

*Especificação da camada de
sensoriamento para transformador
de potência*

ENERGISA/GTD-NRM/N.º018/2020

Especificação Técnica Unificada

ETU - 161

Versão 3.0 - Novembro / 2022



Apresentação

Nesta Especificação Técnica apresenta os requisitos mínimos e as diretrizes necessárias para a padronização das características e requisitos mínimos mecânicos e elétricos exigidos para fornecimento de Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED) e sensores para permitir os fornecimentos de dados e informações para sistemas de monitoramento, inteligência e diagnósticos de transformadores de potência, em classe de tensão até 145 kV, nas concessionárias de distribuição do grupo Energisa S.A.

Para tanto foram consideradas as especificações e os padrões do material em referência, definidos nas Normas Brasileiras (NBR) da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), ou outras normas internacionais reconhecidas, acrescidos das modificações baseadas nos resultados de desempenho destes materiais nas empresas da Energisa.

As cópias e/ou impressões parciais ou em sua íntegra deste documento não são controladas.

A presente revisão desta Especificação Técnica é a versão 3.0, datada de Novembro de 2022.

João Pessoa - PB., Novembro de 2022.

GTD - Gerência Técnica de Distribuição

Esta Especificação Técnica, bem como as alterações, poderá ser acessada através do código abaixo:





Equipe técnica de revisão da ETU-161 (versão 3.0)

Gilberto Teixeira Carrera

Energisa

Tercius Cassius Melo de Moraes

Energisa

Hirokazu Teixeira Batista Ito

Energisa

Thiago Cavalcanti Bandeira

Energisa

Ricardo Campos Rios

Energisa



Aprovação técnica

Ademálio de Assis Cordeiro

Grupo Energisa

Juliano Ferraz de Paula

Energisa Sergipe

Fabio Lancelotti

Energisa Minas Gerais / Energisa Nova Friburgo

Marcelo Cordeiro Ferraz

Dir. Suprimentos Logística

Fabício Sampaio Medeiros

Energisa Mato Grosso

Paulo Roberto dos Santos

Energisa Mato Grosso do Sul

Fernando Espíndula Corradi

Energisa Rondônia

Ricardo Alexandre Xavier Gomes

Energisa Acre

Guilherme Damiance Souza

Energisa Tocantins

Rodrigo Brandão Fraiha

Energisa Sul-Sudeste

Jairo Kennedy Soares Perez

Energisa Borborema / Energisa Paraíba

Sumário

1	OBJETIVO.....	8
2	CAMPO DE APLICAÇÃO.....	8
3	OBRIGAÇÕES E COMPETÊNCIAS.....	8
4	REFERÊNCIAS NORMATIVAS	8
4.1	LEGISLAÇÃO E REGULAMENTAÇÃO FEDERAL	8
4.2	NORMAS TÉCNICAS BRASILEIRAS	10
4.3	NORMAS TÉCNICAS INTERNACIONAIS	12
4.4	NORMAS TÉCNICAS DO GRUPO ENERGISA.....	16
5	TERMINOLOGIA E DEFINIÇÕES	18
5.1	ATERRAMENTO	18
5.2	DEFEITO	18
5.3	DISPOSITIVO ELETRÔNICO INTELIGENTE (DEI) OU INTELLIGENT ELECTRONIC DEVICE (IED)	18
5.4	GRAU DE POLUIÇÃO	18
5.5	LOTE	18
5.6	SENSORES.....	18
5.7	SISTEMAS DE SUPERVISÃO E AQUISIÇÃO DE DADOS (SCADA).....	19
5.8	UNIDADE DE AQUISIÇÃO DE DADOS (UAD).....	19
6	CONDIÇÕES GERAIS DE FORNECIMENTO.....	19
6.1	CONDIÇÕES DE FORNECIMENTO DE MATERIAIS	19
6.2	CONDIÇÕES DE SERVIÇO	20
6.3	UNIDADES DE MEDIDAS E IDIOMAS.....	23
6.4	INTERCAMBIALIDADE	23
6.5	DOCUMENTAÇÃO TÉCNICA	23
6.6	PAINÉIS OU SIMILARES E FIAÇÃO, TERMINAIS E BORNES	26
6.6.1	Painéis e similares:.....	26
6.6.2	Fiação, terminais e bornes:.....	27
6.7	RELAÇÃO DE ENSAIOS E TESTES.....	29
6.7.1	Geral	29
6.7.2	Ensaio de tipo (T)	30
6.7.3	Ensaio de recebimento (RE)	31
6.7.4	Ensaio especiais (E)	32
6.8	PEÇAS SOBRESSALENTES	33
6.9	MEIO AMBIENTE E SEGURANÇA DO TRABALHO	33
6.10	GARANTIAS E PENALIZAÇÕES	34
6.11	TRANSPORTE E CONDIÇÕES DE ENTREGA	35
6.12	APRESENTAÇÃO DA PROPOSTA - VALORES GARANTIDOS.....	37

6.13	EXCEÇÕES À ESPECIFICAÇÃO	38
6.14	PROGRAMA DE TREINAMENTO	38
7	CARACTERÍSTICAS E REQUISITOS TÉCNICOS ESPECÍFICOS DOS IED'S E SENSORES APLICADOS À PARTE ATIVA DO TRANSFORMADOR	38
7.1	MEDIÇÃO DE TEMPERATURA	39
7.1.1	Medição de temperatura do óleo e enrolamento. Método: imagem térmica (medição eletrônica)	39
7.2	MEDIÇÃO DE GASES DISSOLVIDOS E UMIDADE	41
7.2.1	Métodos: membrana, vácuo headspace direto / membrana contato direto com óleo 41	
7.3	MEDIÇÃO DE DESCARGAS PARCIAIS.....	43
7.3.1	Métodos: acústico / UHF / TAP capacitivo	43
7.4	MEDIÇÃO DE TENSÃO E CORRENTE.....	45
7.4.1	Métodos: via transformadores de corrente (TC) e transformadores de potencial (TP)	45
8	CARACTERÍSTICAS E REQUISITOS TÉCNICOS ESPECÍFICOS DOS IED'S E SENSORES APLICADOS AO COMUTADOR SOB CARGA DO TRANSFORMADOR	46
8.1	MEDIÇÃO DE TORQUE DO EIXO DO COMUTADOR	46
8.1.1	Método: potência e energia do motor do comutador	46
8.2	REGULAÇÃO DE TENSÃO E PARALELISMO	48
8.2.1	Método: medição de tensão de linha, corrente de carga e posição do comutador	48
9	CARACTERÍSTICAS E REQUISITOS TÉCNICOS ESPECÍFICOS DOS IED'S E SENSORES APLICADOS ÀS BUCHAS CAPACITIVAS DO TRANSFORMADOR.....	50
9.1	MÉTODOS: MEDIÇÃO DE TENSÃO CAPACITIVA (TAP CAPACITIVO)	50
10	CARACTERÍSTICAS E REQUISITOS TÉCNICOS ESPECÍFICOS DOS IED'S E SENSORES APLICADOS À CONSERVAÇÃO DO ÓLEO DO TRANSFORMADOR	52
10.1	MEDIÇÃO DE NÍVEL DO ÓLEO	52
10.1.1	Método: leitura direta.....	52
10.2	DETECÇÃO DE RUPTURA DA BOLSA DO CONSERVADOR	53
10.2.1	Método: óptico	54
11	NOTAS COMPLEMENTARES	54
12	HISTÓRICO DE VERSÕES DESTES DOCUMENTOS	55
13	VIGÊNCIA	55
14	TABELAS	56
	TABELA 1 - Relação dos ensaios	56




TABELA 2 - Códigos dos sensores de monitoramento para transformadores de potência	58
15 ANEXOS	62
ANEXO A - Aplicação de IED's e sensores em transformadores de potência	62
ANEXO B - Fundamentação teórica sobre as grandezas medidas nos transformadores de potência	64

1 OBJETIVO

Esta Especificação Técnica estabelece os requisitos técnicos mínimos exigíveis, mecânicos e elétricos, para fabricação, ensaios e recebimento de Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED) e sensores para permitir os fornecimentos de dados e informações para sistemas de monitoramento, inteligência e diagnósticos de transformadores de potência, a serem usados no sistema de distribuição de energia da Energisa.

2 CAMPO DE APLICAÇÃO

Aplicam-se aos transformadores de potência (força), em classe de tensão até 145 kV, instalados nas subestações de distribuição (SED), situado em áreas urbanas e rurais, previstas nas normas técnicas, vigentes nas Empresas do grupo Energisa.

3 OBRIGAÇÕES E COMPETÊNCIAS

Compete a áreas de planejamento, engenharia, patrimônio, suprimentos, elaboração de projetos, construção, ligação, combate a perdas, manutenção, linha viva e operação do sistema elétrico cumprir e fazer cumprir este instrumento normativo.

4 REFERÊNCIAS NORMATIVAS


4.1 Legislação e regulamentação federal

- Constituição da República Federativa do Brasil - Título VIII: Da Ordem Social - Capítulo VI: Do Meio Ambiente
- Lei Federal N.º 7.347, de 24/07/1985, Disciplina a ação civil pública de responsabilidade por danos causados ao meio ambiente, ao consumidor, a bens e direitos de valor artístico, estético, histórico, turístico e paisagístico e dá outras providências

- Lei Federal N.º 9.605, de 12/02/1998, Dispõe sobre as sanções penais e administrativas derivadas de condutas e atividades lesivas ao meio ambiente, e dá outras providências
- Lei Federal N.º 10.295, de 17/10/2001, Dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia e dá outras providências
- Lei Federal N.º 12.305, de 02/08/2010, Institui a Política Nacional de Resíduos Sólidos; altera a Lei Federal N.º 9.605, de 12/02/1998; e dá outras providências
- Decreto Federal N.º 41.019, de 26/02/1957, Regulamenta os serviços de energia elétrica
- Decreto Federal N.º 73.080, de 05/11/1973, Altera o artigo 47, do Decreto Federal N.º 41.019, de 26/02/1957, que regulamenta os serviços de energia elétrica
- Decreto Federal N.º 6.514, de 22/07/2008, Dispõe sobre as infrações e sanções administrativas ao meio ambiente, estabelece o processo administrativo federal para apuração destas infrações, e dá outras providências
- Resolução normativa ANEEL N.º 1.000, de 07/12/2022, Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica
- Resolução CONAMA N.º 1, de 23/01/1986, Dispõe sobre os critérios básicos e diretrizes gerais para o Relatório de Impacto Ambiental - RIMA
- Resolução CONAMA N.º 237, de 19/12/1997, Regulamenta os aspectos de licenciamento ambiental estabelecidos na Política Nacional do Meio Ambiente
- Norma Regulamentadora N.º 10 (NR-10), Segurança em instalações e serviços em eletricidade
- Norma Regulamentadora N.º 17 (NR-17), Ergonomia
- Norma Regulamentadora N.º 35 (NR-35), Trabalho em altura

4.2 Normas técnicas brasileiras


- ABNT NBR 5034, Buchas para tensões alternadas superiores a 1 kV - Especificação
- ABNT NBR 5356-1, Transformadores de potência - Parte 1: Generalidades
- ABNT NBR 5356-2, Transformadores de potência - Parte 2: Aquecimento
- ABNT NBR 5356-3, Transformadores de potência - Parte 3: Níveis de isolamento, ensaios dielétricos e espaçamentos externos em ar
- ABNT NBR 5356-4, Transformadores de potência - Parte 4: Guia para ensaios de impulso atmosférico e de manobra para transformadores e reatores - Procedimento
- ABNT NBR 5356-5, Transformadores de potência - Parte 5: Capacidade de resistir a curto-circuito
- ABNT NBR 5356-7, Transformadores de potência. Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante
- ABNT NBR 5458, Transformadores de potência - Terminologia
- ABNT NBR 5590, Tubos de aço carbono com requisitos de qualidade para condução de fluidos - Especificação
- ABNT NBR 5915, Chapas finas a frio de aço carbono para estampagem - Especificação.
- ABNT NBR 6234, Óleo-água - Determinação da tensão interfacial - Método de ensaio
- ABNT NBR 6856, Transformador de corrente - Especificação
- ABNT NBR 6869, Líquidos isolantes elétricos - Determinação da rigidez dielétrica (eletrodo de disco) - Método de ensaio


- 
- ABNT NBR 6937, Técnicas de ensaios elétricos de alta tensão - Dispositivos de medição - Procedimento
 - ABNT NBR 7070, Guia para amostragem de gases e óleo em transformadores e análise dos gases dissolvidos - Procedimento
 - ABNT NBR 7277, Medição do nível de ruído de transformadores e reatores - Método de ensaio
 - ABNT NBR 7289, Cabos de controle com isolamento extrudada de PE ou PVC para tensões até 1 kV - Requisitos de desempenho
 - ABNT NBR 7289, Cabos de controle com isolamento extrudada de PE ou PVC para tensões até 1 kV - Requisitos de desempenho
 - ABNT NBR 7290, Cabos de controle com isolamento extrudada XLPE ou EPR para tensões até 1 kV - Requisitos de desempenho
 - ABNT NBR 8148, Ensaio do grau de polimerização do papel - Método de ensaio
 - ABNT NBR 9368, Transformadores de potência de tensões máximas até 145 kV - Características elétricas e mecânicas
 - ABNT NBR 10202, Buchas de tensões nominais de 72,5 kV - 145 kV e 242 kV para transformadores e reatores de potência - Características elétricas, construtivas dimensionais e gerais
 - ABNT NBR 10443, Tintas e vernizes - Determinação da espessura da película seca - Método de ensaio
 - ABNT NBR 11003, Tintas - Determinação da aderência - Método de ensaio
 - ABNT NBR 11388, Sistemas de pintura para equipamentos e instalações de subestações de equipamentos elétricos


- ABNT NBR 12133, Líquidos isolantes elétricos - Determinação do fator de perdas dielétricas e da permissividade relativa (constante dielétrica) - Método de ensaio
- ABNT NBR 13773, Termorresistência industrial de platina - Requisitos e ensaio
- ABNT NBR 14248, Produtos de petróleo - Determinação do número de acidez e de basicidade - Método do indicador
- ABNT NBR 14274, Equipamento elétrico - Determinação da compatibilidade de materiais empregados com óleo mineral isolante
- ABNT NBR 14448, Produtos de Petróleo - Determinação do Número de Acidez pelo Método de Titulação Potenciométrica
- ABNT NBR IEC 60156, Líquidos isolantes - Determinação da rigidez dielétrica à frequência industrial - Método de ensaio
- ABNT NBR IEC 60270, Técnicas de ensaios elétricos de alta-tensão - Medição de descargas parciais
- ABNT NBR IEC 60529, Graus de proteção para Invólucros de equipamentos elétricos (Código IP)

4.3 Normas Técnicas Internacionais

- ANSI C57.13, Standard Requirements for instrument transformers
- ANSI C57.15, Standard requirements, terminology and test code for step-voltage regulators
- ANSI/IEEE C57.116, Guide For Transformers Directly Connected to Generators
- ASTM A36, Standard specification for carbon structural steel
- ASTM A370, Standard test methods and definitions for mechanical testing of steel products

- 
- ASTM A717, Standard test method for surface insulation resistivity of single-strip specimens
 - ASTM B48, Standard specification for soft rectangular and square bare copper wire for electrical conductors
 - ASTM B193, Standard test method for resistivity of electrical conductor materials
 - ASTM D1735, Standard practice for testing water resistance of coatings using water fog apparatus
 - ASTM D3612, Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography
 - ASTM D4243, Standard Test Method for Measurement of Average Viscometric Degree of Polymerization of New and Aged Electrical Papers and Boards
 - ASTM D924, Standard test method for dissipation factor (or power factor) and relative permittivity (Dielectric constant) of electrical insulating liquids
 - ASTM E1137, Standard Specification for Industrial Platinum Resistance Thermometers
 - CIGRÉ13 SC-2 WG-06.2, Temperature-rise test on oil-immersed transformers with analysis of gases dissolved in oil.
 - CISPR 16-SER, Specification for radio disturbance and immunity measuring apparatus and methods - All Parts
 - IEC 60068-2-1, Environmental testing - Part 2-1: Tests - Test A: Cold
 - IEC 60068-2-30, Environmental testing - Part 2-30: Tests - Test Db: Damp heat, cyclic (12 h + 12 h cycle)
 - IEC 60071-2, Insulation co-ordination - Part 2: Application guide

- 
- IEC 60076-7, Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers
 - IEC 60247, Insulating liquids - Measurement of relative permittivity, dielectric dissipation factor (tan) and d.c. resistivity
 - IEC 60255-1, Measuring relays and protection equipment - Part 1: Common requirements
 - IEC 60255-21-1, Electrical relays - Part 21: Vibration, shock, bump and seismic tests on measuring relays and protection equipment - Section One: Vibration tests (sinusoidal)
 - IEC 60255-21-2, Electrical relays - Part 21: Vibration, shock, bump and seismic tests on measuring relays and protection equipment - Section Two: Shock and bump tests
 - IEC 60255-21-3, Electrical relays - Part 21: Vibration, shock, bump and seismic tests on measuring relays and protection equipment - Section 3: Seismic tests
 - IEC 60255-22-1, Measuring relays and protection equipment - Part 22-1: Electrical disturbance tests - 1 MHz burst immunity tests
 - IEC 60255-22-2, Measuring relays and protection equipment - Part 22-2: Electrical disturbance tests - Electrostatic discharge tests
 - IEC 60255-22-3, Measuring relays and protection equipment - Part 22-3: Electrical disturbance tests - Radiated electromagnetic field immunity
 - IEC 60255-22-4, Measuring relays and protection equipment - Part 22-4: Electrical disturbance tests - Electrical fast transient/burst immunity test
 - IEC 60255-26, Measuring relays and protection equipment - Part 26: Electromagnetic compatibility requirements
 - IEC 60255-27, Measuring relays and protection equipment - Part 27: Product safety requirements

