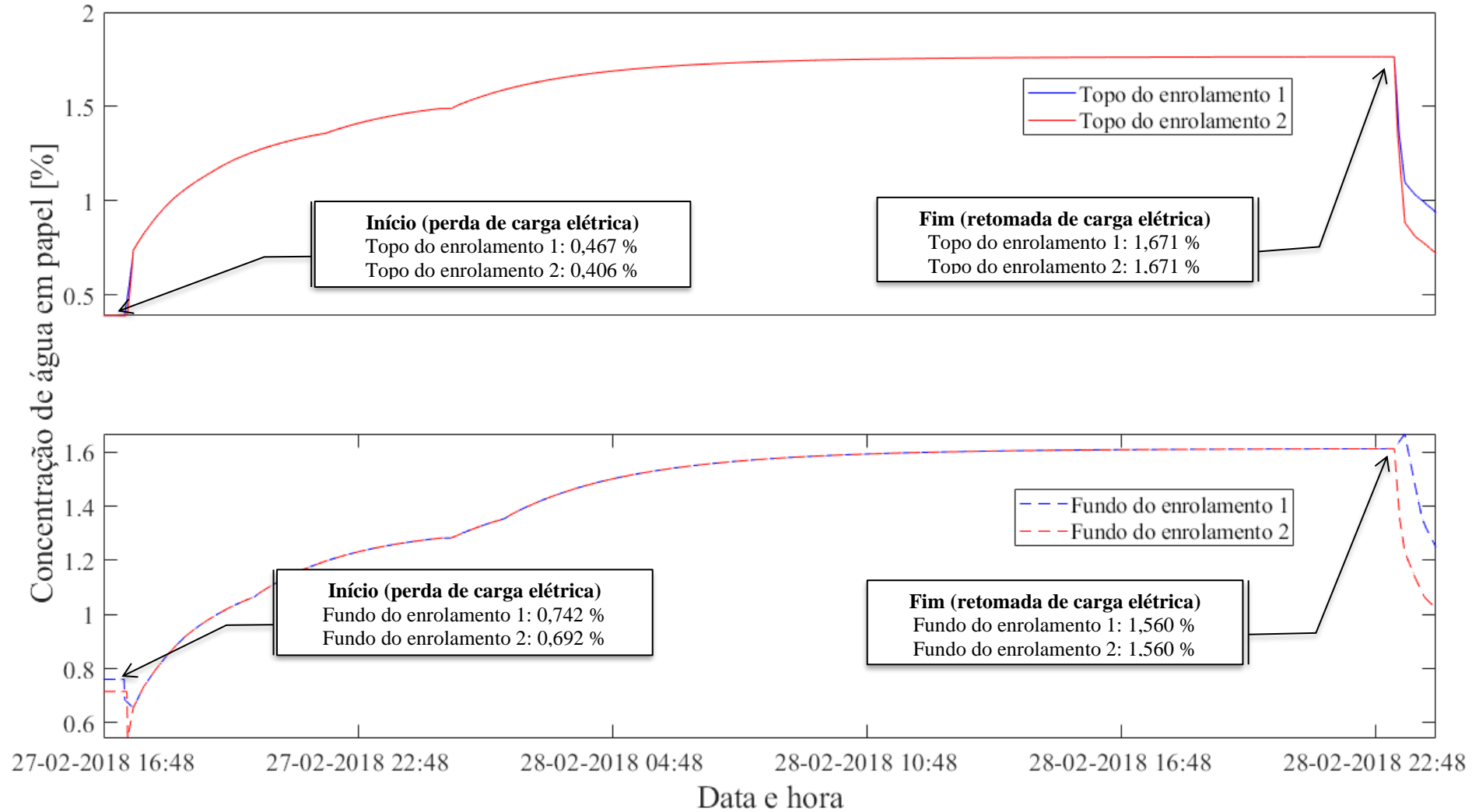
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.18. Variação do teor de água em óleo, considerando cenário adverso de perda de carga no instante de sobrecarga



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.19. Concentração de umidade no papel, considerando cenário de perda de carga no instante de sobrecarga



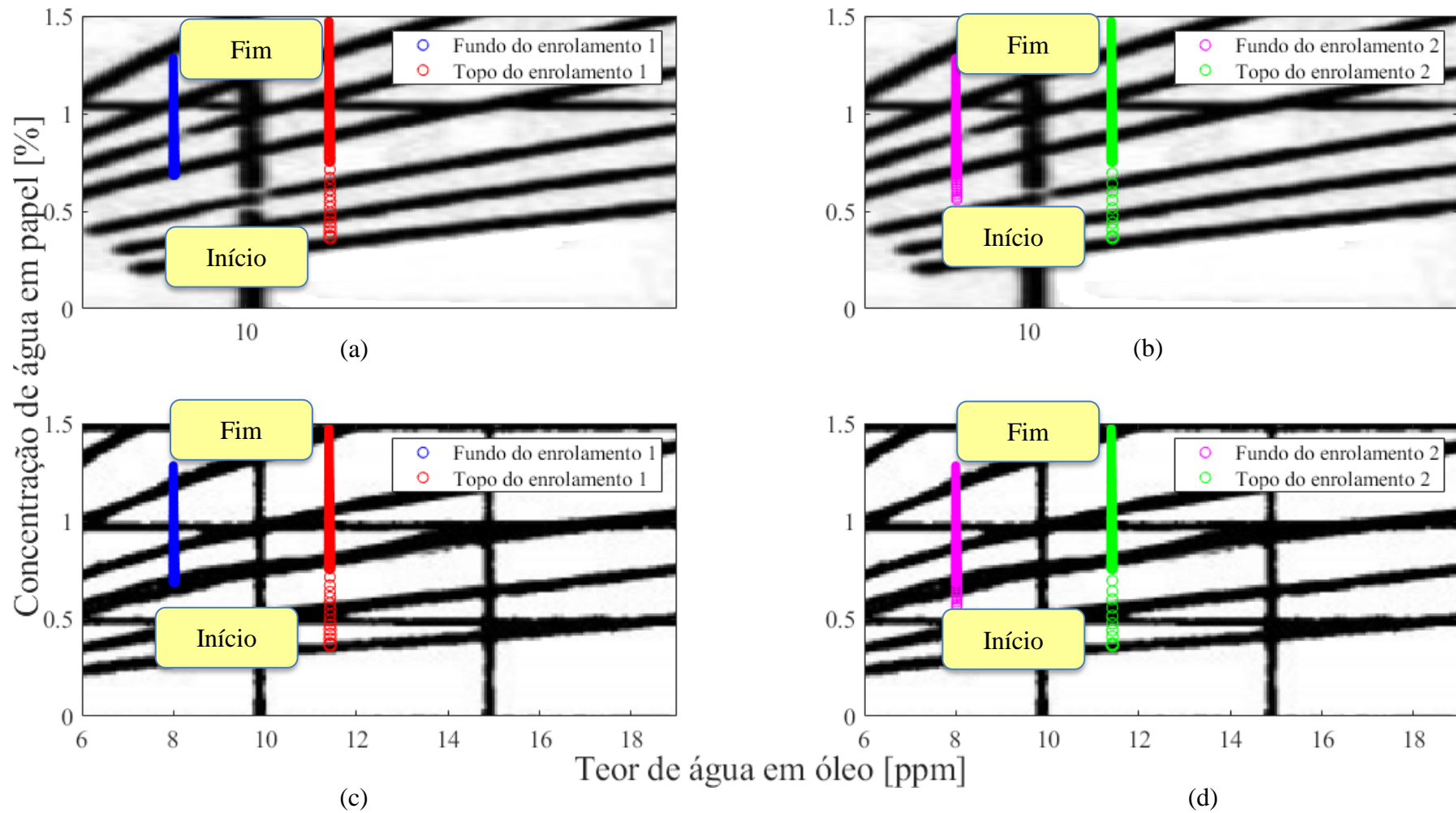
Fonte: próprio autor (2020).

Analisando a figura anterior, observa-se que alguns instantes após a perda de carga, a concentração de umidade na celulose no topo dos enrolamentos se torna maior do que no fundo. Este fenômeno é explicado pela baixa variação no teor de água em óleo no topo e no fundo do enrolamento, associada à uma variação significativa (com tendência de equalização) das temperaturas no topo e no fundo do enrolamento. Como consequência, obtém-se uma migração significativa da umidade no papel, tendo como resultado essa inversão de valores.

O fenômeno da perda de carga pode ser observado quando se projeta, nos ábacos de Fabre-Pichon e Oommen (apresentado na Figura 2.3 e na Figura 2.4), o trio de valores temperatura (curvas de nível) - teor de água em óleo (abscissas) - concentração de umidade em papel (ordenadas), usando os valores ilustrados na Figura 5.17, Figura 5.18 e Figura 5.19, respectivamente. Esta projeção é exibida na Figura 5.20, que pode ser entendida como uma ferramenta gráfica para o entendimento do fenômeno de perda de carga. Da análise desta figura, observa-se que a perda abrupta de carga elétrica do transformador é representada como o deslocamento dos pontos nos ábacos, no sentido inferior-superior, o que é associado à redução das temperaturas. Além disso, nota-se uma leve inclinação na curva para a esquerda, representando a perda de umidade do óleo para a celulose, ou seja, redução no teor de água. Finalmente, observa-se uma inversão na razão concentração de água em celulose no fundo sobre topo do enrolamento: inicialmente havia mais água no fundo do que no topo do papel, no entanto no instante da retomada do carregamento elétrico, a quantidade de umidade no topo é maior do que no fundo. Conforme explicado no parágrafo anterior, este fenômeno é justificado pela queda acentuada de temperaturas dos enrolamentos, associada à redução inexpressiva do perfil de teor de água em óleo, em função da altura, o que enseja (pelas próprias condições impostas pelos ábacos) a inversão dos valores.

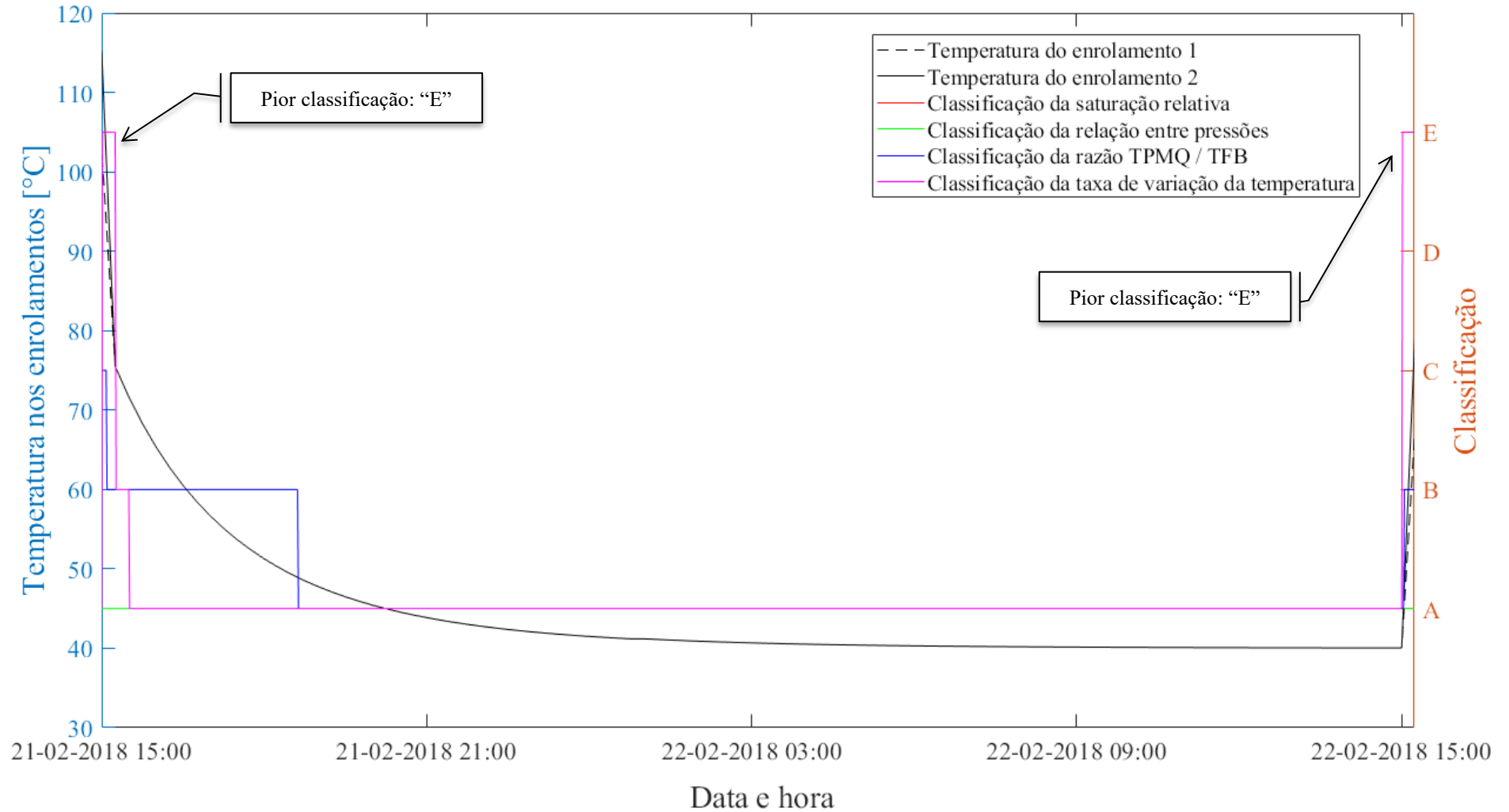
As classificações parcial e final para o transformador, considerando o cenário de perda de carga, são apresentadas Figura 5.21 e na Figura 5.22, para o topo e o fundo da parte ativa, respectivamente.

Figura 5.20. Cenário de perda de carga, sob âbacos de umidade: a) enrolamento 1 por Fabre-Pichon; b) enrolamento 2 por Fabre-Pichon; c) enrolamento 1 por Oommen; d) enrolamento 2 por Oommen



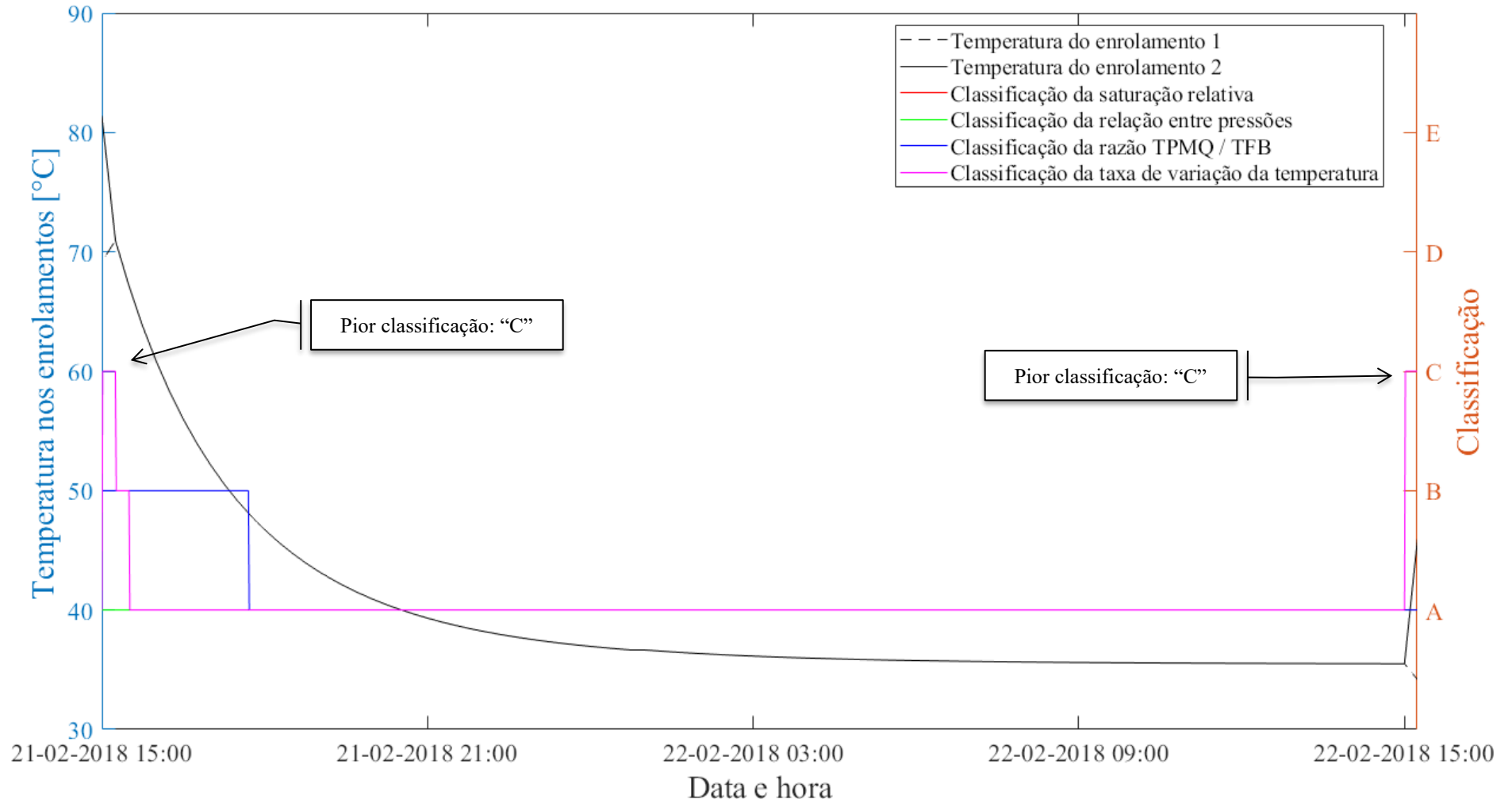
Fonte: próprio autor (2020)

Figura 5.21. Variação das classificações parciais para o estudo de caso 1, no topo dos enrolamentos, considerando perda de carga



Fonte: próprio autor (2020)

Figura 5.22. Variação das classificações parciais para o estudo de caso 1, no fundo dos enrolamentos, considerando perda de carga



Fonte: próprio autor (2020)

Da análise da Figura 5.21 e da Figura 5.22, observa-se o quão agressivo ao transformador é a variação significativa de carregamento elétrico, estando em ponta de carga. Nos instantes de perda e retomada de carga, a classificação final do conjunto transformador-carregamento elétrico é “E” (péssimo), o que subsidia o proprietário do transformador a evitar cenários de variação abrupta do carregamento elétrico, tais como o apresentado acima.

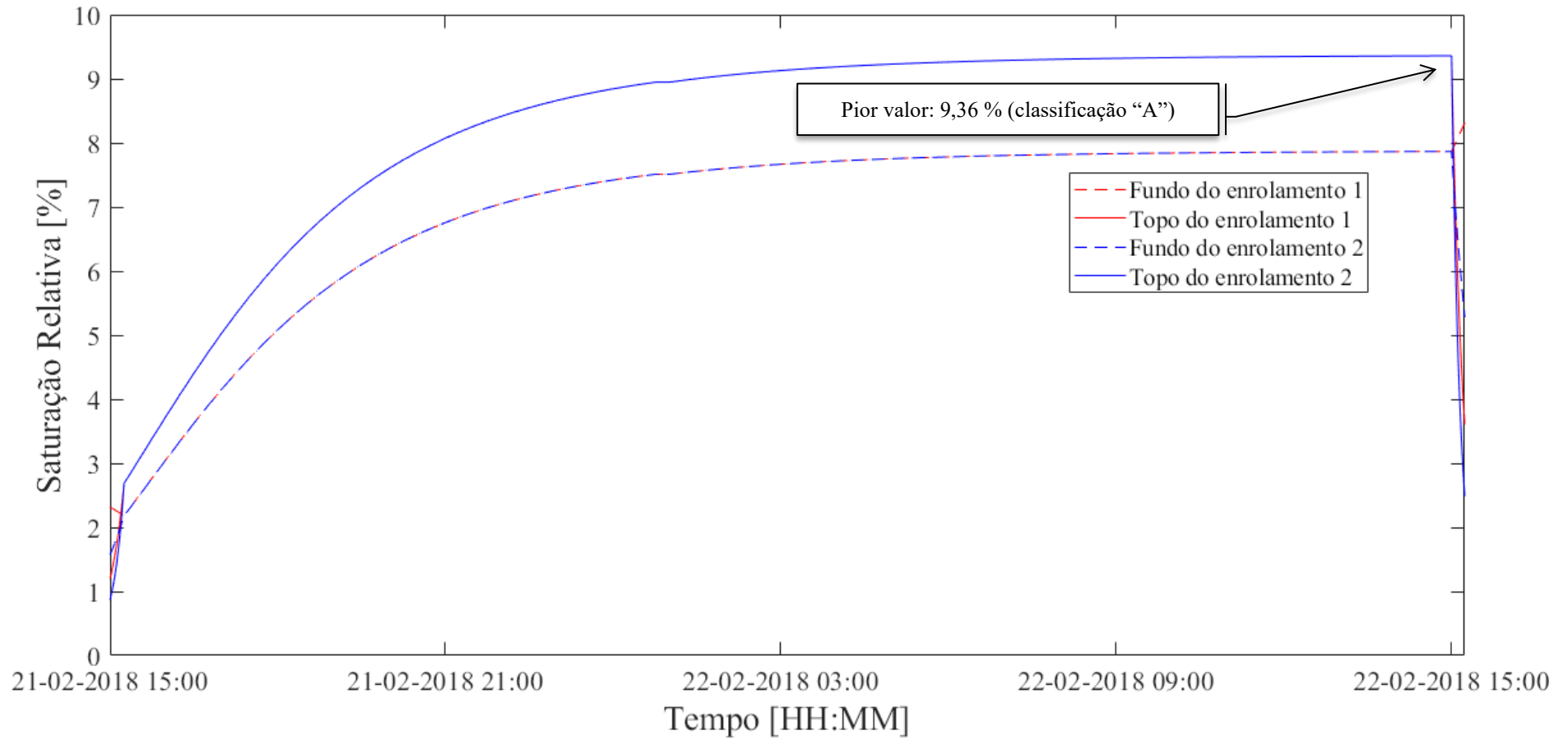
A variação da saturação relativa é apresentada na Figura 5.23. Com a redução significativa da temperatura do óleo, e a pouca variação do teor de água, observa-se o aumento expressivo na saturação relativa. No entanto, os valores não indicam a possibilidade de formação de água livre.

A taxa de variação da temperatura dos enrolamentos, considerando a perda de carga, é apresentada na Figura 5.24. Observa-se que tanto nos instantes de perda quanto no de retomada de carregamento elétrico do equipamento, a taxa de variação da temperatura é expressiva, trazendo riscos à integridade do equipamento.

A relação entre as pressões interna e externa à bolha é apresentada na Figura 5.25.

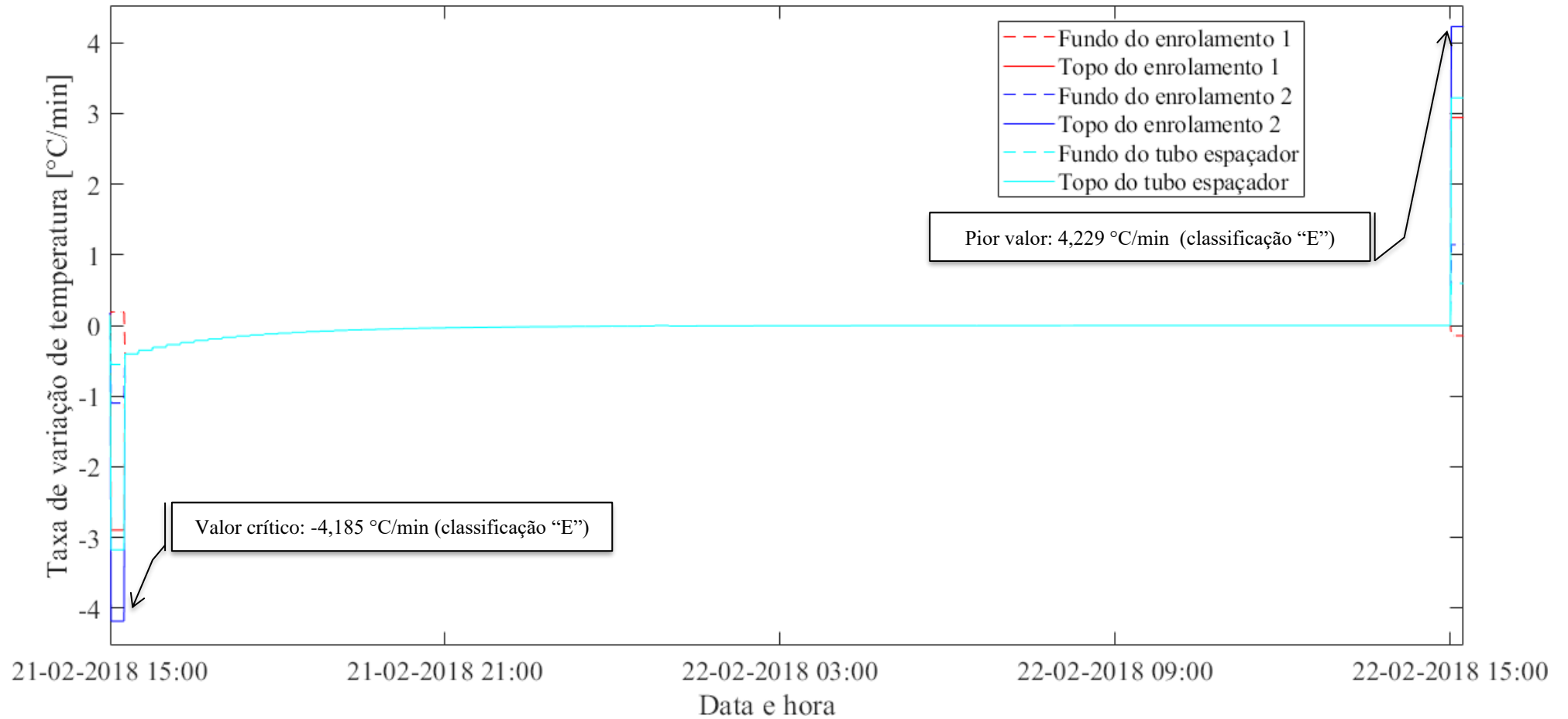
Finalmente, o comportamento da razão entre temperatura do ponto mais quente do enrolamento – TMPQ – sobre temperatura de formação de bolhas – TFB – é apresentado na Figura 5.26 (Oommen), na Figura 5.27 (Przybylek) e na Figura 5.28 (Koch-Tenbohlen). Da análise desta figura, nota-se que as equações propostas por Koch e Tenbohlen são as que fornecem os maiores valores, sendo mais adequadas para estudos de pior cenário.

Figura 5.23. Variação da saturação relativa para o estudo de caso 1, considerando perda de carga



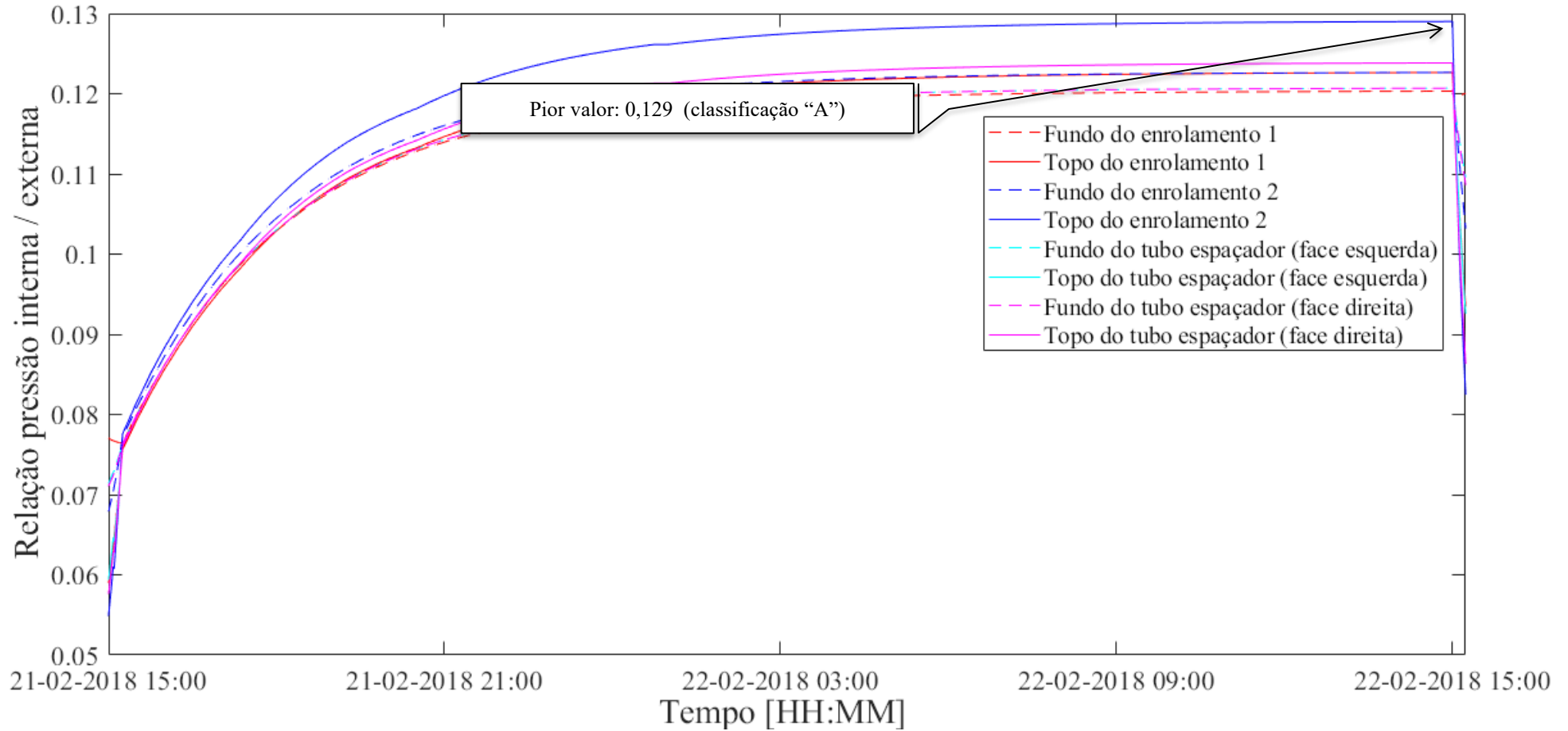
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.24. Variação da taxa de variação de temperatura dos enrolamentos para o estudo de caso 1, considerando perda de carga



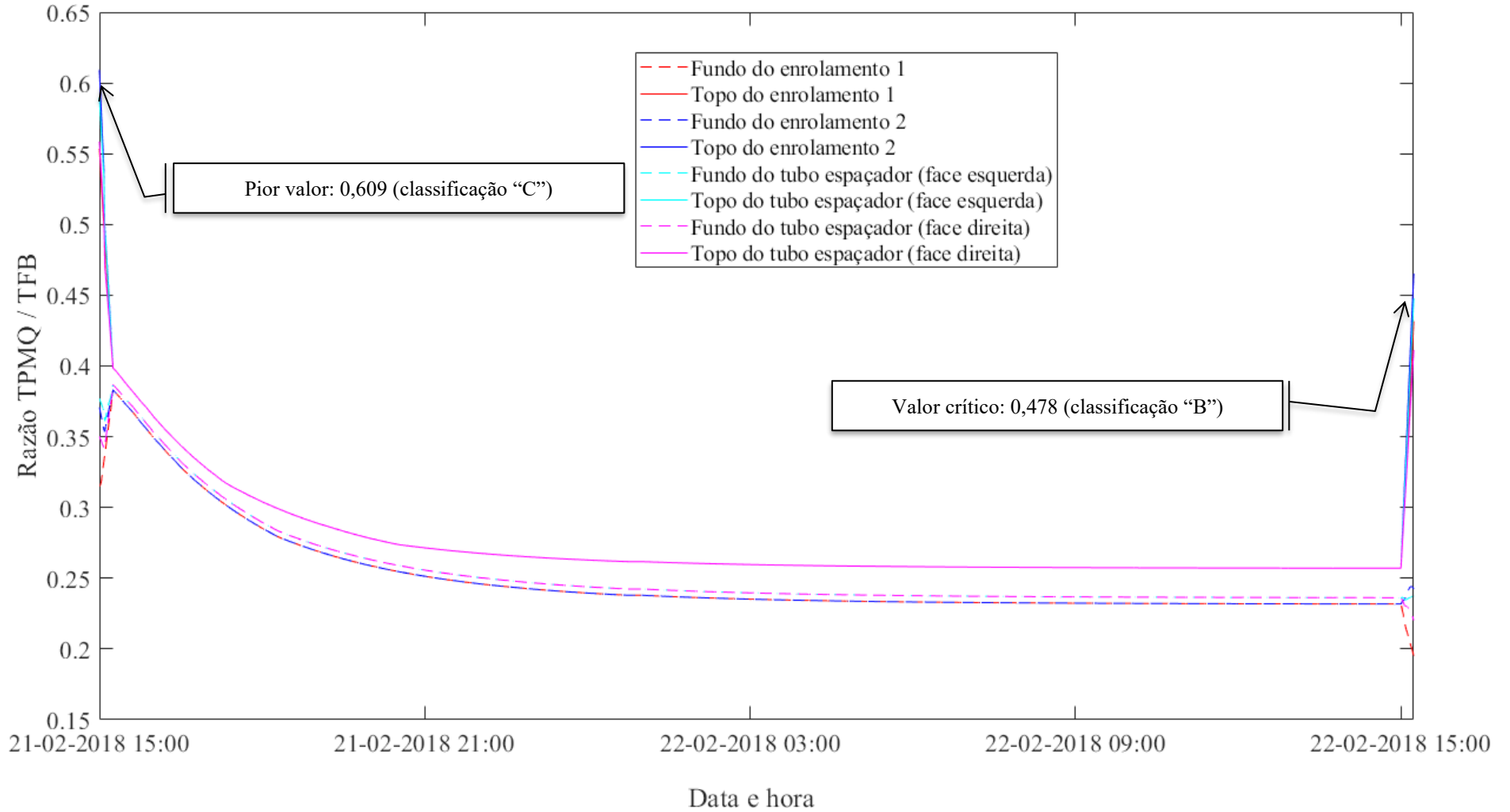
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.25. Variação da relação entre as pressões interna e externa à bolha para o estudo de caso 1, considerando perda de carga.



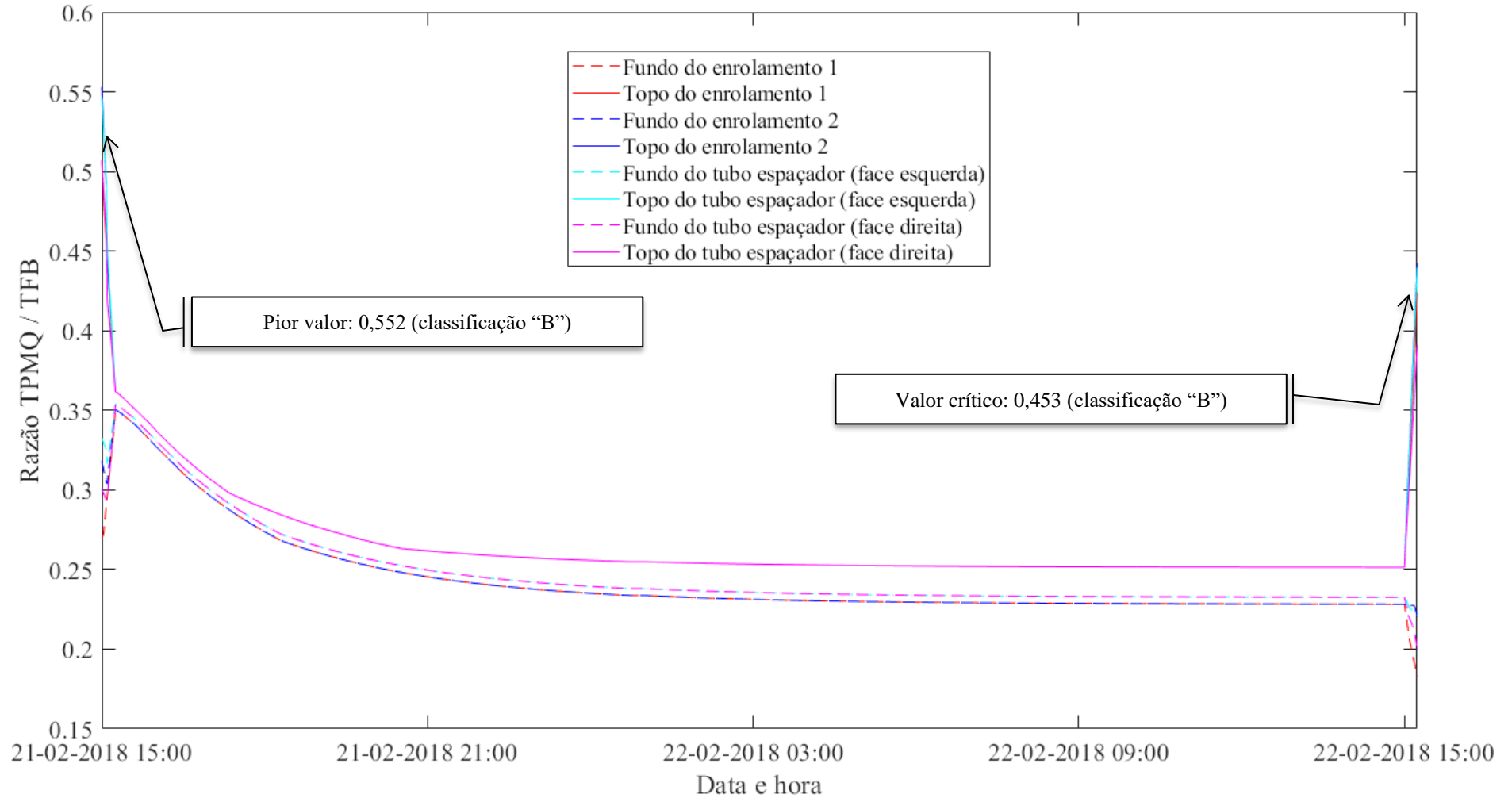
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.26. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente sobre a temperatura de formação de bolhas, conforme Oommen



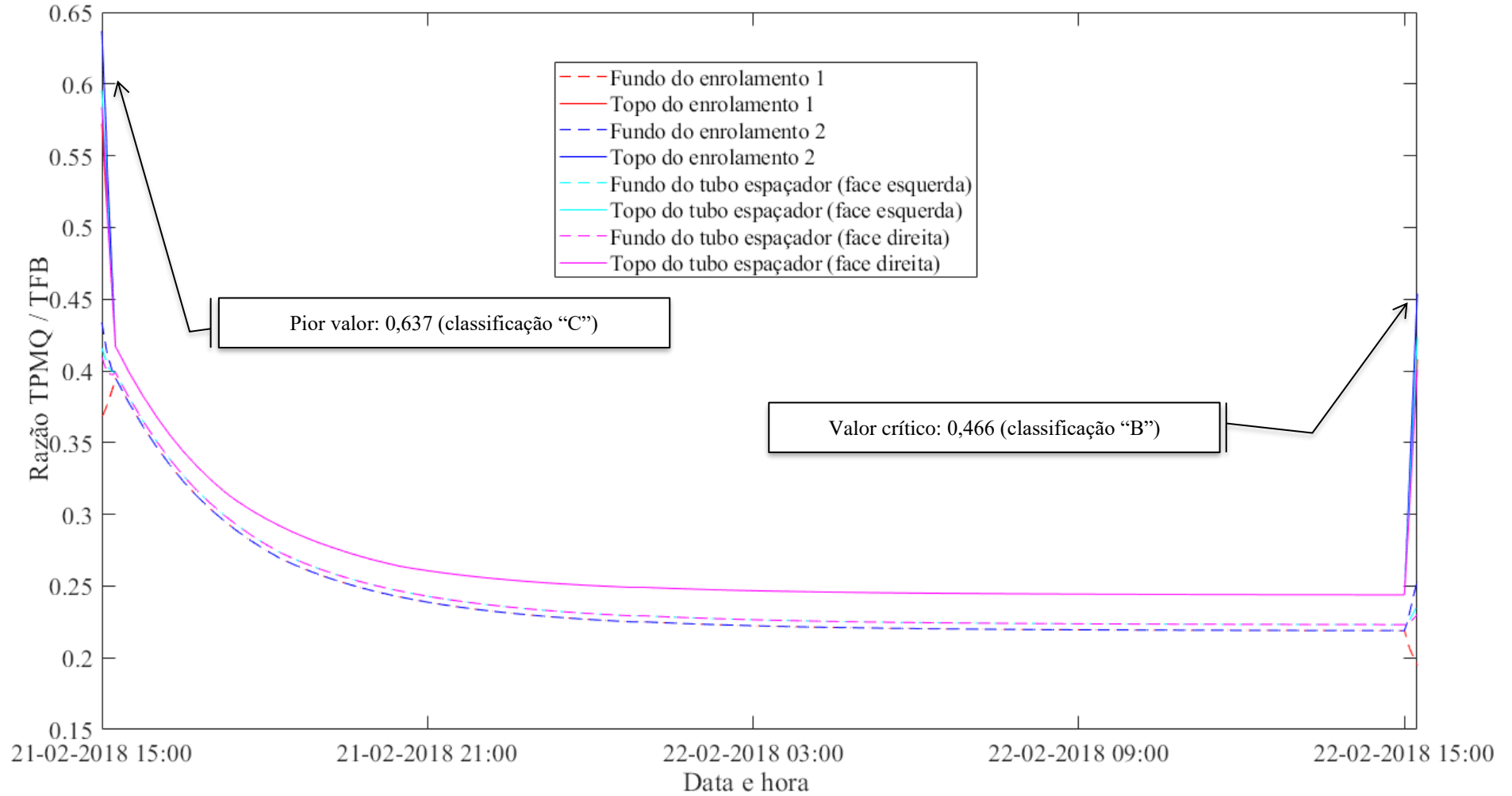
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.27. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente sobre a temperatura de formação de bolhas, conforme Przybylek



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.28. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente sobre a temperatura de formação de bolhas, conforme Koch-Tenbohlen



Fonte: próprio autor (2020).

## 5.2.2. Estudo de Caso 2

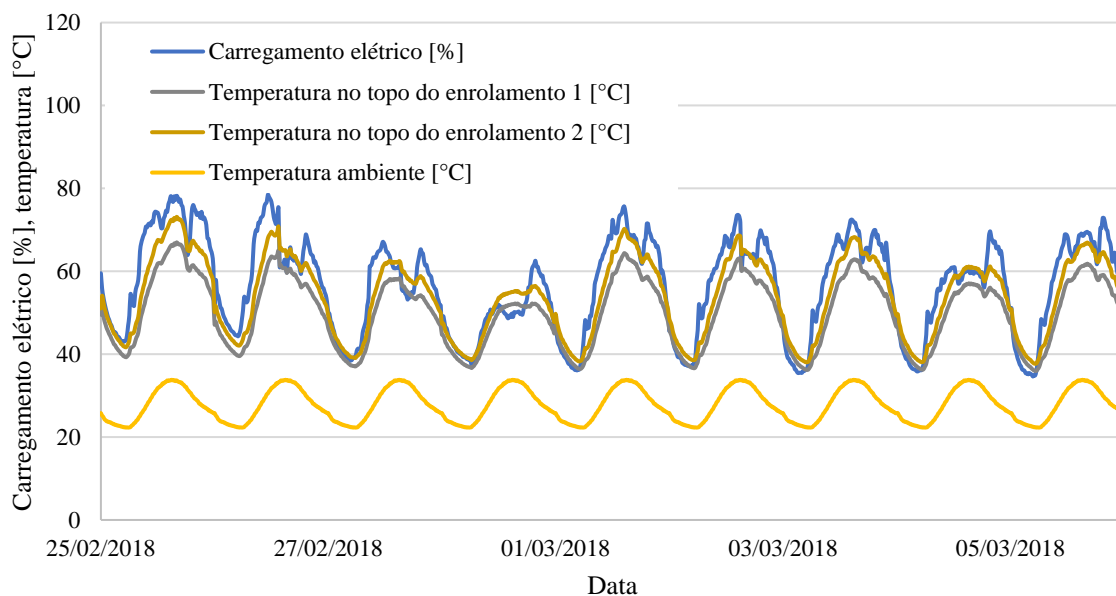
### 5.2.2.1. Características Técnicas

O transformador apresentado no segundo estudo de caso possui projeto e fabricante idênticos ao apresentado no Estudo de Caso 1, no entanto possui condições operativas distintas deste. Desta forma, suas características técnicas são as mesmas das apresentadas na Tabela 5.1.

### 5.2.2.2. Condições operativas

O transformador apresentado no estudo de caso 02 possui condições operativas distintas das apresentadas no estudo de caso 01. Assim, é esperado um comportamento diferente da dinâmica da umidade. São apresentados na Figura 5.29 Figura 5.2: o carregamento elétrico do transformador (valor percentual em relação a máxima potência nominal, ou seja, em estágio ONAF); as temperaturas calculadas no topo dos enrolamentos 1 e 2; e a temperatura ambiente, durante o período de observação.

Figura 5.29. Carregamento elétrico e temperaturas observadas no transformador do estudo de caso 2



Fonte: próprio autor (2020).

#### 5.2.2.3. Condições de contorno

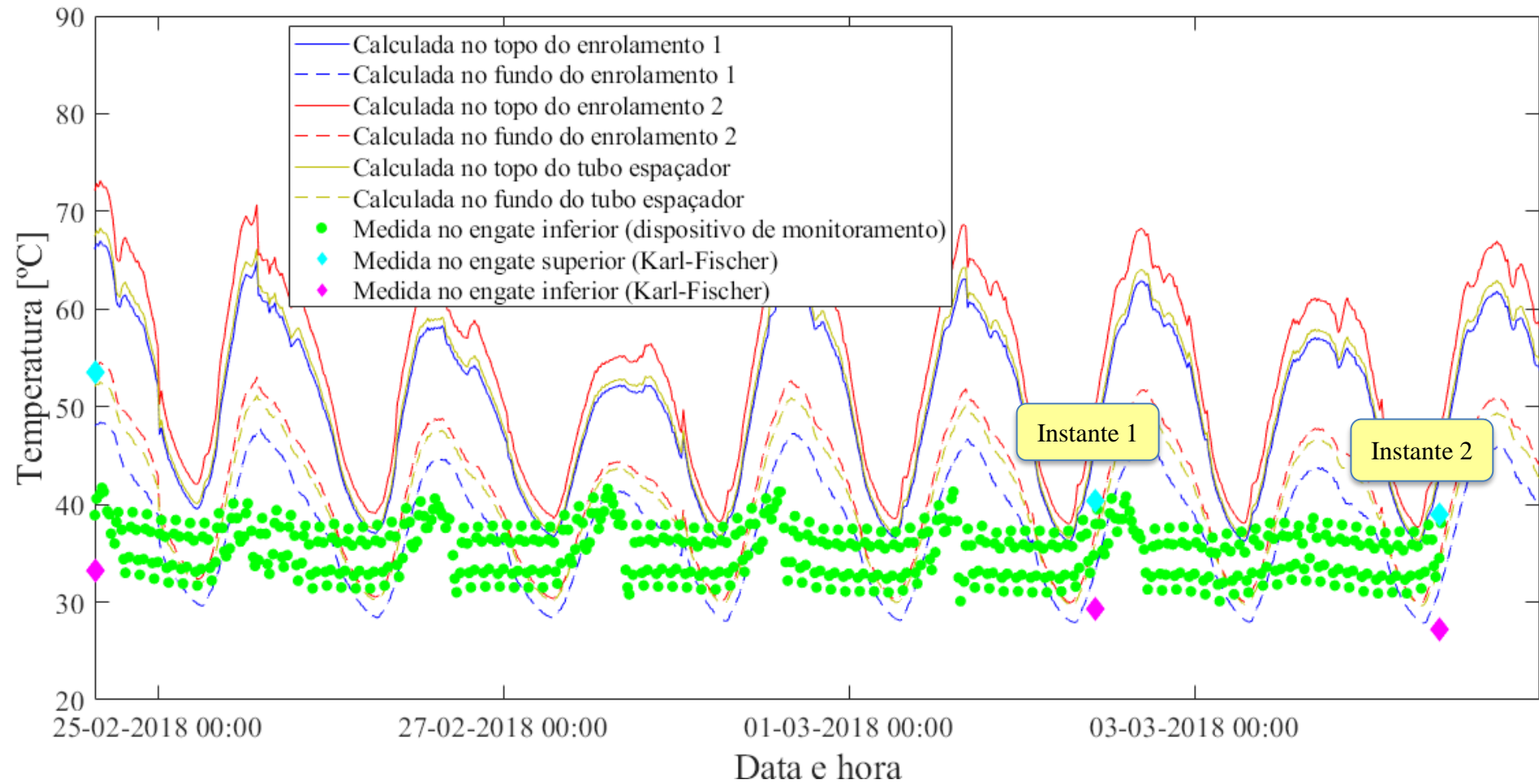
Da mesma forma que no estudo de caso anterior, a discretização considerada é apresentada na Tabela 5.2, e ilustrada na Figura 5.3

#### 5.2.2.4. Grandezas mensuradas e resultados obtidos para a dinâmica de umidade

As temperaturas do óleo (medidas nos registros de amostragem) e nos enrolamentos (calculadas conforme [6] e [57]) no topo e no fundo do tanque principal do transformador, são apresentadas na Figura 5.30.

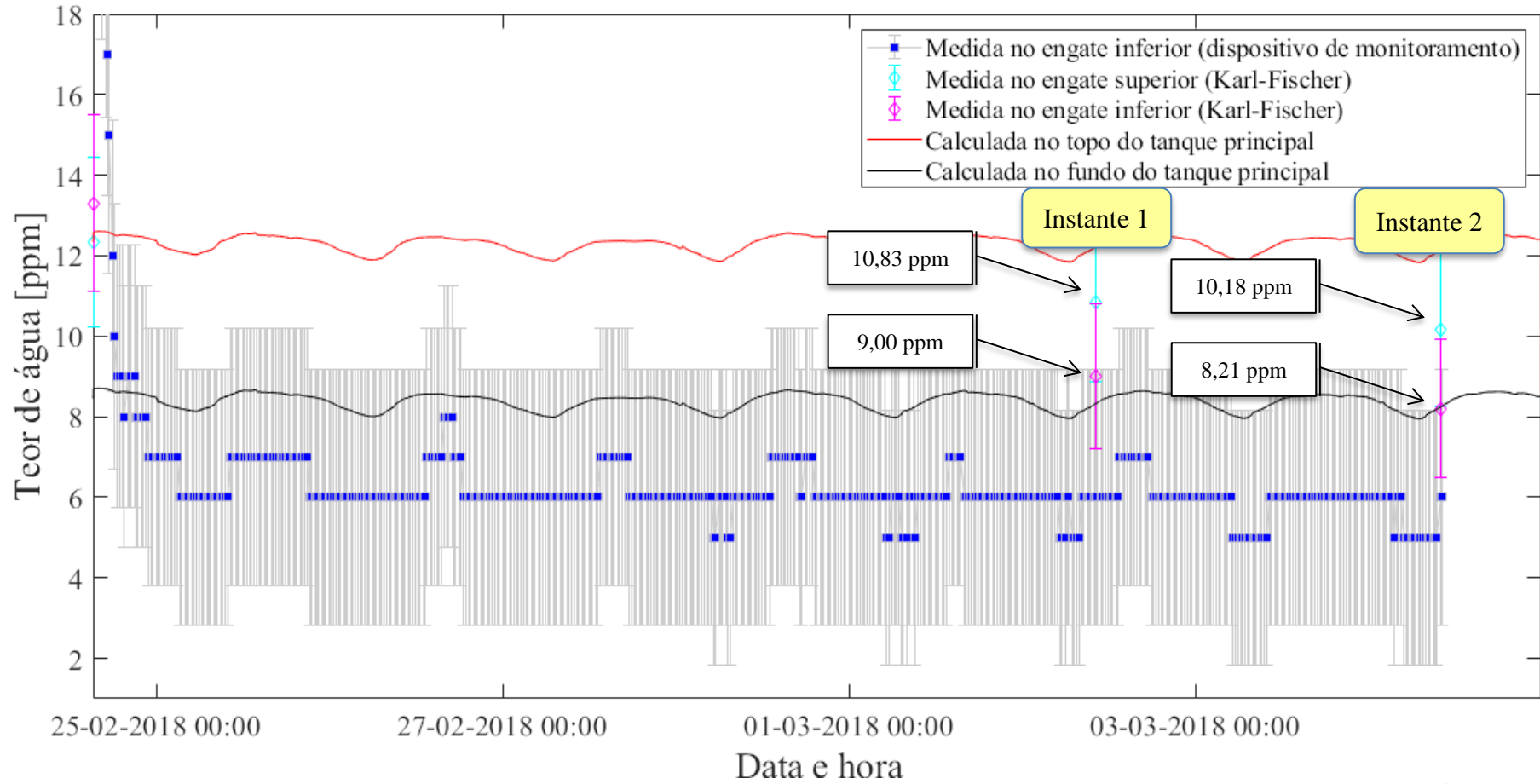
As concentrações calculadas de teor de água em óleo, para os canais do primário e do secundário (novamente, conforme Figura 3.9) são representadas pelas linhas contínuas na Figura 5.31. Ainda nesta figura são apresentados os valores de teor de água estimados pelo dispositivo de monitoramento (pontos em azul com fundo cinza) e pelo método de titração Karl-Fischer (indicadas por losangos).

Figura 5.30. Variação das temperaturas no transformador do estudo de caso 2



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.31. Variação do teor de água em óleo para o estudo de caso 2



Fonte: próprio autor (2020).

De forma a validar o modelo utilizado, foram realizadas coletas de amostras de óleo, com posterior análise laboratorial (pontos representados na Figura 5.31). Na Tabela 5.8 são apresentados, para os registros inferior e superior, os valores calculados pelo modelo bidimensional, bem como os valores obtidos pelo dispositivo de monitoramento instalado e pelo resultado da análise laboratorial. A diferença, em relação ao valor obtido pelo modelo bidimensional, também é apresentada. Assim como no estudo de caso 1, nota-se que a ordem de grandeza do erro e do valor medido pelo dispositivo de monitoramento são iguais, no entanto reforça-se que a utilização da ferramenta matemática desenvolvida neste trabalho em transformadores com baixo teor de água em óleo é válida e aplicável.

Tabela 5.8. Valores de teor de água medidos e calculados para o estudo de caso 2

<b>Instante</b>	<b>Registro</b>	<b>Origem do dado</b>	<b>Teor de água (ppm)</b>	<b>Diferença (ppm)</b>
1	Inferior	Modelo bidimensional	8,349	--
		Dispositivo de monitoramento	6,00 ± 3,18	0,00
		Análise laboratorial	9,00 ± 1,80	0,00
	Superior	Modelo bidimensional	12,24	--
		Análise laboratorial	10,83 ± 1,975	0,00
2	Inferior	Modelo bidimensional	8,284	--
		Dispositivo de monitoramento	6,00 ± 3,18	0,00
		Análise laboratorial	8,20 ± 1,718	0,00
	Superior	Modelo bidimensional	12,13	--
		Análise laboratorial	10,18 ± 1,914	0,036

Fonte: próprio autor (2020).

Analisando a Figura 5.31, nota-se que durante o período do estudo a curva de umidade em óleo está contida na região da faixa de valores lidos pelo dispositivo de monitoramento usado, o que caracteriza a exatidão do modelo matemático proposto. Além disso, quando se estuda os resultados apresentados na Tabela 5.8, nota-se também a acurácia entre os valores calculados pelo modelo bidimensional proposto e pela análise laboratorial. Ainda assim, as diferenças numéricas entre os valores calculados pelo modelo e os valores obtidos podem ser atribuídas a um ou mais dos fatores que também foram apresentados no estudo de caso 1.

Utilizando o modelo bidimensional para calcular a concentração de umidade no papel (discutido no Capítulo 3), a distribuição da concentração da umidade nos elementos celulósicos, nos momentos de maior e menor temperatura no enrolamento secundário<sup>8</sup>, é apresentada na Figura 5.32 e na Figura 5.33, respectivamente.

<sup>8</sup> Neste transformador, o enrolamento secundário possui maiores temperaturas de operação do que o enrolamento primário.

