

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
Centro Tecnológico
Pós-graduação em Metrologia Científica e Industrial

**ADAPTAÇÃO DE UM SISTEMA DE MEDIÇÃO DE
GASES DISSOLVIDOS EM ÓLEO MINERAL
ISOLANTE PARA MONITORAÇÃO DE MÚLTIPLOS
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

**Dissertação submetida à Universidade Federal de Santa Catarina
para obtenção do Grau de Mestre em Metrologia**

Autor: Patrick Mendes Cardoso

Orientador: Marco Antonio Martins Cavaco, Ph.D.

Florianópolis, 26 de setembro de 2005.

ADAPTAÇÃO DE UM SISTEMA DE MEDIÇÃO DE GASES DISSOLVIDOS EM ÓLEO MINERAL ISOLANTE PARA MONITORAÇÃO DE MÚLTIPLOS TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

Patrick Mendes Cardoso

Esta dissertação foi julgada adequada para obtenção do título de
Mestre em Metrologia
e aprovada na sua forma final pelo
Programa de Pós-graduação em Metrologia Científica e Industrial.

Prof. Marco Antonio Martins Cavaco, Ph.D.
Orientador

Prof. Marco Antonio Martins Cavaco, Ph. D.
Coordenador do Curso de Pós-graduação em Metrologia Científica e Industrial

Banca Examinadora:

Antonio Carlos Zimmermann, Dr. Eng.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Carlos Alberto Flesch, Dr. Eng.
Universidade Federal de Santa Catarina

Profa. Jacqueline Gisele Rolim, Dra. Eng.
Universidade Federal de Santa Catarina

*Para todos que trabalham por
um mundo melhor.*

AGRADECIMENTOS

- Aos meus pais e minha família pelo amor, apoio, carinho, confiança e por tudo aquilo que já fizeram por mim;
- A minha noiva Carla, pela paixão, apoio, compreensão e por acreditar no nosso grande amor;
- Ao meu orientador Prof. Marco Antonio Martins Cavaco pela amizade e por tornar possível a realização deste trabalho;
- Aos bolsistas do LABMETRO, Fernando D. Possamai e Mauro E. Benedet que trabalharam duro para dar vida ao MAGO;
- Aos parceiros de desenvolvimento do MAGO, César A. A. Nogueira, Antonio Carlos Xavier e José Ricardo de Menezes;
- A ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica e a Celesc - Centrais Elétricas de Santa Catarina pelo financiamento deste projeto de P&D, aos amigos Régis H. Coelho, Carlos G. Naegele, Alexandre R. Martins e em especial para os colegas de instalação do MAGO, Gilberto A. Silva e Enio L. Carvalho pela imensa ajuda;
- Ao Programa de Pós-graduação em Metrologia Científica e Industrial da UFSC, pelo suporte através dos seus professores;
- Aos funcionários do LABMETRO, em especial a Rosana M. Vieira pelo apoio prestado;
- A Universidade Federal de Santa Catarina;
- A Eletrosul Centrais Elétrica S.A., por acreditar e apoiar a finalização deste trabalho;
- Aos meus amigos;
- A Deus.

RESUMO

Transformadores de potência são equipamentos caros e com amplo uso em subestações de transmissão e de distribuição de energia elétrica.

Dentre as diversas atividades de manutenção que um transformador está sujeito, a análise de gases dissolvidos em óleo é uma das mais relevantes. Comumente, o monitoramento da concentração desses gases é realizado através da análise por cromatografia em fase gasosa, que apresenta resultados aceitáveis. Infelizmente, esta análise representa um estado determinado na condição do transformador, não permitindo uma análise continuada e de longo prazo, i.e., a cromatografia não garante o status dos valores até que uma próxima amostra de óleo seja retirada.

Existem no mercado sistemas de medição, que são instalados nos transformadores, capazes de monitorar continuamente a concentração dos gases dissolvidos no óleo isolante. Entretanto, esses equipamentos são caros e requerem a instalação de um sistema por transformador.

Nesse sentido, este trabalho apresenta o primeiro protótipo automatizado, de campo, para monitorar até três transformadores de potência. Neste protótipo um único sistema de medição é capaz de analisar a concentração dos gases dissolvidos no óleo dos múltiplos transformadores, reduzindo significativamente os custos de monitoramento, já que permite o acompanhamento de até três transformadores com um único sistema de medição.

Palavras-chaves: Gás dissolvido em óleo; Transformador; Óleo mineral isolante.

ABSTRACT

Power transformers are expensive equipment that has a strong presence in substations of power electric companies.

Usually a transformer is subject to different kind of maintenance programs, in particular the dissolved gas-in-oil analysis is one of most important. The determination of the concentrations of gases dissolved in insulating oils is done by gaseous chromatography, presenting acceptable results. However, this analysis represents a particular state determined in the condition of the transformer not allowing a continued evaluation, i.e., the chromatography does not guarantee the status of the values until a next sample is obtained.

On the other hand, there are commercial measurement systems that can be installed locally in transformers in order to monitor the concentration of the gases dissolved in the insulating oil. Such equipments are normally expensive and they request the installation of a dedicated system for each transformer.

In this direction, this work presents the first automatized prototype designed to monitor up to three different transformers using only one sensor. In this prototype there is a measurement system capable to analyze the concentration of the gases dissolved in the oil of several transformers and consequently reducing costs significantly.

Keyword: Gas dissolved in oil; Transformer; Insulating mineral oil.

PUBLICAÇÕES

“Avaliação Preliminar na Medição Automatizada da Concentração de Gases Dissolvidos em Óleo Isolante de Múltiplos Transformadores de Potência”; Marco Antonio Martins Cavaco, Patrick Mendes Cardoso, César Augusto Azevedo Nogueira, Antonio Carlos Xavier de Oliveira, José Ricardo de Menezes, Régis Hamilton Coelho, METROSUL IV – IV Congresso Latino-Americano de Metrologia, 2004.

“Implementação do Sistema de Medição de Gases Dissolvidos em Óleo Isolante para a Monitoração de Múltiplos Transformadores de Potência”; Marco Antonio Martins Cavaco, Patrick Mendes Cardoso, César Augusto Azevedo Nogueira, Antonio Carlos Xavier de Oliveira, José Ricardo de Menezes, Régis Hamilton Coelho, 3º COBEF – III Congresso Brasileiro de Engenharia de Fabricação, 2005.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	15
1.1 Objetivo do trabalho	18
1.2 Estrutura do trabalho	19
2. TRANSFORMADORES E ÓLEO MINERAL ISOLANTE	20
2.1 Classificação dos transformadores	21
2.2 Óleo mineral isolante	23
2.2.1 Propriedades físicas	23
2.2.2 Propriedades elétricas	25
2.2.3 Composição e propriedades químicas	25
2.3 Análise de gases dissolvidos	27
2.3.1 Métodos de diagnóstico de DGA	33
2.3.1.1 Diagnóstico a partir da taxa de evolução de gás	33
2.3.1.2 Método de Rogers	35
2.3.1.3 Método de Doernenburg	37
2.3.1.4 Método de Duval	37
2.3.1.5 Método previsto na NBR 7274	39
3 MÉTODOS DE ACOMPANHAMENTO DA CONCENTRAÇÃO DE GASES DISSOLVIDOS EM ÓLEO ISOLANTE	42
3.1 Método tradicional - cromatografia	42
3.1.1 Cromatógrafo	44
3.1.1.1 Gás de transporte e controle do fluxo	45
3.1.1.2 Injetor	46
3.1.1.3 Coluna cromatográfica	47
3.1.1.4 Detector	48
3.1.1.5 Análise qualitativa	48
3.1.1.6 Análise quantitativa	49
3.2 Métodos <i>on-line</i>	50
3.2.1 Hydran	50
3.2.1.1 Sensor do Hydran 201	51

3.2.1.2 Características técnicas do Hydran	52
3.2.2 GMM – Tree Tech	53
3.2.2.1 GMM – medidor	53
3.2.2.2 GMM - MMI	54
3.2.2.3 Características técnicas do GMM	54
3.2.3 Calisto	55
3.2.4 True Gas	57
4 DESENVOLVIMENTO DA CONCEPÇÃO DO MÚLTIPLO ANALISADOR DE GASES DISSOLVIDOS EM ÓLEO (MAGO)	61
4.1 Características desejáveis do MAGO	61
4.2 Panorama do MAGO	64
4.3 Detalhamento das funções e princípios construtivos adotados	66
4.3.1 Obter a amostra de óleo	67
4.3.2 Medir o óleo amostrado	67
4.3.3 Comandar a multiplexação	67
4.4 Princípios construtivos adotados	68
5 CONSTRUÇÃO DO MAGO	71
5.1 Projeto hidráulico	71
5.2 Projeto elétrico e de comando	74
5.3 Projeto do software de comando	76
6 AVALIAÇÃO DO PROTÓTIPO DESENVOLVIDO	81
6.1 Instalação do MAGO no campo	81
6.2 Ensaios realizados na SE	84
6.2.1 Ensaios da vazão do óleo dos transformadores	84
6.2.2 Ensaios da multiplexação do monitoramento da concentração de gases dissolvidos em óleo dos transformadores	89
6.2.2.1 Valores de medição esperados para o Hydran e o GMM	90
6.2.2.2 Tempo de medição do óleo em análise	92
6.2.2.3 Seqüência dos ensaios	92

6.2.2.4 Resultados obtidos nos ensaios de multiplexação	93
6.3 Avaliação funcional do MAGO	99
6.4 Avaliação metrológica	100
7 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	102
7.1 Comentários gerais	102
7.2 Limitações do MAGO	103
7.3 Sugestões para trabalhos futuros	104
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	106
APÊNDICE A – PARTES DO PROTÓTIPO MAGO	110
APÊNDICE B – RESULTADOS DOS ENSAIOS DE MULTIPLEXAÇÃO	116

LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 - DGA - Método tradicional.....	17
Figura 1-2 - DGA - Método <i>on-line</i>	17
Figura 1-3 - DGA - Método multiplexado proposto	18
Figura 2-1 - Sistemas de transmissão e distribuição de energia, adaptado de BROWN (2002).....	21
Figura 2-2 - Transf. potência - 213 MVA - 525 kV - 18 kV (Toshiba, 2004).....	22
Figura 2-3 - Corte de um transformador de potência, adaptado de ORNL (2005). ...	23
Figura 2-4 - Temp. geração dos gases combustíveis (Power Maintenance, 2004)...	30
Figura 2-5 - Fluxograma de análise da DGA, adaptado de LAPWORTH (2002).....	32
Figura 2-6 - Diagrama das etapas a serem seguidas conforme resultados das análises cromatográficas dos gases do óleo isolante (GCOI, 1986).	35
Figura 2-7 - Triângulo de Duval.....	38
Figura 3-1 - Aparelhagem para extração de gases (ABNT, 1981)	44
Figura 3-2 - Representação esquemática de um sistema de análise cromatográfica (CHEMKEYS,2004)	45
Figura 3-3 - Colunas típicas utilizadas em cromatografia gasosa	47
Figura 3-4 - Comparação entre cromatogramas da amostra e de uma solução padrão	49
Figura 3-5 - Hydran (GE ENERGY SERVICES, 2004b).....	51
Figura 3-6 - Sensor de gás do Hydran (NOGUEIRA, 2004).....	52
Figura 3-7 - GMM, adaptado de TREE TECH (2005).....	54
Figura 3-8 - Calisto (MORGAN SCHAFFER, 2004a)	55
Figura 3-9 - Sist. de circulação do Calisto, adaptado de M. SCHAFFER (2004a).....	56
Figura 3-10 - True Gas (SERVERON CORPORATION, 2005a)	58
Figura 3-11 - Componentes do True Gas, adaptado de SERVERON CORPORATION (2005b).....	59
Figura 4-1 - Esquema geral do sistema de multiplexação.....	65
Figura 5-1 - Diagrama hidráulico	72
Figura 5-2 - Diagrama funcional de comando	75
Figura 5-3 - Compact FieldPoint (NATIONAL INSTRUMENTS, 2005).....	76
Figura 5-4 - Diagrama de fiação dos canais do CFP	77

Figura 5-5 - Painel Frontal do Software MAGO	78
Figura 5-6 - MAGO como construído	79
Figura 5-7 - MAGO vista interna como construído	80
Figura 6-1 - Protótipo MAGO instalado na SE Coqueiros	82
Figura 6-2 - Adaptação realizada na válvula de dreno do transformador	83
Figura 6-3 - Lançamento do cabo de fibra óptica	83
Figura 6-4 - Diagrama esquemático de comunicação do MAGO	83
Figura 6-5 - Seqüência de ensaios de comutação realizados	93
Figura 6-6 - Ensaio 1 - Monitoramento de TT3 com o Hydran - óleo anterior TT2	95
Figura 6-7 - Ensaio 1 - Monitoramento de TT3 com o GMM - óleo anterior TT2.....	96
Figura 6-8 - Ensaio 3 - Monitoramento de TT3 com o Hydran - óleo anterior TT1	97
Figura 6-9 - Ensaio 3 - Monitoramento de TT3 com o GMM - óleo anterior TT1.....	97
Figura 6-10 - Resposta consolidada do Hydran	98
Figura 6-11 - Resposta consolidada do GMM	99

LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 - Especificações para o óleo mineral isolante tipo "A" (DNC, 1994).....	27
Tabela 2-2 - Concentração de solubilização de gases (MESSIAS, 1993).....	31
Tabela 2-3 - Valores internacionalmente considerados de referência (ppm vol/vol) (MILASCH, 1984)	34
Tabela 2-4 - Especificação dos códigos do método Rogers.....	36
Tabela 2-5 - Diagnóstico de falhas do método Rogers.	36
Tabela 2-6 - Método de identificação de falha de Doernenburg (IEEE, 1991)	37
Tabela 2-7 - Concentração dos gases para validação do método de Doernenburg..	37
Tabela 2-8 - Diagnóstico de falhas NBR 7274 (ABNT, 1982).....	39
Tabela 2-9 - Relações características entre gases (ABNT, 1982).....	40
Tabela 3-1 - Características principais do Hydran 201 Ti (GE ENERGY SERVICES, 2003)	53
Tabela 3-2 - Características técnicas do GMM (TREE TECH, 2004).....	55
Tabela 3-3 - Características técnicas do Calisto (MORGAN SCHAFFER, 2004b)....	57
Tabela 3-4 - Características técnicas do True Gas (SERVERON CORPORATION, 2005c).....	59
Tabela 4-1 - Soluções adotadas no protótipo MAGO	68
Tabela 5-1 - Quadro de cargas do MAGO.....	74
Tabela 5-2 - Legenda do diagrama funcional	76
Tabela 5-3 - Configuração do Compact FieldPoint.....	77
Tabela 6-1 - Balanços de incertezas - Volume de óleo do TT1	85
Tabela 6-2 - Balanços de incertezas - Volume de óleo do TT2.....	85
Tabela 6-3 - Balanço de incertezas - Volume de óleo do TT3.....	86
Tabela 6-4 - Resultados da análise cromatográfica de TT1, TT2 e TT3	90
Tabela 6-5 - Avaliação Funcional do MAGO	100

LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
Celesc	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CFP	Compact Fieldpoint
DGA	Do inglês <i>Dissolved Gas-in-oil Analysis</i> . Análise de Gases Dissolvidos em Óleo
DNC	Departamento Nacional de Combustíveis
GCOI	Grupo Coordenador para a Operação Integrada
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LED	Do inglês <i>Light Emitting Diode</i> . Diodo Emissor de Luz.
NA	Contato Normalmente Aberto
NF	Contato Normalmente Fechado
PCI	Placa de Circuito Integrado
QFD	Do inglês <i>Quality Function Deployment</i> . Função Desdobramento da Qualidade
SE	Subestação
SM	Sistema de Medição

1. INTRODUÇÃO

A energia elétrica está cada vez mais presente no cotidiano das pessoas. Sua falta é altamente prejudicial e impacta em praticamente todos os setores da economia e da sociedade.

A energia elétrica, por ser um produto que não pode ser armazenado a baixo custo e em grande escala, tem que ser consumida no momento em que é gerada. Esse é um fato que une, diretamente, a geração, transmissão e a distribuição de energia elétrica, sendo fundamental que o sistema elétrico possua confiabilidade e disponibilidade.

No sistema elétrico, os transformadores de potência são equipamentos fundamentais. Sem esses, não poderíamos transmitir e distribuir a energia elétrica produzida nas centrais geradoras.

Os transformadores de potência são dispositivos que requerem manutenção e cuidados especiais devido à sua importância no sistema elétrico que estão inseridos. Esses transformadores são projetados com elevada vida útil, em torno de 30 anos (BIANCHI, 2000), mas através de procedimentos corretos de operação e manutenção, podem chegar a até 50 anos (BIANCHI, 2000; GRAINE, FLETCHER, et al., 1994).

O custo causado por uma eventual falha de um transformador de potência é orçado freqüentemente em milhões de dólares, devido à interrupção do sistema elétrico de potência, sem considerar os valores associados com o reparo ou substituição do equipamento.

Com intuito de garantir a sua elevada vida útil de operação os transformadores recebem constantes atividades de manutenção, dentre as mais importantes

podemos citar as inspeções semestrais e trienais em buchas, tanques e radiadores, conservadores, termômetros de óleo e/ou enrolamento, sistema de ventilação forçada, sistema de circulação de óleo, comutadores de derivação, caixas de terminais de controle e proteção e ligações externas (WEG, 2004).

Parte importante na manutenção dos transformadores é o monitoramento do óleo isolante. Esses são utilizados em transformadores com a finalidade dielétrica e a de realizar a remoção do calor gerado nas bobinas do enrolamento. O óleo é extraído do petróleo, podendo ser parafínico ou naftênico, dependendo do tipo de petróleo do qual o mesmo é originado.

No óleo são realizados diversos ensaios físico-químicos tais como: rigidez dielétrica, teor de água, fator de potencial, tensão interfacial, ponto de fulgor, densidade, acidez e a análise de gases dissolvidos em óleo (MESSIAS, 1993). Através do monitoramento do óleo, é possível diagnosticar a situação de operação e a confiabilidade do transformador.

Dentre os ensaios efetuados, a análise de gases dissolvidos no óleo mineral (DGA) é um dos passos mais importantes para diagnosticar falhas incipientes no isolamento do transformador.

Tipicamente, a DGA é realizada através de cromatografia em fase gasosa, método tradicional, a qual fornece resultados admissíveis, (figura 1.1). Embora seja uma técnica aceitável, a cromatografia gasosa feita em laboratório tem dois inconvenientes: a distância entre o ponto de coleta da amostra e o laboratório, e o período de amostragem (CAVACO, 2003).

Como a técnica tradicional apresenta apenas um status da condição do óleo no momento da análise, mudanças significativas nos gases do transformador entre os intervalos de análise não são detectáveis.

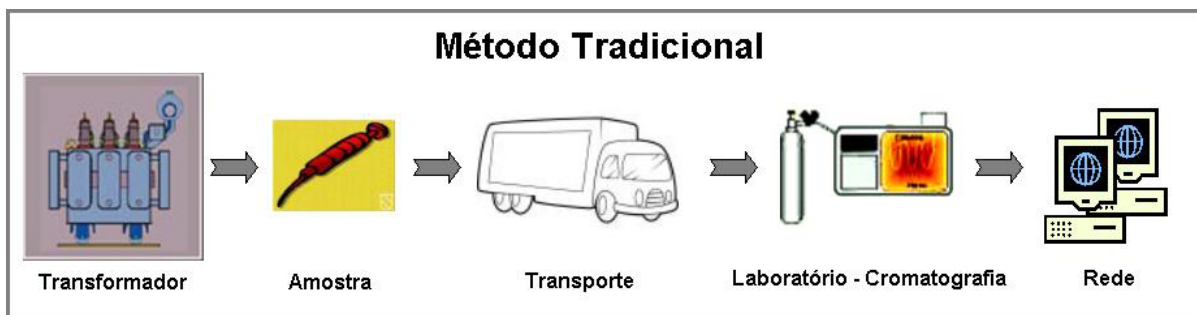


Figura 1-1 - DGA - Método tradicional

Com o surgimento da tecnologia de monitoramento *on-line*¹, a DGA passou de prática de manutenção preventiva para preditiva, (figura 1.2). Porém atualmente os sistemas de medição da concentração de gases dissolvidos em óleo ainda possuem um elevado custo, não sendo justificável o uso em determinadas situações.

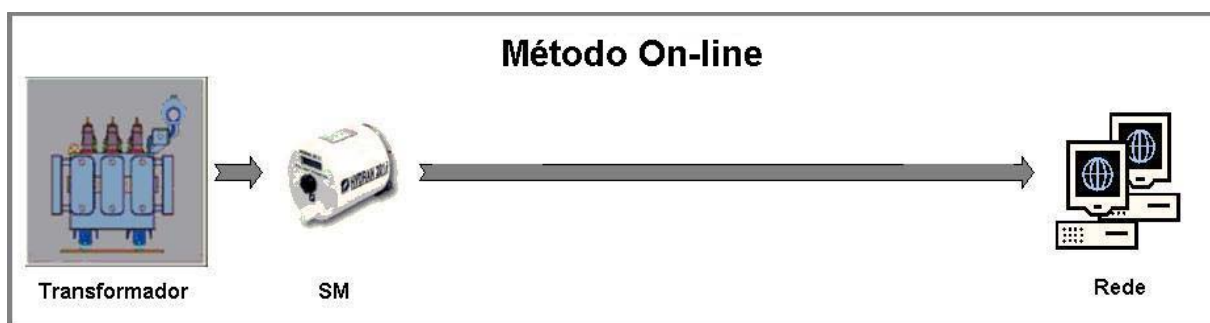


Figura 1-2 - DGA - Método *on-line*

Este trabalho apresenta o desenvolvimento, a construção e a análise metrológica de um protótipo capaz de monitorar remotamente a concentração de gases dissolvidos em óleo isolante através da utilização de um único sistema de medição, aplicado em múltiplos transformadores, (figura 1.3). Esse protótipo foi chamado de MAGO (Múltiplo Analisador de Gases dissolvidos em Óleo).

¹ Monitoramento *on-line* – baseado em sistemas de medição da concentração de gases dissolvidos em óleo isolante, que são instalados diretamente nos transformadores. Esses realizam o acompanhamento em tempo real da condição de operação do transformador.

Com esse sistema é possível realizar uma significativa redução de custos no monitoramento *on-line*, já que permite o acompanhamento de vários transformadores com um único sistema de medição.



Figura 1-3 - DGA - Método multiplexado proposto

1.1 Objetivo do trabalho

Este trabalho foi realizado através da parceria entre o laboratório de metrologia e automatização (LABMETRO) da Universidade Federal de Santa Catarina e a empresa Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (Celesc), proporcionada por um projeto de P & D – Celesc – Ciclo 2002 / 2003.

O escopo do trabalho é a construção e o teste de um protótipo capaz de monitorar a concentração de gases dissolvidos em óleo de múltiplos transformadores.

Os principais objetivos do protótipo são:

- efetuar a multiplexação da monitoração da quantidade de gases dissolvidos em óleo de múltiplos transformadores;
- permitir o acompanhamento da situação do óleo de um dado transformador remotamente e em tempo real;

- medir com incertezas comparáveis aos sistemas existentes.

1.2 Estrutura do trabalho

No capítulo inicial deste trabalho, foi apresentada a importância dos transformadores de potência para o sistema elétrico e cuidados referentes com a sua manutenção. Ainda foi objetivo deste capítulo a exposição dos métodos de monitoramento da quantidade de gases dissolvidos em óleo isolante, abordando as características do método tradicional e do método *on-line*.

No segundo capítulo, é feita uma revisão sobre transformadores, óleo mineral isolante e as técnicas de DGA empregadas para avaliar a condição de operação dos transformadores.

No capítulo seguinte, são discutidos os métodos de acompanhamento da quantidade de gases dissolvidos em óleo isolante. Sendo apresentada a cromatografia e os sistemas de medição da concentração de gases dissolvidos em óleo encontrados no mercado nacional e internacional.

O quarto capítulo aborda as características que o protótipo deve possuir e o desenvolvimento da concepção do MAGO, mostrando suas macrofunções e os princípios construtivos adotados como solução das mesmas.

No quinto capítulo as soluções adotadas no MAGO são expostas. São apresentados os projetos hidráulico, elétrico e de comando e do software de comando.

No sexto capítulo é feita a exposição dos resultados obtidos com o MAGO e realizada a avaliação metrológica do protótipo.

No sétimo e último capítulo são apresentadas às conclusões obtidas e as sugestões para a continuação de trabalhos ligados ao tema.

2. TRANSFORMADORES E ÓLEO MINERAL ISOLANTE

As exigências técnicas e econômicas fazem com que as construções das unidades geradoras de energia elétrica, sejam em geral situadas muito longe dos centros de aproveitamento. Surge assim a necessidade do transporte da energia elétrica por meio de linhas de comprimento notável.

Por motivos econômicos e de construção, as seções dos condutores destas linhas devem ser mantidas dentro de determinados limites, o que torna necessária a limitação da intensidade das correntes nas mesmas. Assim sendo, as linhas deverão ser construídas para funcionar com tensão elevada, que em certos casos atinge a centenas de milhares de volts (MARTIGNONI, 1973).

Isto é possível em virtude de a corrente alternada poder ser transformada facilmente de baixa para alta tensão e vice-versa, por meio de uma máquina estática, de construção simples e rendimento elevado, que é o transformador.

O transformador é um equipamento elétrico que tem por finalidade transferir energia elétrica de um circuito para outro, com a mesma frequência, mas sob diferentes níveis de tensões (FEIO, 1973).

A figura 2.1 exemplifica um sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica, desde a geração até o consumidor final.

O transformador é um dos equipamentos chave dos sistemas de potência e o seu estado de operação está diretamente relacionado com a confiabilidade e estabilidade dos sistemas de potência (WENSHENG, 1998).

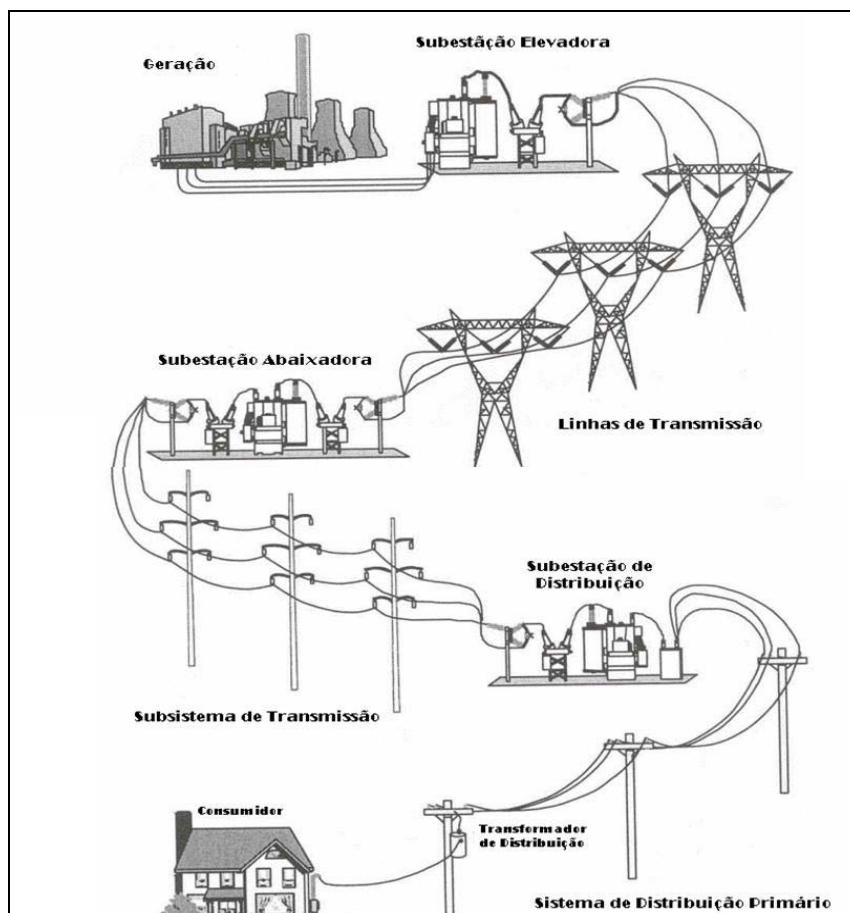


Figura 2-1 - Sistemas de transmissão e distribuição de energia, adaptado de BROWN (2002).

