

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ**

**GABRIELA MARTINS PEREIRA**

**ESTUDO DA APLICAÇÃO DE SENSOR ELETROMAGNÉTICO PARA  
MONITORAMENTO REMOTO DE PARÂMETROS DE QUALIDADE DO ÓLEO  
MINERAL ISOLANTE EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

**LONDRINA**

**2022**

**GABRIELA MARTINS PEREIRA**

**ESTUDO DA APLICAÇÃO DE SENSOR ELETROMAGNÉTICO PARA  
MONITORAMENTO REMOTO DE PARÂMETROS DE QUALIDADE DO ÓLEO  
MINERAL ISOLANTE EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

**Study Of The Application Of Electromagnetic Sensor For Remote Monitoring Of  
Quality Parameters Of Insulating Mineral Oil In Power Transformers**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação  
apresentado como requisito para obtenção do título de  
Bacharel em Engenharia Química da Universidade  
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador(a): Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Patrícia Hissae Yassue  
Cordeiro

**LONDRINA**

**2022**



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/)

Esta licença permite remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, para fins não comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es) e que licenciem as novas criações sob termos idênticos. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

**GABRIELA MARTINS PEREIRA**

**ESTUDO DA APLICAÇÃO DE SENSOR ELETROMAGNÉTICO PARA  
MONITORAMENTO REMOTO DE PARÂMETROS DE QUALIDADE DO ÓLEO  
MINERAL ISOLANTE EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

Trabalho de conclusão de curso de graduação  
apresentado como requisito para obtenção do título de  
Bacharel em Engenharia Química da Universidade  
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 30 de maio de 2022

---

Prof<sup>ª</sup>. Dra<sup>ª</sup>. Patrícia Hissae Yassue Cordeiro  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR)

---

Prof<sup>ª</sup>. Dra<sup>ª</sup>. Silvia Priscila Dias Monte Blanco  
Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR)

---

Eng. Química Paula Wronski da Paz  
Empresa Siemens Energy Brasil Ltda.

**LONDRINA**

**2022**

## **AGRADECIMENTOS**

Dedico meus agradecimentos primeiramente à Deus por ter me concedido vida e saúde para que pudesse ultrapassar todos os obstáculos e por me presentear com oportunidades ao longo dos anos.

À minha família, em especial aos meus pais, Paulo e Josiane, por me incentivarem e apoiarem durante toda a graduação, pelos sacrifícios que fizeram para me proporcionar uma educação de qualidade.

Ao meu irmão, Lucas, que sempre esteve ao meu lado, ouvindo as minhas reclamações, sempre me incentivando a não desistir e me auxiliando nos momentos de dificuldade.

A todos meus professores que contribuíram, de alguma forma, para a minha formação acadêmica. Sobretudo a minha orientadora Patricia, por aceitar em me acompanhar e exercer com maestria tal função, compartilhando ensinamentos e muita confiança.

Agradeço também as minhas colegas de apartamento, Ana Luisa e Jordania, que se tornaram irmãs de coração durante essa caminhada, e que me apoiaram e compreenderem minha ausência durante o período que me dediquei a esse trabalho.

Aos meus amigos de faculdade que estiveram presentes nos bons momentos ao longo da graduação, foram companheiros de estudos e de dificuldades.

Agradeço aos meus queridos amigos do tempo de colégio, em especial: Ana Luísa, Anna Luiza e Ana Letícia, por sempre me acompanharem e vibrarem, mesmo que de longe, pelas minhas conquistas e pela amizade imensurável que se alonga por duas décadas.

Agradeço a todos do time da qualidade da Siemens Energy Brasil, que colaboraram para um estágio de grande aprendizado, que resultou neste trabalho. Acima de tudo, agradeço imensamente ao time do Laboratório de Materiais, por todo conhecimento que me proporcionaram durante um ano e por terem me acolhido de maneira tão singular.

## RESUMO

A Siemens Energy fornece soluções de energia, produz transformadores de potência e oferece serviço de manutenção no pós-venda. Na estrutura de um transformador de potência, sua parte isolante é constituída unicamente por óleo mineral e material celulósico. Estes equipamentos elétricos apresentam um longo ciclo de vida útil e exigem manutenções periódicas. Para isso, análises de qualidade do óleo são necessárias. Algumas deteriorações naturais do óleo, como por exemplo o envelhecimento térmico, presença de água, elevada temperatura, gases dissolvidos, entre outras, causadas por condições internas ou externas, acarretam na diminuição das suas propriedades isolantes. Com isso, o monitoramento da condição do óleo é de extrema importância, evitando-se a ocorrência de falhas no transformador. Dessa forma, um novo sensor de análise em tempo real foi testado no Laboratório de Materiais da Siemens Energy Brasil – Jundiaí. Esse sensor utiliza tecnologia de campo eletromagnético e possui a capacidade de medir várias características do óleo mineral isolante em tempo real. Foram realizados testes de medição de umidade, temperatura, presença de gases dissolvidos e tensão interfacial, a partir de metodologias de bancada comparando-se com o sensor eletromagnético. Os resultados apontam para a necessidade de maior exploração do sensor para esta finalidade, visto que apresentou interferências no resultado relacionados principalmente a pequenas alterações na temperatura.

Palavras-chave: falhas em transformadores; monitoramento; óleo mineral isolante; sensor eletromagnético.

## **ABSTRACT**

Siemens Energy provides energy solutions, produces power transformers and offers after-sales maintenance service. In the structure of a power transformer, its insulating part consists solely of mineral oil and cellulose material. This electrical equipment has a long lifespan cycle and requires periodic maintenance. For this, oil quality analyses are necessary. Some natural deterioration of the oil, such as thermal aging, the presence of water, high temperature, dissolved gases, among others, caused by internal or external conditions, lead to a decrease in its insulating properties. Therefore, monitoring the condition of the oil is of utmost importance in order to avoid the occurrence of transformer failures. Therefore, a new real-time analysis sensor was tested in the Materials Laboratory of Siemens Energy Brazil - Jundiaí. This sensor uses electromagnetic field technology and is capable of measuring several characteristics of the insulating mineral oil in real time. Measurement tests of moisture, temperature, presence of dissolved gases and interfacial tension were performed, from bench methodologies comparing with the electromagnetic sensor. The results point to the need for further exploration of the sensor for this purpose since it presented interferences in the result mainly related to small changes in temperature.

**Keywords:** electromagnetic sensor; insulating mineral oil; monitoring; transformer failures.

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO</b>	7
1.1 Contextualização do cenário de estudo	7
<b>2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	9
2.1 Transformadores de potência	9
2.2 Óleo mineral isolante e análises de qualidade	11
2.3 Diagnóstico de falhas e monitoramento	13
2.3.1 Tipos de monitoramento <i>online</i>	15
<b>3 OBJETIVO DO ESTUDO DE CASO</b>	17
<b>4 MATERIAIS E MÉTODOS</b>	18
4.1 Planejamento da pesquisa e ferramentas da qualidade	18
4.2 Sensor eletromagnético	20
4.2.1 Compensação da temperatura	21
4.3 Análises do óleo	25
4.3.1 Amostragem	25
4.3.2 Envelhecimento do óleo	25
4.3.3 Gases dissolvidos no óleo	26
4.3.4 Teor de umidade	29
4.3.5 Variação de temperatura	30
<b>5 RESULTADOS</b>	31
5.1 Ferramentas da qualidade	31
5.2 Comparativo de resultados sensor eletromagnético e análises de bancada.....	32
5.2.1 Envelhecimento do óleo	32
5.2.2 Gases dissolvidos no óleo	35
5.2.2.1 <i>Gás padrão primário</i>	35
5.2.2.2 <i>Descarga elétrica</i>	41
5.2.3 Teor de água	43
5.2.4 Temperatura	45
<b>6 CONCLUSÃO</b>	50
<b>REFERÊNCIAS</b>	51

## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 Contextualização do cenário de estudo

O Grupo Siemens está presente no Brasil há 150 anos e faz parte de um conglomerado global de tecnologia que se destaca pela engenharia, inovação, qualidade, confiança e internacionalidade (SIEMENS ENERGY, [s.d.]).

Atualmente, a Siemens Energy (SE) atua globalmente com foco nas áreas de eletrificação, automação e digitalização, sendo uma das maiores produtoras mundiais de tecnologias voltadas para eficiência energética e economia de recursos, líder no fornecimento de soluções eficientes de geração e transmissão de energia. A empresa iniciou suas atividades no Brasil por volta de 1867, com a instalação da linha telegráfica entre o Rio de Janeiro e o Rio Grande do Sul. Hoje, todos os equipamentos e sistemas da Siemens Energy são responsáveis por 50% da energia gerada em território nacional (SIEMENS ENERGY, [s.d.]).

Os modelos de transmissão e distribuição de energia elétrica atuais, dependem dos transformadores de potência para o seu funcionamento e prática eficiente. Isso se deve ao fato de que a geração de energia é descentralizada e por consequência necessita ser distribuída com a menor perda de eficiência energética possível. Sendo assim, a Siemens Energy apresenta um portfólio de transformadores com uma gama de variedade de produtos ligados a geração, transmissão e distribuição de energia com qualidade.

Definido pela norma brasileira, NBR 5356-1 transformadores de potência são:

“...equipamentos estáticos com dois ou mais enrolamentos que, por indução eletromagnética, transforma um sistema de tensão e corrente alternadas em outro sistema de tensão e corrente, de valores geralmente diferentes, mas à mesma frequência, com o objetivo de transmitir potência elétrica.” (ABNT, 2007, p. 03)

Dentre os componentes dos transformadores está a unidade de isolamento e resfriamento. Esta unidade possui uma parcela que é formada por um fluido de óleo isolante, que naturalmente entra em deterioração a partir de seu envelhecimento por diversas causas externas e internas do sistema. Assim, é fundamental monitorar os



sinais apresentados pelo fluido de isolamento em seu processo de senescência (JIN *et al.*, 2022).

Em um caso de falha ou mal funcionamento, a substituição de um transformador é a última medida tomada e a manutenção preventiva é a forma mais utilizada e exigida pelas normativas de segurança (ABNT, 2017). Entretanto, não é desejável a interrupção da atividade destes equipamentos, já que também representa a necessidade de substituição até a conclusão dos trabalhos de manutenção (MARQUES, 2017).

Como forma de atenuar os custos de manutenção, interrupção de serviço ou substituição de equipamentos, a medida mais eficiente encontrada é o monitoramento do estado e condição dos equipamentos. Um dos tipos de monitoramento mais empregados é do fluido de isolamento do trafo (JIN *et al.*, 2022), ou seja, realiza-se análises de gases dissolvidos no óleo e das propriedades físico-químicas do óleo.

A maior parte dos processos de monitoramento dos óleos isolantes de transformadores é onerosa, seja pela complexidade ou exclusividade do serviço, ou seja pela necessidade de interrupção da utilização do equipamento em serviço. Diferentes pesquisas têm sido desenvolvidas para oferecer eficiência, qualidade e custos compatíveis com a atividade de monitoramento *online* (SALPAVAARAA, *et al.* 2015; JÄRVELÄINEN *et al.*, 2015; MONTEIRO *et al.*, 2021; JIN *et al.*, 2022).

Desta forma, o objetivo deste trabalho foi estudar a possibilidade e aplicabilidade de uma nova tecnologia de monitoramento *online*, que seja robusto, capaz de realizar detecção de alterações no óleo mineral isolante e apresente um menor custo de implementação nos transformadores de potência.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 Transformadores de potência

Os transformadores foram inventados a mais de 100 anos, com a função e capacidade de transmitir e distribuir eletricidade de corrente alternada trifásica, de forma eficiente, por longas distâncias sem a necessidade das usinas produtoras de energia estarem localizadas muito próximas dos centros consumidores de energia (NYNAS, 2014).

Os transformadores de potência são os principais equipamentos que compõem uma subestação elétrica, na qual sua função primordial é conseguir reduzir as perdas de transmissão por meio da redução da corrente que é necessária para transmitir determinada potência elétrica, e para que isso ocorra realiza-se um aumento de tensão (NYNAS, 2014).

Dentro do sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, diversos tipos de transformadores são empregados, sendo três deles os mais usados e conhecidos (CATÁLOGO SIEMENS ENERGY, [s.d.]):

- Transformadores elevadores (GSU - *Generator Step-up Transformer*) são os transformadores utilizados em usinas, na saída dos geradores, com o intuito de elevar a tensão de saída para que a energia possa ser transmitida por longas distâncias.
- Transformadores abaixadores (*Step-down Transformer*) são equipamentos reguladores ou redutores, com o propósito de manter a tensão de saída baixa para serem distribuídas em centros de consumo.
- Transformadores distribuidores são dispositivos que alteram as tensões de distribuição para tensões de consumo das residências e pequenas indústrias. Estão presentes nos postes de distribuição e precisam aumentar a tensão recebida.

Os transformadores são essenciais no fornecimento e transmissão confiável de energia. E para se assegurar essa transmissão, é extremamente importante monitorar

parâmetros físicos, químicos, elétricos e mecânicos para garantir o bom funcionamento do equipamento sem que falhe precocemente.

Essas máquinas elétricas representam um equipamento chave no fornecimento de energia, desempenhando papel na segurança e confiabilidade do sistema. Por isso mesmo, além de sua constituição e forma quase “artesanal” de produção, com projetos específicos para cada aplicação, caracterizando-se como uma produção não seriada, são também um elemento de grande investimento e constante monitoramento de forma a minimizar impactos financeiros com eventuais falhas do equipamento. A Figura 1 representa um trafo de alta potência em campo já em funcionamento.



Figura 1 - Transformador de alta potência em campo.  
Fonte: SIEMENS ENERGY, 2022.

Um transformador de potência é composto basicamente por (Figura 2): parte ativa, buchas, sistema de resfriamento, tanque de expansão de óleo e comutador de derivação em carga (*OLTC*). A parte ativa é formada por um núcleo magnético e enrolamentos. As buchas são dispositivos responsáveis pela transferência de energia entre o interior e exterior do transformador (SAMIMI & ILKHECHI, 2020).

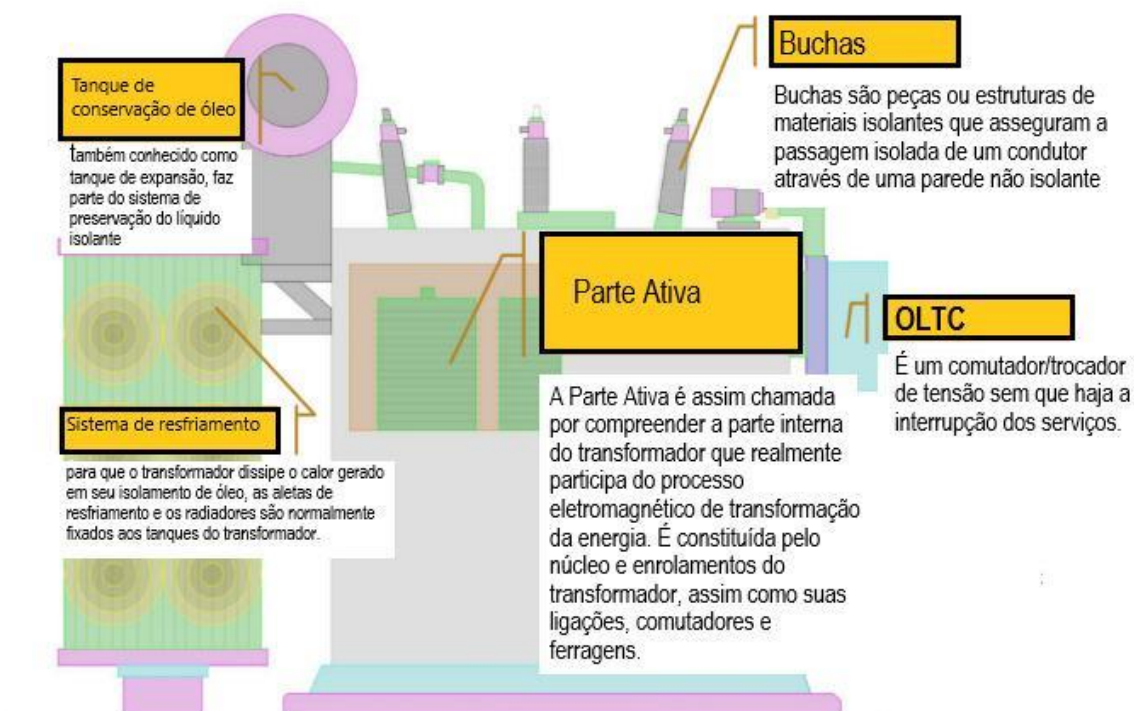


Figura 2 – Esquema da composição de um transformador.