Figura 5.32. Distribuição de umidade na celulose, conforme modelo bidimensional proposto, para o estudo de caso 2, no instante de maior temperatura no enrolamento secundário

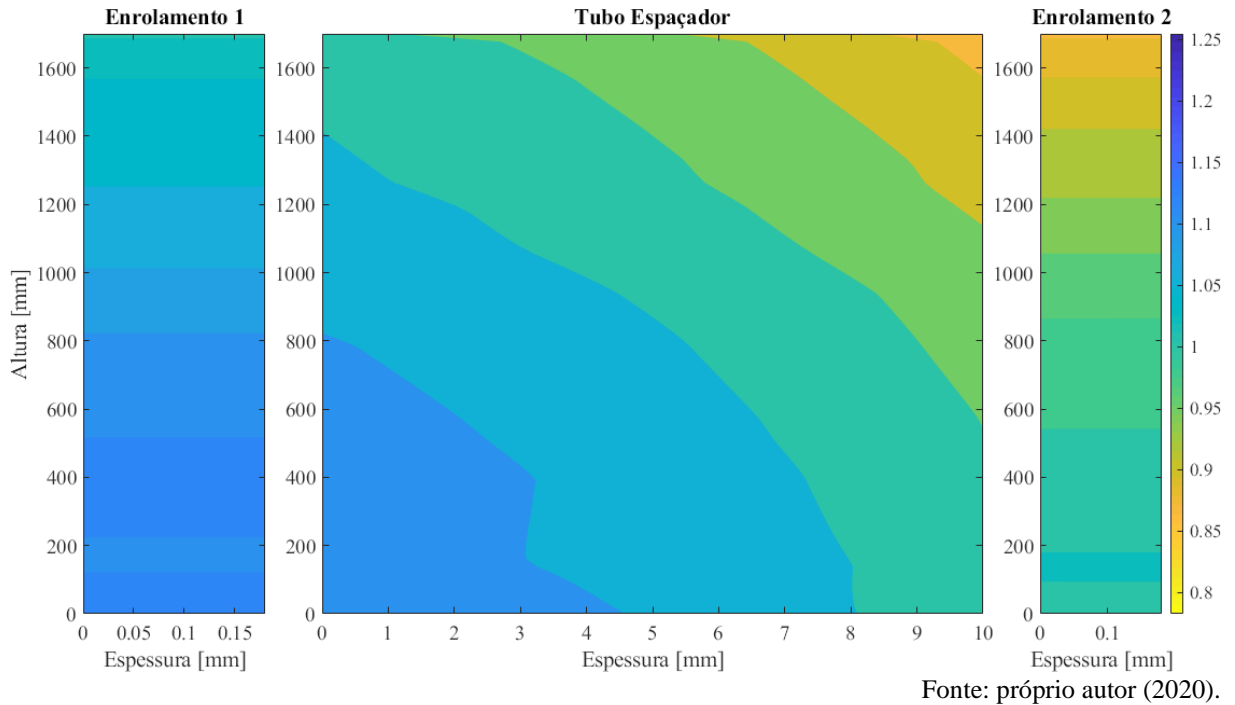
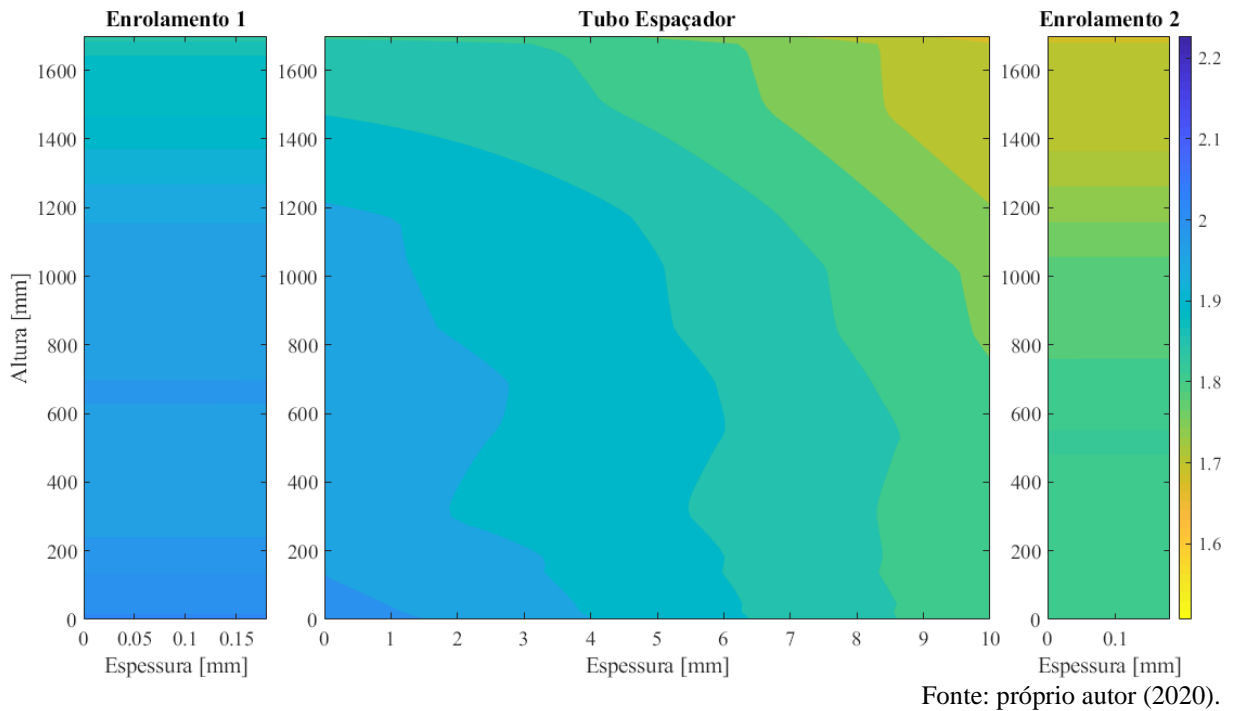


Figura 5.33. Distribuição de umidade na celulose, conforme modelo bidimensional proposto, para o estudo de caso 2, no instante de menor temperatura no enrolamento secundário



Considerando que o gradiente de temperatura no enrolamento é maior no topo do que no fundo da bobina [6], e também considerando que a saturação relativa de água no óleo e no papel tendem a se aproximar [62], pode-se inferir que a concentração de umidade na celulose no fundo do enrolamento será maior do que no topo. Com o intuito de se verificar esta afirmação, registrou-se, na Tabela 5.9, os valores de concentração de umidade em cada elemento celulósico, no topo e no fundo do enrolamento. Da análise desta tabela, nota-se que a concentração de umidade no fundo dos elementos celulósicos é maior do que no topo, porém esta diferença diminui com a redução do carregamento elétrico. Este fenômeno é explicado pela redução na diferença de temperaturas entre a parte superior e a parte inferior do enrolamento, quando da redução do carregamento elétrico.

Tabela 5.9. Concentrações de água nos elementos celulósicos, para o estudo de caso 2

Instante	Elemento	Fundo do tanque principal		Topo do tanque principal		Razão entre a concentração de água no fundo e no topo do tanque principal	
		Óleo [ppm]	Celulose [%]	Óleo [ppm]	Celulose [%]	Óleo [pu]	Celulose [pu]
Temperatura máxima	Enrolamento 1	8,7072	1,141	12,6038	1,01	0,690839	1,129703
	Enrolamento 2		1,018		0,8698		1,170384
Temperatura mínima	Enrolamento 1	8,0862	2,025	11,9778	1,835	0,675099	1,103542
	Enrolamento 2		1,817		1,674		1,085424

Finalmente, é apresentado na Figura 5.34 a variação das massas totais de água em celulose e em óleo, para a simulação considerada. Uma vez que no modelo do transformador em operação assumiu-se que a massa total de água contida no equipamento se mantém constante ao longo do tempo, observa-se que o aumento da umidade total na celulose corresponde à diminuição da umidade total no óleo, o que vai ao encontro da hipótese destacada. Ainda assim, uma vez que a celulose absorve quantidade significativamente maior de umidade do que o óleo, esta variação não é percebida visualmente no gráfico.

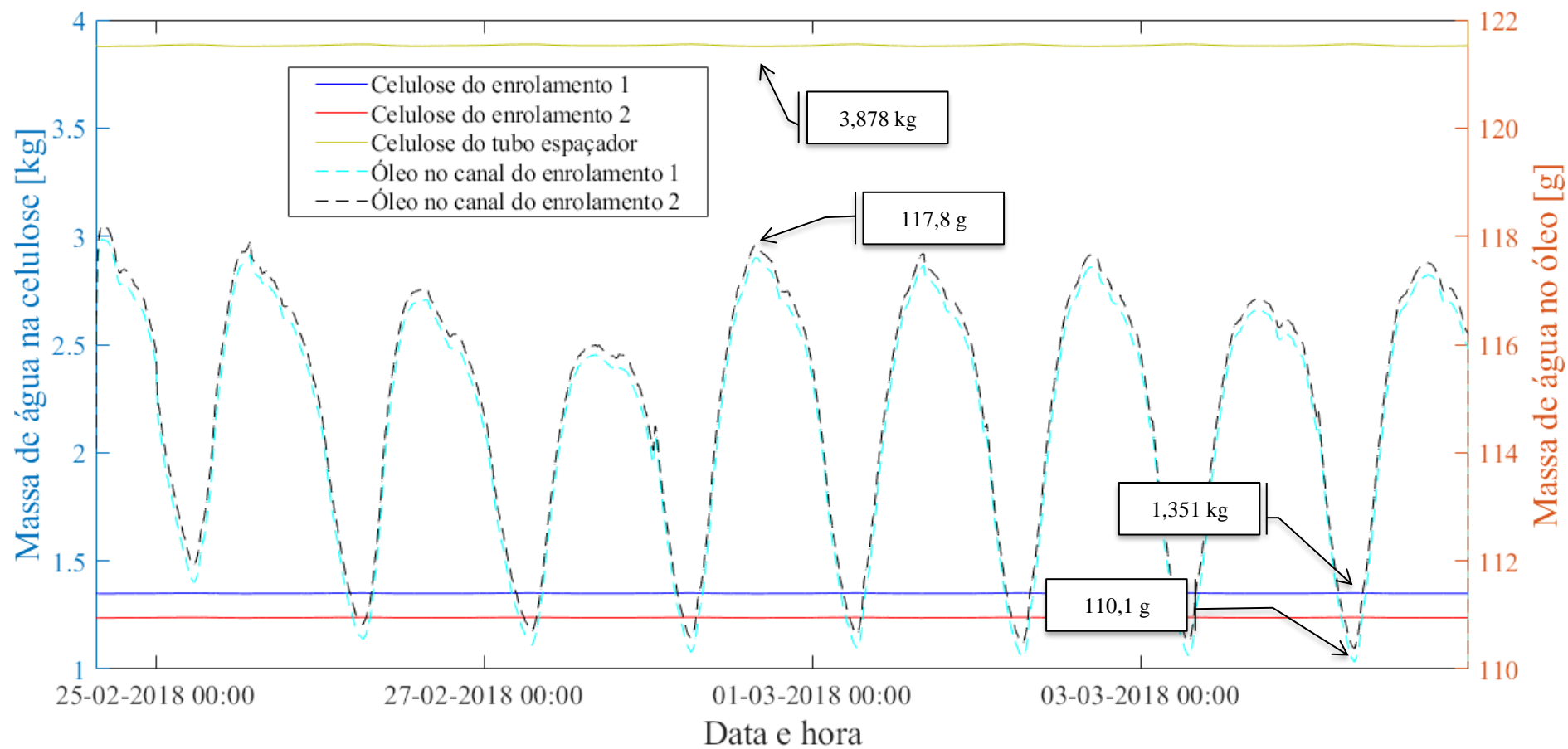
As médias das massas de água em cada elemento celulose-óleo são apresentadas na Tabela 5.10. Da mesma forma que no estudo de caso 1, a umidade é presente predominantemente nos elementos celulósicos (correspondendo, em valores médios, a 98,2482% da umidade total no transformador).

Tabela 5.10. Massas médias de umidade nos elementos do transformador, para o estudo de caso 2

Grandeza	Valor médio	Contribuição (%)
Celulose no enrolamento 1	1,3502 kg	10,252 %
Celulose no enrolamento 2	1,2378 kg	9,3893 %
Celulose no tubo espaçador	3,8824 kg	29,4783 %
Celulose nas estruturas espessas	6,4705 kg	49,1286 %
Óleo no canal do enrolamento 1	114,6381 g	0,87042 %
Óleo no canal do enrolamento 2	114,8941 g	0,872636 %
<b>Massa Total</b>	<b>13,1705 kg</b>	<b>100,00 %</b>

Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.34. Variação das massas de água totais na celulose (eixo da esquerda) e no óleo (eixo da direita) para o estudo de caso 2



Fonte: próprio autor (2020).

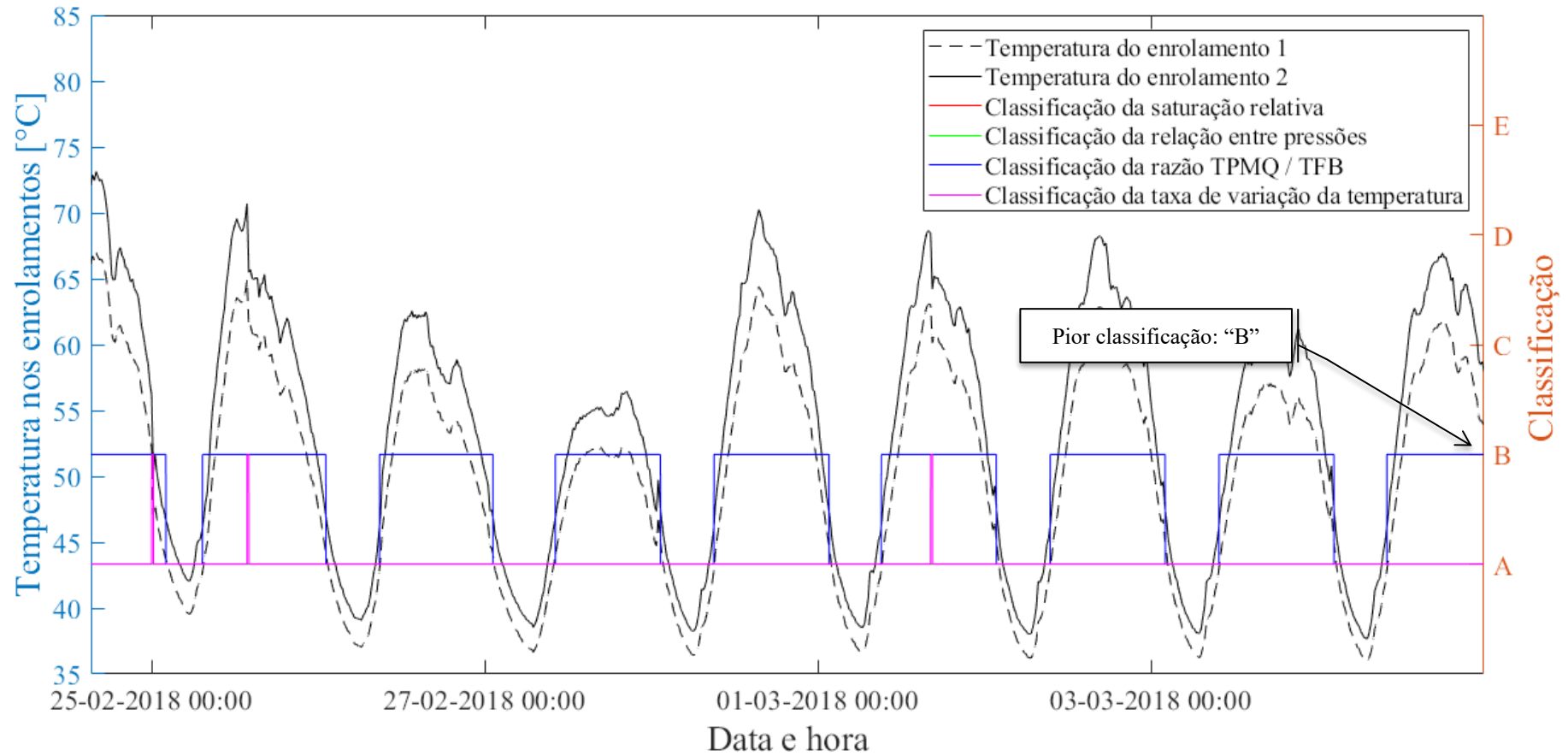
#### 5.2.2.5. Análise e classificação dos efeitos nocivos da umidade pelo modelo bidimensional

A variação das classificações parciais para saturação relativa, taxa de variação da temperatura, relação entre pressões interna e externa à bolha e razão temperatura do ponto mais quente sobre temperatura de formação de bolhas, em função da variação das temperaturas, é apresentada na Figura 5.35 e na Figura 5.36, para o topo e o fundo da parte ativa, respectivamente.

Analisando as figuras citadas, reitera-se a comprovação do benefício em se utilizar o modelo bidimensional para se estudar a variação de umidade em transformadores de potência, em detrimento de um modelo unidimensional. Uma vez que os valores da temperatura e das concentrações de umidade são diferentes no topo e no fundo do enrolamento, conseqüentemente as variáveis que modelam os efeitos nocivos da umidade também serão. Assim, as classificações parciais para cada uma dessas variáveis também poderão diferir em determinado instante de tempo.

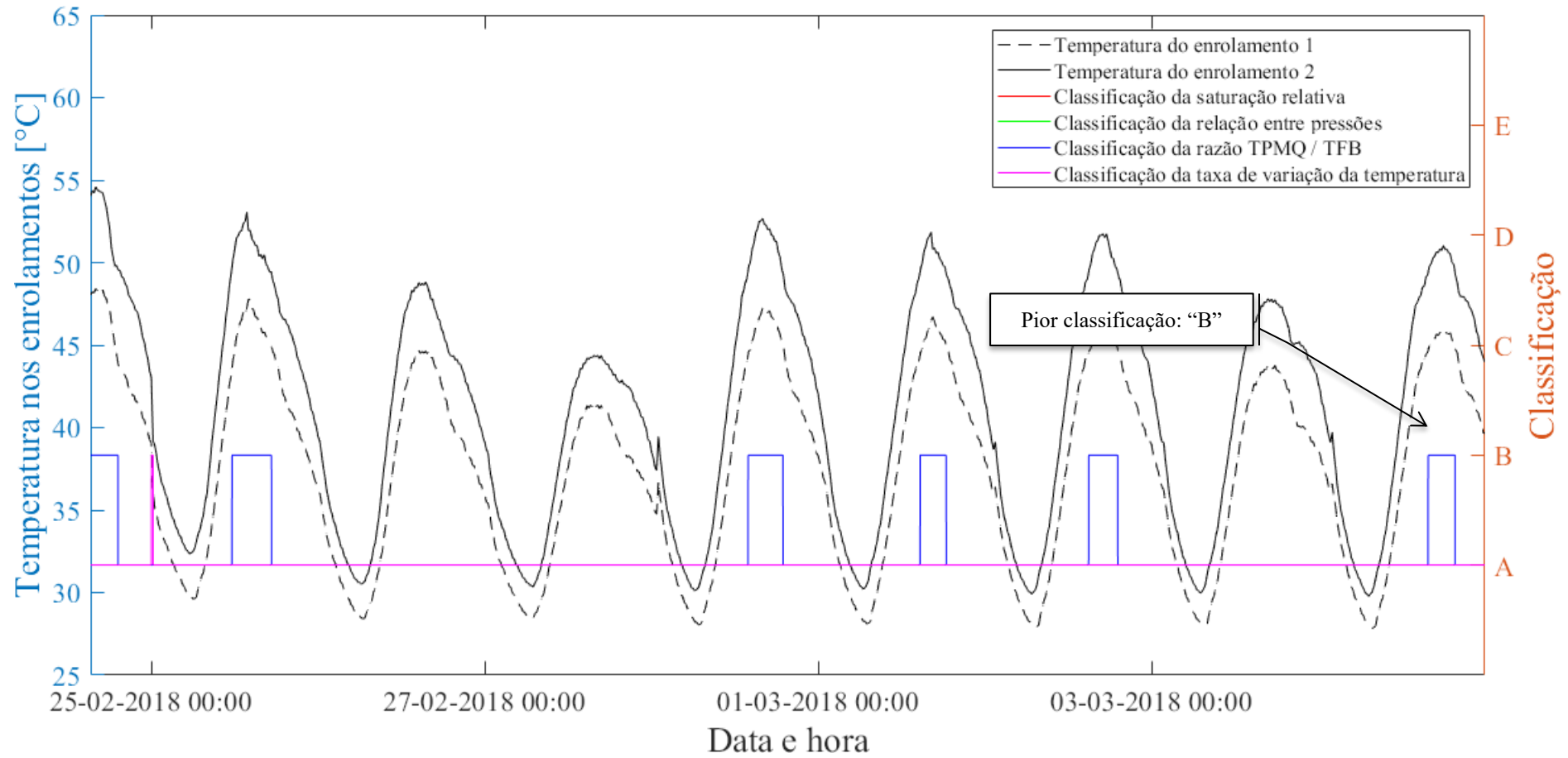
Considerando o que foi descrito no parágrafo anterior, e novamente estudando a Figura 5.35 e a Figura 5.36, deduz-se que a região superior do transformador possui classificação “B” mais frequentemente do que a região inferior do transformador, principalmente para a variável temperatura do ponto mais quente sobre temperatura de formação de bolhas (como será discutido a seguir). Assim, para este equipamento, a região superior da parte ativa é uma zona mais crítica do que a região inferior, ensejando maiores cuidados em etapas de projeto, fabricação e inspeção.

Figura 5.35. Variação das classificações parciais, para o estudo de caso 2, no topo do enrolamento



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.36. Variação das classificações parciais, para o estudo de caso 2, no fundo do enrolamento



Fonte: próprio autor (2020).

As piores classificações parciais e final para o transformador, no topo e no fundo do enrolamento, são apresentadas na Tabela 5.11.

Tabela 5.11. Classificações parcial e final para o estudo de caso 2

Região	Variável	Enrolamento 1	Canal de Óleo 1	Tubo Espaçador	Canal de Óleo 2	Enrolamento 2
Topo do tanque principal	Saturação Relativa	-	A	-	A	-
	Taxa de variação da temperatura	B	-	B	-	B
	Relação entre a pressão interna e a pressão externa da bolha	A	-	A	-	A
	Razão TPMQ/TFB – Oommen	B	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB - Przybylek	B	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB – Koch & Tenbohlen	B	-	B	-	B
Fundo do tanque principal	Saturação Relativa	-	A	-	A	-
	Taxa de variação da temperatura	A	-	B	-	A
	Relação entre a pressão interna e a pressão externa da bolha	A	-	A	-	A
	Razão TPMQ/TFB – Oommen	A	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB - Przybylek	A	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB – Koch & Tenbohlen	B	-	B	-	B
<b>Classificação Final</b>		<b>B (bom) – continuar a operar o equipamento, estando atendo à evolução de resultados nos ensaios posteriores</b>				

Fonte: próprio autor (2020).

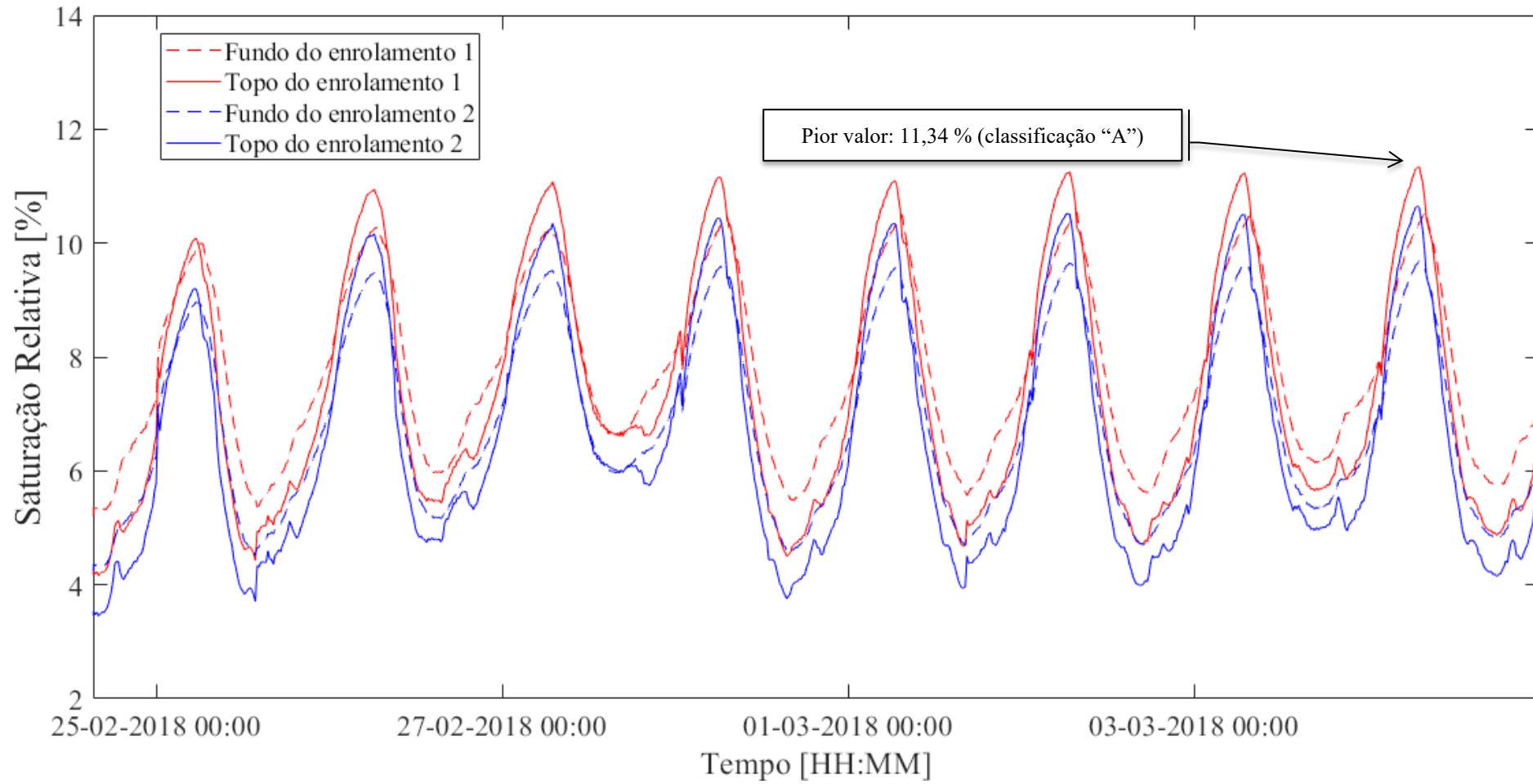
A variação da saturação relativa, para o estudo de caso 2, é apresentada na Figura 5.37. Observa-se, da análise desta figura, que o aumento das temperaturas dos enrolamentos causa a diminuição da saturação relativa do óleo. Como consequência, a umidade irá se deslocar no sentido papel-óleo (rever Figura 5.31).

A taxa de variação da temperatura nos enrolamentos é apresentada na Figura 5.38.

A variação da relação entre as pressões interna e externa à bolha, em função do tempo, é apresentada na Figura 5.39. Uma vez que a pressão externa à bolha, composta majoritariamente pela pressão atmosférica, se mantém constante (premissa adotada no modelo), e a pressão interna à bolha aumenta com o aumento da temperatura, observa-se um aumento da relação entre a pressão interna e externa à bolha com a redução das temperaturas dos enrolamentos do transformador.

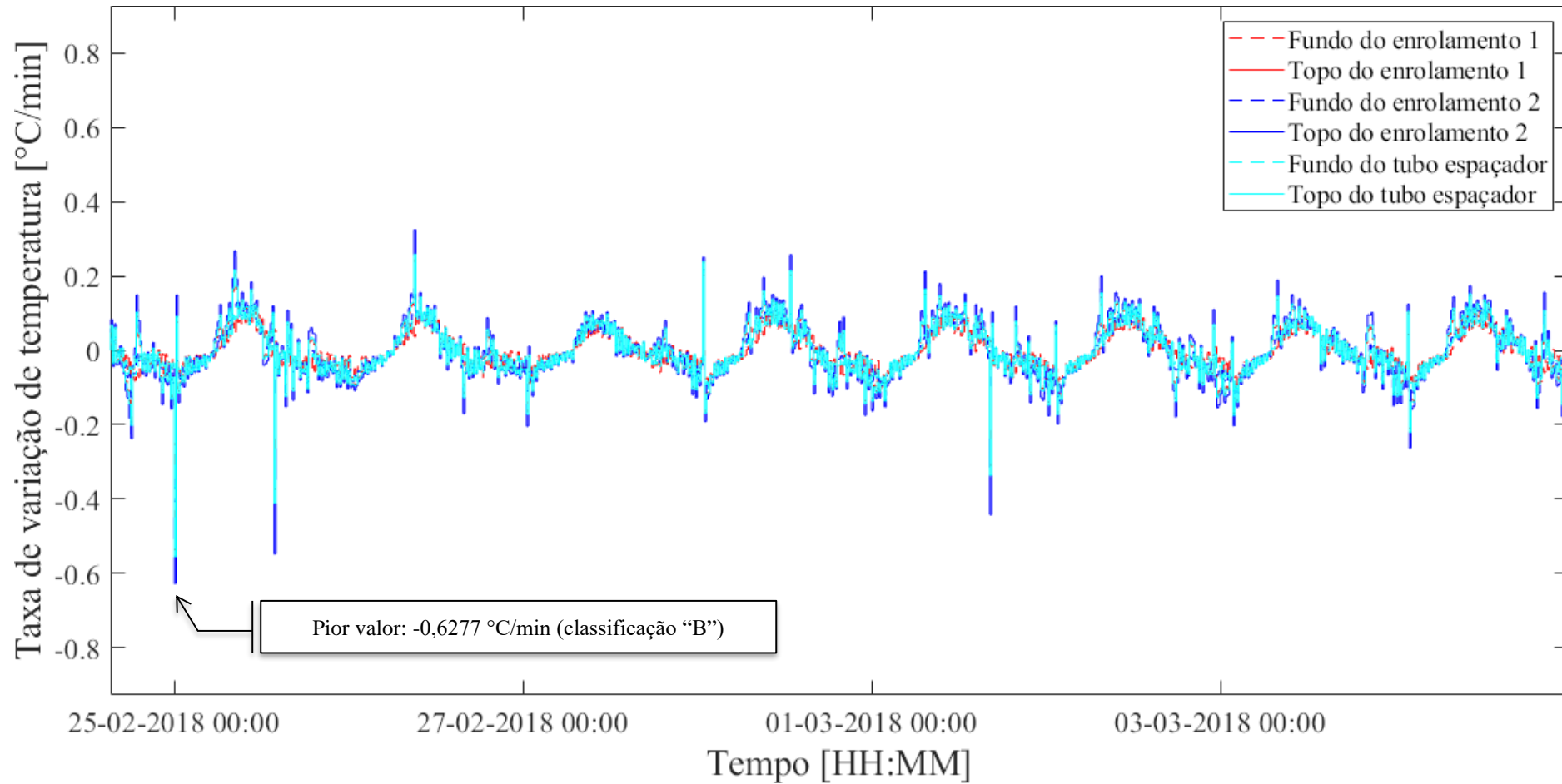
A razão entre a temperatura do ponto mais quente do enrolamento (TPMQ) sobre a temperatura de formação de bolhas (TFB), em função do tempo, é apresentada na Figura 5.40 (Oommen), na Figura 5.41 (Przybylek) e na Figura 5.42 (Koch-Tenbohlen).

Figura 5.37. Variação da saturação relativa, para o estudo de caso 2



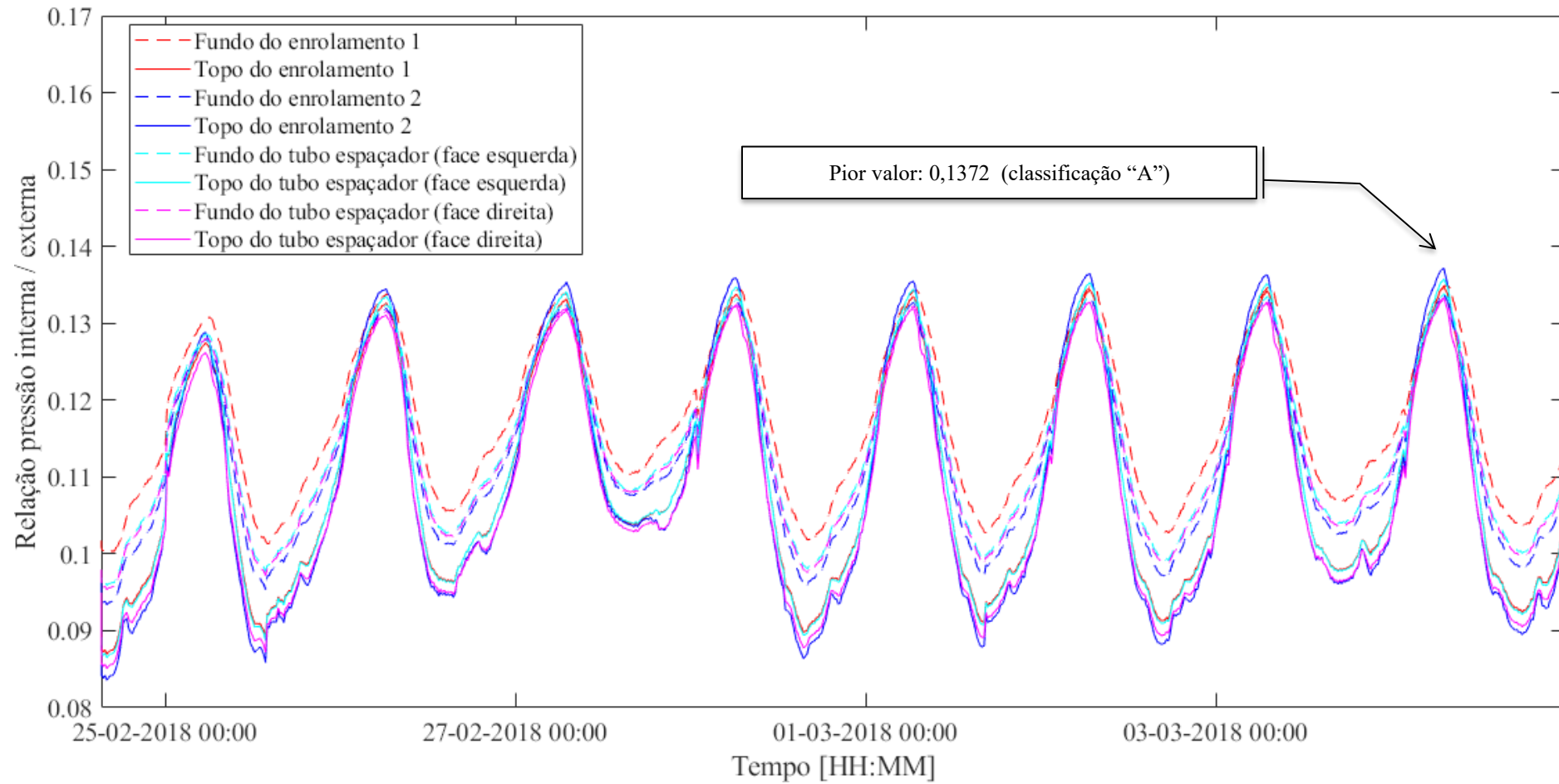
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.38. Variação da taxa de variação de temperatura, para o estudo de caso 2



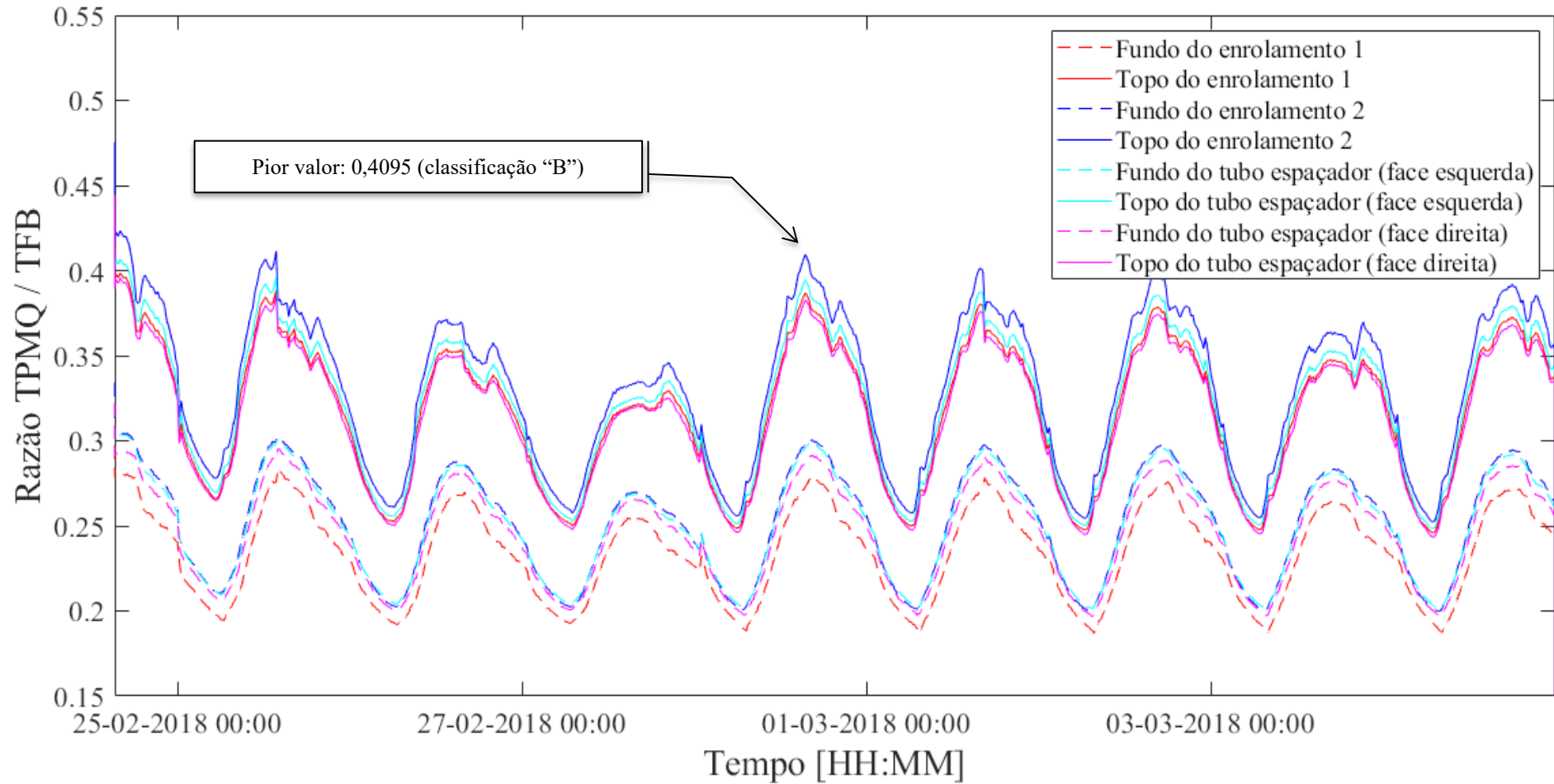
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.39. Variação da relação entre as pressões interna e externa à bolha, para o estudo de caso 2



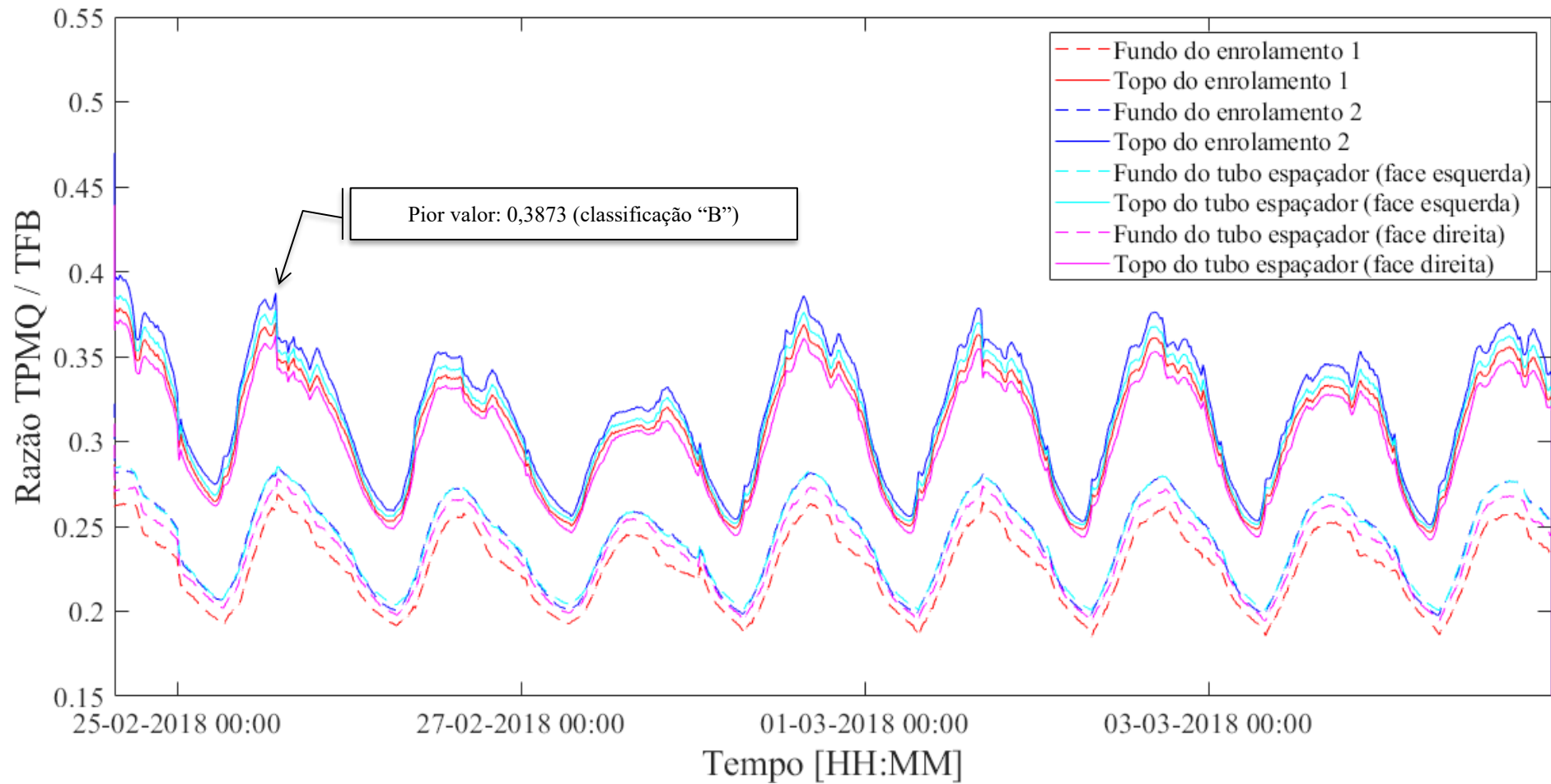
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.40. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente e a temperatura de formação de bolhas, conforme Oommen



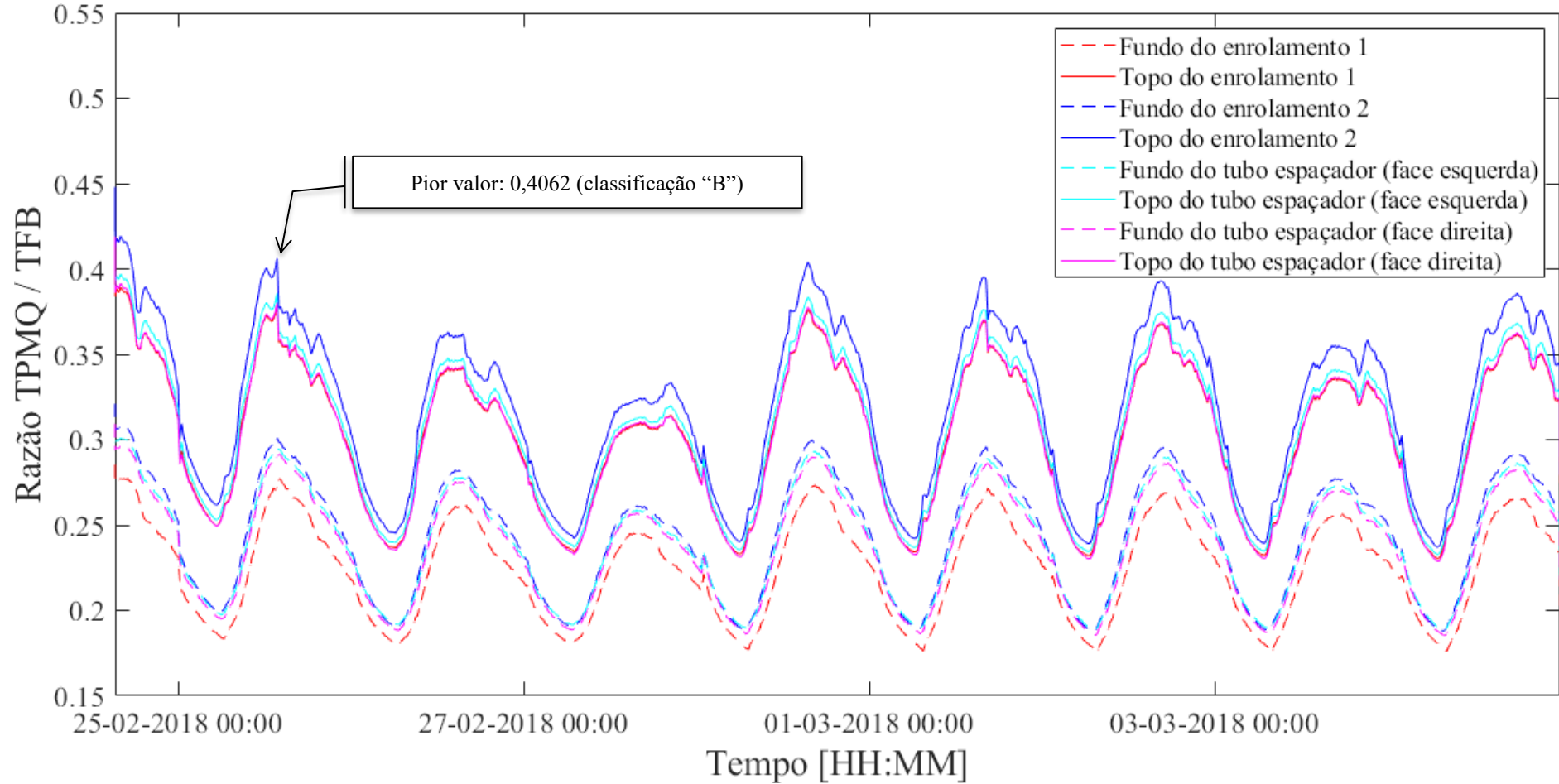
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.41. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente e a temperatura de formação de bolhas, conforme Przybylek



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.42. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente e a temperatura de formação de bolhas, conforme Koch-Tenbohlen



Fonte: próprio autor (2020).

Considerando a aplicação do modelo unidimensional apresentado em [39] ao carregamento observado no transformador do estudo de caso 2, obtém-se as classificações parciais e final ilustradas na Tabela 5.12. Observa-se que o resultado da classificação final é o mesmo, para o modelo unidimensional e para o modelo bidimensional. No entanto, novamente ressalta-se que o modelo unidimensional, apesar do reduzido custo computacional, não permite uma análise mais aprofundada sobre os fenômenos nocivos que a umidade traz ao transformador, em especial o estudo das regiões superior e inferior da parte ativa. Desta forma, recomenda-se a utilização do modelo bidimensional para se obter um estudo mais preciso sobre o tema.

Tabela 5.12. Classificações parcial e final para o estudo de caso 2, considerando modelo unidimensional

Variável	Primário		Secundário	
	Fabre-Pichon	Oommen	Fabre-Pichon	Oommen
Saturação Relativa	A	A	A	A
Taxa de Variação da Temperatura	A		A	
Relação Pressão interna / pressão externa	A	A	A	A
Relação ponto mais quente / temperatura de formação de bolhas – Oommen	B	B	B	B
Relação ponto mais quente / temperatura de formação de bolhas – Przybylek (pior caso)	B	B	B	B
Relação ponto mais quente / temperatura de formação de bolhas – Koch & Tenbohlen (pior caso)	B	B	B	B
<b>Classificação final</b>	<b>B (bom) – continuar a operar o equipamento, estando atendo à evolução de resultados nos ensaios posteriores</b>			

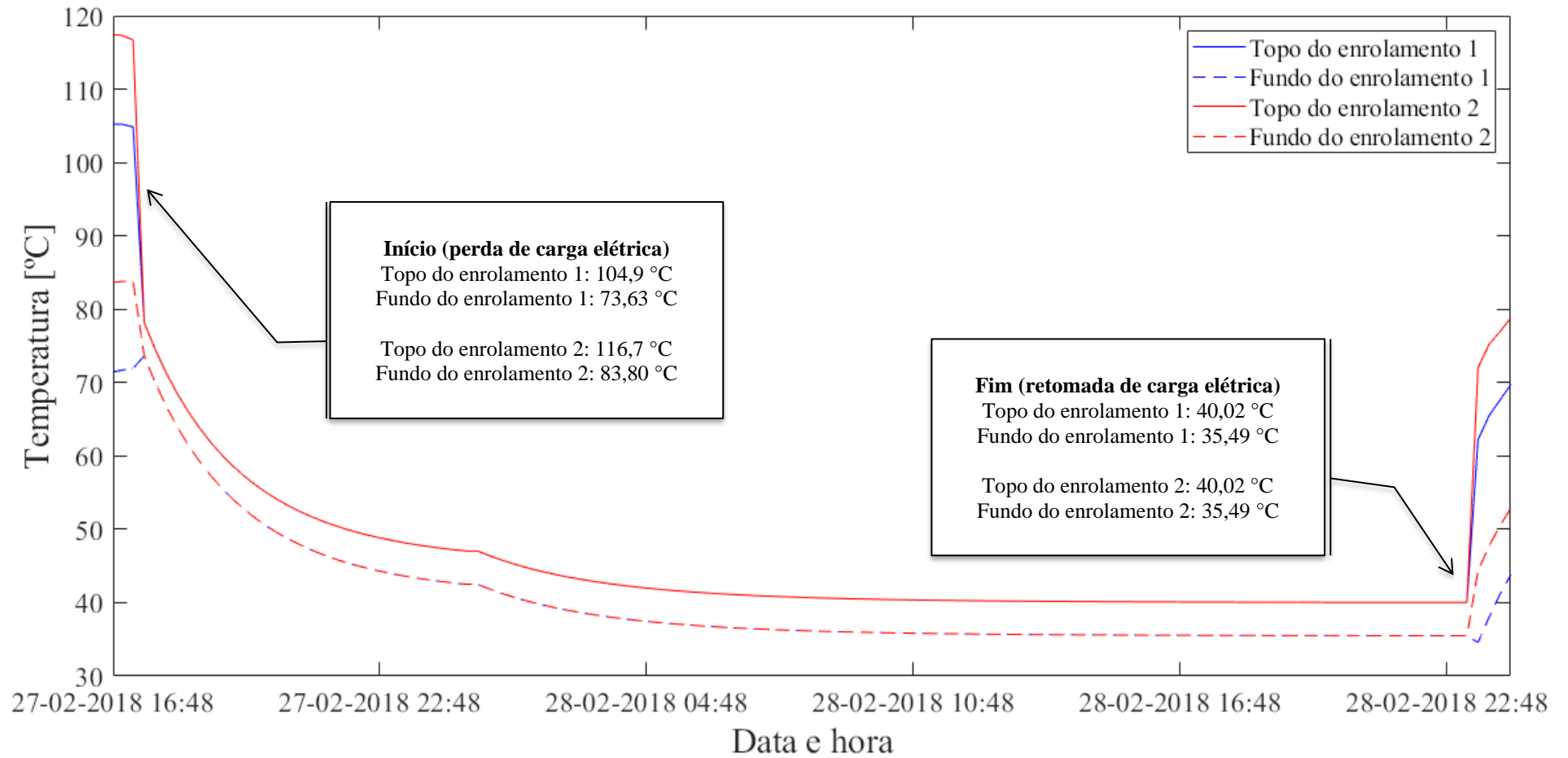
Fonte: próprio autor (2020).

#### 5.2.2.6. Estudo de cenário crítico, considerando perda de carga elétrica

No cenário de perda de carga, estando o transformador do estudo de caso 2 operando em 120 % do carregamento nominal, a variação das temperaturas nos enrolamentos é apresentada na Figura 5.43.

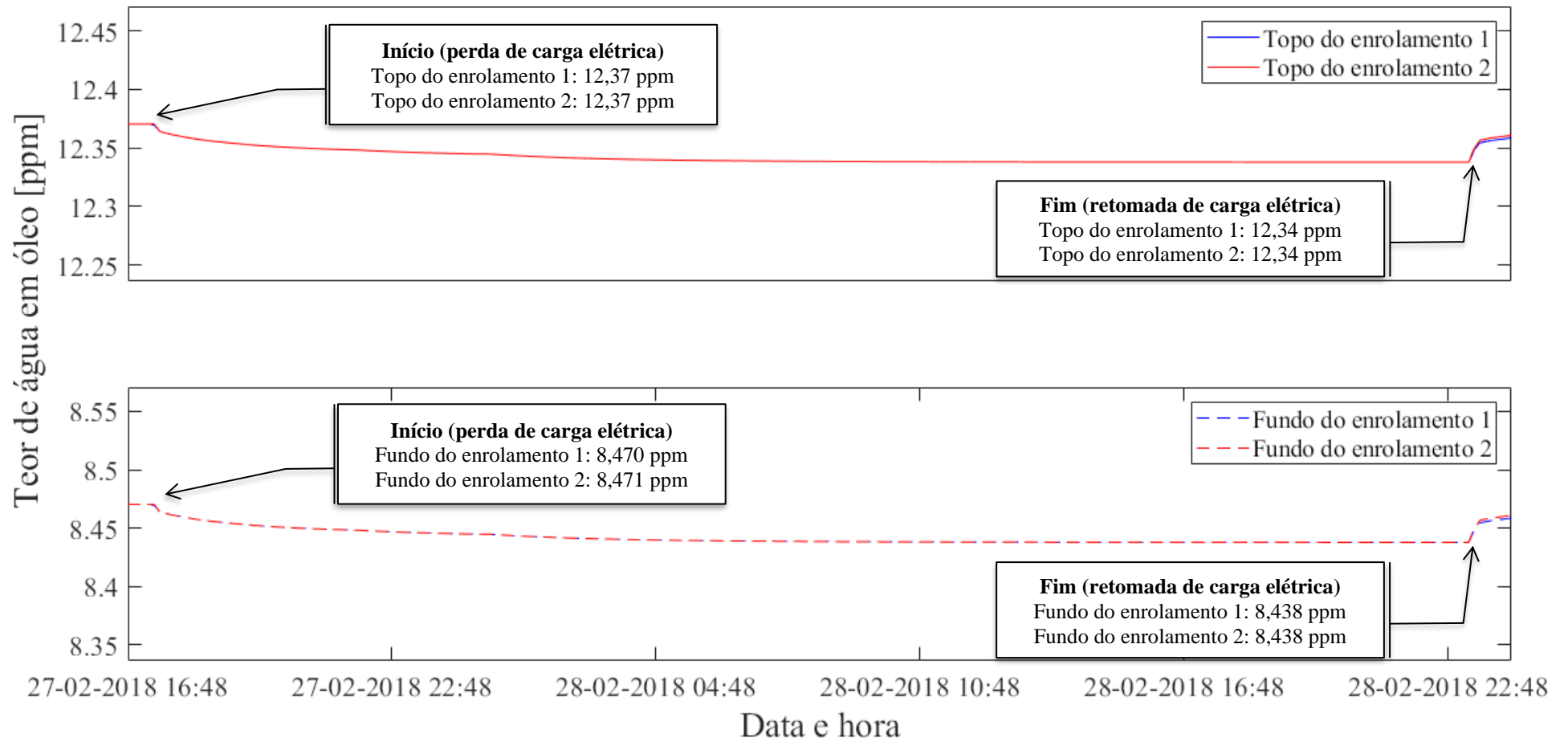
A variação do teor de água em óleo, após o desligamento das cargas elétricas supridas pelo transformador, é apresentada na Figura 5.44. Por sua vez, a variação da concentração de umidade em celulose é apresentada na Figura 5.45.