2.1 Classificação dos transformadores

Não existe classificação normatizada dos transformadores, porém, do ponto de vista técnico, esses podem ser classificados segundo (SEALEY, 1948; GOURISHANKAR, 1990; CASTILLO, 2003) quanto ao:

- **Número de fases:** monofásicos ou polifásicos (em geral, trifásicos).
- **Tipo de núcleo:** os mais utilizados são:
 - núcleo envolvido ou tipo núcleo (*Core Type*): utilizado para altas tensões, as quais requerem muitas espiras na bobina e bom isolamento. Caracteriza-se por correntes relativamente baixas e pequeno fluxo magnético.

- núcleo envolvente ou encouraçado (*Shell Type*): usados em transformadores com baixas tensões, onde há poucas espiras, baixo isolamento, elevadas correntes, altas frequências e fluxos magnéticos.

- **Tipo de aplicação:** os principais são os transformadores de instrumentos, transformadores a corrente constante, transformador série, transformadores de pequena potência, transformadores de comando e sinalização, transformadores para operação de campainhas e alarmes, transformadores de isolamento, transformadores de aterramento e os transformadores de potência, sendo este último explorado no trabalho.

Os transformadores de potência são utilizados normalmente em subestações reductoras e elevadoras de tensão, assim como nas casas de força das unidades geradoras de energia elétrica. Podem ser considerados como transformadores de potência, aqueles com potência nominal igual ou superior a 500 kVA. Na figura 2.2 pode ser ter uma idéia do tamanho que estes equipamentos podem atingir.

Atualmente na maioria das aplicações dos transformadores de potência, a parte ativa está submersa em óleo mineral isolante, que realiza a função de meio isolante e refrigerante, (figura 2.3).



Figura 2-2 - Transformador de potência - 213 MVA - 525 kV - 18 kV (Toshiba, 2004)

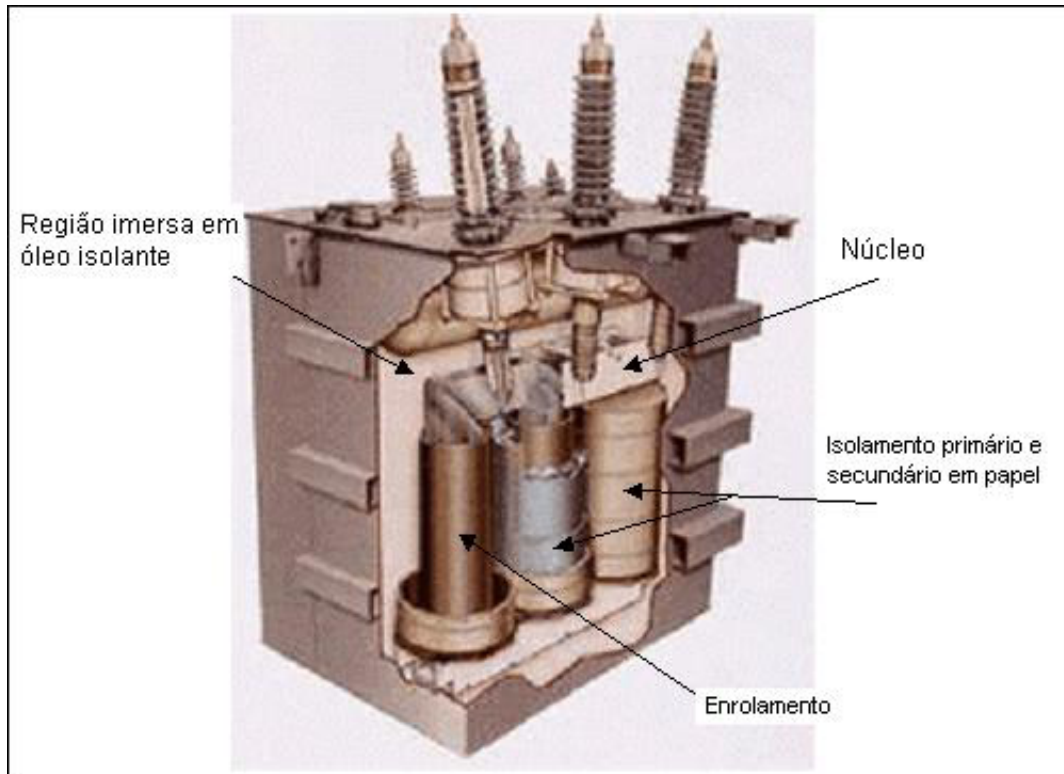


Figura 2-3 - Corte de um transformador de potência, adaptado de ORNL (2005).

2.2 Óleo mineral isolante

O óleo mineral isolante é largamente utilizado em equipamentos elétricos, tais como transformadores, reatores, religadores, disjuntores, cabos elétricos, capacitores e outros. Este material tem duas funções básicas, a primeira no papel de meio isolante que evita a formação de arco entre dois condutores do equipamento; a segunda como refrigerante que atua dissipando o calor gerado na operação do equipamento. Na seqüência são apresentadas as propriedades do óleo mineral de acordo com a interpretação de MILASCH (1984).

2.2.1 Propriedades físicas

As principais propriedades físicas consideradas na análise do óleo isolante são:

- **Cor:** o óleo novo tem uma cor amarelo-pálida e é transparente. A cor muda e escurece na medida em que o óleo vai se deteriorando.

- **Ponto de fulgor:** é a menor temperatura na qual se formam vapores inflamáveis na superfície do óleo e são identificados pela formação de um lampejo quando em presença de uma chama.
- **Ponto de fluidez:** é a temperatura mais baixa na qual o óleo, em condições perfeitamente estabelecidas, escoar.
- **Densidade:** a densidade do óleo está, normalmente, em torno de 0,9 na temperatura de 15 °C.
- **Viscosidade:** é a resistência que o óleo oferece ao escoamento contínuo sem turbulência, inércia ou outras forças. A quantidade de calor que o óleo é capaz de transferir, por hora, do transformador para o meio ambiente depende desta propriedade.
- **Ponto de anilina:** é a temperatura em que há a separação da anilina de uma mistura de anilina e óleo. O ponto de anilina está de certa forma relacionado com a propriedade de dissolver materiais com os quais entra em contato e com seu conteúdo aromático.
- **Tensão interfacial:** na superfície de separação entre o óleo e a água forma-se uma força de atração entre as moléculas dos dois líquidos que é chamada de tensão interfacial, sendo medida em N/m. Uma diminuição da tensão interfacial indica, com bastante antecedência em relação aos outros métodos, o início da deterioração do óleo.
- **Solubilidade da água no óleo:** a água pode existir no óleo sob a forma dissolvida, não dissolvida (em suspensão) ou livre (depositada). A quantidade de água em solução no óleo depende da temperatura e do grau de refino. Quanto mais alta a temperatura, tanto maior a quantidade

de água dissolvida no óleo, e quanto mais bem refinado for o óleo, tanto menor será a solubilidade da água.

2.2.2 Propriedades elétricas

As principais propriedades elétricas consideradas na análise do óleo isolante são:

- **Rigidez dielétrica:** é a tensão alternada na qual ocorre a descarga disruptiva na camada de óleo situada entre dois eletrodos e em condições perfeitamente determinadas. A rigidez dielétrica do óleo é pouco afetada pela água nele dissolvida. Por outro lado, a água livre em suspensão no óleo diminui acentuadamente sua rigidez dielétrica, sendo que em um óleo deteriorado, a água livre tem maior possibilidade de ficar em suspensão que no óleo novo. Outro fator que contribui para a redução da rigidez dielétrica são as partículas sólidas em suspensão (fibras celulósicas, carvão, poeira, etc.).
- **Fator de potência:** o fator de potência do óleo mineral isolante é igual ao co-seno do ângulo de fase ou o seno do ângulo de perdas do mesmo. Este aumenta de valor na medida em que a deterioração do óleo progride. O fator de potência nos informa uma idéia da quantidade de corrente que flui pelo óleo e que é uma medida de sua contaminação e de sua deterioração.

2.2.3 Composição e propriedades químicas

O óleo mineral é extraído do petróleo, sua composição e características dependem da natureza do petróleo do qual foi obtido e do processo empregado em sua preparação.

O petróleo cru pode ser de base parafínica, cujo produto final da destilação é a cera parafínica, ou de base naftênica, cujos produtos finais da destilação são de natureza asfáltica. Apenas 3% do petróleo disponível no mundo são de base naftênica.

O óleo obtido a partir de petróleo de base naftênica é chamado de óleo naftênico ou tipo "A" e o originado de petróleo parafínico, óleo parafínico ou tipo "B". O óleo mineral isolante tipo "A" é utilizado em transformadores e equipamentos de manobra onde não é estabelecida a utilização do óleo mineral isolante tipo "B" (DNC, 1994).

A composição química do óleo mineral é basicamente uma mistura de hidrocarbonetos em sua maioria, e de não-hidrocarbonetos, também chamados de heterocompostos, em pequena proporção. Estima-se em cerca de 2900 o número de compostos existentes no óleo isolante (MILASCH, 1994).

Tendo em vista a presença de um elevado número de componentes em diferentes quantidades em sua composição, a caracterização de um óleo mineral para a utilização como isolante não é feita pela composição da mistura do mesmo, mas por uma série de parâmetros físico-químicos, os quais são afetados pela composição e por apresentarem reflexos em sua utilização. Assim, o estabelecimento de limites para esses parâmetros tem como objetivo alcançar uma uniformidade de comportamento como isolante e referências de qualidade para sua utilização (ZIRBES, 2003).

Na tabela 2.1 são apresentadas as especificações que o óleo tipo "A" deverá possuir, bem como os métodos de ensaios para a obtenção das mesmas.

Tabela 2-1 - Especificações para o óleo mineral isolante tipo "A" (DNC, 1994)

Características	Unidades	Valores		Métodos
		Min	Máx	
Aparência	-	O óleo deve ser claro, limpo e isento de material em suspensão.		Visual
Cloretos	-	Ausente		NBR-5779
Cor	-	-	1,0	ABNT-MB-351
Densidade a 20 °C	-	0,861	0,900	NBR-7148
Enxofre Corrosivo	-	Não corrosivo		ABNT-899
Estabilidade a oxidação				NBR-10504
- Índice de neutral (IAT)	mg KOH/g	-	0,40	
- Borra	% massa	-	0,10	
- Fator de perdas dielétricas a 90 °C	%	-	20	
Fator de perdas dielétricas	%			NBR-12133
A 25 °C		-	0,05	
A 90 °C		-	0,40	
A 100 °C		-	0,50	
Índice de neutral (IAT)	mg KOH/g	-	0,03	ABNT-MB-101
Ponto de anilina	°C	63	84	ABNT-MB-299
Ponto de fluidez	°C	-	39	ABNT-MB-820
Ponto de fulgor	°C	140	-	ABNT-MB-50
Rigidez dielétrica	kV			NBR-6869
- Eletrodo de disco		30	-	NBR-10859
- Eletrodo VDE		42	-	
Rigidez dielétrica a impulso (eletrodos de agulha / esfera)	kV	145	-	ASTM-D-3300
Sulfatos	-	Ausente		NBR-5779
Tendência a evolução de gases	l/min	Negativo		ASTM-D-2300 Método B
Tensão superficial a 25 °C	N/m	40	-	NBR-6234
Teor de carbono aromático	%	Anotar		ASTM-D2140
Teor de inibidor de oxidação	% massa	-	0,08	NBR-12134
Teor de PCB	mg/kg	Não detectável		ASTM-D-4059
Viscosidade a 20 °C	mm ² /s	-	25,0	ABNT-MB-293
40 °C	(cST)	-	11,0	
100 °C		-	3,0	
Teor de água	mg/kg (ppm)	-	35	NBR-10710

2.3 Análise de gases dissolvidos

Através da análise dos gases dissolvidos (DGA) no óleo isolante é possível avaliar a condição de operação do isolamento do equipamento, com a detecção de eventuais processos de falha que possam estar ocorrendo. A DGA é a técnica mais utilizada para monitorar o desempenho de transformadores de potência (COUDERC, BOURASSA, et al., 1996; YANG, HUANG, 1998; DUVAL, 2002) assim como de

outros equipamentos elétricos como reatores, transformadores de corrente, transformadores de potencial e outros.

O descobrimento de falhas incipientes na isolação óleo / papel pelo método de DGA é baseado no fato de que a quebra de isolação líquida e sólida, sob condições térmicas e elétricas anormais fornecem uma variedade de substâncias voláteis e não voláteis resultantes da degradação, que podem evoluir a falhas nos equipamentos (COUDERC, BOURASSA, et al., 1996).

A DGA é importante porque, primeiramente, cada falha possível gera um ou mais gases. Estes surgem do consecutivo aumento da degradação do óleo adjacente à falha ou da isolação celulósica, e a DGA é capaz de avaliar vários tipos de gases, portanto apta a identificar e diagnosticar vários tipos de falhas. Além disso, desde os estágios iniciais estes gases de falha se dissolvem no óleo e podem ser detectados em algum tempo subsequente em que uma amostra do óleo é levada a exame, assim a DGA pode detectar falhas intermitentes. Também porque os gases de falha podem ser detectados com concentrações muito pequenas, pode-se dizer que a DGA é uma técnica muito sensível e apropriada para detectar falhas em estágios iniciais (LAPWORTH, 2002).

Os gases de falha são produzidos pela degradação do óleo do transformador e dos materiais isolantes tais como o papel e o papelão de isolação do núcleo. A taxa da degradação da celulose e do óleo é aumentada significativamente na presença de uma falha dentro do transformador. Os gases importantes que são produzidos na operação do transformador podem ser listados (SAHA, 2003):

- **Hidrogênio e hidrocarbonetos:** hidrogênio (H_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4) e acetileno (C_2H_2).

- **Óxidos de carbono:** monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO₂).
- **Gases normais (*nonfault gases*):** nitrogênio (N₂) e oxigênio (O₂).

Normalmente as causas do surgimento dos gases de falha são classificadas em três categorias:

- efeito Corona² ou descargas parciais.
- aquecimento.
- arco elétrico.

Dependendo da energia envolvida, da sua localização, da ocorrência intermitente ou contínua, cada tipo de falha afeta o óleo ou papel de uma forma diferente, gerando quantidades relativas características de gases dissolvidos (DUKARM, 1993).

É comumente aceito que o efeito Corona no óleo ou na celulose produz hidrogênio. Uma pequena elevação de temperatura do óleo isolante 400 °C gera metano e etano e uma alta elevação de temperatura (500 a 1200) °C produz etileno e hidrogênio, bem como metano e etano. Acetileno somente é gerado a elevadas temperaturas 1800 °C que ocorrem na presença de um arco elétrico. A degradação da celulose a baixa temperatura produz dióxido de carbono e em alta temperatura gera monóxido de carbono. Descargas elétricas de baixa energia criam hidrogênio e metano, com poucas quantidades de etano e etileno (SAHA, 2003).

A figura 2.4 apresenta a temperatura, aproximada, em que são gerados os gases combustíveis no interior do transformador.

² Efeito Corona ocorre quando um forte campo elétrico associado com um condutor de alta tensão ioniza o ar próximo ao condutor. Também libera partículas de O₂ e produz oxigênio tri atômico (O₃, ozônio) um gás corrosivo que destrói equipamentos de linhas de potência e coloca em perigo a saúde humana (CAMPOS, 2005).

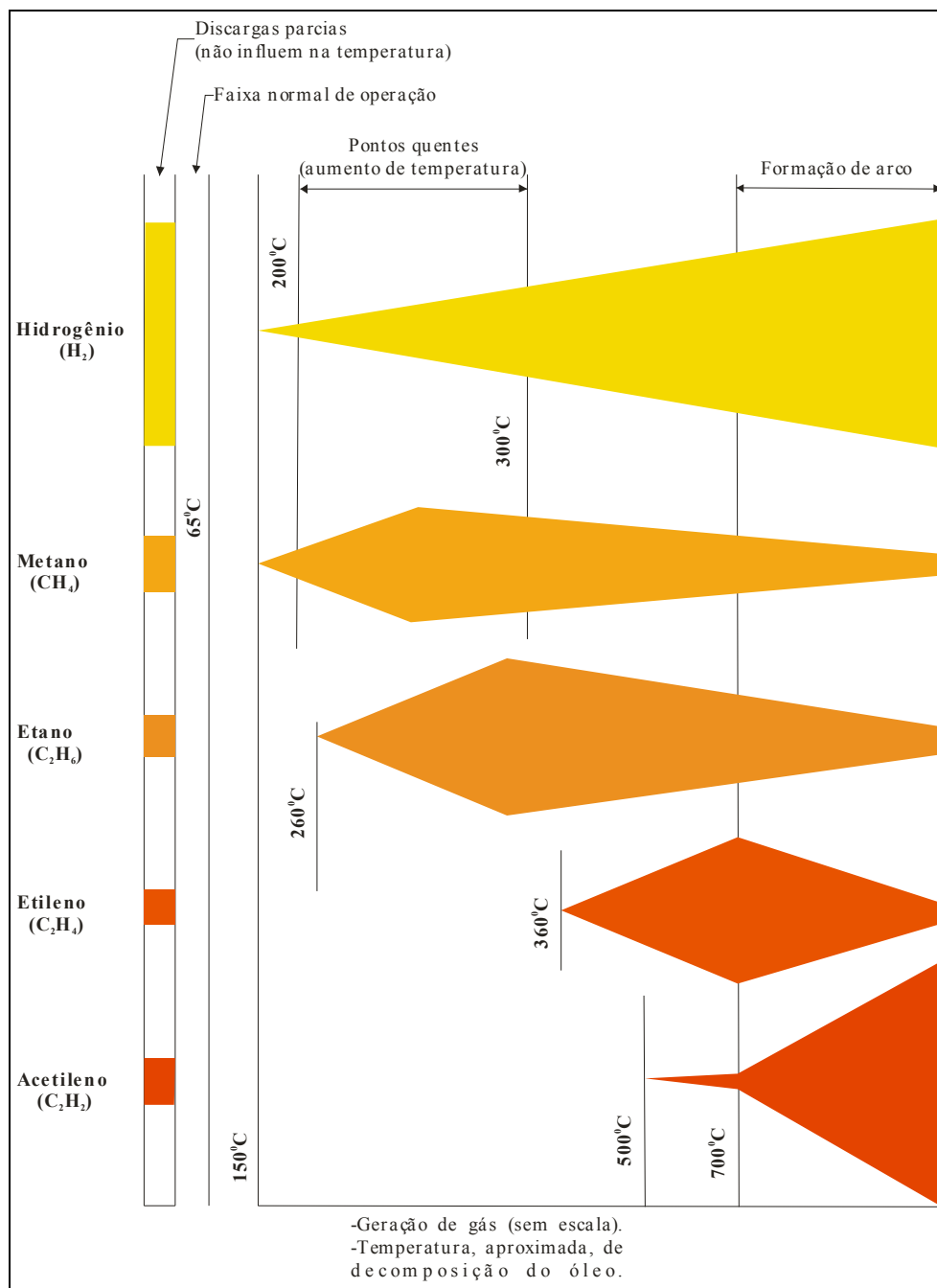


Figura 2-4 - Temperatura de geração dos gases combustíveis (Power Maintenance, 2004)

A operação de transformadores com grande quantidade de gases combustíveis, não é uma condição normal, mas pode acontecer, desde que investigado e avaliado os possíveis riscos desta operação (IEEE, 1991).

Os gases gerados nos transformadores permanecem no óleo isolante, conforme uma concentração definida em função da pressão e da temperatura do óleo isolante.

Na tabela 2.2, são apresentados valores de solubilidade volume a volume dos gases no óleo isolante de transformadores a 101 kPa e 25 °C.

Tabela 2-2 - Concentração de solubilização de gases (MESSIAS, 1993)

Gases	Concentração de Solubilização
Hidrogênio (H ₂)	7,0 % volume
Nitrogênio (N ₂)	8,6 % volume
Monóxido de carbono (CO)	9,0 % volume
Oxigênio (O ₂)	16,0 % volume
Metano (CH ₄)	30 % volume
Dióxido de carbono (CO ₂)	120 % volume
Etano (C ₂ H ₆)	280 % volume
Etileno (C ₂ H ₄)	280 % volume
Acetileno (C ₂ H ₂)	400 % volume

Com o incremento da temperatura do óleo, alguns gases chegam a aumentar sua concentração de solubilização, como o hidrogênio, o monóxido de carbono e o oxigênio; por sua vez, outros gases como o metano, o acetileno, o dióxido de carbono, o etileno e o etano diminuem a solubilidade (CASTILLO, 2003).

Do ponto de vista operacional, os procedimentos de detecção e análise dos gases combustíveis, devem seguir as seguintes prioridades (IEEE, 1991):

- **Detecção:** detectar a geração de algum gás que excede as quantidades consideradas “normais” e utilizar critérios apropriados que possam identificar as possíveis anormalidades que por ventura estejam ocorrendo.
- **Avaliação:** avaliar a confiabilidade de operação do transformador, usando um conjunto de critérios ou recomendações.
- **Ação:** recomendar ação, que vai desde a confirmação da existência da falha com análise suplementar, redução da carga, ou até mesmo a retirada da unidade de serviço.

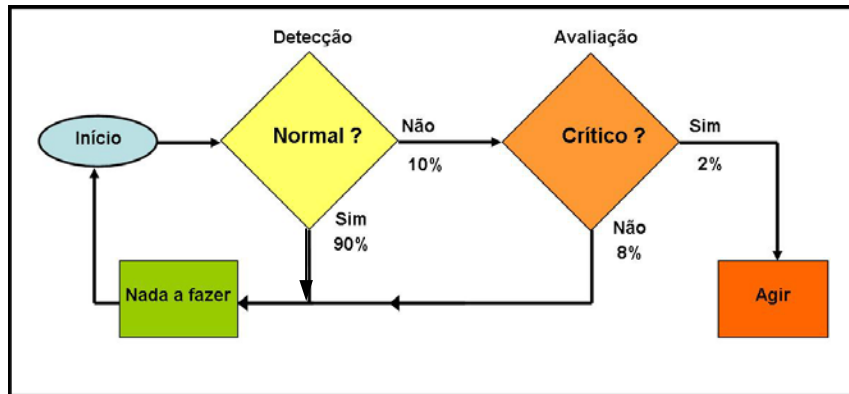


Figura 2-5 - Fluxograma de análise da DGA, adaptado de LAPWORTH (2002).

Existem duas maneiras de detectar os gases dissolvidos em óleo isolante, a primeira, e mais utilizada, trata-se da análise de maneira *off-line*, na qual uma amostra do óleo é extraída do transformador e enviada para a análise em laboratório. A segunda constitui-se no monitoramento *on-line*, onde sistemas de medição da concentração de gases dissolvidos em óleo são conectados diretamente ao transformador, realizado o monitoramento de modo contínuo. Os meios de detecção de gases dissolvidos em óleo serão apresentados no capítulo 3.

Para a avaliação dos dados obtidos, inicialmente os resultados atuais devem ser comparados com os resultados anteriores do mesmo equipamento, para verificar a variação, ou a taxa de evolução de cada gás.

Após o estudo da taxa de evolução de cada gás, deve ser realizada uma análise mais criteriosa dos dados obtidos, primeiramente levando em conta as relações de gases encontrados, onde são estabelecidas faixas de valores prováveis para a ocorrência de determinados tipos de falha. Em seguida a análise deve levar em conta a formação do gás mais significativo para aquele tipo de falha, também chamado de gás chave (MORAIS, 2004).

Existem vários métodos para realizar o diagnóstico de falhas incipientes no óleo de transformadores, a partir das relações entre os gases encontrados na detecção,

sendo que os principais são, o método de Rogers, o método de Doernenburg, o método de Duval e o critério adotado pela a norma ABNT - NBR 7274.

As ações de intervenção de manutenção no transformador não são discutidas no escopo deste trabalho.

2.3.1 Métodos de diagnóstico de DGA

A partir da década de 50, principalmente no final dos anos 70, apareceram na literatura diversos estudos de formação de gases em isolamentos de transformadores. Assim foram sugeridos diversos métodos de análise, que têm como principal objetivo descrever como as concentrações dos gases formados pela degradação do óleo ou do isolamento sólido, causadas por descargas elétricas ou solicitações térmicas de transformadores imersos em óleo, podem ser interpretadas para diagnosticar o estado operativo de um transformador.

Em linhas gerais, muitas destas publicações ainda são utilizadas e transformaram-se em normas e recomendações. Algumas alterações foram posteriormente sugeridas no que diz respeito aos valores limites para a identificação de falhas e caracterização de condição de normalidade, mas mantiveram-se as bases anteriormente estabelecidas (MORAIS, 2004).

2.3.1.1 Diagnóstico a partir da taxa de evolução de gás

A taxa de evolução da concentração dos gases é considerada a indicação mais significativa no diagnóstico da análise cromatográfica. A evolução ou a indicativa de defeito deve ser encontrada estudando as “famílias” dos transformadores de mesmo fabricante e com carregamento semelhante. Como valor de referência, uma taxa de evolução menor que 10% ao mês é considerada satisfatória, exceto para o gás

acetileno, que normalmente não é detectado em transformadores operando adequadamente (ABNT, 1982).

A taxa de evolução é calculada segundo a equação 2.1:

$$\text{Taxa Evolução (\%)} = \frac{(\text{Teor do gás na última análise} - \text{Teor do gás na penúltima análise}) \times 100}{\text{Teor do gás na penúltima análise} \times \text{Intervalo em meses entre as análises}} \quad (2.1)$$

Resumidamente este método deve ser realizado como a seguir:

- proceder a análises periódicas a intervalos regulares de tempo;
- calcular a taxa de geração do gás - chave da falha, para cada análise;
- comparar a taxa de geração obtida com a anterior.

Os valores considerados internacionalmente como referência para a análise da concentração de gases dissolvidos em óleo de transformadores, são apresentados na tabela 2.3.

**Tabela 2-3 - Valores internacionalmente considerados de referência (ppm vol/vol)
(MILASCH, 1984)**

Gás	Central Electricity Generating Board of Great Britain (CEGB)		Doernenburg	Mitsubishi		
	Transf. Elevadores	Transf. Transmissão		Até 275 kV		500 kV
				≤ 10 MVA	> 10 MVA	
H ₂	240	100	200	400	400	300
CH ₄	160	120	50	200	150	100
C ₂ H ₆	115	65	15	150	150	50
C ₂ H ₄	190	30	60	300	200	100
C ₂ H ₂	11	35	15	Traços	Traços	Traços
CO	580	350	1000	300	300	200
CO ₂	-	-	11000	-	-	-

Os valores da análise no início da operação do transformador servirão de valores de referência iniciais, com os quais são comparados os valores obtidos nas análises posteriores, juntamente com os valores de referência aceitos internacionalmente.

Segue na figura 2.6, o diagrama das etapas a serem seguidas na interpretação dos resultados obtidos na análise cromatográfica.

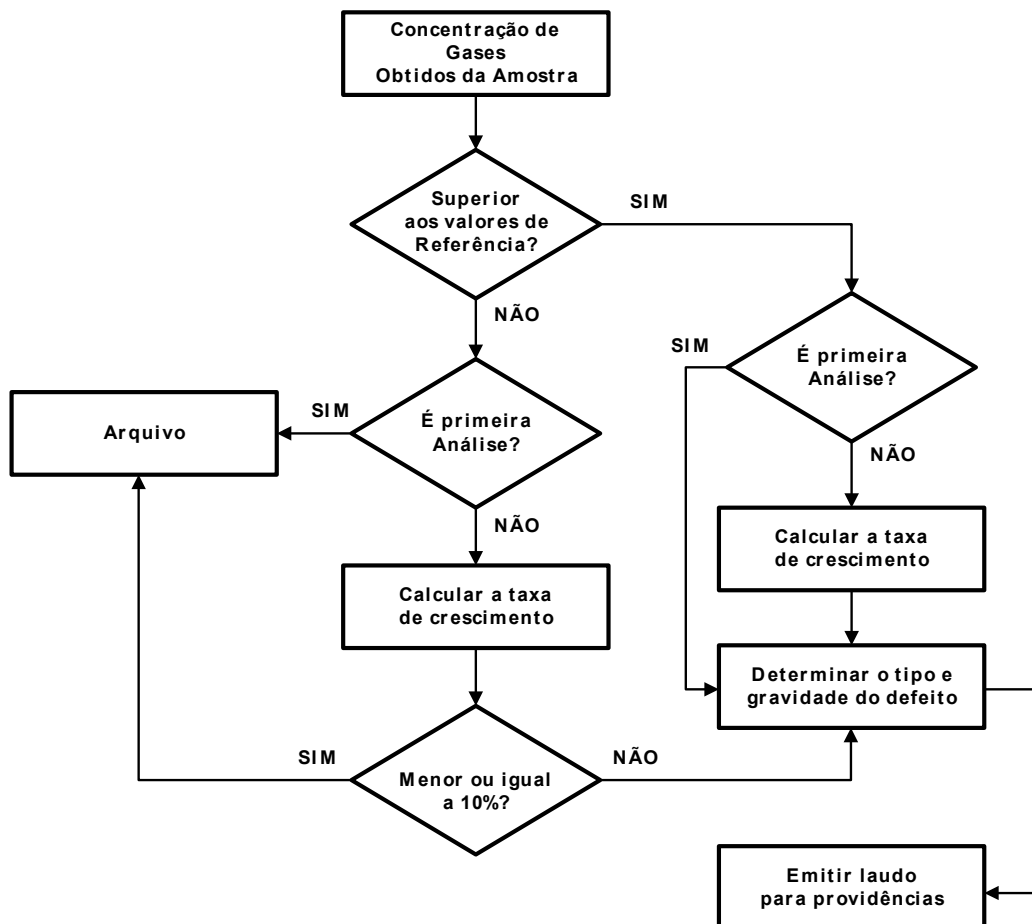


Figura 2-6 - Diagrama das etapas a serem seguidas conforme resultados das análises cromatográficas dos gases do óleo isolante (GCOI, 1986).