- 
- IEC 60255-5, Electrical Relays - Part 5: Insulation coordination for measuring relays and protection equipment - Requirements and tests
 - IEC 60599, Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis
 - IEC 60870-5-101, Telecontrol equipment and systems Part 5-101: Transmission protocols -Companion standard for basic telecontrol tasks
 - IEC 60870-5-103, Telecontrol Equipment and Systems - Part 5-103: Transmission Protocols - Companion Standard for the Informative Interface of Protection Equipment
 - IEC 60870-5-104, Telecontrol Equipment and Systems - Part 5-104: Transmission Protocols - Network Access for IEC 60870-5-101 Using Standard Transport Profiles
 - IEC 61000-4-2, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-2: Testing and measurement techniques - Electrostatic discharge immunity test
 - IEC 61000-4-3, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-3: Testing and measurement techniques - Radiated, radio-frequency, electromagnetic field immunity test
 - IEC 61000-4-4, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-4: Testing and measurement techniques - Electrical fast transient/burst immunity test
 - IEC 61000-4-5, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-5: Testing and measurement techniques - Surge immunity test
 - IEC 61000-4-5, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-5: Testing and measurement techniques - Surge immunity test
 - IEC 61000-4-6, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-6: Testing and measurement techniques - Immunity to conducted disturbances, induced by radio-frequency fields

- IEC 61000-4-8, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-8: Testing and measurement techniques - Power frequency magnetic field immunity test
- IEC 61850, Communication networks and systems for power utility automation
- IEEE C37.111, IEEE/IEC International Standard - Measuring relays and protection equipment - Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems
- IEEE C37.90.2, IEEE Standard for Withstand Capability of Relay Systems to Radiated Electromagnetic Interference from Transceivers
- IEEE C57.9, IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers
- IEEE C57.104, IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers

4.4 Normas técnicas do grupa Energisa

- ETU-001, Transformador de potência de SED - Especificações gerais
 - ETU-001.1, Transformador de potência de SED - 3,0 MVA
 - ETU-001.2, Transformador de potência de SED - 5,0/7,5 MVA
 - ETU-001.3, Transformador de potência de SED - 10/12/15 MVA
 - ETU-001.4, Transformador de potência de SED - 15/20/25 MVA
 - ETU-001.5, Transformador de potência de SED - 20/25/30 MVA
 - ETU-001.6, Transformador de potência de SED - 30/37,5/45 MVA e 40/50/60 MVA
- ETU-100.1, Transformador de potencial indutivo para subestação de distribuição
- ETU-102, Transformador de corrente de subestação de distribuição

NOTAS:

- I. Todas as normas ABNT mencionadas acima devem estar à disposição do inspetor da Energisa no local da inspeção;
- II. Todos os materiais que não são especificamente mencionados nesta Especificação Técnica, mas que são usuais ou necessários para a operação eficiente do equipamento, considerar-se-ão como aqui incluídos e devem ser fornecidos pelo fabricante sem ônus adicional;
- III. A utilização de normas de quaisquer outras organizações credenciadas será permitida, desde que elas assegurem uma qualidade igual, ou melhor, que as anteriormente mencionadas e não contradigam a presente Especificação Técnica;
- IV. As siglas acima referem-se a:
 - CONAMA - Conselho Nacional do Meio Ambiente
 - INMETRO - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
 - ETU - Especificação Técnica Unificada
 - ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas
 - NBR - Norma Brasileira
 - NM - Norma Mercosul
 - ANSI - American National Standards Institute
 - ASTM - American Society for Testing and Materials
 - CIGRÉ - Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos
 - CISPR - Comité International Spécial des Perturbations Radioélectriques
 - IEC - International Electrotechnical Commission

- IEEE - Institute of Electrical and Electronic Engineers
- ISO - International Organization for Standardization

5 TERMINOLOGIA E DEFINIÇÕES

5.1 Aterramento

Acoplamento permanente de partes metálicas ao solo com o propósito de formar um caminho condutor de eletricidade, assegurando continuidade elétrica e capacidade de possibilitar uma condução segura a qualquer que seja o tipo de corrente.

5.2 Defeito

Falta de conformidade a qualquer um dos requisitos especificados nesta norma.

5.3 Dispositivo Eletrônico Inteligente (DEI) ou Intelligent Electronic Device (IED)

São unidades multifuncionais para a proteção, controle, automação, medição e monitoramento dos sistemas elétricos, permitindo a concepção de lógicas de intertravamento e bloqueio, ou seja, funcionalidades em uma única caixa ou funcionalidades em dispositivos diferentes.


5.4 Grau de poluição

Classificação quanto a presença de contaminantes, para efeito de projeto, no ambiente no qual o dispositivo será instalado.

5.5 Lote

Conjunto de IED's ou sensores com os mesmos elementos característicos, apresentado de uma só vez para o seu recebimento.

5.6 Sensores



São elementos que podem ser conectados diretamente aos IED's (dispositivos eletrônicos inteligentes) ou às unidades de aquisição de dados. Os sensores medem sinais elétricos, químicos e físicos. Realizam a conversão dos sinais medidos em formatos digitais ou analógicos. Geralmente o padrão de saída dos sensores em níveis de sinal são de 4 a 20 mA, 0 a 1 mA e 0 a 10 V, quando há uma representação analógica. Alguns sensores se comunicam em formato serial, sendo esta função geralmente executado pelos Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED).

5.7 Sistemas de supervisão e aquisição de dados (SCADA)

Sistema de aquisição de dados e controle de supervisão ou SCADA, proporcionam comunicação com os dispositivos de campo, controlando processos de forma automática, permitindo informações e gestão do processo produtivo.

5.8 Unidade de aquisição de dados (UAD)

Uma unidade de aquisição de dados coleta sinais de um ou mais sensores, executa condicionamento e conversões analógico-digital. A UAD também fornece isolamento elétrico (isolação galvânica), isolamento entre os sinais de saída medidos e os componentes eletrônicos da UAD. Na UAD informações são gravadas, armazenadas sobre a ocorrência de eventos e geralmente transmitidas para um computador ou sistema SCADA da subestação.

6 CONDIÇÕES GERAIS DE FORNECIMENTO

6.1 Condições de fornecimento de materiais

Os IED's e sensores devem ser fornecidos de acordo com as seguintes exigências:

- Os sensores devem ser fornecidos parametrizados;
- Os equipamentos devem ser atualizados com a última versão de firmware disponível no mercado;

- No provimento dos IED's e sensores, o fornecedor deverá dispor todas as miscelâneas e materiais necessários para o pleno funcionamento do dispositivo;
- Deverão prever fornecimento de distribuidor interno óptico, extensões óticas, conversores de mídia para fibra ótica quando necessário, conexões e miscelâneas deixando disponível e instalada a comunicação via fibra ótica com seus devidos terminais óticos no painel do transformador.

6.2 Condições de serviço

Os IED's e sensores tratados nesta Especificação Técnica devem ser adequados para operar nas seguintes condições:

- a) Altitude não superior a 1.000 metros acima do nível do mar;
- b) Temperatura:
 - Máxima do ar ambiente: 50 °C
 - Média, em um período de 24 horas: 40 °C;
 - Mínima do ar ambiente: 0 °C;
- c) Pressão máxima do vento: 700 Pa (70 daN/m²), valor correspondente a uma velocidade do vento de 122,4 km/h;
- d) Umidade relativa do ar até 100 %;
- e) Nível de radiação solar: 1,0 kW/m², com alta incidência de raios ultravioleta, conforme IEC 60721-2-4;
- f) Precipitação pluviométrica: média anual de 1.500 a 3.000 milímetros;
- g) Classe de severidade de poluição local (SPS) leve e médio, conforme ABNT IEC/TS 60815-1.
- h) Tensões auxiliares:

- Tensões auxiliares de corrente alternada:
 - ✓ 220 V ($\pm 10\%$), 60 Hz, trifásico a 4 (quatro) fios, neutro aterrado;
 - ✓ 220 V ($\pm 10\%$, 60 Hz, monofásico, fase e neutro aterrado.
 - Tensão auxiliar de corrente contínua:
 - ✓ 125 V (+ 10 % à - 20 %).
- i) Características técnicas comuns aos IED's e sensores:
- Valores nominais dos TC's e TP's:
 - ✓ Os valores de tensão nominal e corrente nominal deverão estar de acordo com os TC's e TP's da instalação;
 - ✓ Tensão secundária dos TP's: 115 V ou $115/\sqrt{3}$ V;
 - ✓ Corrente secundária dos TC's: 5 A.
 - ✓ O fornecedor deve seguir as especificações técnicas da Energisa, as normas ETU-100.1 e ETU-102.
- j) Entradas digitais:
- Devem atender as seguintes exigências:
 - ✓ Ser do tipo opto-isolada ou prover de uma solução definitiva, para eliminar possíveis danos causados pelo não isolamento elétrico das entradas tais como curto-circuito, fuga fase-terra;
 - ✓ Para a alimentação em 125 Vcc, as entradas só podem ser acionadas a partir de 75 Vcc.
- k) Saídas digitais:
- Os contatos dos relés de saída livres de potenciais, devem atender as seguintes exigências:

- ✓ Condução contínua mínima: 5 A;
- ✓ Interrupção com carga $I/r < 40$ ms em 125 Vcc - 0,3 A.

l) Saídas analógicas:

- As saídas analógicas deverão ser isoladas;
- As saídas analógicas deverão ter no mínimo a faixa entre 4 e 20 mA.

m) Portas de comunicações e protocolos:

- Os IED's devem conter no mínimo:
 - ✓ 1 porta RS-485 em bornes terminais ou conector DB9;
 - ✓ 1 portas ethernet RJ-45 ou porta ethernet óptica FX/TX/LX;
 - ✓ Permitir comunicações através dos protocolos Modbus, DNP3 e IEC 61850.

n) Display:

- Os IED's que possuírem displays, e estes devem ser do tipo LCD alfanumérico, podendo ser de tecnologia semelhante ou superior, de fácil visualização e parametrização de ajustes no painel frontal.

o) Erro máximo:

- 0,5 % do fim de escala para medidores eletrônicos;
- $\pm 3,0$ °C para medidores convencionais (termômetros).

p) Temperatura de operação:

- 60 °C ou maior para operação contínua.

q) Tecnologias empregadas e certificações:

- Todos os equipamentos, IED's, sensores associados, acessórios, e outros, devem ter tecnologia oficialmente comprovada, diante a certificações de aplicações com sucesso;
- O fornecedor deverá enviar a documentação oficial e atual que comprove o item acima.

6.3 Unidades de medidas e idiomas

O sistema métrico de unidades deve ser usado como referência nas descrições técnicas, especificações, desenhos e quaisquer outros documentos. Qualquer valor, que por conveniência, for mostrado em outras unidades de medida também deve ser expresso no sistema métrico.

Todas as instruções, relatórios de ensaios técnicos, desenhos, legendas, manuais técnicos etc., a serem enviados pelo fabricante, bem como as placas de identificação, devem ser escritos em português.

NOTA:

- V. Os relatórios de ensaios técnicos, excepcionalmente, poderão ser aceitos em inglês ou espanhol.

6.4 Intercambialidade


Os equipamentos do mesmo tipo e mesmas características elétricas e mecânicas deverão ser intercambiáveis física e eletricamente.

Os equipamentos deverão permitir a intercambialidade de suas partes com versões anteriores, quanto à instalação física e acomodação do cabeamento.

6.5 Documentação técnica

a) Formato da documentação técnica:


- Toda documentação técnica a ser enviada pelo fornecedor para a Energisa, deverá ser através de meio magnético, em extensão que possa ser utilizada



pelos Autocad da Autodesk, Word / Excel / MS Project da Microsoft, Acrobat e para outras extensões, o fornecedor deverá solicitar aprovação prévia da Energisa;

- Desenhos e documentos técnicos para apresentação da proposta:
 - ✓ Desenhos dimensionais e de instalação;
 - ✓ Diagramas elétricos e eletrônicos;
 - ✓ Manuais de operação, instalação e manutenção;
 - ✓ Certificados de ensaios de tipo.

- b) Desenhos e documentos técnicos para aprovação da Energisa, após emissão e aceite da Ordem de Compra de Materiais (OCM):
 - Desenho dimensionais das caixas e alojamentos;
 - Diagramas elétricos e eletrônicos;
 - Desenho detalhado das conexões elétricas;
 - Desenho detalhado da forma de instalações;
 - Desenho da placa de identificação;
 - Manual completo e detalhado sobre o manuseio, desencaixotamento, armazenamento, transporte;
 - Manual completo e detalhado para montagem, instalação, calibração, ajuste, testes, operação inicial, normal e de emergência dos equipamentos e componentes;
 - Manuais de operação de software de operação;
 - Manuais técnicos de operação e parametrização do software, firmware e edição de recursos técnicos;

- 
- Manual completo e detalhado para a manutenção, incluindo rotinas e procedimentos de inspeção, limpeza, conservação e substituição de peças;
 - Lista de todos os acessórios e dispositivos necessários para a montagem, instalação e conexões elétricas;
 - Lista de parafusos e porcas, com torque de aperto recomendado e sua localização detalhada no equipamento;
 - Lista de todos os acessórios, ferramentas e insumos necessários à operação dos equipamentos;
 - Certificados de ensaios de tipo de acordo com as exigências da Energisa, declarada nesta especificação;
 - Para o caso de se realizado ensaio de tipo, o fornecedor deverá fornecer o plano de teste de tipo detalhado, para análise da Energisa;
 - O fornecedor deve apresentar, o plano de inspeção e testes, onde devem ser indicados os requisitos de controle de qualidade para utilização de matérias primas, componentes e acessórios de fornecimento de terceiros, assim como as normas técnicas empregadas na fabricação e inspeção dos equipamentos;
 - O fornecedor deverá apresentar o plano de teste de rotina detalhado, para análise da Energisa;
 - O fornecedor deverá apresentar os planos de testes de recebimento e comissionamento detalhado, e separadamente, para análise da Energisa;
 - Desenhos e documentos não relacionados acima, mas necessários à instalação, operação ou manutenção.

c) Critérios de análise:

- APROVADO - O fornecedor poderá iniciar a fabricação de que trata o documento e, em até quinze dias enviará a Energisa, uma cópia final em meio magnético para arquivamento;
- APROVADO COM NOTAS - O fornecedor poderá iniciar a fabricação de que trata o documento, observando as correções anotadas e, em até quinze dias enviará a Energisa, uma cópia final em meio magnético para arquivamento;
- NÃO APROVADO - O fornecedor efetuará as correções necessárias e em até quinze dias, enviará uma cópia corrigida para um iniciar novo processo de aprovação.

d) Identificação dos desenhos:

- Os desenhos deverão conter as seguintes indicações:
 - ✓ Nome do comprador;
 - ✓ Número da ordem de compra e contrato de fornecimento;
 - ✓ Item da ordem de compra ou contrato de fornecimento;
 - ✓ Data e assinatura do responsável.

6.6 Painéis ou similares e fiação, terminais e bornes

6.6.1 Painéis e similares:

Quando os IED's e sensores ou conjunto de IED's e sensores possuírem um painel, alojamento, caixa, ou similar, estes devem seguir as seguintes exigências:

- Ser à prova de intempérie, poluição salina e de poluição industrial;
- As chapas deverão possuir espessura mínima de 2,0 mm;
- O material das chapas deve ser de aço inoxidável AISI 316 ou alumínio, com tratamento anticorrosivo para as demais partes e peças dos painéis;

- A chapa do painel deve ter a espessura mínima de 2,0 mm;
- O grau de proteção do invólucro deve ser no mínimo IP-65, conforme ABNT NBR IEC 60529;
- Devem ser apropriados para acondicionar equipamentos eletrônicos sensíveis ao calor e umidade, sendo dotados de ventilação apropriada e aquecedores;
- Deve ser instalada em local apropriado e de fácil acesso, a uma altura adequada, que permita operação e manutenção ao nível do solo, e a fixação deve ser por imã e ou parafusada e sobre sistema de antivibração;
- Para a conexão dos eletrodutos de ligações externas deve ser previsto chapa cega removível em duralumínio ou caixas de passagem adequadas às quantidades de cabos e suas seções milimétricas;
- Deve possuir meios de conectar eletrodutos para a cablagem;
- O acabamento deve ser realizado com a aplicação de demãos de esmalte epóxi-poliamida, com espessura mínima de 40 µm, com película seca, na cor cinza claro, notação Munsell N6.5;
- Deve possuir uma tomada com 220 Vca (F/F + T) para alimentação dos dispositivos, aquecimento e iluminação.

6.6.2 Fiação, terminais e bornes:

Todos os cabos de alimentação, controle, comando, proteção, sinalização, secundários de transformadores de corrente, informação e dados, devem seguir as seguintes exigências:

- Toda fiação utilizada deve ser composta de condutores de cobre flexível, isolamento de PVC, e isolação de 0,6/1 kV, do tipo chama não propagante, de acordo com a ABNT NBR 7289;

- Toda a fiação, quando em contato com o óleo isolante, deve resistir aos efeitos deste;
- As seções milimétricas dos cabos não devem ser inferiores à 1,5 mm²;
- Toda terminação deve possuir terminais de pressão pré-isolados, preferencialmente do tipo olhal, para terminais tipo pino ou forquilha, com sistema de trava química para cada ponto de conexão;
- Toda fiação deve ser identificada por anilhas plásticas indeléveis do tipo anel, e com gravações em baixo relevo, com códigos alfanuméricos utilizados no projeto aprovado e não serão aceitas identificações adesivas e/ou do tipo encaixe;
- Os bornes ou blocos terminais devem ser do tipo “parafuso passante”, próprios, para ligação de condutores com terminais tipo “olhal” para, e em caso de impossibilidade de aplicações deste tipo de bornes devido as características de projeto do dispositivo e sensor, deve-se usar bornes ou blocos terminais para terminais tipo pino ou forquilha com sistema de trava química para cada ponto de conexão;
- Não serão aceitos bornes ou blocos terminais do tipo pressão por mola;
- Os parafusos e arruelas dos bornes ou blocos terminais devem ser de materiais não ferrosos e estanhados;
- A capacidade de cada terminal dos bornes ou blocos terminais deve exceder à 15 % a ampacidade do circuito a ele conectado;
- Devem ser previstos 10 % de bornes ou blocos terminais de cada tipo utilizado para uso reserva;
- Os bornes ou blocos terminais dos circuitos secundários dos transformadores de corrente (TC’s) devem ser curto-circuitáveis e permitir que a operação seja realizada com o TC energizado e possuir um dispositivo automático para curto-circuito em caso de desconexão acidental.