Figura 5.43. Temperatura nos enrolamentos, durante perda de carga



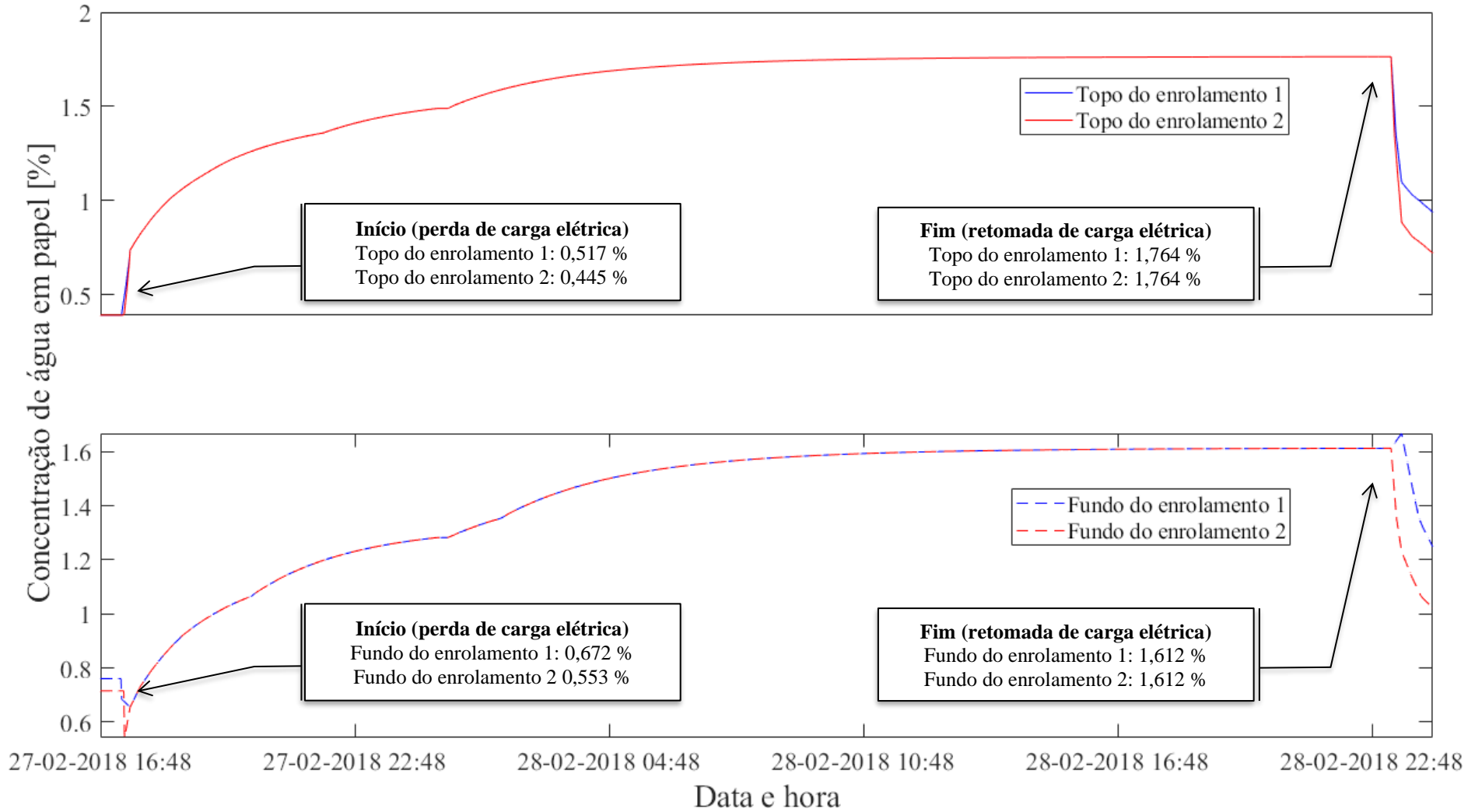
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.44. Teor de água em óleo, durante perda de carga, para estudo de caso 2



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.45. Concentração de umidade em papel, durante perda de carga, para estudo de caso 2



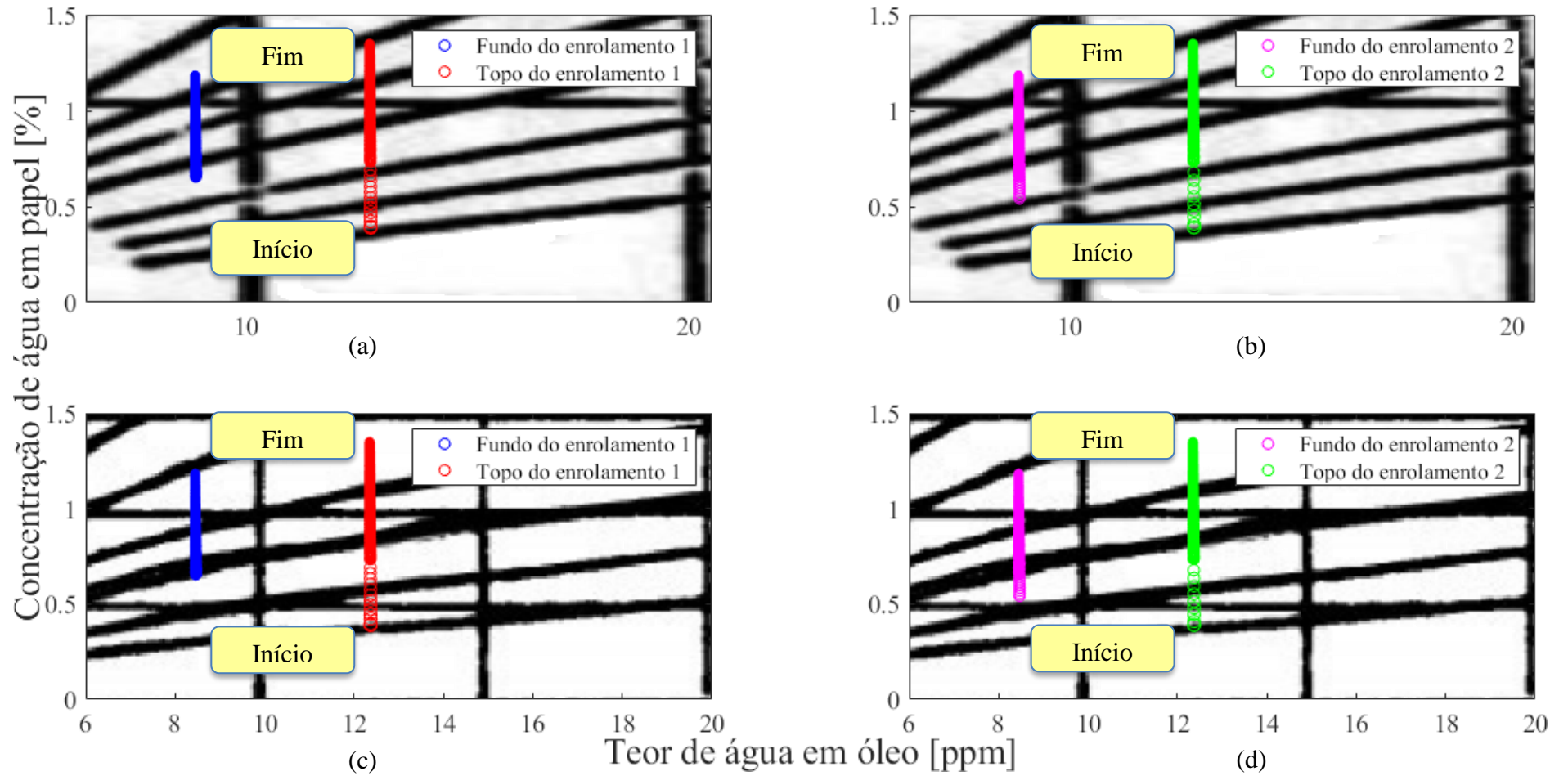
Fonte: próprio autor (2020).

Estudando a Figura 5.45, observa-se que alguns instantes após a perda de carga, a concentração de umidade na celulose no topo dos enrolamentos se torna maior do que no fundo. Este fenômeno é explicado pela baixa variação no teor de água em óleo no topo e no fundo do enrolamento, associada à uma variação significativa (com tendência de equalização) das temperaturas no topo e no fundo do enrolamento. Como consequência, obtém-se uma migração significativa da umidade no papel, tendo como resultado essa inversão de valores.

Novamente, o fenômeno da perda de carga pode ser observado quando se projeta, nos ábacos de Fabre-Pichon e Oommen (apresentado na Figura 2.3 e na Figura 2.4), o trio de valores temperatura (curvas de nível) - teor de água em óleo (abscissas) - concentração de umidade em papel (ordenadas), usando os valores ilustrados na Figura 5.43, na Figura 5.44 e na Figura 5.45, respectivamente. Esta projeção pode ser observada na Figura 5.46, que é uma ferramenta de representação visual do fenômeno da perda de carga. Da análise desta figura, novamente observa-se que a perda de carregamento elétrico do transformador é representada como o deslocamento dos pontos nos ábacos, no sentido inferior-superior, o que é associado à redução das temperaturas. Além disso, nota-se uma leve inclinação na curva para a esquerda, representando a perda de umidade do óleo para a celulose, ou seja, redução no teor de água. Finalmente, observa-se uma inversão na razão concentração de água em celulose no fundo sobre topo do enrolamento: inicialmente havia mais água no fundo do que no topo do papel, no entanto no instante da retomada de carga, a quantidade de umidade no topo é maior do que no fundo. Este fenômeno é explicável pela queda acentuada de temperaturas dos enrolamentos, associada à redução inexpressiva do perfil de teor de água em óleo, em função da altura, o que enseja (pelas próprias condições impostas pelos ábacos) a inversão dos valores.

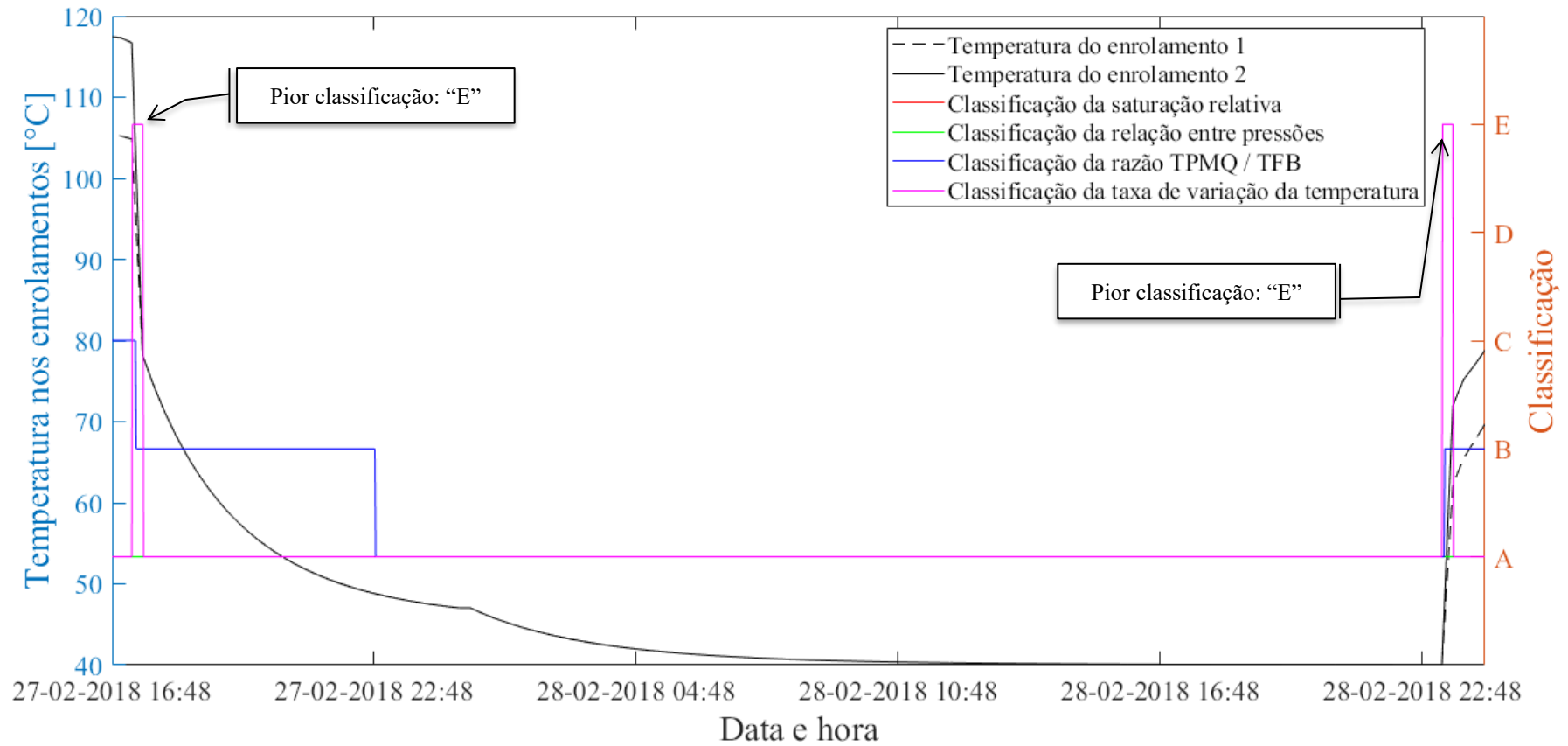
As classificações parcial e final para o transformador, considerando o cenário de perda de carga, são apresentadas na Figura 5.47 e na Figura 5.48, para o topo e o fundo da parte ativa, respectivamente.

Figura 5.46. Cenário de perda de carga, sob ábacos de umidade: a) enrolamento 1 por Fabre-Pichon; b) enrolamento 2 por Fabre-Pichon; c) enrolamento 1 por Oommen; d) enrolamento 2 por Oommen



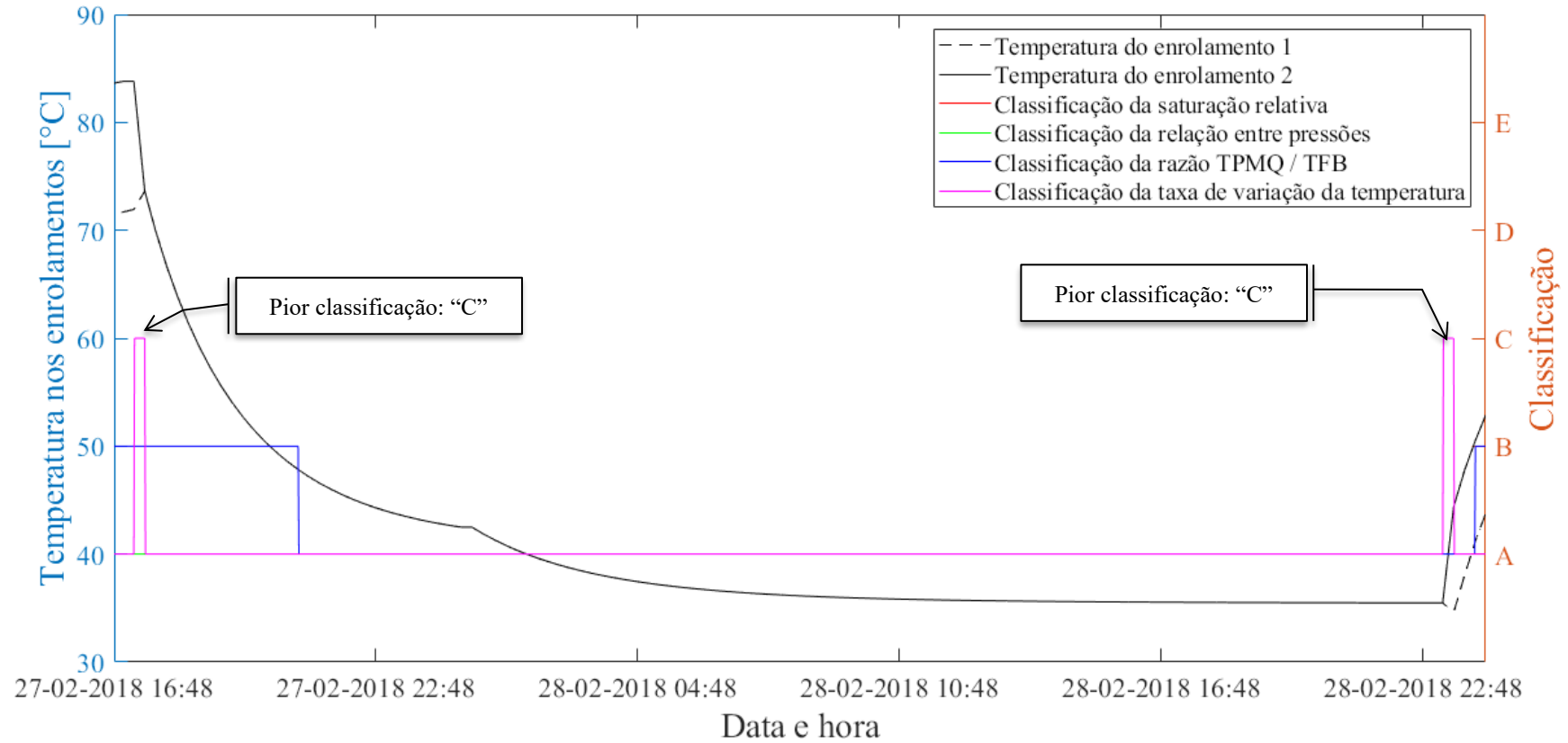
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.47. Variação das classificações parciais para o estudo de caso 2, considerando perda de carga, no topo do enrolamento



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.48. Variação das classificações parciais para o estudo de caso 2, considerando perda de carga, no topo do enrolamento



Fonte: próprio autor (2020).

Analisando a Figura 5.47 e a Figura 5.48, comprova-se que o cenário de perda de carga, com o transformador operando sobrecarregado, é extremamente adverso. As classificações parciais e final obtidas são apresentadas na Tabela 5.13.

Tabela 5.13. Classificações parcial e final para o estudo de caso 2, considerando perda de carga

Região	Variável	Enrolamento 1	Canal de Óleo 1	Tubo Espaçador	Canal de Óleo 2	Enrolamento 2
Topo do tanque principal	Saturação Relativa	-	A	-	A	-
	Taxa de variação da temperatura	E	-	E	-	E
	Relação entre a pressão interna e a pressão externa da bolha	A	-	A	-	A
	Razão TPMQ/TFB – Oommen	B	-	C	-	C
	Razão TPMQ/TFB - Przybylek	B	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB – Koch & Tenbohlen	B	-	C	-	C
Fundo do tanque principal	Saturação Relativa	-	A	-	A	-
	Taxa de variação da temperatura	A	-	B	-	B
	Relação entre a pressão interna e a pressão externa da bolha	A	-	A	-	A
	Razão TPMQ/TFB – Oommen	B	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB - Przybylek	B	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB – Koch & Tenbohlen	B	-	B	-	B
<b>Classificação Final</b>		<b>E (crítico) – grande probabilidade de formação de bolhas, realizar adequação emergencial do carregamento</b>				

Fonte: próprio autor (2020).

Da análise da Tabela 5.13, bem como da Figura 5.47 e Figura 5.48, observa-se o quão agressivo ao transformador é a sujeição do equipamento ao fenômeno transitório em estudo. Nos instantes de perda e retomada de carregamento elétrico, a classificação final do conjunto transformador-carregamento elétrico é “E” (péssimo), o que novamente subsidia o operador do transformador a evitar cenários de variação abrupta de carga, tais como o apresentado acima.

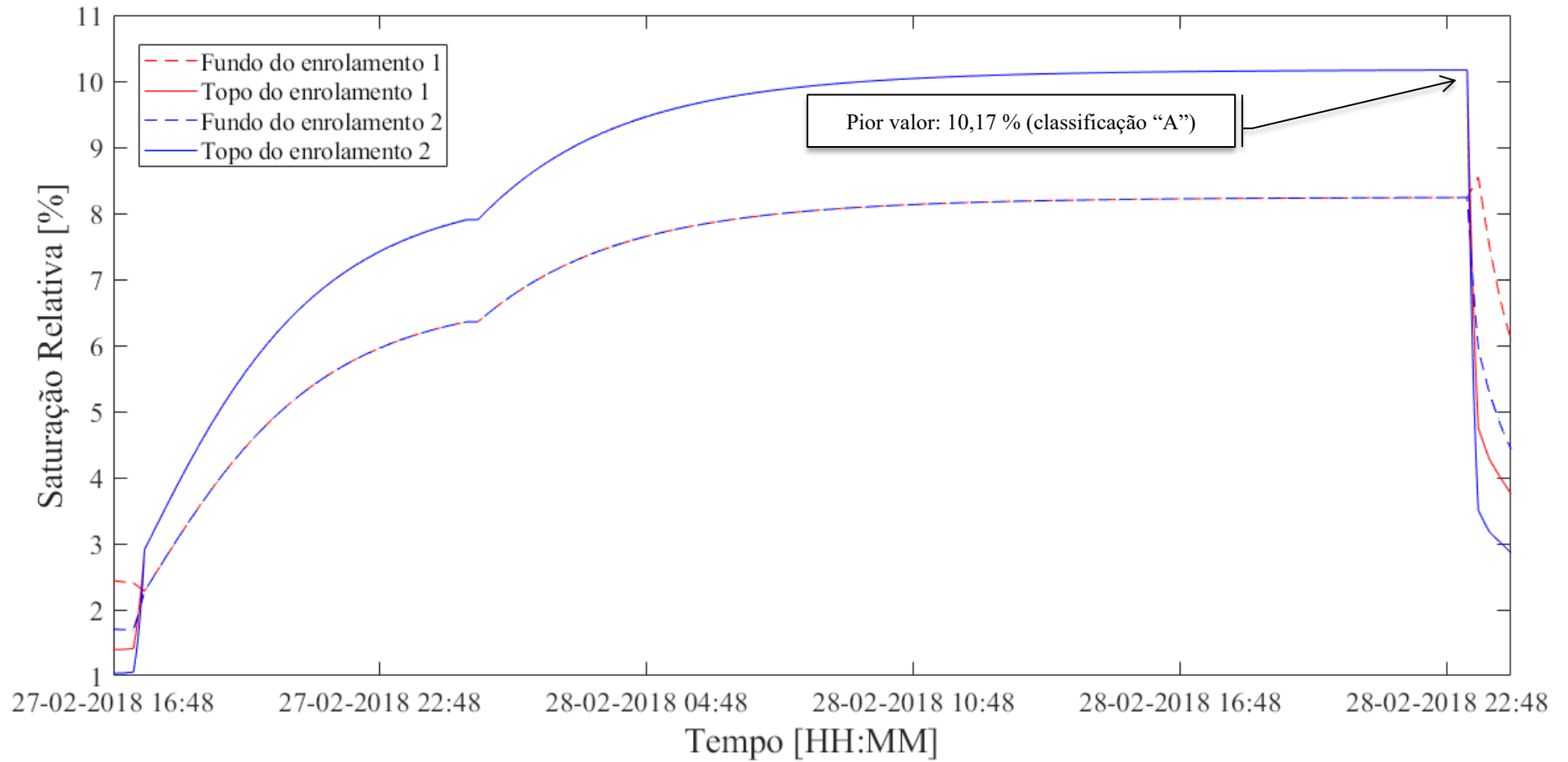
A variação da saturação relativa é apresentada na Figura 5.49.

A taxa de variação da temperatura dos enrolamentos, considerando a perda de carga, é apresentada na Figura 5.50. Observa-se que tanto nos instantes de perda quanto no de retomada do carregamento elétrico do equipamento, a taxa de variação da temperatura é expressiva, trazendo riscos à integridade do equipamento.

A relação entre as pressões interna e externa à bolha é apresentada na Figura 5.51.

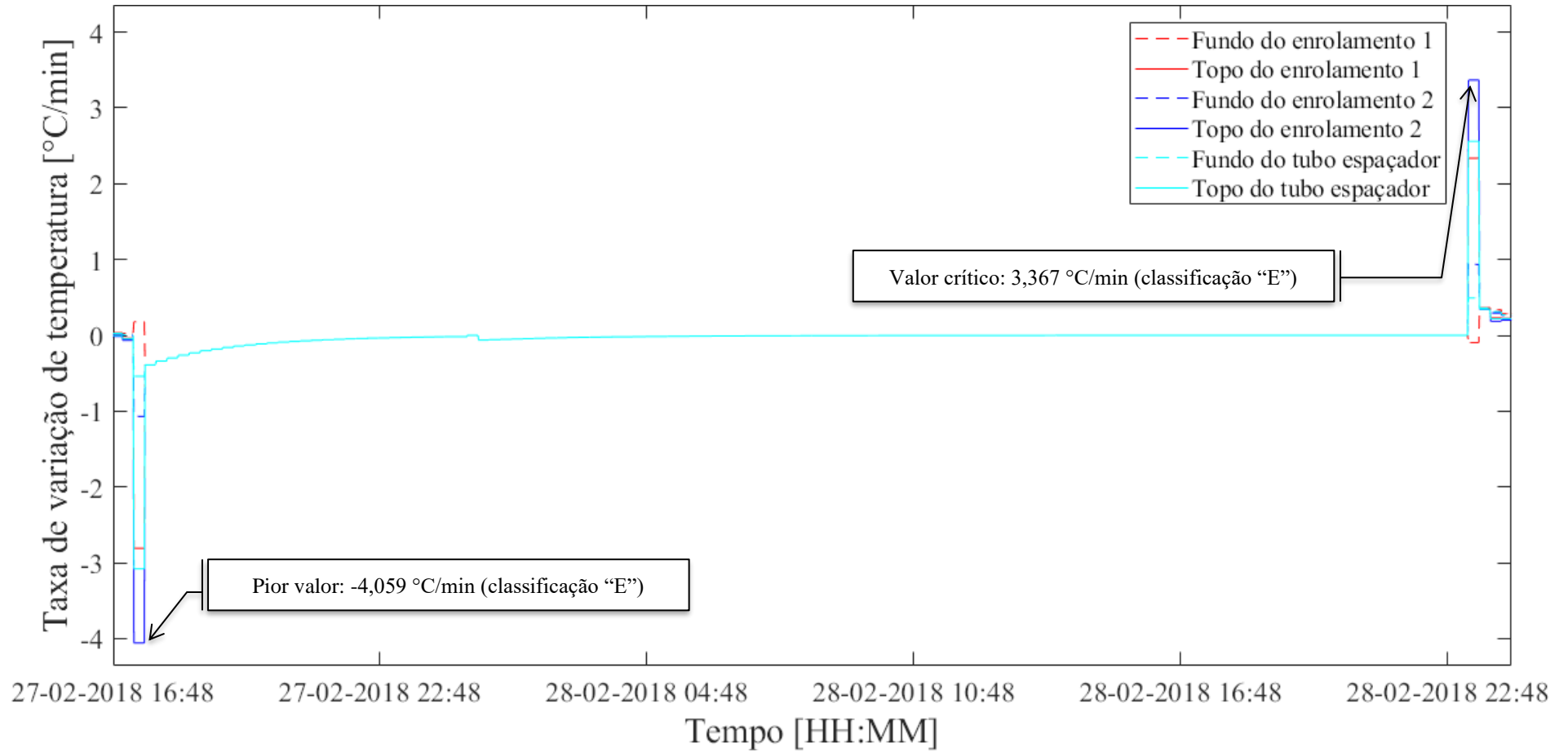
Finalmente, o comportamento da razão entre temperatura do ponto mais quente do enrolamento – TPMQ – sobre temperatura de formação de bolhas – TFB – é apresentado na Figura 5.52 (Oommen), Figura 5.53 (Przybylek) e Figura 5.54 (Koch-Tenbohlen).

Figura 5.49. Variação da saturação relativa durante perda de carga, para o estudo de caso 2



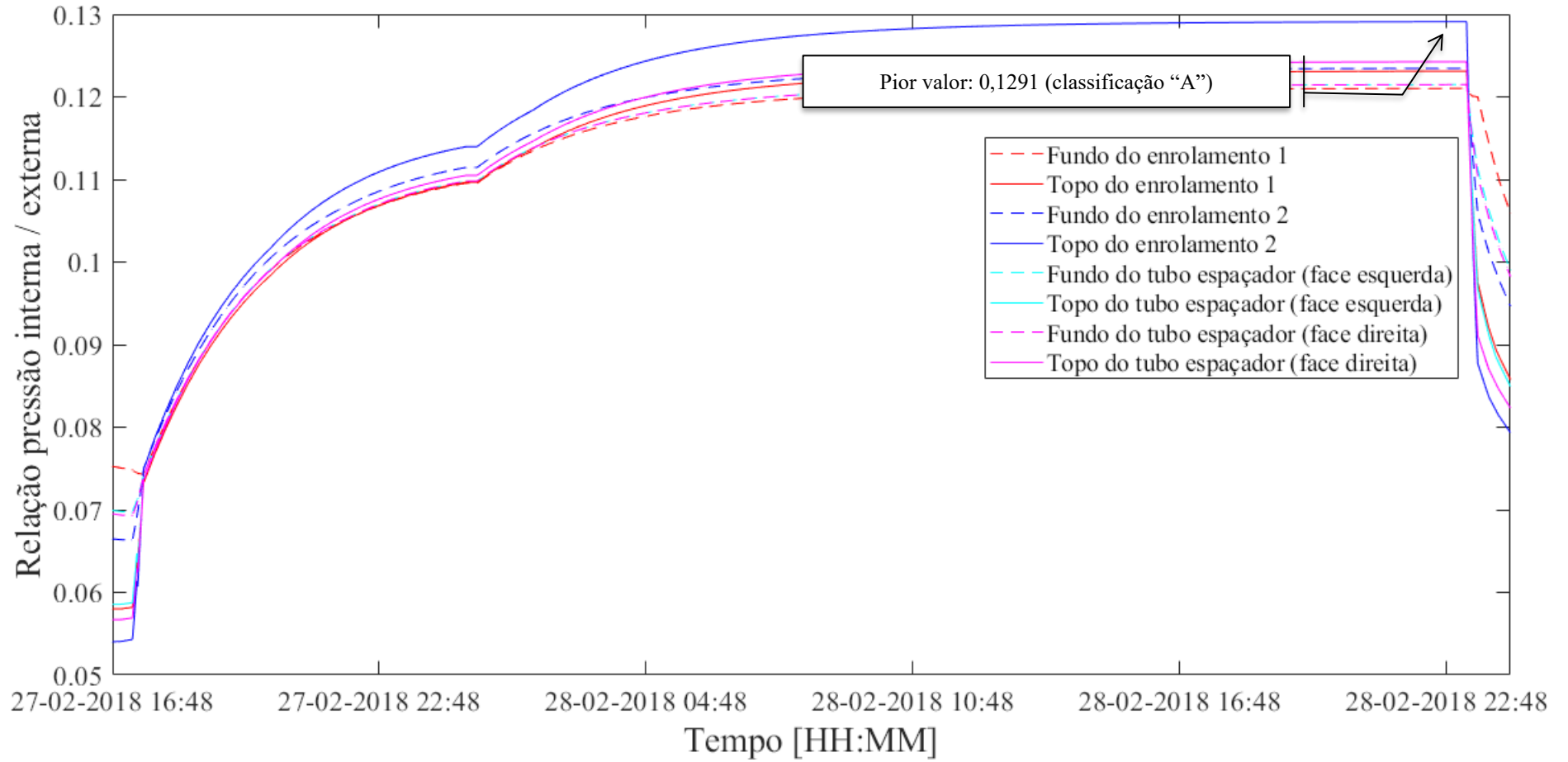
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.50. Variação da taxa de variação da temperatura nos enrolamentos, para estudo de caso 2



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.51. Variação da relação entre pressões interna e externa à bolha, para estudo de caso 2



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.52. Variação da razão entre temperatura do ponto mais quente e temperatura de formação de bolhas, conforme Oommen

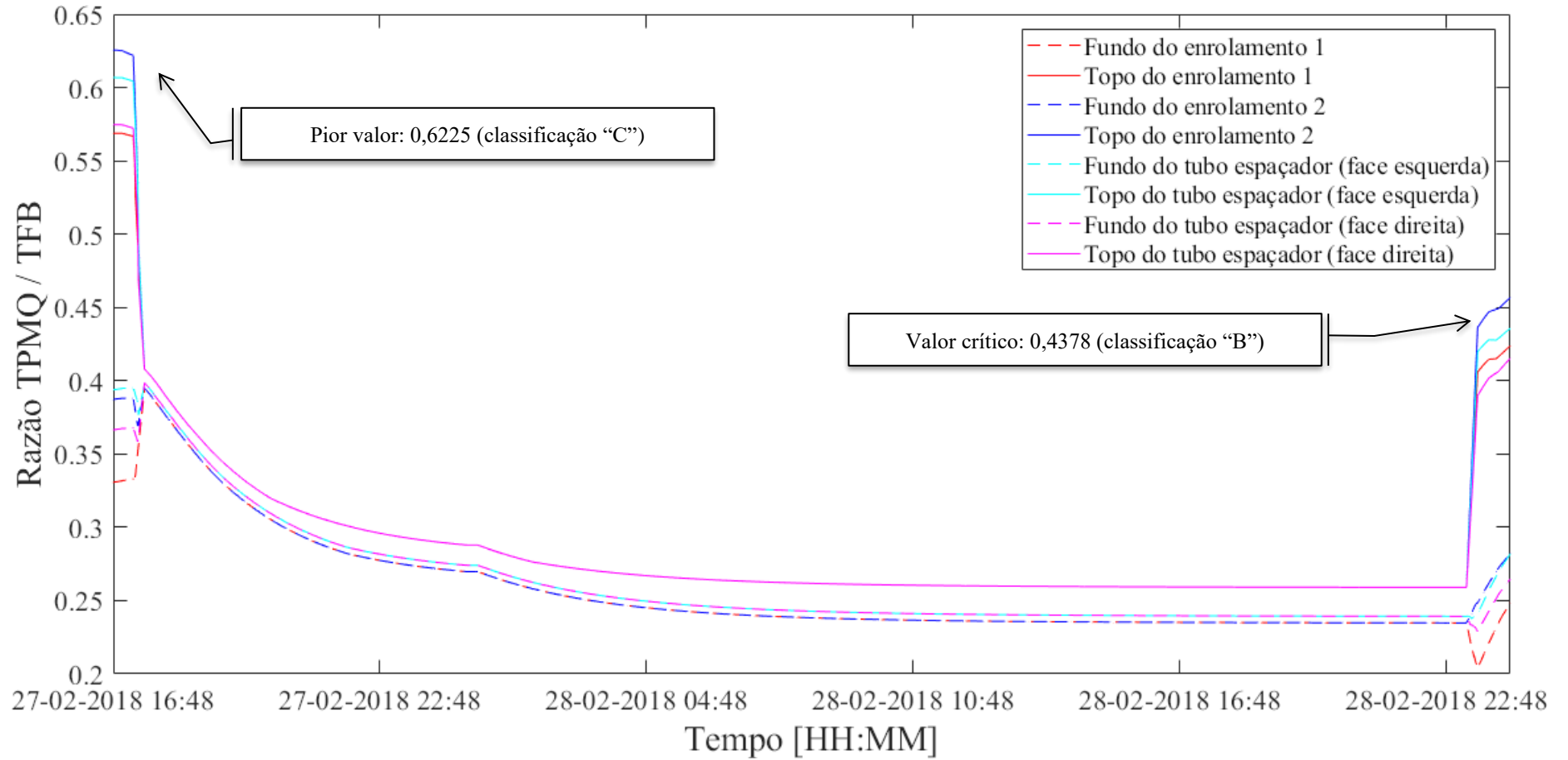


Figura 5.53. Variação da razão entre temperatura do ponto mais quente e temperatura de formação de bolhas, conforme Przybylek

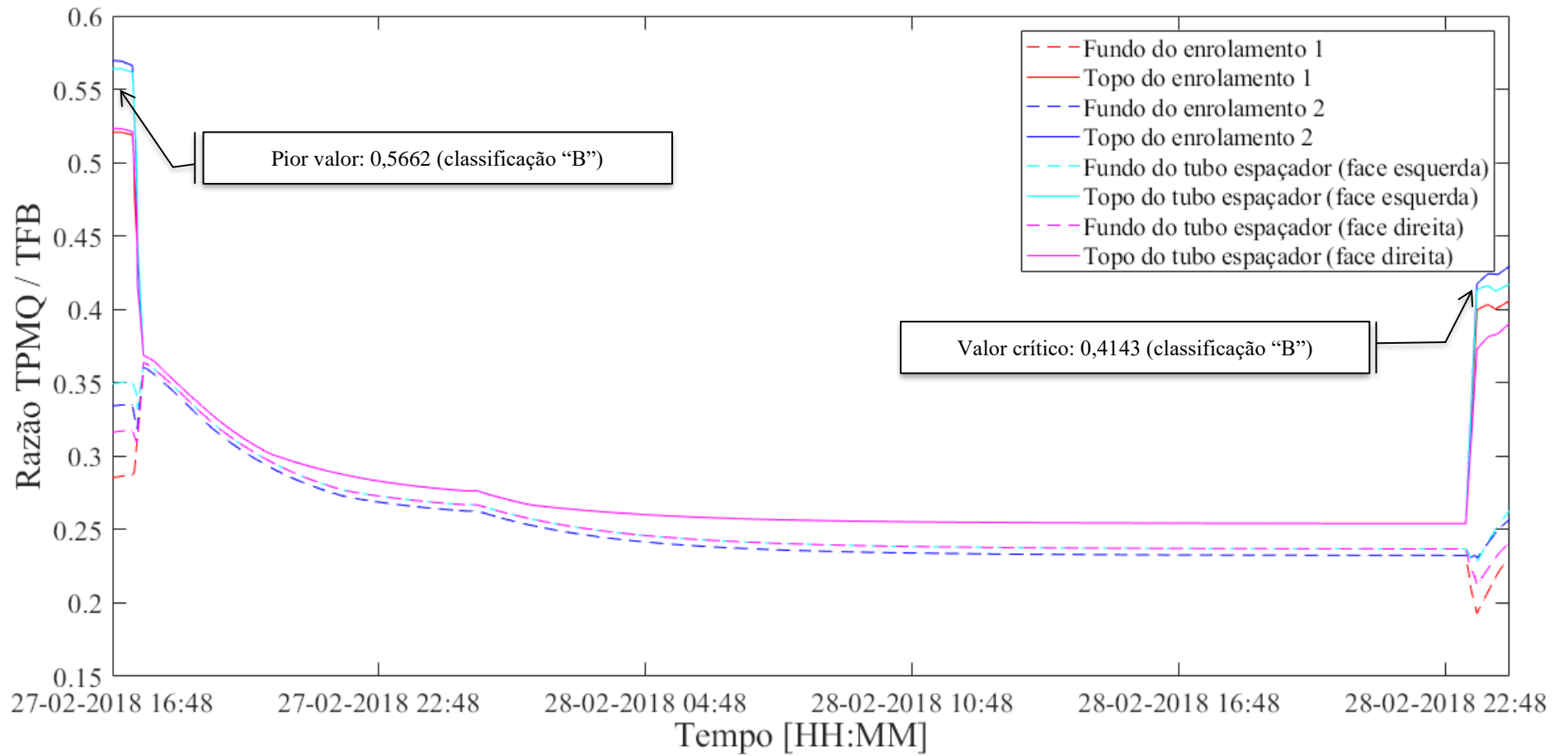
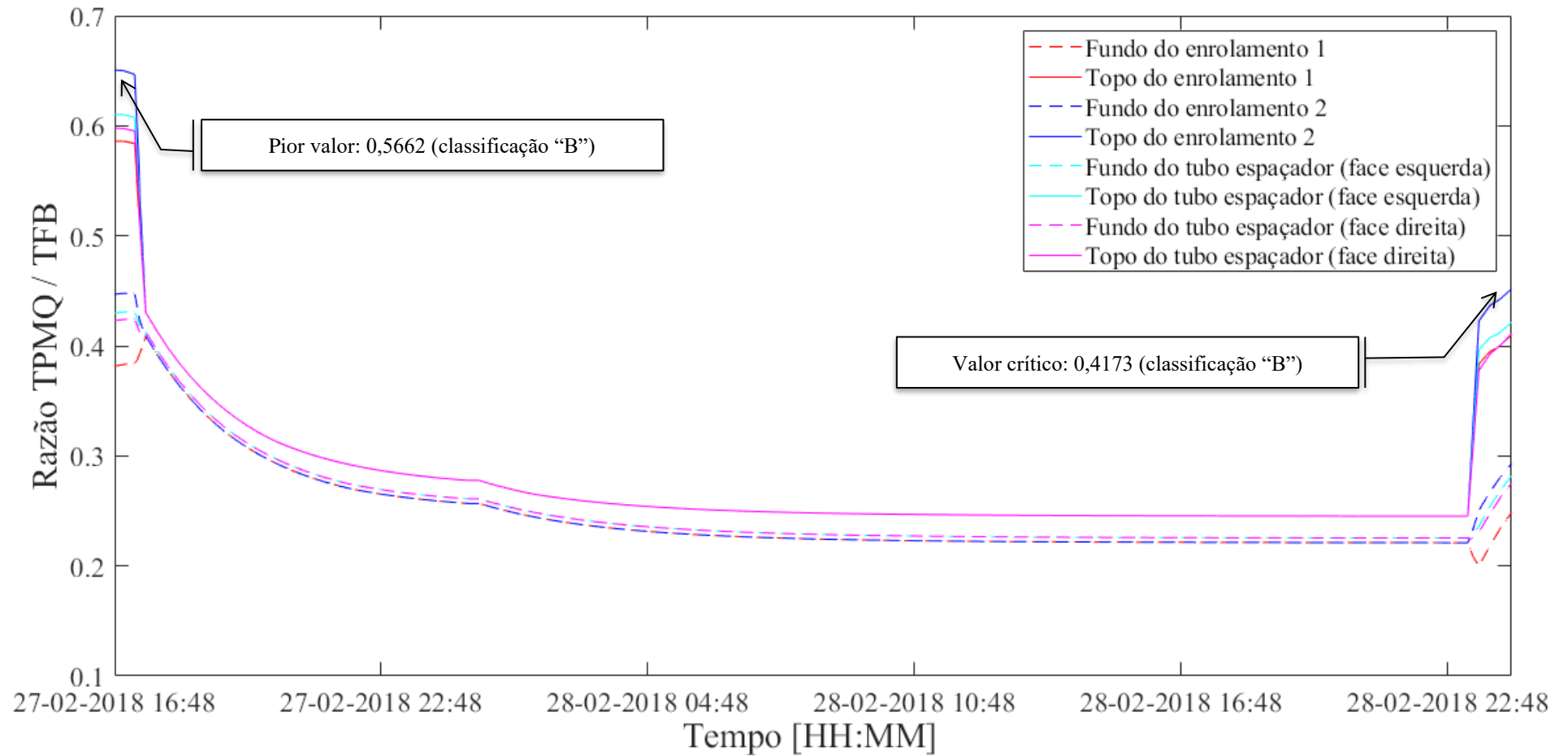


Figura 5.54. Variação da razão entre temperatura do ponto mais quente e temperatura de formação de bolhas, conforme Koch-Tenbohlen



Fonte: próprio autor (2020)

### 5.2.3. Estudo de Caso 3

#### 5.2.3.1. Características Técnicas

O transformador monitorado no estudo de caso 3 tem características técnicas apresentadas na Tabela 5.14.

Tabela 5.14. Características do transformador do estudo de caso 3

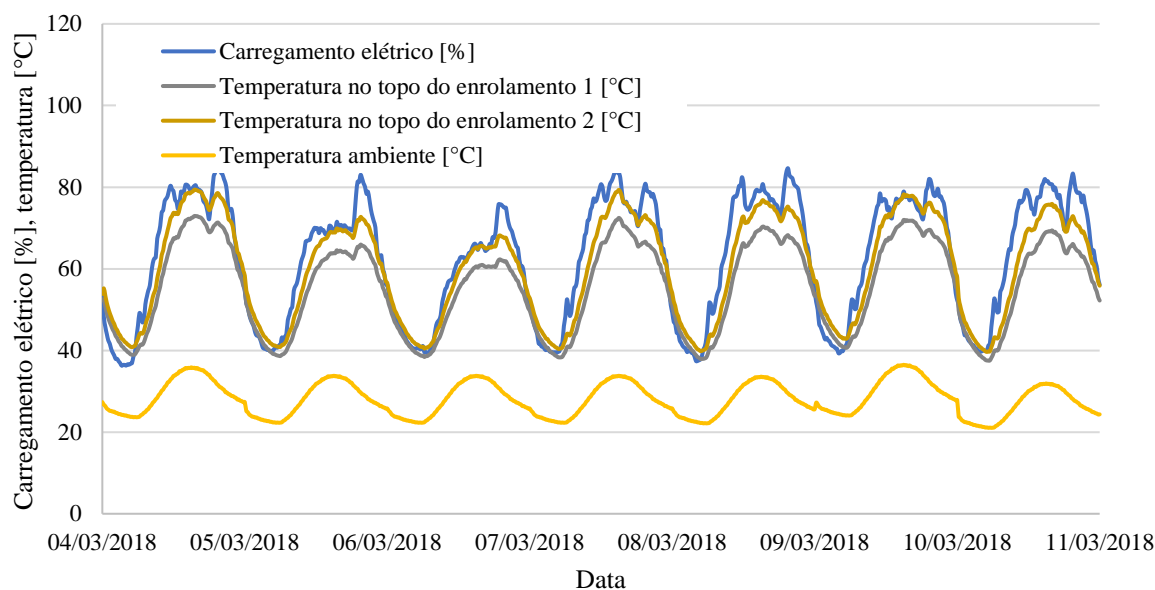
<i>Característica</i>	<i>Valor</i>
Relação de tensões	138 kV / 13,8 kV
Potências nominais	20/26,6/33,3 MVA
Ano de Fabricação	1993
Ligação dos enrolamentos	Yyn
Massa total	58850 kg
Massa da isolamento sólida	1200 kg
Massa de papel <i>kraft</i> das bobinas (estruturas finas quentes)	450 kg
Massa da parte ativa (núcleo + bobinas)	27500 kg
Massa de óleo	16250 kg
Massa do tanque e acessórios	15100 kg
Volume total de óleo	18500 L

Fonte: adaptado de [17].

#### 5.2.3.2. Condições operativas

O transformador apresentado no estudo de caso 03 também fornece energia elétrica a unidades consumidoras com diversos perfis de consumo (clientes residenciais, comerciais, pequenas indústrias e geração distribuída). São ilustrados na Figura 5.55: o carregamento elétrico do transformador (valor percentual em relação a máxima potência nominal, ou seja, em estágio ONAF); as temperaturas calculadas no topo dos enrolamentos 1 e 2; e a temperatura ambiente, durante o período de observação.

Figura 5.55. Carregamento elétrico e temperaturas observadas no transformador do estudo de caso 3



Fonte: próprio autor (2020).

#### 5.2.3.3. Condições de contorno

Para a simulação, a discretização considerada é apresentada na Tabela 5.15. Nesta tabela também são apresentados os valores de relações entre massas dos elementos celulósicos utilizadas na simulação. Estas relações são aquelas apontadas em [2] e referenciadas na Tabela 2.3.

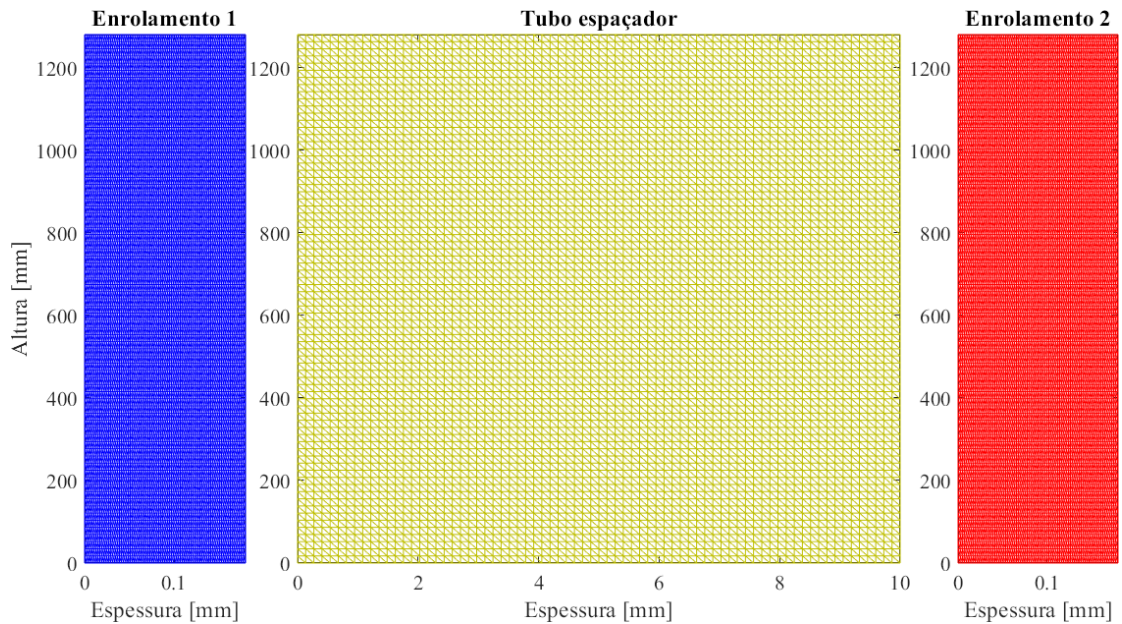
Uma representação da discretização adotada no Estudo de Caso 3 é apresentada na Figura 5.56.

Tabela 5.15. Discretização utilizada no estudo de caso 3

Característica	Valor
Número de elementos triangulares	32.856
Número de nós	16.875
Discretização temporal	1 minuto
Percentual de massa das estruturas finas quentes em relação à massa total de celulose	26,67 %
Percentual de massa das estruturas finas frias em relação à massa total de celulose	30,00 %
Percentual de massa das estruturas espessas em relação à massa total de celulose	43,33 %
Percentual de massa das estruturas finas quentes de cada enrolamento (primário e secundário) em relação ao total destas utilizadas nos enrolamentos	50,00 %

Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.56. Discretização adotada no modelo do estudo de caso 3



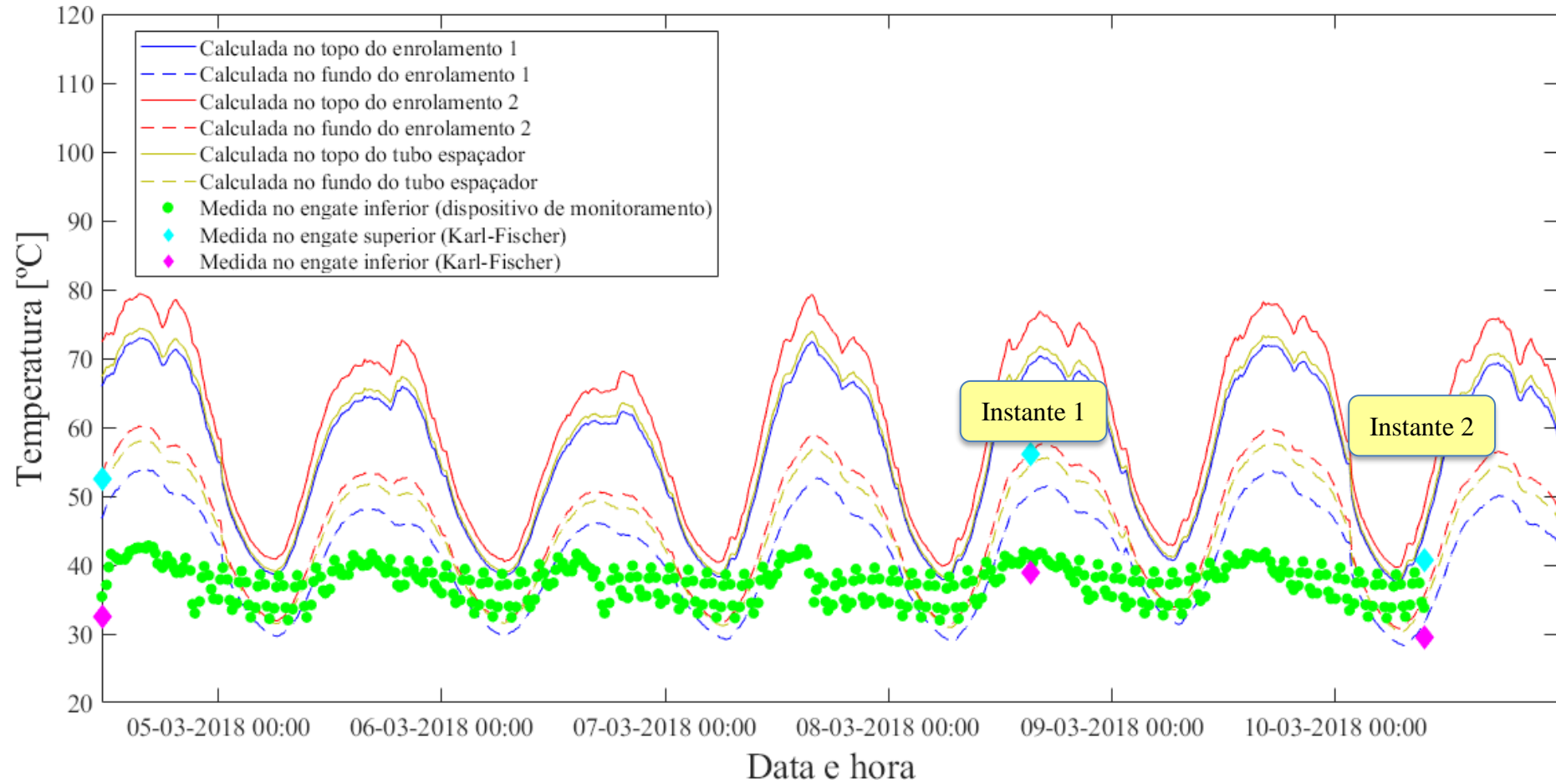
Fonte: próprio autor (2020).

#### 5.2.3.4. Grandezas mensuradas e resultados obtidos para a dinâmica de umidade

As temperaturas do óleo (medidas nos registros de amostragem) e nos enrolamentos (calculadas conforme [6]), no topo e no fundo do tanque principal do transformador, são apresentadas na Figura 5.57.

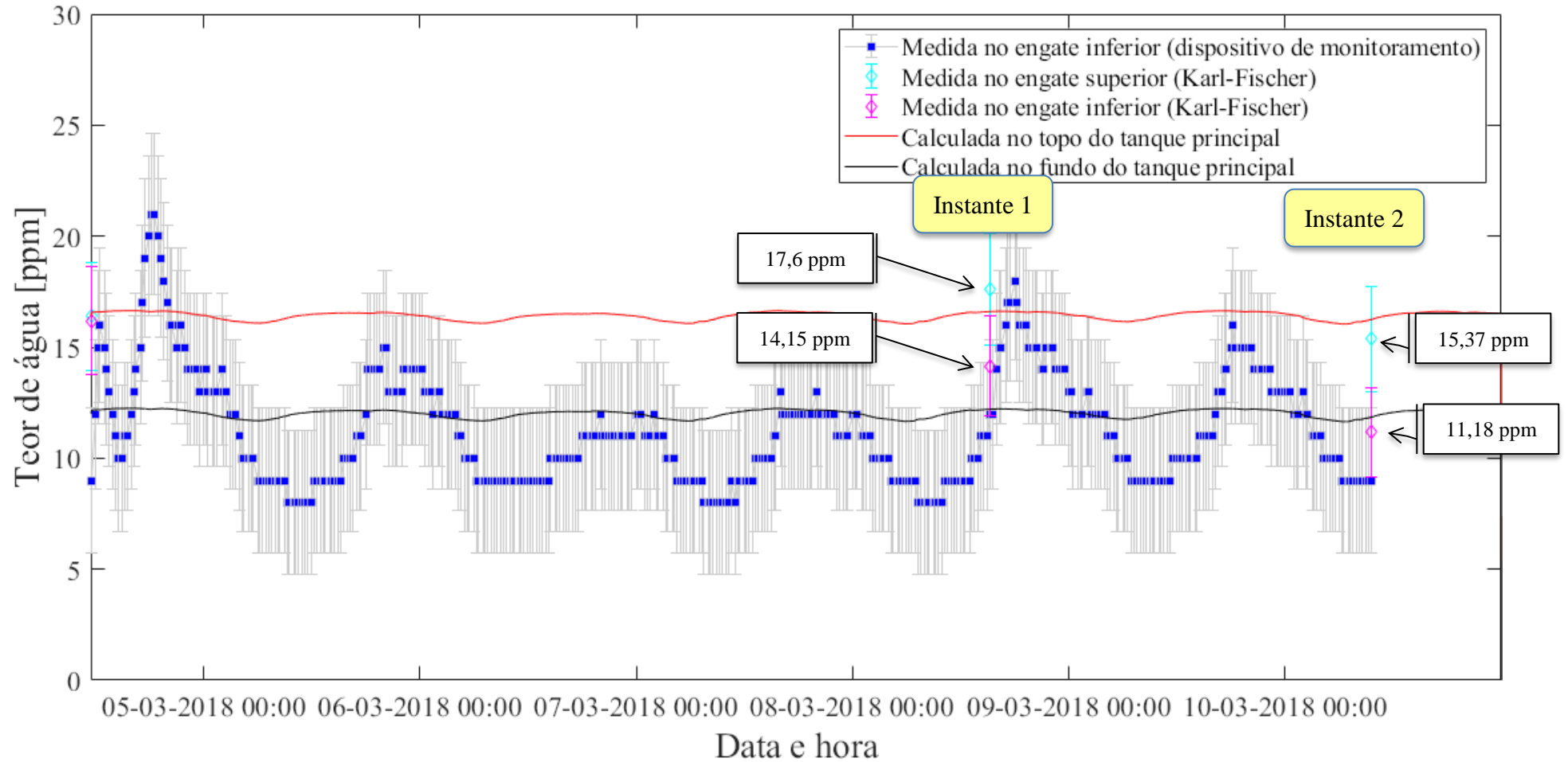
As concentrações calculadas de óleo, para os canais do primário e do secundário são representadas pelas linhas contínuas na Figura 5.58. Ainda nesta figura são apresentados os valores de teor de água estimados pelo dispositivo de monitoramento (pontos em azul com fundo cinza) e pelo método de titração Karl-Fischer (indicadas por losangos).

