



Universidade Federal  
do Rio de Janeiro  
**Escola Politécnica**

**Análise de Condições de Operação de Equipamentos Elétricos de Alta Tensão em uma Subestação Abaixadora Através de Técnicas Preditivas**

**Igor Schuwenck Ligeiro**

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Jorge Nemésio Sousa, M.Sc.

**RIO DE JANEIRO**

**ABRIL DE 2013**

**Análise de Condições de Operação de Equipamentos Elétricos de Alta Tensão em uma Subestação Abaixadora Através de Técnicas Preditivas**

Igor Schuwenck Ligeiro

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovada por:

---

Prof. Jorge Nemésio Sousa, M.Sc.

(Orientador)

---

Prof. Jorge Luiz do Nascimento, D. Sc.

---

Prof. Sergio Sami Hazan, Ph. D

RIO DE JANEIRO

ABRIL DE 2013

Ligeiro, Igor Schuwencck

Análise de Condições de Operação de Equipamentos Elétricos de Alta Tensão em uma Subestação Abaixadora Através de Técnicas Preditivas / Igor Schuwencck Ligeiro – Rio de Janeiro: UFRJ / Escola Politécnica, 2013.

viii, 72 p.: il.; 29,7cm.

Orientador: Jorge Nemésio Sousa

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/  
Curso de Engenharia Elétrica, 2013

Referencias Bibliográficas: p. 72.

1. Análise Preditiva de Equipamentos Elétricos I. Nemésio Sousa, Jorge. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Engenharia Elétrica. III. Título

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista

Análise de Condições de Operação de Equipamentos Elétricos de Alta Tensão em uma Subestação Abaixadora Através de Técnicas Preditivas

Igor Schuwenck Ligeiro

Abril/2013

Orientador: Jorge Nemésio Sousa, M. Sc.

Curso: Engenharia Elétrica

Os equipamentos elétricos de alta tensão que compõe uma subestação demandam constante operação e eventuais necessidades de manobras, e dentre seus principais componentes, uma falha de um transformador ou disjuntor pode comprometer seriamente a operacionalidade de um sistema, tornando a monitoração dos mesmos algo crucial para o seu perfeito funcionamento, confiabilidade e longevidade.

Neste trabalho, foram abordadas e aplicadas técnicas preditivas de manutenção elétrica que visam identificar possíveis problemas para os equipamentos, visando analisar as condições de operação de uma subestação real de uma Empresa, cuja identificação não será fornecida, por não influenciar o decorrer da pesquisa, e visando não expor indevidamente o objeto de estudo por razões éticas, em um sistema onde a inoperância ou restrição de operação rendem prejuízos consideravelmente altos. Os resultados de ensaios obtidos e acompanhamentos foram objeto de uma análise crítica, e forneceram um panorama da situação de conservação da subestação como um todo, que é preocupante e apresenta consideráveis riscos, além de direcionar o foco de ação de intervenção na mesma.

*Palavras-chave:* Subestação, Análise, Preditiva, Manutenção, Risco

Abstract of Undergraduate Project presented to Escola Politécnica/ UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer

High Voltage Electrical Equipment Operational Conditions Analysis Through Predictive Maintenance in a Substation

Igor Schuwenck Ligeiro

April/2013

Advisor: Jorge Nemésio Sousa, M. Sc.

Course: Electrical Engineering

High voltage electrical equipment in a substation demand full time operation. A electrical fault in a transformer or circuit breaker may compromise the whole system the substation is responsible for, thus making monitoring of its parameters an important tool for keeping the system working.

In this research, predictive maintenance applications were discussed and applied for detecting possible electrical faults in a real substation, whose identity won't be provided, as it doesn't make any influence on the research objective, and for ethical issues. The tests results were analyzed, and provided a considerably preoccupying scenario, that allows better effectiveness in future equipment interventions.

*Keywords:* Substation, Analysis, Predictive, Maintenance, Risk

1. INTRODUÇÃO .....	1
1.1 Apresentação .....	1
1.2 Objetivos.....	1
1.3 Importância do Estudo.....	2
1.4 Limitações .....	2
1.5 Subestação Estudada.....	3
2 METODOLOGIA .....	4
2.1 Introdução .....	4
2.2 Definição de Objetivos de Pesquisa .....	4
2.3 Definições de Procedimentos de Pesquisa.....	5
2.4 Definição do Tipo de Pesquisa .....	6
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	7
3.1 Isolação de Equipamentos Elétricos .....	7
3.1.1 Introdução .....	7
3.1.2 Material Isolante Elétrico .....	7
3.1.3 Rigidez Dielétrica.....	8
3.1.4 Resistência de Isolamento e Fator De Perda Dielétrica .....	8
3.1.5 Classificação de Substâncias Isolantes Segundo sua Natureza .....	11
3.1.6 Classificação das Substâncias Isolantes Segundo Classes de Temperatura.....	12
3.2 Técnicas Preditivas de Manutenção .....	13
3.2.1 Introdução .....	13
3.2.2 Definições da ‘Manutenção Preditiva’ .....	15
3.2.3 Óleos Isolantes para Equipamentos Elétricos .....	16
3.2.3.1 Cromatografia Gasosa para Óleos Isolantes .....	16
3.2.3.2 Análise Físico-Química de Óleo Isolante .....	19
3.2.4 Análise Termográfica na Preditiva Elétrica .....	22
3.2.5 Ensaios e Procedimentos para Transformadores de Potência .....	27

3.2.5.1	Introdução .....	27
3.2.5.2	Ensaio de Resistência de Isolamento DC.....	29
3.2.5.3	Ensaio de Perdas Dielétricas .....	33
3.2.5.4	Ensaio de Relação de Transformação .....	37
3.2.6	Ensaio e Procedimentos em Disjuntores.....	38
3.2.6.1	Introdução .....	38
3.2.6.2	Ensaio de Isolamento DC.....	39
3.2.6.3	Ensaio de Isolamento AC.....	39
3.2.6.4	Ensaio de Resistências de Contato.....	41
4	ESTUDO DE CASO REAL.....	43
4.1	Introdução.....	43
4.2	Análise dos Transformadores .....	43
4.2.1	Introdução .....	43
4.2.2	Análise do Ensaio de Resistência de Isolamento DC.....	44
4.2.3	Análise do Ensaio de Perdas Dielétricas .....	50
4.2.4	Análise dos Resultados .....	52
4.3	Análise dos Disjuntores .....	53
4.3.1	Introdução .....	53
4.3.2	Análise do Ensaio de Resistência de Isolamento DC.....	54
4.3.3	Análise de Perdas Dielétricas .....	54
4.3.4	Ensaio de Resistências de Contato .....	58
4.3.5	Análise dos Resultados .....	59
4.4	Análise dos Óleos Isolantes.....	60
4.4.1	Introdução .....	60
4.4.2	Físico-Química e Cromatográfica .....	60
4.4.3	Análise Geral dos Óleos.....	64
4.5	Análise Termográfica dos Equipamentos.....	65

5	CONCLUSÃO .....	67
5.1	Análise Geral .....	67
5.2	Constatações Finais e Recomendações .....	69
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	72



# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 APRESENTAÇÃO

Dentre os serviços de manutenção usualmente prestados em uma subestação, deve ser dada atenção especial ao acompanhamento preditivo dos equipamentos, visto que através da mesma é possível identificar a presença de falhas, ou a propensão à sua ocorrência, direcionando o foco de intervenções nos equipamentos, o que é traduzido em menos tempo de sua inoperância.

O sistema estudado é uma subestação real, cuja identificação não será fornecida e será chamada de SE, por não influenciar o decorrer da pesquisa, e visando não expor indevidamente o objeto de estudo por razões éticas. A SE é uma subestação abaixadora de 138 kV para 13,2 kV, com capacidade total de 90MVA que constitui um ponto de entrega de energia elétrica para um sistema estratégico importante que não pode estar sujeito a grandes interrupções, dentre outras razões, pela sua baixa capacidade de geração de emergência. Vale ressaltar que a grande maioria dos equipamentos possui tempo de uso que ultrapassa o recomendado, o que torna imprescindível um bom acompanhamento preditivo para a realização de manutenções preventivas ou corretivas.

## 1.2 OBJETIVOS

Identificar e determinar as condições operacionais dos transformadores e disjuntores da subestação através da aplicação de técnicas preditivas de manutenção elétrica e análise dos parâmetros medidos que justifiquem a necessidade de sua intervenção ou interdição. Desta forma será possível direcionar o foco de futuras inspeções visando menor tempo de intervenção nos equipamentos, além da realização de uma análise crítica que visa reunir as constatações feitas ao longo da pesquisa de campo, objetivando fornecer um panorama geral a respeito da operacionalidade do sistema e as consequências do longo tempo de uso de seus equipamentos.

### 1.3 IMPORTÂNCIA DO ESTUDO

O estudo se mostra de grande importância, dada a presente inoperância de um dos transformadores da subestação, levantando suspeitas em torno do restante dos equipamentos que possui tempo de uso similar, em especial os disjuntores GVO – Grande Volume de Óleo e demais transformadores, o que representaria um panorama preocupante em relação à sua atual capacidade de operação, comprometendo a confiabilidade e segurança na operação do sistema elétrico em estudo. Vale ressaltar também que o sistema em questão alimenta uma instalação pública de grande importância, com sérias consequências em caso de interrupção no fornecimento de energia elétrica.

### 1.4 LIMITAÇÕES

O sistema elétrico cuja subestação estudada faz parte é administrado pela contratante de uma prestadora de serviços de manutenção, e impõe limitações no tempo de intervenção em seus equipamentos e ensaios, devido às restrições de operação existentes no sistema que estes implicam, bem como ao tempo de indisponibilidade do equipamento requerido.

O tempo de inoperância de um equipamento como um transformador é algo crucial no sistema elétrico estudado. Atualmente o sistema opera com apenas dois de seus três transformadores, e surgindo, por exemplo, a necessidade de interdição de um segundo transformador para realização de ensaios e manutenções, o sistema ficaria altamente vulnerável por exigir uma sobrecarga considerável ao transformador remanescente em operação.

A análise da manutenção e dos resultados se restringirá aos ensaios aplicáveis durante o período designado à manutenção da subestação, tal como a revisão literária das bibliografias que será desenvolvida.

## 1.5 SUBESTAÇÃO ESTUDADA

A subestação em questão é uma abaixadora de 138 kV para 13,2 kV, tensão na qual é distribuída a energia para as subestações unitárias. Seu arranjo é de barra principal e barra de transferência, com capacidade original projetada de 90 MVA por 3 transformadores de 30 MVA, marca AEG, resfriamento por ar forçado, trifásicos com ligação do tipo triângulo-estrela. Entretanto, está restringida à operação com 60 MVA, devido à interdição do de um de seus transformadores (T3).

Os disjuntores da subestação são consideravelmente antigos. Os cinco dos disjuntores que serão objetos de estudo são do tipo GVO - Grande Volume de Óleo, de 138 kV, marca Westinghouse, e requerem acompanhamento constante pelo nível de degradação do óleo isolante, após tantos anos de uso. Um sexto disjuntor, identificado na Figura 1 como DJ6, é o alimentador do transformador inoperante (T3) e, por requerer uma análise diferente dos demais, uma vez que é um disjuntor a SF6, não será objeto desse estudo.

Os 3 transformadores abaixadores são de óleo isolante mineral, de 2 enrolamentos em 138 / 13,2 kV de 30MVA e também são consideravelmente antigos, com exceção do T2, fator de peso que requer acompanhamento constante.

A Figura 1 mostra o unifilar que apresenta melhor o objeto de estudo:

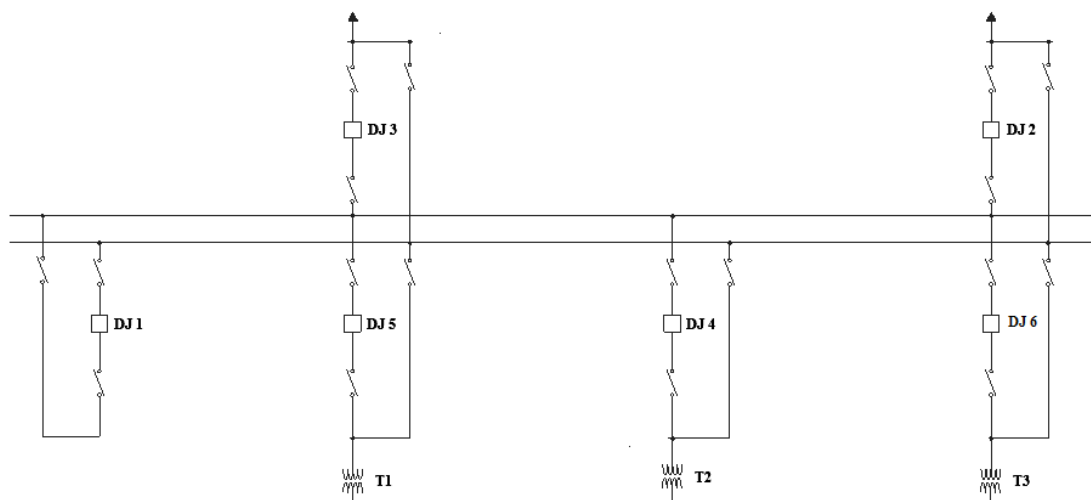


Figura 1 - Diagrama Unifilar Simplificado da Subestação

## 2 METODOLOGIA

### 2.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo serão discutidas as etapas de estudo e pesquisa realizadas, tal como a definição do escopo da revisão bibliográfica e métodos aplicados, que permitiram a abrangência e compreensão do tema e a análise de parâmetros buscando satisfazer o objetivo proposto.

### 2.2 DEFINIÇÃO DE OBJETIVOS DE PESQUISA

A pesquisa constitui, segundo Silva [8], na resposta às questões propostas pelo modelo de plano de ação 5W: *what, why, where, who, when*.

Aplicando tais conceitos ao processo de pesquisa, podemos fazer uma associação ao desenvolvimento da mesma:

- *What* – O título. O assunto a ser abordado.
- *Why* – O objetivo da pesquisa a ser realizada. O motivador de tal pesquisa.
- *Where* – O local de aplicação de tais conhecimentos adquiridos.
- *Who* – O pesquisador responsável por reunir o conhecimento.
- *When* – O cronograma da pesquisa.

Segundo Gil [6] e Moresi [4], a pesquisa pode ser classificada de acordo com seus objetivos, sendo estes:

- **Pesquisa Exploratória** – Aquela que visa familiarizar o problema visando a torná-lo explícito e construir hipóteses. Envolve levantamento bibliográfico, análise de exemplos que estimulem a compreensão, assumindo em geral as formas de pesquisa bibliográfica e estudos de caso.

- **Descritiva** – Visa descrever características ou fenômenos que se estabelecem relações entre variáveis. Envolve técnicas padronizadas de coleta de dados, questionário e observação sistemática. Assumindo a forma de levantamento.
- **Explicativa** – Visa Identificar os fatores que determinam e/ou contribuem para a ocorrência de determinado fenômeno. Busca explicar o ‘porquê’ das coisas, assumindo pesquisa experimental e pesquisa *expost-facto*.
- **Metodológica** – Que se refere às formas de alcançar determinado objetivo, o que determina o próprio estudo metodológico aqui feito neste capítulo.
- **Aplicada** – Motivada pela resolução de problemas no ambiente de pesquisa, apresentando aplicações práticas e não apenas o conhecimento por si só.
- **Intervencionista** – Que tem como objetivo interferir a realidade estudada.

### 2.3 DEFINIÇÕES DE PROCEDIMENTOS DE PESQUISA

Segundo Silva [8], após a definição do tipo de pesquisa, sua classificação também pode ser determinada por procedimentos técnicos abordados, sendo estes:

- **Pesquisa Bibliográfica** – Elaborada a partir de material já publicado, como livros, artigos e conhecimento difundido na *internet*.
- **Documental** – Elaborada a partir de material sem tratamento analítico
- **Experimental** – Definida pela pesquisa que seleciona as variáveis e parâmetros que influenciam o objeto de estudo e se definem formas de controlá-lo e observá-lo de acordo com tais parâmetros.
- **Levantamento** – Quando a pesquisa envolve a interrogação direta das pessoas cujo comportamento deve se conhecer.
- **Estudo de Caso** – Quando envolve estudo profundo de poucos objetos, permitindo conhecimento detalhado.
- **Expost-facto** – Quando o experimento é realizado após consideração dos fatos.

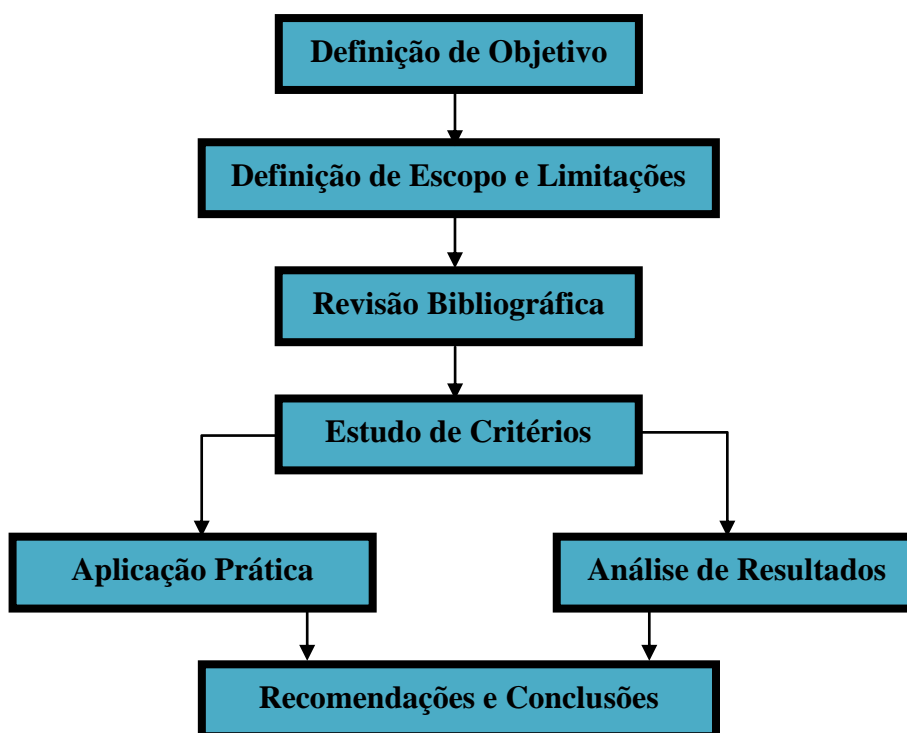
## 2.4 DEFINIÇÃO DO TIPO DE PESQUISA

Nosso escopo de estudo remete à aplicação prática de conhecimentos difundidos em bibliografias no ramo de ‘manutenção preditiva’ elétrica para determinação da operacionalidade e risco de funcionamento de equipamentos elétricos através de ensaios preditivos e análise.

