

UNIVERSIDADE SÃO FRANCISCO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**AUMENTO DA CONFIABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO
BRASILEIRO ATRAVÉS DO MONITORAMENTO DE
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

Área de Estudos de Confiabilidade do Sistema Elétrico de Potência

por

Rodrigo Valério da Silva

Geraldo Peres Caixeta, Doutor
Orientador

Itatiba (SP), Dezembro de 2009

UNIVERSIDADE SÃO FRANCISCO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**AUMENTO DA CONFIABILIDADE DO SISTEMA ELÉTRICO
BRASILEIRO ATRAVÉS DO MONITORAMENTO DE
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

Área de Estudos de Confiabilidade do Sistema Elétrico de Potência

por

Rodrigo Valério da Silva

Monografia apresentada à Banca Examinadora
do Trabalho de Conclusão do Curso de
Engenharia Elétrica para análise e aprovação.
Orientador: Geraldo Peres Caixeta, Doutor

Itatiba (SP), Dezembro de 2009

SUMÁRIO

LISTA DE ABREVIATURAS.....	iv
LISTA DE FIGURAS.....	v
LISTA DE TABELAS.....	vi
LISTA DE EQUAÇÕES	vii
RESUMO	viii
ABSTRACT.....	ix
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. OBJETIVOS	2
1.1.1. Objetivo Geral.....	2
1.1.2. Objetivos Específicos.....	2
1.2. METODOLOGIA.....	2
1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO	3
2. CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO	4
2.1. GERAÇÃO	6
2.2. TRANSMISSÃO	7
2.3. DISTRIBUIÇÃO	8
3. TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA	10
3.1. DESCRIÇÃO DAS PARTES DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA.	12
3.1.1. Núcleo	12
3.1.2. Enrolamento.....	17
3.1.3. Parte Ativa.....	19
3.1.4. Comutadores de derivação	20
3.1.5. Materiais isolantes.....	22
3.1.6. Óleo isolante	23
3.1.7. Tanque	24
3.1.8. Conservador	24
3.1.9. Sistema de resfriamento.....	25
3.1.10. Buchas	28
4. FALHAS EM TRANSFORMADORES	29
4.1. DADOS DE FALHAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA SEGUNDO O CIGRÉ.....	29
5. AUMENTO DA CONFIABILIDADE ATRAVÉS DA MONITORAÇÃO ON-LINE	35
5.1. COMPONENTES DE UM SISTEMA DE MONITORAÇÃO	35
5.1.1. Sensores	35
5.1.2. Sistema.....	36

5.1.3. Processamento dos dados.....	36
6. DISPOSITIVOS ELETRÔNICOS INTELIGENTES	36
6.1. VISÃO GERAL	36
6.1.1. Monitores para temperatura do óleo e enrolamentos	37
6.1.2. Monitores de buchas condensivas	38
6.1.3. Monitor de Umidade	40
6.1.4. Relé Regulador de Tensão	41
7. PROJETO UTILIZANDO SISTEMA DE MONITORAÇÃO ON- LINE 41	
7.1. SISTEMA INSTALADO NA SE ITAJAI- ELETROSUL	41
7.1.1. Arquitetura do sistema de monitoração on-line	42
7.1.2. Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs).....	43
7.1.3. Meio físico de comunicação	44
7.1.4. Armazenamento, disponibilização e tratamento das informações	44
7.1.5. Funções de monitoração	45
7.1.6. Experiência com a instalação e operação do sistema	48
8. CONSIDERAÇÕES FINAIS	49
8.1. BENEFÍCIOS	49
8.1.1. Benefícios diretos.....	49
8.1.2. Benefícios estratégicos.....	50
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	51

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BIG	Banco de Informações de Geração
CEMIG	Companhia de Energia de Minas Gerais
CDC	Comutador de derivações em carga
CDST	Comutador de Derivações Sem Tensão
CIGRÉ	International Council on Large Electric Systems
CGH	Centrais Geradoras Hidrelétricas
ELETROSUL	Eletrosul Centrais Elétricas S.A.
FCE	Furnas Centrais Elétricas
EOL	Energia Eólica
GSU	Generator Step-up
IEDs	Dispositivos Inteligentes Eletrônicos
ITAIPU	Itaipu Binacional
KV	Kilovolts
MW	Megawatts
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
SIN	Sistema Interligado Nacional
SOL	Central Elétrica Solar
TCO	Total Cost of Ownership
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
UTN	Usina Termonuclear

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Mapa do Sistema de Transmissão do SIN	5
Figura 2 - Conexão do Sistema Isolado Acre-Rondônia ao SIN.	6
Figura 3 - Relação entre agentes e consumidores	9
Figura 4 - Tipos de transformadores em um esquema de geração,transmissão,subtransmissão e distribuição de energia elétrica	10
Figura 5 - Transformador tipo GSU 378 MVA 13,8/550 kV instalado na UHE de Tucuruí da empresa Eletronorte.	11
Figura 6 - Transformador de Distribuição tipo abaixador com óleo vegetal, 25 MVA 138/13,8 kV instalado na SE Pará de Minas da empresa CEMIG.....	12
Figura 7 - Desenho representativo do fluxo magnético percorrendo o núcleo	13
Figura 8 - Tipos de núcleo com colunas de retorno e colunas enroladas	13
Figura 9 - Chapas de ferro silício.....	14
Figura 10- a) corte de chapas a 45° b) corte de chapas a 90°	14
Figura 11 - Distância entre vigas	15
Figura 12 - Ferragens	15
Figura 13 - Empilhamento de chapas em <i>Step Lap</i>	15
Figura 14 - Compactação e sustentação mecânica do núcleo	16
Figura 15 - Levantamento do núcleo	16
Figura 16 - Exemplo de um núcleo 3/2 montado	17
Figura 17 - Enrolamento.....	17
Figura 18 - Cabos transpostos	18
Figura 19 - Parte ativa de um transformador	20
Figura 20 - Diagrama de comutação sem tensão	21
Figura 21- Comutador em carga	22
Figura 22 - Tanque de um transformador de potência	24
Figura 23 - Conservador de óleo	25
Figura 24 - Sistema de resfriamento ONAN	26
Figura 25 - Sistema de Resfriamento ONAN/ONAF	27
Figura 26 - Componente afetado- transformador de usina com CDC.....	32
Figura 27 - Componente afetado- transformador de usina sem CDC	32
Figura 28 - Componente afetado- transformador de subestação com CDC	33
Figura 29 - Componente afetado- transformador de subestação sem CDC	33
Figura 30 - Componente afetado- autotransformador com comutador	34
Figura 31 - Componente afetado- autotransformador sem comutador	34
Figura 32 - Forma construtiva de uma bucha condensiva	39
Figura 33 - Circuito equivalente de uma bucha condensiva energizada	39
Figura 34 - Corrente de fuga de três buchas em um sistema trifásico e sua somatória;.....	40
Figura 35 - Arquitetura do sistema de monitoração.....	43

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Acréscimo anual de geração (em MW)	7
Tabela 2 - Empreendimentos em operação em Novembro de 2008	7
Tabela 3- Método de resfriamento e símbolos	25
Tabela 4 - Classificação dos grupos de resfriamento em transformadores imersos em óleo	26
Tabela 5 - Taxa de falhas em transformadores com e sem CDC	30
Tabela 6 - Taxa de falha em transformadores com CDC	30
Tabela 7 - Taxa de falha em transformadores sem CDC	31

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1- Corrente de fuga resultante	40
--	----

RESUMO

SILVA, Rodrigo Valério. **Aumento da Confiabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro através do Monitoramento de Transformadores de Potência.** Itatiba, 2009. 51 f. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade São Francisco, Itatiba, 2009.