6.7 Relação de ensaios e testes


6.7.1 Geral

- a) As informações abaixo se referem aos relatórios de ensaios de tipo, rotina e especiais, e devem ser atendidas para todos os IED's e sensores de qualquer fornecedor;
- b) Os fornecedores deverão apresentar um relatório completo sobre todos os ensaios efetuados, que deverá ser apresentado em meio magnéticos, contendo todos os dados (métodos, instrumentos e constantes empregadas) necessários à sua perfeita compreensão;
- c) Relatórios de ensaios de tipo, rotina e especial, deverão ser de acordo com o formato padrão do fornecedor;
- d) Este relatório deverá indicar os nomes da Energisa e do fornecedor e os resultados dos ensaios;
- e) Todas as vias do referido relatório serão assinadas pela pessoa encarregada dos ensaios, por um funcionário categorizado do fornecedor e pelo inspetor da Energisa;
- f) Após a revisão do relatório, uma das cópias será devolvida ao fornecedor, aprovando ou não o equipamento;
- g) No caso de a Energisa dispensar a presença do inspetor, na inspeção e ensaios, o fornecedor deverá apresentar, além do referido relatório contendo os requisitos normais, uma garantia de autenticidade dos resultados;
- h) Esta garantia poderá ser dada em um item do mencionado relatório ou por um certificado devidamente assinado por um funcionário categorizado do fornecedor;
- i) Informações mínimas para relatórios de ensaios e testes:

- Descrição do dispositivo e sensor ensaiado com os dados técnicos necessários para sua perfeita identificação;
- Data de ensaio;
- Condições ambientais no momento e local de ensaio;
- Descrição dos ensaios realizados com indicação das normas técnicas adotadas;
- Lista dos equipamentos de ensaio utilizados, dados técnicos e classe de precisão dos mesmos;
- Registro de todos os resultados e observações feitas durante o ensaio.

6.7.2 Ensaios de tipo (T)

- a) Os ensaios realizados na fábrica poderão ser acompanhados por um inspetor da Energisa ou por terceirizado indicado pelo grupo;
- b) O fornecedor deve assegurar ao inspetor da Energisa o direito de familiarizar-se, em detalhes, com as instalações e os equipamentos a serem utilizados, estudar todas as instruções e desenhos, verificar calibrações, presenciar ensaios, conferir resultados e, em caso de dúvida, efetuar novas inspeções e exigir a repetição de qualquer ensaio.
- c) O fornecedor deverá apresentar ao responsável pela Energisa após a finalização dos ensaios, por meio magnético, uma via dos relatórios de ensaios de fábrica, incluindo no mínimo, as seguintes informações:
- d) Identificação completa do equipamento e seus componentes, incluindo tipo, número de série, valores nominais e referência do número do contrato;
- e) Descrição detalhada dos ensaios, informando o diagrama dos circuitos de ensaio, equipamentos utilizados, valores esperados, métodos de medição, erros considerados na medição etc.;

- 
- f) Valores encontrados nos ensaios, curvas, memórias de cálculo e fórmulas empregadas para determinação dos resultados;
 - g) Interpretação dos resultados, apontando valores medidos em relação a valores esperados, e o respectivos desvios entre valores.
 - h) Os ensaios de tipo especificados pela Energisa, deverão ser realizados em apenas um dispositivo e/ou sensor do lote;
 - i) Os ensaios de rotina especificados deverão ser realizados em todos IED's e/ou sensores do lote;
 - j) Se houver componentes em separado do IED e/ou sensor, estes devem ser submetidos a ensaios individualmente;
 - k) Registro de todos os resultados e observações feitas durante o ensaio.
 - l) A princípio não serão executados ensaios de tipo nos equipamentos, para os quais o fornecedor apresentará certificados de testes realizados por órgão reconhecido e oficial, do mesmo sensor (tipo e modelo) que está sendo adquirido;
 - m) A Energisa, pode vir a solicitar algum ensaio de tipo com ou sem participação da Energisa;
 - n) Os certificados dos ensaios de tipo, relacionados na Tabela 1, deverão ser apresentados pelo fornecedor, para análise e aprovação da Energisa.


6.7.3 Ensaios de recebimento (RE)

- a) O fornecedor deverá apresentar o programa de controle de qualidade usualmente utilizado na fabricação do equipamento;
- b) A Energisa irá fazer uma verificação, avaliando se o sensor está completo e contém todos os componentes e os acessórios requeridos, conforme os desenhos aprovados, em caso contrário os ensaios de rotina serão interrompidos e remarcado após correções por parte do fornecedor;

c) Os ensaios de rotina a serem realizados em fábrica serão no mínimo o seguinte:

- Inspeção geral:
- Inspeção visual e dimensional;
- Meios de fixação e acessórios;
- Operação em laboratório (bancada) para visualizar o perfeito funcionamento dos “hardwares” e “softwares” relativos as funções, recursos, ajustes de parametrizações e operação de relés de saída, via “hardware e software” e por meio local e remoto;
- Teste de tensão suportável nominal à frequência industrial (60 Hz) - tensão aplicada (1,5 kV / 1 min.), com todos os terminais elétricos curto-circuitado, contra terra;
- Os ensaios devem ser realizados em todos os IED’s e/ou sensores do lote.
- Testes de recebimento e comissionamento:
 - ✓ Para os testes de recebimento (montado no transformador de potência e na fábrica do fornecedor do transformador) e o comissionamento (sensor montado no transformador de potência e em campo), os ensaios devem ser realizados em todos os IED’s e/ou sensores do lote;
 - ✓ Para cada sensor fornecido, o fornecedor deve ser apresentar um certificado individual que ateste o sucesso na execução do teste de recebimento e comissionamento.
- Operação em laboratório (bancada) para visualizar o perfeito funcionamento dos “hardwares” e “softwares” relativos as funções, recursos, ajustes de parametrizações e operação de relés de saída, via “hardware e software” e por meio local e remoto.

6.7.4 Ensaios especiais (E)



A Energisa irá definir os ensaios especiais em função da necessidade e informará no momento da abertura da licitação.

NOTA:

- VI. Para sensores que não possuam sistemas eletrônicos embarcados consideram excluídos os ensaios e testes de interferência.

6.8 Peças sobressalentes

Em sua proposta, o fornecedor deverá apresentar itens definidos para as peças sobressalentes consideradas necessárias ou convenientes, com as respectivas listas de preços.

A quantidade proposta deverá ser relacionada a um período de operação de 5 (cinco) anos, ficando a cargo da Energisa definir a relação final e quantidade de peças a serem adquiridas ou não.

As peças sobressalentes deverão ser idênticas, em todos os aspectos, às correspondentes do equipamento original.


Serão submetidas à inspeção e ensaios e deverão ser incluídas na mesma remessa que o equipamento original, acondicionadas em volumes separados e marcados claramente “peças sobressalentes”.

Deverá ser fornecida a numeração codificada das peças sobressalentes para as facilidades de aquisição das mesmas, quando necessário.

O fornecedor deverá informar em sua proposta o período de manutenção de fornecimento dos sobressalentes (da OCM associada), bem como o prazo máximo para entrega do mesmo.

6.9 Meio ambiente e segurança do trabalho

No caso de fornecimento nacional, os fabricantes e fornecedores devem cumprir rigorosamente com a legislação ambiental e requisitos de segurança do trabalho da



Energisa e as demais legislações federais, estaduais e municipais aplicáveis, em todas as etapas da fabricação, do transporte e do recebimento dos IED's e/ou sensores.

No caso de fornecimento internacional, os fabricantes e fornecedores estrangeiros devem cumprir a legislação ambiental vigente nos seus países de origem e as normas internacionais relacionadas à produção, ao manuseio e ao transporte dos IED's e/ou sensores, até a entrega no local indicado pela Energisa, considerando os requisitos de segurança do trabalho da Energisa.

Ocorrendo transporte em território brasileiro, os fabricantes e fornecedores estrangeiros devem cumprir a legislação ambiental brasileira, e as demais legislações federais, estaduais e municipais aplicáveis e os requisitos de segurança do trabalho da Energisa.

O fornecedor é responsável pelo pagamento de multas e pelas ações decorrentes de práticas lesivas ao meio ambiente, que possam incidir sobre a Energisa, quando derivadas de condutas praticadas por ele ou por seus subfornecedores.


No transporte dos IED's e/ou sensores, devem ser atendidas as exigências do ministério dos transportes e dos órgãos ambientais competentes, especialmente as relativas à sinalização da carga.

A Energisa poderá verificar nos órgãos oficiais de controle ambiental, bem como o cumprimento dos requisitos de segurança do trabalho da Energisa, quanto a validade das licenças de operação da unidade industrial e de transporte dos fornecedores e subfornecedores.

A fornecedor deverá encaminhar junto à proposta técnica a declaração assinada que assume desde já o compromisso de aceitar e cumprir todos os requisitos, procedimentos e normativas de meio ambiente e segurança do trabalho.

O fornecedor deverá solicitar a Energisa os “requisitos de segurança do trabalho”.

6.10 Garantias e penalizações



O fornecedor deverá garantir o fornecimento durante a execução do contrato e durante o período de garantia contra quaisquer defeitos que não possam ser atribuídos a seu uso inadequado.

O período de garantia deverá ser de 18 (dezoito) meses de operação satisfatória, para cada lote do fornecimento, a contar da data de entrada em operação, ou 24 (vinte e quatro) meses a partir da última entrega relacionada com o lote, prevalecendo à data que primeiro ocorrer, exceto quando o fornecimento não entrar em operação nas datas estipuladas pela Energisa por culpa do fornecedor. Em tal caso, o prazo de 18 (dezoito) meses de operação satisfatória prevalecerá para o lote afetado.


Caso o fornecimento apresente defeitos ou deixe de atender aos requisitos exigidos, a Energisa poderá rejeitá-lo e exigir que o fornecedor proceda a sua imediata substituição ou correção, devidamente montado, sem ônus para a Energisa. Nesse caso, um novo período de garantia de 18 (dezoito) meses de operação satisfatória deverá entrar em vigor, para o lote em questão.

Caso, depois de notificado pela Energisa, o fornecedor se recusar ou deixar de corrigir ou substituir o fornecimento, a Energisa terá direito de efetuar o trabalho de correção por seu próprio pessoal ou por terceiros, conforme julgar necessário, a fim de reparar quaisquer defeitos, e de deduzir os respectivos custos de qualquer crédito devido ao fornecedor ou de iniciar uma ação judicial para reavê-los.

Caso o fornecedor se recuse a efetuar as modificações necessárias, ou se após as modificações ficar evidente a impossibilidade de serem obtidos a operação normal e satisfatória do sensor conforme constatado nos ensaios e testes de recebimento e comissionamento, o fornecimento poderá ser recusado com todas as implicações contratuais.

6.11 Transporte e condições de entrega

Os equipamentos devem ser adequadamente acondicionados para transporte salvaguardando a integridade física e funcional dos mesmos.



Será de responsabilidade do fornecedor a observância das exigências da legislação pertinente ao frete relativo ao fornecimento, bem como atender aos requisitos impostos pelas empresas seguradoras.

Para equipamentos que contenham painéis elétricos com dispositivos de desumidificação, o fornecedor deverá prover na embalagem um ponto elétrico para alimentação do respectivo dispositivo, devendo inclusive informar a tensão de alimentação.

Os preços das embalagens deverão estar incluídos no preço do fornecimento, cujo método de embalagem deverá ser submetido, com suficiente antecedência, à aprovação da Energisa.


O fornecedor será responsável por qualquer dano, perda ou atraso na entrega e posteriores consequências, resultantes de embalagens não adequadas ou impróprias.

Após a embalagem do equipamento, caso haja necessidade de acondicionamento em vários volumes, deverá ser disponibilizado um romaneio contendo a descrição e quantidade de acessórios existentes em cada volume, sendo encaminhado em conjunto com a documentação de informações técnicas solicitadas.

A embalagem deverá ser adequada, de maneira a proteger o equipamento durante o transporte, sob condição de grande movimentação, transbordo, trânsito sobre estradas não pavimentadas, armazenamento prolongado, exposição à umidade, bem como suportar as movimentações por empilhadeiras e guindastes.

No caso de equipamentos e peças suscetíveis de danos por umidade, deverá ser usado um revestimento plástico interno à embalagem, impermeável e selado com fita adesiva. Deverá ser providenciado proteção da embalagem por uso de material higroscópico (sílica-gel). Este procedimento é obrigatório para transporte marítimo.

As embalagens para armazenamento ao tempo, deverão ser de estrutura metálica ou de madeira. Os materiais metálicos deverão ser zincados. A madeira deverá ser seca, de primeira qualidade, sem nós e isentas de falhas.



Todo equipamento e/ou acessórios deverão ser enviados pelo fornecedor para o destino, contendo, em local externo e visível da embalagem as seguintes informações:

- Número da Ordem de Compra de Materiais (OCM);
- Número da nota fiscal;
- Número de série dos equipamentos;
- Obra de destino em destaque;
- Número sequencial da caixa ou peça;
- Peso bruto e líquido, em quilograma (kg).

6.12 Apresentação da proposta - valores garantidos

- a) Para todos os efeitos, o ato do envio da proposta a Energisa, significa, implicitamente, que o fornecedor concorda com as exigências desta especificação e consideram que tem condições de satisfazê-la.
- b) Independentemente de todas as informações que o fornecedor julgar necessárias, os itens relacionados a seguir serão obrigatórios, sob pena de desclassificação da proposta:
 - c) Desenhos e documentos mínimos para apresentação da proposta:
 - Tipo e modelo do equipamento;
 - Desenhos dimensionais e de instalação;
 - Diagramas elétricos e eletrônicos;
 - Planilhas de características técnicas com todos os valores propostos preenchidos;
 - Manuais de operação, instalação e manutenção;

- Certificados de ensaios de tipo;
- Declaração assinada que assume desde já o compromisso de aceitar e cumprir todos os requisitos, procedimentos e normativas de meio ambiente e segurança do trabalho;
- Lista de peças sobressalentes;
- Indicação de desvios técnicos com relação à especificação, acompanhados das devidas justificativas para avaliação da Energisa;

6.13 Exceções à especificação


O fornecedor deverá relacionar, em um item em separado, sob o título "exceções à especificação", todas as características do equipamento a ser fornecido que estejam em divergência com os requisitos da especificação e da coleta de preços (COP). Fica entendido que todas as características do equipamento a ser fornecido, não relacionado nos itens mencionados, deverão estar de acordo com os requisitos desta especificação e da coleta de preços (COP).

A Energisa se reserva o direito de não aceitar as propostas que não cumprirem as exigências acima.

6.14 Programa de treinamento

O fornecedor deverá fornecer treinamento para os colaboradores da Energisa envolvidos com a manutenção do transformador de força, de forma a garantir a capacitação. Facilitar a absorção de conhecimentos sobre a filosofia de funcionamento do sensor, parametrização, montagem, manutenção e operação.

7 CARACTERÍSTICAS E REQUISITOS TÉCNICOS ESPECÍFICOS DOS IED'S E SENSORES APLICADOS À PARTE ATIVA DO TRANSFORMADOR




As condições descritas abaixo deverão ser cumpridas para todos os IED's e sensores de qualquer fornecedor.

7.1 Medição de temperatura

7.1.1 Medição de temperatura do óleo e enrolamento. Método: imagem térmica (medição eletrônica)

Requisitos mínimos:

- a) Faixa de indicação da temperatura: 0 a 150 °C (óleo e enrolamentos);
- b) Indicação local via display e indicação remota;
- c) Tecnologia com base em microprocessadores de última geração;
- d) Algoritmo e modelagem térmica de acordo e adaptável, no mínimo, às normas ABNT NBR 5356-7, IEEE C57.91, IEC 60076-7;
- e) Medição e indicação individual das temperaturas do óleo e de três enrolamentos;
- f) Medição e indicação individual de temperatura ambiente;
- g) Memória de massa não volátil para as todas as temperaturas medidas e todas as ocorrências (atuação da refrigeração, alarmes e desligamentos e registro de ocorrências);
- h) Relógio interno com ajuste mantido por no mínimo 48 horas em caso de falta de alimentação, sem o uso de baterias;
- i) Autodiagnóstico para detecção de falhas internas ou em sensores;
- j) Cálculo da previsão de gradiente final de temperatura óleo-enrolamento para a carga atual;
- k) Parametrização via teclado no equipamento e remota via rede comunicação;

- 
- l) Função de pré-resfriamento e exercício de resfriamento;
- m) Livre de calibração e manutenção;
- n) Ausência de partes mecânicas;
- o) Permitir comunicação remota via portas de comunicações e protocolos informados no item 6.1 desta especificação.
- p) Entradas:
- Para 2 (dois) sensores PT-100 com 3 (três) fios, sendo um PT-100 redundante, com auto calibração, podendo ser usado para medição da temperatura ambiente ou óleo do comutador;
 - Para medição de corrente de cada enrolamento aplicável, via TC de bucha ou TC externo, com dispositivo de proteção para abertura acidental do secundário;
- q) Saídas:
- Saídas digitais programáveis e atuações instantâneas, para alarme, desligamento, 1º e 2º estágios de refrigeração, falha interna e operação normal;
 - Saídas digitais programáveis e atuações temporizadas (0 a 20 min.), para alarme, desligamento;
 - Saídas analógicas individuais (4 a 20 mA) para temperaturas do óleo e enrolamentos;
- r) Atender todas as exigências declaradas no item C desta especificação.
- s) Sensores e acessórios associados:
- Sensor PT-100 ohms a 0 °C, para uso em termoposto de transformadores, 4 (quatro) fios para compensação de resistência, isolamento de 2,0 kV, norma ASTM E1137, classe b;

- TC's de bucha de acordo com projeto do transformador.
- t) Requisitos mínimos do PT-100 e abrigo meteorológico (medição de temperatura ambiente):
- Faixa de indicação da temperatura: 0 a 150 °C;
 - Sensor PT-100 ohms a 0 °C, 4 (quatro) fios para compensação de resistência;
 - Isolação de 2,0 kV, norma ASTM E1137, classe b;
 - Construção: tubo de 10 a 150 mm de comprimento ajustável, diâmetro de 10 mm, rosca 3/4" BSP, cabeçote com prensa-cabo 1/2" BSP;
 - Instalação:
 - ✓ Em estrutura metálica de estação de temperatura ambiente;
 - ✓ Fixado na lateral externa do painel do transformador, em um ponto de menor incidência direta de sol.
 - Os cabos de interconexão entre sensor e conversor deverão ser blindados e devidamente aterrados;
 - Atender todas as exigências declaradas no item 3 desta especificação.
 - Estação de temperatura ambiente - abrigo meteorológico;
 - Composto de placas de alumínio separadas por espaçadores de nylon;
 - Permitir que o PT-100 fique protegido da radiação incidente ou refletida e da chuva, mesmo em condições de vento forte.

