



Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

Valter Souza Blande

PROJETO DE UM RELÉ DE GÁS COM ANÁLISE DE GÁS
LIVRE EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA
REFRIGERADOS A ÓLEO

GAS RELAY PROJECT WITH FREE GAS ANALYSIS IN OIL
IMMERSED POWER TRANSFORMERS

Campinas
2022

Valter Souza Blande

**PROJETO DE UM RELÉ DE GÁS COM ANÁLISE DE GÁS
LIVRE EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA
REFRIGERADOS A ÓLEO**

*Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica, na área de **Energia Elétrica**.*

*Thesis presented to the Faculty of Electrical and Computer Engineering of the University of Campinas in partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor, in Electrical Engineering the area of **Electrical Energy**.*

Orientador: Prof.Dr. José Pissolato Filho

ESTE TRABALHO CORRESPONDE À VERSÃO
FINAL DA TESE DEFENDIDA PELO ALUNO
VALTER SOUZA BLANDE E ORIENTADA
PELO PROF. DR. JOSÉ PISSOLATO FILHO

Campinas
2022

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Elizangela Aparecida dos Santos Souza - CRB 8/8098

B610p Blande, Valter Souza, 1980-
Projeto de um relé de gás com análise de gás livre em transformadores de potência refrigerados a óleo / Valter Souza Blande. – Campinas, SP : [s.n.], 2022.

Orientador: José Pissolato Filho.

Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Detectores eletroquímicos. 2. Cromatografia a gás. 3. Transformadores elétricos - Manutenção e reparos. 4. Manutenção preditiva. 5. Relés de proteção. I. Pissolato Filho, José, 1951-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Gas relay project with free gas analysis in oil immersed power transformers

Palavras-chave em inglês:

Electrochemical detectors

Gas chromatography

Electric transformers - Maintenance and repairs

Predictive maintenance

Protection relay

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Doutor em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

José Pissolato Filho [Orientador]

Ricardo Augusto de Araujo

Fernanda Caseno Trindade Arioli

Paulo Eduardo Malaquias

José Humberto Araújo Monteiro

Data de defesa: 01-08-2022

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0002-0946-3410>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/7584025397693358>

Comissão Julgadora - Dissertação de tese de Doutorado

Candidato(a): Valter Souza Blande RA: 036339

Data da defesa: 01 de Agosto de 2022

Título da Tese: PROJETO DE UM RELÉ DE GÁS COM ANÁLISE DE GÁS LIVRE EM
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA REFRIGERADOS A ÓLEO

Banca Examinadora:

Prof. Dr. José Pissolato Filho (Presidente) — FEEC/UNICAMP

Prof. Dr. Ricardo Augusto de Araujo — FEEC/UNICAMP

Profa. Dra. Fernanda Caseno Trindade Arioli – FEEC/UNICAMP

Profa. Dr. Paulo Eduardo Malaquias – AES TIETE

Profa. Dr. José Humberto Araújo Monteiro – UFAC (Universidade Federal do Acre)

A Ata de Defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Examinadora, encontra-se no SIGA/Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese e na Secretaria de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

Dedicado à minha família, base da minha existência e razão das minhas conquistas

Agradecimentos

O apoio de diversas pessoas e instituições convergiu na conclusão deste trabalho. A estas pessoas e instituições deixo meus sinceros agradecimentos:

- Ao meu orientador e Professor Doutor José Pissolato Filho (FEEC-UNICAMP) pela paciência e competência no direcionamento deste trabalho.
- Aos colegas do laboratório de pesquisa LAT-FEEC-UNICAMP (laboratório de alta tensão) pelo valioso auxílio técnico com especial contribuição do Prof. Dr. Ricardo Augusto Araújo.
- À CGTI (Centro de Gestão de Tecnologia e Inovação) pela materialização da pesquisa em protótipos e ensaios.
- À TAESA por financiar através do Programa de P&D ANEEL todo o projeto e permitir a realização deste grande avanço no campo dos instrumentos elétrico-eletrônicos dedicados à previsão de falhas em transformadores de potência refrigerados a óleo.

Resumo

A tese a seguir irá conduzir o leitor à compreensão e conhecimento de um novo equipamento de proteção e monitoramento de transformadores de potência refrigerados a óleo. Trata-se de um equipamento multifuncional que conta com a proteção de um relé de gás tipo Buchholz e monitora as condições do estado do óleo do transformador através da leitura e análise de gases livres presentes em seu interior. Seu desenvolvimento atende a duas frentes: Ser uma ferramenta para manutenção preditiva de baixo custo, a fim de ser uma solução econômica no monitoramento de transformadores de médio e pequeno porte, e usar sensores para gás combustível comerciais. O monitoramento baseia-se na leitura da concentração e composição de gases combustíveis NÃO DISSOLVIDOS, produzidos no óleo isolante-refrigerante do transformador por meio de estresses térmicos e elétricos e que se difundem por todo o seu interior. Os dados produzidos por essa leitura são analisados através de uma nova estratégia, baseada no rastreamento dinâmico da evolução da concentração dos gases livres. O equipamento desenvolvido também permite o acesso remoto aos seus dados e parâmetros de funcionamento através de transmissão por fio ou ar. Essa comunicação se estabelece com o uso do protocolo de comunicação aberto DNP3 (*Distributed Network Protocol 3*), permitindo a compatibilidade e a integração com o sistema Supervisório de Controle e Aquisição de Dados (SCADA), instalado no Centro de Operações do Sistema Elétrico local.

Palavras-chave: *sensor de gás, gás dissolvido, gases livres, transformador de potência, relé de gás.*

Abstract

The following thesis will lead the reader to the understanding and knowledge of a new protection and monitoring equipment for oil-filled power transformers. It is a multitask equipment which provides the protection of a Buchholz relay and monitors the condition of the transformer's oil by reading and analyzing the free gases present inside it. Its development achieve two fronts: To be a tool for low-cost predictive maintenance, being an economical solution in medium and small-sized transformers monitoring, and to use commercial fuel gas sensors. The monitoring system relates on reading the concentration and composition of UNDISSOLVED combustible gases, produced in the insulating-refrigerant oil of the transformer through thermal and electrical stresses and diffused throughout its interior. The data produced by this reading are analyzed using a new strategy, based on the dynamic tracking of the evolution of the concentration of free gases. The designed equipment also allows remote access to its data and operating parameters through wire or air transmission. This communication uses an open communication protocol (DNP3 - *Distributed Network Protocol 3*), allowing compatibility and integration with the Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) system, installed in the Operations Center of the local Electric System.

Keywords: *gas sensor, dissolved gas, free gas, power transformer, gas relay.*

Lista de Figuras

Figura 1 - Custos com e sem monitoramento on-line [3]	18
Figura 2 - Componentes internos - Transformador de Potência refrigerado a óleo [4]	22
Figura 3 - Tipos de óleo isolante usados em transformadores de potência	24
Figura 4 - Diferenças entre óleos naftênico e parafínico [9]	25
Figura 5 - Isolação sólida [10]	26
Figura 6 - Celulose e ligações químicas [4].....	26
Figura 7 – a) GP alto e b) GP baixo - visão microscópica [10]	27
Figura 8 - Relação entre GP (DP) e 2-FAL (ppb) [11].....	28
Figura 9 - Estratégia da manutenção baseada na condição [4]	30
Figura 10 - Distribuição de falhas em transformadores de potência de subestações [13 e 14]	31
Figura 11 - Falhas x Indisponibilidade [13 e 14].....	32
Figura 12 - Avaliação do estado do óleo em função da cor [18]	34
Figura 13 - Formação de gases [22]	35
Figura 14 – Ilustração da primeira lei de Fick	37
Figura 15 - Solubilidade em função da temperatura [26]	38
Figura 16 – Processo de coleta e leitura por um monitor DGA online [25]	40
Figura 17 - Proporção percentual de gases em falhas	42
Figura 18 - Triângulo de Duval.....	45
Figura 19 - Exemplo com triângulo de Duval.....	47
Figura 20 - Mudança de coordenadas do triângulo de Duval	47
Figura 21 - Análise de evolução de TCG e procedimentos [21 e35]	49
Figura 22 - Comunicação entre equipamento monitor e sistema supervisorio	51
Figura 23 - Monitor de qualidade do óleo Weidmann Centurion	53
Figura 24 - Monitor de gás combustível Hydran M2-X.....	54
Figura 25 - Monitores de gás chave - Dynamic Ratings e Morgan Schaffer.....	54
Figura 26 - Monitores de gás chave - Serveron e MTE.....	55
Figura 27 - Monitores de gás chave - MR/MESSKO e ABB	55
Figura 28 - Monitores multi-gás: Morgan Schaffer e Camlin	56
Figura 29 - Monitores multi-gás: GE e Serveron.....	57
Figura 30 - Relé de gás Buchholz (catálogo do fabricante "Reinhausen").....	59
Figura 31 - TCG monitor [38].....	60
Figura 32 – Evolução da concentração de gás dissolvido em três pontos distintos [23].....	62
Figura 33 - Estratégia de diagnóstico de falha	63
Figura 34 - Condição para análise estática com o triângulo de Duval	63
Figura 35 - Imagem térmica do transformador [46].....	67
Figura 36 - Princípio de funcionamento do sensor NDIR (fonte: próprio autor)	69
Figura 37 - Sensor de CH ₄ (fonte: catálogo Winsen Electronics Technology)	69
Figura 38 - Princípio de funcionamento de um sensor eletroquímico [adaptado -48]	70
Figura 39 - Ilustração dos componentes de um sensor eletroquímico [adaptado - 48]	71
Figura 40 - Exemplo de sensores eletroquímicos comerciais	71
Figura 41 - Relação de sensor x bias	71
Figura 42 - Diagrama em blocos do circuito de detecção para sensor eletroquímico [49]	72
Figura 43 - Circuito de detecção para sensores eletroquímicos com bias diferente de zero [49]	72
Figura 44 - Circuito de detecção para sensores eletroquímicos com bias igual a zero [49].....	73
Figura 45 - Placas com circuito eletrônico desenvolvido no projeto para a leitura dos sensores	73
Figura 46 - Foto do cromatógrafo HP 5890 - Série II.....	75
Figura 47 - Princípio de funcionamento do cromatógrafo a gás.....	76
Figura 48 - Sinal gerado pelo detector do cromatógrafo	77
Figura 49 - Cilindro de gás mistura padrão	77
Figura 50 - Cromatograma do Gás de Referência.....	77
Figura 51 - Arranjo experimental - Preparo de amostras	78
Figura 52 - Câmara para ensaios de temperatura e sensibilidade cruzada	79
Figura 53 - Montagem do sistema - Cromatógrafo, câmara, placa eletrônica e acessórios	79
Figura 54 - Saída do sensor de H ₂ com variação da temperatura.....	82

Figura 55 - Saída do sensor de CO com variação da temperatura	82
Figura 56 - Saída do sensor de C ₂ H ₂ com variação da temperatura.....	83
Figura 57 - Saída do sensor de C ₂ H ₄ com variação da temperatura.....	83
Figura 58 - Valor médio do impacto da interferência ou sensibilidade cruzada.....	85
Figura 59 - Visualização geral da carcaça do RPMA e folha de dimensões [50].....	88
Figura 60 - Local de instalação do RPMA no transformador.....	88
Figura 61 - Extração e descarte de amostra de gases pelo RPMA (diagrama esquemático - esquerda e detalhes da instalação no corpo do RPMA – direita)	89
Figura 62 - Câmara de leitura de gases.....	90
Figura 63 - Detecção do nível de óleo/excesso de gás	91
Figura 64 - Detecção de aumento súbito de vazão de óleo.....	92
Figura 65 - Sensor de fluxo de óleo	92
Figura 66 - Sensor ultrasônico - detecção linear do nível do óleo	93
Figura 67 - Sensores de temperatura, densidade e pressão	94
Figura 68 - Protótipo impresso em impressora 3D	94
Figura 69 - Instalação de protótipo em um transformador teste	95
Figura 70 - Visão frontal do RPMA sem proteção da eletrônica	96
Figura 71 - Detalhe da instalação da placa de controle e placas dos sensores.....	96
Figura 72 - Placa eletrônica final do RPMA.....	97

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Intervalos típicos para a manutenção baseada no tempo [4]	29
Tabela 2 - Constantes de Ostwald para óleo mineral isolante em 20°C e 50°C [27].....	39
Tabela 3 – Métodos e Normas de DGA	41
Tabela 4 - Falhas versus gases produzidos	42
Tabela 5 - Valores de TCG e condição do transformador [35].....	43
Tabela 6 - Percentuais e retas do triângulo de Duval	45
Tabela 7 - Funções de monitoramento e grandezas	51
Tabela 8 - Monitores online e características gerais	52
Tabela 9 - Monitores de gás chave - características básicas.....	55
Tabela 10 - Dados do cromatógrafo utilizado nos ensaios	75
Tabela 11 - Metodologia aplicada aos ensaios com o uso do cromatógrafo em função do analito	76
Tabela 12 - Gás mistura padrão – concentração e área cromatográfica	78
Tabela 13 - Resposta resumida dos sensores - Ensaios de temperatura	80
Tabela 14 - Ensaio de temperatura para o sensor de H ₂	105
Tabela 15 - Ensaio de temperatura para o sensor de CO.....	106
Tabela 16 - Ensaio de Temperatura para o sensor de CH ₄	107
Tabela 17 - Ensaio de temperatura para o sensor de C ₂ H ₂	108
Tabela 18 - Ensaio de temperatura para o sensor de C ₂ H ₄	108
Tabela 19 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário CO (i) versus H ₂ (j)	110
Tabela 20 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário H ₂ (i) versus CO (j)	110
Tabela 21 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário H ₂ (i) versus CH ₄ (j)	111
Tabela 22 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário CH ₄ (i) versus H ₂ (j)	111
Tabela 23 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário CO (i) versus CH ₄ (j).....	112
Tabela 24 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário CH ₄ (i) versus CO (j).....	112
Tabela 25 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário CO (i) versus C ₂ H ₂ (j).....	113
Tabela 26 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário C ₂ H ₂ (i) versus CO (j).....	113
Tabela 27 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário CO (i) versus C ₂ H ₄ (j).....	114
Tabela 28 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário C ₂ H ₄ (i) versus CO (j).....	114
Tabela 29 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário CH ₄ (i) versus C ₂ H ₂ (j)	115
Tabela 30 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário C ₂ H ₂ (i) versus CH ₄ (j).....	115
Tabela 31 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário CH ₄ (i) versus C ₂ H ₄ (j)	116
Tabela 32 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário C ₂ H ₄ (i) versus CH ₄ (j)	116
Tabela 33 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário H ₂ (i) versus C ₂ H ₂ (j).....	117
Tabela 34 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário C ₂ H ₂ (i) versus H ₂ (j).....	117
Tabela 35 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário H ₂ (i) versus C ₂ H ₄ (j).....	118
Tabela 36 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário C ₂ H ₄ (i) versus H ₂ (j).....	118
Tabela 37 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário C ₂ H ₂ (i) versus C ₂ H ₄ (j).....	119
Tabela 38 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário C ₂ H ₄ (i) versus C ₂ H ₂ (j).....	119

Sumário

CAPÍTULO 1	15
INTRODUÇÃO	15
1.1 MOTIVAÇÃO	16
1.1.1 Custo/benefício com monitoramento online	17
1.2 OBJETIVO DO PROJETO	19
1.3 ESTRUTURA DA TESE	19
CAPÍTULO 2	21
FUNCIONAMENTO E MANUTENÇÃO	21
2.1 FUNCIONAMENTO E COMPONENTES	22
2.2 TIPOS DE ÓLEO ISOLANTE	24
2.3 VIDA ÚTIL DO TRANSFORMADOR	25
2.4 MANUTENÇÃO	28
2.4.1 Manutenção preditiva	28
2.4.2 Manutenção preventiva	29
2.4.3 Manutenção corretiva	29
2.4.4 manutenção baseada no tempo (MBT)	29
2.4.5 Manutenção baseada na condição (MBC)	30
2.4.6 Distribuição de defeitos	31
CAPÍTULO 3	33
ANÁLISE DE GASES DISSOLVIDOS (DGA)	33
3.1 ÓLEO ISOLANTE/REFRIGERANTE	34
3.2 FORMAÇÃO DE GASES	35
3.3 DIFUSÃO DOS GASES	36
3.4 SOLUBILIDADE DOS GASES	37
3.5 COLETA E LEITURA DOS GASES DISSOLVIDOS E LIVRES	39

3.6	MÉTODOS PARA DIAGNÓSTICO DE FALHAS.....	40
3.6.1	Key Gas	41
3.6.2	TCG (Total Combustible Gas)	42
3.6.3	Taxa de geração de gás	43
3.6.4	Triângulo de duval	44
3.6.4.1	Implementação do triângulo de Duval	46
3.7	AÇÕES PÓS-DIAGNÓSTICO.....	49
	MONITORAMENTO ONLINE	50
4.1	MONITORES DA QUALIDADE DO ÓLEO	52
4.2	MONITORES DE GÁS COMBUSTÍVEL	53
4.3	MONITORES DE GÁS CHAVE	54
4.4	MONITORES DE MULTI-GÁS	56
	CAPÍTULO 5	58
	ANÁLISE DE GASES LIVRES	58
5.1	DETECÇÃO DE GASES LIVRES	59
5.2	AMOSTRAGEM E ANÁLISE	60
5.3	ESTRATÉGIA DE ANÁLISE COM GASES LIVRES	61
5.3.1	Análise estática.....	63
5.3.2	Análise dinâmica.....	64
	CAPÍTULO 6	65
	SENSORES PARA GASES LIVRES.....	65
6.1	SELEÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DOS SENSORES	66
6.1.1	Temperatura.....	66
6.1.2	Sensibilidade.....	67
6.1.3	Tempo de resposta.....	67
6.1.4	Tempo de vida útil.....	67
6.1.5	Seletividade	68
6.2	SENSOR PARA GÁS METANO (CH ₄).....	68
6.3	SENSORES PARA GASES H ₂ , CO, C ₂ H ₂ E C ₂ H ₄	69
6.3.1	Funcionamento Geral	69
6.3.2	Circuito eletrônico de leitura	71

6.4	ENSAIOS E TESTES.....	73
6.4.1	Cromatografia gasosa	74
6.4.2	Ensaio de Temperatura	78
6.4.3	Ensaio de sensibilidade cruzada	84
CAPÍTULO 7		86
RELÉ DE PROTEÇÃO COM MONITORAMENTO ATIVO (RPMA)		86
7.1	ASPECTOS MECÂNICOS E INSTALAÇÃO	87
7.2	MONITORAMENTO ATIVO.....	88
7.2.1	Amostragem e purga	89
7.2.2	Câmara de leitura de gases.....	89
7.2.3	Conectividade	90
7.3	SISTEMA DE PROTEÇÃO	90
7.3.1	Alarme de excesso de gases e nível de óleo	91
7.3.2	Proteção por vazão súbita de gases.....	91
7.4	SENSORES AUXILIARES	92
7.4.1	Sensor ultrasônico	93
7.4.2	Temperatura, densidade e pressão	93
7.5	PROTÓTIPOS E TESTES	95
CAPÍTULO 8		98
CONCLUSÃO.....		98
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		100
APÊNDICE A		105
ENSAIOS DE TEMPERATURA E SELETIVIDADE.....		105
APÊNDICE B		120
DATASHEET DOS SENSORES PARA GASES LIVRES		120
APÊNDICE C		141
DIAGRAMAS ELÉTRICOS		141

Capítulo 1

Introdução

Esta tese foi desenvolvida no âmbito do Projeto “**Relé de Proteção com Monitoramento Ativo de Óleo e Gases e um Sistema Inteligente para Diagnóstico e Monitoramento de Transformadores e Reatores de Potência de Alta Tensão**” (fase experimental sob código PD-07130-0060/2019 e lote pioneiro sob código PD-007130-6060/2021), financiado pelo Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulamentado pela ANEEL. O projeto resultou no desenvolvimento mecânico, eletrônico e de software de um equipamento com baixo custo para a proteção do transformador e monitoramento multi-gás online do estado do óleo mineral isolante-refrigerante. Ao longo da tese, o equipamento desenvolvido é referenciado como RPMA (relé de proteção com monitoramento ativo).

A tese aborda dois temas principais. O primeiro diz respeito ao desenvolvimento físico do equipamento: projeto mecânico, eletrônico e ensaios. O segundo, trata de estratégias para a análise de gases livres gerados no interior de transformadores de potência refrigerados a óleo mineral bem como sua correlação com suas falhas internas.

Por simplificação, a tese se refere somente aos transformadores de potência, mas a aplicação do equipamento desenvolvido se estende a todos os dispositivos que usam óleo mineral na isolamento e refrigeração como os reatores de potência de alta tensão.

1.1 Motivação

O transformador é, sem dúvida, o mais importante equipamento na distribuição e transmissão de energia elétrica, além de ser o mais custoso. Espera-se dele um funcionamento ininterrupto, pois as paradas inesperadas resultam em custos elevados, tanto diretos como indiretos [1]. Um transformador de potência tem uma vida útil média em torno de 30 anos, mas pode chegar a 50 anos ou mais, dependendo da política de manutenção preventiva e corretiva adotada.

Transformadores de potência têm elevado custo e complexidade construtiva e, por isso, sua substituição envolve análises econômicas, logísticas e de planejamento. Não são equipamentos com produção seriada, podendo levar meses para serem fabricados a depender dos requisitos de projeto como tensão de trabalho e potência. Esses motivos explicam a atenção especial dada na sua conservação a fim de manter esse equipamento em plenas condições de funcionamento e com o máximo tempo de vida útil.

Detectar a existência de falhas em transformadores de potência em seu início é fundamental para aplicar a manutenção preventiva necessária em tempo correto, evitando desligamentos não planejados. No entanto, essa não é uma tarefa trivial e demanda o uso de equipamentos com capacidade tecnológica que ajudem a cumprir esta tarefa com o máximo de eficiência.

As empresas do setor elétrico estão inseridas em um ambiente altamente competitivo e são responsáveis por suprir um mercado consumidor cada vez maior e mais crítico. Cargas altamente sensíveis à interrupção no fornecimento de energia elétrica como hospitais e indústrias exigem um serviço de alta qualidade e confiabilidade. Interrupções inesperadas no fornecimento de energia elétrica resultam em prejuízos vultosos, sem contar na piora dos índices de qualidade da empresa de energia elétrica e penalidades sofridas por órgãos reguladores [2].

Uma manutenção preventiva (troca ou reparo de componentes antes que venham a falhar) de alta eficiência demanda equipamentos com alta capacidade tecnológica. Em geral, esses equipamentos já são uma realidade no setor, mas apresentam elevados custos por serem complexos e multifuncionais. Um exemplo deste tipo de equipamento são os monitores online multi-gás para gases dissolvidos no óleo. Instalados no transformador de potência ou

portáteis, substituem com maior eficiência os ensaios manuais feitos em laboratório para detecção da composição e concentração dos gases dissolvidos no óleo do transformador, além de viabilizar o acesso remoto dos dados coletados.

O sucesso dos monitores online multi-gás despertou o interesse, crescente, na redução de custo da fabricação desses equipamentos com o uso de novas tecnologias. Espera-se, com isso, expandir sua utilização em transformadores de potência de pequeno e médio porte, uma vez que seu elevado custo se justifica somente em transformadores de grande porte e importância.

1.1.1 CUSTO/BENEFÍCIO COM MONITORAMENTO ONLINE

Os custos envolvidos na implementação de um sistema de monitoramento online são fáceis de serem avaliados. Trata-se da compra de equipamentos, instalação, treinamento de profissionais e manutenção deste equipamentos. Já os benefícios, dependem de fatores muitas vezes ligados à experiência e, por essa razão, o cálculo da relação custo/benefício passa a ser possível por uma análise que envolve a probabilidade de um evento acontecer, aliada ao seu impacto, positivo ou negativo. A experiência ao longo das últimas décadas com equipamentos de monitoramento viabilizam, de forma geral, essa análise, cujo resultado reforça os motivos para o avanço no uso deste tipo de estratégia de manutenção e o surgimento, cada vez maior, de equipamentos com novas tecnologias de baixo custo.

Dentre as vantagens do monitoramento online temos:

- Redução no número de inspeções com redução de custos;
- Redução de custos com manutenções mais precisas e menos complexas;
- Aumento da capacidade de sobrecarga;
- Ganhos com aumento de capacidade de sobrecarga;
- Ganhos pela maior precisão na decisão de substituição de ativos;
- Aumento da confiabilidade e disponibilidade pela redução de desligamentos não planejados;
- Redução de desligamentos para avaliação através da análise remota, otimizando os desligamentos planejados;
- Ganho financeiro ao evitar multas com um maior índice de qualidade [2];

- Aumento no tempo de vida útil médio do ativo;
- Aumento na segurança ambiental ao reduzir a incidência de falhas catastróficas com vazamento de óleo;
- Redução de perdas por energia não entregue;

Uma análise de custo/benefício foi mostrada por um estudo da IEEE [3] considerando uma taxa de falha de 1% (porcentagem de equipamentos que falham na população considerada) e 42% na eficiência de detecção dos equipamentos usados no monitoramento online, ou seja, somente 42% do total de falhas é detectado por esses equipamentos. O estudo estimou a relação entre os custos de manutenção e de paradas não programadas em dois cenários: com monitoramento e sem monitoramento. No gráfico da Figura 1 podemos notar que os custos com monitoramento representam, em média, 47% do valor gasto sem o monitoramento.

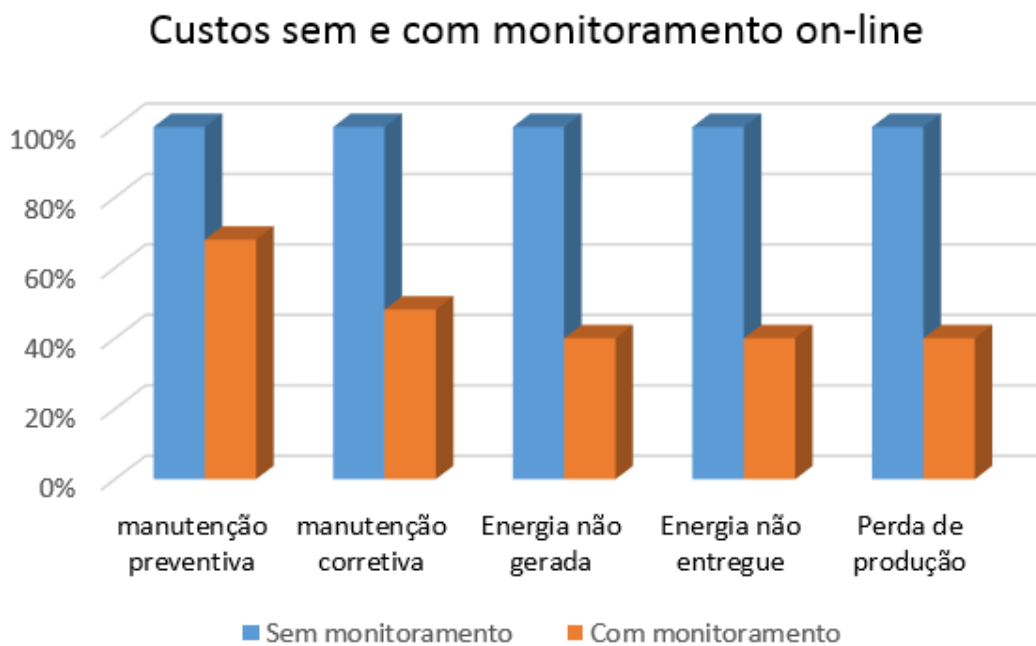


Figura 1 - Custos com e sem monitoramento on-line [3]

Uma característica a ser destacada é que o monitoramento online detecta, apenas, falhas com intensidade média. Falhas com baixa intensidade acabam sendo confundidas com o processo natural de envelhecimento do transformador e falhas consideradas catastróficas, como uma ruptura na isolação interna provocada por um surto externo ou um curto interno no transformador, são indetectáveis e imprevisíveis, mas representam em torno de 1% das falhas em geral [3].

1.2 Objetivo do projeto

O objetivo principal deste projeto de pesquisa foi o desenvolvimento de um equipamento de baixo custo para a proteção e monitoramento online de transformadores de potência refrigerados a óleo mineral com capacidade de detectar falhas incipientes através da análise de gases livres presentes no interior do transformador. O equipamento é capaz de armazenar, transmitir e processar os dados do monitoramento, resultando em uma solução para a manutenção preditiva em transformadores de potência de médio e pequeno porte.

A abordagem no monitoramento e análise das concentrações de gases livres tem relação direta com o critério adotado de usar sensores para gases combustíveis de baixo custo e disponíveis comercialmente. A maior parte dos sensores para gases combustíveis disponíveis comercialmente são projetados com tecnologia para detecção do gás em estado livre, ou seja, não dissolvido em óleo. Grande parte dos esforços realizados nesta pesquisa de foi depositado na seleção e ensaios desses sensores em laboratório, reproduzindo em condições controladas, o ambiente interno do transformador de potência onde os gases estão em estado livre acima do nível do óleo conhecido como “*gas space*”. Características como precisão, seletividade e robustez dos sensores foram avaliadas.

A inovação desse trabalho vai além da seleção dos sensores de gases combustíveis e conta com o desenvolvimento de uma estratégia para a análise de gases livres e sua correlação com as falhas internas do transformador. A estratégia proposta tem base na consolidada análise de gases dissolvidos (DGA - *Dissolved Gas Analysis*) e é possível através do estudo da dinâmica de geração e difusão de gases no interior do transformador.

1.3 Estrutura da tese

Esta tese está organizada em oito capítulos. Este capítulo de introdução apresenta os aspectos gerais do projeto de pesquisa, a motivação e o objetivo.

No capítulo 2 convidamos o leitor a conhecer melhor o transformador de potência refrigerado a óleo. Aspectos construtivos, vida útil, processos de manutenção e defeitos mais comuns.

O capítulo 3 antecede e dá suporte para o capítulo principal deste trabalho de pesquisa sobre a análise de gases livres. Trata-se da análise de gases dissolvidos. Focaremos nos pontos mais relevantes e conectados com esta tese.

O capítulo 4 apresenta os equipamentos, disponíveis comercialmente, utilizados em manutenção preditiva com foco no monitoramento do estado do óleo mineral usado na isolamento e refrigeração do transformador de potência.

O capítulo 5 promete recompensar a leitura dos capítulos anteriores trazendo o aspecto inovador deste trabalho: o diagnóstico de falhas em transformadores de potência refrigerados a óleo através da análise de gases livres.

O capítulo 6 é uma continuação do capítulo 5 e foi assim dividido para melhorar a organização da tese. Além de apresentar os sensores utilizados e suas características, também detalha os ensaios realizados e métodos utilizados em laboratório.

No capítulo 7 o leitor pode desvendar os aspectos mecânicos e o funcionamento de todo o equipamento desenvolvido. O RPMA (relé de proteção com monitoramento ativo) foi desenvolvido tanto como ferramenta para manutenção preditiva como também para atuar como um relé de gás.

E por fim, no capítulo 8, apresentamos as conclusões deste trabalho e considerações para trabalhos futuros com o RPMA.

Capítulo 2

Funcionamento e manutenção

O equipamento de maior valor econômico no sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica é o transformador de potência. Por não ser um equipamento de fabricação seriada, sem estoque no fabricante, sua substituição deve passar por um planejamento criterioso, amparado por uma análise de vida útil eficiente. Neste contexto, a manutenção tem indiscutível importância. Um processo de manutenção otimizado com o auxílio de novas tecnologias de manutenção, deve resultar na maximização da confiabilidade e disponibilidade e na minimização de custos. A confiabilidade é definida como a probabilidade de um equipamento estar disponível em um período futuro, enquanto a disponibilidade é o percentual de tempo em que um equipamento se mantém disponível quando se avalia um determinado período.

O emprego de um processo otimizado de manutenção busca, além do aumento da confiabilidade e disponibilidade do ativo, o prolongamento da sua vida útil e um histórico de manutenção. Um histórico de manutenção, com dados robustos, possibilita estimar o tempo de vida útil do ativo com melhor precisão. Dessa forma, consegue-se planejar sua substituição de forma mais precisa, o que se traduz em economia de recursos. Um processo de manutenção bem sucedido reduz os custos da companhia e eleva seus índices de qualidade [2].

sendo convertida em baixa no secundário. A elevação de tensão é fundamental na geração, enquanto o abaixamento é mais comum no sistema de distribuição e transmissão. Uma terceira possibilidade é conferida pelo transformador isolador que não desempenha alteração nas relações de tensão entre os enrolamentos, sendo usado somente para isolar eletricamente os enrolamentos.

Uma parte da energia envolvida no processo de transformação se converte em calor. Esse calor gerado deve ser dissipado por um sistema de arrefecimento a fim de manter a temperatura interna dos enrolamentos controlada. As altas tensões aplicadas ao transformador de potência também requerem tratamento especial. Juntas, essas duas características dão uma noção da complexidade construtiva deste equipamento. Quanto maiores as potências e tensões de operação, maior será o transformador em tamanho, custo e complexidade de fabricação.

A Figura 2 ilustra o transformador e seus componentes. São diversos componentes que podem ser agrupados por função:

- **Parte Ativa:** Composta pelo núcleo e pelos enrolamentos, base do funcionamento elétrico-magnético do transformador.
- **Acessórios:** Buchas e comutadores são acessórios. O primeiro é responsável pela interligação e isolamento entre os enrolamentos e o sistema elétrico externo. O segundo, pelo controle da tensão convertida.
- **Proteção-monitoramento:** O monitoramento dos parâmetros do transformador é feito por indicadores locais ou remotos. Dentre os parâmetros monitorados, estão o nível do óleo, a formação de gases, a temperatura interna etc. Os componentes que atuam na proteção são responsáveis por alertar situações anormais ou mesmo atuar no desligamento do transformador em casos mais graves. Um exemplo é o relé de gás, também conhecido como relé Buchholz, (Figura 2 – 19) que funciona na proteção do transformador de potência quando um excesso de gases é produzido no seu interior.
- **Preservação do líquido:** O líquido interno funciona como veículo de transferência de calor e tem um sistema para preservá-lo de contaminações externas e absorver mudanças no volume do líquido por variações de temperatura. É composto pelo tanque principal (onde a parte ativa está imersa), tanque de expansão e sistema de

selagem contendo membrana, bolsa de borracha ou outra tecnologia, conforme o sistema de selagem adotado. O sistema de selagem faz contato com o meio externo e deve ser projetado para evitar, ao máximo, a contaminação por umidade e entrada de oxigênio. Estes dois contaminantes catalisam o processo de envelhecimento do transformador de potência quando em excesso.

- **Isolação:** A isolação é desempenhada pela combinação do óleo isolante/refrigerante e papel. O papel envolve os enrolamentos do transformador e, combinado com o óleo isolante, garante a rigidez dielétrica adequada para operar em altas tensões.
- **Refrigeração:** Radiadores, trocadores de calor, moto-bombas (em caso de circulação forçada) e ventiladores são exemplos dos componentes que compõem o sistema de refrigeração do transformador. Seu funcionamento adequado é essencial para a operação plena do transformador com carga nominal ou sobrecarga supervisionada, conforme a indicação do fabricante ou por normas gerais [5].

2.2 Tipos de óleo isolante

Na Figura 3 estão os tipos de óleos usados na isolação e refrigeração do transformador de potência. O óleo vegetal tem origem nas sementes de gergelim, girassol, soja, azeite, óleo de palma, além de outras fontes vegetais. Seu uso é relativamente recente e, apesar de relevar algumas vantagens em relação ao óleo mineral [6-8], com destaques na maior rigidez dielétrica e por não ter origem do petróleo, tem inconvenientes que limitam seu uso, a exemplo da maior facilidade em oxidação, apesar de, recentes pesquisas prometerem a superação dessas limitações a fim de expandir seu uso [7].

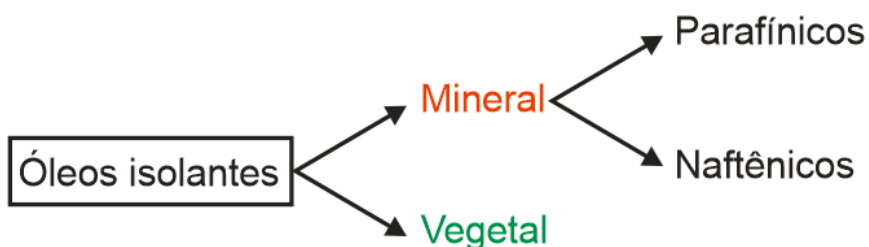


Figura 3 - Tipos de óleo isolante usados em transformadores de potência

O óleo mineral isolante tem origem no petróleo e pode ser dividido em dois grupos: parafínico e naftênico. O tipo parafínico tem alta porcentagem de hidrocarbonetos parafínicos e baixa porcentagem de hidrocarbonetos naftênicos, enquanto o naftênico tem alta porcentagem de hidrocarbonetos naftênicos e baixa porcentagem de hidrocarbonetos parafínicos. Atualmente, a maioria dos transformadores usam o óleo mineral naftênico. Uma das razões vem do fato dos compostos gerados pela oxidação do óleo naftênico ter maior solubilidade no óleo (apesar de mais abundantes) em relação aos de origem parafínica. Compostos insolúveis resultam em borras que aumentam a viscosidade do óleo e reduzem sua capacidade de troca de calor. A Figura 4 destaca algumas diferenças entre os óleos naftênico e o parafínico.

Este trabalho foca em transformadores de potência refrigerados a óleo mineral que, além de ser o mais usado, atualmente, conta com extensos estudos e banco de dados de manutenção realizados ao longo das últimas décadas, principalmente ao que se refere aos gases dissolvidos no óleo do transformador de potência [9].

Naftênico	Solubilidade da borra	Parafínico
↑	O acúmulo de borras insolúveis dificultam a circulação do óleo e reduzem a rigidez dielétrica do óleo	↓
Taxa de oxidação		
↑	Altas taxas de oxidação dão origem a compostos que afetam as propriedades térmicas e elétricas do óleo	↓
Viscosidade		
↓	Altas taxas de oxidação dão origem a compostos que afetam as propriedades térmicas e elétricas do óleo	↑
Ponto de fluidez		
↓	Pontos altos de fluidez afetam o processo de resfriamento do transformador de potência	↑
Densidade		
↓	Uma menor densidade garante maior facilidade na circulação e troca de calor, especialmente em baixas temperaturas externas	↑

Figura 4 - Diferenças entre óleos naftênico e parafínico [9]

2.3 Vida útil do transformador

A integridade da isolamento sólida (Figura 5) do transformador determina seu tempo de vida útil. Os custos envolvidos em uma possível substituição da isolamento sólida implicam em

desmontar completamente o equipamento com alto impacto financeiro, dependendo da extensão do dano.



Figura 5 - Isolação sólida [10]

O papel isolante, que reveste os enrolamentos do transformador, tem origem vegetal (madeira) e é constituído, principalmente, por celulose. A celulose é composta por longas cadeias de glicose, conectadas por ligações glicosídicas (Figura 6). Quanto maior a cadeia, maior será sua resistência mecânica, ou seja, mais resistente à trações. O valor médio do tamanho dessas cadeias é definido pelo Grau de Polimerização (GP) ou DP (*degree of polymerization*). Em estado completamente novo, situa-se em torno de 1200. Um transformador recém fabricado e posto em operação registra valores em torno de 1000 a 900.