O Setor Elétrico mundial está em permanente evolução, fruto do aumento da demanda de energia desde a Revolução Industrial do século XIX, trazendo novos desafios para as empresas geradoras, transmissoras e distribuidoras de energia.

Entre estes desafios, podemos destacar no Brasil a reestruturação do Setor Elétrico, ocorrida a partir da publicação da Lei 9.074/1995, onde certos tipos de consumidores brasileiros de energia elétrica são livres para escolher de quem irão adquirir energia.

Devido ao exposto acima, as empresas do setor elétrico estão operando em um contexto de competitividade até então inédita, forçando a busca constante por maior eficiência, melhor qualidade de fornecimento, menores custos e maior comprometimento com o meio ambiente.

Neste trabalho será apresentada a composição do setor elétrico brasileiro nos dias atuais e suas principais fontes de energia (hidráulica, biomassa, eólica, solar, etc.), o papel do transformador de potência no SIN (Sistema Interligado Nacional) que é coordenado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema), as principais falhas nestes equipamentos baseado em estudos do CIGRÉ, as novas tecnologias utilizadas para a migração da manutenção preventiva para a manutenção preditiva e os benefícios na utilização de sistemas de monitoramento de transformadores de potência em algumas concessionárias de energia utilizando sensores *IEDs* (Dispositivos Eletrônicos Inteligentes) para controle e medição de variáveis potencialmente críticas a vida útil destes equipamentos.

Palavras-chave: Setor Elétrico Brasileiro. Transformador de Potência. Sistema de Monitoração. *IEDs* (Dispositivos Eletrônicos Inteligentes).

ABSTRACT

The world electric sector is in constant evolution, due to the increased demand for energy since the Industrial Revolution of the XIX century, bringing new challenges for energy generation, transmission and distribution companies.

Among these challenges, we can highlight the restructure of the Brazilian electric sector, which occurred after the publication of Law 9074/1995, where certain types of Brazilian consumers of electric are free to choose who will supply the power to them.

Due to the statement above, the energy utilities are operating in a context of competitiveness so far unseen, forcing the constant search for greater efficiency, better quality of supply, lower costs and greater commitment to the environment.

This work will present the actual composition of the Brazilian electric sector and its main energy sources (hydro, biomass, wind, solar, etc.), the importance of the power transformer in the SIN (National Interconnected System) which is coordinated by the ONS (National System Operator), the main failures on these equipments based on studies of CIGRÉ, new technologies used to migrate from preventive maintenance to predictive maintenance and the benefits using the monitoring systems in power transformers of some energy utilities using sensors IEDs (Dispositivos Eletrônicos Inteligentes) for control and measurement of potentially critical variables for the equipment life.

Keywords: Brazilian Electric Sector. Power Transformer. Monitoring System. IEDs (Dispositivos Eletrônicos Inteligentes).

1. INTRODUÇÃO

Em um país com mais de 61 milhões de consumidores e com área de abrangência muitas vezes maior do que alguns continentes, as concessionárias de energia elétrica no Brasil enfrentam hoje o desafio de gerar, transmitir e distribuir energia em níveis cada vez mais confiáveis sendo fiscalizadas e penalizadas em caso de interrupção deste serviço pelos órgãos do governo como ANEEL e ONS (ANEEL, 2008).

Sendo essencial para o crescimento da economia do país; o fornecimento de energia elétrica não pode ser interrompido como ocorreu em anos anteriores (blackout e racionamento de energia).

Tendo isto em vista, as concessionárias de energia vêm investindo em programas de Pesquisas e Desenvolvimento (P&D) para aumentar a confiabilidade de seus parques energéticos e, sendo o Transformador de Potência um equipamento chave no sistema, sem o qual é inviável a transmissão e distribuição de energia elétrica, justifica-se o estudo de novas ferramentas para subsidiar o departamento de manutenção em decisões de parada do sistema baseado na condição do equipamento e não mais em revisões periódicas, onde pode ocorrer uma falha justamente entre os períodos de análise, ou através da manutenção corretiva.

Por desempenhar um papel tão importante no sistema elétrico, os transformadores de potência são classificados de acordo com suas funções:

- transformadores elevadores– elevam a tensão de geração para a tensão de transmissão (FURNAS,1985);
- transformadores de interligação– interligam partes do sistema de transmissão (FURNAS,1985);
- transformadores abaixadores- abaixam a tensão de transmissão para a tensão de subtransmissão ou de distribuição; (FURNAS,1985)

Como descrito acima, a implementação de ferramentas para monitoração de forma *on-line* destes equipamentos se faz necessária para auxiliar os departamentos de manutenção e operação no que diz respeito a:

- Conservação atual do equipamento, visto que a ferramenta de monitoração de transformadores irá fornecer subsídios à tomada de decisão quanto a manter ou não o transformador em operação, ou ainda quanto à redução da carga a fim de diminuir o risco de falha grave em um equipamento defeituoso;
- Redução do risco de falhas devido à detecção das mesmas em seu estágio inicial, possibilitando a parada programada do equipamento para ações corretivas;
- Uso otimizado do equipamento baseado nas informações da ferramenta de monitoração, possibilitando o uso do equipamento em situações de sobrecarga de emergência, porém com total conhecimento e controle das variáveis envolvidas, sem incorrer em riscos excessivos;

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. Objetivo Geral

Este trabalho tem por objetivo apresentar soluções para detecção de falhas em Transformadores de Potência que possibilitem a migração da manutenção corretiva e preventiva para a manutenção preditiva, aumentando o índice de confiabilidade destes equipamentos e garantindo a continuidade de fornecimento de energia elétrica aos consumidores.

1.1.2. Objetivos Específicos

Apresentar aos alunos universitários, comunidade e também ao corpo docente como é constituído hoje o novo modelo do setor elétrico, as ferramentas utilizadas por algumas concessionárias de energia para monitoração de forma on-line de seus transformadores de potência e as novas tecnologias existentes no mercado para aquisição das variáveis críticas que determinam a vida útil destes equipamentos.