Fonte: Adaptado pelo autor, 2022.

Durante a transferência de energia, enquanto a corrente flui pelo enrolamento há um aquecimento do sistema gerado por perdas elétricas, porém o aumento dessa temperatura deve ser controlado. Sendo assim, o sistema de resfriamento é necessário para dissipar calor e permitir que o equipamento opere em sua capacidade máxima. Além disso, com o aumento de temperatura, o volume de óleo varia, sendo necessária a presença de um sistema de contenção (SAMIMI & ILKHECHI, 2020).

## 2.2 Óleo mineral isolante e análises de qualidade

O óleo mineral isolante (OMI) é um produto extraído do petróleo através de várias etapas de refino e é formado basicamente por hidrocarbonetos naftênicos aromáticos ou parafínicos (ABNT, 2017).

Conforme Rao *et. al.* (2022) a principais funções do óleo mineral isolante são: servir como agente refrigerador, dissipando o calor gerado internamente na parte ativa entre núcleos e bobinas; atuar como meio de diagnóstico para o prognóstico de

caracterização do envelhecimento do óleo em transformadores em serviço; e atuar como barreira para o núcleo da chapa de aço laminado, impedindo o contato direto com o ar atmosférico.

Para os transformadores, o OMI tem função essencial na sua operação, sendo que, durante a elaboração do projeto destes equipamentos as propriedades do óleo são consideradas para os cálculos de refrigeração e isolamento. Dessa forma, durante as etapas de fabricação, bem como de operação em campo do equipamento, o óleo isolante é analisado no setor da qualidade e as suas características mínimas devem ser garantidas para o bom desempenho dos equipamentos (SIEMENS ENERGY, [s.d.]).

Sendo assim, para garantir a qualidade do material isolante e verificar o grau de envelhecimento do sistema, métodos de análise são exigidos pela norma NBR 10576 – Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos – Diretrizes para supervisão e manutenção, sendo a maioria deles realizados apenas em laboratório (ABNT, 2017). O Quadro 1 apresenta os principais ensaios executados em laboratório, bem como suas respectivas normas e classificações.

**Quadro 1 – Principais ensaios para óleo mineral isolante realizados em laboratório.**

Propriedade	Classificação <sup>a</sup>	Norma
Densidade	1	NBR 7148
Fator de perdas dielétricas	1	NBR 12133
Índice de neutralização (acidez)	1	NBR 14248 / 14448
Rigidez dielétrica	1	NBR IEC 60156
Tensão Interfacial	1	NBR 6234
Teor de água	1	NBR 10710
Partículas	2	ISO 4407 / NBR 14275
Análise de gases dissolvidos (DGA)	1	NBR 7070 / 7274
<sup>a</sup> As classificações 1 são ensaios de rotina e 2 são ensaios classificados como investigativos.		

Fonte: Adaptado de ABNT NBR 10576, (2017).

### 2.3 Diagnóstico de falhas e monitoramento

Evitar falhas em transformadores é crucial, pois quando esta ocorre em campo, existe um elevado custo envolvido para o reparo do equipamento, bem como um tempo necessário para esse procedimento. Dessa forma, a interrupção do funcionamento de um transformador não é algo desejável para os clientes ou fornecedor do equipamento. Grande parte das falhas incipientes que ocorrem em trafos em campo, provocam a deterioração do material isolante, e com isso, acarreta a geração e concentrações elevadas de gases dissolvidos no OMI, sendo então a análise de gases dissolvidos (DGA) por cromatografia gasosa (CG) uma das mais importantes (RIBEIRO *et al.*, 2008; SUN *et al.*, 2012).

O óleo mineral, em um transformador, apresenta funções importantes para o funcionamento deste, como por exemplo: garante o resfriamento do equipamento, auxilia na estabilidade de envelhecimento dos materiais, é portador de informações físicas, químicas e elétricas e mantém o isolamento elétrico. Para cumprir com suas funções, o óleo mineral isolante deve seguir requisitos mínimos em termos de propriedades físicas e químicas, que são listadas em normas e especificações (NYNAS, 2014)

Segundo Ribeiro *et al.* (2008), durante o seu tempo de vida útil, os transformadores de potência são capazes de suportar numerosas tensões térmicas, elétricas e mecânicas, impactando sobretudo no isolamento celulósico que tende a despolimerizar-se e perdendo, paulatinamente, sua função isolante. Além disso, a presença de um alto teor de umidade implica em uma degradação da celulose e diminuição da resistência dielétrica do óleo, encurtando a vida útil do equipamento.

Um aumento excessivo da temperatura do OMI pode provocar quebra das cadeias de hidrocarbonetos, gerando níveis elevados de gases combustíveis  $H_2$  (hidrogênio),  $CH_4$  (metano),  $C_2H_2$  (acetileno),  $C_2H_4$  (etileno) e  $C_2H_6$  (etano) e provocando falhas térmicas no equipamento. Além disso, a temperatura também influencia na produção de gases a partir da decomposição térmica da celulose ( $CO$  e  $CO_2$ ), por meio da degradação polimérica (IEEE, 2018). Dessa forma, o

sensoriamento contínuo de temperatura é um requisito obrigatório durante o funcionamento dos transformadores.

A análise de teor de água é um dos métodos utilizados para detectar a presença de água no óleo mineral isolante. Na fabricação dos transformadores, após realizados processos de secagem, o teor de umidade dos materiais empregados reduz para menos de 1% (ABNT, 2006). No entanto, quando em operação, o teor de água será sempre crescente por causas naturais, como por exemplo, pela entrada de umidade proveniente do meio atmosférico e pela própria degradação do óleo e celulose. Sendo assim, é muito importante que se tenha um controle do parâmetro no OMI.

De acordo com a NBR 6234, Tensão Interfacial ou TIF, é definida como a força de atração molecular existente entre o óleo e a água. É também uma análise física muito importante para a detecção e controle da deterioração do óleo mineral isolante (ABNT, 2015). Considera-se que a partir de 20 mN/m, os decréscimos na TIF são acompanhados de formação de borra, sendo comum quando transformadores em campo estão operando com sobrecarga, ocasionando uma deterioração mais rápida dos materiais (ASTM, 2020). Quanto mais baixa a tensão está, mais oxidado (envelhecido) o óleo encontra-se ou contaminado por compostos polares.

De acordo com a NBR 7070, a formação de gases em óleo mineral isolante se deve ao processo de envelhecimento natural do líquido ou, quando em grande quantidade, devido a defeitos de funcionamento do equipamento, principalmente causados por descargas parciais ou sobreaquecimento por causas térmicas ou elétricas. Sendo assim, é imprescindível realizar análise periódica em amostras de óleo, para detectar se há defeitos no equipamento elétrico (ABNT, 2007). Os tipos de gases dissolvidos, as quantidades e as mudanças ao longo do tempo, fornecem informações do comportamento do transformador no decorrer do uso. Nesse caso, emprega-se a cromatografia em fase gasosa como método de análise, com o intuito de prever a condição de operação do transformador e detectar possíveis falhas (SANTOS *et al.*, 1992).

A cromatografia é um método de separação físico, em que os componentes a serem separados são distribuídos por duas fases, uma estacionária e a outra um fluido



móvel. Na fase móvel, emprega-se um gás quimicamente inerte em relação a fase estacionária e constituintes da mistura a ser analisada (CIOLA, 1923).

A maioria das alterações citadas anteriormente podem ser identificadas por meio de análises laboratoriais da qualidade do OMI. Procedimentos de monitoramento e de manutenção da qualidade do óleo são determinados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), para diagnosticar o grau de deterioração do equipamento e qualidade do óleo, e prever riscos de falhas prematuras (ABNT NBR 7070, 2007).

Atualmente existem técnicas de diagnóstico dos transformadores, reconhecidos por monitoramentos *online* ou *offline*. O monitoramento *online* é composto por diversos tipos de sensores acoplados ao equipamento e que podem executar, por exemplo, medições elétricas, químicas, mecânicas, acústicas e ópticas, para obtenção de um histórico de funcionamento do transformador de alta potência. Já o monitoramento *offline* tem a função de diagnóstico preventivo e é obrigatório, conforme normativas legais, a sua aplicação em certos períodos da vida útil do transformador.

No monitoramento *offline*, como já citado, a norma NBR 10576 exige que sejam realizadas análises qualitativas do óleo, para a compreensão da deterioração e condições do equipamento em serviço. A periodicidade de amostragem exigida para transformadores de potência é de que sejam realizadas semestralmente até o término da garantia do equipamento e anualmente após esse período (ABNT, 2017). No entanto, essas análises têm a necessidade de serem efetuadas em laboratório, o que gera custos de coleta e transporte das amostras.

As técnicas de diagnóstico *online* já existentes, são em sua maioria de custo elevado, sendo cerca de 30% do custo total do transformador e nem sempre possuem uma confiabilidade satisfatória e precisa. Além disso, um único equipamento não agrupa a capacidade de monitorar os diversos parâmetros necessários para contemplar a regulamentação em substituição às análises laboratoriais. Sendo assim, algumas técnicas de monitoramento remoto vêm sendo pesquisadas e testadas, com o intuito de realizar diagnósticos a distância de maneira mais confiável e precisa.

### 2.3.1 Tipos de monitoramento *online*

Para garantir um funcionamento correto continuamente dos transformadores, são instalados sensores para monitoramento *online* dos seus principais parâmetros, obtendo um diagnóstico de maneira instantânea com o transformador em serviço, sem que necessite a sua parada. Um bom sistema de sensoriamento de transformadores de potência deveria apresentar um baixo custo, alta estabilidade, alta precisão e compatibilidade com o tipo de transformador (SAMIMI & ILKHECHI, 2020).

Análises de gases dissolvidos em óleo (DGA) e descargas parciais (DP), podem ser realizadas por meio do monitoramento *online*, no entanto, não apresentam resultados com grande confiabilidade como das técnicas tradicionais realizadas em laboratório, além de serem caros e restritos a transformadores de alta potência.

Quando se fala em falhas, o aparecimento de gases é um indicativo chave na avaliação da condição do equipamento. Em cada caso, dependendo da causa raiz do problema, geram-se concentrações distintas de gases específicos. Sendo assim, uma vigilância contínua dos diversos cenários de falhas é muito importante.

Atualmente a Siemens Energy tem em seu portfólio quatro tipos de sensores para monitoramento contínuo dos transformadores. O Quadro 2 detalha cada um deles.

**Quadro 2 - Sensores utilizados atualmente pela Siemens Energy no monitoramento *online***

MONITORAMENTO	O QUE ANALISA	TECNOLOGIA DE MONITORAMENTO	CARACTERÍSTICAS
Sensor 1	Concentração de quatro gases: C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , H <sub>2</sub> , CO e C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> .	Medição por Não Infravermelho Difusivo (NDIR)	Instalação simples, fácil manutenção, precisão baixa em comparação com laboratório, elevado custo.
Sensor 2	Concentração de oito gases: C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , H <sub>2</sub> , CO, CH <sub>4</sub> , CO <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , O <sub>2</sub> e C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> .	Medição por Não Infravermelho Difusivo (NDIR)	Instalação simples, fácil manutenção, precisão baixa em comparação com laboratório, elevado custo.
Sensor 3	Concentração de H <sub>2</sub> .	Sensor de liga de Paládio combinado com Níquel em estado sólido	Instalação simples, fácil manutenção, precisão baixa, custo médio.
Sensor 4	Monitoramento das buchas	Sensor para medição do funcionamento das buchas	Baixa precisão, manutenção periódica, custo baixo.

Fonte: O autor, 2022.

Apesar da Siemens Energy apresentar um portfólio com boas opções de sensoriamento dos parâmetros da qualidade do óleo mineral isolante, todos esses sensores ainda não apresentam uma boa precisão quando comparados com análises laboratoriais. Sendo assim, viu-se a necessidade de uma pesquisa aprofundada no assunto. No entanto, mesmo com um bom sensoriamento remoto, nenhuma das análises *offline* poderão ser completamente substituídas, haja vista que ainda é exigido o controle preventivo em certos períodos da vida útil do transformador, conforme normativas legais.

### 3 OBJETIVO DO ESTUDO DE CASO

Visando minimizar os impactos econômicos ocasionados pela interrupção do funcionamento de transformadores em caso de falha, estudos têm sido desenvolvidos dentro do tema de monitoramento *online*. A partir da necessidade de propor alternativas para o monitoramento *online*, testou-se a implementação de um sensor eletromagnético (SEM), como uma opção de monitoramento de baixo custo e que agrega, em um único equipamento, as diversas análises requisitadas pelas normas ABNT NBR 10576, IEC 60422 e Regulamento Técnico ANP N° 4/2008.

O SEM testado se propõe a analisar em tempo real, fornecendo uma ampla capacidade de medir diversas características de líquidos usando tecnologia de campo eletromagnético (EMF), como a presença de contaminantes no óleo, as alterações físico-químicas e presença de gases dissolvidos.

O objetivo deste trabalho foi analisar a efetividade na leitura e detecção de mudanças físico-químicas e presença de gases dissolvidos no óleo mineral, por meio da metodologia eletromagnética, proposto pelo fabricante do SEM, e comparar resultados das análises dos diferentes tipos de padrões de propriedades do óleo mineral, realizados primeiramente em laboratório, com os resultados obtidos utilizando o sensor.

## 4 MATERIAIS E MÉTODOS

### 4.1 Planejamento da pesquisa e ferramentas da qualidade

Para assegurar a qualidade da pesquisa e bons resultados no decorrer da execução das análises utilizando o SEM, foram utilizadas ferramentas da qualidade. As ferramentas da qualidade são um conjunto de metodologias empregadas para analisar, definir e resolver problemas que poderão impactar nos resultados de uma produção. O objetivo do uso dessas ferramentas é conseguir manter um histórico e organizar as ideias de maneira sequencial, para que assim consiga seguir um cronograma adequado de execução da pesquisa. O fluxograma apresentado na Figura 3, discorre os passos necessários para conduzir o estudo de caso.

