

UNESP

Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá

Guaratinguetá

2012

ROBINSON CIORLA DIAS

APLICAÇÃO DE UM SISTEMA DE MONITORAMENTO REMOTO
PARA AUXILIAR NA MANUTENÇÃO PREDITIVA E PREVENTIVA DE
COMPONENTES DE UMA SUBESTAÇÃO

Trabalho de Graduação apresentado ao Conselho de Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Graduação em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Rubens Alves Dias

Guaratinguetá

2012

D541a	Dias, Robinson Ciorla Aplicação de um sistema de monitoramento remoto para auxiliar na manutenção preditiva e preventiva de componentes de uma subestação / Robinson Ciorla Dias – Guaratinguetá : [s.n], 2012. 104 f : il. Bibliografia: f. 103-104 Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2012. Orientador: Prof. Dr. Rubens Alves Dias 1. Subestações elétricas - manutenção I. Título CDU 621.311
-------	---

APLICAÇÃO DE UM SISTEMA DE MONITORAMENTO REMOTO PARA AUXILIAR NA
MANUTENÇÃO PREDITIVA E PREVENTIVA DE COMPONENTES DE UMA
SUBESTAÇÃO

ROBINSON CIORLA DIAS

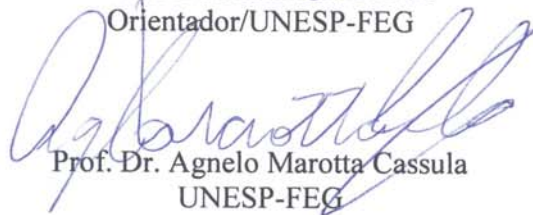
ESTE TRABALHO DE GRADUAÇÃO FOI JULGADO ADEQUADO
COMO PARTE DO REQUISITO PARA A OBTENÇÃO DO DIPLOMA DE
GRADUADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

APROVADO EM SUA FORMA FINAL PELO CONSELHO DE CURSO
DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Prof. Dr. Leonardo Mesquita
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:


Prof. Dr. Rubens Alves Dias
Orientador/UNESP-FEG


Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula
UNESP-FEG


Prof. Dr. José Feliciano Adami
UNESP-FEG

Dezembro de 2012

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço à minha família que esteve comigo em todos os momentos e me apoiaram sempre que precisei.

ao meu pai Robinson, por sempre compartilhar comigo a sabedoria que adquiriu da vida me transmitindo conhecimento e valores preciosos que me ajudaram em todos os passos até aqui e por me apoiar de todas as formas para que eu alcançasse o meu objetivo de me formar.

à Eliana e Jéssica, por também estarem comigo e me apoiarem durante todos esses anos desde a época do cursinho pré-vestibular até hoje compartilhando as alegrias e me dando força nos momentos mais complicados.

à minha mãe Rosa, pela paciência e carinho dedicados a mim durante todos esses anos, pela atenção e auxílio nos momentos de dificuldade e por ser a pessoa com quem sempre pude contar independente da situação ou momento.

à minha irmã Cristiane, por também estar comigo em todos os momentos ao longo desses anos, por ser minha amiga e confidente, sempre me escutando e me auxiliando nos momentos difíceis, me transmitindo conhecimento e por sempre compartilhar dos meus momentos altos e baixos da vida.

aos meus amigos de república, pelos ensinamentos, companheirismo e pela ótima convivência, que me proporcionaram tranquilidade e alegria durante todo o tempo em que morei na república, isso foi fundamental para meu desenvolvimento como pessoa e como estudante.

aos meus amigos de faculdade, pelas ótimas horas passadas juntos em sala de aula, pelas horas de estudos juntos e trabalhos em equipe que fizeram grande diferença na minha formação. Dentro e fora da faculdade esses amigos fizeram a diferença na minha vida e me proporcionaram momentos inesquecíveis, agradeço a todos pela amizade e companheirismo.

a todos os meus professores, que desde o primeiro dia de aula na faculdade demonstraram comprometimento e atenção no objetivo de transmitir conhecimento, pelas aulas ministradas e por compartilhar suas experiências de vida e profissionais, tive com certeza grandes mestres dentro dessa faculdade. Em especial ao meu orientador Prof. Dr. Rubens Alves Dias, com quem tive o privilégio de ter contato desde o segundo ano da faculdade e logo percebi que se trata de um profissional diferenciado, tendo uma ótima capacidade pedagógica e um grande conhecimento técnico na área da engenharia, não tive dúvida de quem eu gostaria que fosse meu orientador. Agradeço a ele pela paciência e tempo dedicados no auxílio deste trabalho, pelas revisões e reuniões, inclusive via *skype*. Considero o mesmo como um ótimo professor e orientador e espero tê-lo sempre como amigo.

ao programa Capes/Brafitec de engenharia, por me proporcionar condições de realizar um intercâmbio estudantil que contribuiu para aumentar muito meu conhecimento em engenharia e minha visão de mundo.

à universidade francesa HEI e a todos os professores e funcionários desta universidade por me receber da melhor forma possível e me ajudar sempre que necessário com tudo o que foi necessário ao meu desenvolvimento dentro da universidade e na França.

à todos os meus amigos que fiz na França, por compartilharem momentos incríveis da minha vida e por estar ao meu lado durante todo o período do intercâmbio, pelo companheirismo, amizade, paciência e principalmente ajudar a fazer do meu ano no exterior um ano inesquecível na minha vida.

a todos que estiveram comigo durante o período em que estive na universidade, que fizeram parte da minha vida durante esse período inesquecível, que me auxiliaram nos momentos de dificuldade e que compartilharam os momentos de alegria. De alguma forma essas pessoas também contribuíram para a realização do meu objetivo.

à empresa Siemens, pela oportunidade de estagiar e aprender muito durante este ano e a todos com quem trabalhei nela, pela convivência e pela experiência que pude adquirir e que foi muito importante para minha formação como profissional.

“Antes do compromisso há hesitação, a oportunidade de recuar, a ineficácia permanente. Em todo ato de iniciativa (e de criação), há uma verdade elementar cujo desconhecimento destrói muitas idéias e planos esplendidos: no momento em que nos comprometemos de fato, a Providência também age.

Ocorre toda espécie de coisas para nos ajudar, coisas que de outro modo nunca ocorreriam. Toda uma cadeia de eventos emana da decisão, fazendo vir em nosso favor todo tipo de encontros, de incidentes e de apoio material imprevistos que ninguém poderia sonhar que surgiria em seu caminho.

Começa tudo o que possas fazer, ou que sonhas poder fazer. A ousadia traz em si o gênio, o poder e a magia.”

Johann Goethe

DIAS, R. C., Aplicação de um sistema de monitoramento remoto para auxiliar na manutenção preditiva e preventiva de componentes de uma subestação. 2012. 104 f. Trabalho de graduação. (Graduação em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2012.

RESUMO

O aumento do consumo de energia no mundo tem feito com que os sistemas elétricos se tornem cada vez maiores e mais complexos. Torna-se então necessário o uso de ferramentas especiais para gerenciar de forma eficiente os equipamentos presentes nestes sistemas. Uma ferramenta atualmente utilizada é o monitoramento remoto de ativos, que visa coletar informações, processá-las e disponibilizá-las ao usuário do sistema, a fim de que o mesmo tenha informações que possam auxiliá-lo na tomada de decisões, para a realização de paradas e manutenções com maior eficiência. O sistema se mostra tecnicamente eficiente, uma vez que melhora o processo de medição e viabiliza a gestão dos ativos de uma subestação, com auxílio da tecnologia de monitoramento, e economicamente se mostra viável, principalmente nos casos em que o usuário está sujeito a multas por interrupção de fornecimento de energia.

PALAVRAS-CHAVE: Monitoramento de subestações, Gestão de ativos de uma subestação, Manutenção baseada na condição de operação.

DIAS, R. C., **Application of a remote monitoring system to assist in predictive and preventive maintenance in substation components.** 2012. 104 f. Undergraduate Final Work. (Bachelor in Electrical Engineering) – Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2012.

ABSTRACT

The increase in energy consumption in the world has caused the electrical systems becoming ever larger and more complex. Because of that becomes necessary to use special tools to efficiently manage the equipment present in these systems. Nowadays a tool very used is the remote monitoring of assets which works collecting signals using sensors processing these signals and make them available to the system user. So the user can use informations that may assist him efficiently in making decisions when doing a maintenance. The system is technically efficient since it improves the measurement process and enables the asset management of a substation by using advanced technology for that and economically viable especially in cases where the user is subject to monetary loss due an interruption of power supply.

KEY-WORDS: Monitoring substations, Asset management of substations, Maintenance based on the operating condition.

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Entradas digitais de dois diferentes disjuntores D1 – 440 kV (mecanismo de operação hidráulico) e D2 – 69 kV (mecanismo de operação à mola).....	33
Tabela 3.2 – Entradas analógicas de dois diferentes disjuntores D1 – 440 kV (mecanismo de operação hidráulico) e D2 – 69 kV (mecanismo de operação à mola).....	34
Tabela 4.1 – Características dos equipamentos a serem monitorados.....	57
Tabela 4.2 – Sensores implementados no sistema de monitoramento do autotransformador.....	59
Tabela 4.3 – Dados de medição do sensor 2.....	62
Tabela 4.4 – Dados elétricos do sensor de umidade.....	64
Tabela 4.5 – Sinais de alerta disponíveis pelo Sensor 3.....	67
Tabela 4.6 – Características elétricas do Sensor 3.....	68
Tabela 4.7 – Características do sensor 4.....	69
Tabela 4.8 – Características do sensor 5.....	71
Tabela 4.9 – Dados Técnicos do sensor 7.....	76
Tabela 4.10 – Valor de PVI devido à indisponibilidade da LT Itutinga – Juiz de Fora.....	97

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Subestação blindada isolada a gás SF6.....	21
Figura 2.2 – Estrutura típica de uma rede de supervisão genérica COR.....	23
Figura 2.3 – Visão de uma Rede elétrica monitorada através de um sistema SCADA.....	25
Figura 2.4 - Visão de uma Subestação monitorada através de um sistema SCADA.....	26
Figura 2.5 – Variáveis de um Transformador monitoradas por um sistema SCADA.....	26
Figura 3.1 – Arquitetura geral do sistema de monitoramento de um disjuntor.....	36
Figura 3.2 – Protótipo de um sistema de monitoramento instalado em subestação de transmissão.....	40
Figura 3.3 – Arquitetura geral do sistema de monitoramento de um transformador.....	47
Figura 3.4 – Principais variáveis monitoradas pelo sistema de monitoramento centralizado.....	48
Figura 3.5 – Sistema de monitoramento distribuído instalado em transformador de potência....	50
Figura 3.6 – Funcionalidades de um Sistema de monitoramento distribuído.....	51
Figura 3.7 – Esquema de funcionamento do monitor de gases.....	52
Figura 3.8 – Gases monitorados pelo equipamento de análise de gases.....	53
Figura 3.9 – Equipamento de medição de gases instalado em um transformador.....	54
Figura 3.10 – Arquitetura do monitoramento de buchas.....	55
Figura 4.1 – Topologia e Funcionalidades do sistema de monitoramento proposto ao cliente A.....	58
Figura 4.2 – Esquema de funcionamento do Sensor 1.....	60
Figura 4.3 – Sensor 1 instalado junto ao corpo do transformador.....	61
Figura 4.4 – Sensor de umidade.....	62
Figura 4.5 – Princípio de funcionamento do sensor de umidade.....	63
Figura 4.6 – Sensor de umidade instalado no corpo do transformador.....	63
Figura 4.7 – Dispositivo de monitoramento de Buchas.....	64
Figura 4.8 – Princípio de funcionamento do Sensor 3.....	66
Figura 4.9 – Sensor de fuga de corrente na bucha instalado na base da bucha do transformador.....	66
Figura 4.10 – Conversor de protocolo DNP 3.0 ModBus RTU.....	67
Figura 4.11 – Dimensões do sensor de temperatura ambiente.....	67
Figura 4.12 – Sensor de temperatura ambiente Sensor 4.....	70
Figura 4.13 – Sensor de temperatura ambiente instalado no transformador.....	70
Figura 4.14 – Sensor de temperatura do óleo.....	71

Figura 4.15 – Sensor de temperatura de óleo instalado no transformador.....	72
Figura 4.16 – Diagrama em blocos do conversor de sinais do sensor de corrente.....	73
Figura 4.17 – Dimensões do sensor 6.....	74
Figura 4.18 – Sensor de corrente utilizado no projeto.....	74
Figura 4.19 – Diagrama de instalação do sensor de corrente do circuito de refrigeração.....	75
Figura 4.20 – Sensor de corrente do circuito de refrigeração.....	75
Figura 4.21 – Sensor de corrente instalado no transformador.....	76
Figura 4.22 – Diagrama do PLC instalado no painel local do sistema de monitoramento.....	78
Figura 4.23 – Módulos de comunicação instalados.....	79
Figura 4.24 – Características dos módulos de comunicação instalados.....	79
Figura 4.25 – Foto do Painel Local instalado no corpo do transformador.....	80
Figura 4.26 – Painel Central instalado na casa de comando e controle da subestação.....	81
Figura 4.27 – Método de armazenamento de informações do sistema de monitoramento.....	82
Figura 4.28 – Algoritmo do modelo do guia de carregamento do transformador.....	84
Figura 4.29 – Relatório do guia de carregamento do transformador.....	85
Figura 4.30 – Tela inicial do programa de monitoramento de transformadores.....	86
Figura 4.31 – Tela do usuário conectado ao sistema de monitoramento.....	87
Figura 4.32 – Opções de impressão, manual e LogOff do sistema.....	88
Figura 4.33 – Opção de tela Equipamentos do programa de monitoramento.....	89
Figura 4.34 – Tela do menu Grandezas principais do monitoramento de um transformador.....	90
Figura 4.35 – Menu Gráficos do sistema de monitoramento de ativos.....	91
Figura 4.36 – Tela de diagnóstico de falha em uma bucha do transformador.....	92
Figura 4.37 – Detalhes do diagnóstico de falha fornecido pelo programa de monitoramento remoto.....	93
Figura 4.38 – Mensagem de falha enviada ao e-mail do usuário do sistema de monitoramento.....	94

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	<i>Alternate Current</i>
APU	<i>Acquisition and Process Unit</i>
COR	Centro de Operação Regional
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CPST	Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão
DC	<i>Direct Current</i>
D1	Disjuntor 1
D2	Disjuntor 2
DNP	<i>Distributed Network Protocol</i>
DGA	<i>Dissolved Gas Analysis</i>
FO	Fibra Óptica
FT	Função Transmissão
GIS	<i>Gas Insulated Substation</i>
HD	<i>Hard Disc</i>
HS	<i>High Sampling</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
IED	Intelligent Electronic Device
IHM	Interface Homem Máquina
LS	<i>Low Sampling</i>
LT	Linha de Transmissão
NF	Normalmente Fechado
NA	Normalmente Aberto
NPU	<i>Network Process Unit</i>
OLTC	<i>On Line Tap Changer</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
PLC	<i>Programmable Logic Controller</i>
PVI	Parcela Variável por Indisponibilidade
PB	Pagamento Base
RAM	Read Acces Memory
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SAGE	Sistema Aberto de Gerenciamento
SEP	Sistema Elétrico de Potência
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
UAC	Unidade de aquisição e Controle de dados
UCA	<i>Unified Cryptologic Architecture</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

<i>St</i>	Amostra do gás colhida no tempo T1, posterior a T0 (inicial)	<i>ppm</i>
<i>So</i>	Amostra do gás colhida no tempo T0 (inicial)	<i>ppm</i>
<i>V</i>	Volume do óleo no tanque do transformador	<i>l</i>
<i>T</i>	Tempo	<i>dias</i>
<i>R</i>	Taxa de variação de um gás analisado que se encontra dissolvido no óleo	$[m^3 / dia]$
<i>PB</i>	Receita mensal de uma FT associada à plena disponibilização das instalações que a compõem	<i>R\$</i>
<i>D</i>	Número de dias do mês da ocorrência	<i>dias</i>
<i>DVDP</i>	Duração de cada desligamento Programado que ocorra durante o mês relativo a uma FT	<i>min</i>
<i>DVOD</i>	Duração de cada desligamento Não programado que ocorra durante o mês relativo a uma FT	<i>min</i>
<i>PVI</i>	Parcela Variável por Indisponibilidade	<i>R\$</i>

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	16
1.1 Motivação.....	16
1.2 Metodologia para abordagem do tema.....	16
2 MONITORAMENTO REMOTO PARA A GESTÃO DE ATIVOS DE UMA SUBESTAÇÃO.....	18
2.1 Gestão de ativos baseada em subestações inteligentes.....	18
2.2 Smart grid.....	18
2.3 Smart Substation.....	19
2.4 Manutenção baseada na condição de operação.....	20
2.5 Monitoramento remoto no Mundo.....	20
2.6 Monitoramento remoto no Brasil.....	22
2.7 Aumento da gestão de ativos através do monitoramento remoto.....	27
3 ELEMENTOS CONCEITUAIS PRESENTES NO MONITORAMENTO REMOTO DE ATIVOS DE UMA SUBESTAÇÃO.....	28
3.1 Introdução.....	28
3.2 Monitoramento remoto de Disjuntores.....	28
3.2.1 Sistema de monitoramento de um disjuntor.....	30
3.2.2 Parâmetros de monitoramento do sistema.....	31
3.2.3 3 Arquitetura geral do sistema de monitoramento do disjuntor.....	35
3.2.4 Componentes de um sistema de monitoramento de um disjuntor.....	36
3.3 Avaliação de estado de transformadores.....	41
3.3.1 Componentes críticos.....	43
3.3.2 Principais falhas.....	44
3.3.3 Fatores de deterioração e falhas.....	44
3.3.4 Sistema de Monitoramento de Transformadores.....	45
3.3.4.1 Monitoramento Centralizado.....	46
3.3.4.1.1 Arquitetura do sistema de monitoramento centralizado.....	46
3.3.4.1.2 Grandezas monitoradas pelo sistema de monitoramento centralizado.....	47
3.3.4.1.3 Acesso às informações.....	48
3.3.4.2 Monitoramento Distribuído.....	49

3.3.4.2.1	Grandezas monitoradas pelo sistema de monitoramento distribuído.....	49
3.3.4.2.2	Acesso às informações.....	50
3.3.4.3	Sensores.....	51
3.3.4.3.1	Cromatografia <i>online</i>	51
3.3.4.3.2	Monitoramento de buchas.....	54
3.3.4.3.3	Arquitetura do sistema de monitoramento de buchas.....	55
4 IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA DE MONITORAMENTO REMOTO DE DOIS AUTOTRANSFORMADORES.....		57
4.1	Introdução.....	57
4.2	Implementação de um sistema centralizado de monitoramento.....	57
4.3	<i>Hardware</i>	58
4.3.1	Sensores / Conversores.....	58
4.3.1.1	Sensor de gases – Sensor 1.....	60
4.3.1.2	Sensor de Umidade – Sensor 2.....	61
4.3.1.3	Sensor de Buchas – Sensor 3.....	64
4.3.1.4	Sensores de Temperatura Ambiente e de Óleo.....	68
4.3.1.4.1	Princípio de funcionamento de um sensor de temperatura Pt100.....	68
4.3.1.4.2	Sensor de Temperatura ambiente Pt100 - Sensor 4.....	69
4.3.1.4.3	Sensor de Temperatura no óleo do transformador Pt100 – Sensor 5.....	71
4.3.1.5	Sensor de corrente de carga – Sensor 6.....	72
4.3.1.6	Sensor de corrente de Refrigeração – Sensor 7.....	75
4.3.2	Painel Local.....	77
4.3.3	Painel Central.....	80
4.3.3.1	Armazenamento de dados.....	81
4.3.3.2	Principais funcionalidades do painel central.....	82
4.3.3.3	Modelo de Guia de carregamento do transformador.....	83
4.4	Software.....	86
4.5	Aspectos econômicos.....	95
4.5.1	Custo para a implementação do sistema de monitoramento apresentado.....	95
4.5.2	Viabilidade econômica para a aquisição de um sistema de monitoramento.....	95
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....		99
6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		102

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Devido ao grande aumento no consumo de energia que vem ocorrendo no mundo, os sistemas elétricos têm aumentado significativamente, ficando assim cada vez mais complexos e difíceis de gerenciar. As concessionárias de energia estão sendo cada dia mais exigidas pela confiabilidade no fornecimento de energia e na qualidade da mesma. Uma parada inesperada de um equipamento em uma subestação de energia pode acarretar uma perda monetária muito grande tanto às concessionárias que estão sob pena de sofrer redução de suas receitas, caso parem de fornecer energia ao sistema, quanto às indústrias de grande porte que deixam de produzir uma quantidade significativa se houver uma parada inesperada do fornecimento de energia elétrica da fábrica. Tais fatores exigem uma solução que garanta uma melhoria na forma de se gerenciar os ativos de uma subestação. Tal gerenciamento deve possuir tecnologia suficiente para garantir o monitoramento de um sistema com muitos ativos interligados, deve possuir capacidade de mitigar as possíveis falhas do equipamento, para que o mesmo não sofra uma parada inesperada e deve prover informações que auxiliem o operador a colocar os equipamentos na melhor condição possível de operação, para garantir a qualidade no fornecimento de energia. Atualmente a ferramenta utilizada para tais funções são os sistemas de monitoramento remoto, que visam coletar informações para auxiliar o operador na tomada de decisões de forma a manter o ativo em bom funcionamento e prever possíveis falhas antes que as mesmas ocorram, para evitar as paradas inesperadas.

1.2 Metodologia para abordagem do tema

Este trabalho visa mostrar os aspectos técnicos de um sistema de monitoramento remoto. Para tanto será apresentado no Capítulo 2, Monitoramento remoto para a gestão de ativos de uma subestação, apresenta o estado da arte do tema no mundo e no Brasil. Este capítulo visa dar um panorama geral do tema, enquadrando o mesmo dentro da filosofia de subestações inteligentes, e comparando a tecnologia utilizada no mundo e no Brasil.

O Capítulo 3, Elementos conceituais presentes no monitoramento remoto de ativos de uma subestação, tem como objetivo apresentar os aspectos conceituais do sistema, a partir de referências bibliográficas de estudiosos do assunto em todo o mundo, e de fabricantes deste

sistema. Para tanto são utilizadas tabelas e textos explicativos, figuras ilustrativas para apresentar a topologia dos diferentes tipos de sistemas e fotos com sensores instalados em campo. São abordados os disjuntores e os transformadores, que são considerados como os principais equipamentos de uma subestação, e uma vez compreendida a metodologia de monitoramento destes equipamentos, pode-se expandir o conceito para quaisquer outros equipamentos presentes em uma subestação.

O acompanhamento da implementação de um sistema de monitoramento de ativos é mostrado no Capítulo 4, Implementação de um sistema de monitoramento remoto de dois autotransformadores. São analisadas todas as etapas envolvidas na implementação de um sistema, tais como, instalação dos sensores, equipamentos envolvidos e suas especificações técnicas e apresentação de imagens do *software* utilizado. Para tal, são utilizadas figuras e textos para explicar o princípio de funcionamento de alguns componentes do sistema, fotos dos sensores e da instalação dos mesmos junto aos transformadores, tabelas com as especificações dos componentes utilizados e diversas imagens do programa utilizado para a interação entre o sistema e o usuário. Desta forma o sistema será apresentado de forma linear, desde a saída da informação no equipamento, até a apresentação da mesma ao usuário. Ainda como resultado, será analisada a viabilidade econômica da implementação de um sistema de monitoramento de transformador em uma concessionária de transmissão de energia, a fim de verificar o tempo de retorno financeiro do investimento.

Para finalizar, após a apresentação dos aspectos técnicos e análise de um caso prático, são feitas algumas conclusões no Capítulo 5, Considerações finais, que visa apresentar os últimos comentários referentes às vantagens para se gerenciar ativos e a viabilidade econômica na implementação de um sistema de monitoramento.

2 MONITORAMENTO REMOTO PARA A GESTÃO DE ATIVOS DE UMA SUBESTAÇÃO

2.1 Gestão de ativos baseada em subestações inteligentes

A gestão de ativos é um ponto que gera muita atenção e investimentos no setor elétrico, uma vez que uma indústria, concessionária e empresas se utilizam de ativos como transformadores, disjuntores e outros componentes de subestações que possuem um valor muito alto, muitas vezes milhões e que se não forem bem cuidados em caso de uma parada inesperada podem ocasionar além do custo direto de manutenção um custo indireto devido a interrupção no fornecimento de energia.

Hoje se investe muito na proteção e controle de tais ativos, com por exemplo, a utilização de relés que desempenham um papel fundamental na proteção destes equipamentos. Porém, devido ao aumento do consumo de energia e aumento dos sistemas elétricos que envolvem um número cada vez maior de equipamentos, tem-se a necessidade de um aumento na confiabilidade do sistema, e para isso novas soluções e tecnologias surgem para suprir tais necessidades. Hoje o chamado sistema inteligente, comumente denominado *smart grid*, possui posição de destaque em pesquisas e investimentos. O monitoramento remoto de subestações através de sensores e uma comunicação inteligente é uma solução atualmente difundida e utilizada e com cada vez mais perspectivas de desenvolvimento para viabilizar de uma maneira eficiente a gestão de ativos de uma subestação, estando essa tecnologia na nova filosofia de subestações inteligentes, comumente chamada de *smart substation*.