Relatar a experiência da empresa Eletrosul que já se beneficiou com a utilização de ferramentas de monitoração de transformadores de potência.

1.2. METODOLOGIA

Serão utilizados estudos de entidades do setor elétrico como CIGRÉ que relatam historicamente as falhas mais comuns em transformadores de potência e quais variáveis são necessárias monitorar para evitar e/ou diminuir o índice da falhas nestes equipamentos.

Serão realizadas visitas técnicas nas subestações de FURNAS e CEMIG, concessionárias de energia que possuem sistemas de monitoração on-line de transformadores de potência:

- Subestação Distribuidora com 1º Transformador imerso com óleo vegetal, com potência de 25 MVA e tensão de 138/13,8 kV da empresa CEMIG, localizada na cidade de Pará de Minas;

- Subestação Conversora de Ibiúna, maior sistema HVDC do mundo com 8.700 MVA e ± 600 kV da empresa FCE (Furnas Centrais Elétricas), localizada na cidade de Ibiúna;

1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho tem como estrutura a topologia utilizada para monitoração de transformadores de potência e suas principais características, utilizando sensores *IEDs* que além de coletar as informações, processam as mesmas com autonomia para tomar uma decisão de emitir alarmes e/ou desligar o equipamento.

2. CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

Uma das variáveis para definir um país como desenvolvido, é a facilidade de acesso da população aos serviços de infra-estrutura, como saneamento básico, transportes, telecomunicações e energia. O primeiro está diretamente relacionado à saúde pública. Os dois seguintes, à integração nacional. Já a energia é o fator determinante para o desenvolvimento econômico e social ao fornecer apoio mecânico, térmico e elétrico às ações humanas.

A indústria de energia faz parte de uma cadeia econômica que tem início com a exploração de recursos naturais estratégicos (como água, minerais, petróleo e gás natural), de propriedade da União, e que termina no fornecimento de um serviço público básico para a sociedade. Por isso, no geral, ou é composta por estatais ou por companhias controladas pelo capital privado que atuam em um ambiente regulamentado pelos governos locais.

De todos os segmentos da infra-estrutura, energia elétrica é o serviço mais universalizado. A incidência e as dimensões dos nichos não atendidos estão diretamente relacionadas à sua localização – e às dificuldades físicas ou econômicas para extensão da rede elétrica. Afinal, cada uma das cinco regiões geográficas em que se divide o Brasil – Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte – tem características bastante peculiares e diferenciadas das demais. Estas particularidades determinaram os contornos que os sistemas de geração, transmissão e distribuição adquiriram ao longo do tempo e ainda determinam à maior ou menor facilidade de acesso da população local à rede elétrica.

Para geração e transmissão de energia elétrica, por exemplo, o país conta com um sistema (conjunto composto por usinas, linhas de transmissão e ativos de distribuição) principal: o Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa imensa “rodovia elétrica” como ilustra a Figura 1 abrange a maior parte do território brasileiro e é constituída pelas conexões realizadas ao longo do tempo, de instalações inicialmente restritas ao atendimento exclusivo das regiões de origem: Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Além disso, há diversos sistemas de menor porte não-conectados ao SIN e, por isso, chamados de Sistemas Isolados, que se concentram principalmente na região Amazônica, no Norte do país como mostrado na figura 2. Isto ocorre porque as características geográficas da região, composta por floresta densa e heterogênea, além de rios caudalosos e extensos, dificultaram a construção de linhas de transmissão de grande extensão que permitissem a conexão ao SIN (ANEEL, 2008).

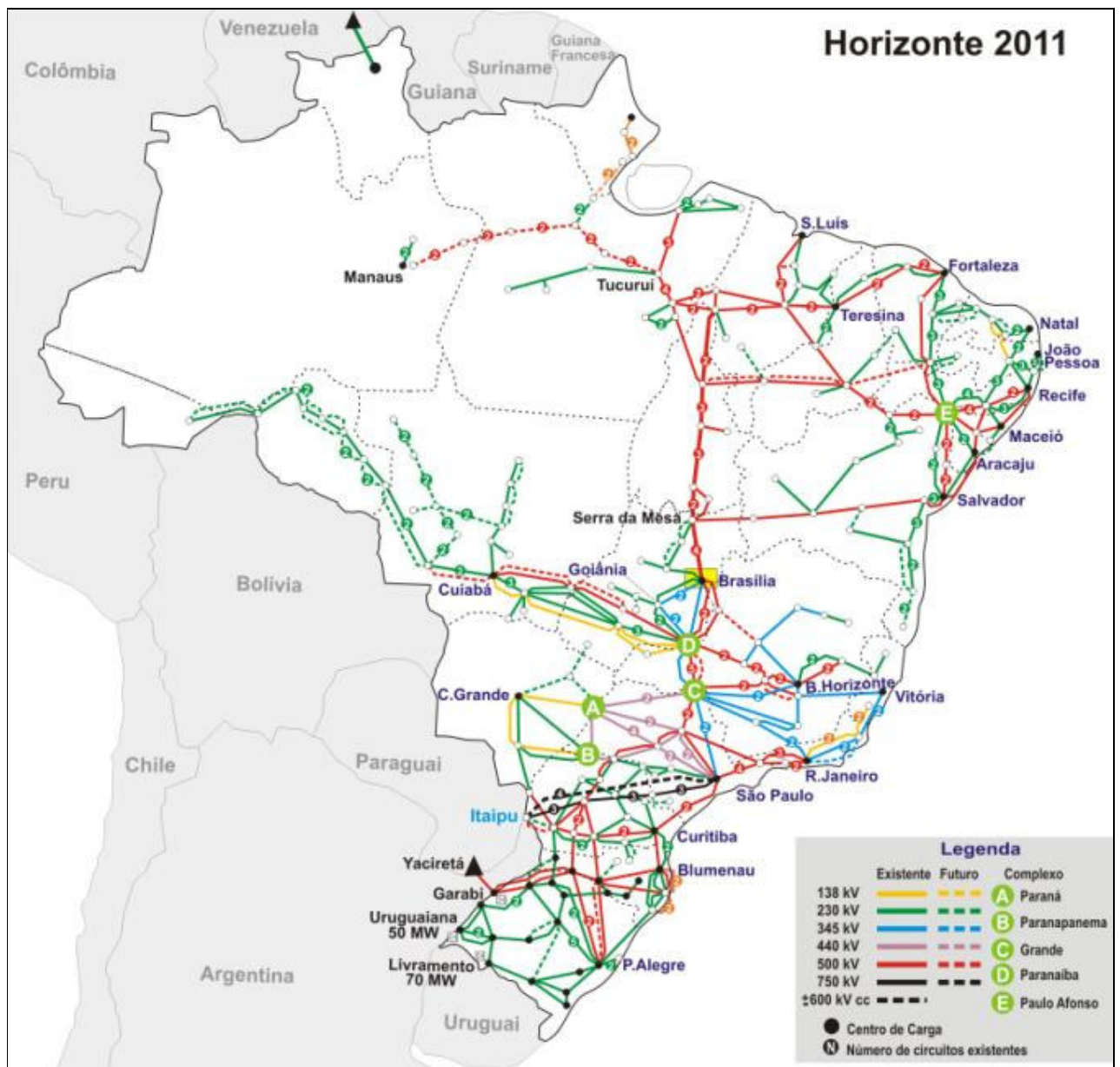


Figura 1. Mapa do Sistema de Transmissão do SIN
Fonte: ONS,2009.