7.2 Medição de gases dissolvidos e umidade

7.2.1 Métodos: membrana, vácuo headspace direto / membrana contato direto com óleo

Requisitos mínimos:

- a) Faixa de medição maior ou igual a 2.000 ppm;
- b) Ser composto de controlador microprocessado;
- c) Tempo de resposta igual ou menor a 60 minutos;
- d) Repetibilidade máxima de 10 % sobre a leitura ou 15 ppm (o que ocorrer primeiro);
- e) Armazenamento de dados maior que 2.000.000 pontos - taxa de amostragem maior ou igual a 100 kbits/s;
- f) Não necessitar de calibração;
- g) Possuir autodiagnóstico e indicação de falhas operacionais;
- h) Possuir no mínimo 3 relés de saída programáveis;
- i) Permitir comunicação remota via portas de comunicações e protocolos informados no item 6.2 desta especificação;
- j) Grau de proteção mínima: IP-65;
- k) Medição de umidade com precisão e repetibilidade de $\pm 2,0$ % da saturação da água;
- l) Atender todas as exigências declaradas no item 3 desta especificação;

Tecnologias aceitáveis:

- Infravermelho (absorção direta ou fotoacústica);
- Célula de condutividade térmica;
- Sensores de óxido de metal;
- Sensores de filme de metal.

Medição:

- 01 gás: hidrogênio;
- 02 gases: hidrogênio e monóxido de carbono;
- 03 gases: hidrogênio, monóxido de carbono e acetileno;
- 04 gases: hidrogênio, monóxido de carbono, acetileno e etileno;
- 05 gases: hidrogênio, monóxido de carbono, metano, acetileno e etileno;
- 07 gases: hidrogênio, monóxido de carbono, dióxido de carbono, metano, acetileno, etileno e etano;
- 08 gases: hidrogênio, monóxido de carbono, dióxido de carbono, metano, acetileno, etileno, etano e oxigênio;
- 09 gases: hidrogênio, monóxido de carbono, dióxido de carbono, metano, acetileno, etano, etileno, nitrogênio e oxigênio;
- Umidade: 0 a 100 % de saturação de água.

Restrições:


- Não serão aceitos equipamentos que utilizem insumos, para operação dos equipamentos (exemplo: gás de arraste)

7.3 Medição de descargas parciais

7.3.1 Métodos: acústico / UHF / TAP capacitivo

Requisitos mínimos (quando aplicável):

- a) Ser composto de controlador microprocessado;
- b) Faixa de medição: -10 V a +10 V;
- c) Canais de entrada: 03 + 01 reserva;

- 
- d) Canais simultâneos: mínimo 4;
 - e) Taxa de amostragem: 100 m amostras / segundo;
 - f) Largura de banda conforme ABNT NBR IEC 60270;
 - g) Resolução mínima 12 bits;
 - h) Armazenamento mínimo: 32 GB;
 - i) Permitir a contagem de pulsos (unitário);
 - j) Apresentar amplitude de pulsos (pC);
 - k) Apresentar indexação das descargas parciais (mW);
 - l) Não necessitar de calibração;
 - m) Possuir autodiagnóstico e indicação de falhas operacionais;
 - n) Possuir no mínimo 3 (três) relés de saída programáveis;
 - o) Permitir comunicação remota via portas de comunicações e protocolos informados no item 6.2 desta especificação;
 - p) Grau de proteção mínima: IP-56 (instalação ao tempo) e IP-20 (instalação abrigada);
 - q) Atender todas as exigências declaradas no item 3 desta especificação;

Sensores associados:

- Adaptadores de buchas com 01 entrada opcional para UHF, com os seguintes recursos:
 - ✓ Com vedação contra intempéries;
 - ✓ Garantir a rigidez mecânica;

- ✓ Proteção contra sobretensões e sobrecorrentes e fenômenos transitórios;
- ✓ Proteção contra abertura accidental do circuito de medição, evitando a abertura do TAP, com informação visual e informação via dados através de operação de contato seco;
- ✓ Adaptável fisicamente às buchas dos transformadores (instalação, tipo de roscas, comprimento etc.);
- Antena:
 - ✓ Para instalação em válvula;
 - ✓ Permitir meios de adaptação em válvula de dreno do transformador;
- Atender todas as exigências declaradas no item 6.1 desta especificação.

7.4 Medição de tensão e corrente

7.4.1 Métodos: via transformadores de corrente (TC) e transformadores de potencial (TP)

Requisitos mínimos:

- a) Deverá ser aplicado preferencialmente os TC's e TP's existentes no transformador ou no sistema elétricos conectado ao transformador;
- b) Para casos em que se aplicam TC's e TP's específicos para o sistema de monitoramento, seguir as seguintes exigências:
 - Ser de acordo com as especificações técnicas de TC's e TP's da Energisa;
 - Para os TC's deve ser previsto dispositivos contra a abertura accidental do circuito secundário;
 - Os TC's devem ser do tipo "medição";

- Para os TP's deve ser previsto a proteção contra sobrecarga e curto-circuito;

c) Atender todas as exigências declaradas no item 6.2 desta especificação.


8 CARACTERÍSTICAS E REQUISITOS TÉCNICOS ESPECÍFICOS DOS IED'S E SENSORES APLICADOS AO COMUTADOR SOB CARGA DO TRANSFORMADOR

8.1 Medição de torque do eixo do comutador

8.1.1 Método: potência e energia do motor do comutador

Requisitos mínimos:

- a) Faixas de medição:
 - Corrente: 0 a 10 A (CA - RMS);
 - Tensão: 0 a 265 V (CA - F-F) ou 0 a 300 V (CC);
- b) Tecnologia com base em microprocessadores de última geração;
- c) Indicação local via display e indicação remota;
- d) Indicação de energia consumida;
- e) Indicação do número de operações e tempo de operação;
- f) Indicação de desgaste de contatos do comutador;
- g) Indicação da corrente de pico;
- h) Parametrização via teclado no equipamento e remota via rede comunicação;
- i) Algoritmo que permita o cálculo da energia e do torque com base nos valores de potência, tensão e corrente do motor do comutador;

- 
- j) Memória de massa não volátil para as ocorrências (medições, alarmes etc.);
- k) Permitir as oscilografias de corrente, tensão e fator de potência do motor do comutador;
- l) Permitir a assinatura de potência do motor, durante a operação;
- m) Autodiagnostico para detecção de falhas internas ou em sensores;
- n) Livre de calibração e manutenção;
- o) Ausência de partes mecânicas;
- p) Permitir comunicação remota via portas de comunicações e protocolos informados no item c desta especificação;
- q) Entradas:
- 1 TP auxiliar trifásico para medições de tensão CA ou 3 shunt's para medições de tensão CC;
 - 3 TC's auxiliares (clip-on) para medições de corrente CA ou 3 shunt's para medição de corrente CC;
- r) Saídas:
- 3 saídas digitais programáveis e atuações instantâneas, para alarme, desligamento, falha interna e operação normal;
- s) Atender todas as exigências declaradas no item 6.2 desta especificação.

Sensores associados:

- 1 TP auxiliar trifásico para tensões de 100 a 300 Vca;
- 3 TC's auxiliares (clip-on) para correntes de 0 a 10 Aca;
- 3 shunt's adequado para o nível de tensão e corrente do motor do comutador.

8.2 Regulação de tensão e paralelismo

8.2.1 Método: medição de tensão de linha, corrente de carga e posição do comutador

Requisitos mínimos:

- a) Tecnologia com base em microprocessadores de última geração;
- b) Indicação local via display e indicação remota;
- c) Indicação de posição de TAP;
- d) Número de operações do comutador;
- e) Parametrização via teclado no equipamento e remota via rede comunicação;
- f) Algoritmo para cálculos de regulação de tensão, temporizações, faixas de insensibilidade, compensação de queda de tensão na linha;
- g) Algoritmo para cálculos de potências ativa, reativa e aparente, frequência, fator de potência;
- h) Permitir o comando local/remoto, automático/manual, elevar tensão/baixar tensão;
- i) Possuir as seguintes funções:
 - Compensador de queda de tensão na linha;
 - Bloqueio por subtensão (70 a $90 \% * U_n$) e sobrecorrente (1.2 a $2.0 * I_n$);
 - Ajuste da insensibilidade ($\pm 0,6 \%$ a $\pm 6,0 \% * U_n$);
 - Temporização linear e inversa (15 a 120 s);
 - Ajuste da tensão de referência (60 a 130 V - precisão $1,0 \%$);
 - Terminais acessíveis para medição da tensão regulada;

- Sinalizações de:
 - ✓ Comutador em movimento;
 - ✓ Disjuntor acionamento desarmado;
 - ✓ Posições: local/remoto, automático/manual;
- j) Possuir as seguintes funções, de paralelismo:
 - Utilizar o método mestre-comandado-individual;
 - Permitir bloqueio por discordância de posições - falta de sincronismo;
 - Sinalizações de discordância de posições - falta de sincronismo;
- k) Memória de massa não volátil para as todas as temperaturas medidas e todas as ocorrências (atuação da refrigeração, alarmes e desligamentos e registro de ocorrências);
- l) Relógio interno com ajuste mantido por no mínimo 48 horas em caso de falta de alimentação, sem o uso de baterias;
- m) Autodiagnóstico para detecção de falhas internas ou em sensores;
- n) Livre de calibração e manutenção;
- o) Ausência de partes mecânicas;
- p) Permitir comunicação remota via portas de comunicações e protocolos informados no item 6.2 desta especificação;
- q) Entradas:
 - Sinal de tensão a ser regulada (referência 115 Vca);
 - Sinal de corrente de carga (referência 5,0 Aca);
 - Sinal potenciométrico para indicação de posições do comutador;

r) Saídas:

- Saídas digitais programáveis e atuações instantâneas, para alarme, desligamento, falha interna, operação normal etc.;
- Saídas analógicas individuais (4 a 20 mA);

s) Atender todas as exigências declaradas no item 6.2 desta especificação;

Sensores associados:


- TP para medição da tensão de linha, com secundário de 115 Vca, precisão 1,0 %;
- TC's de bucha com secundário de 5,0 Aca e de acordo com projeto do transformador.

9 CARACTERÍSTICAS E REQUISITOS TÉCNICOS ESPECÍFICOS DOS IED'S E SENSORES APLICADOS ÀS BUCHAS CAPACITIVAS DO TRANSFORMADOR

9.1 Métodos: medição de tensão capacitiva (TAP capacitivo)

Recursos mínimos:

- a) Ser composto de controlador microprocessado;
- b) Medição:
 - Variação percentual do valor da capacitância;
 - Variação percentual do valor do fator de potência (tangente delta);
 - Corrente de fuga;
- c) Permitir a conexão de 3 (três) buchas e estar preparado para mais 3 (três) buchas;

- 
- d) Possuir indicações das tensões trifásicas fase-terra e fase-fase, calculadas com base nas correntes de fuga medidas e capacitâncias das buchas;
 - e) Possuir ajustes de valores iniciais de capacitância e tangente delta independentes para as buchas das fases A, B e C e reserva, para aplicação de transformadores trifásicos com fase reserva;
 - f) Possuir ajustes de valores de alarme de capacitância e tangente delta independentes para as buchas das fases A, B e C e reserva;
 - g) Possuir ajuste automático de alarmes de capacitância e tangente delta para todas as buchas simultaneamente, para facilidade de comissionamento;
 - h) Efetuar cálculo das tendências de evolução de capacitância (PF/dia) e tangente delta (%/dia), com extrapolação dos tempos restantes para alcançar níveis de alarme, em dias;
 - i) Possuir alarmes por tendências de evolução de capacitância e tangente delta elevadas se o número de dias restantes para alarme for menor que o limite programado;
 - j) Possuir alarmes por correntes de fuga das buchas altas ou muito altas, com temporização ajustável;
 - k) Efetuar checagem de consistência dos alarmes de corrente de fuga alta e muito alta pela comparação das medições de correntes de fuga com a medição de soma vetorial das correntes, de forma a bloquear alarmes indevidos. Indicação de alerta de autodiagnóstico em caso de inconsistência;
 - l) Possuir ajuste automático dos valores de alarme para correntes de fuga altas ou muito altas, com base nas medições de correntes durante o período de aprendizado dos cálculos de capacitância e tangente delta e na margem de segurança programada pelo usuário em percentual;
 - m) Possuir autodiagnóstico e indicação de falhas operacionais;
 - n) Possuir no mínimo 7 (sete) relés de saída programáveis;

- o) Permitir comunicação remota via portas de comunicações e protocolos informados no item 6.2 desta especificação;
- p) Grau de proteção mínima: IP-20 (instalação abrigada);
- q) Atender todas as exigências declaradas no item 6.2 desta especificação;

Sensores associados:


- Adaptadores de buchas com os seguintes recursos:
 - ✓ Com vedação contra intempéries;
 - ✓ Garantir a rigidez mecânica;
 - ✓ Proteção contra sobretensões e sobrecorrentes e fenômenos transitórios;
 - ✓ Proteção contra abertura acidental do circuito de medição, evitando a abertura do TAP, com informação visual e informação via dados através de operação de contato seco;
 - ✓ Adaptável fisicamente às buchas dos transformadores (instalação, tipo de roscas, comprimento etc.);
- Atender todas as exigências declaradas no item 6.2 desta especificação.

10 CARACTERÍSTICAS E REQUISITOS TÉCNICOS ESPECÍFICOS DOS IED'S E SENSORES APLICADOS À CONSERVAÇÃO DO ÓLEO DO TRANSFORMADOR

10.1 Medição de nível do óleo

10.1.1 Método: leitura direta

Requisitos mínimos:

- 
- a) Medição de 0 a 100 % (por boia ou sinal analógico de 4 a 20 mA);
 - b) Indicação local via display e indicação remota;
 - c) Tecnologia com base em microprocessadores de última geração;
 - d) Parametrização via teclado no equipamento e remota via rede comunicação;
 - e) Autodiagnóstico para detecção de falhas internas ou em sensores;
 - f) Livre de calibração e manutenção;
 - g) Ausência de partes mecânicas;
 - h) Permitir comunicação remota via portas de comunicações e protocolos informados no item 6.2 desta especificação;
 - i) Entradas:
 - Para até 3 (três) sensores PT-100 com 3 (três) fios;
 - j) Saídas:
 - Saídas digitais programáveis, para nível máximo e mínimo, falha interna e operação normal;
 - Saídas analógicas individuais (4 a 20 mA) para temperaturas do óleo e enrolamentos;
 - Atender todas as exigências declaradas no item 3 desta especificação;

Sensores Associados:

- Boia resistiva;
- Saída analógica de 4 a 20 mA.

10.2 Detecção de ruptura da bolsa do conservador

10.2.1 Método: óptico

Requisitos mínimos:

- a) Tecnologia com base em microprocessadores de última geração;
- b) Autodiagnóstico para detecção de falhas internas ou em sensores;
- c) Livre de calibração e manutenção;
- d) Ausência de partes mecânicas;
- e) Permitir comunicação remota via portas de comunicações e protocolos informados no item 6.2 desta especificação;
- f) Entradas:
 - Para um sensor óptico;
- g) Saídas:
 - Saída digital para alarme;
 - Atender todas as exigências declaradas no item 3 desta especificação;

Sensores associados:

- Sensor óptico com caixa de passagem.

11 NOTAS COMPLEMENTARES

A presente Especificação Técnica não invalida qualquer outra da ABNT ou de outros órgãos competentes, mesmo a partir da data em que a mesma estiver em vigor. Todavia, em qualquer ponto onde surgirem divergências entre esta Especificação Técnica e as normas dos órgãos citados, prevalecerão as exigências mínimas aqui estabelecidas.

Quaisquer críticas e/ou sugestões para o aprimoramento desta Especificação Técnica serão analisadas e, caso sejam válidas, incluídas ou excluídas deste texto.

As sugestões deverão ser enviadas à Energisa pelo e-mail:

normas.tecnicas@energisa.com.br

12 HISTÓRICO DE VERSÕES DESTE DOCUMENTO

Data	Versões	Descrição das alterações realizadas
20/08/2020	1.0	<ul style="list-style-type: none">• Elaboração inicial
10/08/2021	2.0	<ul style="list-style-type: none">• Inclusão do item “OBRIGAÇÕES E COMPETÊNCIA”;• Revisão do item 6.6.2, letra n).• Adição de anexo D1 definindo os sensores a serem considerados para fornecimento.
01/11/2022	3.0	<ul style="list-style-type: none">• Remoção dos Anexos:<ul style="list-style-type: none">○ Tabela de definição dos IED’s de monitoramento por família de transformador de potência novos;○ Tabela com definição das famílias de transformadores de potência.