Figura 5.57. Variação das temperaturas no transformador do estudo de caso 3



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.58. Variação do teor de água em óleo para o estudo de caso 3



Fonte: próprio autor (2020).

De forma a validar o modelo utilizado, foram realizadas coletas de amostras de óleo, com posterior análise laboratorial (pontos representados na Figura 5.58). Na Tabela 5.16 são apresentados, para os registros inferior e superior, os valores calculados pelo modelo bidimensional, e também os valores obtidos pelo dispositivo de monitoramento instalado e pelo resultado da análise laboratorial. A diferença, em relação ao valor obtido pelo modelo bidimensional, também é apresentada.

Tabela 5.16. Valores de teor de água medidos e calculados para o estudo de caso 3

Instante	Registro	Origem do dado	Teor de água (ppm)	Diferença (ppm)
1	Inferior	Modelo bidimensional	12,20	--
		Dispositivo de monitoramento	12,00 ± 3,36	0,00
		Análise laboratorial	14,15 ± 2,26	0,00
	Superior	Modelo bidimensional	16,60	--
		Análise laboratorial	17,6 ± 2,52	0,00
2	Inferior	Modelo bidimensional	11,87	--
		Dispositivo de monitoramento	9,00 ± 3,27	0,0
		Análise laboratorial	11,18 ± 2,00	0,00
	Superior	Modelo bidimensional	16,24	--
		Análise laboratorial	15,37 ± 2,35	0,00

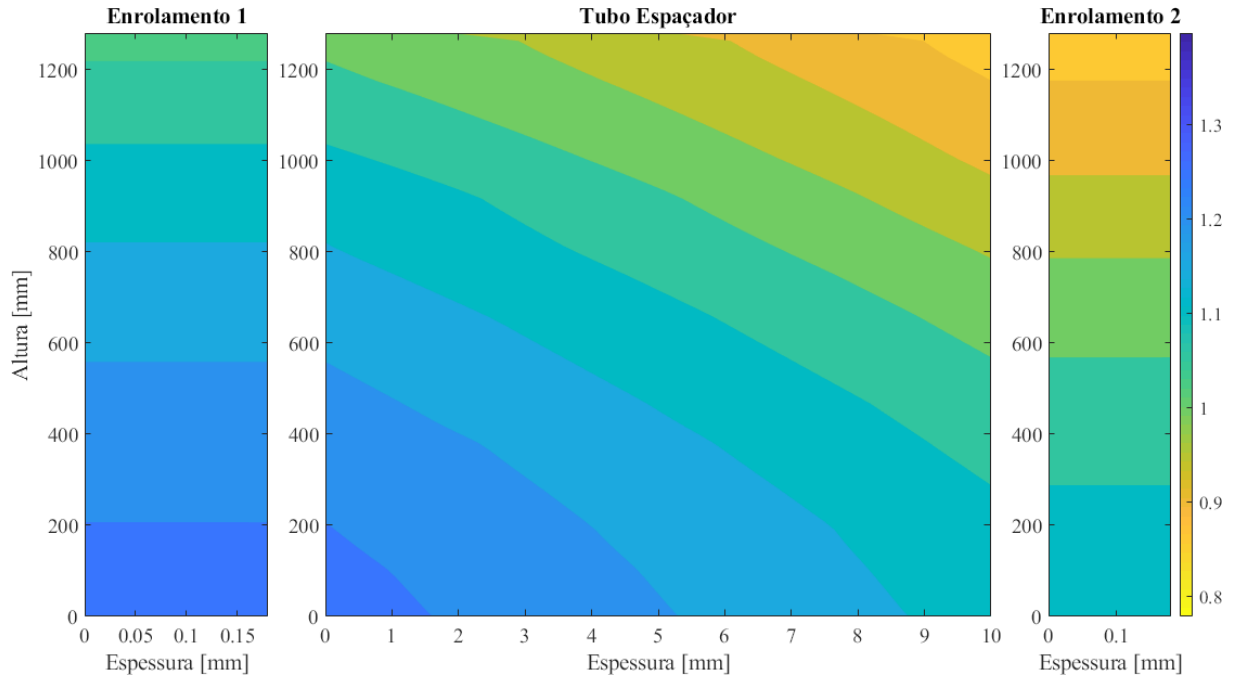
Fonte: próprio autor (2020).

Analisando a Figura 5.58, nota-se que durante o período do estudo a curva de umidade em óleo está contida na região da faixa de valores lidos pelo dispositivo de monitoramento usado, o que caracteriza a exatidão do modelo matemático proposto. Além disso, quando se estuda os resultados apresentados na Tabela 5.16, nota-se também a acurácia entre os valores calculados pelo modelo bidimensional proposto e pela análise laboratorial.

Utilizando o modelo bidimensional para calcular a concentração de umidade no papel (discutido no Capítulo 3), a distribuição da concentração da umidade nos elementos celulósicos, nos momentos de maior e menor temperatura no enrolamento secundário<sup>9</sup>, é apresentada na Figura 5.59 e na Figura 5.60, respectivamente.

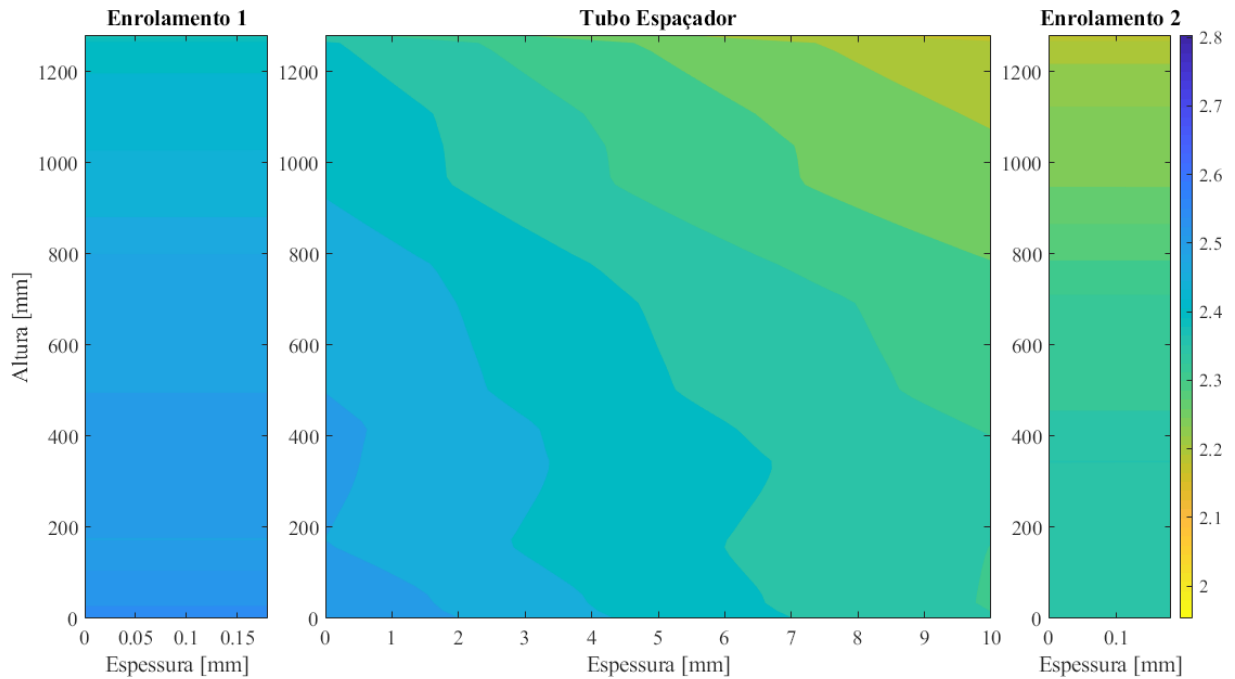
<sup>9</sup> Neste transformador, o enrolamento secundário possui maiores temperaturas de operação do que o enrolamento primário.

Figura 5.59. Distribuição de umidade na celulose, conforme modelo bidimensional proposto, para o estudo de caso 3, no instante de maior temperatura no enrolamento secundário



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.60. Distribuição de umidade na celulose, conforme modelo bidimensional proposto, para o estudo de caso 3, no instante de menor temperatura no enrolamento secundário



Fonte: próprio autor (2020).

Considerando que a distribuição de temperatura no enrolamento é maior no topo do que no fundo da bobina [6], e também considerando que a saturação relativa de água no óleo e no papel tendem a se aproximar [62], pode-se inferir que a concentração de umidade na celulose no fundo do enrolamento será maior do que no topo. Com o intuito de se verificar esta afirmação, registrou-se, na Tabela 5.17, os valores de concentração de umidade em cada elemento celulósico, no topo e no fundo do enrolamento. Da análise desta tabela, nota-se que a concentração de umidade no fundo dos elementos celulósicos é maior do que no topo, porém esta diferença diminui com a redução do carregamento elétrico. Este fenômeno é explicado pela redução na diferença de temperaturas entre a parte superior e a parte inferior do enrolamento, quando da redução do carregamento elétrico.

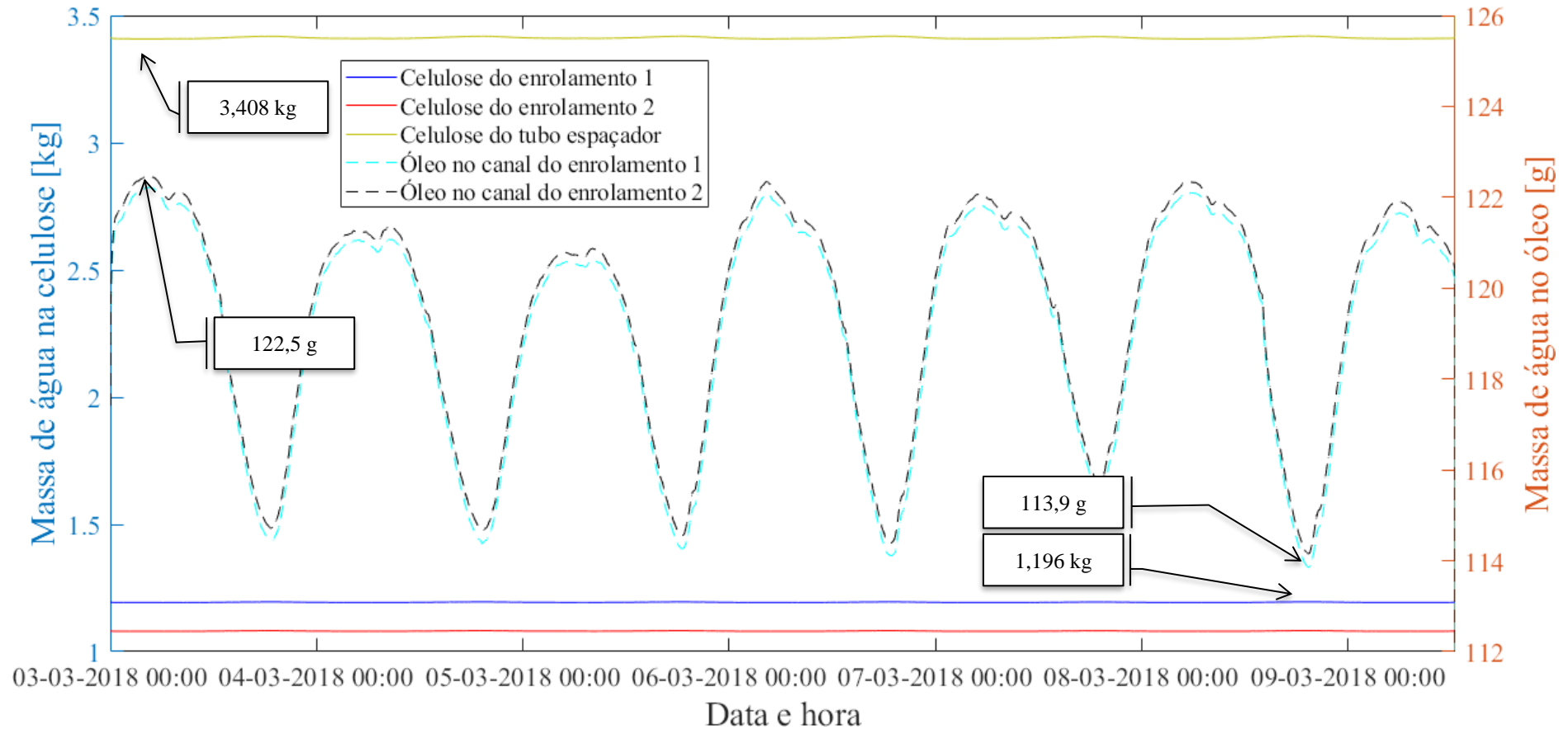
Tabela 5.17. Concentrações de água nos elementos celulósicos, para o estudo de caso 3

Instante	Elemento	Fundo do tanque principal		Topo do tanque principal		Razão entre a concentração de água no fundo e no topo do tanque principal	
		Óleo [ppm]	Celulose [%]	Óleo [ppm]	Celulose [%]	Óleo [pu]	Celulose [pu]
Temperatura máxima	Enrolamento 1	12,4284	1,283	16,8226	1,033	0,738792	1,242014
	Enrolamento 2		1,143		0,8738		1,30808
Temperatura mínima	Enrolamento 1	11,6008	2,509	15,9865	2,334	0,725662	1,074979
	Enrolamento 2		2,319		2,14		1,083645

Fonte: próprio autor (2020).

Finalmente, é apresentado na Figura 5.61 a variação das massas totais de água em celulose e em óleo, para a simulação considerada. Uma vez que no modelo do transformador em operação assumiu-se que a massa total de água contida no equipamento se mantém constante ao longo do tempo, observa-se que o aumento da umidade total na celulose corresponde à diminuição da umidade total no óleo, o que vai ao encontro da hipótese destacada. Ainda assim, uma vez que a celulose absorve quantidade significativamente maior de umidade do que o óleo, esta variação não é percebida visualmente.

Figura 5.61. Variação das massas de água totais na celulose (eixo da esquerda) e no óleo (eixo da direita) para o estudo de caso 3



Fonte: próprio autor (2020).

As médias das massas de água em cada elemento celulose-óleo são apresentadas na Tabela 5.18. Para este transformador, em média 98,9472 % da umidade está presente nos elementos celulósicos.

Tabela 5.18. Massas médias de umidade nos elementos do transformador, para o estudo de caso 3

Grandeza	Valor médio	Contribuição (%)
Celulose no enrolamento 1	1,1945 kg	10,2798 %
Celulose no enrolamento 2	1,0814 kg	9,3071 %
Celulose no tubo espaçador	3,4146 kg	29,3867 %
Celulose nas estruturas espessas	5,6905 kg	49,9736 %
Óleo no canal do enrolamento 1	119,1309 g	1,0253 %
Óleo no canal do enrolamento 2	119,3885 g	1,0275 %
<b>Massa Total</b>	<b>11,6195 kg</b>	<b>100 %</b>

Fonte: próprio autor (2020).

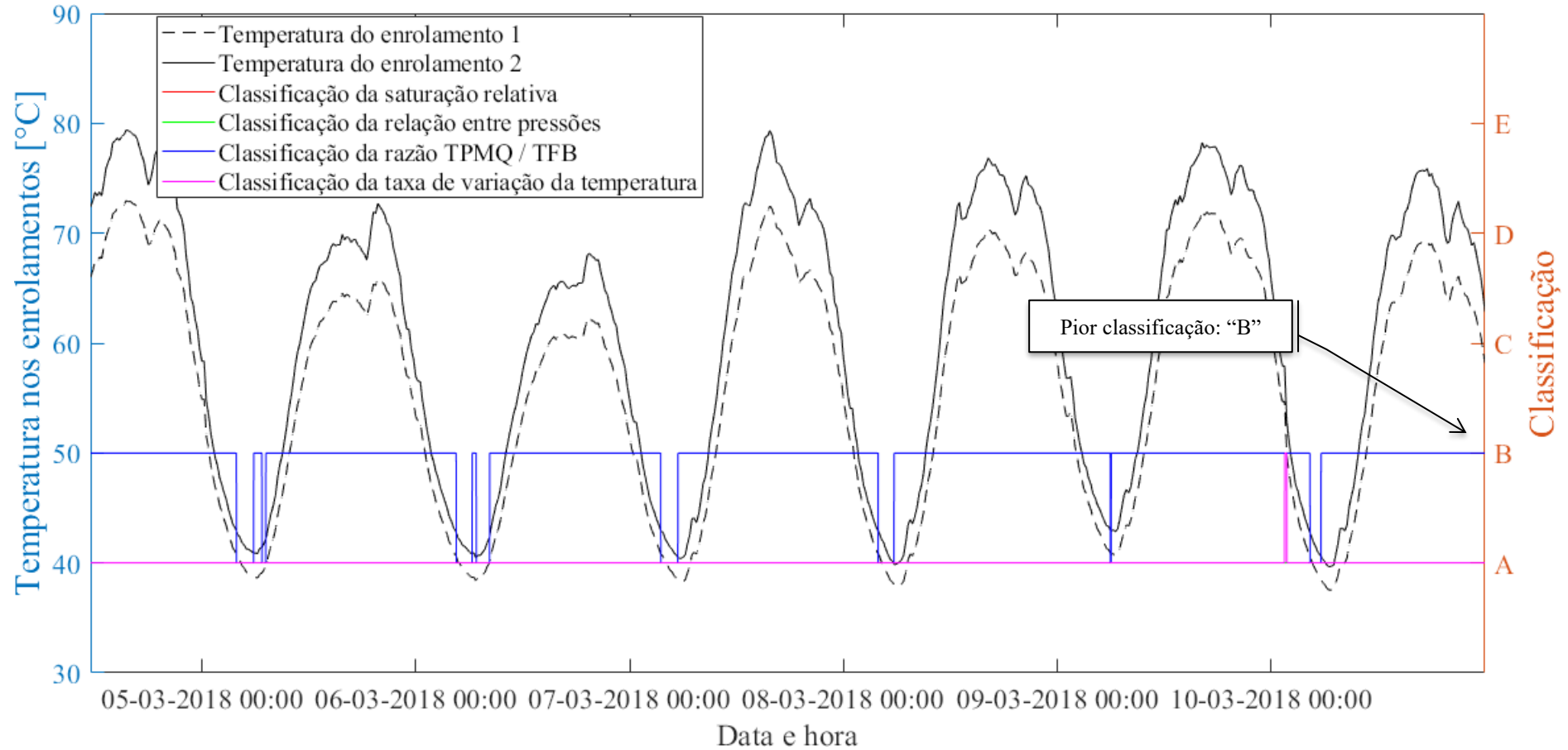
#### 5.2.3.5. Análise e classificação dos efeitos nocivos da umidade pelo modelo bidimensional

A variação das classificações parciais para saturação relativa, taxa de variação da temperatura, relação entre pressões interna e externa à bolha e razão temperatura do ponto mais quente sobre temperatura de formação de bolhas, em função da variação das temperaturas, é apresentada na Figura 5.62 e na Figura 5.63, para o topo e o fundo da parte ativa, respectivamente.

Da análise das figuras citadas, novamente comprova-se a principal vantagem da utilização de um modelo bidimensional para se estudar a variação de umidade em transformadores de potência, em detrimento de um modelo unidimensional. Uma vez que os valores da temperatura e das concentrações de umidade são diferentes no topo e no fundo do enrolamento, consequentemente as variáveis que modelam os efeitos nocivos da umidade (e suas classificações parciais) também serão.

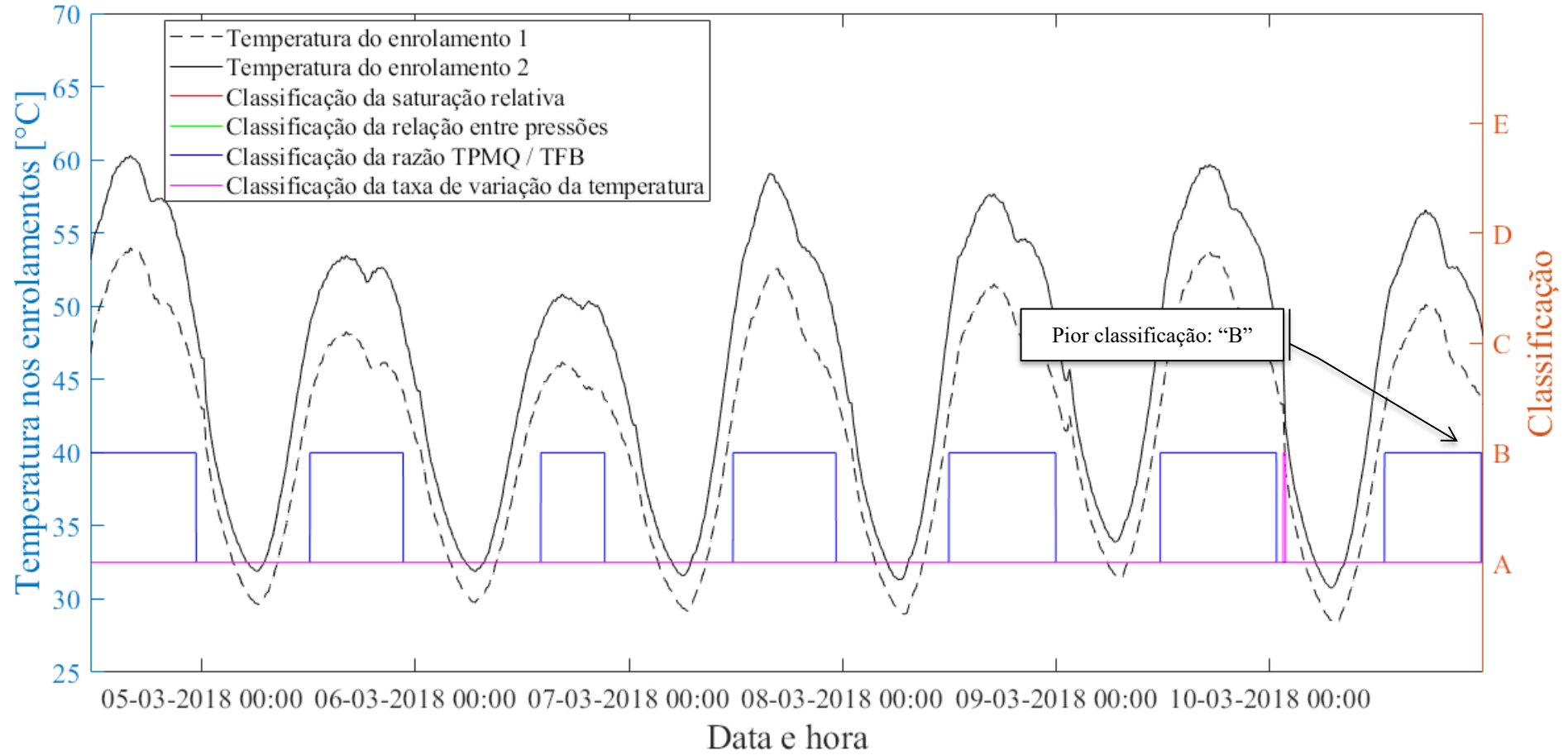
Considerando o que foi descrito no parágrafo anterior, e comparando a Figura 5.62 com a Figura 5.63, deduz-se que a região superior do transformador possui classificação “B” mais frequentemente do que a região inferior do transformador, principalmente para a variável temperatura do ponto mais quente sobre temperatura de formação de bolhas. Assim, para este equipamento, a região superior da parte ativa é uma zona mais crítica do que a região inferior, ensejando maiores cuidados em etapas de projeto, fabricação e inspeção.

Figura 5.62. Variação da classificação do conjunto transformador e carregamento elétrico, para o estudo de caso 3, no topo do tanque principal



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.63. Variação da classificação do conjunto transformador e carregamento elétrico, para o estudo de caso 3, no fundo do tanque principal



Fonte: próprio autor (2020).

As piores classificações parciais e final para o transformador, no topo e no fundo do enrolamento, são apresentadas na Tabela 5.19.

Tabela 5.19. Classificações parcial e final para o estudo de caso 3, considerando modelo bidimensional

Região	Variável	Enrolamento 1	Canal de Óleo 1	Tubo Espaçador	Canal de Óleo 2	Enrolamento 2
Topo do tanque principal	Saturação Relativa	-	A	-	A	-
	Taxa de variação da temperatura	B	-	B	-	B
	Relação entre a pressão interna e a pressão externa da bolha	A	-	A	-	A
	Razão TPMQ/TFB – Oommen	B	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB - Przybylek	B	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB – Koch & Tenbohlen	B	-	B	-	B
Fundo do tanque principal	Saturação Relativa	-	A	-	A	-
	Taxa de variação da temperatura	B	-	B	-	B
	Relação entre a pressão interna e a pressão externa da bolha	A	-	A	-	A
	Razão TPMQ/TFB – Oommen	B	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB - Przybylek	B	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB – Koch & Tenbohlen	B	-	B	-	B
<b>Classificação Final</b>		<b>B (bom) – continuar a operar o equipamento, estando atendo à evolução de resultados nos ensaios posteriores</b>				

Fonte: próprio autor (2020).

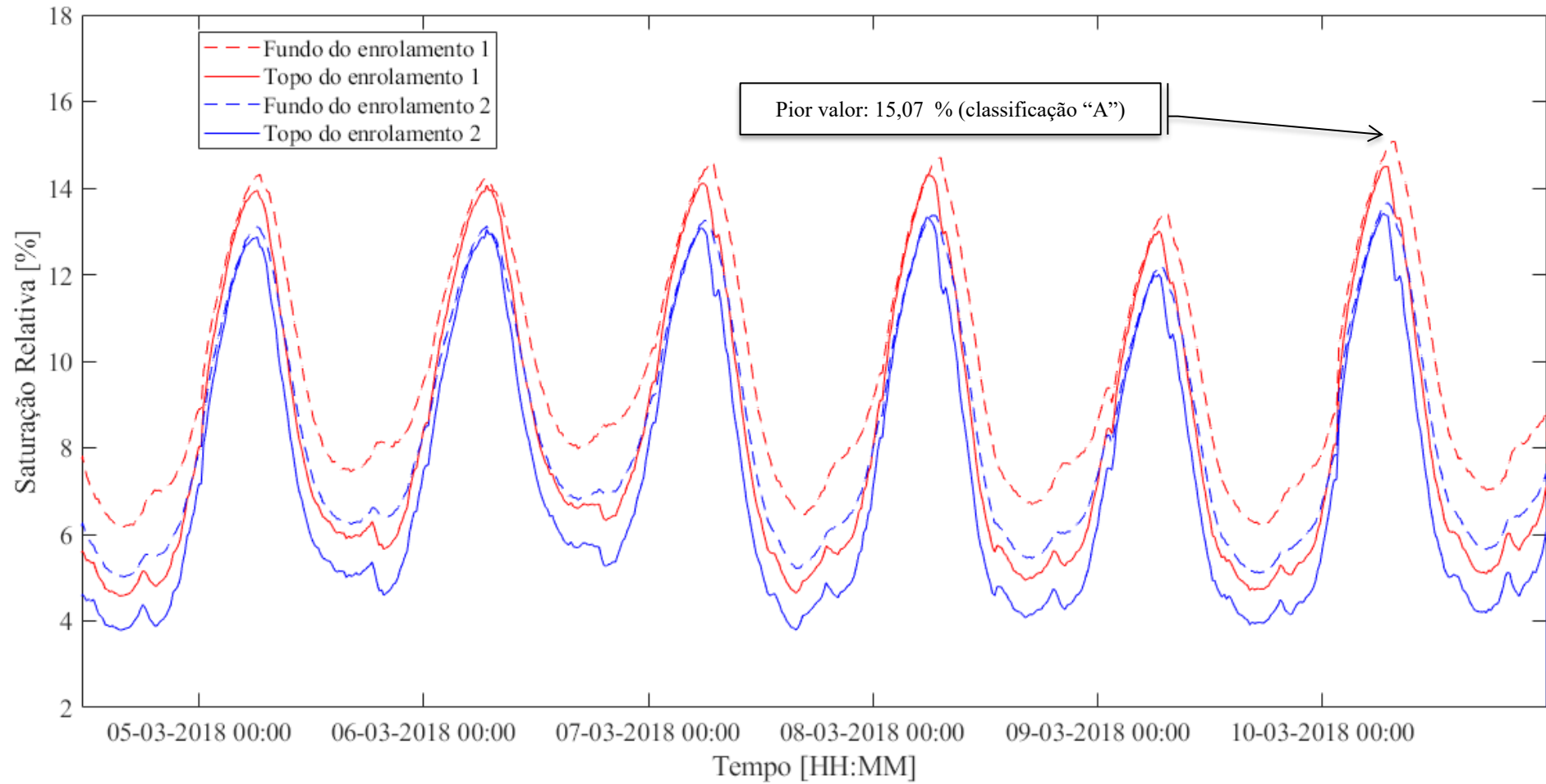
A variação da saturação relativa, para o estudo de caso 3, é apresentada na Figura 5.64. Observa-se, da análise desta figura e comparação com a Figura 5.57 e a Figura 5.58, que o aumento das temperaturas dos enrolamentos causa a diminuição da saturação relativa do óleo. Como consequência, a umidade irá se deslocar no sentido papel-óleo (ver Figura 5.58)

A taxa de variação da temperatura nos enrolamentos é apresentada na Figura 5.65. Como a máxima variação de temperatura, em módulo, é igual a 0,5198 °C/minuto, a pior classificação parcial desta variável é “B”.

A dinâmica da relação entre as pressões interna e externa à bolha é apresentada na Figura 5.66.

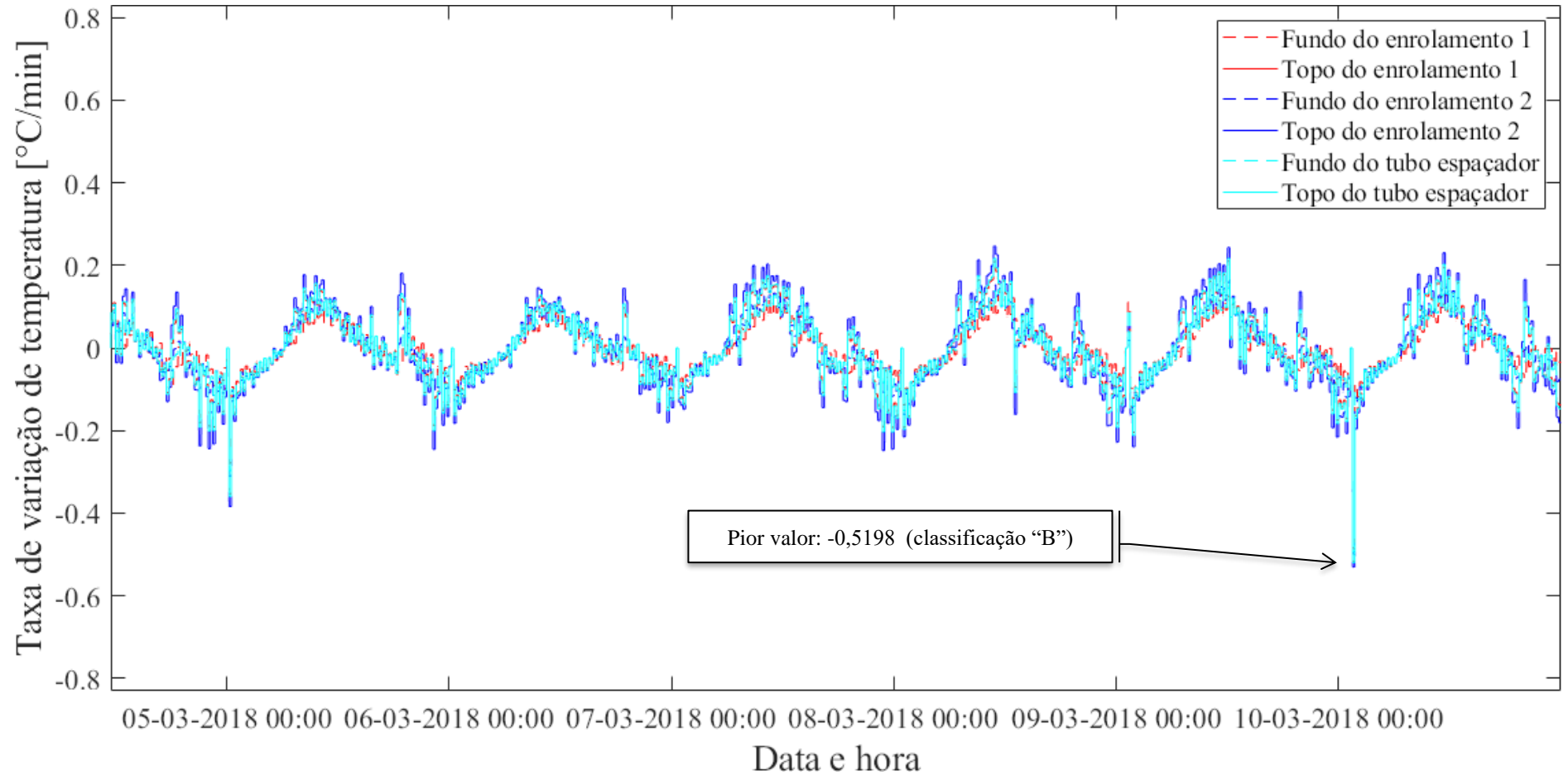
Finalmente, a razão entre a temperatura do ponto mais quente do enrolamento e a temperatura de formação de bolhas é apresentada na Figura 5.67 (conforme Oommen), na Figura 5.68 (conforme Przybylek) e na Figura 5.69 (conforme Koch-Tenbohlen).

Figura 5.64. Variação da saturação relativa para o estudo de caso 3



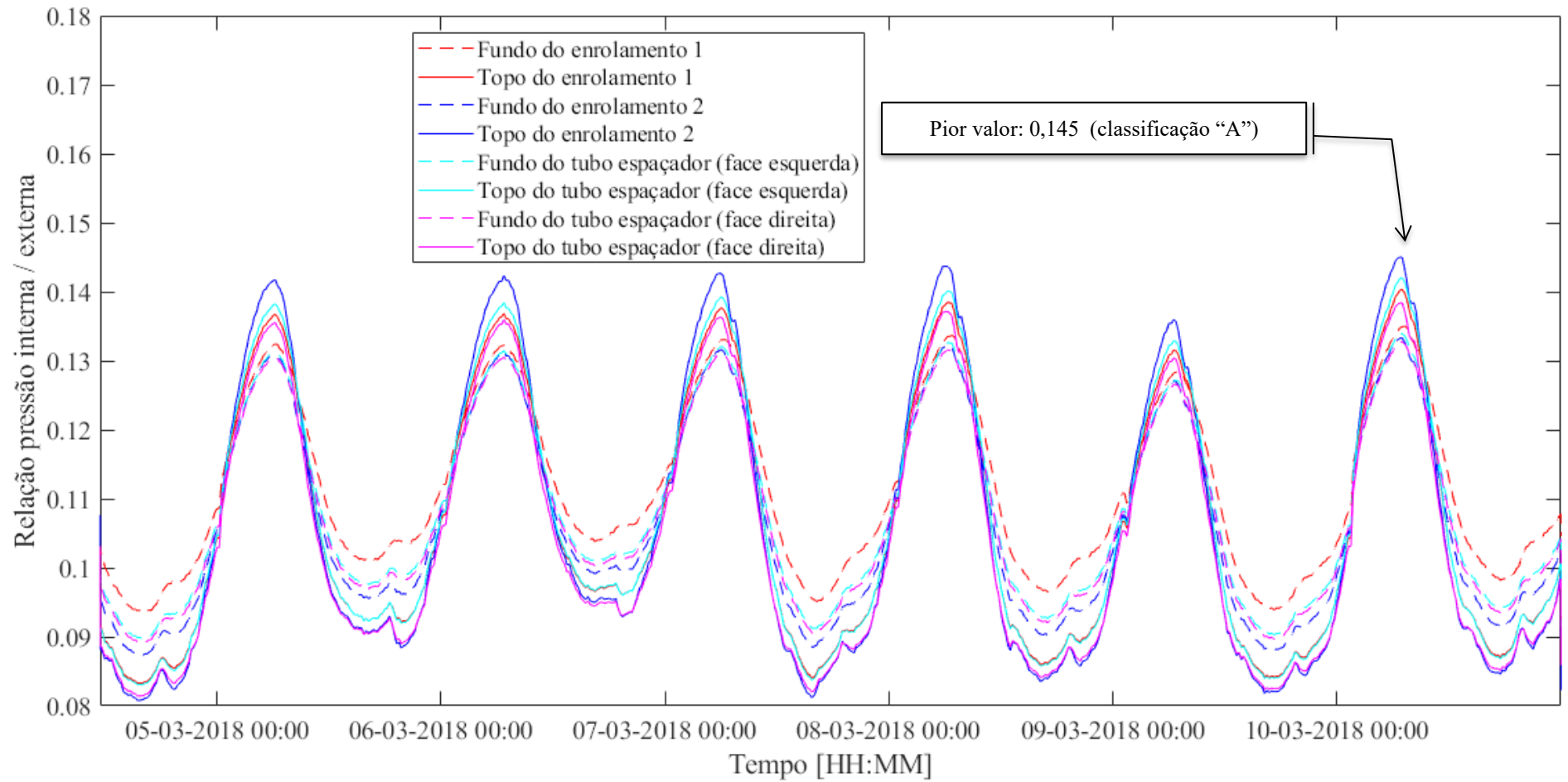
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.65. Taxa de variação das temperaturas nos enrolamentos para o estudo de caso 3



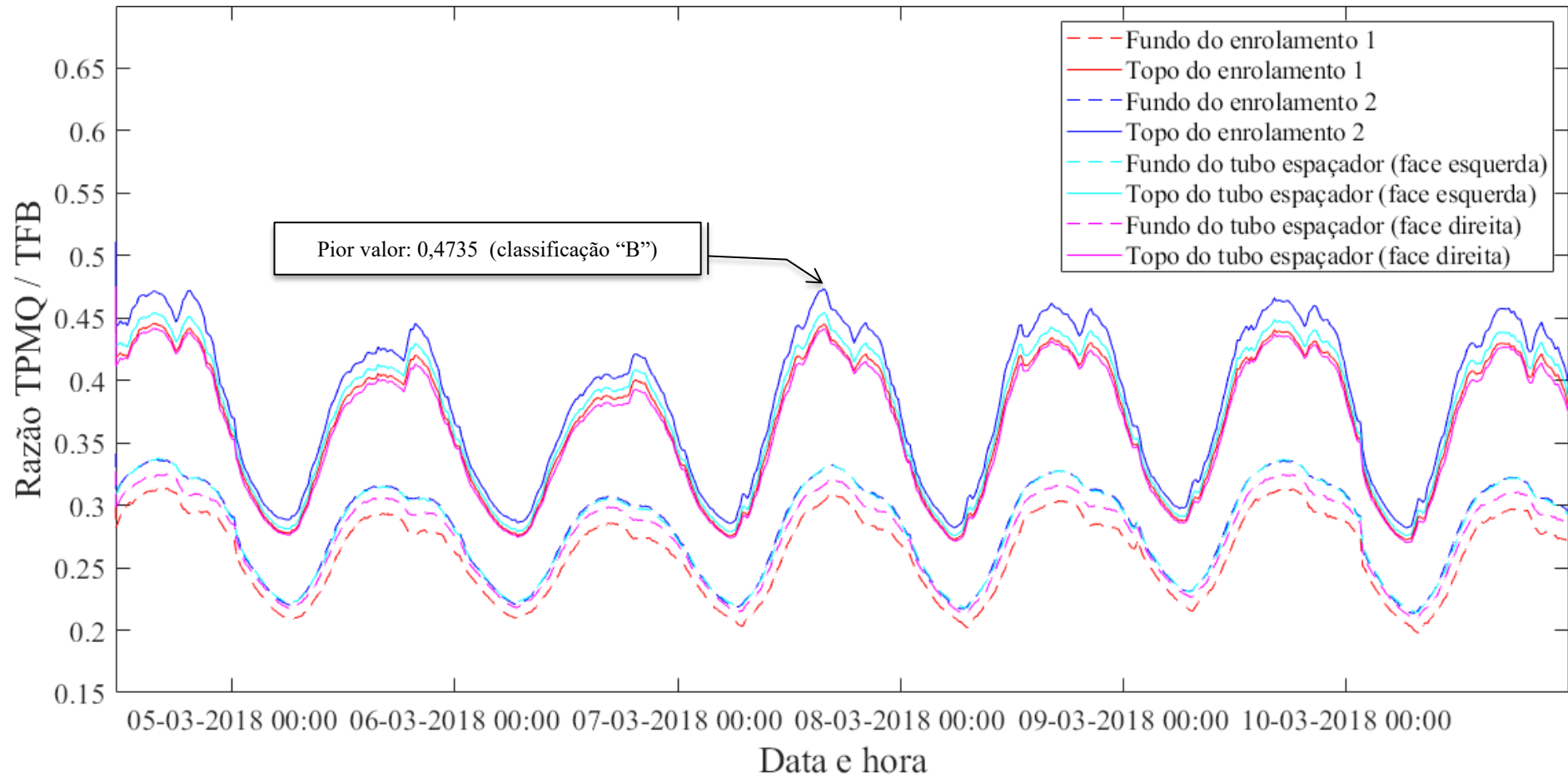
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.66. Relação entre pressões interna e externa à bolha para o estudo de caso 3



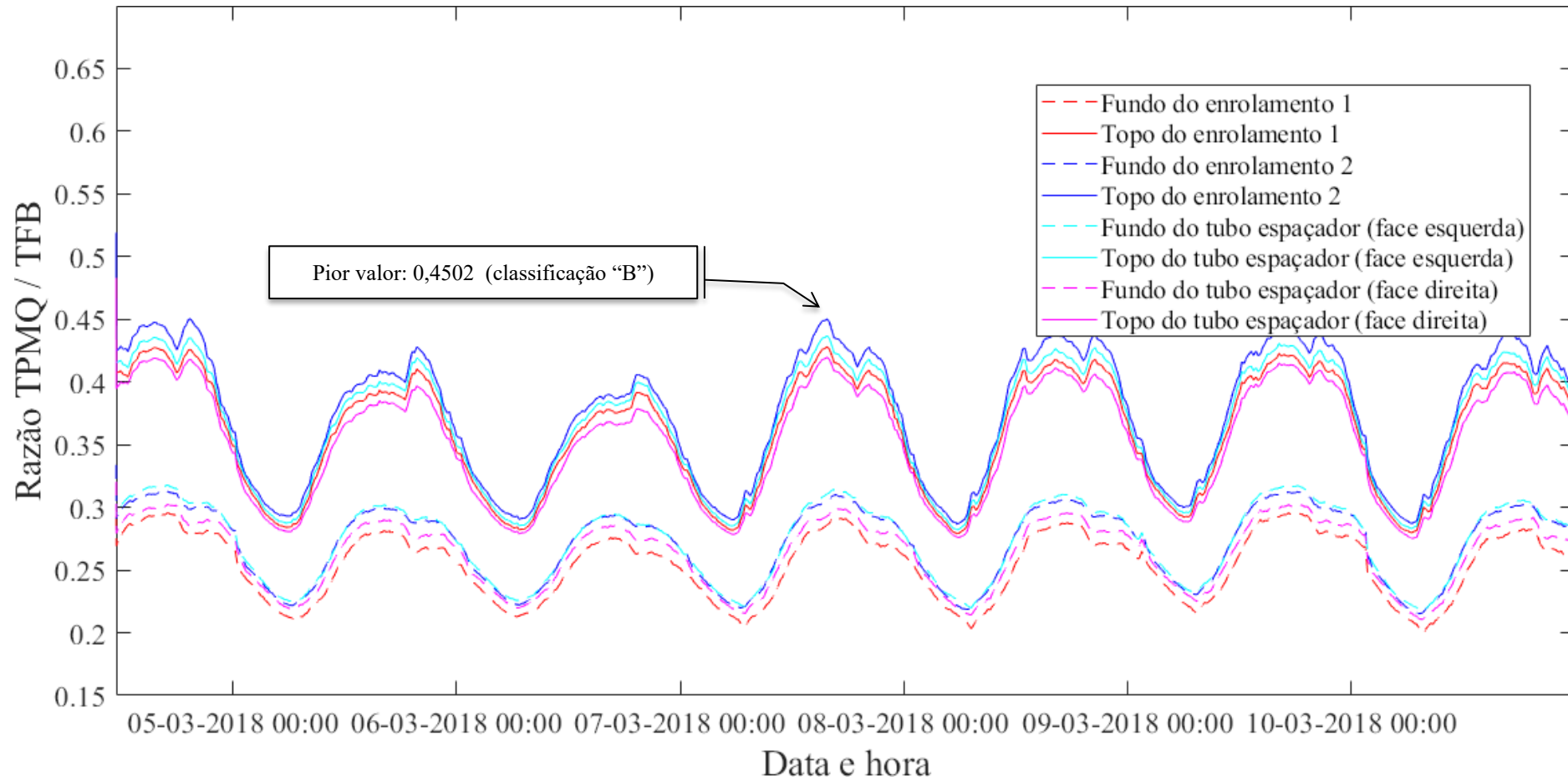
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.67. Razão entre a temperatura do ponto mais quente do enrolamento e a temperatura de formação de bolhas para o estudo de caso 3, conforme Oommen



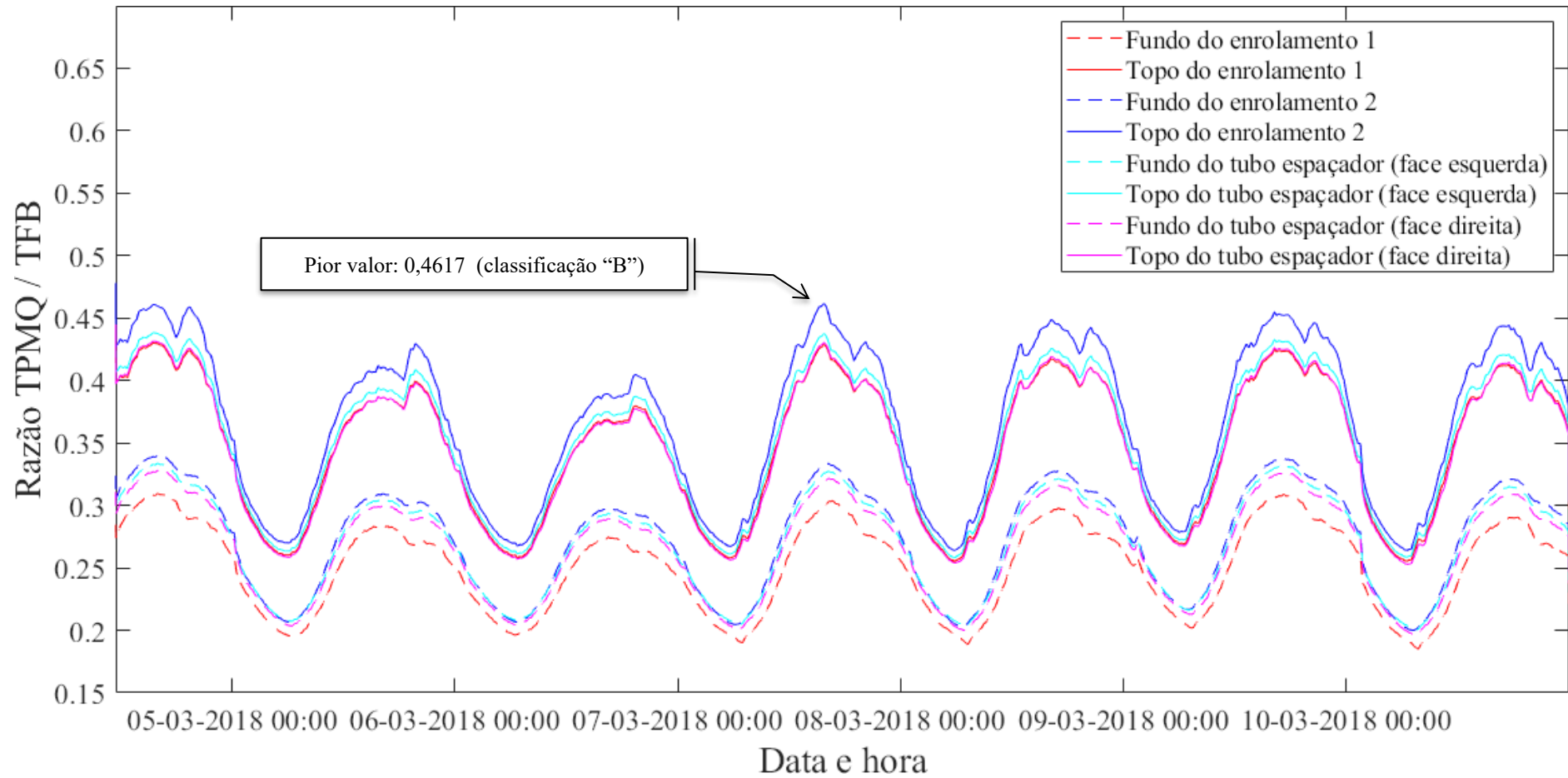
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.68. Razão entre a temperatura do ponto mais quente do enrolamento e a temperatura de formação de bolhas para o estudo de caso 3, conforme Przybylek



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.69. Razão entre a temperatura do ponto mais quente do enrolamento e a temperatura de formação de bolhas para o estudo de caso 3, conforme Koch-Tenbohlen



Fonte: próprio autor (2020).

Considerando a aplicação do modelo unidimensional apresentado em [39] ao carregamento observado no transformador do estudo de caso 3, obtém-se as classificações parciais e final ilustradas na Tabela 5.20. Observa-se que o resultado da classificação final é o mesmo, para o modelo unidimensional e para o modelo bidimensional. Novamente ressalta-se que o modelo unidimensional, apesar do reduzido custo computacional, não permite uma análise mais aprofundada sobre os fenômenos nocivos que a unidade traz ao transformador, em especial o estudo das regiões superior e inferior da parte ativa. Desta forma, recomenda-se a utilização do modelo bidimensional para se obter um estudo mais preciso sobre o tema.

Tabela 5.20. Classificações parcial e final para o estudo de caso 3, considerando modelo unidimensional

Variável	Primário		Secundário	
	Fabre-Pichon	Oommen	Fabre-Pichon	Oommen
Saturação Relativa	A	A	A	A
Taxa de Variação da Temperatura	A		A	
Relação Pressão interna / pressão externa	A	A	A	A
Relação ponto mais quente / temperatura de formação de bolhas – Oommen	B	B	B	B
Relação ponto mais quente / temperatura de formação de bolhas – Przybylek (pior caso)	B	B	B	B
Relação ponto mais quente / temperatura de formação de bolhas – Koch & Tenbohlen (pior caso)	B	B	B	B
<b>Classificação final</b>	<b>B (bom) – continuar a operar o equipamento, estando atendo à evolução de resultados nos ensaios posteriores</b>			

Fonte: próprio autor (2020).

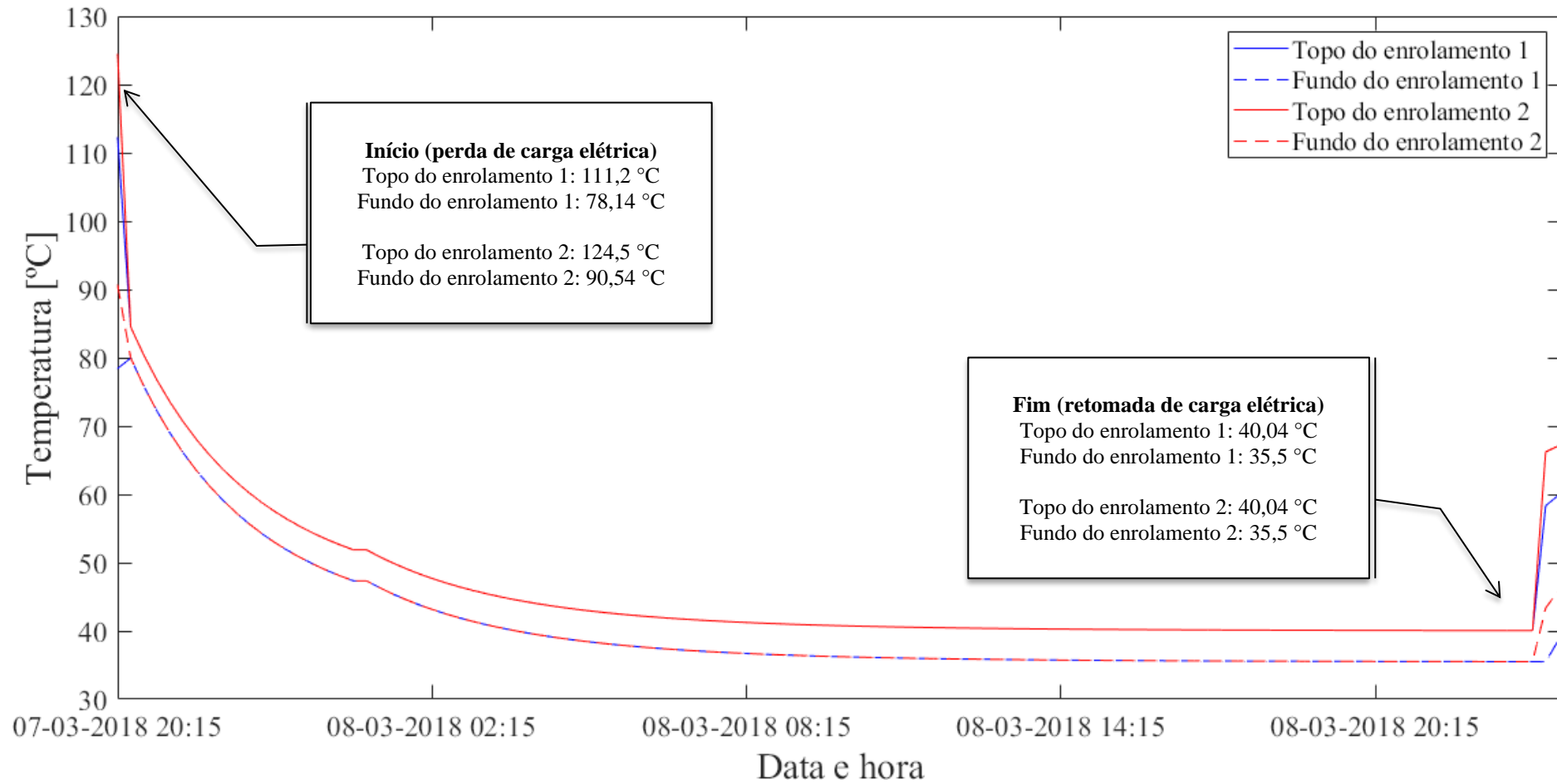
#### 5.2.3.6. Estudo de cenário crítico, considerando perda de carga elétrica

Realizando o mesmo estudo apresentado no Estudo de Caso 3 (perda de carga, estando o transformador operando com sobrecarga de 120%), tem-se os seguintes resultados.

A temperatura nos enrolamentos do transformador é apresentada na Figura 5.70.

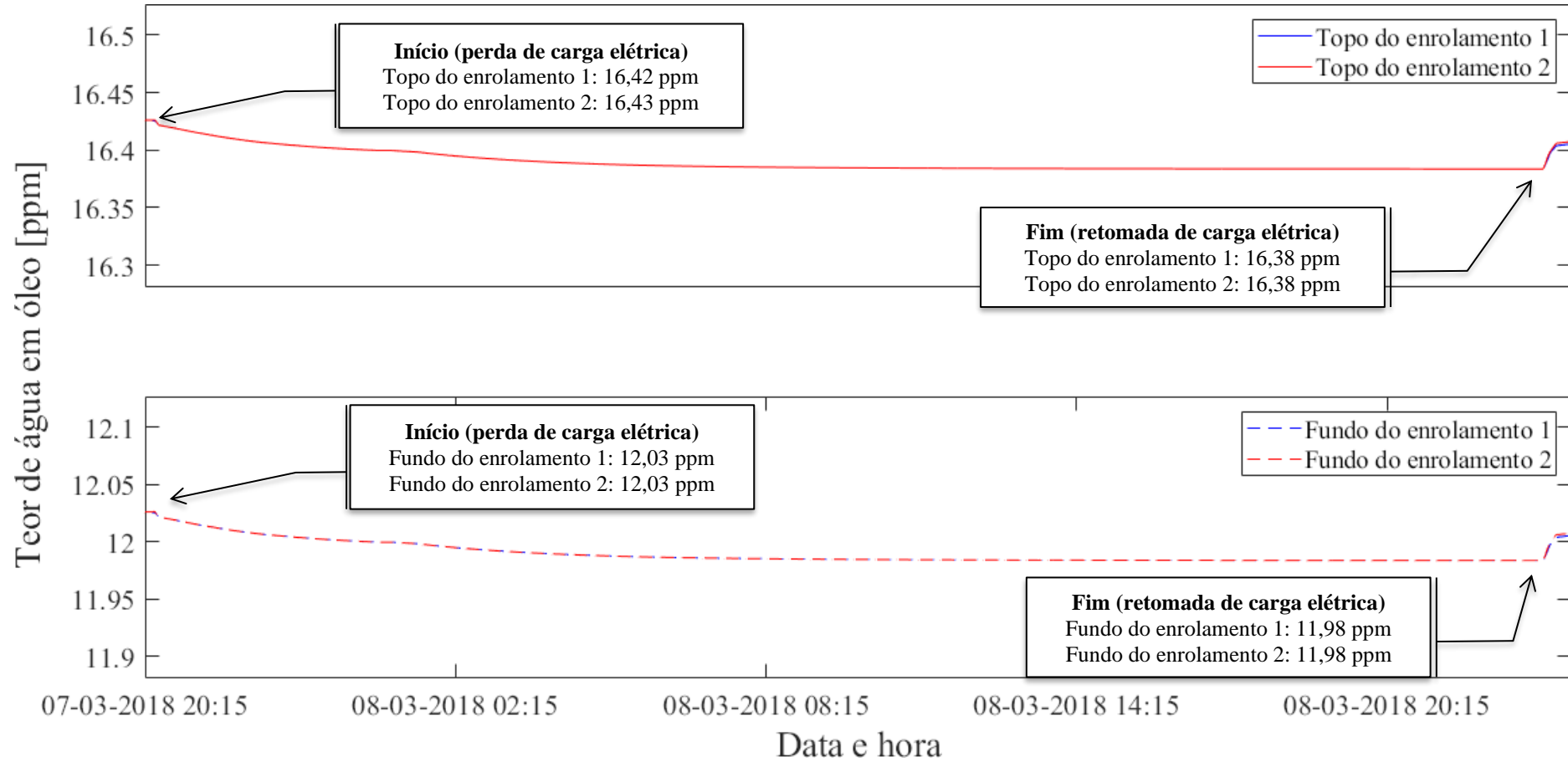
A variação do teor de água no óleo, após a perda do carregamento elétrico, é apresentada na Figura 5.71. Por sua vez, a variação da concentração de umidade no papel, no mesmo período, é apresentada na Figura 5.72.