2.2 *Smart grid*

O *Smart grid* é uma nova concepção de abordagem do sistema elétrico, é um moderno sistema onde há a coleta de informações e o tratamento das mesmas é feito de forma digitalizada, com a realização automática da coleta de informações pode-se aprimorar os métodos de medição, controle, proteção, monitoramento, e outras funções avançadas tais como alarmes inteligentes, análise e informações de falhas do sistema, melhorando-se assim o sistema elétrico, fazendo com que o mesmo funcione de forma mais inteligente, obtendo-se assim um aumento da confiabilidade, o que hoje é um fator muito importante devido ao aumento do consumo de energia. Com este crescente aumento do consumo, novas soluções

estão sendo implementadas, como a nova concepção de geração distribuída. As fontes alternativas de energia vêm sendo inseridas no sistema não mais somente na forma centralizada de uma usina, porém de pequenos centros que geram e inserem energia no sistema, criando-se assim uma maior necessidade de controle e inteligência do sistema, sendo assim o conceito de *smart grid* é fundamental para poder gerenciar este processo que se diferencia muito do método tradicional de geração, transmissão e distribuição, comumente chamado método vertical.

2.3 Smart Substation

Como um dos seis links do *smart grid*, tem-se o *smart substation*, que objetiva a coleta e o tratamento de informações de toda a área da subestação em tempo real, obtendo-se assim parâmetros importantes para se obter uma integração completa sobre as informações, podendo-se desta forma adotar estratégias de operação e manutenção dos equipamentos elétricos de uma subestação com base em um monitoramento de condições de operação do equipamento, para realizar uma gestão otimizada. Esta integração inteligente e monitoramento de condições estão sendo realizadas gradualmente em equipamentos chaves de uma subestação, por exemplo, em transformadores, disjuntores e pára-raios, baseando-se em informações digitalizadas, plataformas de comunicação em rede e compartilhamento de informações padronizadas (HONGWEI LI, 2011).

Comparada com as subestações tradicionais, as subestações inteligentes possuem tecnologias de comunicação de dados e sensores avançados para realizar a integração e monitoramento dos equipamentos. A integração de equipamentos primários e secundários é feita através de uma modernização dos equipamentos primários, com a inclusão de sensores, dispositivos eletrônicos e outras tecnologias baseadas em monitoramento por condição de operação. Os equipamentos principais da subestação tais como transformadores, e disjuntores, utilizados em conjunto com equipamentos inteligentes, formam a base para se obter uma integração do sistema para realizar o monitoramento por condição de operação. O IEC 61850 (DL/T860) fornece um modelo unificado de informação e um padrão de interface para o sistema de automação da subestação. Baseado em um padrão unificado, aplicações avançadas para a gestão e controle de equipamentos da subestação podem ser realizadas integrando e reutilizando-se as informações obtidas dos equipamentos dessa subestação (HONGWEI LI, 2011).

2.4 Manutenção baseada na condição de operação

Baseado em tecnologias de monitoramento *on-line*, a estratégia de manutenção de equipamentos de subestações seria alterada de "manutenção baseada no tempo", método utilizado em subestações tradicionais, para "manutenção baseada na condição", método utilizado em subestações inteligentes. De acordo com Hongwei Li (2011), a manutenção baseada nas condições é uma manutenção dos equipamentos de forma mais científica e viável, e garante a operação segura e confiável do equipamento elétrico, obtêm-se assim maiores benefícios econômicos e sociais. Com o fornecimento de dados básicos para a gestão e otimização do ciclo de vida dos equipamentos elétricos de uma subestação

2.5 Monitoramento remoto no Mundo

Além das vantagens técnicas e econômicas no uso do monitoramento remoto dos equipamentos de uma subestação, alguns países como o Japão e a França têm se utilizado deste sistema para cumprir protocolos de redução da emissão do gás SF₆ na atmosfera. Com o aumento do consumo de energia e necessidade de ampliação das subestações, alguns países se utilizam muito de técnicas para compactar as subestações convencionais, um dos métodos mais utilizados é a implementação de subestações compactas blindadas isoladas a gás, comumente chamadas GIS (*Gas Insulated Substation*), assim para um mesmo nível de tensão de uma subestação convencional, uma subestação isolada a gás pode chegar a ser até dez vezes menor em tamanho. O gás mais utilizado como dielétrico para isolar os equipamentos da subestação é o gás SF₆, que possui boas propriedades como dielétrico, garantindo boa capacidade de isolamento quando sob pressão, não se degrada pela ação do tempo, é estável e inerte. Porém, uma desvantagem deste gás é que ele é um dos gases listados como um dos causadores do efeito estufa no Protocolo de Kyoto, portanto deve-se evitar que o mesmo escape para a atmosfera causando assim danos ao meio ambiente. Devido a esta preocupação, estes países têm se utilizado de técnicas de monitoramento remoto para evitar a fuga destes gases, que causariam além de perda na confiabilidade dos equipamentos isolados com este gás, danos ao meio ambiente (MEIRELES, DENISE, 2010).

A Figura 2.1 mostra a imagem de uma subestação isolada a gás. Os barramentos, que são a parte ativa da subestação, estão localizados dentro dos invólucros cilíndricos e o gás é confinado dentro destes invólucros a fim de obter a isolação entre o barramento, que está a um potencial muito alto, por exemplo 138 kV e a carcaça do invólucro, que está no potencial de 0 V (aterrada). Os diferentes compartimentos da subestação possuem chaves seccionadoras, disjuntores e transformadores de instrumentação, todos estes compartimentos são isolados com o gás SF₆ a diferentes pressões, dependendo do tipo de equipamento e do nível de isolamento necessário.



Figura 2.1 – Subestação blindada isolada a gás SF₆ (www.chem.com.tw)

O monitoramento remoto de uma subestação do tipo da mostrada na Figura 2.1, se dá com a utilização de sensores instalados nos compartimentos. Estes sensores são dedicados a medir as grandezas do gás, e levar esta grandeza até um dispositivo que converte esta grandeza em sinal digital para ser processado e analisado em um computador localizado em uma sala de controle. Tem-se, por exemplo, a medição do nível de descargas parciais do gás SF₆ confinado nos invólucros. Quando há uma descarga parcial do gás dentro do invólucro, por menor que ela seja, esta emite uma radiação que é detectada pelo sensor e transmitida para a análise do pessoal responsável que irá avaliar a necessidade ou não de intervir no sistema. Pode-se também medir a pressão deste gás e mandar este sinal para uma sala de controle a fim de monitorar esta variável em tempo real e se ter um rápido controle em caso de baixa de pressão, que pode significar fuga de gás SF₆ do sistema.

2.6 Monitoramento remoto no Brasil

Em questão de monitoramento remoto, encontra-se atualmente no setor elétrico brasileiro uma rede de supervisão responsável por disponibilizar em tempo real os valores das grandezas elétricas dos equipamentos de uma subestação que são medidas em campo e digitalizadas para serem tratadas pelo chamado Centro de Operação Regional (COR) da empresa de geração e/ou transmissão responsável por estes equipamentos.

De acordo com Nascimento Júnior (2010), O COR é o responsável pela supervisão e controle destas variáveis obtidas e também pela comunicação direta com o Operador Nacional do Sistema (ONS). A Figura 2.2 apresenta a estrutura básica deste tipo de monitoramento que é composto por alguns componentes que podem variar em função da aplicação desejada, por exemplo, no esquema a seguir há a presença de uma base histórica que neste caso é muito importante para além de monitorar a situação atual do sistema, e ter um acervo de dados para prever possíveis falhas no futuro e para ter registrado o exato momento em que as falhas ocorreram.

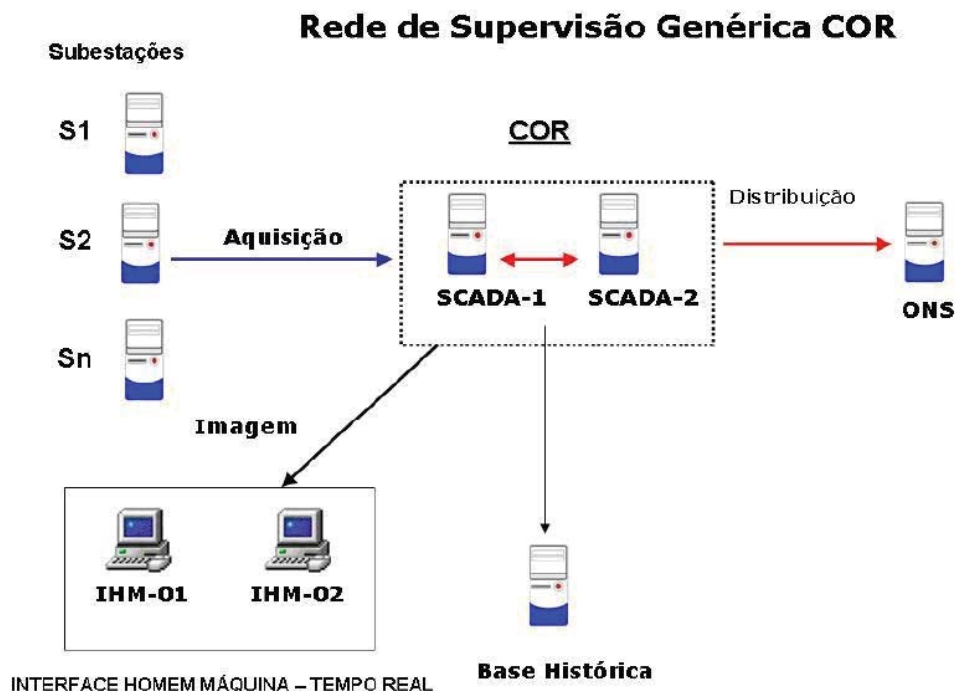


Figura 2.2 – Estrutura típica de uma rede de supervisão genérica COR (NASCIMENTO JÚNIOR, 2010)

Nessa estrutura, tem-se a aquisição das grandezas elétricas medidas nos equipamentos da subestação (barras, linhas, banco de capacitores, disjuntores, reatores), estas medições são digitalizadas e enviadas para o COR da empresa, este se encarrega de tratar e monitorar estas variáveis medidas, e então tais informações são passadas para um local onde possam ser visualizadas pelo homem e são também enviadas para o controle do ONS sobre a situação da subestação. Pode-se por exemplo, enviar informações de um equipamento, o Transformador, para uma sala de monitoramento a fim de se visualizar as informações e a partir de interpretações se decidir por uma tomada de decisão. As informações enviadas para o ONS normalmente são as grandezas elétricas de pontos do sistema, tais como tensão, corrente e potência, tendo-se então uma divisão e um controle das informações medidas em campo. O gerenciamento das variáveis vindas da subestação é comumente feito pelo sistema supervisorio (*Supervisory Control and Data Acquisition – SCADA*), portanto, este sistema é capaz de não apenas monitorar uma rede elétrica, mas também de atuar remotamente na mesma. O sistema que será apresentado neste trabalho possui apenas a função de monitoramento e não de atuação remota do sistema (NASCIMENTO JÚNIOR, 2010).

Existem diversos sistemas SCADA disponíveis para realizar este gerenciamento em sistemas como o mostrado na Figura 2.2. Um sistema SCADA bastante utilizado no setor de energia do Brasil é o Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE), desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) da Eletrobrás. As principais funções deste sistema são:

- Aquisição de Dados

Esta etapa possui a função de transmitir os valores das variáveis supervisionadas que são medidas em campo para os computadores SCADA dos centros de operação;

Os valores das medidas em geral são obtidos através de sensores digitais que transmitem os dados via redes de computadores e de telecomunicações através de protocolos de comunicação proprietários.

- Exibição de Dados

Nas instalações, os dados são processados e exibidos em computadores modernos, com monitores de alta definição e resolução, comumente chamados Interface Homem Máquina (IHM), os quais exibem de maneira legível e agradável para os operadores do sistema.

- Distribuição de Dados

Pelo Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão (CPST), é obrigação do COR fazer a distribuição de todos os dados da Rede Básica para o ONS.

- Base Histórica

Em alguns casos, os dados capturados pelos SCADA são armazenados em banco de dados, formando bases históricas de varreduras.

As Figuras 2.3, 2.4, 2.5 apresentam respectivamente, exemplos de capturas de tela de um sistema SCADA durante o monitoramento de um Sistema Elétrico de Potência (SEP), de toda uma subestação e das variáveis supervisionadas em um transformador de potência (NASCIMENTO JÚNIOR, 2010).

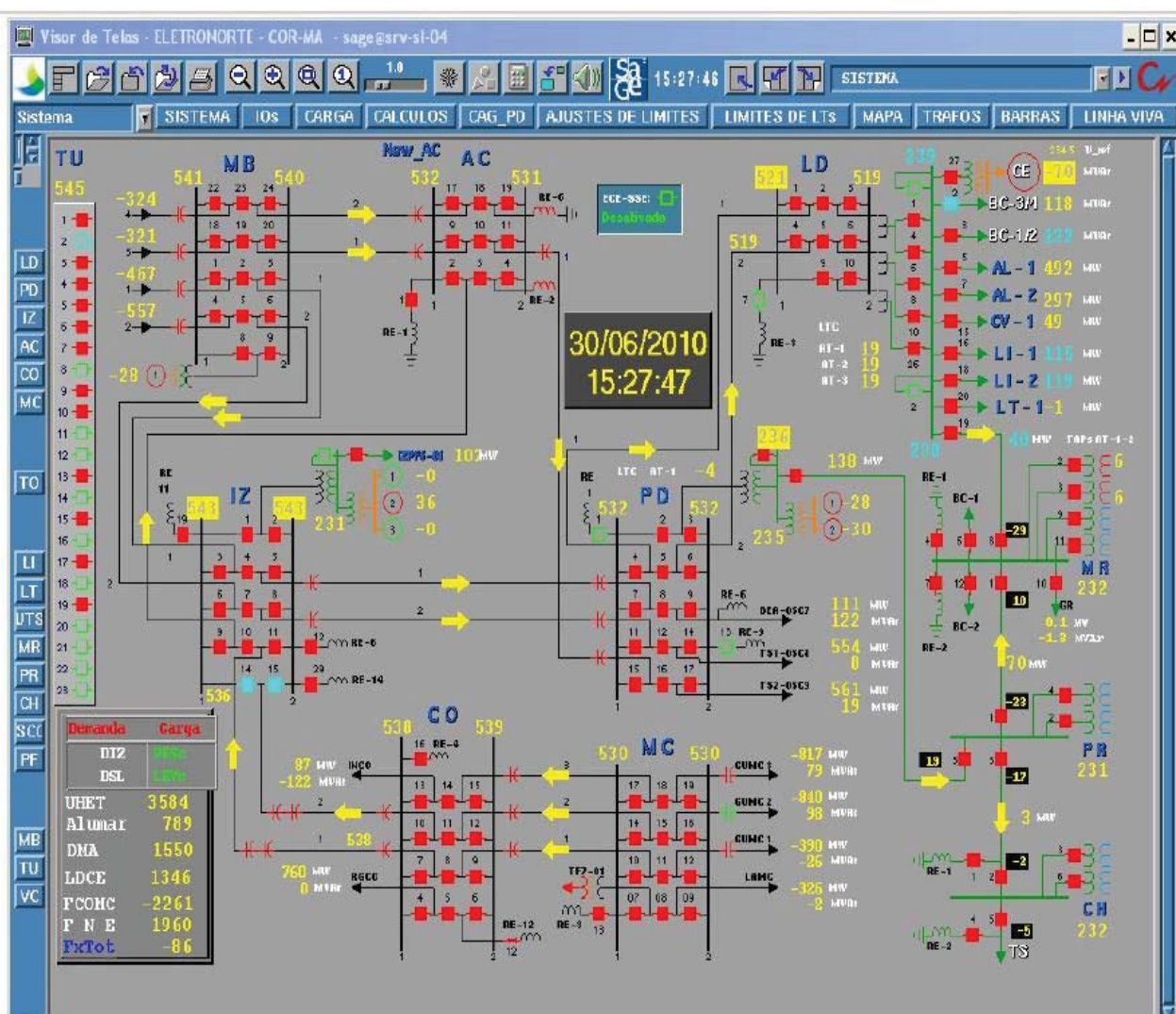


Figura 2.3 – Visão de uma Rede elétrica monitorada através de um sistema SCADA (NASCIMENTO JÚNIOR, 2010)

O tempo mínimo de atualização desses valores (*refresh*) ou varredura da supervisão em sistemas SCADA é um parâmetro de configuração. Valores típicos são: dois segundos, dez segundos, um minuto e dois minutos.

Em subestações de grande porte, pode haver centenas de equipamentos de função crítica sendo monitorados pelo COR e cada um desses equipamentos pode ter dezenas de variáveis sendo monitoradas. No caso de transformadores, é comum monitorar mais de trinta variáveis elétricas e digitais, o que torna muito complexa a tarefa de observar e controlar o sistema elétrico em tempo real, principalmente em tomadas de decisão com fins de evitar panes no sistema.

No Brasil a maioria das empresas que se utilizam do monitoramento remoto de subestações foca no monitoramento do Transformador, equipamento que possui o maior valor financeiro e a maior importância em termos de confiabilidade do sistema elétrico.

2.7 Aumento da gestão de ativos através do monitoramento remoto

Além das vantagens técnicas e econômicas, nota-se que a utilização do monitoramento remoto de subestações tende a aumentar muito devido a necessidade cada vez maior de se ter um controle sobre as variáveis que compõe um sistema elétrico a fim de se obter maior confiabilidade e segurança do mesmo. O cenário ideal para um monitoramento remoto seria o de monitorar todos os equipamentos da subestação para se ter um histórico e informações que viabilizassem a tomada de ações preditivas em todos os equipamentos do sistema. No Brasil tem-se uma grande aplicação deste tipo de monitoramento para a gestão de ativos importantes das subestações como os transformadores, estes possuem maior atenção uma vez que são os componentes que possuem maior custo e são considerados como principal componente da subestação. Em outros países, como o Japão e países da união européia, utiliza-se muito este tipo de monitoramento para, além de monitorar transformadores e outros componentes da subestação, monitorar-se também as chamadas subestações isoladas a gás, que devido a sua alta complexidade e por envolver o gás SF₆ como meio de isolamento exigem um maior controle e, portanto, um número maior de informações deve estar disponível para a tomada de decisões para a contínua melhoria e confiabilidade do sistema elétrico, bem como para o cumprimento de exigências ambientais impostas quanto à emissão do gás SF₆ na atmosfera .

3 ELEMENTOS CONCEITUAIS PRESENTES NO MONITORAMENTO REMOTO DE ATIVOS DE UMA SUBESTAÇÃO

3.1 Introdução

A implementação do monitoramento remoto dos ativos de uma subestação possui vários aspectos que devem ser analisados, tais como os elementos sensores a serem utilizados, as características individuais de cada equipamento e o tipo de operação ao qual o mesmo estará sujeito. Este capítulo irá mostrar alguns destes importantes aspectos bem como os elementos utilizados para a implementação do sistema de monitoramento remoto dos equipamentos de uma subestação. Basicamente a estrutura geral para a implementação de um sistema é a mesma para todos os componentes da subestação, de forma que as particularidades devem ser analisadas de acordo com o tipo de equipamento e qual a função que o mesmo irá desempenhar no sistema. A seguir são mostrados conceitos de implementação deste sistema de monitoramento para disjuntores e transformadores uma vez que estes são os principais componentes de uma subestação e, portanto, são os componentes os quais possuem maior aplicação do sistema de monitoramento remoto nas subestações.

3.2 Monitoramento remoto de Disjuntores

O disjuntor é um elemento fundamental em uma subestação, pois é o ativo responsável por chavear o circuito quando o mesmo se encontra em operação, ou seja, este componente deve ser capaz de estabelecer, suportar e interromper a corrente nominal do circuito, o que para subestações de alta tensão é um valor relativamente alto de corrente, e devido à alta tensão de operação do equipamento há formação de arcos elétricos no instante das manobras, este elemento deve portanto ser capaz de funcionar em condições extremas de operação. Desta forma este componente deve ser projetado para fechar e abrir o circuito em condições normais de operação, e deve ser capaz também de abrir o circuito em caso de um curto-circuito que venha a ocorrer acidentalmente; o disjuntor deve ainda realizar esta tarefa com o tempo hábil para que o curto-circuito não danifique os demais componentes presentes no sistema e que não suportam operar nas condições de curto-circuito. Devido a vários aspectos envolvidos em manobras de circuito como, por exemplo, a alta tensão e corrente envolvidas, o disjuntor possui características para eliminar com segurança o arco elétrico gerado em uma manobra,

este arco gera desgastes ao longo do tempo, e o disjuntor deve ser constantemente monitorado para que mantenha seu funcionamento de forma adequada, para garantir que será sempre capaz de manobrar o circuito com segurança e no tempo esperado.

Segundo Silva, Jardini e Magrini (2005), algumas pesquisas indicam que mais de 40% do valor gasto em manutenção com equipamentos em uma subestação são gastos com manutenção de disjuntores e que 60% deste montante é destinado em revisões gerais. Desta forma, o sistema de manutenção preditiva baseada no monitoramento contínuo dos parâmetros do disjuntor pode oferecer uma redução significativa nos custos com manutenção de uma subestação.

O desafio para se projetar um sistema de monitoramento remoto para manutenções preditivas em disjuntores consiste no fato do equipamento possuir diferentes formas quanto ao mecanismo de operação e quanto à tecnologia de interrupção, que podem variar bastante em função do fabricante do equipamento. O que não ocorre, por exemplo, no caso de transformadores, o qual em termos de operação não varia tanto em função dos diferentes fabricantes, o que facilita um sistema de monitoramento mais genérico.

No projeto de um sistema de monitoramento de um disjuntor devem ser feitas aquisições de vários parâmetros em função do tipo de funcionamento do disjuntor, segue alguns exemplos:

- Nível de isolamento interna: (por exemplo: pressão do gás SF₆);
- Mecanismo de operação: (por exemplo: pressão do óleo em sistemas com mecanismo de operação hidráulico);
- Circuito de comando: (por exemplo: estado do contato da bobina de abertura).

Uma medida muito importante é a determinação dos tempos referentes a algumas etapas de operação do disjuntor, por exemplo, tempo de abertura do disjuntor, tempo de resposta da bobina de abertura, início da extinção do arco no contato principal de abertura e a corrente de interrupção. Estas variáveis quando armazenadas podem ser analisadas, tendo-se assim parâmetros fundamentais para se determinar a real condição de operação do disjuntor.

3.2.1 Sistema de monitoramento de um disjuntor

O sistema de monitoramento de um disjuntor é um sistema de supervisão em tempo real dos principais parâmetros de um disjuntor (correntes, tensões, pressões, temperaturas, contatos e entre outros). Esta supervisão é feita através de equipamentos com tecnologia digital e sensores especiais que são instalados nos disjuntores. Os dados são coletados e processados em uma Unidade de Aquisição e Controle de Dados (UAC), para a partir daí, através de uma rede de comunicações, usando de preferência um protocolo internacional padronizado, ser enviado para uma central de computadores localizada na casa de controle da subestação e posteriormente, para os centros de operação, permitindo assim um monitoramento remoto do equipamento.

No computador de supervisão é instalado um software gerenciador de banco de dados, que armazena o histórico de informações coletadas durante a operação do disjuntor. Um programa SCADA, que além de coletar periodicamente as informações fornecidas pela UAC possibilita a interação entre o sistema de monitoramento e o operador da subestação. Um programa de controle dedicado permite transformar os dados guardados no banco de dados em informações, realiza cálculos continuamente e apresenta o estado das variáveis monitoradas do disjuntor através de formas de onda, gráficos ou quadros, com o intuito de possibilitar a avaliação e análise objetiva da condição real do disjuntor, o que irá orientar a programação de sua manutenção (SILVA; JARDINI; MAGRINI, 2005).

Apesar das diferenças entre os disjuntores de diferentes tensões e diferentes princípios de funcionamento, alguns parâmetros de monitoramento são similares. Desta forma, as principais características de um disjuntor que podem ser geralmente medidas e monitoradas são:

- Corrente das bobinas de abertura e fechamento;
- Correntes de fase e de linha;
- Corrente do motor de operação;

- Tensões de alimentação (AC e DC);
- Tensões de fase;
- Mecanismo de operação;
- Contatos principais móveis;
- Desgaste dos contatos de interrupção;
- Temperatura interna;
- Estado dos contatos de supervisão.

3.2.2 Parâmetros de monitoramento do sistema

Na aquisição das variáveis para obtenção das condições do disjuntor, devem ser considerados dois tipos básicos de interface de *hardware*:

a) Entradas digitais

São sinais que são coletados continuamente, especialmente no momento de operação de um disjuntor. Dependendo da natureza do sinal, estes podem ser coletados de duas formas: alta resolução (*High Sampling* – HS) ou baixa resolução (*Low Sampling* – LS). O tipo de amostragem HS é utilizado quando se deseja realizar a gravação de eventos para determinação dos tempos de funcionamento e para comparação com valores obtidos de um equipamento que está sendo monitorado em outra subestação. Já o tipo de amostragem LS é usualmente utilizado em alarmes, como por exemplo, informações dos níveis de pressão e da tensão de alimentação DC e AC, e sua resolução é da ordem de segundos.

Na Tabela 3.1, são mostradas as entradas digitais de dois disjuntores distintos. O disjuntor 1 (D1), corresponde a um disjuntor de 440 kV componente de uma subestação de transmissão, que possui as seguintes características:

- Mecanismo de operação monopolar (um painel de comando independente para cada pólo/fase);
- Mecanismo de operação hidráulico, a energia para acionar o sistema é armazenada em um acumulador hidráulico;

- Cada pólo possui dois isoladores montados sobre uma base comum;
- A câmara de interrupção possui cabeça de duplo acionamento que é preenchida com gás SF₆ usado como extintor de arco e meio isolante;
- A densidade do gás é controlada por um densímetro, sendo a sua pressão mostrada através de um manômetro.