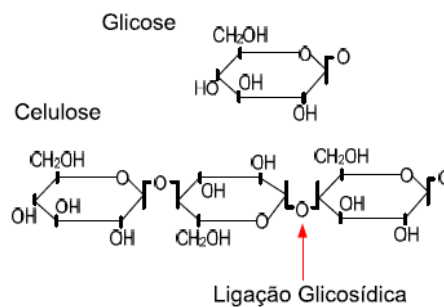


Figura 6 - Celulose e ligações químicas [4]

O critério mais comum para se decretar o fim da vida de um transformador é o valor de GP entre 350 e 200 [4 e 11]. Outro critério equivalente e, de menor uso, diz respeito à perda de resistência mecânica do papel em 50% como limite para decidir-se pelo sucateamento do equipamento. A Figura 7 exibe a diferença entre um GP alto e baixo através de uma visão microscópica.

A degradação da isolação sólida se dá, principalmente, por hidrólise, pirólise e oxidação. O processo de hidrólise é dominante dentre os demais. Grandes concentrações de umidade no interior do óleo catalisam a degradação da isolação física. A existência de alta concentração de oxigênio no óleo não somente agride o papel isolante, como também, ao reagir com o óleo, produz ácidos que catalisam o processo de hidrólise do papel isolante, acelerando, ainda mais, seu envelhecimento.

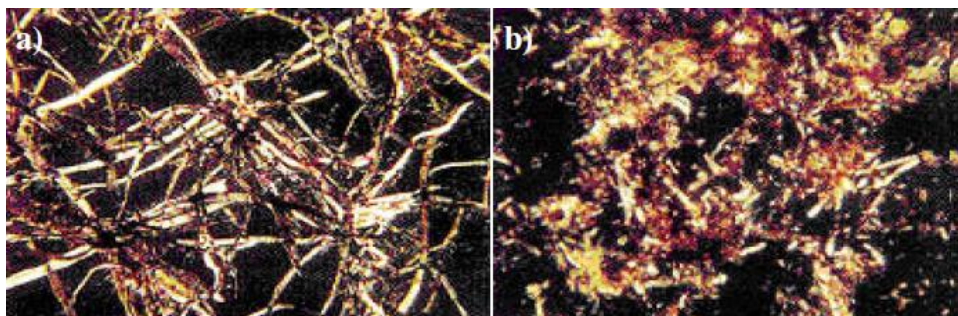


Figura 7 – a) GP alto e b) GP baixo - visão microscópica [10]

Dentre as substâncias produzidas pela degradação do papel isolante destacam-se o monóxido de carbono (CO), o dióxido de carbono (CO₂) e compostos furânicos como o 2-furfuraldeído (2FAL). O 2FAL se dilui no óleo do transformador e é detectado em testes de cromatografia líquida. Existe uma correlação entre a concentração de 2FAL com o grau de polimerização (Figura 8), sendo esta uma das formas de se prever o tempo de vida do transformador de potência de forma indireta, ou seja, sem conferir o estado da isolação física diretamente e sem exigir o desligamento do transformador [12].

Ao correlacionar o valor de 2FAL com o grau de polimerização o que de fato se tem é uma média do GP, pois este não está distribuído uniformemente na isolação física do transformador, havendo pontos de maior e menor GP. Essa distribuição depende de alguns fatores como a umidade, a concentração de oxigênio e o perfil de distribuição da temperatura. A parte superior do enrolamento, por exemplo, tende a ter maior temperatura e menores valores de GP.

Determinar o tempo de vida útil do transformador apenas com o valor de concentração de 2FAL não é uma tarefa simples. Fatores como o tipo de materiais usados (tipo de papel), design do transformador, perfis de temperatura, teores de umidade, concentração de oxigênio e a política de manutenção preventiva, tornam essa tarefa complexa. Ainda assim, a grande vantagem de não interromper o funcionamento do transformador durante o processo de

amostragem e detecção da concentração de 2FAL, mantém, ainda, esse método muito atraente e praticado.

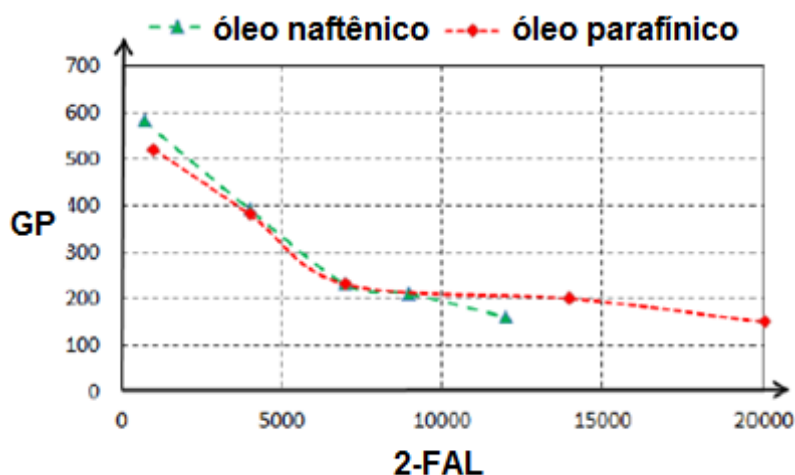


Figura 8 - Relação entre GP (DP) e 2-FAL (ppb) [11]

2.4 Manutenção

O transformador de potência é um ativo projetado para operar, em média, por 30 anos, mas pode alcançar 50 anos ou mais com o emprego de uma política de manutenção otimizada. Os esforços empreendidos na manutenção devem se traduzir na maximização da confiabilidade e disponibilidade com a minimização de recursos.

O processo de manutenção deve começar desde o comissionamento do equipamento. Testes iniciais nesta etapa fornecem dados valiosos e estabelecem um padrão de referência para problemas futuros. O histórico de um transformador ou da população de transformadores de uma empresa torna-se tão ou mais importante quanto à aquisição de novas tecnologias para avaliá-lo em casos de falhas.

2.4.1 MANUTENÇÃO PREDITIVA

A manutenção preditiva, ou acompanhamento preditivo, requer a coleta de dados por inspeção, testes e ensaios dos parâmetros do transformador e dos seus componentes. A interpretação desses dados tem, por objetivo, revelar a chance do equipamento falhar e o motivo da possível falha, de tal forma que reduza o número de intervenções desnecessárias.

2.4.2 MANUTENÇÃO PREVENTIVA

A intervenção em algum componente com alta probabilidade de falhar por estar acima de um valor crítico (estabelecido pelo fabricante ou por normais gerais), por critério do tempo de uso ou pelo resultado do diagnóstico de alguma análise de condição, caracteriza a manutenção preventiva.

2.4.3 MANUTENÇÃO CORRETIVA

A aplicação de uma política otimizada de manutenção preditiva e preventiva não garante eficácia de 100%. Mais cedo ou mais tarde algum componente irá falhar. A intervenção de manutenção após a falha do equipamento é definida como manutenção corretiva. Ao menos 1% do total de falhas em transformadores de potência não é detectado por nenhum tipo de equipamento ou avaliação preditiva [3].

Tabela 1 - Intervalos típicos para a manutenção baseada no tempo [4]

Ação	Intervalo de Manutenção			Comentário
	Leve	Regular	Intensivo	
Inspeção Visual	6 meses	1 mês	1 dia	Em operação
Inspeção visual detalhada	1 ano	3 meses	2 semanas	Em operação
Análise de gases dissolvidos	2 anos	1 ano	3 meses	A periodicidade pode variar com a instalação de sistema de monitoramento on-line contínuo
Testes Físico-químico do óleo	6 anos	2 anos	1 ano	
Limpeza do sistema de resfriamento	Condicional	Condicional	Qualquer intervalo	O desligamento do equipamento poderá ser necessário
Verificação de acessórios	12 anos ou condicional	6-8 anos	1-2 anos	Com desligamento do equipamento
Ensaio elétrico básicos	Condicional	Condicional	Qualquer intervalo	Com desligamento do equipamento
Ensaio de isolamento (Fator de potencia)	Condicional	6-8 anos	2-4 anos	Com desligamento do equipamento
Inspeção interna do CDC	12 anos	6-8 anos	4 anos	Considerar as recomendações do fabricante, número de operações e tecnologia empregada.

2.4.4 MANUTENÇÃO BASEADA NO TEMPO (MBT)

A manutenção baseada no tempo é aplicada em intervalos de tempo pré-determinados pelo fabricante (do componente ou do transformador em si) ou por normas gerais. A manutenção baseada no tempo ignora o estado atual do componente e foca no alto nível de

cobertura de risco. A maior vantagem deste tipo de abordagem de manutenção é a facilidade de planejá-la, principalmente quando exige o desligamento do transformador. Em contrapartida, o custo envolvido na MBT tende a ser elevado em relação a outras estratégias. A Tabela 1 exibe os intervalos típicos da MBT com base em uma pesquisa feita pelo CIGRÉ [4] em função do estabelecimento de três níveis de intensidade: leve, intensivo e regular. Os níveis estabelecidos de intensidade levam em conta a criticidade do componente, a qualidade e o nível de exposição (carga) em que este é submetido.

2.4.5 MANUTENÇÃO BASEADA NA CONDIÇÃO (MBC)

A manutenção baseada na condição depende do monitoramento, inspeções e testes realizados em tempos pré-determinados. Leva em conta a mudança na condição para viabilizar a manutenção preventiva e foca na redução da probabilidade de falha. O emprego desta abordagem é mais complexo, pois exige maior emprego de monitoramento e análises preditivas, mas garante a redução de custos por intervenções desnecessárias. A instalação permanente de equipamentos para monitoramento online e análise preditiva de falhas é um exemplo da prática de manutenção baseada na condição.

A Figura 9 ilustra a estratégia da manutenção baseada na condição. O intervalo de tempo entre a detecção da alteração da condição e o estado considerado deteriorado (intervalo entre Y e Z), deve ser suficiente para contemplar todo o processo de manutenção preventiva com desligamento programado do ativo, reduzindo a probabilidade de desligamentos por falhas inesperadas ao máximo possível.

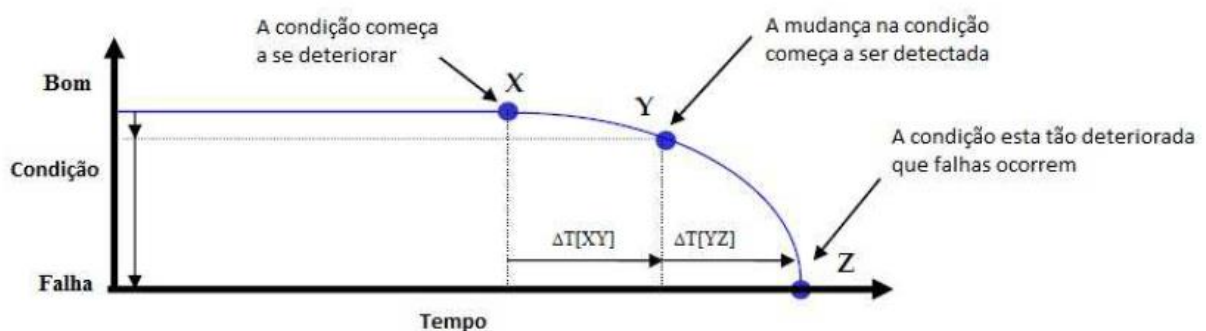


Figura 9 - Estratégia da manutenção baseada na condição [4]

2.4.6 DISTRIBUIÇÃO DE DEFEITOS

Umas das mais relevantes pesquisas sobre falhas em transformadores de potência e suas causas foi conduzida em 1978 pelo grupo de trabalho 05 do comitê 12 do CIGRÉ (Comitê Internacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica). O estudo envolveu transformadores com tensão de trabalho acima de 72kV e com idade inferior a 20 anos [13].

O grupo analisou em torno de 1000 falhas em transformadores de potência referentes a taxa de falhas de 2% sobre a população de transformadores considerada. Como pode-se notar na Figura 10, 58% das falhas envolvem o circuito ativo do transformador e ligações (enrolamentos, circuito magnético e terminais).

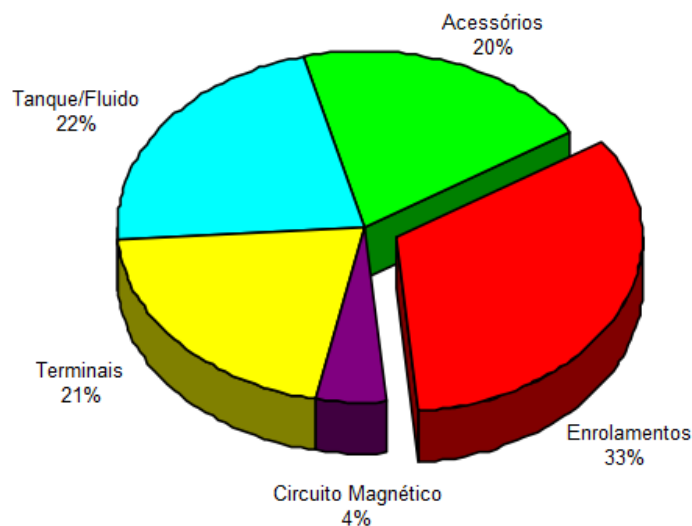


Figura 10 - Distribuição de falhas em transformadores de potência de subestações [13 e 14]

Para se ter noção de como essas falhas impactam na disponibilidade dos equipamentos, a Figura 11 relaciona as causas das falhas com os seus respectivos impactos de indisponibilidade, divididos em três classes de tempo: menores que um dia, entre um e trinta dias e acima de trinta dias. O maiores tempos de indisponibilidade estão relacionados com as falhas nos enrolamentos.

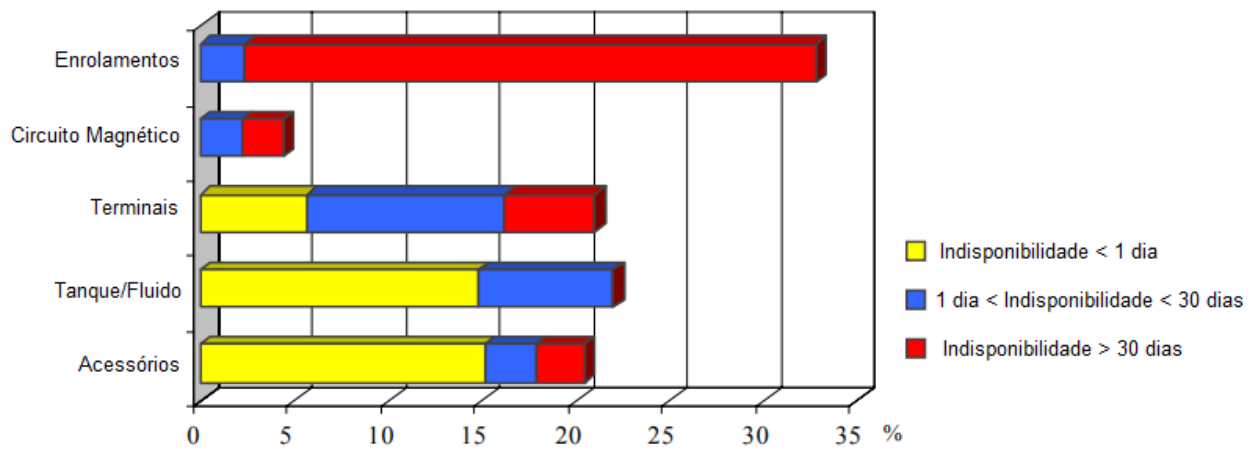


Figura 11 - Falhas x Indisponibilidade [13 e 14]

Capítulo 3

Análise de gases dissolvidos (DGA)

A análise de gases dissolvidos ou DGA (*Dissolved Gas Analysis*) é considerada a estratégia mais eficiente no diagnóstico de falhas em transformadores de potência. Resume-se na associação entre a composição e concentrações dos gases dissolvidos no óleo isolante-refrigerante do transformador de potência e suas falhas. O estudo empírico, ao longo de décadas, catalogando a composição e concentrações dos gases dissolvidos no óleo em transformadores defeituosos e não defeituosos resultou em diversos métodos para avaliar o estado do transformador. Podemos dividir os métodos de DGA em dois tipos: avaliação de normalidade e anormalidade e de classificação da falha. O uso combinado desses métodos revela-se uma poderosa ferramenta para a manutenção preditiva.

Os métodos disponíveis para a análise de gases dissolvidos são complementares e podem ser usados de forma concorrente. A ênfase deste capítulo será voltada aos métodos usados ao longo desse trabalho.

3.1 Óleo isolante/refrigerante

O mais importante parâmetro de funcionamento do transformador é o controle da temperatura interna. Manter a temperatura estável, dentro dos limites seguros de funcionamento, é essencial para o máximo aproveitamento da sua capacidade de carga, além de contribuir para que o processo de envelhecimento natural ocorra em ritmo normal [15]. Portanto, o sistema de refrigeração tem enorme responsabilidade no controle da temperatura interna do transformador de potência e deve operar sempre em ótimas condições, incluindo a qualidade do óleo, usado no processo de troca de calor com o ambiente externo.

O óleo isolante-refrigerante ao ser submetido a oxidação e estresses mecânicos e elétricos se decompõe. Essa decomposição do óleo resulta em subprodutos que aumentam sua viscosidade e reduzem sua capacidade de troca calor e, conseqüentemente, produzem um aumento na temperatura interna do transformador. Alguns dos subprodutos gerados na oxidação do óleo são ácidos que corroem as partes metálicas do transformador, degradam a isolamento física (celulose), reduzem a resistividade elétrica do óleo e aumentam a solubilidade da água no óleo. Uma das estratégias para desacelerar o processo de oxidação do óleo e preservar sua qualidade físico química [16] é o uso de antioxidantes [17].

Um dos primeiros sinais da degradação do óleo é a mudança da sua coloração. A Figura 12 relaciona a cor do óleo com o seu estado [18]. Outro fator importante no processo de degradação da qualidade do óleo é a presença de água [19] que, dentre outros problemas, reduz sua rigidez dielétrica e aumenta as chances de ocorrerem falha severas e desligamento do transformador.

Número de comparação	Cor do óleo	Condição do óleo
< 7	Amarelo pálido	Ótimo
7 -10	Amarelo	Normal
10 - 11	Amarelo escuro	Envelhecido
11 - 14	Âmbar	Condição marginal
14 - 15	Marrom	Ruim
16 - 18	Marrom escuro	Péssimo
> 18	Preto	Descartável

Figura 12 - Avaliação do estado do óleo em função da cor [18]

A Figura 13 [22] sintetiza o processo de formação de gás em três situações: formação por descargas parciais (coluna à esquerda da figura), formação sem falhas (traço vertical) e a formação por aumento da temperatura que se inicia com temperaturas acima de 150°C. Durante toda a evolução do aumento de temperatura produz-se H₂ e CH₄. O início da produção de C₂H₆, C₂H₄ e C₂H₂ começam respectivamente em 250°C, 350°C e 700°C. A produção de acetileno (C₂H₂) é vestigial entre 500°C e 700°C, mas ganha força acima de 700°C. Grandes concentrações de acetileno indicam a ocorrência de falhas relacionadas a grandes liberações de energia, a exemplo dos arcos elétricos.

3.3 Difusão dos gases

O processo de difusão é espontâneo e depende da existência de uma diferença de concentração e um meio por onde possa haver o fluxo de massa. Os gases gerados em algum ponto do transformador, por uma falha ou mesmo pelo processo natural de envelhecimento do transformador, se difundem a partir deste ponto e tendem a ter uma distribuição homogênea após determinado período. Basicamente, a velocidade do processo de difusão depende: do gradiente de concentração, da temperatura, da composição do óleo, do sistema de circulação do óleo (forçado ou não), e do tipo de gás. Dentre os parâmetros citados, a temperatura e o sistema de circulação do óleo são os mais determinantes na completa difusão dos gases e pode levar horas ou dias, em função de seus valores [23].

A primeira lei de Fick (1) estabelece a relação entre o fluxo de massa, o coeficiente de difusão e o gradiente de concentração. O sinal negativo da fórmula indica que o fluxo é positivo no sentido de maior concentração para menor concentração (Figura 14). O coeficiente de difusão é diretamente proporcional à temperatura [24 e 25] e é determinado de forma empírica, podendo variar conforme a modelagem utilizada.

$$J = -D \cdot \frac{\partial C}{\partial x} \quad (1)$$

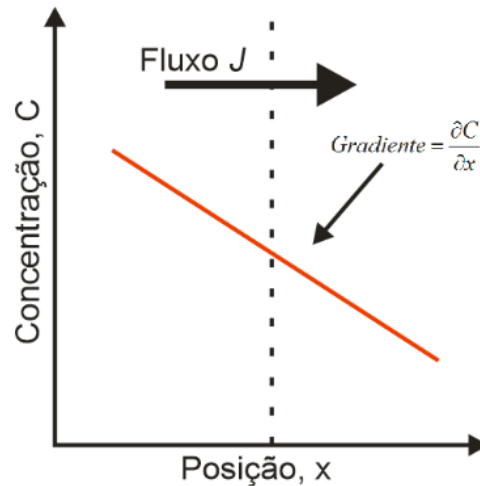


Figura 14 – Ilustração da primeira lei de Fick

3.4 Solubilidade dos gases

A solubilidade determina o quanto um gás permanece dissolvido na solução. A temperatura, a pressão e a composição química do gás são parâmetros majoritários na determinação da solubilidade. O gás gerado no interior do óleo se difunde por todo o sistema, encontrando-se na forma dissolvida e na forma livre. Dependendo de como é o sistema de conservação do óleo (aberto ou fechado), teremos mais ou menos gás na forma dissolvida [23]. O gás hidrogênio (H_2), por exemplo, tem baixa solubilidade. Isso significa que a maior parte do gás gerado tende a sair da solução e ocupar a forma não dissolvida.

Um dos métodos mais usados na quantificação da solubilidade é a constante de Henry (H). A equação 2 define a constante de Henry. Quanto maior a pressão parcial (P_i) exercida pelo gás, maior será a concentração dissolvida (C_i) em determinada temperatura. Um exemplo prático do dia a dia da constante de Henry é a quantidade de gás dissolvido em uma garrafa de refrigerante antes e depois de ser aberta pela primeira vez. Ao abrir a garrafa a pressão parcial do gás carbônico diminui. Consequentemente, a concentração dissolvida é reduzida, liberando gás na atmosfera.

$$H_i = \frac{P_i}{C_i} \quad (2)$$

A Figura 15 exibe o comportamento da solubilidade dos principais gases encontrados no interior do óleo isolante-refrigerante em função da temperatura. A solubilidade de

moléculas simples como H_2 , N_2 , CO e O_2 aumenta com a temperatura, enquanto a dos hidrocarbonetos diminuem.

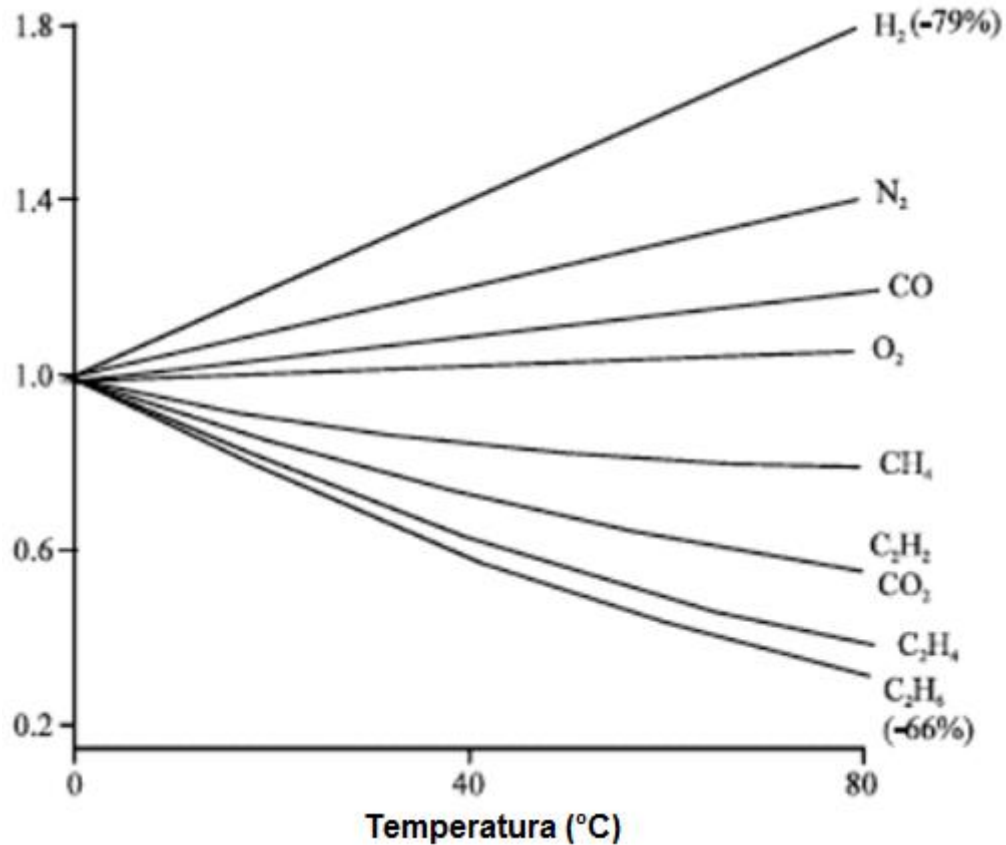


Figura 15 - Solubilidade em função da temperatura [26]

A razão entre as concentrações de gases dissolvidos e não dissolvidos (gases livres) pode ser expressa pelas constantes de Ostwald (3). A constante de Ostwald é calculada assumindo-se o equilíbrio entre as duas fases (dissolvida e não dissolvida), ou seja, não há transferência de massa na fronteira do líquido. Dessa forma, pode-se determinar a concentração de gás na outra fase conhecendo-se a concentração do gás e sua respectiva constante de Ostwald. A Tabela 2 traz os valores médios das constantes de Ostwald para os gases encontrados em óleo mineral [27] em 20°C e 50°C.

$$k = \frac{[\text{concentração gás dissolvido}]}{[\text{concentração gás livre}]} \quad (3)$$

Tabela 2 - Constantes de Ostwald para óleo mineral isolante em 20°C e 50°C [27]

Gás	k em 20°C	k em 50°C
N ₂	0,09	0,09
O ₂	0,17	0,17
H ₂	0,05	0,05
CO	0,12	0,12
CH ₄	1,08	1,00
CO ₂	0,43	0,40
C ₂ H ₄	2,40	1,80
C ₂ H ₆	1,70	1,40
C ₂ H ₂	1,20	0,90

3.5 Coleta e leitura dos gases dissolvidos e livres

A análise dos gases dissolvidos inicia-se com a coleta de uma amostra de óleo. É comum também, mas não obrigatório, coletar uma amostra de gases livres que estão acima do nível do óleo ou no interior do relé de gás, instalado no transformador. A coleta manual das amostras devem seguir normas específicas que evitam erros de manipulação. O óleo pode perder sua concentração original se exposto ao ambiente por alguns minutos ou se exposto a luz ou calor. Os erros de manipulação produzem análises equivocadas. Uma das formas de aumentar a confiabilidade da amostragem manual é usar modelos matemáticos que preveem o quanto de gás vaza durante o processo e manipulação [28].

Boas práticas de amostragem e leitura dos gases seguem os seguintes padrões:

- Coleta da amostra: ASTM D 923 [29]
- Leitura do total de gás dissolvido: ASTM D2945 [30]
- Leitura individual de gás dissolvido: ASTM D3612 [31]
- Leitura de gases livres: ASTM D3612 [31- seção 10]

A coleta e leitura manual do óleo tem cedido lugar para os monitores de DGA online desde a década de 90. São equipamentos menos susceptíveis a erros por estarem instalados diretamente no transformador. Podem monitorar a concentração e composição de diversos gases presentes no óleo do transformador por leitura cromatográfica ou espectrometria óptica e produzem dados mais confiáveis do que o processo manual, pois o alto custo de aquisição, principalmente de monitores multi-gás, é um entrave para o monitoramento de

transformadores de pequeno porte, mas irrelevante comparado ao custo e a importância de transformadores de grande porte. A Figura 16 [25] ajuda no entendimento do processo de coleta e leitura do óleo por esses equipamentos. O óleo é desviado do transformador através de um conjunto de válvulas. Entra no equipamento e um processo de extração dos gases é iniciado [32]. O gás extraído é inserido em um processo de cromatografia que identificará seus componentes e concentrações, alimentando assim os métodos de DGA implementados no monitor.

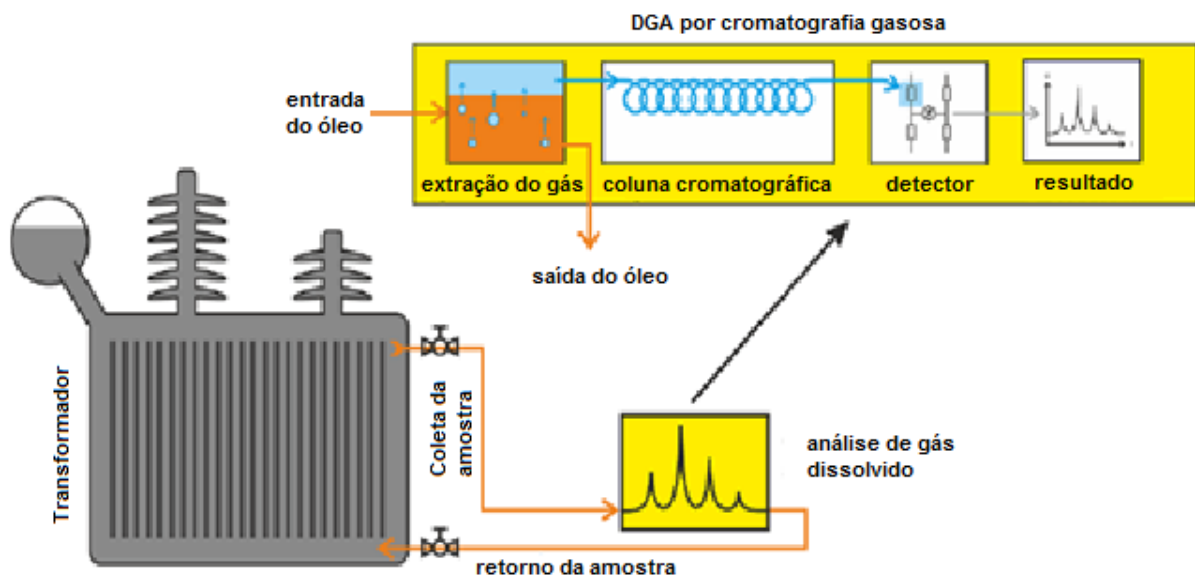


Figura 16 – Processo de coleta e leitura por um monitor DGA online [25]

3.6 Métodos para diagnóstico de falhas

O diagnóstico de falhas em transformadores de potência refrigerados a óleo por análise de gás dissolvido é feito por métodos concorrentes, podendo, inclusive, serem divergentes no resultado da análise. O uso dos métodos de DGA não resulta em um diagnóstico 100% preciso, e deve ser composto com outras informações [26] extremamente relevantes como:

- Idade do transformador
- Problemas já ocorridos em buchas de isolação
- Falhas já ocorridas e corrigidas
- Transformador submetido a elevadas sobrecargas por longo período
- Reparos corretivos anteriores
- Aumentos súbitos de gases detectados por dispositivo de proteção (relé de gás)

- Desgaseificação ou regeneração no óleo feitas anteriormente

Como se pode notar, o monitoramento da integridade do transformador não é uma tarefa simples. A tendência atual é dar maior importância para as variações nas taxas de produção de gás e menor peso para os valores absolutos propriamente ditos [33-34].

Os métodos mais conhecidos e largamente usados ao longo das últimas décadas são apresentados na Tabela 3. Basicamente, o diagnóstico de falha ou de normalidade através dos métodos de DGA depende do conhecimento do nível absoluto ou relativo das concentrações dos gases dissolvidos na amostra analisada. Os métodos de Gás Key, TCG e triângulo de Duval serão abordados nesta tese por estabelecerem relação direta com a estratégia proposta.

Tabela 3 – Métodos e Normas de DGA

Análise	Referência	
	IEEE C57.104-2008	IEEE PC57.104.2019
TCG - Procedimento	X	X
TDCG - Procedimento	X	X
Gás Chave (Key Gas)	X	X
Razão de Doemenburg	X	X
Razão de Rogers	X	X
Triângulo de Duval		X
Razão CO ₂ /CO		X

3.6.1 KEY GAS

Pode-se relacionar o tipo de falha com um gás predominante na amostra. Uma grande proporção do gás acetileno revela a existência de arcos no interior do óleo do transformador. Altas proporções do gás hidrogênio denunciam a ocorrência excessiva de eletrólise associada a alta umidade do óleo. O método Key Gas, ou gás chave [21 e 35], correlaciona a proporção e a preponderância da concentração de um tipo de gás com falha mais provável:

- Falha térmica no óleo (superaquecido)
 - Gás predominante: Etileno
- Falha térmica na celulose
 - Gás predominante: Monóxido de carbono
- Descargas parciais ou eletrólise

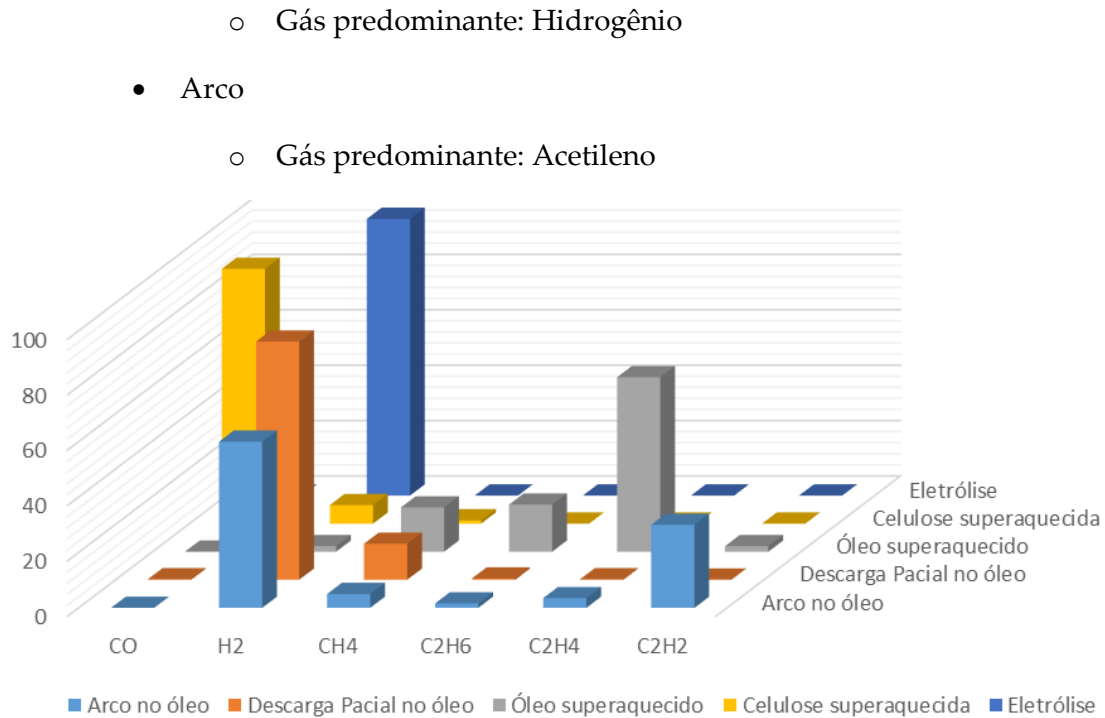


Figura 17 - Proporção percentual de gases em falhas

A Figura 17 expõe em um gráfico a correlação entre as falhas e as proporções típicas entre seis tipos de gases usados no método gás chave. A

Tabela 4 reforça o entendimento ao relacionar, com mais detalhes, a relação entre as falhas internas do transformador com os componentes gerados [22]. Grandes concentrações de CO, associadas a um aumento de outros gases combustíveis, são indícios da decomposição acelerada da celulose por superaquecimento [35].

Tabela 4 - Falhas versus gases produzidos

Falha	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	O ₂	H ₂ O
Envelhecimento da celulose		X	X						X
Decomposição do óleo	X			X	X	X	X		
Vazamento no sistema de expansão			X					X	X
Térmica na celulose	X	X	X	X				X	
Térmica no óleo de 150 °C a 300°C	X			X		vestígio	X		
Térmica no óleo de 300 °C a 700°C	X			X	vestígio	X	X		
Térmica no óleo acima de 700°C	X			X	X	X			
Descargas parciais	X			X	vestígio				
Arcos	X			X	X	X			

3.6.2 TCG (TOTAL COMBUSTIBLE GAS)

O percentual total de gás combustível é um método usado para se avaliar a existência de anormalidades no transformador de potência. O cálculo é feito para gases livres, coletados

acima do nível do óleo, no sistema de preservação do óleo, e resulta em um percentual (4). Caso o percentual encontrado esteja acima do considerado normal, providências são sugeridas conforme a Tabela 5 [35]. Quando uma amostra de gás livre não está disponível, pode-se usar as constantes de Ostwald conforme a equação 5.

Tabela 5 - Valores de TCG e condição do transformador [35]

	TCG (%)	Descrição
Condição 4	≥5	Falha iminente - requer ações imediatas
Condição 3	≥2 a <5	Acima do normal - requer ações de correção
Condição 2	≥0,5 a <2	Acima do normal - requer maior monitoramento
Condição 1	<0,5	Normal

$$TCG = \frac{[Total \ de \ Gases \ Combustíveis]}{[Total \ de \ Gases]} \cdot 100 \quad (4)$$

$$TCG = \sum_{C_1}^{C_n} \left[\frac{\frac{F_c}{k_c}}{\sum_{G_1}^{G_n} \frac{F_g}{k_g}} \right] \times 100 \quad (5)$$

Onde:

TCG - Porcentagem estimada de gás combustível

C - Gás combustível

F - Concentração em ppm do gás (c = combustível; g = combustível e não combustível)

k – Constante de Ostwald do gás (Tabela 2)

3.6.3 TAXA DE GERAÇÃO DE GÁS

A razão entre o volume de gás produzido e o tempo, em dias, resulta na taxa de geração de gás diário e pode revelar, além da existência de uma falha, sua intensidade. Tipicamente, uma produção acima de 2,8 litros de gás combustível diária pode indicar a existência de uma falha interna [21 e 35]. O cálculo da taxa de produção de gás pode ser visto na equação 6. O cálculo da variação do TCG no tempo também produz o mesmo efeito de diagnóstico.