Figura 5.70. Temperatura nos enrolamentos do transformador, considerando cenário adverso de perda de carga no instante de sobrecarga, para o estudo de caso 3



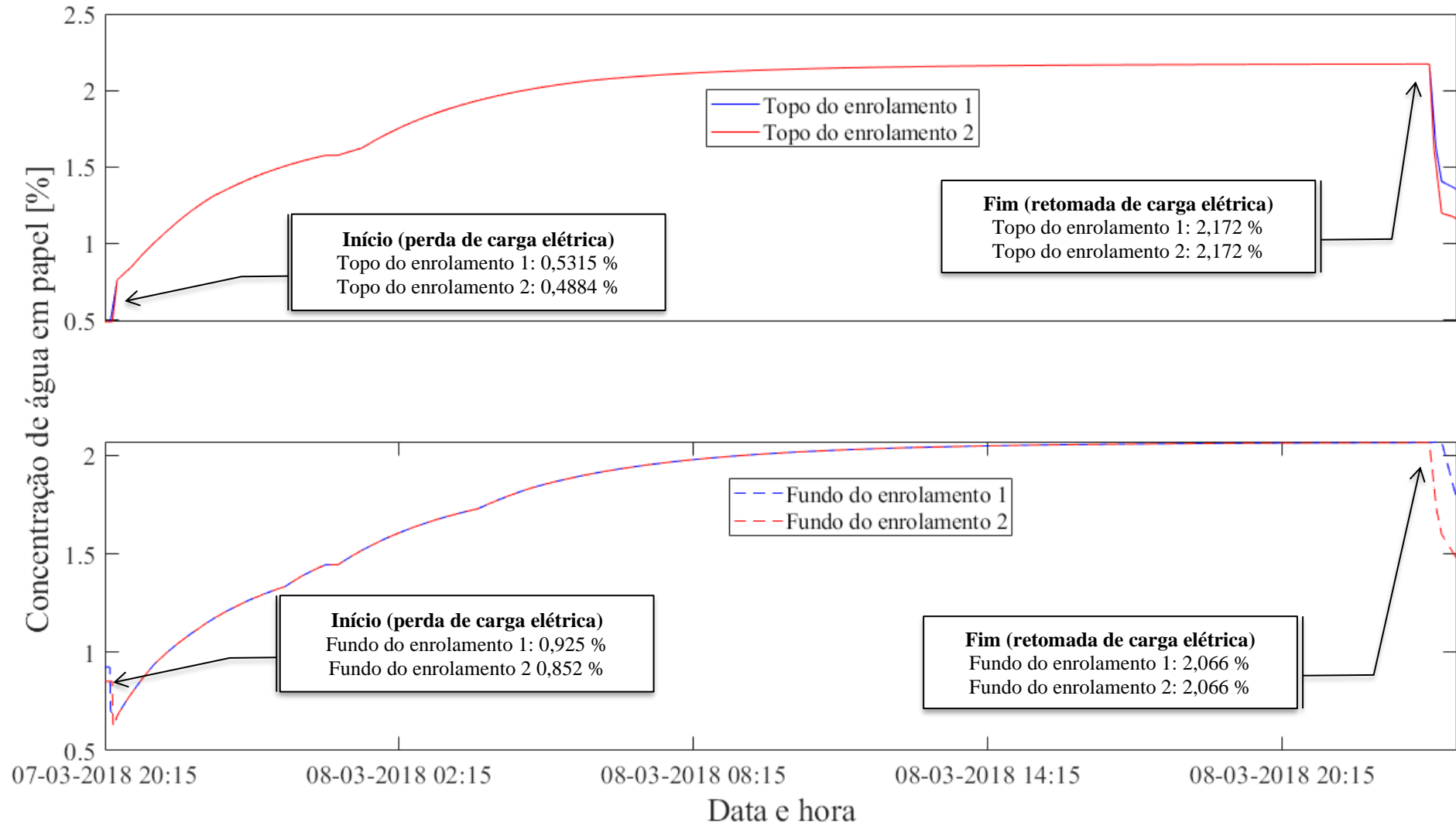
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.71. Teor de água em óleo, no topo e no fundo do enrolamento, para perda de carga no estudo de caso 3



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.72. Concentração de umidade no papel para perda de carga no estudo de caso 3

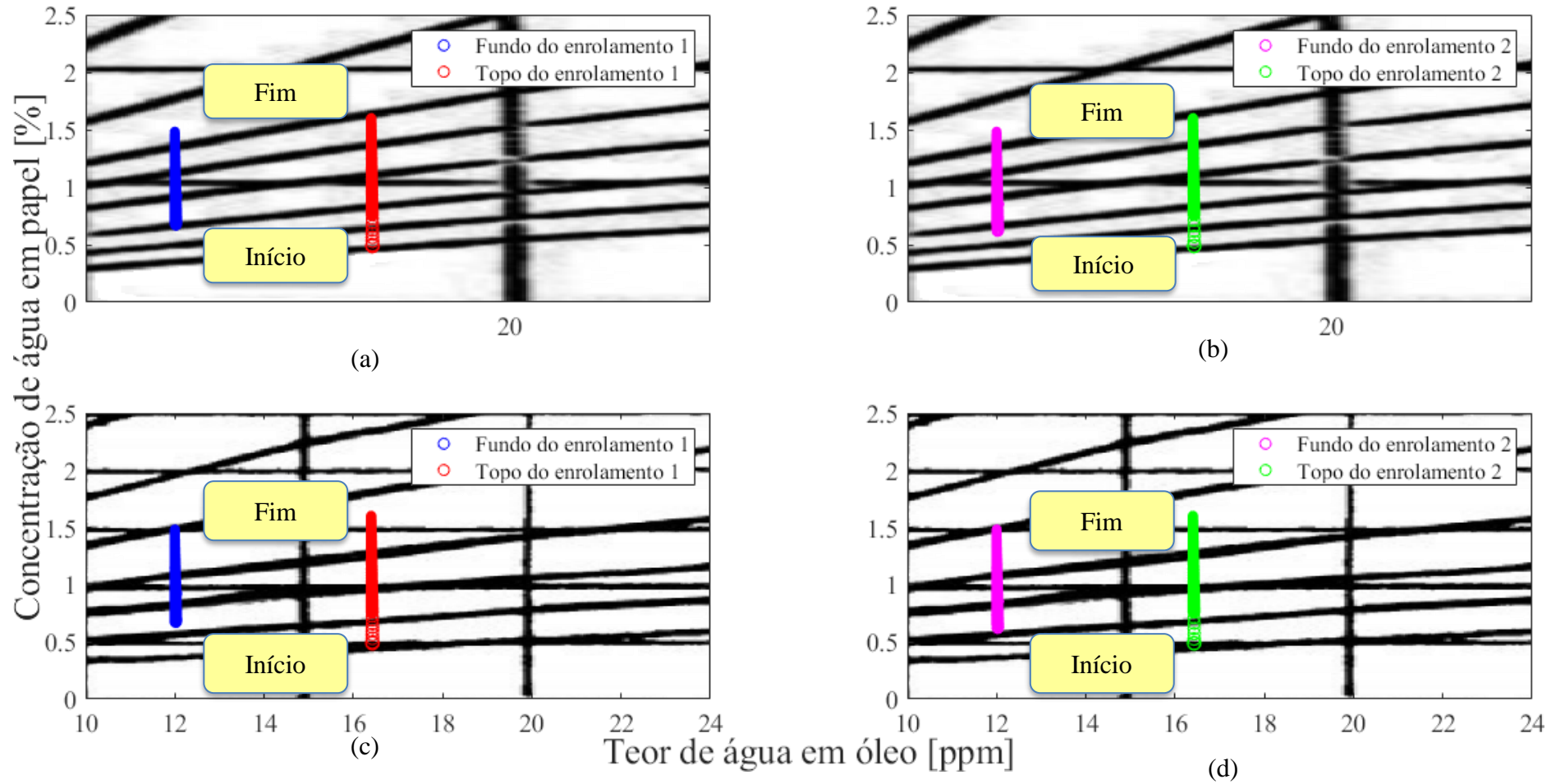


Fonte: próprio autor (2020)

Analisando a Figura 5.72, novamente conclui-se que após a perda de carga, a concentração de umidade na celulose no topo dos enrolamentos se torna maior do que no fundo. Este fenômeno, oposto ao apresentado na Tabela 5.17, é explicado pela baixa variação no teor de água em óleo no topo e no fundo do enrolamento, associada à uma variação significativa (com tendência de equalização) das temperaturas no topo e no fundo do enrolamento. Como consequência, obtém-se uma migração significativa da umidade no papel, tendo como resultado essa inversão de valores.

Novamente, o fenômeno da perda de carga pode ser observado quando se projeta, nos ábacos de Fabre-Pichon e Oommen (apresentado na Figura 2.3 e na Figura 2.4), o trio de valores temperatura (curvas de nível) - teor de água em óleo (abscissas) - concentração de umidade em papel (ordenadas), usando os dados apresentados na Figura 5.70, Figura 5.71 e Figura 5.72, respectivamente. Esta projeção pode ser observada na Figura 5.73. Da análise desta figura, observa-se que o desligamento do transformador é representado como o deslocamento dos pontos nos ábacos, no sentido inferior-superior, o que é associado à redução das temperaturas. Além disso, nota-se uma leve inclinação na curva para a esquerda, representando a perda de umidade do óleo para a celulose, ou seja, redução no teor de água. Finalmente, observa-se uma inversão na razão concentração de água em celulose no fundo sobre topo do enrolamento: inicialmente havia mais água no fundo do que no topo do papel, no entanto no instante da retomada de corrente elétrica advinda do carregamento, a quantidade de umidade no topo é maior do que no fundo. Este fenômeno é explicável pela queda acentuada de temperaturas dos enrolamentos, associada à redução inexpressiva do perfil de teor de água em óleo, em função da altura, o que enseja (pelas próprias condições impostas pelos ábacos) a inversão dos valores.

Figura 5.73. Cenário de perda de carga, sobre ábacos de equilíbrio: a) enrolamento 1 por ábaco de Fabre-Pichon; b) enrolamento 2 por ábaco de Fabre-Pichon; c) enrolamento 1 por ábaco de Oommen; d) enrolamento 2 por ábaco de Oommen



Fonte: próprio autor (2020).

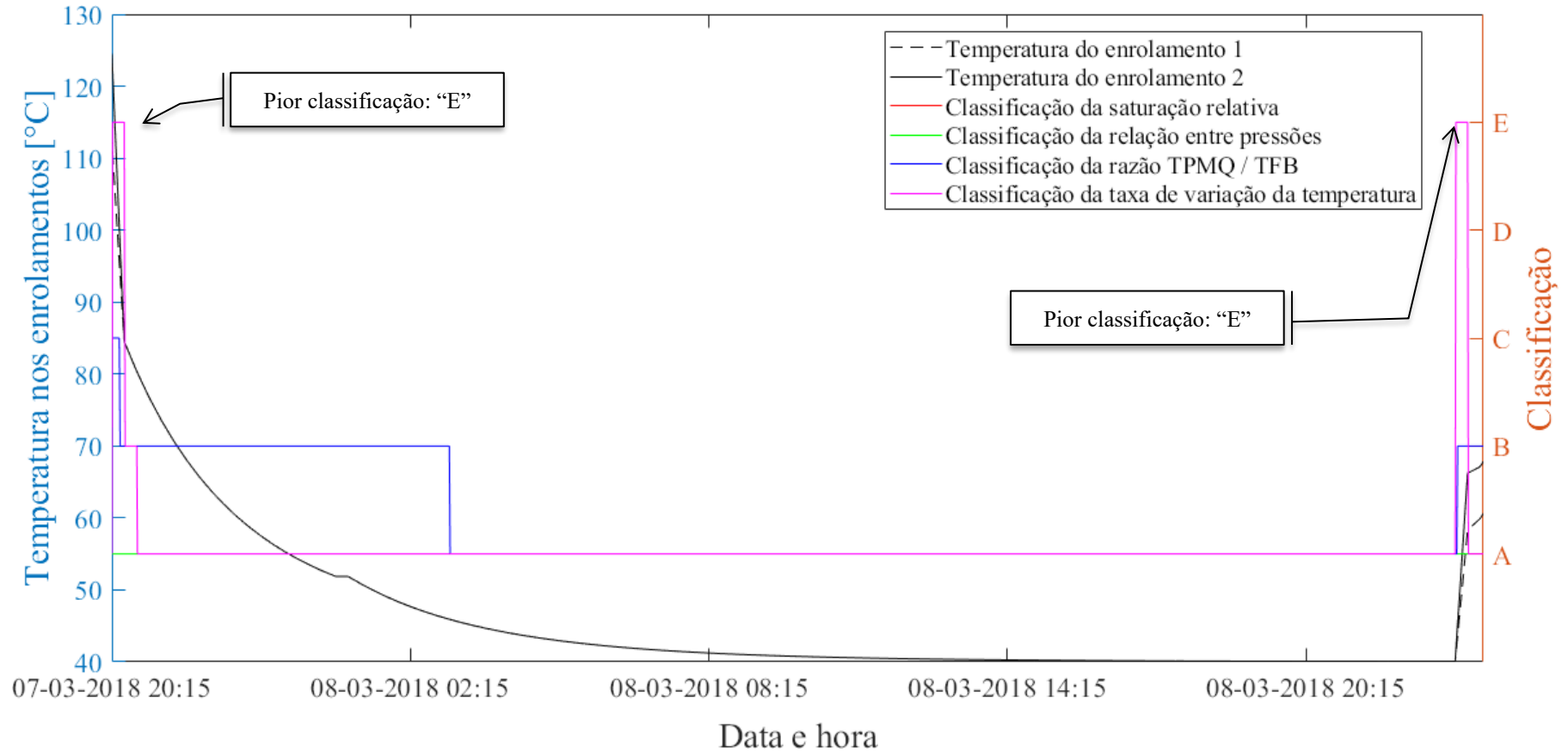
As classificações parcial e final para o transformador, considerando o cenário de perda de carga, são apresentadas na Figura 5.74 e na Figura 5.75, para o topo e o fundo do enrolamento, respectivamente.

Analisando estas figuras, comprova-se que o cenário de perda de carga, com o transformador operando sobrecarregado, é extremamente adverso. As classificações parciais obtidas indicam a alta possibilidade de formação de bolhas, devido à taxa de variação da temperatura dos enrolamentos, e são apresentadas na Tabela 5.21.

Tabela 5.21. Classificações parciais e final para o transformador do estudo de caso 3, considerando perda de carga

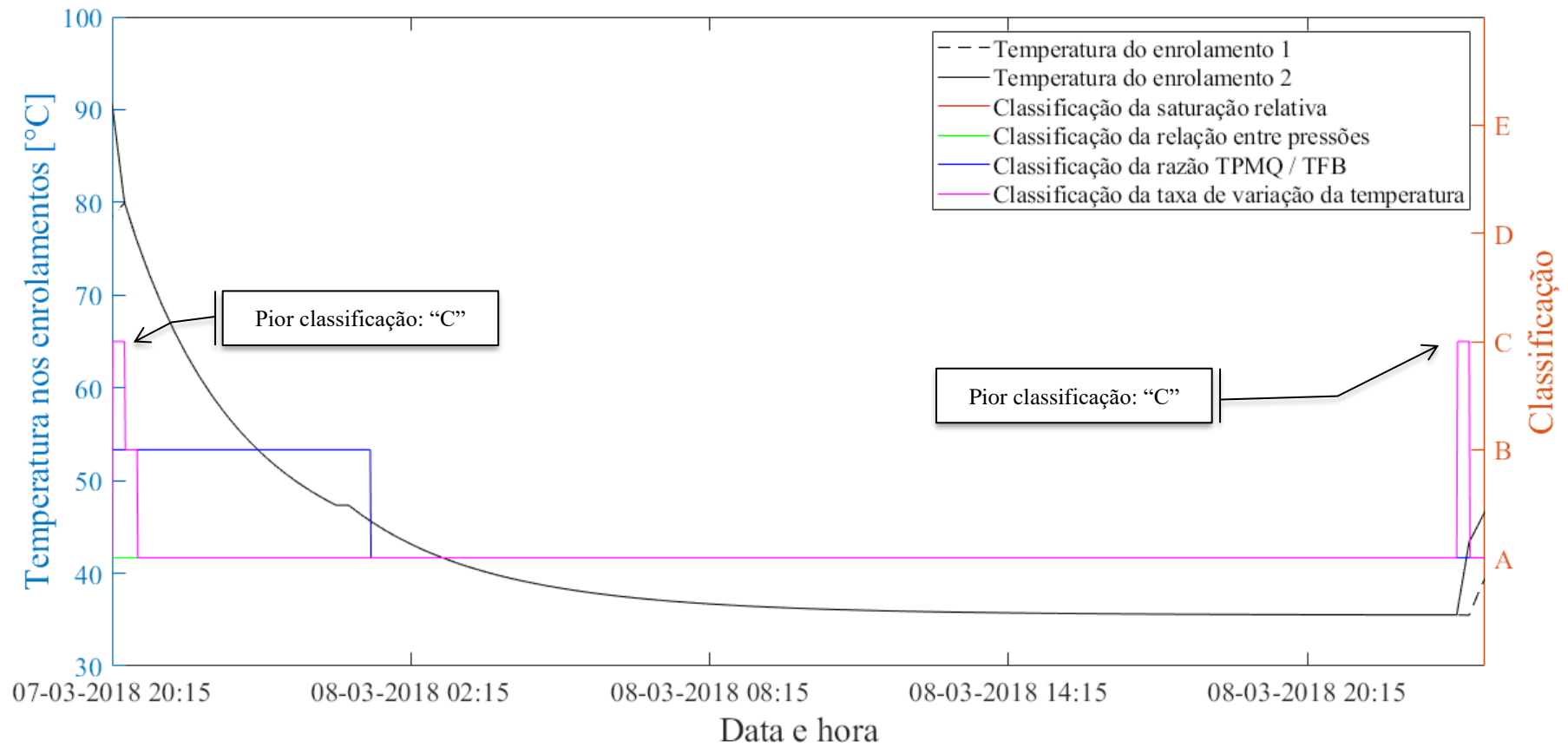
Região	Variável	Enrolamento 1	Canal de Óleo 1	Tubo Espaçador	Canal de Óleo 2	Enrolamento 2
Topo do tanque principal	Saturação Relativa	-	A	-	A	-
	Taxa de variação da temperatura	E	-	E	-	E
	Relação entre a pressão interna e a pressão externa da bolha	A	-	A	-	A
	Razão TPMQ/TFB – Oommen	C	-	C	-	C
	Razão TPMQ/TFB - Przybylek	C	-	C	-	C
	Razão TPMQ/TFB – Koch & Tenbohlen	C	-	C	-	C
Fundo do tanque principal	Saturação Relativa	-	A	-	A	-
	Taxa de variação da temperatura	B	-	C	-	B
	Relação entre a pressão interna e a pressão externa da bolha	A	-	A	-	A
	Razão TPMQ/TFB – Oommen	B	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB - Przybylek	B	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB – Koch & Tenbohlen	B	-	B	-	B
<b>Classificação Final</b>		<b>E (crítico) – grande probabilidade de formação de bolhas, realizar adequação emergencial do carregamento</b>				

Figura 5.74. Variação da classificação do conjunto transformador e carregamento elétrico, para o estudo de caso 3, considerando perda de carga, no topo do tanque principal



Fonte: próprio autor (2020)

Figura 5.75. Variação da classificação do conjunto transformador e carregamento elétrico, para o estudo de caso 3, considerando perda de carga, no fundo do tanque principal



Fonte: próprio autor (2020)

Da análise da Tabela 5.21, bem como da Figura 5.74, observa-se que nos instantes de perda e retomada do carregamento elétrico, a classificação final do conjunto transformador-condições operativas é “E” (péssimo), o que subsidia o proprietário do transformador a evitar cenários transitórios, tais como o apresentado acima.

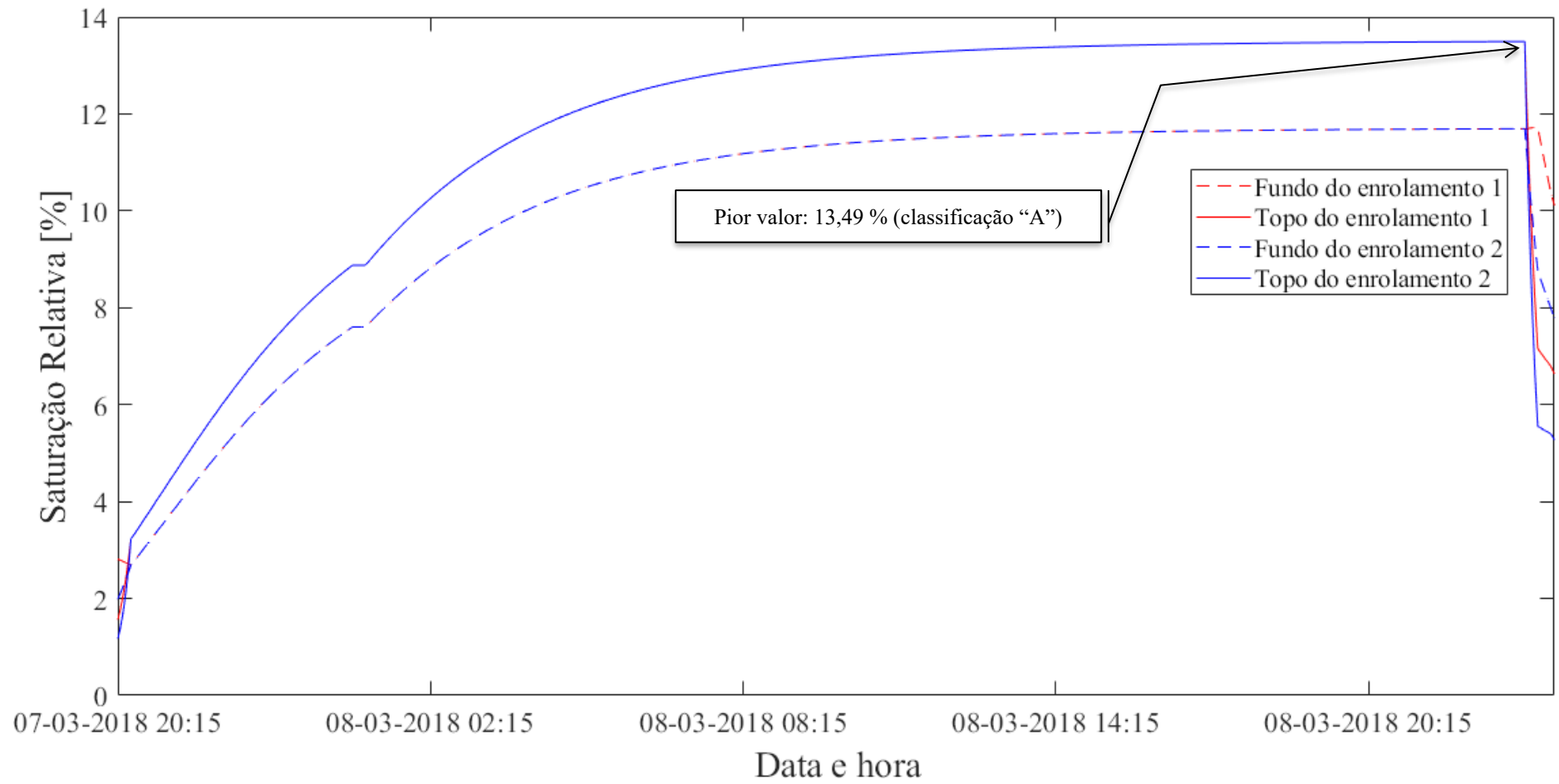
A variação da saturação relativa é apresentada na Figura 5.76. Com a redução significativa da temperatura do óleo, e a pouca variação do teor de água, observa-se o aumento expressivo na saturação relativa. No entanto, os valores não indicam a possibilidade de formação de água livre.

A taxa de variação da temperatura dos enrolamentos, considerando a perda de carga, é apresentada na Figura 5.77. Observa-se que tanto nos instantes de perda quanto no de retomada do carregamento elétrico no equipamento, a taxa de variação da temperatura é expressiva, trazendo riscos à integridade do equipamento.

A relação entre as pressões interna e externa à bolha é apresentada na Figura 5.78. Nota-se o aumento da probabilidade de formação de bolhas por esta variável, durante o processo de resfriamento dos enrolamentos, mantendo-se um teor de água constante em óleo.

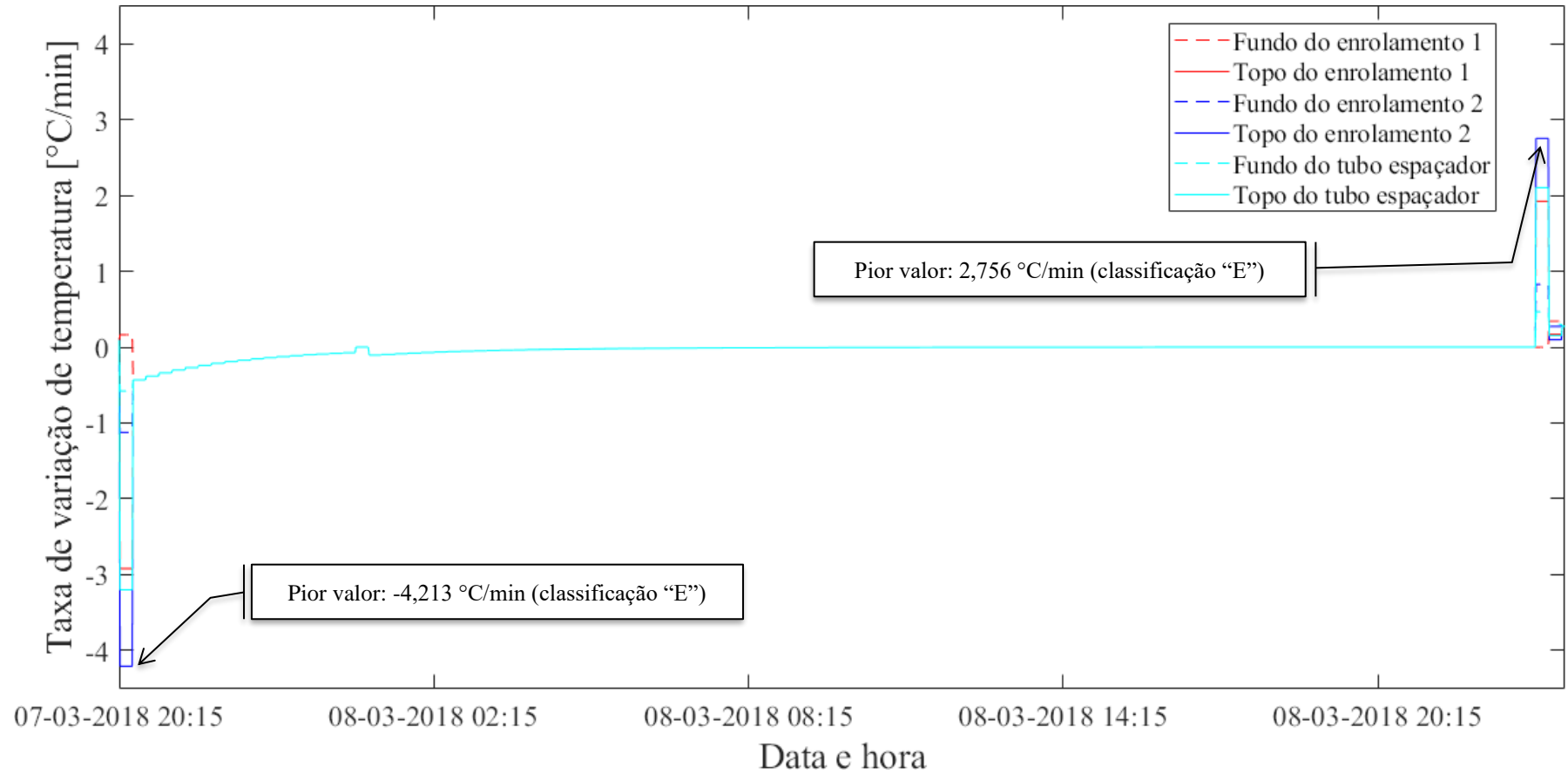
Finalmente, o comportamento da razão entre temperatura do ponto mais quente do enrolamento – TMPQ – sobre temperatura de formação de bolhas – TFB – é apresentado na Figura 5.76, conforme Oommen, na Figura 5.80, conforme Przybylek, e na Figura 5.81, conforme Koch-Tenbohlen.

Figura 5.76. Variação da saturação relativa com a perda de carga, para o estudo de caso 3



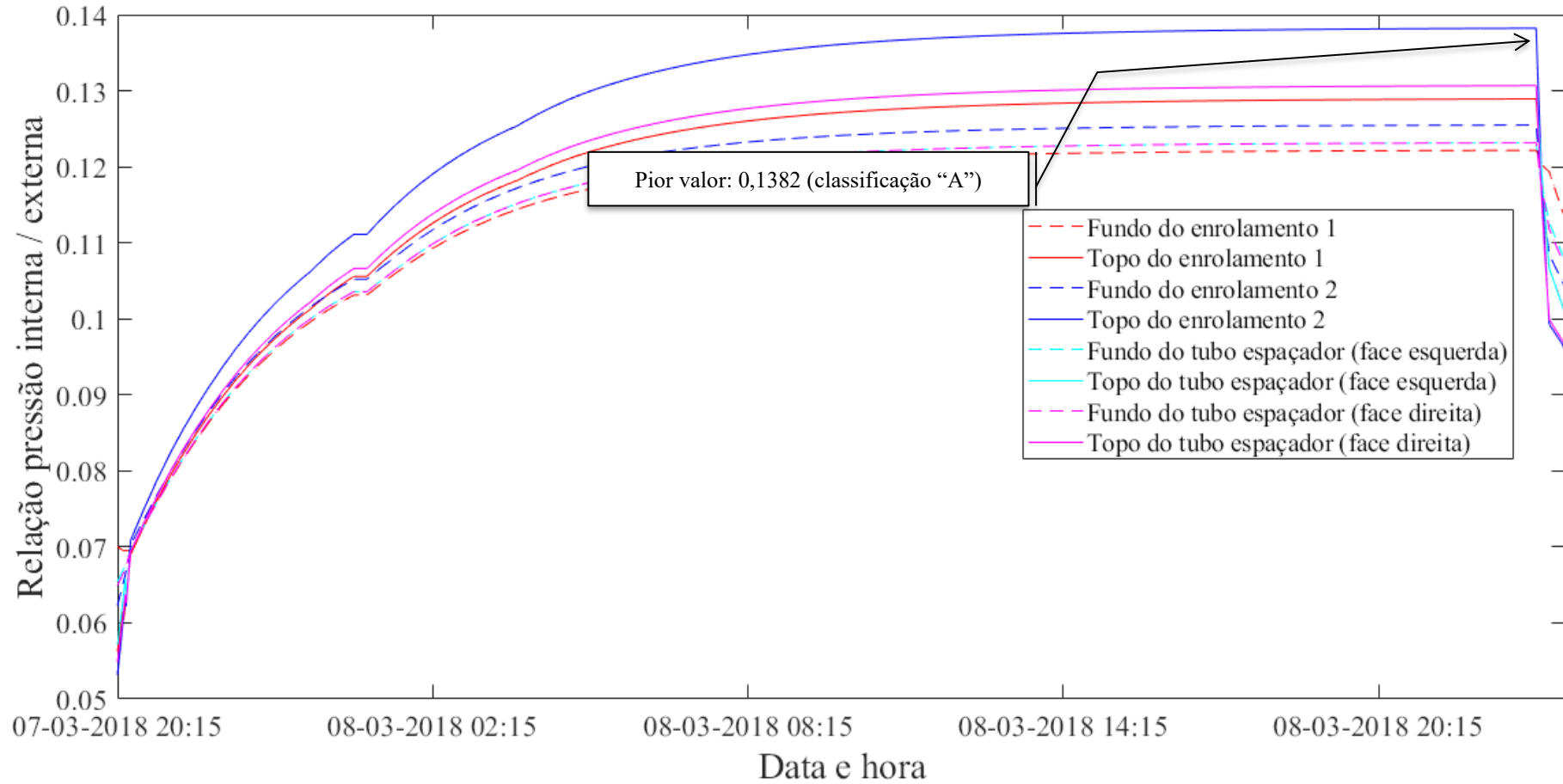
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.77. Taxa de variação da temperatura do enrolamento para o estudo de caso 3, considerando perda de carga



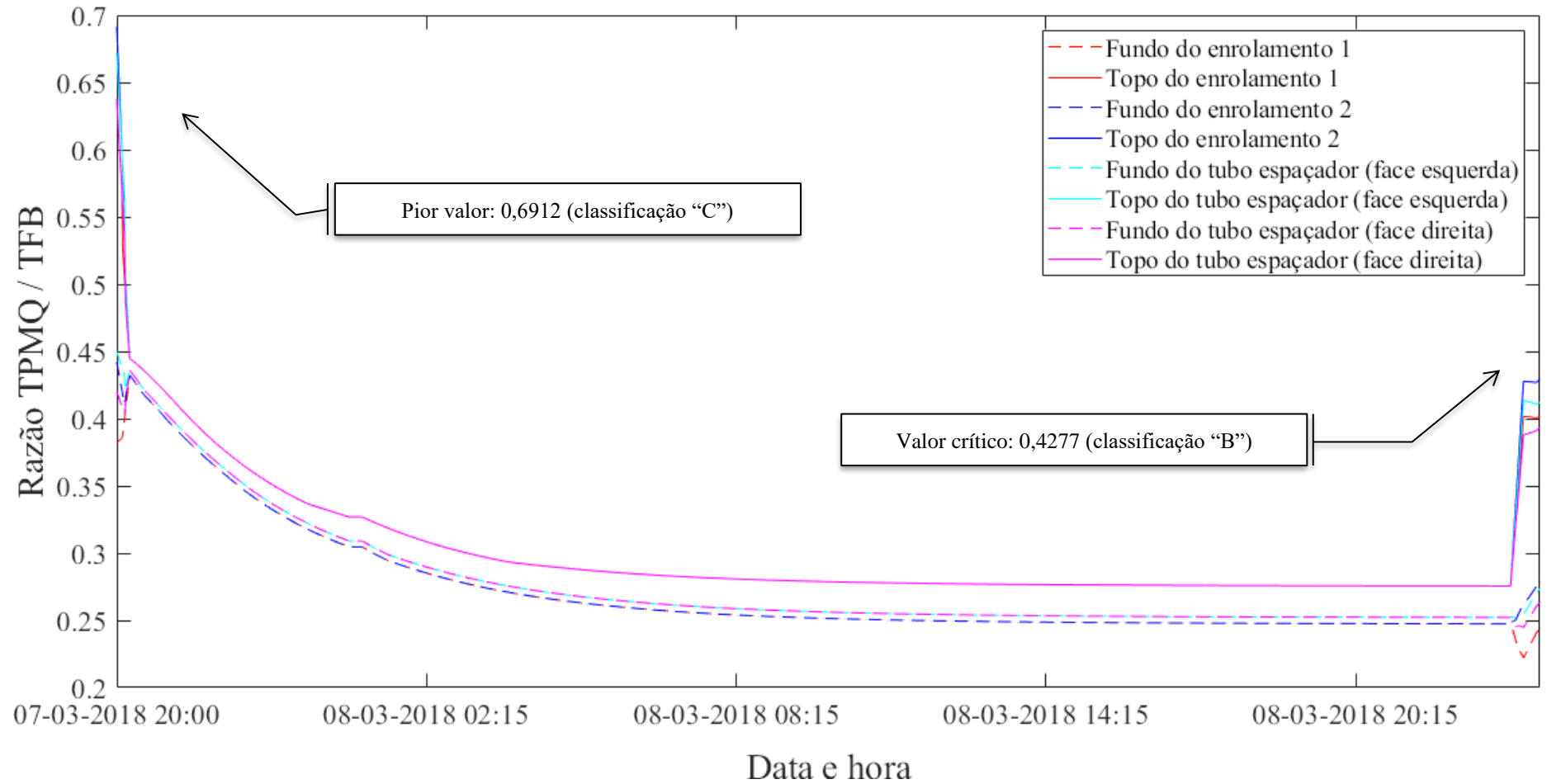
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.78. Variação da relação entre as pressões interna e externa à bolha, para o estudo de caso 3, considerando perda de carga



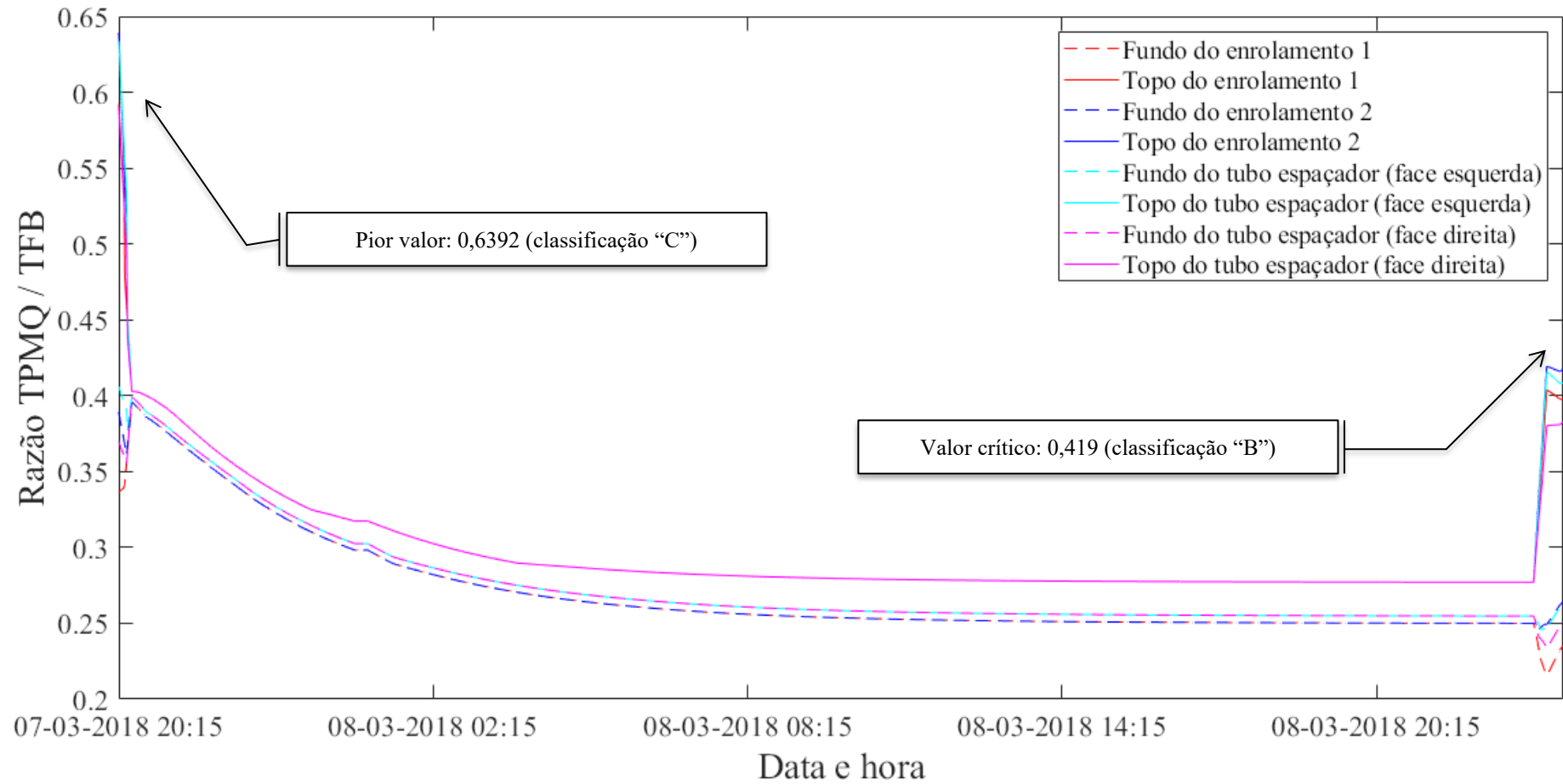
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.79. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente e a temperatura de formação de bolhas, considerando perda de carga, conforme Oommen



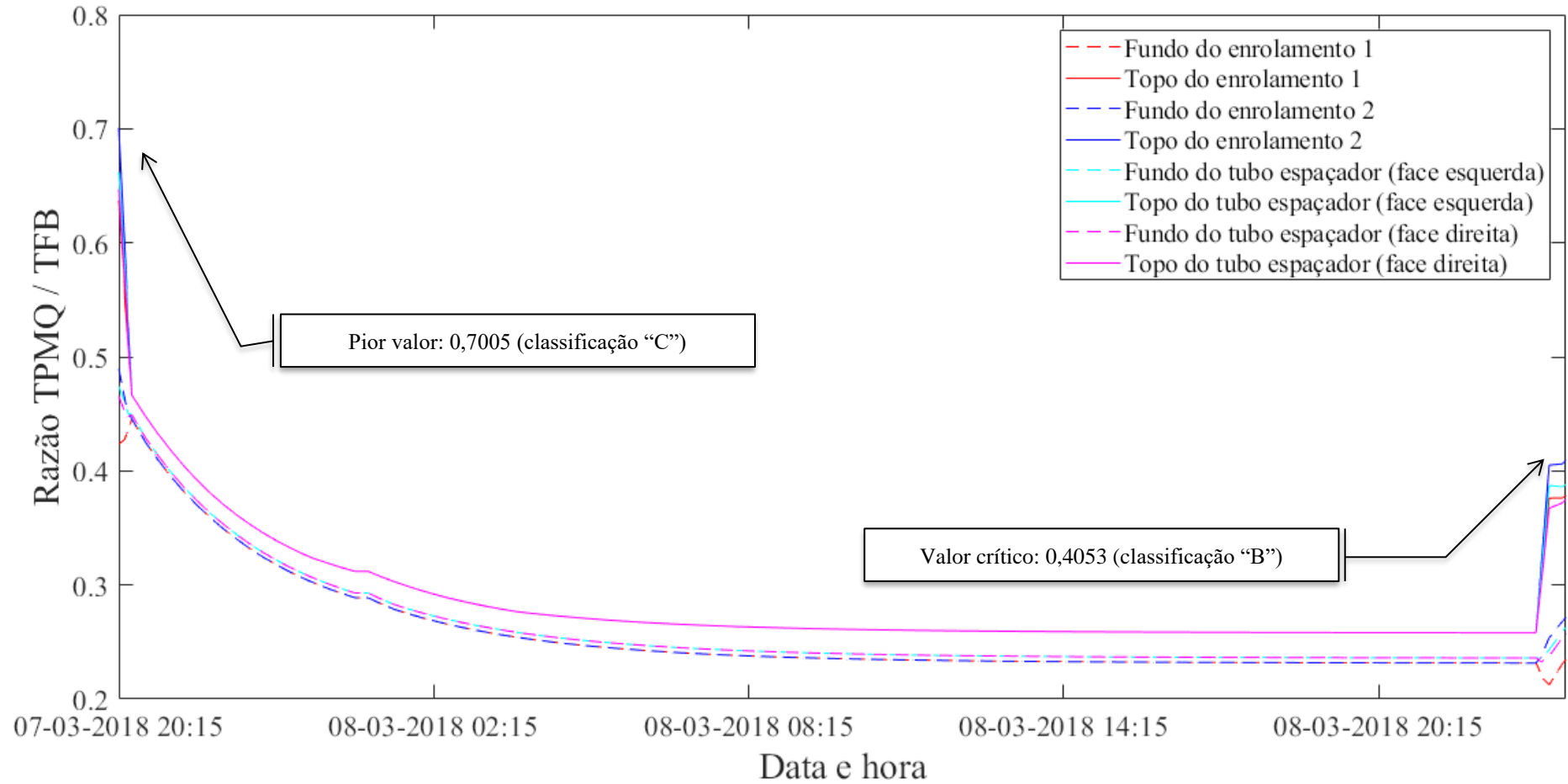
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.80. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente e a temperatura de formação de bolhas, considerando perda de carga, conforme Przybylek



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.81. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente e a temperatura de formação de bolhas, considerando perda de carga, conforme Koch-Tenbohlen



Fonte: próprio autor (2020).

#### 5.2.4. Estudo de Caso 4

##### 5.2.4.1. Características Técnicas

O transformador monitorado no estudo de caso 4 tem características técnicas apresentadas na Tabela 5.22.

Tabela 5.22. Características do transformador analisado no estudo de caso 4

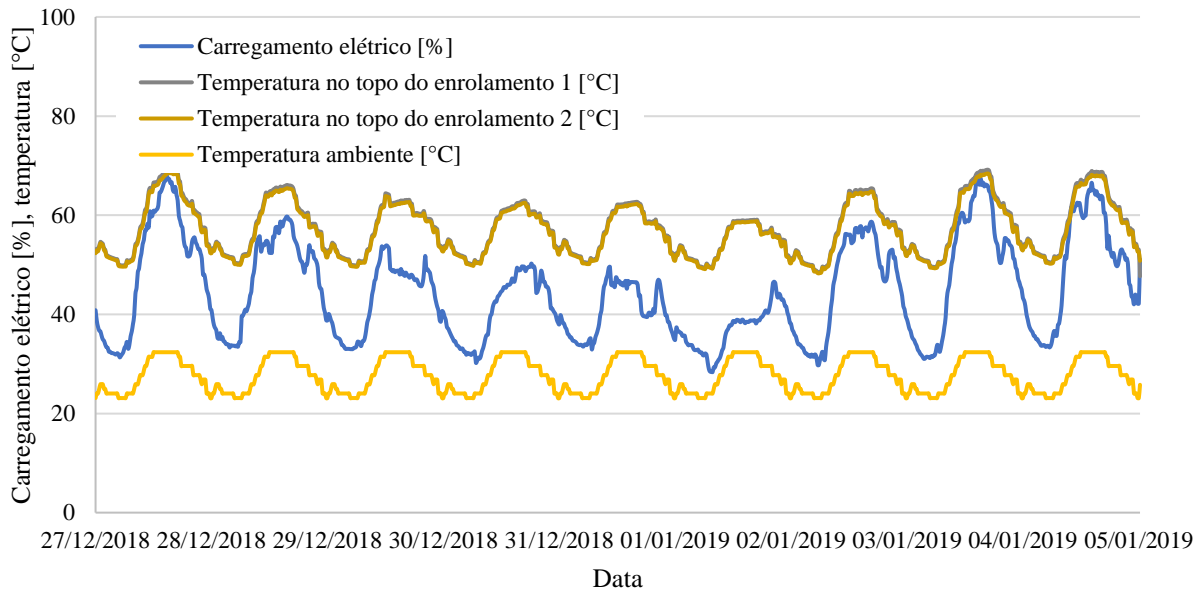
<i>Característica</i>	<i>Valor</i>
Relação de tensões	138 kV / 13,8 kV
Potências nominais	20/26/32 MVA
Ano de Fabricação	1988
Ligação dos enrolamentos	Yyn
Massa total	47240 kg
Massa da isolação sólida	1200 kg
Massa de papel <i>kraft</i> das bobinas (estruturas finas quentes)	450 kg
Massa da parte ativa (núcleo + bobinas)	20970 kg
Massa de óleo	12570 kg
Massa do tanque e acessórios	13700 kg
Volume total de óleo	18500 L

Fonte: adaptado de [17].

##### 5.2.4.2. Condições operativas

O equipamento do estudo de caso 04 também fornece energia elétrica a unidades consumidoras com diversos perfis de consumo (clientes residenciais, comerciais, pequenas indústrias e geração distribuída). São ilustrados na Figura 5.82: o carregamento elétrico do transformador (valor percentual em relação a máxima potência nominal, ou seja, em estágio ONAF); as temperaturas calculadas no topo dos enrolamentos 1 e 2; e a temperatura ambiente, durante o período de observação.

Figura 5.82. Carregamento elétrico e temperaturas observadas no transformador do estudo de caso 4



Fonte: próprio autor (2020).

#### 5.2.4.3. Condições de contorno

Para a simulação, a discretização considerada é apresentada na Tabela 5.23. Nesta tabela também são apresentados os valores de relações entre massas dos elementos celulósicos utilizadas na simulação. Estas relações são aquelas apontadas em [18] e referenciadas na Tabela 2.3.

Tabela 5.23. Discretização utilizada no estudo de caso 4

Característica	Valor
Número de elementos triangulares	32.856
Número de nós	16.875
Discretização temporal	1 minuto
Percentual de massa das estruturas finas quentes em relação à massa total de celulose	20%
Percentual de massa das estruturas finas frias em relação à massa total de celulose	30%
Percentual de massa das estruturas espessas em relação à massa total de celulose	50%
Percentual de massa das estruturas finas quentes de cada enrolamento (primário e secundário) em relação ao total destas utilizadas nos enrolamentos	50%

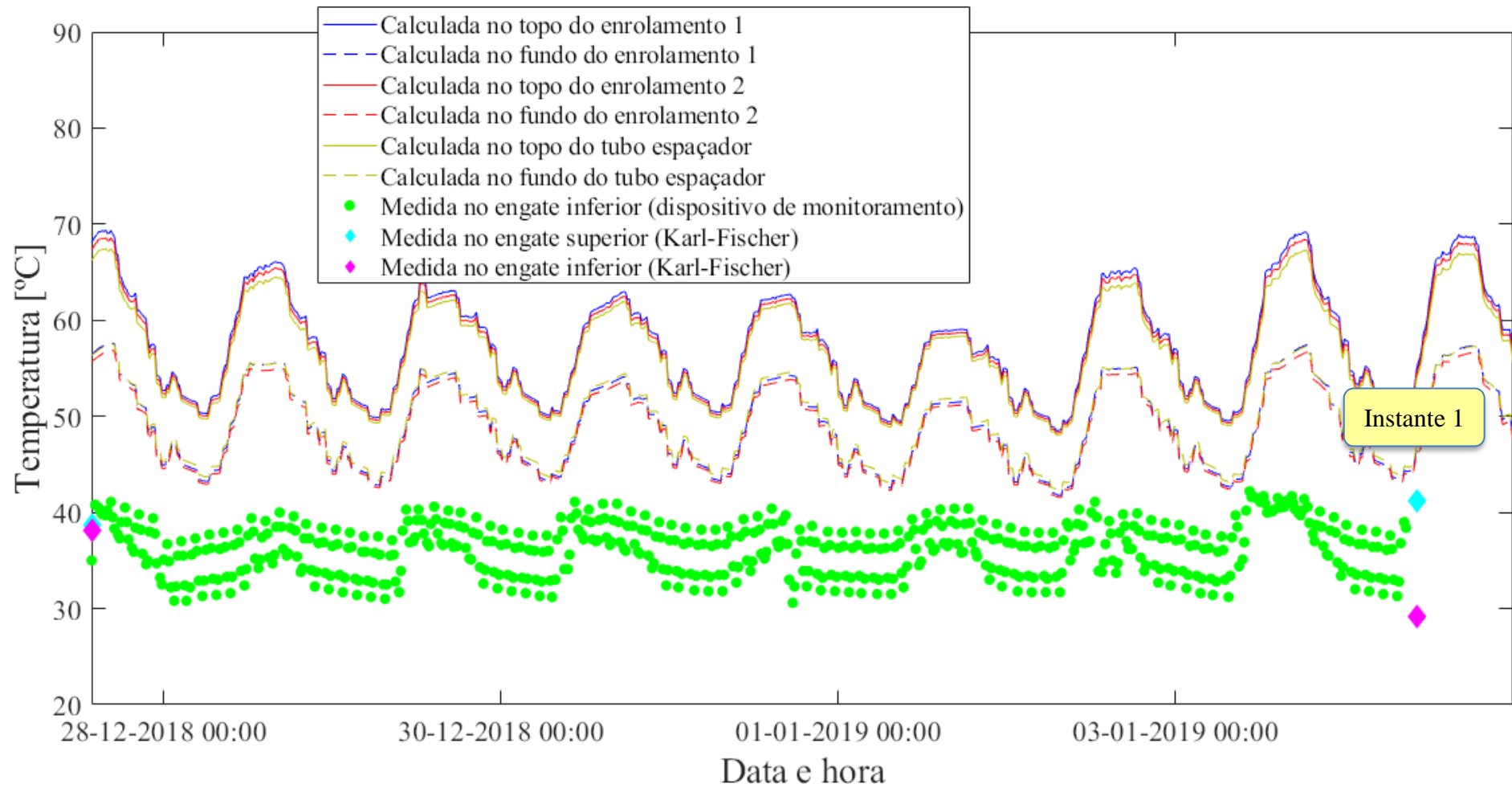
Fonte: próprio autor (2020).

#### 5.2.4.4. Grandezas mensuradas e resultados obtidos para a dinâmica de umidade

As temperaturas do óleo (medidas nos registros de amostragem) e nos enrolamentos (calculadas conforme [6]), no topo e no fundo do tanque principal do transformador, são apresentadas na Figura 5.83.

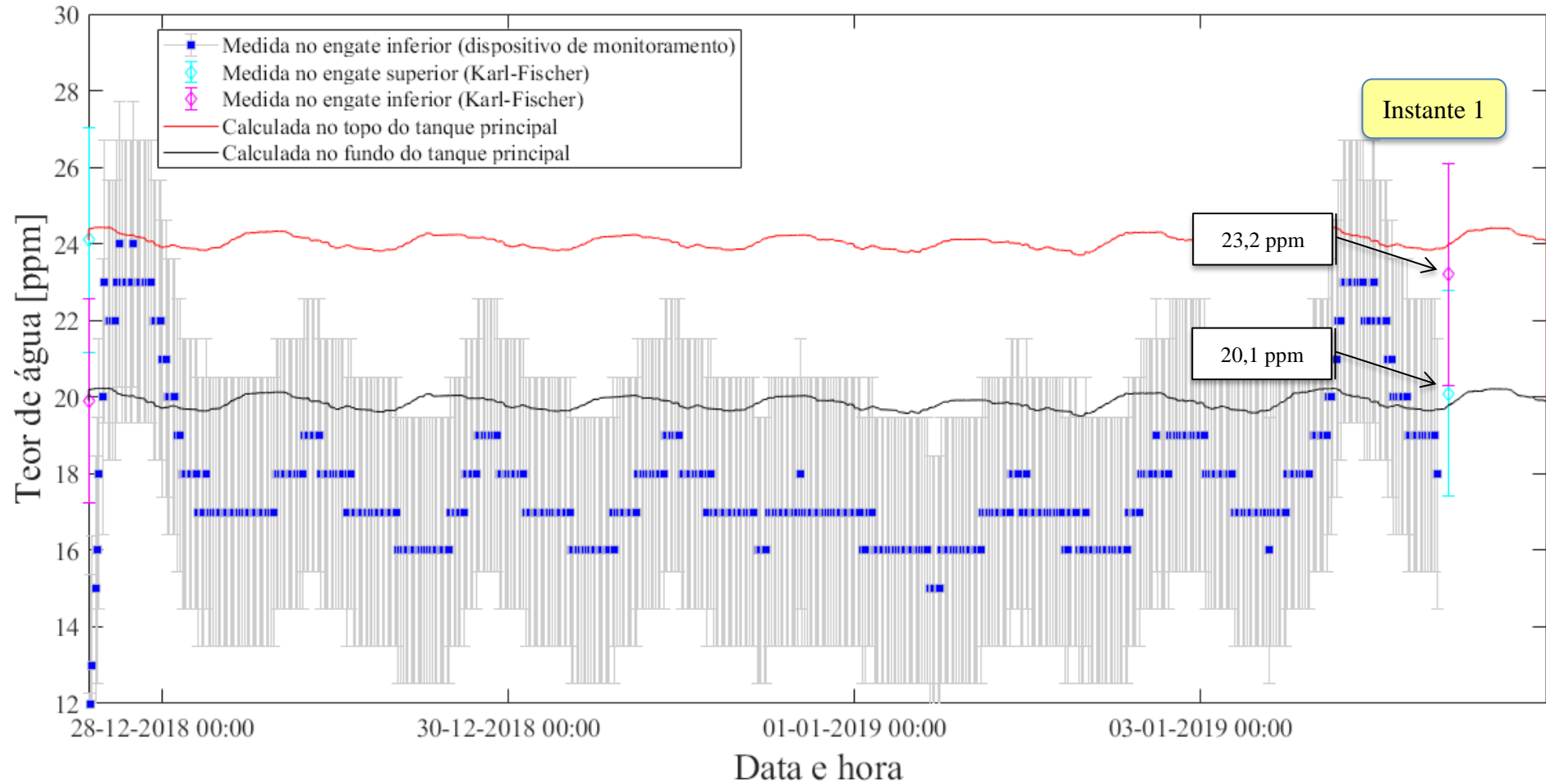
As concentrações calculadas de teor de água em óleo, para os canais do primário e do secundário (vide Figura 3.9) são representadas pelas linhas contínuas na Figura 5.84. Ainda nesta figura são apresentados os valores de teor de água estimados pelo dispositivo de monitoramento (pontos em azul com fundo cinza) e pelo método de titração Karl-Fischer (indicadas por losangos). Para esse estudo de caso, foi realizada somente uma coleta de amostra de óleo isolante, diferentemente do ocorrido com os demais casos. Assim, somente um instante de estudo será analisado.