2.3.1.2 Método de Rogers

Utiliza as seguintes relações: CH_4/H_2 , $\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$, $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ e $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$. O método é composto por duas tabelas, na tabela 2.4 em função dos valores obtidos para as relações gasosas é encontrado um código, e na tabela 2.5, através da combinação destes códigos, é determinado o diagnóstico da situação de operação encontrada no transformador (ROGERS, BARRACLOUGH, et al., 1973).

Tabela 2-4 - Especificação dos códigos do método Rogers.

Relação de Gases	Faixa de Variação	Código
CH ₄ /H ₂	≤ 0,1	5
	0,1 < CH ₄ /H ₂ < 1	0
	1 ≤ CH ₄ /H ₂ < 3	1
	≥ 3	2
C ₂ H ₆ /CH ₄	< 1	0
	≥ 1	1
C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	< 1	0
	1 ≤ C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆ < 3	1
	≥ 3	2
C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	< 0,5	0
	0,5 ≤ C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆ < 3	1
	≥ 3	2

Tabela 2-5 - Diagnóstico de falhas do método Rogers.

Diagnóstico	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₆ /CH ₄	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄
Nenhuma falha: deterioração normal.	0	0	0	0
Descargas parciais com baixa densidade de energia.	5	0	0	0
Descargas parciais com alta densidade de energia, possivelmente com formação de caminho de arco.	5	0	0	1
Descargas de baixa energia: arco sem potência.	0	0	0	1
Descargas de baixa energia: centelhamento contínuo para potencial em flutuação.	0	0	1	1
	0	0	1	2
Descargas de alta energia: arco com potência.	0	0	2	1
	0	0	2	2
Sobreaquecimento de condutor isolado.	0	0	1	0
Falha térmica baixa T < 150 °C.	0	1	0	0
Falha térmica média (100 < T < 200) °C.	0	1	0	0
	1	1	0	0
	2	1	0	0
Falha térmica (150 < T < 300) °C, sobreaquecimento do cobre por correntes parasitas.	1	0	1	0
Falha térmica (300 < T < 700) °C, maus contatos (formação de carbono pirolítico de corrente no núcleo e/ou no tanque).	1	0	2	0
	2	0	2	0

2.3.1.3 Método de Doernenburg

Baseia-se nas relações CH_4/H_2 , $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$, $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$ e $\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$. Este critério é capaz de identificar três tipos de falhas: superaquecimento local (pontos quentes), descargas parciais e outros tipos de descargas (falhas elétricas). O critério de identificação de falha do método de Doernenburg está apresentado na tabela 2.6 (IEEE, 1991), sendo apresentados os valores das relações gasosas que classificam o tipo de falha a que o equipamento está submetido.

Tabela 2-6 - Método de identificação de falha de Doernenburg (IEEE, 1991)

Tipos de Falha	Relações entre concentrações de gases			
	Relações principais		Relações auxiliares	
	CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	$\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$
Pontos quentes	> 1	< 0,75	> 0,4	< 0,3
Descarga parcial	< 0,1	---	> 0,4	< 0,3
Outros tipos de descarga	$0,1 < \text{CH}_4/\text{H}_2 < 1$	> 0,75	< 0,4	> 0,3

A tabela 2.6 apresenta os valores de concentração de gases individualmente para a validação da aplicação do método proposto por Doernenburg. Para a ratificação do método, no mínimo um dos gases que compõem as relações principais tem que possuir concentração maior que o dobro do valor da tabela 2.7 e para as relações auxiliares, ao menos um dos gases tenha uma concentração superior a apresentada na mesma tabela.

Tabela 2-7 - Concentração dos gases para validação do método de Doernenburg

Gás	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2
Concentração ppm (volume / volume)	200	50	15	60	15

2.3.1.4 Método de Duval

O método de Duval apenas analisa a concentração percentual relativa dos gases acetileno (C_2H_2), etileno (C_2H_4) e metano (CH_4). É baseado na visualização da

localização da concentração percentual em um mapa triangular, figura 2.7. As coordenadas são estabelecidas pela relação percentual de cada um dos gases em relação ao total de gases gerados. Permite identificar três falhas de origem elétrica e três falhas de origem térmica.

As coordenadas são definidas pelas seguintes equações (DUVAL, 1989):

$$\% \text{ C}_2\text{H}_2 = \frac{100 x}{x + y + z} \quad (2.2)$$

$$\% \text{ C}_2\text{H}_4 = \frac{100 y}{x + y + z} \quad (2.3)$$

$$\% \text{ CH}_4 = \frac{100 z}{x + y + z} \quad (2.4)$$

Onde: $x = \text{C}_2\text{H}_2$, $y = \text{C}_2\text{H}_4$, e $z = \text{CH}_4$.

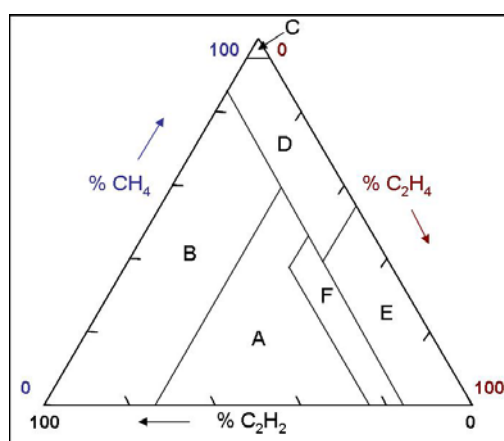


Figura 2-7 - Triângulo de Duval

Os códigos apresentados no triângulo representam uma condição de falha, descritos abaixo:

- A: descargas de alta energia;
- B: descargas de baixa energia;
- C: descargas parciais;
- D: falha térmica, $T < 200 \text{ }^\circ\text{C}$;
- E: falha térmica, $(200 < T < 400) \text{ }^\circ\text{C}$;
- F: falha térmica, $T > 400 \text{ }^\circ\text{C}$.

Visto que neste critério não é indicada nenhuma condição de envelhecimento normal, a implementação cuidadosa deste critério resulta sempre em um diagnóstico de uma falha, seja ela de natureza elétrica ou térmica. Devido a este problema, antes de aplicar este método deve ser verificado se a evolução dos gases está dentro dos limites considerados normais pela empresa (CASTILLO, 2004).

2.3.1.5 Método previsto na NBR 7274

A norma NBR 7274 foi desenvolvida para transformadores de potência, com enrolamentos de cobre, isolados com papel, papelão ou celulose e imersos em óleo isolante mineral, em serviço em sistemas de potência (ABNT, 1982).

Tabela 2-8 - Diagnóstico de falhas NBR 7274 (ABNT, 1982)

Caso	Defeito característico	Relação (ver nota a)			Exemplos típicos
		C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6	
1	Sem defeito	0	0	0	Envelhecimento normal.
2	Descargas parciais de pequena densidade de energia	0 mas não significativo	1	0	Descargas nas bolhas de gás resultantes de impregnação incompleta, de supersaturação ou de alta umidade.
3	Descargas parciais de alta densidade de energia	1	1	0	Como acima, porém provocando arvorejamento ou perfuração da isolação sólida.
4	Descargas parciais de energia reduzida (nota c)	1-2	0	1-2	Centelhamento contínuo no óleo devido a más conexões de diferentes potenciais ou potenciais flutuantes. Ruptura dielétrica do óleo entre materiais sólidos.
5	Descargas de alta energia	1	0	2	Descargas de potência. Arco. Ruptura dielétrica do óleo entre enrolamentos, entre espiras ou entre espira e massa, corrente de interrupção no seletor.
6	Sobreaquecimento ($150 < T < 300$) °C (nota d)	0	2	0	Sobreaquecimento local do núcleo devido a concentrações de fluxo. Pontos quentes de temperatura crescente, desde pequenos pontos no núcleo, sobreaquecimento do cobre devido a correntes de Foucault, maus contatos (formação de carbono por pirólise) até pontos quentes devido a correntes de circulação entre núcleo e carcaça.
7	Sobreaquecimento ($300 < T < 700$) °C	0	2	1	
8	Sobreaquecimento $T > 700$ °C (nota e)	0	2	2	

Este método é baseado nas relações C_2H_2/C_2H_4 , CH_4/H_2 e C_2H_4/C_2H_6 e utiliza duas tabelas para realizar o diagnóstico da amostra em análise.

A tabela 2.8 é preenchida levando em consideração as seguintes notas (ABNT, 1982):

a-) O código utilizado para as relações é dado abaixo, sendo que, para efeito de codificação, as relações com denominador igual a zero, são consideradas iguais a zero:

Tabela 2-9 - Relações características entre gases (ABNT, 1982)

Relação entre os gases característicos (R)	Código		
	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
$0,1 > R$	0	1	0
$0,1 \geq R \geq 1$	1	0	0
$1 \geq R \geq 3$	1	2	1
$3 < R$	2	2	2

b) Os valores dados para as relações devem ser considerados apenas como típicos.

c) Nesta tabela a relação C_2H_2/C_2H_4 se eleva de um valor compreendido entre 0,1 e 3 a um valor superior a 3 e a relação C_2H_4/C_2H_6 de um valor compreendido entre 0,1 e 3 a um valor superior a 3 quando a intensidade da descarga aumenta.

d) Este tipo de falha é indicada normalmente por um aumento da concentração dos gases. A relação CH_4/H_2 é normalmente da ordem de 1; o valor real superior ou inferior a unidade, depende de numerosos fatores tais como, o tipo de sistema de preservação do óleo, a temperatura e a qualidade do óleo.

e) Um aumento da concentração de C_2H_2 pode indicar que a temperatura do ponto quente é superior a 1000 °C.

f) Os transformadores equipados com comutador de tensões sob carga podem indicar falhas do tipo 202/102 se os gases gerados pela decomposição do óleo

formados no comutador puderem se difundir no óleo do tanque principal do transformador.

g) Na prática podem ocorrer combinações de relações diferentes da tabela. Para estes casos deve-se considerar a taxa de evolução.

A aplicação dos métodos descritos acima não permite uma interpretação perfeita e completa do *status* do transformador, e a combinação de vários critérios resulta quase sempre em diagnósticos diferentes, conseqüentemente a aplicação de técnicas de inteligência artificial pode ser utilizada para tratar essas desvantagens (THANG, AGGARWAL, et al., 2000).

3 MÉTODOS DE ACOMPANHAMENTO DA CONCENTRAÇÃO DE GASES DISSOLVIDOS EM ÓLEO ISOLANTE

Nos transformadores elétricos isolados a óleo a inspeção direta de seus componentes não é possível sem a retirada de operação dos equipamentos. Já que isto é exatamente o que se procura evitar através da manutenção, se faz necessário utilizar um procedimento indireto. Os procedimentos de manutenção preditiva³ de transformadores de potência, baseiam-se principalmente no acompanhamento periódico e sistemático dos gases dissolvidos no seu líquido isolante (WPA, 1994).

Para a realização deste monitoramento, têm-se dois métodos, a análise *off-line* ou tradicional e o acompanhamento *on-line* ou em tempo real. O objetivo deste capítulo é a apresentação dos meios de acompanhamento de gases dissolvidos utilizados nos dois casos.

3.1 Método tradicional - cromatografia

A cromatografia é um método físico-químico de separação. Ela está fundamentada na migração diferencial dos componentes de uma mistura, que ocorre devido a diferentes interações, entre duas fases imiscíveis, a fase móvel e a fase estacionária. A grande variedade de combinações entre fases móveis e estacionárias a torna uma técnica extremamente versátil e de grande aplicação (DEGANI, CASS, et al., 1998).

³ A manutenção preditiva é uma técnica de manutenção que consiste em acompanhar, periodicamente, as características e propriedades dos diversos componentes de um sistema e proceder a uma intervenção quando verificado que se encontra na iminência de falhar (NEPOMUCENO, 1999).

A análise cromatográfica dos gases dissolvidos no óleo é feita em três etapas: a amostragem do óleo, a extração dos gases da amostra de óleo e a análise dos gases extraídos da amostra no cromatógrafo de gases, responsável pela identificação e quantificação de cada gás dissolvido no óleo (ABNT, 1981; MILASCH, 1984).

A amostragem é uma etapa muito importante do sistema de análise. A amostra recolhida, para ser representativa do equipamento, deve ser proveniente do óleo de circulação da parte ativa. As amostras devem ser tiradas, de preferência, com o equipamento em condições normais de operação (VIEIRA, MATTOS, 1990).

O procedimento detalhado de amostragem é descrito na norma NBR 7070. A seguir encontram-se algumas considerações sobre a amostragem:

- deve ser dada atenção particular para as precauções de segurança, particularmente no caso de amostragem em equipamento energizado.
- a seringa de vidro com torneira de três vias é o recipiente ideal para coleta da amostra;
- para enchimento da seringa deve-se aproveitar a própria pressão da coluna de óleo do transformador.
- deve-se evitar puxar o êmbolo da seringa, durante a amostragem, pois, este procedimento pode provocar uma diminuição da pressão interna da mesma, podendo provocar a defasagem parcial do óleo, tornando a amostra não mais representativa do óleo em circulação no transformador.
- normalmente a tomada de amostra deve ser realizada na válvula inferior de amostragem, por questões de facilidade e segurança. Entretanto, qualquer outro lugar em que se possa obter uma amostra do óleo que está em circulação na parte ativa pode ser utilizada.

Para a extração dos gases presentes na amostra são utilizados diversos aparelhos, apresentados na figura 3.1.

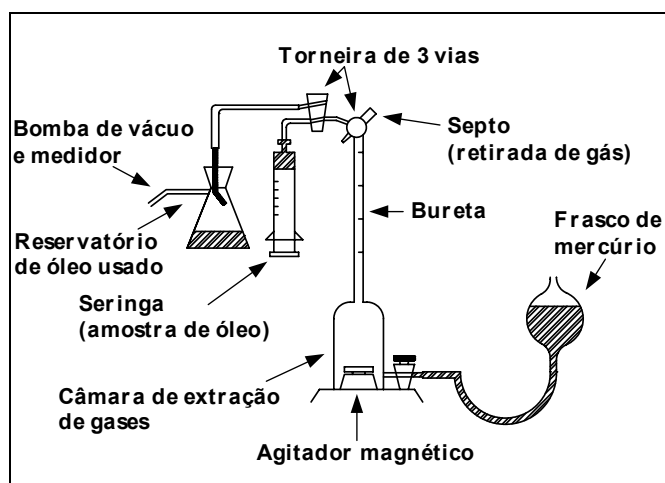


Figura 3-1- Aparelhagem para extração de gases (ABNT, 1981)

Para identificação e quantificação dos gases presentes na amostra, uma pequena alíquota dos gases extraídos é então analisada em cromatógrafo. Os resultados obtidos são avaliados de acordo com os métodos estabelecidos de diagnóstico, apresentados no capítulo 2.

3.1.1 Cromatógrafo

No cromatógrafo ocorrem os processos de reconhecimento e avaliação dos gases presentes na amostra. Como resultado da análise se obtém um cromatograma⁴.

As unidades fundamentais de um cromatógrafo, apresentadas na figura 3.2, são (CHEMKEYS, 2004):

- 1 - gás de transporte e controle de fluxo;
- 2 - injetor (vaporizador) de amostra;

⁴ Gráfico onde se indicam os compostos e o grau de concentração dos compostos que se encontram presente em uma mistura. Permite a obtenção de dois importantes parâmetros de informação: o tempo de retenção e a área do pico (LANÇAS, 1993).

- 3 - coluna cromatográfica e forno da coluna;
- 4 - detector;
- 5 - eletrônica de tratamento (amplificação) de sinal;
- 6 - registro de Sinal (registrador ou computador).

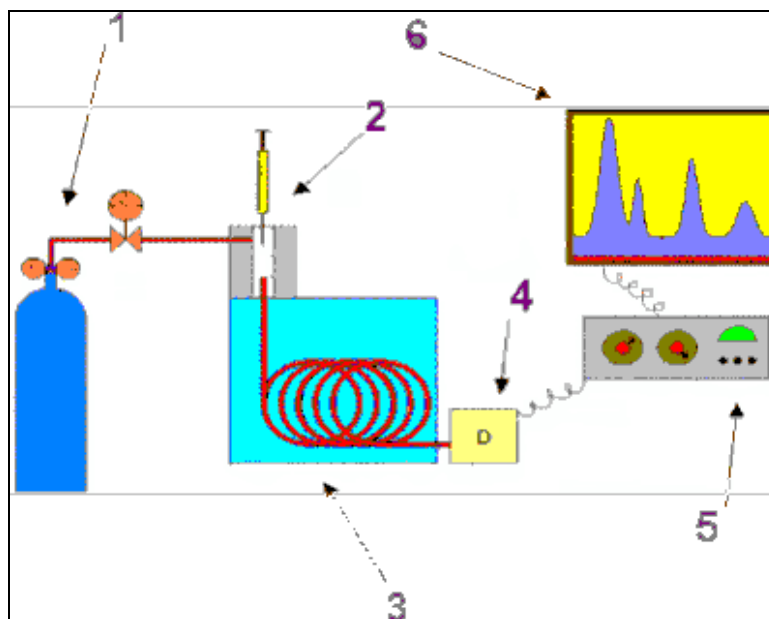


Figura 3-2 - Representação esquemática de um sistema de análise cromatográfica
(CHEMKEYS,2004)

3.1.1.1 Gás de transporte e controle do fluxo

Um cilindro contendo o gás sob alta pressão serve como fonte do gás de transporte, cuja função é levar as moléculas, da amostra a ser separada, do ponto de injeção até o detector, passando pela coluna onde a separação irá ocorrer.

Deve apresentar as seguintes características (COLLINS, BRAGA, et al., 1993):

- não interagir com a fase estacionária nem com a amostra;
- alta pureza;
- baixo custo;
- ser adequado ao detector em uso.

Os gases mais usados como fases móveis são o nitrogênio, hélio, hidrogênio e argônio.

A vazão do gás de arraste deve ser constante durante a análise, independentemente de variáveis operacionais tais como pressão na entrada da coluna, pressão na saída do detector, temperatura, etc., para que haja reprodutibilidade nos tempos de retenção. A análise quantitativa também é afetada por variações de vazão, devido a mudanças nas áreas dos picos (LANÇAS, 1993, BAUGH, 1993).

3.1.1.2 Injetor

Na versão mais simples, trata-se de um bloco de metal conectado à coluna cromatográfica e à alimentação de gás de transporte. Este bloco contém um orifício com um septo, geralmente de borracha de silicone, pelo qual amostras líquidas ou gasosas podem ser injetadas.

Há dois sistemas gerais para a injeção de amostras gasosas: seringas e válvulas. Apesar de não possibilitar a mesma exatidão apresentada pela válvula de injeção, as seringas são úteis para a maioria dos propósitos, além de baratas e altamente versáteis, isto é, permitem grande flexibilidade quanto ao volume a ser injetado (NOGUEIRA, 2004).

O injetor deve estar aquecido a uma temperatura acima do ponto de ebulição dos componentes da amostra, para que a amostra se volatilize completa e instantaneamente e seja carregada para a coluna. Se a temperatura for excessivamente alta, pode ocorrer decomposição da amostra (CHEMKEYS, 2004).

A amostra deve entrar na coluna na forma de um segmento estreito, para evitar alargamento dos picos.

3.1.1.3 Coluna cromatográfica

As colunas são os dispositivos fundamentais de um cromatógrafo, que permitem a separação dos constituintes da amostra. Para se obter a separação de compostos é necessária que a coluna seja eficiente, ou seja, que exista uma grande diferença entre os coeficientes de adsorção das substâncias de interesse (COLLINS, 1993).

Na versão mais comum, as colunas convencionais são preenchidas integralmente com as partículas da fase estacionária, um sólido ativo. São denominadas colunas empacotadas ou recheadas, geralmente empregada na análise de gases (NOGUEIRA, 2004), conforme a figura 3.3.

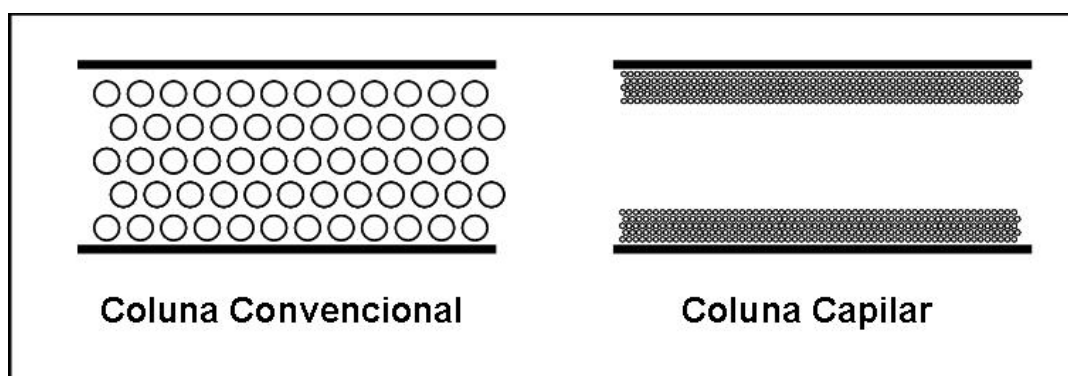


Figura 3-3 - Colunas típicas utilizadas em cromatografia gasosa

O preenchimento das colunas é feito com polímeros porosos especiais, Porapak, tipos N, P, Q, R, S e T, e Chromosorb (série 100). Todos os tipos podem ser utilizados na faixa de temperatura de (-78 a + 250) °C. As vantagens destes materiais são (LANÇAS, 1993):

- não existir arraste da fase estacionária e, portanto, alta sensibilidade da linha básica;
- não adsorver compostos polares, uma mesma coluna pode ser usada para separar gases, álcoois e glicóis;

- não propiciar variações de tempo de retenção, pois não perdem fase estacionária;
- as colunas são facilmente empacotadas;
- fácil separação da água de materiais orgânicos sem picos assimétricos;
- grande área de superfície de contato.

3.1.1.4 Detector

As substâncias presentes na amostra passam através da coluna, onde são separadas, e chegam ao sistema de detecção, cuja função é indicar e quantificar os componentes separados pela coluna. Um grande número de detectores é utilizado em cromatografia gasosa, sendo os mais comuns (CHEMKEYS, 2004):

- detector por condutividade térmica;
- detector por ionização de chama;
- detector por captura de elétrons;
- detector fotométrico de chama;
- detector de condutividade eletrolítica.

A influência da temperatura no detector depende consideravelmente do tipo de detector empregado. Como regra geral, o detector e sua conexão com a saída da coluna deverão estar suficientemente quentes de forma a evitar condensações da amostra. Um dos efeitos provocados pela condensação da amostra é o alargamento dos picos (LANÇAS, 1993).

3.1.1.5 Análise qualitativa

Na análise qualitativa, o objetivo é a identificação individual das espécies contidas na amostra. A identificação das substâncias pode ser feita comparando-se

o tempo de retenção de um padrão com o tempo de retenção⁵ de uma amostra (VOGEL, 1992, LANÇAS 1993). Se um composto conhecido possui o mesmo tempo de retenção que um dado elemento na amostra, trata-se da mesma substância, (figura 3.4).

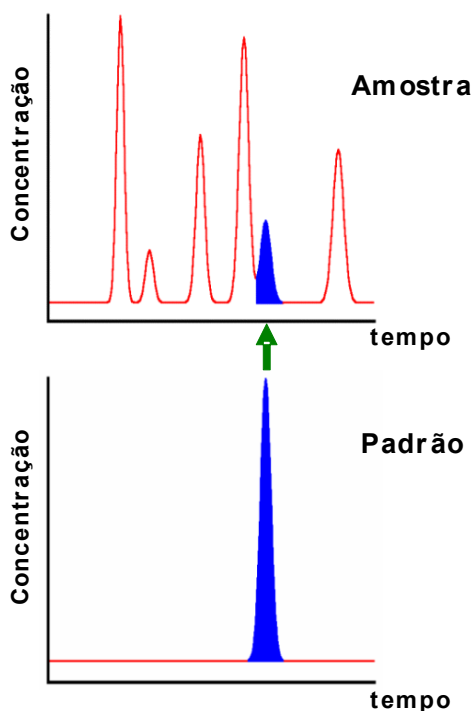


Figura 3-4 – Comparação entre cromatogramas da amostra e de uma solução padrão

3.1.1.6 Análise quantitativa

A cromatografia gasosa é uma técnica eminentemente quantitativa. O princípio básico da quantificação é que a área dos picos registradas no cromatograma é proporcional à massa do composto injetado.

Existem vários modos de se medir a área de um pico cromatográfico:

- técnicas manuais;
- integradores eletrônicos;

⁵ Definido como o tempo decorrido entre a injeção da amostra e o máximo pico cromatográfico do composto (CHEMKEYS, 2004).

- computadores.

Qualquer que seja o modo usado para medir a área dos picos, o procedimento geral de uma análise quantitativa por cromatografia gasosa envolve a obtenção do cromatograma da amostra, a medida da área dos picos de interesse e o cálculo da massa correspondente a cada um dos picos.

Este cálculo deve ser feito empregando uma curva de calibração, gráfico que correlaciona a área do pico com a massa do composto. A curva de calibração é obtida a partir da cromatografia de padrões contendo massas conhecidas dos compostos a serem quantificados. Para cada substância, deve ser feita uma curva de calibração própria, já que cada composto responde de maneira diferente ao detector (CHEMKEYS, 2004).

3.2 Métodos *on-line*

O acompanhamento em tempo real da condição do óleo de transformadores é uma técnica recente, sendo uma prática de manutenção preditiva com os seguintes objetivos: operar o transformador com o rendimento máximo, detectar os primeiros sinais de falha, reduzir as paradas não agendadas e as falhas do equipamento, e aumentar a vida útil do transformador (GE ENERGY SERVICES, 2004a).

Os sistemas de medição que monitoram a concentração de gases dissolvidos em óleo de modo *on-line* são apresentados na seqüência deste capítulo.

3.2.1 Hydran

O Hydran é um sistema de medição da concentração de gases dissolvidos em óleo fabricado pela GE Energy Services do Canadá, (figura 3.5).

O Hydran é composto por dois módulos principais, o primeiro chamado de Hydran 201 Ti – Intelligent Transmitter, consiste em um pequeno cilindro que é

diretamente ligado à válvula de saída de óleo do transformador. Contém o sensor de gás do Hydran, o sistema de controle da temperatura da câmera do sensor e o microprocessamento de controle do instrumento. O Hydran 201 Ti também possui os contatos de alarme (nível de gás alto, muito alto e de falha do sistema), saída analógica, *display* e um teclado alfanumérico que permite o controle do sistema de medição (SM) sem requerer o uso de um computador externo (GE ENERGY SERVICES, 2003).



Figura 3-5 – Hydran (GE ENERGY SERVICES, 2004b)

O Hydran 201 Ci-1 é a unidade de comunicação do SM, possui uma saída RS-232 para a conexão ao um computador externo ou *modem* e uma RS-485 para a comunicação com outros Hydran 201 Ci-1. Também indica a leitura realizada pelo Hydran 201 Ti, bem como a atuação dos alarmes do SM.

3.2.1.1 Sensor do Hydran 201

Os gases combustíveis dissolvidos no óleo passam através de uma membrana permeável onde são extraídos do óleo, indo para dentro de um detector

eletroquímico de gás onde são combinados com oxigênio para produzir um sinal que é proporcional a taxa de reação entre os estes gases, (figura 3.6). O sensor do Hydran 201 é seletivo para o hidrogênio (H_2), monóxido de carbono (CO), acetileno (C_2H_2) e etileno (C_2H_4) os quais são gases primários gerados em falhas de isolamento do transformador.