Variações acima de 0,03% no TCG [35] são consideradas críticas e exigem providências como o aumento da frequência de monitoramento (Figura 21).

$$R = \frac{(S_T - S_0) \times V \times 10^{-6}}{T} \quad (6)$$

Onde:

R – Taxa de produção diária de gás combustível

S₀ – Primeira amostra em ppm da soma dos gases combustíveis

S_T – Segunda amostra em ppm da soma dos gases combustíveis

V – volume do tanque de óleo em litros

T – intervalo de tempo em dias

3.6.4 TRIÂNGULO DE DUVAL

O triângulo de Duval é um método gráfico (Figura 18) que considera a relação percentual relativa (7, 8 e 9) de três gases: metano CH₄, acetileno C₂H₂ e etileno C₂H₄. É formado pela combinação da intersecção de retas (Tabela 6) que representam percentuais relativos dos gases mencionados, formando áreas onde se alojam falhas de determinado tipo.

$$\%CH_4 = \frac{CH_4}{CH_4 + C_2H_2 + C_2H_4} \quad (7)$$

$$\%C_2H_4 = \frac{C_2H_4}{CH_4 + C_2H_2 + C_2H_4} \quad (8)$$

$$\%C_2H_2 = \frac{C_2H_2}{CH_4 + C_2H_2 + C_2H_4} \quad (9)$$

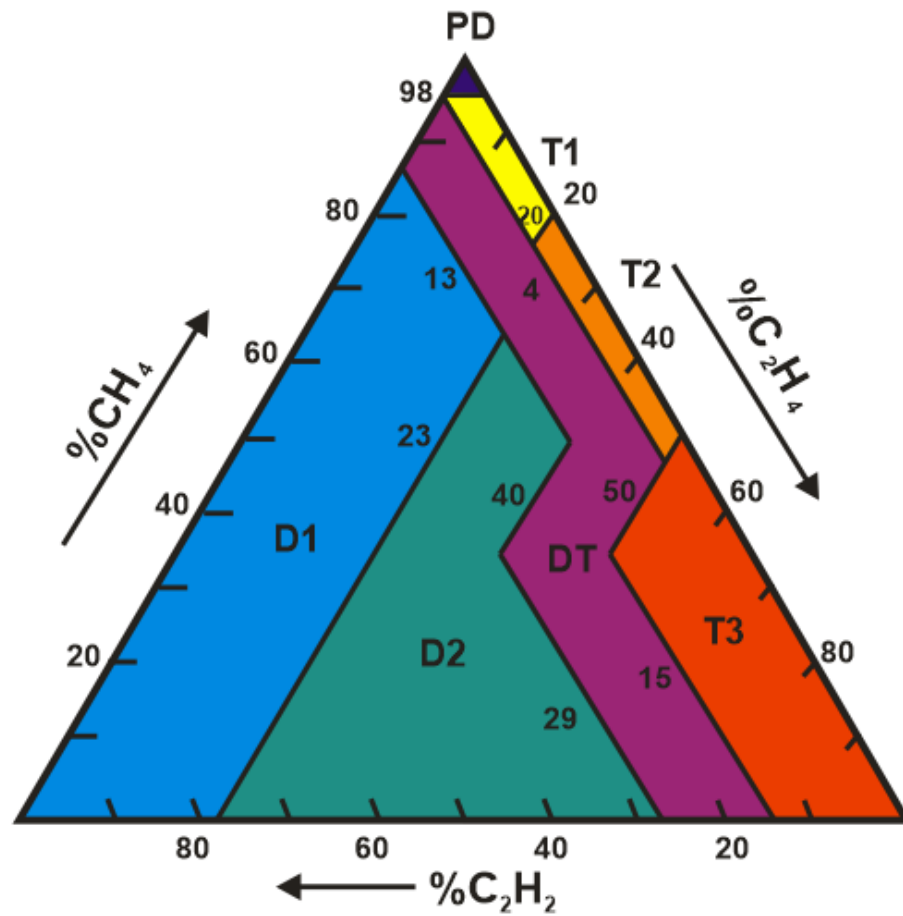


Figura 18 - Triângulo de Duval

T1 - Falhas térmicas abaixo de 300°C

T2 - Falhas térmicas acima de 300°C e abaixo de 700°C

T3 - Falhas térmicas acima de 700°C

PD - Descargas parciais

D1 - Descargas de baixa energia

D2 - Descargas de alta energia

DT - Falha mista: térmica e elétrica

Tabela 6 - Percentuais e retas do triângulo de Duval

%Gás		Retas		
%CH4	98%			
%C2H4	20%	23%	40%	50%
%C2H2	4%	13%	15%	29%

O triângulo de Duval é um método de diagnóstico aplicado após a confirmação de anormalidade por outro método como o gás chave, TCG ou a taxa de produção de gases, pois como pode-se notar no gráfico, não há mapeamento para situação normal. Um estudo comparativo entre métodos de diagnóstico de falhas feito em [22] revela a grande taxa de acerto deste método quando comparado a outros métodos de diagnóstico de falha, sendo, portanto, amplamente implementado em monitores online de DGA.

3.6.4.1 Implementação do triângulo de Duval

Apesar de ser um método gráfico, é facilmente implementado por um algoritmo de computador ou por um microcontrolador, normalmente presente em equipamentos de monitoramento. A forma mais simples de implementar o triângulo de Duval é:

- Fazer a mudança de coordenadas para o plano cartesiano (equações das retas da Tabela 6).
- Usar duas concentrações de dois gases (o terceiro é linearmente dependente) como entrada em função da referência adotada para a mudança de coordenadas.
- Comparar os valores da nova coordenada com as retas calculadas.
- Determinar dentre quais retas o ponto calculado se situa.

A Figura 20 insere o triângulo de Duval em um plano cartesiano x-y. Note que a origem do plano coincide com o ponto 100% de C_2H_2 e 0% de CH_4 . Um exemplo de aplicação do triângulo de Duval pode ser útil para aperfeiçoar o entendimento:

- $CH_4 = 200$ ppm, $C_2H_4 = 180$ ppm e $C_2H_2 = 8$ ppm
- Calculando os percentuais relativos temos:
- $\%CH_4 = 52$; $\%C_2H_4 = 46$ e $\%C_2H_2 = 2$

Na Figura 19 o ponto de encontro das concentrações relativas revela uma falha do tipo térmica T2.

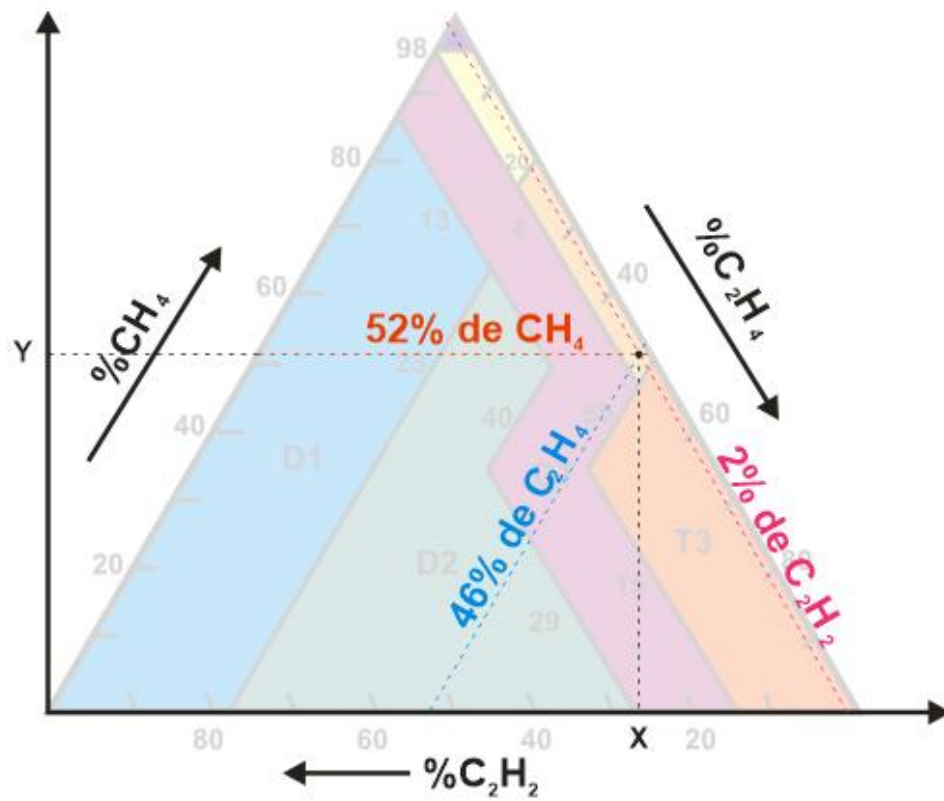


Figura 19 - Exemplo com triângulo de Duval

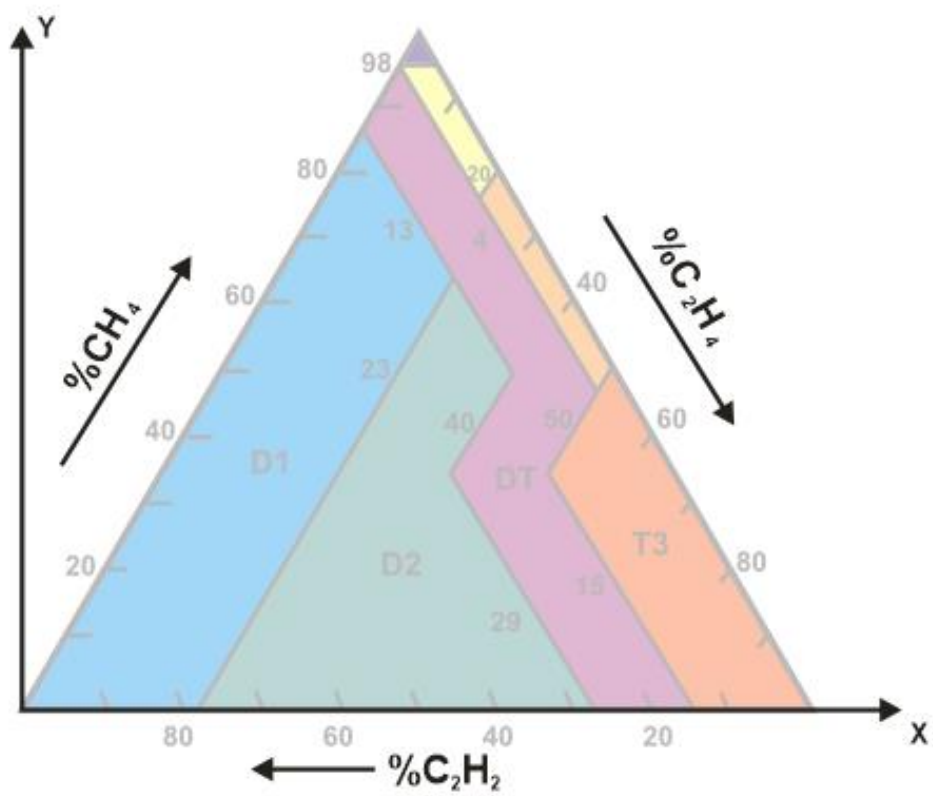


Figura 20 - Mudança de coordenadas do triângulo de Duval

A projeção no plano cartesiano resulta em (10 e 11):

$$y = \%CH_4 \cdot \text{sen}60 = 52 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 45 \quad (10)$$

$$x = 100 - (\%C_2H_2 + \%CH_4 \cdot \cos 60) = 72 \quad (11)$$

Note que o sentido de crescimento do eixo “x” é invertido em relação ao sentido de crescimento do vetor $\%C_2H_2$.

Uma vez calculado o valor em coordenadas cartesianas, basta compará-lo com as retas que formam as regiões do triângulo de Duval. No exemplo, o ponto é:

- Menor que a reta $\%C_2H_4$
- Maior que a reta de 50% de C_2H_4
- Menor que a reta de 20% de C_2H_4
- Maior que a reta de 4% de C_2H_2

As equações das retas que compõem o triângulo de Duval são:

$$\%CH_4 \rightarrow y - \sqrt{3} \cdot x = 0$$

$$\%CH_4 _ 98\% \rightarrow y - \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 98 = 0$$

$$\%C_2H_2 _ 04\% \rightarrow y + \sqrt{3} \cdot x - 96\sqrt{3} = 0$$

$$\%C_2H_2 _ 13\% \rightarrow y + \sqrt{3} \cdot x - 87\sqrt{3} = 0$$

$$\%C_2H_2 _ 15\% \rightarrow y + \sqrt{3} \cdot x - 85\sqrt{3} = 0$$

$$\%C_2H_2 _ 29\% \rightarrow y + \sqrt{3} \cdot x - 71\sqrt{3} = 0$$

$$\%C_2H_4 \rightarrow y + \sqrt{3} \cdot x - 100\sqrt{3} = 0$$

$$\%C_2H_4 _ 20\% \rightarrow y - \sqrt{3} \cdot x + 20\sqrt{3} = 0$$

$$\%C_2H_4 _ 23\% \rightarrow y - \sqrt{3} \cdot x + 23\sqrt{3} = 0$$

$$\%C_2H_4 _ 40\% \rightarrow y - \sqrt{3} \cdot x + 40\sqrt{3} = 0$$

$$\%C_2H_4 _ 50\% \rightarrow y - \sqrt{3} \cdot x + 50\sqrt{3} = 0$$

A implementação em software fica bem simples usando-se um conjunto de cláusulas condicionais para delimitar cada região do triângulo de Duval. Como no exemplo, a região T2 corresponde a todo ponto que estiver entre as quatro retas mencionadas anteriormente.

3.7 Ações pós-diagnóstico

As ações pós-diagnóstico dependem da severidade da falha e vão do aumento da frequência de supervisão e testes complementares, até a redução de carga do transformador ou mesmo a parada programada para manutenção preventiva. A Figura 21 detalha qual o procedimento indicado, conforme os valores de TCG e taxa TCG [35].

	Nível TCG (%)	Taxa TCG (% por dia)	Intervalos de amostragem e procedimentos para taxas de geração de gases	
			Intervalo de amostragem	Procedimentos
Condição 4	≥5	>0,03	Diário	Remoção de serviço
		0,01 a 0,03	Diário	
		<0,01	Semanal	Extrema cautela. Análise individual de gases e parada programada
Condição 3	≥2 a <5	>0,03	Semanal	Extrema cautela. Análise individual de gases e parada programada
		0,01 a 0,03	Semanal	
		<0,01	Mensal	
Condição 2	≥0,5 a <2	>0,03	Mensal	Extrema cautela. Análise individual de gases e análise de redução de carga
		0,01 a 0,03	Mensal	
		<0,01	Trimestral	
Condição 1	<0,5	>0,03	Mensal	Extrema cautela. Análise individual de gases e análise de redução de carga
		0,01 a 0,03	Trimestral	Permanecer com operação normal
		<0,01	Anual	

Figura 21 - Análise de evolução de TCG e procedimentos [21 e35]

Capítulo 4

Monitoramento online

A busca por maior eficiência, redução de custos e melhores índices de qualidade têm influenciado empresas do setor elétrico a investirem em ferramentas mais eficientes na gestão de seus ativos. Neste contexto, o monitoramento online desempenha papel crucial. Os equipamentos de monitoramento online atuais são capazes de extrair dados de diversos parâmetros do transformador, executar algoritmos com processamento local, armazenar dados localmente e transmiti-los por fio ou ar.

São diversos equipamentos com funções e tecnologias diferentes aplicadas às partes distintas que compõem o transformador como a parte ativa, sistema de preservação do óleo, arrefecimento, tanque, comutador etc. O monitoramento se aplica a diversas áreas do transformador de potência e conta com sensores dos mais variados tipos e funções. A Tabela 7 relaciona áreas funcionais do transformador com a função, ou objetivo de monitoramento, e as variáveis envolvidas.

Uma característica comum dos equipamentos voltados para o monitoramento online é a capacidade de comunicação (Figura 22). Em geral, a comunicação entre o equipamento e a central de operações é feita com ou sem fios e usa protocolos de comunicação abertos como o ModBus ou DNP3.0 (*Distributed Network Protocol 3.0*). Um tipo de transmissão digital de dados, via cabo, muito utilizado é o padrão RS485 que consiste em um par de fios com sinais simétricos um em relação ao outro. A transmissão sem fio usa rádio transmissão com o padrão

IEEE 802.x e conecta o monitor à rede local com possibilidade de acesso remoto (internet). É desejável que todos os equipamentos de monitoramento online tenham compatibilidade de comunicação, ou seja, disponham de protocolos de comunicação comuns ao sistema de aquisição de dados SCADA (Sistema de supervisão e aquisição de dados). Assim, facilita sua integração no sistema e permite o agrupamento de todos monitores e sensores em um único sistema de supervisão.



Figura 22 - Comunicação entre equipamento monitor e sistema supervisório

Tabela 7 - Funções de monitoramento e grandezas

Sistema	Monitoramento	Grandeza
Buchas	Estado da isolação	Capacitância Tangente Delta
Parte Ativa	Envelhecimento da isolação Umidade da isolação sólida Gás no óleo Previsão de temperaturas Previsibilidade Dinâmica de Carregamento Simulação de Carregamento	Temperatura do óleo Temperatura dos enrolamentos Corrente nos enrolamentos Gás no óleo
Comutador sob carga	Supervisão térmica Desgaste do contato Assinatura do mecanismo Umidade do óleo Previsão de manutenção do comutador	Temperatura doComutador Corrente de carga Tensão de linha Posição de tap Torque de acionamento Teor de água no óleo (ppm) Saturação relativa de água no óleo % Saturação relativa à temp. ambiente e de referência
Tanque e Óleo	Umidade do óleo	Teor de água no óleo (ppm) Saturação relativa de água no óleo % Saturação relativa à temp. ambiente e de referência Ruptura da bolsa/membrana do tanque de expansão
Sistema de Preservação do óleo	Integridade do sistema de preservação do óleo	Umidade no óleo Concentração de oxigênio
Sistema de Refrigeração	Eficiência do sistema de resfriamento Previsão de manutenção do sistema de resfriamento	Corrente de Ventiladores ou bombas Vibração de bombas

Ao instalar um monitor online no transformador uma alteração no estado do transformador se reflete imediatamente na grandeza monitorada que desencadeia o disparo de um alarme, sinalizando ao sistema supervisório a mudança de estado em tempo real. Desta

forma, falhas incipientes são detectadas precocemente, reduzindo a chance de paradas inesperadas por falhas severas. O resultado é uma redução em inspeções e paradas para manutenção preventivas desnecessárias com consequente aumento de confiabilidade e redução de custos.

Dentre todos os tipos de monitoramento, o mais eficiente é o monitoramento dos parâmetros do óleo [36] e, por isso, recebe maior atenção e pesquisa no desenvolvimento de tecnologias. O monitoramento do óleo pode ser dividido em: monitoramento da qualidade do óleo, intensidade indiscriminada da presença de gás combustível, monitoramento de um gás específico e monitoramento de vários gases. São diversos equipamentos atuais com capacidade de monitoramento diversificada, associada a custos e complexidades variadas. A Tabela 8 exibe alguns tipos de monitores de óleo com suas características gerais.

Tabela 8 - Monitores online e características gerais

Tipo de monitor	Custo	Característica geral
Qualidade do óleo	Muito baixo	Relaciona rigidez dielétrica com a qualidade do óleo
Gás combustível	Baixo	Indica de forma não específica a existência de gás combustível
Gás chave	Médio	Detecta um tipo de gás chave e opcionalmente a umidade
Multi-gás	Alto	Detecta diversos gases, incorpora algoritmos de análise de falhas (DGA) e opcionalmente a leitura da umidade

4.1 Monitores da qualidade do óleo

Uma forma de se avaliar a qualidade do óleo é testar sua capacidade de isolamento. A rigidez dielétrica do óleo pode sofrer alterações por contaminação e ou estresses elétricos. O uso prolongado do óleo com baixa rigidez dielétrica pode levar à degradação acelerada da celulose.

Métodos padronizados como as normas ASTM D877 e D1816 são usados para ensaiar, em laboratório, a rigidez dielétrica do óleo. O inconveniente é que os métodos usados por essas normas destroem a amostra e, por esse motivo, não são usados em monitores online instalados de forma permanente no transformador de potência. No entanto, um equipamento para análise de rigidez dielétrica online foi desenvolvido pela Weidmann e fabricado pela Incon (Figura 23).

O Weidmann Centurion tem, por princípio de funcionamento, produzir um pulso de alta tensão com duração de alguns nano-segundos, permitindo o teste da rigidez dielétrica na amostra sem destruí-la. Outro importante aspecto desse equipamento é o seu baixíssimo custo, podendo ser instalado em transformadores de qualquer porte.



Figura 23 - Monitor de qualidade do óleo Weidmann Centurion

4.2 Monitores de gás combustível

Nesse tipo de equipamento a ideia é “queimar” o gás combustível, gerando um sinal proporcional à quantidade de gás combustível na amostra. O equipamento é permanentemente instalado no transformador, extraíndo os gases do óleo através de uma membrana permeável à passagem destes. Após extraídos, os gases são detectados por um sensor de gás combustível que irá gerar um sinal proporcional ao volume total de gases combustíveis presentes na amostra.

Um exemplo deste tipo de equipamento é o modelo Hydran da GE (Figura 24) que, além de responder aos gases combustíveis, é equipado com a detecção da umidade no óleo.



Figura 24 - Monitor de gás combustível Hydran M2-X

4.3 Monitores de gás chave

Os monitores de gases chaves têm a função de monitorar um ou dois tipos de gases com o objetivo de detectar falhas relacionadas à presença destes. O gás hidrogênio é o mais comum nesses casos, pois é produzido em quase todas as falhas e, além disso, sua baixa solubilidade no óleo o torna um gás fácil de ser monitorado, também, por um sensores de gás livre. Em geral, além do gás alvo, o monóxido de carbono (CO) e a umidade também são detectados nesses equipamentos. Na Figura 25, na Figura 26 e na Figura 27 temos alguns exemplos desses monitores com suas características básicas exibidas na Tabela 9.

Dynamic Ratings - H₂



Morgan Schaffer – Calisto 2



Figura 25 - Monitores de gás chave - Dynamic Ratings e Morgan Schaffer

Serveron –TM1**MTE – Hydrocal 1003**

Figura 26 - Monitores de gás chave - Serveron e MTE

MR/MESSKO – Msense 2.5**ABB - CoreSense**

Figura 27 - Monitores de gás chave - MR/MESSKO e ABB

Tabela 9 - Monitores de gás chave - características básicas

Marca	Modelo	Gases	Umidade
Dynamic Ratings	H ₂	H ₂	Não
Morgan Schaffer	Calisto 2	H ₂ CO	Sim
Serveron	TM1	H ₂	Não
MTE	Hydrocal 1003	H ₂ CO	Sim
MR/MESSKO	Msense 2.5	H ₂ CO	Sim
ABB	CoreSense	H ₂	Sim

4.4 Monitores de Multi-gás

Quando se fala em monitoramento online do óleo, o equipamento mais completo é o monitor multi-gás. Ao detectar a composição e a concentração dos gases dissolvidos no óleo ele é capaz de analisar, de forma autônoma, a existência de falhas no transformador de potência com base nos métodos de DGA (*Dissolved Gas Analysis*) [27,21 ,37 e 35].

Os monitores online multi-gás podem ser portáteis ou instalados no transformador de forma permanente. Executam o equivalente ao feito manualmente no processo de amostragem e processamento da amostra em um laboratório de cromatografia com a vantagem de todo processo de amostragem e processamento ser automático e evitar erros por manipulação. Adicionalmente, em relação do processo manual que depende do planejamento e da política de manutenção, o monitor multi-gás traz o benefício de encurtar os intervalos entre as amostras, detectando a mudança de estado do transformador de potência logo após a ocorrência de uma falha.

A indicação de aplicação, segundo a maioria dos fabricantes, é para transformadores de médio a grande porte devido ao custo de aquisição que pode atingir até \$90 mil dólares [38], cerca de R\$500 mil reais em cotação atual da moeda brasileira, sem contar as despesas com importação.

Além da detecção dos principais gases combustíveis, os monitores multi-gás incorporam a detecção da umidade e dos gases dióxido de carbono (CO_2), nitrogênio (N_2) e oxigênio (O_2). As Figura 28 e Figura 29 exibem alguns desses monitores.

Morgan Schaffer – Calisto 9



Camlin - Totus



Figura 28 - Monitores multi-gás: Morgan Schaffer e Camlin

GE – Kelman Transfix



Serveron - TM8



Figura 29 - Monitores multi-gás: GE e Serveron

Capítulo 5

Análise de gases livres

A precisão e a confiabilidade do processo de cromatografia consolidou o diagnóstico de falhas por análise de gases dissolvidos nas últimas décadas. O processo manual, que consiste em se retirar uma amostra de óleo e, por vezes, de gás livre, alojado acima do nível do óleo, é processado em um laboratório com o uso de cromatografia e revela, de forma precisa, a concentração e composição dos gases nas duas amostras (óleo e livre).

A coleta e análise de uma amostra de óleo é mais comum e reveladora para o diagnóstico de falhas em transformadores de potência refrigerados a óleo do que uma amostra de gás livre. Podemos citar algumas razões para esse fato:

- Os gases são originalmente gerados no interior do óleo.
- Níveis baixos de concentração podem ser totalmente absorvidos pelo óleo.
- Alguns compostos furânicos presentes no óleo relevam informações importantes na análise de degradação da isolação física.
- Erros de amostragem e manipulação são maiores em amostras de gás.
- O sistema de preservação do óleo adotado (aberto ou fechado) tem grande influência na amostra.

Dessa forma, o diagnóstico de falhas em transformadores de potência refrigerados a óleo se concentrou na análise dos gases dissolvidos no óleo por métodos desenvolvidos [27 e

21], empiricamente, ao longo de décadas, com o uso de bancos de dados extraídos de gases dissolvidos em transformadores sem defeitos e após falharem.

Apesar de limitada, pelas razões expostas anteriormente, a amostragem e a análise de gases livres é contemplada na literatura, principalmente no monitoramento do TCG [35]. Uma prática comum é coletar o gás livre através do relé de gás (Buchholz).

Vale ressaltar que tanto na amostra de óleo quanto na amostra de gás livre, diretamente coletados em pontos específicos do relé, a detecção final, por cromatografia, é feita com os gases livres. A diferença é que na primeira abordagem (amostra de óleo) usam-se técnicas para extração dos gases contidos no óleo.

Este capítulo e o próximo são dedicados ao tema central desta tese: a análise de gases livres em transformadores de potência refrigerados a óleo. Foram assim divididos para facilitar o fluxo de leitura e recorrem aos assuntos vistos nos capítulos anteriores que fornecem a base para a compreensão dos tópicos abordados nos próximos capítulos.

5.1 Detecção de gases livres

A técnica mais antiga para detectar a presença de gases combustíveis consiste em incendiar o gás que é liberado através de um ponto de amostragem do relé de gás. Havendo chama, comprova-se a existência dos gases combustíveis em níveis elevados e a existência de uma falha.



Figura 30 - Relé de gás Buchholz (catálogo do fabricante "Reinhausen")

Em 1921 Max Buchholz desenvolveu o relé de gás (Figura 30). O dispositivo protege o transformador quando a produção de gás é excessiva e conta com uma janela graduada que informa o volume de gás acumulado. Funciona com dois níveis de alerta. O primeiro resulta no gatilho de um alarme. O segundo, alerta para a produção súbita de gases no interior do óleo, decorridos de uma falha severa, e dispara o sistema de proteção a fim de limitar os danos ao transformador de potência.



Figura 31 - TCG monitor [38]

Além do relé Buchholz, outros equipamentos, mais sofisticados, foram desenvolvidos. A Figura 31 mostra o monitor de TCG usado na década de 1960. A técnica consiste em se avaliar o quanto de gás combustível está presente na amostra de gás livre com maior precisão do que a técnica de incendiar o gás. Seu princípio de funcionamento é a detecção da concentração de gás combustível por alteração na condutividade de um elemento sensível à presença do gás combustível via efeito térmico. O elemento é eletricamente ligado a uma ponte de Wheatstone, cuja calibração é feita sem a presença da amostra. Quanto maior a concentração do gás combustível, maior será o desbalanceamento da ponte de Wheatston, indicando sua intensidade em um mostrador calibrado com um gás de referência.

5.2 Amostragem e análise

Assim como na análise de gases dissolvidos, é fundamental, para se analisar de forma ampla uma amostra de gases livres, o conhecimento da composição e concentração dos gases presentes na amostra. O processo manual de amostragem deve seguir normas estabelecidas

como a ASTM D3612 em sua extração. Em geral, os dados extraídos da amostra por cromatografia são aplicados no cálculo do TCG e na taxa de TCG, mas podem, também, serem aplicados nos métodos razão de Rogers e razão de Doernenburg [35] apesar de serem menos precisos quando comparados aos valores encontrados na amostra de óleo.

Uma forma de contornar os problemas encontrados no processo de amostragem e análise de gases livres é fazer todo o processo de amostragem e detecção “*in loco*”. Com um dispositivo instalado no transformador podemos extrair a amostra de gás de forma mais precisa, expondo-a a uma câmara de detecção que é capaz de detectar a concentração dos principais gases sem a manipulação humana. Além disso, o equipamento pode executar diversas leituras sequenciais, registrando a curva da evolução da concentração no tempo para cada tipo de gás presente.

O desenvolvimento de uma câmara de detecção com sensores para gases livres sensíveis às características das amostras extraídas do transformador foi essencial para viabilizar este projeto. Além de atender as características técnicas, os sensores deveriam ser comerciais e possuírem baixo custo.

Atualmente, diversos sensores comerciais para gases livres estão disponíveis com faixas de precisão, características e tecnologias diversas [39], abrindo novas perspectivas para o desenvolvimento de um equipamento voltado para a análise de falhas em transformadores. Sua aplicação, no entanto, exige testes e ensaios criteriosos a fim de selecionar os dispositivos compatíveis com o projeto, além do desenvolvimento de uma nova estratégia de análise que resulte na minimização dos problemas encontrados nesta abordagem e que seja viável de ser implementada.

5.3 Estratégia de análise com gases livres

O ponto central da estratégia encontra-se no rastreamento, ou seja, o registro periódico e ininterrupto das concentrações detectadas em estado livre. O rastreamento “desenha”, de forma dinâmica, o que acontece com o processo de difusão do gás produzido na falha [23]. Após a ocorrência de uma falha o processo de difusão dos gases produzidos pode levar horas ou dias [23], dependendo de fatores como a temperatura e o sistema de resfriamento (intensidade da vazão de óleo que circula no sistema de resfriamento). Levantar a curva ou o perfil no tempo de como o gás se difunde através da evolução da concentração dos gases é

fundamental e possível com intervalos curtos (horas ou dias) de amostragem e detecção. Velocidades de produção lentas e médias de gases tendem a revelar uma curva cuja característica se assemelha a uma função de primeira ordem [23]. Velocidade de produção altas geram bolhas de gás que migram para fora do óleo e são facilmente diferenciadas através do rastreamento.

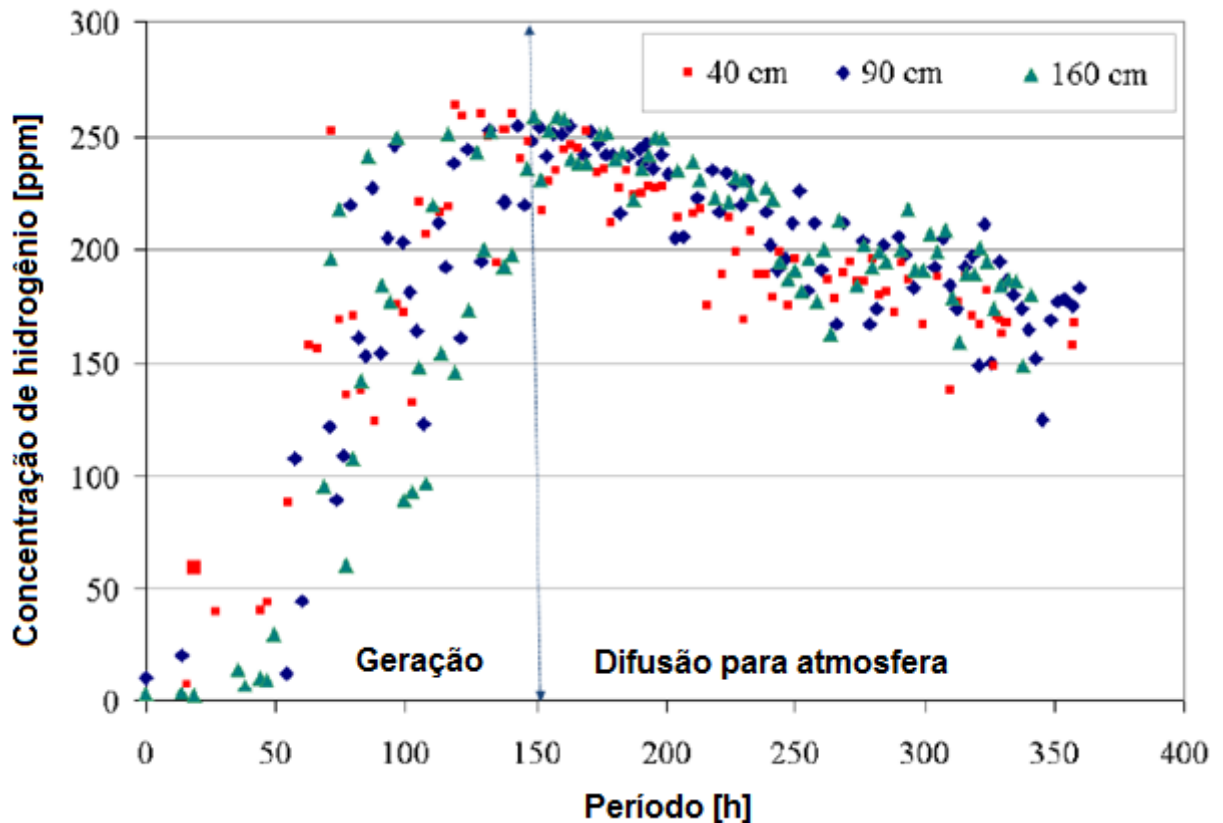


Figura 32 – Evolução da concentração de gás dissolvido em três pontos distintos [23]

A Figura 32 mostra o resultado de um estudo experimental [23] do perfil da concentração de gás dissolvido no tempo em três pontos do transformador com 40, 90 e 160 cm distantes verticalmente da fonte de geração de gás. O sistema de preservação do óleo é inicialmente bloqueado. A concentração aumenta até atingir um equilíbrio marcado pela linha tracejada vertical. Neste momento o sistema de conservação é aberto e a concentração do gás no óleo cai lentamente devido ao fluxo de massa dos gases dissolvidos para a atmosfera, ou seja, para a forma de gás livre. Nota-se que quanto maior é a distância do ponto de observação, mais atrasado o sinal fica devido ao processo de difusão.

Por meio desse experimento é possível determinar o comportamento da concentração do gás no tempo tanto para pontos de observação no óleo quanto fora. A curva fornece informações dinâmicas como sua inclinação e equilíbrio ou estabilidade.

A estratégia com o rastreamento se divide em análise estática e dinâmica. O fluxograma da estratégia de análise de gases livres é visto na Figura 33.

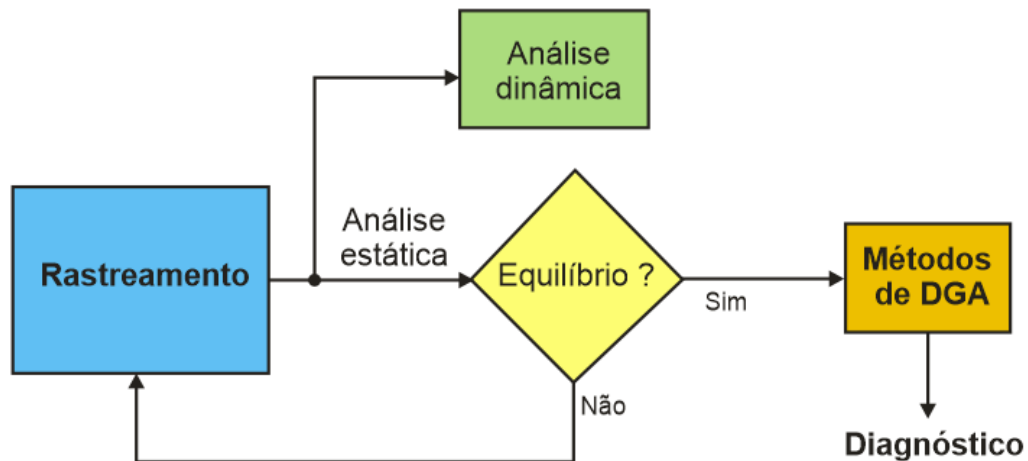


Figura 33 - Estratégia de diagnóstico de falha

5.3.1 ANÁLISE ESTÁTICA

A análise estática resume-se na aplicação dos dados de concentração dos gases livres nos métodos já estabelecidos em DGA no momento em que o equilíbrio entre as fases gasosa e líquida é detectado através do rastreamento (Figura 33). Isto garante maior precisão no resultado tanto nos métodos de avaliação de normalidade ou anormalidade (TCG e taxa de TCG), como através do triângulo de Duval que depende da condição de equilíbrio.

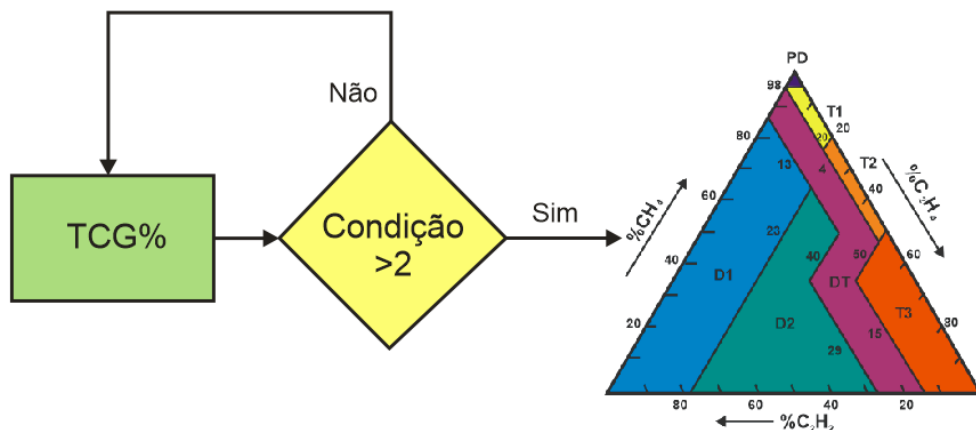


Figura 34 - Condição para análise estática com o triângulo de Duval

A aplicação do triângulo de Duval para gases livres é feita convertendo-se as concentrações encontradas em estado livre para o dissolvido com as constantes de Ostwald (Tabela 2 do capítulo 3). Deve-se observar que a aplicação do triângulo de Duval requer a detecção de anormalidade conforme a Tabela 5. Na Figura 34 vemos o fluxograma da estratégia usada na aplicação do triângulo de Duval.

5.3.2 ANÁLISE DINÂMICA

A inserção “*in loco*” de um equipamento com capacidade de leitura multi-gás e um processo de amostragem e detecção dos gases de forma automática, juntamente com o rastreamento mencionado anteriormente, permitem uma análise dinâmica que pode:

- Detectar o início da falha.
- A taxa de produção de gás no tempo.
- O registro da curva ou perfil da evolução dos níveis de concentração.
- Avaliação da intensidade da falha pela inclinação da curva de aumento de concentração.
- Detecção do estado de equilíbrio.

Vale destacar que o gás hidrogênio é o mais fácil e direto no processo de rastreamento devido sua baixa solubilidade no óleo, ou seja, haverá maior porcentagem de H_2 em estado livre do que dissolvido no óleo.