Tal conhecimento, adquirido por meio de consultas bibliográficas, classifica nossa pesquisa como uma pesquisa **aplicada**, no que diz respeito ao seu desenvolvimento, e **exploratória**, visto que a motivação inicial é o questionamento da operacionalidade dos equipamentos da subestação, sendo o levantamento de hipóteses o objetivo.

Quanto aos procedimentos técnicos de aquisição de dados, classificamos esta pesquisa como **bibliográfica**, tendo em vista a necessidade de embasamento em material já publicado. Também a tratamos esta como um **levantamento e estudo de caso**, com o levantamento de dados dos equipamentos em campo, visando conhecer seu comportamento e confirmar a hipótese inicial.

Em forma de fluxograma, podemos esquematizar da seguinte forma:



### 3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, a partir das principais referências bibliográficas oferecidas por Nemésio Sousa [5] e Paul Gill [7], serão analisados os fundamentos da análise preditiva dos equipamentos elétricos da subestação em estudo, justificando os parâmetros monitorados que determinam a operacionalidade ou não de um equipamento elétrico de alta tensão. Dentre esses parâmetros destacam-se as técnicas preditivas de manutenção, a isolação elétrica, ensaios dielétricos aos quais foram submetidos os equipamentos, avaliação físico-química do seu óleo isolante, análise e interpretação dos resultados obtidos e diagnósticos.

#### 3.1 ISOLAÇÃO DE EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS

##### 3.1.1 INTRODUÇÃO

A transmissão de corrente elétrica entre dois materiais se dá devido à diferença de potencial entre eles existente. Quando estes dois materiais se encontram separados por um meio de comunicação, normalmente metálico, temos, portanto a possibilidade de deslocamento de cargas elétricas através deste terceiro ‘corpo’ que compõe o meio de comunicação. Entretanto, alguns materiais não permitem o fluxo de corrente elétrica quando é utilizado como meio de comunicação, sendo estes definidos como isolantes elétricos.

##### 3.1.2 MATERIAL ISOLANTE ELÉTRICO

Segundo definição da NBR 7034, o Material Isolante Elétrico (MIE) é um sólido de baixa condutividade elétrica que é utilizado como separador de duas partes condutoras de diferentes potenciais, visando evitar o fluxo de corrente entre elas. Entretanto, este termo pode ser utilizado também para caracterizar óleos, gases e outros materiais utilizados na engenharia

elétrica, bem como a combinação de materiais que pode ser aplicada em diversas situações, tais como a impregnação de papel por óleo ou envernização de condutores.

### 3.1.3 RIGIDEZ DIELÉTRICA

A rigidez dielétrica pode ser definida como ‘o valor da diferença de potencial para a qual um dielétrico, que esteja sujeito a uma ddp entre suas placas, crescente progressivamente, deixa de funcionar como isolante, sendo atravessada por uma corrente elétrica’ [5].

Tal valor, expresso na grandeza de kV por unidade de comprimento (p. ex mm), define, portanto a máxima tensão a qual um material pode ser submetido, sem comprometer sua característica, definida como rigidez ou resistência dielétrica.

### 3.1.4 RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO E FATOR DE PERDA DIELÉTRICA

É a resistência providenciada por um material isolante que se propõe a impedir a circulação de corrente entre dois materiais condutores elétricos. Segundo Nemésio Sousa [5], , podem ser separadas em dois tipos de acordo com o percurso que a corrente de fuga adota: volumétrica, quando a corrente de fuga atravessa a própria massa isolante; ou superficial, quando esta segue a superfície do corpo isolante. Os dois tipos de corrente são de diferentes importâncias e são analisadas mais cuidadosamente de acordo com a aplicação específica do material em questão.

“Um isolador elétrico ideal, comporta-se como um condensador sem perdas, significando que ligado a uma fonte de corrente alternada, será percorrido por uma corrente  $I_c$ , chamada corrente de carga, que está adiantada de  $90^\circ$  em relação à tensão aplicada” [5].

Entretanto, o isolador real possui uma corrente proveniente de uma parcela resistiva resultando, portanto em fuga de potência ativa, o que é indesejável para fins de materiais isolantes. A definição de isolador ideal seria, portanto apenas aquela que ignora a presença de perdas ativas enquanto o material desempenha seu papel.



Como este valor não pode ser desprezado, será considerada, a seguir, a importância no isolamento de tal ação das perdas no material. Pela representação mostrada na Figura 2, a corrente proveniente da parcela resistiva, definida como  $I_r$ , e a corrente definida por  $I_C$ , desempenham um importante papel na análise de dielétricos, visto que a razão  $I_R / I_C$  representa o Fator de Perdas Dielétricas.

“Em relação à tensão aplicada  $V$ , a corrente capacitiva ( $I_C$ ) está defasada de  $90^\circ$  e a corrente de fuga ( $I_R$ ), em fase, isto é, com defasagem  $0^\circ$  com a tensão. Por outro lado,  $\varphi$  é o ângulo entre a tensão ( $V$ ) e a corrente total ( $I_t$ ), e  $\delta$  é o ângulo entre a corrente total  $I_t$  e a corrente capacitiva  $I_C$ ” [5].

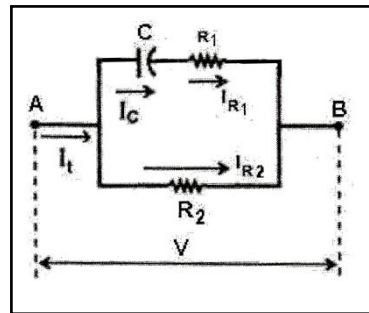


Figura 2 - Representação da Isolação Elétrica [5]

Pela Figura 2 temos:

- $C$  - representando a capacitância da isolação
- $R_1$  - resistência que corresponde às perdas dielétricas da isolação -  $I_{R1}^2 \chi R_1$
- $I_{R1}$  - corrente de carga que atravessa a capacitância  $C$  e a resistência  $R_1$
- $R_2$  - Resistência de isolamento
- $I_{R2}$  - Corrente de fuga da isolação que atravessa a resistência  $R_2$

Em um dielétrico perfeito  $R_1$  seria nula e a resistência de isolamento ( $R_2$ ), infinita.

Quando o dielétrico fosse submetido à uma tensão alternada, teríamos  $I_{R2}$  nula e a relação  $I_{R2} / I_{R1} = 0$ . Na realidade, a resistência de isolamento  $R_2$  não é infinita e  $I_{R2}$  não é nula.

Para dielétricos em bom estado, a resistência  $R_1$  é desprezível e a corrente do ramo da capacitância  $C$  pode ser considerada como totalmente capacitiva e, portanto, em quadratura, isto é, defasada de  $90^\circ$  da tensão aplicada  $V$ . Logo, teremos apenas  $I_C$ .

Por outro lado, pela figura 3, vamos chamar a corrente no ramo da resistência de isolamento de  $I_1$  ou  $I_R$ .

Logo, a relação  $I_{R2} / I_{R1}$  será designada como  $I_2 / I_1$  (ou  $I_R / I_C$ ) e apresentará diferentes valores de acordo com a qualidade da isolação, isto é, valores crescentes com a sua degeneração.

A grandeza  $I_R / I_C$  (ou  $I_2 / I_1$ ) é denominada Fator de Perdas Dielétricas ou Fator de Dissipação e, de acordo com a Figura 3, temos:

- Em relação a tensão aplicada  $V$ , a corrente capacitiva  $I_C$  está totalmente defasada e  $90^\circ$  e a corrente de fuga  $I_R$  está em fase, isto é, com defasagem de  $0^\circ$  com esta tensão.
- Por outro lado,  $\varphi$  é o ângulo entre a tensão  $V$  e a corrente total  $I_t$ , e  $\delta$  é o ângulo entre a corrente total  $I_t$  e a corrente capacitiva  $I_C$ .

Logo:

- $\text{tg } \delta = I_R / I_C$ , que é, por definição, o fator de perdas da isolação.

Sabemos que o fator de potência dessa ‘instalação elétrica’ é, também por definição,  $\cos \varphi$ , isto é, o coseno da defasagem angular entre a corrente e a tensão.

Por sua vez, da trigonometria, sabemos que o seno de um ângulo é igual a sua tangente quando esse ângulo é muito pequeno (menor que  $5^\circ$ ) e que  $\cos \varphi = \sin (90 - \varphi) = \sin \delta$ .

Logo, temos que  $\cos \varphi = \sin \delta = \text{tg } \delta$ .

Portanto, o fator de potência do isolamento ( $\cos \varphi$ ) é aproximadamente igual ao fator de perdas da isolação ( $\text{tg } \delta$ ). O erro, para boas isolações, está na ordem da  $5^{\text{a}}$  ou  $6^{\text{a}}$  casa decimal.

Temos definido, portanto, o fator de perdas da isolação como a tangente do ângulo  $\delta$ , que será de grande importância na análise de perdas e definição da operacionalidade ou não de um equipamento a partir de seu material isolador.

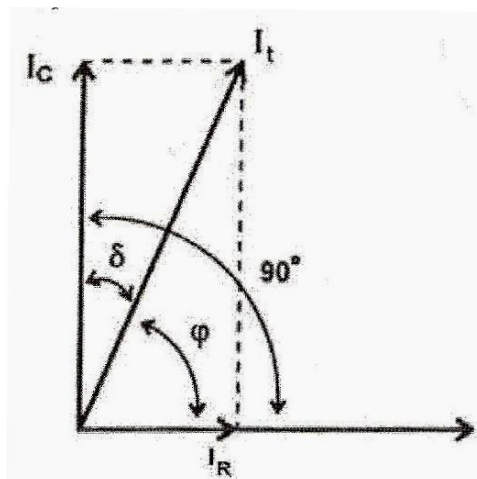


Figura 3 - Representação das Correntes na Isolação [5]

Portanto, a análise do fator de perdas ( $\text{tg } \delta$ ) ou fator de potência ( $\cos \varphi$ ) de um isolamento elétrico permitirá verificar a sua qualidade e dará informações para acompanhar o desempenho do equipamento durante sua vida útil, por meio das variações ocorridas em sua isolação [5].

Em suma, o seu valor deve ser o mais baixo possível, uma vez que ele representa a parcela de fuga de potência ativa em um determinado isolante. Quanto menor o fator de perdas (ou de potência) melhor será a isolação.

Vale ressaltar que tais materiais isolantes estão sempre sujeitos à temperatura do meio ambiente, e as características elétricas gerais de qualquer material também está sujeita às alterações pelo ambiente. A partir de tal consideração, é importante sempre medir a temperatura do meio ambiente do isolante visando corrigir o fator de perdas, assim como realização periódica de ensaios sob diferentes condições, visando formar um levantamento de dados mais consistente.

### 3.1.5 CLASSIFICAÇÃO DE SUBSTÂNCIAS ISOLANTES SEGUNDO SUA NATUREZA

As substâncias isolantes, em geral, podem ser separadas em três classes:

- Gases

- Líquidos
- Sólidos

Os gases, usualmente empregados em dispositivos de interrupção, possuem grande fluidez e facilidade de substituição em caso de comprometimento de características dielétricas, podendo se destacar entre eles, um aplicado em nosso estudo: o hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>).

Os líquidos isolantes, tais como óleos minerais, sintéticos ou vegetais, desempenham papel crucial em nossa aplicação, visto que os disjuntores GVO, e transformadores a tanque de óleo dependem fortemente de suas características dielétricas, visando o perfeito funcionamento do equipamento.

Os sólidos, por sua vez, podem ser subdivididos em diferentes aplicações, uma vez que alguns destes são aplicáveis em estado pastoso, em estado líquido, ou no próprio estado sólido. No geral, os mais conhecidos são cerâmicas, vidro, borracha, madeira, papel, dentre outros. Caracterizam-se também pela possibilidade de mistura de materiais dielétricos, tais como o envernizamento ou impregnação de óleo.

### 3.1.6 CLASSIFICAÇÃO DAS SUBSTÂNCIAS ISOLANTES SEGUNDO AS CLASSES DE TEMPERATURA

A ABNT NBR 7034 (*apud* [5]), referente aos materiais isolantes elétricos, classifica os materiais em classes de temperatura, visando portanto analisar a viabilidade de aplicação ou não do material em determinados equipamentos, máquinas ou instalações elétricas, dependendo de suas temperaturas de operação e variações do ambiente ao qual estarão sujeitos.

A classe térmica atribuída a um material é um importante parâmetro de um isolante elétrico, visto que a temperatura de operação de equipamentos e máquinas é um fator determinante no seu envelhecimento, e de acordo com sua durabilidade térmica relativa (DTR) que consiste no “valor numérico da temperatura em graus Celsius no qual o tempo estimado para o ponto final do material candidato é o mesmo tempo estimado para o ponto final do material de referência” (*apud* [5]), a aplicabilidade do material para determinada

situação será analisada como viável, ou não viável. As faixas são definidas pela NBR 7034, como demonstrado na Tabela 1.

Tabela 1 - Classificação Térmica de Materiais Isolantes - NBR 7034:2008

DTR (°C)	Classe Térmica (°C)
DTR < 90	70
90 < DTR < 105	90
105 < DTR < 120	105
120 < DTR < 130	120
130 < DTR < 155	130
155 < DTR < 180	155
180 < DTR < 200	180
200 < DTR < 220	200
220 < DTR < 250	220
DTR > 250	250

### 3.2 TÉCNICAS PREDITIVAS DE MANUTENÇÃO ELÉTRICA

#### 3.2.1 INTRODUÇÃO

Neste tópico serão discutidas as técnicas que foram utilizadas para acompanhar os equipamentos da subestação em questão e sua importância no acompanhamento preditivo dos equipamentos elétricos.

Segundo entende Nemésio Sousa, só existem dois tipos de manutenção: a **preventiva** - intervenção no equipamento antes que ele pare de operar, com programação antecipada, dentro de uma periodicidade, através de inspeção sistemática, detecção e de medidas necessárias para evitar uma falha, com objetivo de mantê-lo operando, ou em condições de operar, dentro das especificações. Pode ser baseada na experiência, estatística ou outro tipo de avaliação, analisando a conveniência ou não da parada do equipamento; e a **corretiva** - ação após o surgimento de uma falha que interrompa o equipamento, ou a ocorrência de um defeito que provoque a perda, parcial ou total, da sua função operacional e que justifique uma intervenção.

Embora a comunidade de manutenção use, coloquialmente, o termo manutenção preditiva, no seu entendimento trata-se de um equívoco, uma vez que o uso das “técnicas preditivas de manutenção podem ser definidas como as ações desenvolvidas sobre um equipamento, atendendo os requisitos da definição de manutenção preventiva, acompanhando o ‘desgaste’ de uma ou mais peças (ou componentes), visando determinar o exato momento de intervir. Isto é, são, na verdade, levantamento de parâmetros para execução de manutenção preventiva” [5].

Portanto, seria um tipo de ação que vai permitir reajustar as previsões de manutenção preventiva, por meio da “análise da tendência evolutiva do funcionamento não adequado detectado no equipamento e da estimativa do tempo possível de continuar a utilizá-lo antes da falha” (Mirshawka <sup>1</sup>, *apud* Nemésio Sousa).

Baroni<sup>2</sup>, por sua vez, define ‘manutenção preditiva’ como “qualquer atividade de monitoramento que seja capaz de fornecer dados suficientes para uma análise de tendências, emissão de diagnóstico e a tomada de decisão” (*apud* [5]).

Assim sendo, neste estudo, entenda-se por ‘manutenção preditiva’, toda aquela ação que visa analisar parâmetros operacionais de uma máquina ou equipamento, permitindo melhor entender o seu comportamento, qual seu estado operacional, prevendo a necessidade de retirá-lo de operação, ou realizar algum tipo de intervenção preventiva.

Entende-se por ‘manutenção preditiva’, toda aquela que visa analisar parâmetros operacionais de uma máquina ou equipamento, permitindo melhor entender o comportamento do mesmo, qual seu estado operacional, e prever a necessidade de retirá-lo de operação, ou realizar algum tipo de intervenção. A realização de ‘manutenção preditiva’ não elimina a necessidade de manutenção preventiva ou corretiva, porém pode auxiliar na minimização de sua necessidade.

A aplicação de técnicas preditivas de manutenção (‘manutenção preditiva’) tem, em resumo, os seguintes objetivos [5]:

- Parar o equipamento no momento certo
- Minimizar intervenções
- Aumentar disponibilidade
- Reduzir custos
- Determinar parâmetros preventivos

---

<sup>1</sup> Mirshawka, Victor: *Manutenção Preditiva - Caminho para Zero Defeito*, Ed. McGraw-Hill. São Paulo, 1991.

<sup>2</sup> Baroni, Tarcísio et al: *Gestão Estratégica e Técnicas Preditivas*. Editora Qualitymark. Rio de Janeiro, 2002.

### 3.2.2 DEFINIÇÕES DA ‘MANUTENÇÃO PREDITIVA’

Basicamente consistindo no “monitoramento da tendência e de modo de falha de um equipamento, ou seu componente, através do acompanhamento de parâmetros indicativos de sua condição” [5], a ‘manutenção preditiva’ tem como tais parâmetros importantes a temperatura, pressão, corrosão, dentre outros, que permitem a antecipação de ocorrência de falhas.