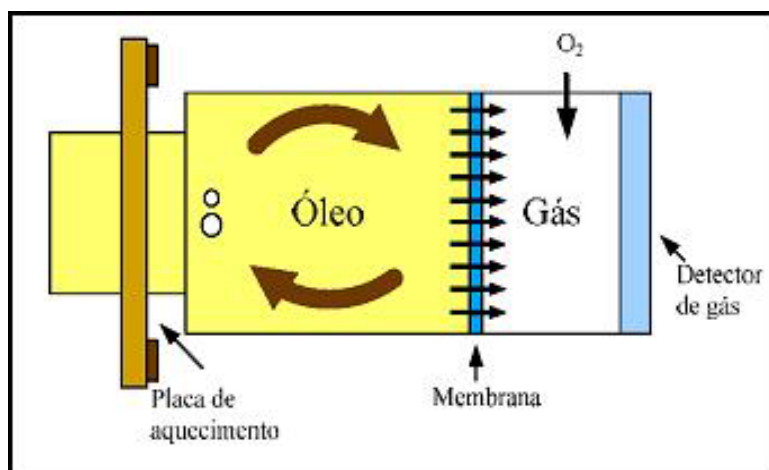


Figura 3-6 - Sensor de gás do Hydran (NOGUEIRA, 2004)

A leitura do Hydran é composta pela soma ponderada dos quatro gases chaves encontrados dissolvidos no óleo. Sendo que a indicação do Hydran é o resultado da equação (3.1) (GE ENERGY SERVICES, 2003).

$$\text{Leitura} = [H_2] + 18\%[CO] + 8\%[C_2H_2] + 1,5\%[C_2H_4] \quad (3.1)$$

Onde:

H_2 : concentração de hidrogênio;

CO: concentração de monóxido de carbono;

C_2H_2 : concentração de acetileno;

C_2H_4 : concentração de etileno.

3.2.1.2 Características técnicas do Hydran

As características técnicas do Hydran são apresentadas na tabela 3.1.

Tabela 3-1 – Características principais do Hydran 201 Ti (GE ENERGY SERVICES, 2003)

Faixa de medição:	(0 a 2000) ppm (volume / volume, H ₂ equivalente).
Incerteza de medição:	± 10% da leitura ± 25 ppm.
Identificação de H ₂ :	Leitura = 100% de concentração.
Identificação de CO:	Leitura = (18 ± 3)% de concentração.
Identificação de C ₂ H ₂ :	Leitura = (8 ± 2)% de concentração.
Identificação de C ₂ H ₄ :	Leitura = (1,5 ± 0,5)% de concentração.
Resolução:	1 ppm (μmol / mol).
Tempo de resposta:	10 minutos (para uma variação de 90%)
Saída analógica:	(0 a 1) mA, 2 V no máximo.
Opção de saída:	(4 a 20) mA, 10 V no máximo.
Temperatura do óleo:	(- 50 a + 55) °C.
Pressão de óleo:	(0 a 700) kPa.
Comunicação:	RS 232.

3.2.2 GMM – Tree Tech

O GMM é um sistema de medição desenvolvido pela Tree Tech, com tecnologia nacional, para a monitoração de gases dissolvidos em óleo isolante (hidrogênio), usados em transformadores e aparelhagens de alta tensão. O GMM também monitora a temperatura e teor de água do óleo. Através de cálculos o GMM disponibiliza as taxas de evolução do hidrogênio e do teor de água.

O GMM é composto por dois módulos: GMM – medidor e GMM – MMI, (figura 3.7).

3.2.2.1 GMM – medidor

É o módulo que contém as membranas para a extração do hidrogênio dissolvido no óleo e os sensores para a medição das grandezas a serem monitoradas. É provido de adaptador para a conexão direta na válvula do transformador ou equipamento de instalação, consistindo de: uma câmara contendo o sistema de extração de gases (membranas), uma válvula de desaeração e amostragem de óleo,

equalizador de pressão, um conjunto de placas (PCIs), para alimentação e comunicação serial (RS 485) para a conexão com o módulo GMM – MMI ou rede de comunicação (TREE TECH, 2004).



Figura 3-7 - GMM, adaptado de TREE TECH (2005)

3.2.2.2 GMM - MMI

Módulo de interface, provido de dois *displays* para a indicação local, duas saídas de corrente para a indicação remota, configuráveis por software, duas saídas seriais, sendo uma reversível (RS 232 ou RS 485), para a conexão com o GMM – medidor. O GMM - MMI possui seis LED's para a sinalização das condições de alarmes, oito contatos configuráveis NA / NF e um relógio interno.

Durante o modo normal de trabalho o GMM – MMI indica em tempo real e de forma seqüencial: concentração de hidrogênio, temperatura do óleo, teor de água e taxas de evolução de hidrogênio e do teor de água.

3.2.2.3 Características técnicas do GMM

O GMM SM da concentração de gases dissolvidos em óleo apresenta as seguintes características técnicas, (tabela 3.2).

Tabela 3-2 - Características técnicas do GMM (TREE TECH, 2004)

Faixa de medição (H ₂):	(0 a 2000) ppm (volume / volume).
Incerteza de medição (H ₂):	± 5 % da leitura ± 20 ppm.
Faixa de medição (umidade):	(0 a 100) %.
Incerteza de medição (umidade):	± 2 %.
Resolução:	1 ppm (μmol / mol).
Saída analógica:	Duas saídas configuráveis.
Temperatura ambiente:	(-10 a + 100) °C.
Temperatura do óleo:	(-10 a + 100) °C.
Pressão de óleo:	± 1 MPa.
Comunicação:	RS 232 e RS 485.

3.2.3 Calisto

O Calisto fabricado pela Morgan Schaffer, empresa canadense, é um dispositivo que mede continuamente a concentração de hidrogênio e de água dissolvidos no óleo do transformador. O Calisto é usado para detectar falhas incipientes do transformador, com o adicional da monitoração contínua da água dissolvida, um parâmetro importante para avaliar a condição das características do sistema de isolamento do transformador (conjunto papel e óleo).

**Figura 3-8 - Calisto (MORGAN SCHAFFER, 2004a)**

Diferentemente dos outros SM da concentração de gases dissolvidos apresentados, o Calisto, para obter uma amostra representativa do óleo do

refletida diretamente em uma mudança significativa na condutividade térmica (MORGAN SCHAFFER, 2004a).

O Calisto apresenta as seguintes características técnicas principais, (tabela 3.3).

Tabela 3-3 - Características técnicas do Calisto (MORGAN SCHAFFER, 2004b)

Faixa de medição (H ₂):	(0 a 50000) ppm.
Incerteza de medição (H ₂):	± 5% da leitura ± 5 ppm.
Faixa de medição (umidade):	(0 a 100) %.
Incerteza de medição (umidade):	± 2 %.
Resolução (H ₂):	5 ppm (μmol / mol).
Tempo de resposta (H ₂):	60 minutos (para uma variação de 50%)
Tempo de resposta (umidade):	5 minutos (para uma variação de 90%)
Saída analógica:	(4 a 20) mA.
Temperatura do óleo:	(-40 a + 120) °C.
Pressão de óleo:	Pleno vácuo até 275 kPa
Comunicação:	Duas saídas RS 232.

3.2.4 True Gas

Os analisadores de gás de transformadores True Gas da Serveron Corporation, Estados Unidos, são verdadeiros cromatógrafos acoplados ao transformador, (figura 3.10). Os instrumentos do True Gas fazem um exame de laboratório no óleo transformador, fornecendo as leituras de oito tipos de gases de falha.

Os erros introduzidos com da manipulação da amostra são eliminados. As amostras são realizadas com o intervalo de quatro horas, fazendo um acompanhamento praticamente *on-line* da situação do transformador.



Figura 3-10 - True Gas (SERVERON CORPORATION, 2005a)

O True Gas combina uma tecnologia própria de extração dos gases dissolvidos no óleo e um robusto cromatógrafo, capaz de ser instalado nas rigorosas condições ambientais de uma subestação.

O cromatógrafo do True Gas é sensível a oito tipos de gases de falha, sendo estes: acetileno (C_2H_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), hidrogênio (H_2), oxigênio (O_2), etileno (C_2H_4), monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO_2).

Os subsistemas do True Gas são os seguintes, (figura 3.11) (SERVERON CORPORATION, 2005b):

- extrator de gases montado diretamente no transformador;
- cromatógrafo acoplado ao transformador;
- tanque de verificação com concentrações conhecidas e rastreáveis de cada gás de falha, apropriado para a verificação em campo do desempenho do instrumento;

- microcontrolador e memórias não voláteis capazes de armazenar um ano de dados, *modem* industrial integrado e indicadores de status externos;
- True Gas software, capaz de direcionar a conexão do modem ao instrumento para *download* de todos os dados a um computador remoto.

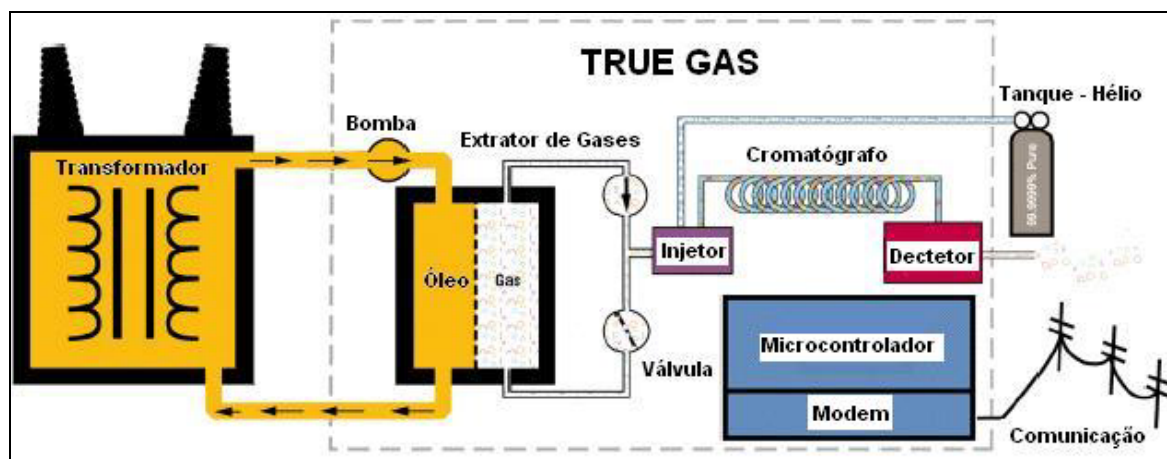


Figura 3-11 - Componentes do True Gas, adaptado de SERVERON CORPORATION (2005b)

As características técnicas apresentadas pelo True Gas são as seguintes principais, (tabela 3.4).

Tabela 3-4 - Características técnicas do True Gas (SERVERON CORPORATION, 2005c)

Gás	Faixa de Medição	Incerteza de medição
Hidrogênio (H ₂):	(10 a 2000) ppm (volume / volume).	± 10% da leitura.
Acetileno (C ₂ H ₂):	(5 a 500) ppm.	± 10% da leitura ± 1 ppm.
Etileno (C ₂ H ₄):	(7 a 2000) ppm.	± 10% da leitura ± 1 ppm.
Monóxido de Carbono (CO):	(5 a 2000) ppm.	± 10% da leitura ± 1 ppm.
Metano (CH ₄):	(50 a 2000) ppm.	± 10% da leitura.
Etano (C ₂ H ₆):	(10 a 2000) ppm.	± 10% da leitura.
Oxigênio (O ₂):	(10 a 1400) ppm.	± 10% da leitura.
Dióxido de carbono (CO ₂):	(5 a 7000) ppm.	± 10% da leitura ± 1 ppm.
Temperatura do Óleo:	(15 a 55) °C.	
Período de Amostragem:	4 h.	

Os métodos de acompanhamento da quantidade de gás dissolvido em óleo e os sistemas de medição descritos neste capítulo, nos apresentaram as ferramentas disponíveis para a elaboração de um protótipo que seja capaz de monitorar o óleo de múltiplos transformadores.

4 DESENVOLVIMENTO DA CONCEPÇÃO DO MÚLTIPLO ANALISADOR DE GASES DISSOLVIDOS EM ÓLEO (MAGO)

O método utilizado para o desenvolvimento do protótipo MAGO baseia-se na técnica de Função do Desdobramento da Qualidade (QFD) e na técnica de Função Síntese, que prevêm o detalhamento progressivo e sistemático do projeto. Apesar de exigir um envolvimento inicial maior nas fases de planejamento e concepção, o resultado final é uma redução nos tempos e custos do projeto.

O projeto inicia pela identificação das necessidades potenciais do cliente, no caso do MAGO, a Celesc é a financiadora do projeto e principal interessada na concepção do protótipo. As informações obtidas nesta etapa são usadas para compor o cenário do protótipo, isto é, como ele se insere num contexto global, envolvendo aspectos técnicos e econômicos. O passo seguinte inclui a definição em todos os níveis das funções necessárias ao produto. Para executar cada função foram idealizadas diferentes concepções de mecanismos ou dispositivos. Essas foram otimizadas e comparadas entre si a fim de que seja selecionada a concepção mais apropriada para que, finalmente, o detalhamento do projeto seja iniciado. Cada uma dessas etapas será descrita em profundidade no decorrer deste capítulo.

4.1 Características desejáveis do MAGO

Através de encontros junto a Celesc foram identificados os principais requisitos que o projeto deveria apresentar. Esses são descritos através de uma lista de características desejáveis. As características e sua importância são obtidas considerando parâmetros relacionados a:

- grandeza a medir;
- aplicações típicas;
- formas de apresentação dos resultados;
- condição de operação;
- modo de operação;
- portabilidade;
- tempo máximo por análise;
- tempo máximo de instalação;
- volume de óleo utilizado por operação;
- alimentação.

a) Grandeza a medir

O protótipo deve ser capaz de medir a concentração de gás dissolvido em óleo de múltiplos transformadores.

Deve perceber a comutação do óleo em análise, sem que ocorra a contaminação do óleo em diagnóstico com o óleo que estava sendo anteriormente monitorado. O protótipo deverá ser sensível aos principais gases gerados em falhas internas do transformador, especialmente: hidrogênio (H₂), acetileno (C₂H₂), etileno (C₂H₄) e monóxido de carbono (CO).

O protótipo deverá atingir uma incerteza máxima de $\pm 20\%$ da leitura e ter uma faixa de medição de (0 a 2000) ppm.

b) Aplicações típicas

Subestações da Celesc com um, dois ou três transformadores de potência.

c) Forma de apresentação dos resultados

Os resultados obtidos nas análises devem ser expressos localmente, interior do protótipo, e disponibilizados remotamente. O protótipo também deverá ter um banco

de dados com os resultados obtidos durante as medições, para a elaboração de gráficos e relatórios mais detalhados da condição operacional do óleo do transformador analisado.

d) Condição de operação

O protótipo estará inserido dentro do pátio de uma subestação, sujeito a rigorosas condições operacionais, como: elevado campo elétrico, alta interferência eletromagnética, variações de temperatura (-10 a + 40) °C e instalação desabrigada.

O MAGO deverá ser instalado a uma distância máxima de 15 m do transformador, sempre de modo que a circulação do óleo desde o transformador até o protótipo ocorra por gravidade.

e) Modo de operação

Os modos de operação que o protótipo deve possuir são: modo de comando local e modo de comando remoto. Sendo que o modo local deve estar sempre disponível para a operação.

f) Portabilidade

O sistema desenvolvido deve ser portátil. Deve ter dimensões reduzidas, sendo possível seu transporte ser realizado através de camionetes simples. O conjunto final deve ser montado sobre rodas para facilitar o seu deslocamento dentro da subestação.

g) Tempo máximo por análise

O tempo máximo desejável por óleo analisado deve ser de 10 h, um tempo maior que este pode comprometer a representatividade da amostra.

h) Tempo máximo de instalação (*setup*)

O tempo máximo de instalação desejável para o MAGO é 2 h, com a utilização de duas pessoas habilitadas para realizar determinada tarefa.

i) Volume de óleo utilizado por operação

O volume de óleo utilizado por análise realizada pelo MAGO não deve exceder a 2 l. Este limite é relativo ao volume de óleo despendido no processo de amostragem para a realização do exame cromatográfico do óleo (CELESC, 1995).

j) Alimentação

O protótipo deverá ser alimentado em 220 V, 60 Hz.

4.2 Panorama do MAGO

As informações obtidas a partir da análise das características desejáveis foram utilizadas na composição do panorama⁶ em que se localiza o MAGO.

Os principais objetivos do protótipo são:

- efetuar a multiplexação da monitoração da quantidade de gases dissolvidos em óleo de múltiplos transformadores;
- permitir o acompanhamento da situação do óleo de um dado transformador remotamente e em tempo real;
- medir com incertezas comparáveis aos sistemas existentes.

De modo geral os objetivos do projeto são:

- adquirir e avaliar metrológica e operacionalmente um sistema de medição para a monitoração *on-line*, no campo, da concentração de gases dissolvidos em óleo de transformador;
- construir, montar e testar um sistema multiplexado para monitorar vários transformadores com um único sensor.
- gerar conhecimentos para a realização de desenvolvimentos futuros na área.

⁶ O panorama é definido como o equilíbrio entre o idealmente desejável e o viável sob os aspectos tecnológico e econômico.

Os consumidores / beneficiários diretos do projeto são:

- no primeiro momento, o Departamento de Engenharia de Manutenção da Celesc é o principal beneficiado.
- no segundo momento, com a elevação da confiabilidade dos transformadores, os consumidores de energia elétrica serão beneficiados pela redução da taxa de falha do fornecimento de energia elétrica.

O protótipo desenvolvido será utilizado nas subestações da Celesc, devendo ser instalado para a monitoração de um a três transformadores. Possuindo controle local e remoto. Utilizando no máximo 2 l por análise e medindo a concentração de gás dissolvido em óleo com incertezas compatíveis aos dos meios de medição existentes, uma visualização do princípio do MAGO pode ser obtida na figura 4.1.

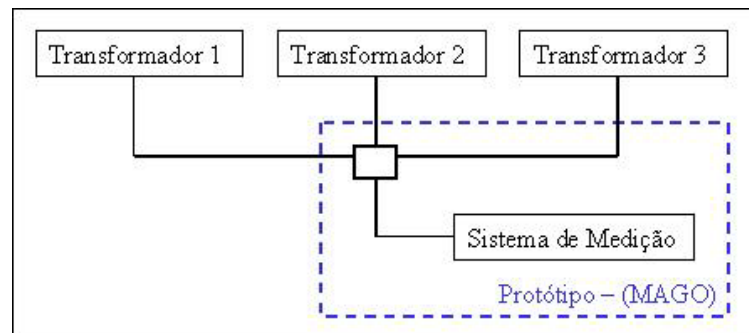


Figura 4-1 – Esquema geral do sistema de multiplexação

As principais técnicas concorrentes são a cromatografia, método tradicional, e os sistemas de medição *on-line*, Hydran, GMM – Tree Tech, Calisto e True Gas.

Comparativamente às técnicas anteriores, as vantagens do protótipo proposto seriam:

- possibilidade de monitorar até três transformadores com um único SM da concentração de gases dissolvidos em óleo;
- possibilidade de acompanhar remotamente a condição do óleo do transformador;

- redução no volume de óleo despendido por análise;
- possibilidade da realização de um melhor diagnóstico da condição operacional do transformador.

Como desvantagens, podem ser citadas as seguintes:

- o sistema exige que adaptações sejam feitas na válvula de saída dos transformadores;
- a subestação deve possuir um local vago onde o MAGO será localizado;
- a subestação onde o MAGO será instalado deverá possuir ponto de rede disponível, para a comunicação entre o MAGO e a rede da Celesc;
- a subestação deverá possuir um ponto de alimentação (220 V, 60 Hz) no seu pátio de manobras.

4.3 Detalhamento das funções e princípios construtivos adotados

O objetivo mais importante nesta etapa do projeto é tornar possível a utilização de um único SM da concentração de gases dissolvidos em óleo, para monitorar múltiplos transformadores. O propósito de gerar um produto comercializável também não deve ser ignorado, pelo contrário, deve sempre ser considerado. No entanto, não se pretende ainda gerar uma ferramenta final dadas às dificuldades encontradas no decorrer do desenvolvimento do MAGO.

As macrofunções operacionais realizadas pelo protótipo são: obter a amostra de óleo, medir o óleo amostrado e comandar a multiplexação. O detalhamento de cada macrofunção e seus diferentes subníveis é realizado na seqüência.

4.3.1 Obter a amostra de óleo

Esta macrofunção está ligada ao processo de amostragem do óleo do transformador e o modo que este é realizado. A macrofunção “obter a amostra de óleo” foi dividida em:

- 1.1 - coletar o óleo para amostra;
- 1.2 - realizar a multiplexação da entrada da amostra;
- 1.3 - evitar a contaminação do óleo em amostragem com o óleo anteriormente analisado;
- 1.4 - realizar a destinação final do óleo analisado;
- 1.5 - evitar vazamentos no sistema hidráulico.

4.3.2 Medir o óleo amostrado

Esta função está diretamente relacionada ao aspecto final do protótipo, que é realizar a medição da concentração de gases dissolvidos no óleo. Subdividida em:

- 2.1 - medir amostra coletada;
- 2.2 - manter a representatividade da análise.

4.3.3 Comandar a multiplexação

Esta macrofunção é responsável por realizar o comando do protótipo e pela interface com o usuário. Esta função possui os seguintes subníveis:

- 3.1 - realizar comando local;
- 3.2 - realizar comando remoto;
- 3.3 - realizar a comunicação entre o protótipo e a Internet;
- 3.4 - sinalizar a atuação do protótipo;
- 3.5 - arquivar dados das análises realizadas.

4.4 Princípios construtivos adotados

Para realizar adequadamente cada função foram idealizadas diferentes concepções. Através da análise entre as vantagens e desvantagens inerentes a cada uma delas, procurou-se definir, para cada função, uma única concepção ou solução.

Nesta seção são apresentadas as funções e as respectivas soluções empregadas, enfatizando suas vantagens e problemas.

Tabela 4-1 - Soluções adotadas no protótipo MAGO

Função	Solução Adotada	Vantagens	Problemas
1.1 - Coletar o óleo para amostra.	Utilizar mangueiras para realizar a conexão entre o MAGO e os transformadores. A liberação do fluxo de óleo será controlada por válvulas solenóides simples acopladas a válvula de saída de óleo dos transformadores.	Praticidade, portabilidade.	A válvula de saída dos transformadores deverá ficar aberta. Ocorrendo falha no sistema hidráulico do MAGO poderá haver vazamento do óleo do transformador.
1.2 - Realizar a multiplexação da entrada da amostra.	Foram acopladas em série no circuito hidráulico válvulas solenóide com três vias e duas posições.	Facilidade de comando, dimensões reduzidas.	Dificuldade de realização da sua montagem e da sua manutenção.
1.3 - Evitar a contaminação do óleo em amostragem com o óleo anteriormente analisado.	Válvulas solenóides com três vias e duas posições.	Área reduzida de contato entre os óleos de distintos transformadores.	Dificuldade de realização da sua montagem e da sua manutenção.
1.4 - Realizar a destinação final do óleo analisado.	Depositar o óleo analisado em um reservatório, posicionado na parte inferior do protótipo.	Praticidade.	O óleo analisado será drenado do transformador.

Tabela 4-1 - Soluções adotadas no protótipo MAGO

Função	Solução Adotada	Vantagens	Problemas
1.5 - Evitar vazamentos no sistema hidráulico.	Replicação da válvula solenóide que acessa os transformadores, estas estão localizadas junto aos transformadores. Sendo utilizadas válvulas normalmente fechadas.	Maior segurança no sistema de conexão transformador – MAGO.	A alimentação das válvulas deverá ser levada desde o MAGO até o seu ponto de instalação.
2.1 - Medir a amostra coletada.	Utilização do Hydran ⁷ (composição de gases) e do GMM – Tree Tech (somente H ₂).	Com a utilização dos dois sistemas de medição pode-se realizar uma análise mais confiável.	Alto custo dos sistemas de medição empregados.
2.2 - Manter a representatividade da análise.	Drenar as mangueiras que ligam os transformadores ao MAGO antes de ser realizada a análise do óleo de interesse.	Facilidade de implementação.	Maior volume de óleo a ser utilizado por amostra.
3.1 - Realizar comando local.	Implementação de um circuito elétrico de comando, com relés e botoeiras.	Intertravamento entre acionamentos.	Dificuldade de manutenção.
3.2 - Realizar comando remoto.	Uso de uma chave comutadora para a seleção do modo de comando. Utilização de um controlador, Compact Fieldpoint (CFP).	Facilidade de implementação do comando do sistema hidráulico, através do módulo de relé do Compact Fieldpoint. Programação do CFP utilizando LabView.	O computador que irá comandar o MAGO remotamente deverá estar conectado na intranet da Celesc e possuir o software LabView Run Time Engine instalado.

⁷ O Hydran é sensível aos seguintes gases: hidrogênio (H₂), monóxido de carbono (CO), acetileno (C₂H₂) e etileno (C₂H₄).

Tabela 4-1 - Soluções adotadas no protótipo MAGO

Função	Solução Adotada	Vantagens	Problemas
3.3 - Realizar a comunicação entre o protótipo e a Internet.	A comunicação entre o MAGO e a rede, também é realizada pelo CFP. Foi utilizada fibra óptica como meio de transmissão de dados desde o MAGO até um ponto de rede da Celesc.	Com a utilização do CFP é possível realizar a comunicação, comando e aquisição de dados com o mesmo equipamento.	Com a utilização de enlace óptico para a comunicação, no MAGO teve que ser inserido um conversor elétrico / óptico.
3.4 - Sinalizar a atuação do protótipo.	Em nível local a sinalização é feita através de lâmpadas sinalizadoras. Remotamente é realizada através do software.	O circuito de comando e sinalização implementado atua de modo que a sinalização local sempre indique qual a situação de operação do MAGO.	Teve-se que implementar no software desenvolvido as indicações de atuação do protótipo.
3.5 - Arquivar dados das análises.	Uso do CFP.	Maximização da utilização dos recursos do CFP.	Os dados são salvos localmente no <i>drive</i> C do CFP e deverão ser acessados via ftp.

A abordagem adotada para a concepção do MAGO, com o detalhamento e desdobramento das funções que o protótipo deverá realizar facilitou a busca de soluções para as tarefas definidas e permitiu a discussão das soluções encontradas.

5 CONSTRUÇÃO DO MAGO

A partir dos resultados obtidos na etapa anterior de concepção do projeto, o protótipo foi desenvolvido.

Com o objetivo de racionalizar o desenvolvimento das soluções encontradas para as macrofunções que o protótipo apresenta, o projeto MAGO foi dividido em:

- projeto hidráulico;
- projeto elétrico e de comando;
- projeto de software de comando.

5.1 Projeto hidráulico

O protótipo MAGO foi desenvolvido sendo capaz de monitorar até três transformadores, sendo que para isso foi necessário levar as saídas de óleo dos transformadores para um local comum. A apresentação geral do princípio do MAGO pode ser observada na figura 4.1.

Para efetuar a multiplexação das saídas de óleo dos transformadores e levá-las até um único ponto de análise, foi necessário implementar um sistema hidráulico com mangueiras e válvulas solenóides, comandadas por um controlador. Todos estes equipamentos estão dispostos em um mesmo conjunto, com exceção das mangueiras.

O conjunto que abriga os componentes do sistema acima descritos, foi denominado de MAGO, sendo que este corresponde ao retângulo destacado na figura 5.1.