A tendência atual no aperfeiçoamento de métodos para o diagnóstico de falhas em transformadores é o desenvolvimento de inteligência artificial aplicada aos dados de gases dissolvidos no óleo em transformadores antes e depois da falha. Esses dados funcionam como fonte de treinamento para os diversos algoritmos de inteligência artificial que vem ganhando cada vez mais espaço devido a facilidade de implementação desses algoritmos em dispositivos autônomos. Nesse sentido, os dados registrados das curvas de produção e difusão dos gases usados nesse trabalho para a análise dinâmica podem ser utilizados em trabalhos futuros no desenvolvimento de métodos novos associados a algoritmos de inteligência artificial [40-43].

Capítulo 6

Sensores para gases livres

A demanda e o aperfeiçoamento de sensores para gases, ao longo das últimas décadas, impulsionou a miniaturização e a diversidade desses dispositivos. Os sensores atuais detectam uma variedade de gases com características de funcionamento diversas a fim de amparar os diversos setores da indústria. O baixo custo e dimensões desses dispositivos viabilizam o surgimento acelerado de equipamentos portáteis com as mais variadas aplicações.

Eletroquímicos, infravermelhos, catalíticos e semicondutores (Pelistor) são exemplos de sensores com tecnologias diferentes, usadas para a detecção de diversos tipos de gases. A escolha depende dos parâmetros desejados para o sensor como: o range de leitura, a sensibilidade, a robustez, o tempo de resposta, o tempo de vida etc.

As pesquisas para o uso de sensores voltados ao monitoramento de transformadores de potência são relativamente recentes [39]. Os sensores comerciais são, em sua maioria, projetados para o uso geral e detectam o gás em estado livre em um ambiente típico para temperaturas e pressões atmosféricas. Selecionar sensores para o uso no monitoramento de transformadores de potência é um desafio em meio a uma imensidade de modelos e fabricantes e das características peculiares observadas no interior do equipamento. Os

sensores devem atender às características internas do transformador de potência como a faixa de temperatura, pressão, range de concentração, sensibilidade, umidade etc.

O desafio de selecionar os sensores adequados para o projeto de um equipamento de monitoramento online do óleo do transformador de potência levou em consideração os dispositivos comerciais de baixo custo e performance adequada (Apêndice B). O resultado foi a seleção de sensores para gases livres ensaiados por um *Setup* de ensaios projetado para simular o ambiente interno do transformador.

O local de instalação da câmara de detecção de gases que aloja os cinco sensores selecionados corresponde ao mesmo local onde o relé de gás é normalmente instalado e detectam os gases hidrogênio, monóxido de carbono, metano, acetileno e etileno. Situa-se acima do nível do óleo e do núcleo do transformador, permitindo a operação do equipamento em temperaturas mais próximas à ambiente, sendo estratégico para o funcionamento adequado dos sensores.

6.1 Seleção das características dos sensores

6.1.1 TEMPERATURA

A temperatura do óleo em transformadores de potência é um parâmetro de grande importância na seleção de sensores para o monitoramento das condições do óleo. Quanto mais próximo do núcleo do transformador, maior é a temperatura, podendo ultrapassar os 120°C em condições limites de carregamento [44 e 5]. A temperatura média, no entanto, com carregamento nominal deve estar em torno de 65°C, conforme o projeto do transformador, principalmente no que diz respeito ao tipo de isolamento física (papel Kraft convencional ou termoestabilizado) usada nos enrolamentos [45]. A Figura 35 exibe o perfil de temperatura de um transformador de potência através da imagem capturada por uma câmera térmica [46]. O relé de gás, que está destacado na imagem com uma elipse na cor azul, indica a posição onde o equipamento desenvolvido neste projeto deve ser instalado. Podemos notar que a temperatura neste ponto é menor, em aproximadamente, 15°C, contribuindo para o correto funcionamento dos sensores e do circuito eletrônico do equipamento.

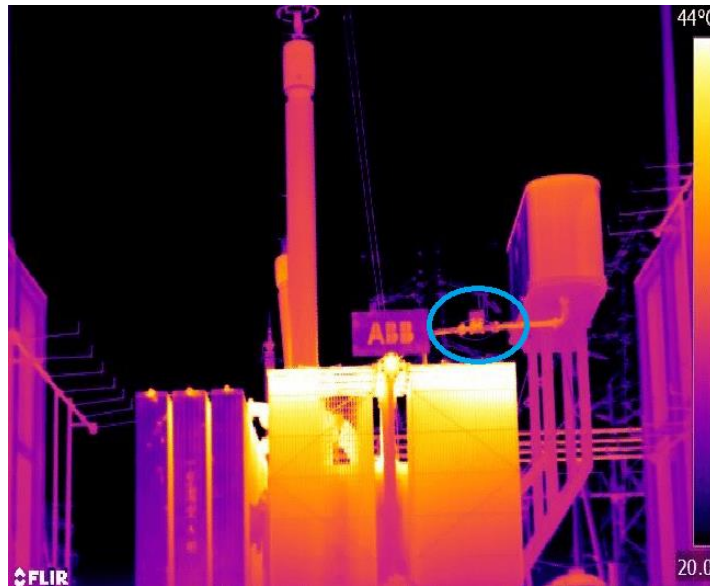


Figura 35 - Imagem térmica do transformador [46]

6.1.2 SENSIBILIDADE

Um dos requisitos do projeto usados na seleção dos sensores diz respeito à alta sensibilidade desejada. O acetileno, por exemplo, ao ultrapassar algumas dezenas de ppm (partes por milhão) indica a existência de falhas graves no transformador. Em geral, essa não é uma característica difícil de ser encontrada em sensores eletroquímicos e com detecção via infravermelho.

6.1.3 TEMPO DE RESPOSTA

O tempo de resposta é o tempo necessário para o que o sensor, após exposto ao gás, estabilize o sinal de saída. Esse tempo é tipicamente menor do que dois minutos nos sensores usados para detecção de gases e, portanto, não representa um inconveniente para o projeto, pois a dinâmica de alterações na concentração dos gases no interior do transformador é relativamente lenta, variando de horas a dias.

6.1.4 TEMPO DE VIDA ÚTIL

O tempo de vida útil de um sensor eletroquímico é tipicamente de dois a três anos e depende de alguns fatores como a frequência na qual o sensor é exposto aos gases, a temperatura e a umidade. Sensores que usam tecnologia de luz infravermelha, por outro lado, garantem um tempo de vida útil de, no mínimo, o dobro em relação aos eletroquímicos. Em

ambos os casos esse é um parâmetro de baixo impacto no projeto devido ao baixo custo dos sensores e à facilidade com que podem ser substituídos.

6.1.5 SELETIVIDADE

A temperatura e a seletividade são os parâmetros mais relevantes a serem considerados na seleção dos sensores. Um sensor desenvolvido para um gás “A” também responde quando exposto a outro gás “B”. A seletividade ou sensibilidade cruzada, é mais preocupante em ambientes multi-gás como o interior do transformador de potência. Desta forma, o sensor deve ser capaz de produzir o máximo sinal para o gás alvo e ser pouco sensível a outros gases.

A maioria dos sensores comerciais possuem sensibilidade cruzada, sendo essa uma característica indesejada para o projeto. Conhecer qual sensor interfere em qual e sua respectiva intensidade é fundamental para se estabelecer um intervalo confiável para cada sensor. Dessa forma, consegue-se estabelecer limites confiáveis e reconhecer alterações sentidas pelos sensores de forma mais segura.

6.2 Sensor para gás metano (CH_4)

O sensor usado para detectar o gás metano usa tecnologia de absorção de luz infravermelha não dispersa (NDIR – *Non-Dispersive Infra-Red*). Este tipo de tecnologia não exige temperaturas altas para a detecção do gás metano quando comparada a outras tecnologias [39] e, portanto, atende toda a faixa de temperatura de operação esperada.

A Figura 36 ilustra o princípio de funcionamento do sensor NDIR. Entre o emissor e o receptor de luz infravermelha existe um volume que é ocupado pela amostra de gás com orifício de entrada e saída. Parte da luz emitida tende a ser absorvida pelo gás até atingir o receptor, equipado com um filtro para o comprimento de onda emitida. A quantidade de luz absorvida por um gás específico depende do comprimento de onda emitido e da temperatura e concentração do gás. O metano absorve maior quantidade de luz infravermelha com comprimentos de onda na faixa de $3\mu\text{m}$ [47]. Dessa forma, consegue-se estabelecer uma relação entre a concentração do gás e a quantidade de luz recebida no detector de luz infravermelha.

A temperatura influencia, substancialmente, a absorção de luz pelo gás, exigindo uma compensação em temperatura já integrada nesses sensores. A Figura 37 mostra um dispositivo comercial usado neste trabalho.

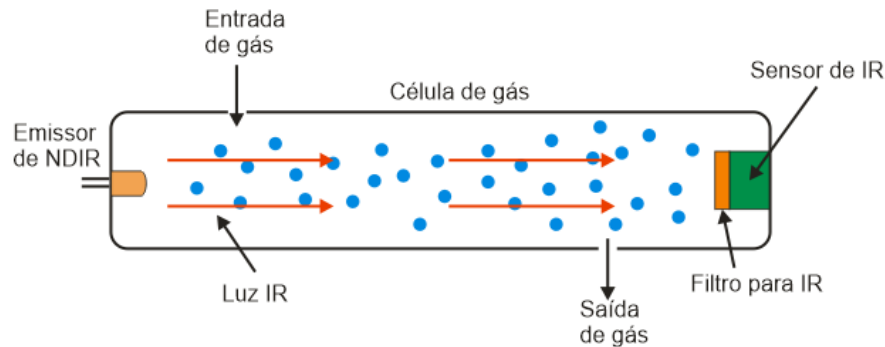


Figura 36 - Princípio de funcionamento do sensor NDIR (fonte: próprio autor)



Figura 37 - Sensor de CH₄ (fonte: catálogo Winsen Electronics Technology)

6.3 Sensores para gases H₂, CO, C₂H₂ e C₂H₄

6.3.1 FUNCIONAMENTO GERAL

Os sensores de Hidrogênio (H₂), monóxido de carbono (CO), acetileno (C₂H₂) e etileno (C₂H₄) usam tecnologia eletroquímica [48]. Os sensores selecionados para esses gases operam dentro da faixa de temperatura desejada e possuem sensibilidade e range compatíveis com os requisitos do projeto. Como são projetados para uso geral, extensos ensaios foram realizados para se caracterizar a dependência da temperatura e a seletividade de cada sensor.

O princípio de funcionamento dos sensores eletroquímicos pode ser visto na Figura 38 e se baseia em dois metais diferentes imersos em um eletrólito. Ao ser exposto ao gás alvo, uma reação de óxido-redução desencadeia a transferência de elétrons entre os eletrodos, gerando uma corrente elétrica proporcional à concentração do gás. A composição dos elementos do sensor, como os tipos de metais utilizados, varia em função do gás a ser detectado.

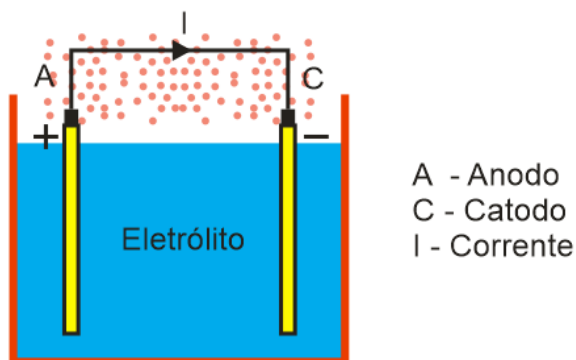


Figura 38 - Princípio de funcionamento de um sensor eletroquímico [adaptado -48]

A Figura 39 ilustra os componentes de um sensor eletroquímico que é composto, basicamente, por um capilar de difusão para a entrada do gás, uma membrana hidrofóbica que evita a absorção de água pela solução eletrolítica, uma vez que, em excesso, a absorção de água danifica o sensor, permitindo o vazamento do eletrólito e por dois ou três eletrodos. A porosidade da membrana hidrofóbica e a composição da solução eletrolítica variam em função do tipo de gás a ser detectado e da sensibilidade desejada.

Sensores com três eletrodos usam dois eletrodos na troca de elétrons e um terceiro eletrodo como referência. O eletrodo usado como referência é conhecido como “*reference*”, enquanto os outros dois são conhecidos por eletrodo sensor (*sensing* ou *working*) e contra-eletrodo (*counter*).

Dependendo do tipo de gás a ser detectado, a reação de óxido-redução exige a aplicação de uma diferença de potencial (polarização) constante e permanente entre os eletrodos referência e sensor. Na Figura 41 encontramos a relação do tipo de gás com o potencial a ser aplicado entre esses eletrodos para que a reação ocorra. A polarização deve ser mantida mesmo com o sensor sem uso, ou seja, mesmo com o circuito eletrônico de condicionamento dos sinais dos sensores desligado. Por isso, é comum receber os sensores do fabricante com um curto (jumper), instalado entre os eletrodos (polarização de 0V), ou com uma bateria auxiliar (polarização acima de 0V). Caso a polarização não seja feita de forma adequada, pode-se levar um longo período de horas ou até três semanas, dependendo do sensor, para a completa estabilização do sensor [48]. A Figura 40 traz um exemplo de sensores eletroquímicos comerciais usados no projeto.

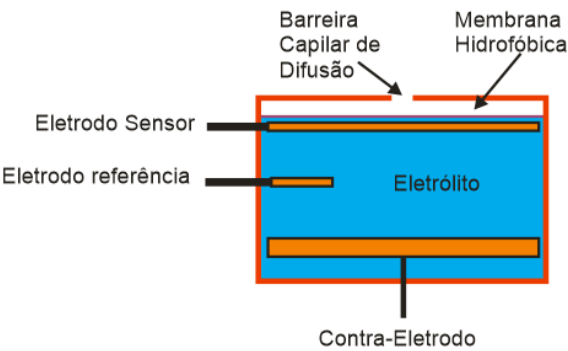


Figura 39 - Ilustração dos componentes de um sensor eletroquímico [adaptado - 48]



Figura 40 - Exemplo de sensores eletroquímicos comerciais

Sensor	Bias
H ₂	0V
CO	0V
C ₂ H ₂	0V
C ₂ H ₄	0,25V

Figura 41 - Relação de sensor x bias

6.3.2 CIRCUITO ELETRÔNICO DE LEITURA

O diagrama em blocos de um circuito típico usado em sensores eletroquímicos pode ser visto na Figura 42. O circuito pode ser dividido em três partes: polarização, conversão corrente-tensão e conversão analógico-digital. O circuito de polarização inclui o sensor com três eletrodos (R, S e C) e o amplificador operacional que usa o eletrodo “R” (referência) para gerar uma tensão de polarização no sensor entre os eletrodos “S” e “R”, conforme as

especificações do fabricante. O circuito de conversão de corrente-tensão recebe a corrente do sensor, cujo valor é proporcional à concentração do gás detectado, convertendo-a em tensão para que esta seja lida pelo circuito de conversão analógico-digital através de um conversor ADC (conversor analógico digital).

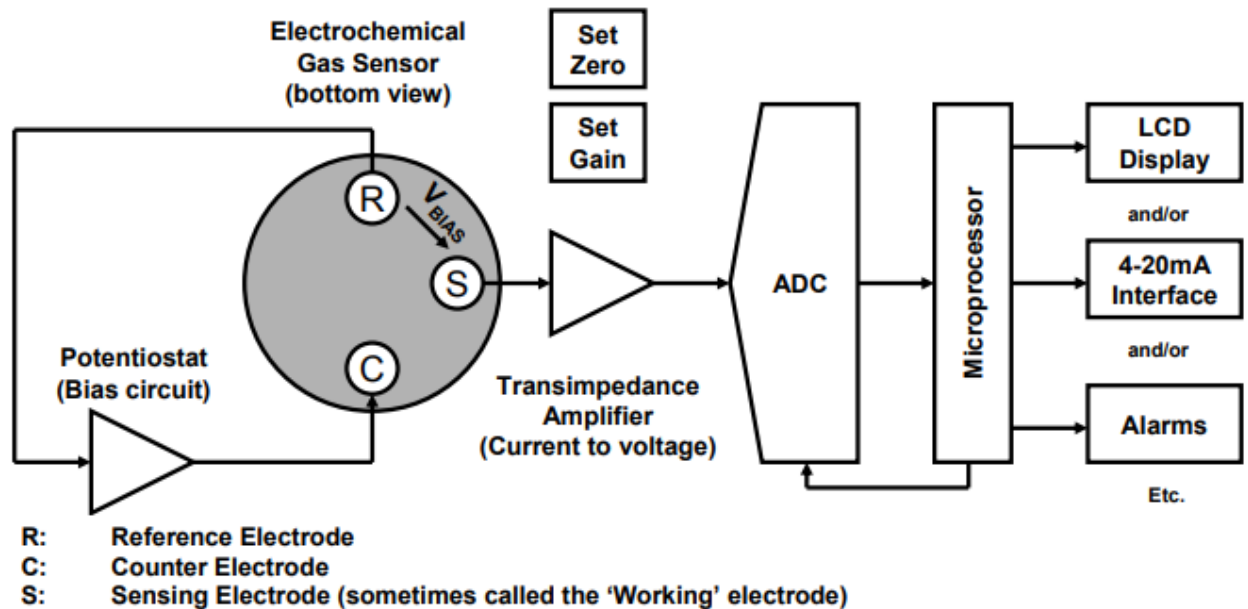


Figura 42 - Diagrama em blocos do circuito de detecção para sensor eletroquímico [49]

Na Figura 43 e na Figura 44 temos, respectivamente, um circuito eletrônico para sensores com polarização (V_{BIAS}) diferente de 0V e igual a 0V. No circuito com bias nulo (0V) o potencial é mantido, mesmo após o desligamento do circuito eletrônico, pela atuação do transistor TR1 que se encarrega de curto-circuitar os terminais “R” e “S”. A foto do hardware desenvolvido no projeto para detecção dos sensores eletroquímicos é visto na Figura 45.

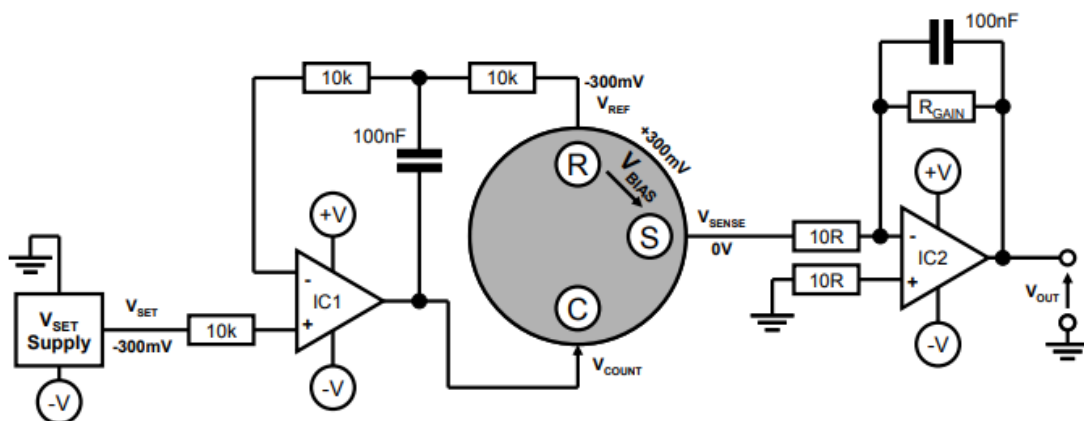


Figura 43 - Circuito de detecção para sensores eletroquímicos com bias diferente de zero [49]

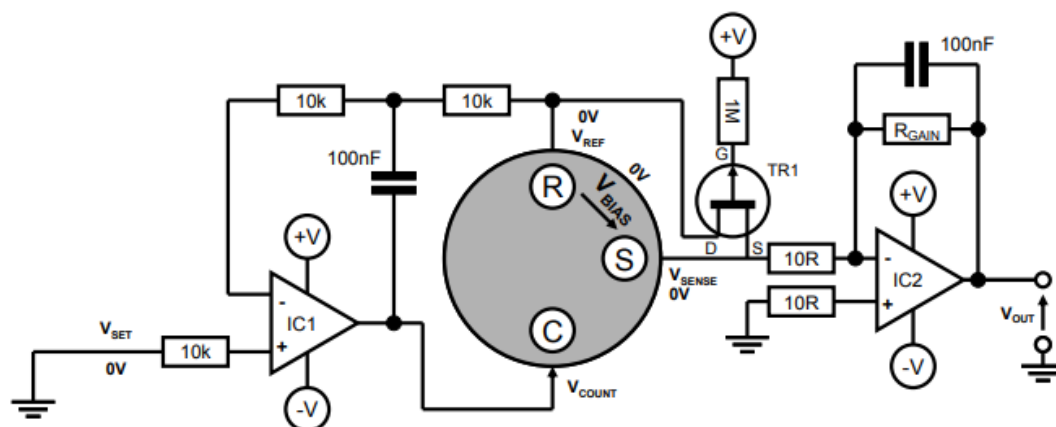


Figura 44 - Circuito de detecção para sensores eletroquímicos com bias igual a zero [49]



Figura 45 - Placas com circuito eletrônico desenvolvido no projeto para a leitura dos sensores

6.4 Ensaios e testes

Com o auxílio de uma câmara, projetada para simular o ambiente interno do transformador de potência, foram feitos ensaios de temperatura e sensibilidade cruzada (seletividade). Os ensaios foram realizados para os cinco sensores no Laboratório de Cromatografia Instrumental do Departamento de Engenharia Química da Universidade Federal de Pernambuco.

Com a ajuda de um cromatógrafo a gás foi possível preparar amostras com misturas de gases em proporções precisas para simular a variação de concentração desejada nos diversos testes realizados. O cromatógrafo é capaz de separar os componentes de uma amostra de gás e medir a concentração individual de cada gás de forma qualitativa, ou seja, sem determinar diretamente o valor da concentração, cujo valor é calculado com o auxílio de um cilindro de gás mistura, o qual tem as concentrações dos seus componentes conhecidas e

precisas. A técnica consiste em comparar o valor medido de um dos seus componentes com o valor medido de outra amostra, preparada separadamente, contendo o mesmo componente e cujo valor de concentração deseja-se determinar.

Variando a temperatura e a composição dos gases injetados na câmara de ensaios foi possível determinar, com precisão, o comportamento dos sensores para esses dois parâmetros (temperatura e seletividade). Os ensaios foram essenciais para aumentar a precisão do valor lido pelo sensor ao fazer a correção do seu sinal em função da temperatura e criar um intervalo de confiança ao levantar o impacto individualizado da sensibilidade cruzada.

6.4.1 CROMATOGRAFIA GASOSA

O cromatógrafo usado para os ensaios foi o HP5890 – Série II (Figura 46 e Tabela 10). O princípio de funcionamento deste tipo de equipamento pode ser compreendido com a ajuda da Figura 47 e a sequência de eventos seguintes:

1. Em “2” a amostra de gás é injetada e se soma ao gás de arraste proveniente de “1”, responsável por conduzir a amostra por todo o equipamento. O tipo de gás utilizado para arraste (Tabela 11) depende do tipo de gás da amostra a ser detectado, sendo os mais comuns o N₂ (nitrogênio) e H₂ (hidrogênio).
2. Conectado à entrada dos gases (3) encontra-se a coluna cromatográfica tipo peneira molecular (“4”). Seu comprimento pode variar de 10 a 150 m com diâmetro interno variando de 0.1 a 0.53mm. Sua função é separar os componentes da amostra por adsorção, fazendo com que os componentes da amostra cheguem ao final da coluna com tempos diferentes. Em outras palavras, cada tipo de componente da amostra é “retido” e em seguida “solto” em tempos diferentes. Esse tempo de retenção (t_R da Figura 48) depende: da afinidade da molécula com o revestimento interno da coluna, da temperatura e da vazão do gás de arraste.
3. Em “5” um detector, cujo método de detecção varia em função da molécula a ser detectada (Tabela 11), detecta a presença dos gases e gera um sinal que será registrado em “6”. O sinal é exibido na tela do computador através de um software com interface gráfica. Nos ensaios realizados foram usados dois tipos de detectores: detector de condutividade térmica e ionização de chama.



Figura 46 - Foto do cromatógrafo HP 5890 - Série II

Tabela 10 - Dados do cromatógrafo utilizado nos ensaios

MARCA	HP - Hewlett-Packard
MODELO	5890 SERIES II
SENSORES	detector de condutividade térmica (DCT)
COLUNA	Peneira molecular empacotada
FILAMENTO	Tungstênio (W)
COMPRIMENTO	6,0 m
DIÂMETRO INTERNO	4,0 mm
TEMPERATURA DE TRABALHO	~ 50°C
VOLUME DA AMOSTRA	200 µL
GÁS DE ARRASTE (fase móvel)	N ₂ / H ₂

Tabela 11 - Metodologia aplicada aos ensaios com o uso do cromatógrafo em função do analito

Analito(s)	Metodologia Cromatográfica	Justificativa
H ₂ e CH ₄	Cromatografia gasosa com detector de condutividade térmica (HP 5890); fase móvel N ₂ (30 mL·min ⁻¹); coluna cromatográfica peneira molecular 5A, 2m, 1/8", 80 mesh, temperatura de 50 °C. Volume de injeção 100 µL.	Coluna cromatográfica de peneira molecular é adequada para a separação de H ₂ /O ₂ /N ₂ e fase móvel de N ₂ é necessária para diferenciar a condutividade térmica do H ₂ <i>versus</i> N ₂ na ponte de Wheatstone formada no detector.
CO	Cromatografia gasosa com detector de condutividade térmica (HP 5890); fase móvel H ₂ (30 mL·min ⁻¹); coluna cromatográfica peneira molecular 5A, 2m, 1/8", 80 mesh, temperatura de 50 °C. Volume de injeção 100 µL.	Mudança da fase móvel de N ₂ para H ₂ foi necessária para diferenciar a condutividade térmica do CO <i>versus</i> H ₂ , na ponte de Wheatstone formada no detector.
C ₂ H ₂ e C ₂ H ₄	Cromatografia gasosa com detector de ionização de chama (HP 5890); fase móvel H ₂ (2 mL·min ⁻¹); coluna cromatográfica DB-5, 30 m, 0,25 mm d.i., 0,25 µm de espessura, temperatura de 50 °C e volume de injeção 5 µL.	Mudança do tipo de detector, devido à baixa sensibilidade do detector de condutividade térmica, comparado ao detector de ionização de chama, para amostras diluídas. Foram preparadas soluções de acetileno e etileno dissolvidos em hexano nas mesmas concentrações do cilindro.

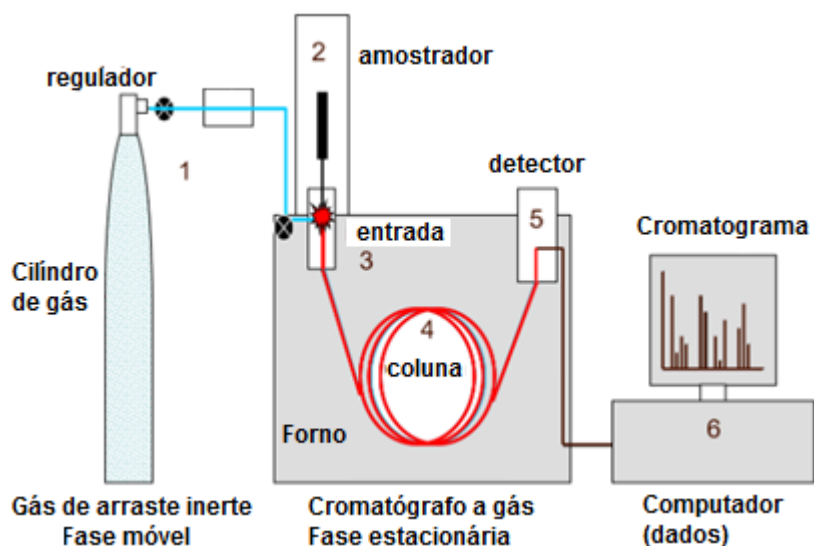


Figura 47 - Princípio de funcionamento do cromatógrafo a gás

O sinal gerado pelo detector tem a forma, aproximada, de uma gaussiana em situações adequadas de leitura (Figura 48). A área do sinal gerado é proporcional à concentração do gás e através da comparação do sinal gerado com o sinal de um gás de referência (Figura 49), cuja

concentração é conhecida e precisa, consegue-se calcular de forma precisa a concentração do gás avaliado. Deve-se, portanto, registrar inicialmente as áreas (Figura 50) das várias componentes do gás mistura e registrar seus valores como referência para as futuras amostras.

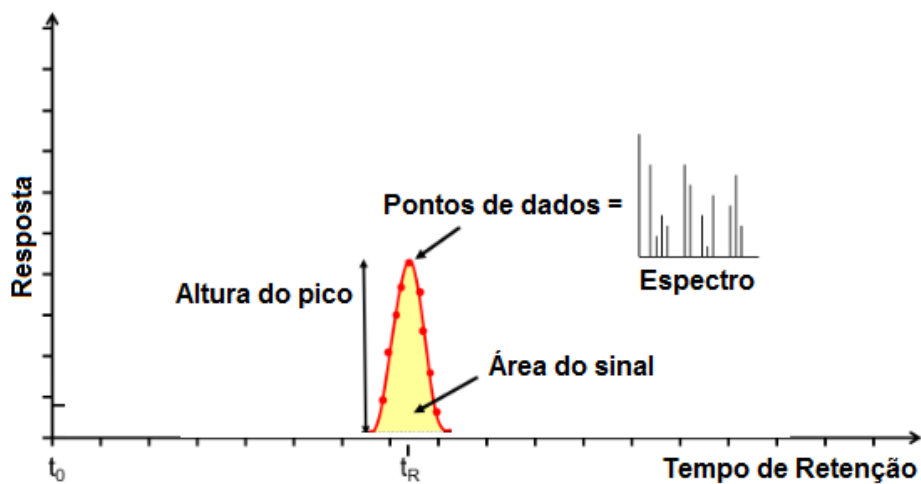


Figura 48 - Sinal gerado pelo detector do cromatógrafo



Figura 49 - Cilindro de gás mistura padrão

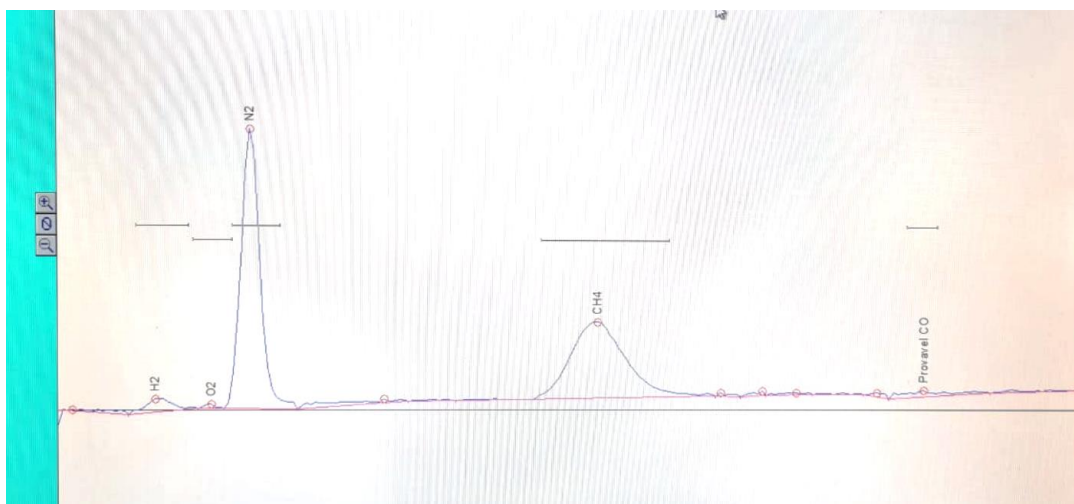


Figura 50 - Cromatograma do Gás de Referência

A Tabela 12 exibe as concentrações e as áreas cromatográficas dos cinco gases usados nos ensaios. Esses valores serão referências para a produção de soluções com concentrações variadas usadas nos diversos ensaios de temperatura e sensibilidade cruzada. O preparo das amostras segue o arranjo experimental visto na Figura 51.

Tabela 12 - Gás mistura padrão – concentração e área cromatográfica

Gás	Concentração	Área Cromatográfica
H ₂	516,7 $\mu\text{mol}\cdot\text{mol}^{-1}$	328,09 $\pm$ 9,79
CO	806,3 $\mu\text{mol}\cdot\text{mol}^{-1}$	1029,44 $\pm$ 33,94
CH ₄	2%	970,00 $\pm$ 31,57
C ₂ H ₂	80,1 $\mu\text{mol}\cdot\text{mol}^{-1}$	426,08 $\pm$ 7,39
C ₂ H ₄	101,2 $\mu\text{mol}\cdot\text{mol}^{-1}$	600,26 $\pm$ 9,86

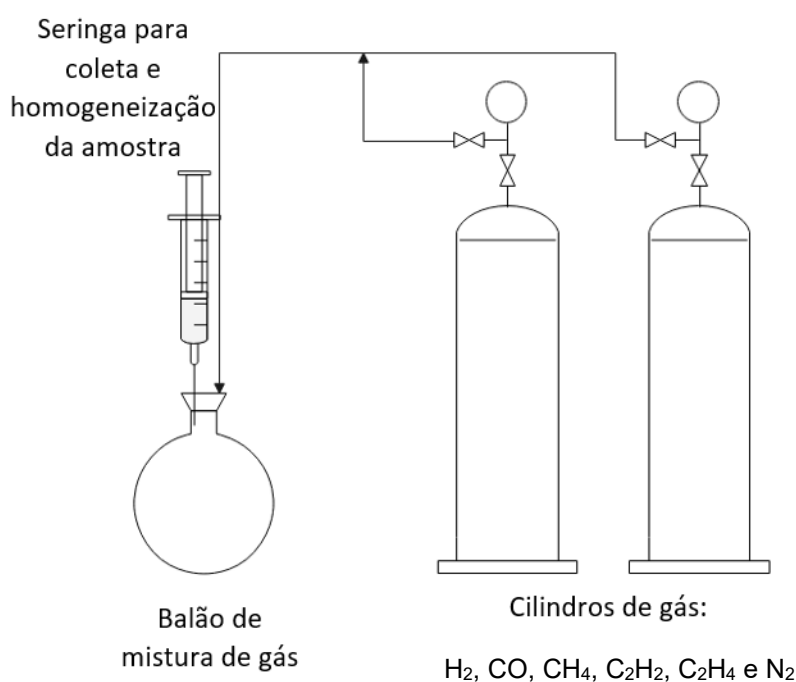


Figura 51 - Arranjo experimental - Preparo de amostras

6.4.2 ENSAIOS DE TEMPERATURA

A câmara para ensaios de gases (Figura 52) foi submetida a um ambiente com temperatura controlada para a realização dos ensaios de temperatura. Para cada um dos cinco sensores foram ensaiadas 6 (seis) temperaturas: 27°C, 36°C, 45°C, 54°C, 63°C e 70°C. Para cada uma das 6 temperaturas a concentração variou com incrementos de 10%, de 0 a 100%, sendo 100% referentes ao valor de concentração visto na Tabela 12 para cada gás, respectivamente.

Em todos os casos os experimentos foram realizados em triplicata ($N = 3$), com o tratamento dos dados seguindo o teste t de Student. A Tabela 13 traz os valores calculados na equação 12 que corresponde à média das respostas (μ) dos sensores em Volts somadas às incertezas dadas pelo fator $t.s/N^{1/2}$.

$$y = \mu \pm t.s / N^{1/2} \quad (12)$$

Sendo, $t = 4,30$ para o fator do teste t de student, com grau de liberdade $N-1 = 2$ e 95 % de nível de confiança e “s” o desvio padrão amostral.



Figura 52 - Câmara para ensaios de temperatura e sensibilidade cruzada



Figura 53 - Montagem do sistema - Cromatógrafo, câmara, placa eletrônica e acessórios

Os resultados dos ensaios de temperatura revelaram que o sinal de saída dos sensores são sensíveis à variação de temperatura com exceção do sensor de CH₄ que possui internamente uma compensação de temperatura, resultando em variações muito pequenas no sinal de saída deste sensor quando comparada aos demais.