A manutenção condicional consiste em ações de manutenção preventiva subordinada a um acontecimento pré-determinado revelador do estado de degradação do material, a partir da análise de seu histórico.

A ‘manutenção preditiva’ (ou previsiva), por sua vez, é um tipo de manutenção condicional que permite reajustar as previsões de manutenção por meio da análise da tendência evolutiva do funcionamento não adequado detectado no equipamento e da estimativa do tempo possível de continuar a utilizá-lo antes de uma falha. Esta estimativa ocorre a partir da análise periódica do estado do equipamento pelos métodos de ‘manutenção preditiva’ [5].

Em resumo, a ‘manutenção preditiva’ consiste, basicamente, em [5]:

- Registros periódicos das variações dos parâmetros
- Diagnóstico dessas variações com a predição da natureza, modo e momento de falha
- Utilização de metodologia e instrumentação de monitoração adequadas para detectar o que muda, isto é, a causa e efeitos dos defeitos intermediários
- Acumular experiência sobre:
  - Escolha dos equipamentos produtivos que necessitam de ‘manutenção preditiva’
  - Determinação dos parâmetros a serem acompanhados
  - Controle e análise do quadro de variação desses parâmetros
  - Diagnóstico do estado do equipamento com base nessa análise
- Desenvolver um sistema de informações rápido e eficiente que forneça dados históricos sobre os equipamentos submetidos ao acompanhamento preditivo.

### 3.2.3 ÓLEOS ISOLANTES PARA EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS

Como a transmissão de energia elétrica está sendo feita em tensões cada vez mais elevadas, o óleo isolante tem importância acentuada em transformadores e outros equipamentos. Novos tipos de óleo isolante têm sido experimentados constantemente, para atender as exigências dos altos potenciais de serviço. Além da função de isolador, o óleo isolante apresenta a função de resfriamento em um equipamento elétrico.

A avaliação de óleos isolantes é realizada por meio da análise físico-química, cromatográfica e da espectroscopia, o que permite definir a necessidade de seu tratamento (recondicionamento ou regeneração) ou a sua substituição.

Nos óleos isolantes, diversos são os fatores a serem observados, dentre eles:

- Teor de água - umidade
- Índice de neutralização - acidez
- Tensão interfacial
- Fator de dissipação
- Rigidez dielétrica
- Cor
- Presença de gases dissolvidos
- Viscosidade
- Contagem de Partículas

Estes e outros parâmetros são monitorados através dos ensaios físico-químicos e cromatográficos, que serão mais bem discutidos à frente e objetos de estudo para os dados coletados.

#### 3.2.3.1 CROMATOGRAFIA GASOSA DE ÓLEOS ISOLANTES

Em equipamentos elétricos que fazem uso de óleo mineral como meio dielétrico, são diversos os parâmetros a serem monitorados, dentre eles um fator crucial a ser analisado é a formação de gases.



Existem duas formas de analisar as informações obtidas a partir dos ensaios de óleo isolante. Na primeira, as propriedades físico-químicas do óleo isolante são avaliadas para garantir a qualidade e eficiência da isolação; enquanto a outra analisa substâncias estranhas ao óleo para então determinar as condições do equipamento.

“A cromatografia dos gases em óleo isolante é um dos métodos utilizados com maior frequência para verificação do estado de equipamentos que utilizam óleo como material isolante, o que ajuda a detectar falhas em componentes internos, principalmente de reatores, transformadores, TP’s e TC’s” [5].

A cromatografia em si é suficiente para condenar o funcionamento de um equipamento, visto que pode indicar um processo de evolução de falhas ou indícios da iminência de falhas.

O ensaio de cromatografia detecta a presença de hidrogênio e compostos gasosos de hidrocarbonetos e os principais gases encontrados no óleo isolante: Nitrogênio (N<sub>2</sub>), Oxigênio (O<sub>2</sub>), Monóxido de Carbono (CO), Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>), Metano (CH<sub>4</sub>), Acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), Etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), Etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) e Butano (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>).

Como exemplo, segue um resumo das principais fontes de problemas em transformadores e os ‘gases-chave’ responsáveis associados:

- Arcos elétricos: acetileno
- Corona no óleo: hidrogênio e metano
- Eletrólise na água: hidrogênio
- Deterioração acelerada do isolamento: monóxido de carbono e dióxido de carbono
- Superaquecimento do óleo: etileno

Em condições normais de operação, a liberação de tais gases é lenta. Entretanto, submetido às altas temperaturas, o equipamento tem seu óleo sujeito às modificações nestas taxas de liberação, comprometendo mais rapidamente suas características isolantes e, portanto, a operação segura do equipamento.

Para determinar o tipo e gravidade do defeito que pode estar sendo desenvolvido no óleo isolante de determinado equipamento elétrico, adotam-se, segundo BINDA<sup>3</sup> (*apud* [5]), os seguintes critérios.

- Avaliação da taxa de formação de gases

---

<sup>3</sup> BINDA, Milton: *Avaliação da Expectativa de Vida de Transformador de Potência Através da Degradação do Isolamento Celulósico*. Apostila de Furnas Centrais Elétricas S.A. Rio de Janeiro, 1998.

- Avaliação da concentração percentual dos gases
- Avaliação de fontes e gases – relação de gases com prováveis fontes dos problemas em equipamentos
- Relação entre os gases e as falhas incipientes

A avaliação da taxa de formação de gases consiste na avaliação de diferentes amostragens de períodos distintos. O valor depende de diversos fatores, para o mesmo tipo de defeito. “Porém, como regra geral, o valor considera-se que quando a taxa de formação de gases, para cada gás ou para o TGC - Total de Gases Combustíveis for > 10% ao mês, é sinal de que deve haver uma falha em evolução” [5].

Para períodos entre amostragens maior que 30 dias, a fórmula abaixo é utilizada para calcular a taxa de formação de gases e referenciada ao limite de 10% [5]:

$$TG = \frac{30x(CGO - CGA)}{dxCGA} x 100$$

Em que:

TG – Taxa de formação (% ao mês)

CGO – Concentração de gás da amostra atual

CGA – Concentração de gás da amostra anterior

d – Número de dias entre as amostragens

A avaliação da concentração percentual de gases serve para identificar o tipo e gravidade da falha em evolução e é realizada pelo cálculo das relações das concentrações de determinados gases, de acordo com o critério adotado (Rogers, IEC, Laborelec, Pugh, ABNT, Hidro-Quebec, ANSI/IEEE) que, em nosso caso, será o mais usual, o do IEC.

Em transformadores não selados a ‘respiração’ é feita através de um conservador equipado com sílica gel, e parte dos gases gerados é perdida para a atmosfera.

O critério do IEC para determinação de gravidade de falha de óleo, é muito utilizado e representa um dos principais meios de identificar a gravidade de falha incipiente a partir das relações de gases combustíveis e códigos de interpretação das falhas. O método é descrito pela norma IEC-599/78 “*Interpretation of the Oil Filled Electrical Equipment in Service*”, no IEC Publication 60599 (apud [5]), como demonstrado em Tabela 2.

Tabela 2 - Diagnóstico da Cromatografia pelo Critério do IEC

Relação Entre os Gases Característicos (R)			Código		
			$\frac{C2H2}{C2H4}$	$\frac{CH4}{H2}$	$\frac{C2H4}{C2H6}$
0,1 > R			0	1	0
0,1 < R < 1			1	0	0
1 < R < 3			1	2	1
3 < R			2	2	2
$\frac{C2H2}{C2H4}$	$\frac{CH4}{H2}$	$\frac{C2H4}{C2H6}$	Defeito Característico		Exemplos Típicos
0	0	0	Sem falha		Envelhecimento normal
0	1	0	Descargas parciais de pequena densidade de energia		Descargas nas bolhas de gás resultantes de impregnação incompleta, se supersaturação, ou de alta umidade.
1	1	0	Descargas parciais de alta intensidade de energia		Como acima, porém provocando arvorejamento ou perfuração da isolamento sólida.
1/2	0	1/2	Descargas de energia reduzida		Centelhamento contínuo no óleo devido a más conexões de diferentes potenciais ou potenciais flutuantes. Ruptura dielétrica do óleo entre materiais sólidos
1	0	2	Descargas de alta energia		Descargas de potência. Arco. Ruptura dielétrica do óleo entre enrolamentos, entre espiras, ou entre espiras e massa. Interrupção de corrente no seletor.
0	0	1	Defeito térmico de baixa temperatura (abaixo de 150°C)		Sobreaquecimento generalizado de condutor isolado.
0	2	0	Defeito térmico de baixa temperatura (150-300°C)		Sobreaquecimento local do núcleo devido a concentração de fluxo. Pontos quentes de temperatura crescente, variando desde pequenos pontos quentes no núcleo, circulação de corrente no núcleo, sobreaquecimento do cobre devido a correntes de dispersão, maus contatos, até correntes de circulação entre núcleo e carcaça.
0	2	1	Defeito térmico de alta temperatura (300-700°C)		
0	2	2	Defeito térmico de alta temperatura (>700°C)		

### 3.2.3.2 ANÁLISE FÍSICO-QUÍMICA DE ÓLEO ISOLANTE

Com a constante deterioração do óleo isolante, ensaios químicos e elétricos são realizados para medir a extensão desta deterioração. A programação e os processos destes ensaios são essenciais para o recondicionamento, regeneração ou troca de óleo usado.

São recomendados, periodicamente, ensaios físico-químicos, em conjunto aos ensaios cromatográficos, estes apresentam importantes parâmetros para a determinação da operacionalidade ou não do óleo e, portanto, do equipamento como um todo.

Dentre os ensaios que serão abordados em nossa análise, temos:

- Índice de neutralização – acidez
- Rigidez dielétrica
- Tensão interfacial
- Fator de potência – fator de dissipação
- Densidade
- Presença de Água – umidade
- Exame visual e de coloração – cor

O ensaio de **índice de neutralização** consiste na medida dos constituintes ácidos em um óleo, em miligramas, de hidróxido de potássio necessárias para neutralizar a acidez contida em um grama de óleo. Quanto maior o seu valor, maior a deterioração. São utilizados como referência os valores estabelecidos pela ABNT NBR 14248, cujos limites aceitáveis são:

- 0,2 mg KOH/g – Para óleo em serviço (transformador em operação)
- 0,03 mg KOH/g – Para óleo novo

O ensaio de **rigidez dielétrica** de um óleo é o gradiente de tensão média no qual uma avaria ou uma falha ocorre, entre dois eletrodos metálicos imersos em óleo. Esse ensaio está entre os mais cruciais para a análise de operacionalidade de um óleo isolante, e previne a aplicação de óleos potencialmente perigosos em equipamentos elétricos de alta tensão. Ele pode despertar as suspeitas de contaminação e instigar a análise mais profunda do óleo através de outros ensaios físico-químicos ou cromatográficos, que expliquem o comprometimento de sua característica dielétrica.

Contudo, um alto valor da rigidez dielétrica “não implica na ausência total dos contaminantes e, principalmente, não indica que o óleo esteja isento daqueles que não afetam diretamente seu valor” [5].

O método IEC, mais adotado, utiliza os eletrodos do tipo ‘calota esférica’ que serão aplicados em nossos objetos de estudo, conhecidos como VDE.

Pela ABNT, o modo de determinação da rigidez dielétrica é fixado através da NBR 6869 [1] cujos valores aceitáveis são:

- 30 kV – Valor do ensaio em óleo novo antes de energização
- 25 kV – Valor médio para óleo em serviço

A **tensão interfacial** entre um óleo isolante e água é uma medida da força de atração molecular entre suas diferentes moléculas situadas na interface. Este ensaio estabelece um meio de detectar contaminantes solúveis polares e deterioração que, em geral, diminuem seu valor. É expresso em N/m. Os valores são estabelecidos pela ABNT NBR 6234 como:

- Maior que 40 dina/cm (0,04 N/m) – Óleo novo e livre de aditivos a 25°C
- Maior que 32 dina/cm (0,032N/m) – Óleo após contato com equipamentos a 25°C

O **fator de potência**, ou **fator de dissipação**, é o valor da relação entre a potência dissipada no óleo, em Watts, e o produto da tensão pela corrente, em VA, quando testado com uma tensão senoidal e sob condições prescritas. Este valor deve ser o mais baixo possível, o que representa menos perdas ativas e, portanto um menor efeito Joule gerado no óleo, responsável por agravar a formação de gases, oxidação, borras, entre outros produtos da deterioração. Os valores estabelecidos pela norma americana ASTM D-924 são:

- Limite de 0,05% a 25°C
- Limite de 0,3% a 100°C

A **densidade** do óleo é nada mais que a razão de pesos iguais para volumes do óleo e da água, estabelecida à 20°C pela norma ABNT NBR 7148. O valor estabelecido por norma é:

- Mínimo de 0,86 e máximo de 0,9 à 20°C

O **teor de água (umidade)**, como o próprio nome sugere, é presença de partículas de água no óleo isolante. Este teor é de grande importância na análise físico-química do óleo, uma vez que a umidade elevada colabora significativamente para a redução da rigidez dielétrica. O teor de água é medido em ppm (partes por milhão) e possui os seguintes valores aceitáveis estabelecidos pela norma ABNT NBR 10710 de acordo com a tensão da aplicação desejada:

- 50 ppm – Aplicações até 34,5kV
- 35 ppm – Aplicações acima de 34,5kV

- 25 ppm – Aplicações até 230kV
- 15 ppm – Aplicações acima de 230kV

Por fim, o **exame visual e coloração** determinam um valor numérico correspondente à cor de um óleo isolante por meio de luz transmitida. Um número de cor alto, ou acréscimo grande, representa uma alteração brusca e, portanto pode ser um indício de contaminação do óleo. O exame visual mostrando turvamento ou nebulosidade no óleo pode indicar a presença de água ou borra, assim como partículas de metais, escórias insolúveis, carbono, fibras, sujeiras, etc. Em resumo, a recomendação é para que o óleo seja claro, límpido, isento de matérias em suspensão ou sedimentadas. A ABNT MB-351 determina para os números de cor do óleo, os seguintes valores como aceitáveis:

- Menor que 1 – Óleos novos
- Menor que 4 – Óleos em serviço

### 3.2.4 ANÁLISE TERMOGRÁFICA NA PREDITIVA ELÉTRICA

Em uma conexão elétrica entre dois materiais condutores, principalmente naqueles destinados à condução de altas correntes elétricas, um importante procedimento a ser adotado para constante monitoração de seu estado, não destrutivo e sem qualquer interferência no funcionamento do sistema é a análise termográfica.

“A termografia é a técnica de ‘ler’ e medir, à distância, a temperatura de operação de componentes responsáveis pelas conexões de equipamentos elétricos. Suas principais vantagens são: ausência da necessidade de contato com o objeto sob análise e a não interferência com a produção já que não desligamos o equipamento sob inspeção” [5].

A termografia é realizada com o auxílio de um termovisor, que é o instrumento utilizado para captar radiações térmicas e expô-las, em forma de um termograma, que é uma imagem captada pela irradiação térmica emitida pelas conexões, variando com temperatura e estado das superfícies. Para cada temperatura é associada uma cor, que se torna mais clara e intensa de acordo com o crescimento gradativo da temperatura observada.

A inspeção termográfica é usualmente empregada no monitoramento de conexões, conectores, painéis, equipamentos elétricos, tanques de armazenamento, entre outros. A Figura 4 demonstra um termograma, exemplificando a escala de cores, e a relação das

mesmas com o nível de temperatura do objeto de estudo, sendo facilmente identificada uma falha potencialmente prejudicial a um equipamento, ou conexão, como no caso é demonstrado.



Figura 4 - Exemplo de Termograma de uma Conexão de Barramento com Ponto de Aquecimento

Como vantagem já citada, não há necessidade de contato ou interferência na operação do objeto de estudo, entretanto a termografia apresenta leves desvantagens, tais como a impossibilidade de analisar objetos envoltos em vapor de água; o valor de a temperatura estar ligado à corrente de operação no momento da medição, bem como à distância e a velocidade do vento. No caso da corrente, este é um parâmetro que pode oscilar em grandes proporções ao longo do dia ou de épocas distintas, isso é uma característica da variação de carga subestação desse estudo, o que pode representar uma situação não corriqueira, ou uma sobrecarga não usual que se dê em intervalos de tempo curtos que estejam dentro dos limites aceitáveis especificados pelo fabricante.

A inspeção termográfica deve ser realizada em uma determinada sequência, dada como [5]:

- Análise Preliminar de Riscos (APR), avaliando os riscos envolvidos na realização do serviço e medidas preventivas a serem adotadas.
- Certificação de que os equipamentos e instalações que servirão como objetos de estudo estejam operando no mínimo com 50% de sua carga nominal.
- Medição de temperatura ambiente e umidade relativa do ar.
- Aferição do termovisor para condições da instalação analisada.
- Inspeção através de uma visão geral para identificar pontos críticos.
- Inspeção da instalação:
  - Chaves seccionadoras e fusíveis – conexão chave/cabos de interligação; conjunto contato móvel/contato fixo e conexão contato móvel/conector da base chave.
  - Barramentos e conexão de barramentos.
  - Disjuntores – conexão externa dos terminais de entrada e saída, tanque principal e cubículo de controle.
  - Religadores – conexão externa dos terminais de entrada e saída, tanque principal e cubículo de controle.
  - Transformadores de corrente – conexão externa dos terminais de entrada, buchas e tanque principal.
  - Transformadores de potencial – conexão externa dos terminais de entrada, buchas e tanque principal.
  - Transformadores de força e auxiliares – conexões externas de alta tensão e baixa tensão, buchas de alta tensão e baixa tensão, tanque principal, radiadores e cubículo de controle.
  - Banco de capacitores – conexões externas chave fusível/capacitor, buchas, tanque principal das células capacitivas, conexões externas e tanque principal da chave de acionamento.
  - Pára-raios – conexões externas e isoladores principais das três fases

Cada ponto deve ser criteriosamente registrado e analisado através do tipo de equipamento, tipo de conector, bitola, e todas outras especificações e informações que caracterizem o objeto de estudo, tais como sua identificação no sistema, visando melhor análise posterior e acompanhamento termográfico futuro.