Figura 2 . Conexão do Sistema Isolado Acre-Rondônia ao SIN.
Fonte: ONS , 2009

2.1. GERAÇÃO

De acordo com o Banco de Informações de Geração (BIG), da ANEEL, o Brasil conta, em Novembro de 2008, com 1.768 usinas em operação, que correspondem a uma capacidade instalada de 104.816 MW (megawatts)- número que exclui a participação paraguaia na usina de Itaipu. Do total de usinas, 159 são hidrelétricas, 1.042 térmicas abastecidas por fontes diversas (gás natural, biomassa, óleo diesel e óleo combustível), 320 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), 2 nucleares, 227 centrais geradoras hidrelétricas (pequenas usinas hidrelétricas) e uma solar.

As informações da ANEEL também demonstram que, desde 1999, o aumento na capacidade instalada no país tem sido permanente — ao contrário do que ocorreu no final dos anos 80 e início da década de 90, quando os investimentos em expansão foram praticamente paralisados. Como pode ser observado na Tabela 1 a seguir, em 2007, 4 mil MW foram agregados à capacidade instalada (ANEEL, 2008).

Tabela 1- Acréscimo anual de geração (em MW)

Ano	MW
1999	2.840,3
2000	4.264,2
2001	2.506,0
2002	4.638,4
2003	3.998,0
2004	4.234,6
2005	2.425,2
2006	3.935,5
2007	4.028,0
2008	860,5*

(*) Até 16/08/2008

Fonte: ANEEL,2008

No Brasil, de acordo com o BIG da ANEEL, em Novembro de 2008, existem em operação 227 CGHs, com potência total de 120 MW; 320 PCHs (2,4 mil MW de potência instalada) e 159 UHE com capacidade total instalada de 74.632 MW. Em Novembro de 2008, as usinas hidrelétricas, independentemente de seu porte, respondem, portando, por 75,68% da potência total instalada no país de 102.262 MW, como ilustra a tabela 2 abaixo.

Tabela 2 - Empreendimentos em operação em Novembro de 2008

Tipo	Quantidade	Potência outorgada (kW)	Potência fiscalizada (kW)	%
CGH	227	120.009	146.922	0,11
EOL	17	272.650	289.150	0,26
PCH	320	2.399.598	2.381.419	2,29
SOL	1	20	20	0
UHE	159	74.632.627	74.851.831	71,20
UTE	1.042	25.383.920	22.585.522	24,22
UTN	2	2.007.000	2.007.000	1,92
Total	1.768	104.815.824	102.261.864	100,0

Fonte: ANEEL,2008

2.2. TRANSMISSÃO

O segmento de transmissão no Brasil é composto em 2008 por mais de 90 mil quilômetros de linhas e operado por 64 concessionárias. Essas empresas que obtiveram as concessões ao participar de leilões públicos da ANEEL são responsáveis pela implantação e operação da rede que liga as usinas (fontes de geração) às instalações das companhias distribuidoras localizadas junto aos centros consumidores (tecnicamente chamado de centros de carga).

A grande extensão da rede de transmissão no Brasil é explicada pela configuração do segmento de geração, constituído na maior parte, de usinas hidrelétricas instaladas em localidades distantes aos centros consumidores. A principal característica deste segmento é a sua divisão em dois grandes blocos: o Sistema Interligado Nacional (SIN), que abrange a quase todo o território brasileiro, e os Sistemas Isolados instalados principalmente na região Norte, como mostrado na figura 2.

O SIN abrange as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte. Em 2008, concentra aproximadamente 900 linhas de transmissão que somam 89,2 mil quilômetros nas tensões de 230, 345, 440, 500, e 750 kV (também chamada de rede básica que, além das grandes linhas entre uma região e outra, é composta pelos ativos de conexão das usinas e aqueles necessários às interligações internacionais).

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é responsável pela coordenação e controle da operação do SIN, realizada pelas companhias geradoras e transmissoras, sob a fiscalização da ANEEL. Entre os benefícios desta integração e operação coordenada está a possibilidade de troca de energia elétrica entre regiões. Isto é particularmente importante em um país como o Brasil, caracterizado pela predominância de usinas hidrelétricas localizadas em regiões com regimes hidrológicos diferentes.

Como os períodos de estiagem de uma região podem corresponder ao período chuvoso de outra, a integração permite que a localidade em que os reservatórios estão mais cheios envie energia elétrica para a outra, em que os lagos estão mais vazios permitindo, com isso, a preservação do “estoque de energia elétrica” represado sob a forma de água. Essa troca ocorre entre todas as regiões conectadas entre si (ANEEL, 2008).

2.3. DISTRIBUIÇÃO

A conexão e atendimento ao consumidor, qualquer que seja o seu porte são realizados pelas distribuidoras de energia elétrica. Além delas, as cooperativas de eletrificação rural, entidades de pequeno porte, transmitem e distribuem energia elétrica exclusivamente para os associados. Em 2008, a ANEEL relaciona 53 dessas cooperativas que, espalhadas por diversas regiões do país, atendem a pequenas comunidades.

Já o mercado de distribuição elétrica, é formado por 63 concessionárias, responsáveis pelo atendimento de mais de 61 milhões de unidades consumidoras.

As distribuidoras são empresas de grande porte que funcionam como elo entre o setor de energia elétrica e a sociedade, visto que suas instalações recebem das companhias de transmissão todo o suprimento destinado ao abastecimento no país. Nas redes de transmissão, após deixar a usina, a energia elétrica trafega em tensão que varia de 88 kV a 750 kV. Ao chegar às subestações das distribuidoras, a tensão é rebaixada e, por meio de um sistema composto por fios, postes e transformadores, chega à unidade final em 127 volts ou 220 volts. Exceção a essa regra são algumas unidades industriais que operam com tensões mais elevadas (de 2,3 kV a 88 kV) em suas linhas de produção e recebem energia elétrica diretamente da subestação da distribuidora (pela chamada rede de subtransmissão). A relação entre os agentes operadores do setor elétrico e os consumidores pode ser observada na figura 3 (ANEEL, 2008).