Um modelo linear para os dados gerados nos ensaios dos sensores de hidrogênio, monóxido de carbono, acetileno e etileno relevou uma correlação altamente linear entre essas duas variáveis (concentração e temperatura). O parâmetro R² ficou acima de 92% para o pior caso (etileno). As equações 13, 14, 15 e 16 exibem os modelos para cada sensor, que descrevem uma superfície linear. Os gráficos dos modelos são vistos na Figura 54 para o gás hidrogênio (H₂), Figura 55 para o monóxido de carbono (CO), Figura 56 para o acetileno (C₂H₂) e Figura 57 para o etileno (C₂H₄).

$$V_{H_2}([H_2], T) = -0,11695 + 0,01167 [H_2] + 0,00550T \quad (13)$$

$$V_{CO}([CO], T) = -0,27567 + 0,01283[CO] + 0,00546T \quad (14)$$

$$V_{C_2H_2}([C_2H_2], T) = -0,64496 + 0,01837[C_2H_2] + 0,01419T \quad (15)$$

$$V_{C_2H_4}([C_2H_4], T) = -1,30183 + 0,03293[C_2H_4] + 0,03140T \quad (16)$$

Tabela 13 - Resposta resumida dos sensores - Ensaios de temperatura

C(%)	T(°C)	H ₂		CO		CH ₄		C ₂ H ₂		C ₂ H ₄	
10	27	0,211	± 0,030	0,102	± 0,020	0,201	± 0,007	0,157	± 0,012	0,210	± 0,024
20	27	0,294	± 0,009	0,185	± 0,035	0,338	± 0,019	0,297	± 0,018	0,416	± 0,028
30	27	0,414	± 0,014	0,280	± 0,039	0,461	± 0,011	0,462	± 0,014	0,620	± 0,048
40	27	0,551	± 0,010	0,397	± 0,023	0,584	± 0,015	0,564	± 0,017	0,784	± 0,077
50	27	0,648	± 0,013	0,497	± 0,012	0,768	± 0,014	0,671	± 0,011	1,053	± 0,024
60	27	0,764	± 0,027	0,623	± 0,064	0,895	± 0,021	0,903	± 0,015	1,225	± 0,042
70	27	0,866	± 0,023	0,686	± 0,018	1,077	± 0,017	0,980	± 0,020	1,451	± 0,070
80	27	0,906	± 0,015	0,795	± 0,020	1,211	± 0,015	1,093	± 0,013	1,686	± 0,057
90	27	1,036	± 0,023	0,896	± 0,035	1,398	± 0,011	1,236	± 0,039	1,872	± 0,043
100	27	1,154	± 0,129	1,050	± 0,019	1,583	± 0,016	1,474	± 0,019	2,243	± 0,017
10	36	0,227	± 0,011	0,131	± 0,016	0,174	± 0,019	0,188	± 0,010	0,255	± 0,031
20	36	0,305	± 0,009	0,222	± 0,020	0,278	± 0,010	0,318	± 0,017	0,651	± 0,074
30	36	0,451	± 0,026	0,328	± 0,009	0,393	± 0,013	0,543	± 0,017	1,087	± 0,070
40	36	0,590	± 0,024	0,449	± 0,018	0,491	± 0,018	0,665	± 0,021	1,362	± 0,060
50	36	0,701	± 0,021	0,547	± 0,023	0,614	± 0,012	0,814	± 0,028	1,571	± 0,047
60	36	0,860	± 0,039	0,657	± 0,018	0,727	± 0,028	1,024	± 0,058	1,842	± 0,079
70	36	0,921	± 0,005	0,742	± 0,022	0,893	± 0,026	1,119	± 0,055	2,070	± 0,048
80	36	0,957	± 0,014	0,884	± 0,027	1,019	± 0,042	1,210	± 0,032	2,247	± 0,080
90	36	1,061	± 0,004	1,136	± 0,050	1,150	± 0,024	1,340	± 0,046	2,533	± 0,070
100	36	1,181	± 0,024	1,286	± 0,019	1,326	± 0,068	1,507	± 0,029	2,945	± 0,080
10	45	0,228	± 0,008	0,159	± 0,008	0,148	± 0,015	0,222	± 0,014	0,325	± 0,018
20	45	0,344	± 0,031	0,269	± 0,019	0,235	± 0,015	0,348	± 0,029	0,917	± 0,048

30	45	0,487 ± 0,015	0,369 ± 0,015	0,352 ± 0,016	0,611 ± 0,062	1,543 ± 0,092
40	45	0,646 ± 0,016	0,497 ± 0,018	0,448 ± 0,008	0,782 ± 0,030	1,867 ± 0,083
50	45	0,751 ± 0,009	0,596 ± 0,024	0,568 ± 0,016	0,917 ± 0,036	2,117 ± 0,076
60	45	0,839 ± 0,011	0,705 ± 0,026	0,640 ± 0,011	1,136 ± 0,016	2,475 ± 0,058
70	45	0,957 ± 0,012	0,830 ± 0,043	0,800 ± 0,025	1,198 ± 0,019	2,605 ± 0,015
80	45	0,984 ± 0,027	0,958 ± 0,023	0,915 ± 0,011	1,308 ± 0,019	2,794 ± 0,034
90	45	1,093 ± 0,032	1,281 ± 0,024	0,997 ± 0,016	1,392 ± 0,017	3,157 ± 0,107
100	45	1,257 ± 0,040	1,350 ± 0,023	1,189 ± 0,024	1,531 ± 0,029	3,616 ± 0,136
10	54	0,238 ± 0,017	0,173 ± 0,005	0,146 ± 0,014	0,255 ± 0,015	0,410 ± 0,024
20	54	0,351 ± 0,009	0,295 ± 0,011	0,248 ± 0,019	0,417 ± 0,012	0,964 ± 0,037
30	54	0,517 ± 0,015	0,389 ± 0,017	0,343 ± 0,012	0,679 ± 0,023	1,543 ± 0,092
40	54	0,694 ± 0,015	0,534 ± 0,013	0,450 ± 0,008	0,846 ± 0,013	1,852 ± 0,118
50	54	0,814 ± 0,028	0,624 ± 0,012	0,558 ± 0,008	1,010 ± 0,020	2,719 ± 0,034
60	54	0,904 ± 0,014	0,753 ± 0,012	0,648 ± 0,014	1,151 ± 0,026	2,747 ± 0,115
70	54	1,023 ± 0,029	0,881 ± 0,019	0,767 ± 0,026	1,330 ± 0,069	2,925 ± 0,059
80	54	1,103 ± 0,013	1,027 ± 0,081	0,916 ± 0,015	1,653 ± 0,046	3,280 ± 0,086
90	54	1,171 ± 0,033	1,278 ± 0,017	1,004 ± 0,024	1,804 ± 0,036	3,612 ± 0,156
100	54	1,218 ± 0,032	1,386 ± 0,017	1,172 ± 0,023	2,146 ± 0,082	3,736 ± 0,099
10	63	0,264 ± 0,019	0,176 ± 0,010	0,145 ± 0,011	0,283 ± 0,014	0,496 ± 0,017
20	63	0,368 ± 0,011	0,325 ± 0,015	0,247 ± 0,016	0,493 ± 0,013	0,994 ± 0,041
30	63	0,555 ± 0,021	0,431 ± 0,023	0,342 ± 0,009	0,738 ± 0,017	1,496 ± 0,031
40	63	0,750 ± 0,022	0,572 ± 0,009	0,454 ± 0,007	0,924 ± 0,019	1,775 ± 0,037
50	63	0,875 ± 0,014	0,663 ± 0,009	0,539 ± 0,003	1,145 ± 0,034	2,408 ± 0,025
60	63	0,969 ± 0,018	0,783 ± 0,034	0,652 ± 0,020	1,270 ± 0,047	2,920 ± 0,095
70	63	1,082 ± 0,020	0,977 ± 0,027	0,766 ± 0,015	1,579 ± 0,034	3,430 ± 0,105
80	63	1,165 ± 0,020	1,094 ± 0,012	0,907 ± 0,014	1,896 ± 0,040	3,548 ± 0,092
90	63	1,295 ± 0,014	1,292 ± 0,016	0,994 ± 0,016	2,059 ± 0,021	3,723 ± 0,078
100	63	1,467 ± 0,027	1,408 ± 0,008	1,173 ± 0,011	2,396 ± 0,042	3,806 ± 0,027
10	70	0,268 ± 0,009	0,176 ± 0,017	0,147 ± 0,013	0,323 ± 0,020	0,557 ± 0,055
20	70	0,385 ± 0,015	0,347 ± 0,012	0,248 ± 0,008	0,536 ± 0,054	1,033 ± 0,053
30	70	0,574 ± 0,022	0,449 ± 0,049	0,341 ± 0,011	0,775 ± 0,045	1,533 ± 0,067
40	70	0,784 ± 0,027	0,590 ± 0,019	0,451 ± 0,004	0,955 ± 0,067	1,826 ± 0,057
50	70	0,905 ± 0,018	0,672 ± 0,019	0,543 ± 0,014	1,215 ± 0,019	2,475 ± 0,059
60	70	1,014 ± 0,040	0,838 ± 0,039	0,650 ± 0,010	1,498 ± 0,060	3,011 ± 0,125
70	70	1,161 ± 0,019	1,020 ± 0,035	0,764 ± 0,030	1,759 ± 0,086	3,513 ± 0,090
80	70	1,209 ± 0,041	1,131 ± 0,037	0,915 ± 0,014	1,970 ± 0,063	3,651 ± 0,059
90	70	1,337 ± 0,040	1,297 ± 0,020	1,009 ± 0,027	2,148 ± 0,087	3,814 ± 0,030
100	70	1,558 ± 0,035	1,441 ± 0,034	1,170 ± 0,019	2,523 ± 0,052	3,848 ± 0,017

Continuação da Tabela 13

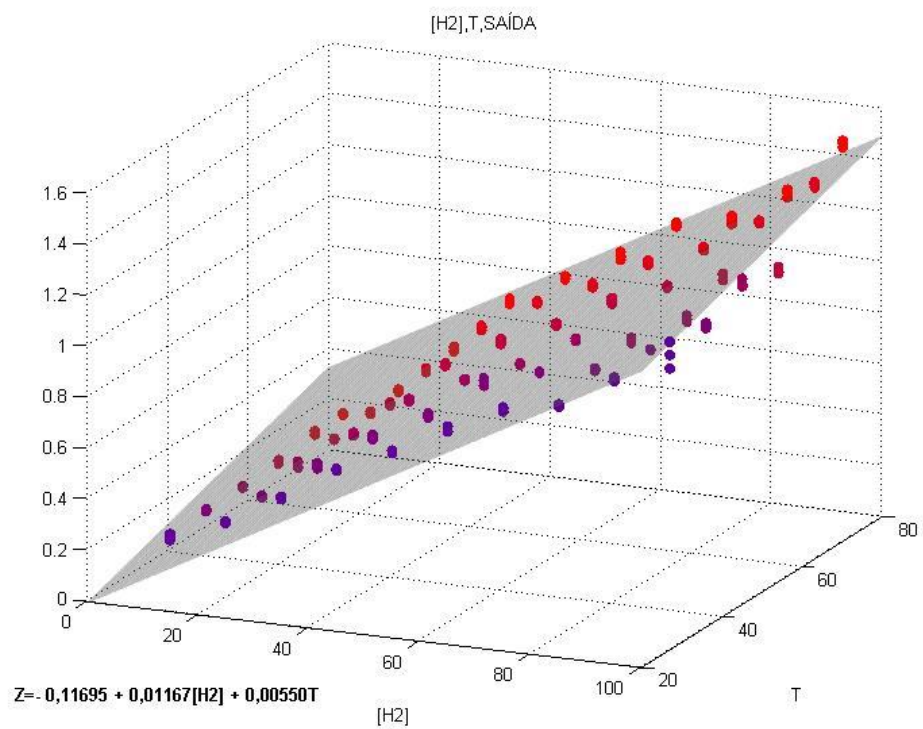


Figura 54 - Saída do sensor de H₂ com variação da temperatura

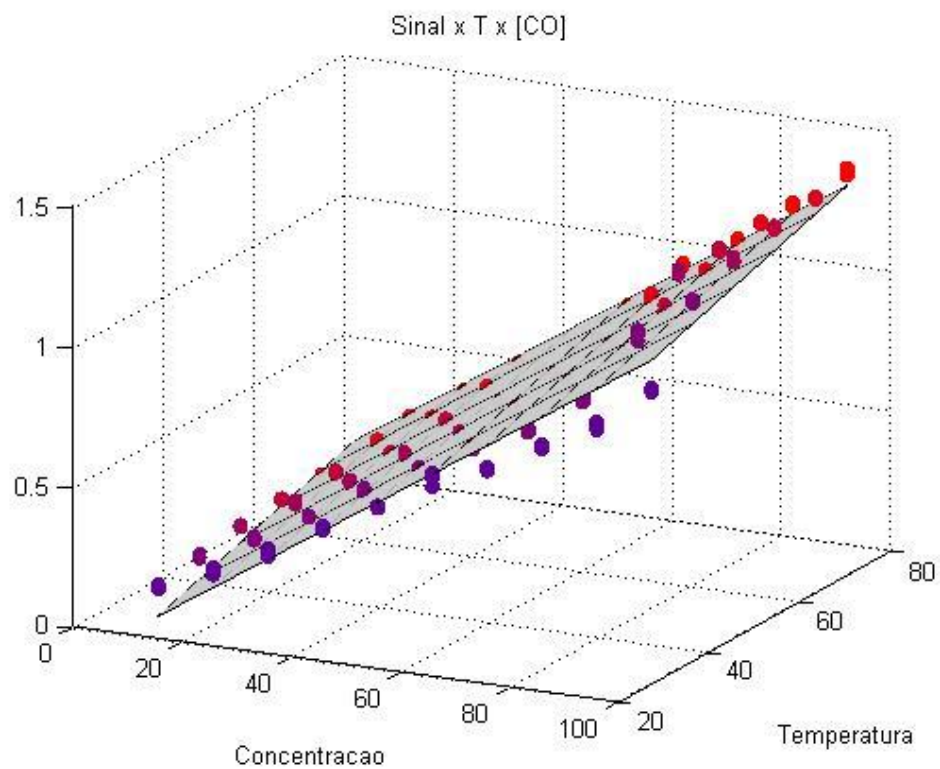


Figura 55 - Saída do sensor de CO com variação da temperatura

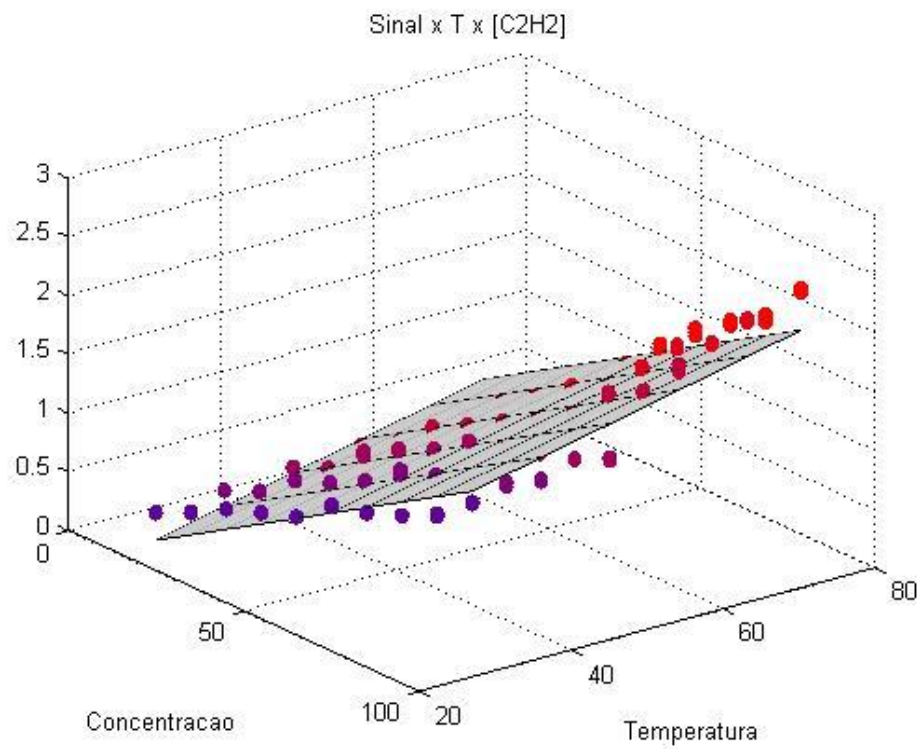


Figura 56 - Saída do sensor de C₂H₂ com variação da temperatura

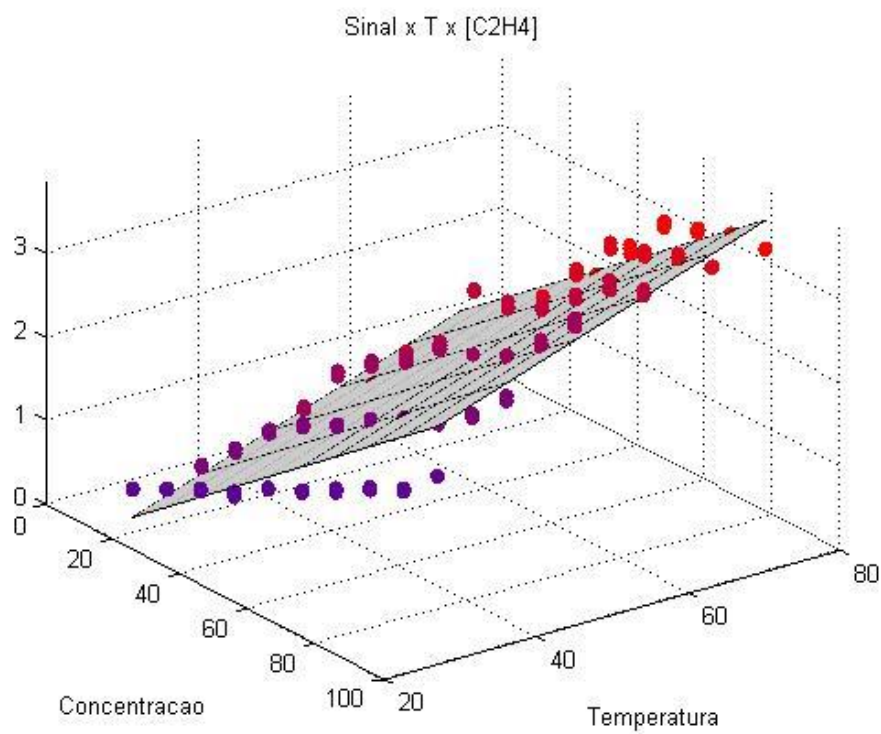


Figura 57 - Saída do sensor de C₂H₄ com variação da temperatura

6.4.3 ENSAIOS DE SENSIBILIDADE CRUZADA

Para os ensaios de sensibilidade, ou interferência cruzada, definiu-se a temperatura de 45°C com base na temperatura média esperada para o equipamento em campo. Cada sensor recebeu a interferência dos gases interferentes de forma individualizada, ou seja, somente com um interferente por vez. O ensaio para cada sensor deu-se da seguinte forma:

- Sensor com gás alvo com concentração constante de **20%** e interferente variando a concentração em 20, 40, 60 e 80%.
- Sensor com gás alvo com concentração constante de **40%** e interferente variando a concentração em 20, 40, 60 e 80%.
- Sensor com gás alvo com concentração constante de **60%** e interferente variando a concentração em 20, 40, 60 e 80%.
- Sensor com gás alvo com concentração constante de **80%** e interferente variando a concentração em 20, 40, 60 e 80%.

Cada ponto foi realizado com repetição de três vezes e erro modelado, estatisticamente, de forma idêntica aos ensaios de temperatura. Os dados gerados podem ser conferidos no Apêndice A deste trabalho.

O objetivo do ensaio de sensibilidade ou interferência cruzada é entender o impacto do interferente no sensor alvo e determinar, desta forma, um intervalo de confiança para a leitura do sensor. Na Figura 58 temos um resumo dos ensaios com os valores médios da interferência para cada sensor. O sensor de etileno (C_2H_4), por exemplo, sofre uma alteração média em torno de 25% quando o gás hidrogênio está presente (H_2).

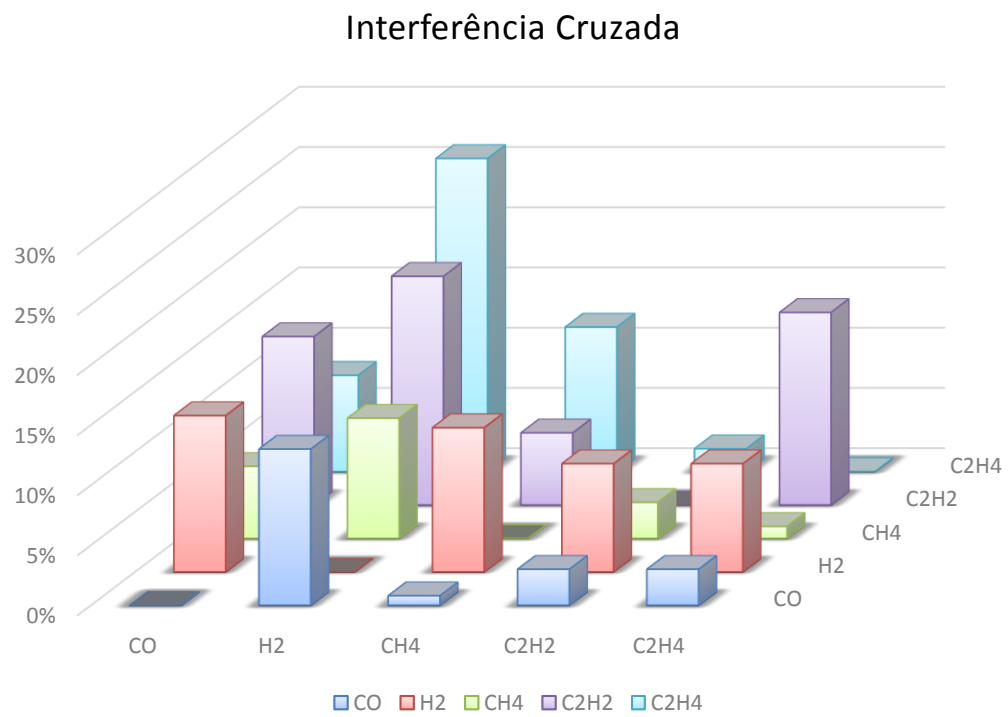


Figura 58 - Valor médio do impacto da interferência ou sensibilidade cruzada

Capítulo 7

Relé de Proteção com Monitoramento Ativo (RPMA)

O relé de proteção com monitoramento ativo (RPMA) foi concebido para ser uma solução de baixo custo na proteção e monitoramento online do estado do óleo em transformadores de potência e foi financiado pelo Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulamentado pela ANEEL com fase experimental sob código PD-07130-0060/2019 e lote pioneiro sob código PD-007130-6060/2021.

O projeto conta com cinco sensores comerciais, instalados em uma câmara de leitura de gases combustíveis, um sistema de proteção por excesso de produção de gases no interior do óleo do transformador, um sensor ultrasônico e sensores de temperatura, densidade e pressão.

O equipamento tem capacidade de amostrar e ler as concentrações de gases livres de forma automatizada em intervalos curtos (horas), registrando a curva de produção dos gases gerados no interior do transformador. Isto permite a execução de uma análise dinâmica do estado do óleo incluindo a detecção do momento e intensidade da falha.

A capacidade de processamento e memória do equipamento o tornam autônomo na execução de algoritmos que implementam métodos e estratégias para a detecção e diagnóstico de falhas, qualificando-o como uma ferramenta para a manutenção preditiva.

Da concepção geral até os primeiros protótipos, houve um intenso estudo multidisciplinar dividido em:

- Projeto executivo
- Projeto mecânico
- Projeto eletrônico
- Algoritmos e estratégia de análise de gases livres
- Projeto de software/firmware
- Ensaio mecânicos, eletrônicos e dos sensores de gases
- Prototipagem e aperfeiçoamento
- Instalação e testes em campo

A ênfase desta tese está na estratégia de análise de gases livres para a detecção e diagnóstico de falhas em transformadores de potência refrigerados a óleo mineral e aborda os demais temas com a profundidade de detalhes necessária à compreensão do funcionamento do equipamento.

7.1 Aspectos mecânicos e instalação

A primeira preocupação no desenvolvimento do RPMA foi o projeto mecânico. O equipamento foi projetado para ser robusto e de fácil instalação no transformador de potência. Sua carcaça em aço confere alta resistência mecânica e suas dimensões são equivalentes a um relé de gás tipo Buchholz, seguindo as mesmas normas de fabricação previstas para tais dispositivos [50].

O aspecto geral da carcaça do equipamento pode ser visto na Figura 59. A instalação deve ser feita acima do nível do óleo e abaixo do nível do tanque de expansão (Figura 60) onde usualmente é instalado o relé de gás.

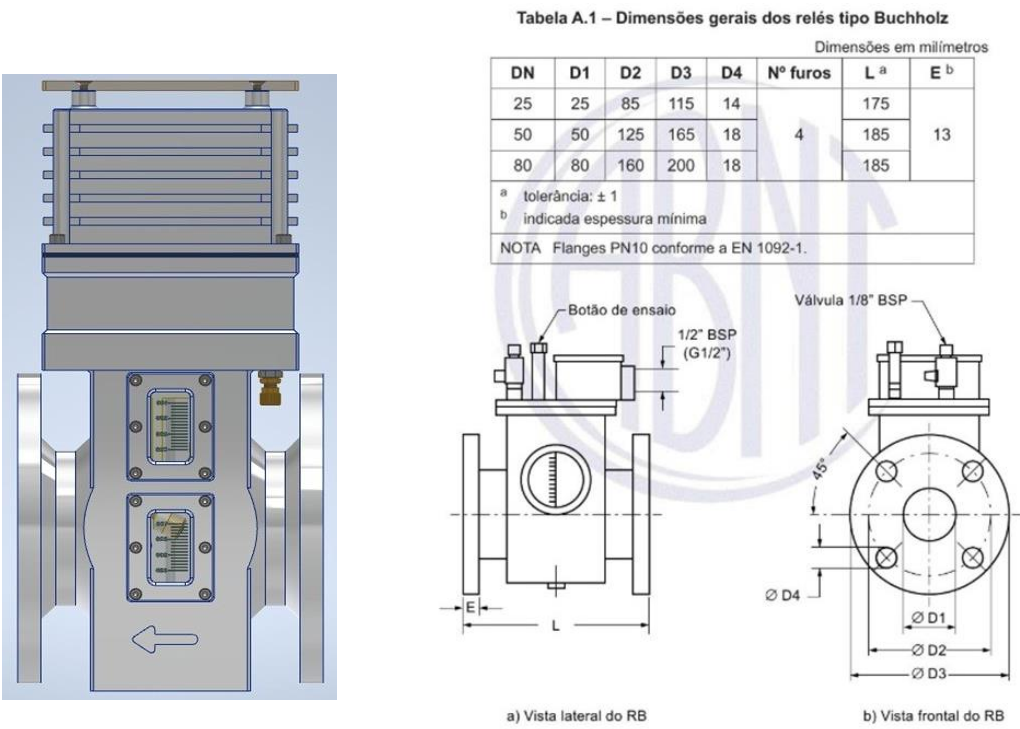


Figura 59 - Visualização geral da carcaça do RPMA e folha de dimensões [50]

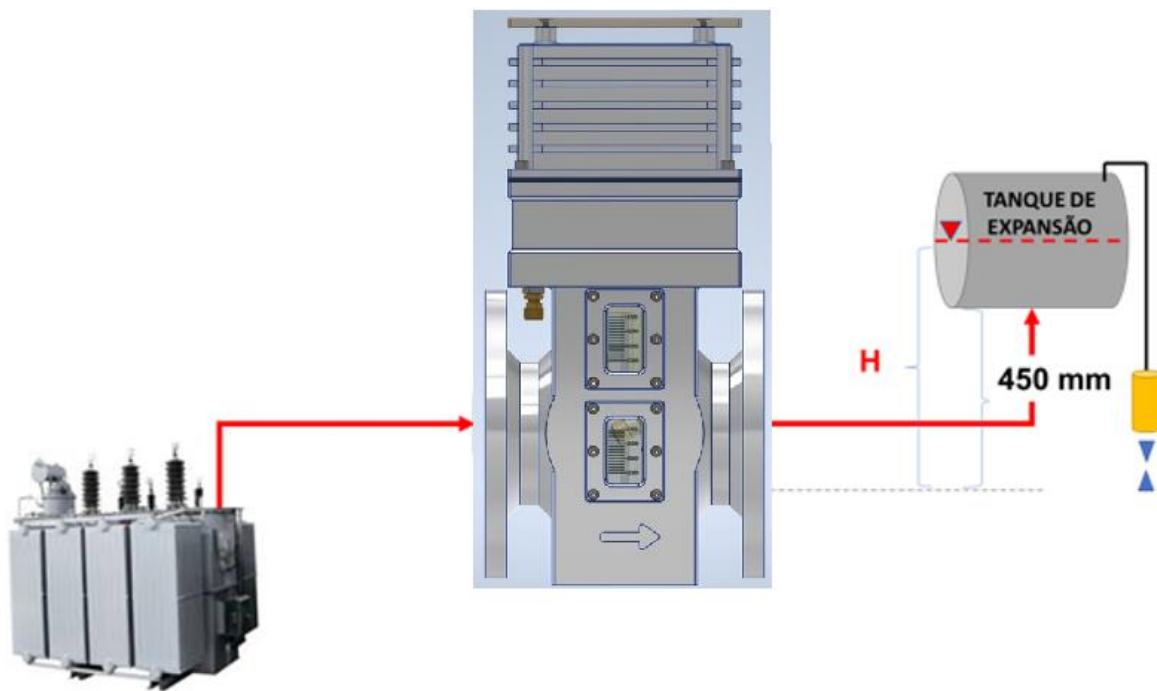


Figura 60 - Local de instalação do RPMA no transformador

7.2 Monitoramento Ativo

O monitoramento ativo é composto pelo processo de amostragem e leitura das concentrações de gases livres, do armazenamento e processamento desses dados “in loco” através dos métodos e estratégias de análise vistas no Capítulo 5 e implementadas no

equipamento. O ciclo de uma leitura começa com a extração dos gases e envio desses através de uma micro-bomba para a câmara de leitura dos gases e termina com o descarte da amostra.

7.2.1 AMOSTRAGEM E PURGA

A Figura 61 relewa os detalhes do ciclo de amostragem. Convenientemente acionadas, a micro-bomba e um conjunto de válvulas executam o ciclo.

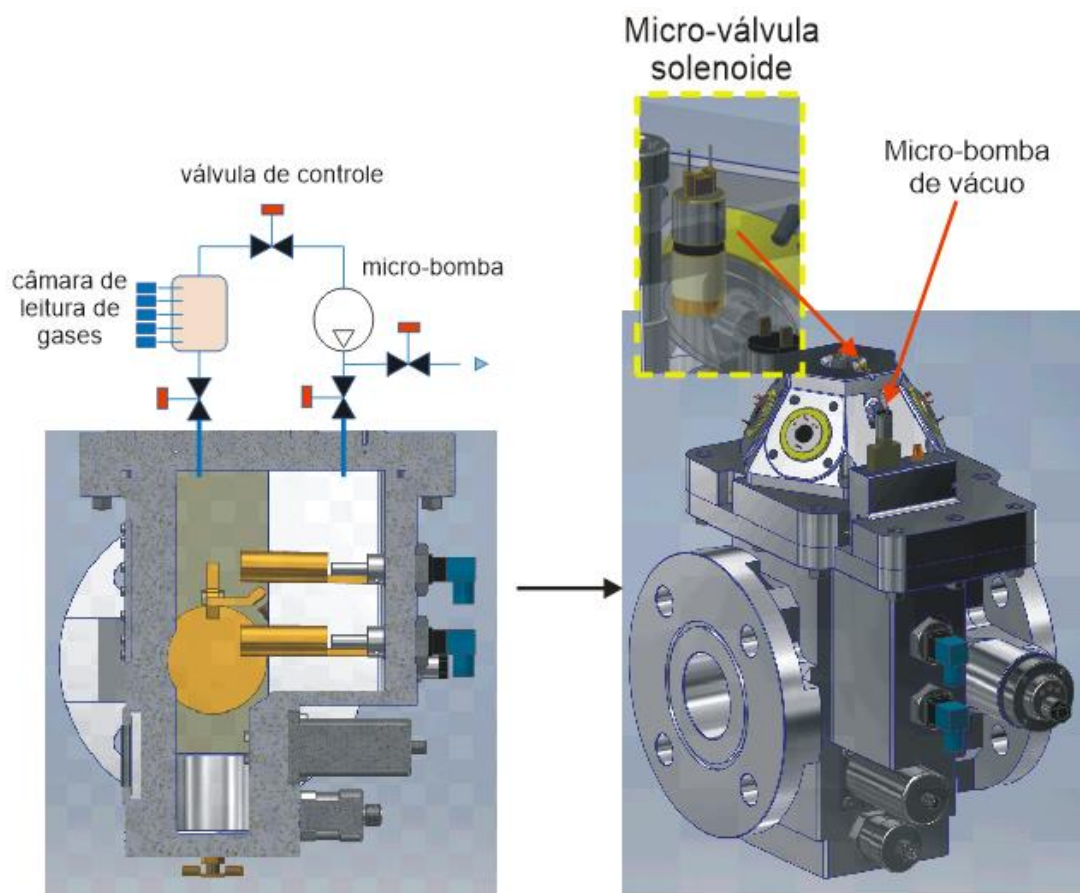


Figura 61 - Extração e descarte de amostra de gases pelo RPMA (diagrama esquemático - esquerda e detalhes da instalação no corpo do RPMA – direita)

7.2.2 CÂMARA DE LEITURA DE GASES

A câmara de leitura dos gases livres é o “coração” do equipamento no que se refere a análise dos gases livres. Os detalhes construtivos são vistos na Figura 62, onde à esquerda temos a vista explodida e à direita um corte interno da câmara.

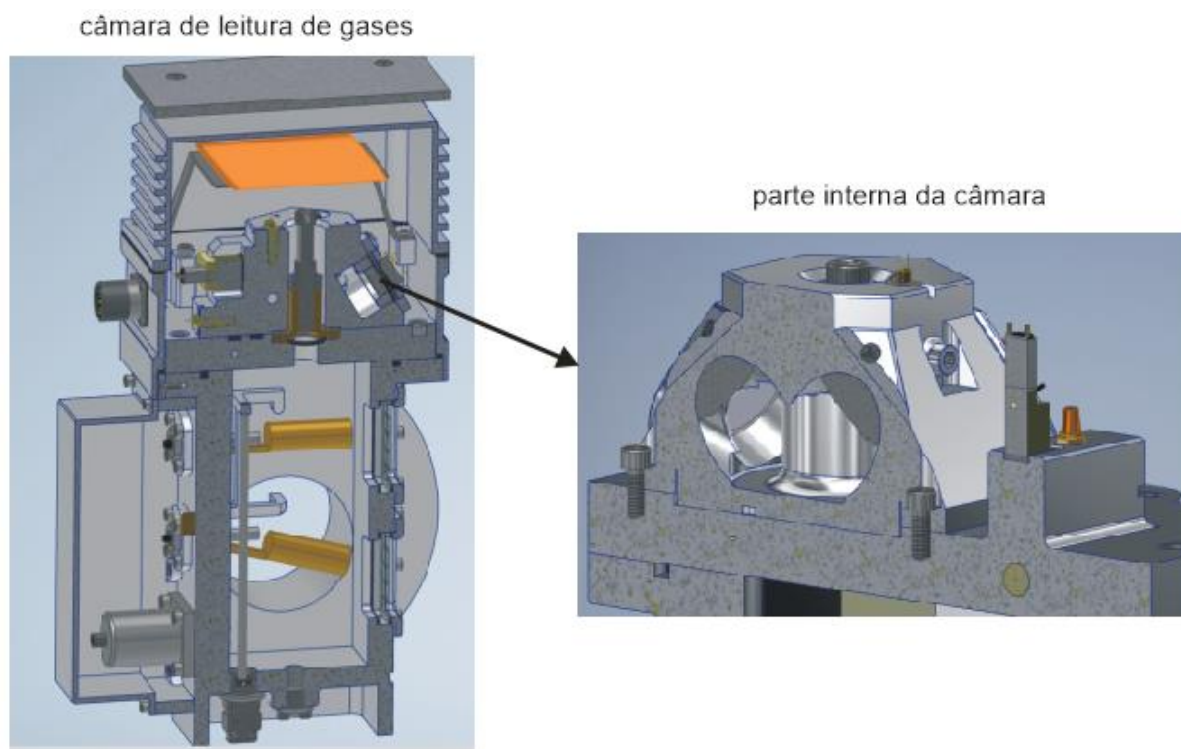


Figura 62 - Câmara de leitura de gases

7.2.3 CONECTIVIDADE

O RPMA tem capacidade de armazenar, internamente, os dados lidos na câmara de leitura e enviar esses dados remotamente através de comunicação feita com meio físico RS485. O protocolo de comunicação, usado na transferência dos dados, é o DNP3 (*Distributed Network Protocol 3*). O DNP3 é um protocolo industrial aberto e largamente usado pelos sistemas de aquisição de dados (SCADA), permitindo a fácil integração do equipamento ao sistema supervisor da central de operações.

7.3 Sistema de Proteção

Além do monitoramento do estado do óleo, o RPMA integra o sistema de proteção de um relé de gás tipo Buchholz que além de registrar, através de um painel frontal, o volume de gás acumulado, atua no contingenciamento de danos do transformador quando este é acometido por uma falha grave.

O relé de gás tipo Buchholz detecta: o excesso de gás produzido em falhas internas do transformador, o baixo nível do óleo no tanque principal e a variação súbita de volume no óleo

provocada por falhas severas. A atuação do relé, ao detectar os eventos mencionados, vai desde o acionamento de um alerta até a atuação no desligamento do transformador.

7.3.1 ALARME DE EXCESSO DE GASES E NÍVEL DE ÓLEO

Quando o acúmulo de gás é excessivo ou o nível do óleo está baixo, por problemas de vazamento, chaves do tipo boia são acionada (Figura 63). A primeira chave, instalada na parte superior, representa um alerta mais brando enquanto a segunda exige providências imediatas como a retirada do transformador de operação.

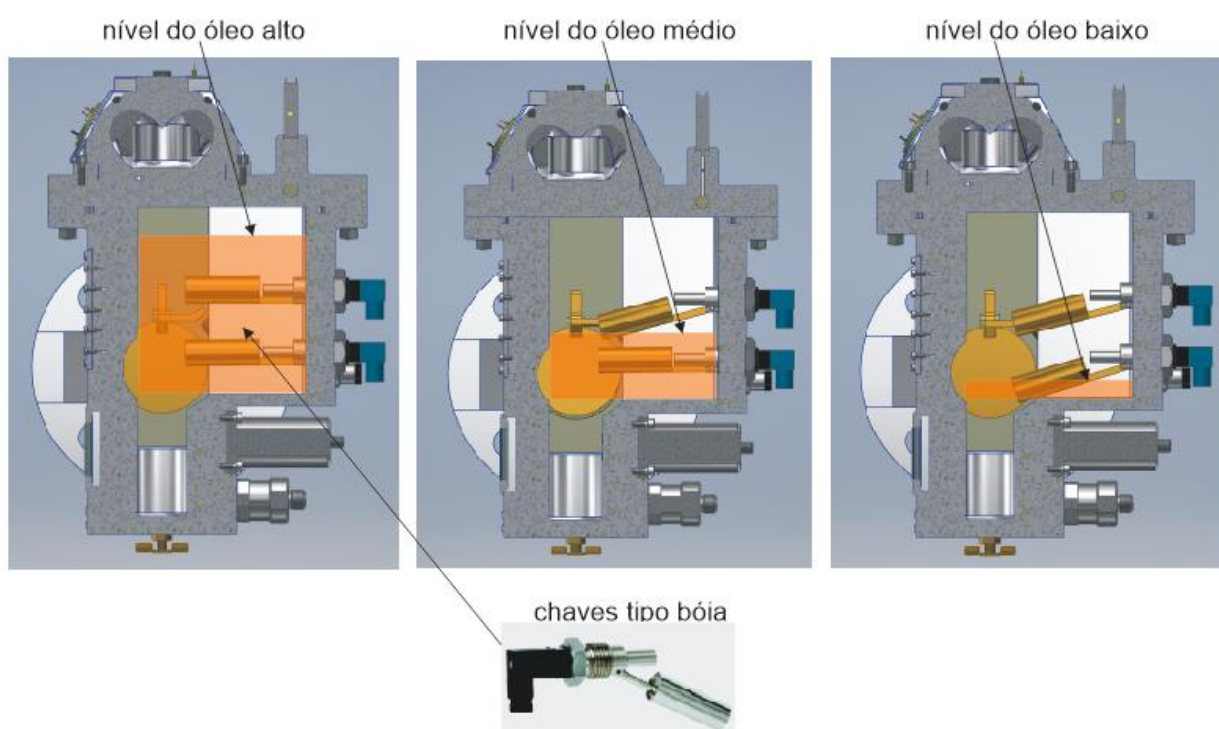


Figura 63 - Detecção do nível de óleo/excesso de gás

7.3.2 PROTEÇÃO POR VAZÃO SÚBITA DE GASES

Se a falha resultar em um aumento súbito do volume de óleo e, conseqüente, do aumento de vazão de óleo que vem do tanque principal para o tanque de expansão, o ângulo de abertura da aleta, visto na Figura 64, aumentará. Dependendo do ângulo de abertura, a proteção será acionada. O valor da vazão de óleo é detectada através do sensor de fluxo de óleo (Figura 65).