O disjuntor 2 (D2), corresponde a um disjuntor de 69 kV componente de uma subestação de distribuição, que possui as seguintes características:

- Mecanismo tripolar de operação (somente um painel de comando para os três pólos/fases);
- Utiliza a técnica de arco rotativo associada a auto-expansão;
- A corrente a ser interrompida percorre uma bobina concêntrica ao eixo dos contatos;
- O mecanismo de operação é mecânico, composto por um grupo de alavancas, com acúmulo de energia por molas que são ativadas através de um motor de corrente contínua (SILVA; JARDINI; MAGRINI, 2005).

Tem-se na Tabela 3.1 as entradas digitais que estão presentes (Sim) e que não estão presentes (Não) para os dois diferentes disjuntores D1 e D2 citados anteriormente.

Tabela 3.1 – Entradas digitais de dois diferentes disjuntores D1 – 440 kV (mecanismo de operação hidráulico) e D2 – 69 kV (mecanismo de operação à mola)

D1	D2	Símbolo do Sinal	Descrição	Tipo de amostragem
Sim	Sim	A	Contato normalmente fechado (NF)	HS
Sim	Sim	B	Contato normalmente aberto (NA)	HS
Sim	Sim	CB	Bloqueio de operação	LS
Sim	Não	Oil-1	Pressão baixa de óleo - 1 estágio (Alarme)	LS
Sim	Não	Oil-2	Pressão baixa de óleo- 2 estágio (Trip)	LS
Sim	Sim	SF6-1	Pressão baixa de SF6 - 1 estágio (Alarme)	LS
Sim	Sim	SF6-2	Pressão baixa de SF6 – 2 estágio (Trip)	LS
Não	Não	M-1	Contato de operação do motor	HS
Sim	Sim	Vol-1	Falta de tensão continua no relay (Vcc)	LS
Sim	Não	Vol-2	Falta de tensão alternada no relay (Vca)	LS
Sim	Sim	M-2	Mola de carga do motor (off)	HS
Sim	Não	D-P	Discordância de fase	HS
Sim	Não	R	Religamento automático (on/off)	LS

Nota-se na Tabela 3.1 que as informações referentes a tempos de operação, ou seja, parâmetros que variam muito em função do tempo requerem uma amostragem com uma alta taxa de resolução para que possa apresentar os dados com boa confiabilidade. Enquanto que informações de baixa pressão de óleo, e gás, que estão relacionadas a alarmes, podem ser amostradas com uma menor taxa de resolução uma vez que estas variáveis possuem apenas dois estados.

Pode-se notar também que para o disjuntor D2 que possui mecanismo de operação à mola, não necessita de verificação de óleo, uma vez que não há presença de óleo neste disjuntor. E também não há necessidade de verificar a discordância entre as fases uma vez que o mecanismo de operação é tripolar, ou seja, um sinal de comando para o disjuntor faz com que o mecanismo de operação acione as três fases simultaneamente. Pode-se assim notar que existem particularidades que devem ser observadas em função de cada disjuntor para a realização de um projeto de monitoramento que atenda a todas as especificações necessárias ao correto diagnóstico das condições de operação do mesmo.

b) Entradas analógicas

O monitoramento de variáveis elétricas ocorre de duas formas: uma com baixa resolução no tempo (*Low Sampling* – LS), sendo necessária e suficiente amostragens em intervalos de minutos, usualmente usada para as variáveis de condição de operação. A segunda forma trata-se do monitoramento com alta resolução no tempo (*High Sampling* – HS) que são coletadas durante a operação do disjuntor. Esses eventos são rápidos o suficiente para possibilitar uma oscilografia correta da variável e desta forma é possível observar algum tipo de alteração em relação ao padrão normal de operação. A Tabela 3.2 mostra as diferentes entradas analógicas que são coletadas nos mesmos dois tipos de disjuntores D1 e D2 utilizados na Tabela 3.1 de entradas digitais:

Tabela 3.2 – Entradas analógicas de dois diferentes disjuntores CB1 – 440 kV (mecanismo de operação hidráulico) e CB2 – 69 kV (mecanismo de operação à mola)

D1	D2	Símbolo do Sinal	Descrição	Tipo de amostragem
Sim	Sim	TA	Temperatura Ambiente	LS
Sim	Sim	TI	Temperatura interna	LS
Sim	Sim	D	Densidade do gás SF6	LS
Sim	Não	P	Pressão do óleo	LS
Sim	Sim	C	Corrente da bobina de fechamento	HS
Sim	Sim	T-1	Corrente da bobina de abertura (Trip 1)	HS
Sim	Não	T-2	Corrente da bobina de abertura (Trip 2)	HS
Sim	Sim	M	Corrente do motor	HS
Sim	Sim	P	Correntes das fases	HS

Novamente, nota-se pela Tabela 3.2 que parâmetros que não variam muito com o tempo tais como a temperatura ambiente e a temperatura do painel de comando, densidade do gás e pressão do óleo, podem ser amostradas com uma taxa de baixa resolução, enquanto que parâmetros que possuem grande variação com o tempo, como correntes de abertura e fechamento das bobinas, devem ser amostradas com uma alta taxa de resolução para que possam ter confiabilidade no diagnóstico. Nota-se também que as diferenças do mecanismo de operação dos disjuntores faz com que alguns parâmetros não sejam necessários de se medir no disjuntor da subestação de distribuição, como a pressão de óleo e um segundo trip de corrente

na bobina de abertura, parâmetros estes que estão presentes no disjuntor da subestação de transmissão e portanto o sistema de monitoramento deste deve prever a coleta e tratamento de tais informações.

A quantidade de entradas analógicas depende do tipo do disjuntor (monopolar ou tripolar), da necessidade de comparação entre os valores de cada fase e do sistema de operação do mesmo. Em um sistema de monitoramento, os sinais de corrente e tensão de fases são obtidos através de Transformadores de Corrente e Transformadores de Tensão do painel de controle de linha, com os valores de 5 amperes e 115 volts respectivamente na saída dos Transformadores. Para o motor, e as bobinas (abertura / fechamento) são usados transdutores de corrente com o princípio de efeito Hall, com a relação de transformação 100/0,1 A (SILVA; JARDINI e MAGRINI, 2005).

3.2.3 Arquitetura geral do sistema de monitoramento do disjuntor

O sistema de monitoramento de um disjuntor é composto por um grupo de dispositivos (transdutores, conversores e sensores) que são conectados em um Dispositivo Eletrônico Inteligente - *Intelligent Electronic Device* (IED) que faz a coleta, tratamento e envio de dados para o computador central que, processa, armazena e realiza a interface entre homem e máquina - *Interface Human Machine* (IHM). A IHM converte os dados em informações úteis para o diagnóstico da real condição de operação do disjuntor e para esta comunicação são usados protocolos padrões.

A Figura 3.1 ilustra os elementos presentes na arquitetura geral do sistema de monitoramento de um disjuntor. Analisando-se a figura da direita para a esquerda tem-se o caminho percorrido pela informação/dado desde a saída do sensor instalado no disjuntor, passando pela UAC até chegar ao computador, onde as informações serão tratadas, armazenadas e visualizadas. São indicados também na Figura 3.1 os tipos de sinais digitais e analógicos presentes na UAC.

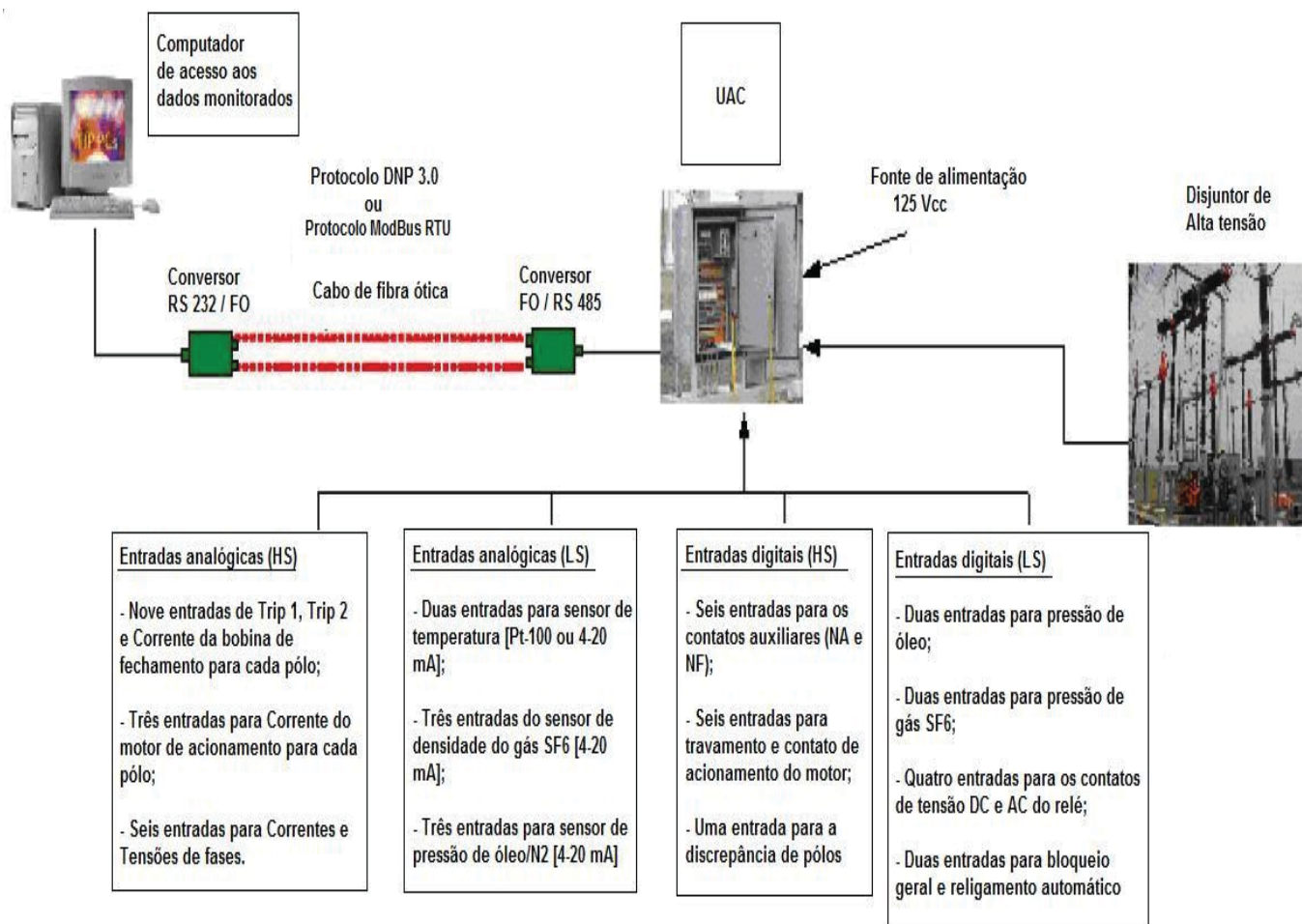


Figura 3.1 – Arquitetura geral do sistema de monitoramento de um disjuntor (SILVA; JARDINI; MAGRINI, 2005)

3.2.4 Componentes de um sistema de monitoramento de um disjuntor

O sistema de monitoramento de um disjuntor possui alguns componentes que trabalham em conjunto para coletar, tratar e avaliar os dados necessários ao monitoramento do mesmo. A seguir são detalhados os componentes presentes no sistema de monitoramento de um disjuntor, com as especificações destes componentes que foram utilizados em um protótipo do monitoramento de um disjuntor em uma subestação de transmissão de 440 kV, conforme apresentado por Silva; Jardim e Magrini (2005).

a) Módulo de aquisição

Este módulo é composto por:

- Um IED com 240 kB de memória configurável;
- Uma fonte de alimentação de 125 Vcc com 24 Vcc na saída para possibilitar a alimentação de sensores;
- Taxa de transmissão de dados de 9600 até 19200 bps;
- Cartão de comunicação Ethernet;
- Duas portas EIA RS-232/RS-485;
- Placa de aquisição de dados binários, com alimentação 12/24/125 Vcc;
- Entradas analógicas de +/- 10 Vcc ou 0-20 mA com 16 bits de resolução e precisão de 0,1%.

O IED é preparado para funcionar em atmosferas com alto nível de ruído, que tem origem nos campos eletromagnéticos presentes e para suportar temperaturas ambientes apropriadas às temperaturas ambientes que ocorrem na subestação.

b) Transdutores digitais

São unidades transformadoras que adaptam as correntes e tensões de linha (fases A, B e C), com entradas configuráveis para circuitos monofásicos e trifásicos. As entradas para estas unidades são tensões de 0-115 V e correntes de 0-5 A, sendo estas conectadas através de Transformadores de Corrente (TCs) e Transformadores de Potencial (TPs) da linha. Os transdutores são conectados ao IED através das entradas analógicas da carta de aquisição (0-5 Vcc).

c) Especificações dos sensores

- **Sensor de temperatura:** Modelo Pt-100 Classe B/RTD.

Este sensor é usualmente fixado no painel de comando do disjuntor com um transdutor de temperatura que possui uma saída de 4-20 mA, Alimentação de 10-30

Vcc, ligação a dois fios, com o tubo de proteção em aço inoxidável, medição de 0°C a +85°C e precisão de +/- 0,5%.

Outro sensor com as mesmas características é utilizado para medição da temperatura ambiente e é instalado próximo a uma das fases.

- **Sensor de densidade:** Modelo S-10

Com medição de pressão de 0-10 bar com compensação de temperatura, dois fios, alimentação de 10-30 Vcc, sinal de saída de 4-20 mA, conexão de pressão ½", precisão de +/- 0,5% e tempo de resposta menor que 1 segundo.

- **Sensor de pressão:** Modelo S-40

Com medição de pressão de 0-400 bar, dois fios, alimentação de 10-30 Vcc, sinal de saída de 4-20 mA, conexão de pressão ½ ", precisão de +/- 0,5% e tempo de resposta menor que 1 segundo.

- **Transdutores de corrente:**

Tipo circuito fechado (compensado) de efeito Hall, com medição variando de 0-10 A (DC ou AC), a três fios, alimentação de 20-30 Vcc, sinal de saída de 4-20 mA, precisão de +/- 0,5% e tempo de resposta menor que 1 segundo.

d) Computador servidor

Consiste em um microcomputador, localizado na casa de controle da subestação, com as seguintes especificações:

- *Personal Computer* com processador de 2 GHz;
- 256 MB RAM de memória;
- Unidade de HD com 40 GB;
- Monitor de 17";
- Carta gráfica de interface AGP;
- Cartas de comunicação RS-232;

O sistema operacional instalado é o Windows NT profissional, sistema SCADA, um *software* de gestão de banco de dados, bem como um programa desenvolvido para a análise e apresentação de dados que mostra os resultados na forma de gráficos, tabelas e formas de onda.

e) Comunicação

As necessidades de comunicação de dados do sistema de monitoramento de um disjuntor, apesar de não envolver um grande volume de dados, apresenta algumas peculiaridades, tais como:

- Diferentes tempos de digitalização, a maioria dos sinais analógicos e digitais são coletados a cada segundo, enquanto outros exigem uma resolução de milissegundos;
- O volume de dados a serem transmitidos é normalmente pequeno, exceto quando ocorre uma manobra do disjuntor;
- Os equipamentos de coleta de dados precisam ser sincronizados.

Os fabricantes oferecem uma grande variedade de protocolos de comunicação de dados com suporte a essas funcionalidades, mas muitos deles são soluções suportadas apenas pelos produtos de mercado da empresa, o que dificulta, ou mesmo impede a sua integração com equipamentos do sistema de outro fabricante ou até mesmo com o SCADA. A filosofia de sistemas abertos de comunicação valoriza a adoção de interfaces e protocolos padronizados, tais como a IEC 60870-5, DNP 3.0, e mais recentemente, a IEC 61850, o qual é também conhecido como uma extensão do UCA 2.0.

f) Outros dispositivos

De acordo com Silva, Jardini e Magrini (2005), analisando a considerável distância entre o equipamento em campo e a casa de controle, foram usados cabos de fibra ótica com seus respectivos conversores F.O. / RS-232. No caso do disjuntor D1, devido a operação ser em comando monopolar este requer o triplo de quantidade de sensores e uma fonte auxiliar de 125/24 Vcc, em relação ao disjuntor D2 que possui comando tripolar.

A Figura 3.2 ilustra um protótipo instalado na subestação de transmissão no painel do disjuntor D1.



Figura 3.2 – Protótipo de um sistema de monitoramento instalado em uma subestação de transmissão (SILVA; JARDINI; MAGRINI, 2005)

Portanto, analisando a arquitetura e todos os componentes envolvidos no monitoramento remoto de um disjuntor, nota-se que é difícil a realização de um projeto genérico que atenda às especificações gerais de um disjuntor uma vez que os mesmos possuem diversos parâmetros que diferem bastante em função da tensão, mecanismo de operação, sistema de extinção de arco e até mesmo dos diferentes tipos de fabricantes. Desta forma, ainda que alguns parâmetros sejam comuns tais como o elemento usado como isolante (gás SF6) e alguns contatos de abertura e fechamento, o projeto do sistema de monitoramento de um disjuntor se torna bem específico em função do tipo do disjuntor e da função que o mesmo terá no sistema.

3.3 Avaliação de estado de transformadores

Sendo o transformador o principal componente de uma subestação de energia, é de fundamental importância protegê-lo e garantir que o mesmo opere com a máxima confiabilidade possível em um sistema. Para tanto, são utilizadas técnicas para evitar que o transformador apresente falhas. A avaliação das condições de operação do transformador é fundamental para a tomada de decisão da equipe de manutenção que, a partir dos dados obtidos desta avaliação irá optar por um determinado plano de ação para solucionar uma falha ou até mesmo preveni-la. Dentro desse contexto, o monitoramento remoto do transformador é utilizado para que essa avaliação das condições de operação do mesmo seja feita de maneira aprimorada, garantindo assim que a equipe de manutenção tenha em mãos as informações mais bem detalhadas possível para a tomada de decisão. A justificativa para o monitoramento *online* é determinada portanto pela necessidade do aumento da disponibilidade dos transformadores e para facilitar a transição da manutenção baseada no tempo para a manutenção baseada nas condições. Além de melhorar a avaliação e o gerenciamento da vida útil, o monitoramento permite aperfeiçoar a análise das causas de falhas.

A isolamento é o principal fator, o que desempenha papel importante na expectativa de vida de um transformador. A expectativa de vida de um transformador é conhecida com base em parâmetros concebidos em relação à operação normal e condições climáticas as quais o transformador será submetido. Para determinar o desempenho e o envelhecimento deste ativo, o principal indicador a ser analisado é o comportamento de sua isolamento. Uma grande parte dos transformadores tem um histórico de falhas devido a problemas de isolamento, antes de atingirem o final de sua expectativa de vida para o qual foram projetados. Portanto, é importante avaliar a situação da isolamento de um transformador em relação à sua idade. Um bom número de transformadores antigos ainda operam em bom estado, sendo mais importante e mais rentável o monitoramento do comportamento da isolamento do mesmo ao invés de substituí-lo por um novo. O comportamento da isolamento de um transformador difere em função do modo de operação, clima (condições ambientais) e carga a qual o mesmo está submetido. A tendência de degradação da isolamento precisa ser avaliada regularmente para que haja uma avaliação correta da sua situação. Uma análise precisa da isolamento pode assim aumentar a expectativa de vida de um transformador, bem como proporcionar dados fundamentais para a gestão deste ativo.

De acordo com Arshad e Islam (2012), a avaliação do estado de transformadores pode ser dividida da seguinte forma:

- Desempenho de operação com parâmetros de projeto;
- Envelhecimento dos materiais isolantes devido ao estresse imposto tanto térmica quanto eletricamente;
- Deterioração química: umidade, oxigênio, ácidos e outros contaminantes;
- Resistência mecânica do isolante sólido e materiais de suporte.

A avaliação de transformadores é baseada principalmente na análise de gases dissolvidos (DGA – *Dissolved Gas Analysis*). Em particular o método proporcional de Rogers, que fornece a tendência de alguns gases (por exemplo: Hidrogênio, Metano, Monóxido de carbono, Dióxido de carbono e entre outros) presentes no óleo em função da degradação do material isolante que é dada pela equação (3.1).

$$R = \frac{(St - So) \cdot V \cdot 10^{-6}}{264,86 \cdot T} \quad (3.1)$$

Sendo:

St = Amostra do gás colhida no tempo T1, posterior a T0 [ppm]

So = Amostra do gás colhida no tempo T0 [ppm]

V = Volume do óleo no tanque do transformador [l] (em condições normais é constante)

T = Tempo [dias]

R = Taxa de variação de um gás analisado que se encontra dissolvido no óleo (m³ / dia)

Em função, por exemplo, de um aumento da taxa de variação de um determinado gás dissolvido no óleo, pode-se presumir que está ocorrendo o processo de deterioração do dielétrico utilizado como isolante.

Outros dois importantes parâmetros a se analisar são o aumento da temperatura do óleo e dos enrolamentos do transformador. O resultado da análise depende, principalmente, da precisão dos testes e da interpretação correta dos dados obtidos (ARSHAD; ISLAM, 2005).

3.3.1 Componentes críticos

O Núcleo, os enrolamentos, o óleo isolante, as buchas e o comutador de transformação em carga (TAP) são os principais elementos da cadeia de isolamento de um transformador. A degradação do sistema de isolamento é acompanhada por fenômenos que ocasionam alterações em parâmetros físicos ou de comportamento do sistema de isolamento. Esta degradação é um processo físico complexo, muitos parâmetros agem ao mesmo tempo fazendo assim com que a interpretação de tais fenômenos se torne extremamente complexa.

O processo de envelhecimento do óleo/sistema de isolamento por celulose sob estresse térmico são mensuráveis devido a reações químicas que ocorrem no dielétrico. A temperatura do óleo/papel dielétrico é o parâmetro crítico de envelhecimento que pode causar alterações nas propriedades mecânicas e elétricas do material. Além das altas temperaturas, outro importante parâmetro que afeta o envelhecimento do isolante sólido e líquido é a presença de água e de oxigênio no sistema. A presença de tais componentes pode ser monitorada através da realização de cromatografia que segundo Degani, Cass e Vieira (1998) é um método físico-químico de separação fundamentado na migração diferencial dos componentes de uma mistura que ocorre devido a diferentes interações entre duas fases imiscíveis, chamadas fase móvel e fase estacionária.

O monitoramento e avaliação de tais parâmetros é vital para se conseguir uma melhor confiabilidade do sistema. Com a implementação de correções operacionais e estratégias de manutenção, a fim de controlar e minimizar o processo de envelhecimento e degradação da isolamento, pode-se obter um aumento da vida útil do transformador.

3.3.2 Principais falhas

Os tipos de falhas que podem ocorrer no interior do tanque de um transformador são diversos, segundo Arshad e Islam (2012), os principais parâmetros a serem monitorados e corretamente diagnosticados para se obter sucesso na análise do transformador são os seguintes:

Núcleo: O superaquecimento no núcleo leva a circulação de correntes e geralmente ocasiona falhas.

Enrolamentos e isolamento inter-enrolamentos: As falhas de descargas parciais podem se desenvolver entre várias partes da estrutura de isolamento como resultado da contaminação do isolante (inclusive umidade), devido à má impregnação do isolante ou devido a sobrecarga. Um curto-circuito entre enrolamentos ou entre enrolamento e terra também podem resultar sérios danos ao transformador.

3.3.3 Fatores de deterioração e falhas

Os principais fatores causadores de deterioração e falhas são citados a seguir:

Ambiente de operação (elétrico): Tensão de operação (50/60 Hz), transitórios de tensão, correntes de carga, curto-circuito (correntes de falha), raios e surtos de manobra.

Ambiente operacional (físico): Temperatura (operando a plena carga), vento, chuva e poluição.

Tempo de operação: Tempo de serviço e tempo em condições anormais ou condição extrema de operação (variação de carga, mudança de estresses térmicos).

Número de operações do comutador de tensão: O elevado número de operações do comutador de tensão pode ocasionar um desgaste levando o mesmo a possíveis falhas.

Efeito de vibração: Som e fadiga do material.

Contaminantes: Umidade (teor de água no óleo), presença de oxigênio e de partículas no óleo (ARSHAD; ISLAM, 2005).

3.3.4 Sistema de Monitoramento de Transformadores

O Sistema de monitoramento de Transformadores pode variar em função do fabricante. Tal sistema pode ser fornecido como parte integrante do equipamento, desde os sensores até a mão de obra capacitada para coletar e analisar os dados obtidos, apenas o sistema de monitoramento ou apenas parte dele. Pode também ser fornecido o sistema de monitoramento para transformadores que já estão em operação, a fim de se obter melhor controle de alguns parâmetros e conseguir assim um aumento da vida útil do equipamento.

De acordo com Siemens (2012), existem três níveis de monitoramento, desde monitoramento de partes individuais do transformador até o monitoramento especialista do parque instalado de transformadores:

- **Monitoramento Centralizado:** Recomendado para monitoramento de múltiplos transformadores, com processamento e acesso remoto.
- **Monitoramento Distribuído:** Recomendado para monitoramento de transformadores individualmente, com acesso local e remoto via *web*.
- **Sensores:** Acompanhamento de geração de gases e condição das buchas. É um acompanhamento pontual de variáveis críticas do transformador.

A seguir, são apresentados os três diferentes níveis de monitoramento. Como o funcionamento do transformador não varia muito em função do fabricante, a arquitetura do sistema de monitoramento de qualquer outro fabricante, em termos gerais, se assemelha bastante ao sistema de monitoramento aqui apresentado.