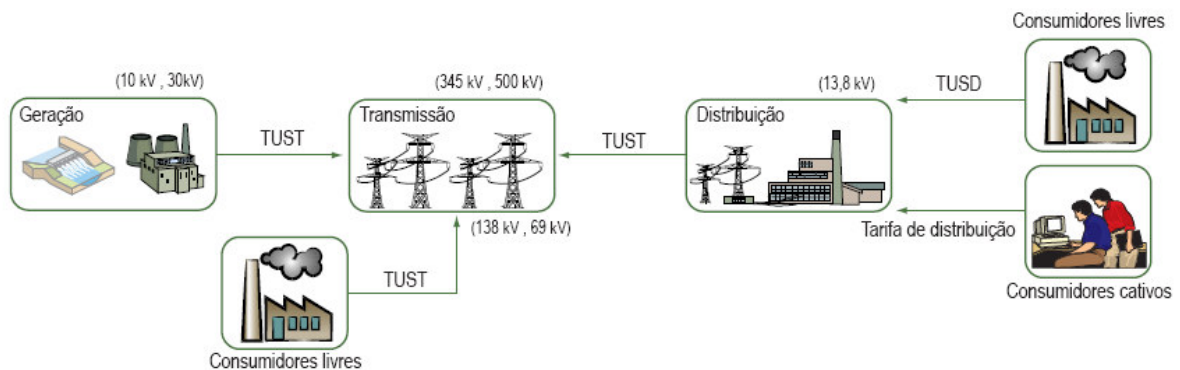


Figura 3 - Relação entre agentes e consumidores (ANEEL, 2008)

3. TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA

O transformador de potência é um equipamento estático que por meio de indução eletromagnética transfere energia de um circuito, chamado primário, para um ou mais circuitos, denominados, respectivamente, secundário e terciário, sendo, no entanto, mantida a mesma frequência, porém com tensões e correntes diferentes.

Num sistema elétrico, os transformadores são utilizados desde as usinas de produção, onde a tensão gerada é elevada a níveis adequados para permitir a transmissão econômica de potência, até os grandes pontos de consumo, onde a tensão é reduzida no nível de subtransmissão e distribuição, alimentando as redes urbanas e rurais, onde novamente é reduzida para poder, enfim, ser utilizada com segurança pelos usuários do sistema (FILHO,1993).

Na figura 4, podemos observar a função do transformador em um esquema de geração, transmissão, subtransmissão e distribuição de energia elétrica.

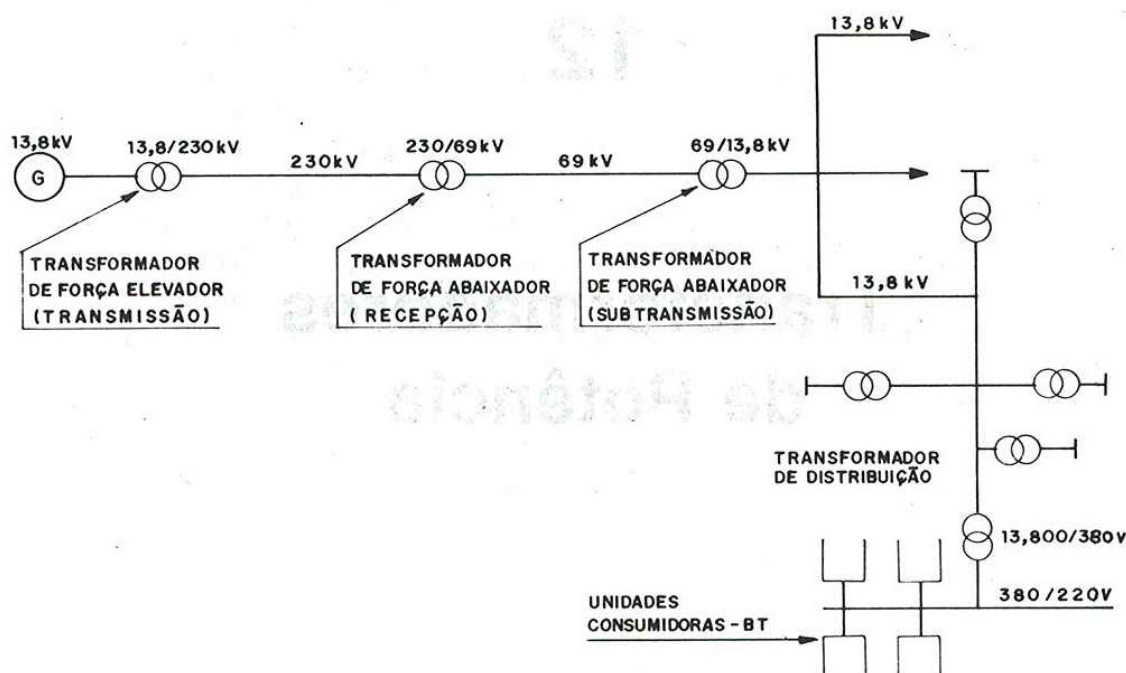


Figura 4 - Tipos de transformadores em um esquema de geração, transmissão, subtransmissão e distribuição de energia elétrica (FILHO,1993).

Os transformadores de potência são especificados baseados em sua aplicação, logo o projeto de cada unidade é personalizado, sendo mais evidente em equipamentos de grande porte. Os transformadores de potência podem operar como elevadores, primariamente utilizados junto a unidades geradoras e referenciados como transformadores elevadores ou *generator step-up (GSU) transformers*, ou como abaixadores, utilizados principalmente para alimentar os circuitos de distribuição. Os transformadores de potência podem ser monofásicos ou trifásicos.

A construção do transformador depende da sua aplicação. Transformadores que serão utilizados em ambientes fechados, como hospitais, centros comerciais, etc. normalmente são do tipo seco mais também podem ser do tipo imerso em óleo. Para uso em ambientes abertos, os transformadores são usualmente imersos em óleo (HARLOW,2004).



Figura 5 - Transformador tipo GSU 378 MVA 13,8/550 kV instalado na UHE de Tucuruí da empresa Eletronorte (TREETECH,2008).



Figura 6 - Transformador de Distribuição tipo abaixador com óleo vegetal, 25 MVA 138/13,8 kV instalado na SE Pará de Minas da empresa CEMIG (TREETECH,2008).

3.1. DESCRIÇÃO DAS PARTES DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA

Ao longo dos anos, novas tecnologias surgiram no que diz respeito a materiais utilizados na fabricação de transformadores de potência, porém o arranjo básico permanece o mesmo.

3.1.1. Núcleo

A função do núcleo é guiar o fluxo magnético gerado pela corrente alternada que passa pelo enrolamento primário através de um circuito fechado. Esse fluxo é responsável pelo aparecimento de tensão de mesma frequência no enrolamento secundário e proporcional ao seu número de espiras.