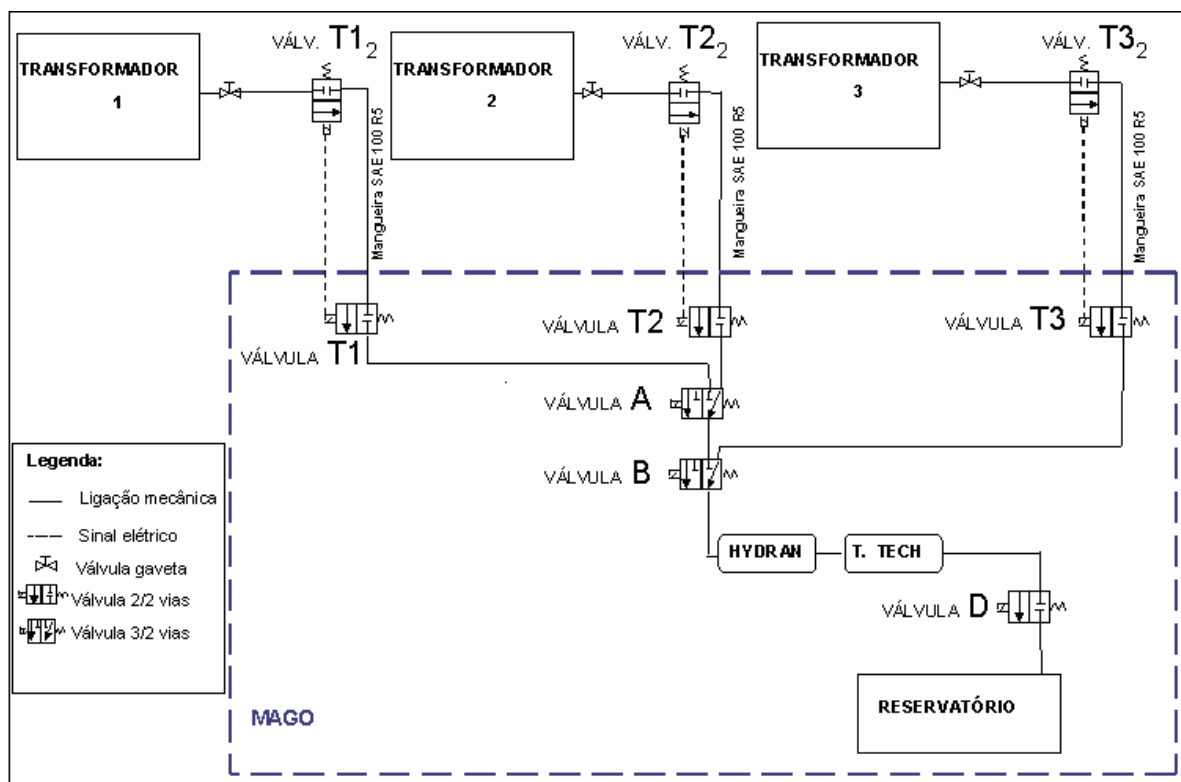


Figura 5-1 - Diagrama hidráulico

Para a multiplexação do óleo foi implementado uma lógica de comando hidráulico com a inserção de duas válvulas de três vias / duas posições em série com o sistema. Com isso se permite apenas a passagem do óleo proveniente do transformador que se deseja estudar.

As válvulas que permitem o acesso à saída dos transformadores para proporcionar ao sistema maior segurança foram duplicadas, de modo a isolar as mangueiras em dois pontos distintos.

Para realizar uma análise do óleo dos transformadores conectados ao sistema é necessário realizar a seguinte lógica de acionamentos:

- Análise do Transformador 1:
Acionar válvulas: T1, T1₂, A, B e D.
- Análise do Transformador 2:
Acionar válvulas: T2, T2₂, B e D.

- Análise do Transformador 3:

Acionar válvulas: T3, T3₂ e D.

Foram utilizados no protótipo dois SM da concentração de gases dissolvidos em óleo, o Hydran e o GMM - Tree Tech, já discutidos no capítulo 2.

As mangueiras utilizadas atendem a norma SAE 100 R5 e possuem terminações com engates rápidos em ambos os lados. Estas mangueiras possuem malha interna de aço e reforço com manta têxtil, robustas e próprias para o uso em questão.

As válvulas solenóides utilizadas no MAGO são de fabricação da Parker, com as seguintes especificações:

- Válvulas T1, T1₂, T2, T2₂, T3, T3₂ e D.

Válvulas Solenóide - Série 20

- duas vias - ação direta / duas posições;
- normalmente fechada;
- 1/4" NPT;
- diâmetro do orifício: 4,4 mm;
- aplicação: óleos leves;
- material: latão (corpo), buna-N (vedação);
- tensão: 220 V, 60 Hz;
- potência da bobina: 11 W;
- especificação: 20BF07CNZ – VE.

- Válvulas A e B.

Válvulas Solenóide - Série 30

- três vias - ação direta / duas posições;
- 1/4" NPT;

- diâmetro do orifício: 3,2 mm
- aplicação: óleos leves;
- material: latão (corpo), buna-N (vedação);
- tensão: 220 V, 60 Hz;
- potência da bobina: 11 W;
- especificação: 30BU09CNZ – VE.

5.2 Projeto elétrico e de comando

O projeto elétrico do protótipo foi elaborado para alimentar e proteger os componentes e os equipamentos que são energizados no MAGO. O protótipo é alimentado em 220 V, 60 Hz.

O quadro de cargas do MAGO pode ser observado abaixo.

Tabela 5-1 - Quadro de cargas do MAGO

Item	Descrição	Quantidade	Potência (W)	Pot. Total (W)
01	Válvulas solenóides	9	11	99
02	Hydran	1	350	350
03	GMM	1	100	100
04	Controlador	1	19	19
06	Conversor óptico / elétrico	1	10	10
Potência Total:				578

Com o somatório das cargas é possível calcular a solicitação de corrente do MAGO, bem como dimensionar a proteção da instalação elétrica.

$$I_{MAGO} = \frac{P_{total}}{V} \quad (5.1)$$

Substituindo os valores da potência total do protótipo e da tensão nominal de operação na equação 5.1, encontramos a corrente nominal do MAGO, $I_{MAGO} = 2,6$ A.

A proteção da instalação elétrica é realizada por um disjuntor de 6 A.

O projeto de comando do protótipo foi elaborado de forma a permitir dois modos de operação, operação via comando local e via comando remoto. No comando local, o controle sobre qual transformador será analisado é realizado através do acionamento de botoeiras, localizadas no interior do MAGO, (figura A.6).

Com o acionamento da botoeira de comando, ocorre a ativação dos relés, os quais alimentam através de seus contatos as válvulas. A seqüência de acionamento das válvulas já foi apresentada na seção 5.1.

No comando remoto o acionamento das válvulas é realizado através do controlador, comandado via Internet. A seleção entre modo local ou remoto é feita a partir da chave comutadora localizada no painel, (figura A.6).

No diagrama elétrico de comando pode-se observar o intertravamento dos relés, que impede que ocorra a inicialização de uma análise antes que a anterior esteja acabada ou cancelada, (figura 5.2).

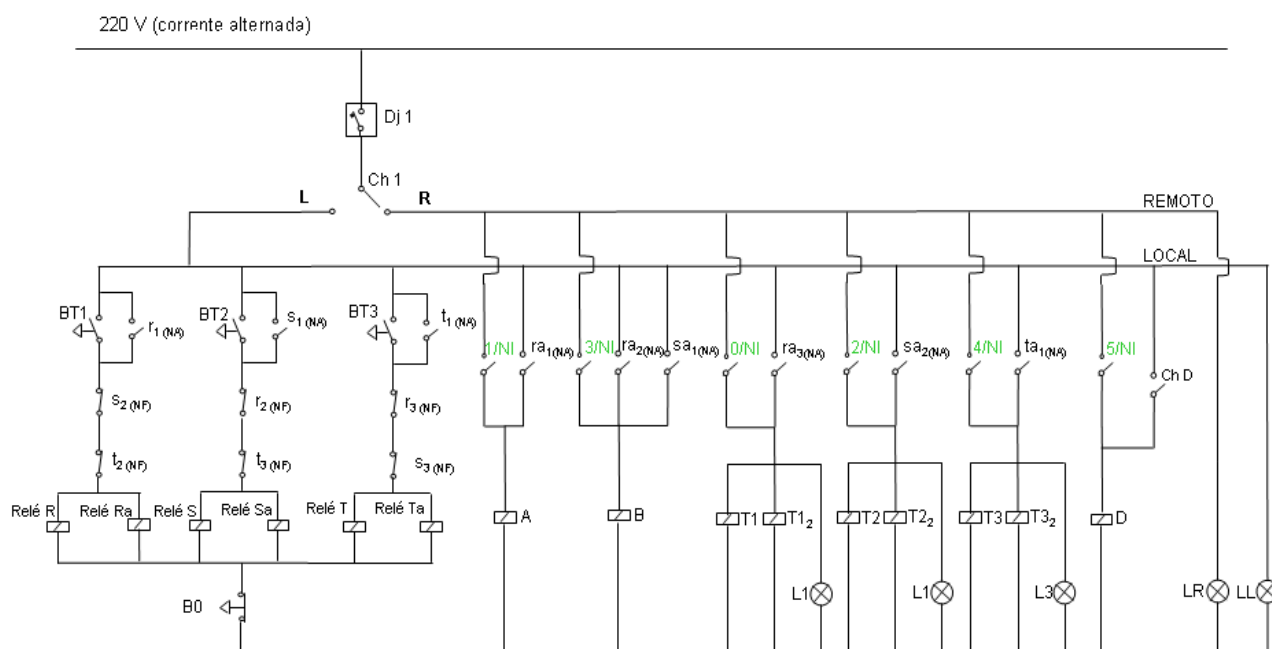


Figura 5-2 - Diagrama funcional de comando

Tabela 5-2 - Legenda do diagrama funcional

Legenda do Diagrama Funcional			
A	Solenóide da válvula A	LR	Lâmpada de monit. de remoto
B	Solenóide da válvula B	T1	Solenóide da válvula T1
B0	Bot. para desligar acion. local	T1₂	Solenóide da válvula T1 ₂
BT1	Bot. de acion. de T1 via local	T2	Solenóide da válvula T2
BT2	Bot. de acion. de T2 via local	T2₂	Solenóide da válvula T2 ₂
BT3	Bot. de acion. de T2 via local	T3	Solenóide da válvula T3
Ch 1	Comutadora (local – remoto)	T3₂	Solenóide da válvula T3 ₂
Ch D	Chave acion. válvula D via local	Relé R	3 contatos (1 NA e 2 NF)
D	Solenóide da válvula D	Relé Ra	3 contatos (3 NA)
Dj 1	Disjuntor de entrada	Relé S	3 contatos (1 NA e 2 NF)
L1	Lâmpada de monit. de T1	Relé Sa	2 contatos (2 NA)
L2	Lâmpada de monit. de T2	Relé T	3 contatos (1 NA e 2 NF)
L3	Lâmpada de monit. de T3	Relé Ta	1 contato (1 NA)
LL	Lâmpada de monit. de local	0NI, 1NI ... 5NI	– cont. do controlador

5.3 Projeto do software de comando

No MAGO, foi inserido um controlador dedicado fabricado pela National Instruments, Compact FieldPoint (CFP), que é o responsável pelo comando realizado a distância e pela aquisição das leituras efetuadas pelos sistemas de medição, (figura 5.3).



Figura 5-3 - Compact FieldPoint (NATIONAL INSTRUMENTS, 2005)

O CFP se destaca por ser configurável e modular, no MAGO foram utilizados módulos de entrada analógica e de saídas em relé. A tabela 5.3 apresenta a configuração que foi utilizada no CFP para o protótipo MAGO e a figura 5.4

representa o diagrama de fiação⁸ do CFP. A programação do CFP é realizada em LabView 7.0.

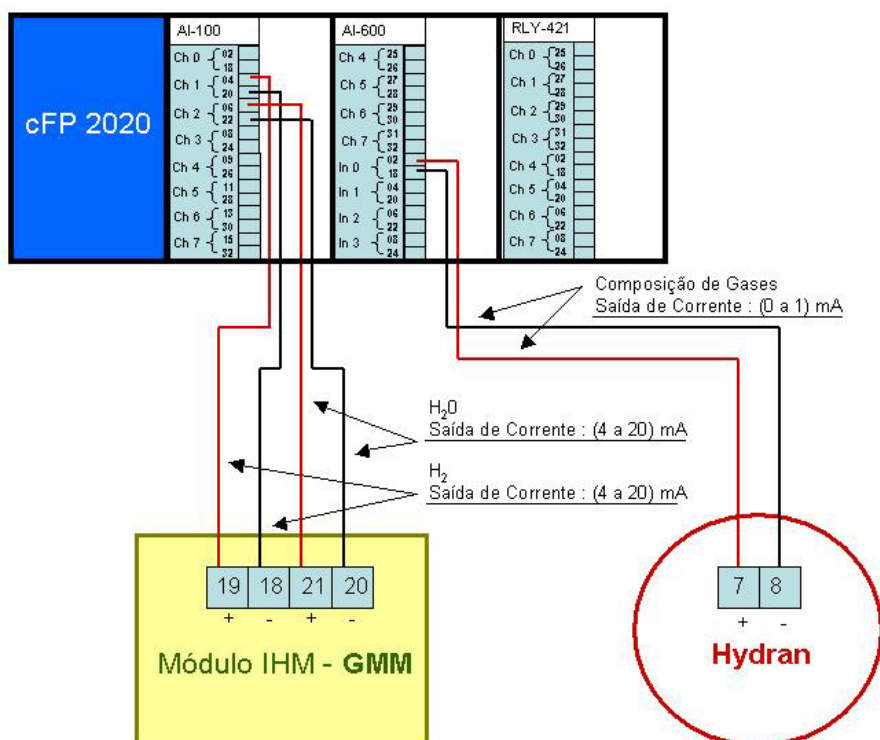


Figura 5-4 - Diagrama de fiação dos canais do CFP

Tabela 5-3 - Configuração do Compact FieldPoint

Módulo	Canal	Descrição	Configuração
CFP-AI-110	1	Ent. analógica do GMM (H ₂)	(0 a 20) mA
CFP-AI-110	2	Ent. analógica do GMM (H ₂ O)	(0 a 20) mA
CFP-AI-110	3	Ent. analógica medidor de vazão 1	(0 a 20) mA
CFP-AI-110	4	Ent. analógica chave local / remoto	(-10 a +10) V
CFP-AI-100	5	Ent. analógica medidor de vazão 2	(0 a 20) mA
CFP-AI-100	6	Ent. analógica medidor de vazão 3	(0 a 20) mA
CFP-AI-100	7	Ent. analógica medidor de vazão 4	(0 a 20) mA
CFP-AI-600	0	Ent. analógica do Hydran	(0 a 20) mA
CFP-RLY-421	0	Saída em relé 1	contato seco
CFP-RLY-421	1	Saída em relé 2	contato seco
CFP-RLY-421	2	Saída em relé 3	contato seco
CFP-RLY-421	3	Saída em relé 4	contato seco
CFP-RLY-421	4	Saída em relé 5	contato seco
CFP-RLY-421	5	Saída em relé 6	contato seco

⁸ No diagrama de fiação do CFP não está demonstrada as ligações do módulo relé (RLY-421). Estas estão representadas no diagrama funcional de comando, figura 5.2.

Através da programação realizada em LabView 7.0, foi possível criar uma interface amigável com o usuário. Por meio do painel frontal o usuário é capaz de acompanhar a leitura do Hydran e do GMM (em ppm). No painel frontal ainda foi representado o diagrama hidráulico do sistema. Assim é possível acompanhar a atuação das válvulas solenóides.

Quando o protótipo estiver operando em modo remoto, será possível através do painel frontal atuar sobre o sistema, (figura 5.5). Deste modo, pode-se enviar um comando que atuará sobre a comutação das válvulas e assim permitir que o óleo do transformador que se deseja analisar percorra o sistema.

Para comandar o MAGO no modo remoto, primeiramente a chave comutadora, (figura A.6), deve estar selecionada para o modo remoto, os demais passos são os seguintes:

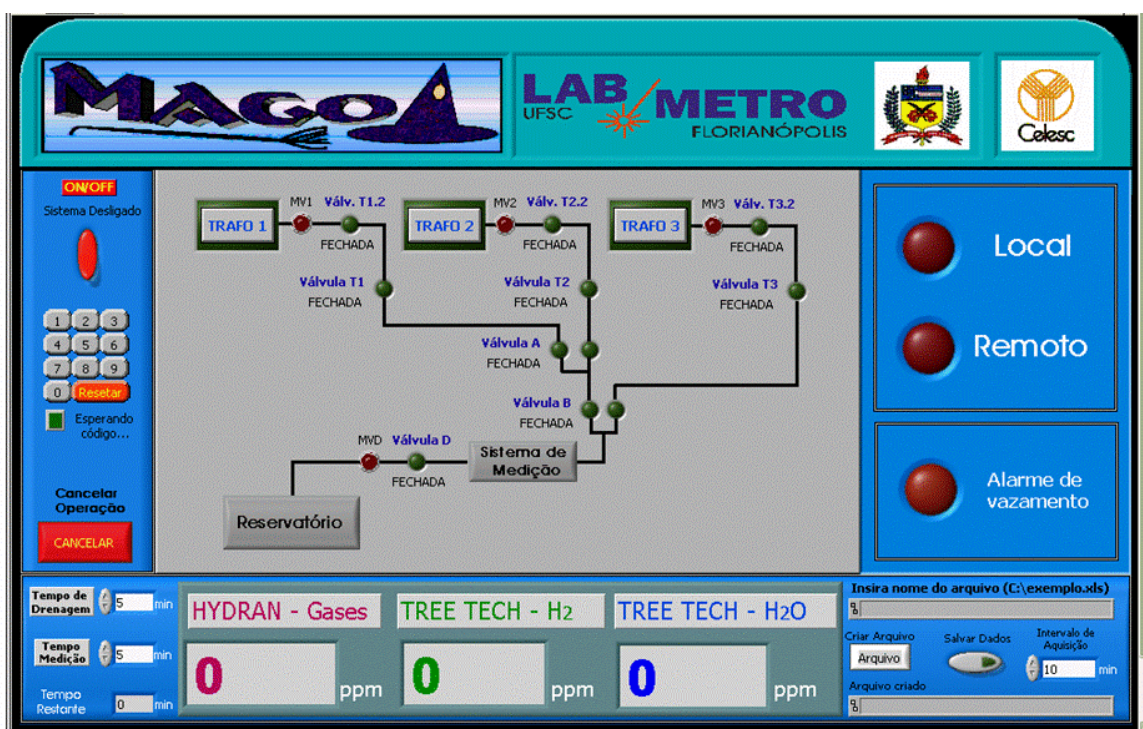


Figura 5-5 - Painel Frontal do Software MAGO

Para realizar o *download* do painel de controle do software deve-se:

- estar com o computador no qual se deseja controlar o MAGO conectado na rede da Celesc;
- abrir o aplicativo de navegação de Internet, Internet Explorer ou equivalente;
- realizar o download do painel frontal, figura 5.8, da aplicação residente.

O padrão do endereço da aplicação é a seguinte:

⇒ **http://(ip do controlador)/(nome da aplicação).htm**

O endereço utilizado para a configuração da subestação de Coqueiros da Celesc:

⇒ **http://ip celesc⁹/mago.htm**

Após aparecer a imagem do painel frontal da aplicação já é possível efetuar todas operações de comando do MAGO via controle remoto.

Na figura 5.6 e figura 5.7 pode ser observado o protótipo MAGO como construído.



Figura 5-6 - MAGO como construído

⁹ Por motivos de segurança das instalações da Celesc o endereço utilizado não será publicado.



Figura 5-7 - MAGO vista interna como construído

A construção do MAGO foi realizada nas dependências do LABMETRO. Após a entrega de todos os componentes do MAGO o tempo despendido para a construção e testes foi de aproximadamente 4 meses.

6 AVALIAÇÃO DO PROTÓTIPO DESENVOLVIDO

A avaliação metrológica e funcional do protótipo é o objetivo maior de todo o trabalho. Tendo como base os resultados obtidos nesta avaliação, se poderá afirmar que o protótipo desenvolvido cumpriu ou não os requisitos iniciais previstos na fase de concepção.

Para a avaliação funcional foram considerados os aspectos relativos ao funcionamento do sistema hidráulico desenvolvido, a instalação, tempo de medição e da robustez apresentada pelo MAGO.

A avaliação metrológica do protótipo é efetuada através dos resultados que o mesmo obteve nos ensaios realizados na subestação Coqueiros da Celesc. Esses ensaios foram realizados no período compreendido entre 10/01/2005 a 25/02/2005.

Este capítulo será iniciado com a apresentação do processo de instalação do MAGO na SE Coqueiros. A seguir serão mostrados os procedimentos, a seqüência e os resultados dos ensaios realizados. Por fim, serão apresentadas a avaliação funcional e metrológica do MAGO.

6.1 Instalação do MAGO no campo

Os testes iniciais de campo do MAGO foram realizados na bancada de ensaios desenvolvida para a avaliação metrológica do Hydran, concebida na primeira fase deste projeto, (NOGUEIRA, 2004). Esses testes preliminares buscaram comprovar a eficácia do sistema hidráulico desenvolvido, sob os aspectos de vazamento, comando e vazão. Durante os testes ocorreram pequenos vazamentos nas ligações de algumas válvulas, sendo que os mesmos foram prontamente sanados e removidos do sistema.

Com a validação do sistema hidráulico o passo seguinte foi a instalação do MAGO na SE Coqueiros, (figura 6.1). Esta subestação foi escolhida para o teste piloto por possuir três transformadores de potência, ter pessoal do corpo técnico da Celesc para auxiliar nos trabalhos, ser de fácil acesso e estar conectada na rede de computadores da Celesc.



Figura 6-1 - Protótipo MAGO instalado na SE Coqueiros

Os procedimentos de instalação do MAGO em uma subestação estão detalhadamente descritos no Manual de Instruções do MAGO (LABMETRO / CELESC, 2004).

Para a instalação do MAGO na SE Coqueiros foi necessário realizar algumas adaptações.

Nas válvulas de dreno dos transformadores foram instaladas terminações em “T”, permitindo uma conexão com o sistema hidráulico do MAGO e ao mesmo tempo funcionando com um ponto de coleta local de óleo do transformador para amostragem, figura 6.2.



Figura 6-2 - Adaptação realizada na válvula de dreno do transformador

Foi instalado um cabo de fibra óptica desde a sala de controle da SE até o pátio de manobras. Esse cabo foi lançado através das canaletas da subestação e tem a função de realizar a comunicação entre o controlador do MAGO e a Internet, (figura 6.3). O diagrama de comunicação do Mago é apresentado na figura 6.4.



Figura 6-3 - Lançamento do cabo de fibra óptica

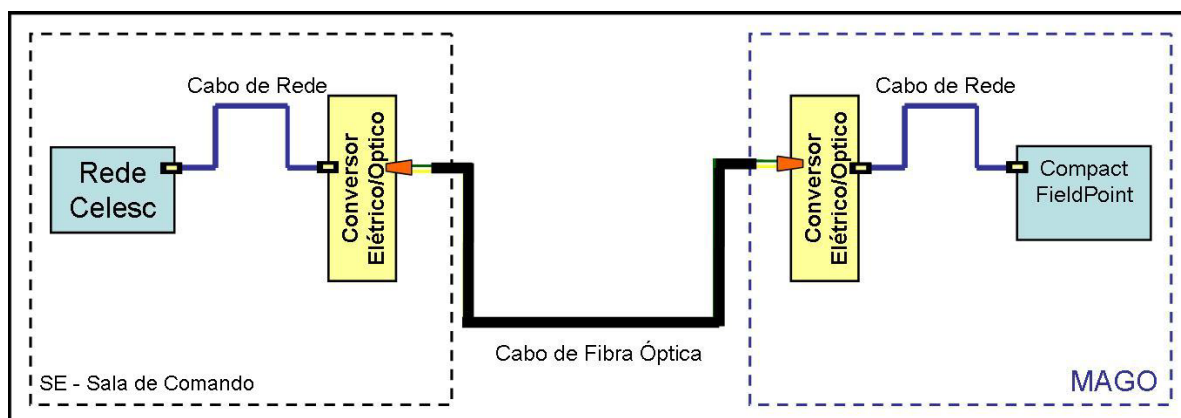


Figura 6-4 - Diagrama esquemático de comunicação do MAGO

6.2 Ensaio realizados na SE

Em etapas anteriores do desenvolvimento do protótipo ocorreram os testes de comunicação do controlador com a Internet e do sistema hidráulico desenvolvido. Deste modo no campo restaram realizar os testes referentes à vazão de óleo e os ensaios de multiplexação do monitoramento da concentração de gases dissolvidos em óleo, sendo este o objetivo final do protótipo.

6.2.1 Ensaio da vazão do óleo dos transformadores

O ensaio de vazão foi realizado estando o protótipo ligado aos transformadores da SE através de mangueiras conectoras. Com a leitura da vazão obtida, em cada caso, pode-se encontrar os tempos de drenagem do óleo dos respectivos transformadores.

O tempo de drenagem é definido como o intervalo de tempo necessário para que o óleo existente nas mangueiras que conectam o MAGO aos transformadores seja eliminado do sistema. Este óleo é descartado e depositado no reservatório do MAGO, não fazendo parte do óleo destinado a medição.

O procedimento para a quantificação da vazão foi a medição do volume de óleo que fluiu no sistema, transformador – MAGO, em um intervalo de tempo de 30 segundos. Este método foi realizado nos três transformadores da SE Coqueiros, TT1, TT2 e TT3.

Com o emprego da equação (6.1) se obtém a vazão do circuito hidráulico.

$$Vazão = \frac{volume}{tempo} \quad (6.1)$$

Para a realização da medição volume foi utilizada uma proveta com resolução de 5 ml e para a medição do intervalo de tempo foi utilizado um cronômetro.

- Transformador TT1:

Número de medições = 5;

Média do volume de óleo = 114 ml;

Desvio padrão do volume de óleo = 4 ml.

A avaliação de incertezas foi realizada de acordo com a tabela 6.1.

Tabela 6-1 - Balanços de incertezas - Volume de óleo do TT1

Fontes de Incerteza		Efeitos Sistemáticos	Efeitos Aleatórios				
Símbolo	Descrição	Correção (ml)	Valor Bruto (ml)	Distribuição de Probabilidade	Divisor	Incerteza Padrão (ml)	Graus de Liberdade (vi)
Re	Avaliação Tipo A	0	4	Normal	2,24	1,79	4
U_{Resol}	Resolução Proveta	0	5	Retangular	1,73	2,89	Infinito
Cr	Correção Combinada	0					
Uc	Inc. Padrão Combinada			Normal		3,40	52
U	Inc. Expandida (95%)			Normal		7	

O volume de óleo extraído em 30 segundos de TT1 = (114 ± 7) ml.

- Transformador TT2:

Número de medições = 5;

Média do volume de óleo = 112 ml;

Desvio padrão do volume de óleo = 3 ml.

A avaliação de incertezas é apresentada na tabela 6.2.

Tabela 6-2 - Balanços de incertezas - Volume de óleo do TT2

Fontes de Incerteza		Efeitos Sistemáticos	Efeitos Aleatórios				
Símbolo	Descrição	Correção (ml)	Valor Bruto (ml)	Distribuição de Probabilidade	Divisor	Incerteza Padrão (ml)	Graus de Liberdade (vi)
Re	Avaliação Tipo A	0	3	Normal	2,24	1,34	4
U_{Resol}	Resolução Proveta	0	5	Retangular	1,73	2,89	Infinito
Cr	Correção Combinada	0					
Uc	Inc. Padrão Combinada			Normal		3,19	95
U	Inc. Expandida (95%)			Normal		6	

O volume de óleo extraído em 30 segundos de TT2 = (112 ± 6) ml.

- Transformador TT3:

Número de medições = 5;

Média do volume de óleo = 90 ml;

Desvio padrão do volume de óleo = 4 ml.

Novamente a avaliação de incertezas é apresentada na tabela 6.3.

Tabela 6-3 - Balanço de incertezas - Volume de óleo do TT3

Fontes de Incerteza		Efeitos Sistemáticos	Efeitos Aleatórios				
Símbolo	Descrição	Correção (ml)	Valor Bruto (ml)	Distribuição de Probabilidade	Divisor	Incerteza Padrão (ml)	Graus de Liberdade (vi)
Re	Avaliação Tipo A	0	4	Normal	2,24	1,79	4
U_{Resol}	Resolução Proveta	0	5	Retangular	1,73	2,89	Infinito
Cr	Correção Combinada	0					
Uc	Inc. Padrão Combinada			Normal		3,40	52
U	Inc. Expandida (95%)			Normal		7	

Finalmente, o volume de óleo extraído em 30 segundos de TT3 = (90 ± 7) ml.

Com os dados do volume retirado em 30 segundos para cada caso em mãos, utilizando a equação (6.1) é determinada a vazão da saída de óleo para os transformadores.

$$Vazão_{TT1} = \frac{0,114}{30} = 0,004 \text{ l/s.}$$

$$Vazão_{TT2} = \frac{0,112}{30} = 0,004 \text{ l/s.}$$

$$Vazão_{TT3} = \frac{0,090}{30} = 0,003 \text{ l/s.}$$

Para a avaliação da incerteza padrão combinada da vazão em cada caso, é utilizada a equação (6.2).

$$\left(\frac{u_c(Vazão)}{Vazão} \right)^2 = \left(\frac{u(volume)}{volume} \right)^2 + \left(\frac{u(tempo)}{tempo} \right)^2 \quad (6.2)$$

Estimando que a incerteza padrão do tempo $u(tempo) = 1$ s, podemos encontrar a incerteza padrão da vazão, sendo de $u_c(vazão TT1) = 0,00017$ l/s, $u_c(vazão TT2) = 0,00017$ l/s e $u_c(vazão TT3) = 0,00015$ l/s.