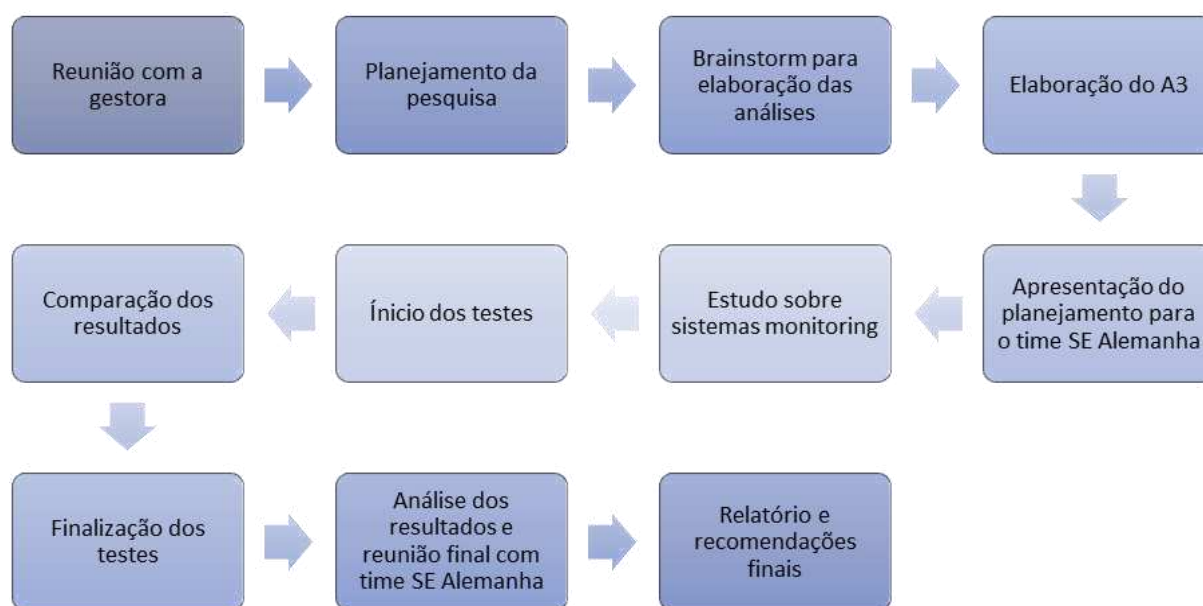


Figura 3 - Fluxograma sequencial das atividades desempenhadas durante o desenvolvimento da pesquisa.

Fonte: O autor, 2022.

Inicialmente foi realizado um *brainstorm* para pontuar todas as situações que seriam estudadas e elencar os possíveis testes a serem desenvolvidos. O *brainstorm*, em sua tradução literal “chuva de ideias”, é uma técnica utilizada onde se expõe diversas opiniões, que serão debatidas entre o time, para solucionar um problema.

Após, utilizou-se a ferramenta da qualidade denominada Metodologia A3, que é baseado em um documento em formato A3, onde se resume os objetivos, andamentos e resultados esperados com a aplicação da melhoria. É uma ferramenta de gerenciamento desenvolvida pela Toyota e que está muito ligada ao ciclo PDCA (Plan, Do, Check and Act – Pensar, Fazer, Verificar e Agir). Tem como principal objetivo promover a melhoria de um processo de forma dinâmica e acompanhar as melhorias realizadas. A Figura 4 exemplifica a estrutura de um documento A3.

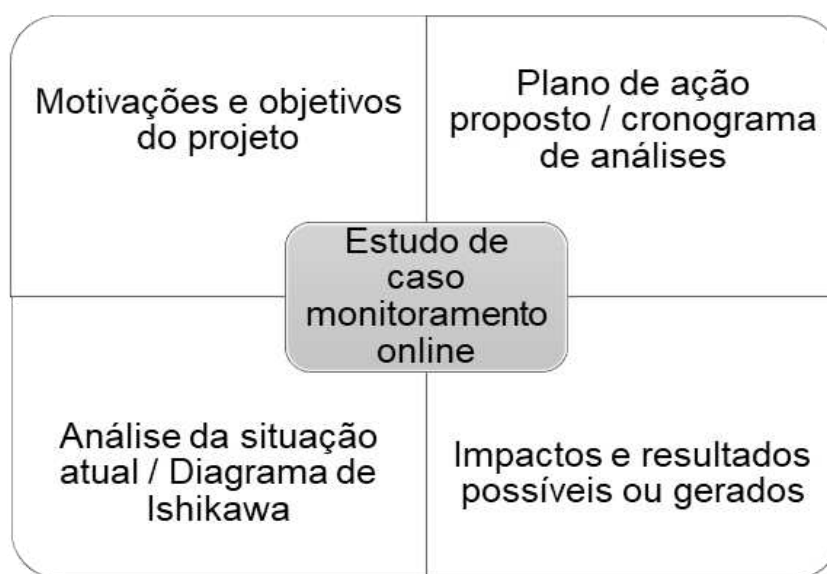


Figura 4 - Estrutura da ferramenta da qualidade A3.  
Fonte: O autor, 2022.

A pesquisa foi realizada em parceria com a Siemens Energy Alemanha, sendo definido um período de outubro a dezembro de 2021 para a execução dos testes no Laboratório de Materiais da Siemens Energy Brasil localizado na cidade de Jundiaí.

Após a elaboração e planejamento das análises, foi definido um escopo de necessidades e prioridades de execução por meio do uso da ferramenta da qualidade Matriz GUT, que é uma ferramenta utilizada para priorizar tomadas de decisões em um determinado cenário. O acrônimo GUT significa:

- G = gravidade ou impacto do problema para os envolvidos
- U = urgência ou tempo disponível para a resolução do problema
- T = tendência ou probabilidade de se agravar com o tempo

A fim de validar os resultados obtidos com o uso do sensor eletromagnético, todos os testes foram conduzidos utilizando óleo mineral isolante e técnicas convencionais de análise em laboratório para detecção de gás dissolvido, presença de água, alteração de temperatura e perda de propriedades dielétricas. As medidas realizadas pelo SEM foram tabulados no *software* Excel e processados para obtenção dos gráficos no *software* R-Studio.

## 4.2 Sensor eletromagnético

Um Sensor Eletromagnético (SEM) foi desenvolvido em um projeto de uma universidade Finlandesa e foi utilizado neste trabalho com a intenção de verificar a sua aplicabilidade no sistema de monitoramento de alterações físico-químicas do OMI e gases dissolvidos neste meio. Segundo o fabricante, o SEM vem sendo utilizado em indústria alimentícia, farmacêutica, de saneamento, automobilística, entre outras. Esse foi o primeiro teste para monitoramento em OMI utilizado em transformadores de potência.

Conforme a descrição do SEM, a tecnologia empregada é a leitura da permissividade dielétrica complexa (PDC). Do ponto de vista eletromagnético a PDC se baseia na concepção de que diversos materiais não apresentam resposta magnética significativa, podendo ser caracterizados inteiramente por uma grandeza conhecida como permissividade dielétrica complexa, na qual a parte imaginária está associada à condutividade elétrica do material. A tecnologia é baseada em um circuito de sistema elétrico com ressonador, que é usado para atuar sobre a partícula coloidal e as cargas nas interfaces das partículas coloidais e, ao mesmo tempo, medir o efeito das interfaces sobre a ressonância (JÄRVELÄINEN *et al.*, 2015).

Uma sonda imersa em líquido mede a PDC e fornece duas variáveis: VI (Viscosidade Iônica) e P (Permissividade). A primeira altera-se fortemente com mudanças na composição química do óleo, enquanto a segunda é uma resposta a íons e partículas carregadas.

A VI é apresentada pela Equação 01, sendo propriedades dielétricas a condutividade ( $\sigma$ ) e a permissividade ( $\rho$ ):

$$VI = 1/\sigma = \rho \quad (01)$$

Esse equipamento de medição consiste em um sensor eletromagnético, acessórios e um *software* de análise *online*. A sonda emite um sinal EMF não intrusivo, que sonda a energia presente na superfície das partículas, em alterações de propriedades dipolares e forças semelhantes, sendo importante na detecção de pequenas partículas contaminantes do óleo ou substâncias químicas dissolvidas com características dipolares distintas. O fabricante informa que essa detecção é possível ser realizada com pouco volume de óleo e com rápida resposta de detecção.

#### 4.2.1 Compensação da temperatura

A permissividade relativa de um material dielétrico é uma das características mais importantes e é muito afetada pela variação de temperatura. Como a tecnologia do sensor se baseia na detecção da variação da permissividade do meio, a mudança de temperatura pode interferir nos resultados obtidos. Sendo assim, na maioria dos casos, para evitar essa interferência, julga-se necessário remover os efeitos de temperatura dos dados por meio de um algoritmo de compensação da temperatura gerado pelo *software*. Essa compensação depende das propriedades do líquido que será mensurado.

Com base nos dados gerados pelas análises, foi determinado pelo fornecedor que o ideal seria realizar uma compensação linear por meio da Equação 02:

$$x_{compensado} = x_{n\grave{a}o-compensado} \times \frac{k.SP + icp}{k.T + icp} \quad (02)$$

Onde x são quaisquer valores de permissividade ou viscosidade iônica, T é a temperatura e SP é um ponto de ajuste de temperatura aproximada. As variáveis k e icp são calculadas a partir de dois pontos de medição diferentes onde a temperatura afetou de fato a medição.



A partir disso, todas as análises de resultados foram geradas e analisadas com compensação de temperatura aplicada.

### 4.3 Análises do óleo

#### 4.3.1 Amostragem

Com o intuito de alcançar os objetivos propostos neste trabalho, foram coletados quatro galões de 8L de óleo naftênico de enchimento de transformador, idênticos e tratados por processo termo-vácuo. Esse óleo inicial foi utilizado como parâmetro para a realização desta pesquisa.

#### 4.3.2 Envelhecimento do óleo

Em sete frascos de vidro de 1 L, foram adicionados 800 mL do óleo, sendo um deles utilizado como óleo branco de referência. Seis frascos foram colocados em estufa de circulação forçada de ar, da marca Nova Ética e modelo 4009D, para aceleração do envelhecimento do óleo, a uma temperatura constante de  $105^{\circ}\text{C} \pm 5^{\circ}\text{C}$ , valor padrão utilizado em análises segundo normas internas da empresa.

A cada 7 dias, um frasco foi retirado para a análise da tensão interfacial do líquido, cujos resultados foram comparados com a análise feita pelo SEM, posicionado no interior de cada amostra e retirado após o registro.

A análise de TIF foi realizada utilizando-se tensiômetro semi-automático da marca Kruss e modelo K9 (Figura 05a), por meio da medição da força necessária para destacar o anel de fio de platina da interface água-óleo, como determinado pelo método de ensaio proposto na norma NBR 6234 (ABNT, 2015). Em cubetas de vidro foram adicionadas, aproximadamente, uma altura de 10 mm de cada amostra de óleo com a mesma quantidade de água destilada e colocado na plataforma do tensiômetro. O anel foi imerso no centro do recipiente e a plataforma foi lentamente abaixada, até que houvesse a ruptura do líquido (Figura 05b). O valor da força necessária para o rompimento entre as interfaces óleo/água foi registrado.

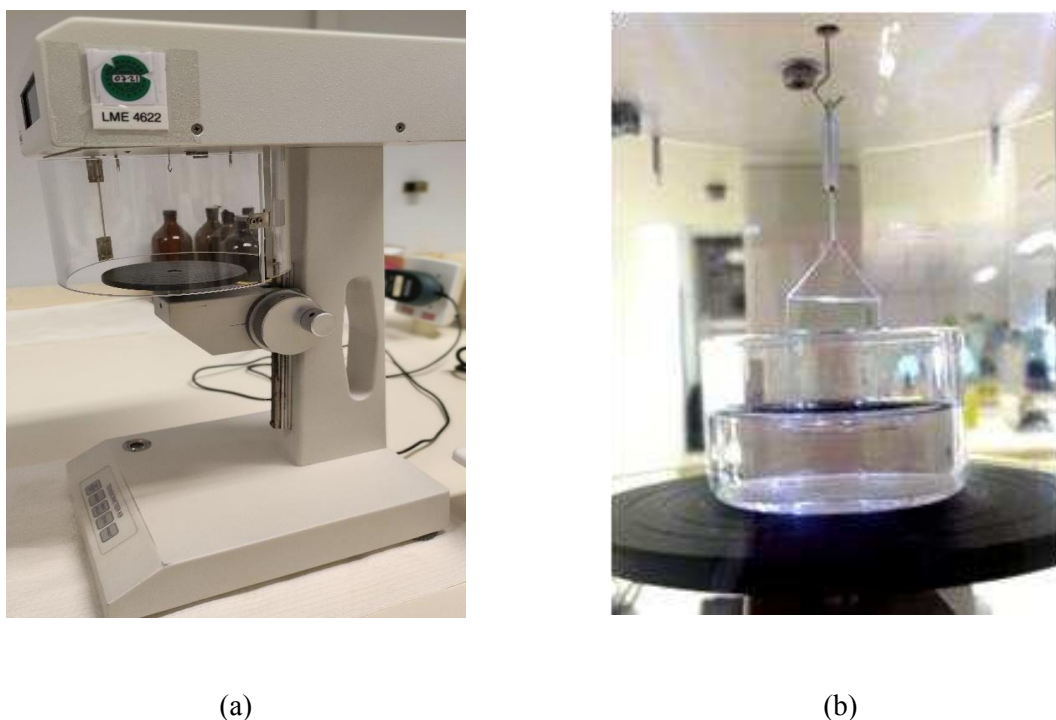


Figura 5 – a) Tensiômetro semi-automático e b) cubeta de vidro posicionada no centro do equipamento.

Fonte: a) O autor, 2022; b) Siemens Energy TUQ, [s.d.]

Essa força medida foi então corrigida por um fator determinado empiricamente, que leva em consideração as massas específicas de cada meio (água-óleo). A densidade do óleo foi mensurada utilizando-se um densímetro de escala apropriada e termômetro. Para fins de controle da qualidade do óleo novo, considera-se que o valor de TIF deve estar acima de 40 mN/m.

#### 4.3.3 Gases dissolvidos no óleo

Para controle do experimento, foram registradas a temperatura do ambiente em 22,8 °C e umidade ambiente de 56%.

O primeiro teste foi realizado em um Becker de 3 L com um agitador magnético com aquecimento Heidolph, modelo Hei-Tec. Inicialmente, estabilizou-se os sinais do sensor no ar para ajuste de escala. Em seguida, o SEM foi posicionado no interior do vidro com óleo, a uma distância de mais de 5 cm do agitador, como recomendado pelo fabricante. O óleo foi aquecido até aproximadamente 60 °C a uma agitação constante de 300 rpm. Assim que houve a estabilização das variáveis do sensor em uma

temperatura entre 57 e 58 °C, foram injetadas frações de gás padrão primário no líquido, com intervalos de 10 min entre cada injeção. Primeiro foram injetadas as alíquotas de 0,2 mL, 0,4 mL, 0,5 mL, 0,3 mL, respectivamente, e sendo retirada uma amostra de óleo em seringa hermética de vidro de 50 mL para realizar análise de cromatografia gasosa. Por último, foi borbulhado 20 s de gás padrão primário a uma pressão de aproximadamente 3 kgf/cm<sup>2</sup>. A partir desse momento, a temperatura foi reduzida para 40 °C e foram injetados 0,2 mL e 0,25 mL do mesmo gás. Ao final de todo o procedimento, uma terceira amostra de óleo foi coletada em uma seringa hermética para análise por cromatografia gasosa ou CG, de acordo com norma NBR 7070.

No teste seguinte, foram realizados os mesmos procedimentos experimentais do primeiro, com exceção de que as últimas adições foram de 0,2 mL, 1 mL, retirando-se uma amostra final de óleo para análise de DGA.

No terceiro teste realizado, foi montado um sistema com eletrodos de cobre para simular uma descarga elétrica no interior do Becker com óleo e com o SEM posicionado a uma distância segura dos eletrodos (Figuras 6 e 7). Nesse teste foi utilizado o mesmo óleo de referência cujos valores de gases presentes eram conhecidos.

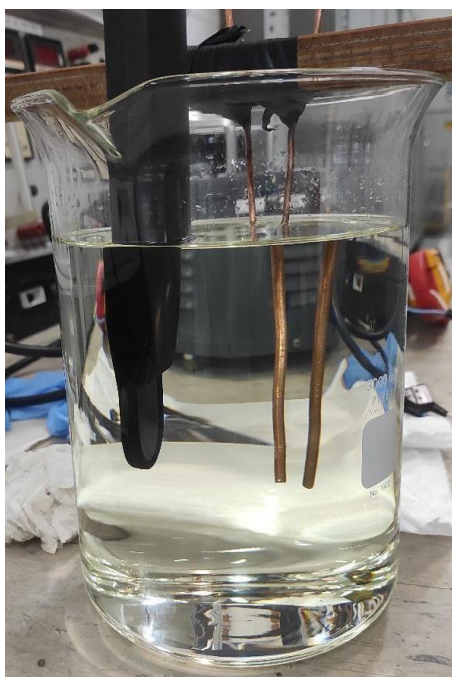


Figura 6 – Eletrodos de cobre submersos em óleo.