3.3.4.1 Monitoramento Centralizado

Este nível de monitoramento tem por finalidade, a partir das informações fornecidas evitar falhas catastróficas e auxiliar na tomada de decisões para aprimorar as ações relativas à manutenções e/ou operações do transformador. Para fornecer tais informações o sistema visa medir, armazenar e correlacionar as grandezas que possam indicar o estado operativo do transformador, além de processar estes dados de forma a emitir diagnósticos, prognósticos, ações recomendadas e tendências indicativas de possíveis falhas no equipamento. Este é portanto um sistema especialista, ou seja, reúne vários modelos de engenharia com técnicas de estatística e aprendizado, o que faz com que o mesmo não seja um simples sistema de medição, mas um sistema capaz de interpretar e processar informações, a fim de auxiliar a interpretação das mesmas por parte do operador. O sistema pode ser instalado em transformadores novos ou transformadores que operam há anos, sendo estes de qualquer fabricante. É portanto um tipo de solução flexível para monitoramento de transformadores (SIEMENS, 2012).

3.3.4.1.1 Arquitetura do sistema de monitoramento centralizado

Os transformadores monitorados possuem sensores que são instalados em seu tanque principal e no Comutador de Tap sob carga (*On Line Tap Changer* – OLTC). As informações adquiridas pelos sensores são enviadas a princípio para um painel instalado no próprio transformador, chamado de painel local. Este painel pode ser interligado a outros transformadores que estão sendo monitorados e interligado à sala de controle, onde se encontra o painel central que irá receber todas as informações dos sensores através deste painel local. A comunicação dos dados é feita através de uma rede de fibra óptica.

A arquitetura geral de um sistema de monitoramento centralizado pode ser visualizada na Figura 3.3 onde é ilustrada a sequência seguida pela informação/dado desde a saída do mesmo do painel local (que recebe os sinais dos sensores instalados dentro dos transformadores) até a sala de controle onde os dados são acessados e interpretados pelo operador.

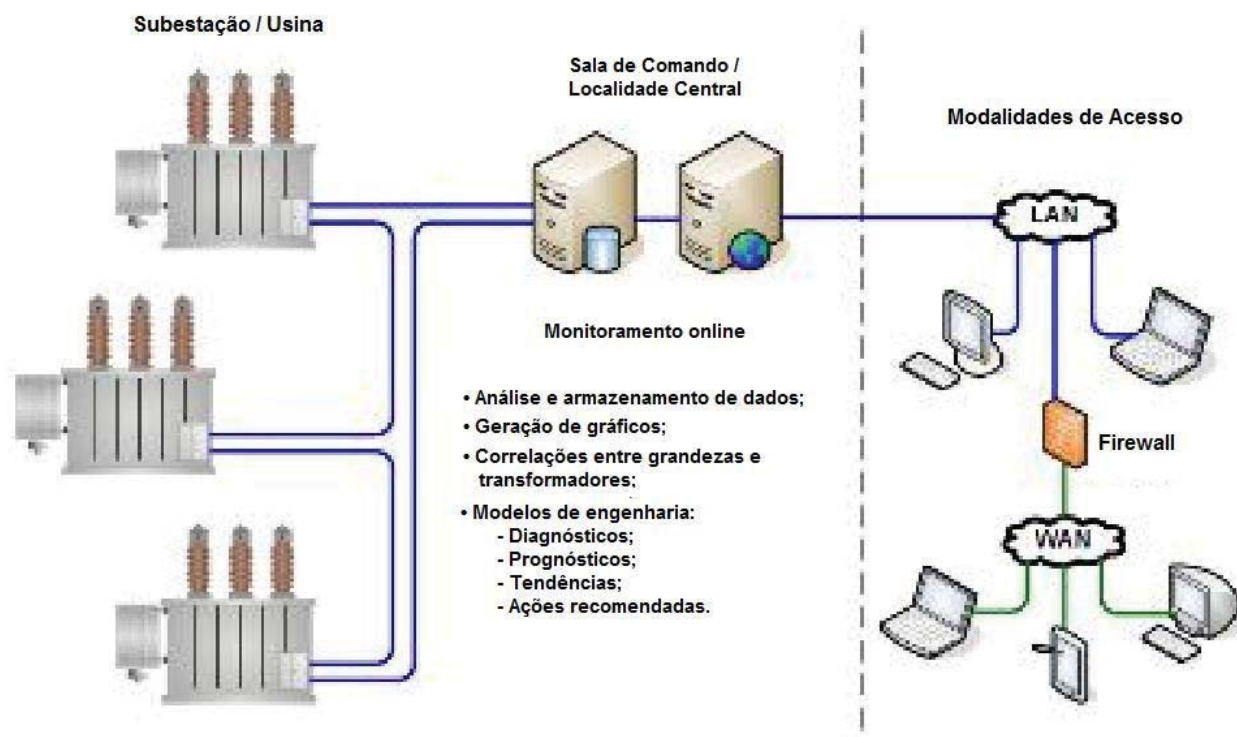


Figura 3.3 – Arquitetura geral do sistema de monitoramento de um transformador (SIEMENS, 2012)

3.3.4.1.2 Grandezas monitoradas pelo sistema de monitoramento centralizado

As principais grandezas monitoradas pelo sistema de monitoramento centralizado são as seguintes:

- Gases dissolvidos no óleo;
- Umidade no óleo;
- Temperaturas do óleo;
- Temperaturas dos enrolamentos;
- Temperatura ambiente;
- Nível de óleo do conservador;
- Corrente de carga;
- Condição do OLTC;
- Condição das buchas condensivas;
- Fluxo de ar, água e óleo no sistema de refrigeração;
- Tensão operativa e sobretensão;
- Temperatura direta do enrolamento e núcleo.

Pode-se visualizar na Figura 3.4 a localização dos sensores e das principais variáveis monitoradas em um tanque de um transformador por um sistema de monitoramento centralizado.

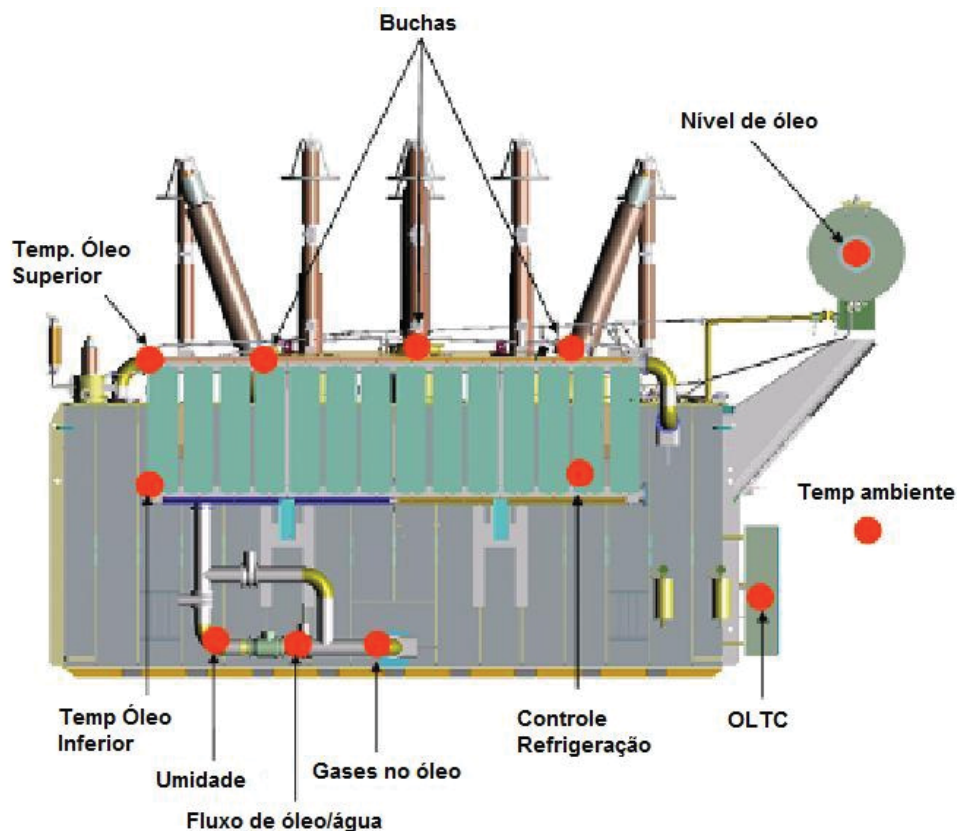


Figura 3.4 - Principais variáveis monitoradas pelo sistema de monitoramento centralizado (SIEMENS, 2012)

3.3.4.1.3 Acesso às informações

As informações podem ser acessadas pelo operador via *web*, sem a necessidade da instalação de aplicativos proprietários, se utilizando apenas de navegadores *web* disponíveis no mercado. O acesso às informações também pode ocorrer através do uso de sistemas de gestão de processos.

As vantagens neste tipo de monitoramento está na capacidade de monitorar diversos transformadores ao mesmo tempo, concentrando as informações coletadas nos transformadores em uma única localidade. Desta forma, pode-se apenas com um operador monitorar à distância vários transformadores de uma subestação ou de várias subestações ao mesmo tempo.

3.3.4.2 Monitoramento Distribuído

O monitoramento distribuído, tem por finalidade mitigar o risco de falhas catastróficas e auxiliar na tomada de decisões relativas à manutenção e/ou à operação dos transformadores. Este nível de monitoramento também realiza a medição e armazenamento de parâmetros capazes de indicar a condição de operação do transformador. Após medir e armazenar os dados, os mesmos são processados e a partir daí são gerados diagnósticos que são acessíveis através de interface local, instalada em um painel local no transformador. Este tipo de interface permite fácil acesso aos dados e diagnósticos do transformador em campo, ou através de seu servidor *web* nativo. Portanto, assim como o monitoramento centralizado, a informação também pode ser acessada remotamente em uma sala.

Neste nível de monitoramento cada transformador monitorado recebe um equipamento de monitoramento, que possui a função de adquirir os dados de vários sensores instalados no tanque do transformador e no comutador sob carga, caso este seja aplicável ao transformador que está sendo monitorado.

3.3.4.2.1 Grandezas monitoradas pelo sistema de monitoramento distribuído

As principais variáveis analisadas neste nível de monitoramento são as seguintes:

- Gases no óleo;
- Umidade no óleo;
- Temperaturas do óleo (inferior e superior);
- Temperatura ambiente;
- Nível de óleo;
- Corrente de carga;
- Condição das buchas;
- Sistema de refrigeração (monitoramento e controle);
- Comutador sob carga (OLTC) (SIEMENS, 2012).

Nota-se que as grandezas monitoradas por este sistema não difere muito das grandezas monitoradas pelo sistema centralizado, uma vez que os sensores responsáveis por tais medições podem ser utilizados em ambos os sistemas.

3.3.4.2.2 Acesso às informações

A comunicação do equipamento instalado no transformador com os sensores é feita através de interface serial, analógica e digital. A aquisição dos dados é feita através de *drivers* de comunicação e filtros de sinais desenvolvidos para este fim sem a necessidade de *software* de terceiros. Um transformador monitorado pelo sistema distribuído pode ser integrado a um sistema centralizado caso seja necessário. Neste caso o painel local deste transformador deverá se comunicar com o painel central. A Figura 3.5 mostra um sistema instalado em um transformador de potência.



Figura 3.5 – Sistema de monitoramento distribuído instalado em transformador de potência (SIEMENS, 2012)

A Figura 3.6 ilustra as funcionalidades deste sistema, no qual os dados monitorados podem ser acessados remotamente tanto pela internet (rede WAN) quanto por uma rede local do cliente (rede LAN).

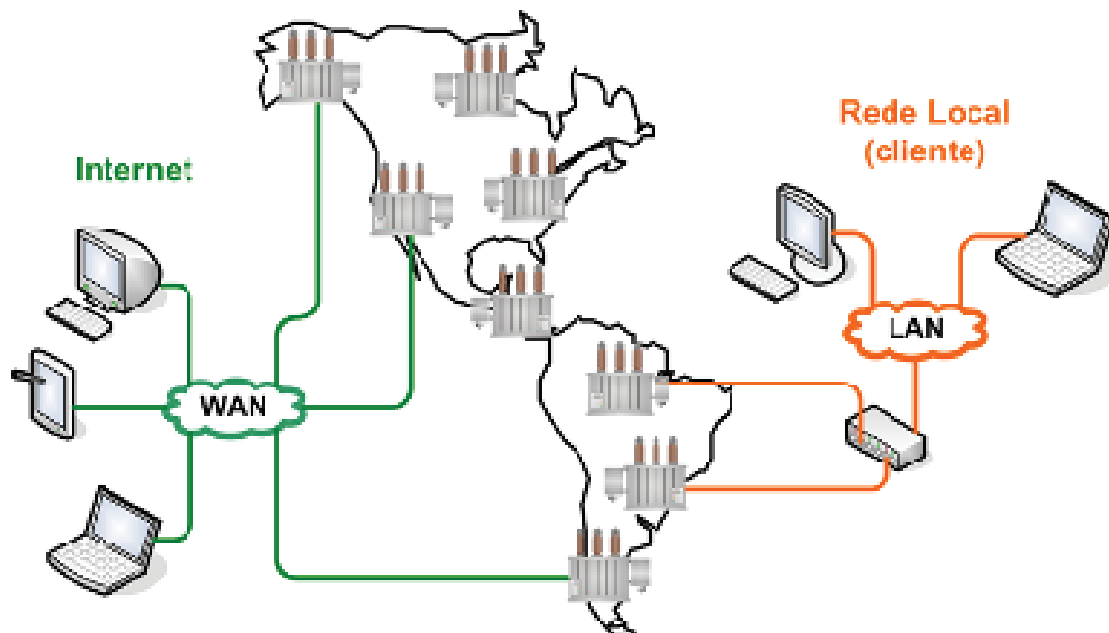


Figura 3.6 – Funcionalidades de um Sistema de monitoramento distribuído (SIEMENS, 2012)

3.3.4.3 Sensores

O terceiro nível de monitoramento apresentado é o mais específico dentre os sistemas existentes, pois este visa avaliar alguns parâmetros críticos do transformador de forma mais detalhada, que consiste na análise da presença de gases no óleo e na avaliação do estado das buchas do transformador. São apresentadas algumas características, bem como a arquitetura de dois sistemas de monitoramento específicos, que são a Cromatografia *online* e o Monitoramento de buchas.

3.3.4.3.1 Cromatografia *online*

A cromatografia gasosa pode ser feita através de um equipamento de medição que é instalado junto ao transformador. Este realiza a coleta e análise *online* de gases indicativos de falha no transformador. Usando a técnica de cromatografia gasosa, este fornece informações contínuas com relação aos gases dissolvidos no óleo do transformador, ajudando desta forma a se obter um controle permanente das condições reais da isolação do mesmo.

A técnica utilizada de cromatografia gasosa é referência padrão, cientificamente aceita como o melhor método laboratorial para análise de gases dissolvidos no óleo. O equipamento de medição possui um mini laboratório de análise cromatográfica. Este equipamento é instalado junto ao transformador e totalmente dedicado à análise dos gases dissolvidos no óleo do mesmo. Este mini laboratório móvel opera continuamente, empregando auto-calibrações frequentes e intervalos de medição ajustáveis. Adicionalmente, o equipamento fornece medições de temperatura e umidade do óleo e de seu carregamento, que são parâmetros importantes para avaliar o estado da isolação do transformador (SIEMENS, 2012).

Na Figura 3.7 tem-se o esquema de funcionamento do monitor de gases cuja função é monitorar e indicar qual é a taxa de determinados gases presentes no óleo, como, por exemplo, o Metano e o Monóxido de carbono através da realização da Cromatografia.

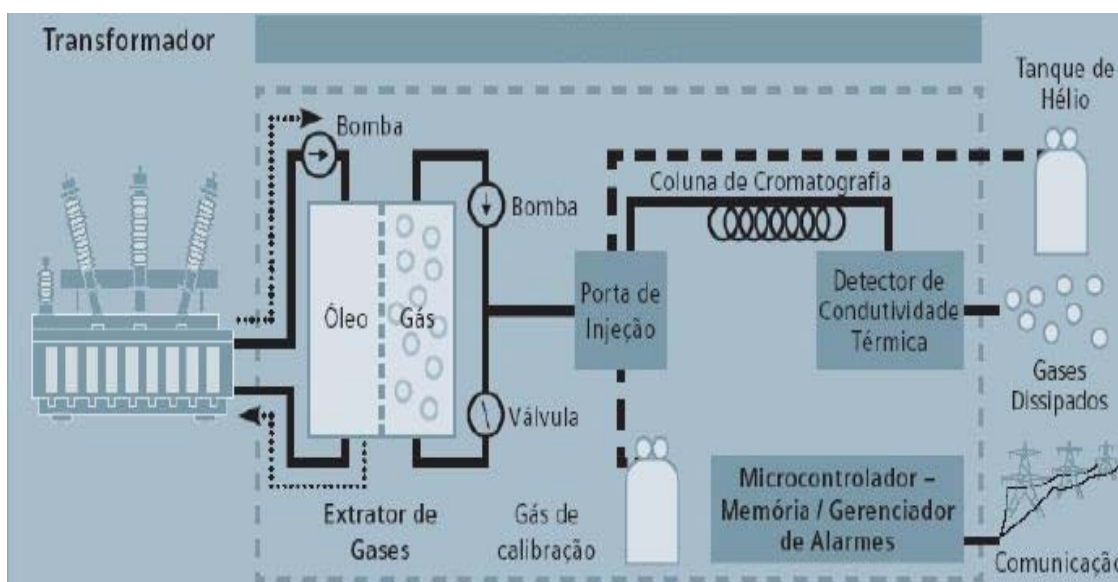


Figura 3.7 - Esquema de funcionamento do monitor de gases (SIEMENS, 2012)

O equipamento permite também fazer a correlação entre gases críticos, umidade, temperatura do óleo, temperatura ambiente e carregamento do transformador. O monitor suporta as ferramentas de diagnóstico das normas IEEE e IEC, permitindo alertas rápidos e diagnósticos de falhas incipientes.

O monitor de gases dissolvidos no óleo possui capacidade para analisar diversos gases, existem diversas versões que diferem em função do número de gases analisados pelo equipamento. Tem-se por exemplo, a versão deste equipamento, que a partir da cromatografia faz a análise individual de oito diferentes tipos de gases, que presentes no óleo podem indicar falha do isolante. Estes oito diferentes tipos de gases analisados bem como algumas faixas de

análise implementadas e características apresentadas pelo monitor de gases são mostradas na Figura 3.8.

	Gás		Precisão (1)	Repetibilidade (2)	Faixa (3)
	Hidrogênio	H ₂	+/- 5% ou +/- 2 ppm	<2%	2 - 3.000 ppm
	Oxigênio	O ₂	+/- 5% ou +/- 30 ppm	<1%	30 - 5.000 ppm
	Metano	CH ₄	+/- 5% ou +/- 10 ppm	<2%	10 - 5.000 ppm
	Monóxido de Carbono	CO	+/- 5% ou +/- 3ppm	<1%	3 - 10.000 ppm
	Dióxido de Carbono	CO ₂	+/-5% ou +/- 5 ppm	<1%	5 - 30.000 ppm
	Etileno	C ₂ H ₄	+/- 5% ou +/- 3 ppm	<1%	3 - 5.000 ppm
	Etano	C ₂ H ₆	+/-5% ou +/- 5 ppm	<1%	5 - 5.000 ppm
	Acetileno	C ₂ H ₂	+/- 5% ou +/- 1 ppm	<2%	1 - 3.000 ppm

Figura 3.8 – Gases monitorados pelo equipamento de análise de gases (SIEMENS, 2012)

Notas: Todas as especificações são independentes da temperatura do óleo e dos níveis de pressão do gás.

(1) Porcentagem de ppm – qual for maior

(2) No nível de calibração

(3) Gás no óleo

Na Figura 3.9 tem-se o equipamento de medição de gases instalado em um transformador.



Figura 3.9 – Equipamento de medição de gases instalado em um transformador (SIEMENS, 2012)

Nota-se pela Figura 3.9 que o equipamento é robusto e instalado no próprio transformador. Ele deve ser capaz de suportar as condições climáticas e interferências eletromagnéticas da subestação para que as medições não sofram alterações em função de parâmetros externos ao equipamento.

3.3.4.3.2 Monitoramento de buchas

Assim como existem equipamentos que englobam sensores específicos destinados a fazer a análise de gases dissolvidos no óleo, tratar e apresentar esta informação, existe também o sistema de monitoramento específico para as buchas de transformadores e reatores, devido a necessidade de garantir que as mesmas estejam em bom estado para garantir a isolamento do equipamento. Desta forma o usuário tem um alerta de falha antes que o equipamento perca a isolamento e venha a sofrer uma falha.

Um método de análise para o sensor das buchas é baseado na verificação de desvios de capacitância nas buchas através da medição das tensões nos TAPs capacitivos e do cálculo de desvios de tensão entre as buchas, duas a duas. Caso ocorra um desvio em alguma dessas medições sobre um limite pré-estabelecido pelo usuário, um alarme é gerado e é indicada ao usuário uma possível falha em uma determinada bucha. O sistema é também capaz de medir e registrar a ocorrência de sobretensões transitórias nas buchas.

3.3.4.3.3 Arquitetura do sistema de monitoramento de buchas

A Figura 3.10 ilustra o sistema de monitoramento de buchas. A informação/dado segue a seguinte sequência desde a saída dos sensores instalados nas buchas até chegar ao usuário:

Cada bucha é monitorada individualmente por um sensor que é instalado no TAP capacitivo do transformador;

O sinal de tensão obtido pelos sensores é transmitido através de um cabo coaxial até um divisor capacitivo presente na caixa de monitoramento remoto que fica próxima ao transformador;

O sinal segue do divisor capacitivo para a Unidade de Aquisição e Processamento (APU), que também está presente na caixa de monitoramento remoto e possui a função de digitalizar o sinal de tensão;

Após a digitalizar os sinais, as APUs de cada transformador são conectadas por fibra óptica até um *hub* óptico, que é ligado a Unidade de Processamento de Rede (NPU), que é a responsável pela realização dos cálculos para a obtenção dos desvios de tensão, armazenamento de dados e geração de possíveis eventos que ocorram. O *hub* óptico e a NPU estão localizados na caixa de monitoramento central;

Um cabo de fibra óptica leva a informação até um conversor Fibra óptica/USB que possibilita a apresentação da informação para o usuário através de um computador.

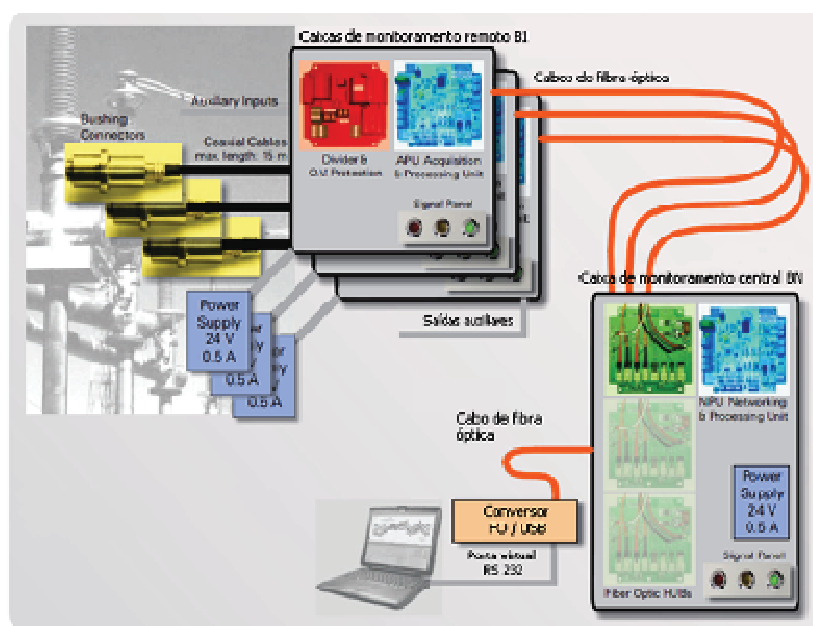


Figura 3.10 – Arquitetura do monitoramento de buchas (SIEMENS, 2012)

Portanto, a partir da análise da arquitetura geral de um sistema de monitoramento de transformadores, e dos parâmetros envolvidos, nota-se que, apesar de apresentar algumas características que podem variar em função do fabricante, o projeto possui uma aplicação mais genérica em relação, por exemplo, a aplicação do projeto em um disjuntor, o qual possui diversos parâmetros a serem avaliados e que podem diferir muito em função do tipo de equipamento. A gestão do transformador baseada na sua condição de operação é baseada na condição de sua isolação, esta indica a vida útil do equipamento e é o principal elemento a ser monitorado. Ao monitorar parâmetros relacionados ao isolamento, buchas, temperatura do óleo e dos enrolamentos, tem-se um bom número de informações para se monitorar a condição de operação de um transformador e a partir destes dados tomar medidas para aumentar significativamente sua vida útil.

Existem três diferentes níveis de monitoramento de um transformador, Monitoramento centralizado, que possui a característica de monitorar vários transformadores e centralizar as informações em um único ponto, tendo portanto, a vantagem de redução de operadores para avaliar a condição de vários transformadores simultaneamente. O Monitoramento distribuído, onde o transformador pode ser avaliado em campo com tecnologia avançada de medição, armazenamento, processamento e visualização das informações coletadas, bem como pode ser monitorado remotamente ou até mesmo incluso em um sistema centralizado. O monitoramento específico é mais pontual, ele visa analisar detalhadamente parâmetros específicos que são críticos para manter a condição do transformador tais como os gases dissolvidos no óleo e a condição de isolação das buchas do transformador.