Em instalações elétricas se concentra o maior foco da termografia industrial, visto que a temperatura é disparada o parâmetro de mais fácil identificação de uma falha. Ela é



responsável por identificar as falhas incipientes causadas por conexões frouxas, oxidadas ou até mesmo com componentes já comprometidos com necessidade de substituição imediata.

Nemésio Sousa lembra que “a temperatura ambiente é quase sempre é tomada como referência de calibração dos instrumentos de medição. Portanto, como primeira avaliação do estado do conector em análise, é recomendado que a diferença de temperatura entre o Objeto e o ambiente seja  $\leq$  que  $60^\circ \text{C}$ ”.

Partindo da análise de temperatura do Objeto comparativamente à temperatura de seu componente Adjacente. Ademais, devemos sempre corrigir o resultado de acordo com as constantes que retratam a variação da temperatura com o estado da superfície (Emissividade -  $F_{CE}$ ), com o vento (Velocidade -  $F_{CV}$ ) e com a carga (Corrente -  $F_{CC}$ ) [5].

Assim, a diferença de temperatura será a variação medida multiplicada pelos fatores de correção:  $\Delta T_C = \Delta T_M \times F_{CC} \times F_{CE} \times F_{CV}$

O fator de correção a ser aplicado pela carga é definido por:

$$F_{CC} = \left(\frac{I_n}{I}\right)^2$$

Em que:

$I_n$  – Corrente nominal dos condutores

$I$  – Corrente de carga dos condutores no momento da medição

A correção pela emissividade, por sua vez, segue os valores da Tabela 3 de acordo com o estado e material da superfície estudada.

Tabela 3 - Fator de Correção de  $\Delta T(^\circ\text{C})$  com a emissividade da superfície [5]

Estado da Superfície	$F_{CE}$	
	Cobre	Alumínio
Severamente Oxidada	1	1,4
Oxidada	2,5	4,0

Por fim, a velocidade do vento define o terceiro fator de correção para análise de variação de temperatura entre objeto e sua adjacência, de acordo com a Tabela 4.

Tabela 4 - Fator de Correção de  $\Delta T(^{\circ}C)$  com a Velocidade do Vento [5]

<b>Velocidade do Vento (m/s)</b>	<b><math>F_{CV}</math></b>
1	1,00
2	1,37
3	1,64
4	1,89
5	2,06
6	2,23
7	2,39

Os critérios de limite de temperatura de contatos são definidos pela ABNT NBR 7118 [3] de acordo com o tipo de contato analisado:

Tabela 5 - Limite de Temperatura de Contatos de Equipamentos [3]

<b>Limite de Temperatura</b>	<b>Tipos de Contatos</b>
65°C	Contatos de cobre prateado ao ar livre
35°C	Contatos de cobre não prateado ao ar livre
50°C	Contatos de cobre prateado imerso em óleo
40°C	Contatos de cobre não prateado imerso em óleo
65°C	Terminais prateados
50°C	Terminais não prateados

As variações  $\Delta T$  destas temperaturas serão o critério de intervenção em tais conexões, como pode ser analisado conforme a Tabela 6.

Tabela 6 - Variação de Temperatura e Providências de Manutenção [5]

$\Delta T$ (°C)	Providências de Manutenção
De 0 a 5	Não há necessidade de manutenção
De 5 a 10	Conector suspeito. Reaperto e observação
De 10 a 35	Revisão urgente. Substituição
Acima de 35	Emergência. Reparo ou troca imediata

Uma vez analisada a necessidade ou não de manutenção de um conector ou conexão a partir da diferença de temperatura do objeto de estudo e seu adjacente, as instruções de manutenção são definidas segundo a Tabela 7.

Tabela 7 - Instruções de Manutenção para Conectores e Conexões [5]

$\Delta T$ (°C)	Procedimentos
0 a 10	Reaperto no torque certo. Nova leitura após 1h. Caso persista, programar manutenção corretiva
10 a 35	Retirar o conector. Limpar as superfícies entre condutor e conector. Aplicar pasta inibidora de oxidação
>35	Retirar de operação e substituir. Analisar as causas de aquecimento

### 3.2.5 ENSAIOS E PROCEDIMENTOS PARA TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA

#### 3.2.5.1 INTRODUÇÃO

Antes de definir ensaios e procedimentos para ‘manutenção preditiva’ de transformadores de potência, devemos ficar atentos para as condições do ambiente necessárias à validação dos ensaios a serem realizados.

A ABNT define condições normais de serviço, transporte e instalações dos transformadores para transmissão e distribuição de energia elétrica como sendo as seguintes:

Tabela 8 - Temperatura do Meio Refrigerante [2]

Meio Refrigerante	Temperatura (°C)	
	Máxima	Média em 24h
Ar	40	30
Água	30	25

Os ensaios realizados, no transformador propriamente dito, servem para determinar importantes parâmetros operacionais, que determinam o atual nível de isolamento, perdas dielétricas, dentre outros. Listados a seguir:

- Ensaio de resistência de isolamento DC
- Ensaio de perdas dielétricas AC
- Ensaio de relação de transformação
- Medição da resistência ôhmica dos enrolamentos
- Ensaio de polaridade dos enrolamentos
- Ensaio de resistência de isolamento das buchas
- Ensaio de resistência de isolamento DC nos TCs de bucha
- Levantamento da curva de saturação nos TCs de bucha
- Relação de transformação nos TCs de bucha
- Resistência ôhmica nos TCs de bucha

No óleo isolante do transformador, conforme discutido nos itens 2.2.3.2 e 2.2.3.1, são realizados os ensaios físico-químicos e ensaios de cromatografia, visando buscar uma maior gama de possibilidades de busca de potenciais falhas no equipamento.

“Os ensaios devem ser realizados com periodicidade determinada por diversos fatores, dentre os quais podemos destacar: recomendação do fabricante e das normas, experiência própria do usuário, tempo de operação do transformador, solicitação de ciclo de operação, sua condição e importância dentro do sistema, quantidade, nível de utilização e tipos de acessórios” [5].

### 3.2.5.2 ENSAIO DE RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO DC

O ensaio de isolamento DC serve como um meio de detecção e prevenção de falhas a partir da utilização de um megaohmímetro, mais conhecido como Megger, que ajuda a determinar as condições da isolação do equipamento por meio da análise das características do material isolante, medindo a sua resistência de isolamento.

Atentando-se para o desligamento do equipamento, a sua isolação e aterramento, deve-se também prestar atenção para cargas que podem estar armazenadas, curto-circuitando e aterrando o equipamento e o circuito de ensaio visando evitar influências indesejadas que promovam desvios nos resultados dos ensaios.

As variáveis que afetam a isolação de um transformador são, usualmente, sujeira, umidade, temperatura e danos mecânicos. Quaisquer desvios nestes quesitos podem ser tratados como influência direta na condição ideal de operação de um equipamento elétrico.

A execução do ensaio de resistência de isolamento DC consiste essencialmente na aplicação de uma tensão nos terminais do transformador, compatível com a classe de tensão nominal do equipamento, por meio do Megger. Usualmente são utilizados níveis de 500, 1.000, 2.500 ou 5.000 V.

As resistências de isolamento de um transformador de dois enrolamentos são esquematizadas como mostrado na Figura 5.

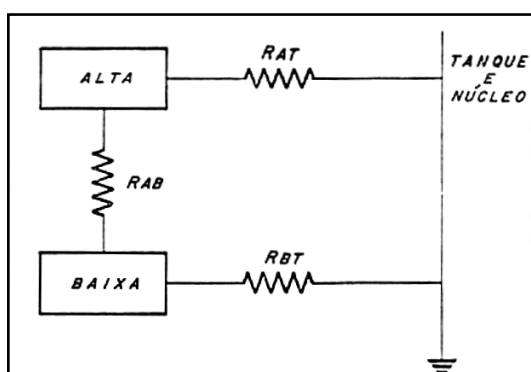


Figura 5 - Resistências de Isolamento de um Transformador de Dois Enrolamentos [5]

Para este tipo de transformador, a execução do ensaio segue passos descritos a seguir.

1) ALTA contra TERRA com a BAIXA em GUARD – Figura 6

Na medição de alta tensão para a terra, será medida a resistência de isolamento  $R_{AT}$ , sendo necessário desconectar todos terminais do transformador, curto-circuitar individualmente seus enrolamentos; ligar o terminal *LINE* do Megger ao enrolamento de alta tensão, o terminal *GUARD* ao enrolamento de baixa tensão, e o terminal *EARTH* aos cabos de aterramento da carcaça do transformador, como esquematizado na figura 6:

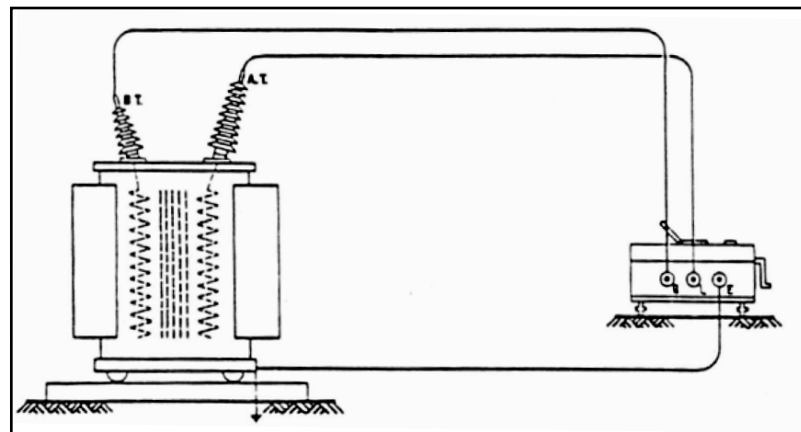


Figura 6 - Ensaio de Isolamento DC - Alta contra Terra com Baixa em *Guard* [5]

2) BAIXA contra TERRA com ALTA em GUARD – Figura 7

Analogamente, os passos serão repetidos para baixa tensão contra terra, de forma a conectar o terminal *LINE* do instrumento ao enrolamento de alta tensão; o terminal *GUARD* ao enrolamento de baixa tensão; e o terminal *EARTH* aos cabos de aterramento da carcaça do transformador, conforme a figura 7. Este ensaio fornece o valor de  $R_{BT}$ .

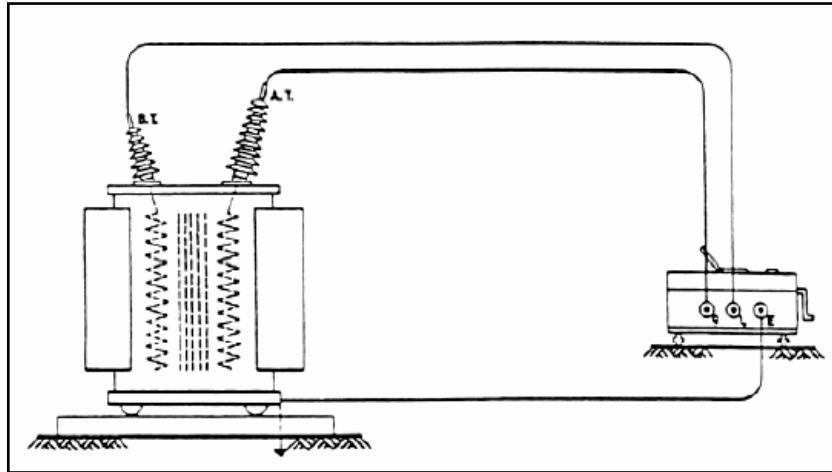


Figura 7 - Baixa contra Terra com Alta em Guard [5]

3) ALTA contra BAIXA com GUARD aterrado – Figura 8

Por fim, a medição de  $R_{AB}$  consistirá de ligar o terminal *LINE* do instrumento ao conector de alta tensão; o terminal *EARTH* ao enrolamento de baixa tensão, e o terminal *GUARD* ao cabo de aterramento do transformador.

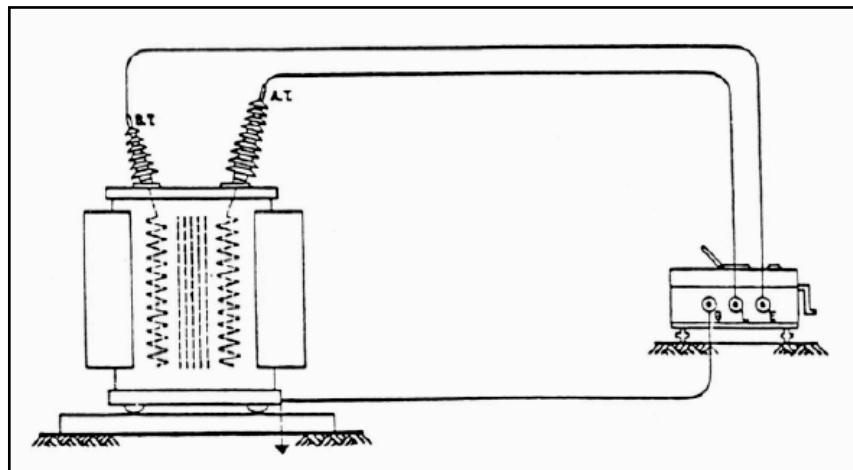


Figura 8 - Ensaio de Isolamento DC - Alta contra Baixa com Terra guardado [5]

Pela norma da ABNT NBR 7036-81 [2], a resistência mínima de isolamento de um transformador deve ser analisada à 75°C, em  $M\Omega$ , seguindo a seguinte fórmula:

$$R_M = \frac{k \times 2,65 \times V}{\sqrt{\frac{P}{f}}}$$

Onde:

$R_M$  - Resistência mínima de isolamento a 75°C, em MΩ

$V$  - Tensão nominal do enrolamento sob ensaio, em kV

$P$  - Potência nominal do transformador, em kVA

$f$  - Frequência nominal, em Hz

$k$  - 3 para transformadores monofásicos; e 1 para transformadores trifásicos

Exemplificando numericamente para o transformador de nosso estudo, 138 / 13,2 kV de capacidade 30 MVA trifásico, teríamos a resistência mínima estabelecida para o lado de alta tensão como:

$$R_M = \frac{k \times 2,65 \times V}{\sqrt{\frac{P}{f}}} = \frac{1 \times 2,65 \times 138}{\sqrt{\frac{30000}{60}}} = 16,35$$

Entretanto, como o ensaio não é realizado a 75°C, é necessário aplicar a correção da temperatura de ensaio para a temperatura de referência (75°C), conforme a fórmula da ABNT NBR 7037.

$$R_{75^\circ C} = \frac{R_T}{2^A}$$

Em que:

$$A = \frac{75 - T}{10}$$

Em que:

$R_T$  – Resistência de isolamento na temperatura do ensaio

$T$  – Temperatura do ensaio



$R_{75^{\circ}C}$  – Resistência de isolamento do equipamento na temperatura de  $75^{\circ}C$

Exemplificando, um ensaio executado em transformador com temperatura de ensaio  $30^{\circ}C$  que fornece uma leitura de  $150M\Omega$ , seu valor referido a  $75^{\circ}C$  da norma, é de:

$$R_{75^{\circ}C} = \frac{R_T}{2^A} = \frac{150}{2^A}$$

Onde:

$$A = \frac{75 - 30}{10} = 4,5$$

Fornecendo um valor referido a  $75^{\circ}C$  de:

$$R_{75^{\circ}C} = \frac{R_T}{2^A} = \frac{150}{2^{4,5}} = 6,62M\Omega$$

### 3.2.5.3 ENSAIO DE PERDAS DIELETRICAS

O “objetivo do ensaio de perdas dielétricas é determinar as condições da isolação do equipamento, verificando a variação das características do isolamento. Esta variação está relacionada com o efeito dos agentes destrutivos do meio isolante, principalmente água, calor, ionização, impurezas etc., que reduz sua rigidez dielétrica” [5].

O ensaio de perdas dielétricas consiste basicamente, como citado no item 3.1.4, em saber quanto de uma potência aplicada em um meio isolante irá ser dissipada em forma de potência ativa, o que representa algo indesejável em nosso equipamento.

A execução do ensaio em um transformador de dois enrolamentos é esquematizada conforme a Figura 9. A isolação indicada como CH é a isolação entre o enrolamento de alta

tensão e a terra; a isolação indicada como CL é a isolação entre o enrolamento de baixa e a terra; e, por fim, CHL representa a isolação entre os enrolamentos de alta e baixa tensões.

Estas isolações são compostas de vários dielétricos como, por exemplo, CH inclui as buchas, a isolação sólida entre o enrolamento de alta e o óleo, o próprio óleo isolante distribuído e impregnado nesta isolação sólida e o óleo entre a isolação sólida e a terra.

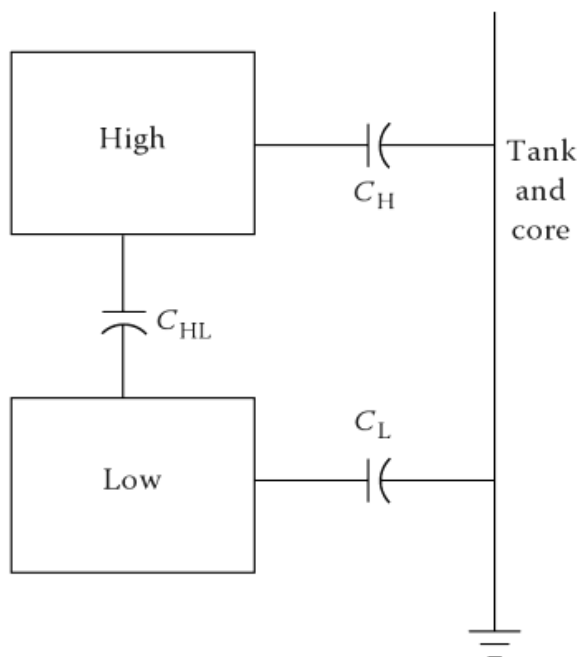


Figura 9 - Isolações AC em um Transformador de Dois Enrolamentos [5]

Fazendo uso de um medidor de perdas dielétricas fabricado pela Doble podemos medir as perdas dielétricas totais em VA; as perdas dielétricas ativas em W; as correntes total, de fuga e capacitiva; a capacitância; o fator de perdas da isolação ( $\text{tg } \delta$ ); o fator de potência ( $\cos \varphi$ ); os ângulos do fator de potência ( $\varphi$ ) e do fator de perdas ( $\delta$ ) e a resistência de isolamento.