13 VIGÊNCIA

Esta Especificação Técnica entra em vigor na data de 01/03/2023 e revoga as documentações anteriores.

14 TABELAS

TABELA 1 - Relação dos ensaios

Descrição dos ensaios	Norma de referência	Tipo de ensaio
Inspeção visual e dimensional	-	T
Testes ambientais e físicos	-	T
Grau de proteção IP	ABNT NBR IEC 60529	T
Vibração	IEC 60255-21-1 e IEC 60255-21-2 para classe 1	T
Vibração	IEC 60255-21-3 para classe 2	T
Frio	IEC 60068-2-1	T
Calor úmido (cíclico)	IEC 60068-2-30	T
Calor seco	IEC 60068-2-30	T
Rigidez dielétrica e impulso	IEC 60255-27	T
Interferência	-	T
Imunidade a descargas eletrostáticas	IEC 60255-26 / IEEE C37.90.2	T
Imunidade de campo eletromagnético irradiado	IEC 60255-26 / IEC 61000-4-3 / IEEE C37.90.2	T
Teste de imunidade elétrica transitória / explosão rápida	IEC 60255-26 / IEC 61000-4-4	T
Imunidade a surtos	IEC 60255-26 / IEC 61000-4-5	T
Capacidade de resistência a surtos	IEC 60255-26 / IEEE C37.90.1	T
Imunidade a radiofrequência conduzida	IEC 60255-26 / IEC 61000-4-6	T
Imunidade a campo magnético	IEC 61000-4-8	T
Emissão eletromagnética	-	T
Emissões conduzidas	IEC 60255-25	T
Emissões radiadas	IEC 60255-25	T
Inspeção visual para identificar possíveis danos de transporte	-	RE
Inspeção visual das instalações elétricas, mecânicas do IED e seus acessórios	-	RE
Alimentação e aterramento	-	RE



Descrição dos ensaios	Norma de referência	Tipo de ensaio
Testes das entradas	-	RE
Testes das saídas	-	RE
Comunicação via protocolos disponíveis (Modbus, DNP3 e IEC 61850)	IEC 61850	RE
Parametrização e ajustes	-	RE
Acionamento de relés	-	RE

Legenda:

T - Ensaio de tipo

RE - Ensaio de recebimento

TABELA 2 - Códigos dos sensores de monitoramento para transformadores de potência

Código Energisa	Descrição resumida dos sensores	Descrição completa dos sensores para transformadores de potência
690882	Sensor temperatura parte ativa enrolamento transformador - termômetro	Sensor temperatura - tf, aplicação: transformador de potência, parte: parte ativa, modelo: temperatura óleo e enrolamento, tipo: termômetro, faixa medição: 0 a 150 graus, calibração: livre de calibração, tipo de gabinete: aço inox compatível com IP-65, alimentação: 90 a 264 Vca, interface humana: painel com LCD, entradas: dois sensores PT-100, saída: saídas digitais programáveis / saídas analógicas individuais, controlador: microprocessado
690880	Sensor temperatura parte ativa enrolamento transformador - eletrônico	Sensor temperatura - tf, aplicação: transformador de potência, parte: parte ativa, modelo: temperatura óleo e enrolamento, tipo: medição eletrônica, faixa medição: 0 a 150 graus, calibração: livre de calibração, tipo de gabinete: aço inox compatível com IP-65, alimentação: 90 a 264 Vca, interface humana: painel com LCD, entradas: dois sensores PT-100, saída: saídas digitais programáveis / saídas analógicas individuais, controlador: microprocessado
690879	Sensor temperatura parte ativa núcleo transformador	Sensor temperatura - tf, aplicação: transformador de potência, parte: parte ativa, modelo: temperatura enrolamento e núcleo, tipo: medição direta - fibra óptica, faixa medição: 0 a 150 graus, calibração: livre de calibração, tipo de gabinete: aço inox compatível com IP-65, alimentação: 90 a 264 Vca, interface humana: painel com LCD, entradas: dois sensores PT-100, saída: saídas digitais programáveis / saídas analógicas individuais, controlador: microprocessado

Código Energisa	Descrição resumida dos sensores	Descrição completa dos sensores para transformadores de potência
690641	Sensor para transformador de potência - 1 gás umidade e temperatura	Sensor de gases e umidade, tipo: transformador de potência, quantidade gases: 1 gases, tipo gases: hidrogênio, método extração: membrana / vácuo headspace direto / membrana contato direto com óleo, faixa medição: maior 2.000 rpm, repetibilidade: máxima de 10,0 % sobre a leitura ou 15 ppm, tipo de gabinete: aço inox compatível com IP-55, precisão: 5,0 %, umidade do óleo: 0 a 100 %, temperatura de operação: -35 a 55 c, temperatura do óleo: -10 a 100 graus, umidade relativa do ar: 10 a 95% (não condensante), alimentação: 90 a 264 Vca, alarme: local / remoto por software,
690642	Sensor para transformador de potência - 4 gases umidade e temperatura	Sensor de gases e umidade, tipo: transformador de potência, quantidade gases: 4 gases, tipo gases: hidrogênio / monóxido de carbono / acetileno / etileno, método extração: membrana / vácuo headspace direto / membrana contato direto com óleo, faixa medição: maior 2.000 rpm, repetibilidade: máxima de 10,0 % sobre a leitura ou 15 ppm, tipo de gabinete: aço inox compatível com IP-55, precisão: 5,0 %, umidade do óleo: 0 a 100 %, temperatura de operação: -35 a 55 c, temperatura do óleo: -10 a 100 graus, umidade relativa do ar: 10 a 95% (não condensante), alimentação: 90 a 264 Vca, alarme: local / remoto por software,
690643	Sensor para transformador de potência - 9 gases umidade e temperatura	Sensor de gases e umidade, tipo: transformador de potência, quantidade gases: 9 gases, tipo gases: hidrogênio / monóxido de carbono / dióxido de carbono / metano / acetileno / etano / etileno / nitrogênio / oxigênio, método extração: membrana / vácuo headspace direto / membrana contato direto com óleo, faixa medição: maior 2.000 rpm, repetibilidade: máxima de 10,0 % sobre a leitura ou 15 ppm, tipo de gabinete: aço inox compatível com IP-55, precisão: 5,0 %, umidade do óleo: 0 a 100 %, temperatura de operação: -35 a 55 c, temperatura do óleo: -10 a 100 graus, umidade relativa do ar: 10 a 95% (não

Código Energisa	Descrição resumida dos sensores	Descrição completa dos sensores para transformadores de potência
		condensante), alimentação: 90 a 264 Vca, alarme: local / remoto por software,
690872	Sensor descargas parciais para transformadores de força	Sensor de descargas parciais, aplicação: transformador de potência, local instalação: externa, tipo: microprocessado, faixa medição: -10 V +10 V, canais simultâneos: 4 canais (mínimo), canais entrada: 3 + 1 (reserva), armazenamento: 32 gigabytes (mínimo), alimentação: 90 a 264 Vca, interface humana: painel com LCD
690883	Sensor temperatura comutador sob carga - eletrônico	Sensor temperatura - tf, aplicação: transformador de potência, parte: comutador, modelo: temperatura óleo e enrolamento, tipo: medição eletrônica, faixa medição: 0 a 150 graus, calibração: livre de calibração, tipo de gabinete: aço inox compatível com IP-65, alimentação: 90 a 264 Vca, interface humana: painel com LCD, entradas: dois sensores PT-100, saída: saídas digitais programáveis / saídas analógicas individuais, controlador: microprocessado
690881	Sensor torque no eixo comutador transformador	Sensor torque eixo - tf, aplicação: transformador de potência, parte: comutador, faixa medição corrente: 0 a 10 amperes, faixa medição tensão: 0 a 265 Vca / 0 a 300 Vcc, calibração: livre de calibração, tipo de gabinete: aço inox compatível com IP-65, alimentação: 90 a 264 Vca, interface humana: painel com LCD, entradas: TP e TC auxiliar, saída: saídas digitais programáveis, controlador: microprocessado
690877	Sensor de regulação de tensão e paralelismo	Sensor regulação de tensão e paralelismo, aplicação: transformador de potência, tipo: comutador, controlador: microprocessado, interface humana: painel com LCD, alarme: local / remoto por software, bloqueio: subtensão e sobretensão, canal entrada: tensão / corrente / posição comutador, canal saída: saída digitais e analógicas, local instalação: externa, alimentação: 90 a 264 Vca

Código Energisa	Descrição resumida dos sensores	Descrição completa dos sensores para transformadores de potência
690878	Sensor bucha capacitiva	Sensor bucha capacitiva, aplicação: transformador de potência, conexão: 3 buchas + 3 buchas, medição percentual: capacitância / fator de potência / corrente de fuga, medição tensão: fase/fase e fase/terra, calibração: livre de calibração, tipo de gabinete: compatível com IP-20, controlador: microprocessado, saída: 7 saídas programáveis
690876	Sensor nível óleo	Sensor nível óleo, aplicação: transformador de potência, tipo: reservatório, controlador: microprocessado, interface humana: painel com LCD, alarme: local / remoto por software, medição: 0% a 100%, calibração: livre de calibração, canal entrada: até 3 sensores, canal saída: saída digitais programáveis / saída analógicas individuais, alimentação: 90 a 264 Vca
690875	Sensor ruptura da membrana do conservador	Sensor ruptura conservador, aplicação: transformador de potência, parte: reservatório, modelo: membrana do conservador, tipo: sem partes moveis, calibração: livre de calibração, controlador: microprocessado, canal entrada: óptico, canal saída: saída digital
690884	Sensor monitoramento sistema refrigeração	Sensor monitoramento sistema refrigeração, aplicação: transformador de potência, parte: sistema refrigeração (motor), faixa medição corrente: 0 a 10 amperes, faixa medição tensão: 0 a 265 Vca / 0 a 300 Vcc, calibração: livre de calibração, tipo de gabinete: aço inox compatível com IP-65, alimentação: 90 a 264 Vca, interface humana: painel com LCD, entradas: TP e TC auxiliar
690885	Sensor fluxo óleo do sistema de refrigeração	Sensor fluxo óleo, aplicação: transformador de potência, parte: sistema refrigeração (fluxo óleo), faixa medição: 0 a 100%, calibração: livre de calibração, tipo de gabinete: aço inox compatível com IP-65, alimentação: 90 a 264 Vca, interface humana: painel com LCD, saída: saídas digitais programáveis, controlador: microprocessado

15 ANEXOS

ANEXO A - Aplicação de IED's e sensores em transformadores de potência



A aplicação dos IED's a serem considerados nos transformadores de potência deverão seguir as indicações conforme Tabela 1, selecionados de acordo com a máxima potência e tensão nominal.

A aquisição dos IED's e sensores deverá estar em consonância com projetos de instalação aprovados pela Energisa, bem como as normas presentes nesta especificação.

Atentar que em alguns casos, um único IED poderá atender com diversas grandezas medidas, dada a existência de múltiplas funções ou funções agregadas.

Os IED's deverão ser dispositivos homologados pela Energisa.

Tabela 1 - Relação de sensores e transformadores de força										
Familia	IEDs	Imagem Térmica	1 Gás	Torque do Eixo	Regulação de Tensão	Buchas	Nível de Óleo ²	Ruptura da membrana da Bolsa ²		
		Códigos SISUP	690880	690641	690881	690877	690878	690876	690875	
		Potência (MVA)		Tensão (kV)						
A1'	Transformador de força	Entre 0,4 e 4,9	≤ 34,5	✓	✗	✗	✗	✗	✓	✓
A2		≤ 69	✓	✓	✗	✓	✗	✓	✓	✓
B1		Entre 5 e 9,9	≤ 34,5	✓	✓	✗	✓	✗	✓	✓
B2			≤ 69	✓	✓	✗	✓	✗	✓	✓
B3			≤ 138	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✓
C1			≤ 34,5	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
C2		Entre 10 e 29,9	≤ 69	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
C3			≤ 138	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
D1			≤ 34,5	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
D2			≤ 69	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
D3		Entre 30 e 49,9	≤ 138	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
D4			≤ 345	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
E1			≤ 34,5	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
E2			≤ 69	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
E3		Maior ou igual a 50	≤ 138	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
E4			≤ 345	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
E5			> 345	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Legenda:  Não se aplica ao transformador de força
 Se aplica ao transformador de força

NOTAS:

- I. Famílias A1 são itens opcionais os dispositivos e sensores digitais, cabendo a distribuidora definir a aplicação conforme sua necessidade. As indicações de temperatura e nível são obrigatórias, ao menos de forma analógica, bem como membrana no tanque de expansão.
- II. Sensores de nível de óleo e ruptura de membrana são desconsiderados para transformadores em operação, para fins de simplificação da instalação por necessitar desligamento.
- III. A norma ABNT NBR 5356-1 estabelece como acessório obrigatório o indicador de temperatura do óleo, enrolamento e o indicador externo de nível do óleo para transformadores de potência a partir de 5,0 MVA.
- IV. A norma ABNT NBR 5356-1 estabelece como acessório obrigatório o dispositivo de alarme quando houver interrupção na circulação de água de resfriamento (quando houver) acima 5,0 MVA.
- V. A Norma ABNT NBR 5356-1 estabelece como acessório obrigatório o Indicadores de circulação do óleo (no caso de circulação forçada deste) acima de 72,5 kV e 5,0 MVA.

ANEXO B - Fundamentação teórica sobre as grandezas medidas nos transformadores de potência

No monitoramento de transformadores de potência há basicamente cinco subsistemas associados às variáveis a serem medidas continuamente pelos IED's e sensores, conforme apresentado na Figura B.1.

Representação dos subsistemas e suas respectivas variáveis.

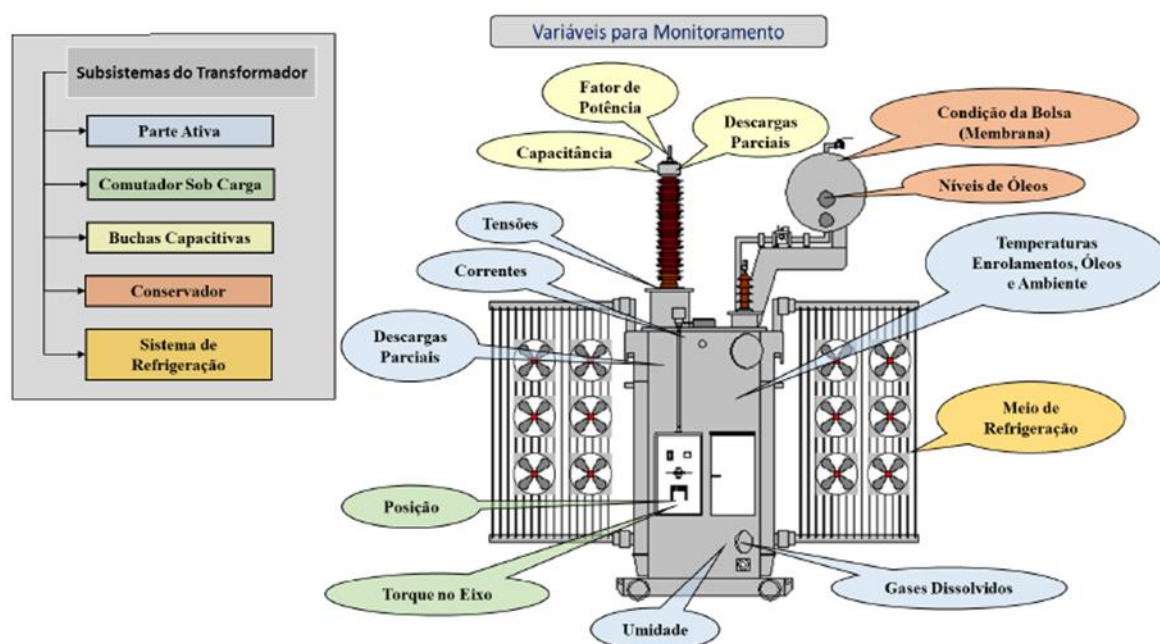


Figura B.1 - Representação dos subsistemas e das respectivas variáveis medidas

As medições contínuas das variáveis, via IED's e sensores, têm a finalidade de obter dados e informações para serem aplicados em modelos matemáticos, através de algoritmos, para gerar informações que possibilitem a realização de análises e acompanhamento das evoluções de falhas, as quais permitirão a criação de diagnósticos, ações recomendadas e prognósticos, relativos ao estado atual dos transformadores de potência.

As figuras abaixo apresentam as principais aplicações das variáveis medidas pelos IED's e sensores para criação de diagnósticos e acompanhamento e análises de falhas, para cada subsistema.

Subsistema: Parte Ativa

Variáveis Medidas Continuamente pelos Sensores

- Taxa de variação e gás total (principalmente H₂) dissolvido no óleo
- Gases dissolvidos em óleo (medição única)
- Corrente de carga do transformador (3 fases)
- Corrente de aterramento do núcleo
- Corrente de curto-circuito do transformador (perturbação das 3 fases)
- Tensão de surto do transformador (valor de pico)
- Tensões primárias / secundárias / terciárias (3 fases)
- Temperatura do enrolamento
- Temperatura do óleo superior
- Umidade do óleo e temperatura relativa
- Atuação do detector de ruptura da membrana
- Medição de descargas parciais (elétrica, UHF, acústica)

Permitem gerar
Diagnósticos e
Analisar as Falhas

Possíveis Falhas

- Arco elétrico
- Descargas parciais
- Sobreaquecimento do tanque
- Umidade do óleo excessiva
- Degradação do papel isolante

Figura B.2 - Variáveis medidas e possíveis falhas detectadas através do monitoramento da parte ativa do transformador

Os monitores de temperatura do óleo e enrolamento são itens fundamentais para transformadores novos. Importantes para gestão térmica do transformador e da parte ativa, possuem funções de supervisão do sistema de refrigeração. Alguns desses dispositivos possuem funções agregadas com regulação de tensão.