4 IMPLEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA DE MONITORAMENTO REMOTO DE DOIS AUTOTRANSFORMADORES

4.1 Introdução

Neste capítulo é mostrada a implementação de um sistema de monitoramento remoto, são abordados aspectos como *hardware*, *software*, variáveis monitoradas e serviços necessários à aplicação prática de um sistema de monitoramento em dois autotransformadores com as características apresentadas na Tabela 4.1. O fornecedor deste sistema é a empresa F e o cliente é aqui citado como cliente A. Este é um caso de aplicação e os resultados obtidos são analisados e é verificado além dos aspectos envolvidos para a implementação do sistema, quais são os benefícios e os principais motivos que fazem com que seja indicada a instalação de tais sistemas para uma melhor análise da condição de operação de um equipamento.

Tabela 4.1 – Características dos equipamentos a serem monitorados

Equipamento	Autotransformador
Número de fases	3
Potência	100 MVA
Tensão do lado de Alta	230 kV
Tensão do lado de Baixa	69 kV
Sistema de refrigeração	ONAF II

4.2 Implementação de um sistema centralizado de monitoramento

O sistema implementado na prática que é analisado trata-se de um sistema de monitoramento centralizado, sendo portanto, caracterizado por sensores instalados no autotransformador; um painel local também instalado junto ao autotransformador que recebe as informações dos sensores e um painel central, que trata, analisa e apresenta essas informações ao usuário. A Figura 4.1 ilustra a topologia do sistema de monitoramento implementada.

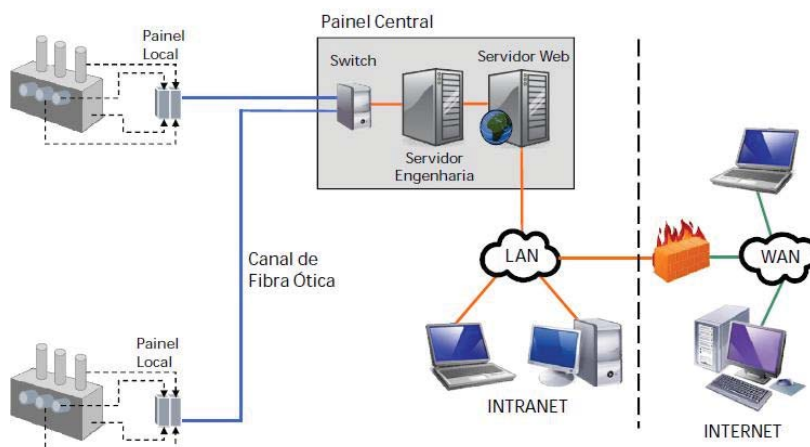


Figura 4.1 – Topologia e Funcionalidades do sistema de monitoramento proposto ao cliente A

Nota-se na Figura 4.1 que as informações coletadas pelos sensores instalados no autotransformador são enviadas ao painel local e seguem para o painel central através de um canal de fibra ótica. As informações podem ser visualizadas pelo usuário através de um *software* que pode ser acessado através da rede WAN (Internet) ou através da rede LAN (Intranet).

4.3 Hardware

4.3.1 Sensores / Conversores

A aplicação de tal sistema pode variar muito em função de quais variáveis do transformador se deseja monitorar, quanto maior o número de parâmetros analisados tem-se um número maior de informações para análise da condição do equipamento, porém nem sempre é necessário a análise de todos os parâmetros existentes em um transformador, sendo suficiente monitorar apenas os mais importantes. Esta análise dos parâmetros críticos do transformador em questão é feita por uma equipe de engenharia que pode eliminar ou adicionar parâmetros em função de sua importância para o caso específico.

Após análise das características do transformador e das exigências do cliente a engenharia do fornecedor F chegou a conclusão de que com a implementação dos sensores mostrados na Tabela 4.2 tem-se um bom projeto para monitorar este tipo de transformador, com parâmetros suficientes para análise que possam dar uma boa indicação das condições do equipamento.

Os sensores mostrados na Tabela 4.2 implementados no sistema de monitoramento do autotransformador possuem diferentes funções e foram concebidos por diferentes fabricantes, tendo, portanto, grandes diferenças. O princípio de funcionamento de tais sensores serão apresentados neste trabalho.

Tabela 4.2 – Sensores implementados no sistema de monitoramento do autotransformador

Tipo	Grandeza	Nome	Qtde (por trafo)	Instalação
Sensor	Gases	Sensor 1	1	Transformador
Sensor	Umidade	Sensor 2	1	Transformador
Sensor	Buchas	Sensor 3	1	Bucha/Painel Local
Sensor	Temperatura Ambiente	Sensor 4	1	Transformador
Sensor	Temperatura do Óleo	Sensor 5	2	Transformador
Sensor	Corrente de Carga	Sensor 6	2	Painel do Transformador
Sensor	Corrente de Refrigeração	Sensor 7	1	Circuito elétrico de refrigeração/Painel do Transformador
Conversor	DNP-Modbus	Conversor 1	1	Painel Local

Além das grandezas medidas pelos sensores, são mostrados também na Tabela 4.2 a quantidade e o local onde os mesmos foram instalados. São mostrados ainda neste trabalho fotos indicando a instalação destes sensores.

4.3.1.1 Sensor de gases – Sensor 1

O Sensor 1 é o sensor que verifica se há presença de gases dissolvidos no óleo do transformador. Este sensor é instalado junto ao transformador e o equipamento que engloba o sensor trata-se de um mini laboratório situado próximo ao mesmo. Este mini laboratório deve ser equipado com alguns componentes capazes de coletar óleo e realizar uma reação química para verificar se há ou não presença de gases no mesmo, decorrentes de reações que ocorreram devido a degradação do material isolante dentro do transformador.

A Figura 4.2 ilustra o funcionamento deste sensor instalado junto ao transformador.

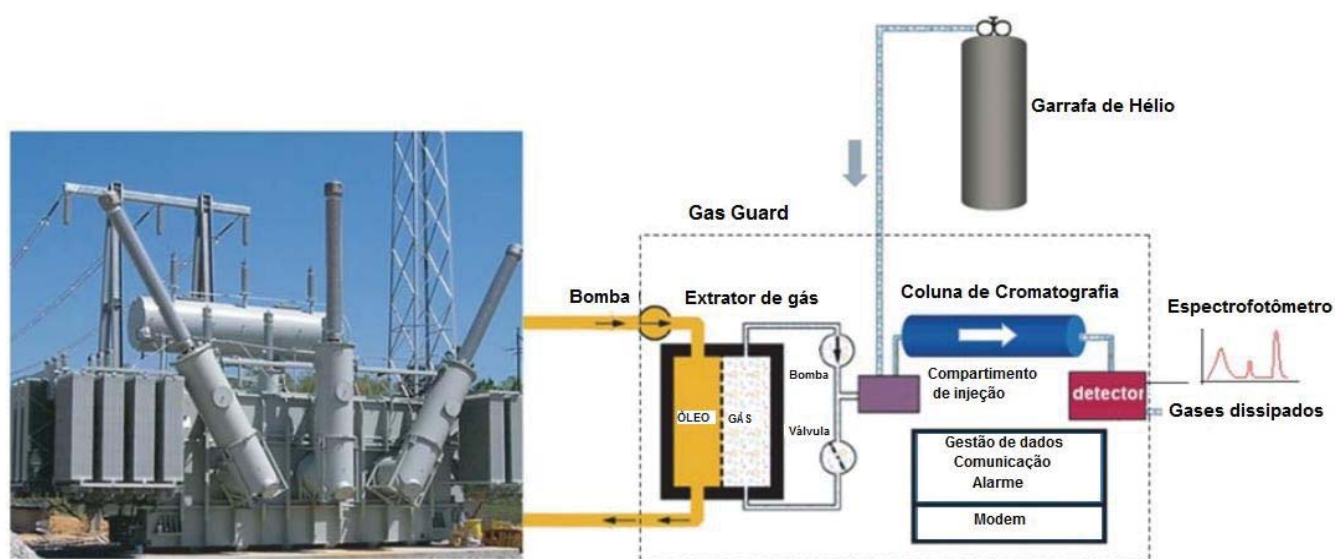


Figura 4.2 – Esquema de funcionamento do Sensor 1

Nota-se na Figura 4.2 que o sensor é composto de uma bomba que coleta parte do óleo do transformador e outra bomba que faz a coleta do gás presente neste óleo. Esta bomba só funciona quando a válvula está aberta. Após a coleta dos gases há um local aonde os gases vindos do óleo são misturados ao gás Hélio que é injetado neste misturador através de um cilindro onde o mesmo fica armazenado. A versão do Sensor 1 utilizada neste projeto é capaz de avaliar a presença de oito diferentes tipos de gases que podem estar presentes no óleo do transformador, esses diferentes gases são mostrados na Figura 3.8.

A Figura 4.3 mostra o Sensor 1 instalado no corpo do transformador. Pode-se notar a presença do tanque de gás Hélio utilizado para participar do processo como uma fase móvel que carrega os gases provenientes do óleo para o forno e, em seguida, à coluna de fracionamento analítica, a qual vai liberando os compostos conforme o tempo de retenção para cada substância, dando origem à curva de concentração por composto químico, obtido do espectrofotômetro localizado na saída da coluna.



Figura 4.3 – Sensor 1 instalado junto ao corpo do transformador

As informações coletadas pelo Sensor 1 são transmitidas até o painel local através de fios de cobre, que são colocados dentro de condutores para um melhor arranjo e proteção dos mesmos e devido ao painel local estar situado no corpo do transformador não devem percorrer um longo caminho, e portanto, há uma pequena perda ôhmica do sinal entre o sensor e o painel local.

4.3.1.2 Sensor de Umidade – Sensor 2

O sensor 2 é desenvolvido para medição de umidade em hidrocarbonetos líquidos. A alta tolerância química do sensor faz com que o mesmo forneça medições precisas e confiáveis sobre uma ampla faixa de medição. O sensor 2 mede a umidade no óleo em função de atividade de água (AW) e da temperatura (T).

A atividade de água indica diretamente se há risco de formação de água livre. A medição é independente do tipo de óleo, da idade e da temperatura do mesmo.

A Figura 4.4 mostra o sensor de umidade que foi utilizado no projeto do monitoramento dos autotransformadores.



Figura 4.4 – Sensor de umidade

A Tabela 4.3 apresenta os dados de medição do sensor de umidade com algumas características apresentadas pelo mesmo.

Tabela 4.3 – Dados de medição do sensor 2

Grandeza	Faixa de medição	Precisão	Tempo de resposta
Umidade relativa	0 até 1 AW	$\pm 0,01$ AW	10 minutos
Temperatura do óleo	-70 até +180°C	$\pm 0,1$ °C	-

A faixa de medição de umidade relativa está em uma escala de zero a um, sendo que a umidade relativa 0 AW indica ausência total de água, enquanto 1 AW indica óleo completamente saturado com água. A escala corresponde, portanto, ao nível de saturação do óleo com água.

A medição da umidade se dá através de dois eletrodos e um substrato de vidro conforme mostrado na Figura 4.5. Os dois eletrodos formam um capacitor cujo isolante é o filme de polímero localizado entre os eletrodos. Na presença de umidade há uma alteração nas características do filme de polímero e consequente alteração da capacitância entre os eletrodos, em função dessa variação tem-se o nível de umidade presente.

O sensor gera então uma saída para indicar esta variação. Esta saída é um sinal analógico que está entre 0 – 20 mA e portanto o sinal do sensor pode ser enviado diretamente ao Controlador Lógico Programável - *Programmable Logic Controller* (PLC) localizado no painel local que irá processar tal informação.

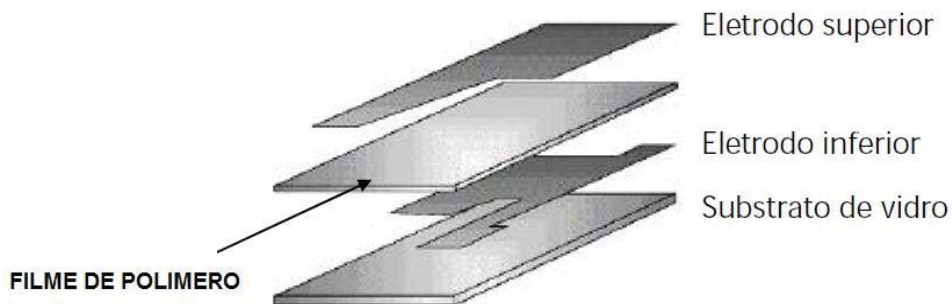


Figura 4.5 – Princípio de funcionamento do sensor de umidade

Nota-se pela Figura 4.6 que o sensor é instalado junto ao tanque do transformador. Ele é conectado ao tanque através de uma válvula de acoplamento, que deve estar presente no transformador, normalmente os transformadores já são projetados com essas válvulas, caso não haja uma válvula livre deve ser adaptado um sistema de conexão que permita mais de uma conexão em uma mesma válvula. Após conectado ao tanque, o sensor possui contato direto com o óleo do transformador e possui a capacidade de verificar continuamente a presença de umidade no mesmo.



Figura 4.6 – Sensor de umidade instalado no corpo do transformador

A Tabela 4.4 apresenta os dados do *datasheet* do sensor de umidade utilizado no projeto de monitoramento dos autotransformadores.

Tabela 4.4 – Dados elétricos do sensor de umidade

Saída (canal) 1	0 – 20 mA
Saída (canal) 2	4 – 20 mA
Precisão da saída analógica a +20 °C	± 0,05 %
Dependência da saída com a temperatura	0,005% / °C
Saída serial	RS232C
Tensão de operação	24 VDC (10 – 35 VDC)
Tensão mínima de operação com RS232C	10 VDC
Corrente de saída Iout	0 – 20 mA ou 4 – 20 mA

Nota-se pela Tabela 4.4 que as saídas analógicas dos sensores, que são as utilizadas, já estão de acordo com os níveis de entrada do PLC localizado no painel local, ou seja, a saída do sensor que será a entrada do PLC está entre 0 – 20 mA, desta forma o sinal que sai do sensor pode seguir diretamente para os módulos de comunicação localizados dentro do painel local, mostrados na Figura 4.23.

4.3.1.3 Sensor de Buchas – Sensor 3

A Figura 4.7 mostra o sensor 3 instalado no painel local do transformador. Este dispositivo processa as informações recebidas do sensor instalado nas buchas do transformador antes de enviá-las ao painel central.



Figura 4.7 – Dispositivo de monitoramento de Buchas

O dispositivo de monitoramento mostrado na Figura 4.7 possui as seguintes características:

- Avaliação contínua: O dispositivo realiza sua análise a partir de correntes de fuga nas buchas, proporcionando assim uma avaliação contínua do sistema de isolamento.
- Identificação de problemas na bucha: Indica a bucha que está manifestando anormalidades e fornece as informações necessárias para mapear as ações corretivas necessárias.
- Diagnóstico da gravidade do problema: Após detectar um problema, o sistema calcula a taxa absoluta de variação de energia/fator de dissipação e a capacitância da bucha suspeita, sendo capaz de fornecer a partir disso informações de diagnóstico para determinar a gravidade do problema.
- Notificação de alerta remoto: A partir da interface de um protocolo padrão DNP 3.0 SCADA, permite que o operador monitore remotamente o dispositivo.

Nota-se pela Figura 4.8 que a verificação da corrente de fuga na bucha é feita a partir da medição da corrente no tap capacitivo da bucha através de adaptador instalado na própria base da bucha, indicado na Figura 4.8 como Tap de potencial (teste). A partir da corrente no condutor central o sensor consegue detectar se há corrente de fuga medindo as correntes capacitivas presentes na bucha do transformador.

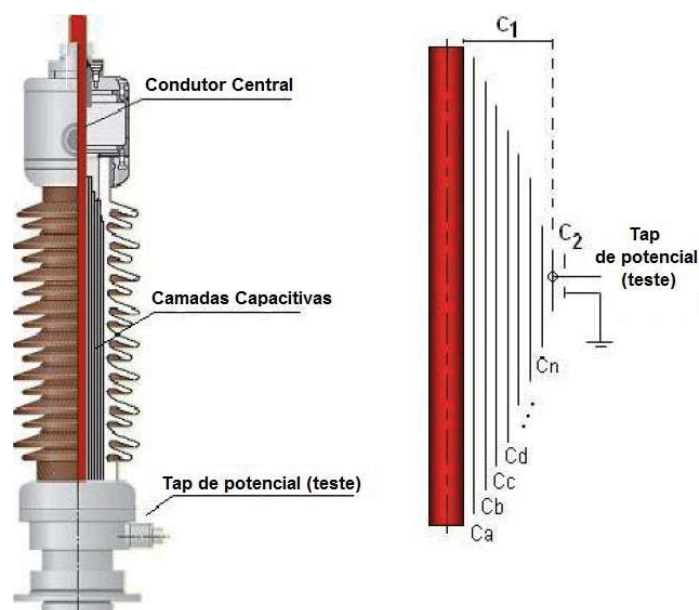


Figura 4.8 – Princípio de funcionamento do Sensor 3

A Figura 4.9 mostra o sensor instalado na base da bucha. Este sensor será o responsável por detectar a corrente de fuga no tap capacitivo e enviar ao dispositivo instalado no painel para que este processe a informação e verifique se há corrente de fuga. Nota-se na Figura 4.9 que há presença de um adaptador para conectar o sensor à base da bucha.



Figura 4.9 – Sensor de fuga de corrente na bucha instalado na base da bucha do transformador

Devido ao fato do dispositivo operar com o protocolo DNP 3.0 SCADA e o PLC operar com o protocolo DNP 3.0 ModBus RTU, como pode ser visto na Figura 4.23, que apresenta as características dos módulos de comunicação instalados, para se obter então uma comunicação entre o dispositivo, os módulos de comunicação e o PLC, o sinal deve passar por uma conversão de protocolo. Essa etapa é garantida pelo conversor de protocolo DNP 3.0

ModBus RTU que garante que após a passagem do sinal pelo mesmo pode ser feita uma comunicação direta com o sistema de monitoramento centralizado. O conversor de protocolo utilizado neste projeto é o Conversor DNP 3.0 ModBus – Conversor 1, que é instalado no painel local do sistema de monitoramento, o mesmo pode ser visualizado na Figura 4.10.

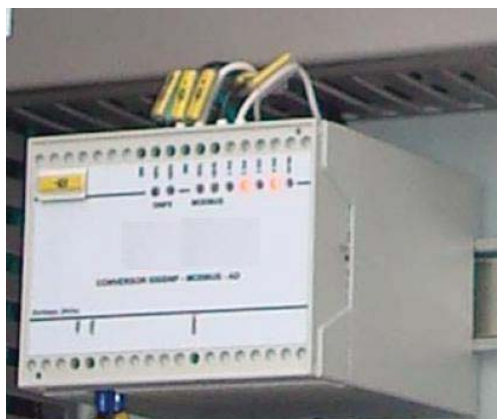


Figura 4.10 – Conversor de protocolo DNP 3.0 ModBus RTU

A Tabela 4.5 apresenta os sinais de alerta disponíveis pelo Sensor 3.

Tabela 4.5 – Sinais de alerta disponíveis pelo Sensor 3

Sinal	Descrição
<i>SYSTEM</i>	Falha interna de <i>hardware</i> e/ou <i>software</i> no próprio sensor.
<i>INFO</i>	Diagnóstico de falha média.
<i>WARNING</i>	Diagnóstico de falha grave.
<i>ACTION</i>	Diagnóstico de falha muito grave.

Estes são os sinais de alarme do sensor e os mesmos são conectados ao sistema de monitoramento centralizado, que processa e trata as informações recebidas para avaliar a condição das buchas e armazenar um histórico de informações das mesmas. A Tabela 4.6 apresenta as características elétricas do Sensor 3.

Tabela 4.6 – Características elétricas do Sensor 3

Faixa de medição de entrada	0 – 100 mA
Precisão	$\pm 1\%$ de leitura
Resolução	12 bits
Taxa de amostragem	5 kHz
Isolação entre fases	2500 RMS por um minuto
Tensão de alimentação	90 – 264 VAC, 47 – 63 Hz ou 100 – 280 VDC
Temperatura ambiente de operação	- 40° até + 65 °C
Temperatura de armazenamento	- 40° até + 85 °C
Umidade	5% até 95% sem condensação

O dispositivo é instalado no painel local logo abaixo dos módulos de comunicação, como pode ser visualizado na Figura 4.24. Nota-se pela Tabela 4.6 que o dispositivo possui grande resistência a variação de temperatura e umidade ambiente e que apresenta boa precisão de medição uma vez que a variação está apenas em $\pm 1\%$ de leitura da variável.

4.3.1.4 Sensores de Temperatura Ambiente e de Óleo

4.3.1.4.1 Princípio de funcionamento de um sensor de temperatura Pt100

O Pt100 é um termômetro de resistência elétrica feito de platina. É chamado de termoresistor, possuindo uma resistência de aproximadamente 100 Ω a 0 °C. A norma DIN IEC 751 padronizou a faixa das termoresistências de -200 a 850 °C.

O princípio físico de funcionamento deste dispositivo é baseado numa relação linear da resistência em função da variação da temperatura, segundo a equação (4.1) (OLIVEIRA; CAMARGO, 2012).

$$R_t = R_0 (1 + a\Delta t_1 + b\Delta t_2) \quad (4.1)$$

Sendo:

R = Resistência em função da temperatura (Ω)

R_0 = Resistência inicial (Ω)

Δt = Variação da temperatura (°C)

a = Coeficiente de temperatura do metal. O valor indicado pela norma DIN 43760 é $a = 0,00385$ ($1/^{\circ}\text{C}$).

b = Pode ser considerado nulo para a platina, desta forma a curva resistência versus temperatura é, teoricamente, linear.

4.3.1.4.2 Sensor de Temperatura ambiente Pt100 - Sensor 4

O Sensor de temperatura ambiente é indicado para medição de temperatura em ambientes internos, externos, locais agressivos, entre outros. Possui grau de proteção IP 65 (NBR 6146, DIN 40050, IEC529). A tampa e caixa são confeccionadas em alumínio (G AI SI 12/DIN 1775), sendo a parte externa com pintura eletrostática na cor cinza (RAL 7032). O fechamento é feito com parafusos em aço inoxidável e vedação em borracha neoprene. A faixa de medição de temperatura vai de -40 a 100°C com incerteza de $\pm 2^{\circ}\text{C}$.

A Tabela 4.7 mostra as características do sensor de temperatura ambiente.

Tabela 4.7 – Características do sensor 4

Elemento sensor	Pt100 a 3 fios
Faixa de medição	-40 até 100°C
Precisão	$\pm 2^{\circ}\text{C}$
Isolação	1500VAC@60s
Prensa-Cabo	PG9 ou Sealtubo $\frac{1}{2}''$
Grau de Proteção	IP-65

A Figura 4.11 mostra as dimensões deste sensor em milímetros.

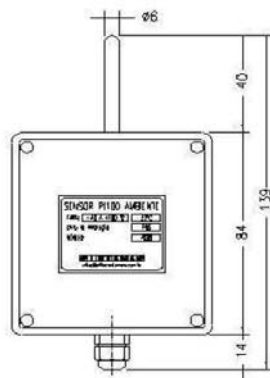


Figura 4.11 – Dimensões do sensor de temperatura ambiente

A Figura 4.12 mostra o sensor de temperatura ambiente que foi utilizado neste projeto de monitoramento remoto para coletar informações da variável temperatura ambiente.



Figura 4.12 – Sensor de temperatura ambiente Sensor 4

A Figura 4.13 mostra o sensor 4 instalado no corpo do transformador.



Figura 4.13 – Sensor de temperatura ambiente instalado no transformador

Nota-se pela Figura 4.13 que o sensor é instalado no corpo do transformador para medição da temperatura ambiente o mais próximo possível do mesmo. Após medir a temperatura, o sinal percorre um cabo de cobre que é protegido por um condutele até o painel local, onde será conectado ao módulo de comunicação do PLC instalado.

4.3.1.4.3 Sensor de Temperatura no óleo do transformador Pt100 – Sensor 5

O princípio de funcionamento deste sensor é semelhante ao do sensor 4, porém o Sensor 5 mede a temperatura no óleo do transformador.

A Tabela 4.8 mostra as características do sensor de temperatura no óleo do transformador.

Tabela 4.8 – Características do sensor 5

Elemento sensor	Pt100 a 3 fios
Faixa de medição	-50 a 400 °C
Precisão	$(0,3 \pm 0,005) \cdot [T]$
Material de proteção	Aço inox 316
Tipo de isolamento	Mineral

A Figura 4.14 mostra o Sensor utilizado neste projeto para monitorar a temperatura do óleo do transformador.



Figura 4.14 – Sensor de temperatura do óleo

A Figura 4.15 mostra o sensor instalado no transformador.



Figura 4.15 – Sensor de temperatura de óleo instalado no transformador

Nota-se pela Figura 4.15 que o sensor é instalado junto ao transformador, de forma que o mesmo fique em contato direto com o óleo para a medição da temperatura do transformador. Após ser corretamente conectado, o sensor é capaz de monitorar constantemente a temperatura do óleo do transformador e esta informação é transmitida ao painel local através de cabos de cobre, que são colocados em condutores conforme nota-se na Figura 4.15.

Esses sensores são instalados em dois pontos distintos do transformador. Um ponto localizado na parte de baixo do tanque do transformador, outro instalado na parte alta do tanque do mesmo, para medir respectivamente, a temperatura do óleo no ponto mais baixo e no ponto mais alto do transformador. Isto é feito para se ter informação do processo de resfriamento do óleo, pois uma temperatura não pode ser muito diferente da outra, caso seja o transformador não está sendo corretamente resfriado.