Dessa forma, são avaliadas as isolações CH, CHL e CL, seguindo a série de 5 ensaios necessários para obtenção e confirmação de dados, mostrados na Tabela 9.

Tabela 9 - Ensaios de Perdas Dielétricas em um Transformador de dois Enrolamentos [5]

Ensaio	Enrolamento Energizado	Enrolamento Aterrado	Enrolamento Guardado	Enrolamento em UST	Leitura
1	Alta	Baixa	-	-	CH + CL
2	Alta	-	Baixa	-	CH
3	Baixa	Alta	-	-	CL + CHL

4	Baixa	-	Alta	-	CL
5	Baixa	-	-	Alta	CHL

Os valores das isolações entre os enrolamentos podem ser calculados da seguinte maneira:

$$\text{CHL} = \text{Ensaio 4} = \text{Ensaio 2} - \text{Ensaio 3}$$

$$\text{CLT} = \text{Ensaio 7} = \text{Ensaio 5} - \text{Ensaio 6}$$

$$\text{CHT} = \text{Ensaio 1} = \text{Ensaio 8} - \text{Ensaio 9}$$

A interpretação dos resultados do ensaio de perdas dielétricas leva em consideração as características da isolação observando: os valores do fator de perdas ou de dissipação, fator de potência, as perdas de potência ativa em forma de aquecimento por efeito Joule e o valor da capacitância de isolamento.

Algumas destas grandezas variam com a temperatura e os valores de referência de algumas normas são relacionados a determinadas temperaturas padrão. Portanto, devemos converter os resultados dos ensaios a uma mesma temperatura de referência. Desta forma eliminamos esta influência e podemos comparar, para efeito de diagnóstico, os resultados de ensaios realizados em temperaturas diferentes.

A temperatura recomendada pela Doble, empresa fabricante do medidor de perdas dielétricas e uma das maiores consultoras de manutenção elétrica do setor, como padrão de referência das temperaturas dos ensaios é 20 °C.

O valor do fator de potência do isolamento é a razão entre as perdas ativas lidas pelo medidor e o produto da tensão de ensaio pela potência total aplicada à isolação, ou seja:

$$f.p(\%) = \frac{W}{VA} \times 100$$

O valor da potência total aplicada à isolação pode ser vista como a multiplicação da corrente do espécime pela tensão de ensaio. Exemplificando, para uma tensão de ensaio de 2,5 kV, temos:

$$f.p(\%) = \frac{W}{2500 \times 10^{-3}} \times 100 = \frac{W}{A} \times 40$$

Os transformadores devem ter um baixo valor de fator de potência, visto que o efeito Joule é indesejado, e quanto maior este fator, maior o índice de que há falhas na isolação, seja ela por conta das buchas, do óleo isolante ou dos condutores.

Nos transformadores novos, não energizados, em aceitação, enchidos com óleo novo e tratado, de modo geral o valor do fator de potência fica em torno de 0,5%, referidos à 20°C. Para transformadores em serviço aceitam-se como valores normais aqueles em torno de 1%, também a 20°C.

Não havendo histórico, o valor abaixo de 2% se torna aceitável. Para equipamentos com histórico, é preocupante a evolução de 25% ou mais no valor de medições antigas.

Dado um fator entre 3 ou 5%, a análise do óleo isolante se faz necessária, e no caso de boas condições do mesmo, os indícios apontam para uma falha nos componentes sólidos de isolação.

Para valores acima de 5%, a investigação de todos componentes do transformador deve ser urgente, pois há indícios de possibilidade de falha em um ou mais deles, incluindo as buchas isoladoras. Deve-se atentar que o fator de potência deve ser referenciado para temperaturas de 20°C. Portanto, é necessária a sua correção, conforme valores da Tabela 10.

Tabela 10 - Correção para 20°C do Fator de Potência da Isolação de Transformadores (Doble, *apud* [5])

<b>T Ensaio (°C)</b>	<b>Fator de Correção</b>	<b>T Ensaio (°C)</b>	<b>Fator de Correção</b>	<b>T Ensaio (°C)</b>	<b>Fator de Correção</b>
20	1	37	0.47	58	0.19
21	0.96	38	0.45	60	0.17
22	0.91	39	0.44	62	0.16
23	0.87	40	0.42	64	0.15
24	0.83	41	0.40	66	0.14
25	0.79	42	0.38	68	0.13
26	0.76	43	0.37	70	0.12
27	0.73	44	0.36	72	0.12
28	0.70	45	0.34	74	0.11
29	0.67	46	0.33	76	0.10
30	0.63	47	0.31	78	0.09
31	0.60	48	0.30	80	0.09
32	0.58	49	0.29		
33	0.56	50	0.28		
34	0.53	52	0.26		
35	0.51	54	0.23		
36	0.49	56	0.21		

#### 3.2.5.4 ENSAIO DE RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO

O ensaio tem como objetivo determinar a relação de transformação de um transformador a partir da medição da relação de tensão em vazio.

O medidor de relação de transformação (TTR) é o instrumento utilizado para realizar as medições, e para transformadores trifásicos devemos levar em consideração o seu tipo de ligação.

No caso da medição direta, a excitação é feita utilizando-se o enrolamento de baixa tensão como primário, sendo o valor da leitura, que será a relação de transformação, sempre maior que a unidade. Assim, devemos sempre conectar os terminais X1 e X2 do TTR ao enrolamento de baixa tensão do transformador sob ensaio; e os terminais H1 e H2 do TTR ao enrolamento de alta tensão, sendo H1 ao terminal que corresponde a X1 e H2 ao outro terminal.

Conforme demonstrado, por exemplo, para o caso do transformador em estudo, que é trifásico, com ligações triângulo-estrela, a excitação é feita entre um terminal e o neutro do enrolamento de baixa (Y) e os terminais H devem ser ligados aos terminais do enrolamento de alta correspondente.

Resumindo:

- Ligar X1 ao enrolamento de baixa
- Ligar X2 ao neutro
- Ligar H1 e H2 ao enrolamento de alta correspondente, na mesma fase

Lembrar que, neste caso, a relação encontrada deve ser multiplicada por  $\sqrt{3}$  para se obter a relação real.

## 3.2.6 ENSAIOS E PROCEDIMENTOS EM DISJUNTORES

### 3.2.6.1 INTRODUÇÃO

Neste tópico serão abordados os ensaios de disjuntores que serão abordados posteriormente em nossa análise, bem como as condições de operação por estes estabelecidas.

Pelo escopo definido, disjuntores GVO serão considerados para todos os fins. Como é de conhecimento, os disjuntores GVO, diferente dos disjuntores PVO - Pequeno Volume de Óleo - são aqueles que usam de câmaras de óleo isolante não apenas como meio de extinção de arco, como também de refrigeração. Para melhor entendimento do mecanismo, a Figura 10 esquematiza o seu funcionamento:

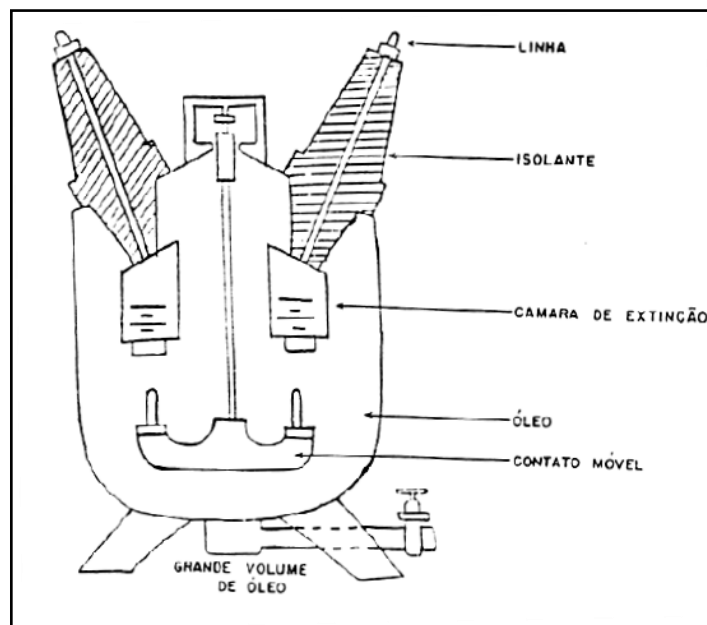


Figura 10 - Disjuntor GVO [5]

Para efeito de análise, devemos nos atentar para o fato de que os disjuntores GVO são os que mais necessitam de análise e manutenção de óleo isolante, como enunciado no item 3.2.3. Em conjunto com os ensaios dielétricos, fornecem um controle total dos parâmetros de interesse para determinação da operacionalidade do equipamento.

Dentre os ensaios aplicados, iremos discutir os de isolamento DC, isolamento AC e o de resistências de contato.

### 3.2.6.2 ENSAIO DE ISOLAMENTO DC

O ensaio de isolamento DC em disjuntores GVO, assim como nos demais equipamentos, é realizado com o auxílio de um Megger, em tensões de 2,5 ou 5 kV. Por conta da variação da análise de acordo com a tensão aplicada, é importante que o instrumento possa alimentar o circuito de ensaio por 10 minutos, com a tensão de ensaio compatível com a classe de tensão do equipamento.

O ensaio realizado em um disjuntor GVO segue, segundo [5], a sequência de medições mostrada na Tabela 11.

Tabela 11 - Ensaio de Isolamento DC (Megger) [5]

<b>Ensaio</b>	<b>Line</b>	<b>Earth</b>	<b>Guard</b>	<b>Medição</b>	<b>Posição do Dj</b>
1	Bucha 1	T	Bucha 2 e Porcelana 1	Bucha 1	Aberto
2	Bucha 2	T	Bucha 1 e Porcelana 2	Bucha 2	Aberto
3	Buchas 1 e 2	T	Porcelanas 1 e 2	Buchas 1 e 2 (paralelo)	Aberto
4	Bucha 1	T	-	Buchas 1 e 2	Fechado
5	Bucha 2	T	Porcelanas 1 e 2	Buchas 1 e 2 em paralelo com Lift Rod	Fechado

Os valores tipicamente encontrados para este ensaio estão na faixa de 50.000 e 100.000MΩ, para 2,5 e 5kV de ensaio, respectivamente [5].

### 3.2.6.3 ENSAIO DE ISOLAMENTO AC

O ensaio de isolamento AC para disjuntores consiste na aplicação de uma tensão alternada e levantamento de perdas dielétricas através da isolação. Devemos executar um

ensaio com disjuntor aberto, medindo a isolamento da bucha e da câmara de interrupção para a terra e outro ensaio com o disjuntor fechado, medindo do polo para a terra.

O ensaio é realizado inicialmente com o disjuntor em posição aberta e, com o auxílio de um ensaiador Doble, fazemos a medição da bucha e da câmara de interrupção para a terra. Esta medida é tomada conectando o terminal HV do medidor Doble na bucha do polo a ser ensaiado, enquanto o terminal LV ficará fixo no terminal de aterramento do disjuntor. Com a chave seletora na posição *Ground*, iremos obter as perdas ativas e, conseqüentemente o fator de potência. Repetem-se então as medições para as outras 5 buchas.

Com o disjuntor em posição fechada, o ensaio é realizado para cada fase do disjuntor, conectando o terminal HV a uma das buchas da fase a ser ensaiada, mantendo a chave seletora na posição *Ground* como no ensaio na posição aberta.

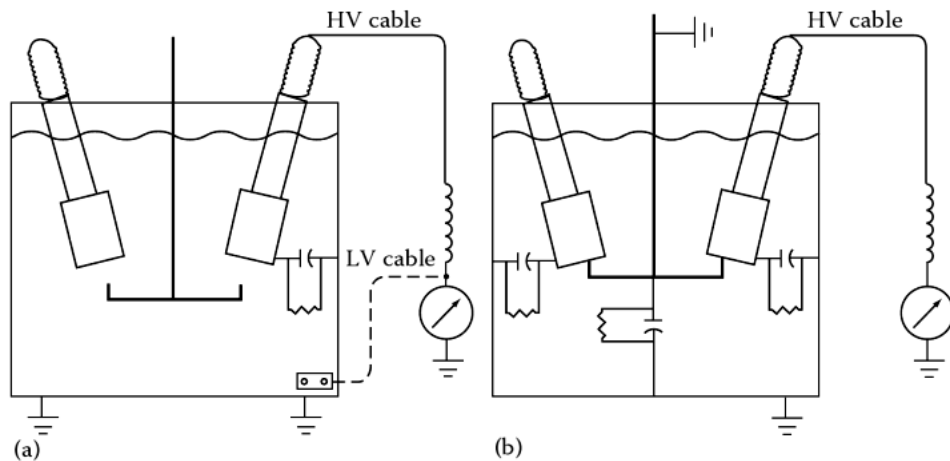


Figura 11 - Ensaio de Isolamento AC em Disjuntor Aberto (a) e Disjuntor Fechado (b) [7]

Na análise de resultados, assim como nos demais equipamentos ensaiados com o Doble, tomam-se as medidas de perdas ativas e calcula-se o cálculo de fator de perdas dielétricas.

Diferente das situações anteriores, para os disjuntores não se aplicam tabelas de conversão do fator de potência para a temperatura de 20°C, simplesmente por falta de informação. Entretanto, a temperatura do óleo isolante deve ser constantemente monitorada, e quando esta estiver consideravelmente distante de 20°C, não se deve ignorar este fato.

Os valores de fator de potência de disjuntores variam consideravelmente de acordo com fabricantes, oscilando de 0,4 até 0,9%, sendo desejável mantê-lo sempre o mais baixo possível.



Define-se o TLI (*Tank Loss Index*) de um disjuntor GVO como a diferença entre as perdas dielétricas, em W ou mW, obtido para cada ensaio com o disjuntor fechado e a soma dos ensaios com o disjuntor aberto, para as duas buchas em mesmo polo. Em suma:

$$TLI = W_{perdas(fechado)} - \sum W_{perdas(aberto)}$$

Em que:

TLI – Tank Loss Index

$W_{perdas(fechado)}$  - Perdas ativas medidas em uma fase no ensaio fechado

$\sum W_{perdas(aberto)}$  – Perdas ativas medidas para o as buchas no ensaio aberto

Valores usuais para o TLI e procedimentos de manutenção recomendados são mostrados na Tabela 12:

Tabela 12 - Valores Típicos de TLI [5]

Tensão de Ensaio(kV)	Valores Normais de TLI	Observar disjuntor	Investigar Disjuntor
2,5	0 a -9 mW	-9 a -16 mW	< -16 mW
	0 a -9 mW	9 a -16 mW	>16 mW
10	0 a -15 mW	-0,15 a -0,25 mW	< -0,25 mW
	0 a 15 mW	0,15 a 0,25 mW	>0,25 mW

#### 3.2.6.4 ENSAIO DAS RESISTÊNCIAS DE CONTATO

Por fim, trataremos da medição da resistência de contato. Um medidor de baixas resistências é utilizado para leitura de valores de baixa ordem de grandeza, na faixa de  $\mu\Omega$ .

Em um disjuntor GVO, do terminal de uma bucha, através dos contatos principais e auxiliares, até o terminal da outra bucha, muitas ligações e contatos são incluídos. Isto é, potencialmente, uma fonte de problemas.

As resistências de contato usualmente são desgastadas com facilidade, visto que o seu funcionamento contínuo provoca aquecimento e conseqüente carbonização e aumento de valores de seus valores. Somado ao problema da degradação do próprio contato, o óleo é prejudicado nas superfícies de contato, pelo efeito de aquecimento e carbonização, fechando um ciclo de potenciais causadores de problemas ao equipamento.

Com o disjuntor na posição fechada, o ensaio é realizado observando-se a posição dos terminais de potencial do instrumento, que deve estar voltado para a parte interna do circuito analisado. Após a certeza de um bom contato entre as buchas de uma fase, a medida é tomada.

Os valores considerados normais para resistências de contato variam de acordo com os fabricantes dos disjuntores. A Tabela 13 apresenta algumas faixas de valores admissíveis e outros, preocupantes, para disjuntores GVO de 138 kV:

Tabela 13 - Valores Típicos de Resistência de Contato [5]

<b>Fabricante</b>	<b>Valor Admissível (<math>\mu\Omega</math>)</b>	<b>Valor a Investigar (<math>\mu\Omega</math>)</b>
Westinghouse	150 a 350	450 a 550
GE	300 a 350	525
Mitsubishi	250 a 500	600
A. Chalmers	160 a 350	550

## 4 ESTUDO DE CASO REAL

### 4.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo serão apresentados e analisados os resultados obtidos em campo, por levantamento através de ensaios preditivos elétricos nos transformadores e disjuntores e físico-químicos do óleo, apresentados no capítulo 3, durante a execução da manutenção da subestação estudada, nesses equipamentos vitais para o funcionamento da instalação.

- Execução e análise dos resultados de ensaios elétricos:
  - Transformadores T1, T2 e T3. Este último, embora esteja fora de uso atualmente, requer constante monitoração de parâmetros visando uma possível reintegração ao sistema.
  - Disjuntores DJ1, DJ2, DJ3, DJ4, DJ5.
- Análise crítica dos ensaios físico-químicos e cromatográficos de óleos isolantes:
  - Óleo isolante dos Disjuntores DJ1, DJ2, DJ3, DJ4 e DJ5.
  - Óleo isolante dos Transformadores T1, T2 e T3.