Fonte: O autor, 2022.

Foram utilizados 3 L de óleo, que, primeiro, foi submetido a um aquecimento utilizando resistência de chuveiro para análise do comportamento do sensor e que será melhor descrito no item de teste de temperatura. Após a redução da temperatura para 30 °C, o óleo foi submetido a descargas elétricas de 6 kV. Ao final do teste, foi realizada análise de cromatografia gasosa em uma amostra de óleo.

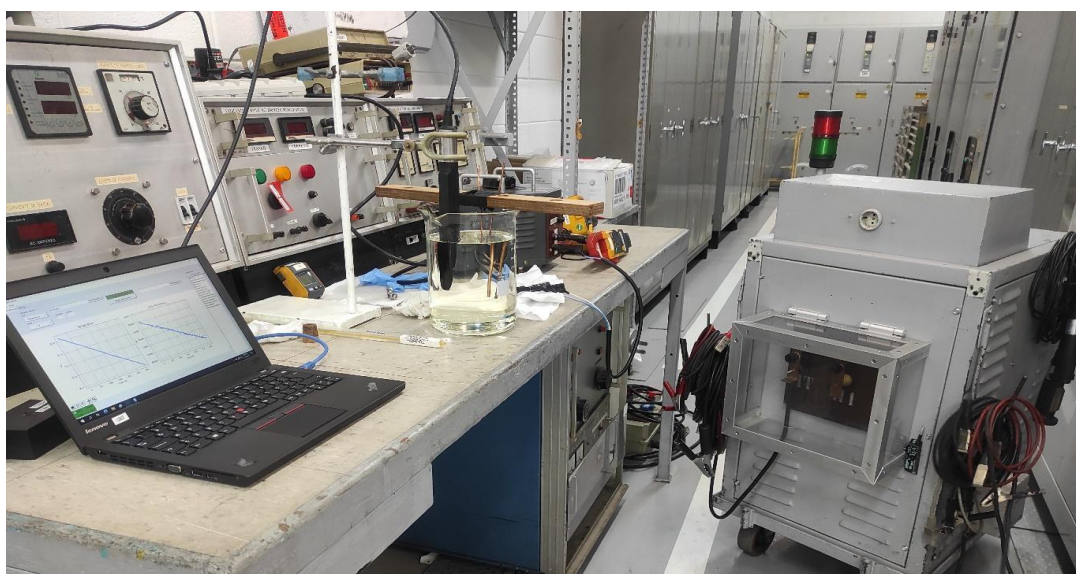


Figura 7 – Sistema para simulação de descarga elétrica.

Fonte: O autor, 2022.

Cada amostragem retirada para análise de DGA, foi realizada em seringas herméticas de 50 mL e amostras de 25 mL de cada óleo foram injetadas no cromatógrafo gasoso Thermo Trace GC Ultra (Figura 08) para extração dos gases dissolvidos. A técnica de cromatografia gasosa (CG) utilizada no laboratório foi a metodologia por eluição, onde um gás de arraste (argônio) contínuo transportava a amostra através de duas colunas, sendo uma peneira molecular 13X e outra Porapak N, que fizeram a separação dos gases contidos na amostra e, os detectores de condutividade térmica (TCD) e ionização de chama (FID), realizam a leitura e captação dos gases separados para a apresentação no *software* através dos cromatogramas.



Figura 8 - Equipamento utilizado para cromatografia gasosa.  
Fonte: O autor, 2022.

Por meio do ensaio de CG foi possível obter as taxas de geração dos seguintes gases: H<sub>2</sub> (Hidrogênio), O<sub>2</sub> (Oxigênio), N<sub>2</sub> (Nitrogênio), CH<sub>4</sub> (Metano), CO (Monóxido de Carbono), CO<sub>2</sub> (Dióxido de Carbono), C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> (Etileno), C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> (Etano) e C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> (Acetileno). Dessa forma, essa análise foi importante, pois avaliou a evolução e geração destes gases, em especial os gases combustíveis, durante a operação de um equipamento elétrico que utiliza como meio isolante e refrigerante o OMI.

Em um transformador em operação, cada gás gerado pode representar um determinado tipo de falha que esteja ocorrendo com o sistema térmico ou elétrico, e algumas normas ou estudos, tais como IEEE C 57.130, NBR 7070, Duval, Rogers, Cigré, auxiliam na interpretação dos mesmos, além do histórico evolutivo e expertise de cada fabricante de equipamento. Neste experimento, foi utilizado como referência um óleo novo, isento de gases combustíveis que indiquem falha para o equipamento elétrico, e foi comparado com a evolução obtida em cada etapa dos testes realizados nas amostras.

#### 4.3.4 Teor de umidade

Utilizando-se um frasco de 3 L, foram feitos testes de adição de frações de água no óleo com intervalos de 20 min entre cada adição, com o SEM, imerso no óleo. Cada fração foi adicionada utilizando uma micropipeta.

Para realizar a comparação dos resultados registrados pelo SEM, retirou-se três amostras (início, meio e fim) com seringa hermética para a medição do teor de água por meio do método de titulação coulométrica de Karl Fischer, que consiste em uma análise que contabiliza a quantidade de água livre contida na amostra, por meio da injeção de 3 g de cada amostra de óleo no equipamento (Figura 09). Ao final, calculou-se a quantidade de água titulada.



Figura 9 – Titulador coulométrico Aquatest 2010.

Fonte: O autor, 2022.

#### 4.2.4 Variação de temperatura

O primeiro teste de temperatura executado, foi o aquecimento do óleo utilizando uma resistência de chuveiro. O mesmo óleo de referência foi adicionado a um Becker de 3 L e a resistência foi posicionada no seu interior. Dessa forma, o óleo

foi aquecido até 45 °C e observou-se o comportamento do sinal em relação às alterações de temperatura.

Para um segundo teste de temperatura, utilizou-se agitação magnética. Primeiro foi realizada a medição da permissividade do ar para ajustar a escala. Sequencialmente, o sensor foi posicionado no Becker de 3 L a uma distância de 5 cm do agitador. Esperou-se 20 min para que houvesse a estabilização do sensor. Após estabilizado, a agitação foi iniciada e modificada gradualmente até 280 rpm, em conjunto com o aquecimento. Inicialmente o óleo foi aquecido até 40 °C, depois 60 °C e, por último, foram alcançados os 80 °C. Todo o monitoramento foi comparado com um termômetro de mercúrio.



## 5 RESULTADOS

### 5.1 Ferramentas da qualidade

Após a execução da reunião com o time do Laboratório de Materiais da Siemens Energy Brasil – Jundiaí, por meio do *brainstorm* foram definidas as ideias principais para realização das análises em laboratório, sendo elas:

- 1) Coletar galões de óleo tratado idênticos para ter um comparativo único;
- 2) Realizar teste de envelhecimento do óleo;
- 3) Testar o borbulhamento de gás padrão primário em frascos de óleo;
- 4) Realizar compatibilidade com tinta não curada no óleo;
- 5) Ensaio de descarga elétrica;
- 6) Contaminação do óleo com água, simulando teor elevado;
- 7) Ensaio de contaminação por partículas.

No entanto, as análises de número 4 e 7 não foram executadas devido a restrição de tempo imposta pela empresa e fornecedor do sensor, além dos atrasos alfandegários no decorrer do processo de importação.

Diante das ideias, foi elaborado o documento A3 e definido as prioridades de análises por meio da Matriz GUT. Sendo assim, organizou-se um cronograma de atividades a serem desempenhadas durante o período do SEM no Brasil, conforme Figura 10.

Atividades	4 - Out.	11 - Out.	18 - Out.	25 - Out.	1 - Nov.	8 - Nov.	15 - Nov.	22 - Nov.	29 - Nov.	6 - Dez.	13 - Dez.	20 - Dez.
Envelhecimento do óleo (estufa a 100°C)		X	X	X	X	X	X					
Borbulhamento de gás primário	X		X		X	X	X	X				
Coleta de amostras do CP												
Análise de compatibilidade com tinta não curada												
Descarga de Rigidez Dielétrica									X			
DGA	X	X	X	X	X	X	X	X	X			
Teor de umidade no óleo						X						
Contaminação por partículas												
TIF	X	X	X	X	X	X	X	X				
Aquecimento			X	X	X	X	X	X				

Figura 10 – Cronograma de atividades elaborado a partir do A3 e Matriz GUT.  
Fonte: O autor, 2022.

## 5.2 Comparativo de resultados sensor eletromagnético e análises de bancada

Os resultados obtidos por meio do uso do sensor eletromagnético, foram comparados com métodos tradicionais utilizados em laboratório para qualificar a condição do óleo.

Nesses testes foram observados a sensibilidade do sensor para a presença de gases dissolvidos, alteração de propriedades físico-químicas, mudança de temperatura e teor de água.

As Figuras 11 e 12 representam a leitura de permissividade e viscosidade iônica do ar, do OMI e da água deionizada como leitura padrão e referência das análises seguintes.

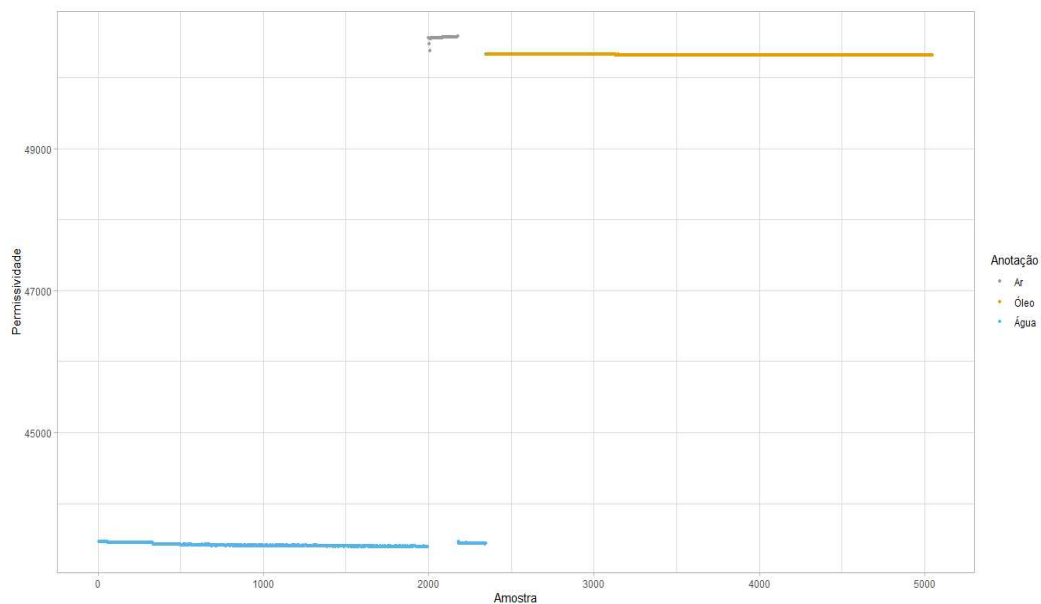


Figura 11 - Gráfico de permissividade para água deionizada, ar e OMI de referência (zero).

Fonte: O autor, 2022.

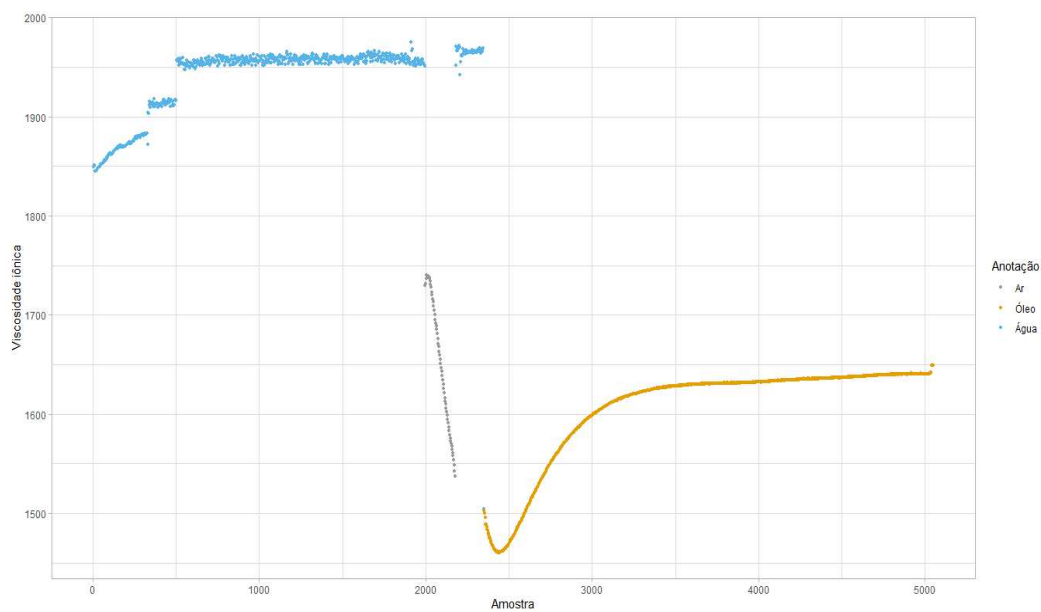


Figura 12 - Gráfico de viscosidade iônica para água deionizada, ar e OMI de referência (zero).

Fonte: O autor, 2022

Foi indicado pelo fornecedor do equipamento que realizasse medições da permissividade e viscosidade iônica da água e do ar, como forma de calibrar o sensor, e em seguida do óleo mineral isolante. Constatou-se que os valores estavam dentro da normalidade e que, como valores de referência e sem alterações no meio, os sinais

do OMI para permissividade eram entre 50.000P e 51.000P e para viscosidade iônica entre 1500VI e 1700VI.

### 5.2.1 Envelhecimento do óleo

A Tabela 1, apresenta os dados obtidos de tensão interfacial de cada amostra de óleo envelhecido analisados. As amostras de uma semana e duas semanas não foram contabilizadas na análise, pois a variação de tensão foi muito baixa e insuficiente para observar uma mudança na qualidade do óleo. A densidade mensurada do OMI foi a mesma em todas as semanas, com o valor de  $0,8746 \text{ g/cm}^3$ , sendo este valor utilizado no cálculo da TIF.

A tensão interfacial do óleo mineral é afetada pela presença de substâncias polares, acelerando o envelhecimento do óleo e alterando suas propriedades elétricas. Sendo assim, quanto maior a concentração de moléculas polares, menor será a tensão interfacial (ABNT, 2015).

**Tabela 1 - Resultado de análise laboratoriais de amostras de OMI envelhecidos em semanas, conforme sua tensão interfacial.**

Amostras (semanas)	Tensão interfacial (mN/m)
0	47,6
3	43,8
4	34,1
5	32,6
6	30,5

Fonte: O autor, 2022.

A Figura 13 mostra os frascos após o processo de envelhecimento, demonstrando a diferença de coloração do óleo, ou seja, seu escurecimento ocasionado pela degradação do material isolante que é provocada por sua oxidação.



Figura 13 - Frascos com amostras de óleo após teste de envelhecimento.

Fonte: O autor, 2022.

De acordo com Nynas (2004), no decorrer do tempo de operação do transformador, o OMI sofre processos de envelhecimento resultantes da elevação da temperatura do meio, ação do oxigênio e contato com materiais que constituem o equipamento, que atuam como catalisadores da oxidação. Como consequência desse processo, as propriedades isolantes do OMI se deterioram, reduzindo suas qualidades dielétricas, como é o caso da TIF. Isso pode ser observado nos resultados, onde as amostras de OMI foram submetidas a longo período em ambiente com temperatura elevada, obtendo-se uma redução constante da tensão interfacial ao longo do tempo.