Figura 5.83. Variação das temperaturas no transformador para o estudo de caso 4



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.84. Variação do teor de água em óleo para o estudo de caso 4



Fonte: próprio autor (2020).

De forma a validar o modelo utilizado, foram realizadas coletas de amostras de óleo, com posterior análise laboratorial (pontos representados na Figura 5.84). Na Tabela 5.24 são apresentados, para os registros inferior e superior, os valores calculados pelo modelo bidimensional, e também os valores obtidos pelo dispositivo de monitoramento instalado e pelo resultado da análise laboratorial. O erro em percentual, em relação ao valor obtido pelo laboratório, também é apresentado, com o intuito de se realizar a comparação citada.

Tabela 5.24. Valores de teor de água medidos e calculados para o estudo de caso 4

<b>Instante</b>	<b>Registro</b>	<b>Origem do dado</b>	<b>Teor de água (ppm)</b>	<b>Diferença (ppm)</b>
1	Inferior	Modelo bidimensional	19,72	--
		Dispositivo de monitoramento	18,00 ± 3,54	0,00
		Análise laboratorial	20,10 ± 2,69	0,00
	Superior	Modelo bidimensional	24,01	--
		Análise laboratorial	23,2 ± 2,89	0,00

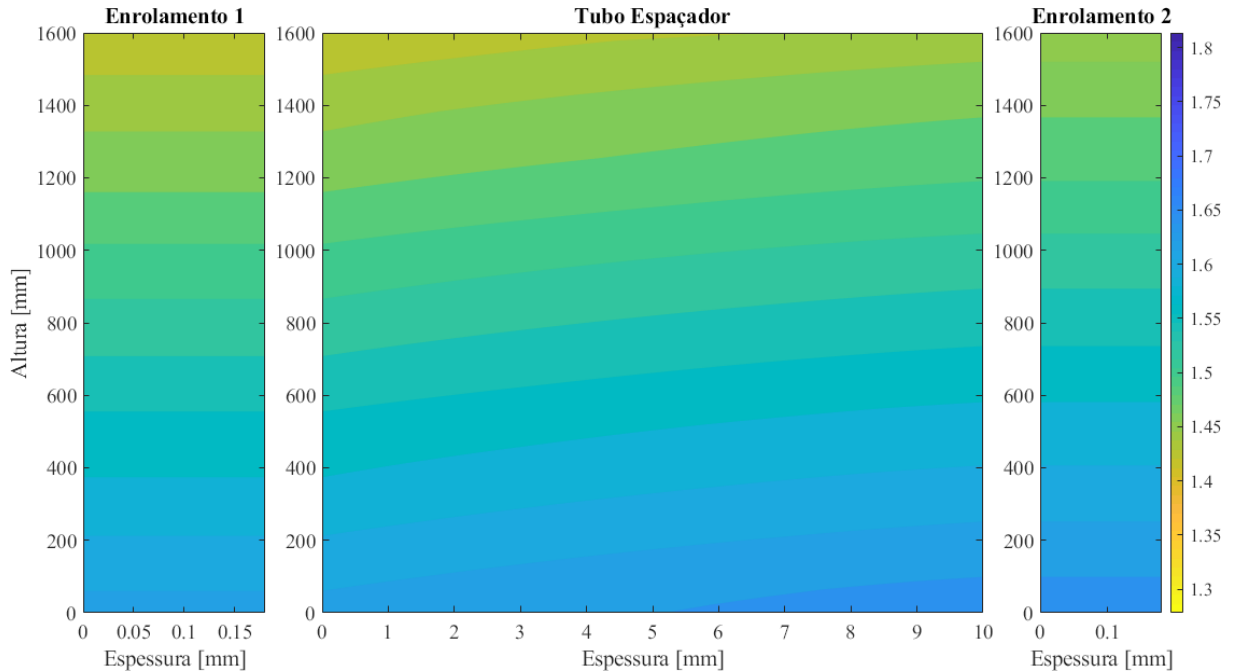
Fonte: próprio autor (2020).

Analisando a Figura 5.84, nota-se que durante a maioria do período do estudo a curva de umidade em óleo está contida na região da faixa de valores lidos pelo dispositivo de monitoramento usado, o que caracteriza a exatidão do modelo matemático proposto.

Utilizando o modelo bidimensional para calcular a concentração de umidade no papel (discutido no Capítulo 3), a distribuição da concentração da umidade nos elementos celulósicos, nos momentos de maior e menor temperatura no enrolamento primário<sup>10</sup> é apresentada na Figura 5.85 e na Figura 5.86, respectivamente.

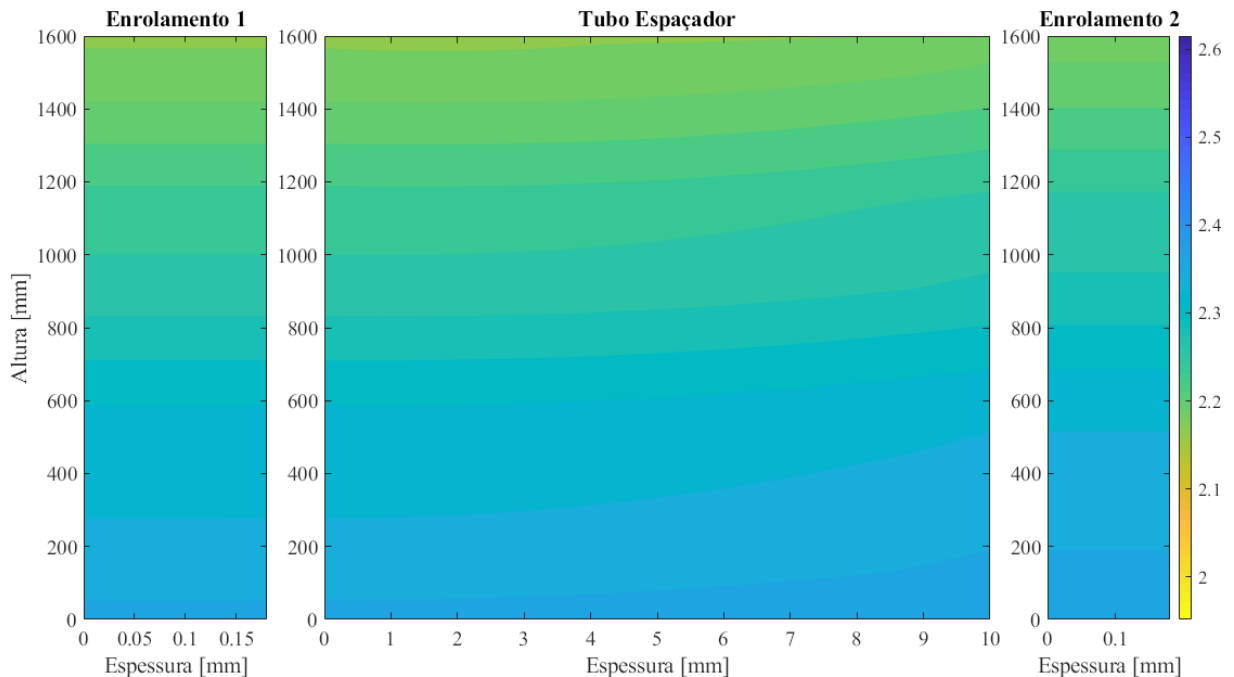
<sup>10</sup> Neste transformador, o enrolamento primário possui maiores temperaturas de operação do que o enrolamento secundário.

Figura 5.85. Distribuição de umidade na celulose, conforme modelo bidimensional proposto, para o estudo de caso 4, no instante de maior temperatura no enrolamento primário



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.86. Distribuição de umidade na celulose, conforme modelo bidimensional proposto, para o estudo de caso 4, no instante de menor temperatura no enrolamento primário



Fonte: próprio autor (2020).

Considerando que a distribuição de temperatura no enrolamento é maior no topo do que no fundo da bobina [6], e também considerando que a saturação relativa de água no óleo e no

papel tendem a se aproximar [62], pode-se inferir que a concentração de água na celulose no fundo do enrolamento será maior do que no topo. Com o intuito de se verificar esta afirmação, registrou-se, na Tabela 5.25, os valores de concentração de umidade em cada elemento celulósico, no topo e no fundo do enrolamento. Da análise desta tabela, nota-se que a concentração de umidade no fundo dos elementos celulósicos é maior do que no topo, porém esta diferença diminui com a redução do carregamento elétrico. Este fenômeno é explicado pela redução na diferença de temperaturas entre a parte superior e a parte inferior do enrolamento, quando da redução do carregamento elétrico.

Tabela 5.25. Concentrações de água nos elementos celulósicos, para o estudo de caso 4

Instante	Elemento	Fundo do tanque principal		Topo do tanque principal		Razão entre a concentração de água no fundo e no topo do tanque principal	
		Óleo [ppm]	Celulose [%]	Óleo [ppm]	Celulose [%]	Óleo [pu]	Celulose [pu]
Temperatura máxima	Enrolamento 1	20,2307	1,626	24,4296	1,420	0,828122	1,14507
	Enrolamento 2		1,649		1,446		1,140387
Temperatura mínima	Enrolamento 1	19,566	2,364	23,7043	2,168	0,82542	1,090406
	Enrolamento 2		2,378		2,185		1,08833

Fonte: próprio autor (2020).

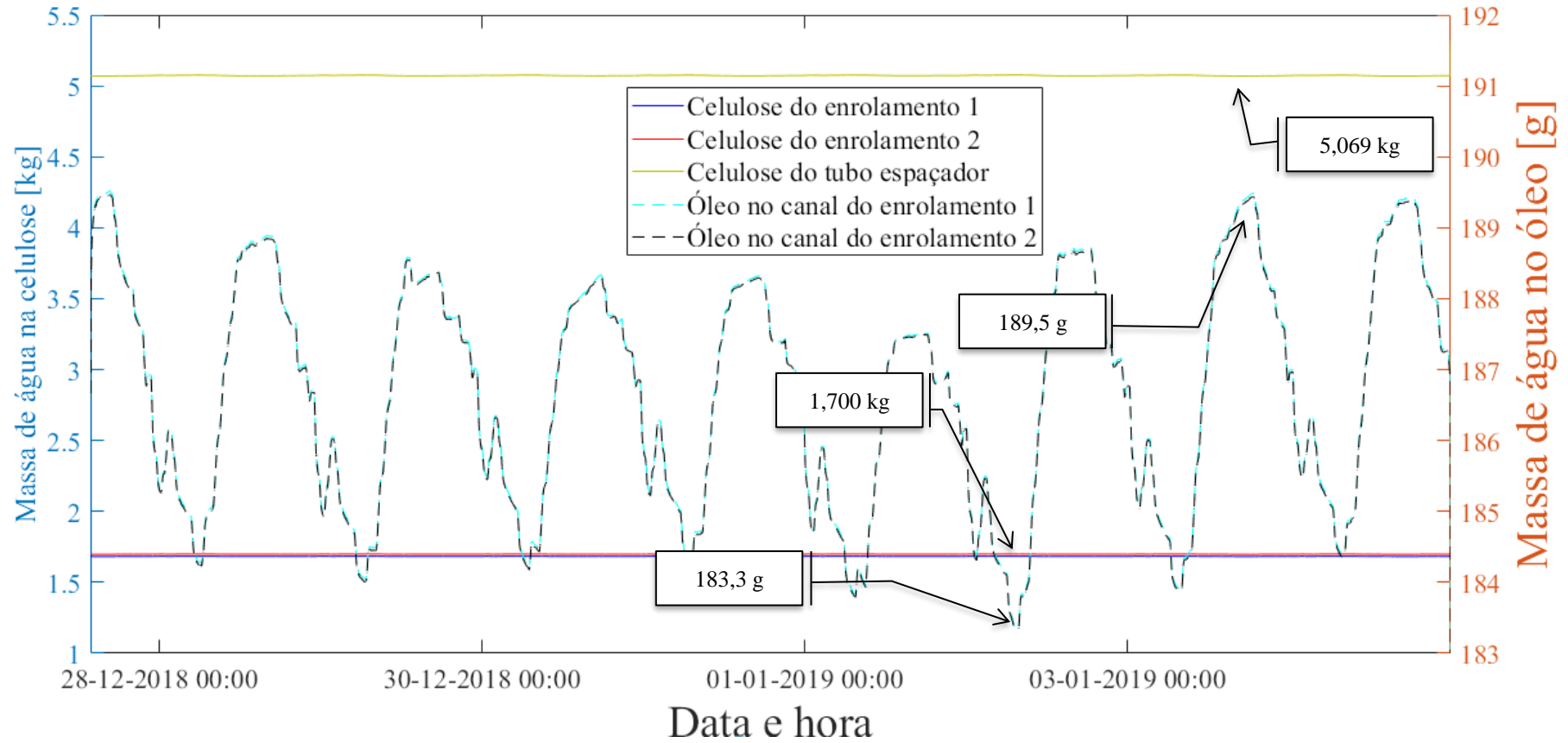
Finalmente, é apresentado na Figura 5.87 a variação das massas totais de água em celulose e em óleo, para a simulação considerada. Os valores médios de massas de umidade no transformador são apresentados na Tabela 5.26. Para o transformador do estudo de caso 4, 98,8396 % da umidade (em média) está contida na celulose.

Tabela 5.26. Massas médias de umidade nos elementos do transformador, para o estudo de caso 4

Grandeza	Valor médio	Contribuição (%)
Celulose no enrolamento 1	1,683 kg	9,7382 %
Celulose no enrolamento 2	1,6988 kg	9,8297 %
Celulose no tubo espaçador	5,0726 kg	29,3519 %
Celulose nas estruturas espessas	8,4543 kg	48,9198 %
Óleo no canal do enrolamento 1	186,6983 g	1,0803 %
Óleo no canal do enrolamento 2	186,6623 g	1,0801 %
<b>Massa Total</b>	<b>17,2821 kg</b>	<b>100 %</b>

Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.87. Variação das massas de água totais na celulose (eixo da esquerda) e no óleo (eixo da direita) para o estudo de caso 4



Fonte: próprio autor (2020).

#### 5.2.4.5. Análise e classificação dos efeitos nocivos da umidade pelo modelo bi-dimensional

A variação das classificações parciais para saturação relativa, taxa de variação da temperatura, relação entre pressões interna e externa à bolha e razão temperatura do ponto mais quente sobre temperatura de formação de bolhas, em função da variação das temperaturas, é apresentada na Figura 5.88 e na Figura 5.89, para o topo e o fundo da parte ativa, respectivamente.

Da análise das figuras supracitadas, observa-se que no topo da parte ativa, em todo o período do monitoramento a classificação final é “B” (bom), ao contrário dos equipamentos apresentados nos estudos de casos anteriores, em que havia instantes nos quais a classificação final era “A” (ótimo). Isto indica que dos quatro transformadores monitorados nesta tese, o último apresenta condições mais propícias a falha do que os outros três.

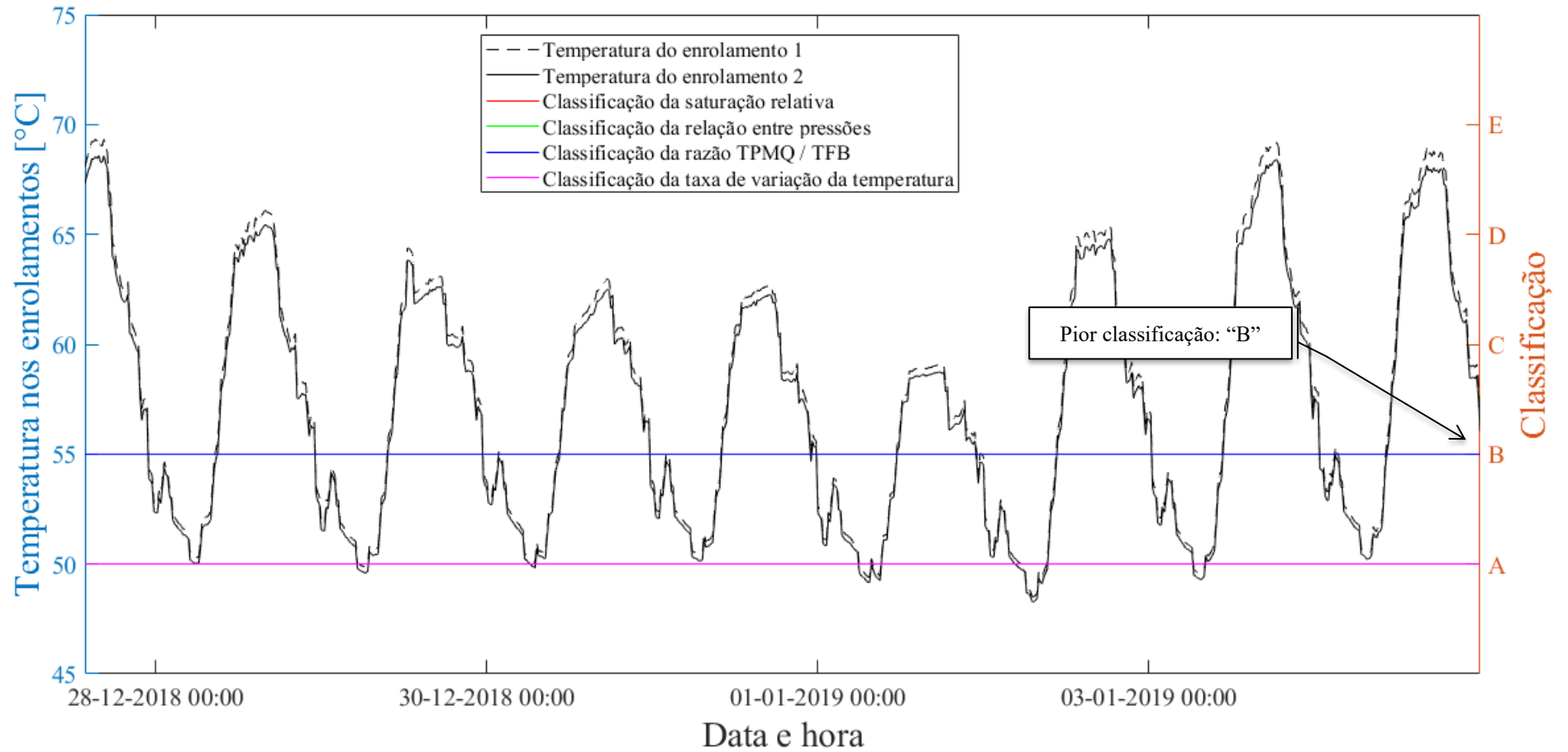
As piores classificações parciais e final para o transformador, no topo e no fundo do enrolamento, são apresentadas na Tabela 5.27.

Tabela 5.27. Classificações parcial e final para o estudo de caso 4, considerando modelo bidimensional

Região	Variável	Enrolamento 1	Canal de Óleo 1	Tubo Espaçador	Canal de Óleo 2	Enrolamento 2
Topo do tanque principal	Saturação Relativa	-	A	-	A	-
	Taxa de variação da temperatura	A	-	A	-	A
	Relação entre a pressão interna e a pressão externa da bolha	A	-	A	-	A
	Razão TPMQ/TFB – Oommen	B	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB - Przybylek	B	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB – Koch & Tenbohlen	B	-	B	-	B
Fundo do tanque principal	Saturação Relativa	-	A	-	A	-
	Taxa de variação da temperatura	A	-	A	-	A
	Relação entre a pressão interna e a pressão externa da bolha	A	-	A	-	A
	Razão TPMQ/TFB – Oommen	B	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB - Przybylek	B	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB – Koch & Tenbohlen	B	-	B	-	B
<b>Classificação Final</b>		<b>B (bom) – continuar a operar o equipamento, estando atendo à evolução de resultados nos ensaios posteriores</b>				

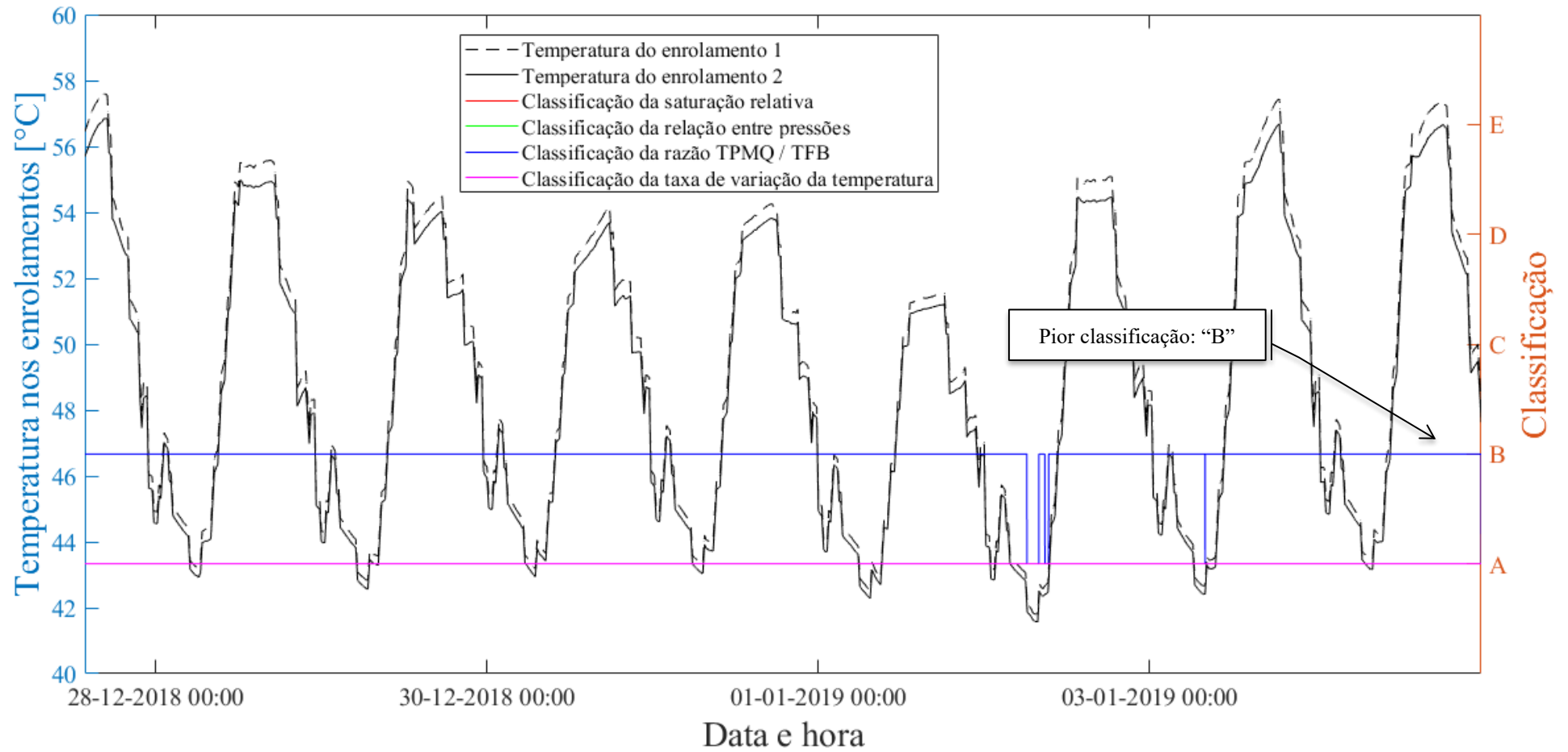
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.88. Variação da classificação do conjunto transformador e carregamento elétrico, para o estudo de caso 4, no topo da parte ativa



Fonte: próprio autor (2020)

Figura 5.89. Variação da classificação do conjunto transformador e carregamento elétrico, para o estudo de caso 4, no fundo da parte ativa



Fonte: próprio autor (2020)

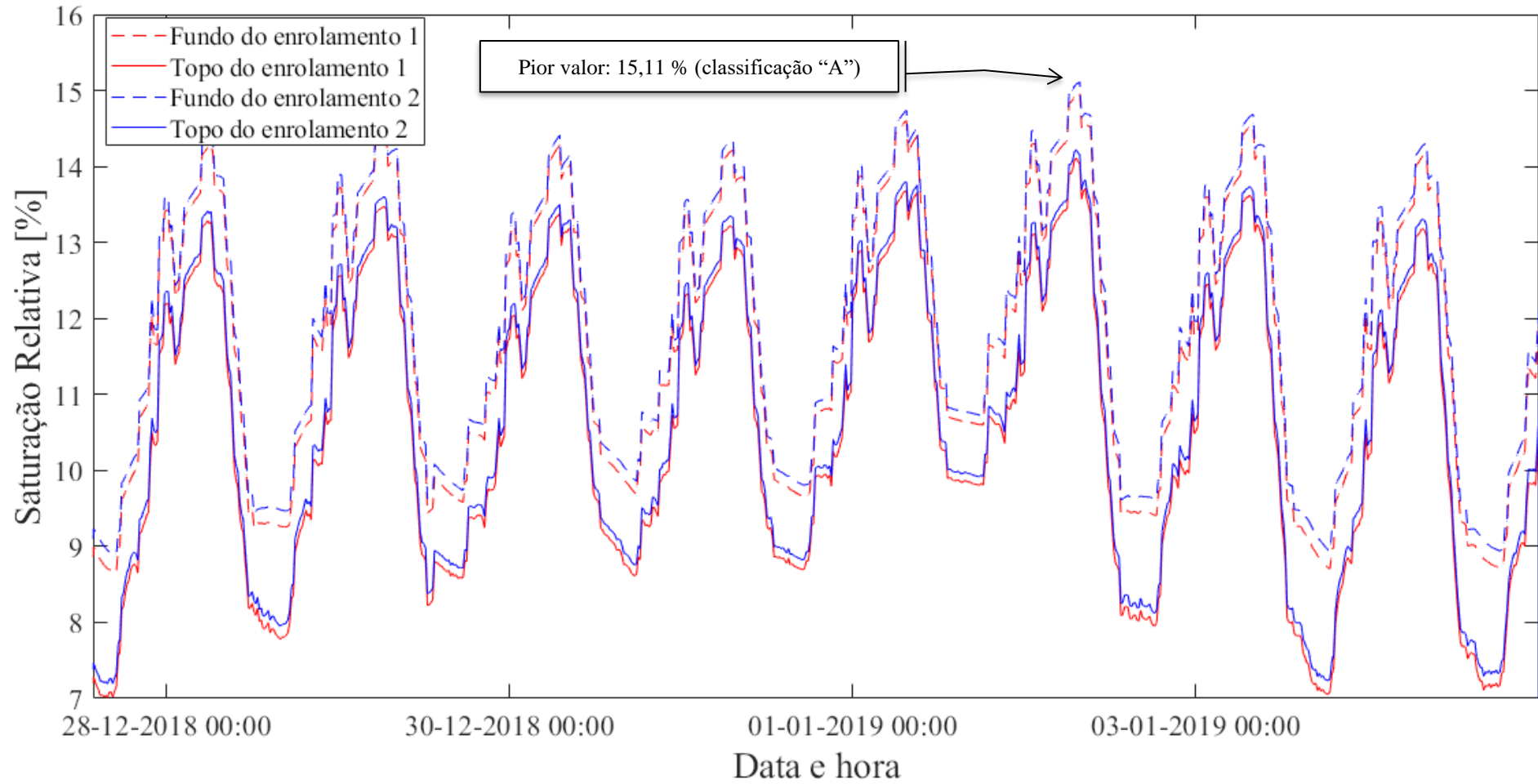
A variação da saturação relativa, para o estudo de caso 4, é apresentada na Figura 5.90. Observa-se, da análise desta figura e comparação com a Figura 5.83 e a Figura 5.84, que o aumento das temperaturas dos enrolamentos causa a diminuição da saturação relativa do óleo. Como consequência, a umidade irá se deslocar no sentido papel-óleo (ver Figura 5.84)

A taxa de variação da temperatura nos enrolamentos é apresentada na Figura 5.91.

A variação da relação entre as pressões interna e externa à bolha é apresentada na Figura 5.92

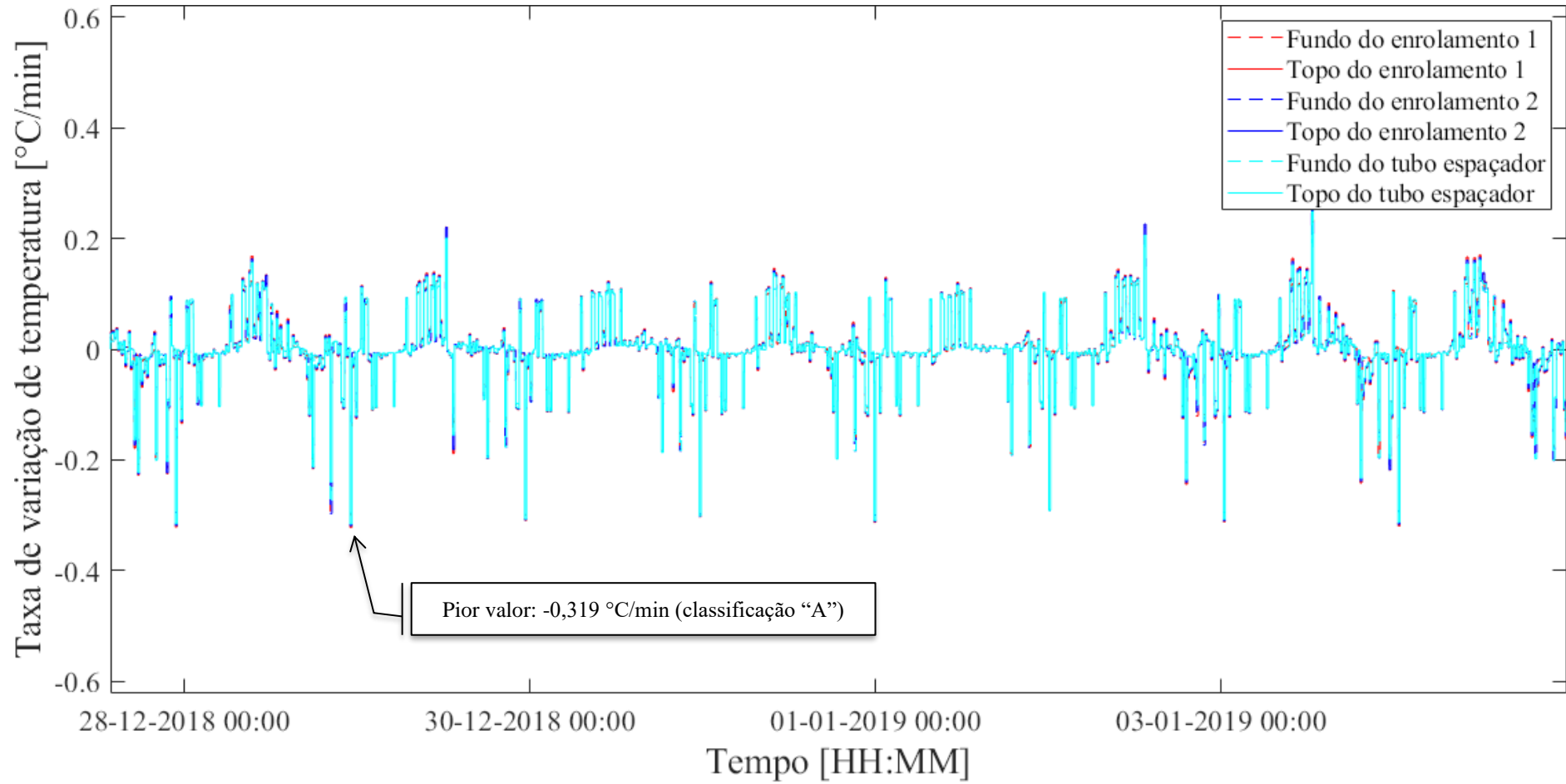
Finalmente, a razão entre a temperatura do ponto mais quente do enrolamento – TPMQ - e a temperatura de formação de bolhas – TFB – é apresentada na Figura 5.93 (conforme Oommen), na Figura 5.94 (conforme Przybylek) e na Figura 5.95 (conforme Koch-Tenbohlen).

Figura 5.90. Variação da saturação relativa para o estudo de caso 4



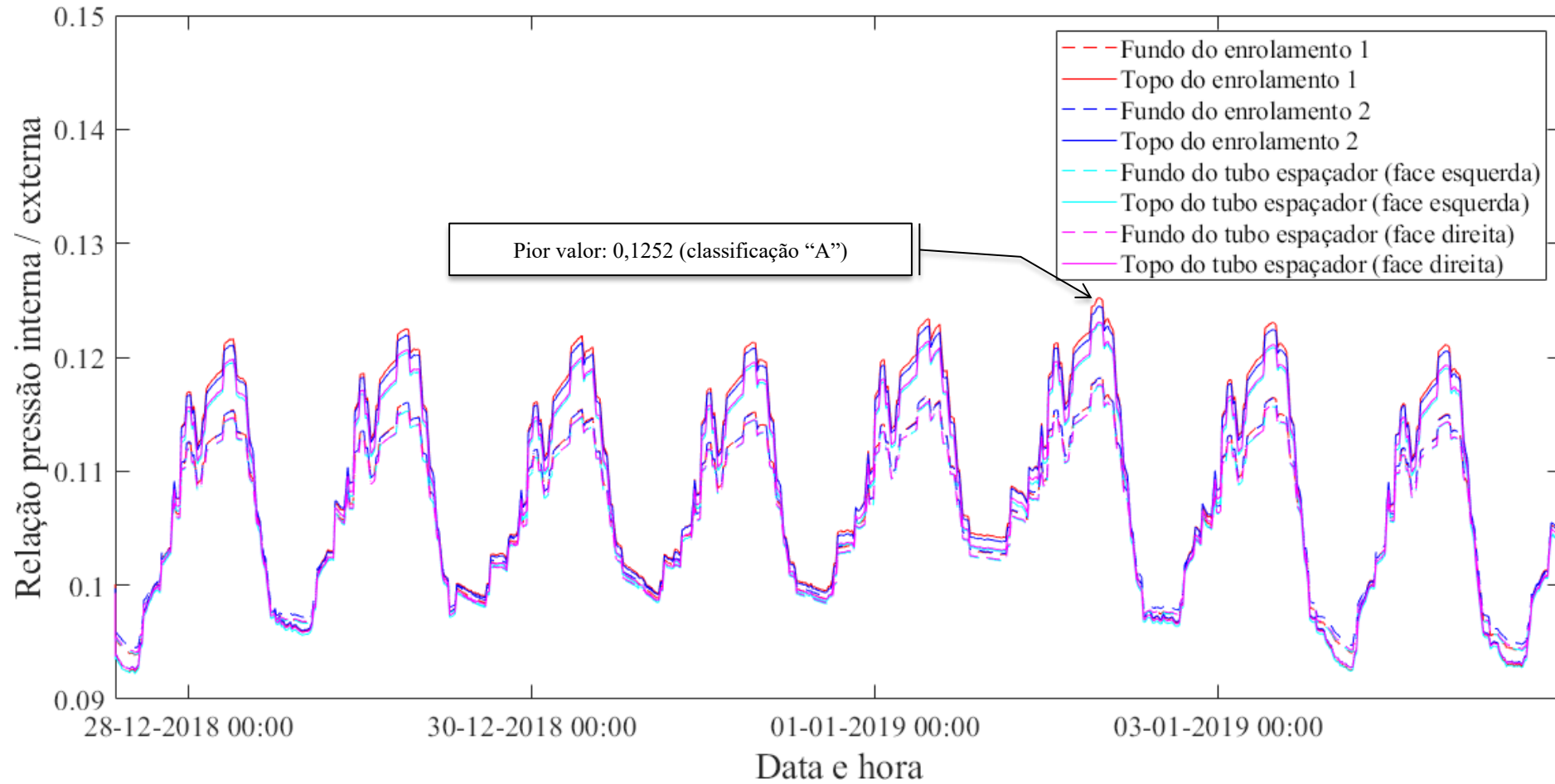
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.91. Taxa de variação das temperaturas nos enrolamentos para o estudo de caso 4



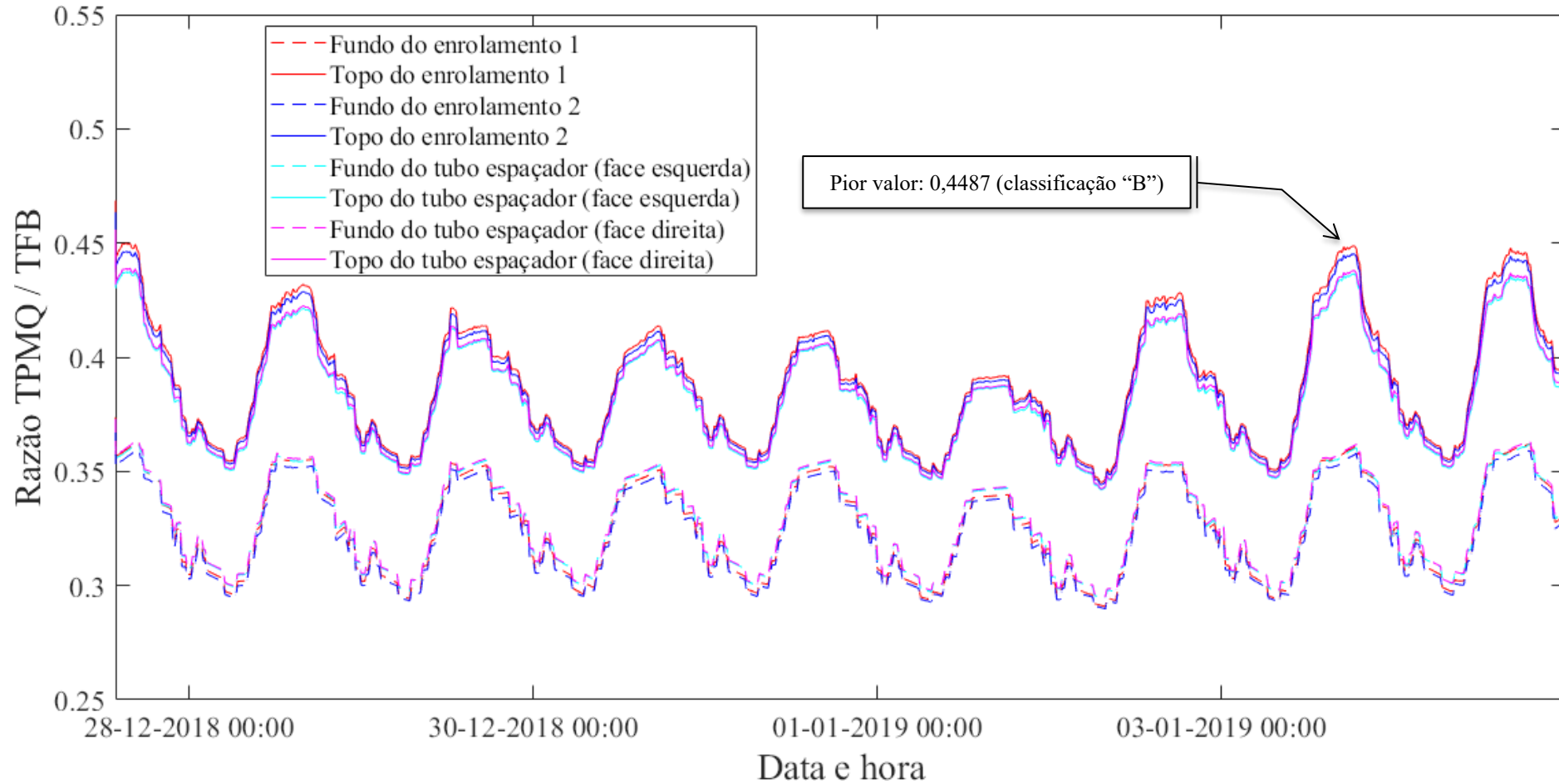
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.92. Relação entre pressões interna e externa à bolha para o estudo de caso 4



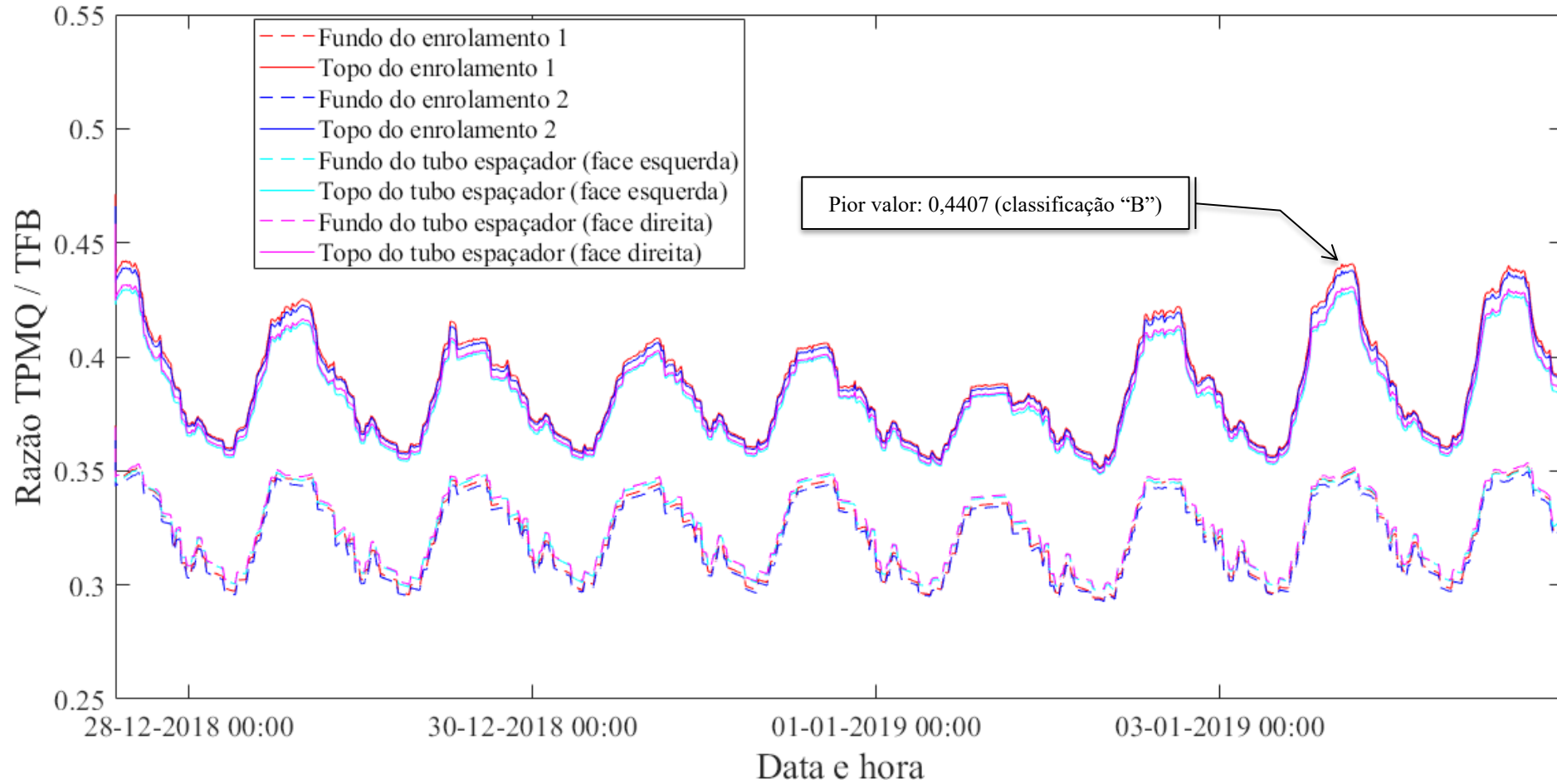
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.93. Razão entre a temperatura do ponto mais quente do enrolamento e a temperatura de formação de bolhas para o estudo de caso 4, conforme Oommen



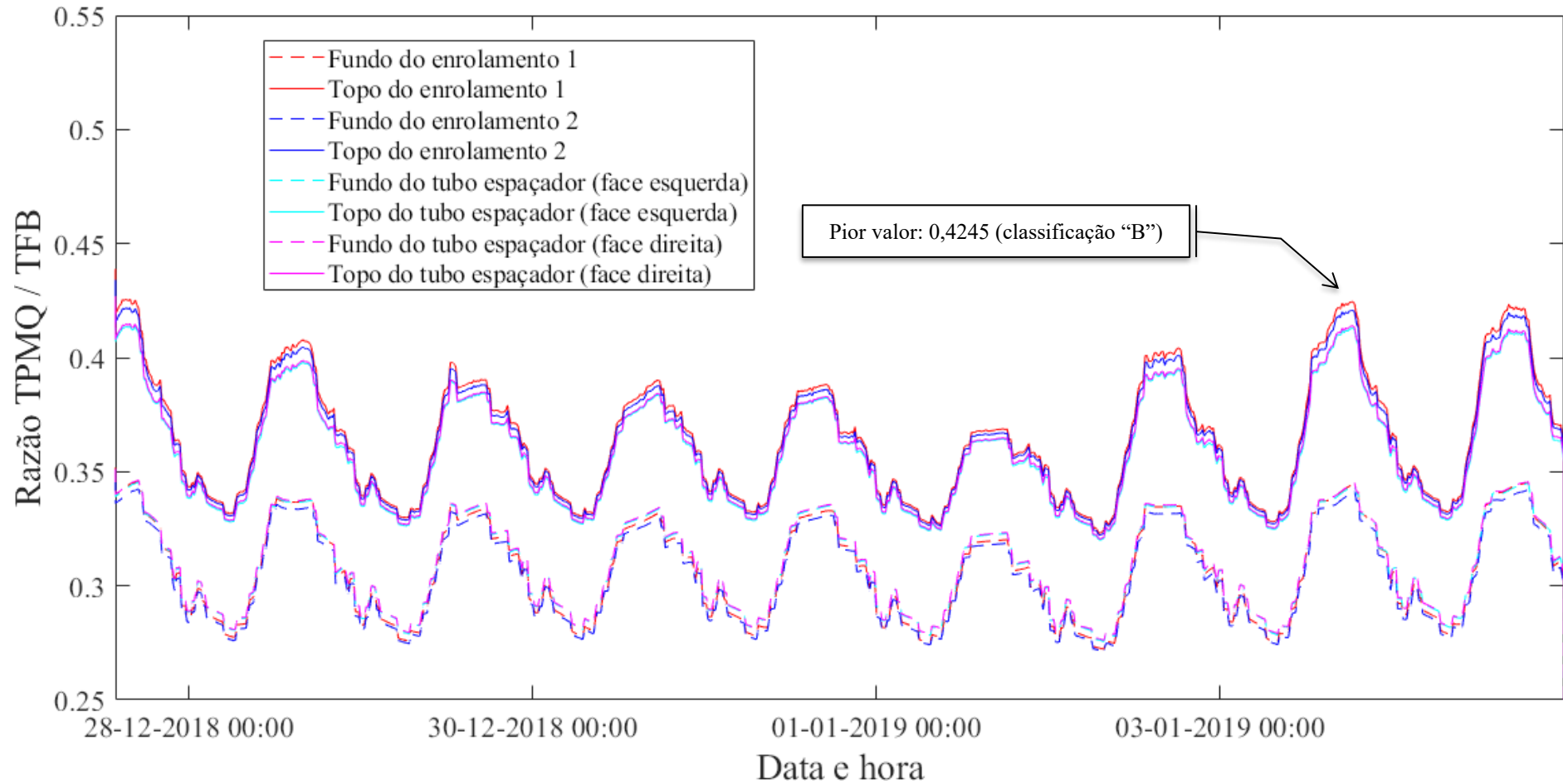
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.94. Razão entre a temperatura do ponto mais quente do enrolamento e a temperatura de formação de bolhas para o estudo de caso 4, conforme Przybylek



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.95. Razão entre a temperatura do ponto mais quente do enrolamento e a temperatura de formação de bolhas para o estudo de caso 4, conforme Koch-Tenbohlen



Fonte: próprio autor (2020).

Considerando a aplicação do modelo unidimensional apresentado em [39] ao carregamento observado no transformador do estudo de caso 4, obtém-se as classificações parciais e final ilustradas na Tabela 5.28. Observa-se que o resultado da classificação final é o mesmo, para o modelo unidimensional e para o modelo bidimensional. Apesar disso, novamente deve-se destacar que o modelo unidimensional, apesar do reduzido custo computacional, não permite uma análise mais aprofundada sobre os fenômenos nocivos que a umidade traz ao transformador, em especial o estudo das regiões superior e inferior da parte ativa. Desta forma, recomenda-se a utilização do modelo bidimensional para se obter um estudo mais preciso sobre o tema.

Tabela 5.28. Classificações parcial e final para o estudo de caso 4, considerando o modelo unidimensional

Variável	Primário		Secundário	
	Fabre-Pichon	Oommen	Fabre-Pichon	Oommen
Saturação Relativa	A	A	A	A
Taxa de Variação da Temperatura	A		A	
Relação Pressão interna / pressão externa	A	A	A	A
Relação ponto mais quente / temperatura de formação de bolhas – Oommen	B	B	B	B
Relação ponto mais quente / temperatura de formação de bolhas – Przybylek (pior caso)	B	B	B	B
Relação ponto mais quente / temperatura de formação de bolhas – Koch & Tenbohlen (pior caso)	B	B	B	B
<b>Classificação final</b>	<b>B (bom) – continuar a operar o equipamento, estando atendo à evolução de resultados nos ensaios posteriores</b>			

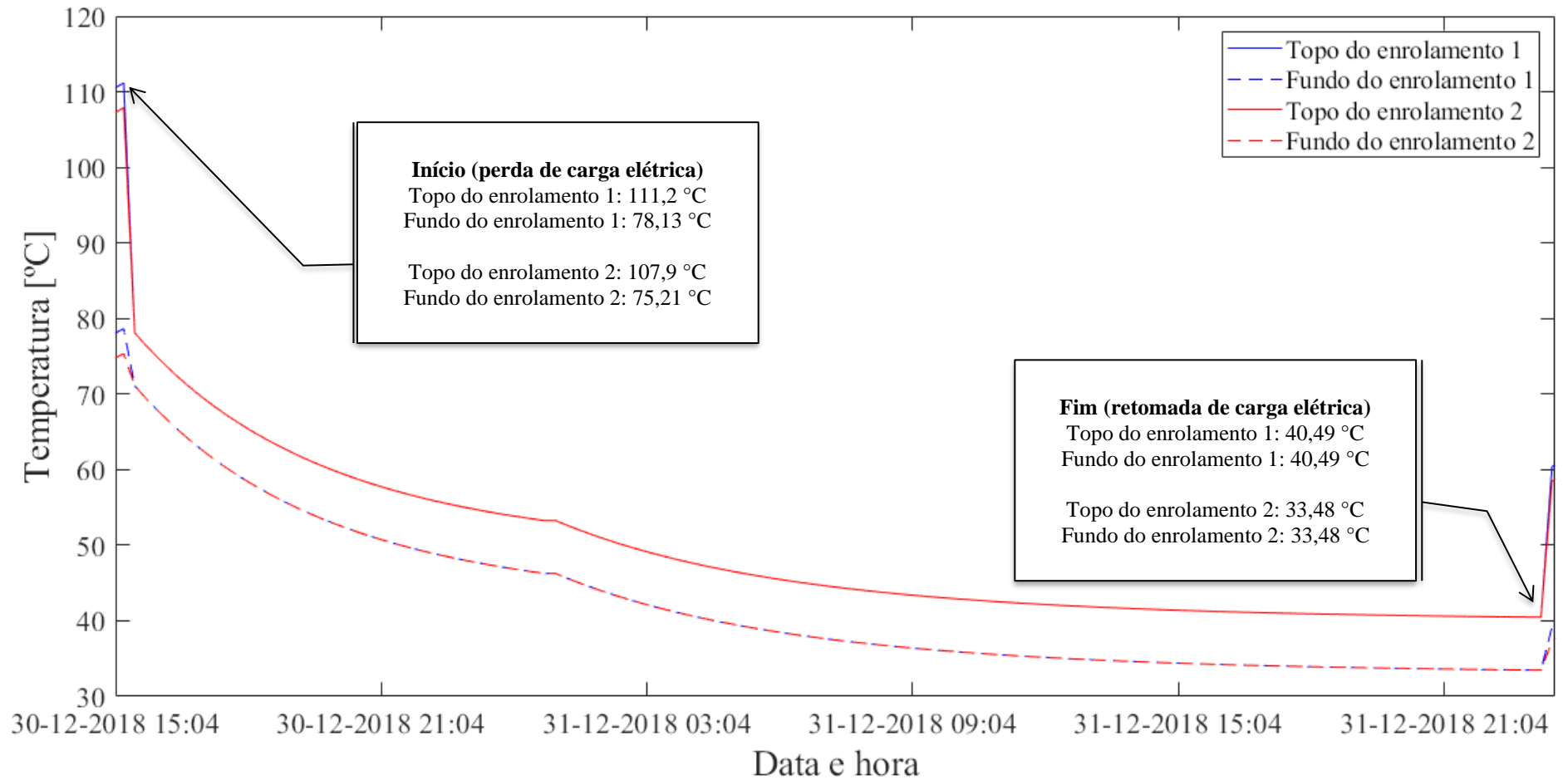
Fonte: próprio autor (2020).

#### 5.2.4.6. Estudo de cenário crítico, considerando perda de carga elétrica

No cenário de perda de carga, estando o transformador do estudo de caso 4 operando em 120 % do carregamento nominal, a variação das temperaturas nos enrolamentos é apresentada na Figura 5.96.