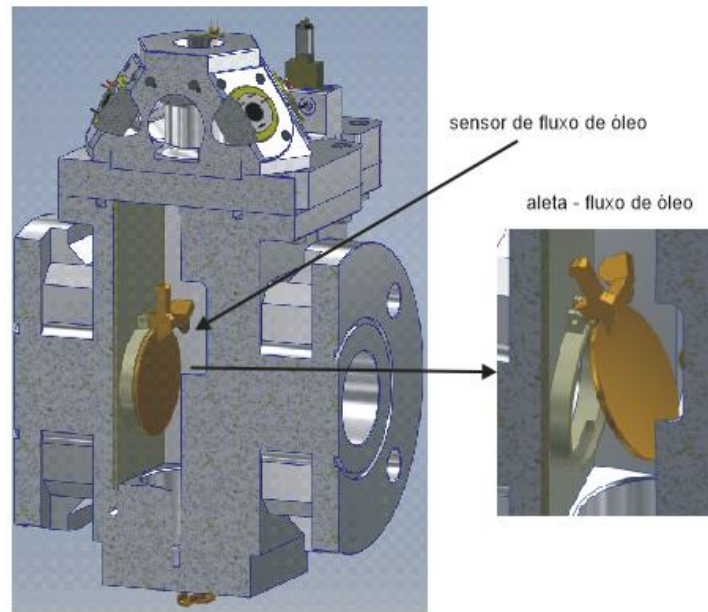


Figura 64 - Detecção de aumento súbito de vazão de óleo

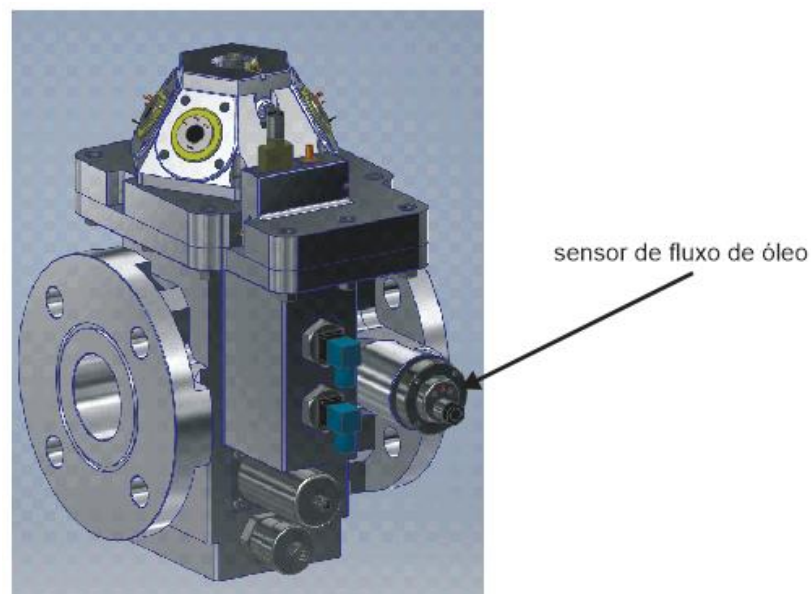


Figura 65 - Sensor de fluxo de óleo

7.4 Sensores auxiliares

Sensores auxiliares ainda contribuem com informações relevantes no diagnóstico de falhas e no histórico de funcionamento do transformador. Além dos sensores de gases e de proteção, o RPMA conta com sensores de pressão, temperatura, densidade e um sensor ultrasônico, usado na detecção do volume de gás livre acumulado.

7.4.1 SENSOR ULTRASÔNICO

Um sensor ultrasônico (Figura 66) de alta sensibilidade é usado para calcular o volume de gás acumulado na câmara de gases, logo abaixo da câmara de leitura. Detectando a distância entre o limite superior dessa câmara e o nível do óleo, é possível calcular o volume de gás acumulado através da geometria da câmara.

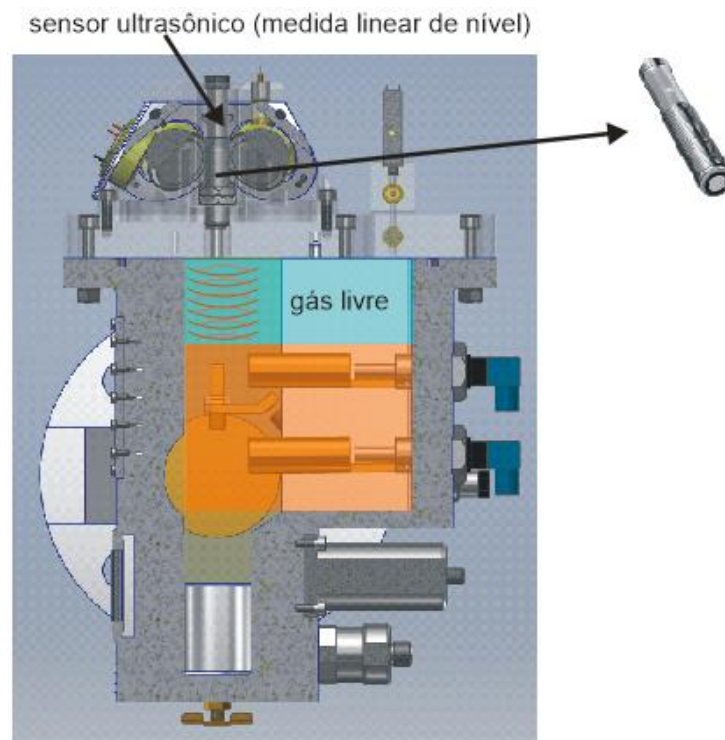


Figura 66 - Sensor ultrasônico - detecção linear do nível do óleo

7.4.2 TEMPERATURA, DENSIDADE E PRESSÃO

A densidade, pressão e, principalmente, a temperatura são informações relevantes sobre o estado do óleo. A Figura 67 destaca, em cor azul, os sensores mencionados. A temperatura é um importante parâmetro relacionado com o tempo de vida do transformador [15]. Medir e armazenar esses dados, criando um histórico de alta relevância, usado para compor o diagnóstico de falhas e afinar a estratégia de manutenção preditiva adotada.

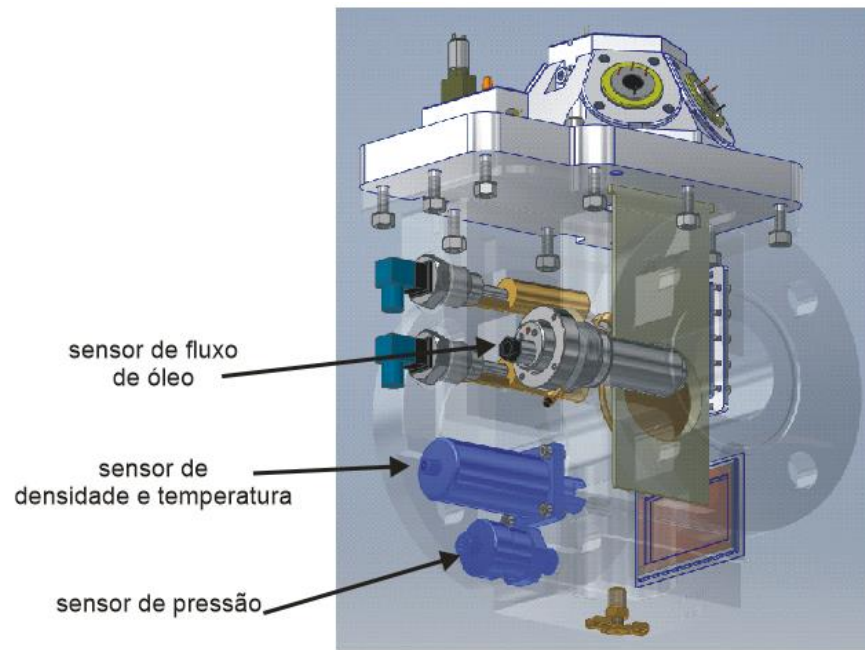


Figura 67 - Sensores de temperatura, densidade e pressão



Figura 68 - Protótipo impresso em impressora 3D

7.5 Protótipos e testes

Os primeiros protótipos (Figura 68), instalados em transformadores teste (Figura 69), que resultaram na placa eletrônica final de processamento e transmissão de dados do RPMA (Figura 72), provaram o conceito do projeto e abriram uma nova fase no seu desenvolvimento, a validação em campo. A Figura 70 e a Figura 71 mostram mais detalhes da montagem do RPMA, incluindo a disposição das placas eletrônicas dos sensores e de controle (Figura 72), cujos diagramas elétricos podem ser consultados no Apêndice C. A cronologia na ocorrência de falhas em transformadores de potência é relativamente longa, assim como sua validação. O uso contínuo do equipamento, principalmente em transformadores mais velhos, dará relevantes subsídios no refinamento da estratégia de análise proposta bem como no seu aperfeiçoamento.

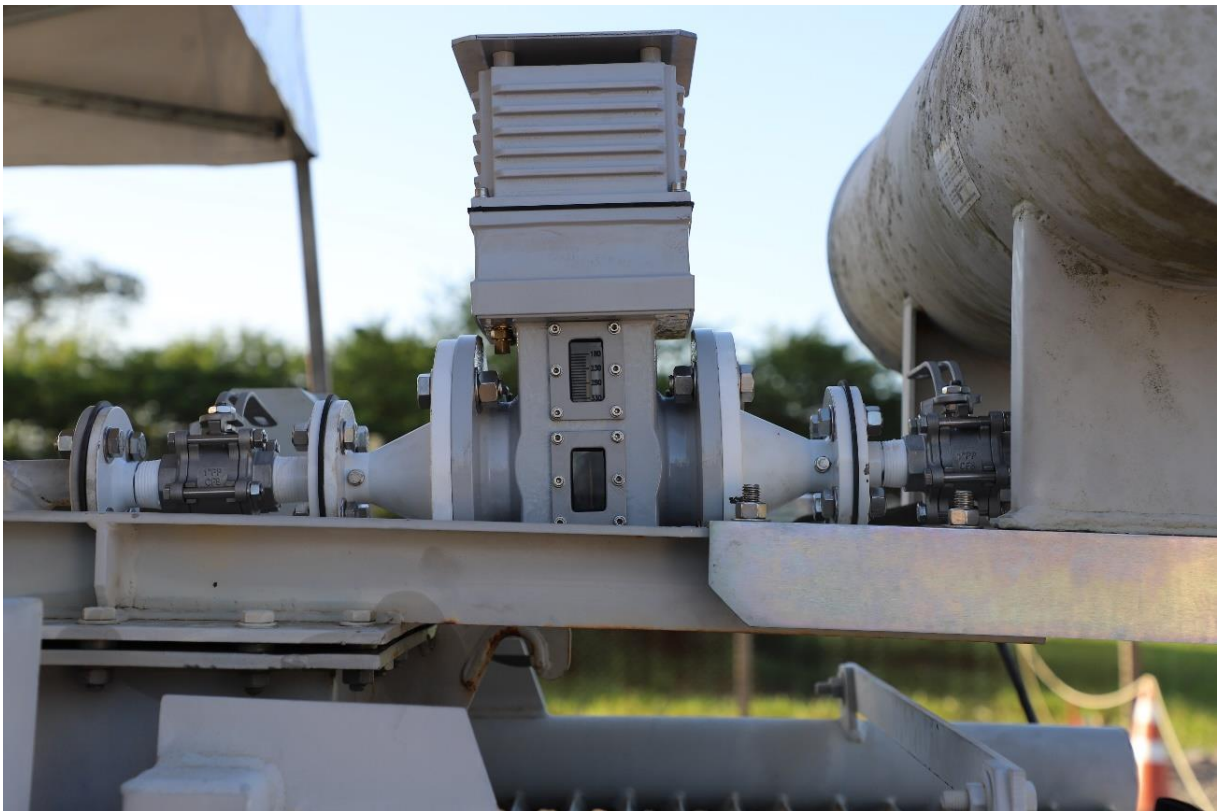


Figura 69 - Instalação de protótipo em um transformador teste



Figura 70 - Visão frontal do RPMA sem proteção da eletrônica

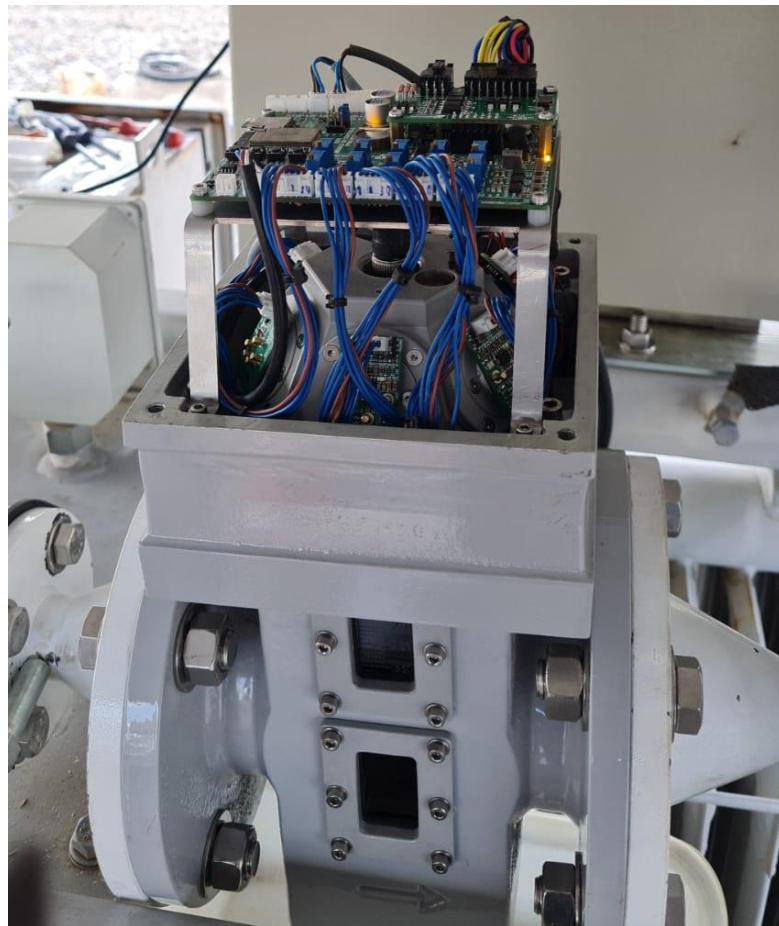


Figura 71 - Detalhe da instalação da placa de controle e placas dos sensores

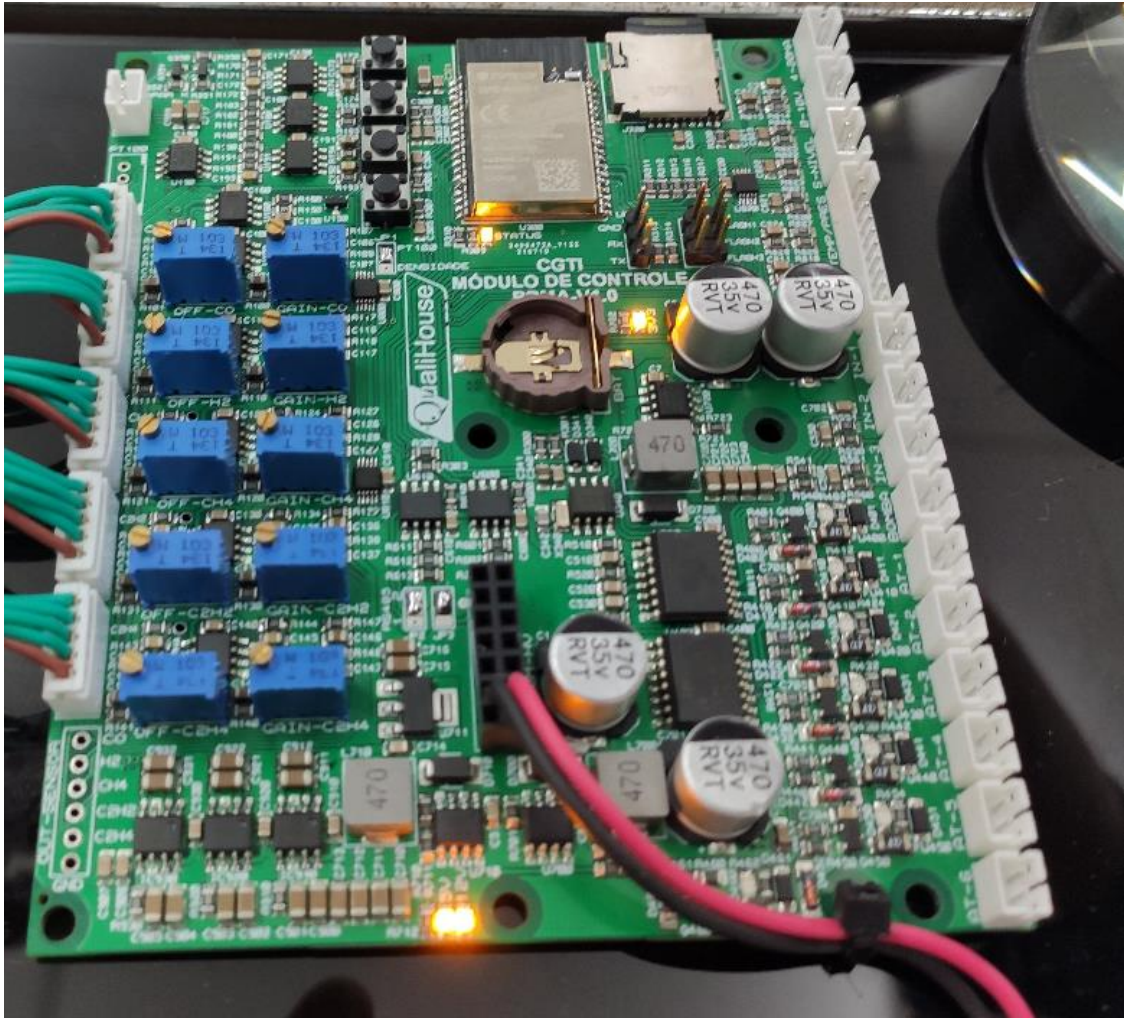


Figura 72 - Placa eletrônica final do RPMA

Capítulo 8

Conclusão

O desenvolvimento de um monitor multi-gás online para transformadores de potência refrigerados a óleo mineral com baixo custo final e baseado na análise de gases livres, demandou um desafio duplo. O baixo custo do RPMA abre uma nova perspectiva para o uso deste tipo de monitoramento em transformadores de potência refrigerados a óleo mineral de qualquer porte, usados no sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica, e demandou a criação de uma nova estratégia no diagnóstico de falhas em transformadores de potência.

A decisão de traçar o caminho da análise de gases livres para o diagnóstico de falhas em transformadores de potência foi resultado da grande disponibilidade atual de sensores comerciais que detectam uma variedade de gases combustíveis e não combustíveis em estado livre e a restrita disponibilidade de sensores imersos no óleo com capacidade de suportar o ambiente interno do transformador [39].

O projeto contou com vários estágios, incluindo a busca, seleção e ensaios dos sensores selecionados que somados ao desenvolvimento de uma nova estratégia no diagnóstico de falhas em transformadores de potência através de gases livres, deram corpo e alma ao projeto. A simulação do ambiente interno do transformador, através da câmara de leitura de gases, desenvolvida para os ensaios validou a proposta do projeto.

A validação e aperfeiçoamento do RPMA em campo seguirá o ritmo com que as falhas são geradas e detectadas pelo equipamento instalado, principalmente, em transformadores mais velhos, cuja incidência de falhas é maior [51].

O resultado desse trabalho abre uma nova perspectiva sob o ponto de vista de um equipamento pronto para ser utilizado em campo e capaz de induzir novas abordagens no diagnóstico de falhas em transformadores de potência, uma vez que os dados gerados pelos seus diversos sensores, não somente para gases combustíveis, formarão uma base de dados a ser, não somente usada pela estratégia proposta, mas também fonte criação de algoritmos baseados em inteligência artificial que, atualmente, ditam uma nova tendência no diagnóstico de falhas em transformadores de potência [40-43].

Referências Bibliográficas

[1] R. Billinton, G. Wacker and E. Wojczynski, "Comprehensive Bibliography On Electrical Service Interruption Costs," in IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-102, no. 6, pp. 1831-1837, June 1983, doi: 10.1109/TPA

[2] anexo viii da resolução normativa nº 956, de 7 de dezembro 2021 procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – prodist (seção 8.2).

[3] "IEEE Guide for Application for Monitoring Equipment to Liquid-Immersed Transformers and Components," in IEEE Std C57.143-2012, vol., no., pp.1-83, 19 Dec. 2012.

[4] CIGRÉ-Brasil: BT015 - Guia de Manutenção para Transformadores de Potência Novembro de 2013.

[5] NBR5416. Aplicação de cargas em transformadores de potência. Norma Técnica NBR 5416/97, ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, julho de 1997.

[6] M. Rafiq, Y.Z. Lv, Y. Zhou, K.B. Ma, W. Wang, C.R. Li, Q.Wang, Use of vegetable oils as transformer oils – a review, Renew. Sustain. Energy Rev. 52 (2015) 308–324.

[7] A. Nagashree, V. Champa, B. Sumangala, G. Nagabhushana, Suitability of natural vegetable seed oil as liquid dielectric coolant in an insulation system, in: Emerging Research in Electronics, Computer Science and Technology (ICERECT), 2015 International Conference on, 2015, IEEE, pp. 429–434.

[8] M.R. Ramli, et al., Partial discharge characteristics of palm fatty acid ester (PFAE) as high voltage insulating material, in: Power Engineering and Renewable Energy (ICPERE), 2014 International Conference on, 2014, IEEE, pp. 262–266.

[9] Vimal Angela Thiviyanathan, Pin Jern Ker, Yang Sing Leong, Fairuz Abdullah, Aiman Ismail, Md. Zaini Jamaludin, Power transformer insulation system: A review on the

reactions, fault detection, challenges and future prospects, *Alexandria Engineering Journal*, Volume 61, Issue 10, 2022, Pages 7697-7713.

[10] Mtetwa, Nkosenye Sidwell - ACCURACY OF FURAN ANALYSIS IN ESTIMATING THE DEGREE OF POLYMERIZATION IN POWER TRANSFORMERS.

[11] R. A. Abd El-Aal, K. Helal, A. M. M. Hassan and S. S. Dessouky, "Prediction of Transformers Conditions and Lifetime Using Furan Compounds Analysis," in *IEEE Access*, vol. 7, pp. 102264-102273, 2019.

[12] Sun, Weidong & Yang, Lijun & Zare, Firuz & Lin, Yuandi & Cheng, Zhidong. (2019). Improved method for aging assessment of winding hot-spot insulation of transformer based on the 2-FAL concentration in oil. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 112. 191-198.

[13] CIGRÉ – Working group 05 – An international survey on failures in large power transformers in service. *Electra*, n° 88, May 1983.

[14] Cardoso, A.J.M. & Oliveira, Luís. (1999). Condition monitoring and diagnostics of power transformers. *International Journal of COMADEM*. 2. 5-11.

[15] W. D. A. G. Hillary et al., "A tool for estimating remaining life time of a power transformer," 2017 Moratuwa Engineering Research Conference (MERCon), 2017, pp. 373-378, doi: 10.1109/MERCon.2017.7980513.

[16] P. R. Krishnamoorthy, S. Vijayakumari and S. Sankaralingam, "Effect of antioxidants and metal deactivator on the oxidation of transformer oil," in *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, vol. 27, no. 2, pp. 271-277, April 1992, doi: 10.1109/14.135598.

[17] Hao, Ya'nan & Yu, Naihai & Qi, Guodong & Qin, Jiafeng & Zhang, Ruiqiang. (2019). Study on the Influence of Antioxidants on Transformer Oil Related Indicators. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*.

[18] Y. Hadjadj, I. Fofana, J. Sabau and E. Brioso, "Assessing insulating oil degradation by means of turbidity and UV/VIS spectrophotometry measurements," in *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 22, no. 5, pp. 2653-2660, October 2015, doi: 10.1109/TDEI.2015.005111.

[19] W. Zhang and D. J. Webb, "PMMA Based Optical Fiber Bragg Grating for Measuring Moisture in Transformer Oil," in *IEEE Photonics Technology Letters*, vol. 28, no. 21, pp. 2427-2430, 1 Nov.1, 2016, doi: 10.1109/LPT.2016.2598145.

[20] J. Weesmaa, M. Sterner, B. Pahlavanpour, L. Bergeld, J. Nunes and K. Sundkvist, "Study of stray gassing measurements by different methods," 2013 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2013, pp. 184-189.

[21] IEEE.2008 – Std C57.104 “Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers” S.1983.317791.

[22] EE online. “Understanding Dissolved Gas Analysis (DGA) Techniques and Interpretations” EE (Electric Energy) online magazine Nov. Dec. 2015.

[23] Gomez, Jackelyn Aragon “Experimental Investigations on the Dissolved Gas Analysis Method (DGA) through Simulation of Electrical and Thermal Faults in Transformer Oil”.

[24] Ye W, Hao J, Chen Y, Zhu M, Pan Z, Hou F. Difference Analysis of Gas Molecules Diffusion Behavior in Natural Ester and Mineral Oil Based on Molecular Dynamic Simulation. *Molecules*. 2019;24(24):4463. Published 2019 Dec 5. doi:10.3390/molecules24244463.

[25] Riedmann, C., Schichler, U., Häusler, W. et al. Online dissolved gas analysis used for transformers – possibilities, experiences, and limitations. *Elektrotech. Inftech*. 139, 88–97 (2022).

[26] Griffin, P. J., 1998: H.G. Erdman, 1988. Criteria for the Interpretation of data for dissolved gases in oil from transformers. *Electrical Insulating oils*, STP 998, pp. 89-106.

[27] ABNT NBR7274 2012 Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço. Norma técnica NBR 7274/2012, ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas.

[28] X. F. Wang, Z. D. Wang, Q. Liu, G. Wilson, P. Jarman and D. Walker, "Evaluation of mass transfer rate of dissolved gases in transformer oils," 2016 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), Xi'an, China, 2016, pp. 477-480, doi: 10.1109/CMD.2016.7757865.

[29] ASTM - American Society for Testing and Materials - D 923, Standard Practices for Sampling Electrical Insulating Liquids.

[30] ASTM - American Society for Testing and Materials - D 2945, Standard Test Method for Gas Content of Insulating Oils.

[31] ASTM - American Society for Testing and Materials - D 3612, Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography.

[32] Bruno Kolb and Leslie S. Ettre, "Static Headspace-Gas Chromatography, Theory and Practice", Wiley, (2006).

[33] Ward S (2003) "Evaluating transformer condition using DGA oil analysis". Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena. USA, Albuquerque, NM.

[34] CIGRE JTF D1.01/A2.11: "Recent Developments in DGA Interpretation". Technical Brochure 296, 2006.

[35] "IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers," in IEEE Std C57.104-2019 (Revision of IEEE Std C57.104-2008), vol., no., pp. 1-98, 1 Nov. 2019, doi: 10.1109/IEEESTD.2019.8890040.

[36] Cargol, Tim. "An Overview of Online Oil Monitoring Technologies." (2005).

[37] M. Duval. Dissolved gas analysis: It can save your transformer. IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 5 (No. 6): p.22-27, Nov-Dec 1989.

[38] GRISARU, Marius - A CENTURY OF DISSOLVED GAS ANALYSIS - PART II - TRANSFORMERS MAGAZINE | Volume 6, Issue 4 | 2019.

[39] C. Sun, P. R. Ohodnicki and E. M. Stewart, "Chemical Sensing Strategies for Real-Time Monitoring of Transformer Oil: A Review," in IEEE Sensors Journal, vol. 17, no. 18, pp. 5786-5806, 15 Sept. 15, 2017, doi: 10.1109/JSEN.2017.2735193.

[40] Y. Zhang, X. Ding, Y. Liu et al., "An artificial neural network approach to transformer fault diagnosis," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 11, no. 4, pp. 1836-1841, 1996.

[41] J. Guardado, J. Naredo, P. Moreno et al., "A comparative study of neural network efficiency in power transformers diagnosis using dissolved gas analysis," IEEE Transactions on Power delivery, vol. 16, no. 4, pp. 643-647, 2001

[42] Z. Wang, Y. Liu, and P. J. Griffin, "A combined ANN and expert system tool for transformer fault diagnosis," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 13, no. 4, pp. 1224-1229, 1998.

[43] R. Naresh, V. Sharma, and M. Vashisth, "An integrated neural fuzzy approach for fault diagnosis of transformers," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 4, pp. 2017-2024, 2008.

[44] "IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators," in *IEEE Std C57.91-2011 (Revision of IEEE Std C57.91-1995)*, vol., no., pp.1-123, 7 March 2012, doi: 10.1109/IEEESTD.2012.6166928.

[45] Chen, Lihua & Zheng, Zhong & Liu, Shaoyu & Guo, Liang & Dun, Chun. (2012). Temperature prediction on power transformers and the guide on load dispatch. Annual Report - Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, CEIDP. 444-447. 10.1109/CEIDP.2012.6378815.

[46] Ullah, & Khan, & Yang, F. & Wuttisittikulkij,. (2020). Deep Learning Image-Based Defect Detection in High Voltage Electrical Equipment. *Energies*. 13. 392. 10.3390/en13020392.

[47] JongSeon Park, SeungHwan Yi, Temperature compensated NDIR CH₄ gas sensor with focused beam structure, *Procedia Engineering*, Volume 5, 2010, Pages 1248-1251, ISSN 1877-7058.

[48] International Sensor Technologie - Electrochemical Sensor - Chapter 2
<https://www.intlsensor.com/pdf/electrochemical.pdf>

[49] https://www.sgxsensortech.com/content/uploads/2014/08/A1A-EC_SENSORS_AN2-Design-of-Electronics-for-EC-Sensors-V4.pdf

[50] NBR16367-7 Acessórios para transformadores e reatores de sistemas de potência imersos em líquido isolante - Parte 7: Relé detector de gás tipo Buchholz ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas, abril de 2015

[51] J. -H. Lee, "An Analysis of Power Transformer Failures using the Mixed Weibull Statistics," 2020 International Symposium on Electrical Insulating Materials (ISEIM), 2020, pp. 65-67.

Apêndice A

Ensaaios de Temperatura e Seletividade

As concentrações exibidas nas tabelas seguintes referem-se a percentuais relativos às concentrações vistas na Tabela 12 do Capítulo 6.

Tabela 14 - Ensaio de temperatura para o sensor de H₂

Concentração	Temperatura					
	27°C	36°C	45°C	54°C	63°C	70°C
10	0,222	0,222	0,231	0,231	0,255	0,264
10	0,198	0,229	0,225	0,239	0,267	0,270
10	0,214	0,230	0,229	0,245	0,269	0,270
20	0,297	0,308	0,330	0,355	0,371	0,378
20	0,294	0,301	0,354	0,349	0,370	0,389
20	0,290	0,305	0,349	0,349	0,363	0,388
30	0,411	0,450	0,492	0,510	0,565	0,564
30	0,420	0,441	0,480	0,522	0,550	0,576
30	0,410	0,462	0,488	0,518	0,551	0,581
40	0,555	0,580	0,639	0,701	0,751	0,796
40	0,547	0,591	0,651	0,691	0,741	0,775
40	0,550	0,599	0,649	0,690	0,759	0,780
50	0,650	0,692	0,747	0,801	0,881	0,897
50	0,642	0,701	0,753	0,822	0,872	0,909
50	0,652	0,709	0,754	0,819	0,871	0,910
60	0,752	0,865	0,834	0,902	0,970	0,999
60	0,770	0,842	0,842	0,899	0,961	1,011

60	0,771	0,872	0,841	0,910	0,975	1,031
70	0,855	0,920	0,963	1,025	1,081	1,155
70	0,873	0,923	0,954	1,034	1,075	1,159
70	0,869	0,919	0,955	1,011	1,091	1,170
80	0,899	0,959	0,993	1,101	1,156	1,191
80	0,910	0,962	0,972	1,109	1,169	1,224
80	0,909	0,951	0,988	1,099	1,171	1,211
90	1,025	1,059	1,107	1,156	1,297	1,320
90	1,042	1,062	1,082	1,177	1,289	1,352
90	1,040	1,061	1,090	1,181	1,300	1,340
100	1,206	1,171	1,276	1,209	1,455	1,562
100	1,155	1,182	1,246	1,212	1,476	1,569
100	1,102	1,190	1,250	1,233	1,470	1,542

Continuação da Tabela 14

Tabela 15 - Ensaio de temperatura para o sensor de CO

Concentração	Temperatura					
	27°C	36°C	45°C	54°C	63°C	70°C
10	0,111	0,131	0,156	0,171	0,175	0,183
10	0,096	0,125	0,162	0,175	0,180	0,174
10	0,099	0,138	0,160	0,172	0,172	0,170
20	0,174	0,220	0,276	0,295	0,325	0,351
20	0,201	0,231	0,261	0,291	0,331	0,342
20	0,180	0,215	0,271	0,300	0,319	0,349
30	0,267	0,324	0,375	0,391	0,421	0,432
30	0,297	0,331	0,363	0,382	0,432	0,471
30	0,275	0,330	0,369	0,395	0,439	0,445
40	0,387	0,450	0,501	0,540	0,576	0,597
40	0,405	0,441	0,489	0,531	0,570	0,582
40	0,400	0,455	0,502	0,531	0,570	0,591
50	0,492	0,542	0,585	0,622	0,659	0,681
50	0,501	0,558	0,603	0,630	0,665	0,666
50	0,499	0,542	0,601	0,621	0,666	0,670
60	0,594	0,661	0,717	0,750	0,798	0,855
60	0,630	0,649	0,699	0,759	0,771	0,825
60	0,644	0,662	0,699	0,751	0,780	0,833
70	0,684	0,752	0,810	0,890	0,970	1,022
70	0,694	0,735	0,837	0,879	0,989	1,033
70	0,680	0,739	0,842	0,875	0,971	1,005
80	0,786	0,871	0,966	0,991	1,100	1,147
80	0,798	0,891	0,948	1,035	1,091	1,117
80	0,801	0,889	0,960	1,055	1,092	1,129
90	0,909	1,115	1,291	1,271	1,299	1,303
90	0,897	1,139	1,272	1,279	1,287	1,288
90	0,881	1,155	1,280	1,285	1,290	1,300

100	1,051	1,291	1,360	1,378	1,409	1,453
100	1,057	1,277	1,342	1,389	1,405	1,426
100	1,042	1,290	1,349	1,390	1,411	1,444

Continuação da Tabela 15

Tabela 16 - Ensaio de Temperatura para o sensor de CH₄

Concentração	Temperatura					
	27°C	36°C	45°C	54°C	63°C	70°C
10	0,198	0,165	0,150	0,151	0,150	0,141
10	0,204	0,179	0,141	0,140	0,142	0,150
10	0,201	0,178	0,152	0,148	0,142	0,150
20	0,342	0,282	0,237	0,249	0,252	0,245
20	0,342	0,274	0,228	0,255	0,240	0,251
20	0,329	0,279	0,239	0,240	0,249	0,249
30	0,465	0,399	0,348	0,341	0,341	0,336
30	0,456	0,391	0,348	0,339	0,339	0,342
30	0,461	0,389	0,359	0,348	0,346	0,345
40	0,591	0,499	0,444	0,453	0,455	0,449
40	0,581	0,485	0,450	0,451	0,451	0,451
40	0,580	0,489	0,449	0,447	0,456	0,452
50	0,762	0,620	0,564	0,555	0,538	0,538
50	0,771	0,612	0,564	0,561	0,540	0,543
50	0,772	0,611	0,575	0,557	0,540	0,549
60	0,900	0,740	0,645	0,655	0,661	0,655
60	0,885	0,720	0,636	0,645	0,647	0,647
60	0,899	0,721	0,640	0,645	0,647	0,649
70	1,069	0,899	0,789	0,779	0,759	0,753
70	1,081	0,881	0,801	0,759	0,770	0,777
70	1,080	0,899	0,809	0,763	0,769	0,761
80	1,204	1,021	0,912	0,909	0,912	0,909
80	1,213	1,001	0,912	0,917	0,901	0,917
80	1,215	1,035	0,920	0,921	0,909	0,920
90	1,393	1,152	1,002	1,015	1,001	1,008
90	1,402	1,140	0,999	0,999	0,990	0,999
90	1,399	1,159	0,990	0,998	0,990	1,021
100	1,576	1,300	1,189	1,162	1,178	1,162
100	1,585	1,324	1,180	1,180	1,170	1,171
100	1,588	1,355	1,199	1,175	1,170	1,177

Tabela 17 - Ensaio de temperatura para o sensor de C₂H₂

Concentração	Temperatura					
	27°C	36°C	45°C	54°C	63°C	70°C
10	0,159	0,191	0,228	0,254	0,290	0,315
10	0,151	0,183	0,218	0,261	0,280	0,324
10	0,160	0,189	0,219	0,249	0,280	0,331
20	0,303	0,311	0,336	0,411	0,489	0,540
20	0,289	0,320	0,348	0,419	0,499	0,555
20	0,299	0,324	0,359	0,420	0,491	0,512
30	0,456	0,551	0,639	0,671	0,745	0,792
30	0,466	0,540	0,602	0,689	0,739	0,756
30	0,465	0,539	0,591	0,677	0,731	0,777
40	0,561	0,670	0,795	0,840	0,921	0,924
40	0,572	0,655	0,780	0,849	0,933	0,972
40	0,560	0,669	0,771	0,849	0,919	0,970
50	0,666	0,801	0,933	1,012	1,129	1,219
50	0,675	0,822	0,912	1,017	1,155	1,206
50	0,671	0,819	0,905	1,001	1,150	1,220
60	0,897	1,009	1,129	1,155	1,289	1,474
60	0,902	1,051	1,141	1,139	1,270	1,522
60	0,909	1,012	1,139	1,159	1,251	1,499
70	0,972	1,103	1,190	1,333	1,580	1,726
70	0,981	1,144	1,199	1,356	1,565	1,795
70	0,988	1,109	1,205	1,301	1,592	1,755
80	1,092	1,225	1,300	1,633	1,899	1,962
80	1,099	1,201	1,309	1,670	1,879	1,999
80	1,089	1,205	1,315	1,655	1,911	1,950
90	1,250	1,343	1,387	1,790	2,050	2,151
90	1,219	1,357	1,400	1,803	2,067	2,112
90	1,240	1,320	1,390	1,819	2,059	2,182
100	1,466	1,501	1,543	2,111	2,402	2,545
100	1,481	1,499	1,520	2,150	2,377	2,504
100	1,475	1,520	1,529	2,177	2,409	2,519

Tabela 18 - Ensaio de temperatura para o sensor de C₂H₄

Concentração	Temperatura					
	27°C	36°C	45°C	54°C	63°C	70°C
10	0,201	0,241	0,333	0,401	0,488	0,582
10	0,220	0,265	0,321	0,420	0,501	0,550
10	0,209	0,260	0,320	0,409	0,499	0,539
20	0,408	0,620	0,939	0,981	0,975	1,011
20	0,429	0,679	0,910	0,959	0,999	1,054
20	0,411	0,655	0,902	0,953	1,007	1,033

30	0,621	1,099	1,576	1,576	1,501	1,563
30	0,600	1,108	1,503	1,503	1,505	1,510
30	0,639	1,055	1,551	1,551	1,482	1,527
40	0,792	1,340	1,834	1,899	1,759	1,800
40	0,750	1,359	1,901	1,804	1,778	1,843
40	0,811	1,388	1,866	1,854	1,788	1,835
50	1,045	1,590	2,110	2,732	2,399	2,479
50	1,051	1,552	2,090	2,705	2,407	2,497
50	1,064	1,571	2,150	2,721	2,419	2,450
60	1,211	1,805	2,470	2,709	2,877	2,956
60	1,244	1,859	2,501	2,799	2,950	3,055
60	1,220	1,861	2,455	2,734	2,933	3,022
70	1,423	2,091	2,601	2,908	3,399	3,479
70	1,479	2,066	2,612	2,915	3,478	3,551
70	1,452	2,053	2,602	2,952	3,412	3,509
80	1,660	2,210	2,779	3,240	3,533	3,625
80	1,700	2,259	2,799	3,301	3,521	3,672
80	1,699	2,271	2,805	3,299	3,590	3,655
90	1,855	2,501	3,115	3,555	3,701	3,824
90	1,890	2,547	3,201	3,679	3,709	3,818
90	1,871	2,552	3,154	3,601	3,759	3,801
100	2,239	2,971	3,668	3,700	3,801	3,848
100	2,251	2,909	3,559	3,779	3,819	3,855
100	2,240	2,956	3,620	3,729	3,799	3,841

Continuação da Tabela 18

Os ensaios de seletividade foram feitos de dois em dois gases diluídos em N₂. O gás alvo está correlacionado nas tabelas seguintes com o subscrito “i”, enquanto o gás interferente recebe o subscrito “j”.