### 4.2 ANÁLISE DOS TRANSFORMADORES

#### 4.2.1 INTRODUÇÃO

Neste tópico, analisaremos a operacionalidade dos transformadores baseada na análise dos parâmetros obtidos pelos ensaios preditivos realizados.

Durante o período de execução da manutenção geral da subestação o período de disponibilidade dos equipamentos para ensaios (com o equipamento isolado do sistema) é demasiado curto, dada à inoperância do T3, discutida no capítulo 1. Portanto, manter o sistema operando por apenas um dos transformadores, exigiria uma considerável sobrecarga,

já que, originalmente, três transformadores seriam os responsáveis pela alimentação da Empresa, e isso representa um considerável risco, dado o longo tempo de uso do equipamento.

Diante desta limitação, foram realizados os seguintes ensaios preditivos nos transformadores T1, T2 e T3:

- Ensaio de Isolamento DC
- Ensaio de Isolamento AC

As características a serem consideradas para os transformadores da subestação seguem a especificação na Tabela 14:

Tabela 14 - Dados do Transformador

<b>TRANSFORMADORES T1, T2, T3</b>	
<b>Potência Nominal</b>	30 MVA
<b>Relação de Transformação</b>	138 / 13,2 kV
<b>Tipo de Ligação</b>	3Φ -Triângulo-Estrela

#### 4.2.2 ANÁLISE DO ENSAIO DE RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO DC

O ensaio de resistência de isolamento DC é, como foi discutido no item 3.2.5.2, um dos melhores meios de detecção de uma falha no transformador.

Antes da aplicação do ensaio, foi realizada uma inspeção visual no transformador, buscando falhas na pintura industrial, rachaduras, pontos desgastados, oxidações, dentre outros, não sendo encontrada nenhuma imperfeição neste quesito que influenciasse no ensaio.

Segundo a ABNT NBR 7036, o isolamento mínimo segue a seguinte recomendação:

$$R_M = \frac{k \times 2,65 \times V}{\sqrt{\frac{P}{f}}}$$

Em que:

$R_M$  – Resistência mínima de isolamento a 75°C, em  $M\Omega$

$V$  – Tensão nominal do enrolamento sob ensaio, em kV

$P$  – Potência nominal do transformador, em kVA

$f$  – Frequência nominal, em Hz

$k$  – 3 para transformadores monofásicos, 1 para transformadores trifásicos

Calculando a resistência mínima de isolamento esperada dos transformadores em questão, para 75°C, temos para o enrolamento 138 kV:

$$R_M = \frac{1 \times 2,65 \times 138}{\sqrt{\frac{30000}{60}}} = 16,35 M\Omega$$

Para o enrolamento 13,2 kV, temos:

$$R_M = \frac{1 \times 2,65 \times 13,2}{\sqrt{\frac{30000}{60}}} = 1,56 M\Omega$$

Embora pareçam ser valores demasiado baixos, o fator de correção para avaliação da resistência de isolamento deve ser aplicado. Pela NBR 7037, temos:

$$R_{75^\circ C} = \frac{R_T}{2A}$$

Em que:

$$A = \frac{75 - T}{10}$$

Sendo T a temperatura do ensaio.

Com estes valores, é possível determinar a resistência mínima do isolamento DC dos transformadores. Para o transformador T1, foram registrados os valores da Tabela 15.

Tabela 15 - Ensaio de Isolamento DC sem Fator de Correção para T1

<b>Tensão de Ensaio</b>	2,5kV
<b>Alta Tensão / Terra</b>	640 MΩ
<b>Baixa Tensão / Terra</b>	100 MΩ
<b>Alta Tensão / Baixa Tensão</b>	300 MΩ

Para a temperatura de ensaio de 28°C, podemos calcular o fator de correção:

$$A = \frac{75 - 28}{10} = 4,7$$

Logo,

$$R_{75^{\circ}C} = \frac{R_T}{2^A} = \frac{R_T}{25,99}$$

Aplicando a correção, temos:

Tabela 16 - Ensaio de Resistência de Isolamento DC com Correção de Temperatura para T1

<b>Tensão de Ensaio</b>	2,5 kV
<b>Alta Tensão / Terra</b>	24,62 MΩ
<b>Baixa Tensão / Terra</b>	3,84 MΩ
<b>Alta Tensão / Baixa Tensão</b>	11,54 MΩ

Para o transformador T2, foram obtidos os valores da Tabela 17.

Tabela 17 - Ensaio de Isolamento DC sem Fator de Correção para T2

<b>Tensão de Ensaio</b>	2,5 kV
<b>Alta Tensão / Terra</b>	700 MΩ
<b>Baixa Tensão / Terra</b>	150 MΩ
<b>Alta Tensão / Baixa Tensão</b>	400 MΩ

Com a temperatura de ensaio de 30°C, podemos calcular o fator de correção:

$$A = \frac{75 - 30}{10} = 4,5$$

Logo,

$$R_{75^{\circ}C} = \frac{R_T}{2^A} = \frac{R_T}{22,62}$$

Aplicando a correção, temos:

Tabela 18 - Ensaio de Resistência de Isolamento DC com Correção de Temperatura para T2

<b>Tensão de Ensaio</b>	2,5 kV
<b>Alta Tensão / Terra</b>	30,94 MΩ
<b>Baixa Tensão / Terra</b>	6,63 MΩ
<b>Alta Tensão / Baixa Tensão</b>	17,68 MΩ

Por fim, para o transformador T3, foram obtidos os valores da Tabela 19.

Tabela 19 - Ensaio de Isolamento DC sem Fator de Correção para T3

<b>Tensão de Ensaio</b>	2,5 kV
<b>Alta Tensão / Terra</b>	400 MΩ
<b>Baixa Tensão / Terra</b>	100 MΩ
<b>Alta Tensão / Baixa Tensão</b>	200 MΩ

Com a temperatura de ensaio de 30°C, podemos calcular o fator de correção:

$$A = \frac{75 - 30}{10} = 4,5$$

Logo,

$$R_{75^{\circ}C} = \frac{R_T}{2^A} = \frac{R_T}{22,62}$$

Aplicando a correção, temos:



Tabela 20 - Ensaio de Resistência de Isolamento DC com Correção de Temperatura para T3

<b>Tensão de Ensaio</b>	2,5 kV
<b>Alta Tensão / Terra</b>	17,68 MΩ
<b>Baixa Tensão / Terra</b>	4,42 MΩ
<b>Alta Tensão / Baixa Tensão</b>	8,84 MΩ

Melhor organizado os dados para análise estão mostrados na Tabela 21.

Tabela 21 - Comparação de Isolamento DC com a Norma NBR 7036 Referidos à 75°C

<b>Medição</b>	<b>T1 (MΩ)</b>	<b>T2 (MΩ)</b>	<b>T3 (MΩ)</b>	<b>NBR 7036 (MΩ)</b>
<b>Medição A/T</b>	24,62	30,94	17,68	16,35
<b>Medição B/T</b>	3,84	6,63	4,42	1,56
<b>Medição A/B</b>	11,54	17,68	8,84	16,35

Analisando os resultados, é possível visualizar uma isolação DC satisfatória para a isolação de baixa para a terra, nos três transformadores. Podemos observar valores de isolação de alta para terra acima do mínimo recomendado pela ABNT para os transformadores, com exceção do T3 que o apresenta perto do valor mínimo exigido. Isso pode revelar um critério possível de ser utilizado em sua interdição pela concessionária. Porém, apenas estes dados não bastam para definir a veracidade dessa inferência.

Os transformadores T1 e T3, por sua vez, apresentam valores de resistência de isolamento abaixo dos mínimos recomendados pela NBR 7026, para os isolamentos de alta para baixa. Uma análise separada dos componentes e do óleo, que também desempenha papel fundamental neste quesito, se faz necessária. Entretanto, apesar do baixo valor, este resultado, por si só, não representa uma ameaça, visto que valores abaixo dos recomendados por normas, porém estáveis, podem não representar degradação da isolação e sim apenas característica de fabricação. Há de se comparar com os valores obtidos em medições anteriores para se observar a sua tendência.

O transformador T2, apesar de possuir a isolação dentro do exigido pela norma, deve ter este parâmetro monitorado uma vez que seu isolamento de alta para baixa está muito próximo do valor mínimo da ABNT.

#### 4.2.3 ANÁLISE DO ENSAIO DE PERDAS DIELÉTRICAS

A análise de isolamento AC de um transformador, como discutido no item 3.2.5.3, é uma poderosa ferramenta na análise preditiva do transformador.

O procedimento descrito naquele item foi aplicado, com tensão de ensaio de 2,5 kV segundo o prescrito para transformadores de dois enrolamentos, e forneceu as leituras de potência ativa dissipada nas medições e da corrente total circulando pela isolação. Por meio destas foi possível analisar as perdas do transformador como um todo: buchas, isolação do óleo, isolação sólida e demais fatores contribuintes.

Conforme descrito, a sequência de ensaios aplicada retorna os valores de perdas na isolação entre alta tensão e terra (CH), perdas na isolação entre baixa tensão e terra (CL) e a isolação entre os enrolamentos de alta e baixa tensão (CHL), conforme a Tabela 22.

Tabela 22 - Ensaio de Perdas Dielétricas em Transformador de Dois Enrolamentos [5]

<b>Ensaio</b>	<b>Energizado</b>	<b>Aterrado</b>	<b>Guardado</b>	<b>Posição UST</b>	<b>Leitura</b>
<b>1</b>	Alta	Baixa	-	-	CH+CL
<b>2</b>	Alta	-	Baixa	-	CH
<b>3</b>	Baixa	Alta	-	-	CL+CHL
<b>4</b>	Baixa	-	Alta	-	CL
<b>5</b>	Baixa	-	-	Alta	CHL

Aplicando os ensaios aos transformadores T1, T2 e T3, foram obtidos os valores de perdas ativas para as isolações.

As temperaturas da isolação de T1, T2 e T3 foram de, respectivamente 30°, 31° e 23° C. Tais valores implicam, segundo a Tabela 10, nos fatores de correção de: 0,63 para T1, 0,60 para T2 e 0,87 para T3, que foram aplicados nos cálculos dos respectivos fatores de potência.

A Tabela 23 expõe os valores.

Tabela 23 - Perdas Ativas nos Isolamentos dos Transformadores a 20°C

Ensaio	T1		T2		T3	
	mVA	mW Dissipado	mVA	mW	mVA	mW Dissipado
1	50600	334	47200	114	32100	416
2	6160	18	5660	14	5920	36
3	57300	374	57500	128	39300	476
4	44500	317	41600	100	26200	380
5	12720	40	15800	24	13120	100

Atentando-se para os valores dos ensaios 2, 4 e 5, que representam o valor de perdas ativas nas isolações de alta para terra (CH), baixa para terra (CL) e alta para baixa (CHL), respectivamente, podemos observar indícios que podem despertar o interesse de uma investigação por meio de outro parâmetros.

Apenas no transformador T3, que já não atende carga, o isolamento de baixa (CL), teste 4, apresentou um valor ligeiramente alto, com fator de perda de 1,45%, uma vez que, em geral, é considerado admissível, para transformadores em serviço, apresentar valores em torno de 1%. Os transformadores em operação apresentaram valores satisfatórios para o fator de perda, conforme na Tabela 24.

Tabela 24 - Fatores de Perdas Dielétricas dos Transformadores a 20°C

Isolamento	T1	T2	T3
CH	0,29	0,25	0,61
CL	0,71	0,24	1,45
CHL	0,31	0,15	0,76

O valor de fator de perdas dentro da faixa exigida, entretanto, não dispensa a análise posterior de outros componentes do transformador, em especial seu óleo, que engloba outros fatores de importante análise. O ensaio de perdas dielétricas, realizado exclusivamente em seu óleo, será objeto de estudo mais adiante, buscando analisar tendências de comportamento do equipamento.

#### 4.2.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A realização da ‘manutenção preditiva’ nos transformadores é imprescindível para poder prever o comportamento dos equipamentos em diferentes situações, sabendo se ele está apto a receber sobrecarga ou se irá ser necessária a intervenção através de manutenção preventiva programada. Tal situação já aparece em nosso objeto de estudo, e se tornou um fator limitante na flexibilidade de manobras e possibilidade de monitoração de equipamentos na subestação, onde um transformador foi retirado de operação por não apresentar condições satisfatoriamente seguras de operação, inclusive comprovadas pelos ensaios aplicados nesta pesquisa, por apresentar valor quase mínimo determinado pela norma em sua resistência de isolamento no lado de alta tensão, e valor de fator de perdas alto na isolação de baixa.

Embora a realização de todos os ensaios preditivos recomendados no transformador propriamente dito não tenha sido autorizada, conforme os motivos discutidos na seção 1.4, o ensaio de perdas dielétricas pode acusar uma falha dielétrica do equipamento como um todo, visto que tanto seu isolamento sólido (incluindo as buchas), quanto do óleo são englobados nas medidas, e por esta medição não acusar uma possível falha dielétrica, não se faz necessária a análise de componentes separados.

Entretanto, caso um dos transformadores atualmente em operação acusasse um valor alto, a inspeção de demais componentes separadamente se faria necessária. Ainda nesta pesquisa, serão analisados os óleos isolantes dos equipamentos, o que sanaria mais uma possibilidade de falha dielétrica, entretanto, no caso de ausência de valores anormais nos ensaios do óleo, ensaios dielétricos em suas buchas seriam necessários.

O ensaio mais imprescindível, de isolamento DC, apresentou resultados parcialmente insatisfatórios para os transformadores em operação. Com valores ligeiramente abaixo do exigido pela norma em suas isolações de alta para baixa tensão, é necessária a repetição periódica do ensaio para formulação de diagnóstico mais preciso.

Importante lembrar que mais vale avaliar a tendência da curvas dos valores obtidos em medições anteriores do que um valor absoluto de um só ensaio para avaliar a evolução da degradação da isolação. Um valor estabilizado pode indicar efeitos de pequenas perdas e deteriorações uniformes geradas pela idade do equipamento e seu óleo, o que não representa risco imediato, mas que não dispensa análise das buchas. Uma queda neste valor pode indicar a evolução de uma falha pontual em sua isolação, o que representa um risco de operação.

Pode-se cogitar a possibilidade da degradação do óleo, tendo em vista que, dentre outros fatores, os dois transformadores são submetidos à mesma carga, condições climáticas e recebem o mesmo serviço periódico de manutenção, divergindo apenas em suas datas de fabricação.

Isso demonstra a importância do acompanhamento preditivo e realização de periódicas manutenções preventivas. Aliando as duas frentes de tratativa nos equipamentos, é possível manter o perfeito funcionamento do equipamento apesar de seu avançado tempo de uso ou elaborar um plano de ação antecipado já visando a sua futura inoperância, no caso da impossibilidade de intervenção ou a sua não efetividade.

## 4.3 ANÁLISE DOS DISJUNTORES

### 4.3.1 INTRODUÇÃO

Neste tópico, analisaremos a operacionalidade dos disjuntores GVO baseada na análise dos parâmetros obtidos pelos ensaios preditivos realizados.

Durante o período de execução da manutenção da subestação, assim como as limitações encontradas para ensaios nos transformadores, o período de disponibilidade com os equipamentos isolados do sistema é demasiado curto. Os disjuntores GVO possuem um tempo de utilização consideravelmente acima da sua recomendação.

Foram realizados os seguintes ensaios preventivos nos disjuntores DJ1, DJ2, DJ3, DJ4 e DJ5:

- Ensaio de Isolamento DC
- Ensaio de Isolamento AC
- Ensaio de Resistências de Contato

#### 4.3.2 ANÁLISE DO ENSAIO DE RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO DC

O ensaio busca as falhas de isolamento aplicando tensão DC, seguindo a linha de medições definida naquele item. Os ensaios que foram executados são os mostrados na Tabela 25.

Tabela 25 - Ensaio de Isolamento DC (Megger) [5]

<b>Ensaio</b>	<b>Line</b>	<b>Earth</b>	<b>Guard</b>	<b>Medição</b>	<b>Posição do Dj</b>
1	Bucha 1	T	Bucha 2 e Porcelana 1	Bucha 1	Aberto
2	Bucha 2	T	Bucha 1 e Porcelana 2	Bucha 2	Aberto
3	Buchas 1 e 2	T	Porcelanas 1 e 2	Buchas 1e 2 (paralelo)	Aberto
4	Bucha 1	T	-	Buchas 1 e 2	Fechado
5	Bucha 2	T	Porcelanas 1 e 2	Buchas 1 e 2 em paralelo com o Lift Rod	Fechado

A título de informação, os resultados nos ensaios de isolamento DC não apresentaram anormalidades para os cinco disjuntores analisados.

Valores superiores a 100.000 M $\Omega$ , conforme recomendado pelo fabricante, foram encontrados para todas as medições, para as três fases dos disjuntores, com alguns valores superando a escala máxima, representando isolamento DC satisfatório.

Não reproduziremos estes resultados por conta da extensa quantidade de dados coletados ao analisar as três fases de cada disjuntor, uma vez que não apresentaram qualquer indício de falha neste quesito.

#### 4.3.3 ANÁLISE DE PERDAS DIELETRICAS

Um fator preocupante nos disjuntores GVO é o estado de sua isolação AC. O seu valor revelará quanta potência ativa está sendo dissipada na isolação, que pode representar o início de sérias complicações no equipamento, tal como o comprometimento de contatos e do óleo isolante que constitui o meio de extinção de arco em suas câmaras. O ensaio de perdas

dielétricas é utilizado para determinar as perdas dielétricas no disjuntor, sendo executado em cada bucha individualmente, mantendo o disjuntor na posição aberta e para cada fase, com o disjuntor fechado. Um valor alto de perdas dielétricas no disjuntor é um fator a ser analisado, pois pode comprometer seus requisitos estabelecidos por norma.

Para cada um dos 5 disjuntores GVO, foi analisado o fator de perda de cada bucha na posição aberta, e cada fase, na posição fechada. Após a realização de tais medidas, foi calculado o TLI a fim de determinar a necessidade de intervenção. Os resultados encontrados, para tensão de ensaio de 2,5kV, estão mostrados nas Tabelas de 26 a 30.