4.3.1.5 Sensor de corrente de carga – Sensor 6

A função deste sensor é medir uma corrente ou tensão alternada em um nível e transformar este sinal em contínuo, além de baixar o nível para que o mesmo possa ser enviado diretamente ao sistema de monitoramento. O sinal de entrada deste sensor vem de um TC que é instalado no transformador. O sensor recebe do TC em sua entrada uma corrente entre (0 – 5 A) e fornece em sua saída uma corrente entre (0 – 20 mA). Desta forma o sinal de saída pode ser diretamente enviado ao módulo de comunicação.

A Figura 4.16 mostra o diagrama em blocos que descreve como funciona este sensor.

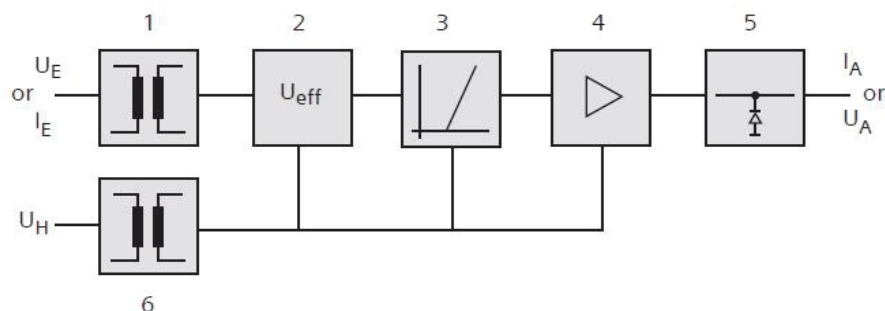


Figura 4.16 – Diagrama em blocos do conversor de sinais do sensor de corrente

Nota-se pela Figura 4.16 que o sensor possui seis blocos distintos que agem em conjunto:

- 1 – Transformador
- 2 – Conversor DC-DC rms
- 3 – Circuito de expansão
- 4 – Amplificador de saída
- 5 – Circuito supressor
- 6 – Fonte de alimentação auxiliar

O bloco transformador (1) transfere o sinal de entrada de tensão ou corrente (U_e ou I_e) para o conversor de sinal DC-DC rms (2) que controla o amplificador de saída (4) através do circuito de expansão (3). Alimentado pela fonte auxiliar (6) o amplificador fornece uma corrente I_a ou tensão U_a independentes da carga, que são proporcionais aos sinais de entrada U_e e I_e e portanto, possui uma relação com os mesmos. O circuito de supressão (5) garante que a saída está realmente sem carga e protege o circuito de sobretensões transitórias.

A Figura 4.17 ilustra o Sensor 6 com as respectivas dimensões do mesmo em milímetros.

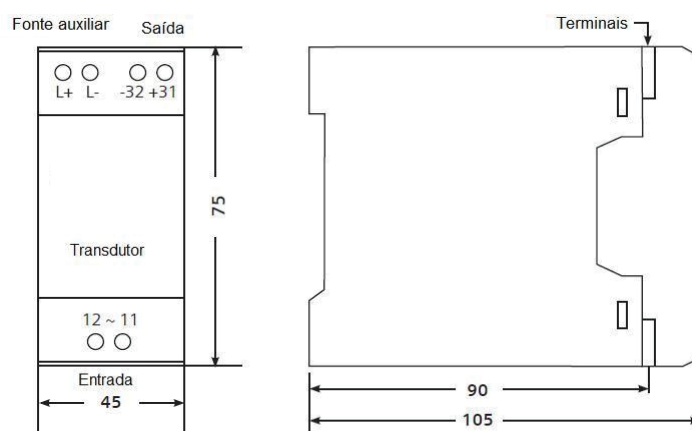


Figura 4.17 – Dimensões do sensor 6

A Figura 4.18 mostra a foto do Sensor 6 utilizado no projeto de monitoramento remoto.



Figura 4.18 – Sensor de corrente utilizado no projeto

O sensor 6 é instalado diretamente no painel do transformador, sendo que a saída do sensor já está no nível de ser enviada diretamente ao painel local do sistema de monitoramento, desta forma a comunicação entre o sensor e o painel se dá através de fios de cobre que vão do painel do transformador até o módulo de comunicação instalado no painel local do sistema, que fica também junto ao transformador.

4.3.1.6 Sensor de corrente de Refrigeração – Sensor 7

Este sensor é também responsável por coletar informações de corrente. Porém ao invés de coletar uma corrente diretamente de um TC instalado no transformador, este sensor possui um TC que é instalado junto ao transformador e coleta a corrente que circula no circuito referente ao sistema de refrigeração.

A Figura 4.19 mostra o diagrama do sensor 7 e ilustra como o mesmo coleta o sinal de corrente e fornece uma saída direto ao PLC instalado no painel local.

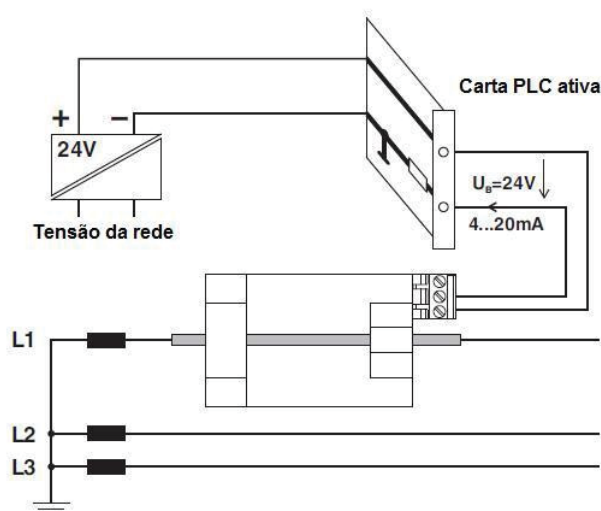


Figura 4.19 – Diagrama de instalação do sensor de corrente do circuito de refrigeração

Pode-se ver na Figura 4.19 todo o ciclo de medição realizado pelo sensor de corrente. Ele coleta a corrente no ponto em que é instalado e gera uma saída entre (4 – 20 mA) que é diretamente enviada ao módulo de comunicação do PLC.

A Figura 4.20 mostra o sensor 7, que foi utilizado neste projeto para monitorar a corrente dos motores dos grupos de refrigeração do transformador.



Figura 4.20 – Sensor de corrente do circuito de refrigeração

A Tabela 4.9 apresenta alguns dados técnicos deste sensor utilizado.

Tabela 4.9 – Dados Técnicos do sensor 7

Faixa de corrente de entrada	0 - 100 A (0 - 50/75/100 A)
Faixa mínima de ajuste para corrente de entrada	0 - 50 A
Faixa máxima de ajuste para corrente de entrada	0 - 100 A
Faixa de frequência de medição	30 - 6000 Hz
Faixa de corrente de saída	4 - 20 mA
Máxima corrente de saída	< 25 mA

A Tabela 4.9 apresenta alguns dados técnicos do sensor. Pode-se notar que o mesmo possui uma ampla faixa de corrente de entrada e que a corrente de saída já está em um nível em que o sinal de saída pode ser diretamente enviado ao PLC sem necessidade de ajustes como pode-se visualizar na Figura 4.19.

A Figura 4.21 mostra o sensor instalado junto ao transformador.



Figura 4.21 – Sensor de corrente instalado no transformador

O sensor é instalado junto ao transformador no compartimento próximo ao circuito de refrigeração. O sensor envolve o cabo responsável pela alimentação do motor que aciona os ventiladores do transformador, desta forma, o mesmo é capaz de medir continuamente esta variável. Caso ocorra, por exemplo, um aumento nesta corrente, o sensor irá indicar e

dependendo do nível ajustado pelo operador, o mesmo irá receber um aviso na tela do computador, um alerta de que a corrente aumentou excessivamente, o que indica que o ventilador está operando em uma condição forçada, o que pode indicar um superaquecimento do óleo. Caso a corrente decaia de um valor abaixo do ajustado pelo operador o sistema de monitoramento irá sinalizar e o operador deverá agir rapidamente, pois a ventilação pode estar comprometida, e portanto, o sistema de refrigeração não estará operando normalmente.

4.3.2 Painel Local

Após apresentar os sensores do projeto, responsáveis por coletar as variáveis do transformador e enviá-las ao painel do mesmo ou diretamente ao painel local do sistema de monitoramento, é apresentado o próprio painel local e alguns componentes presentes no mesmo. O painel local é o estágio seguinte no percurso da informação que é coletada do transformador e basicamente possui a função de receber os sinais vindos dos sensores e transmiti-los ao próximo estágio, que se trata do painel central do sistema, que fica localizado na sala de comando e controle da subestação.

Para monitorar os dois autotransformadores, foram instalados dois painéis locais próximos aos mesmos, sendo um painel por autotransformador com a função de aquisição dos dados dos sensores, digitalização e envio dos mesmos ao painel central. A Figura 4.22 mostra o diagrama e apresenta a descrição das partes que compõe um PLC, que é um dos componentes presentes no painel local.

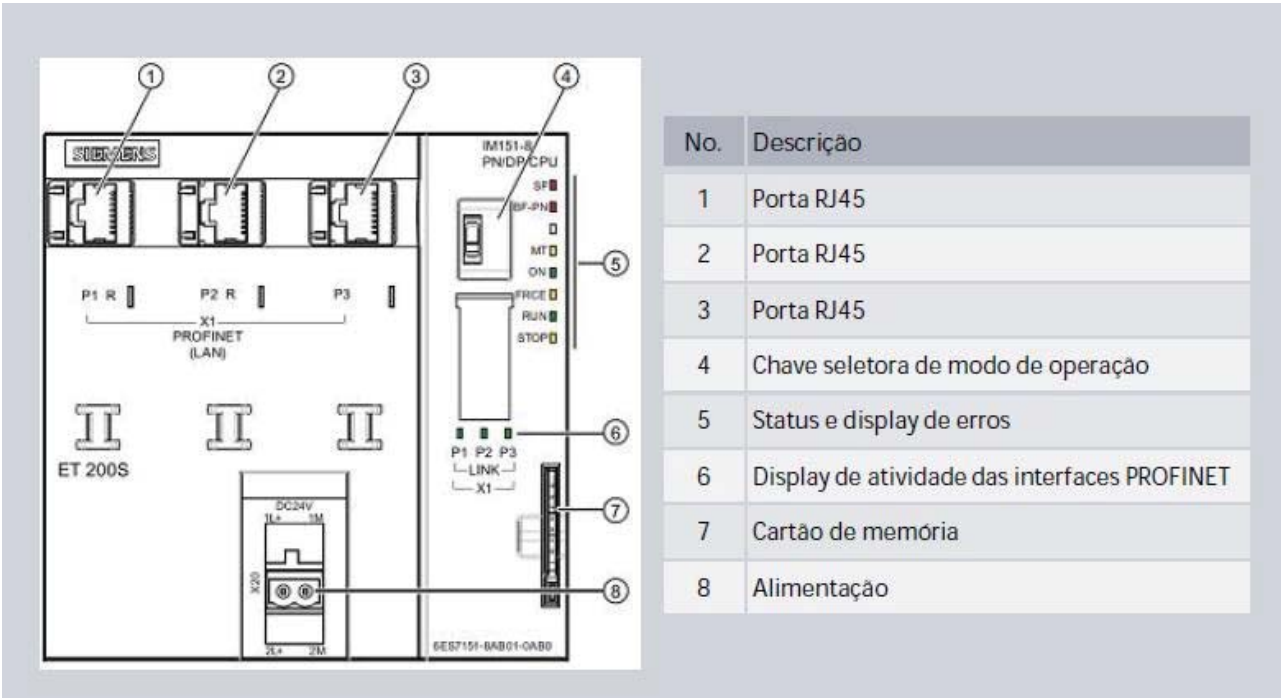


Figura 4.22 – Diagrama do PLC instalado no painel local do sistema de monitoramento

Nota-se que o sistema possui três entradas para cabo de rede através das três portas RJ45. Chave seletora de operação do PLC, cartão de memória e *displays* que indicam os status de atividades das interfaces PROFINET e os erros ocorridos.

O PLC controla as saídas a partir de várias entradas que são mostradas na Figura 4.23, e a partir de uma programação lógica que deve ser gravada no dispositivo. Neste projeto, o PLC é responsável por controlar a saída enviada ao painel central a partir das várias entradas dos sensores, que são os parâmetros medidos dos transformadores.

A Figura 4.23 mostra a foto interna ao painel local com os componentes que o formam, como um conversor de sinais, o PLC e indicado em vermelho os módulos de comunicação responsáveis por receber as entradas dos sensores.



Figura 4.23 – Módulos de comunicação instalados

A Figura 4.24 mostra as características das entradas dos módulos de comunicação instalados no painel local.

Tipo		Mód. Comunic.	Entradas / Saídas
Analógico	0..20mA / 4..20mA	2AI	2
Analógico	RTD	2RTD	2
Digital	entrada	4DI	4
Serial	Modbus RTU	USS	1
Alimentação	24VCC	PM-E	-
PROFIBUS DP	-	DP Master	1

Figura 4.24 – Características dos módulos de comunicação instalados

A Figura 4.25 mostra a foto do painel local completo instalado em campo no corpo do transformador. Pode-se notar a presença além do PLC e módulos de comunicação, do dispositivo responsável pelo monitoramento das buchas, bem como do conversor 1, responsável por converter o protocolo de comunicação para que o sensor possa se comunicar com o PLC. O painel possui ainda vários disjuntores de baixa tensão responsáveis pela proteção dos circuitos elétricos que chegam ao painel e fisicamente possui porta com maçaneta e é devidamente isolado para não entrar água devido a chuva. O painel possui iluminação interna caso seja necessário a avaliação do mesmo em condições sem luminosidade.



Figura 4.25 – Foto do Painei Local instalado no corpo do transformador

O painel local possui a função principal de receber os sinais dos sensores e digitalizá-los. Após a digitalização dos sinais os mesmos são enviadas ao painel central, que é o estágio onde as informações são processadas e armazenadas para gerar os alarmes e criar o banco de dados que irá informar a situação do transformador. Esta comunicação entre o painel local localizado junto ao transformador e o painel central localizado na casa de comando e controle da subestação é realizada através uma rede de fibra óptica.

4.3.3 Painel Central

Após as informações chegarem ao painel local, as mesmas são digitalizadas e devem ser enviadas via fibra óptica para o painel central onde são processadas, tratadas e armazenadas em um banco de dados. O painel central deve ser portanto composto de um computador capaz de realizar tais tarefas, bem como ser a interface entre o usuário e o sistema de monitoramento. A Figura 4.26 mostra a foto do painel central instalado neste projeto.



Figura 4.26 – Painel Central instalado na casa de comando e controle da subestação

Nota-se na Figura 4.26 pela vista traseira a presença de componentes e de um computador que é capaz de processar, tratar e armazenar as informações que chegam do painel local e pela vista frontal que há uma interface gráfica amigável entre o usuário e o sistema através de um computador, o qual ainda possui *mouse* e teclado para a interação do usuário com o sistema.

4.3.3.1 Armazenamento de dados

Uma estratégia utilizada para armazenar as informações de modo eficiente é a captura de valores por mudança de estado e não continuamente. Esse método de armazenamento de dados pode ser visualizado na Figura 4.27.

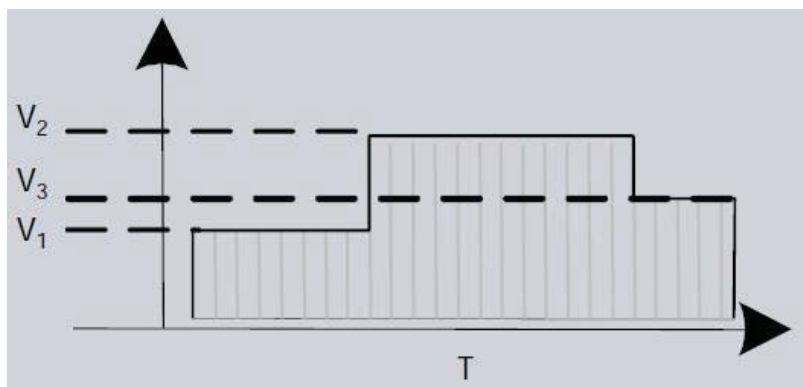


Figura 4.27 – Método de armazenamento de informações do sistema de monitoramento

Considerando na Figura 4.27, por exemplo, o período completo como tendo vinte e quatro horas, nota-se que neste período foram armazenadas apenas três informações que podem indicar por exemplo, o aumento e a queda da corrente de carga do transformador em um período de vinte e quatro horas. Desta forma ao final de vinte e quatro horas tem-se um histórico de três informações com os valores e o exato momento onde a corrente de carga variou. Este método é eficiente, pois faz com que apenas as informações pertinentes sejam armazenadas, ocupando assim menos memória no disco destinado ao armazenamento das informações do transformador.

4.3.3.2 Principais funcionalidades do painel central

O painel central possui as seguintes funcionalidades relacionadas ao recebimento, processamento e armazenamento das informações vindas do painel local:

- Indicação de tendências, incluindo análises estatísticas;
- Implementação de filtros para sinais espúrios: confiabilidade;
- Flexibilidade no gerenciamento do sistema pelo usuário;
- Emprego de técnicas inteligentes de aprendizado estatístico *online*;
- Modelos de engenharia dotados de correlação de variáveis;
- Arquitetura do sistema é modular, permitindo adição de novos modelos.

Todas essas funções requerem um sistema compatível com o número de variáveis avaliadas, por exemplo, a adição de novas variáveis neste projeto poderia requerer um dispositivo com maior espaço para armazenamento ou um processador mais veloz para

processar um número maior de informações. Desta forma, a compatibilidade do sistema de *hardware* e *software* deve ser analisada em função do número de variáveis a ser monitoradas e a complexidade das mesmas, pois algumas podem exigir a instalação de *softwares* especializados para a indicação de tendências desta variável.

4.3.3.3 Modelo de Guia de carregamento do transformador

O tratamento das informações e apresentação ao usuário, a partir de parâmetros medidos pelos sensores e de parâmetros setados pelo usuário, é possível para algumas variáveis do sistema. Aqui será dado um exemplo para compreensão de como é aplicado este modelo em termos de processamento e como é a interação do usuário com o sistema de monitoramento. O exemplo aqui citado está baseado no carregamento do transformador, ou seja, da potência a qual o mesmo está submetido. Por exemplo, ao aumentar a carga do transformador podem ocorrer efeitos de aquecimento indesejáveis e para tanto o sistema de monitoramento possui uma função que verifica quais são as causas de um aumento de carga no transformador, a partir de medições e parâmetros setados pelo usuário.

A Figura 4.28 apresenta o algoritmo utilizado pelo sistema de processamento para avaliar se o aumento da potência do transformador pode ou não ocorrer sem atingir a temperatura máxima de operação do mesmo. Ao final do algoritmo, o sistema deve apresentar uma resposta, se o novo ponto de carregamento é ou não aceitável. Além dessa resposta o sistema também fornece comentários sobre a situação a qual o equipamento ficará exposto caso tal condição seja atingida.

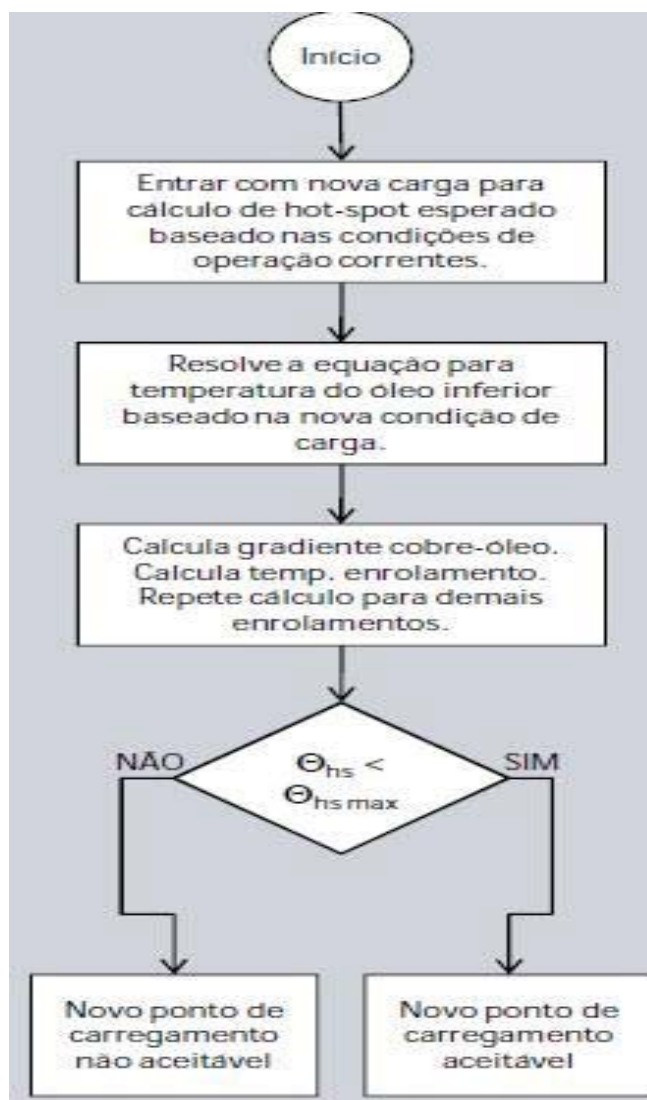


Figura 4.28 – Algoritmo do modelo do guia de carregamento do transformador

Nota-se pela Figura 4.28 que, a partir de um algoritmo de cálculo, o programa desenvolvido para o carregamento do transformador fornece uma resposta ao usuário, se a partir do novo ponto de carregamento do transformador o mesmo pode continuar em operação sem sofrer danos ou se o novo ponto de operação irá danificar o equipamento.

A Figura 4.29 mostra o resultado de uma simulação em que o usuário aumentou o ponto de operação do transformador para 300 MVA, a uma temperatura ambiente de 10 °C, durante um período de funcionamento de quarenta e oito horas.

Modelo Térmico - Guia de Carregamento

Potência - AT	300	MVA
Potência - BT	300	MVA
Potência - Terciário	0	MVA
Temperatura ambiente	10	°C
Intervalo de Tempo	48	horas
Modo de resfriamento	Cooling Mode ONAFII	
Executar		

**Simulação do
guia de
carregamento**

Data: 8/5/2010 8:02:24

Descrição	Para uma potência do transformador de 300,00/300,00/0,00 MVA, nos lados de AT/BT/Terciário, durante 48,00 h e com uma temperatura ambiente final de 10,00 °C, as temperaturas de hot-spot seriam: 84,34 °C, para o enrolamento de AT, 95,02 °C, para o enrolamento de MT, e 35,22 °C, para o enrolamento de BT. Perda de vida simulada: 9,38 horas.
------------------	--

Figura 4.29 – Relatório do guia de carregamento do transformador

A Figura 4.29 apresenta o relatório gerado pelo guia de carregamento. Nota-se que a partir de dados imputados pelo operador e da execução do programa, um relatório foi gerado, apresentando data, hora e uma descrição detalhada da situação a qual o transformador ficará submetido caso haja um aumento da carga para 300 MVA, durante quarenta e oito horas, a 10 °C. O cálculo é baseado em um modelo térmico que leva em conta a situação atual do equipamento conforme medições atuais, no seu histórico armazenado no banco de dados e também os parâmetros setados pelo usuário. Como resultado para este caso de operação que o usuário setou, o transformador irá conseguir operar por este tempo a esta temperatura, porém o mesmo sofrerá uma redução de vida útil em 9,38 horas. Portanto o usuário terá em mente que, caso o transformador trabalhe nessas condições, uma perda de vida útil irá ocorrer e caso opere por mais tempo a perda de vida útil tenderá a ser maior.

4.4 Software

Após analisar os *hardwares* envolvidos no projeto, é mostrada a interface entre o usuário e o sistema de monitoramento. Esta interface se dá através de um *software* desenvolvido especialmente para proporcionar ao usuário uma boa interface gráfica, e para apresentar essa interface são mostrados os campos utilizados pelo mesmo para setar parâmetros e interagir com o sistema de monitoramento.

A Figura 4.30 apresenta a tela inicial do *software* de monitoramento assim que o usuário acessa o endereço em que o mesmo está hospedado.

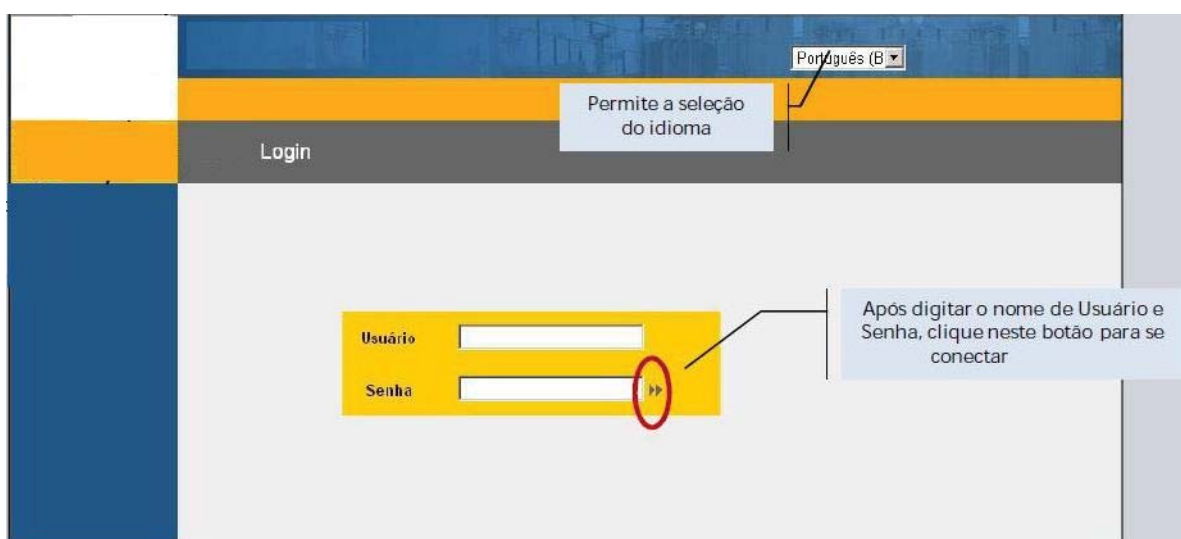


Figura 4.30 – Tela inicial do programa de monitoramento de transformadores

Nota-se pela Figura 4.30 que o acesso ao programa se dá por meio de um usuário e senha que devem ser criados pelo administrador do *software*, que terá portanto, o controle de quem tem ou não acesso ao sistema. O usuário possui a opção de idiomas, sendo que há a possibilidade de setar o idioma em português. Após digitar o usuário e senha corretos o usuário terá acesso a tela que é mostrada na Figura 4.31.