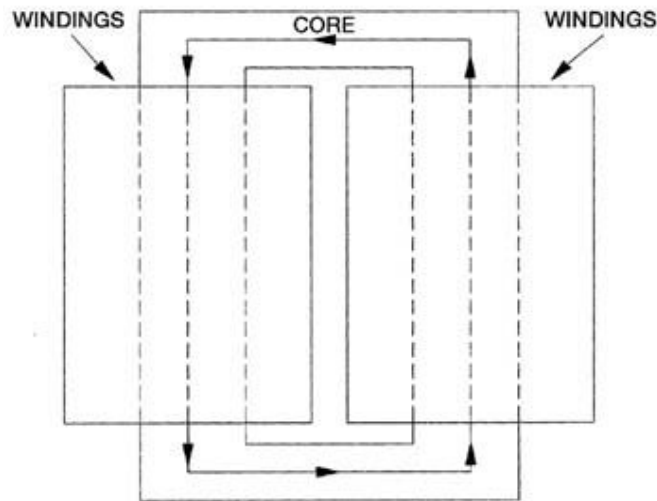


Figura 7 - Desenho representativo do fluxo magnético percorrendo o núcleo (HARLOW,2004).

O núcleo pode ser construído de diversas formas. Dependendo da forma, o núcleo pode possuir apenas colunas principais ou com colunas de retorno. Em núcleos com colunas de retorno, há sempre duas colunas laterais para fechar o circuito magnético. Estas colunas possuem aproximadamente metade da seção transversal das colunas principais. Para transformadores monofásicos, o núcleo pode ser do tipo 1/2, 2/0, ou 2/2 e para transformadores trifásicos os núcleos podem ser do tipo 3/0 ou 3/2, onde o primeiro dígito representa o número de colunas enroladas e o segundo o número de colunas de retorno.

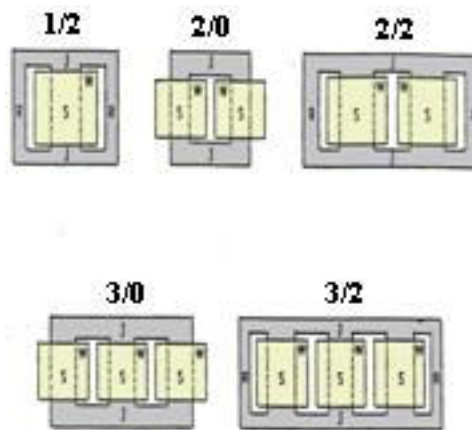


Figura 8 - Tipos de núcleo com colunas de retorno e colunas enroladas (HARLOW,2004).

O núcleo é formado por chapas de aço silício de grãos orientados laminadas a frio, possuindo como características principais: alta permeabilidade e baixas perdas. Cada chapa é

recoberta por uma película isolante resistente ao calor. A espessura das chapas utilizadas pode ser de 0,23 até 0,3 mm, sendo comumente o uso de chapas de 0,27 mm.



Figura 9 - Chapas de ferro silício (SIEMENS,2006).

O corte das chapas a 45° nas regiões de transição permite ao fluxo magnético acompanhar a direção da laminação nestas regiões, o que não ocorre nas junções a 90° . Na direção da laminação, a permeabilidade magnética é maior que em qualquer outra direção, por esse motivo as chapas são cortadas em 45° , conforme figura 10.

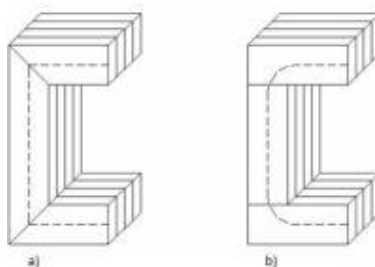


Figura 10- a) corte de chapas a 45° b) corte de chapas a 90° (SIEMENS,2006).

No procedimento de montagem do núcleo deve-se atentar com a distância entre as vigas na qual deve estar de acordo com o projeto.

As vigas e as placas de suspensão formam parte do conjunto de ferragens do núcleo e sobre essas ferragens será executado o empilhamento de chapas de silício.



Figura 11 - Distância entre vigas (SIEMENS,2006).



Figura 12 - Ferragens (SIEMENS,2006).

Ao serem empilhadas, as chapas são colocadas de maneira em que em seu topo fiquem desencontradas (construção *Step Lap*), formando uma sobreposição entre as várias camadas. Este arranjo, além de dar excelente resistência mecânica ao conjunto, proporciona o melhor aproveitamento das características magnéticas das chapas no que se refere a perdas, corrente de excitação e ruído.



Figura 13 - Empilhamento de chapas em *Step Lap* (SIEMENS,2006).

É imprescindível que seja proporcionada a sustentação mecânica suficiente para manter o núcleo solidamente unido, porque se deve lembrar que o núcleo é composto a partir de diversas partes e ao longo do tempo a vibração característica das sucessivas magnetizações e desmagnetizações tende a movimentar os componentes do conjunto e enfraquecer a união entre eles. A compactação e sustentação mecânica do núcleo são mostradas na figura 14.

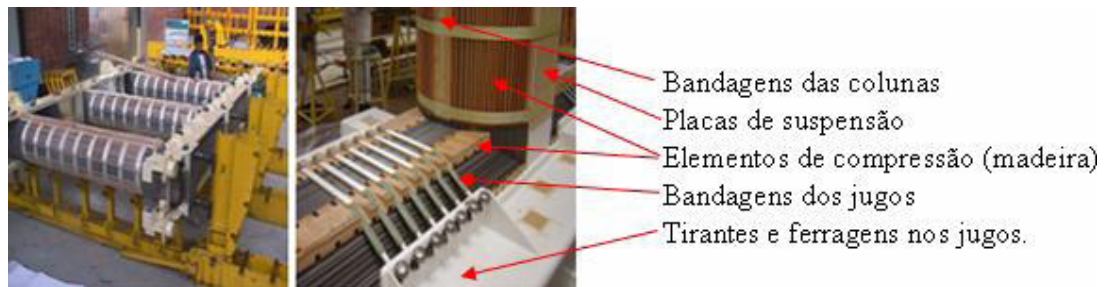


Figura 14 - Compactação e sustentação mecânica do núcleo (SIEMENS,2006).

Após o bandageamento, prensagem, medição dos pacotes de chapa, medição do diâmetro do núcleo e outras checagem e controle, o núcleo é levantado e preparado para receber os enrolamentos.



Figura 15 - Levantamento do núcleo (SIEMENS,2006).