Tabela 26 - Perdas Dielétricas para o Disjuntor DJ1

<b>Disjuntor DJ1</b>								
<b>Posição Aberto</b>						<b>Posição Fechado</b>		
<b>Bucha</b>	<b>mVA</b>	<b>mW</b>	<b>Bucha</b>	<b>mVA</b>	<b>mW</b>	<b>Fase</b>	<b>mVA</b>	<b>mW</b>
<b>A</b>	1.378	11,4	<b>A'</b>	1.646	10,1	<b>A</b>	2.103	32,1
<b>B</b>	1.696	10,3	<b>B'</b>	1.680	9,1	<b>B</b>	2.145	29,6
<b>C</b>	1.682	10,6	<b>C'</b>	1.672	10,2	<b>C</b>	2.171	29,7

Tabela 27 - Perdas Dielétricas para o Disjuntor DJ2

<b>Disjuntor DJ2</b>								
<b>Posição Aberto</b>						<b>Posição Fechado</b>		
<b>Bucha</b>	<b>mVA</b>	<b>mW</b>	<b>Bucha</b>	<b>mVA</b>	<b>mW</b>	<b>Fase</b>	<b>mVA</b>	<b>mW</b>
<b>A</b>	1.592	9,7	<b>A'</b>	1.560	11,3	<b>A</b>	2.203	31,4
<b>B</b>	1.480	8,9	<b>B'</b>	1.548	11,6	<b>B</b>	2.110	30,7
<b>C</b>	1.494	12,6	<b>C'</b>	1.501	7,1	<b>C</b>	2.172	32,1

Tabela 28 - Perdas Dielétricas para o Disjuntor DJ3

<b>Disjuntor DJ3</b>								
<b>Posição Aberto</b>						<b>Posição Fechado</b>		
<b>Bucha</b>	<b>mVA</b>	<b>mW</b>	<b>Bucha</b>	<b>mVA</b>	<b>mW</b>	<b>Fase</b>	<b>mVA</b>	<b>mW</b>
<b>A</b>	1.540	10,9	<b>A'</b>	1.600	11,0	<b>A</b>	2.409	39,2
<b>B</b>	1.616	12,5	<b>B'</b>	1.562	11,3	<b>B</b>	2.514	35,5
<b>C</b>	1.510	10,1	<b>C'</b>	1.509	11,4	<b>C</b>	2.471	39,1

Tabela 29 - Perdas Dielétricas para o Disjuntor DJ4

<b>Disjuntor DJ4</b>								
<b>Posição Aberto</b>						<b>Posição Fechado</b>		
<b>Bucha</b>	<b>mVA</b>	<b>mW</b>	<b>Bucha</b>	<b>mVA</b>	<b>mW</b>	<b>Fase</b>	<b>mVA</b>	<b>mW</b>
<b>A</b>	1.493	10,7	<b>A'</b>	1.521	11,9	<b>A</b>	2.370	38,7
<b>B</b>	1.524	10,7	<b>B'</b>	1.564	12,4	<b>B</b>	2.468	38,4
<b>C</b>	1.513	11,8	<b>C'</b>	1.497	10,3	<b>C</b>	2.518	40,3

Tabela 30 - Perdas Dielétricas para o Disjuntor DJ5

<b>Disjuntor DJ5</b>								
<b>Posição Aberto</b>						<b>Posição Fechado</b>		
<b>Bucha</b>	<b>mVA</b>	<b>mW</b>	<b>Bucha</b>	<b>mVA</b>	<b>mW</b>	<b>Fase</b>	<b>mVA</b>	<b>mW</b>
<b>A</b>	1.510	11,8	<b>A'</b>	1.478	11,2	<b>A</b>	2.410	34,4
<b>B</b>	1.526	10,5	<b>B'</b>	1.515	11,9	<b>B</b>	2.521	33,1
<b>C</b>	1.498	8,3	<b>C'</b>	1.506	13,6	<b>C</b>	2.387	33,3

Com estes valores, é possível calcular o fator de perdas e TLI de cada fase dos disjuntores, conforme mostrados na Tabela 31.



Tabela 31 - Fatores de Perda Dielétrica e TLI Calculados para os Disjuntores da Subestação

<b>Equipamento</b>	<b>Fase</b>	<b>Fator de Perdas (%)</b>	<b>TLI (mW)</b>
<b>Disjuntor DJ1</b>	<b>A</b>	1,53	10,6
	<b>B</b>	1,41	10,2
	<b>C</b>	1,37	8,9
<b>Disjuntor DJ2</b>	<b>A</b>	1,43	10,4
	<b>B</b>	1,45	10,2
	<b>C</b>	1,48	12,4
<b>Disjuntor DJ3</b>	<b>A</b>	1,63	17,3
	<b>B</b>	1,41	11,7
	<b>C</b>	1,58	17,6
<b>Disjuntor DJ4</b>	<b>A</b>	1,63	16,1
	<b>B</b>	1,56	15,3
	<b>C</b>	1,60	18,2
<b>Disjuntor DJ5</b>	<b>A</b>	1,43	11,4
	<b>B</b>	1,31	10,7
	<b>C</b>	1,40	11,4

Como pode ser observado, temos um panorama preocupante no que diz respeito às condições de isolamento AC dos disjuntores da subestação, tanto pela análise do fator de perdas, quanto pelo TLI.

Os valores de fator de perda dielétrica acima de 1% representam uma real possibilidade de falha dielétrica no disjuntor, sendo necessária uma inspeção de seus componentes, tais como óleo, contatos móveis (ou *Lift-rod*), buchas e câmaras de extinção.

Outro índice preocupante, o TLI, apresenta valor de alerta para todos os disjuntores, com exceção do DJ1. Tais valores devem permanecer em uma faixa de  $\pm 9,4$  mW e um valor acima de 15,6 mW, como é o caso dos disjuntores DJ3 e DJ4 nos tanques das fases A e C, indicam um sério risco e apontam para uma imediata investigação [5]. Provavelmente não por acaso, os seus valores de fator de perdas também são os mais elevados, em oposição aos valores da fase C do DJ1.

Tamanhas perdas registradas podem gerar aquecimentos nos contatos móveis, causando efeitos de carbonização que aumentam as suas resistências e podem comprometer as características do óleo isolante.

Por outro lado, a própria causa do elevado valor de perdas pode ser o óleo isolante. Dada a impossibilidade de inspeção específica no *lift-rod*, por restrições impostas no tempo de inoperância e manobra do equipamento, foi realizada a análise do seu óleo buscando investigar uma das prováveis fontes de indício de falha.

Já valores entre 9,4 e 15,6 mW, como é o caso dos demais, demanda apenas a observação do disjuntor em futuras manutenções para acompanhamentos e análise de evolução do índice [5].

#### 4.3.4 ENSAIO DE RESISTÊNCIAS DE CONTATO

Motivado pelo alto TLI encontrados em alguns disjuntores, e por constituir, por si só, um importante ensaio na análise preditiva dos disjuntores, as resistências de contato foram medidas e ajudaram a identificar a fonte de problemas que podem se desenvolver no disjuntor. Os resultados encontrados estão mostrados na Tabela 32 e ajudaram a identificar possíveis problemas, que serão discutidos no item 4.3.5 e no capítulo 5.

Tabela 32 - Resistências de Contato dos Disjuntores

<b>Disjuntor</b>	<b>Fase A (<math>\mu\Omega</math>)</b>	<b>Fase B (<math>\mu\Omega</math>)</b>	<b>Fase C (<math>\mu\Omega</math>)</b>
<b>DJ1</b>	120	45	151
<b>DJ2</b>	1.050	920	930
<b>DJ3</b>	760	570	1.063
<b>DJ4</b>	1.124	967	1.061
<b>DJ5</b>	1.700	2.000	1.215

#### 4.3.5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A realização da ‘manutenção preditiva’ nos disjuntores é imprescindível para poder prever seu comportamento, e conseqüentemente, determinar o nível de confiabilidade nas manobras realizadas na subestação e em suas atuações, tal como saber se os mesmos estão aptos a permitir a passagem de corrente, de carga e de falha, com o mínimo de perdas.

Através dos resultados obtidos nos ensaios preditivos, fica claro que tal função não está sendo desempenhada corretamente no que diz respeito à obediência às recomendações em vigor. Apesar de apresentarem um bom nível de isolamento DC, os disjuntores apresentaram resultados preocupantes no ensaio de isolamento AC, tomando como referência 1% para o fator de perdas dielétricas aceitável, o que já representa considerável dissipação de potência ativa para um equipamento que é mantido em operação 24h. Em adição, a impossibilidade de realização de manobras de transferência para, temporariamente, substituí-los é preocupante, visto que os demais disjuntores se encontram na mesma situação, trazendo à tona uma resposta para a hipótese levantada, questionando a operacionalidade segura desses disjuntores.

Embora a realização de todos os ensaios preditivos recomendados para os disjuntores propriamente ditos não tenha sido autorizada pela Empresa proprietária da subestação, tal como o de simultaneidade de fases e perdas dielétricas das buchas, conforme os motivos discutidos na seção 1.4, os ensaios de perdas dielétricas apontam para indícios sérios de falha preocupante no equipamento como um todo, visto que tanto seu isolamento sólido quanto o óleo são englobados nas medidas tomadas e pela análise do *Tank Loss Index*. Por esta medição acusar uma possível falha dielétrica, ou uma falha incipiente, isto é, em início de desenvolvimento, é recomendada a análise dos componentes separados.

Devido ao alto valor de TLI e da resistência de contato para as fases A e C dos disjuntores DJ3 e DJ4, a recomendação é realizar uma inspeção imediata nas câmaras de interrupção dos contatos móveis (*Lift Rod*), além da análise do óleo isolante (abordada no próximo tópico), na busca de maiores informações sobre a causa de tamanhas perdas.

Para o escopo desta pesquisa, podemos afirmar que os resultados dos ensaios de TLI, por si só, já aponta para um estado de alerta e necessidade imediata de investigação nos disjuntores, uma vez que podem estar inaptos a desempenhar suas funções. Associados com os valores encontrados para os fatores de perdas, tornam o cenário preocupante.

Ainda nesta pesquisa, serão analisados os óleos isolantes dos equipamentos, o que elimina ou apresenta mais uma fonte de potencial falha dielétrica. Entretanto, no caso de ausência de falhas por parte do óleo, o diagnóstico final ficaria a cargo da realização de outros ensaios nos disjuntores, por conta das severas restrições de operação do sistema.

Isso demonstra a importância do acompanhamento preditivo em disjuntores. Pode-se visualizar que os equipamentos não se encontram em condições ideais de operação e a necessidade urgente de paralisação de dois disjuntores para uma análise mais completa, antes que um grande problema se desenvolva podendo gerar uma interrupção indesejada no sistema ou maiores danos ao equipamento, representando a imposição de maiores restrições a um sistema que já é consideravelmente frágil.

#### 4.4 ANÁLISE DOS ÓLEOS ISOLANTES

##### 4.4.1 INTRODUÇÃO

Neste tópico serão analisadas as amostras de óleo dos equipamentos em estudo. Através dessa análise será possível levantar um diagnóstico embasado em mais dados levantados em campo, para comprovar ou eliminar suspeitas sobre a operacionalidade dos equipamentos. Foram coletadas amostras de óleo dos três transformadores e dos cinco disjuntores GVO.

##### 4.4.2 ANÁLISE FÍSICO-QUÍMICA E CROMATOGRÁFICA

A análise físico-química dos óleos isolantes determina importantes parâmetros na operacionalidade de equipamentos elétricos. Através dela podem ser observados os valores mínimos exigidos por norma para o bom desempenho das funções do óleo isolante e uma operação segura.

No caso em estudo, a atenção especial foi voltada para os disjuntores que apresentaram dados preocupantes no ensaio de isolamento AC, o que pode representar comprometimento dielétrico do óleo. As análises de rigidez dielétrica e de fator de dissipação do óleo poderão fornecer argumentos finais suficientes que determinem a operacionalidade segura ou não dos equipamentos avaliados. Os resultados serão discutidos na seção 4.4.4.

As Tabelas de 33 a 38 mostram os resultados dos principais ensaios físico-químicos dos óleos isolantes dos disjuntores e transformadores, e seus valores de referência ou os recomendados por norma. Os resultados encontrados, assim como os dos ensaios cromatográficos, serão discutidos no item 4.4.3 e 5.

Tabela 33 - Análise Físico-Química do Óleo do Disjuntor DJ1

Parâmetro	Disjuntor DJ1 Fase A	Disjuntor DJ1 Fase B	Disjuntor DJ1 Fase C	Valores de Referência
Aspecto Visual	Límpido	Límpido	Límpido	Límpido
Cor	2	2	2	<4
Densidade 20°C	0,875	0,875	0,874	0,8 < d < 0,9
Tensão Interfacial 25°C (dina/cm)	30	29	30	>20
Teor de Água (ppm)	11	18	17	≤ 35
Índice de Neutralização (KOH/g)	0,01	0,02	0,01	<0,2
Rigidez Dielétrica (kV/mm) <sup>(1)</sup>	56	58	56	≤30
Fator de Dissipação (%)	1,71	1,24	1,9	NE
Índice de Qualidade (TIF/IN) <sup>(2)</sup>	3.000	1.450	3.000	-

(1) NBR 10859 - (2) Ver nota de rodapé <sup>(4)</sup> - NE: Não Especificado

Tabela 34 - Análise Físico-Química do Óleo do Disjuntor DJ2

Parâmetro	Disjuntor DJ1 Fase A	Disjuntor DJ1 Fase B	Disjuntor DJ1 Fase C	Valores de Referência
Aspecto Visual	Límpido	Límpido	Límpido	Límpido
Cor	2	2	2	<4
Densidade 20°C	0,875	0,872	0,875	0,8 < d < 0,9
Tensão Interfacial 25°C (dina/cm)	29	26	27	>20
Teor de Água (ppm)	31	35	43	≤ 35
Índice de Neutralização (KOH/g)	0,01	0,04	0,04	<0,2
Rigidez Dielétrica (kV/mm) <sup>(1)</sup>	32	35	24	≤30
Fator de Dissipação (%)	1,63	0,92	1,26	NE
Índice de Qualidade (TIF/IN) <sup>(2)</sup>	2.900	<b>650</b>	<b>675</b>	-

(1) NBR 10859 - (2) Ver nota de rodapé <sup>(4)</sup> - NE: Não Especificado

Tabela 35 - Análise Físico-Química do Óleo do Disjuntor DJ3

Parâmetro	Disjuntor DJ1 Fase A	Disjuntor DJ1 Fase B	Disjuntor DJ1 Fase C	Valores de Referência
Aspecto Visual	Límpido	Límpido	Límpido	Límpido
Cor	2	2	2	<4
Densidade 20°C	0,874	0,875	0,874	0,8 < d < 0,9
Tensão Interfacial 25°C (dina/cm)	26	28	29	>20
Teor de Água (ppm)	38	34	42	≤ 35
Índice de Neutralização (KOH/g)	0,04	0,03	0,02	<0,2
Rigidez Dielétrica (kV/mm) <sup>(1)</sup>	21	39	21	≤30
Fator de Dissipação (%)	2	2	2	<4
Índice de Qualidade (TIF/IN) <sup>(2)</sup>	<b>650</b>	<b>933</b>	1.450	-

(1) NBR 10859 - (2) Ver nota de rodapé <sup>(4)</sup> - NE: Não Especificado

Tabela 36 - Análise Físico-Química do Óleo do Disjuntor DJ4

Parâmetro	Disjuntor DJ1 Fase A	Disjuntor DJ1 Fase B	Disjuntor DJ1 Fase C	Valores de Referência
Aspecto Visual	Límpido	Límpido	Límpido	Límpido
Cor	2	2	2	<4
Densidade 20°C	0,874	0,875	0,873	0,8 < d < 0,9
Tensão Interfacial 25°C (dina/cm)	26	28	29	>20
Teor de Água (ppm)	21	34	37	≤ 35
Índice de Neutralização (KOH/g)	0,03	0,02	0,03	<0,2
Rigidez Dielétrica (kV/mm) <sup>(1)</sup>	22	32	25	≤30
Fator de Dissipação (%)	1,01	0,79	1,4	<4
Índice de Qualidade (TIF/IN) <sup>(2)</sup>	<b>867</b>	1.400	<b>967</b>	-

(1) NBR 10859 - (2) Ver nota de rodapé <sup>(4)</sup> - NE: Não Especificado

Tabela 37 - Análise Físico-Química do Óleo do Disjuntor DJ5

Parâmetro	Disjuntor DJ1 Fase A	Disjuntor DJ1 Fase B	Disjuntor DJ1 Fase C	Valores de Referência
Aspecto Visual	Límpido	Límpido	Límpido	Límpido
Cor	2	2	2	<4
Densidade 20°C	0,873	0,874	0,874	0,8 < d < 0,9
Tensão Interfacial 25°C (dina/cm)	27	29	29	>20
Teor de Água (ppm)	39	27	25	≤ 35
Índice de Neutralização (KOH/g)	0,03	0,03	0,03	<0,2
Rigidez Dielétrica (kV/mm) <sup>(1)</sup>	36	33	37	≤30
Fator de Dissipação (%)	0,95	1,58	1,5	<4
Índice de Qualidade (TIF/IN) <sup>(2)</sup>	<b>900</b>	<b>967</b>	<b>967</b>	-

(1) NBR 10859 - (2) Ver nota de rodapé <sup>(4)</sup> - NE: Não Especificado

Tabela 38 - Análise Físico-Química do Óleo dos Transformadores

Parâmetro	Transformador T1	Transformador T2	Transformador T3	Valores de Norma
Aspecto Visual	Límpido	Límpido	Límpido	Límpido
Cor	2,5	1	1,5	<4
Densidade 20°C	0,873	0,868	0,874	0,8 < d < 0,9
Tensão Interfacial <sup>(1)</sup> 25°C (dina/cm)	30	42	39	>22
Teor de Água (ppm) <sup>(2)</sup>	9	5	17	>15
Índice de Neutralização (KOH/g) <sup>(3)</sup>	0,01	0,01	0,01	<0,15
Rigidez Dielétrica (kV/mm) <sup>(4)</sup>	61	62	53	>50
Fator de Dissipação (%) <sup>(5)</sup>	1,6	0,37	1	<15
Índice de Qualidade (TIF/IN) <sup>(6)</sup>	3.000	4.200	3.900	-

(1) NBR 6234 (2) NBR 10710 (3) NBR 14248 (4) NBR 10859 (5) NBR 12133 (90°C) (6) Ver nota de rodapé <sup>(4)</sup>

Segundo Ernesto Gallo <sup>4</sup> o índice de qualidade de qualidade dos óleos isolantes é a relação entre a tensão interfacial e a acidez e seu valor é decrescente com o grau de contaminação, isto é quanto maior seu valor, em melhores condições está o óleo. Na faixa entre 300 e 1.000, o óleo é considerado bom para uso. No entanto, o óleo isolante deve atender às duas condições, isto é, para valores bons de tensão interfacial e de índice de neutralização (como são os casos do T2 e DJ1) os valores são muito altos. Assim, os valores dos disjuntores DJ2 (fases B e C), DJ3 (fases A e B), DJ4 (fases A e C) e as três fases do DJ5, estão nas faixas entre 4,4 e 6,5 vezes abaixo do mais alto valor do índice de qualidade (4.200), são motivos de preocupação e sinalizam a necessidade de observação mais detalhada.