Subsistema: Comutador Sob Carga

Variáveis Medidas Continuamente pelos Sensores

- Estado do fim de curso (sinal de conclusão de operação) (*)
- Atuação de chaves de comando (sinal de evento) (*)
- Corrente nominal do motor (*)
- Corrente acumulada em posições individuais (corrente de carga) (*)
- Curva de torque do eixo do comutador (velocidade de acionamento)
- Indicador de posição do comutador
- Tensão de alimentação do acionamento (*)
- Número total de operações do comutador (*)
- Tensão fase-terra (3 fases - primária/secundária/terciária) do transformador
- Posição futura, antes do chaveamento
- Nível de óleo do comutador
- Temperatura do óleo do comutador (chave desviadora e compartimento)
- Níveis de gases dissolvidos no óleo isolante do comutador
- Teor de umidade no óleo
- Pressão do filtro de óleo (*)
- Corrente no enrolamento de regulação (enrolamento do transformador)

Permitem gerar
Diagnósticos e
Analisar as Falhas

Possíveis Falhas

- Anormalidade do mecanismo de acionamento
- Operação automática anormal
- Velocidade inadequada na comutação
- Anormalidade no final do curso
- Regulação de tensão anormal
- Nível baixo de óleo do comutador
- Umidade excessiva do óleo do comutador
- Degradação dielétrica de óleo do comutador
- Descargas parciais no comutador
- Degradação de isolamento interno
- Aquecimento dos contatos (chave desviadora)
- Aquecimento dos contatos (seletor / pré-seletor)
- Anormalidade na impedância de transição
- Circuito aberto no comutador
- Sobreaquecimento anormal

- (*) => Informações extraídas do acionamento motorizado do comutador

Figura B.3 - Variáveis medidas e possíveis falhas detectadas através do monitoramento do comutador sob carga do transformador

O regulador de tensão é item obrigatório para transformadores novos. Geralmente possuem medição de tensão, corrente e fator de potência do transformador. Alguns reguladores de tensão possuem funções de temperatura do óleo, enrolamento,

paralelismo e indicação de posição agregadas. Os indicadores de posição são itens fundamentais para transformadores novos.

Para a aplicação da medição de torque do motor do comutador e medição de temperatura, considerar principalmente transformadores que estarão sujeitos grandes variações de tensão, por consequência quantidade elevada de manobras no comutador sob carga.

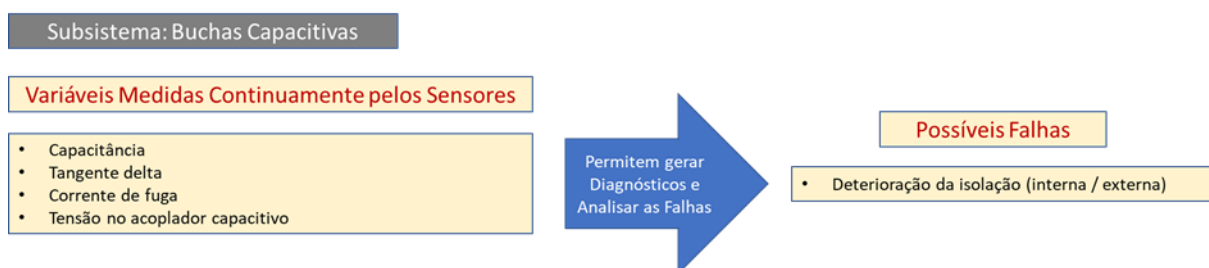


Figura B.4 - Variáveis medidas e possíveis falhas detectadas através do monitoramento das buchas capacitivas do transformador

Considerar o monitoramento de buchas a partir de 138 kV, geralmente buchas de 69 kV não são capacitivas e não possuem o TAP capacitivo, elemento necessário para monitorar.

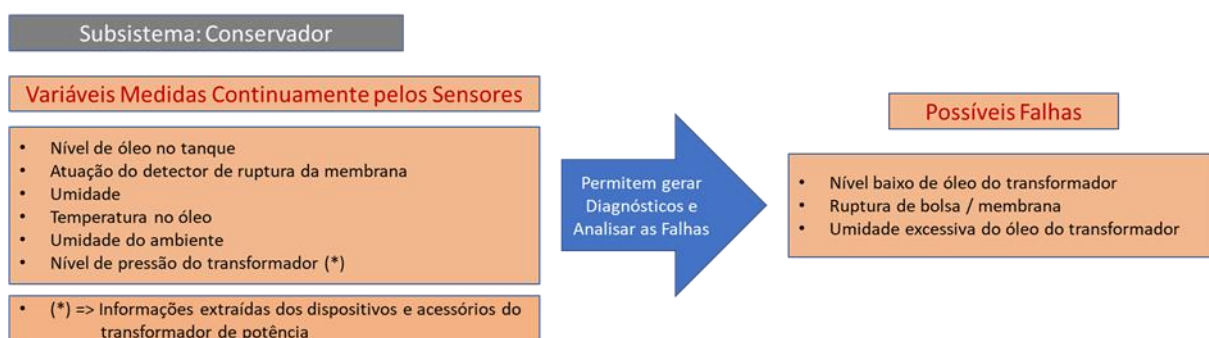


Figura B.5 - Variáveis medidas e possíveis falhas detectadas através do monitoramento do conservador do transformador

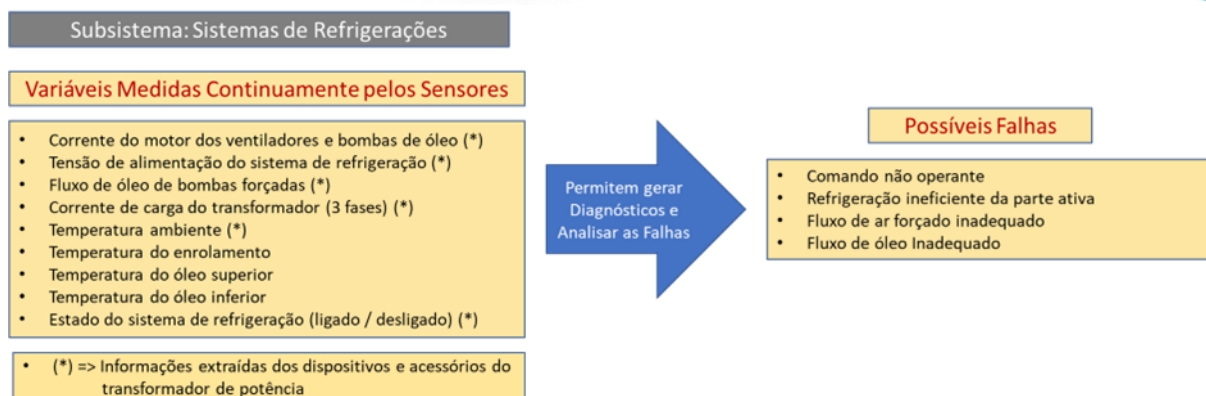


Figura B.6 - Variáveis medidas e possíveis falhas detectadas através do monitoramento do sistema de refrigeração do transformador

Os monitores de temperatura geralmente possuem agregados os estados de atuação do sistema de refrigeração. Estas variáveis deverão estar com seus pontos mapeados e permitir a disponibilidade para sistemas de monitoramento.

1 Temperatura

As medições de temperaturas têm funções de suma importância no comportamento operacional dos transformadores de potência, por serem o principal indicador da deterioração dos isolamentos, e as temperaturas altas sendo consideradas as principais razões para acelerar o envelhecimento diante a ocorrência de possíveis falhas.

De forma geral, a vida útil do isolamento se reduz a metade para cada aumento de temperatura de 6,0 °C, considerando a umidade no isolamento está dentro do limite aceitável.

Os transformadores de potência possuem as medições de temperatura apresentadas na Figura B.7, podendo ter medições excluídas em função da viabilidade e criticidade do sistema.

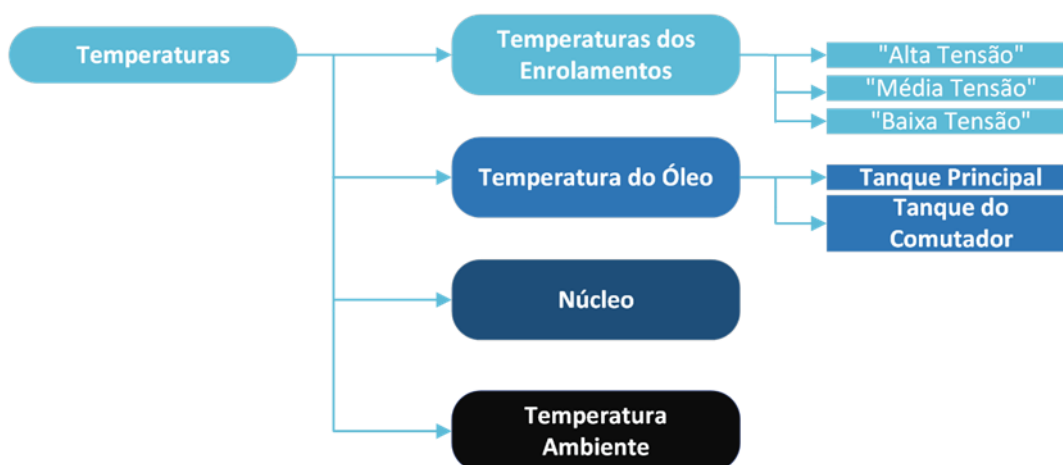


Figura B.7 - Medições de temperatura nos transformadores de potência

Os transformadores de potência possuem, de forma geral, 3 (três) formas distintas de realizar medição de temperatura, a saber:

- Imagem térmica analógico (sistemas convencionais de medição via bulbo e capilar térmico + medição de corrente dos enrolamentos);
- Imagem térmica digital (sistemas eletrônicos via PT-100 e poço térmico + medição de corrente dos enrolamentos);

- Óptico: medição direta (sensores ópticos nos enrolamentos e núcleo).

A imagem térmica é aplicada para medições de temperaturas do óleo e enrolamentos, e necessita de duas medições distintas:

- Medição de temperatura do topo do óleo isolante, considerada a região de maior temperatura, obtida através de sensores do tipo PT-100 ou capilar e bulbo nas medições analógicas;
- Medição da corrente nominal dos enrolamentos, para cálculo da dissipação térmica através das perdas por efeito joule, obtida através de transformadores de correntes.

A imagem térmica permite o cálculo da temperatura dos enrolamentos, de acordo com a expressão abaixo:

$$\Delta t = V_r \left(\frac{I}{I_n} \right)^{EXP} \quad \rightarrow \quad T_e = \Delta t + T_o$$

Onde:

Δt = Variação de temperatura do enrolamento

V_r = Gradiente de temperatura do enrolamento sobre a temperatura do óleo

I = Corrente no enrolamento

I_n = Corrente nominal do enrolamento

EXP = Expoente da curva do enrolamento (depende da forma de refrigeração)

T_e = Temperatura final do enrolamento

T_o = Temperatura do óleo

A medição direta, através de sensores ópticos, permite a medições de temperaturas dos enrolamentos e núcleo.

A medição direta, por não possuir elementos não-condutivos e não-magnéticos, não compromete o sistema de isolamentos dos transformadores, o que permitem serem instalados no interior dos enrolamentos e em partes dos núcleos magnéticos.

A medição direta requer a aplicação de fibras ópticas instaladas internamente aos transformadores e um sistema de processamento para conversão dos sinais ópticos em elétricos.

A Figura B.8 apresenta um exemplo de instalação de uma fibra óptica em um enrolamento.

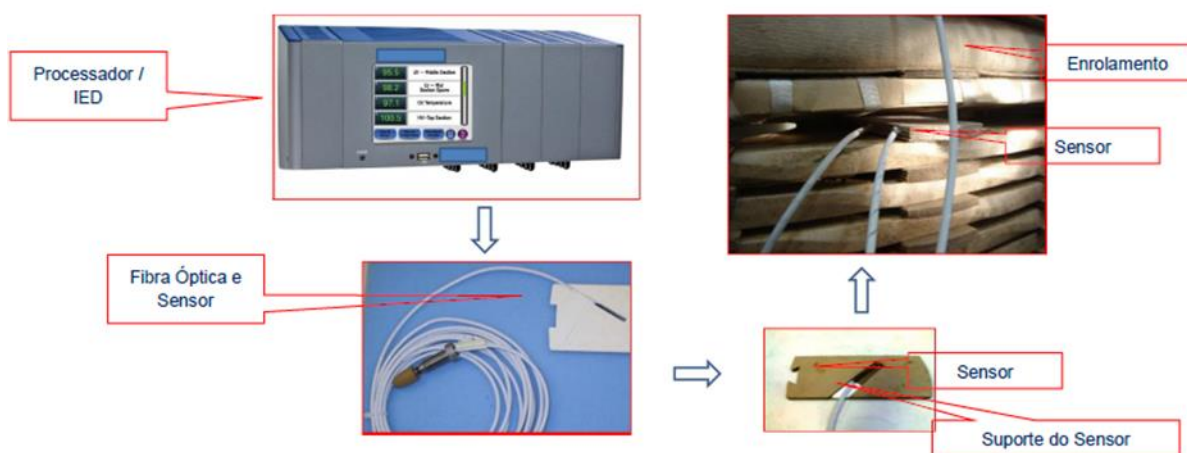


Figura B.8 - Exemplo de instalação de fibra óptica em um enrolamento

A medição da temperatura ambiente utiliza-se de sensores de temperatura do tipo PT-100, instalados em abrigos meteorológicos, na parte externa dos transformadores, e este valor de temperatura é necessário para compor ao cálculo de estimativa de vida dos transformadores de potência.

A Figura B.9 apresenta um exemplo de sensor para medição de temperatura ambiente.



Figura B.9 - Exemplo de sensor de medição de temperatura ambiente

2 Gases dissolvidos no óleo isolante

Os transformadores em operação geram uma quantidade de gases devido ao envelhecimento natural dos isolamentos ou devido a falhas incipientes relacionadas a falhas elétricas e/ou falhas térmicas.

Estes gases são indicadores de falhas tais como:

- Arco elétrico;
- Descargas parciais;
- Centelhamento de baixa, média e alta energia.

Esses gases são dissolvidos no óleo isolante, na camada de gás acima do óleo ou em dispositivos coletores de gás.

Os principais gases formados devidos a falhas elétricas e térmicas em transformadores são os seguintes:

a) Hidrocarboneto:

- Metano (CH_4);
- Etano (C_2H_6);
- Etileno (C_2H_4);
- Acetileno (C_2H_2);

b) Hidrogênio (H_2);

c) Óxidos de carbono:

- Monóxido de carbono (CO);
- Dióxido de carbono (CO_2);

d) Gases sem falhas;

e) Nitrogênio (N₂);

f) Oxigênio (O₂).

A análise de gases dissolvidos é um método estabelecido e comprovado, para detectar falhas em transformadores.

A degradação do isolamento de óleo e celulose leva à evolução dos gases essenciais, mencionados acima.

Como o óleo mineral utilizado nos equipamentos possuem cadeias de moléculas de hidrocarbonetos, a sua decomposição conduz à formação de gases: H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄ e C₂H₆.

Na celulose (papel isolante) a degradação é acompanhada pela liberação de gases: O₂, CO e CO₂.


Quando o papel isolante é impregnado com óleo, gases como H₂ e CH₄ também são produzidos devido à decomposição térmica.

Considerando o envelhecimento normal, devido à produção de O₂ e H₂ o processo de degradação do isolamento de papel, gera mais umidade e acelera a degradação do isolamento até o rompimento do isolamento (break-down).

Os tipos de falhas (defeitos) considerados são:

a) Descargas parciais (DP/C1/D1/D2):

- Tipo plasma frio (corona): gerando cera X que deposita no isolamento celulósico;
- Tipo centelhamento (C1): causando perfurações carbonizadas no papel e de difícil visualização, porque ocorre entre partes metálicas e apresenta ruptura dielétrica de alta densidade de ionização;
- Descargas de baixa energia (D1): em óleo e/ou papel, evidenciada pela larga carbonização perfurante através do papel, tendo carbonização da



superfície do papel (trilha) e partículas de carvão no óleo (exemplo: operação de TAP do comutador);

- Descargas de alta energia (D2): em óleo e/ou papel evidenciada pela extensiva destruição e carbonização do papel e fusão do metal, com extensiva carbonização do óleo. Em alguns casos ocorre a atuação da proteção, confirmando a circulação de alta corrente.

b) Sobreaquecimento (T1/T2/T3):

- No óleo e no papel (T1): abaixo de 300 °C, o papel torna-se escurecido;
- No óleo e no papel (T2): entre 300 °C e 700 °C, o papel apresenta-se carbonizado;
- No óleo, papel e metal (T3): acima de 700 °C, há evidência de carbonização do óleo, coloração do metal (800 °C) e fusão do metal (> 1.000 °C).