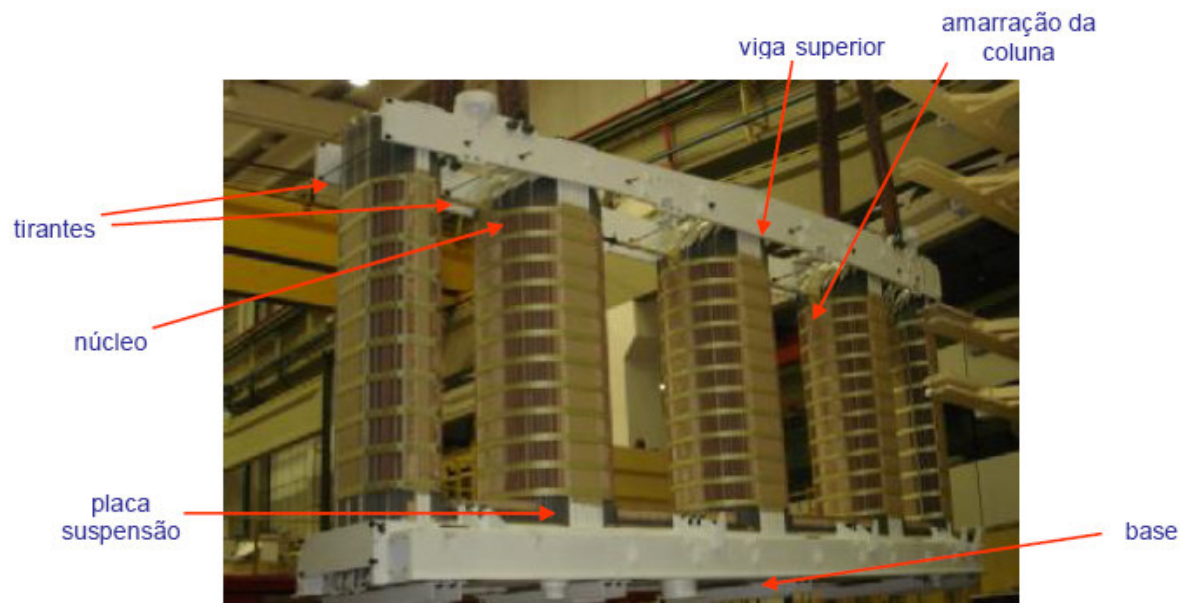


Figura 16 - Exemplo de um núcleo 3/2 montado (SIEMENS,2006).

3.1.2. Enrolamento

O enrolamento é o coração do transformador, e também onde se encontra a maior parte da tecnologia envolvida nele. Não só a tecnologia de projeto e dimensionamento, mas também a tecnologia de fabricação e processo (SIEMENS,2006).



Figura 17 - Enrolamento (SIEMENS,2006).

3.1.2.1. Material

Empregam-se normalmente condutores retangulares de cobre, isolados com papel, na confecção dos enrolamentos.

Podem ainda, serem empregados cabos transpostos, que são feixes formados por diversos condutores de cobre retangulares, isolados individualmente por verniz especial, resistente ao óleo isolante. O feixe de condutores é isolado, adicionalmente, por várias camadas de papel. Em alguns casos, conforme a exigência do projeto pode ser utilizada o papel isolante termo estabilizado (Insuldur).

A isolação principal entre os enrolamentos é obtida através de cilindros e anéis de cantoneira, compostos de *prespan*, impregnáveis em óleo isolante (SIEMENS,2006).

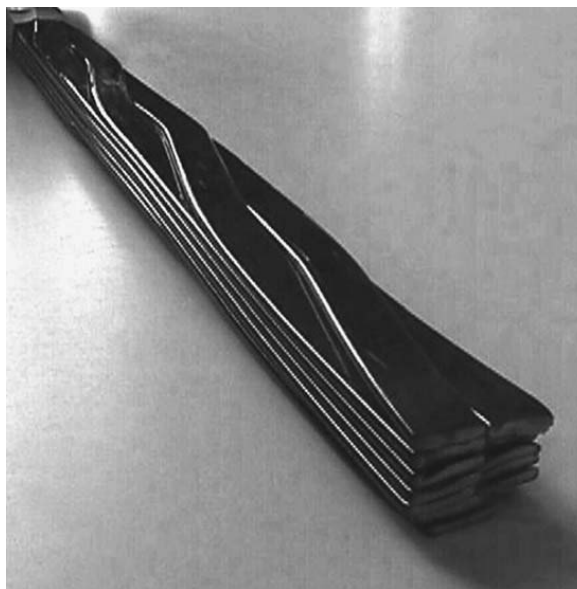


Figura 18 - Cabos transpostos (HARLOW,2004).

3.1.2.2. Projeto

Os enrolamentos são executados com bobinas circulares que apresentam maior resistência mecânica aos esforços radiais de curto-circuito.

Normalmente o enrolamento de tensão inferior é montado junto ao núcleo e o de tensão superior externamente.

O dimensionamento dos enrolamentos, dos canais de refrigeração, da isolação entre enrolamentos, etc., é feito considerando-se os aspectos elétrico, térmicos e mecânico.

Os enrolamentos podem ser executados em diversos tipos, conforme indicado abaixo:

- Camada simples (CS)
- Camada dupla (CD)
- Cilíndrico cruzado (CR)
- Helicoidal simples (HS)
- Helicoidal duplo (HD)
- Bobinas duplas simples (DS)
- Bobinas duplas entrelaçadas (DE)
- Bobinas de regulação em camada entrelaçada (RE ou ILM)

A escolha do tipo a ser utilizado depende das características do transformador, ou seja: potência, tensão dos enrolamentos, sistema de refrigeração, etc., bem como de outros fatores de ordem econômica e operacional (SIEMENS,2006).

3.1.3. Parte Ativa

A parte ativa é assim chamada por compreender a parte interna do transformador que realmente participa do processo de transformação de energia. É constituída pelo núcleo e enrolamentos do transformador assim como suas ligações, comutadores e ferragens (viga, tirantes, placa de suspensão, etc.).

Depois de concluída, ela é submetida a um processo de secagem em estufa, para que seja eliminada a umidade residual do material isolante, umidade esta que, quando presente diminui a rigidez dielétrica do isolante, pondo em risco a vida útil do transformador. A figura 19 mostra a parte ativa pronta sendo içada por ponte rolante, para ser colocada dentro do tanque.



Figura 19 - Parte ativa de um transformador (SIEMENS,2006).

3.1.4. Comutadores de derivação

O sistema de comutação é utilizado para regulação de tensão sendo a mesma realizada pela variação do número de espiras do primário ou do secundário. Esta variação do número de espiras pode ser feita com o transformador sem tensão ou em carga (SIEMENS,2006).

3.1.4.1. Comutação com o transformador sem tensão

A comutação de tensão sem tensão de alimentação pode ser feita por meio de um painel de religação interno ao equipamento ou por um comutador acionado externamente. No caso de painel de religação, o mesmo é acessível por meio de aberturas de inspeção, e para realizar a religação o nível de óleo deve ser abaixado. No segundo tipo de comutação sem tensão, a regulação de tensão é realizada por meio de um acionamento externo. Tal acionamento tem um dispositivo mecânico que impede operações indevidas do comutador, que possam causar danos tanto ao operador como ao equipamento. Caso definido na especificação técnica de fornecimento poderá ser acrescentado um dispositivo elétrico que atue sobre o disjuntor principal do equipamento, abrindo-o no caso de alguém acidentalmente tentar acionar o comutador com o equipamento ligado (energizado). Outra alternativa é o acionamento externo motorizado. Com este acionamento a comutação pode ser realizada da sala de controles, ou junto ao equipamento com botoeiras ou manualmente. A identificação da posição do comutador é feita no próprio acionamento e a tensão correspondente a esta posição está indicada na placa de identificação do equipamento (SIEMENS,2006).