A análise cromatográfica dos gases apresentou resultados satisfatórios segundo o critério do IEC. Apesar da presença de gases combustíveis, as proporções não são preocupantes segundo os critérios discutidos no capítulo 3, portanto não serão aqui expostos devido à ausência de diagnósticos negativos graves e por não representarem informação adicional além de envelhecimento. Entretanto, visando o foco no objetivo da pesquisa que é a identificação dos problemas, a própria ausência de diagnósticos negativos emergenciais por cromatografia ajuda a compreender o comportamento dos equipamentos conforme será discutido adiante.

#### 4.4.3 ANÁLISE GERAL DOS ÓLEOS

A análise dos óleos demonstrou ser uma ferramenta importante na compreensão dos potenciais problemas inicialmente supostos na pesquisa. Através dela foi possível melhor compreender a razão do alto fator de perdas presente em todos os disjuntores.

A suspeita levantada durante o ensaio de perdas dielétricas que apontava, além do alto fator em si, o alto TLI segundo [7], apontava possível comprometimento do óleo, dos contatos ou dos isolamentos auxiliares. Através dos ensaios foi possível observar um resultado preocupante: um fator de dissipação nos óleos exorbitante. Aliado a este valor, o baixo valor do índice de qualidade do óleo e a alta resistência de contato também mostraram valores preocupantes para alguns disjuntores, em especial os DJ3 e DJ4, demonstrando a necessidade, não apenas de tratamento do óleo, como o possível comprometimento dos contatos internos

---

<sup>4</sup> Ernesto Gallo M, *Diagnóstico y Mantenimiento de Transformadores em Campo*, ACIEM, Bogotá, 2005 (apud [5])



do disjuntor, visto que a elevada resistência pode agravar a situação dos equipamentos, piorando o panorama da subestação.

Outro dado preocupante, também a cerca dos disjuntores DJ3 e DJ4, foram os resultados dos ensaios de rigidez dielétrica. Os disjuntores apresentaram índices consideravelmente abaixo da norma, o que representa grande risco em sua operação para o equipamento em si. O óleo do disjuntor representa seu principal meio de extinção de arco, e todo sistema, no qual sua atuação representa meio de interrupção de surtos e sobrecargas, é prejudicado por este valor abaixo da norma.

#### 4.5 ANÁLISE TERMOGRÁFICA DOS EQUIPAMENTOS

Dentro do escopo da pesquisa, a análise termográfica não apresentou quaisquer anormalidades nos equipamentos ou em suas conexões de bucha. Entretanto, um ponto grave de aquecimento foi detectado no barramento principal, como demonstrado na Figura 12.

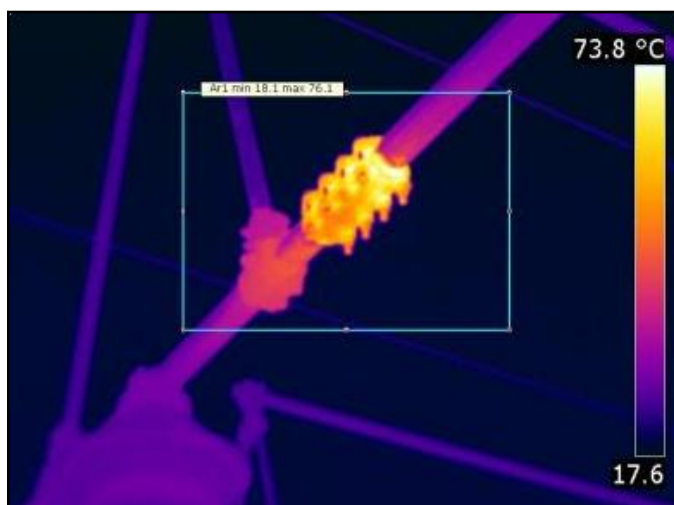


Figura 12 - Termograma de Conexão no Barramento Principal

A conexão apresenta temperatura aproximada de 73°C, enquanto o trecho adjacente do barramento apresenta valores com uma queda considerável, em torno de 45°C.

As aplicações de correções não serão abordadas, devido à ausência de dados como velocidade do vento e carga para cálculo de corrente no barramento no momento da medição, além de fugirem do escopo da pesquisa. Entretanto, tais fatores podem vir a expor uma situação ainda mais severa para a conexão, já requerendo substituição imediata do

componente, segundo a Tabela 7. Convém lembrar, conforme exposto em 3.2.4, que o fator de correção da corrente de carga é no valor do quadrado da relação entre a corrente nominal e a corrente no instante da medição.

As conexões devem ser monitoradas, sejam elas diretamente nos terminais dos equipamentos ou em pontos do barramento. A propagação de temperatura pode ser um fator determinante na operacionalidade de um barramento e do próprio equipamento quando muito próxima aos seus terminais, podendo provocar danos e conseqüentemente comprometendo a sua função.

## 5 CONCLUSÃO

### 5.1 ANÁLISE GERAL

A ‘manutenção preditiva’ realizada nos transformadores e disjuntores da subestação serviu para confirmar as suspeitas motivadoras da pesquisa, detectando a falta de condições de operação em quatro de seus disjuntores, com um cenário mais preocupante para dois deles: DJ3 e DJ4.

Apesar das grandes restrições impostas pelo sistema e pela proprietária da subestação, conforme abordado inicialmente, a quantidade de ensaios realizados serviu para levantar dados suficientes para satisfazer a proposta de analisar as condições de operacionalidade dos equipamentos. No caso de estudo, foram constatadas as condições de operação fora dos padrões estabelecidos de todos os disjuntores, com atenção especial para os disjuntores DJ3 e DJ4, que apresentaram imensos riscos de operação, comprometendo não somente a confiabilidade do fornecimento de energia, quanto os riscos de segurança.

Tomando a ordem abordada, a análise dos transformadores, começando pela avaliação do isolamento DC e AC, representando dois dos ensaios mais importantes na análise de sua operacionalidade, foi satisfatória, com exceção do isolamento de alta para baixa tensão. Apesar do valor medido para T1 não estar de acordo com a norma, deve-se realizar a monitoração para determinar se esta se mantém estável, o que representaria, portanto, um diagnóstico menos preocupante e de menor urgência de intervenção para investigação. Inclusive, um fator interessante observável nos ensaios de seus isolamentos, e de seus óleos, são as discrepâncias consideráveis entre um equipamento novo e um equipamento antigo. Os valores de ambos os isolamentos AC e DC do transformador T2, mais novo que o transformador T1, são consideravelmente maiores apesar de possuírem as mesmas características, estarem submetidos à mesma atmosfera, condições, e serviços de manutenção.

As discrepâncias na análise de óleo são ainda mais gritantes: o fator de dissipação do óleo do transformador T2 chega a quase um terço do T1, tal como sua rigidez dielétrica consideravelmente acima do recomendado pela norma. Seguindo a mesma linha, é possível inferir os motivos para o transformador T3 estar fora de operação: sua resistência DC da alta, referida aos 75°C recomendados pela norma, se encontra praticamente no mínimo

recomendado, a rigidez dielétrica do seu óleo isolante também, e o fator de perdas do equipamento como um todo está acima do recomendado.

Analisando os disjuntores da subestação, foi possível confirmar a hipótese levantada que motivou a pesquisa. Apesar de apresentarem aspectos inicialmente positivos, com bons resultados no ensaio de isolamento DC, o restante dos parâmetros analisados nos forneceu um panorama preocupante. Dois dos disjuntores da subestação não se encontram em condições de operação. O fator de perdas dielétricas de todos os disjuntores está consideravelmente acima do recomendado, o que representa uma dissipação anormal de perdas ativas em seus componentes. Um alto valor de perdas ativas representa a ocorrência de efeito Joule acima do esperado para o equipamento, resultando em aquecimento de componentes acima do projetado, criando tendências de cenários piores.

Associado ao alto valor de fator de perdas ativas no equipamento, a análise do TLI dos disjuntores confirmou a preocupação levantada pelos valores das perdas e permitiu indicar alguns componentes do equipamento como possíveis fontes de problemas: as câmaras de extinção, os contatos móveis incluindo o *lift-rod* e o óleo isolante.

A análise de resistência de contatos ofereceu, para os disjuntores em geral, um diagnóstico preocupante. O valor de resistência de contato para praticamente todos os disjuntores está consideravelmente acima do recomendável, já escapando da faixa de recomendação de investigação indicada pelo fabricante. Novamente, para os disjuntores DJ3 e DJ4, uma situação ainda mais preocupante foi identificada, com valores que chegam a quase o triplo do recomendado. Outro fator preocupante é, conforme as limitações citadas, a atual impossibilidade de realização de inspeção detalhada na câmara de extinção e no contato móvel pela indisponibilidade de desligar o equipamento pelo tempo que seria demandada por esta inspeção.

A subestação não pode operar com segurança com um de seus disjuntores desabilitados, dado o estado atual dos demais e pela necessidade de haver um disjuntor de transferência para emergências, com o agravante que este, ao substituir um provável disjuntor sob manutenção, correria risco de sofrer uma falha por não estar em boas condições dielétricas para operação. Adicione-se a este cenário não haver um equipamento em *standby*, expondo a fragilidade do sistema e a importância da análise preditiva na previsão de panoramas emergenciais.

Após a análise da resistência de contato confirmar a suspeita levantada pelo elevado TLI, a análise de óleo isolante apresentou problemas para todos os disjuntores, estendendo os

problemas encontrados e resultados ainda mais preocupantes para, novamente, os DJ3 e DJ4. Esta avaliação mostrou valores consideráveis de fator de dissipação do óleo, um dos elementos responsáveis pelo alto fator de perdas no equipamento. Os valores, novamente, ultrapassaram consideravelmente o estabelecido pelas normas, chegando a atingir mais de três vezes o recomendado. O alto fator de dissipação do óleo pode gerar seu aquecimento, o que implica no aumento das perdas dielétricas, oxidação do óleo e possível desenvolvimento de problemas e deve ser monitorado.

Entretanto, o fator mais preocupante, em especial nos disjuntores DJ3 e DJ4, foi o valor da rigidez dielétrica dos seus óleos isolantes. Como se sabe, o óleo isolante nos disjuntores GVO constitui o principal meio de isolação e extinção de arco entre os contatos, e como tal, não deve apresentar valores tão baixos como foram registrados, apontando para uma falha.

Em meio a tamanhos diagnósticos negativos, o ensaio de cromatografia gasosa dos óleos, segundo os critérios discutidos, não apresentou relações preocupantes entre os gases combustíveis presentes, o que indica a possível ausência de graves falhas térmicas já desenvolvidas ou em desenvolvimento - incipientes. Porém, por conta dos altos índices de fator de dissipação e resistências de contato, o aquecimento e perdas geradas por estes valores, podem ocasionar a formação de gases, carbonização do óleo, e eletrólise da umidade. Para prevenir possíveis falhas, é essencial manter a monitoração cromatográfica dos óleos isolantes, que ajudará a compreender a evolução das potenciais falhas que podem estar se desenvolvendo.

Esta análise de nosso estudo de caso demonstra a importância do acompanhamento preditivo em equipamentos elétricos, visto que foi possível identificar situações preocupantes nos equipamentos e situações de urgência de análise em dois disjuntores, cumprindo o objetivo da aplicação de técnicas preditivas de manutenção elétrica.

## 5.2 CONSTATAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES

Com relação à contribuição desse projeto de graduação para o DEE - Departamento de Engenharia Elétrica, da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro deve ser enfatizada a importância da disciplina de Manutenção e Operação de Equipamentos

Elétricos na formação técnica dos estudantes. Os assuntos abordados nesse projeto mostram que a ementa, o programa e o conteúdo da matéria ministrada no curso de graduação estão no estado da arte em relação ao tema, e são referenciados pelos melhores profissionais de Engenharia de Manutenção.

O seu conteúdo permite uma formação acadêmica abrangente e atende aos mais exigentes requisitos de empregabilidade por parte das empresas que necessitam de profissionais com boa e eclética formação, sendo objeto de solicitações de cursos e treinamentos por várias empresas.

Destaque-se que o MBA de Engenharia de Manutenção da UFRJ (Engeman) já funciona a mais de 15 anos e encontra-se em sua 27ª edição, sendo que este assunto é tema obrigatório de seu módulo técnico. Outra evidência é que o atual curso solicitado ao DEE pela concessionária e distribuidora de energia elétrica do Rio de Janeiro (Light) incluiu em seu programa esta disciplina.

Assim, este projeto de graduação contribui muito para a divulgação do Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro não só no meio acadêmico como também no escopo da Abraman - Associação Brasileira de Manutenção.

Quanto aos aspectos relacionados com a subestação estudada, pôde-se constatar que, neste momento, os disjuntores DJ3 e DJ4 não se encontram em condições de operação e necessitam imediata intervenção. Seus altíssimos valores de fator de potência, que determinaram a análise de seu TLI, motivadora, por sua vez, do exame de sua resistência de contatos e do óleo isolante, indicam graves falhas em potencial. Isto requer a programação de inspeção das câmaras de extinção e dos contatos internos e tratamento ou substituição de seu óleo isolante, que apresenta sua principal característica, a rigidez dielétrica, consideravelmente abaixo dos valores estabelecidos por norma.

Evidenciou-se também, para os transformadores que devido à possível ausência de falhas térmicas graves, apontadas pelos ensaios cromatográficos com a evolução proporcional satisfatória de seus gases, que estes elevados valores se dão, provavelmente, devido ao envelhecimento natural do óleo, que não recebe tratamento com a necessária frequência e que se encontra em operação desde a energização dos equipamentos.

Serve também de referência para tal afirmação a análise comparativa do óleo isolante mais novo na subestação (T2) que, apesar de não usar o óleo para extinguir arcos elétricos,

apresenta ainda assim uma alta discrepância de parâmetros, refletindo o peso da idade dos óleos isolantes empregados nos disjuntores da subestação.

O mesmo pode ser dito em relação aos resultados do ensaio de isolamento DC. Este é satisfatório apenas para o transformador T2. Os baixos valores de resistência de alta para baixa tensão nos transformadores T1 e T3, apesar de não representarem risco imediato, requerem monitoração, visto que seus óleos isolantes não apresentaram indícios de falhas graves. A queda acelerada deste parâmetro em ensaios consecutivos pode representar a evolução de uma falha pontual, propensa a se tornar grave, enquanto a estabilidade de tais resultados fornece um cenário menos preocupante, mas que ainda deve ser monitorado para a possibilidade de elaboração de diagnóstico.

Entretanto, apesar de identificados os problemas nos principais equipamentos da subestação, as limitações em sua operação expõe um panorama preocupante no sistema elétrico da Empresa, uma vez que o disjuntor destinado a uma das entradas de linha apresenta parâmetros muito baixos de rigidez dielétrica.

Aliado a este fator, a substituição de um dos disjuntores propensos à falha pelo disjuntor de amarre (DJ1) mantém a subestação em operação, porém não extingue a sua condição delicada de operação, uma vez que não há um equipamento que possa assumir a função e a desempenhe com excelência, conforme recomendações das normas.

Tendo em vista os argumentos e dados apresentados, apesar da impossibilidade de realização de todos os ensaios preditivos recomendados, a aplicação das principais técnicas preditivas de manutenção elétrica foram suficientes para confirmar a hipótese inicial, isto é, a consideravelmente grande necessidade de intervenção na subestação, com o foco já direcionado aos fatores indicados pela análise preditiva aqui realizada, reduzindo o tempo de inspeção necessária e interrupção dos equipamentos.

## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ABNT NBR 6869 – *Líquidos isolantes elétricos - Determinação da rigidez dielétrica*
2. ABNT NBR 7036 – *Recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência para distribuição, imersos em líquidos isolantes*
3. ABNT NBR 7118 – *Disjuntores de Alta Tensão*
4. MORESI, Eduardo – *Metodologia da Pesquisa*. UCB, 2003
5. NEMÉSIO SOUSA, Jorge – *Manutenção de Instalações e Equipamentos Elétricos*. Apostila e Notas de Aula do Departamento de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013
6. GIL, Antonio Carlos – *Como Elaborar Projetos de Pesquisa*. São Paulo, Atlas, 1991
7. GILL, Paul – *Electrical Power Equipment Maintenance and Testing*, CRC Press, 2008
8. RIBEIRO DE O. E SILVA, Cassandra – *Metodologia e Organização de Projetos de Pesquisa*. Centro Federal de Educação Tecnológica do Ceará, 2004