As concentrações exibidas nas tabelas referem-se a percentuais relativos às concentrações vistas na Tabela 12 do Capítulo 6.

Tabela 19 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário CO (i) versus H₂ (j)

CO (%)	H ₂ (%)	R _{i1}	R _{i2}	R _{i3}	R _i			R _{j1}	R _{j2}	R _{j3}	R _j		
20	20	0,226	0,234	0,212	0,224	±	0,028	0,219	0,225	0,245	0,230	±	0,034
20	40	0,312	0,312	0,333	0,319	±	0,030	0,330	0,324	0,310	0,321	±	0,025
20	60	0,510	0,519	0,524	0,518	±	0,018	0,567	0,582	0,550	0,566	±	0,040
20	80	0,684	0,706	0,710	0,700	±	0,035	0,642	0,630	0,619	0,630	±	0,029
50	20	0,427	0,408	0,430	0,422	±	0,030	0,184	0,208	0,210	0,201	±	0,036
50	40	0,539	0,569	0,550	0,553	±	0,038	0,265	0,282	0,284	0,277	±	0,026
50	60	0,671	0,699	0,677	0,682	±	0,037	0,366	0,390	0,367	0,374	±	0,034
50	80	0,720	0,735	0,742	0,732	±	0,028	0,420	0,438	0,454	0,437	±	0,042
80	20	0,606	0,633	0,635	0,625	±	0,040	0,170	0,188	0,190	0,183	±	0,027
80	40	0,660	0,675	0,687	0,674	±	0,034	0,243	0,255	0,267	0,255	±	0,030
80	60	0,690	0,701	0,709	0,700	±	0,024	0,309	0,321	0,337	0,322	±	0,035
80	80	0,738	0,745	0,759	0,747	±	0,027	0,339	0,341	0,367	0,349	±	0,039

Tabela 20 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário H₂ (i) versus CO (j)

H ₂ (%)	CO (%)	R _{i1}	R _{i2}	R _{i3}	R _i			R _{j1}	R _{j2}	R _{j3}	R _j		
20	20	0,210	0,200	0,209	0,206	±	0,014	0,261	0,288	0,267	0,272	±	0,035
20	40	0,195	0,192	0,187	0,191	±	0,010	0,330	0,321	0,319	0,323	±	0,015
20	60	0,179	0,175	0,172	0,175	±	0,009	0,435	0,445	0,452	0,444	±	0,021
20	80	0,165	0,152	0,150	0,156	±	0,020	0,552	0,585	0,599	0,579	±	0,060
50	20	0,426	0,433	0,432	0,430	±	0,009	0,459	0,467	0,470	0,465	±	0,014
50	40	0,414	0,409	0,402	0,408	±	0,015	0,519	0,527	0,543	0,530	±	0,030
50	60	0,381	0,371	0,377	0,376	±	0,012	0,582	0,590	0,599	0,590	±	0,021
50	80	0,366	0,359	0,362	0,362	±	0,009	0,648	0,670	0,661	0,660	±	0,027
80	20	0,561	0,578	0,590	0,576	±	0,036	0,690	0,699	0,699	0,696	±	0,013
80	40	0,528	0,512	0,517	0,519	±	0,020	0,701	0,709	0,710	0,707	±	0,012
80	60	0,420	0,430	0,411	0,420	±	0,024	0,717	0,720	0,715	0,717	±	0,006
80	80	0,390	0,377	0,356	0,374	±	0,043	0,735	0,740	0,731	0,735	±	0,011

Tabela 21 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário H₂ (i) versus CH₄ (j)

H ₂ (%)	CH ₄ (%)	R _{i1}	R _{i2}	R _{i3}	R _i		R _{j1}	R _{j2}	R _{j3}	R _j		
20	20	0,246	0,255	0,252	0,251	± 0,011	0,228	0,245	0,240	0,238	±	0,022
20	40	0,229	0,245	0,229	0,234	± 0,023	0,426	0,410	0,432	0,423	±	0,028
20	60	0,219	0,209	0,215	0,214	± 0,012	0,705	0,690	0,712	0,702	±	0,028
20	80	0,209	0,208	0,199	0,205	± 0,014	0,957	0,941	0,967	0,955	±	0,033
50	20	0,420	0,429	0,411	0,420	± 0,022	0,249	0,254	0,269	0,257	±	0,026
50	40	0,420	0,411	0,405	0,412	± 0,019	0,459	0,431	0,459	0,450	±	0,040
50	60	0,381	0,389	0,372	0,381	± 0,021	0,804	0,799	0,817	0,807	±	0,023
50	80	0,366	0,355	0,360	0,360	± 0,014	0,921	0,932	0,945	0,933	±	0,030
80	20	0,555	0,541	0,543	0,546	± 0,019	0,318	0,345	0,321	0,328	±	0,037
80	40	0,492	0,489	0,499	0,493	± 0,013	0,432	0,441	0,445	0,439	±	0,017
80	60	0,415	0,405	0,401	0,407	± 0,018	0,573	0,561	0,589	0,574	±	0,035
80	80	0,336	0,321	0,322	0,326	± 0,021	0,699	0,667	0,701	0,689	±	0,047

Tabela 22 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário CH₄ (i) versus H₂ (j)

CH ₄ (%)	H ₂ (%)	R _{i1}	R _{i2}	R _{i3}	R _i		R _{j1}	R _{j2}	R _{j3}	R _j		
20	20	0,245	0,231	0,245	0,240	± 0,020	0,209	0,211	0,229	0,216	±	0,027
20	40	0,261	0,251	0,244	0,252	± 0,021	0,357	0,355	0,379	0,364	±	0,033
20	60	0,275	0,262	0,274	0,270	± 0,018	0,459	0,489	0,460	0,469	±	0,042
20	80	0,292	0,301	0,290	0,294	± 0,015	0,663	0,687	0,669	0,673	±	0,031
50	20	0,459	0,467	0,451	0,459	± 0,020	0,189	0,199	0,180	0,189	±	0,024
50	40	0,465	0,477	0,480	0,474	± 0,020	0,387	0,377	0,361	0,375	±	0,033
50	60	0,481	0,481	0,489	0,484	± 0,011	0,439	0,425	0,449	0,438	±	0,030
50	80	0,492	0,499	0,501	0,497	± 0,012	0,505	0,514	0,522	0,514	±	0,021
80	20	0,895	0,902	0,877	0,891	± 0,032	0,180	0,190	0,191	0,187	±	0,015
80	40	0,777	0,756	0,771	0,768	± 0,027	0,250	0,245	0,269	0,255	±	0,031
80	60	0,663	0,642	0,659	0,655	± 0,028	0,349	0,367	0,369	0,362	±	0,027
80	80	0,622	0,612	0,599	0,611	± 0,029	0,405	0,417	0,421	0,414	±	0,021

Tabela 23 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário CO (i) versus CH₄ (j)

CO (%)	CH ₄ (%)	R _{i1}	R _{i2}	R _{i3}	R _i			R _{j1}	R _{j2}	R _{j3}	R _j		
20	20	0,135	0,130	0,139	0,135	±	0,011	0,156	0,150	0,161	0,156	±	0,014
20	40	0,135	0,138	0,129	0,134	±	0,011	0,300	0,309	0,299	0,303	±	0,014
20	60	0,138	0,139	0,130	0,136	±	0,012	0,438	0,449	0,451	0,446	±	0,017
20	80	0,132	0,130	0,138	0,133	±	0,010	0,595	0,612	0,610	0,606	±	0,023
50	20	0,245	0,249	0,240	0,245	±	0,011	0,138	0,150	0,149	0,146	±	0,017
50	40	0,246	0,239	0,240	0,242	±	0,009	0,282	0,280	0,311	0,291	±	0,043
50	60	0,264	0,249	0,238	0,250	±	0,032	0,441	0,449	0,464	0,451	±	0,029
50	80	0,246	0,249	0,249	0,248	±	0,004	0,519	0,529	0,541	0,530	±	0,027
80	20	0,378	0,388	0,372	0,379	±	0,020	0,174	0,198	0,179	0,184	±	0,031
80	40	0,363	0,360	0,355	0,359	±	0,010	0,318	0,329	0,340	0,329	±	0,027
80	60	0,357	0,351	0,350	0,353	±	0,009	0,441	0,459	0,449	0,450	±	0,022
80	80	0,330	0,321	0,329	0,327	±	0,012	0,501	0,519	0,519	0,513	±	0,026

Tabela 24 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário CH₄ (i) versus CO (j)

CH ₄ (%)	CO (%)	R _{i1}	R _{i2}	R _{i3}	R _i			R _{j1}	R _{j2}	R _{j3}	R _j		
20	20	0,162	0,163	0,165	0,163	±	0,004	0,144	0,141	0,159	0,148	±	0,024
20	40	0,141	0,155	0,160	0,152	±	0,024	0,219	0,230	0,211	0,220	±	0,024
20	60	0,159	0,161	0,152	0,157	±	0,012	0,306	0,299	0,306	0,304	±	0,010
20	80	0,165	0,161	0,159	0,162	±	0,008	0,410	0,401	0,421	0,411	±	0,025
50	20	0,360	0,351	0,365	0,359	±	0,018	0,141	0,159	0,140	0,147	±	0,027
50	40	0,351	0,355	0,359	0,355	±	0,010	0,279	0,259	0,261	0,266	±	0,027
50	60	0,360	0,363	0,351	0,358	±	0,016	0,312	0,319	0,301	0,311	±	0,023
50	80	0,350	0,359	0,350	0,353	±	0,013	0,364	0,350	0,367	0,360	±	0,023
80	20	0,542	0,550	0,541	0,544	±	0,012	0,174	0,161	0,178	0,171	±	0,022
80	40	0,505	0,501	0,495	0,500	±	0,012	0,240	0,259	0,240	0,246	±	0,027
80	60	0,469	0,451	0,460	0,460	±	0,022	0,283	0,283	0,299	0,288	±	0,023
80	80	0,398	0,401	0,390	0,396	±	0,014	0,333	0,312	0,339	0,328	±	0,035

Tabela 25 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário CO (i) versus C₂H₂ (j)

CO (%)	C ₂ H ₂ (%)	R _{i1}	R _{i2}	R _{i3}	R _i			R _{j1}	R _{j2}	R _{j3}	R _j		
20	20	0,150	0,160	0,151	0,154	±	0,014	0,279	0,299	0,308	0,295	±	0,037
20	40	0,147	0,158	0,161	0,155	±	0,018	0,594	0,590	0,603	0,596	±	0,017
20	60	0,186	0,191	0,171	0,183	±	0,026	0,771	0,754	0,789	0,771	±	0,043
20	80	0,234	0,211	0,230	0,225	±	0,031	0,960	0,991	0,990	0,980	±	0,044
50	20	0,285	0,290	0,293	0,289	±	0,010	0,211	0,219	0,221	0,217	±	0,013
50	40	0,291	0,281	0,279	0,284	±	0,016	0,393	0,379	0,389	0,387	±	0,018
50	60	0,318	0,302	0,299	0,306	±	0,025	0,666	0,688	0,650	0,668	±	0,047
50	80	0,285	0,299	0,305	0,296	±	0,025	0,693	0,701	0,709	0,701	±	0,020
80	20	0,432	0,439	0,430	0,434	±	0,012	0,213	0,219	0,228	0,220	±	0,019
80	40	0,401	0,391	0,405	0,399	±	0,018	0,330	0,330	0,349	0,336	±	0,027
80	60	0,358	0,340	0,341	0,346	±	0,025	0,468	0,489	0,470	0,476	±	0,029
80	80	0,324	0,320	0,308	0,317	±	0,021	0,498	0,509	0,520	0,509	±	0,027

Tabela 26 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário C₂H₂ (i) versus CO (j)

C ₂ H ₂ (%)	CO (%)	R _{i1}	R _{i2}	R _{i3}	R _i			R _{j1}	R _{j2}	R _{j3}	R _j		
20	20	0,215	0,205	0,207	0,209	±	0,013	0,150	0,142	0,154	0,149	±	0,015
20	40	0,201	0,221	0,209	0,210	±	0,025	0,271	0,269	0,289	0,276	±	0,027
20	60	0,214	0,219	0,220	0,218	±	0,008	0,411	0,400	0,398	0,403	±	0,017
20	80	0,241	0,240	0,221	0,234	±	0,028	0,442	0,450	0,439	0,444	±	0,014
50	20	0,267	0,261	0,279	0,269	±	0,023	0,171	0,187	0,190	0,183	±	0,025
50	40	0,305	0,299	0,311	0,305	±	0,015	0,280	0,273	0,275	0,276	±	0,009
50	60	0,320	0,329	0,330	0,326	±	0,014	0,301	0,309	0,311	0,307	±	0,013
50	80	0,354	0,350	0,365	0,356	±	0,019	0,375	0,400	0,379	0,385	±	0,033
80	20	0,899	0,877	0,890	0,889	±	0,027	0,241	0,255	0,239	0,245	±	0,022
80	40	0,681	0,701	0,719	0,700	±	0,047	0,298	0,289	0,309	0,299	±	0,025
80	60	0,531	0,545	0,559	0,545	±	0,035	0,318	0,305	0,320	0,314	±	0,020
80	80	0,505	0,499	0,510	0,505	±	0,014	0,359	0,359	0,379	0,366	±	0,029

Tabela 27 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário CO (i) versus C₂H₄ (j)

CO (%)	C ₂ H ₄ (%)	R _{i1}	R _{i2}	R _{i3}	R _i		R _{j1}	R _{j2}	R _{j3}	R _j		
20	20	0,165	0,171	0,155	0,164	± 0,020	0,486	0,471	0,489	0,482	±	0,024
20	40	0,170	0,178	0,181	0,176	± 0,014	1,072	1,085	1,099	1,085	±	0,034
20	60	0,199	0,201	0,205	0,202	± 0,008	1,114	1,130	1,115	1,120	±	0,022
20	80	0,244	0,241	0,249	0,245	± 0,010	1,966	1,961	1,942	1,956	±	0,031
50	20	0,299	0,301	0,308	0,303	± 0,012	0,603	0,611	0,619	0,611	±	0,020
50	40	0,301	0,308	0,310	0,306	± 0,012	0,993	1,002	0,991	0,995	±	0,015
50	60	0,322	0,302	0,308	0,311	± 0,025	1,503	1,521	1,509	1,511	±	0,023
50	80	0,305	0,319	0,318	0,314	± 0,019	1,726	1,730	1,755	1,737	±	0,039
80	20	0,449	0,459	0,451	0,453	± 0,013	0,711	0,719	0,701	0,710	±	0,022
80	40	0,409	0,409	0,385	0,401	± 0,034	1,091	1,082	1,079	1,084	±	0,016
80	60	0,371	0,350	0,351	0,357	± 0,029	1,226	1,255	1,229	1,237	±	0,040
80	80	0,330	0,330	0,350	0,337	± 0,029	1,303	1,334	1,354	1,330	±	0,064

Tabela 28 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário C₂H₄ (i) versus CO (j)

C ₂ H ₄ (%)	CO (%)	R _{i1}	R _{i2}	R _{i3}	R _i		R _{j1}	R _{j2}	R _{j3}	R _j		
20	20	0,470	0,479	0,469	0,473	± 0,014	0,164	0,152	0,154	0,157	±	0,016
20	40	0,475	0,472	0,463	0,470	± 0,016	0,292	0,291	0,269	0,284	±	0,032
20	60	0,480	0,471	0,470	0,474	± 0,014	0,422	0,429	0,439	0,430	±	0,021
20	80	0,500	0,499	0,489	0,496	± 0,015	0,501	0,501	0,511	0,504	±	0,014
50	20	1,090	1,081	1,079	1,083	± 0,015	0,183	0,190	0,195	0,189	±	0,015
50	40	1,051	1,055	1,057	1,054	± 0,008	0,288	0,299	0,301	0,296	±	0,017
50	60	1,012	1,055	1,088	1,052	± 0,095	0,320	0,315	0,326	0,320	±	0,014
50	80	0,999	0,991	1,032	1,007	± 0,054	0,400	0,399	0,421	0,407	±	0,031
80	20	2,009	2,034	2,051	2,031	± 0,052	0,252	0,264	0,269	0,262	±	0,022
80	40	1,699	1,671	1,689	1,686	± 0,035	0,311	0,315	0,311	0,312	±	0,006
80	60	1,605	1,591	1,587	1,594	± 0,023	0,339	0,340	0,322	0,334	±	0,025
80	80	1,311	1,301	1,278	1,297	± 0,042	0,360	0,379	0,389	0,376	±	0,037

Tabela 29 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário CH₄ (i) versus C₂H₂ (j)

CH ₄ (%)	C ₂ H ₂ (%)	R _{i1}	R _{i2}	R _{i3}	R _i		R _{j1}	R _{j2}	R _{j3}	R _j	
20	20	0,183	0,199	0,210	0,197	± 0,034	0,429	0,445	0,439	0,438	± 0,020
20	40	0,216	0,205	0,205	0,209	± 0,016	1,189	1,199	1,205	1,198	± 0,020
20	60	0,219	0,215	0,200	0,211	± 0,025	1,528	1,565	1,532	1,542	± 0,050
20	80	0,228	0,228	0,235	0,230	± 0,010	2,125	2,155	2,123	2,134	± 0,045
50	20	0,486	0,482	0,499	0,489	± 0,022	0,618	0,629	0,611	0,619	± 0,023
50	40	0,501	0,499	0,512	0,504	± 0,017	1,033	1,056	1,038	1,042	± 0,030
50	60	0,468	0,478	0,487	0,478	± 0,024	1,450	1,463	1,444	1,452	± 0,024
50	80	0,462	0,465	0,489	0,472	± 0,037	1,792	1,780	1,770	1,781	± 0,027
80	20	0,840	0,855	0,841	0,845	± 0,021	0,513	0,529	0,528	0,523	± 0,022
80	40	0,843	0,859	0,845	0,849	± 0,022	0,786	0,755	0,801	0,781	± 0,058
80	60	0,840	0,839	0,860	0,846	± 0,029	0,975	0,955	0,952	0,961	± 0,031
80	80	0,831	0,842	0,849	0,841	± 0,023	1,575	1,588	1,551	1,571	± 0,047

Tabela 30 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário C₂H₂ (i) versus CH₄ (j)

C ₂ H ₂ (%)	CH ₄ (%)	R _{i1}	R _{i2}	R _{i3}	R _i		R _{j1}	R _{j2}	R _{j3}	R _j	
20	20	0,562	0,544	0,530	0,545	± 0,040	0,243	0,224	0,238	0,235	± 0,024
20	40	0,443	0,441	0,429	0,438	± 0,019	0,446	0,456	0,460	0,454	± 0,018
20	60	0,526	0,501	0,499	0,509	± 0,037	0,654	0,623	0,652	0,643	± 0,043
20	80	0,464	0,455	0,460	0,460	± 0,011	0,852	0,829	0,849	0,843	± 0,031
50	20	1,233	1,219	1,205	1,219	± 0,035	0,243	0,259	0,255	0,252	± 0,021
50	40	1,269	1,250	1,232	1,250	± 0,046	0,465	0,472	0,451	0,463	± 0,027
50	60	1,197	1,208	1,219	1,208	± 0,027	0,672	0,650	0,655	0,659	± 0,029
50	80	1,191	1,209	1,221	1,207	± 0,037	0,873	0,872	0,860	0,868	± 0,018
80	20	1,620	1,658	1,625	1,634	± 0,051	0,234	0,245	0,250	0,243	± 0,020
80	40	1,773	1,778	1,754	1,768	± 0,031	0,450	0,471	0,452	0,458	± 0,029
80	60	1,893	1,900	1,869	1,887	± 0,040	0,651	0,669	0,639	0,653	± 0,037
80	80	1,866	1,869	1,889	1,875	± 0,031	0,882	0,881	0,902	0,888	± 0,029

Tabela 31 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário CH₄ (i) versus C₂H₄ (j)

CH ₄ (%)	C ₂ H ₄ (%)	R _{i1}	R _{i2}	R _{i3}	R _i		R _{j1}	R _{j2}	R _{j3}	R _j	
20	20	0,201	0,202	0,210	0,204	± 0,012	0,735	0,759	0,805	0,766	± 0,088
20	40	0,210	0,202	0,211	0,208	± 0,012	1,663	1,601	1,650	1,638	± 0,081
20	60	0,209	0,215	0,209	0,211	± 0,009	2,491	2,511	2,458	2,487	± 0,066
20	80	0,220	0,211	0,212	0,214	± 0,012	3,749	3,722	3,709	3,727	± 0,051
50	20	0,501	0,510	0,509	0,507	± 0,012	1,345	1,401	1,378	1,375	± 0,070
50	40	0,509	0,512	0,513	0,511	± 0,005	2,248	2,269	2,297	2,271	± 0,061
50	60	0,509	0,502	0,499	0,503	± 0,013	3,275	3,291	3,309	3,292	± 0,042
50	80	0,489	0,495	0,489	0,491	± 0,009	3,797	3,821	3,819	3,812	± 0,033
80	20	0,875	0,859	0,851	0,862	± 0,030	1,348	1,356	1,387	1,364	± 0,051
80	40	0,862	0,869	0,868	0,866	± 0,009	2,109	2,209	2,200	2,173	± 0,137
80	60	0,859	0,870	0,881	0,870	± 0,027	2,512	2,536	2,529	2,526	± 0,031
80	80	0,850	0,861	0,881	0,864	± 0,039	3,720	3,711	3,729	3,720	± 0,022

Tabela 32 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário C₂H₄ (i) versus CH₄ (j)

C ₂ H ₄ (%)	CH ₄ (%)	R _{i1}	R _{i2}	R _{i3}	R _i		R _{j1}	R _{j2}	R _{j3}	R _j	
20	20	0,879	0,867	0,855	0,867	± 0,030	0,255	0,269	0,249	0,258	± 0,025
20	40	1,301	1,259	1,267	1,276	± 0,055	0,475	0,471	0,455	0,467	± 0,026
20	60	1,379	1,370	1,355	1,368	± 0,030	0,661	0,663	0,697	0,674	± 0,050
20	80	1,405	1,412	1,451	1,423	± 0,062	0,869	0,845	0,855	0,856	± 0,030
50	20	1,899	1,871	1,859	1,876	± 0,051	0,257	0,297	0,281	0,278	± 0,050
50	40	1,954	1,905	1,912	1,924	± 0,066	0,480	0,471	0,459	0,470	± 0,026
50	60	2,206	2,219	2,221	2,215	± 0,020	0,691	0,672	0,659	0,674	± 0,040
50	80	2,506	2,478	2,521	2,502	± 0,054	0,899	0,909	0,901	0,903	± 0,013
80	20	3,780	3,802	3,801	3,794	± 0,031	0,245	0,259	0,261	0,255	± 0,022
80	40	3,797	3,799	3,750	3,782	± 0,069	0,463	0,439	0,469	0,457	± 0,039
80	60	3,712	3,759	3,713	3,728	± 0,067	0,678	0,638	0,655	0,657	± 0,050
80	80	3,797	3,787	3,719	3,768	± 0,105	0,891	0,901	0,877	0,890	± 0,030

Tabela 33 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário H₂ (i) versus C₂H₂ (j)

H ₂ (%)	C ₂ H ₂ (%)	R _{i1}	R _{i2}	R _{i3}	R _i			R _{j1}	R _{j2}	R _{j3}	R _j		
20	20	0,204	0,210	0,210	0,208	±	0,009	0,414	0,399	0,381	0,398	±	0,041
20	40	0,219	0,211	0,201	0,210	±	0,022	0,655	0,663	0,623	0,647	±	0,053
20	60	0,215	0,207	0,205	0,209	±	0,013	0,971	0,919	0,923	0,938	±	0,072
20	80	0,218	0,205	0,211	0,211	±	0,016	1,113	1,072	1,099	1,095	±	0,052
50	20	0,489	0,477	0,499	0,488	±	0,027	0,567	0,523	0,554	0,548	±	0,056
50	40	0,471	0,480	0,470	0,474	±	0,014	0,701	0,671	0,709	0,694	±	0,050
50	60	0,455	0,459	0,465	0,460	±	0,012	1,045	1,032	1,029	1,035	±	0,021
50	80	0,448	0,455	0,440	0,448	±	0,019	1,180	1,199	1,172	1,184	±	0,034
80	20	0,810	0,802	0,791	0,801	±	0,024	0,879	0,871	0,860	0,870	±	0,024
80	40	0,702	0,708	0,699	0,703	±	0,011	0,933	0,901	0,922	0,919	±	0,040
80	60	0,534	0,521	0,539	0,531	±	0,023	0,975	0,999	0,989	0,988	±	0,030
80	80	0,483	0,489	0,499	0,490	±	0,020	1,111	1,141	1,142	1,131	±	0,044

Tabela 34 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário C₂H₂ (i) versus H₂ (j)

C ₂ H ₂ (%)	H ₂ (%)	R _{i1}	R _{i2}	R _{i3}	R _i			R _{j1}	R _{j2}	R _{j3}	R _j		
20	20	0,363	0,379	0,381	0,374	±	0,024	0,180	0,201	0,190	0,190	±	0,026
20	40	0,513	0,559	0,521	0,531	±	0,061	0,477	0,499	0,465	0,480	±	0,043
20	60	0,709	0,678	0,699	0,695	±	0,039	0,602	0,581	0,609	0,597	±	0,036
20	80	0,804	0,819	0,839	0,821	±	0,044	0,714	0,688	0,678	0,693	±	0,046
50	20	0,621	0,638	0,609	0,623	±	0,036	0,135	0,165	0,155	0,152	±	0,038
50	40	0,794	0,751	0,750	0,765	±	0,062	0,403	0,399	0,421	0,408	±	0,029
50	60	1,001	0,982	0,972	0,985	±	0,037	0,495	0,476	0,459	0,477	±	0,045
50	80	1,014	1,074	1,055	1,048	±	0,076	0,576	0,567	0,599	0,581	±	0,041
80	20	1,008	1,041	1,031	1,027	±	0,042	0,190	0,180	0,171	0,180	±	0,024
80	40	1,099	1,100	1,065	1,088	±	0,049	0,399	0,428	0,378	0,402	±	0,062
80	60	1,055	1,031	1,065	1,050	±	0,043	0,477	0,451	0,488	0,472	±	0,047
80	80	1,072	1,089	1,022	1,061	±	0,086	0,504	0,521	0,534	0,520	±	0,037

Tabela 35 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário H₂ (i) versus C₂H₄ (j)

H ₂ (%)	C ₂ H ₄ (%)	R _{i1}	R _{i2}	R _{i3}	R _i			R _{j1}	R _{j2}	R _{j3}	R _j		
20	20	0,202	0,211	0,209	0,207	±	0,012	0,532	0,512	0,556	0,533	±	0,055
20	40	0,209	0,211	0,202	0,207	±	0,012	1,456	1,399	1,415	1,423	±	0,073
20	60	0,217	0,205	0,204	0,209	±	0,018	2,021	2,001	2,022	2,015	±	0,029
20	80	0,217	0,209	0,219	0,215	±	0,013	2,701	2,612	2,677	2,663	±	0,114
50	20	0,478	0,488	0,481	0,482	±	0,013	1,306	1,359	1,348	1,338	±	0,069
50	40	0,481	0,490	0,478	0,483	±	0,016	1,812	1,901	1,864	1,859	±	0,111
50	60	0,465	0,464	0,481	0,470	±	0,024	2,567	2,502	2,579	2,549	±	0,103
50	80	0,467	0,461	0,452	0,460	±	0,019	2,918	2,919	3,001	2,946	±	0,118
80	20	0,810	0,809	0,789	0,803	±	0,029	2,338	2,345	2,401	2,361	±	0,086
80	40	0,700	0,678	0,698	0,692	±	0,030	2,612	2,651	2,665	2,643	±	0,068
80	60	0,521	0,535	0,539	0,532	±	0,023	2,875	2,899	2,918	2,897	±	0,053
80	80	0,499	0,471	0,491	0,487	±	0,036	3,028	3,013	3,044	3,028	±	0,038

Tabela 36 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário C₂H₄ (i) versus H₂ (j)

C ₂ H ₄ (%)	H ₂ (%)	R _{i1}	R _{i2}	R _{i3}	R _i			R _{j1}	R _{j2}	R _{j3}	R _j		
20	20	0,501	0,522	0,499	0,507	±	0,032	0,199	0,189	0,201	0,196	±	0,016
20	40	1,119	1,104	1,145	1,123	±	0,052	0,487	0,501	0,477	0,488	±	0,030
20	60	1,721	1,702	1,755	1,726	±	0,067	0,609	0,591	0,590	0,597	±	0,027
20	80	2,300	2,309	2,351	2,320	±	0,068	0,677	0,718	0,702	0,699	±	0,051
50	20	1,805	1,809	1,844	1,819	±	0,053	0,149	0,132	0,151	0,144	±	0,026
50	40	2,499	2,475	2,523	2,499	±	0,060	0,409	0,431	0,398	0,413	±	0,042
50	60	2,701	2,611	2,678	2,663	±	0,116	0,467	0,476	0,501	0,481	±	0,044
50	80	3,059	3,022	3,018	3,033	±	0,056	0,571	0,560	0,598	0,576	±	0,049
80	20	2,860	2,812	2,822	2,831	±	0,063	0,189	0,165	0,199	0,184	±	0,043
80	40	2,915	2,922	2,955	2,931	±	0,053	0,378	0,421	0,399	0,399	±	0,053
80	60	3,051	3,012	3,038	3,034	±	0,049	0,452	0,451	0,499	0,467	±	0,068
80	80	3,105	3,099	3,051	3,085	±	0,073	0,504	0,531	0,531	0,522	±	0,039

Tabela 37 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário C₂H₂ (i) versus C₂H₄ (j)

C ₂ H ₂ (%)	C ₂ H ₄ (%)	R _{i1}	R _{i2}	R _{i3}	R _i			R _{j1}	R _{j2}	R _{j3}	R _j		
20	20	0,311	0,305	0,319	0,312	±	0,017	1,356	1,321	1,359	1,345	±	0,052
20	40	0,299	0,312	0,321	0,311	±	0,027	2,278	2,250	2,251	2,260	±	0,039
20	60	0,331	0,321	0,309	0,320	±	0,027	2,910	2,915	2,950	2,925	±	0,054
20	80	0,321	0,306	0,309	0,312	±	0,020	3,254	3,211	3,209	3,225	±	0,063
50	20	0,802	0,821	0,819	0,814	±	0,026	2,115	2,109	2,159	2,128	±	0,068
50	40	0,799	0,805	0,823	0,809	±	0,031	2,951	2,901	2,909	2,920	±	0,067
50	60	0,804	0,804	0,819	0,809	±	0,021	3,811	3,888	3,822	3,840	±	0,103
50	80	0,831	0,823	0,805	0,820	±	0,033	3,801	3,834	3,809	3,815	±	0,043
80	20	1,191	1,204	1,203	1,199	±	0,018	3,819	3,828	3,812	3,820	±	0,020
80	40	1,204	1,189	1,199	1,197	±	0,019	3,816	3,801	3,854	3,824	±	0,068
80	60	1,177	1,172	1,159	1,169	±	0,023	3,877	3,811	3,832	3,840	±	0,084
80	80	1,089	1,107	1,112	1,103	±	0,030	3,815	3,853	3,817	3,828	±	0,053

Tabela 38 - Resumo das respostas dos sensores no estudo binário C₂H₄ (i) versus C₂H₂ (j)

C ₂ H ₄ (%)	C ₂ H ₂ (%)	R _{i1}	R _{i2}	R _{i3}	R _i			R _{j1}	R _{j2}	R _{j3}	R _j		
20	20	1,378	1,355	1,371	1,368	±	0,029	0,309	0,311	0,321	0,314	±	0,016
20	40	2,029	2,011	2,039	2,026	±	0,035	0,700	0,685	0,699	0,695	±	0,021
20	60	2,434	2,401	2,450	2,428	±	0,062	1,055	1,021	1,001	1,026	±	0,068
20	80	2,756	2,712	2,709	2,726	±	0,065	1,221	1,212	1,245	1,226	±	0,042
50	20	2,450	2,469	2,432	2,450	±	0,046	0,371	0,355	0,351	0,359	±	0,026
50	40	3,109	3,111	3,155	3,125	±	0,065	0,765	0,793	0,729	0,762	±	0,080
50	60	3,808	3,844	3,813	3,822	±	0,048	1,088	1,081	1,052	1,074	±	0,047
50	80	3,825	3,850	3,817	3,831	±	0,043	1,301	1,299	1,267	1,289	±	0,047
80	20	3,801	3,829	3,832	3,821	±	0,042	0,391	0,412	0,403	0,402	±	0,026
80	40	3,851	3,854	3,831	3,845	±	0,031	0,789	0,811	0,811	0,804	±	0,032
80	60	3,837	3,831	3,851	3,840	±	0,025	1,102	1,075	1,112	1,096	±	0,048
80	80	3,811	3,849	3,847	3,836	±	0,053	1,355	1,377	1,328	1,353	±	0,061

Apêndice B

DataSheet dos Sensores para Gases Livres



Hydrogen Gas Sensor

(Model: ME4-H₂)

Manual

Version: 1.2

Valid from: 2014-05-01

Zhengzhou Winsen Electronics Technology Co., Ltd

Statement

This manual copyright belongs Zhengzhou Winsen Electronics Technology Co., LTD. Without the written permission, any part of this manual shall not be copied, translated, stored in database or retrieval system, also can't spread through electronic, copying, record ways.

Thanks for purchasing our product. In order to let customers use it better and reduce the faults caused by misuse, please read the manual carefully and operate it correctly in accordance with the instructions. If users disobey the terms or remove, disassemble, change the components inside of the sensor, we shall not be responsible for the loss.

The specific such as color, appearance, sizes &etc, please in kind prevail.

We are devoting ourselves to products development and technical innovation, so we reserve the right to improve the products without notice. Please confirm it is the valid version before using this manual. At the same time, users' comments on optimized using way are welcome.

Please keep the manual properly, in order to get help if you have questions during the usage in the future.

Zhengzhou Winsen Electronics Technology CO., LTD

ME4-H₂ Hydrogen Gas Sensor

Profile

ME4-H₂ hydrogen sulfide gas sensor is constant potential electrolysis type. Oxidation-reduction reaction with hydrogen and oxygen take place respectively on the working electrode and on the counter electrode. The process releases electric charge and generates current. The current is in direct proportion to the concentration of hydrogen. So the concentration of the target gas could be got by measuring the value of current.



Features

Low power consumption, high precision, high sensitivity, wide linear range, good anti-interference ability, excellent repeatability and stability.

Main applications

It is used for hydrogen detection in industrial occasion and environmental protection field.

Technical Parameters Stable1.

Detection Gas	hydrogen (H ₂)
Detection Range	0~1000ppm
Max range	2000ppm
Sensitivity	(0.03±0.01) μA/ppm
Resolution	1ppm
Response Time(T ₉₀)	≤30S
Bias Voltage	0mV
Load Resistance	10Ω(recommended)
Repeatability	< 2 % Output value
Stability(/month)	< 2 %
Output Linearity	Linear
Zero drift(-20℃~40℃)	≤10ppm
Temperature range	-20℃~50℃
Humidity range	15 % ~90 % RH no condensation
Pressure range	standard atmospheric pressure±10 %
Lifespan	2 years

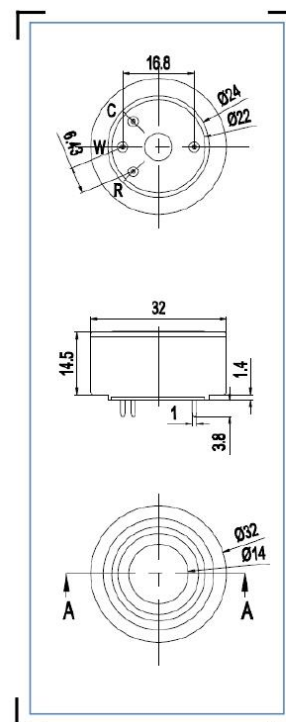
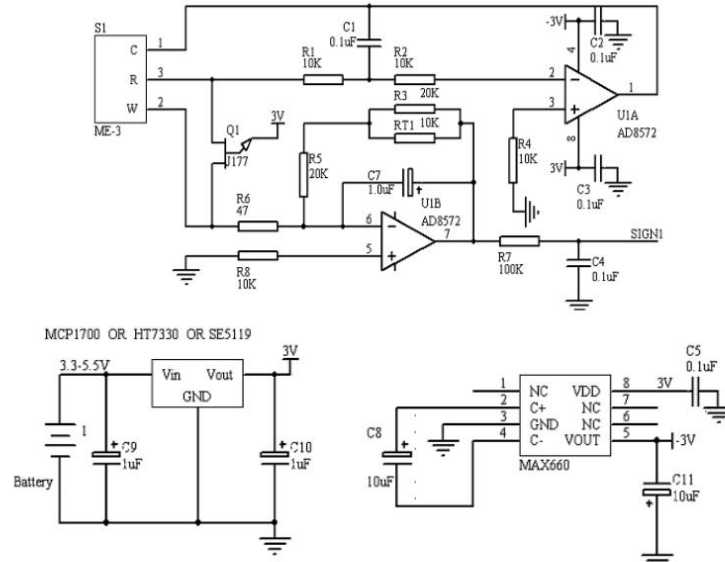
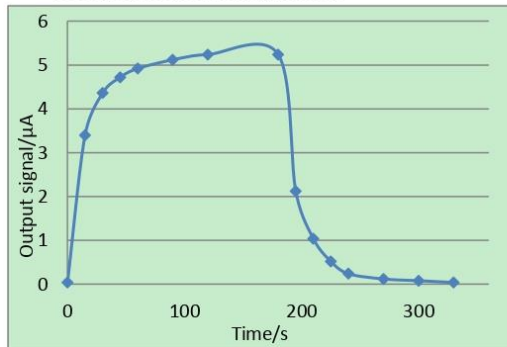
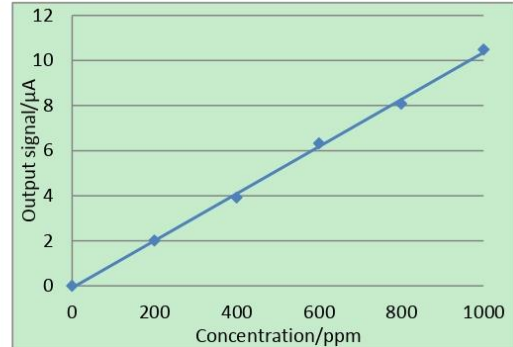
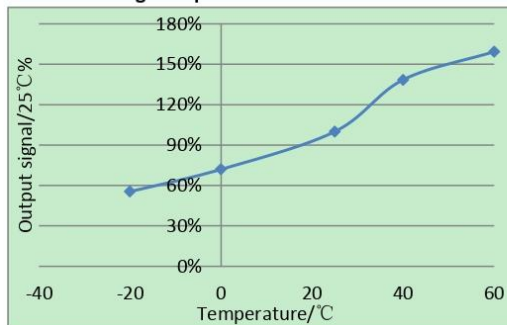
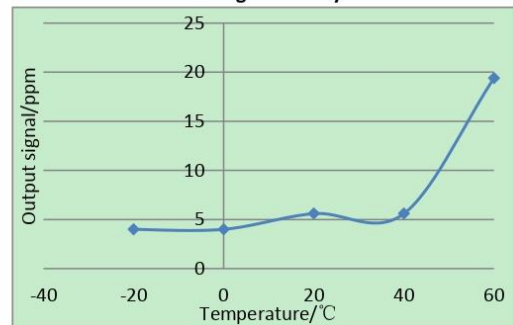


Fig1.Sensor Structure

Basic Circuit

Fig2: ME4-H₂ test circuit
Description of sensor characters

Fig3. Response and Resume

Fig4. Linearity

Fig5. Output of sensor at different temperature

Fig6. Zero output of sensor at different temperature



Cross Interference

ME4-H₂ sensor also can respond to other gases besides target gas H₂. Following data are the response characteristics of the sensor to interferential gases at certain concentration for your reference.