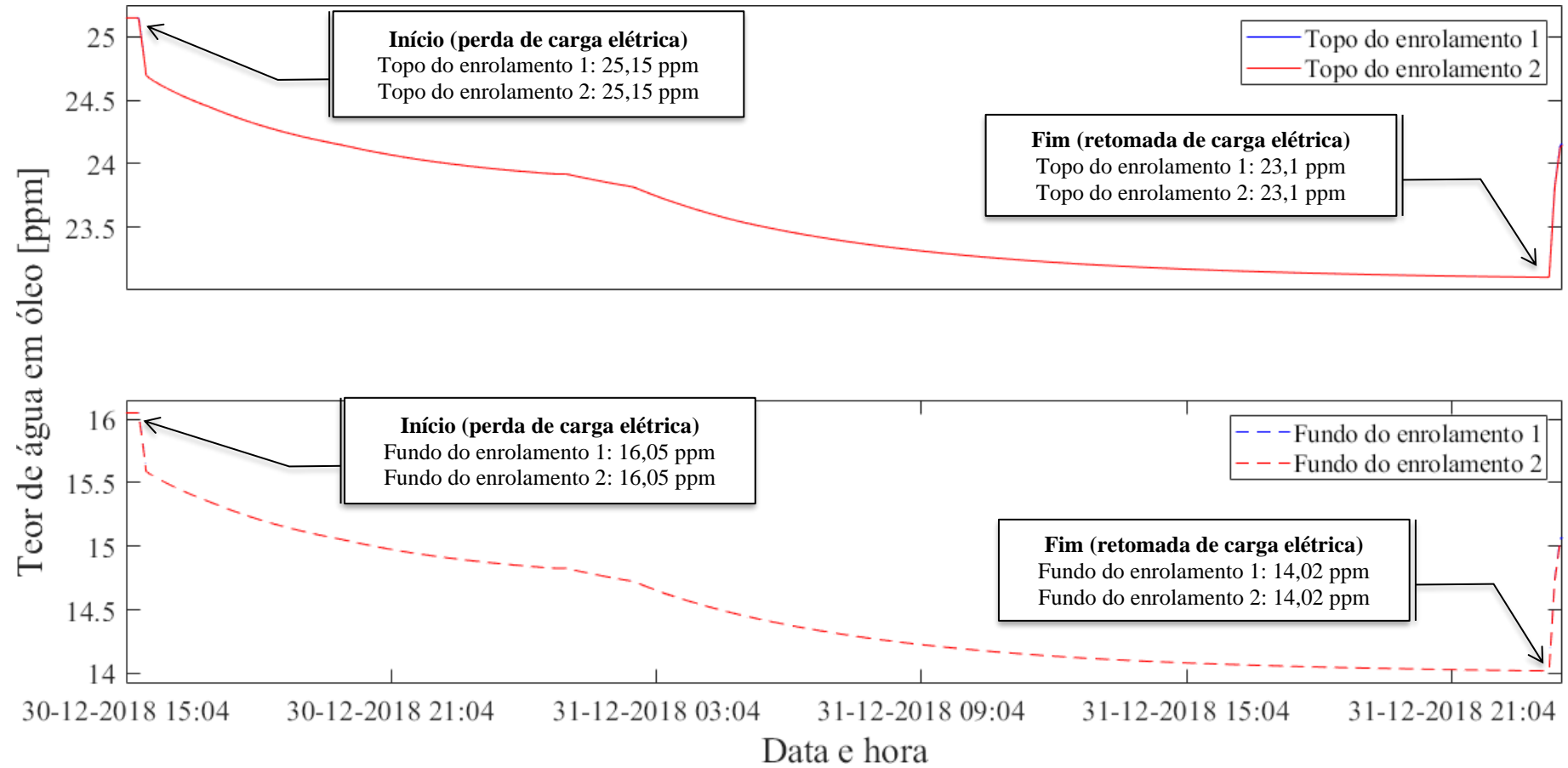
A variação do teor de água no óleo, após o desligamento dos consumidores supridos pelo transformador, é apresentada na Figura 5.97. Por sua vez, a variação da concentração de umidade no papel é apresentada na Figura 5.98.

Figura 5.96. Temperatura no estudo de caso 4, considerando perda de carga



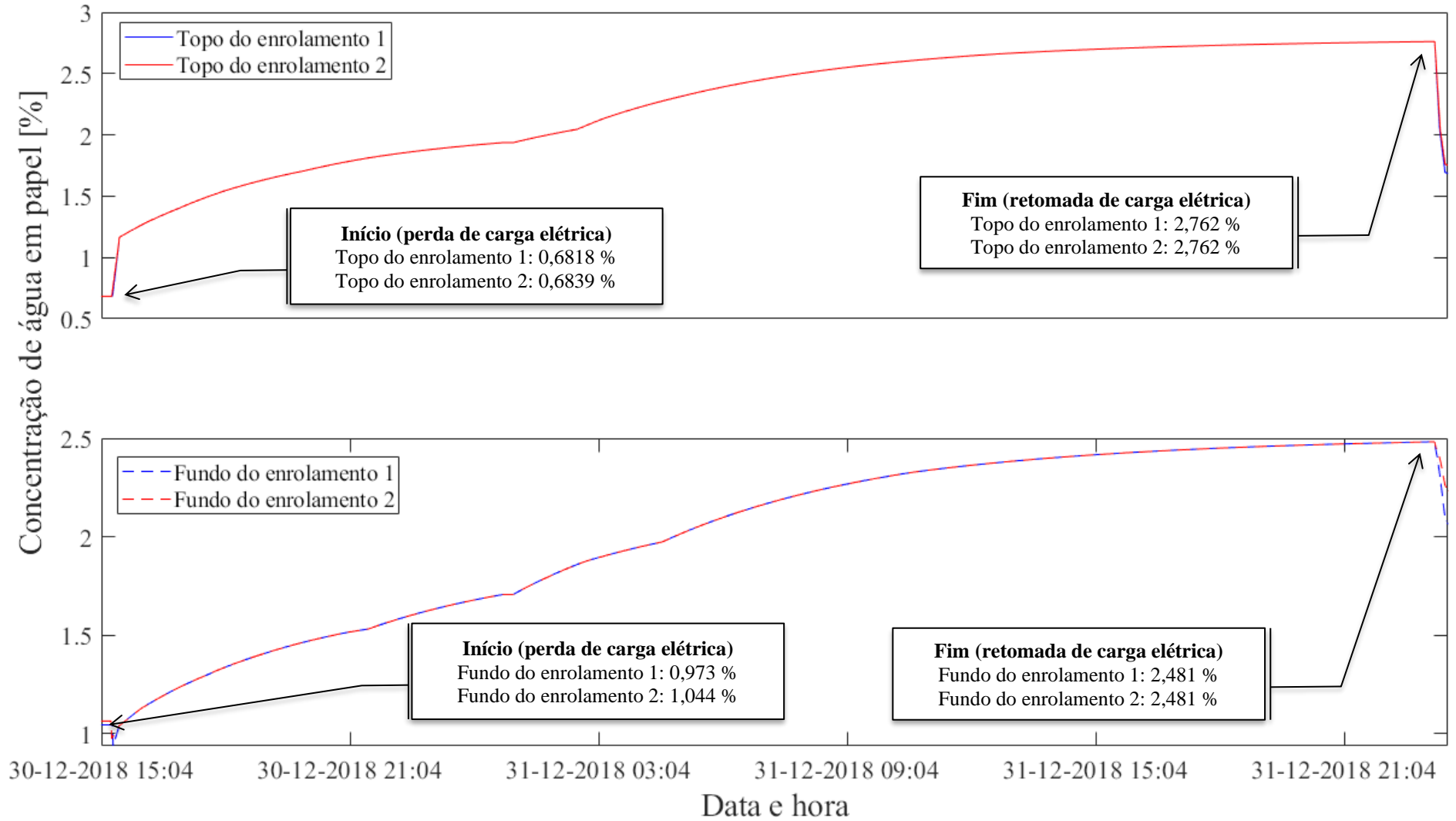
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.97. Teor de água em óleo, considerando perda de carga



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.98. Concentração de água em papel, para estudo de caso 4, considerando perda de carga



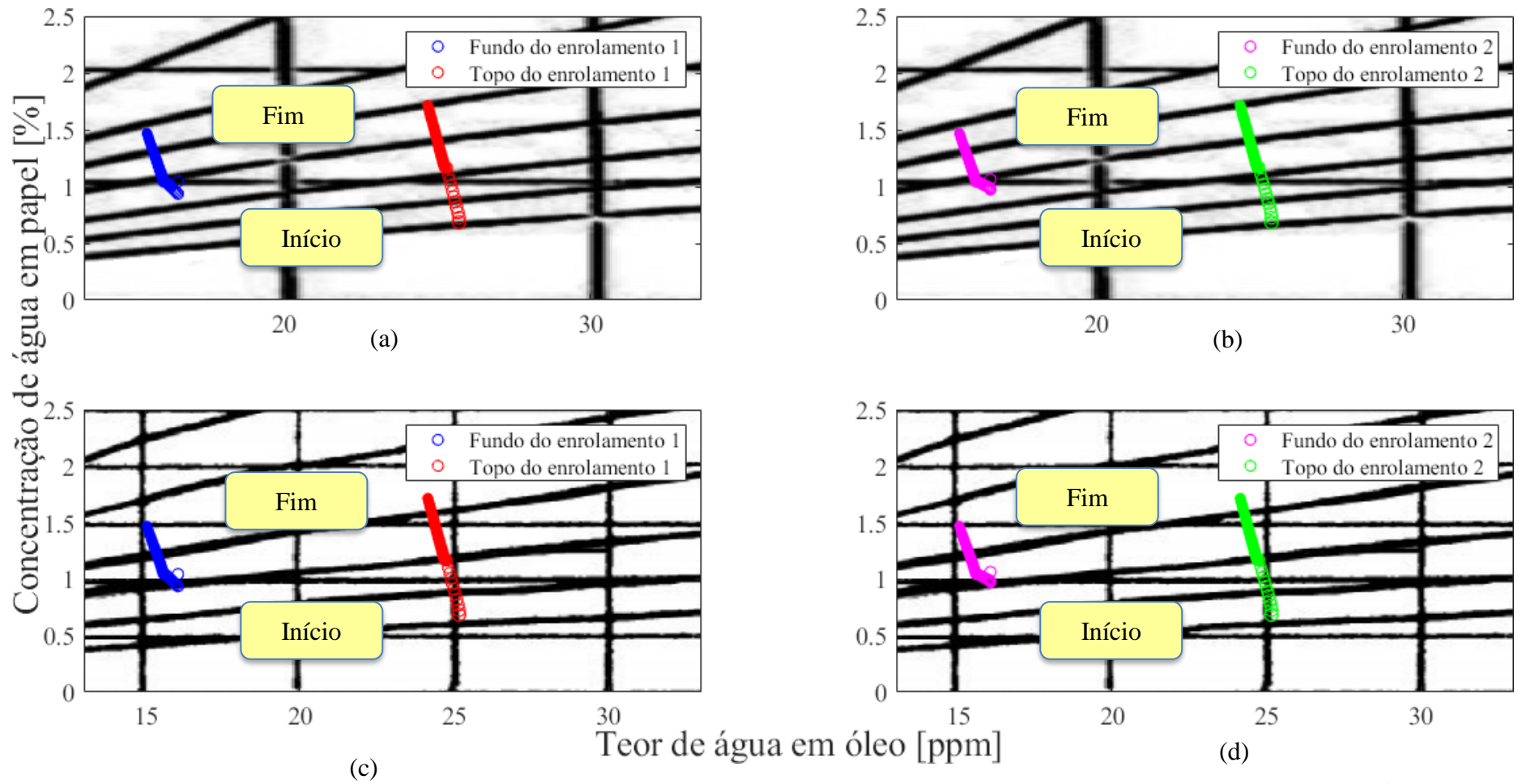
Fonte: próprio autor (2020)

Analisando a Figura 5.98, observa-se que alguns instantes após a perda de carga, a concentração de umidade na celulose no topo dos enrolamentos se torna maior do que no fundo. Este fenômeno é explicado pela baixa variação no teor de água em óleo no topo e no fundo do enrolamento, associada à uma variação significativa (com tendência de equalização) das temperaturas no topo e no fundo do enrolamento. Como consequência, obtém-se uma migração significativa da umidade no papel, tendo como resultado essa inversão de valores.

Novamente, o fenômeno da perda de carga pode ser observado quando se projeta, nos ábacos de Fabre-Pichon e Oommen (apresentado na Figura 2.3 e na Figura 2.4), o trio de valores temperatura (curvas de nível) - teor de água em óleo (abscissas) - concentração de umidade em papel (ordenadas), usando os valores apresentados na Figura 5.96, na Figura 5.97 e na Figura 5.98, respectivamente. Esta projeção pode ser observada na Figura 5.99. Da análise desta figura, observa-se que o fenômeno transitório de carregamento elétrico do transformador é representado como o deslocamento dos pontos nos ábacos, no sentido inferior-superior, o que é associado à redução das temperaturas. Além disso, nota-se uma leve inclinação na curva para a esquerda, representando a perda de umidade do óleo para a celulose, ou seja, redução no teor de água. Finalmente, observa-se uma inversão na razão concentração de água em celulose no fundo sobre topo do enrolamento: inicialmente havia mais água no fundo do que no topo do papel, no entanto no instante do religamento dos consumidores supridos pelo transformador, a quantidade de umidade no topo é maior do que no fundo. Este fenômeno é explicável pela queda acentuada de temperaturas dos enrolamentos, associada à redução inexpressiva do perfil de teor de água em óleo, em função da altura, o que enseja (pelas próprias condições impostas pelos ábacos) a inversão dos valores.

As classificações parcial e final para o transformador, considerando o cenário de perda de carga, são apresentadas na Figura 5.100 e na Figura 5.101, para o topo e o fundo da parte ativa, respectivamente.

Figura 5.99. Cenário de perda de carga, sobre ábacos de equilíbrio: a) enrolamento 1 por ábaco de Fabre-Pichon; b) enrolamento 2 por ábaco de Fabre-Pichon; c) enrolamento 1 por ábaco de Oommen; d) enrolamento 2 por ábaco de Oommen



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.100. Classificações parcial e final para o estudo de caso 4, considerando perda de carga, no topo da parte ativa

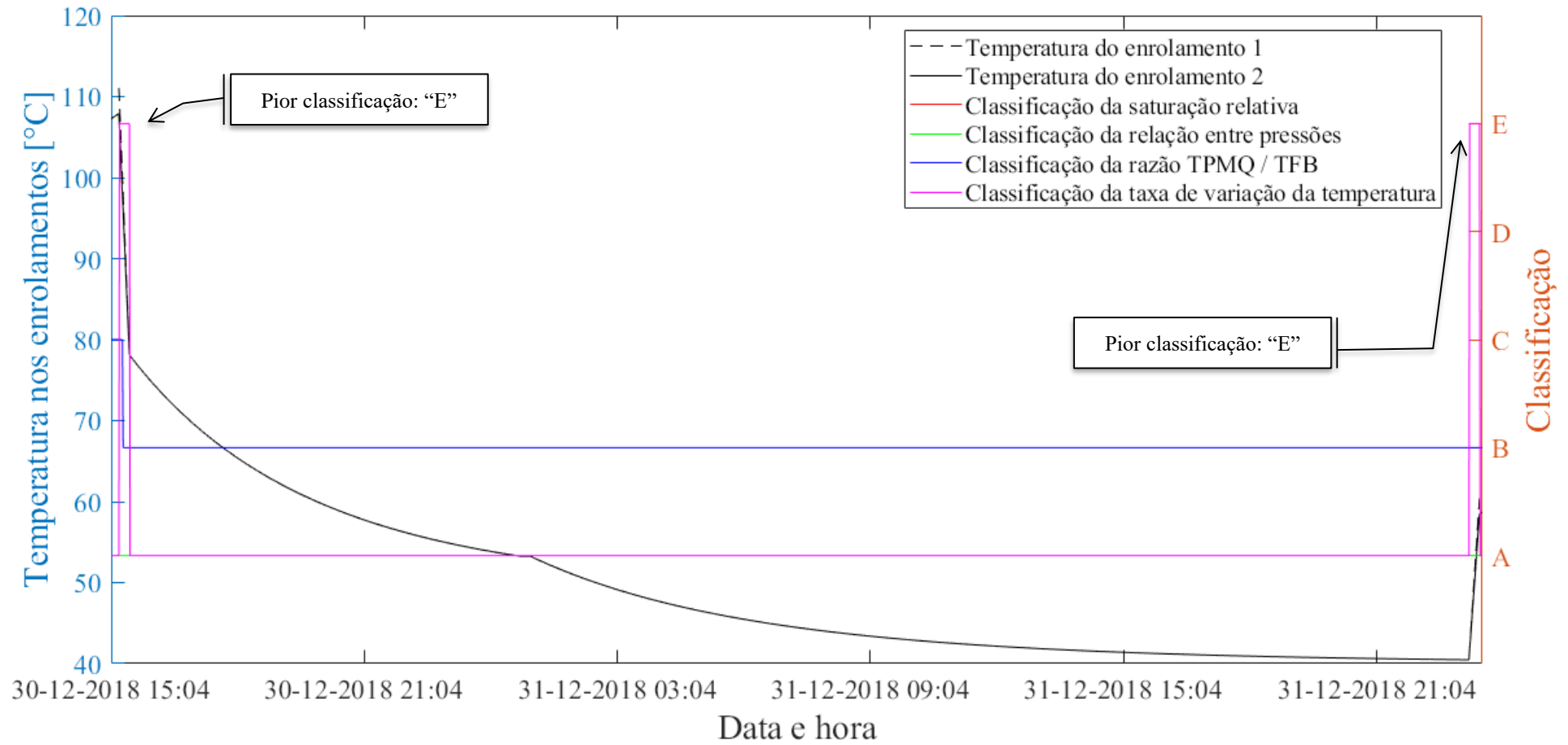
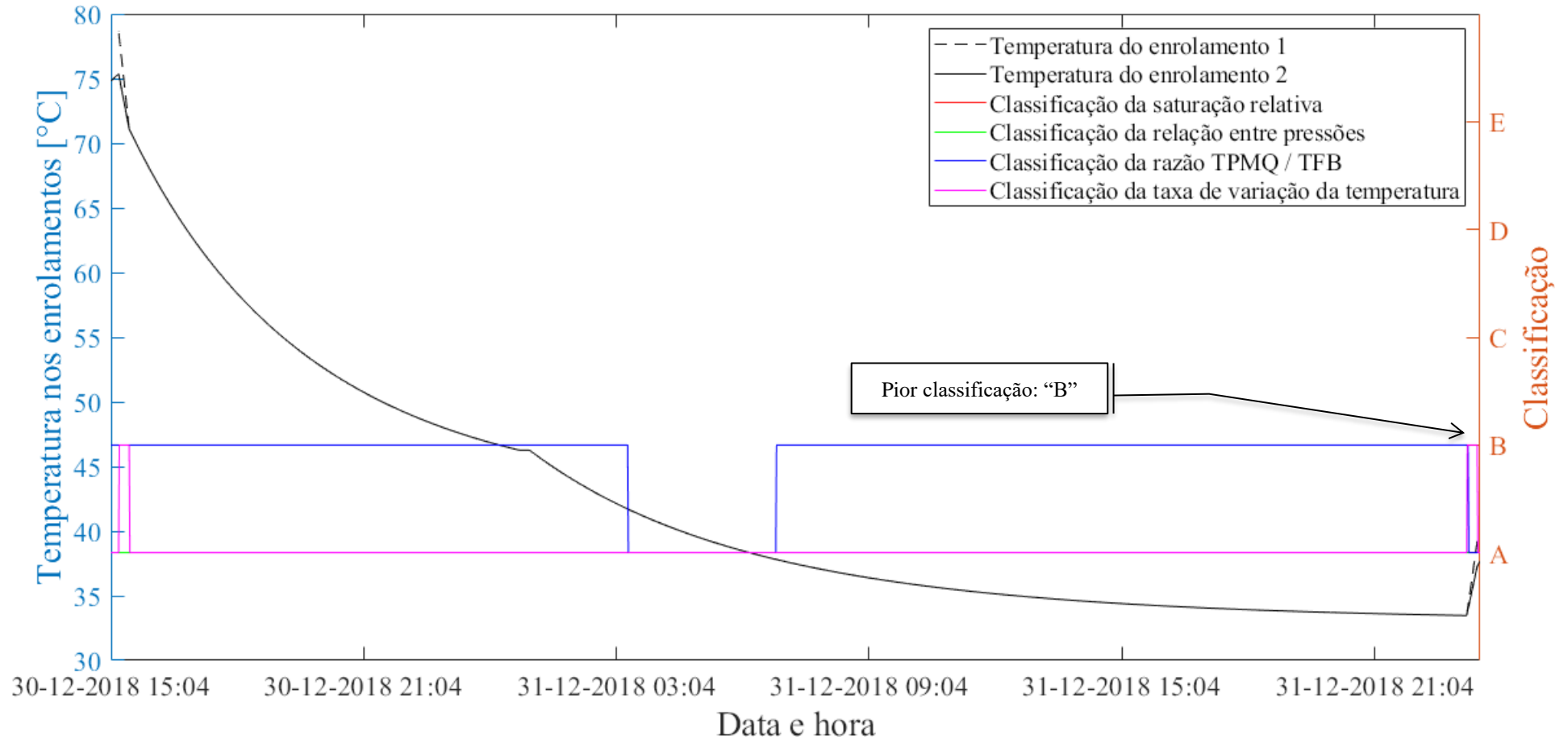


Figura 5.101. Classificações parcial e final para o estudo de caso 4, considerando perda de carga, no fundo da parte ativa



Fonte: próprio autor (2020).

Analisando a Figura 5.100, comprova-se que o cenário de perda de carga, com o transformador operando sobrecarregado, é extremamente adverso. As classificações parciais obtidas indicam a alta possibilidade de formação de bolhas, devido à taxa de variação da temperatura dos enrolamentos, são apresentadas na Tabela 5.29.

Tabela 5.29. Classificações parcial e final para o estudo de caso 4, considerando perda de carga

Região	Variável	Enrolamento 1	Canal de Óleo 1	Tubo Espaçador	Canal de Óleo 2	Enrolamento 2
Topo do tanque principal	Saturação Relativa	-	A	-	A	-
	Taxa de variação da temperatura	E	-	E	-	E
	Relação entre a pressão interna e a pressão externa da bolha	A	-	A	-	A
	Razão TPMQ/TFB – Oommen	C	-	C	-	C
	Razão TPMQ/TFB - Przybylek	C	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB – Koch & Tenbohlen	C	-	B	-	B
Fundo do tanque principal	Saturação Relativa	-	A	-	A	-
	Taxa de variação da temperatura	B	-	B	-	B
	Relação entre a pressão interna e a pressão externa da bolha	A	-	A	-	A
	Razão TPMQ/TFB – Oommen	B	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB - Przybylek	B	-	B	-	B
	Razão TPMQ/TFB – Koch & Tenbohlen	B	-	B	-	B
<b>Classificação Final</b>		<b>E (crítico) – grande probabilidade de formação de bolhas, realizar adequação emergencial do carregamento</b>				

Fonte: próprio autor (2020).

Da análise da Tabela 5.29, bem como da Figura 5.100, nota-se que nos instantes de perda e retomada do carregamento elétrico, a classificação final do conjunto transformador-carregamento elétrico é “E” (péssimo).

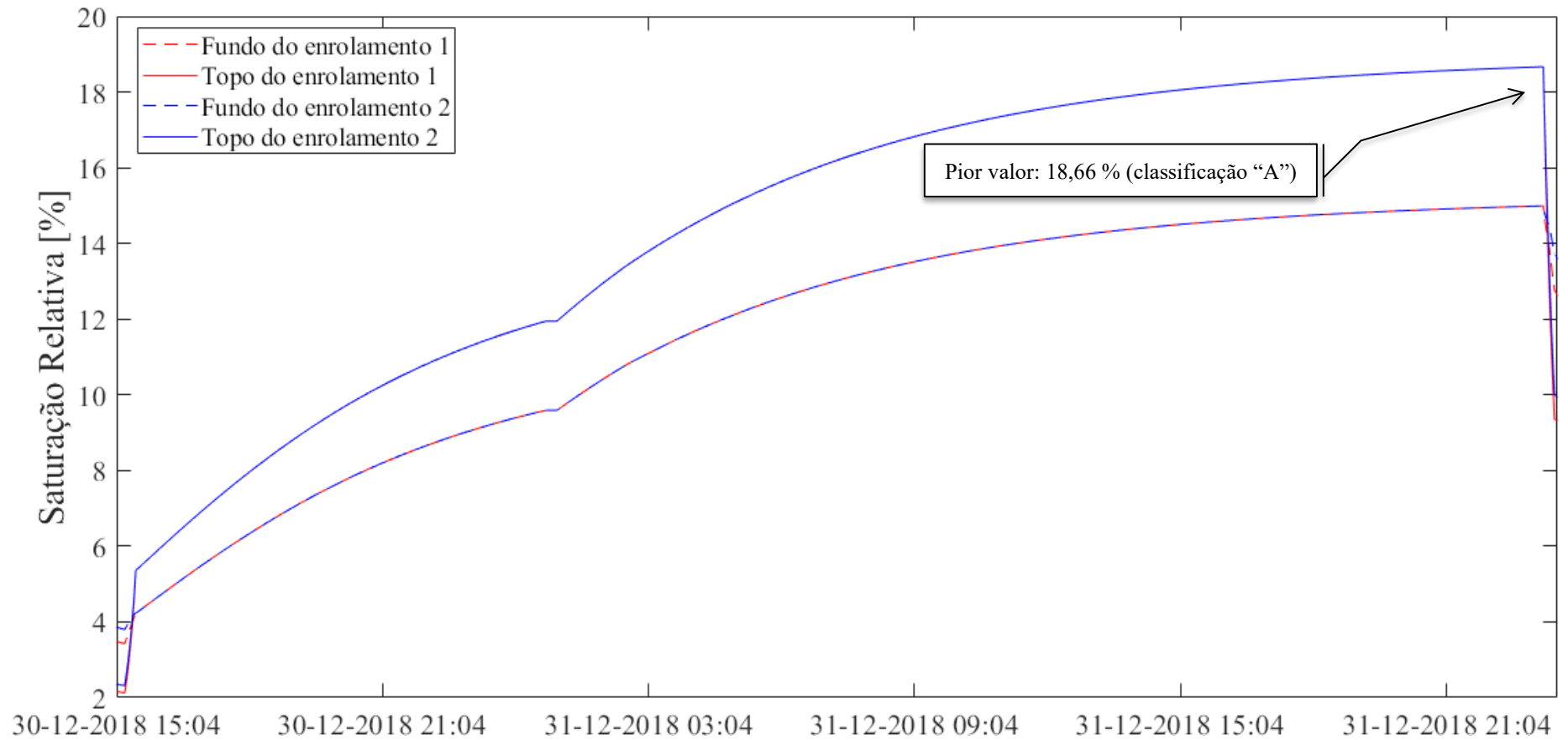
A variação da saturação relativa é apresentada na Figura 5.102.

A taxa de variação da temperatura dos enrolamentos, considerando a perda de carga, é apresentada na Figura 5.103.

A relação entre as pressões interna e externa à bolha é apresentada na Figura 5.104.

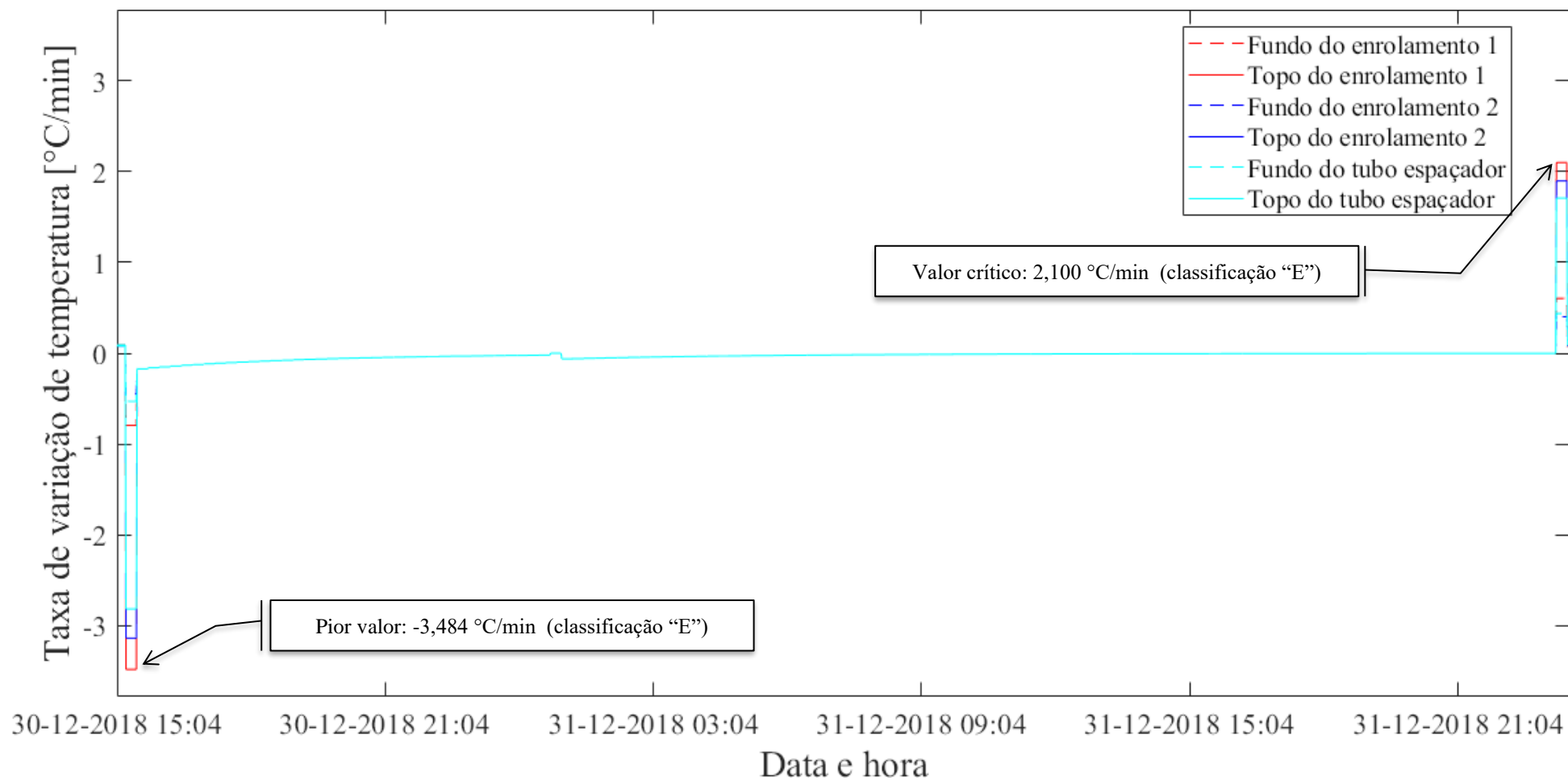
Finalmente, o comportamento da razão entre temperatura do ponto mais quente do enrolamento – TPMQ – sobre temperatura de formação de bolhas – TFB – é apresentado na Figura 5.105 (conforme Oommen), na Figura 5.106 (conforme Przybylek) e na Figura 5.107 (conforme Koch-Tenbohlen).

Figura 5.102. Variação da saturação relativa para o estudo de caso 4, considerando perda de carga



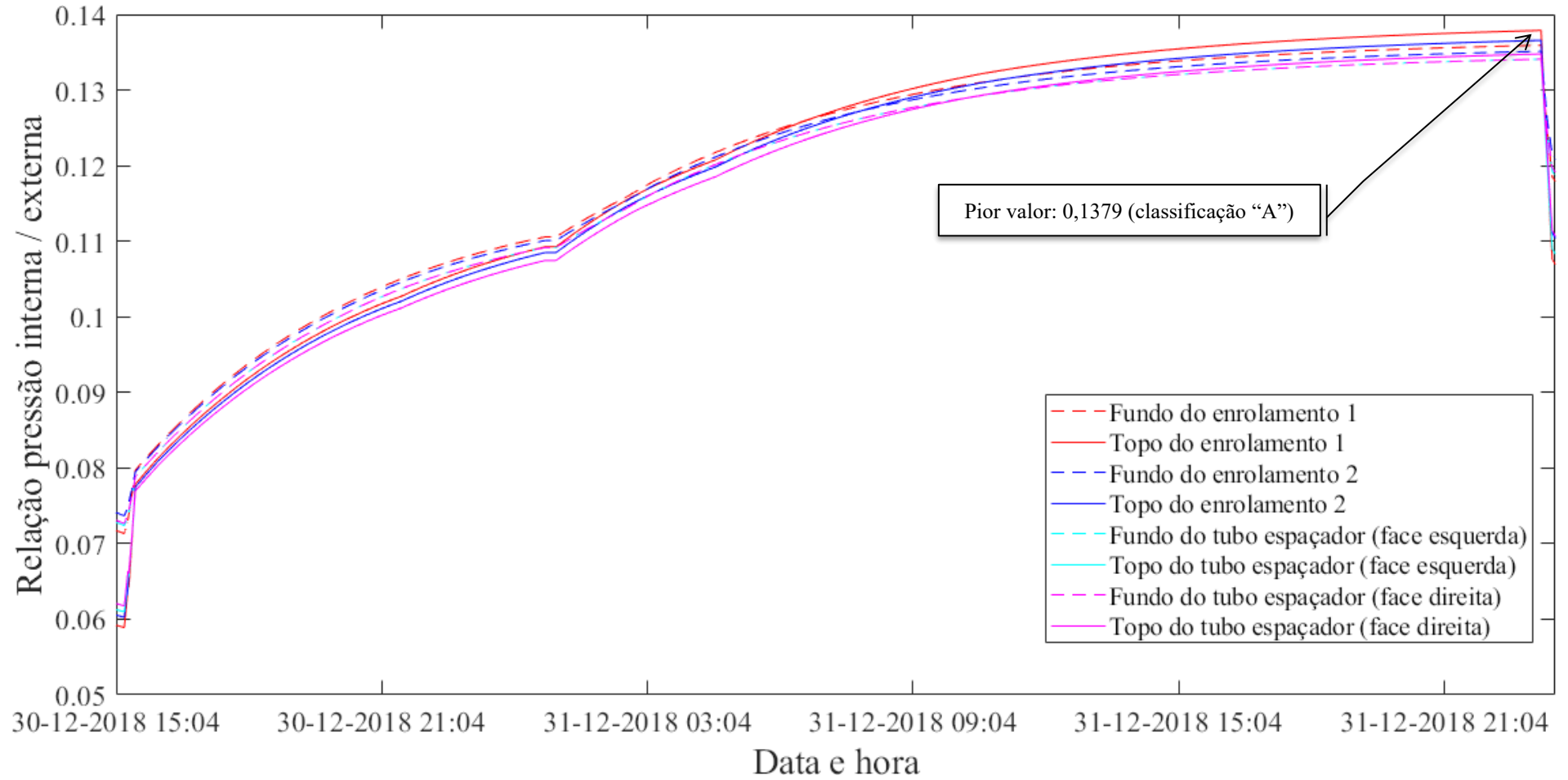
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.103. Taxa de variação da temperatura dos enrolamentos para o estudo de caso 4, considerando cenário de perda de carga



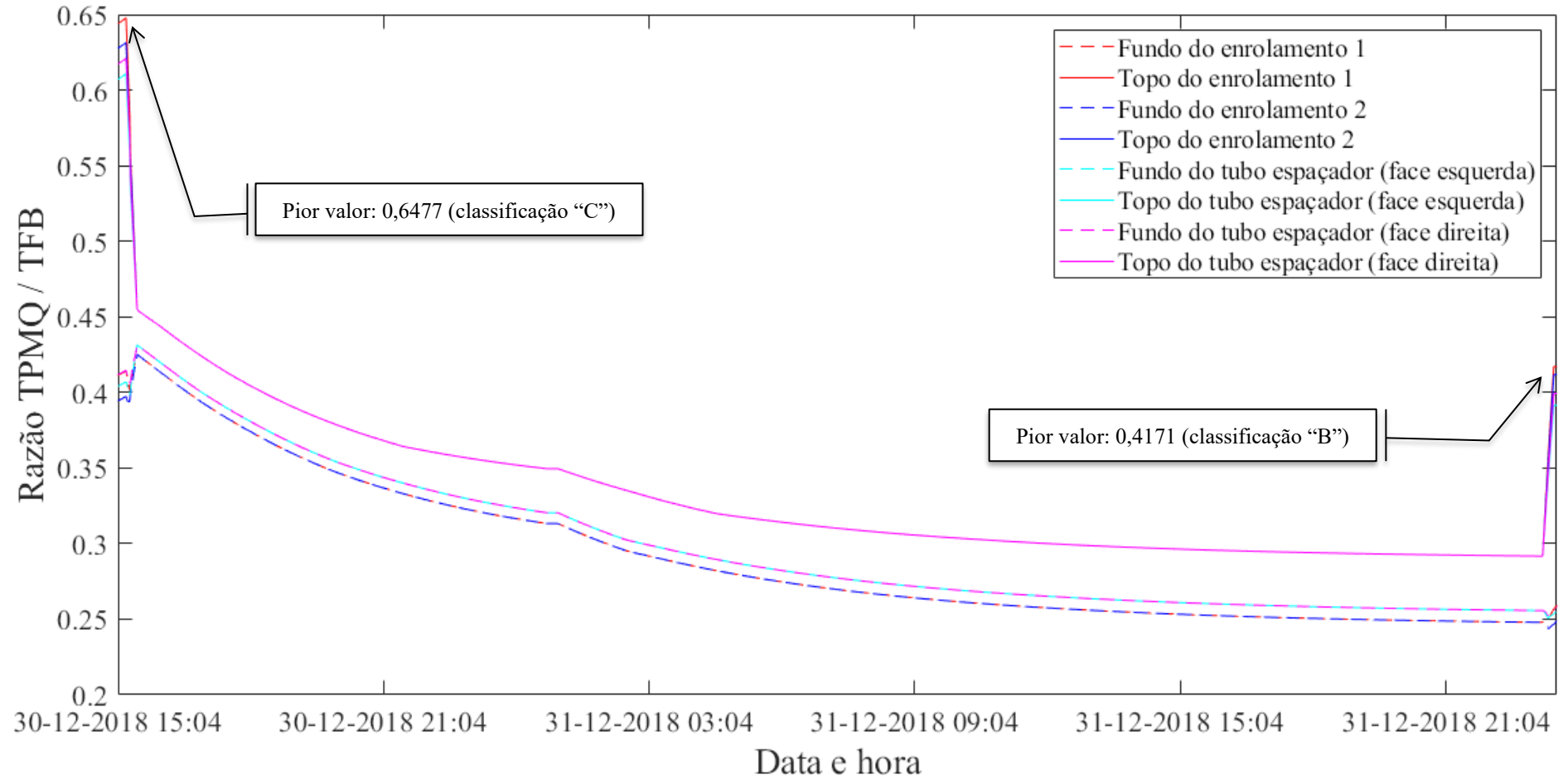
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.104. Variação da relação entre as pressões interna e externa à bolha para o estudo de caso 4, considerando perda de carga



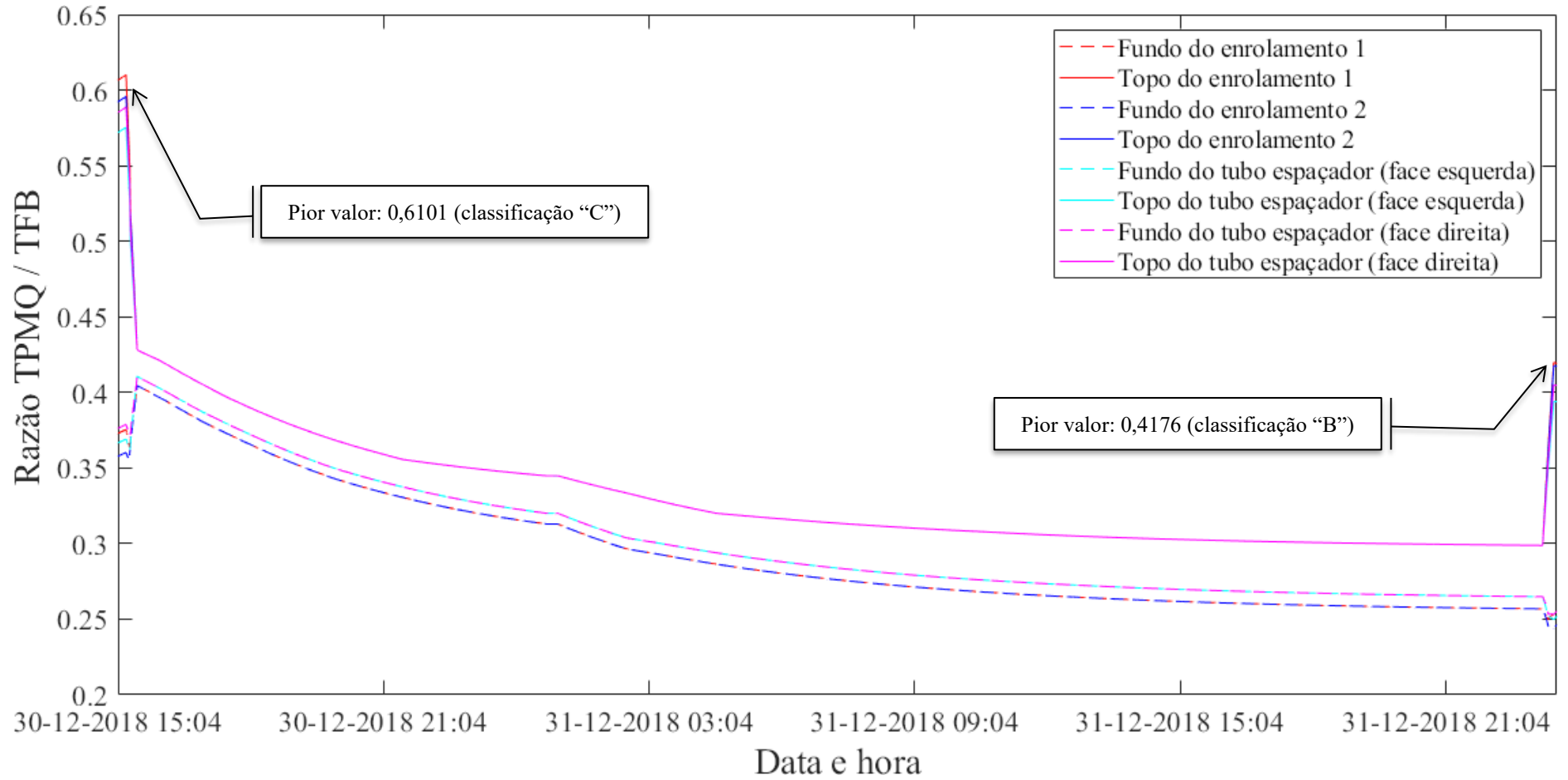
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.105. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente sobre a temperatura de formação de bolhas, conforme Oommen



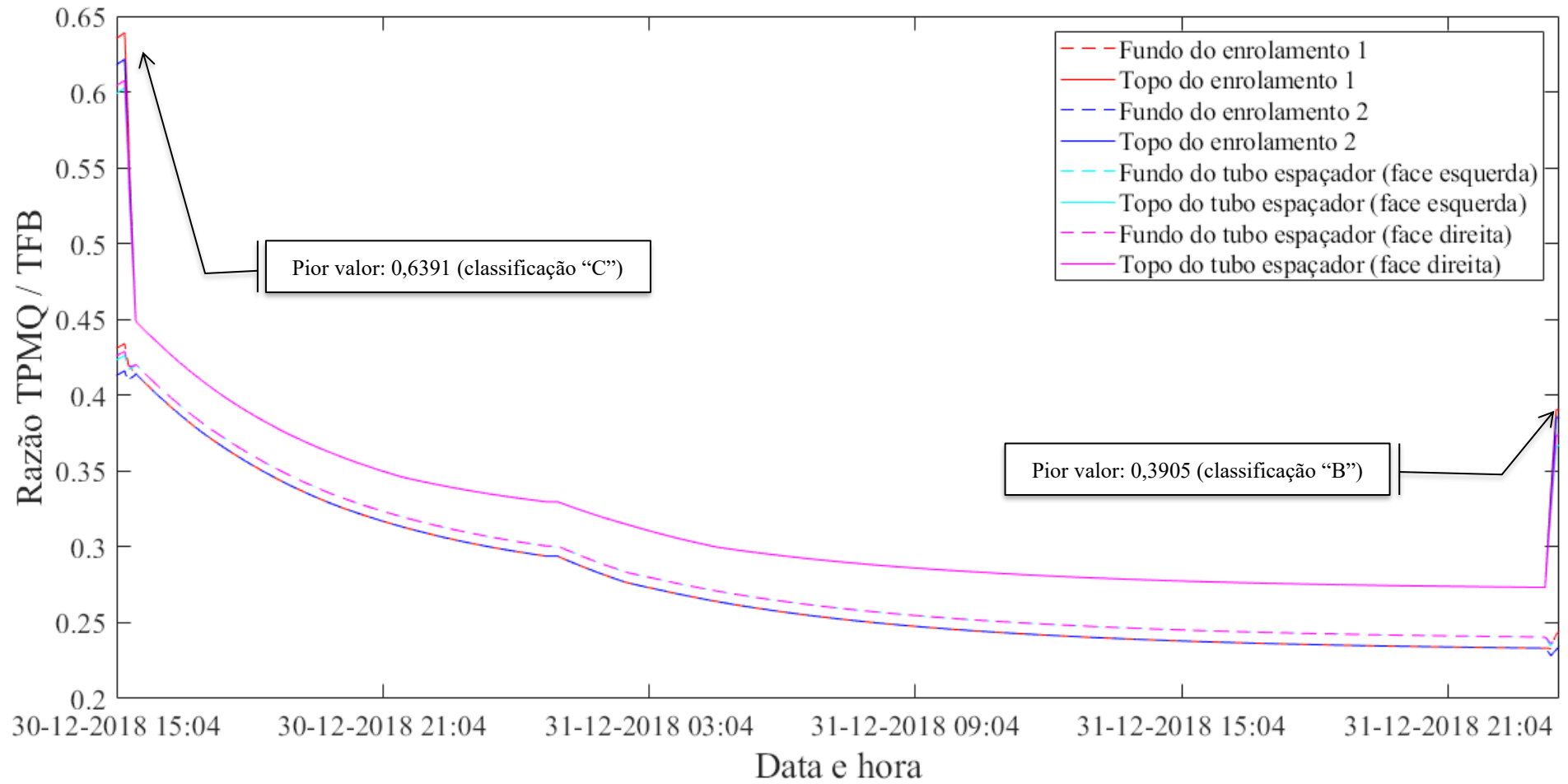
Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.106. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente sobre a temperatura de formação de bolhas, conforme Przybylek



Fonte: próprio autor (2020).

Figura 5.107. Variação da razão entre a temperatura do ponto mais quente sobre a temperatura de formação de bolhas, conforme Koch-Tenbohlen



Fonte: próprio autor (2020).

### 5.3. Conclusões parciais

Dos dados apresentados nos estudos de caso, nota-se que os valores de umidade calculados através do modelo matemático apresentam resultados consistentes, em relação aos valores obtidos das amostras analisadas em laboratório e dos valores obtidos pelos dispositivos de monitoramento. As diferenças numéricas entre os valores calculados e os mensurados não interferem no processo de diagnóstico do equipamento (conforme resultados apresentados na Tabela 5.3, na Tabela 5.8, na Tabela 5.16 e na Tabela 5.24). Assim, infere-se que o modelo bidimensional proposto neste trabalho é válido, e se mostra eficiente para a predição dos níveis de umidade no sistema isolante papel-óleo de transformadores de potência, complementando os resultados e as análises que um dispositivo de monitoramento fornece. Convém destacar que a aplicabilidade do modelo aqui apresentado é para transformadores de potência com sistema isolante do tipo papel-óleo, com convecção natural do óleo, e limitando-se somente para os casos nos quais não há aumento ou diminuição da massa global de água no equipamento.

Os transformadores apresentados nos estudos de casos 1 e 2 possuem as mesmas características técnicas e são de mesmo projeto e fabricante. Os resultados obtidos indicaram mesma classificação final para os dois equipamentos, no entanto as classificações parciais diferem entre si. Este fenômeno é atribuído às condições operativas únicas de cada equipamento, notadamente as diferenças nos perfis de carregamento elétrico, o que enseja quantidade de umidade em celulose e óleo distinta entre os equipamentos. O transformador apresentado no estudo de caso 3, por possuir maior teor de água em óleo do que os dois primeiros estudos de caso, possui resultados obtidos pela ferramenta matemática que ensejam maior preocupação do que os demais. Finalmente, o último estudo de caso apresenta um transformador que opera com níveis maiores de teor de água em óleo, possuindo ainda o diferencial de que o enrolamento primário (alta tensão) é o enrolamento de maior temperatura. Desta forma, a distribuição de umidade em celulose é mais pronunciada no enrolamento secundário do que no primário, sendo um fenômeno oposto ao observado nos estudos de caso 1 a 3.

Quanto à distribuição de umidade no transformador, comprova-se que é na região superior do transformador onde se espera maior valor de teor de água em óleo (conforme resultados apresentados na Tabela 5.4, na Tabela 5.9, na Tabela 5.17 e na Tabela 5.25). Este fenômeno é esperado, uma vez que o modelo térmico adotado (Figura 2.5) considera que o ponto mais quente do enrolamento (e conseqüentemente da parte ativa, de modo geral) fica localizado nesta região. Uma vez que o óleo se torna mais hidrófilo com o aumento da temperatura, é na parte

superior onde ocorrerá este fenômeno.

As distribuições de umidade nos materiais celulósicos, em função de sua espessura, indicam, conforme esperado, que é na interface com o óleo onde ocorrerá a primeira variação de água no papel. À medida em que se caminha para o interior da região celulósica, observa-se redução desta variação. Ainda, observa-se que é na zona inferior da celulose onde se encontram os maiores valores de umidade (conforme resultados apresentados na Tabela 5.4, na Tabela 5.9, na Tabela 5.17 e na Tabela 5.25). Isto é intuitivo ao novamente considerar o modelo térmico, que enseja uma migração de umidade no sentido celulose-óleo mais acelerada no topo do que no fundo.

Além disto, observa-se que as massas de água no óleo e no papel são inversamente proporcionais (conforme analisado na Figura 5.8, na Figura 5.34, na Figura 5.61 e na Figura 5.87). Tal fenômeno é explicado pelo aumento da hidrofilia do óleo quando do aumento da temperatura, e vice-versa, que causa um desequilíbrio entre celulose e óleo, em função da temperatura.

Também pode-se concluir que a metodologia de classificação apresentada é eficiente e inovadora, por permitir a análise de situações adversas em transformadores de potência, prevenindo assim que estes ativos sejam sujeitos a condições que possam ocasionar a falha. Nos transformadores analisados, concluiu-se que as condições de operação são aceitáveis (conforme ilustrado na Figura 5.9, Figura 5.35, Figura 5.62 e Figura 5.88). No entanto, um transitório elétrico do tipo perda de carga sob sobrecarga de 120% da potência nominal, impacta em alta possibilidade de formação de bolhas, podendo provocar sérios riscos à saúde do equipamento.

A representação de distúrbios elétricos, tais como a perda abrupta do carregamento elétrico em condições de sobrecarga, utilizando os ábacos de Fabre-Pichon e Oommen (conforme ilustrado na Figura 5.20, na Figura 5.46, na Figura 5.73 e na Figura 5.99) permite um entendimento claro do impacto da variação da condição operativa no transformador, analisando as variáveis relacionadas a umidade no interior do equipamento (ao propiciar um estudo qualitativo, prévio à análise dos números citados).

## Capítulo 6 – Conclusões

O trabalho apresentado nesta tese atingiu seu objetivo ao apresentar o desenvolvimento de uma ferramenta para modelagem e análise da dinâmica da umidade e seus efeitos nocivos em sistemas isolantes papel-óleo de transformadores de potência. Essa ferramenta consiste na utilização combinada de um modelo matemático bidimensional, desenvolvido usando o método dos elementos finitos, associado à uma metodologia de classificação e diagnóstico utilizando tabelas de avaliação.

Da análise bibliográfica do tema, apresentada no Capítulo 2, nota-se que apesar da umidade em transformadores de potência não ser objeto recente de estudo, ainda há uma lacuna, demandada pelos proprietários de tais ativos, que é uma ferramenta sistematizada para cálculo e classificação da dinâmica da umidade e seus efeitos nocivos no sistema isolante papel-óleo. Esta tese teve êxito em preencher esta lacuna, ao propiciar a ferramenta citada.

No Capítulo 3, que trata do modelo matemático desenvolvido utilizando o método dos elementos finitos, destaca-se a originalidade e importância deste método matemático, ao permitir:

- a. O entendimento e análise de como ocorre a dinâmica de umidade em transformadores de potência, ao calcular as variáveis de interesse “teor de água em óleo” e “concentração de umidade em papel”, bem como as variáveis “massa de umidade em óleo” e “massa de umidade em papel”;
- b. O estudo simultâneo em várias regiões de interesse do transformador (principalmente no topo e no fundo da parte ativa);
- c. A compreensão de como a diferença de temperatura entre enrolamentos, e entre topo-fundo do enrolamento, impacta nos resultados obtidos; e
- d. Quando comparado ao modelo unidimensional, apresentado em [39], o modelo bidimensional é mais completo, apresentando mais informações.

A metodologia de classificação e análise de efeitos nocivos, apresentada no Capítulo 4, subsidia uma análise qualitativa e quantitativa do conjunto transformador – carregamento elétrico, ao propiciar uma classificação em cinco níveis (de “A” a “E”) para cada fenômeno nocivo da umidade em transformadores, a saber:

- a. Possibilidade de formação de água livre, pelo cálculo da variável “saturação relativa”; e
- b. Possibilidade de formação de bolhas, calculando-se as variáveis:
  - Taxa de variação das temperaturas dos enrolamentos;
  - Relação entre pressão interna e pressão externa da bolha;
  - Razão temperatura do ponto mais quente do enrolamento sobre temperatura de formação de bolhas.

Convém ressaltar que o material intelectual apresentado nesta tese pode – e deve – ser entendido como uma continuidade à análise dos resultados obtidos pelos guias de carregamento elétrico admissíveis em transformadores de potência. Desta forma, a correta utilização desta ferramenta se dá quando feita na seguinte sequência:

1. Cálculo (ou medição) das temperaturas nos enrolamentos;
2. Cálculo das variáveis teor de água em óleo e concentração de umidade em celulose, conforme procedimento apresentado no Capítulo 3; e
3. Análise e classificação dos efeitos nocivos da umidade ao transformador, conforme apresentado no Capítulo 4.

Assim, após o término da aplicação da ferramenta, o analista pode decidir se mantém ou não o transformador operando sob as condições informadas, sob riscos de falha do equipamento. Ainda, a ferramenta fornece sugestões de ações a serem tomadas, tais como monitorar a evolução dos dados, programar uma secagem da parte ativa ou até mesmo alterar a curva de carregamento elétrico ou substituir o equipamento. Finalmente, a metodologia apresentada nesta tese permite a criação de uma lista, em ordem de prioridade (do mais crítico ao menos crítico), propiciando uma comparação entre equipamentos distintos. Como consequência, a decisão final do analista (usualmente integrante da equipe de manutenção) fica embasada em dados robustos, permitindo uma decisão assertiva e confiável.

A ferramenta de modelagem e análise da dinâmica de umidade foi validada com sucesso, conforme resultados dos estudos de caso apresentados no Capítulo 5. A aderência observada entre os valores calculados e medidos de teor de água em óleo é considerada ótima, uma vez que a maior diferença obtida entre tais valores foi de 2,12 ppm, para o estudo de caso 1, o que não impacta no diagnóstico final do equipamento.

Analisando os estudos de caso apresentados, conclui-se que a utilização da ferramenta

propicia o entendimento de fenômenos até então difíceis de serem compreendidos, principalmente ao permitir uma análise quantitativa e qualitativa da variação das grandezas “teor de água em óleo” e “concentração de umidade em papel”. Os transformadores analisados nos estudos de caso 1 a 4 possuem valores médios de teor de água iguais a 9,74 ppm, 10,33 ppm, 14,22 ppm e 21,96 ppm, respectivamente. Para a grandeza concentração de umidade em celulose, os mesmos equipamentos possuem valores médios iguais a 1,23 %, 1,42 %, 1,56 % e 1,88 %, respectivamente.

Complementado, foi possível mapear (também de forma qualitativa e quantitativa) o quão próximo os transformadores apresentados estavam operando em condições críticas, a saber:

- Para a variável “saturação relativa”, associada a possibilidade de formação de água livre: o pior valor obtido foi de 15,11 %, para o transformador do estudo de caso 4;
- Para a variável “taxa de variação de temperatura”, associada à possibilidade de formação de bolhas: o pior valor calculado, em módulo, foi 0,6277 °C/min, para o transformador do estudo de caso 2;
- Para a variável “relação entre pressão interna e pressão externa à bolha”, também associada à possibilidade de formação de bolhas: obteve-se, no pior caso, 0,1372 (adimensional), para o transformador do estudo de caso 2;
- Para a variável “razão temperatura do ponto mais quente sobre temperatura de formação de bolhas”, considerando os estudos de Oommen, Przybylek e Koch-Tenbohlen: o pior valor foi de 0,4755, para o transformador do estudo de caso 1.

Nos cenários que consideram a perda abrupta do carregamento elétrico do transformador, em um momento de sobrecarga com potência igual a 120% da nominal, tem-se os seguintes valores:

- Para a variável “saturação relativa”, associada a possibilidade de formação de água livre: o pior valor obtido foi de 18,66 %, para o transformador do estudo de caso 4;
- Para a variável “taxa de variação de temperatura”, associada à possibilidade de formação de bolhas: o pior valor calculado, em módulo, foi 4,229 °C/min, para o transformador do estudo de caso 1;
- Para a variável “relação entre pressão interna e pressão externa à bolha”, também associada à possibilidade de formação de bolhas: obteve-se, no pior caso, 0,1382 (adimensional), para o transformador do estudo de caso 3;

- Para a variável “razão temperatura do ponto mais quente sobre temperatura de formação de bolhas”, considerando os estudos de Oommen, Przybylek e Koch-Tenbohlen: o pior valor foi de 0,7005, para o transformador do estudo de caso 3.

Enfatiza-se as contribuições de todo o material intelectual apresentado nesta tese, comprovadas nos estudos de caso apresentados, que são:

- a. Análise da migração de umidade através de um modelo bidimensional, que considera a variação de temperatura ao longo da altura dos enrolamentos;
- b. A aplicação de um equacionamento matemático para determinação da umidade em componentes celulósicos de diferentes grupos e diferentes espessuras;
- c. A utilização de uma aproximação numérica para a estimativa da velocidade de convecção natural do óleo;
- d. Um procedimento para estimativa dos níveis de umidade no sistema isolante papel-óleo;
- e
- e. Uma metodologia de classificação e análise do carregamento elétrico em transformadores perante os efeitos nocivos da umidade.