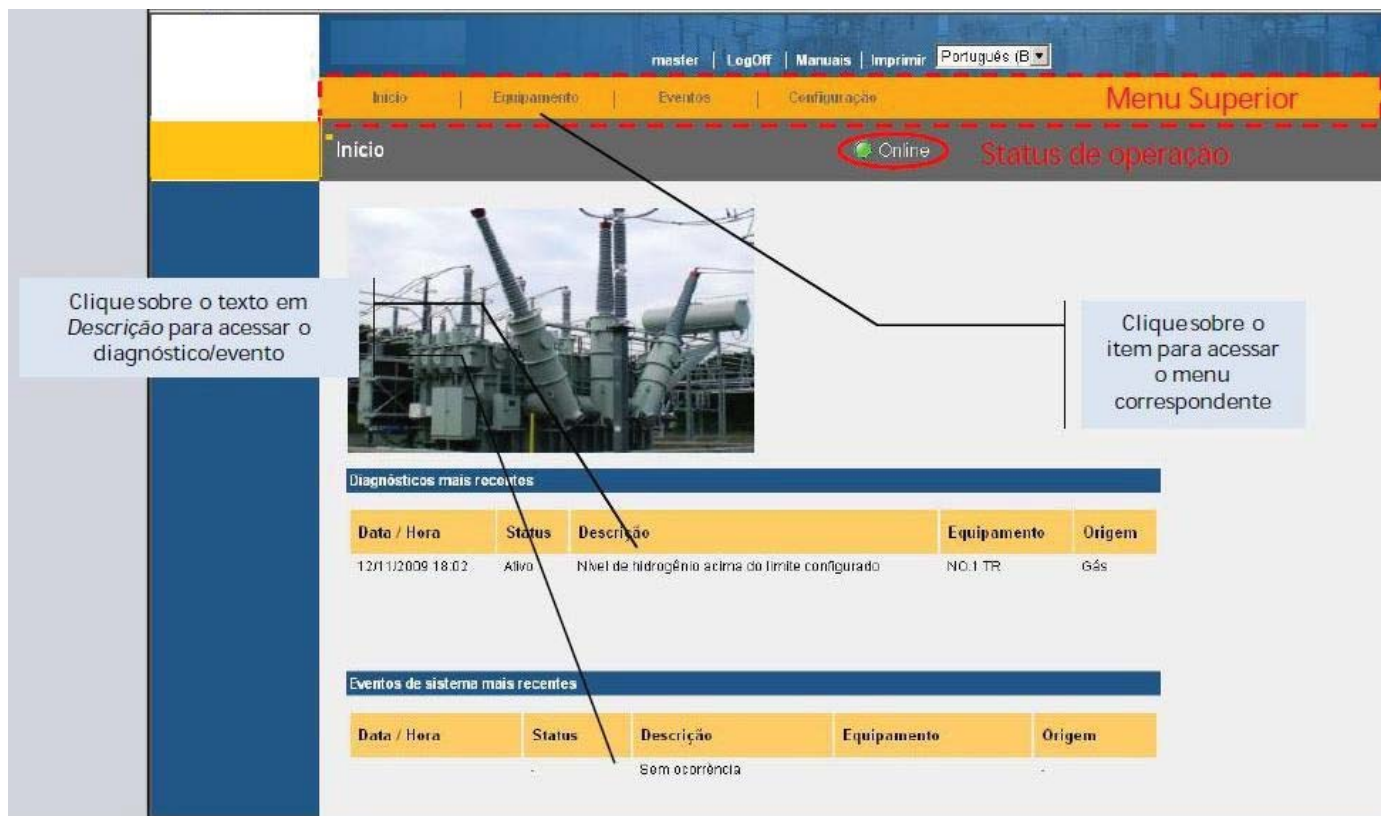


Figura 4.31 – Tela do usuário conectado ao sistema de monitoramento

Nota-se pela Figura 4.31 que o usuário ao se conectar no sistema, faz com que o mesmo indique um status *online* e fornece ao usuário as seguintes opções de acesso no menu superior: Início; Equipamentos; Eventos e Configurações. A tela apresentada na Figura 4.31 é a de início, onde pode-se visualizar o campo: Diagnósticos mais recentes, que apresenta a data e hora dos diagnósticos que ocorreram recentemente durante o período de monitoramento, neste caso pode-se notar que o sistema detectou um nível de hidrogênio acima do nível configurado.

O programa indica ainda em qual equipamento houve a ocorrência. Neste caso trata-se do transformador número um monitorado da subestação, e a origem, que neste caso trata-se de gás, por se referir ao nível de hidrogênio.

Nota-se também a presença do campo: Eventos mais recentes que se trata de um marcador de eventos, neste exemplo não houve nenhuma ocorrência, porém caso tivesse ocorrido a intervenção em algum equipamento o mesmo estaria indicando tal intervenção.

Qualquer visualização referente ao monitoramento de um equipamento pode ser impressa pelo operador para que o mesmo tenha as informações detalhadas em papel, neste caso considerado a Figura 4.32 mostra o local onde o usuário acessa para imprimir o documento.

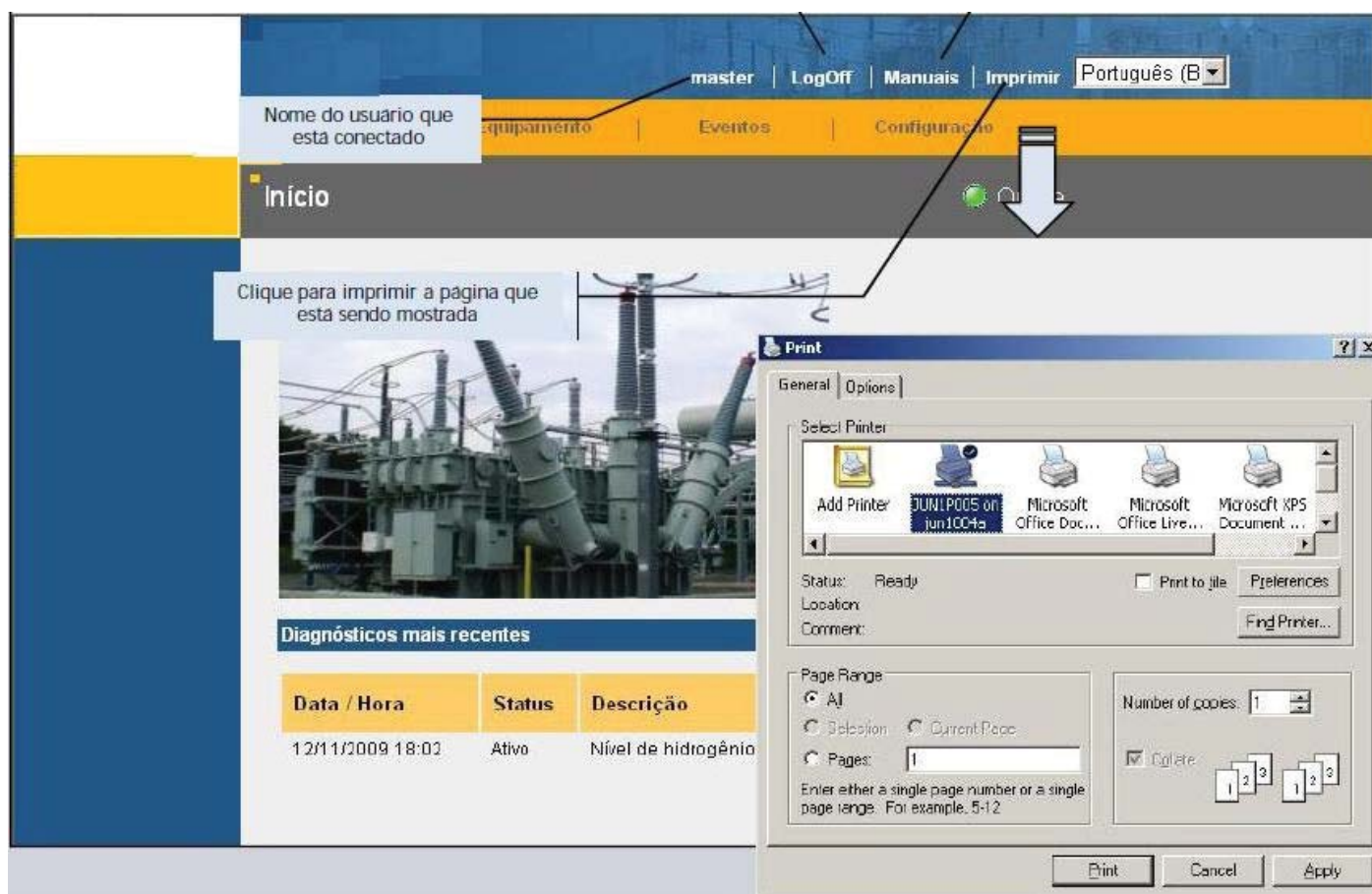


Figura 4.32 – Opções de impressão, manual e *LogOff* do sistema

Na Figura 4.32 são mostradas ainda as opções de leitura do manual do sistema, a opção de *LogOff* e o nome do usuário que está conectado no momento.

Para acessar um equipamento específico presente na subestação e obter informações do mesmo, o usuário deve clicar no item Equipamento e em seguida selecioná-lo em uma lista de vários que podem estar sendo monitorados na subestação. Neste exemplo, tem-se a análise de um transformador, porém o *software* é capaz de monitorar vários equipamentos simultaneamente e de várias subestações diferentes por se tratar de um sistema de monitoramento centralizado. A Figura 4.33 mostra a tela que o usuário tem acesso ao clicar em equipamentos.

master | LogOff | Manuais | Imprimir | Português (B)

Início | Equipamento | Eventos | Configuração

Seleção de equipamento

Online

Seleção de equipamento

Subestação: East Windsor Substation

Denominação: NO.1 TR

Equipamento

Número de série	Banco	Fase
8069737		Trifásico

Dados técnicos

Three-Phase Transformer. Power 870 MVA. Voltages: 500/230/34.5 kV. DETC on HV. Cooling System: OFAF. Thermal Image CT on X2: 6000/5A

Confirma

Apos o aparecimento dos dados técnicos do equipamento, clique em "Confirma"

Menu Lateral

- Monitoramento
 - Seleção de equipamento
 - Grandezas principais
 - Grandezas monitoradas
 - Gráficos
 - Simulações
 - Triângulo de Diwa
 - Diagnósticos
 - Eventos do sistema
 - Comentários
 - Manutenção
 - Manutenção - Histórico
 - Parâmetros

Figura 4.33 – Opção de tela Equipamentos do programa de monitoramento

Nota-se pela Figura 4.33 que após o usuário selecionar os campos necessários, como a subestação em que o equipamento está localizado e sua denominação a partir de uma lista de opções fornecida pelo programa, o usuário recebe os dados técnicos do equipamento em questão e após confirmá-los terá acesso a todo o histórico de monitoramento do mesmo. Indicará quais foram os alarmes, os diagnósticos e qual a situação atual de operação do mesmo. Na parte esquerda da tela, tem-se o menu lateral com várias opções de monitoramento, além da seleção do equipamento. A seguir serão mostradas as telas mais importantes deste menu para uma melhor compreensão do nível com que a informação é apresentada ao usuário.

A Figura 4.34 mostra a tela que aparece ao usuário quando o mesmo acessa o menu Grandezas principais.

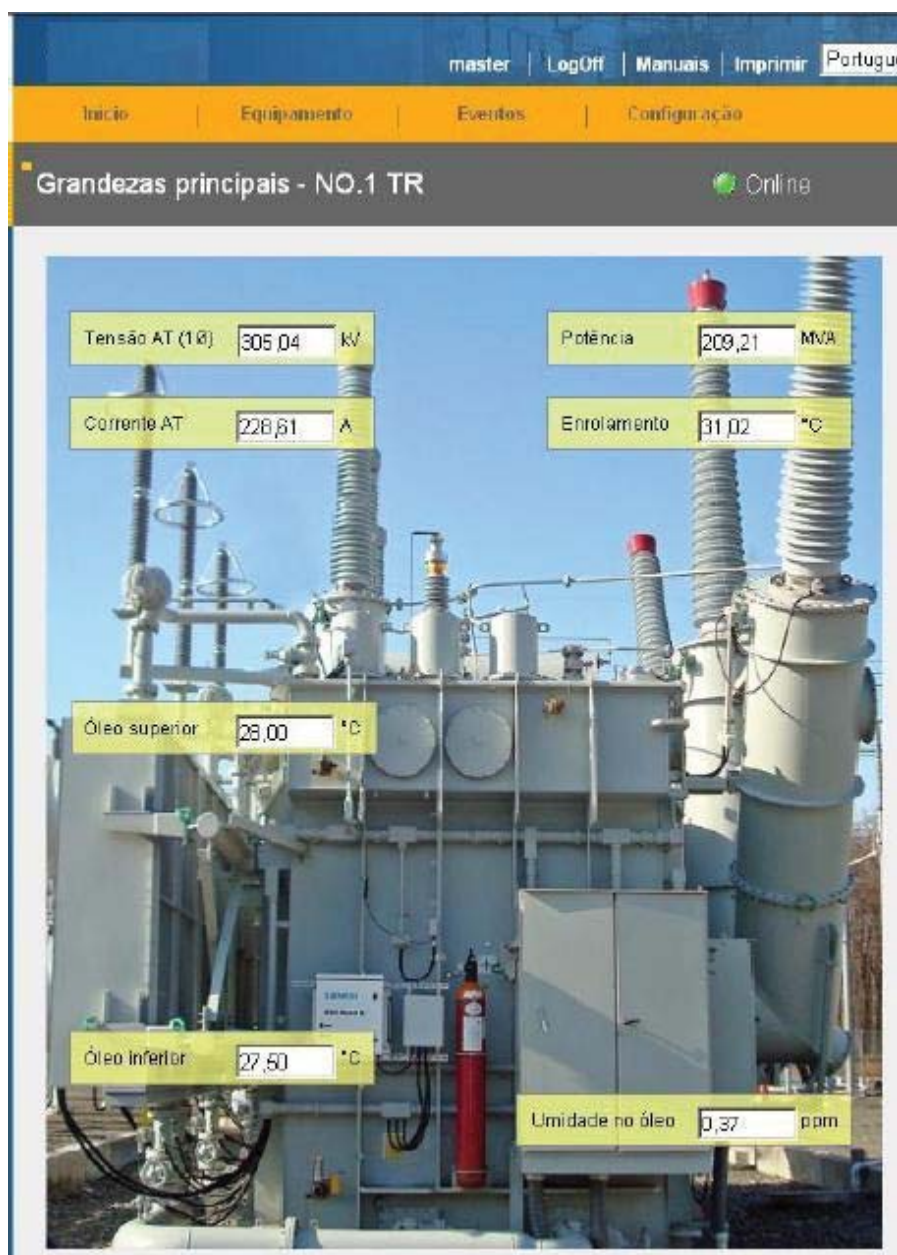


Figura 4.34 – Tela do menu Grandezas principais do monitoramento de um transformador

Nota-se na Figura 4.34, as principais variáveis medidas do transformador e os valores indicados na tela do programa. Para o sistema considerado neste trabalho, as variáveis temperatura de Óleo superior e inferior seriam decorrentes do sensor 5, instalado no transformador conforme Figura 4.14. O parâmetro de Umidade do óleo indicado seria decorrente de medição realizada pelo sensor 2, instalado no transformador conforme Figura 4.6. Os valores das variáveis monitoradas são atualizados pelo programa a cada um minuto.

A Figura 4.35 mostra o acesso a opção gráficos, que possui a função de gerar gráficos e tabelas a partir das informações sobre equipamentos e variáveis que estão sendo monitorados.

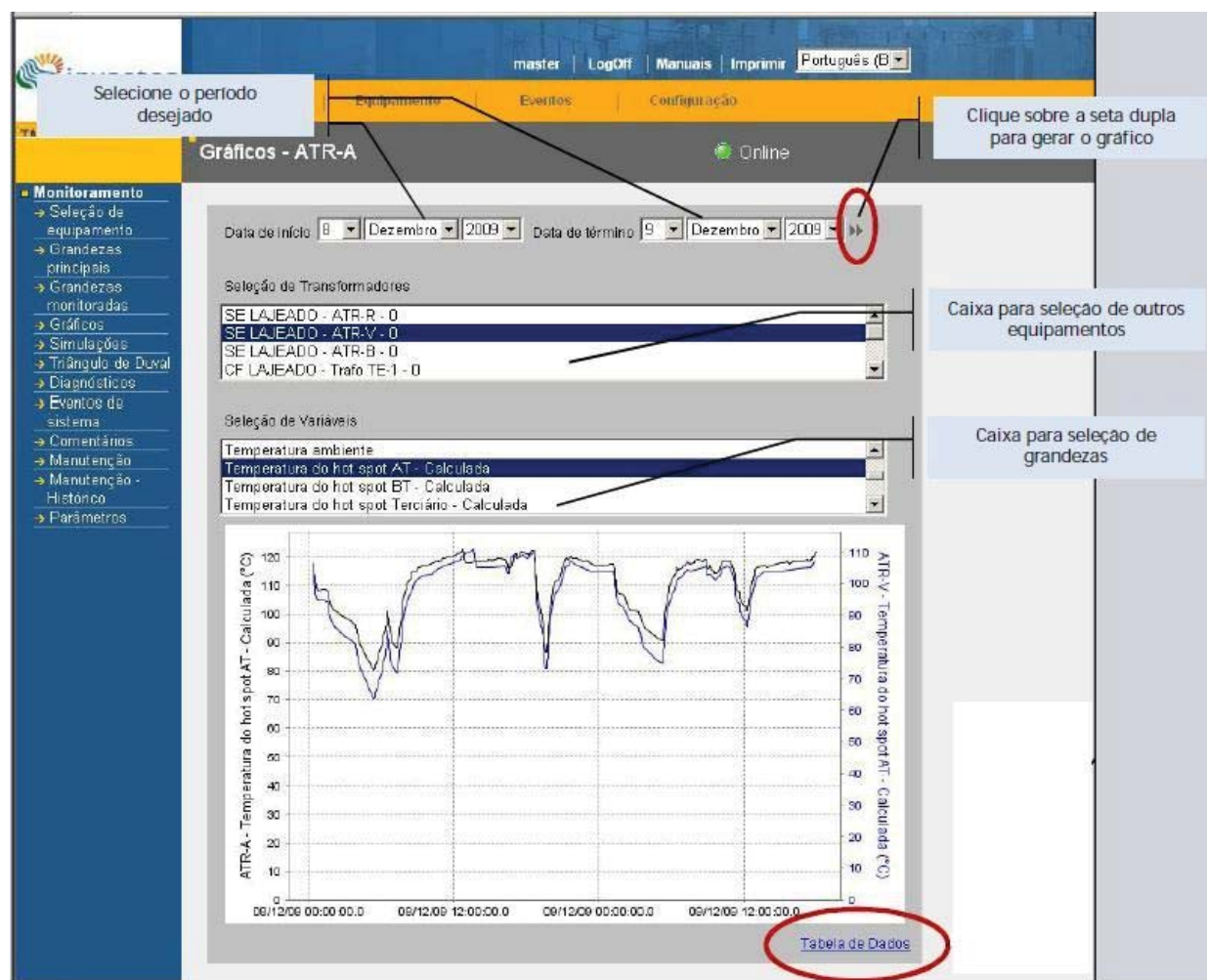


Figura 4.35 – Menu Gráficos do sistema de monitoramento de ativos

Pode-se visualizar na Figura 4.35 que o usuário tem a opção de selecionar uma subestação, um equipamento e diferentes variáveis que estão sendo monitoradas. Neste exemplo, o usuário selecionou uma subestação, um transformador e a variável Temperatura de *hot spot* do lado de alta tensão. Após a seleção, pode-se visualizar o gráfico gerado pelo programa. O gráfico apresenta o comportamento da temperatura em função de um determinado período que também deve ser selecionado pelo usuário. Neste exemplo, nota-se que a temperatura não ultrapassa o limite de 120 °C, e apesar de apresentar alguns picos em temperaturas menores que 90 °C, apresenta um comportamento normal para o funcionamento do transformador. Caso o usuário visualizasse um pico acima da temperatura limiar (por exemplo 130 °C) o mesmo receberia antes de acessar este menu, um aviso/alarme de diagnóstico de falha. O usuário ainda possui a opção de visualizar os valores desta análise por

este período através de uma tabela de dados que é fornecida pelo programa e pode-se exportá-los em arquivo com extensão .csv.

No caso do diagnóstico de alguma falha em alguma variável monitorada, o sistema gera um aviso de falha conforme mostrado na Figura 4.31 e o usuário ao clicar no item referente a falha, tem acesso a informações mais detalhadas referentes a mesma e a atual situação de operação do equipamento. A Figura 4.36 apresenta a tela de diagnóstico detalhado de falha em uma bucha.

Diagnósticos - 10B1 TR 1 Online

Detalhes do Diagnóstico

Desvio de Capacitância AT Data: 10/11/2009 6:11:39

Descrição	[Desvio de capacitância AT Fase B] Bucha Fase B com possível indicação estatística de defeito inicial, por apresentar desvio relativo da capacitância amostral de 1 bit de 1,07%, maior que o limite de 0,56% (avaliado estatisticamente para um grau de significância de 90%). Este desvio pode ser devido a alteração significativa nas condições operativas da subestação, com reflexo nos valores de tensão de linha. Não houve registro de variação importante de fases no período de 12 meses.
Prognóstico	[Desvio de capacitância AT] Caso haja progressão do defeito, um novo diagnóstico será emitido e talvez seja necessário o deslocamento emergencial do equipamento, para avaliação off-line da capacitância e tangente do delta da bucha.
Ação recomendada	[Desvio de capacitância AT] Pode-se aguardar 1 dia, reconhecer o evento e verificar se o diagnóstico se repete. Se não se repetir, é indicação de que as condições operativas se alteraram significativamente no dia anterior. Se o dia próximo se repetir, é sugerida a parada programada em até 30 dias para confirmação do diagnóstico, por avaliação off-line da capacitância e tangente de delta da bucha. Caso haja desvio significativo nessas medições, realizar análise DGA com o óleo da bucha. Se a capacitância da bucha não sofreu alteração significativa em relação aos dados de ensaio original, iniciar novo período de aprendizado para o modelo de desvio relativo da capacitância, acessando a tela de "Parâmetros". Se o equipamento for isolado em operação com a mesma bucha, sendo que com alteração de capacitância comprovada, não iniciar novo aprendizado. Desta forma, o sistema estará apto ao diagnóstico de progressão do defeito desta bucha, que poderá sugerir o deslocamento imediato do transformador. Somente iniciar novo período de aprendizado após a confirmação da integridade das buchas, ou após sua substituição.

Caso a situação detectada pelo sistema permanecer inalterada após o reconhecimento de um diagnóstico, o sistema reemitirá o aviso. Para evitar essa segunda emissão é necessário eliminar a causa ou alterar os limites configurados.

Reconhecer

Salvar Comentários

Gerar Relatório

Relatório do Evento
Falha provável na isolamento da bucha.

Selbstion: North Metro Substation
Equipamento: 10B1 TR 1
Número de série: 0061750
Data do Evento: 10/10/2009 6:11:39

Dados do Equipamento
Three-phase Transformer Power: 1671 (254/280 MVA Voltage: 345 (140 kV DCT) on 140 kV position, Thermal Image CT on 12 bushing (into 3000 V SA), Cooling system: ONAN (ONAN/ONAN), Year of manufacturing: 2007

Detalhes do Diagnóstico

Descrição: [Desvio de capacitância AT Fase B] Bucha Fase B com possível indicação estatística de defeito inicial, por apresentar desvio relativo da capacitância amostral de 1 bit de 1,07%, maior que o limite de 0,56% (avaliado estatisticamente para um grau de significância de 90%). Este desvio pode ser devido a alteração significativa nas condições operativas da subestação, com reflexos nos valores de tensão de linha não houve registro de variação importante de fases no período de 12 meses.

Prognóstico: [Desvio de capacitância AT] Caso haja progressão do defeito, um novo diagnóstico será emitido e talvez seja necessário o deslocamento emergencial do equipamento, para avaliação off-line da capacitância e tangente de delta da bucha.