A incerteza expandida ($U_{95\%}$) que corresponde à faixa de valores que enquadra a incerteza com nível de confiança de aproximadamente 95% é encontrada pela equação (6.3)

$$U_{95\%} = k_{95\%} * u_c \quad (6.3)$$

Adotando $k_{95} = 2$ e utilizando a equação (6.3), encontramos os seguintes resultados para as vazões e respectivas incertezas, com os devidos arredondamentos:

$$\text{Vazão } TT1 = (0,004 \pm 0,001) \text{ l/s};$$

$$\text{Vazão } TT2 = (0,004 \pm 0,001) \text{ l/s};$$

$$\text{Vazão } TT3 = (0,003 \pm 0,001) \text{ l/s}.$$

Com as vazões dos sistemas obtidas, será realizado o cálculo do tempo necessário para a drenagem das mangueiras para os casos analisados, através da equação (6.4).

$$T_{dgem_TTi} = \frac{\text{volume} \cdot \text{da} \cdot \text{mangueira_TTi}}{\text{Vazão_TTi}} \quad (6.4)$$

As mangueiras utilizadas têm os seguintes comprimentos e os respectivos volumes:

- TT1 – (10 ± 0,2) m; (0,320 ± 0,006) l;
- TT2 – (10 ± 0,2) m; (0,320 ± 0,006) l;
- TT3 – (15 ± 0,2) m; (0,480 ± 0,010) l.

Os tempos de drenagem para cada transformador respectivamente, foram:

$$T_{dgem\ TT1} = 80 \text{ s};$$

$$T_{dgem\ TT2} = 80 \text{ s};$$

$$T_{dgem\ TT3} = 160 \text{ s}.$$

A incerteza padrão combinada do tempo de drenagem $u_c(\text{Tdgem TTi})$ para cada caso, é encontrada na equação (6.5).

$$\left(\frac{u_c(\text{Tdgem_TTi})}{\text{Tdgem_TTi}} \right)^2 = \left(\frac{u(\text{volume} \cdot \text{da} \cdot \text{mangueira})}{\text{volume} \cdot \text{da} \cdot \text{mangueira}} \right)^2 + \left(\frac{u(\text{Vazão_TTi})}{\text{Vazão_TTi}} \right)^2 \quad (6.5)$$

A incerteza padrão do Tdgem TTi para cada transformador é respectivamente a $u_c(\text{Tdgem TT1}) = 4$ s, $u_c(\text{Tdgem TT2}) = 4$ s e $u_c(\text{Tdgem TT3}) = 8$ s.

Utilizando $k_{95} = 2$ e a equação (6.3) para obter a incerteza expandida, encontramos os seguintes resultados para os Tdgem TTi:

$$\text{Tdgem TT1} = (80 \pm 8) \text{ s};$$

$$\text{Tdgem TT2} = (80 \pm 8) \text{ s};$$

$$\text{Tdgem TT3} = (160 \pm 16) \text{ s}.$$

Por segurança o tempo de drenagem considerado para todos os casos foi de 240 segundos.

Com o tempo de drenagem estabelecido, o volume de óleo utilizado por amostra foi obtido. Considerando o pior caso onde a vazão é igual a $(0,004 \pm 0,001)$ l/s e o com o tempo de drenagem igual a 240 segundos, usando a equação (6.1):

$$\text{Volume_Total} = 240 * 0,004 = 0,96 \text{ l}.$$

Para obter a incerteza associada ao volume total, utilizamos a equação (6.6):

$$\left(\frac{u_c(\text{Volume_Total})}{\text{Volume_Total}} \right)^2 = \left(\frac{u(\text{vazão})}{\text{vazão}} \right)^2 + \left(\frac{u(\text{tempo})}{\text{tempo}} \right)^2 \quad (6.6)$$

Novamente admitindo que a incerteza padrão do tempo $u(\text{tempo}) = 1$ s e aplicando os demais valores na equação (6.6) encontramos, $u_c(\text{Volume Total}) = 0,041$ l.

Com $k_{95} = 2$ e utilizando a equação (6.3) obtemos:

$$\text{Volume Total} = (0,96 \pm 0,08) \text{ l}.$$

O volume de óleo utilizado pelo MAGO para realizar uma análise é menor do que a quantidade necessária para a execução da amostragem para o ensaio de cromatografia. Atualmente a Celesc drena aproximadamente 2 l de óleo para efetuar amostra.

6.2.2 Ensaio da multiplexação do monitoramento da concentração de gases dissolvidos em óleo dos transformadores

O protótipo MAGO foi concebido para realizar o monitoramento da quantidade de gases dissolvidos em óleo de múltiplos transformadores.

Para validar a concepção do MAGO foram realizados ensaios de comutação do óleo que os SM do protótipo estavam monitorando. Estes testes foram chamados de ensaios de multiplexação do monitoramento e tiveram como objetivo verificar se os sistemas de medição da concentração de gases dissolvidos instalados no MAGO, Hydran e GMM, são capazes de responder a mudança de transformador analisado. Também será avaliado o resultado obtido com o valor esperado para cada instrumento. Nestes ensaios ainda foi avaliada a ocorrência ou não de contaminação do óleo após a comutação do transformador.

Para realizar os ensaios de multiplexação foi necessário estabelecer:

- tempo de drenagem do óleo para cada transformador;
- valores de medição esperados para o Hydran e o GMM;
- tempo de medição do óleo em análise;
- seqüência de ensaios.

O tempo de drenagem já foi estabelecido no ensaio de vazão. Os demais aspectos relacionados com o ensaio de multiplexação serão apresentados na seqüência deste capítulo.

6.2.2.1 Valores de medição esperados para o Hydran e o GMM

Antes de ser realizada a análise do óleo dos transformadores da SE pelo MAGO foi necessário efetuar uma análise cromatográfica dos óleos dos transformadores em laboratório. Essa análise laboratorial inicial foi realizada com o objetivo de identificar os parâmetros de comparação para as medições obtidas com o protótipo.

O ensaio de cromatografia do óleo dos transformadores da SE Coqueiros foi realizado no laboratório físico-químico da Celesc.

Tabela 6-4 - Resultados da análise cromatográfica de TT1, TT2 e TT3

Gás	Transformador TT1	Transformador TT2	Transformador TT3
	Concentração (ppm)	Concentração (ppm)	Concentração (ppm)
Hidrogênio (H ₂)	(27 ± 1)	(25 ± 1)	(8,0 ± 0,4)
Oxigênio (O ₂)	(27427 ± 2700)	(18233 ± 1800)	(19785 ± 2000)
Nitrogênio (N ₂)	(73093 ± 7300)	(71888 ± 7200)	(72119 ± 7200)
Metano (CH ₄)	(2,2 ± 0,2)	(4,1 ± 0,4)	(2,2 ± 0,2)
Mon. Carbono (CO)	(271 ± 27)	(774 ± 77)	(267 ± 27)
Diox. Carbono (CO ₂)	(2551 ± 250)	(4546 ± 450)	(3293 ± 330)
Etileno (C ₂ H ₄)	(21,2 ± 2,1)	(60,7 ± 6,1)	(38,4 ± 3,8)
Etano (C ₂ H ₆)	(1,1 ± 0,1)	(1,4 ± 0,1)	(1,2 ± 0,1)
Acetileno (C ₂ H ₂)	-	-	-

A incerteza de medição da concentração de hidrogênio dissolvido em óleo no ensaio de cromatografia foi avaliada em torno ± 5%, para o ensaio realizado no laboratório da Celesc (NOGUEIRA, 2004).

Para os demais gases foi admitida uma incerteza na ordem de ± 10%, que são valores típicos para este tipo de ensaio (MESSIAS, 1993).

Com base na análise cromatográfica foi calculado o valor esperado para as leituras do Hydran (Ve Hydran), equação (3.1) e do GMM (Ve GMM), para cada transformador.

- Transformador TT1:
Ve Hydran TT1 = 76 ppm;
Ve GMM TT1 = 27 ppm.
- Transformador TT2:
Ve Hydran TT2 = 165 ppm;
Ve GMM TT2 = 25 ppm.
- Transformador TT3:
Ve Hydran TT3 = 57 ppm;
Ve GMM TT3 = 8 ppm.

A incerteza do valor esperado do GMM é retirada diretamente da incerteza da análise cromatográfica.

Para obter a incerteza padrão combinada do Ve Hydran utilizou-se a equação (6.7), onde as incertezas padrões são consideradas estatisticamente dependentes.

$$u_c(Ve_Hydran) = u(H_2) + 0,18 * u(CO) + 0,08 * u(C_2H_2) + 0,015 * u(C_2H_4) \quad (6.7)$$

Os valores encontrados para a incerteza padrão combinada em cada caso são iguais a:

$$u_c(\text{Ve Hydran TT1}) = 3 \text{ ppm};$$

$$u_c(\text{Ve Hydran TT2}) = 8 \text{ ppm};$$

$$u_c(\text{Ve Hydran TT3}) = 3 \text{ ppm}.$$

Substituindo os valores e admitindo o fator de $k_{95} = 2$ para a estimar a incerteza expandida através da equação (6.3), temos:

- Transformador TT1:
Ve Hydran TT1 = (76 ± 6) ppm;
Ve GMM TT1 = (27 ± 1) ppm.
- Transformador TT2:

Ve Hydran TT2 = (165 ± 16) ppm;

Ve GMM TT2 = (25 ± 1) ppm.

- Transformador TT3:

Ve Hydran TT3 = (57 ± 6) ppm;

Ve GMM TT3 = $(8,0 \pm 0,4)$ ppm.

Os valores esperados de medição do Hydran e do GMM serão confrontados com os resultados obtidos nos ensaios de multiplexação. Esta comparação será a responsável pela aprovação ou não da proposta da análise multiplexada da concentração de gases dissolvidos em óleo a partir da utilização de um único SM.

6.2.2.2 Tempo de medição do óleo em análise

O tempo total de análise do óleo consiste na soma do tempo de drenagem (T_{dgem}) com o tempo de medição (T_{med}), equação (6.8).

$$T_{total} = T_{dgem} + T_{med} \quad (6.8)$$

Após ensaios preliminares do tempo de duração da medição, observou-se que a partir de 6 horas em ambos os sistemas de medição ocorriam uma estabilização nas indicações. As leituras encontradas além de estarem estabilizadas se aproximavam dos valores esperados de medição, assim o tempo de medição foi admitido igual a 360 minutos.

Utilizando a equação (6.8) encontramos:

$$T_{total} = T_{dgem} + T_{med} = 4 + 360 = 364 \text{ minutos.}$$

6.2.2.3 Seqüência dos ensaios

Nos ensaios de multiplexação foram realizadas todas as combinações possíveis de troca de transformador a serem monitorados. Como a SE Coqueiros possui três transformadores são seis as mudanças possíveis:

- Ensaio 1 - Óleo inicial de TT2 comutado para TT3;
- Ensaio 2 - Óleo inicial de TT3 comutado para TT1;
- Ensaio 3 - Óleo inicial de TT1 comutado para TT3;
- Ensaio 4 - Óleo inicial de TT3 comutado para TT2;
- Ensaio 5 - Óleo inicial de TT2 comutado para TT1;
- Ensaio 6 - Óleo inicial de TT1 comutado para TT2.

As comutações realizadas estão representadas na figura 6.5.

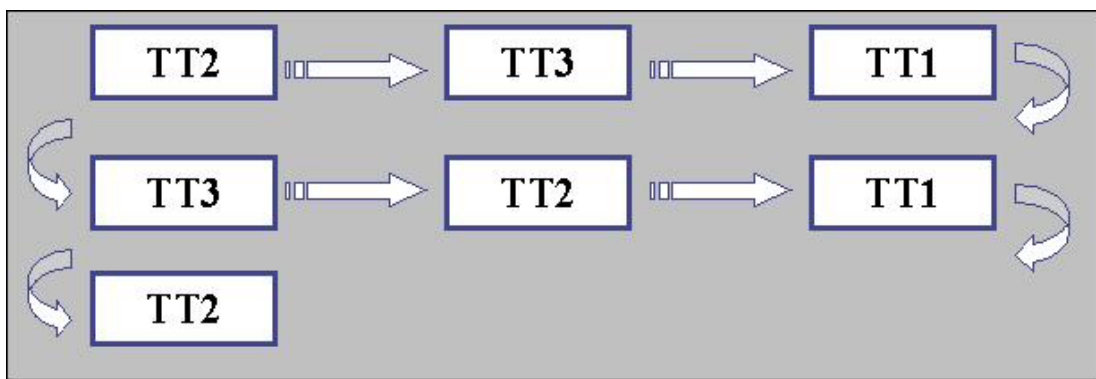


Figura 6-5 - Seqüência de ensaios de comutação realizados

6.2.2.4 Resultados obtidos nos ensaios de multiplexação

Os resultados dos ensaios de multiplexação serão expostos em gráficos. Estes mostram a mudança de indicação dos SM do MAGO após ser realizada a comutação de transformador a ser analisado.

Serão apresentados em gráficos diferentes os resultados do Hydran e do GMM a fim de facilitar a visualização dos resultados obtidos. Cada gráfico confronta o valor esperado de medição do instrumento com o valor obtido no ensaio, juntamente com os intervalos de incerteza associado a estes valores.

A aquisição dos dados de medição foi realizada pelo software desenvolvido para controlar remotamente o MAGO. Em laboratório foram realizados testes para avaliar a aquisição das medições efetuadas pelo software. A incerteza padrão da

aquisição obtida nos ensaios foi de 3% do valor da leitura dos SM para toda a faixa de medição destes.

A incerteza de medição considerada nos ensaios foi estimada como a soma da incerteza dos fabricantes com a incerteza da aquisição dos dados pelo software do MAGO, equação (6.9).

$$u_{SM_i}^2 = u_{fabricante_i}^2 + u_{aquisição}^2 \quad (6.9)$$

Sabendo que $u(\text{Hydran}) = 5\%$, $u(\text{GMM}) = 3\%$ e $u(\text{aquisição}) = 3\%$, através da equação (6.9) temos:

$$u(\text{Hydran} / \text{MAGO}) = 6\%;$$

$$u(\text{GMM} / \text{MAGO}) = 4\%.$$

Utilizando $k_{95} = 2$ na equação (6.3) para obter a incerteza expandida e acrescentando as constantes fornecidas pelos fabricantes, obtemos:

- $U(\text{Hydran} / \text{MAGO}) = (\pm 12\% \pm 25 \text{ ppm});$
- $U(\text{GMM} / \text{MAGO}) = (\pm 8\% \pm 20 \text{ ppm}).$

Serão apresentados neste capítulo apenas os resultados obtidos para o monitoramento do transformador TT3, ensaios 1 e 3. A totalidade dos resultados está relatada no Apêndice B.

Convém salientar que não são comparados diretamente os dois SM instalados no MAGO, pois o GMM mede apenas hidrogênio dissolvido em óleo enquanto que o Hydran apresenta como indicação uma composição de gases presentes, conforme a equação (3.1).

A figura 6.6 apresenta a resposta do Hydran obtida no ensaio 1. O gráfico mostra o valor medido pelo Hydran confrontado com o valor esperado para esta medição.

Pode-se observar que a curva de resposta do Hydran estabilizou-se a partir de 90 minutos de teste. O resultado de medição do Hydran (42 ± 30) ppm é considerado aceitável, pois o Ve Hydran TT3 é (57 ± 6) ppm está dentro da faixa de incerteza do valor medido.

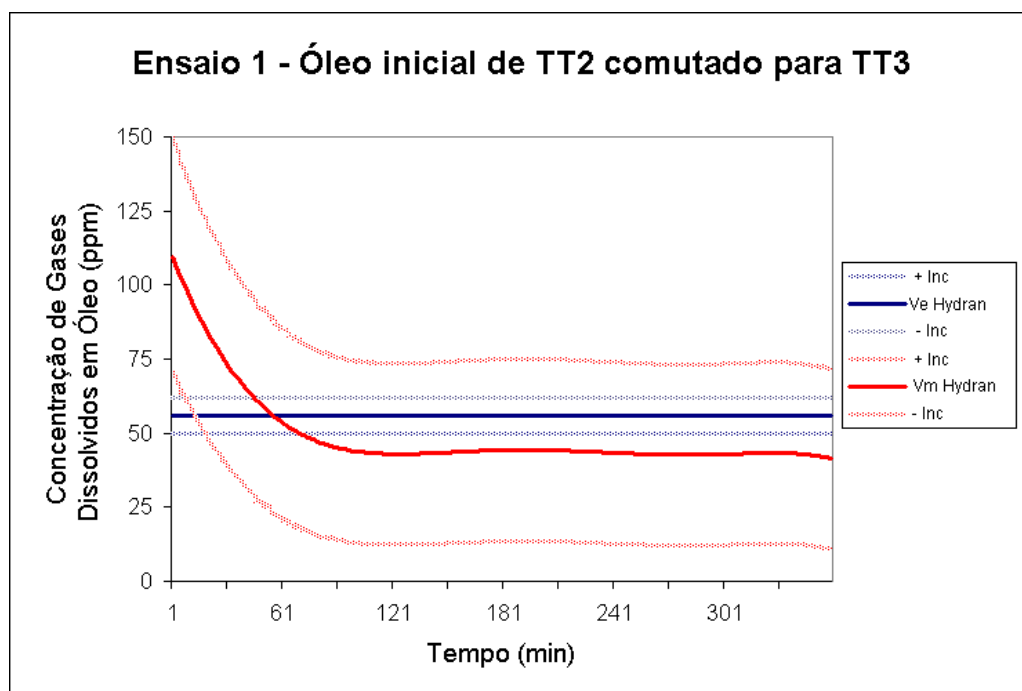


Figura 6-6 - Ensaio 1 - Monitoramento de TT3 com o Hydran - óleo anterior TT2

O resultado obtido no GMM também se mostrou aceitável, (figura 6.7). Se compararmos o Ve GMM TT3 de ($8,0 \pm 0,4$) ppm com o valor obtido (11 ± 21) ppm, veremos que os resultados obtidos estão muito próximos do valor verdadeiro assumido.

Ainda analisando a figura 6.7, veremos que o GMM possui um tempo de resposta bem maior que o Hydran, o GMM estabilizou sua indicação em 300 minutos aproximadamente.

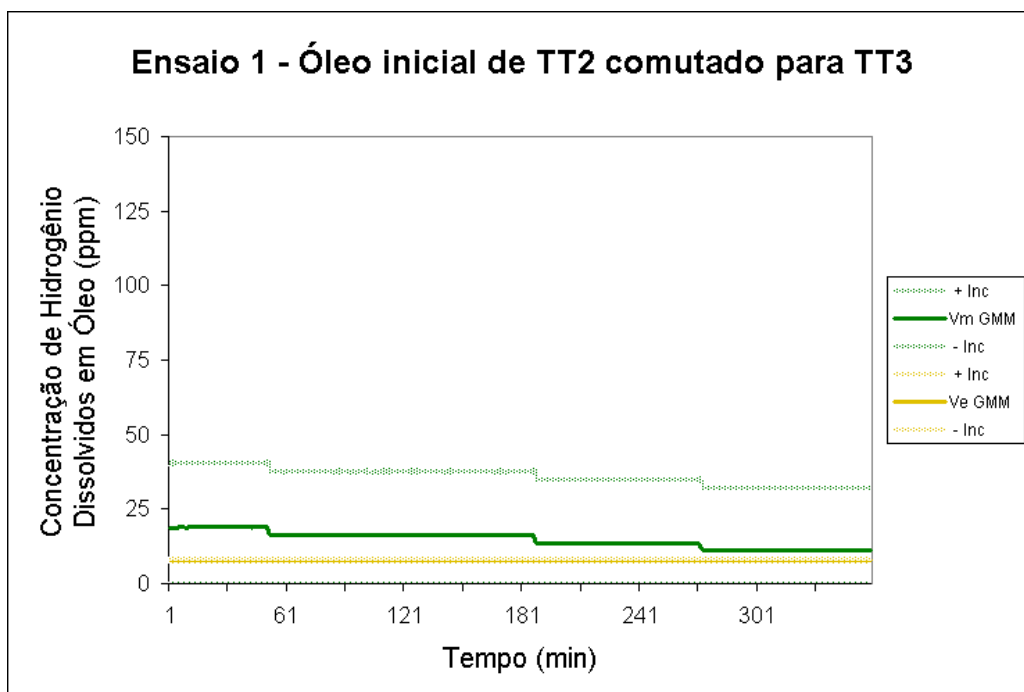


Figura 6-7 - Ensaio 1 - Monitoramento de TT3 com o GMM - óleo anterior TT2

No ensaio 3, comutação de TT1 para TT3, como a diferença apresentada em relação à composição de gases perceptíveis pelo Hydran de TT1 para TT3 não é brusca, o gráfico obtido pelo Hydran se manteve praticamente estável para esta comutação, (figura 6.8).

O resultado obtido pelo Hydran neste ensaio foi de (49 ± 31) ppm, comparável com V_e Hydran TT3 = (57 ± 6) ppm.

Comparando-se os valores medidos pelo Hydran para TT3 nos ensaio 1 e 3, veremos claramente a validade da multiplexação implementada.

- Ensaio 1 (TT2 para TT3) – resultado de medição Hydran = (42 ± 30) ppm;
- Ensaio 3 (TT1 para TT3) – resultado de medição Hydran = (49 ± 31) ppm.

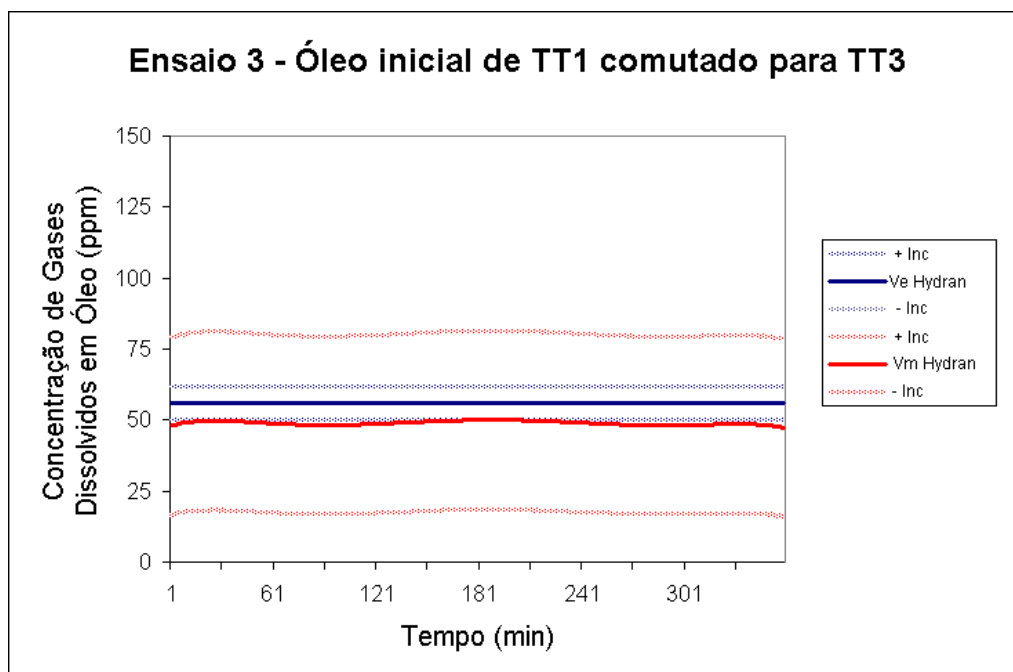


Figura 6-8 - Ensaio 3 - Monitoramento de TT3 com o Hydran - óleo anterior TT1

O GMM no ensaio 3 novamente apresentou que a sua resposta a mudança é mais lenta que o Hydran, porém este apresentou uma melhor repetitividade, (figura 6.9).

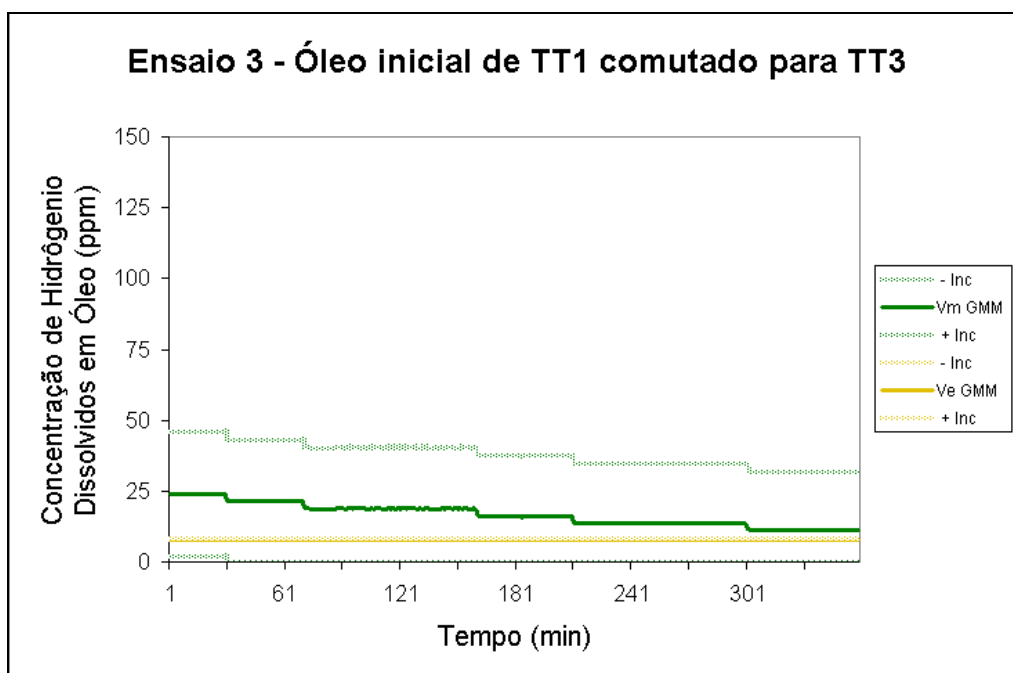


Figura 6-9 - Ensaio 3 - Monitoramento de TT3 com o GMM - óleo anterior TT1

Os resultados obtidos pelo GMM para TT3 nos ensaio 1 e 3, foram:

- Ensaio 1 (TT2 para TT3) – resultado de medição = (11 ± 21) ppm;
- Ensaio 3 (TT1 para TT3) – resultado de medição = (11 ± 21) ppm.

Os ensaios de multiplexação realizados estão apresentados de modo agrupado nos gráficos consolidados. Com o objetivo de destacar individualmente o comportamento de cada SM utilizado no MAGO durante a multiplexação aplicada foram elaborados dois gráficos consolidados.

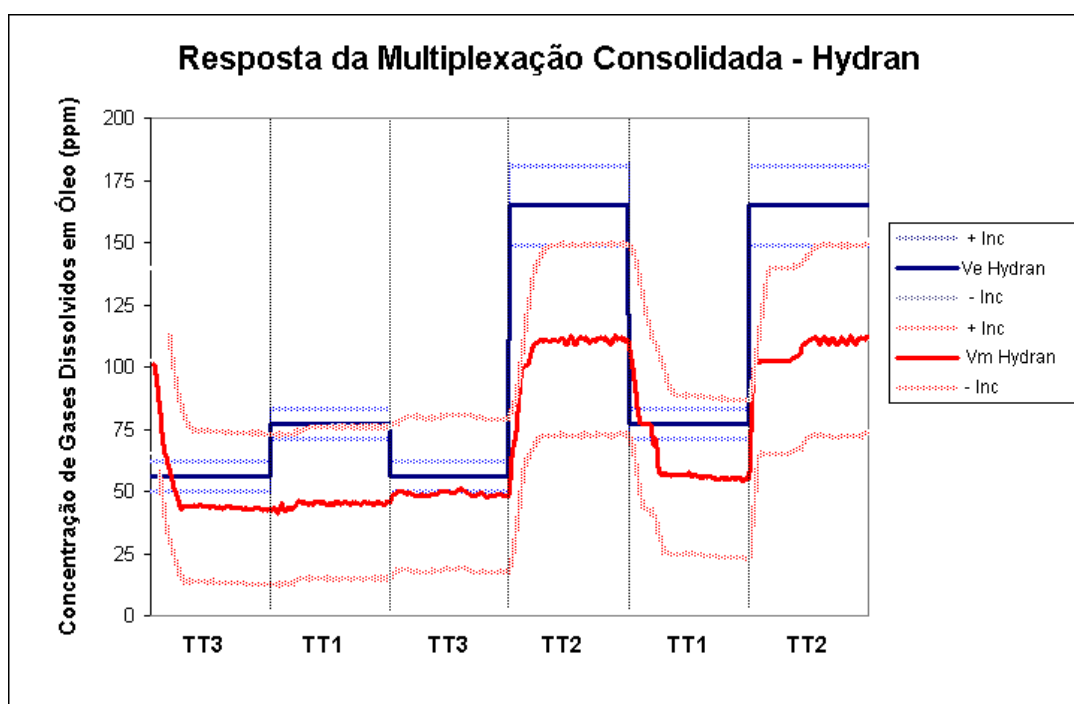


Figura 6-10 - Resposta consolidada do Hydran

Destacando que no monitoramento de TT2 o resultados de medição do Hydran foram:

- Ensaio 4 (TT3 para TT2) – resultado de medição Hydran (113 ± 37) ppm;
- Ensaio 6 (TT1 para TT2) – resultado de medição Hydran (114 ± 38) ppm.