Stable2. Cross interference

Interferential Gas	Concentration	ME4-H ₂
H ₂ S	15ppm	4ppm
H ₂ S	5ppm	0ppm
SO ₂	5ppm	0ppm
C ₂ H ₄	100ppm	0ppm
NO	35ppm	9ppm
NO ₂	5ppm	2ppm

Cautions!

- Tin soldering is prohibited.
- Before using, power on to aging for more than 48 hours is necessary.
- Pins can't be broke off or bent.
- Don't disassemble the sensor to avoid the damage caused by electrolyte leakage.
- Avoid contacting organic solvent (including Silicone rubber and other adhesive), coatings, medicine, oil and high concentration gases.
- All the electrochemical sensors shall not be encapsulated completely by resin materials, and shall not immerse in pure oxygen environment, otherwise, it will damage the function of sensor
- All electrochemical sensors shall not be applied in corrosive gas environment, or the sensor will be damaged
- Zero calibration should be finished in clean air.
- During test and usage, sensors should avoid the gas inflow vertically
- The side for inflow can't be choked and polluted.
- The laminating film above the sensor surface can't be uncovered and damage.
- Excessive impact or vibration should be avoided
- It takes some time for the sensor to return to normal state after it is applied in high concentration gas



炜盛科技 Zhengzhou Winsen Electronics Technology Co., Ltd

www.winsen-sensor.com

- Working electrode and reference electrode of the sensor shall be in short circuit when stored
- Prohibit to use the hot cement or sealant of which the curing temperature is higher than 80°C to make the capsulation for the sensor.
- Prohibit storage and usage for long time in alkaline gases with high concentration.
- Do not use the sensor when the shell is damaged

Zhengzhou Winsen Electronics Technology Co., Ltd

Add.: NO.299 Jin Suo Road, National Hi-Tech Zone,
Zhengzhou, 450001 China

Tel.: 0086-371-67169097 67169670

Fax: 0371-60932988

E-mail: sales@winsensor.com



Zhengzhou Winsen Electronics Technology Co., Ltd

www.winsen-sensor.com



Electrochemical Carbon Monoxide Gas Sensor (Model: ME3-CO)

Manual

Version 1.2
Valid from May 1st 2014

Zhengzhou Winsen Electronics Technology Co., Ltd

Tel: 86-371-67169097 Fax: 86-371-60932988

Email: sales@winsensor.com

Leading gas sensing solutions supplier in China

ME3-CO Carbon Monoxide Gas Sensor

ME3-CO electrochemical sensor detect gas concentration by measuring current based on the electrochemical principle, which utilizes the electrochemical oxidation process of target gas on the working electrode inside the electrolytic cell, the current produced in electrochemical reaction of the target gas are in direct proportion with its concentration while following Faraday law, then concentration of the gas could be get by measuring value of current.

1.Features

- * Low consumption
- * High precision
- * High sensitivity
- * Wide linear range
- * Good anti-interference ability
- * Excellent repeatability and stability



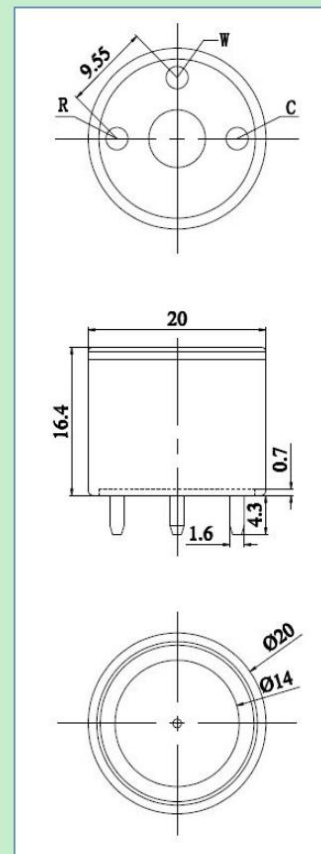
2 Application

Widely used in industrial and environmental protection fields

3. Technical Parameter

Item	Parameter
Detection gas	Carbon Monoxide(CO)
Measurement Range	0~1000ppm
Max detecting concentration	2000ppm
Sensitivity	$(0.070 \pm 0.015) \mu\text{A/ppm}$
Resolution ratio	0.5ppm
Response time (T_{90})	<20S
Bias voltage	0mV
Load resistance (recommend)	10 Ω
Repeatability	<2% output value
Stability (/ month)	<5%
Output Linearity	linear
Zero drift (-20℃~40℃)	10ppm
Storage temperature	-20℃~50℃
Storage Humidity	15%~90% RH
Pressure range	Standard atmospheric pressure $\pm 10\%$
Anticipated using life	3 years(in air)

4. External dimension



Basic Circuit

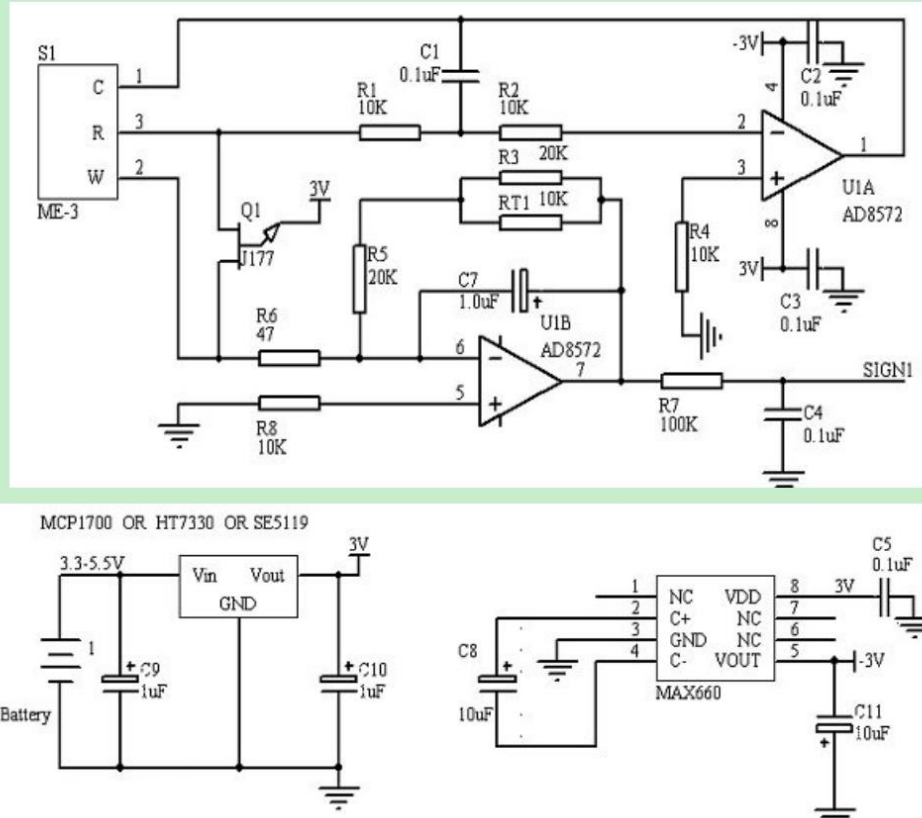


Fig2: ME3-CO test circuit

Description of sensor characters

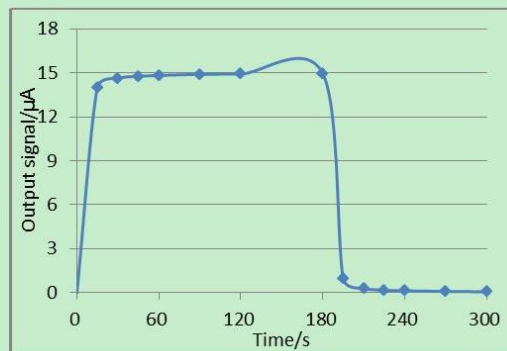


Fig3. Response and Resume

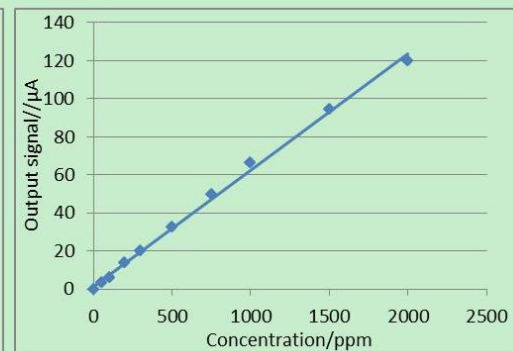


Fig4. Linearity

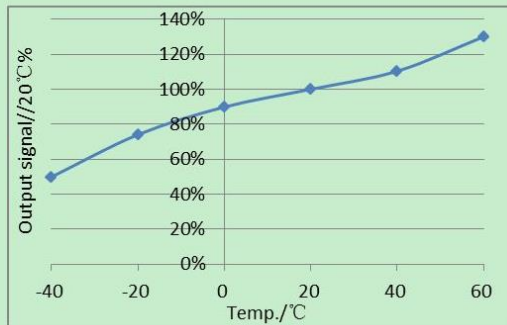


Fig5. Output of sensor at different temperature

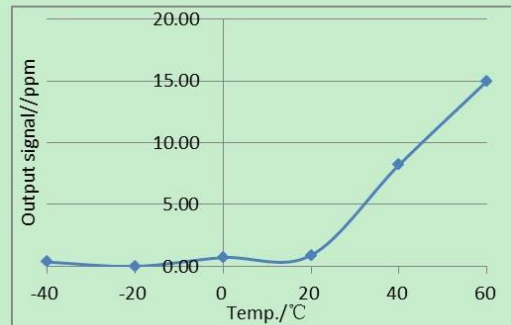


Fig6. Zero output of sensor at different temperature

7. Anti-Interference:

ME3-CO sensor also responds to other gases besides target gas. Below are the response characteristics of interferential gases

Gas	Concentration	ME3-CO
H2S	100ppm	0ppm
SO2	20ppm	0ppm
H2	200ppm	100ppm
C2H4	100ppm	100ppm
NO	35ppm	9ppm
NO2	5ppm	2ppm

8. Application Notes:

- Sensor shall Avoid organic solvent, coatings, medicine, oil and high concentration gases;
- All ME Sensors shall not be encapsulated completely by resin materials, and shall not immerse in pure oxygen environment, otherwise, it will damage the function of sensor;
- All ME sensors shall not be applied in corrosive gas environment, or the sensor will be damaged;
- Please test the sensitivity of gas sensors in clean atmosphere;
- Sensors Shall be avoided to face the gas, which flow directly from front side;
- To avoid to bend and break of pins;
- Blowhole of the sensor should not be blocked and polluted, which will cause the sensitivity decrease;
- Excessive impact or vibration should be avoided;
- Do not use the sensor when the shell is damaged;



Zhengzhou Winsen Electronics Technology Co., Ltd

www.winsen-sensor.com

- It takes some time for the sensor to return to normal state After applied in high concentration gas;
- Do not take apart the sensor, otherwise electrolyte leakage can cause sensor damage;
- Working electrode and reference electrode of the sensor shall be in short circuit when stored.;
- To preheat over 48hs before using and soldering forbidden;

Note: To keep continual product development, we reserve right to change design features without prior notice !

Zhengzhou Winsen Electronics Technology Co., Ltd

Add.: NO.299 Jin Suo Road, National Hi-Tech Zone,
Zhengzhou, 450001 China

Tel.: 0086-371-67169097/67169670

Fax: 0371-60932988

E-mail: sales@winsensor.com

Tel: 86-371-67169097 **Fax:** 86-371-60932988

Email: sales@winsensor.com

Leading gas sensing solutions supplier in China

MH-440D NDIR Infrared CH4 Sensor (V2.7)

1. Introduction

MH-440D infrared gas sensor is a miniature universal intelligent sensor, which adopts NDIR theory to detect concentration of CH₄ in air and has good selectivity, stable performance, long life, also is independent of Oxygen. The inside temperature sensor could be used for temperature compensation. This miniature infrared gas sensor is developed by the tight integration of mature infrared absorbing gas detection technology, micro machine workout and superior circuit design.

It is convenient in use and also instead of catalytic component directly, widely used in various occasions with flammable and explosion hazard gas.



2. Features

- High sensitivity, high resolution, low power consumption
- Output method: UART, analog voltage signal
- Temperature compensation, excellent linear output
- Excellent stability, Long lifespan
- Anti-poisons, anti-vapor interference
- Can replace catalytic type gas sensor directly

3. Applications

Widely used for HVAC refrigeration, air monitoring indoor, industrial-process control and safety protection, agriculture and animal husbandry.

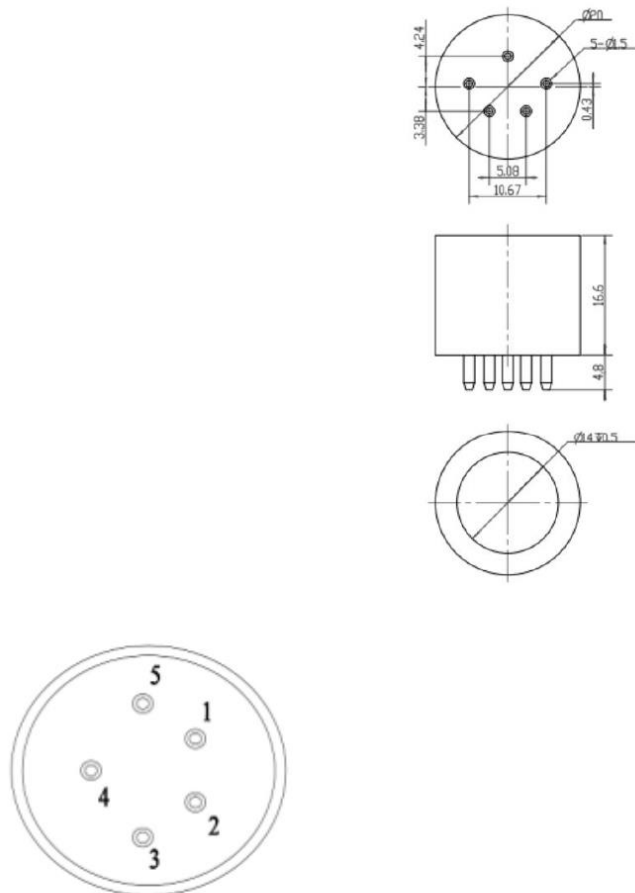
4. Main Parameters

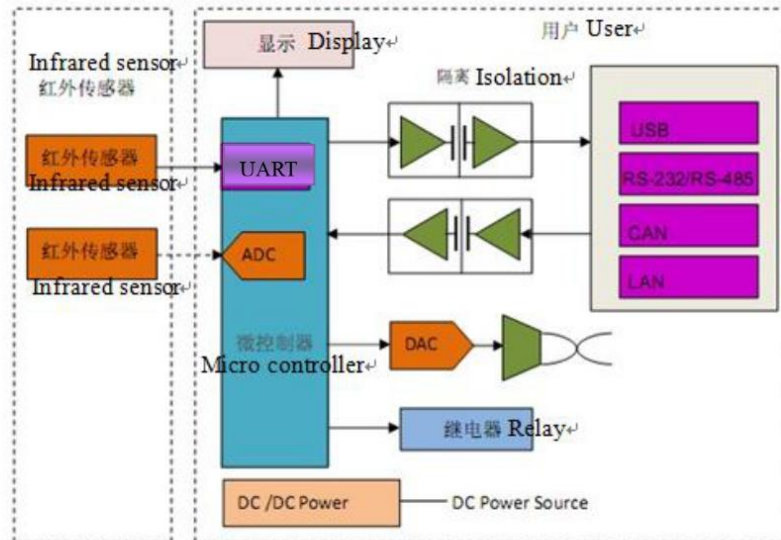
Fig1. Technical Parameters

Detection Gas	Methane (CH ₄)
Working Voltage	3.6~5V DC
Average Current	<85mA
Interface Level	3.0V
Detection range	0~10%vol(selectable, refer fig2.)
Output Signal	UART
	0.4~2V DC
Warm-up time	3 min
Response time	T90<30s
Working Temperature	-20°C ~ 60°C
Working Humidity	0~95%RH(no condensation)
Sizes	Φ 20×21.4mm
Weight	35g
Lifetime	>5 years
Defense Grade	IP54

Fig2. Measuring Range and Resolution

Target Gas	Molecular Formula	Measuring Range	Resolution	Note
Methane	CH ₄	0~5%VOL	0.05%VOL	Temperature compensation
		0~10%VOL	0.1%VOL	Temperature compensation

5. Struction Size**■ Pin definition****Pin 2**-Vin power supply**Pin 1**-GND**Pin 4**-Vout (0.4~2V)**Pin 3**-UART (RXD) 0~3.0V data input**Pin 5**- UART (TXD) 0~3.0V data output

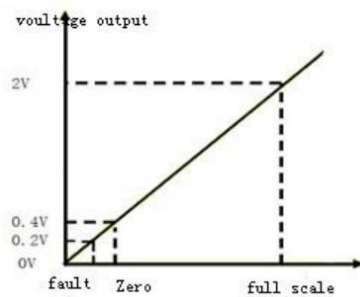
6.Application circuit**6.1 Analog Output**

The output of Vout is proportional to the gas concentration, 0.4-2.0V output stands for 0 to full range.

Connection: Vin -5V, GND- Power Ground, Vout-ADC input.

After warm-up, Vout will show the voltage standing for the gas concentration.

If self-checking detects a fault, the output voltage is 0V.

**6.2 Digital Output**

Connections: Vin-5V power, GND- Power Ground, RXD - TXD of detector, TXD - RXD of detector.

Users must use TTL level, if you use RS232 level, it must be changed.

Detectors can read gas concentration via UART interface of sensor, no need to calibrate.

6.2.1UART Communication Protocol

Baud rate: 9600; 8-bit data, 1 stop bit, no calibrating bit

0x86	To read gas concentration value
0x87	To calibrate sensor zero point (ZERO)
0x88	To calibrate span point(SPAN)

0x86-to read gas concentration value:

Send command								
Byte0	Byte1	Byte 2	Byte 3	Byte 4	Byte 5	Byte 6	Byte 7	Byte 8
Start bit	Sensor no.	Command	-	-	-	-	-	checksum
0xFF	0x01	0x86	0x00	0x00	0x00	0x00	0x00	0x79
Returning								
Byte0	Byte1	Byte 2	Byte 3	Byte 4	Byte 5	Byte 6	Byte 7	Byte 8
Start bit	command	Concentration high-order	Concentration low-order	-	-	-	-	checksum
0xFF	0x86	0x02	0x60	0x47	0x00	0x00	0x00	0xD1
If the detection range is 0~100%LEL CH4, Gas concentration (unit is ppm)= $[(\text{Changing byte2 value from hexadecimal into decimalism}) * 256 + (\text{Changing byte3 value from hexadecimal into decimalism})] * 500$ If the detection range is 0~5%vol CH4, Gas concentration (unit is ppm)= $[(\text{Changing byte2 value from hexadecimal into decimalism}) * 256 + (\text{Changing byte3 value from hexadecimal into decimalism})] * 100$								

0x87-to calibrate zero point

Send command								
Byte0	Byte1	Byte2	Byte3	Byte4	Byte5	Byte6	Byte7	Byte8
Start bit	Sensor no.	Command	-	-	-	-	-	checksum
0xFF	0x01	0x87	0x00	0x00	0x00	0x00	0x00	0x78
No returning								

0x88-to calibrate span point

Send command								
Byte0	Byte1	Byte2	Byte3	Byte4	Byte5	Byte6	Byte7	Byte8
Start bit	Sensor no.	Command	Span high-order	Span low-order	-	-	-	checksum
0xFF	0x01	0x88	0x07	0xD0	0x00	0x00	0x00	0xA0
No returning								

Please note: zero calibration must be done before span calibration.

checksum = (negation (byte1+byte2+.....+byte7))+1

For example,

Byte0	Byte1	Byte2	Byte3	Byte4	Byte5	Byte6	Byte7	Byte8
Start bit	Sensor no.	Command	-	-	-	-	-	checksum
0xFF	0x01	0x86	0x00	0x00	0x00	0x00	0x00	checksum

Calculation method as follow:

- except byte0, to add all of other bytes
 $0x1 + 0x86 + 0x00 + 0x00 + 0x00 + 0x00 + 0x00 = 0x87$
- negate to above value: $0xFF - 0x87 = 0x78$
- add 1 to above value
 $0x78 + 0x01 = 0x79$

Eg.

```
char getChecksum(char *packet)
{
    char i, checksum;
    for( i = 1; i < 8; i++)
    {
        checksum += packet[i];
    }
    checksum = 0xff - checksum;
    checksum += 1;
    return checksum;
}
```

7. Cautions for Maintenance

- 7.1 The sensor should be calibrated regularly. The suggested cycle time is 6 months.
- 7.2 Do not use the sensor in the high dusty environment for long time.
- 7.3 Please use the sensor with correct power supply.
- 7.4 Forbid to weld the sensor pins directly.
- 7.5 Forbid to cut the sensor pins.



sombol safety ltd

PRODUCT DATA SHEET

4 -SERIES

ELECTROCHEMICAL C₂H₂-200 SENSOR (P/N:075-0200-000)**Description**

The sensor is designed for the measurement of C₂H₂ concentration in gas phase. It can be used as the pin to pin replacement of the standard 4 series electrochemical C₂H₂ sensor.

Performance Characteristics

Nominal Range: 0~200 ppm
 Maximum Overload: 200 ppm
 Sensitivity (20 °C): $0.065 \pm 0.020 \mu\text{A/ppm}$
 Response Time (T90): $\leq 90 \text{ s}$
 Zero Signal (20 °C): $< \pm 0.2 \mu\text{A}$
 Baseline Shift (- 20 °C ~ 50 °C): $< 5 \text{ ppm}$
 Resolution: 1 ppm
 Linearity: Linear up to 200 ppm
 Bias Voltage: 0 mV

Environmental

Temperature Range: -20 °C ~ 50 °C
 Pressure Range: $1 \pm 0.1 \text{ atm}$
 Humidity Range: 15 % ~ 90 %RH non-condensing

Life Time

Long Time Output Drift: $< 2 \% \text{ signal/month}$
 Recommended Storage Temp: 10 °C ~ 30 °C
 Expected Operating Life: 2 years in clean air
 Storage Life: 6 months in original packaging
 Warranty: 12 months

Intrinsic Safety Data

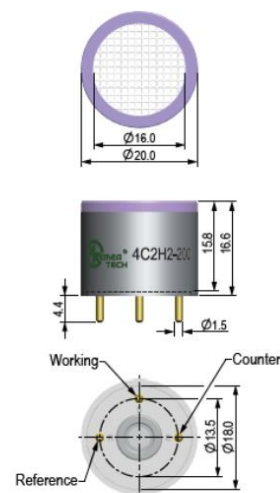
Maximum Current at 200 ppm C₂H₂: $< 0.2 \text{ mA}$
 Maximum O/C Voltage: 1.3 V
 Maximum S/C Current: $< 1.0 \text{ A}$

Physical Characteristics

Housing Material: ABS
 Weight (Nominal): 5 g
 Orientation: None

Installation

Output signals from the sensor pins are different. Inappropriate use of the pins in product design will affect the sensor functionality. Exposure to high concentrations of solvent vapours should be avoided under any condition. Mechanical overstress may cause deformation or cracks of the plastic enclosure of the sensor. Please contact sombol safety for more details.

Product Dimensions

All dimensions in mm

All tolerances $\pm 0.10 \text{ mm}$ unless otherwise stated**Note**

The performance data in this document is conducted by using SemeaTech recommended test circuitry and test environment at 20 °C, 50 %RH and 1 atm. Sensor performance varies under different environmental conditions, please contact sombol safety for more details.



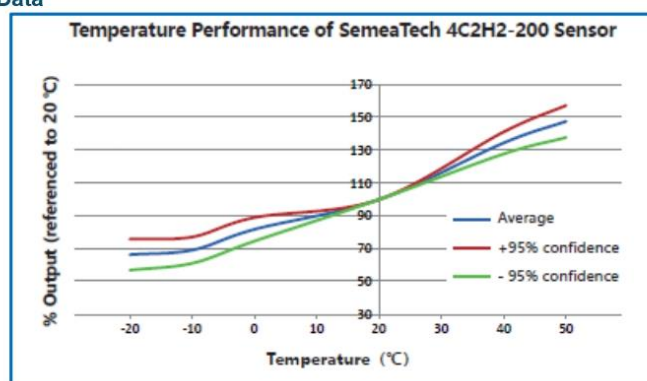
sombol safety ltd

PRODUCT DATA SHEET	
4 -SERIES	ELECTROCHEMICAL C ₂ H ₂ -200 SENSOR (P/N:075-0200-000)

Cross-Sensitivity Data

Gas	Concentration (ppm)	Output signal (ppm C ₂ H ₂ equivalent)
Hydrogen Sulphide	50	<1
Sulphur Dioxide	10	<1
Nitric Oxide	50	<1
Formaldehyde	10	<1
Ammonia	50	0
Carbon Monoxide	100	<1
Ethylene	100	<1
Vinyl Chloride	100	<1
Ethanol	200	<1

Note: The cross sensitivities include but not limited to the above gases. It may also respond to other gases. The data in the table above may vary from different batches of sensors and the changes of test environment. Calibration using gases that have a cross sensitivity to this sensor not recommended.

Temperature Data**Safety Note**

The sensor is designed to be used in certain instruments for life critical applications. To ensure the sensor functioning per its specifications inside the instrument, it is required to read the instrument user's guide carefully and comply with the calibration procedures by using certified target calibration gas before each use. Failure to do so may cause serious injury and fatality. Please do not open the housing because the electrolyte stored inside is harmful.

It is highly recommended for customers to validate the sensor performance using this document as a reference for their product designs or applications.

This product data sheet is used for reference only. SemeaTech is committed to provide its customers the most accurate data based on its best knowledge. SemeaTech does not provide product warranty for failure to use its product in accordance with product specifications described in the data sheet, or other misuse, abuse, negligence to the product.



sombol safety ltd

PRODUCT DATA SHEET

4 -SERIES

ELECTROCHEMICAL C₂H₄-200 SENSOR (P/N:076-0000-000)**Description**

The sensor is designed for the measurement of C₂H₄ concentration in gas phase. It can be used as the pin to pin replacement of the standard 4 series electrochemical C₂H₄ sensor.

Performance Characteristics

Nominal Range: 0~200 ppm
 Maximum Overload: 500 ppm
 Sensitivity (20 °C): $0.065 \pm 0.025 \mu\text{A/ppm}$
 Response Time (T90): $\leq 90 \text{ s}$
 Zero Signal (20 °C): $< \pm 0.2 \mu\text{A}$
 Baseline Shift (- 20 °C ~ 50 °C): $< 3 \text{ ppm}$
 Resolution: 1 ppm
 Linearity: Linear up to 200 ppm
 Bias Voltage: +250 mV

Environmental

Temperature Range: -20 °C ~ 50 °C
 Pressure Range: $1 \pm 0.1 \text{ atm}$
 Humidity Range: 15 % ~ 90 %RH non-condensing

Life Time

Long Time Output Drift: $< 2 \% \text{ signal/month}$
 Recommended Storage Temp: 10 °C ~ 30 °C
 Expected Operating Life: 2 years in clean air
 Storage Life: 6 months in original packaging
 Warranty: 12 months

Intrinsic Safety Data

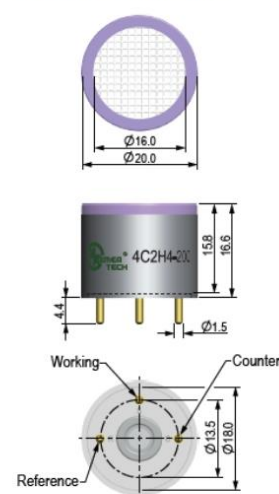
Maximum Current at 500 ppm C₂H₄: $< 0.2 \text{ mA}$
 Maximum O/C Voltage: 1.3 V
 Maximum S/C Current: $< 1.0 \text{ A}$

Physical Characteristics

Housing Material: ABS
 Weight (Nominal): 5 g
 Orientation: None

Installation

Output signals from the sensor pins are different. Inappropriate use of the pins in product design will affect the sensor functionality. Exposure to high concentrations of solvent vapours should be avoided under any condition. Mechanical overstress may cause deformation or cracks of the plastic enclosure of the sensor. Please contact sombol safety for more details.

Product Dimensions

All dimensions in mm
 All tolerances $\pm 0.10 \text{ mm}$ unless otherwise stated

Note

The performance data in this document is conducted by using SemeaTech recommended test circuitry and test environment at 20 °C, 50 %RH and 1 atm. Sensor performance varies under different environmental conditions, please contact sombol safety for more details.



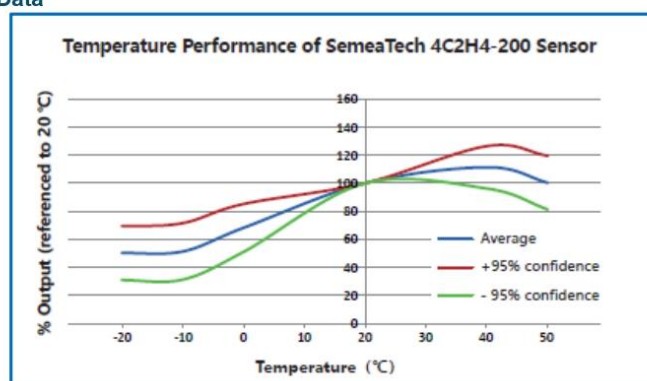
sombol safety ltd

PRODUCT DATA SHEET	
4 -SERIES	ELECTROCHEMICAL C ₂ H ₄ -200 SENSOR (P/N:076-0000-000)

Cross-Sensitivity Data

Gas	Concentration (ppm)	Output signal (ppm C ₂ H ₄ equivalent)
Hydrogen Sulphide	50	<1
Sulphur Dioxide	100	<1
Nitric Oxide	100	60
Formaldehyde	10	<1
Ammonia	50	0
Carbon Monoxide	100	<1
Acetylene	10	15
Vinyl Chloride	100	<1
Ethanol	500	<1

Note: The cross sensitivities include but not limited to the above gases. It may also respond to other gases. The data in the table above may vary from different batches of sensors and the changes of test environment. Calibration using gases that have a cross sensitivity to this sensor not recommended.

Temperature Data**Safety Note**

The sensor is designed to be used in certain instruments for life critical applications. To ensure the sensor functioning per its specifications inside the instrument, it is required to read the instrument user's guide carefully and comply with the calibration procedures by using certified target calibration gas before each use. Failure to do so may cause serious injury and fatality. Please do not open the housing because the electrolyte stored inside is harmful. It is highly recommended for customers to validate the sensor performance using this document as a reference for their product designs or applications.

This product data sheet is used for reference only. SemeaTech is committed to provide its customers the most accurate data based on its best knowledge. SemeaTech does not provide product warranty for failure to use its product in accordance with product specifications described in the data sheet, or other misuse, abuse, negligence to the product.

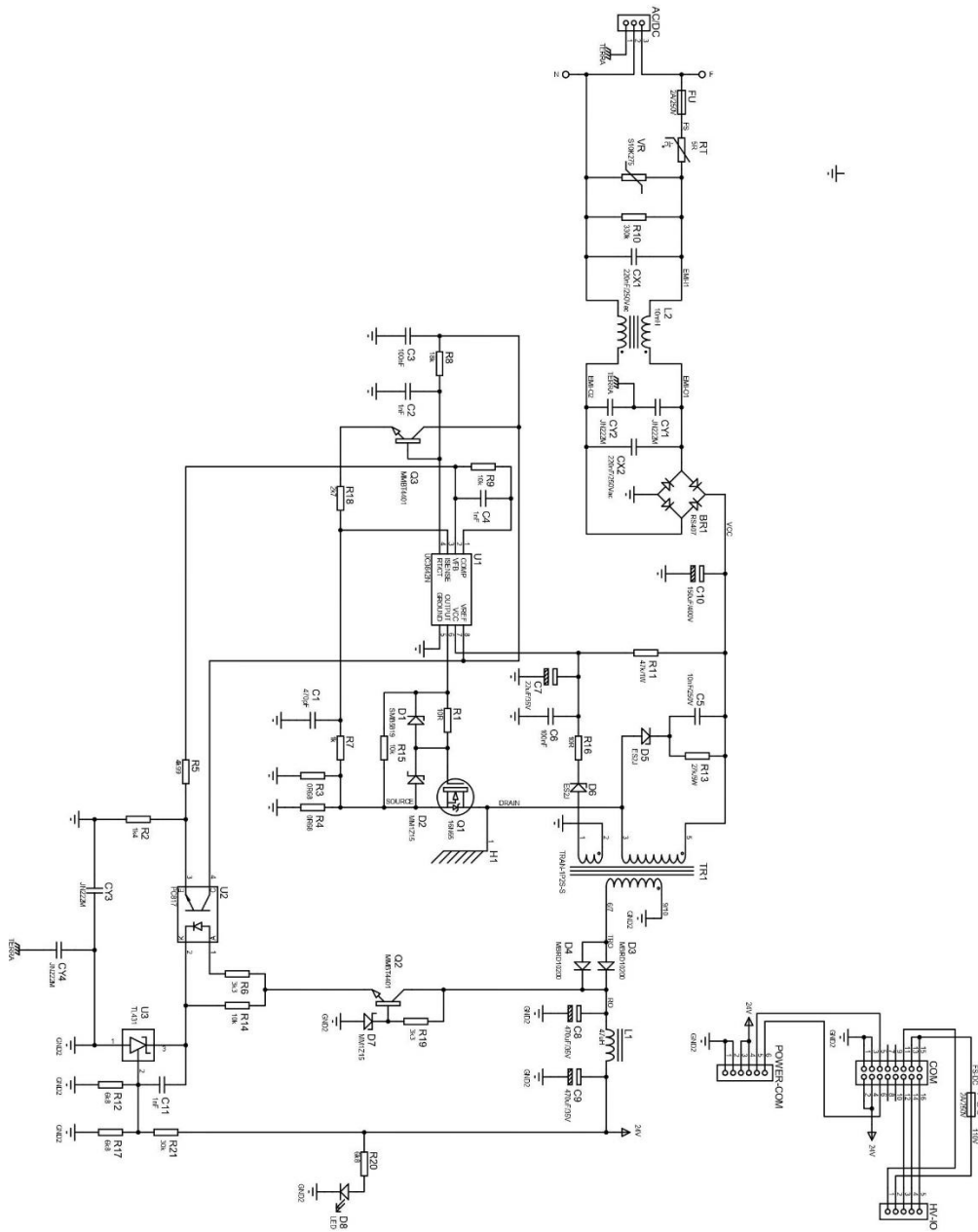
sombol safety ltd

sales@sombolsafety.co.uk

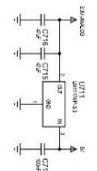
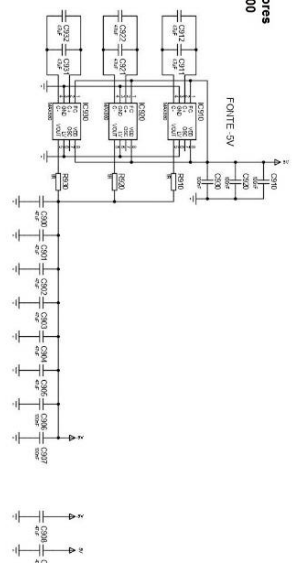
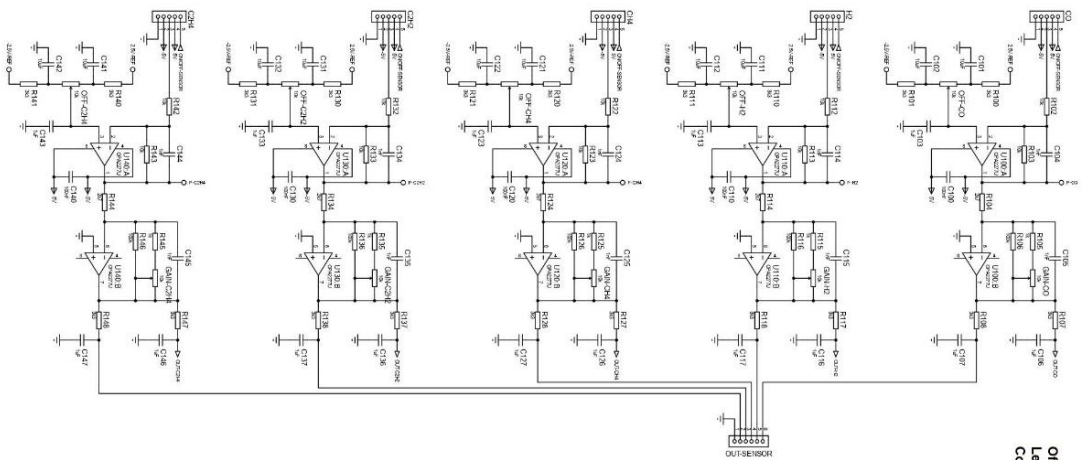
Apêndice C

Diagramas elétricos

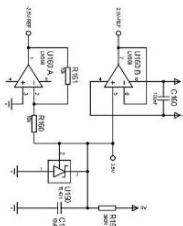
Fonte de Alimentação Principal



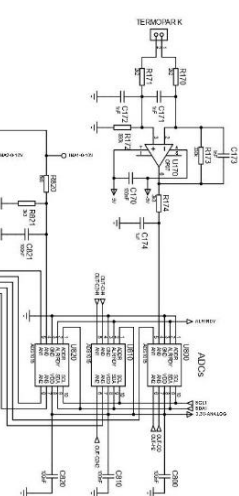
**Offset e Ganho dos Sensores
Leitor de Termopar e PT100
Conversores ADC**



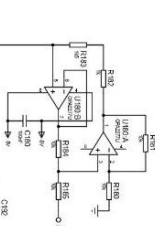
TENSORES DE REFERÊNCIA



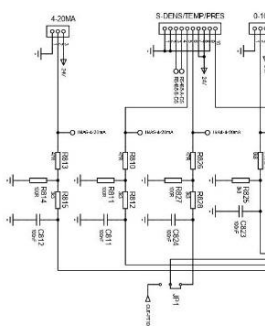
TERMOPAR TIPO K



TERMOPAR TIPO PT100 4 FIOS



ENTRADAS ANALÓGICAS



Controle, Processamento e Comunicação