Após realizada a análise de tensão interfacial, com o uso do SEM foram mensurados os valores de permissividade e viscosidade iônica de cada frasco. As Figuras 14 e 15 apresentam os gráficos obtidos pelo *software* R-studio.

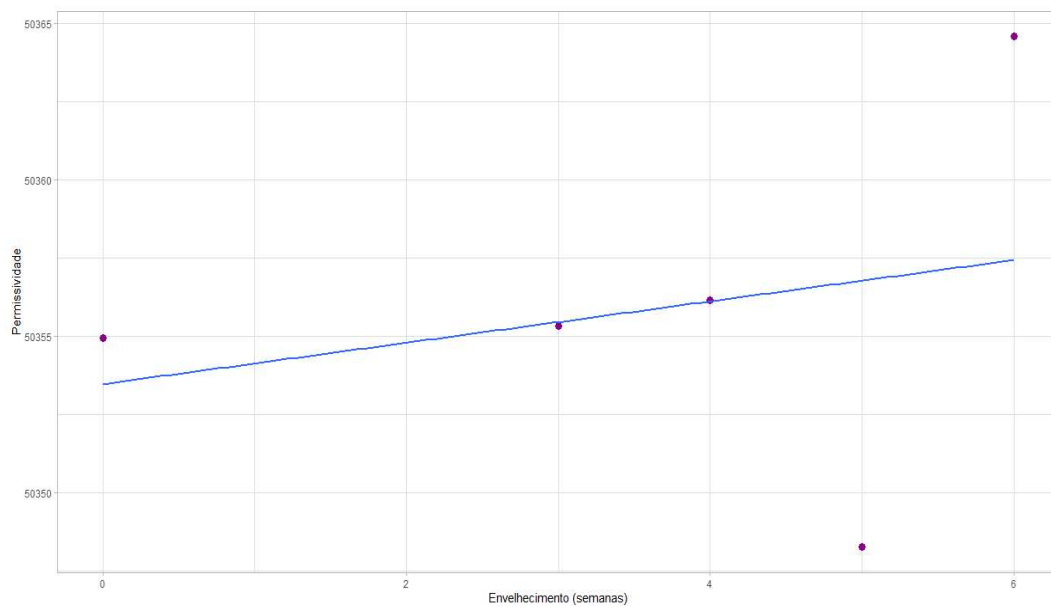


Figura 14 – Valores da permissividade por semana

Fonte: O autor, 2022.

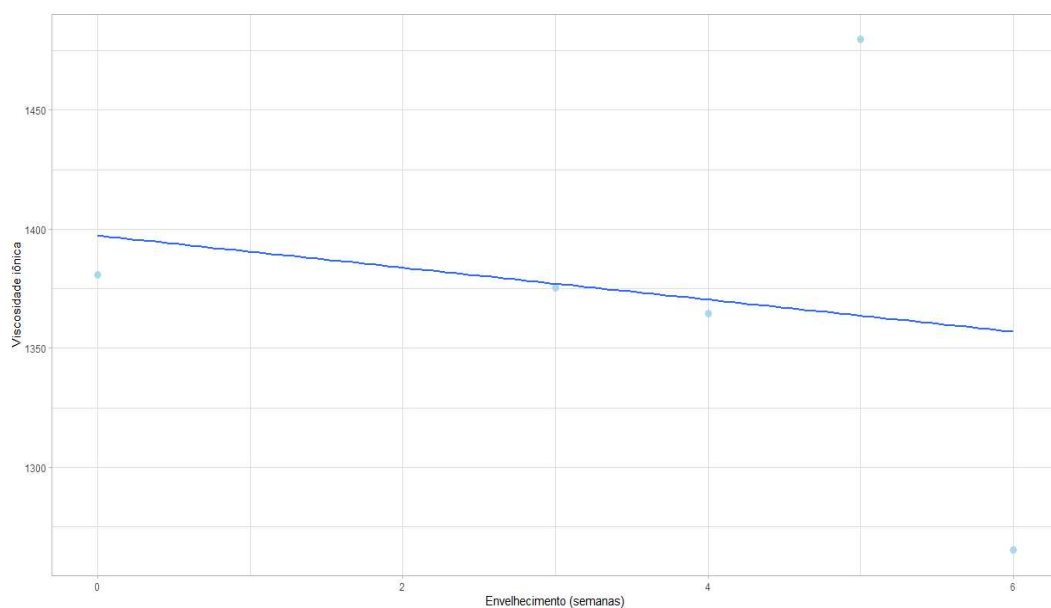


Figura 15 – Valores da viscosidade iônica por semana

Fonte: O autor, 2022.

De acordo com as especificações do fornecedor do SEM, o valor de permissividade diminui com a oxidação e aeração do óleo mineral, enquanto os valores de viscosidade aumentam, indicando uma degradação das propriedades de isolamento do óleo. No entanto, como pode ser observado nas Figuras 14 e 15, a linha de tendência indica que os valores de permissividade aumentaram enquanto os de viscosidade iônica diminuíram.

Ainda que comparados a partir de grandezas distintas, foi possível observar a evolução do envelhecimento claramente visto na redução da TIF (Tabela 01), indicando que com o envelhecimento térmico houve de fato a redução dessa característica. Contrariamente ao esperado para as respostas das variáveis do sensor, o SEM indica um aumento da permissividade complexa (Figura 14) e uma diminuição da viscosidade iônica (Figura 15), o que representaria uma melhora na qualidade do OMI.

## 5.2.2 Gases dissolvidos no óleo

### 5.2.2.1 Gás padrão primário

O gás padrão primário possui quantidades conhecidas de hidrocarbonetos, como é descrito na Tabela 2.

**Tabela 2 - Composição do gás padrão primário de alta concentração.**

<b>Gás</b>	<b>% Mol/Mol</b>
Metano CH <sub>4</sub>	0,7
Dióxido de carbono CO <sub>2</sub>	0,5
Monóxido de carbono CO	0,5
Hidrogênio H <sub>2</sub>	0,3
Acetileno C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	0,3
Etileno C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0,2
Etano C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,2
Nitrogênio N <sub>2</sub>	0

Fonte: Adaptado pelo autor, 2022.

Inicialmente, a fim de se ter um parâmetro de comparação, foi realizada a cromatografia gasosa do óleo de referência inicial. Como pode ser observado no Quadro 3, o óleo mineral isolante em seu estado natural não apresenta alguns hidrocarbonetos em sua estrutura química, como por exemplo acetileno, etileno e etano.

**Quadro 3 – Resultado de DGA no óleo de referência obtido por meio do software de GC.**

	Compound Name	Reten. Time [min]	Response	RB	Amount [%]	Peak Type	Amount [ul]
1	H2	2,947	1,854	A	4,797e-04	Ordnr	0,374
2	O2	3,824	15496,376	A	34,3	Ordnr	26735,575
3	N2	4,396	25066,745	A	65,0	Ordnr	50676,959
4	CH4	6,825	8,674	A	1,138e-03	Ordnr	0,888
5	CO	7,472	27,943	A	3,359e-03	Ordnr	2,620
6	CO2	10,303	4169,683	A	0,8	Ordnr	587,745
		Total			100,0		78004,161

Fonte: O autor, 2022.

Sendo assim, foram simuladas falhas por meio da adição de porcentagens de gás padrão primário, para que, dessa forma, sejam alteradas as propriedades dielétricas do óleo em questão. Nas primeiras adições não foram observadas variações significativas no sinal do sensor, no entanto, após a adição de 0,3 mL já foi possível observar presença de mais de 5 ppm de gases acetileno, etileno e etano, por meio da análise de gás cromatografia (Quadro 4), que na prática indicaria uma possível falha no transformador (IEEE, 2015).

**Quadro 4 – Resultado de GC obtido após adição de 0,3 mL de gás padrão primário.**

	Compound Name	Reten. Time [min]	Response	RB	Amount [%]	Peak Type	Amount [ul]
1	H2	2,745	3,410	A	8,123e-04	Ordnr	0,693
2	O2	3,813	15632,831	A	32,5	Ordnr	27705,392
3	N2	4,335	27317,225	A	67,0	Ordnr	57108,256
4	CH4	6,751	15,245	A	1,921e-03	Ordnr	1,638
5	CO	7,248	66,098	A	7,717e-03	Ordnr	6,582
6	CO2	10,317	3435,785	A	0,5	Ordnr	466,234
7	C2H4	11,883	6,956	A	4,799e-04	Ordnr	0,409
8	C2H6	13,152	6,631	A	5,429e-04	Ordnr	0,463
9	C2H2	15,516	6,624	A	7,165e-04	Ordnr	0,611
		Total			100,0		85290,279



Fonte: O autor, 2022.

Na sequência foi realizada a adição de gás padrão por um período de 20 s e nesse momento notou-se uma variação nos valores de permissividade e viscosidade iônica (Figura 16 e 17).

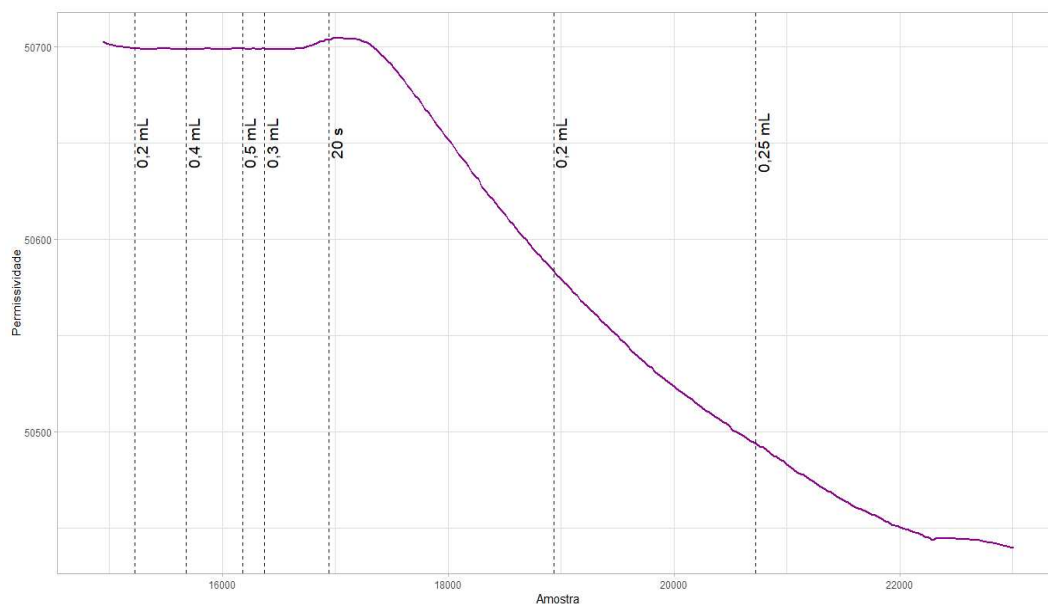


Figura 16 - Gráfico de permissividade versus amostragem em segundos.

Fonte: O autor, 2022

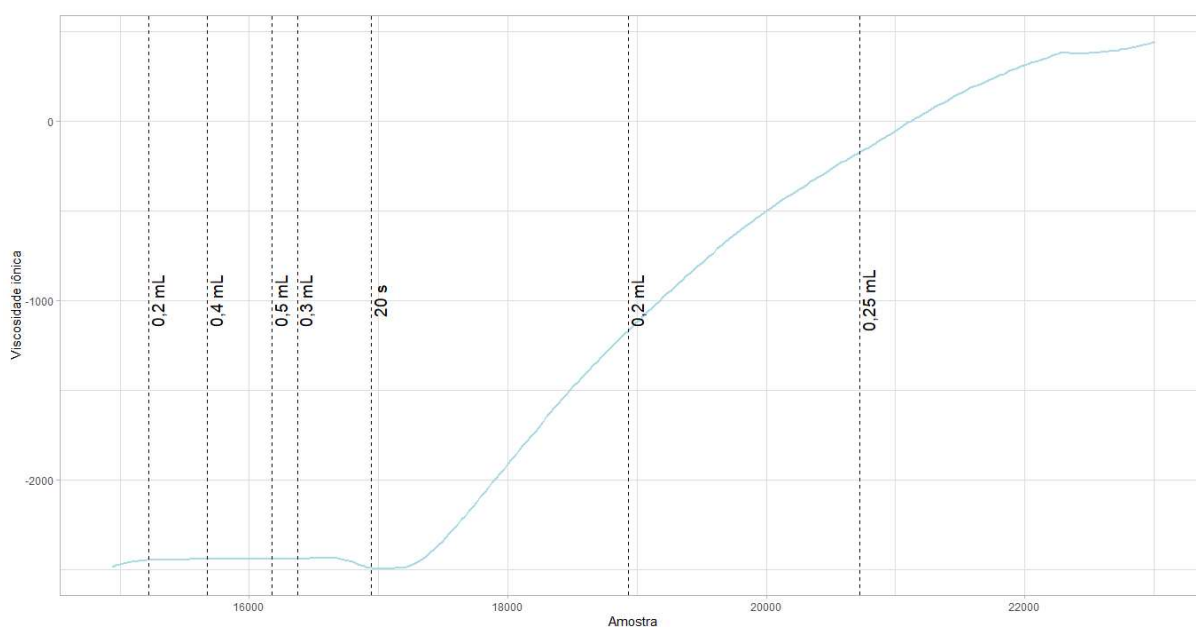


Figura 17 - Gráfico de viscosidade iônica versus amostragem em segundos.

Fonte: O autor, 2022.

Contudo, ao mesmo tempo houve um decréscimo da temperatura (Figura 18) e esses valores variaram na mesma proporção, como mostrado na Figura 19, sendo difícil concluir se a variação foi devido a adição de gás ou mudança de temperatura. Outra possível influência nos resultados do sinal do sensor, é sobre a presença de bolhas na face de medição, provenientes do próprio borbulhamento de gás.

**Quadro 5 - Resultado de GC obtido após adição de 20 s de gás padrão primário.**

	Compound Name	Reten. Time [min]	Response	RB	Amount [%]	Peak Type	Amount [ul]
1	O2	3,824	15437,749	A	32,7	Ordnr	32866,437
2	N2	4,365	26291,525	A	66,9	Ordnr	67165,566
3	CH4	6,784	73,635	A	7,201e-03	Ordnr	7,232
4	CO	7,340	36,809	A	3,561e-03	Ordnr	3,577
5	CO2	10,317	3779,203	A	0,4	Ordnr	369,905
6	C2H4	11,875	89,648	A	4,281e-03	Ordnr	4,299
7	C2H6	13,157	95,158	A	5,216e-03	Ordnr	5,239
8	C2H2	15,523	86,060	A	5,591e-03	Ordnr	5,615
		Total			100,0		100427,869

Fonte: O autor, 2022.

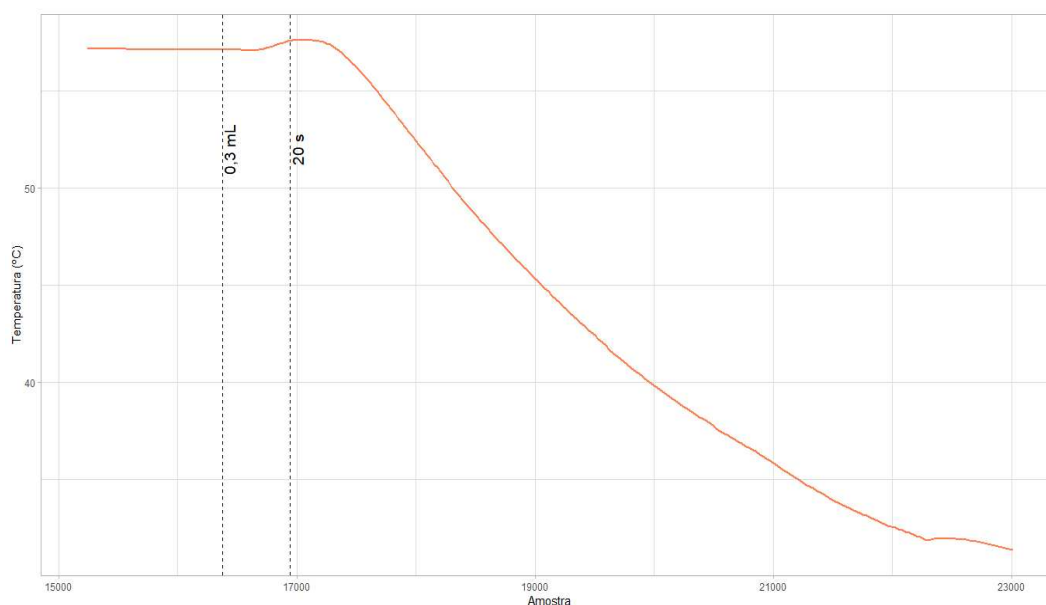


Figura 18 – Temperatura x amostragem em segundos

Fonte: O autor, 2022.