Comparando os valores medidos pelo Hydran com Ve Hydran TT2 = (165 ± 16) ppm, estes ainda podem ser considerados aceitáveis. A dispersão dos valores em

torno dos resultados de medição para TT2 pelo Hydran estão no limiar da zona de dispersão apresentada pelo valor esperado.

Convém salientar que no TT2 existe uma elevada concentração de CO, (774 ± 77) ppm, não encontrada nos demais casos. Como pode ser observado na figura 6.10 o Hydran não detectou o CO conforme era esperado.

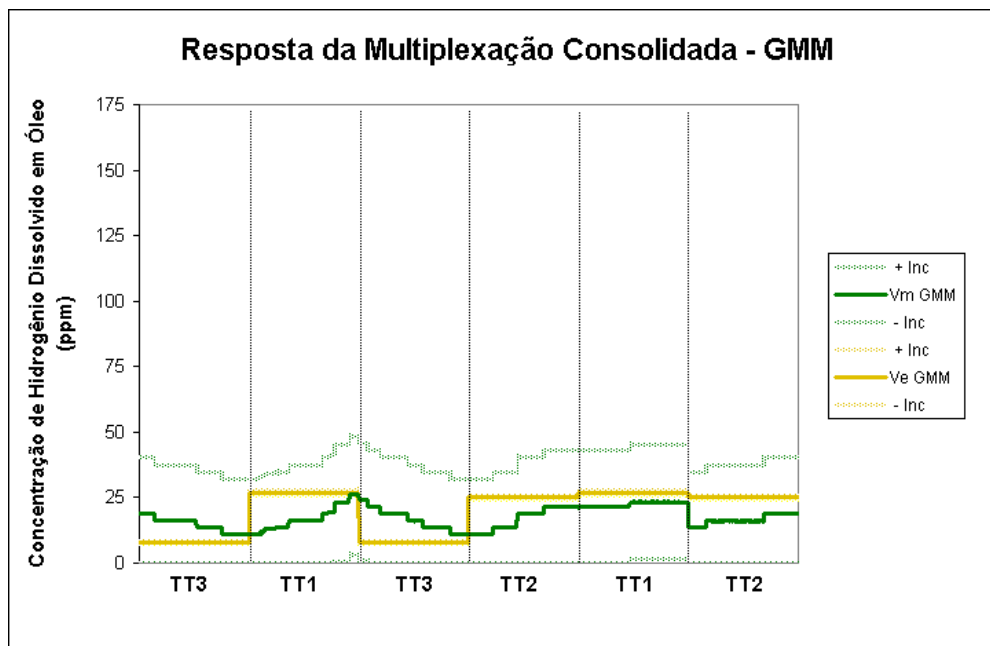


Figura 6-11 - Resposta consolidada do GMM

Analisando os gráficos consolidados do Hydran e do GMM, figuras 6.10 e 6.11, pode se concluir que o princípio da multiplexação proposto pelo MAGO é válido. Também da observação dos resultados afirmamos que o Hydran apresenta uma resposta à mudança de condição mais rápida do que o GMM, porém o segundo apresentou uma melhor repetitividade.

6.3 Avaliação funcional do MAGO

A avaliação funcional do protótipo desenvolvido é realizada a partir da comparação feita entre os requisitos iniciais estipulados para o protótipo com os resultados obtidos pelo MAGO.

Tabela 6-5 - Avaliação Funcional do MAGO

Aspecto Avaliado	Resultados Obtidos pelo MAGO			Observações
	Atendeu	Atendeu parcialmente	Não atendeu	
Aspectos metrológicos	X			Ver avaliação metrológica, item 6.4.
Apresentação dos resultados	X			Resultados são apresentados localmente e remotamente.
Condição de operação		X		Ocorreram mudanças no MAGO quando este foi instalado no campo.
Modo de operação	X			Controle local e remoto funcionou perfeitamente.
Portabilidade		X		As rodas do carrinho utilizado no MAGO não são adequadas para as condições das SE's.
Tempo máximo por análise.	X			Resultados foram obtidos com 6 h de análise. Tempo proposto era de 10 h
Tempo de instalação		X		Para instalação em 2 h é necessário muito treinamento.
Volume de óleo utilizado	X			Resultado obtido foi de \cong 1 l. Padrão atual da Celesc 2 l.
Alimentação	X			Utilizada a tensão projetada.

A tabela 6.5 nos mostra que de modo geral o MAGO alcançou os seus objetivos propostos. A maioria dos requisitos atribuídos na fase de concepção foram plenamente atendidos.

Várias mudanças e adaptações ainda devem ser realizadas para que o protótipo MAGO se torne um produto comercial. Essas modificações deverão ser executadas sobretudo nos aspectos ligados ao *design*, instalação e manutenção do MAGO.

6.4 Avaliação metrológica

Os resultados conclusivos da avaliação metrológica do MAGO para os ensaios realizados são:

Para os resultados obtidos pelo Hydran:

- $V_m \text{ Hydran} = \text{valor indicado} \pm 12\% \pm 25 \text{ ppm}$.

Para os resultados obtidos pelo GMM:

- $V_m \text{ GMM} = \text{valor indicado} \pm 8\% \pm 20 \text{ ppm}$.

Ambos SM de concentração de gases dissolvidos foram capazes de responder a multiplexação proposta pelo MAGO.

- Tempo total de medição por análise é de aproximadamente 6 h.
- Volume total de óleo utilizado por amostra é de $(0,96 \pm 0,24) \text{ l}$.

Neste capítulo foi realizada a análise dos resultados obtidos pelo MAGO, passando pela instalação do protótipo, a apresentação dos ensaios e os resultados alcançados. Finalizou com a avaliação funcional e metrológica do MAGO.

7 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho apresentou a construção e a avaliação de um protótipo capaz de monitorar a concentração de gases dissolvidos em óleo de múltiplos transformadores.

Neste capítulo é apresentada uma síntese da avaliação do protótipo desenvolvido, relatado em comentários gerais. A seguir, apresentam-se as limitações do protótipo, as perspectivas futuras relacionadas à evolução do MAGO e alguns temas relevantes ao trabalho que poderiam ser estudados.

7.1 Comentários gerais

Neste trabalho foi construído um protótipo que multiplexa com eficiência a análise dos gases dissolvidos em óleo de transformadores de potência.

Os SM empregados no MAGO foram considerados aptos a responder a mudança de transformadores dentro de uma mesma subestação e conseqüentemente do óleo analisado. Os ensaios mostraram que o óleo em análise não é afetado pelo óleo anteriormente medido. Desta forma os resultados dos testes realizados nos mostraram que o princípio da multiplexação proposto pelo MAGO é válido.

Através dos resultados obtidos pelo Hydran e pelo GMM pode-se afirmar que a resposta à mudança de óleo analisado é mais rápida no Hydran, porém o GMM apresentou uma melhor repetitividade nos testes.

Os resultados funcionais e metrológicos alcançados pelo MAGO são considerados aceitáveis.

O protótipo desenvolvido é de fácil transporte e configuração, podendo ser removido e utilizado em diferentes situações e subestações.

O sistema hidráulico desenvolvido para acoplar três transformadores pode ser facilmente ampliado. Para isto é necessário adicionar em cascata mais válvulas de duas posições e três vias, conforme a especificação utilizada no MAGO, sendo de fácil implementação.

Uma economia considerável pode ser obtida com a utilização deste sistema, uma vez que com apenas um sistema de medição vários transformadores podem ser monitorados.

Por fim, pode-se dizer que com a utilização do MAGO será possível a elevação da confiabilidade dos transformadores. Desta forma os consumidores de energia elétrica serão beneficiados pela redução da taxa de falha do fornecimento de energia.

7.2 Limitações do MAGO

Uma limitação do protótipo desenvolvido reside no fato do sistema hidráulico implementado apresentar uma malha aberta. Uma vez drenado o óleo do transformador para a realização de uma análise, este é depositado no reservatório do MAGO. Desta forma o óleo não volta ao transformador de origem.

O óleo depositado no reservatório deverá ser inserido novamente no transformador de maneira manual, ou caso esteja em condições impróprias (alta concentração de gases) deverá ser levado para uma estação de regeneração de óleo.

Outra limitação do MAGO está vinculada no monitoramento *on-line* da situação do transformador. O MAGO somente é capaz de efetuar a leitura do óleo drenado até os seus SM. Caso durante o tempo de medição de 6 h ocorra uma

situação que cause algum tipo de falha no transformador aumentando a concentração de gás dissolvido em óleo, esta não será captada pelo MAGO. Podemos dizer que o MAGO é apto para multiplexar a análise de óleo dos transformadores de forma automatizada, porém este não é um sistema *on-line* de monitoramento da condição operativa de óleo de transformadores.

7.3 Sugestões para trabalhos futuros

Como sugestão para a continuidade deste trabalho podemos listar as seguintes oportunidades de melhoria para o protótipo MAGO e alguns aspectos relevantes que poderiam ser estudados:

- Elaborar um sistema hidráulico onde ocorra a circulação do óleo do transformador em análise. Verificar se esta mudança irá fazer que o MAGO atue com sistema *on-line* de monitoramento da concentração de gases dissolvidos.
- Acrescentar ao sistema hidráulico desenvolvido medidores de vazão. Esses iriam aumentar a segurança da instalação.
- Testar o MAGO em transformadores que estejam com maiores concentrações de gases dissolvidos e observar o comportamento do protótipo.
- Melhorar aspectos ligados ao *design* do MAGO, tornando-o um equipamento com aspecto comercial.
- Alterar os sistemas de conexão da alimentação dos módulos para facilitar a sua instalação.
- Estudar a resposta do Hydran para identificação de CO, já que os resultados dos ensaios que envolviam TT2, que possui elevada taxa de CO, apresentaram maior desvio ao valor esperado.

- Desenvolver um padrão de óleo mineral isolante, contendo concentrações conhecidas dos gases de interesse.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7274**: Interpretação da análise dos gases de transformadores em serviço. Rio de Janeiro, 1982.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7070**: Guia para Amostragem de Gases e Óleos em Transformadores e Análise dos Gases Livres e Dissolvidos. Rio de Janeiro, 1981.

BAUGH, P. J. **Gas Chromatography: a Practical Approach**. Oxford University, New York, 1993.

BIANCHI, P. R. **Caracterização do Envelhecimento de Transformadores de Potência: Análise Comparativa**. Florianópolis, 2000, 100 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

BROWN, R. E. **Electric Power Distribution Reability**. Marcel Dekker, New York, 2002.

CAMPOS, S. **Interferência de Linhas de Transmissão Elétrica**. Disponível em: <<http://paginas.terra.com.br/arte/sarmentocampos/Tecnica05.htm>>. Acesso em: 25/04/2005.

CASTILLO, E. V. **Aplicação de Ontologia e Sistema Especialista para Diagnóstico de Falhas em Transformadores de Potência**. Florianópolis, 2003 113p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

CAVACO, M. A. M., NOGUEIRA, C. A. A., OLIVEIRA, A. C. X. et al. Adaptação de um sensor para a medição de gases dissolvidos em óleo de múltiplos transformadores. In: III Congresso Brasileiro de Metrologia. **Anais...** SBM. Recife, 2003.

CELESC. **Manual de Procedimentos - Retirada de Amostra de Óleo Mineral Isolante de Transformadores de Potência**. Florianópolis, 1995.

CHEMKEYS. **Cromatografia a Gás: Curso em Diapositivos**. Disponível em: <http://www.chemkeys.com/bra/md/mds_11/cagced_2/cagced_2.htm#>. Acesso em: 30/11/2004.

COLLINS, C. H., BRAGA, G. L., BONATO, P. S. **Introdução a Métodos Cromatográficos**. 5 ed. Unicamp, Campinas, 1993.

COURDEC, D., BOURASSA, P. MUIRAS, J. M. Gas-in-oil Criteria for the Monitoring of Self-contained Oil-filled Power Cables. **IEEE Annual Report – Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena**, San Francisco, 1996.

DEGANI, A. L. G., CASS, Q. B., VIEIRA, P. C. Cromatografia – Um Breve Ensaio. **Química Nova na Escola**, n. 7, p. 21-25, maio, 1998.

DNC – DEPARTAMENTO NACIONAL DE COMBÚSTIVEIS. **Portaria DNC Nº 46**. Brasília, 1994. 5p.

DUKARM, J. J. Transformer Oil Diagnosis Using Fuzzy Logic and Neural Networks. **Conference in Electrical and Computer Engineering**, Canadian, Vol. 5, p. 22-27.

DUVAL, M. Dissolved Gas Analysis: It Can Save Your Transformer. **IEEE Electrical Insulation Magazine**, v. 5, n. 6, p. 22-27, 1989.

DUVAL, M. A Review of Faults Detectable by Gas-in-Oil Analysis in Transformers. **IEEE Electrical Insulation Magazine**, v. 18, n. 3, p. 8-17, 2002.

FEIO, L. A. R. **O Transformador**. Porto Alegre, 1973.

GE ENERGY SERVICES. **Hydran 201R Model i System**. Instruction Manual, 2003.

GE ENERGY SERVICES. **Monitoramento e Diagnóstico Integrado (iSM&D) para Transformadores em Subestações**, São Paulo, 13 p, catálogo, 2004a.

GE ENERGY SERVICES. **Hydran 201R Model i**. Disponível em: <http://www.gepower.com/prod_serv/products/substation_md/en/hydran_201r.pdf>. Acesso em: 19/12/2004, 2004b.

GOURISHANKAR, V. **Conversión de Energía Electromecánica**. Alfaomega. México, 1990.

GRAINE, L., FLETCHER, P., ROHSLER, H. et al. Lifetime Assessment and Updating of Substations – 23-101. In Cigré, 1994 Sessions, 1994. Paris. **Anais...** 6.p.

GRUPO COORDENADOR PARA OPERAÇÃO INTERLIGADA. **SCM-047**. Recomendação para utilização da análise cromatográfica em óleo mineral isolante na recepção e na manutenção de equipamentos. 1986.

IEEE, IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-immersed Transformers. **IEEE Standard C57.104-1991**, p. 1-30, 1991.

LANÇAS, F. M. **Cromatografia em Fase Gasosa**. Suprema, São Carlos, 1993.

LAPWORTH, J. A novel Approach (Scoring System) for Integrating Dissolved Gas Analysis Results Into a Life Management System. **IEEE International Symposium on Electrical Insulation**, p.137-144, 2002.

LABMETRO / CELESC. **Manual de Instruções do Mago**. Florianópolis, 2004.

MARTIGNONI, A. **Transformador**. Globo, Porto Alegre, 1973.

MESSIAS, J. R. **Guia Prático de Ensaio Físico-Químicos na Manutenção de Transformadores em Óleo**. Ícone, São Paulo, 1993.

MILASCH, M. **Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante**. Edgar Blücher, São Paulo, 1984.

MORAIS, D. R. **Ferramenta Inteligente para Detecção de Falhas Incipientes em Transformadores Baseada na Análise de Gases Dissolvidos no Óleo Isolante**. Florianópolis, 2004 101p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

MORGAN SCHAFFER SYSTEMS. **Calisto - Dissolved Hydrogen and Water Monitor**. Disponível em: <<http://www.morganschaffer.com/sys/calisto.html>>. Acesso em: 13/11/2004, 2004a.

MORGAN SCHAFFER SYSTEMS. **Calisto - Data Sheet**. Disponível em: <<http://www.morganschaffer.com/sys/calistospecs/hmtl>>. Acesso em: 13/11/2004, 2004b.

NATIONAL INSTRUMENTS. **Compact FieldPoint - Rugged Intelligent I/O System**. Disponível em: <<http://www.ni.com/compactfieldpoint.htm>> Acesso em: 12/05/2006.

NEPOMUCENO, L. X. **Técnicas de Manutenção Preditiva**, V.2. Edgard Blücher, São Paulo, 1999.

NOGUEIRA, C. A. A. **Avaliação de Sistemas de Medição da Concentração de Hidrogênio Dissolvido em Óleo Isolante**. Florianópolis, 2004 101p. Dissertação (Mestrado em Metrologia Científica e Industrial) – Programa de Pós-graduação em Metrologia Científica e Industrial, Universidade Federal de Santa Catarina.

ORNL – OAK RIDGE NATIONAL LABORATORY. **Power Transformer**. Disponível em: <<http://www.ornl.gov/sci/fed/applied/htspa/htspa.htm>>. Acesso em: 16/06/2006.

POWER MAINTENANCE SYSTEM. **Dissolved Gas Monitoring**. Disponível em: <<http://www.powermaintenance.com/technology/dissolve/gas1.htm>>. Acesso em: 12/11/2004.

ROGERS, R. R., BARRACLOUGH, B., DAVIES, L. et al. CEGB experience of analysis of dissolved gases in transformer oils for the detection of incipient faults. **Proceedings of the conference on diagnostic testing of HV power apparatus**, 1973.

SAHA, T. K. Review of Modern Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers. **IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation**, V. 10, n 5, October 2003. p. 903-917.

SEALEY, W. C. **Transformers Theory and Construction**. International Texbook Company, Scranton, Pennsylvania, 1948.

SERVERON CORPORATION. **Serveron Corporation**. Disponível em: <<http://www.serveron.com>>. Acesso em: 18/05/2005, 2005a.

SERVERON CORPORATION. **True Gas – Transformer Dissolved Gas Analyzer**. Disponível em: <<http://www.serveron.com/products/TG-dga-sub.asp>>. Acesso em: 18/05/2005, 2005b.

SERVERON CORPORATION. **True Gas – Transformer Dissolved Gas Analyzer – Data Sheet**. Disponível em: <http://www.serveron.com/downloads/dl_files/TM8.pdf>. Acesso em: 18/05/2005, 2005c.

THANG, K. F., AGGARWAL, R. K., ESP, D. G., et al. Statistical and Neural Network Analysis of Dissolved Gas in Power Transformers. **IEEE Conference Publications Dielectric Materials, Measurements and Applications**, No 473, 2000

TOSHIBA DO BRASIL S. A. **Transformador de Potência**. Disponível em: <http://www.toshiba.com.br/toshiba/pt/produtos/produtos/dtml_prod_potencia>. Acesso em: 01/11/2004.

TREE TECH SISTEMAS DIGITAIS. **GMM – Monitor de Gás e Umidade**. Manual do Usuário, 2004.

TREE TECH SISTEMAS DIGITAIS. **Catálogo de Produtos - GMM**. Disponível em: <http://www.treetech.com.br/catalogo_GMM.pdf>. Acesso em: 17/05/2005.

VIEIRA, C. L. C., MATTOS, J. M. **Manutenção de Transformador de Força**. Apostila de curso Engelma (Engenharia Elétrica de Manutenção Ltda.), 1990.

VOGEL, A. I. **Análise Química Quantitativa**. LCT, Rio de Janeiro, 1992.

WEG. **Manual de instalação e de manutenção de transformadores**. Catálogo. 16 p. Blumenau, 2004.

WENSHENG, G.; ZHENG, Q.; ZHANG, Y. A Multi-Resolution System Approach to Power Transformer. **Proceedings of 1998 International Symposium on Electrical Insulating**. Toyohashi, Japan, Sept. 27-30, 1998.

WPA CONSULTORIA E REPRESENTAÇÕES. **Isolantes Líquidos**. Apostila de curso. 1994.

YANG, H. T., HUANG, Y. C. Intelligent Decision Support for Diagnosis on Incipient Transformer Faults Using Self-Organizing Polynomial Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 13, No. 3, August 1998. p. 946-952.

ZIRBES, R. **Metodologia para a Avaliação e Diagnósticos do Estado de Isolamentos de Papel Impregnado com Óleo Mineral**. Florianópolis, 2003. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.

Apêndice A – Partes do Protótipo MAGO

Para a construção do MAGO, foram projetados diversos elementos, desde a estrutura metálica externa até as adaptações das saídas de óleo, tanto do Hydran como do GMM.

As partes constituintes do MAGO as seguintes:

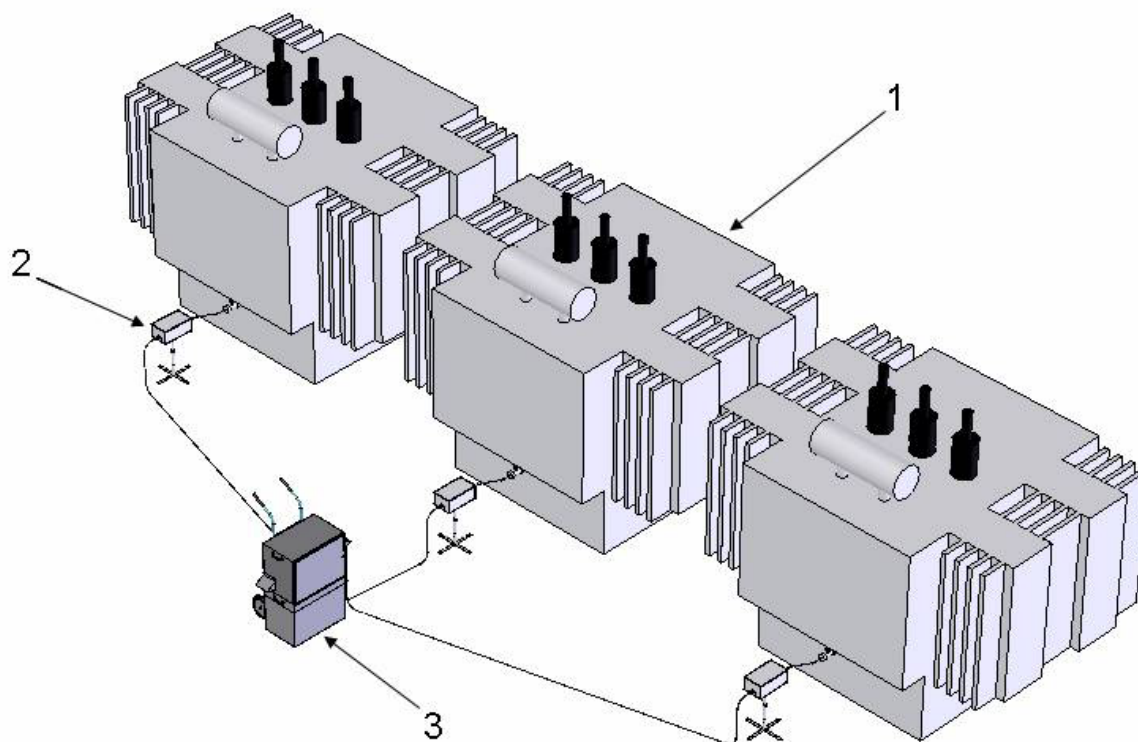


Figura A-1 - MAGO - Visão Geral

- 1) Transformadores;
- 2) Módulo de conexão MAGO / Transformadores;
- 3) MAGO – Múltiplo Analisador de Gases em Óleo;
- 4) Engate rápido – serve para conectar as mangueiras de óleo aos módulos;
- 5) Entrada dos cabos de alimentação;

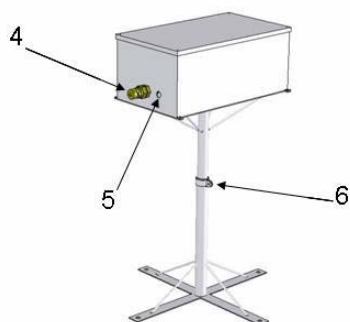


Figura A-2 - Módulo de Conexão MAGO / Transformador

6) Regulagem de altura – é utilizada para melhor adaptar o módulo a altura do registro de saída de óleo do transformador;

7) Conexão interna;

8) Válvula solenóide – duas vias / duas posições e normalmente fechada;

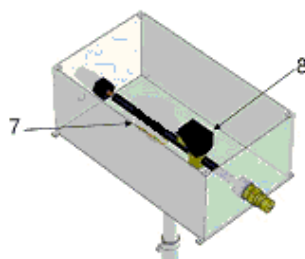


Figura A-3 - Módulo - Vista Interna

9) Tomada de alimentação – deve ser conectada a uma tensão de 220 V, 60 Hz.

10) Entrada para o cabo de fibra óptica;

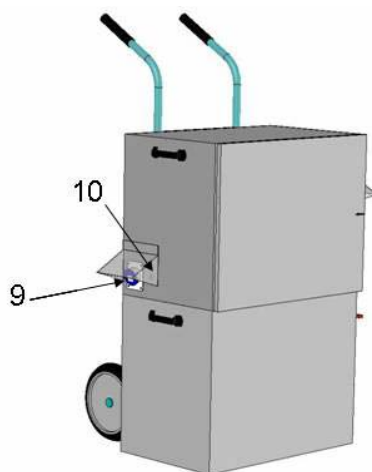


Figura A-4 - MAGO - Vista Frontal

- 11) Engate rápido – conecta as mangueiras de óleo que vem dos transformadores com o MAGO;
- 12) Indicador de nível;
- 13) Respiro – deve estar aberto para permitir a entrada de óleo no reservatório;
- 14) Registro de descarte de óleo – serve para retirar o óleo contido no reservatório;

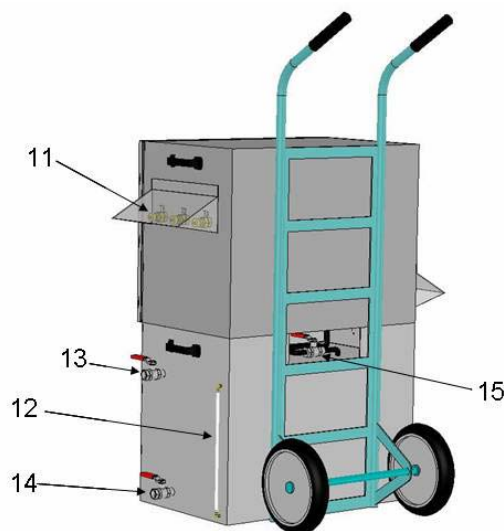


Figura A-5 - MAGO - Vista Posterior

- 15) Registro do reservatório – deve ser fechado nas ocasiões em que o protótipo for transportado para evitar fluxo de óleo do reservatório para a parte superior do MAGO;
- 16) Painel – possui as botoeiras de comando, para fazer as análises quando no modo de operação local;
- 17) Régua das botoeiras – conjunto de conectores onde está ligada a alimentação das botoeiras e sinalização;
- 18) Régua para tomadas – alimenta os componentes internos do MAGO;
- 19) Display GMM Tree Tech – indica os valores medidos pelo sistema de medição GMM Tree Tech – umidade, temperatura, concentração de H_2 , concentração de H_2O , tendência das medições de H_2 e tendência das medições de H_2O ;

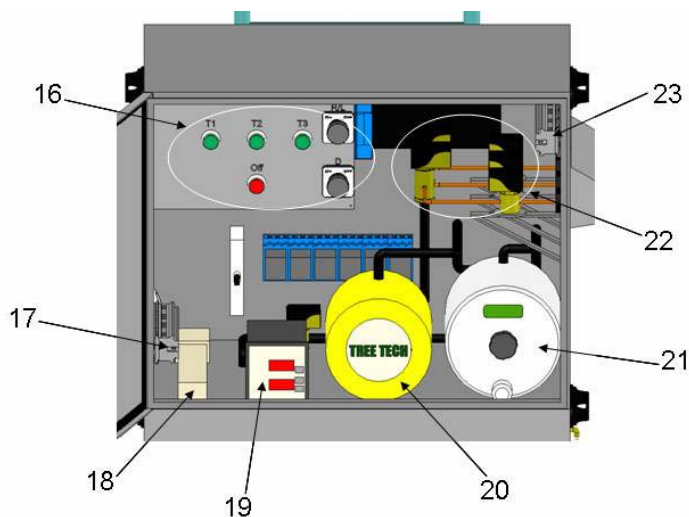


Figura A-6 - MAGO - Vista Interna I

20) Sistema de medição GMM Tree Tech;

21) Sistema de medição Hydran;

22) Conjunto de válvulas – direciona o óleo que vem de vários transformadores para os sistemas de medição evitando sua mistura;

23) Régua das válvulas – conjunto de conectores onde está ligada a alimentação das válvulas;

24) Lâmpadas de sinalização – indicam o modo de operação (local / remoto) e o transformador que está sendo analisado;

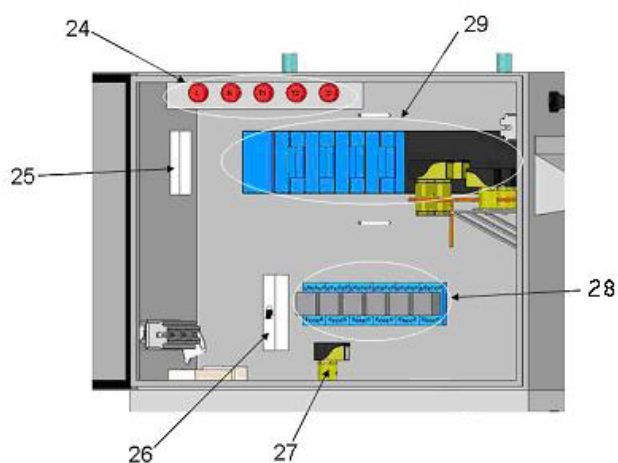


Figura A-7 - MAGO - Vista Interna II

- 25) Conversor de sinal – faz a conversão do sinal óptico transmitido e recebido pelo cabo de fibra óptica, para elétrico a ser processado Compact FieldPoint;
- 26) Disjuntor – elemento de proteção do circuito elétrico do MAGO;
- 27) Válvula de drenagem – drena o óleo do transformador já ensaiado e faz a limpeza do circuito hidráulico do transformador a ser ensaiado. O óleo é drenado para o reservatório do MAGO;
- 28) Conjunto de relés – controla o acionamento das válvulas do MAGO na operação local;
- 29) Controlador Compact FieldPoint – faz o comando dos componentes do protótipo e a comunicação com o servidor quando o conjunto está em operação remota.