Abreviaturas das falhas (defeitos):

- DP - Descargas parciais;
- C1 - Centelhamento
- D1 - Descargas de baixa energia
- D2 - Descarga de alta energia
- T1 - Sobreaquecimento, $t < 300$ °C
- T2 - Sobreaquecimento, 300 °C < $t < 700$ °C
- T3 - Sobreaquecimento, $t > 700$ °C

Os métodos de interpretações dos gases aplicáveis e mais comuns são:

a) Método de gás chave:

- A análise pode ser feita identificando o gás gerado mais proeminente;

- Os vários tipos de falhas produzem gases diferentes:
 - ✓ Arcos, celulose superaquecida e descargas parciais produzem predominantemente: acetileno, óxidos de carbono e hidrogênio, respectivamente;
 - ✓ O sobreaquecimento das partes metálicas: contatos do conjunto do comutador, terminais de condutores e placas do tanque: Tem-se a geração de etano e o etileno.

b) Método IEEE:

- É um guia para interpretação de gases gerados em imersão em óleo de transformadores (IEEE C57.104);
- Depende das concentrações de gases-chave individuais, e das quantidades totais de gases combustíveis dissolvidos (TDCG);
- Considera quatro tipos de condições de risco de 1 a 4;
- Avalia a taxa de aumento de diferentes gases em um determinado intervalo, tendo uma indicação de falha melhor em relação a valores absolutos;
- O gás acetileno é a exceção, uma taxa de gás acetileno, acima de um determinado valor de “ppm”, não pode ser desconsiderada, pois pode ser indicativa de existência de arco de alta energia.

c) Método de Rogers:

- Utiliza 3 (três) proporções de gases-chave: CH_4/H_2 , $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ e $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$;
- Para classificar uma geração de gás, e indicar um tipo específico de falha, este método considera que os gases começam a se formar em pequenas quantidades quando a temperatura atinge um certo nível;
- Exemplo: o hidrogênio começa a se formar em torno de 150 °C;

- A concentração de acetileno, que aparece acima de 500 °C, e aumenta significativamente acima de 700 °C, e assim, em uma faixa de temperatura específica, a quantidade de um gás é maior que a de outro gás;
- Estas relações terão valores típicos, onde, permite uma estimativa da temperatura, e a indicação do tipo de falha.

d) Método IEC 60599:

Este método é semelhante à abordagem da taxa de Rogers, utiliza as 3 (três) proporções de gases-chave e considera os tipos de falhas abaixo:

- Descarga parcial;
- Descargas de baixa energia;
- Descargas de alta energia;
- Falhas térmicas de três intensidades:
 - Temperatura inferior a 300 °C;
 - Entre 300 °C e 700 °C;
 - Superior a 700 °C.

e) Método do triângulo de Duval:

- É uma abordagem diagnóstica, muito popular e amigável, para sugerir um provável tipo de falha;
- Utiliza concentrações de três gases essenciais: CH₄, C₂H₂ e C₂H₄, como base no conteúdo total acumulado dos gases-chave, ou no aumento em cada um dos gases-chave, para obter um ponto no triângulo de Duval;
- A localização do ponto no triângulo indica o tipo da falha, conforme exemplo abaixo:

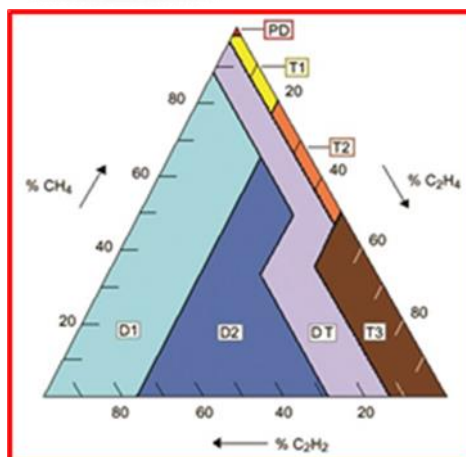


Figura B.10 - Ilustração do método do triângulo de Duval

Considerações sobre a análise de gases dissolvidos no óleo:

- De forma geral, a análise de gases dissolvidos é considerada como um dos melhores indicadores de desenvolvimentos de falhas em transformadores;
- O óleo isolante gera pequenas quantidades de gases quando submetido a determinados tipos de fenômenos, de natureza elétrica ou térmica;
- A medição e análise de gases dissolvidos e umidade no óleo de transformadores tem o objetivo de obter dados para gerar o diagnóstico de defeitos internos no transformador;
- O gás que caracteriza o tipo de falha incipiente é chamado de gás chave e detecta falhas relacionadas a sobreaquecimentos, descargas parciais, arcos internos e sobrecargas;
- Dentre os vários gases gerados por essas falhas, o hidrogênio se destaca como um gás chave, por ser gerado em quase todos os tipos de defeitos internos;
- Qualquer formação de gases em serviço, mesmo que mínima, resulta em estresse de alguma forma, acelerando o envelhecimento devido a temperatura de operação;

- Os equipamentos para monitoramento contínuo de gases dissolvidos no óleo isolante dos transformadores, atualmente possuem duas características principais, conforme descrito abaixo e devem ser especificados de acordo com a criticidade dos transformadores em relação aos sistemas que estão conectados;
- Sistemas de análise de concentração de gases (analíticos):
 - ✓ Medem somente o gás hidrogênio e analiticamente, e geralmente, estimam os gases acetileno, etileno e monóxido de carbono;
 - ✓ Há casos de determinados equipamentos que medem somente hidrogênio e não estimam outros gases;
- Sistemas de gases por extração:
 - ✓ Medem gases diretamente, por extração, podendo ser medidores geralmente para 2, 5, 8 e 9 gases;
 - ✓ Estes medidores se aproximam, quanto aos resultados, dos equipamentos de laboratório que analisam os gases dissolvidos por cromatografias.

As tecnologias empregadas atualmente, nos vários tipos de monitores contínuos de gases dissolvidos, existentes no mercado estão resumidas na Tabela B.1.

Tabela B.11 - Tecnologias empregadas atualmente para monitoramento de gases dissolvidos

Método	Tecnologia de análise de gases	Vantagem	Limitações
Membrana, vácuo	Cromatografia em fase gasosa	Muito semelhante às técnicas padronizadas (IEC, ASTM). Separação de sinais para evitar interferências. Recalibração	O gás de arraste (He) e o gás de calibração precisam ser substituídos a cada 2-4 anos. Dependendo dos modelos, as colunas do GC devem ser substituídas a cada 3 a 5 anos e existe um potencial de vazamento do gás de arraste para o transformador. Requer gerenciamento de cilindros de gás comprimido

Método	Tecnologia de análise de gases	Vantagem	Limitações
		automatizada com gás de calibração a bordo.	
Membrana, vácuo, headspace direto	Infravermelho (absorção direta ou fotoacústica)	Nenhum gás consumível Não há cilindros de gás comprimido	Outros sensores necessários para medir H ₂ , O ₂ e N ₂ ; Alguns modelos sensíveis à contaminação por vapores de óleo, levando à imprecisão ao longo do tempo e à necessidade de recalibração; Em alguns modelos, a precisão é degradada por compostos interferentes presente no óleo e/ou no ar ambiente.
Membrana, contato direto com óleo	Célula de condutividade térmica	Nenhum gás consumível	Apenas H ₂ e CO.
	Célula eletroquímica		Sinal de gás composto.
	Sensores de óxido de metal		Apenas H ₂ e CO; Precisão limitada.
	Sensores de filme de metal		Somente H ₂ .

3 Umidade no óleo isolante


O teor de água do óleo isolante usado em transformadores deve ser baixo para garantir alta resistência elétrica e baixa perda dielétrica.

A água pode estar presente nos óleos isolantes da forma de água livre ou em forma dissolvida.

O óleo isolante novo geralmente terá um teor de umidade inferior a 10 ppm.

A motivação e a extrema necessidade de se usar medidores de umidade do óleo isolante em transformadores, estão relacionadas as considerações descritas abaixo:

- a) A maioria dos transformadores de potência usam papeis isolantes a partir de celulose de madeira e óleo mineral, para isolamento;
- b) Estes materiais celulósicos são porosos e são impregnados com óleo isolante, porém ocorre a migração de água para os poros e entre as fibras;
- c) O teor de água da celulose está fortemente relacionado à sua temperatura, a celulose libera água quando aquecida e absorve água durante o resfriamento;
- d) O teor de água será diferente em torno do transformador, devido ao fato das temperaturas internas serem diferente em pontos distintos e a água migra de seções de celuloses mais quentes para seções do óleo que estão mais frias, estabelecendo assim, um movimento dinâmico e contínuo de água no interior do transformador;
- e) Devido a este movimento dinâmico da água (celulose => óleo => celulose) tem-se a possibilidade de atingir taxa de umidade considerada excessiva e permanente no óleo, diante a migração da água ser muito mais lenta de volta para o papel;
- f) Isso faz com que o óleo fique supersaturado com água, levando à formação de água livre no transformador;




g) O isolamento deve ser mantido seco porque a água, em concentrações excessivas, causará os seguintes e principais problemas:

- Aumento da taxa de envelhecimento do papel, reduzindo a vida útil do isolamento;
- Possibilita falhas dielétricas durante a sobrecarga do transformador, com geração de bolhas de vapor de água no papel que são transferidas para o óleo;
- Durante a desenergização do transformador ocorre precipitações de água no óleo e conseqüente possibilidade de falhas dielétricas em energizações posteriores.

Foi demonstrado que a taxa de degradação do papel (envelhecimento) dobrará a cada 1,0 % de aumento no teor de umidade no isolamento de papel, acima de 0,5 %.

A umidade na celulose pode ser medida e estimada pelas formas abaixo:

- O método de Karl Fisher é uma técnica precisa para medir o conteúdo de água de um material ou líquido, em massa de água por massa de material seco.
- O método de Karl Fisher é uma análise química baseada em que um volume mensurável de iodo é usado para reagir com a água dissolvida na amostra. Este método requer que uma amostra de papel seja removida do transformador. No entanto, o conteúdo de água depende da localização onde foi removido, devido aos gradientes de temperatura no interior do transformador, e uma vez que o papel do transformador é exposto ao ar, ele começará a absorver água da atmosfera, aumentando a incerteza de medição.
- A temperatura do óleo no ponto de amostragem deve ser registrada com precisão, porque o teor de água do óleo será maior quando o transformador estiver mais quente, porque a celulose libera água com o aumento da temperatura.

- 
- Outro método muito usado para estimar o nível de umidade do isolamento é calcular o valor da saturação relativa do óleo usando a umidade medida e a temperatura da amostra medida com fórmulas relativas de saturação ou curvas como as curvas de Oommen (curvas de equilíbrio). Os níveis de umidade em “ppm” dissolvidos no óleo podem variar em uma ampla faixa, devido a mudanças no equilíbrio de umidade entre o isolamento da celulose e o óleo, que são afetados por mudanças nas temperaturas do ambiente e do óleo;
 - O método de saturação relativa pode fornecer resultados mais consistentes, especialmente quando o transformador é mantido em uma condição térmica constante por vários dias. Deve-se notar, no entanto, que este método deve ser usado com cautela devido à ausência de equilíbrio dinâmico em um transformador operacional. Os sensores devem ser cuidadosamente localizados em uma área dos transformadores onde haja um fluxo adequado de óleo;
 - Resposta de frequência dielétrica: a resposta de frequência medida pode ser usada para estimar a umidade média no isolamento sólido entre enrolamentos. Também pode medir entre enrolamentos à terra, mas a precisão e confiabilidade de estimativa depende do tipo de transformador testado, número de enrolamentos e conexão de medição escolhida.
 - Ponto de orvalho: a medição do ponto de orvalho pode ser usada para estimar a umidade na celulose usando as curvas de temperatura do ponto de orvalho em relação a temperatura ambiente. Como o método mede o teor de umidade da superfície dos materiais, é mais representativo das regiões finas de isolamento, como o isolamento do condutor.

Os medidores de umidade utilizados em transformadores, geralmente estão integrados com medidores de análise de gases dissolvidos, mesmo assim, existem medidores de umidade individuais, que também são abordados nesse estudo de benchmarking (camada de sensoriamento).

4 Buchas capacitivas

A bucha capacitiva é o componente mais crítico de um transformador de potência, pois é o principal item de interface entre o enrolamento do transformador e a subestação ou sistema elétrico.

As buchas são submetidas a tensões elétricas, térmicas e mecânicas e são uma das principais causas de falhas em transformadores, e as falhas em buchas capacitivas geralmente são destrutivas para os transformadores, portanto, o conhecimento da condição dielétrica da bucha é crucial em qualquer sistema de monitoramento.

Um sistema de monitoramento para buchas de alta tensão deve fornecer uma detecção antecipada dos mecanismos comuns de falha das buchas do transformador. Estes incluem falhas parciais entre camadas, sintomas de envelhecimento e entradas de umidades.

Avárias parciais resultam em um aumento na capacitância e em descargas parciais. O aumento na capacitância causado pela perda de uma camada condutora.

O envelhecimento e a umidade aumentam o fator de dissipação ou o fator de potência.

Cabe ressaltar que as buchas avaliadas como em mau estado, não resultam necessariamente na substituição do transformador, pois uma avaliação econômica pode mostrar que a substituição da bucha é suficiente.

As principais causas de falhas nas buchas, que causam a degradação do isolamento são:

- Entrada de umidade;
- Descargas parciais internas;
- Sobretensões transitórias;
- Impulsos atmosféricos;

- Tensões de normais de operação do sistema elétrico.

O corpo isolante das buchas é formado de diversas camadas isolantes cilíndricas concêntricas, intercaladas com camadas condutoras cilíndricas, cuja função é uniformizar ao máximo o campo elétrico, conforme vista em corte na Figura B.12.

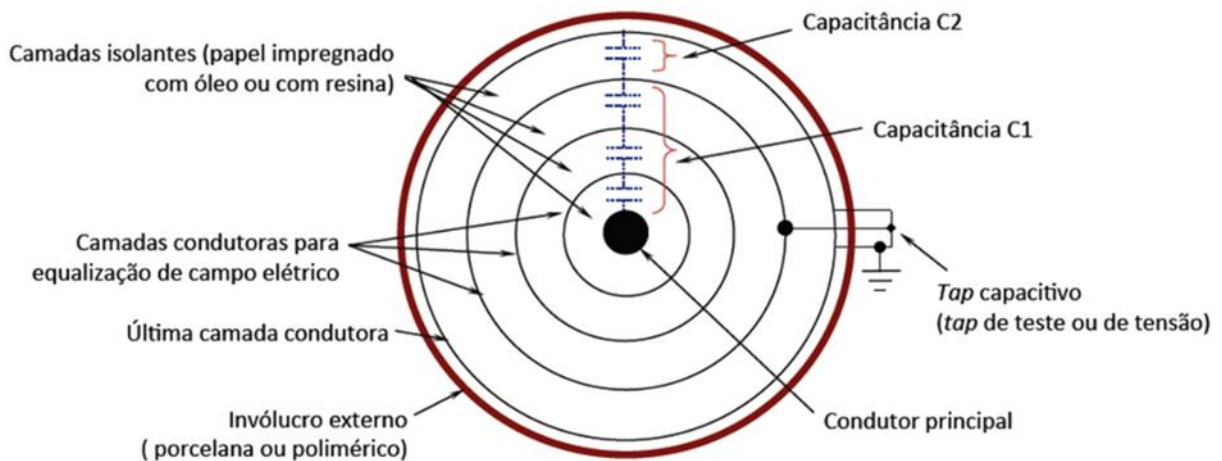


Figura B.12 - Corpo isolante das buchas capacitivas

Este conjunto (corpo condensivo) é impregnado com óleo, no caso de buchas OIP (Oil Impregnated Paper) ou em resina sob vácuo, e no caso de buchas RIP (Resin Impregnated Paper), e é contido por um invólucro impermeável (porcelana ou material polimérico).


O conjunto (corpo condensivo) atua eletricamente como, diversos capacitores em série, formando um divisor de tensão capacitivo.

O aterramento da última camada condutora é através de uma conexão removível, no flange da bucha, denominado “TAP capacitivo”.

Os TAP's capacitivos possuem 2 (dois) tipos:

a) TAP's de teste:

- São geralmente conectados à última camada condutora de forma que:
 - ✓ A capacitância C1 abrange todo o corpo condensivo;



✓ A capacitância C_2 é a capacitância parasita existente entre a última camada condutora e o flange da bucha;

- São usados para monitoramento e testes.

b) TAP's de tensão:

- Conectados a uma camada condutora intermediária;
- Para permitir a conexão à um dispositivo de potencial da bucha (BPD).

O objetivo do monitoramento de buchas é a detecção de defeitos em evolução, e a prevenção de falhas.

As buchas capacitivas diante a sua forma construtiva, dão origem a:

- Capacitância entre os condutores no potencial de alta tensão e as partes aterradas;
- Corrente resistiva no dielétrico quando submetido a tensão fase-terra do sistema e medida através do fator de perdas dielétricas (tangente delta da isolamento).

O monitoramento contínuo da capacitância e do tangente delta da isolamento (fase-terra) permite obter um diagnóstico do estado do dielétrico.

O monitoramento consiste em detectar alterações na isolamento das buchas, através de mudanças na capacitância e tangente delta.

As grandezas monitoradas em buchas capacitivas são:

- a) Capacitância, tangente delta, correntes de fuga, tensões fase-fase e tensões fase-terra, seguindo o modelo a seguir.

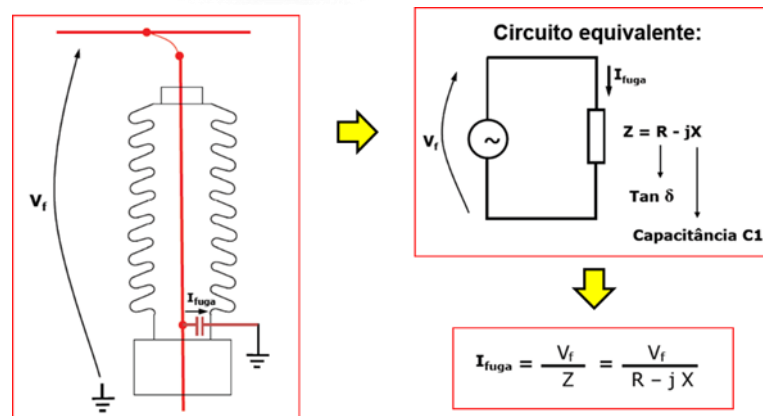



Figura B.13 - Grandezas monitoradas nas buchas capacitivas

Os seguintes métodos de medição são aplicáveis:

- Métodos entre fases
 - ✓ O método da soma baseia-se no princípio de que, em um sistema trifásico, e se as tensões do sistema forem perfeitamente balanceadas e as buchas idênticas, a soma vetorial das correntes de isolamento da bucha será zero.
 - ✓ Na prática, as buchas nunca são idênticas e as tensões do sistema nunca são perfeitamente balanceadas, e esses fatores precisam ser abordados para a interpretação dos dados.
 - ✓ Quando uma das buchas se deteriora, sua capacitância e/ou fator de potência mudam e, correspondentemente, haverá um desvio da corrente de soma.
 - ✓ Uma variante desse método é usar as amplitudes e mudanças de fase do componente fundamental das correntes de derivação da bucha, em diferentes fases e calcular os parâmetros que seriam sensíveis à capacitância e aos fatores de potência ou dissipação das buchas.
- Método fase a fase
 - ✓ O método de "medição relativa" utiliza duas ou mais buchas conectadas em paralelo na mesma fase elétrica e calcula a razão entre as amplitudes e a



tangente do ângulo de fase entre os componentes fundamentais das correntes de isolamento da bucha. A tangente do ângulo de fase (tangente Δ relativa) é sensível a qualquer mudança nos fatores de potência ou dissipação de uma das buchas, e a relação de amplitudes é sensível à mudança na capacitância de uma das buchas.