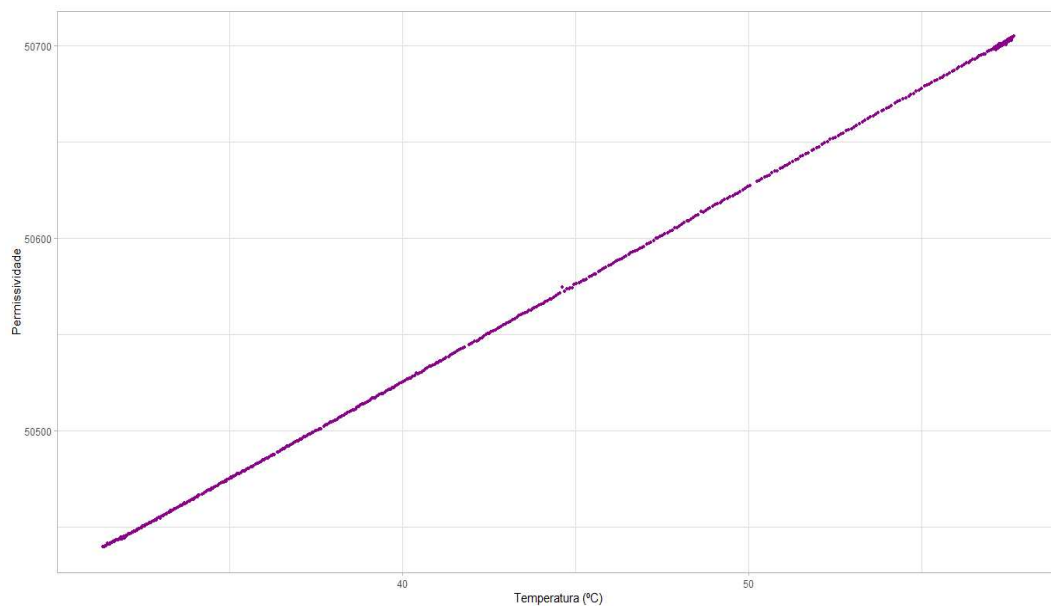


Figura 19 - Relação permissividade versus variação da temperatura  
Fonte: O autor, 2022.

Dessa forma, foi realizado na sequência um experimento semelhante utilizando-se as mesmas condições, mas ao invés de adicionar 20 s de gás, foi adicionado apenas 0,2 mL, para analisar a influência do borbulhamento no sinal das Figuras 20 e 21, respectivamente.

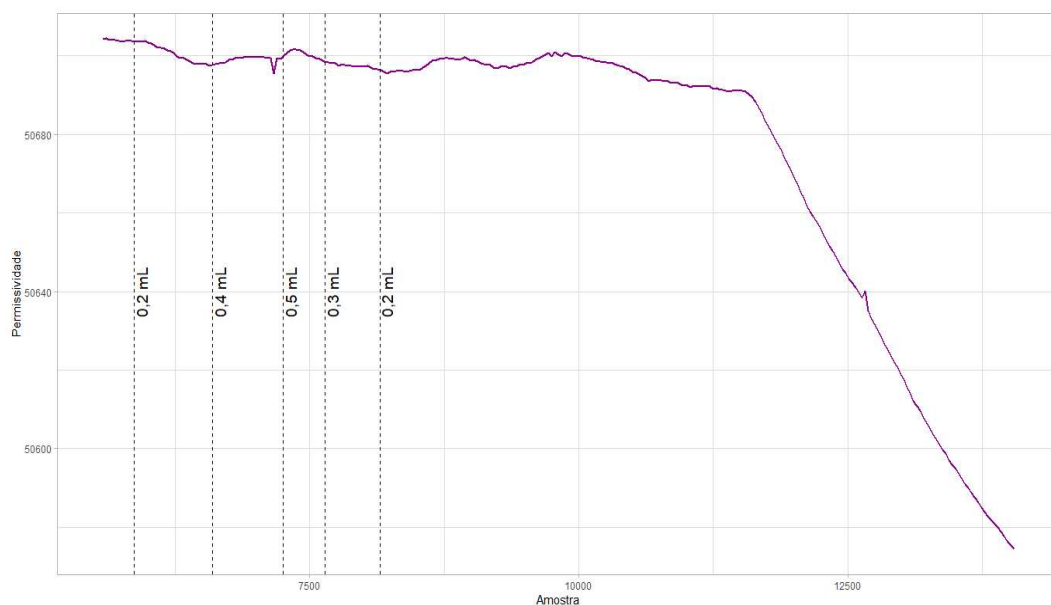


Figura 20 - Gráfico permissividade versus amostragem em segundos.  
Fonte: O autor, 2022.

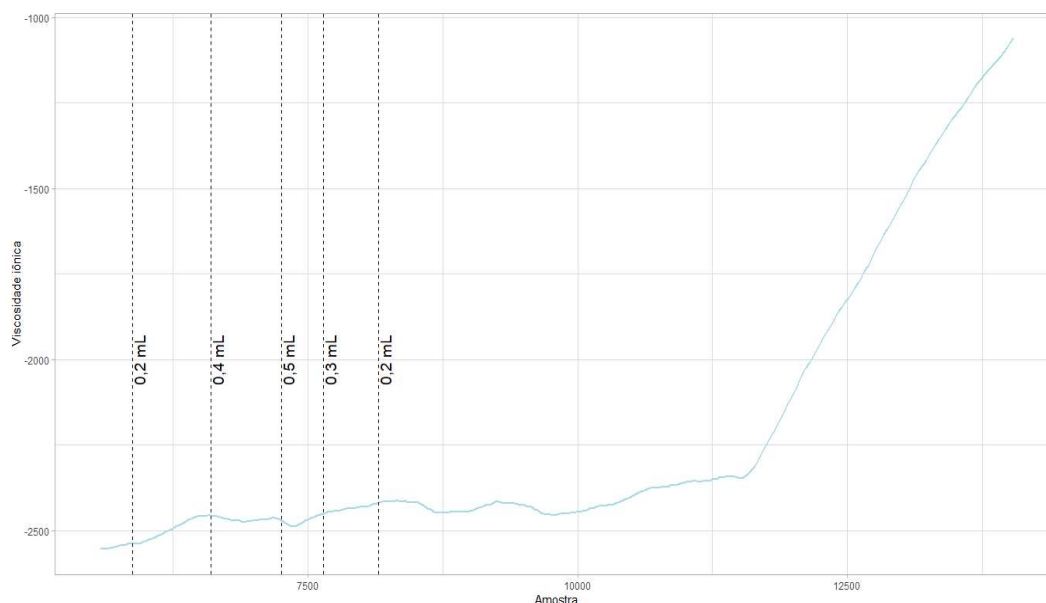


Figura 21 - Gráfico viscosidade iônica versus amostragem em segundos.

Fonte: O autor, 2022.

Observou-se que após a adição de apenas 0,2 mL de gás padrão, não houve uma variação elevada do sinal do sensor. No entanto, os valores de gases acetileno, etileno e etano duplicaram, sendo considerados níveis críticos para operação de um transformador em campo (Quadro 6).

Dessa forma, possivelmente o sinal obtido na primeira análise foi proveniente da turbulência gerada pelas bolhas de gás, em conjunto com a alteração de temperatura do sistema, demonstrando uma falha no sistema de compensação da temperatura.

#### Quadro 6 – Resultado de GC obtido após adição de 0,2 mL de gás padrão primário.

	Compound Name	Reten. Time [min]	Response	RB	Amount [%]	Peak Type	Amount [ul]
1	H2	2,772	1,200	A	2,921e-04	Ordnr	0,244
2	O2	3,820	14957,620	A	31,7	Ordnr	26508,746
3	N2	4,343	27014,869	A	67,6	Ordnr	56476,164
4	CH4	6,763	21,737	A	2,798e-03	Ordnr	2,336
5	CO	7,249	73,289	A	8,741e-03	Ordnr	7,298
6	CO2	10,321	3665,123	A	0,6	Ordnr	497,355
7	C2H4	11,877	12,866	A	9,066e-04	Ordnr	0,757
8	C2H6	13,163	12,033	A	1,006e-03	Ordnr	0,840
9	C2H2	15,516	12,470	A	1,378e-03	Ordnr	1,150
		Total			100,0		83494,891

Fonte: O autor, 2022.

### 5.2.2.3 Descarga elétrica

Nesse teste, a intenção era simular uma descarga no óleo. Após o início das descargas elétricas, foi realizada uma medição contínua da permissividade (Figura 22), viscosidade iônica (Figura 23) e temperatura (Figura 24) do OMI. Foi observada uma variação significativa dos valores, no entanto eles modificam na mesma proporção que a temperatura, que variou de 37 °C para 33 °C do início ao fim do teste. O Quadro 7 mostra os resultados de CG após o teste e indica níveis expressivos e elevados de hidrocarbonetos.

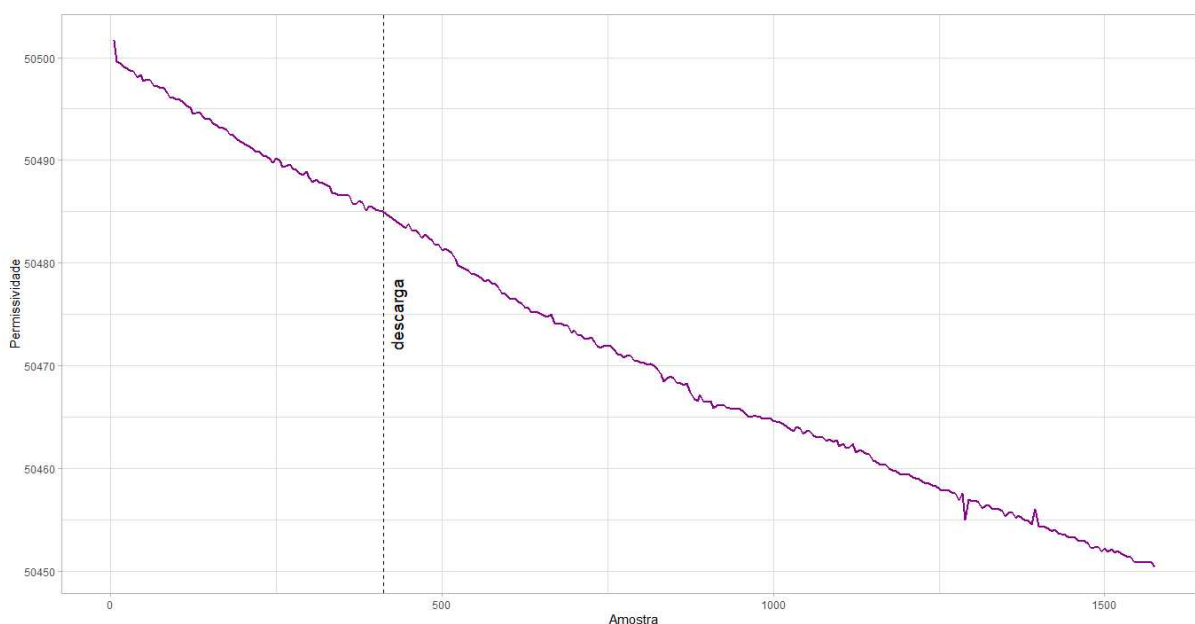


Figura 22 – Permissividade de amostra após descarga elétrica por tempo em segundos.  
Fonte: O autor, 2022.

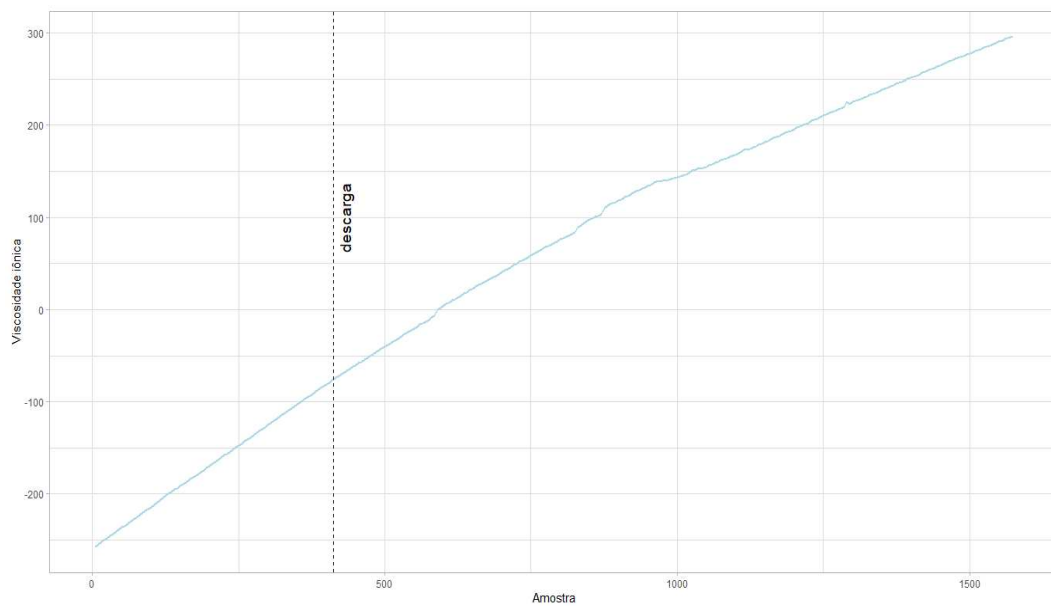


Figura 23 – Viscosidade iônica de amostra após descarga elétrica por tempo em segundos.  
Fonte: O autor, 2022.

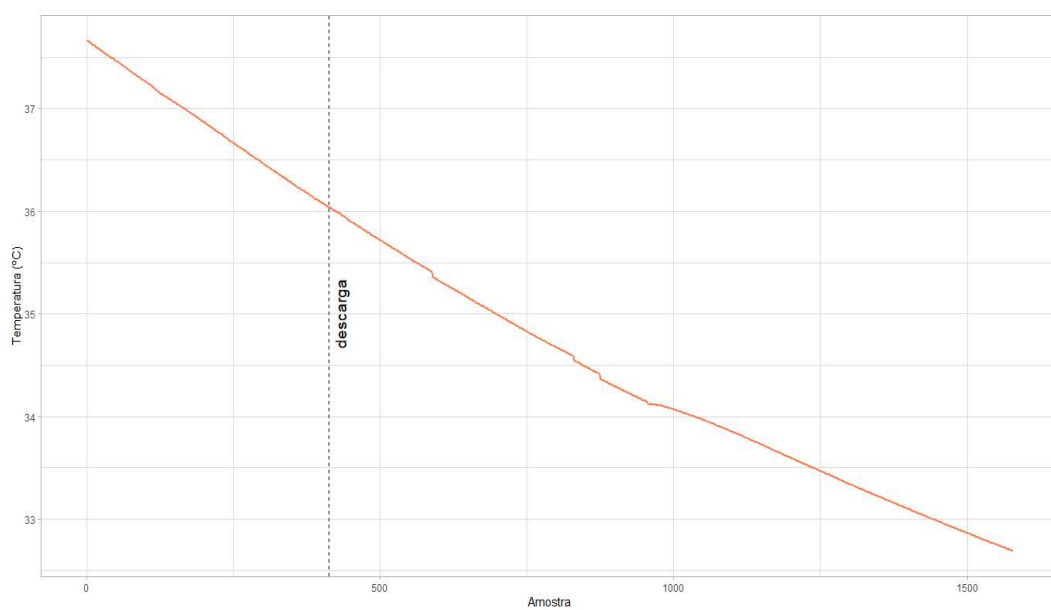


Figura 24 – Temperatura após descarga elétrica por tempo em segundos.  
Fonte: O autor, 2022.