Apêndice B – Resultados dos Ensaios de Multiplexação

Ensaio 1 - Óleo inicial de TT2 comutado para TT3

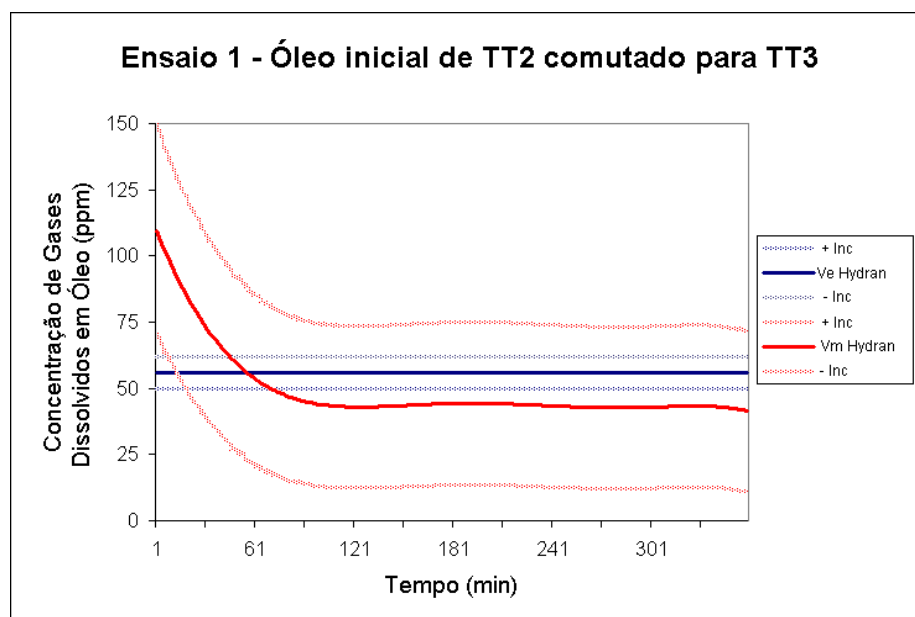


Figura B-1 - Ensaio 1 – Monitoramento de TT3 com o Hydran – óleo anterior TT2

No ensaio 1, o Hydran estabilizou após 90 minutos de teste. O resultado final obtido nesta comutação foi de (42 ± 30) ppm.

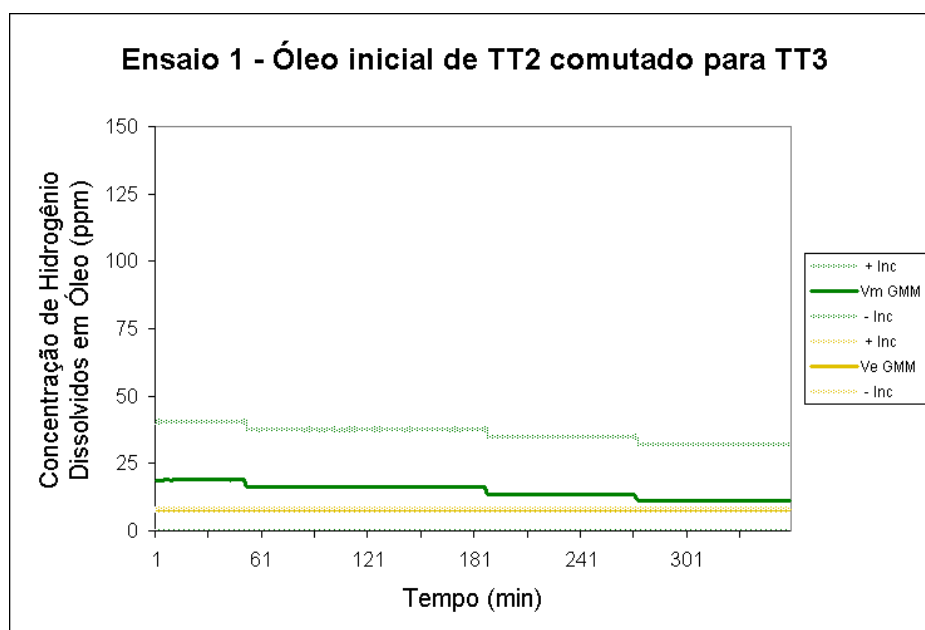


Figura B-2 - Ensaio 1 – Monitoramento de TT3 com o GMM – óleo anterior TT2

Para o GMM, a estabilização ocorreu a partir de 300 minutos de ensaio. O resultado apresentado foi de (11 ± 21) ppm.

Ensaio 2 - Óleo inicial de TT3 comutado para TT1

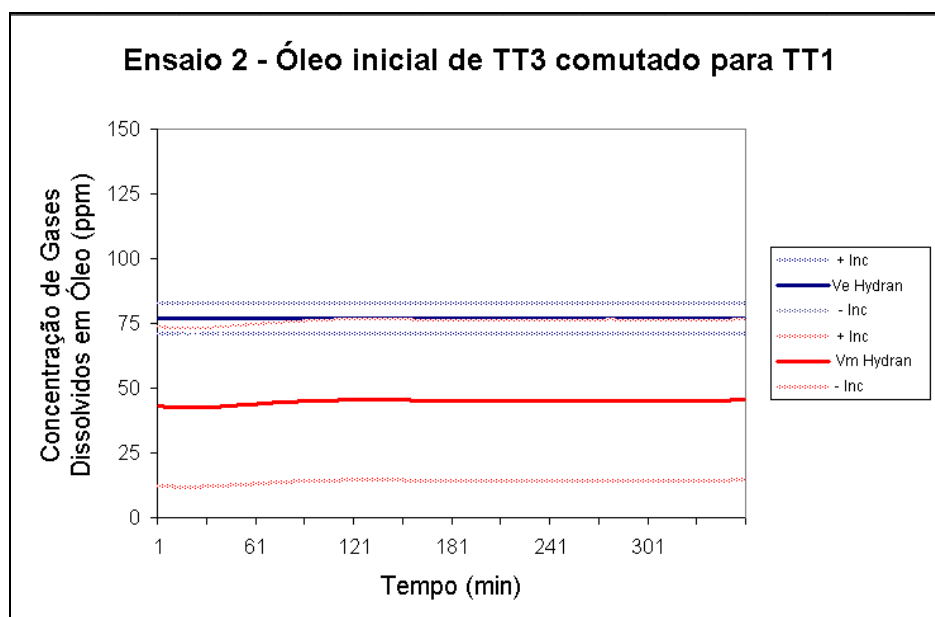


Figura B-3 - Ensaio 2 – Monitoramento de TT1 com o Hydran – óleo anterior TT3

No caso do ensaio 2, devido à pequena diferença na quantidade de gases em TT3 para TT1, medidos pelo Hydran, o gráfico se apresentou estável. O resultado final obtido foi de (48 ± 30) ppm.

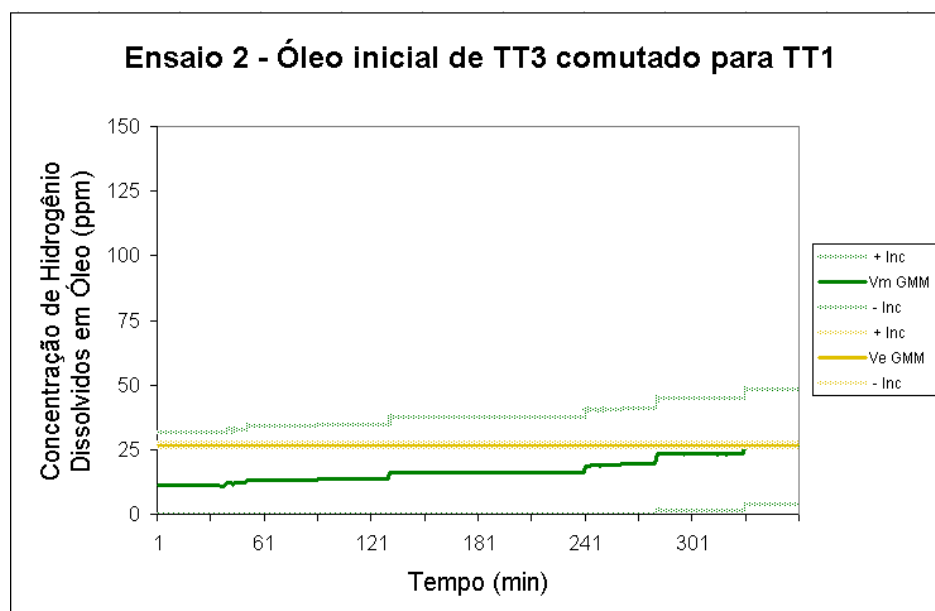


Figura B-4 - Ensaio 2 – Monitoramento de TT1 com o GMM – óleo anterior TT3

Para o GMM, a comutação ficou bem caracterizada. O resultado de medição obtido foi de (24 ± 20) ppm.

Ensaio 3 - Óleo inicial de TT1 comutado para TT3

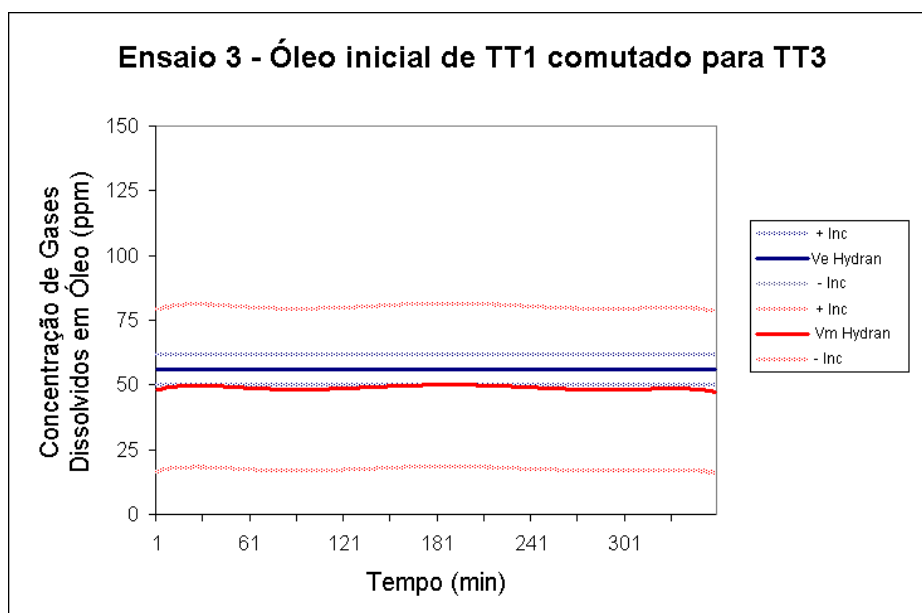


Figura B-5 - Ensaio 3 – Monitoramento de TT3 com o Hydran – óleo anterior TT1

No ensaio 3, novamente devido à pequena diferença na quantidade de gases entre TT3 e TT1, medidos pelo Hydran, o gráfico se manteve praticamente estável. O resultado de medição encontrado foi de (49 ± 31) ppm.

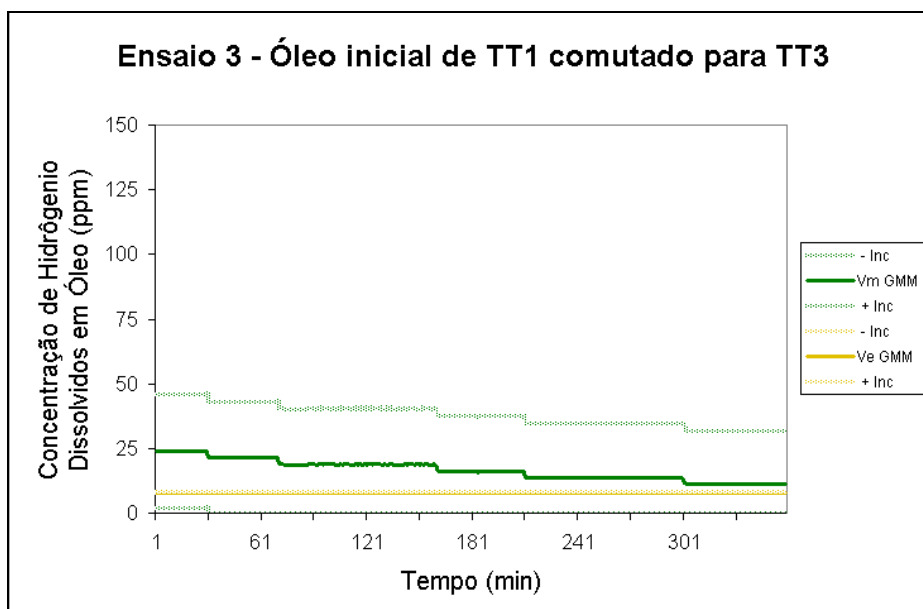


Figura B-6 - Ensaio 3 – Monitoramento de TT3 com o GMM – óleo anterior TT1

Para o GMM, ocorreu a diminuição dos valores medidos, conforme esperado. O resultado de medição obtido foi de (11 ± 21) ppm.

Ensaio 4 - Óleo inicial de TT3 comutado para TT2

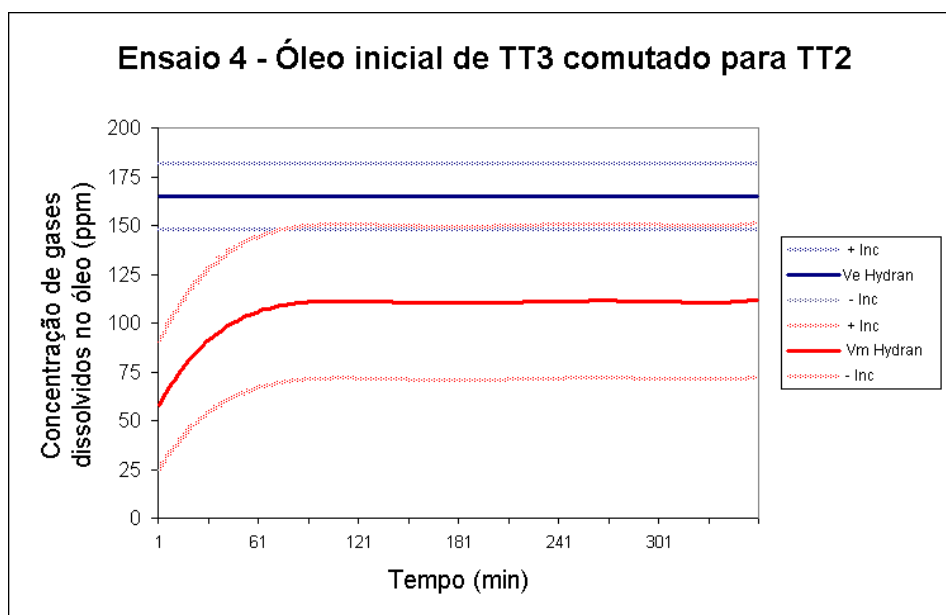


Figura B-7 - Ensaio 4 – Monitoramento de TT2 com o Hydran – óleo anterior TT3

Para o ensaio 4, a comutação ficou bem caracterizada. O Hydran estabilizou após 90 minutos de teste. O resultado final obtido nesta comutação foi de (109 ± 39) ppm.

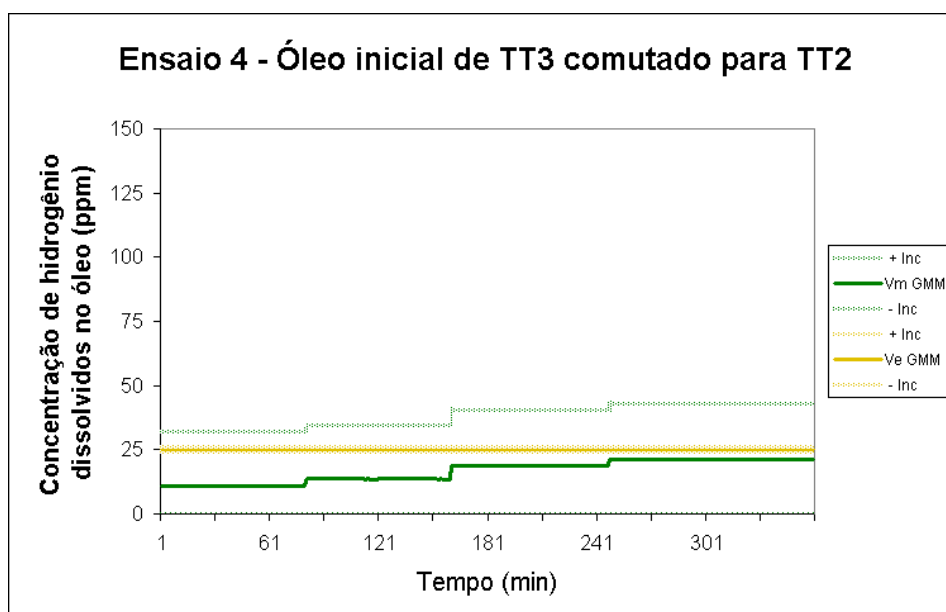


Figura B-8 - Ensaio 4 – Monitoramento de TT2 com o GMM – óleo anterior TT3

Para o GMM, novamente a comutação ficou evidente. O resultado obtido neste ensaio foi de (22 ± 21) ppm.

Ensaio 5 - Óleo inicial de TT2 comutado para TT1

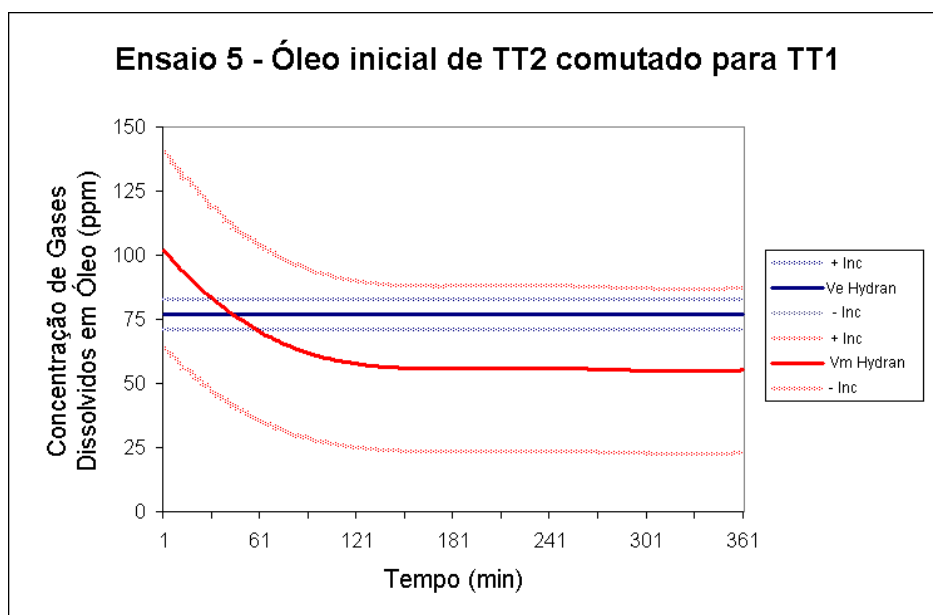


Figura B-9 - Ensaio 5 – Monitoramento de TT1 com o Hydran – óleo anterior TT2

No ensaio 5, o Hydran estabilizou após 120 minutos de teste. O resultado final obtido nesta comutação foi de (54 ± 34) ppm.

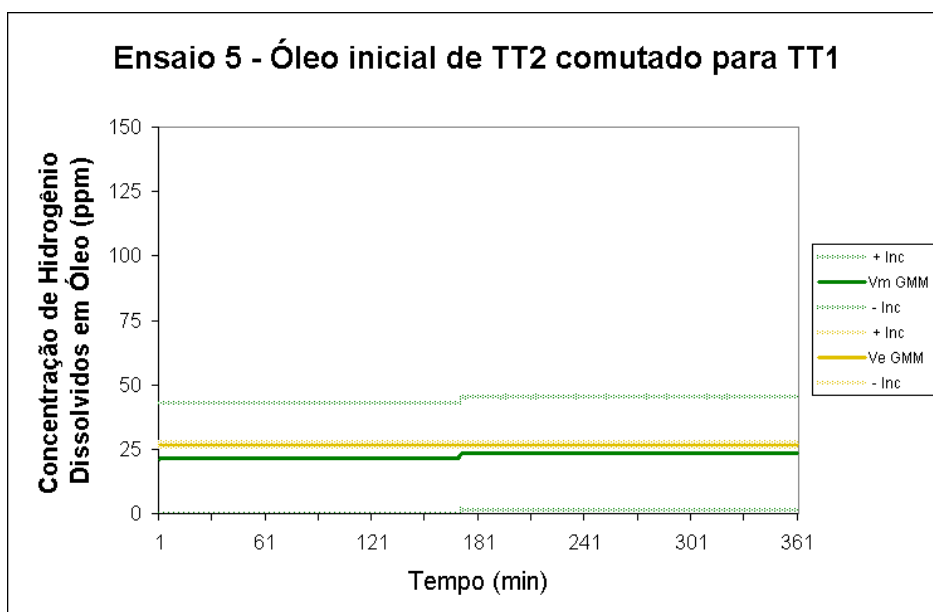


Figura B-10 - Ensaio 5– Monitoramento de TT1 com o GMM – óleo anterior TT2

No caso do GMM, devido à pequena diferença na quantidade de H_2 entre TT2 e TT1, o gráfico se manteve praticamente estável. O resultado de medição encontrado foi de (25 ± 21) ppm.

Ensaio 6 - Óleo inicial de TT1 comutado para TT2

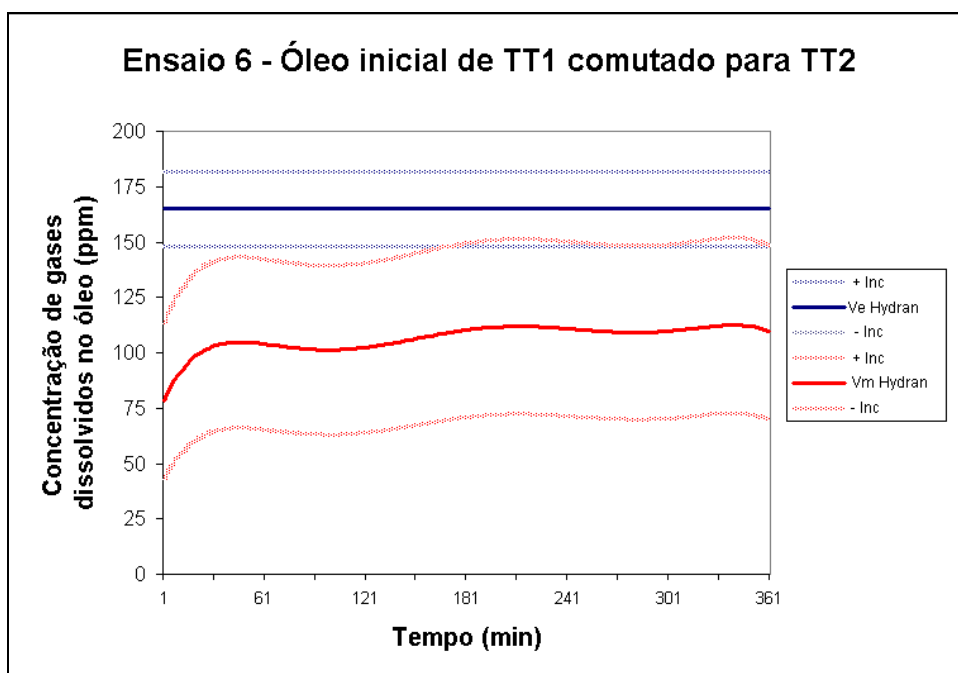


Figura B-11 - Ensaio 6 – Monitoramento de TT2 com o Hydran – óleo anterior TT1

Para o ensaio 6, a comutação ficou evidente. O resultado final obtido nesta comutação foi de (110 ± 39) ppm.

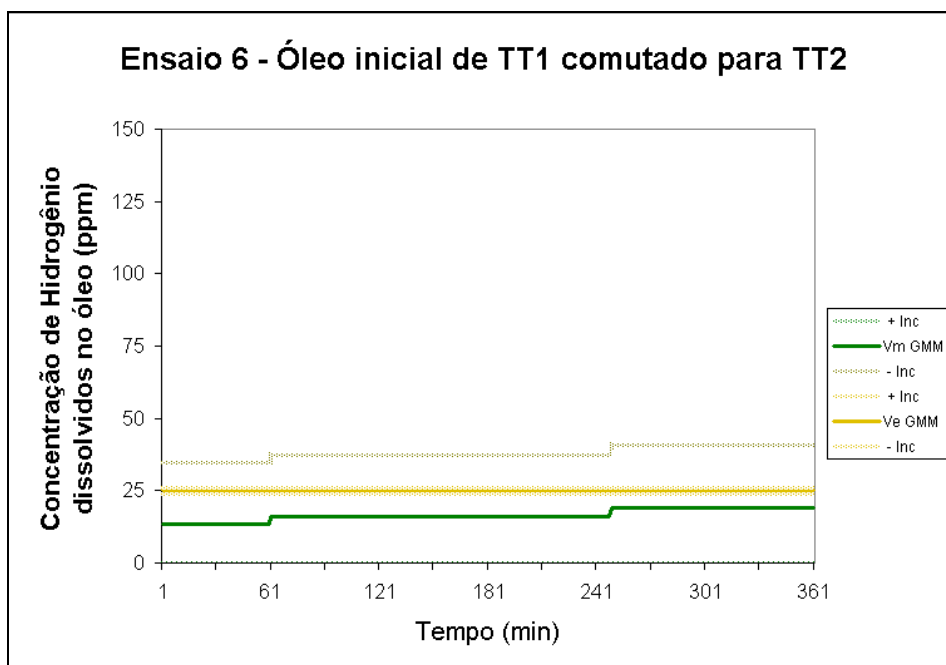


Figura B-12 - Ensaio 6– Monitoramento de TT2 com o GMM – óleo anterior TT1

Para o GMM, o resultado final obtido após a comutação realizada foi de (23 ± 20) ppm.

Resultado Consolidado para o Hydran