Deve-se destacar que a utilização deste método exige algumas informações, a saber: características fabris, de projeto e construção; informações da equipe de manutenção, particularmente da experiência e do histórico obtido no monitoramento de óleos minerais isolantes; dados operacionais, tais como registros de carregamento elétrico e falhas significativas. Recomenda-se que o proprietário do equipamento mantenha tais informações sempre atualizadas e facilmente disponíveis sempre que alterações significativas forem feitas, a saber:

- a. Mudanças na estrutura física do transformador, tais como intervenções de fábrica;
- b. Alterações significativas nos parâmetros do óleo isolante, particularmente o teor de água e a rigidez dielétrica;
- c. Quando o transformador for sujeito a processos de secagem, e/ou quando a parte ativa ficar exposta ao ambiente por tempo significativo, contaminando o equipamento;
- d. Quando da variação significativa de perfis de carregamento; ou
- e. Quando o transformador for submetido a transitórios elétricos, tais como falhas e/ou sobretensões, que podem comprometer a integridade do transformador, ou até mesmo causar alterações nos parâmetros do óleo isolante (sendo esta condição desejável, porém não impeditiva para a aplicação do método).

Como continuação do tema, são propostos os seguintes trabalhos:

- a. Formulação do problema utilizando o Método do Circuito Equivalente [63]: o desenvolvimento do modelo bidimensional apresentado nesta tese utilizando o Método dos Elementos Finitos se mostrou proveitoso, ao aproveitar as vantagens desta técnica para resolução de problemas numéricos, notadamente a acurácia nos valores. No entanto, ao se considerar a geometria proposta para o problema (retangular), outros métodos menos complexos podem fornecer resultados aceitáveis com menor esforço computacional. Dentre esses, destaca-se o Método do Circuito Equivalente, dadas as similaridades ao se modelar fenômenos associados a transporte (massa e corrente elétrica);
- b. Implementação da metodologia de modelagem e classificação em dispositivo de monitoramento em tempo real: concessionárias e proprietários de transformadores de potência buscam cada vez mais otimizar o entendimento das condições operativas e da saúde de seus equipamentos, para evitar interrupções não programadas em fornecimento de energia, multas por parte de agentes reguladores, gastos não previstos na folha orçamentária e desgaste perante a sociedade, dentre outros fatores. Nesse cenário, fica evidente as vantagens da utilização de um dispositivo de monitoramento em tempo real, que permita à equipe de operação e manutenção do equipamento verificar as classificações do equipamento e atuar antes da ocorrência de condições operativas adversas

Conclui-se então que o trabalho apresentado nesta tese, composto pelo modelo bidimensional de cálculo da migração de umidade (usando método dos elementos finitos) associado às tabelas de classificação de carregamentos elétricos (considerando os efeitos nocivos da umidade), é eficaz e inovador ao permitir a análise de situações adversas em transformadores de potência, prevenindo-os de estarem sujeitos a condições que podem causar a sua falha.

A ferramenta desenvolvida nesta tese é útil para as equipes de manutenção e operação de concessionárias, contribuindo com um diagnóstico confiável e subsidiando a tomada de decisão quanto a intervenção ou não nos ativos. O método apresentado aqui foi implementado de forma *off-line*, através da elaboração de um *software*. Além disso, os resultados desta tese podem ser utilizados em tempo real, implementando-o em sistemas de monitoramento.

Recomenda-se que concessionárias e proprietários de transformadores de potência façam uso do material intelectual aqui desenvolvido para auxílio ao diagnóstico e acompanhamento operativo de seus transformadores.

## Referências

- [1] CIGRÉ WG A2.50, Guia de Manutenção para Transformadores de Potência, Brasil: CIGRÉ BRASIL, 2013.
- [2] F. R. d. C. Sousa, C. d. J. Ribeiro, A. P. Marques e L. d. C. Brito, “Method for Rating and Analyzing the Combined Effects of Moisture and Temperature on the Oil–Paper Insulation System of Power Transformers by Means of Load Variations,” *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 21 Julho 2020.
- [3] F. R. d. C. Sousa, C. d. J. Ribeiro, L. d. C. Brito, A. P. Marques, A. M. Martins e M. R. Blanco, “Um Dispositivo de Aquisição de Dados para o Monitoramento da Umidade em Sistemas Isolantes Papel-Óleo de Transformadores de Potência,” em *XXIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica - SENDI 2018*, Fortaleza, Brasil, 2018.
- [4] A. P. Marques, G. T. d. Paula, C. d. J. Ribeiro, L. d. C. Brito, R. R. Leite e F. R. d. C. Sousa, “Aplicativo de Configuração e Monitoramento de Transformadores de Potência”. Patente BR512020000924-7, 01 Julho 2019.
- [5] A. P. Marques, G. T. d. Paula, C. d. J. Ribeiro, L. d. C. Brito, R. R. Leite, F. R. d. C. Sousa, R. S. Brandão e I. V. Ribeiro, “Supervisório em Nuvem para Monitoramento de Transformadores de Potência”. Patente BR512020000925-5, Julho 2019.
- [6] Associação Brasileira de Normas Técnicas, NBR 5356-7: Transformadores de Potência Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante, Rio de Janeiro, Brazil: ABNT, 2017.
- [7] International Electrotechnical Commission, International Standard IEC 60076-7 - Loading guide for oil-immersed power transformers, 2005.
- [8] L. J. Zhou, G. N. Wu e J. Liu, “Modeling of Transient Moisture Equilibrium in Oil-paper Insulation,” *IEEE Transactions on Dielectric and Electrical Insulation*, 2008.
- [9] W. Hribernik, G. Pascoli e K. Frohlich, “An advanced model-based diagnosis system for online detection of the moisture content of power transformer insulations,” *IEEE Electrical Insulation*, 2008.
- [10] CIGRÉ WG A2.30, Moisture Equilibrium and Moisture Migration within Transformer Insulation Systems, Paris, France, 2008.

- [11] J. Fabre e A. Pichon, “Deteriorating processes and products of paper in oil,” em *Conférence Internationale des Grands Réseaux à Haute Tension*, Paris, 1960.
- [12] Associação Brasileira de Normas Técnicas, NBR 5416 - Aplicação de cargas em transformadores de potência - Procedimento, Rio de Janeiro: Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1997.
- [13] M. Milasch, *Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante*, São Paulo: Bluscher, 1984.
- [14] T. Oommen e T. Prevost, “Cellulose insulation in oil-filled power transformers: part II - maintaining insulation integrity and life,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, 2006.
- [15] A. P. Marques, *Diagnóstico otimizado de transformadores de potência: integração de técnicas preditivas*, Goiânia: Kelps, 2019.
- [16] Associação Brasileira de Normas Técnicas, NBR 10710: Líquidos Isolantes Elétricos: Determinação do Teor de Água, Rio de Janeiro, 2006.
- [17] Enel Distribuição Goiás, “Base de dados de características técnicas dos transformadores de potência cadastrados no sistema SAP,” Goiânia, 2020.
- [18] CIGRÈ WG D1.52, *Moisture Measurement and Assessment in Transformer Insulation - Evaluation of Chemical Methods and Moisture Capacitive Sensors*, 2018.
- [19] D. R. Morais, E. Bencz e J. G. Rolim, “Condition Assessment of Power Transformers Through the Integration of Historical and On-line Data in a Multi-Agent System,” *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, p. 93–102, Fevereiro 2014.
- [20] Meter Test Equipment, “Hydrocal 1001+ - Analisador de gases compostos no óleo com sensor de umidade,” São Paulo, 2013.
- [21] GE Digital Energy, “Hydran M2,” 2013.
- [22] ABB, “CoreSense Hydrogen and Moisture Sensor,” 2018.
- [23] D. Martin, T. Saha, T. Gray e K. Wyper, “Determining Water in Transformer Paper Insulation: Effect of Measuring Oil Water Activity at Two Different Locations,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Maio/Junho 2015.
- [24] T. Oommen, “Moisture Equilibrium Charts for Transformer Insulation Drying Practice,” *IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems*, 1984.
- [25] Associação Brasileira de Normas Técnicas, NBR 10576: Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos - diretrizes para supervisão e manutenção, Rio de Janeiro:

Associação Brasileira de Normas Técnicas, 2017.

- [26] L. P. Carriel, Carregamento e Envelhecimento de Transformadores Elétricos de Potência e Aspectos Prioritários Para a Manutenção Baseada na Condição, Campinas, Brasil: Universidade Estadual de Campinas, 2012.
- [27] X. Su, L. Chen, Y. Liu, C. Pan e W. Chen, “A Numerical Method to Calculate Winding Temperature Distribution for Oil Immersed Transformers,” em *International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)*, 2014.
- [28] A. P. Marques, C. d. J. Ribeiro, C. H. B. Azevedo, J. A. L. d. Santos, F. R. d. C. Sousa e L. d. C. Brito, “Power transformer disruptions- a case study,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, pp. 17 - 21, Março 2014.
- [29] J. Hill, Z. Wang, Q. Liu, C. Krause e D. Walker, “Review of experiments investigating transformer insulation condition on bubble inception temperature,” em *12th IEEE International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials*, Xi'an - China, 2018.
- [30] M. Koch e S. Tenbohlen, “Evolution of bubbles in oil-paper insulation influenced by material quality and ageing,” *IET Electric Power Applications*, p. 7, 2011.
- [31] M. Gao, Q. Zhang, H. Ni, Y. Ding e W. Yuan, “Study on Gas Bubble Formation in Single-layer Paper Insulation,” em *1st International Conference on Electrical Materials and Power Equipment*, Xi'an, China, 2017.
- [32] T. V. Oommen e S. R. Lindgren, “Bubble Evolution from Transformer Overload,” *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2001 IEEE/PES*, vol. 1, pp. 137 - 142, October 2001.
- [33] M. Gao, Q. Zhang, Y. Ding, T. Wang, H. Ni e W. Yuan, “Investigation on Bubbling Phenomenon in Oil-paper Insulation,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2017.
- [34] P. Przybyłek, “The Influence of Cellulose Insulation Aging Degree on its Water Sorption Properties and Bubble Evolution,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, pp. 906-912, Junho 2010.
- [35] T. V. Oommen e S. R. Lindgren, “Bubble evolution from transformer overload,” em *2001 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Atlanta, GA, USA, 2001.
- [36] A. K. Coker, Ludwig's applied process design for chemical and petrochemical plants, vol.

- 3, Houston: Gulf Professional Publishing, 2014.
- [37] Associação Brasileira de Normas Técnicas, NBR 7274: Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço, Rio de Janeiro, 2012.
- [38] R. Jaday, T. Saha e C. Ekanayake, “Understanding Moisture Diffusion Process in Oil-Impregnated Pressboard Insulation of Transformer,” *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011.
- [39] A. P. Marques, F. R. d. C. Sousa, L. d. C. Brito, C. J. Ribeiro, C. H. Azevedo e J. A. L. Santos, “A Mathematical Contribution to the Analysis of Moisture Migration in Power Transformer Oil-Paper Insulation Systems,” *IEEE Symposium on Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics and Drives*, p. 6, 1-4 September 2015.
- [40] B. García, R. Villaroel e D. García, “A multiphysical model to study moisture dynamics in transformers,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2019.
- [41] A. P. Marques, Eficiência Energética e Vida Útil de Transformadores de Distribuição imersos em Óleo Mineral Isolante, Goiânia: Universidade Federal de Goiás, 2004.
- [42] W. Hribernik, G. Pascoli e K. Frohlich, “An advanced model-based diagnosis system for online detection of the moisture content of power transformer insulations,” *Conference Record of the 2008 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, 2008.
- [43] V. Sarfi, S. Mohajeryami e A. Majzoobi, “Estimation of water content in a power transformer using moisture dynamic measurement of its oil,” *IET High Voltage*, vol. 2, pp. 11-16, 2017.
- [44] B. García, J. Burgos, A. Alonso e J. Sanz, “A moisture-in-oil model for power transformer monitoring - Part I: Theoretical foundation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. vol 20, nº no 2, pp. pp 1417 - 1422, abr 2005.
- [45] B. García, J. Burgos, A. Alonso e J. Sanz, “A moisture-in-oil model for power transformer monitoring - Part II: Experimental verification,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. vol 20, nº no 2, pp. pp 1423 - 1429, abr 2005.
- [46] F. Scatiggio, L. Calcara e M. Pompili, “Risk Prevention for HV Transformers: Beyond the Health Index,” em *2016 Electrical Insulation Conference (EIC)*, Montreal, Canada, 2016.
- [47] N. Dominelli, M. Lau, D. Olan e J. Newell, “Equipment Health Rating of Power Transformers,” em *Conference Record of the 2004 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Indianapolis, Estados Unidos, 2004.

- [48] J. C. d. Jesus, Simulação Computacional para Solução da Equação da Difusão Transiente Bidimensional utilizando o Método dos Elementos Finitos e o Método dos Elementos de Contorno, Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1999.
- [49] J. Alberty, C. Carstensen e S. A. Funken, “Remarks around 50 lines of Matlab: short finite element implementation,” Numerical algorithms, 1999.
- [50] Y. A. Çengel e A. J. Ghajar, Transferência de calor e massa: uma abordagem prática, 4ª ed., AMGH, 2012.
- [51] R. D. V. Rodríguez, Moisture Dynamics in Transformers Insulated with Natural Esters, Madrid, Espanha: University Carlos III Of Madrid, 2015.
- [52] L. R. José Carlos, Simulação via Método dos Elementos Finitos da distribuição tridimensional de temperatura em estruturas em situação de incêndio, Belo Horizonte: Universidade Federal de Minas Gerais, 2004, p. 195.
- [53] J. C. L. Ribeiro, Simulação via Método dos Elementos Finitos da Distribuição Tridimensional de Temperatura em Estruturas em Situação de Incêndio, Belo Horizonte: Universidade Federal de Minas Gerais, 2004.
- [54] O. C. Zienkiewicz e R. L. Taylor, The Finite Element Method, 5ª ed., vol. Volume 1: The Basis, Butterworth-Heinemann, 2000.
- [55] B. R. Munson, D. F. Young e T. H. Okiishi, Fundamentos da Mecânica dos Fluidos, São Paulo: Edgard Blucher, 2004.
- [56] Y. Çengel e A. Ghajar, Heat and Mass Transfer: fundamentals and applications, 4ª ed ed., McGraw Hill Higher Education, 2014.
- [57] A. P. Marques e F. P. Marques, *Software CTransf -- Carregamento de Transformadores, modelagem térmica*, Goiânia, 2001.
- [58] Mathworks, “Matlab R2018a”. 2018.
- [59] MTE - Meter Test Equipment, “HYDROCAL 1001+ Analisador de gases compostos no óleo com sensor de umidade,” São Paulo - SP, 2013.
- [60] A. Elmoudi, “Transformer windings hot spot temperature modeling and simulation,” em *2014 IEEE 27th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, Toronto, ON, Canada , 2014.
- [61] C. Ribeiro, A. P. Marques, C. H. B. Azevedo, J. A. L. d. Santos, A. S. Rocha, R. B. Nascimento, L. P. Oliveira e L. C. Brito, “Projeto de P&D 321: Desenvolvimento de uma

- Metodologia Otimizada e de um Sistema Inteligente de Diagnóstico e de Planejamento para a área de Engenharia de Manutenção em Transformadores de Potência,” [Online]. Available: <https://sites.google.com/ufg.br/cacilda/pd321?authuser=4>. [Acesso em 08 setembro 2020].
- [62] M. Scala, “Moisture assessment in transformers including overloading limits,” *Elektrotechnik und Informationstechnik*, pp. Volume 125, Issue 12, pp 439–443, dec. 2008.
- [63] A. Ramos, Desenvolvimento do método do circuito equivalente para análise numérica de processos elétricos em tecidos biológicos, Florianópolis, Brasil: Universidade Federal de Santa Catarina, 2003.
- [64] A. Bétié, F. Meghnefi, I. Fofana e Z. Yéo, “On the Impacts of Ageing and Moisture on Dielectric Response of Oil Impregnated Paper Insulation Systems,” em *2012 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, Montreal, Canada, 2012.
- [65] T. K. Saha e P. Purkait, “Understanding the Impacts of Moisture and Thermal Ageing on Transformer's Insulation by Dielectric Response and Molecular Weight Measurements,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, April 2008.
- [66] T. V. Oommen, “Moisture Equilibrium in Paper-Oil Insulation Systems,” em *1983 EIC 6th Electrical/Electrical Insulation Conference*, Chicago, EUA, 1983.

# **Apêndice A - Um Dispositivo de Aquisição de Dados para o Monitoramento da Umidade em Sistemas Isolantes Papel-Óleo de Transformadores de Potência**

Este apêndice tem como objetivo apresentar um dispositivo de aquisição de dados dos valores de temperatura e umidade em óleos minerais, desenvolvido com o intuito de se realizar o monitoramento do sistema isolante papel-óleo de transformadores de potência. A utilização deste dispositivo permite o acompanhamento, em tempo real, do processo de secagem da parte ativa, o que gera uma melhoria na programação das equipes de manutenção para a execução da atividade de tratamento de transformadores.

## **A.1. Introdução**

Em subestações de energia elétrica, os transformadores de potência desempenham papel essencial por possibilitarem a transmissão de energia elétrica entre geração e carga, mesmo que a grandes distâncias, adequando os níveis de tensão e corrente. Assim, deve-se buscar a redução de falhas nestes equipamentos, evitando gastos desnecessários com interrupções não-programadas no fornecimento de energia, manutenções corretivas, multas e indenizações. Conforme apresentado em [1], aproximadamente 40% das falhas em transformadores de potência estão relacionadas a componentes impactados pelo efeito da umidade. Desta forma, um sistema de monitoramento dos níveis de umidade no interior de transformadores de potência se mostra viável, visando acompanhar o estado e concentração de umidade em óleos isolantes, que permita o subsídio para a validação de pesquisas sobre o tema.

Desta forma, esse trabalho se justifica devido à importância de se analisar a dinâmica da umidade no sistema isolante papel-óleo de transformadores de potência, considerando os riscos que a presença de água pode trazer a estes equipamentos, afetando suas características elétricas e mecânicas: envelhecimento precoce do sistema isolante, possibilidade de formação e evolução de descargas parciais, decaimento do isolamento elétrico, possibilidade de formação de bolhas e/ou água livre [2]. Tal análise é de especial interesse por permitir entender estes efeitos nocivos, reduzindo assim o risco de falha da isolação quando da submissão do transformador a contingências severas de operação – tais como elevação ou decaimento abrupto de carga, ou ainda a condições especiais de carregamento – o que pode causar danos no sistema isolante e,

consequentemente, levar à falha do próprio equipamento.

## A.2. Desenvolvimento

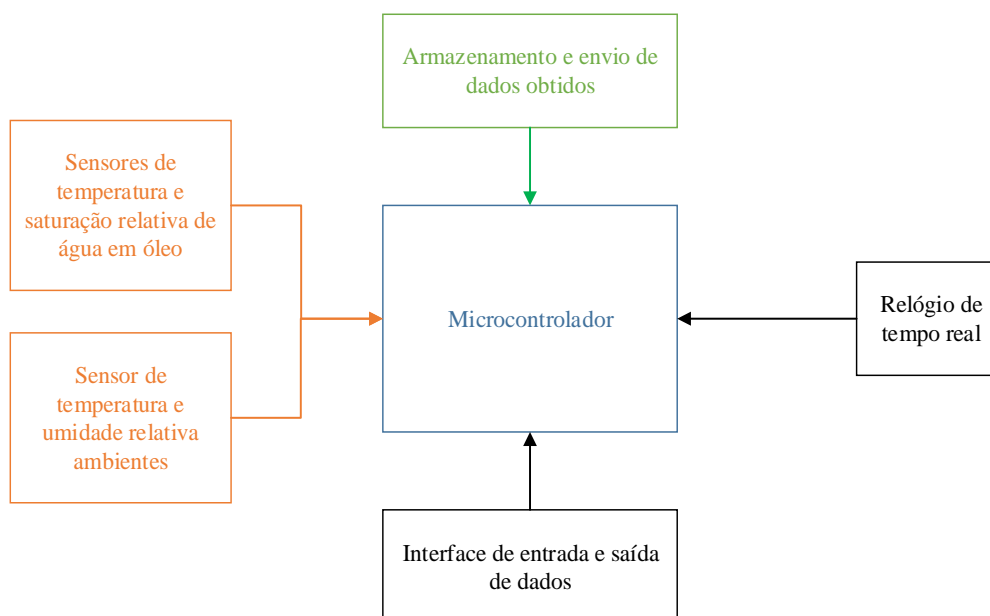
### A.2.1. Requisitos básicos do dispositivo

Neste trabalho, foi desenvolvido um dispositivo de monitoramento de umidade aqui apresentado, denominado MUSPO-DAQ, que possui as seguintes características: fácil montagem em transformadores de potência e em máquinas de tratamento de óleo; possibilidade de aquisição de dados de temperatura e saturação relativa em óleos isolantes, bem como temperatura e umidade relativa ambientes, em três pontos distintos de transformadores [3]; dimensões e peso reduzidos; projeto aberto (*open-hardware* e *open-software*) permitindo facilidade em melhorias futuras; baixo custo de construção e manutenção; alimentação em 110 V ou 220 V, em tensão alternada, bem como 12 V, em tensão contínua; e proteção contra interferências eletromagnéticas e intempéries. Com estas considerações, o protótipo foi projetado, montado e submetido a ensaios com a validação de sua eficiência de funcionamento, conforme apresentado a seguir.

### A.2.2. *Hardware* do dispositivo de aquisição de dados

O diagrama em blocos que representa o circuito eletrônico do dispositivo é apresentado na Figura A.1. Este diagrama é dividido em cores e funcionalidades, a saber: processamento de dados (na cor azul); amostragem de sensores (cor laranja); armazenamento e envio de dados (linhas de cor verde); e entrada e saída de dados e informações adicionais (na cor preta).

Figura A.1. Diagrama em blocos do circuito eletrônico do MUSPO-DAQ



Fonte: próprio autor (2020).

O hardware selecionado para a composição do dispositivo é conforme a relação seguinte:

- Unidade de Processamento de Dados: Arduino Mega 2560 [4];
- Sensor de temperatura e umidade relativa ambientes: DHT22 [5];
- Sensor de temperatura e saturação relativa de água em óleo: LDH100 [6];
- Interface com o usuário: display LCD 16X2 e teclado de 7 teclas;
- Armazenamento de dados: cartão SD 4GB, ligado em um módulo de interface com o Arduino, alimentados por um conversor bidirecional de tensão contínua 5,0V – 3,3V;
- Alimentação: conversor tensão alternada-tensão contínua chaveado, 12V 5 A, ligada em paralelo com uma bateria selada de 12 V e 1,3 Ah (fornece uma autonomia estimada de 20 horas ao dispositivo).

Para armazenagem do MUSPO-DAq, um invólucro metálico foi desenvolvido, propiciando suporte das placas de circuito impresso e demais componentes, bem como proteção contra água e interferência eletromagnética. Este invólucro, apresentado na Figura A.2, é feito utilizando um painel de comando elétrico, de dimensões 300 mm X 300 mm X 200 mm (altura, largura, profundidade). Além disto, foi desenvolvido um suporte metálico para esta caixa.

Figura A.2 - Invólucro metálico de proteção dos dispositivos eletrônicos: (a) dispositivo montado em suporte metálico; (b) vista interna de placas de circuito eletrônico e interface do dispositivo com o usuário



(a)



(b)

Fonte: próprio autor (2018).

O valor gasto para a confecção de uma unidade do protótipo do dispositivo em 2018, incluindo a aquisição de dois sensores de umidade em óleo, é de R\$6.809,68.

O princípio de funcionamento do sensor de temperatura e umidade em óleo pode ser entendido através da imersão de um capacitor na amostra a ser monitorada. Uma vez que a constante dielétrica deste capacitor depende da temperatura e da saturação relativa do óleo no qual está imerso, é possível a obtenção destes valores através da medição da constante de tempo de decaimento deste circuito capacitivo. A faixa de temperatura que o sensor mede é de  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  a  $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ , e a faixa de saturação relativa é de  $0\%$  a  $100\%$ . Tal sonda fornece estas informações através de dois canais, cuja saída é do tipo analógica, com corrente variando de  $4\text{ mA}$  a  $20\text{ mA}$ .

Convém destacar que o sensor escolhido não faz a medição de concentração de umidade no óleo – em ppm, partes por milhão – mas sim, mede o valor da saturação relativa de água no óleo (em %). A relação entre essas grandezas é apresentada na Equação (A.1) [7], onde percebe-se que a saturação relativa ( $SR$ ) depende da concentração absoluta de água no óleo ( $C_{\text{óleo}}$ ), e é inversamente proporcional à concentração de saturação de água em óleo ( $C_{\text{óleo,sat}}$ ). Esta grandeza, por sua vez, depende da temperatura do óleo isolante ( $\theta$ ) e de características específicas desta amostra de óleo (parâmetros  $a$  e  $b$ ), conforme apresentado na Equação (A.2). Analisando

as Equações (A.1) e (A.2), nota-se que a saturação relativa aumenta com o aumento da quantidade de água dissolvida no óleo, e diminui com o aumento da temperatura. Na Tabela A.1 são apresentados alguns valores padrão para os parâmetros  $a$  e  $b$ .

$$SR = \frac{C_{\acute{o}leo}}{C_{\acute{o}leo,sat}} \quad (A.1)$$

$$C_{\acute{o}leo,sat} = a \cdot e^{-b/\theta} \quad (A.2)$$

Tabela A.1 - Constantes para cálculo de solubilidade de água em óleos

Tipo de óleo	$a$	$b$
1	$16,97 \cdot 10^6$	3777
2	$24,65 \cdot 10^6$	3835
3 (óleo envelhecido com índice de acidez igual a 0,49 mg KOH/g)	$1,84 \cdot 10^6$	2752

Fonte: adaptado de [7].

Para converter os valores de corrente associadas à saturação relativa e temperatura ( $I_{SR}$  e  $I_T$ ), na faixa de 4 mA a 20 mA, em saturação relativa (variando entre 0% e 100%) e temperatura do óleo (faixa de -20 °C a 120 °C), utilizou-se as fórmulas apresentadas nas Equações (A.3) e (A.4), implementadas diretamente no *firmware* do Arduino.

$$SR = \frac{I_{SR}-4}{0,16} \quad (A.3)$$

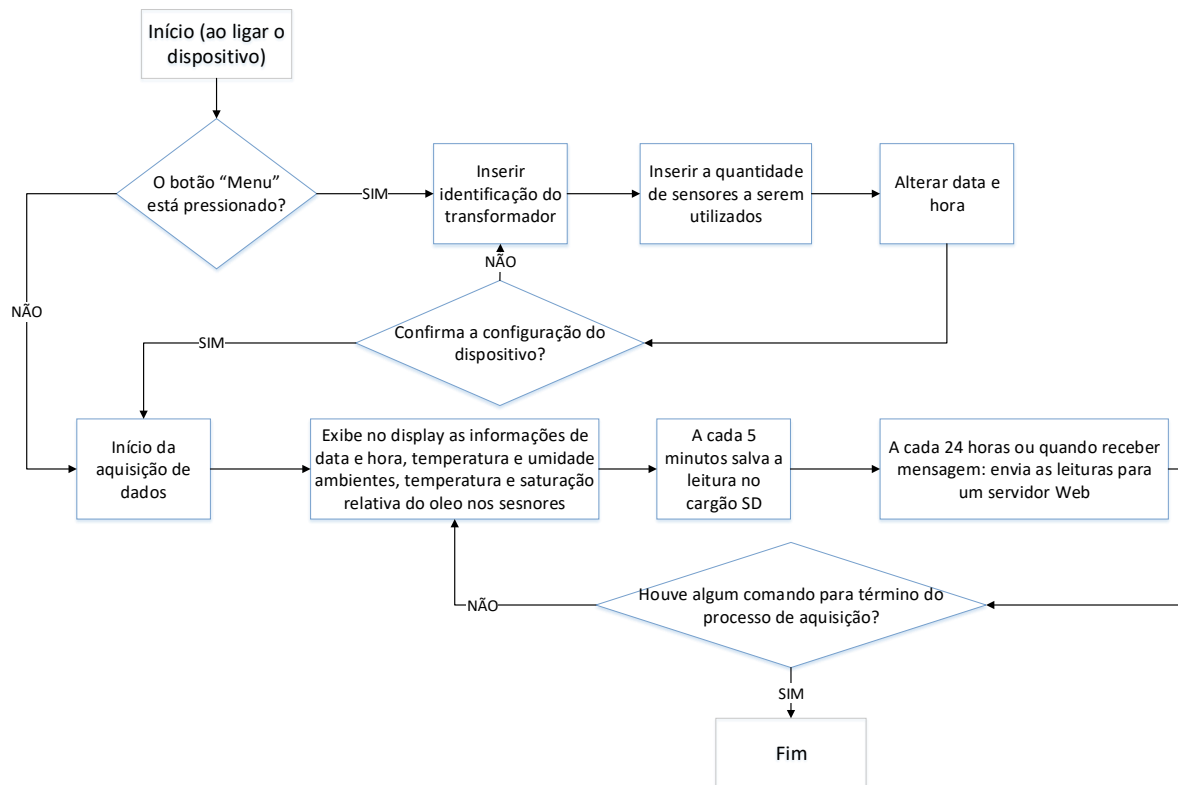
$$T = \frac{35 \cdot I_T - 220}{4} \quad (A.4)$$

### A.2.3. *Firmware* do dispositivo de aquisição de dados

O algoritmo embarcado no MUSPO-DAQ executa duas etapas, a saber: uma primeira etapa, opcional, de configuração do dispositivo. Nesta etapa, o usuário pode inserir a identificação do transformador de potência e a quantidade de sensores que serão utilizados, bem como alterar a data e a hora que serão armazenadas no dispositivo.

A segunda etapa do algoritmo do *firmware* consiste na aquisição dos dados dos sensores, exibição destes valores no display do dispositivo, e gravação destes dados em cartão SD.

Um fluxograma que apresenta o algoritmo do *firmware* é apresentado na Figura A.3.

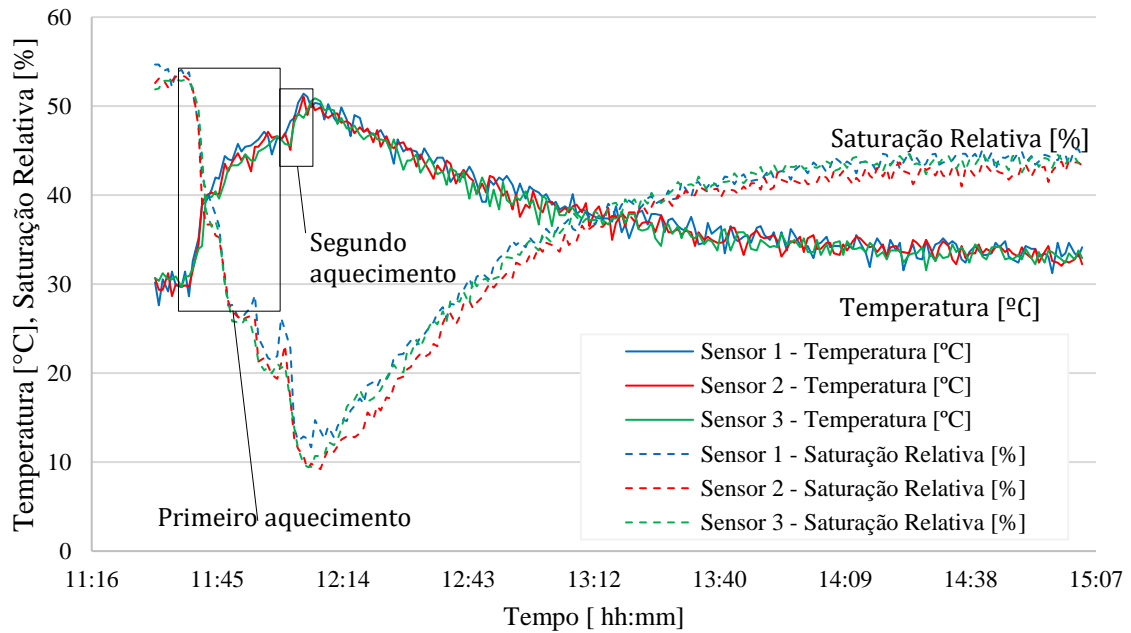
Figura A.3 – Fluxograma do algoritmo do *firmware*

Fonte: próprio autor (2018).

#### A.2.4. Validação 1 – Teste Laboratorial de aquecimento

A fim de verificar o funcionamento do dispositivo, um primeiro teste foi realizado, a nível laboratorial. Neste ensaio, três sensores de temperatura e umidade foram utilizados, e imersos na mesma amostra de óleo mineral isolante, dentro de um único recipiente. Inicialmente a amostra de óleo estava a temperatura ambiente, sendo posteriormente submetida a dois ciclos de aquecimento. Ao término desta etapa, o resfriamento natural desta amostra de óleo foi observado. A resposta dos sensores, mostrando os valores de temperatura e saturação relativa do óleo, é apresentada na Figura A.4.

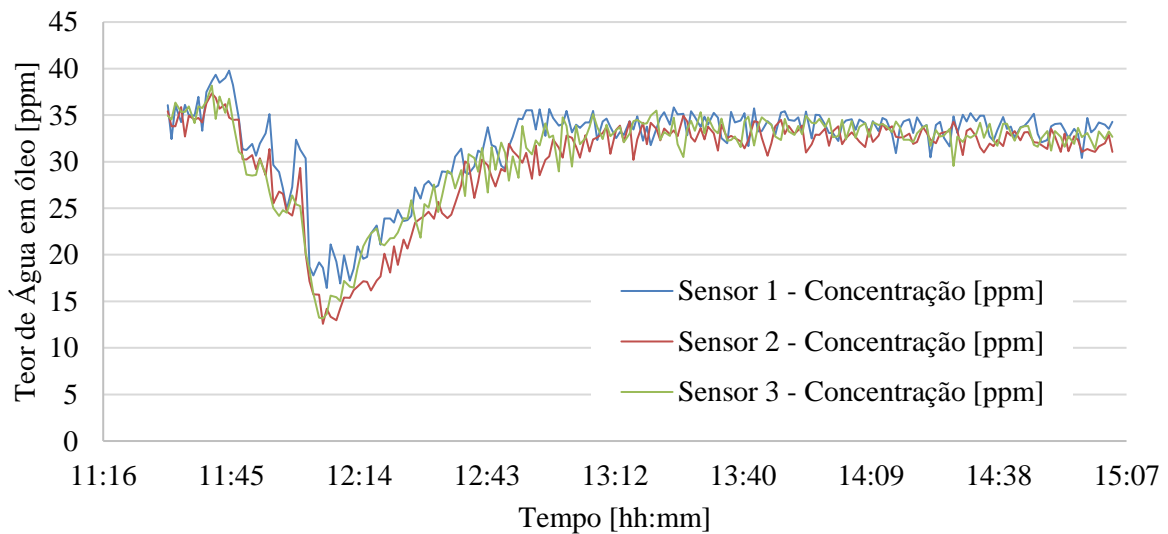
Figura A.4. Teste laboratorial de aquecimento e resfriamento: medição de temperatura e saturação relativa de amostra de óleo



Fonte: próprio autor (2018).

Aplicando as Equações (A.1) e (A.2) aos valores exibidos na Figura A.4, é possível obter os valores de concentração de umidade em óleo. Estes valores são apresentados na Figura A.5.

Figura A.5. Teste laboratorial de aquecimento e resfriamento – concentração de água dissolvida em óleo



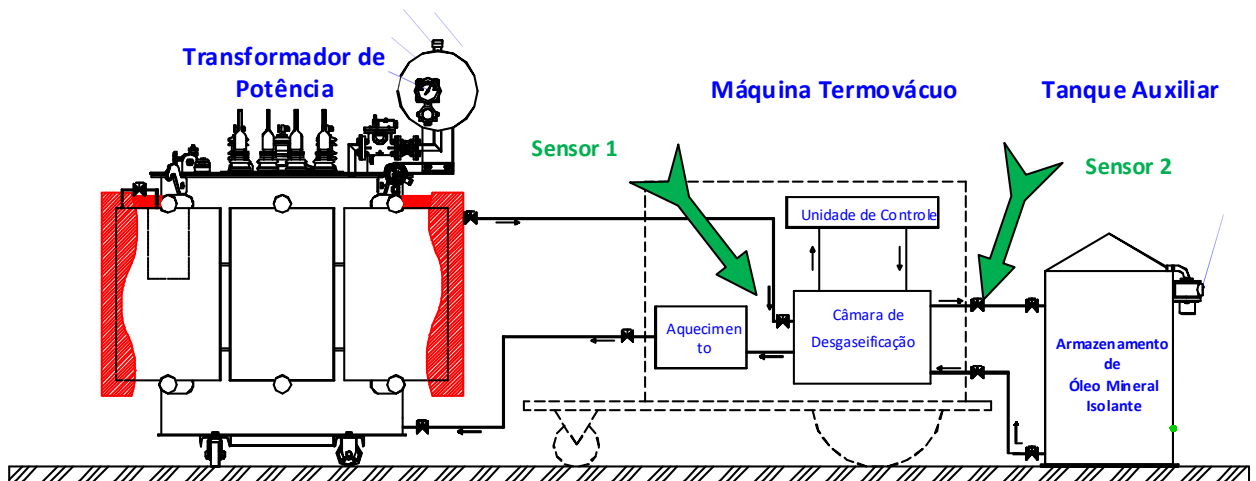
Fonte: próprio autor (2018).

### A.2.5. Monitoramento de secagem em transformador de potência

Uma segunda etapa de monitoramento ocorreu durante o processo de tratamento e desidratação da parte ativa de um transformador trifásico de potência, de 5/6,25 MVA, 69 kV / 13,8 kV, pertencente aos ativos da Enel Distribuição Goiás [8]. Através da análise das características técnicas do equipamento, observou-se que este transformador possuía os seguintes valores de massas: 4950 kg para o tanque e acessórios; 4050 kg de óleo mineral isolante; e 6000 kg para o núcleo e bobinas.

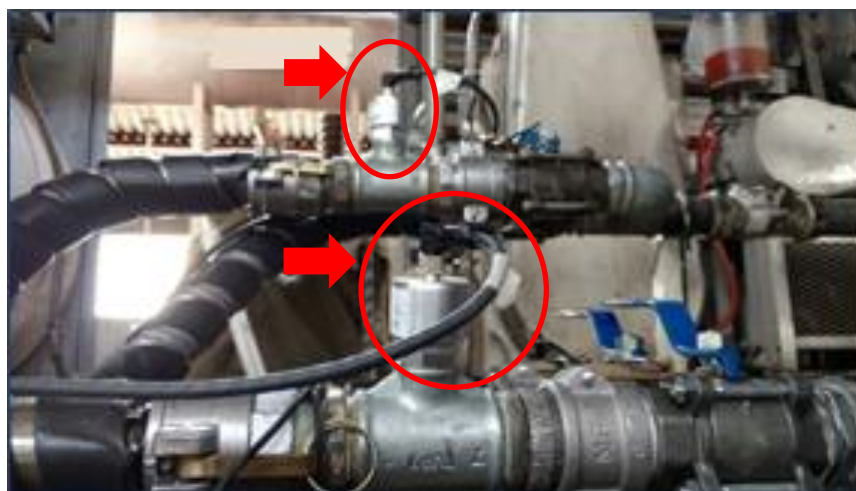
O processo de conexão da máquina de secagem e desgaseificação da isolação papel-óleo da parte ativa (máquina de termovácuo) ao transformador e ao tanque auxiliar (local onde é realizado o tratamento do óleo mineral isolante) é apresentado na Figura A.6. Na Figura A.7 é apresentada uma foto da conexão dos sensores de temperatura e umidade em óleo aos registros de entrada e saída da máquina de termovácuo.

Figura A.6. Diagrama representativo da conexão da máquina de termovácuo ao transformador de potência e ao tanque auxiliar



Fonte: próprio autor (2020)

Figura A.7. Sensores conectados aos registros de entrada e saída da máquina de termovácuo de transformadores



Fonte: próprio autor (2018).

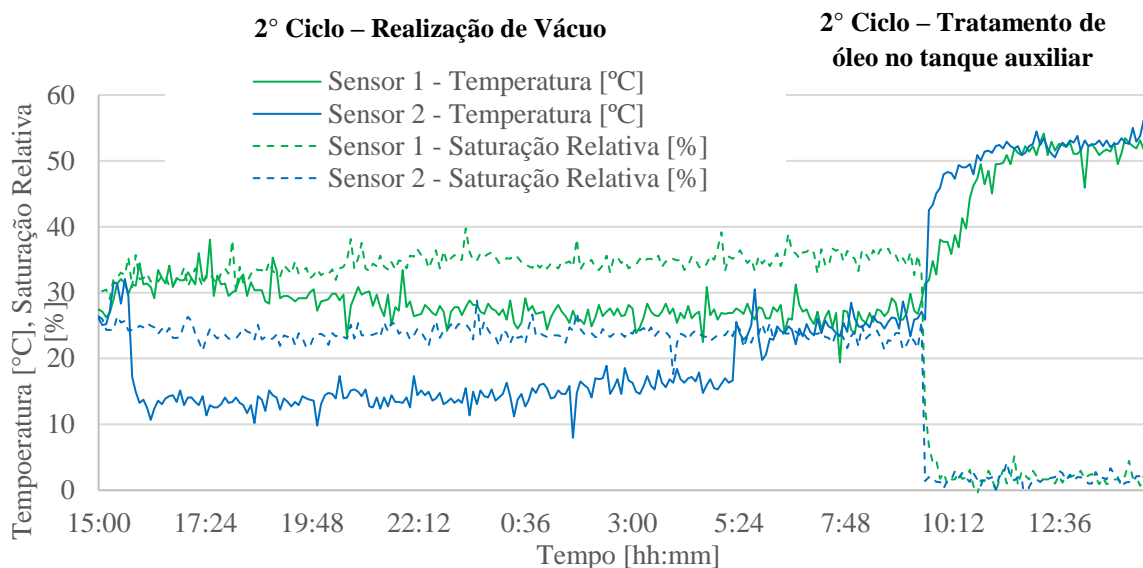
Usualmente o processo de desidratação e desgaseificação de transformadores de potência é realizado em ciclos, podendo ser dividido nas seguintes etapas:

- Retirada de todo o óleo do tanque principal do transformador de potência para o tanque auxiliar (apresentado na Figura A.6);
- Realização de vácuo no tanque principal do transformador, realizando a equalização de pressão entre todas as partes do equipamento;
- Aquecimento e desidratação do óleo no tanque auxiliar, utilizando a câmara de desgaseificação, apresentada na Figura A.6;
- Transferência do óleo que está no tanque auxiliar para o tanque principal; e
- Circulação de óleo aquecido dentro do circuito tanque principal do transformador – câmara de desgaseificação;

Para realizar o processo de desidratação no transformador em estudo, foram realizados três ciclos completos, com todas as etapas anteriormente citadas. O dispositivo de monitoramento obteve dados do segundo e terceiro ciclos.

Os valores de temperatura e saturação relativa do óleo no segundo ciclo são apresentados na Figura A.8. Nesta figura, nota-se o efeito que as etapas de vácuo no tanque principal do transformador e da realização de tratamento de óleo do tanque auxiliar geram na resposta dos sensores. Durante o processo de vácuo, não há fluxo de óleo nos sensores. Desta forma, as leituras obtidas nesta etapa devem ser ignoradas.

Figura A.8 – Processo de desidratação em transformador - temperatura e saturação relativa de óleo durante o segundo ciclo

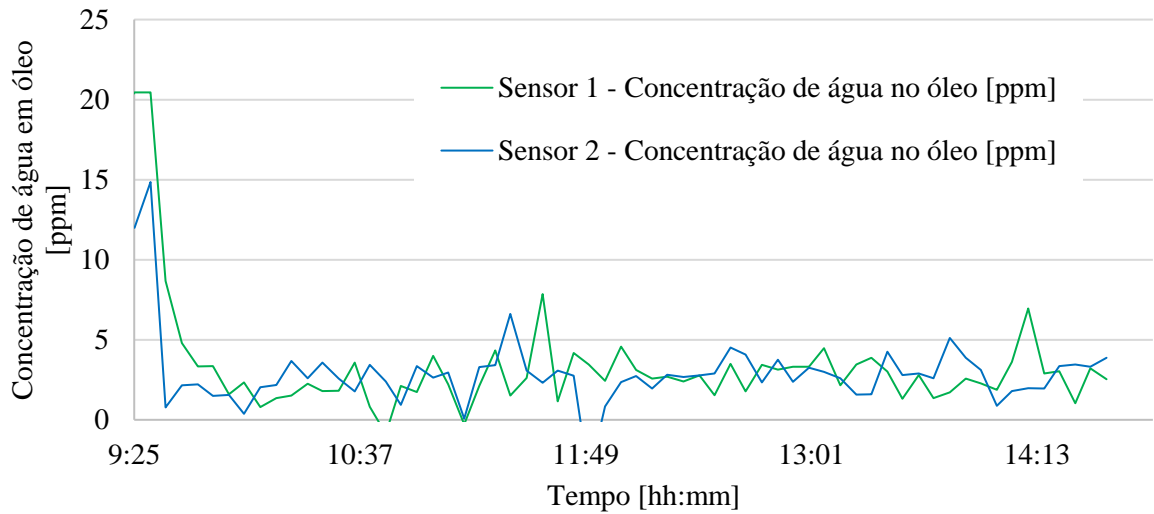


Fonte: próprio autor (2018).

Da análise da Figura A.8 observa-se que a saturação relativa de água em óleo decai com o aumento de temperatura, o que comprova o comportamento observado pelas Equações (A.1) e (A.2). Este fenômeno explica o porquê do aquecimento do óleo no processo de desidratação da parte ativa de transformador, uma vez que a diminuição da saturação relativa implica no aumento do poder de absorção de água, proveniente da parte ativa, pelo óleo.

Utilizando as Equações (A.1) e (A.2), é possível obter o valor do teor de água em óleo, em ppm, para a etapa de tratamento de óleo no tanque auxiliar, durante o segundo ciclo. Estes valores são apresentados na Figura A.9, na qual é possível perceber que, através do processo de degaseificação, rapidamente se reduz a quantidade de água dissolvida em óleo, para depois este valor atingir um patamar, no qual a etapa de desidratação do óleo não é mais eficiente.

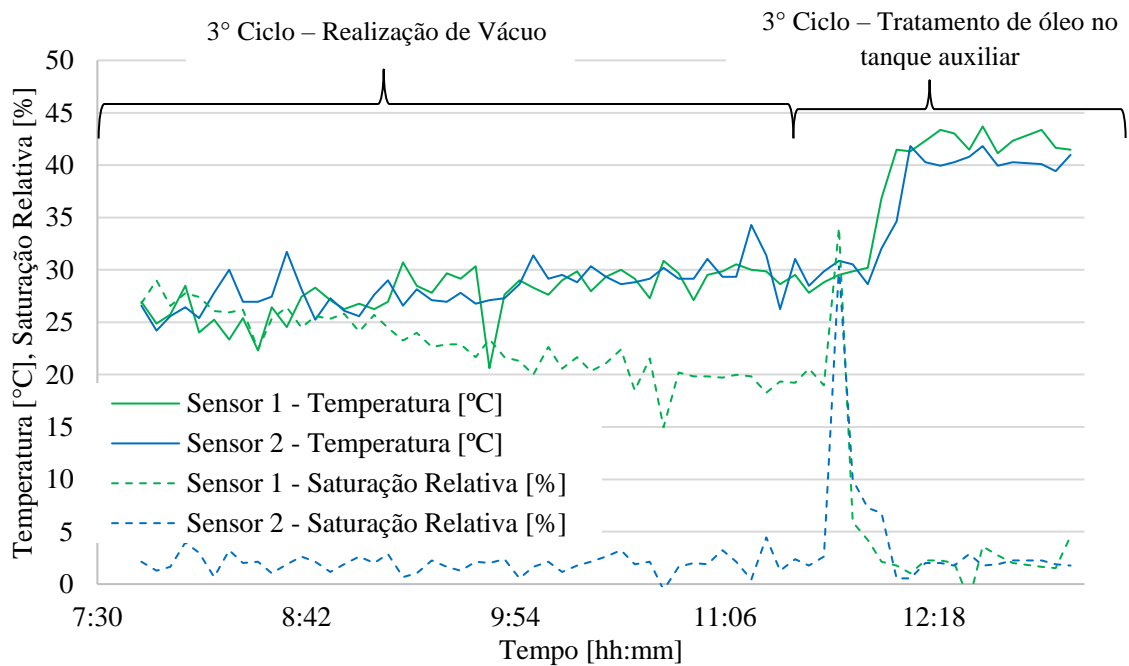
Figura A.9 – Processo de desidratação em transformador - temperatura e saturação relativa de óleo durante o segundo ciclo



Fonte: próprio autor (2018).

Os dados coletados durante o 3º Ciclo são apresentados na Figura A.10. Durante o período em que houve coleta de dados, o dispositivo monitorou as etapas de vácuo no transformador e desidratação de óleo do tanque auxiliar.

Figura A.10 – Processo de desidratação em transformador - temperatura e saturação relativa de óleo durante o terceiro ciclo

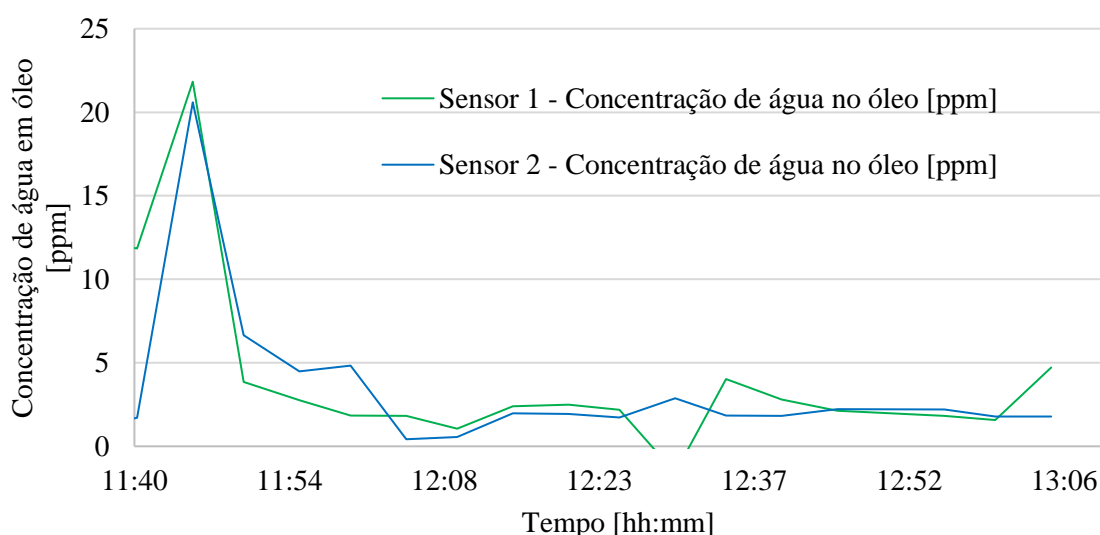


Fonte: próprio autor (2018).

Através da análise da Figura A.10, constata-se que no início do processo de tratamento de óleo do tanque auxiliar houve uma súbita elevação na saturação relativa lida pelos sensores 1 e 2. Tal comportamento é associável ao fato de que durante a etapa de vácuo no transformador não havia fluxo de óleo nos sensores. Desta forma, as grandezas obtidas nesta etapa devem ser ignoradas. No início do tratamento de óleo, o valor de saturação relativa se elevou, uma vez que circulou nos sensores óleo com maior concentração de umidade do que o resíduo que se encontrava anteriormente. Ao longo do processo de tratamento do óleo, os valores de saturação relativa diminuíram, pois houve uma diminuição nos valores de concentração de água no óleo, e houve também uma elevação no valor da temperatura.

Aplicando as Equações (A.1) e (A.2) aos dados da Figura A.10, é possível obter os valores de concentração de água dissolvida no óleo, apresentados na Figura A.11. Assim como percebido pela análise da Figura A.9, na Figura A.11 constata-se a eficácia do processo de tratamento do óleo isolante: nos primeiros instantes, a concentração de água do óleo que entra na máquina de termovácuo (sensor 1) é superior a concentração do óleo que sai da máquina (sensor 2). À medida que o processo vai evoluindo, a eficiência da desidratação do óleo vai diminuindo, e os valores de concentração de água em óleo na entrada e na saída da máquina se equiparam, atingindo um patamar de equalização.

Figura A.11. Processo de desidratação em transformador - concentração de água no óleo durante o terceiro ciclo



Fonte: próprio autor (2018).

Para se comprovar a eficácia e precisão de medição do dispositivo, diversas amostras de óleo foram coletadas durante o processo de desidratação, para a realização de posteriores análises laboratoriais. Na Tabela A.2 é apresentado uma comparação entre os valores de concentração de água no óleo obtidas via dispositivo de monitoramento e laboratório, em uma amostra coletada na entrada da máquina de termovácuo (sensor 1). Analisando os resultados obtidos, comprova-se a eficácia da medição do dispositivo, com um erro de 0,87%.

Tabela A.2. Comparação entre os resultados obtidos via análise laboratorial e via dispositivo de monitoramento

Data e hora da amostra	Concentração de água dissolvida em óleo [ppm]		
	Análise Laboratorial	Sensor 1	Sensor 2
28/06/2017 14:10	6,90 ppm	6,96 ppm	1,98 ppm

Fonte: próprio autor (2018).

### A.3. Conclusões

A utilização de um dispositivo de monitoramento dos níveis de umidade e temperatura em óleo isolantes é interessante para concessionárias de energia elétrica e congêneres, por permitir a possibilidade do acompanhamento em tempo real do transformador de potência, quando se compara ao método de coleta de amostras de óleo em campo para posterior análise, via ensaios laboratoriais. Assim, é possível prever o estado do sistema isolante de transformadores de potência. Desta forma, o MUSPO-DAQ se mostrou eficiente, permitindo a análise do processo de secagem de um transformador de potência através da observação contínua ao longo do tempo.

Através da análise dos resultados obtidos em laboratório e em campo, comprova-se a funcionalidade do MUSPO-DAQ, onde se observa que o dispositivo permite alcançar os pré-requisitos inicialmente propostos, a saber: facilidade de instalação e utilização; dimensões e pesos reduzidos; baixo custo; alimentação em tensões alternada e contínua; possibilidade de aquisição de dados de sensores diversos. Assim, este protótipo se mostra promissor para a realização do monitoramento de níveis de umidade e saturação relativa em óleos isolantes. Atualmente, o dispositivo aqui apresentado encontra-se em utilização na Enel Distribuição Goiás, e foi construído no âmbito de projeto de Pesquisa e Desenvolvimento em parceria com a Universidade Federal de Goiás.

Portanto, em comparação com outros dispositivos encontrados comercialmente, nota-se

que as principais vantagens do MUSPO-DAQ são: a possibilidade de amostrar dados em vários pontos do transformador, aliado ao baixo custo de montagem do equipamento. Observando-se que, em continuidade dos estudos nesta área, está em implementação a comunicação do dispositivo desenvolvido com um computador ou smartphone utilizando tecnologia sem fio, proporcionando obtenção em tempo real dos dados aquisitados, visando uma contribuição a mais desta ferramenta de apoio ao monitoramento, auxiliando na tomada de decisão das equipes de manutenção.

## Referências

- [1] A. P. Marques, C. d. J. Ribeiro, C. H. B. Azevedo, J. A. L. d. Santos, F. R. d. C. Sousa e L. d. C. Brito, “Power transformer disruptions- a case study,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, pp. 17 - 21, Março 2014.
- [2] Y. Du, M. Zahn, B. Lesieutre, A. V. Mamishev e S. R. Lindgren, “Moisture equilibrium in transformer paper-oil systems,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, pp. 11 - 20, Janeiro 1999.
- [3] D. Martin, T. Saha, T. Gray e K. Wyper, “Determining Water in Transformer Paper Insulation: Effect of Measuring Oil Water Activity at Two Different Locations,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Maio/Junho 2015.
- [4] ARDUINO, “Arduino Mega 2560,” [Online]. Disponível em: <https://store.arduino.cc/usa/mega-2560-r3>. Acesso em 11 de agosto de 2020.
- [5] AOSONG ELECTRONICS CO, “Temperature and Humidity module AM2302 Product Manual,” 2017.
- [6] IFM ELECTRONIC, “Installation Instruções Oil humidity sensor LDH100,” 2014.
- [7] CIGRÈ WG A2.30, Moisture Equilibrium and Moisture Migration within Transformer Insulation Systems, Paris, France, 2008.
- [8] Enel Distribuição Goiás, “Base de dados de características técnicas dos transformadores de potência cadastrados no sistema SAP,” Goiânia, 2020.