**Quadro 6 – Resultados obtidos após simulação de descargas elétricas.**

	Compound Name	Reten. Time [min]	Response	RB	Amount [%]	Peak Type	Amount [ul]
1	H2	2,828	449,171	A	0,1	Ordnr	93,255
2	O2	3,801	16024,340	A	33,4	Ordnr	30645,461
3	N2	4,331	25920,244	A	65,5	Ordnr	60041,692
4	CH4	6,740	224,672	A	2,263e-02	Ordnr	20,757
5	CO	7,277	16,533	A	1,625e-03	Ordnr	1,490
6	CO2	10,288	3604,036	A	0,4	Ordnr	391,819
7	C2H4	11,836	1515,439	A	0,1	Ordnr	75,363
8	C2H6	13,120	105,367	A	6,672e-03	Ordnr	6,118
9	C2H2	15,463	5880,146	A	0,5	Ordnr	431,653
		Total			100,0		91707,609

Fonte: O autor, 2022.

Uma descarga elétrica em um transformador, ocasiona a degradação de materiais isolantes e conseqüentemente a decomposição do óleo mineral isolante, gerando gases dissolvidos. Sendo assim, o teste de descarga elétrica foi conclusivo, pois de fato gerou produtos de degradação no meio.

Na comparação da análise feita pelo SEM, com os dados do experimento de bancada, este último indicou a presença esperada dos gases da degradação de materiais isolantes e manteve o sinal modificado. Porém, o equipamento apresenta algumas limitações para execução do teste, não sendo possível realizar mais de um teste, pois há o risco de queimar o sensor. Dessa forma, não foi realizada uma segunda testagem.

### 5.2.3 Teor de água

Considerando que o teste não foi realizado dentro da idealidade e sim com um óleo já usado anteriormente, que foi mantido durante o teste em ambiente aberto e com acúmulo de umidade, o Tabela 3 a seguir traz os resultados de teor de água no OMI obtidos por meio da análise de titulometria coulométrica KF. Observa-se que a primeira amostra já apresentava um alto teor, devido justamente ao meio em que estava exposta, não sendo considerado uma realidade para transformadores. No entanto, com a adição das pequenas porções de água esse teor teve um aumento expressivo no resultado final.

**Tabela 3 – Resultados da amostragem de teor de água.**

Amostra	Teor de água (ppm)
1	15
2	30
3	50

Fonte: O autor, 2022.

Apesar dos resultados de análise de bancada mostrarem um alto teor de água nas amostras de óleo, os gráficos do SEM (Figuras 25 e 26) não indicaram essa modificação no meio. Sabe-se que na presença de qualquer material ou qualquer alteração do meio líquido, a permissividade tende a ser alterada. No caso da presença de partículas de água, esperava-se uma redução do grau de permissividade do OMI. No entanto, essa alteração só pode ser observada, ainda que discretamente, após maiores adições de água. Isso possivelmente se deve ao fato de que as moléculas de água não apresentaram tempo hábil de diluição no meio. Portanto, para uma medição mais precisa seria necessário uma maior agitação, tempo de repouso e uma alta temperatura, facilitando dessa forma a diluição e absorção da umidade pelo OMI.

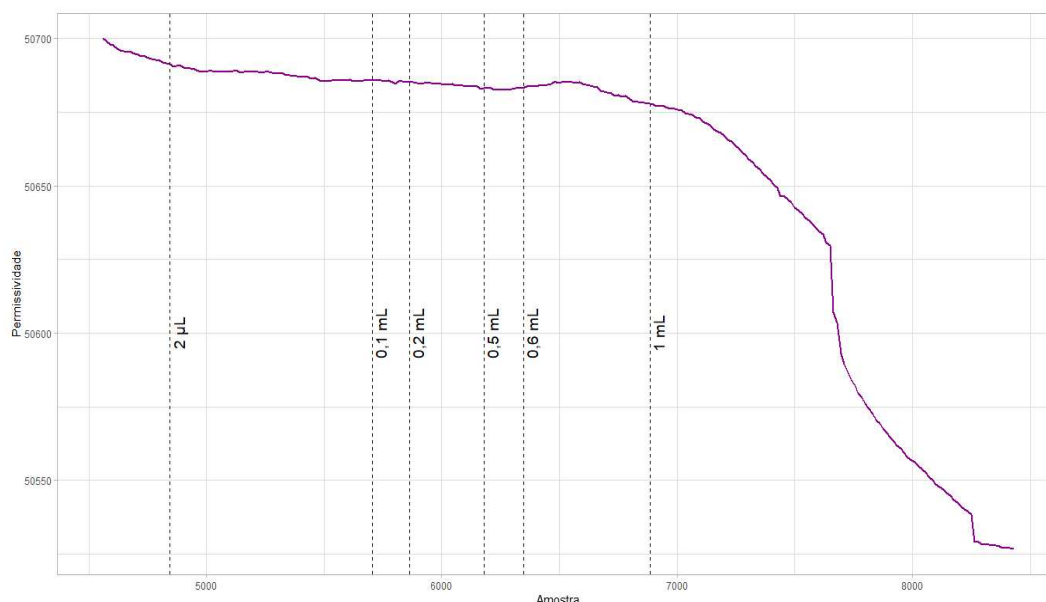


Figura 25 – Permissividade do óleo após adição de alíquotas de água por segundo.

Fonte: O autor, 2022.



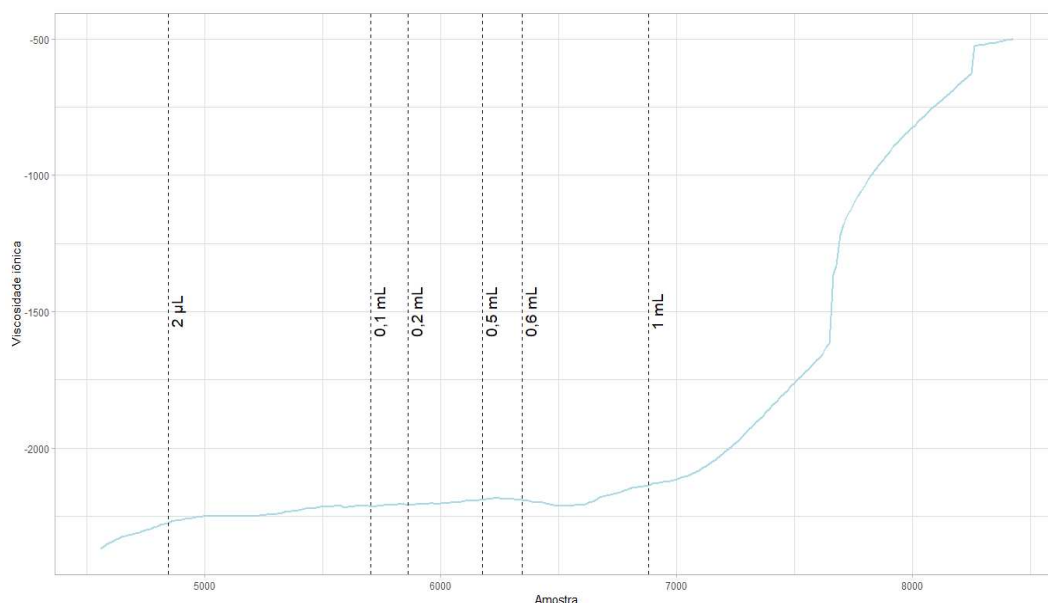


Figura 26 – Viscosidade iônica do óleo após adição de alíquotas de água por segundo.

Fonte: O autor, 2022.

#### 5.2.4 Temperatura

Em ambos os testes realizados, utilizando uma resistência de chuveiro e elevação da temperatura com agitador magnético com aquecimento, foi possível observar uma correlação entre o aumento de temperatura e, respectivamente, o aumento e redução dos valores de permissividade e viscosidade iônica, na mesma proporção. Os valores utilizados para a análise gráfica foram compensados e, apesar disso, nota-se que eles alteram à medida que a temperatura é elevada, indicado pelas Figuras de 27 a 33. No entanto, sabe-se que as propriedades físicas e químicas do óleo mineral isolante só são alteradas em temperaturas acima de 90 °C (NYNAS, 2004), de forma que as variações se devem, provavelmente, à mudança de temperatura em si.

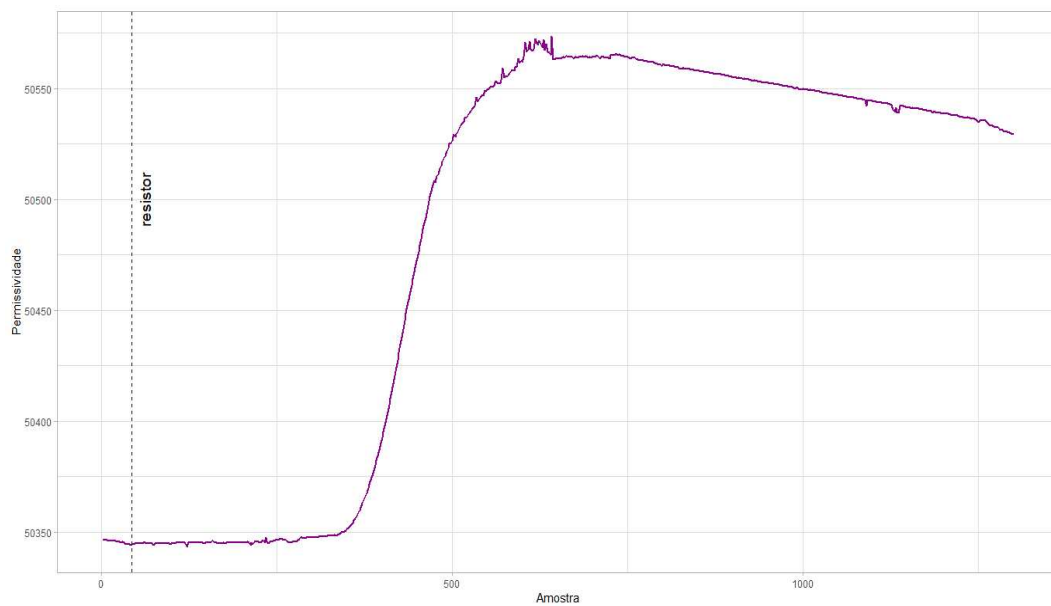


Figura 27 – Gráfico permissividade versus amostra por segundo com resistência.  
Fonte: O autor, 2022.

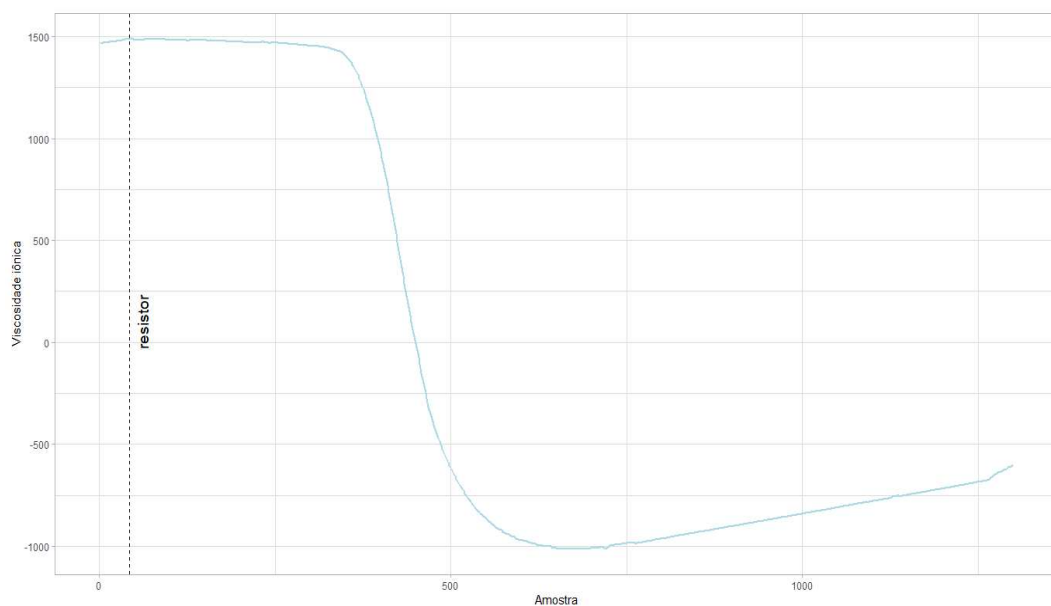


Figura 28 – Gráfico viscosidade iônica versus amostra por segundo com resistência.  
Fonte: O autor, 2022.

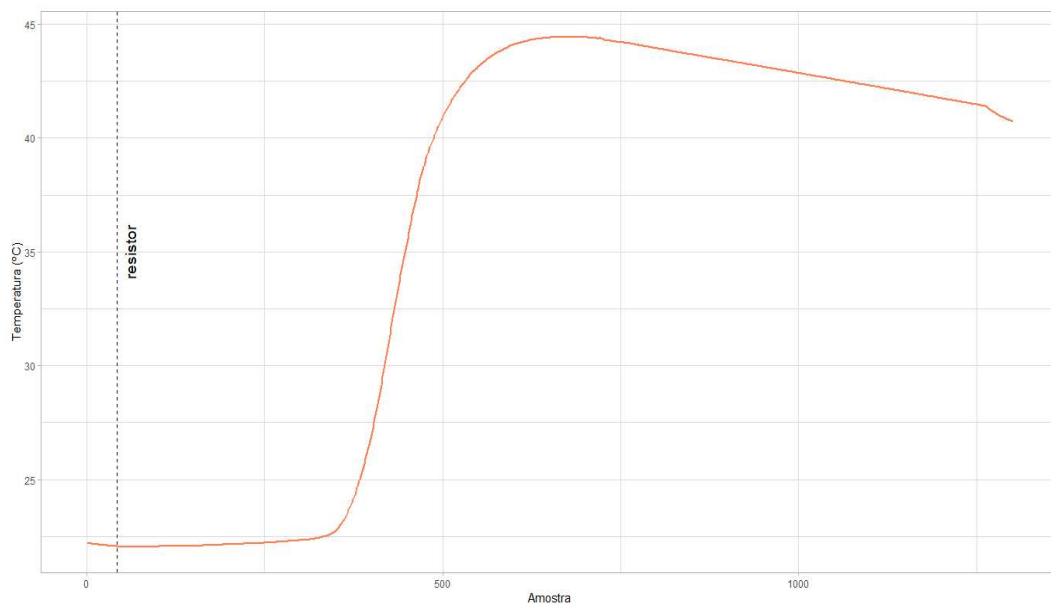


Figura 29 – Gráfico temperatura versus amostra por segundo com resistência.  
Fonte: O autor, 2022.