- ✓ Se as medições relativas forem realizadas usando buchas em paralelo, a bucha com falha pode ser identificada.
- ✓ A assimetria de tensão entre fases não influenciará a interpretação, uma vez que a tensão aplicada é essencialmente a mesma para todos os equipamentos conectados em paralelo.

5 Descargas parciais

A medição de descarga parcial é amplamente adotada devido à sua capacidade de fornecer o monitoramento contínuo, sem interferir em sua operação normal do transformador de potência.

Através da medição de descarga parcial, diversos tipos de falhas em isolamento podem ser revelados.

As falhas de isolamento que podem induzir descargas parciais em um transformador de potência são dadas abaixo:


- Contaminação do isolamento líquido e sólido devido à umidade;
- Aprisionamento de ar no isolamento devido ao baixo vácuo de óleo;
- Formação de bolhas de gás devido a superaquecimento e descargas;
- Partículas metálicas flutuantes em óleo;
- Deslocamento ou movimento em estruturas;
- Conexões sobrecarregadas;
- Aterramento deficiente.

Uma descarga parcial é uma quebra transitória de uma parte do sistema de isolamento.

Por este processo, todo o dielétrico não é violado, apenas uma pequena parte do isolamento sofre uma quebra em miniatura.

As descargas parciais podem ser entendidas como um movimento de cargas devido a uma intensificação do campo elétrico local. Este campo elétrico excede a força de ruptura em uma pequena região do isolamento.

Uma atividade sustentada de uma descarga parcial, causa um envelhecimento acelerado do isolamento, e gera uma eventual falha.



Os processos de descarga parcial são tratados com sinais registrados e são estatísticos por natureza, e o efeito das descargas anteriores não podem ser ignorados e são acumulativos.

Para estudos de diagnósticos, a correlação da física de uma atividade de uma descarga parcial, são medidos com sinais elétricos, acústicos ou químicos.

Os níveis de descargas parciais devem ser acompanhados periodicamente durante a vida do transformador.

Desta forma, a descarga parcial resulta em uma liberação de energia localizada e quase instantânea, que produz vários efeitos:

Aquecimento local;

- Geração de ondas eletromagnéticas e acústicas;
- Reações químicas.

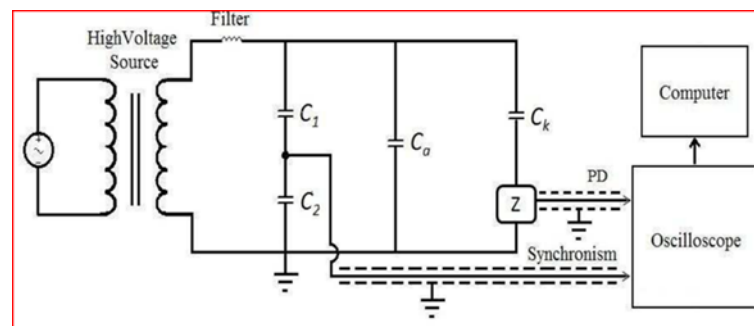
Os seguintes métodos de medição são aplicáveis:

a) Análise de gás dissolvido (químico):

- A descarga parcial ocorre no óleo isolante e causa a geração de gás hidrogênio e quando há presença de monóxido de carbono ou dióxido de carbono, há uma indicação de que há descarga parcial no isolamento de papel.
- E nestes casos a substituição somente será com intervenção no enrolamento.
- Em sistemas de monitoramento existem alguns equipamentos de medição de gases dissolvidos que permitem a medição e análise de descargas parciais.

b) Método elétrico: capacitor de acoplamento

- Nesta técnica, um capacitor de acoplamento de grande valor é conectado através do equipamento em teste à carga aparente fornecida durante a descarga parcial.
- A descarga parcial é medida integrando os pulsos de corrente de alta frequência no capacitor.
- A transferência de carga real através da cavidade não pode ser medida e, portanto, a transferência de carga aparente deve ser medida.
- A energia dissipada durante a descarga é diretamente proporcional a essa transferência de carga aparente e ao quadrado da tensão inicial.
- Abaixo apresenta-se um croqui deste método.



Onde:

C_1 e C_2 = divisor de tensão

C_a = objeto de avaliação, representado pela sua capacitância

C_k = capacitor de acoplamento

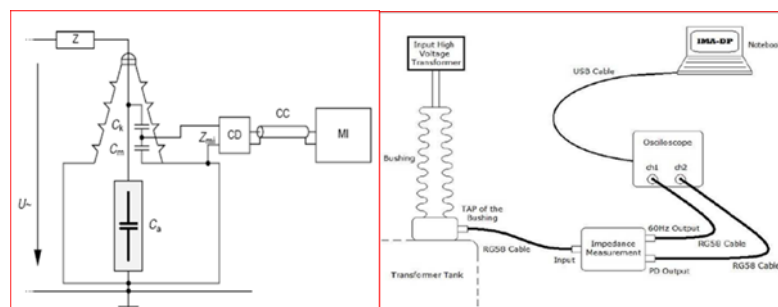
Z = impedância de medição

Figura B.14 - Croqui referente ao método elétrico a partir do capacitor de acoplamento

c) Método elétrico: TAP capacitivo da bucha

- O circuito de medição de descargas parciais a partir do TAP capacitivo das buchas é composto basicamente de:

- ✓ Bucha;
 - ✓ TAP da bucha;
 - ✓ Impedância de medição;
 - ✓ Sistema digital.
- Este sistema deve ter a capacidade de capturar os sinais de alta frequência das descargas parciais e uma das questões-chave neste tipo de aplicação relaciona-se com:
 - ✓ Ruído, especialmente em subestações de alta tensão (corona);
 - ✓ Se faz necessário a aplicações de filtros:
 - Para reduzir os ruídos em frequências mais baixas;
 - Para não interferir nos sinais de 2,0 MHz e 10 MHz.
 - Abaixo apresenta-se um croqui deste método.



Onde:

C_g e C_m = divisor de tensão

C_a = objeto de avaliação, representado pela sua capacitância

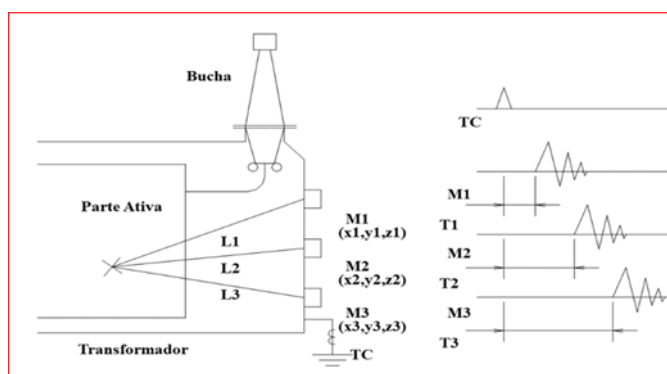
C_k = capacitor de acoplamento

Z = impedância de medição

Figura B.15 - Croqui referente ao método elétrico a partir do TAP capacitivo de bucha

d) Método acústico:

- Este método envolve a detecção de sinais acústicos emitidos durante a descarga, que causam variações de pressão.
- As ondas correspondentes se propagam através do óleo circundante e outros materiais isolantes e podem ser detectados em uma parede do tanque, usando sensores piezoelétricos instalados externamente.
- Diversos sensores são usados para localizar descargas parciais, com alta sensibilidade para faixas de frequência e acima da faixa audível.
- Um sistema típico de detecção acústica de descargas parciais consiste em sensores, filtro, pré-amplificador e aquisição de dados.
- A localização da fonte de descarga parcial é com base na medição, referente o momento de chegada do sinal e sua amplitude.
- Abaixo apresenta-se um croqui deste método.



Onde:

TC = Transformador de corrente de alta frequência

M = Sensor acústico

L = Distância

T = Diferença de tempo

V_s = Velocidade acústica

Figura B.16 - Croqui referente ao método acústico

NOTA:

VI. Os sensores utilizados geralmente têm uma faixa de frequência típica de 70 a 150 kHz para suprimir o ruído do núcleo e das vibrações mecânicas da estrutura do transformador.

e) Método UHF:

- Esta técnica envolve a detecção de ondas eletromagnéticas, na classe de 300 a 3.000 MHz, emitidas pelas atividades das descargas parciais.
- Devido à relação inversa entre as representações no domínio do tempo e no domínio da frequência de um pulso, os pulsos de corrente de descargas parciais mais curtos, possuem mais energia espectral em altas frequências.
- Sinais na faixa UHF podem ser medidos por sensores montados em tanques e adequados para quando as descargas ocorrem em uma escala de tempo de 1,0 ns ou menos.
- A sensibilidade na faixa de 500 a 1.500 MHz é a mais aplicada.
- As medições UHF são imunes a interferências elétricas, e são afetadas por:
 - ✓ Ruído de comunicação;
 - ✓ Ruído térmico;
 - ✓ Ruído devido ao chaveamento de interruptores eletrônicos de energia.

f) Método das diferenças finitas (FDTD):

- Atualmente estuda-se e aplica-se em alguns casos, simulações numéricas para obter mais informações sobre a propagação das descargas parciais e melhorar a precisão dos diagnósticos.

- A técnica do domínio do tempo de diferenças finitas (FDTD), é aplicada para simular e analisar fenômenos de propagação de ondas eletromagnéticas.
- Este método é uma modelagem numérica no domínio do tempo, onde as equações de Maxwell na forma diferencial, são convertidas em equações de diferença, obtendo um domínio computacional é discretizado.
- Permitindo a análise de descargas parciais conforme exemplos abaixo:

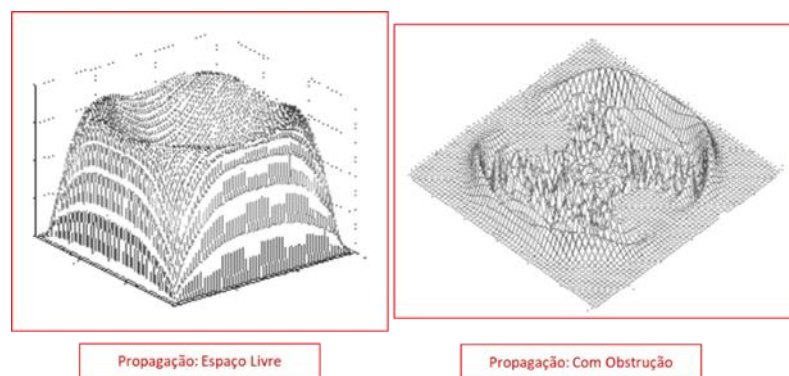


Figura B.17 - Ilustração referente ao método FDTD

- Estas técnicas são aplicadas em eletromagnetismo computacional de alta frequência, podendo usar métodos de elementos finitos (FEM) e métodos dos momentos (MOM).

6 Comutadores sob carga

Os comutadores de derivação em carga podem ser divididos em 2 (dois) grupos, de acordo com o tipo de impedância de limitação de corrente aplicada:

a) Comutadores de derivação em carga do tipo resistor:


- Adequados para transformadores de potência de alta tensão, e requerem um mecanismo de alta velocidade para limitar o tempo em que os resistores são inseridos (normalmente de 50 a 150 ms).
- Esses mecanismos acionados por mola, são sofisticados e exigem mais habilidades para manutenção.
- Aplicações de alta tensão são mais suscetíveis a falhas dielétricas, portanto, a qualidade do óleo também é um problema de manutenção para a maioria dos comutadores de derivação em carga do tipo resistor.

b) Comutadores de derivação em carga do tipo reator:

- Limitados a transformadores de potência de menor tensão (menos de 138 kV), mas normalmente podem transportar cargas mais altas e não têm limitação no tempo de transição.
- Todos os comutadores de derivação em carga com reatores permitem o dobro de posições de tensão, quando comparado a comutadores de derivação em carga com resistor, que usa o mesmo número de posições.

Os comutadores de derivação em carga incorporam um ou mais dos seguintes componentes:

- Chaves desviadoras;
- Chave seletora;
- Chaves seletores de mudança;
- Mecanismo de acionamento do motor e eixos de acionamento.



Uma grande porcentagem de falhas nos transformadores, são devidos a problemas em comutadores sob carga.

Os problemas relacionados aos comutadores sob carga são de natureza:

a) Mecânica:


- Falhas relacionadas ao mecanismo de acionamento;
- Eixo;
- Molas.

b) Elétrica:

- Desgaste de contato;
- Queima de resistores de transição;
- Falhas dielétricas.

As considerações abaixo são de interesse para monitoramento de comutadores:

- Devido ao atrito e da erosão por contato, pequenas partículas de metal contaminam o óleo e causam curto-circuito entre os contatos, gerando descargas parciais.
- Os arcos que ocorrem durante as operações de chaveamento geram temperaturas mais altas e causam uma degradação acelerada do óleo.
- A medição da resistência de contato em uma condição desenergizada é um teste simples para verificar a integridade dos contatos do comutador.
- A corrente do motor de acionamento (torque) também pode ser monitorada a qualquer desvio e pode ser uma indicação de um problema incipiente.


- 
- A análise de gases dissolvidos no óleo, é outro método para detectar anormalidades, mesmo em condições normais, gases como o hidrogênio e o acetileno são geralmente detectados.
 - Um nível crescente de etileno é indicativo de problemas de contato, e a alta taxa de geração desses gases, é indicativa de uma condição de deterioração dos contatos.
 - Sinais vibro-acústicos medidos por meio de um acelerômetro de banda larga de frequência, podem auxiliar na detecção de anormalidade nos comutadores. Uma vez que para cada operação de troca de posição, tem-se uma forma característica associada a ondas de pressão e vibração (acústica).
 - A maioria dos problemas mecânicos são: atrito excessivo, problemas de contato e tempos de operação mais altos, que por sua vez afetam as correntes de acionamento do motor (corrente de partida e corrente nominal).

Os ciclos de operações devem ser comumente monitorados, considerando:

- Corrente de partida: indica a folga nas articulações, atrito estático adicional, variações no torque de partida;
- Corrente nominal: detectar excessos no atrito dinâmico, sendo um parâmetro de diagnóstico muito útil;
- Ciclos de operações: análise da área sob a curva de tempo do motor, para correlacionar as condições iniciais (in rush), com as condições operacionais médias e o tempo total de operação.

Quanto ao comportamento térmico, considera-se:

- A diferença de temperatura entre o tanque principal do transformador e o tanque do comutador, por ser um parâmetro muito útil para monitoramento;
- O diferencial das temperaturas no tanque principal e do tanque do comutador são constantes, e quando a temperatura do tanque do comutador estiver mais




alta, indica anormalidade no comutador, geralmente devido a perdas excessivas devido a maus contatos.

Quanto a medições de resistências dinâmicas, esta é usada para detectar carbonização de contato, tempos de comutação longos, defeitos em resistores de transição e desgaste de contato. As flutuações de corrente medidas, durante as operações de comutação, são usadas para detectar as falhas.

Quanto ao monitoramento de comutadores, as variáveis abaixo são geralmente utilizadas:

- Número de operações:
 - ✓ Antes e após a manutenção;
 - ✓ Número máximo;
 - ✓ Posição atual.
- Desgastes dos contatos:
 - ✓ Principais e transição.
- Dados do óleo:
 - ✓ Pressão do filtro de óleo;
 - ✓ Rigidez;
 - ✓ Teor de água;
 - ✓ Gases dissolvidos;
 - ✓ Nível;
- Temperaturas:
 - ✓ Óleo;

- 
- ✓ Variações de temperatura e diferenciais.
 - Alívio de pressão e relé de fluxo.
 - Vibração.
 - Comutação completada.
 - Acionamento motorizado:
 - ✓ Sobrecarga;
 - ✓ Tempo de operação;
 - ✓ Torque;
 - ✓ Correntes e tensão.

Portanto os únicos sensores aplicados à comutadores são: sensor de torque e indicador de posições, uma vez que todas as outras informações estão disponíveis nos circuitos de controle dos acionamentos motorizados dos comutadores.

7 Conservador

Este subsistema dos transformadores compreende a análise funcional de “contenção e preservação de óleo”, quanto as funções primárias e falhas funcionais que podem ser caracterizadas através de dados de monitoramento.

Os IED's aplicados neste subsistema são:

- Relé de ruptura de membrana (bolsa do conservador);
- Indicador de nível de óleo.

Uma vez que, as medições de umidade e temperatura do óleo estão sendo medidas por outros subsistemas.

Estas medições têm o objetivo de monitorar as possíveis ocorrências das condições abaixo:

- Penetração de água e oxigênio do ambiente através de juntas e membranas existentes no tanque, radiadores e conservador e sistema de sílica gel;
- Redução do nível de óleo diante a ocorrências de vazamentos em válvulas, parafusos, soldas, gaxetas, flanges, conexões, tubulações, juntas ou bombas de óleo.