Ação recomendada: [Desvio de capacitância AT] Pode-se aguardar 1 dia, reconhecer o evento e verificar se o diagnóstico se repete. Se não se repetir, é indicação de que as condições operativas se alteraram significativamente no dia anterior. Se o dia próximo se repetir, é sugerida a parada programada em até 30 dias para confirmação do diagnóstico, por avaliação off-line da capacitância e tangente de delta da bucha. Caso haja desvio significativo nessas medições, realizar análise DGA com o óleo da bucha. Se a capacitância da bucha não sofreu alteração significativa em relação aos dados de ensaio original, iniciar novo período de aprendizado para o modelo de desvio relativo da capacitância, acessando a tela de "Parâmetros". Se o equipamento for isolado em operação com a mesma bucha, sendo que com alteração de capacitância comprovada, não iniciar novo aprendizado. Desta forma, o sistema estará apto ao diagnóstico de progressão do defeito desta bucha, que poderá sugerir o deslocamento imediato do transformador. Somente iniciar novo período de aprendizado após a confirmação da integridade das buchas, ou após sua substituição.

Figura 4.36 – Tela de diagnóstico de falha em uma bucha do transformador

Nota-se na Figura 4.36 que a tela de diagnóstico apresenta vários detalhes ao usuário. O programa apresenta uma descrição da falha, um prognóstico e uma ação recomendada. A Figura 4.37 apresenta a Figura 4.36 ampliada para a visualização desses detalhes fornecidos pelo programa.

Desvio de Capacitância AT		Data: 10/11/2009 6:11:39
Descrição	[Desvio de capacitância AT Fase B] Bucha Fase B com possível indicação estatística de defeito inicial, por apresentar desvio relativo da capacitância amostral de 1 dia de 1,07%, maior que o limite de 0,66% (avaliado estatisticamente para um grau de significância de 99%). Este desvio pode ser devido a alteração significativa nas condições operativas da subestação, com reflexo nos valores de tensão de linha. Não houve registro de variação importante de gases no período de 12 meses.	
Prognóstico	[Desvio de capacitância AT] Caso haja progressão do defeito, um novo diagnóstico será emitido e talvez seja necessário o desligamento emergencial do equipamento, para avaliação off-line da capacitância e tangente de delta da bucha.	
Ação recomendada	[Desvio de capacitância AT] Pode-se aguardar 1 dia, reconhecer o evento e verificar se o diagnóstico se repetirá. Se não se repetir, é indicação de que as condições operativas se alteraram significativamente no dia anterior. Se o diagnóstico se repetir, é sugerida a parada programada em até 30 dias para confirmação do diagnóstico, por avaliação off-line da capacitância e tangente de delta da bucha. Caso haja desvio significativo nessas medições, realizar análise DGA com o óleo da bucha. Se a capacitância da bucha não sofreu alteração significativa em relação aos dados de ensaios originais, iniciar novo período de aprendizado para o modelo de desvio relativo da capacitância, acessando a tela de "Parâmetros". Se o equipamento for recolocado em operação com a mesma bucha, ainda que com alteração de capacitância comprovada, não iniciar novo aprendizado. Desta forma, o sistema estará apto ao diagnóstico de progressão do defeito desta bucha, que poderá sugerir o desligamento imediato do transformador. Somente iniciar novo período de aprendizado após a confirmação da integridade das buchas, ou após sua substituição.	

Figura 4.37 – Detalhes do diagnóstico de falha fornecido pelo programa de monitoramento remoto

Pode-se notar pela Figura 4.37 que o programa apresenta informações bem detalhadas em função da falha ocorrida, inclusive uma ação recomendada ao operador, que neste caso é aconselhado a aguardar um dia e se o evento se repetir o mesmo deve agendar uma parada e realizar testes *off line*, indicando inclusive os testes a serem feitos e ações recomendadas em função dos resultados destes testes, mostrando-se assim como uma ótima ferramenta para manter o ativo na melhor condição de funcionamento.

Este poderia ser um caso típico do monitoramento dos autotransformadores citados neste trabalho, onde a variável seria coletada pelo dispositivo de monitoramento de buchas mostrado na Figura 4.7. Este dispositivo coletaria a corrente de fuga e enviaria este sinal para o conversor 1, que após converter o padrão de comunicação com o compatível com o PLC, enviaria o sinal para o sistema de monitoramento remoto. O sinal seria então digitalizado e enviado via fibra ótica para o painel central do sistema, onde seria processado e a partir de um modelo matemático implementado no *software*, iria indicar uma falha no equipamento, conforme pode se visualizar nas Figuras 4.35 e 4.36. O usuário pode ainda gerar e imprimir um relatório referente a esta falha conforme mostrado na Figura 4.35.

Além do aviso de falha na tela inicial do programa, o sistema de monitoramento oferece um aviso via *e-mail* para os usuários cujos endereços estão cadastrados. Desta forma, o usuário pode ser informado sobre a ocorrência de uma falha antes mesmo de se conectar ao programa de monitoramento. A Figura 4.38 mostra a mensagem que o usuário recebe no seu *e-mail* quando o sistema detecta uma falha.

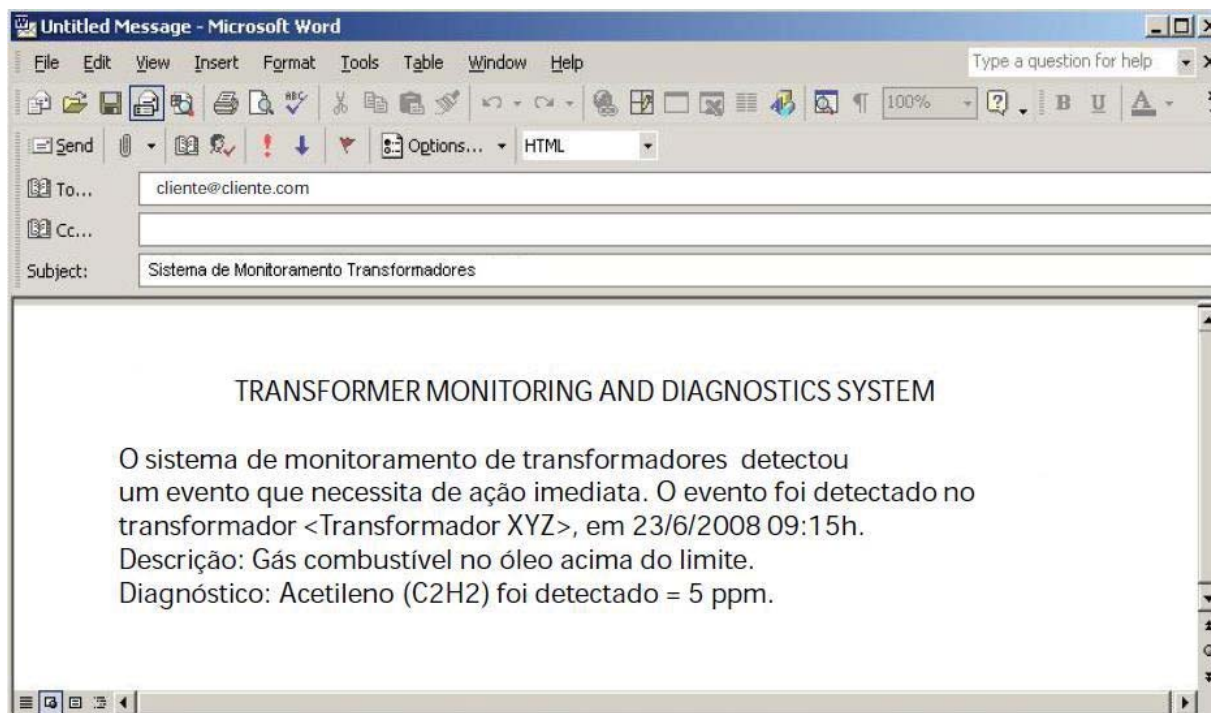


Figura 4.38 – Mensagem de falha enviada ao *e-mail* do usuário do sistema de monitoramento

Nota-se pela Figura 4.38, que a mensagem enviada por *e-mail* apresenta hora e data da falha, a descrição da mesma e em qual equipamento ocorreu. Com essas informações o usuário já irá se conectar ao sistema ciente do que será mais detalhado posteriormente pelo programa de monitoramento. O *e-mail* é portanto apenas um aviso com alguma descrição da falha, os maiores detalhes sobre a mesma são apresentados no programa.

Portanto, analisando-se o sistema de monitoramento como um todo, nota-se que o mesmo se apresenta como um bom método para se gerenciar os ativos de uma subestação, em particular o transformador que é um ativo de extrema importância e pode ter várias variáveis monitoradas continuamente, tendo-se desta forma um histórico de informações do equipamento que é uma ferramenta fundamental para implementar a manutenção baseada na condição, ou seja, a filosofia de manutenção antes que ocorra o problema, com ações que minimizem as chances da falha ocorrer.

Essas informações de extrema importância para o operador, possuem grande confiabilidade devido a precisão dos sensores de medição e um rápido processamento devido a velocidade de cálculo dos computadores envolvidos. Além dessas vantagens, o sistema de monitoramento remoto proporciona uma boa interface entre as informações e o usuário, inclusive com recomendações de tomadas de decisão e testes a serem feitos em caso de falha, mostrando assim que o sistema não mostra apenas alertas de falha, mas é especializado o suficiente para interpretar dados e indicar soluções ao operador.

4.5 Aspectos econômicos

Após analisar os principais aspectos técnicos envolvidos na implementação de um sistema de monitoramento remoto, são mostrados alguns aspectos econômicos relevantes relacionados a viabilidade da implementação do sistema em determinadas situações. Analisando um exemplo prático, é possível melhor visualizar o impacto econômico que o sistema de monitoramento pode causar caso o mesmo seja implementado.

4.5.1 Custo para a implementação do sistema de monitoramento apresentado

O custo estimado para a implementação do sistema de monitoramento apresentado, incluindo todos os *hardwares*, *softwares* e o serviço de instalação foi de cerca de R\$ 830.000,00 (Ago. 2010). A este valor não foi acrescentada nenhuma taxa mensal devido ao uso do *software*, uma vez adquirido pelo usuário o mesmo não é mais cobrado a não ser que sejam necessárias atualizações.

4.5.2 Viabilidade econômica para a aquisição de um sistema de monitoramento

A viabilidade econômica para se tomar a decisão da instalação de um sistema de monitoramento leva em conta diversos fatores. Sendo o principal fator de decisão para qualquer investidor o tempo de retorno do seu investimento, pode-se fazer um cenário da viabilidade de tal investimento em diversos segmentos. Um exemplo típico são as concessionárias de transmissão de energia elétrica que devem arcar com multas em caso de parada de fornecimento de energia, neste caso o retorno se dá em função do sistema minimizar a ocorrência de uma falha no equipamento e consequentemente na parada de fornecimento de energia.

Atualmente as concessionárias sofrem um desconto monetário da receita que recebem quando ocorre uma indisponibilidade para fornecimento de energia. Esse desconto é chamado de Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) e refere-se à parcela a ser deduzida da receita da transmissora de energia. Essa receita é chamada de Pagamento Base (PB) da transmissora. Esse PB sofre uma redução caso haja um desligamento programado ou não programado decorrentes de indisponibilidades envolvendo o equipamento principal ou os outros equipamentos complementares de responsabilidade da concessionária de transmissão. No cálculo da PVI, são utilizados fatores multiplicadores. Desligamentos programados implicam desconto correspondente a até dez vezes o valor recebido por determinada Função Transmissão (FT) que refere-se ao conjunto de instalações funcionalmente dependentes da subestação, e os desligamentos não programados por até cento e cinquenta vezes (AQUINO; VALE, 2009).

O cálculo da PVI é realizado por meio da equação (4.2).

$$PVI = \frac{PB}{1440 \cdot D} \cdot Kp \left(\sum_{i=1}^{NP} DVDP_i \right) + \frac{PB}{1440 \cdot D} \left(\sum_{i=1}^{NO} Ko_i \cdot DVOD_i \right) \quad (4.2)$$

Sendo:

PB: Receita mensal de uma FT associada à plena disponibilização das instalações de transmissão que a compõem;

D : Número de dias do mês da ocorrência;

NP: Número de desligamentos Programados da FT ocorridos ao longo do mês;

NO: Número de Outros desligamentos da FT ocorridos ao longo do mês;

Kp : Fator multiplicador para desligamento Programado;

Ko : Fator multiplicador para Outros desligamentos (não programados) com duração de até 300 minutos;

$PB / (1440 \times D)$: refere-se à receita da FT por minuto;

$\Sigma DVDP$: Somatório da duração, em minutos, de cada desligamento Programado que ocorra durante o mês relativo a uma FT;

$\Sigma DVOD$: Somatório da duração, em minutos, de cada desligamento Não Programado que ocorra durante o mês relativo a uma FT.

É apresentado um exemplo prático que ocorreu na LT – Itutinga – Juiz de Fora – MG em 08/04/2008 das 17:40h às 17:42h. Tal desligamento foi devido à atuação da proteção do Relé 21 da subestação, na ocorrência de descarga atmosférica. A Tabela 4.10 apresenta os valores obtidos para a PVI em função dos outros valores que interferem na mesma (AQUINO; VALE, 2009).

Tabela 4.10 – Valor de PVI devido a indisponibilidade da LT Itutinga – Juiz de Fora

Função Transmissão Linha de Transmissão (LT)	PB = Receita mensal	Duração do Desligamento Não Programado (em minutos)	Valor da PVI (Ko = 150)	% da PVI sobre a receita mensal da LT (considerando Kp para o ano 2)
LT Itutinga – Juiz de Fora 345 kV	R\$ 1.106.584,84	2	R\$ 7.684,62	0,69% do PB

Utilizando-se essa mesma receita mensal PB e o valor de $K_o=150$, considerando apenas indisponibilidades por desligamentos não programados, devido, por exemplo, a uma falha e parada de um transformador, para avaliar qual tempo de parada seria necessário nessa concessionária para se chegar ao valor do investimento do sistema de monitoramento aqui apresentado.

Considerando apenas uma parada para se saber apenas o tempo de parada direto que seria necessário ao retorno do investimento, tem-se as seguintes considerações:

$$PB = R\$ 1.106.584,84$$

$$D = 30 \text{ dias (pois PB é dado mensal)}$$

$$NP=0; NO=1$$

$$K_p=10; K_o=150$$

$$\Sigma DVDP=0$$

$$\Sigma DVOD=?$$

Substituindo-se os valores na equação (4.2), tem-se:

$$PVI = \frac{(1.106.584,84)}{1440 \cdot (30)} \left(\sum_{i=1}^1 (150) \cdot DVOD_1 \right)$$

O retorno financeiro seria atingido quando a PVI fosse igual a R\$ 830.000,00, que é o valor do investimento no sistema de monitoramento apresentado, portanto:

$$830000 = 25,615(150 \cdot DVDO_1)$$

Isolando a variável $DVDO_1$, tem-se:

$$DVDO_1 = \frac{830000}{3842,31}$$

Daí:

$$DVDO_1 = 216,01$$

Portanto em aproximadamente 216 minutos, ou ainda, em aproximadamente 3,6 horas de tempo de indisponibilidade devido a desligamentos não programados, dariam o retorno financeiro para a concessionária que opera em Juiz de Fora.

Analisando por este cenário, percebe-se o quanto é viável a instalação de um sistema de monitoramento em concessionárias que estão sujeitas ao pagamento da PVI, uma vez que o tempo para o retorno do investimento não é muito grande e a confiabilidade do equipamento é prioridade tanto no aspecto técnico quanto no aspecto econômico, referente ao ativo da subestação gerenciada.

Porém ao analisar, por exemplo, uma indústria que não está sujeita ao custo da PVI e que possui intervalos de produção onde podem ser feitos desligamentos nos equipamentos sem que haja custo, talvez este retorno demore muito tempo e não seja necessário o investimento. Com relação aos aspectos técnicos, apesar de sempre garantir que o sistema seja mais bem gerenciado, no caso de indústrias que possuem sempre um operador analisando os parâmetros dos equipamentos, os quais não são muitos, não há um ganho tão significativo quanto há em casos em que se tenha uma subestação com muitos ativos, o que faz com que o monitoramento

constante de muitas variáveis se torne uma tarefa para muitos operadores, caso não haja um sistema para auxiliar.

Há ainda o caso das grandes indústrias e fábricas onde uma parada inesperada também ocasiona um grande custo devido a perda de produção durante o tempo de indisponibilidade de energia. Nestes casos, assim como no caso das concessionárias de transmissão, há uma perda monetária significativa em função de um pequeno tempo de parada e é recomendada uma análise da viabilidade econômica. Porém, nesses casos é recomendado o uso do sistema de monitoramento de ativos, principalmente para o transformador que é o ativo mais caro do sistema, pois é considerado como o coração do mesmo, devido a todo o fornecimento de energia estar ligado ao transformador. Para essas indústrias há ainda o incentivo de além de evitar a perda monetária por paradas, tem-se um aumento da expectativa da vida útil do equipamento, bem como algumas simulações importantes como, por exemplo, a de aumento de carga mostrada neste trabalho, que pode ser muito útil em situações onde a indústria necessita aumentar a demanda e precisa de informações técnicas para auxílio na tomada de decisões.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nos últimos anos houve um aumento significativo no consumo de energia elétrica no mundo, tal fato tem feito com que os sistemas elétricos fiquem cada vez maiores e mais complexos. Para acompanhar essa evolução e viabilizar o gerenciamento deste sistema complexo de forma eficiente, novas ferramentas têm surgido como grande auxílio. Uma ferramenta que tem se apresentado com muita importância é o sistema de monitoramento remoto de subestações, que visa realizar o monitoramento dos equipamentos da mesma, a fim de garantir seu funcionamento sem interrupções e na melhor condição possível de operação.

O sistema de monitoramento remoto possui desta forma duas funções muito importantes, que são a de evitar uma falha no equipamento, que ocasionaria a parada inesperada do mesmo, garantindo assim a confiabilidade do sistema, e a outra é de aumentar a vida útil do equipamento, a partir da aplicação da manutenção baseada na condição e não mais na manutenção baseada no tempo. A vantagem da manutenção baseada na condição é que a manutenção só será feita se realmente for necessária, evitando assim custos desnecessários com a mobilização ou contratação de pessoal especializado, e quando forem agendadas, estas manutenções têm como base um histórico de informações do equipamento que auxilia a equipe a tomar as decisões mais eficientes para a melhoria do ativo.

O sistema de monitoramento pode ser utilizado para monitorar todos os ativos de uma subestação, tais como transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras e as subestações blindadas a gás SF₆, porém, a grande maioria das subestações que se utiliza do sistema de monitoramento remoto, atualmente utiliza o mesmo para monitorar apenas o transformador, por ser este o ativo considerado mais importante devido ao seu elevado preço e de sua função dentro da subestação ser de extrema importância. O sistema de monitoramento de transformadores se apresenta tecnicamente como mais genérico, em comparação, por exemplo, com o sistema de monitoramento de um disjuntor, uma vez que os disjuntores possuem princípios de funcionamento diferentes em função da classe de tensão, do tipo de comando que possuem ou ainda do fabricante do equipamento, sendo desta forma um sistema que necessita de projetos mais específicos para serem monitorados. Já o princípio de funcionamento do transformador é basicamente o mesmo não importando a classe de tensão ou o fabricante.

A vida útil do transformador é basicamente determinada pelo estado da sua isolação, sendo assim, o sistema de monitoramento deste equipamento prioriza medições e análises de

variáveis referente a isolamento, tais como, análise da presença de gases no óleo, corrente de fuga nas buchas e umidade, juntamente com a temperatura do mesmo.

Tecnicamente, o sistema oferece medições precisas e confiáveis feitas por sensores que após coletarem um sinal, enviam o mesmo para o painel de controle, que será responsável por fazer a comunicação até o local onde serão processados e analisados. Este ciclo fornece uma confiabilidade na informação, e se utilizando do processamento de tais informações pode-se, a partir de *softwares* especializados e providos de modelos matemáticos eficientes, obter soluções que auxiliam muito o operador na tomada de decisões. Conforme mostrado em um exemplo deste trabalho, o operador pode ainda fazer simulações que avaliam uma futura condição do equipamento, caso o mesmo seja submetido a novas condições de operação, que pode ser simulada com parâmetros setados pelo próprio operador, como, por exemplo, o aumento da carga no transformador. O sistema de monitoramento mostra-se assim uma ferramenta de grande auxílio na gestão do ativo, uma vez que se bem gerenciado pelo operador, as melhores e mais eficientes ações podem ser tomadas para a resolução de problemas e até mesmo para evitar possíveis falhas no equipamento.

Economicamente, tem-se diferentes aspectos a se considerar quanto ao custo/benefício da implementação de um sistema de monitoramento. Caso haja uma penalização monetária devido a indisponibilidade de equipamentos, como é o caso das concessionárias de transmissão de energia, o sistema se torna recomendado, uma vez que o retorno do investimento pode ser obtido em um prazo não muito longo. Porém, no caso de indústrias de menor porte, talvez este sistema não seja necessário, uma vez que tais indústrias possuem um intervalo bem definido para a realização de manutenções, e o número de equipamentos da subestação é pequeno o suficiente para que possa ser monitorado apenas por operadores em campo. Por outro lado, o sistema se mostra ainda viável para indústrias de grande porte que podem ter perda monetária significativa, em função de uma parada na produção devido a uma interrupção inesperada do sistema de energia ocasionada, por exemplo, por uma falha de um transformador.

Neste trabalho, a partir do acompanhamento da aplicação de um sistema de monitoramento de dois autotransformadores implementado pela empresa F, desde a especificação dos sensores até as telas mostradas no computador ao usuário, foi possível notar os principais aspectos técnicos envolvidos e visualizar as vantagens da utilização do sistema de monitoramento para a gestão de um ativo, além da garantia de melhoria na confiabilidade do sistema elétrico. E a partir da análise financeira, baseada na perda monetária referente a parcela variável por indisponibilidade de uma concessionária de transmissão de energia, foi

possível verificar que o sistema seria economicamente vantajoso, uma vez que o retorno do investimento no sistema não seria longo em caso de paradas não programadas do equipamento na subestação.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AQUINO, Ricardo Moraes de; VALE, Maria Helena Murta. **Impacto da Parcela Variável na expansão, operação e manutenção do sistema interligado nacional: Propostas para atualização.** DE. In: XIII ERIAC - DÉCIMO TERCER ENCUESTRO REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ, 13., 2009, Puerto Iguazú. p. 1 - 8. Disponível em: <<http://www.cpdee.ufmg.br/documentos/PublicacoesDefesas/928/ERIAC.pdf>>. Acesso em: 05 nov. 2012.

ARSHAD, Muhammad; ISLAM, Syed M.. **Power transformer condition monitoring and assessment for strategic benefits.** Disponível em: <<http://itee.uq.edu.au/~aupec/aupec03/papers/064%20Arshad%20full%20paper.pdf>>. Acesso em: 02 ago. 2012.

DEGANI, Ana Luiza G.; CASS, Quezia B.; VIEIRA, Paulo C.. **Cromatografia um breve ensaio.** Disponível em: <<http://qnesc.sbq.org.br/online/qnesc07/atual.pdf>>. Acesso em: 08 nov. 2012.

HONGWEI LI, Lixin Wang. **Research on Technologies in Smart Substation.** Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S187661021101842X>>. Acesso em: 15 jun. 2012.

MEIRELES, Denise. **Aplicabilidade de subestações compactas isoladas a gás em grandes centros urbanos: Proposta de procedimento aplicado à expansão do sistema elétrico.** 2010. 85 f. Dissertação (Pós-graduação) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2010.

NASCIMENTO JÚNIOR, Newton Teixeira do. **Uma metodologia para monitoramento das condições operativas de transformadores de potência e análise de tendências baseada em lógica fuzzy.** 2010. 163 f. Dissertação (Pós-graduação) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Maranhão, São Luís, 2010.

OLIVEIRA, Leandro Costa Tandu de; CAMARGO, José Luiz Matos de. **Sensores PTC, NTC e PT100.** Disponível em:

<https://docs.google.com/viewer?a=v&q=cache:1neMBbCJOJYJ:ftp://ftpaluno.umc.br/profs/Fabiano/Disciplinas/Instrumenta%25E7%25E3o%2520II/Semin%25E1rios/Sensores%2520de%2520temperatura%2520-%2520PTC%20NTC%20PT100.pptx+O+princ%C3%ADpio+f%C3%ADsico+de+funcionamento+d+este+dispositivo+%C3%A9+baseado+numa+rela%C3%A7%C3%A3o+linear+da+resist%C3%AÂncia+em+fun%C3%A7%C3%A3o+da+varia%C3%A7%C3%A3o+da+temperatura&hl=pt-BR&gl=br&pid=bl&srcid=ADGEESjjT4j1vvPhlDGCbLN6JKJaW2JF-EOziKITFiD5eY8M4YJmIEa3TOciExtomX1OQn1R0F3ADoCY0-ENwrK9VScpsZBTYmzaA7qtmgEppLdUiYszYuI5Jj6OqJlO8v_TssLdshIM&sig=AHIEtbQ08jsc-nUHX5XLhWKqzdKiBJxwwA>. Acesso em: 14 set. 2012.

SIEMENS (Brasil). **Monitoramento de Transformadores.** Disponível em: <<http://www.energy.siemens.com/br/pt/servicos/transmissao-geracao-de-energia/transformer-lifecycle-management/monitoramento-de-transformadores.htm>>. Acesso em: 23 ago. 2012.

SILVA, Milthon S.; JARDINI, José A.; MAGRINI, Luiz C.. CIRED. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY, 18., 2005, Turin. **On-Line condition monitoring system for In-service circuit breaker.** São Paulo: Pea. Department Of Electrical Energy And Automation Engineering, Polytechnic School Of The University Of Sao Paulo Brazil, 2005. p. 1 - 7.