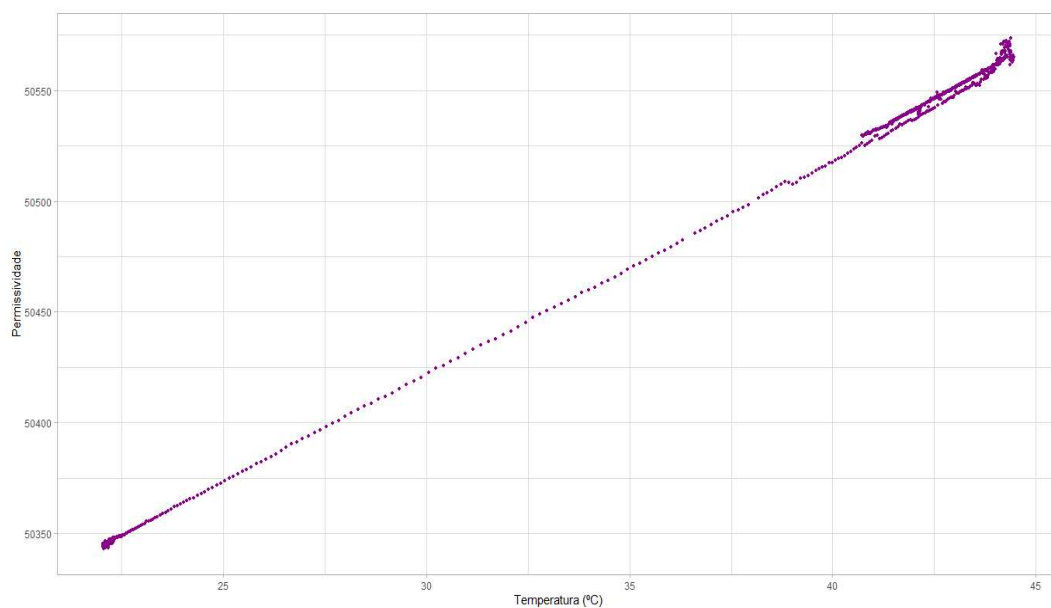


Figura 30 – Gráfico comparativo permissividade versus temperatura com resistência para análise da influência da temperatura.  
Fonte: O autor, 2022.

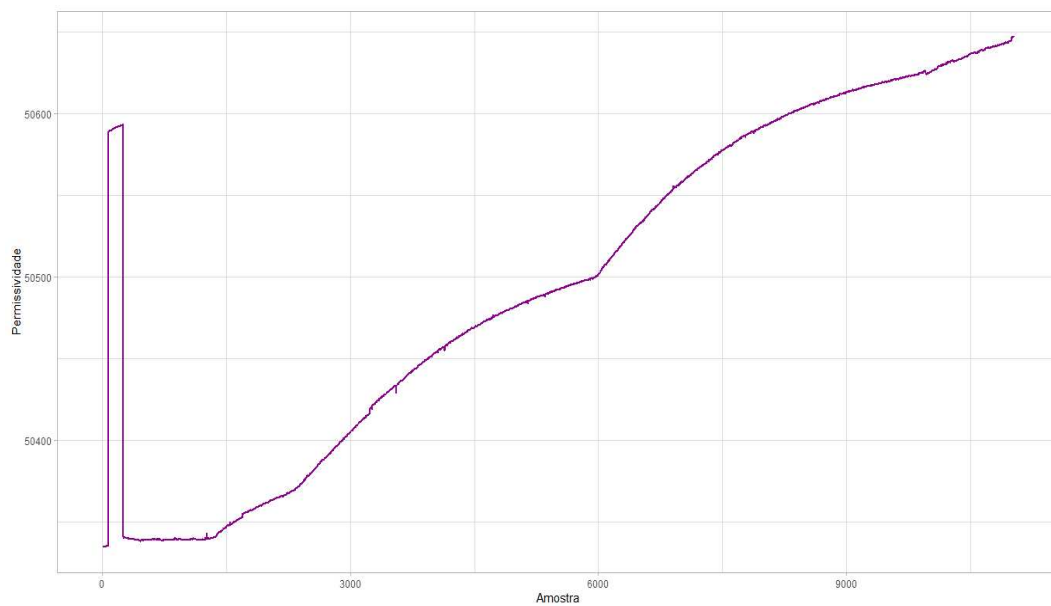


Figura 31 – Gráfico permissividade versus amostra por segundo com aquecimento.  
Fonte: O autor, 2022.

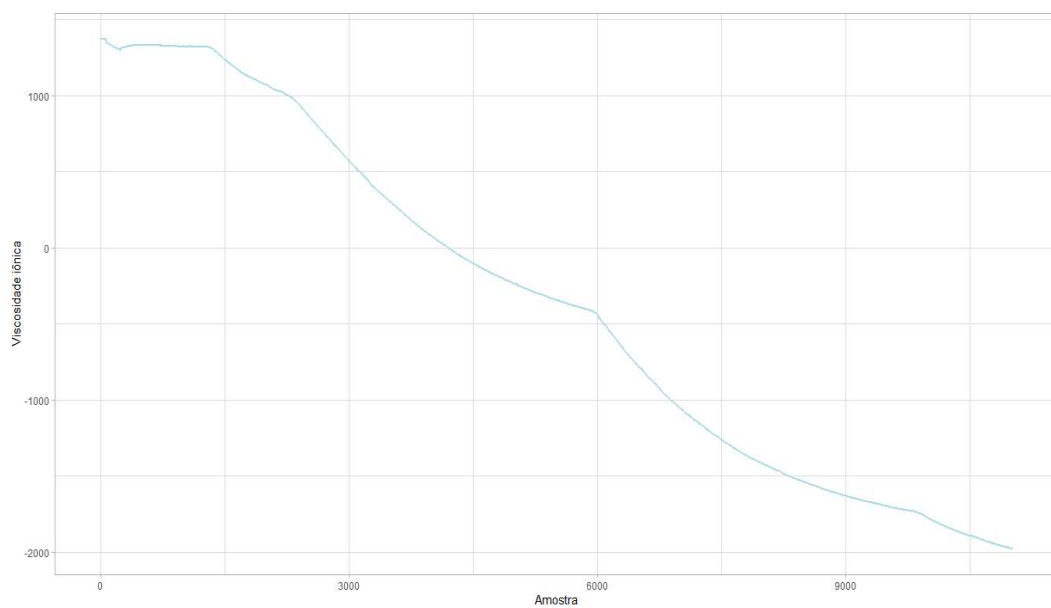


Figura 32 – Gráfico viscosidade iônica versus amostra por segundo com aquecimento.  
Fonte: O autor, 2022.

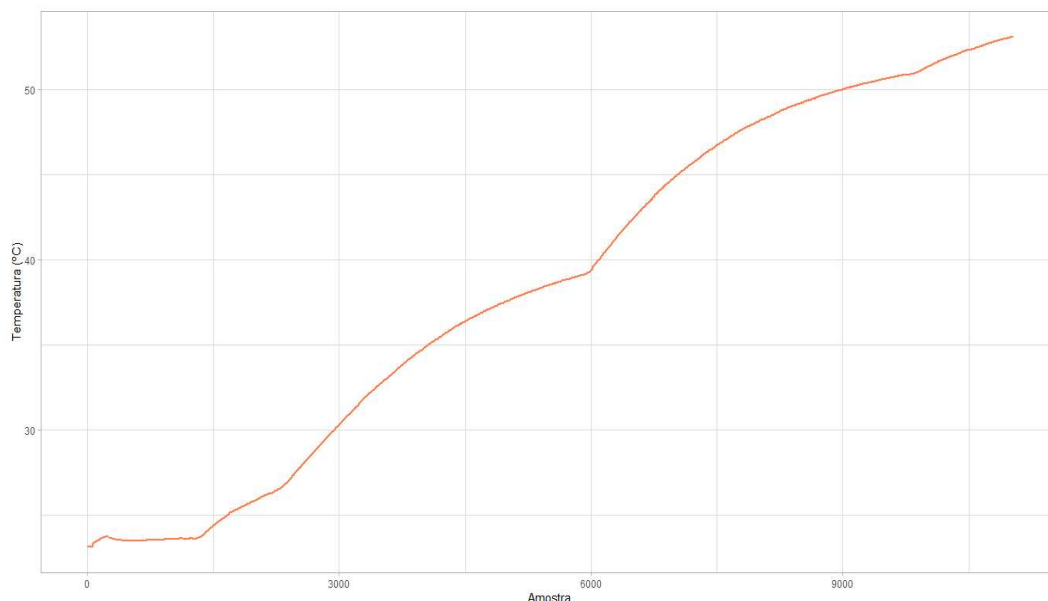


Figura 33 – Gráfico temperatura versus amostra por segundo com aquecimento.  
Fonte: O autor, 2022.

Diante da pesquisa executada, concluiu-se que o sensor apresenta potencial para monitoramento, no entanto para meios diferentes do óleo. Esse sensoriamento apresenta uma sensibilidade alta para qualquer interferência que ocorra no meio, como é o caso da temperatura, o que dificulta a leitura dos sinais de P e VI. O fornecedor afirma que existe um ajuste nos resultados para diminuir os efeitos da temperatura no sinal, porém não foram observadas mudanças, sendo necessária uma revisão desse ajuste e melhoramento.

Notou-se durante as análises que possivelmente o método de injeção simulada de gás padrão primário não refletiria a realidade que ocorre em transformadores em operação, pois não há a quebra da cadeia carbônica. Contudo, com o teste de descargas parciais diretamente no óleo foi possível provar que de fato a sensibilidade do sensor não era a ideal. Sendo assim, o sensor não se apresentou como o esperado e, sem os ajustes necessários, não servirá para o uso em transformadores no momento.

## 6 CONCLUSÃO

O objetivo deste trabalho era testar a capacidade do SEM em monitorar, por meio da identificação de alterações no meio, como a presença de gases dissolvidos, aumento do teor de água, geração de descargas elétricas e elevação da temperatura. Concluiu-se que o sensor reage às condições a que foi submetido, no entanto não realizou nenhuma quantificação significativa das mudanças testadas.

Alguns pontos principais foram identificados diante dessa pesquisa:

- Notou-se que quando os níveis de gases dissolvidos no óleo são baixos (sem borbulhamento de gás), a sonda não apresenta valores significativos, apenas em níveis muito elevados, possivelmente causado pela turbulência dos gases, provocando uma agitação das moléculas;
- De acordo com o fornecedor do sensor, esse tipo de monitoramento foi elaborado com o intuito de realizar, inicialmente, medições em meios líquidos coloidais. Entretanto, o OMI, não é um colóide e isto poderia ter influência em aspectos de medição da permissividade relativa e da viscosidade iônica;
- Uma das grandes dificuldades encontradas durante a execução dos testes foi manter a temperatura constante do meio e impedir que tenha variações provocadas pelo ambiente. A recomendação é que sejam feitos novos testes com o SEM, porém em um ambiente com sistema totalmente isolado, de forma que fique mais próximo de um sistema ideal e real de um transformador, para que assim se determine de forma mais precisa as adequações necessárias que devem ser feitas no sistema de monitoramento.

## REFERÊNCIAS

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10576**: Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos - Diretrizes para supervisão e manutenção. Rio de Janeiro, 4 Ed. , out. 2017.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 7070**: Amostragem de gases e óleo mineral isolante de equipamentos elétricos e análise dos gases livres e dissolvidos. Rio de Janeiro, 2 Ed., maio de 2007.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10710**: Líquido Isolante Elétrico - Determinação do teor de água-1. Rio de Janeiro, 2ª Ed., maio de 2006.

ABNT - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 6234**: Determinação da tensão interfacial de óleo água pelo método do anel – método de ensaio. Rio de Janeiro, 2ª. Ed, janeiro de 2015. Acesso em: 02 de março de 2022.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356-1**: Transformadores de Potência – Parte 1 : Generalidades. Rio de Janeiro, 2007. Acesso em: 27 de fevereiro de 2022.

ASTM International. **D971-20**: Standard test method for interfacial tension of oil against water by the ring method. West Conshohocken, 2020.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução normativa ANEEL nº 1.000**. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 7 de dezembro de 2021. Disponível em: Acesso em: 18 de abril de 2022.

BUSTAMANTE, S. *et al.* Dissolved Gas Analysis Equipment for Online Monitoring of Transformer Oil: A Review. **Sensors**, Basileia, v.19, n.19, p. 1-21, out. 2019. doi:10.3390/s19194057 Disponível em: <https://www.mdpi.com/1424-8220/19/19/4057>

Catálogos de Produtos da Siemens Energy Ltda. – Transformadores TUSA.

CIOLA, R. **Introdução à cromatografia em fase gasosa**. São Paulo: Edgard Blucher/EDUSP, 1973.

IEEE - THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE 57.147**: IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Natural Ester Insulating Liquid in Transformers. New York: IEEE, 2018.

IEEE - THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEE C57.130**: Guide for the Use of Dissolved Gas Analysis Applied to Factory Temperature Rise Tests for the Evaluation of Mineral Oil-Immersed Transformers and Reactors. New York: IEEE, october 2015.

ÄRVELÄINEN, M, *et al.* Kolloidisten suspensioiden online-analysointi: tutkimuksesta liiketoimintaa. **Materia-lehti**, Espoo, v.5, p.54-57. 2015. <http://www.vuorimiesyhdistys.f/julkaisut/materia> Acesso em: 01 de maio de 2022.

JIN, L. *et al.* Oil-immersed power transformer condition monitoring methodologies: A Review. **Energies**, v.15, n. 3379, p.1-32. <https://doi.org/10.3390/en15093379>. Acesso em: 08 de maio de 2022.

MARQUES, F.G. **Análise de faltas em transformadores utilizando o método do triângulo de Duval**. 2017. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de Engenharia, Departamento de Engenharia Elétrica, Porto Alegre, 2017, Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/handle/10183/179462>. Acesso em: 06 de abril de 2022.

MONTEIRO, C.S. *et al.* Optical fiber sensors for structural monitoring in power transformers. **Sensors**, v. 21, n. 6127, p.1-9, 2021. <https://doi.org/10.3390/s21186127>. Acesso em: 12 de março de 2022.

NYNAS NAPHTENICS. Transformer oil handbook. Sweden, 2004.

RAO, U.M. *et al.* Liquid insulation for power transformers. In: RAO, U.M.; FOFANA, I.; SARATHI, I. **Alternative Liquid Dielectrics for High Voltage Transformer Insulation Systems: Performance Analysis and Applications**. Hoboken: John Wiley & Sons, 2022.

RIBEIRO, A. B. L. *et al.* Multipoint Fiber-Optic Hot-Spot Sensing Network Integrated Into High Power Transformer for Continuous Monitoring. **IEEE Sensors Journal**, New York, v. 8, n. 7, July 2008

SALPAVAARAA, T. *et al.* Passive resonance sensor based method for monitoring particle suspensions. **Sensors and Actuators B: Chemical**, v.219, p. 324-330, 2015. <http://dx.doi.org/10.1016/j.snb.2015.04.121>. Acesso em: 15 de abril de 2022.

SAMIMI, M. H & ILKHECHI, H. D. Survey of different sensors employed for the power transformer monitoring. **IET Sci. Meas. Technol.**, London, v. 14, n. 1, p.1-8, 2020. <https://doi.org/10.1049/iet-smt.2019.0103>. Acesso em: 04 de março de 2022.

SANTOS, J.C. dos *et al.* **Os custos e benefícios das análises cromatográficas de gases dissolvidos em óleo dielétrico no Brasil**. In: III SEMEL - SEMINÁRIO DE MATERIAIS NO SETOR ELÉTRICO, 3., 1992. Eixo Temático: Fluidos isolantes e lubrificantes grupo de estudos 05. p. 31-36.

SIEMENS ENERGY. Transformers for industrial applications. Siemens Energy [s.d.]. Disponível em: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offers/power-transmission/portfolio/transformers/industrial-application-transformers.html>. Acesso em: 21 de fevereiro 2022.



SIEMENS ENERGY. About Siemens Energy. Disponível em: < <https://deutsche-boerse.com/dbg-de/media/pressemitteilungen/Siemens-Energy-AG-neu-im-Prime-Standard-der-Frankfurter-Wertpapierb-rse--2262120>>. Acesso em: 20 de maio de 2022.

SUN, H-C. *et al.* A Review of Dissolved Gas Analysis in Power Transformers. In: International Conference on Advances in Energy Engineering (ICAEE), 2nd, 2011, Penang. Energy Procedia.