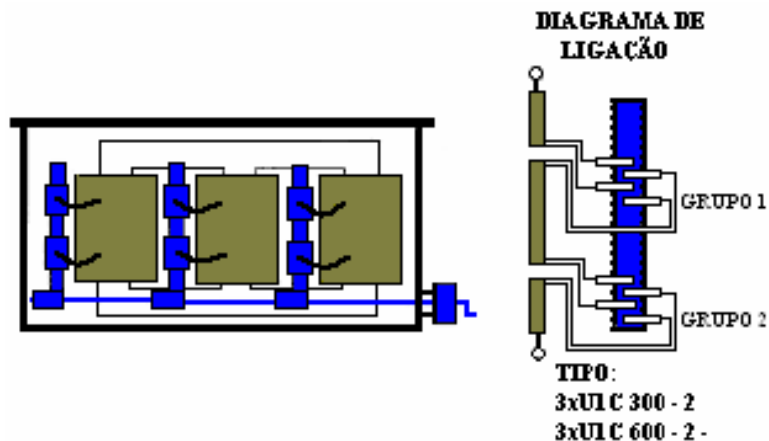


Figura 20 - Diagrama de comutação sem tensão

3.1.4.2. Comutação com o comutador em carga (CDC- comutador de derivações em carga).

Um comutador em carga deve realizar a comutação da tensão sem interromper o circuito por dois motivos:

- a) Evitar a interrupção do fornecimento de energia ao ajustar a tensão de saída;
- b) Manter a tensão no consumidor o mais constante possível;

Os comutadores em carga utilizados são do tipo Jansen, ou seja, com impedâncias de transição resistivas e com um sistema de acionamento dos contatos móveis por meio de molas que garantem que a comutação seja concluída uma vez iniciada. O acionamento destes comutadores é motorizado, normalmente com regulação automática, mas pode ser acionado manualmente por meio de manivela, em casos especiais.

Os comutadores são fornecidos com dispositivos de proteção, que controlam problemas de operação e que permitem o desligamento do disjuntor principal do transformador quando necessário. Quando é prevista a operação em paralelo de dois ou mais equipamentos, diferentes sistemas de paralelismo podem ser fornecidos, sendo mais empregado o método mestre-comandado.



Figura 21- Comutador em carga

Fonte: http://www.reinhausen.com/en/desktopdefault.aspx/tabid-235/82_read-34/

3.1.5. Materiais isolantes

3.1.5.1. Presspan

A grande maioria dos calços e varetas que existem no transformador, bem como chapas, barreiras, canaletas, anéis, etc., são fabricados deste tipo de material estratificado.

Sua constituição provém de fibras de celulose de alta qualidade e, como o nome já diz, é obtido por prensagem.

Esse material tem algumas características especiais para atender algumas exigências, nas quais provém do tipo de meio no qual esse material se encontra, pois é submetido a campos elétricos intensos em certas regiões do transformador e, além disso, requer a ausência de impurezas, principalmente em equipamentos de alta tensão.

3.1.5.2. Papel kraft neutro

Usado para isolar os condutores do enrolamento, é composto de celulose-sulfato natural cru. Pelas mesmas razões apresentadas no *presspan*, precisa atender as exigências de caráter elétrico.

Sua temperatura máxima no transformador imerso em óleo é 55° C acima da temperatura ambiente, sem que haja degradação da celulose.

3.1.5.3. Papel termicamente estabilizado (insuldur)

Sua diferença básica em relação ao papel *Kraft* é a possibilidade de uso em transformadores que atingem em torno de 65° C acima da temperatura ambiente.

3.1.5.4. Fenolite

Consiste de conjunto de laminas de papel Kraft unidos com resina fenólica, prensado sob condições específicas de pressão e temperatura e, posteriormente, curado.

Suas qualidades mecânicas e elétricas, além de proporcionar facilidade de trabalhar, o diferencia de outros materiais. É usado em corpos de anéis estáticos, na estrutura de comutadores lineares (NLTC), em cunhas do núcleo e em alguns calços.

3.1.5.5. KP

Possui propriedades mecânicas e elétricas muito boas e são usados em anéis de prensagem e alguns tipos de calços. Sua fabricação constitui-se de prensagem de lâminas de madeira com resina e são empilhadas de maneira que as fibras fiquem sobrepostas transversalmente.

3.1.6. Óleo isolante

O óleo mineral isolante é um derivado do petróleo, formado por uma mistura de hidrocarbonetos e quando novo, é transparente (tem cor amarela pálida). Em transformadores são empregados dois tipos de óleo isolante, o naftênico e o parafínico, nos transformadores de potência é utilizado o naftênico.

As principais finalidades do uso do óleo isolante nos transformadores de potência são:

- Refrigeração- a corrente que circula nos enrolamentos aquece os condutores, e esses em contato com o óleo são refrigerados, ou seja, há uma transferência de calor dos condutores para o óleo isolante e assim, por meio de radiadores e ventiladores o óleo troca calor com o ar ambiente, mantendo a temperatura dos enrolamentos dentro de seus limites;

- Isolação elétrica- o óleo deve suportar uma rigidez dielétrica de no mínimo 30kV/2,54 mm, ou seja, numa pequena distância de 2,54 mm pode haver uma diferença de potencial de 30.000 volts, que ainda assim não ocorrerá ruptura dielétrica.

Além dessas características o óleo mineral isolante é muito importante para diagnosticar possíveis falhas no transformador. O óleo mineral gera gases durante seu processo de envelhecimento normal e acentuadamente quando da ocorrência de falhas no equipamento elétrico. Assim é possível realizar uma análise cromatográfica que, tem como objetivo determinar a composição desta mistura de gases que normalmente se dissolve no óleo isolante, podendo então diagnosticar a ocorrência de falhas (SIEMENS,2006).

3.1.7. Tanque

O tanque do transformador tem como finalidade conter o líquido isolante, e também é construído de tal forma a facilitar o transporte até o local de instalação. Ele é fabricado em chapa de aço e possui formato retangular. As soldas das partes do tanque são feitas de tal forma a garantir uma perfeita estanqueidade impedindo vazamentos de óleo. As laterais do tanque possuem reforços horizontais e verticais que dão ao tanque a resistência à pressão e ao vácuo. Existem ganchos para levantamento do equipamento completo como também suportes para aplicação de macacos hidráulicos e olhais para tração.



Figura 22 - Tanque de um transformador de potência (SIEMENS,2006).

3.1.8. Conservador

O conservador de óleo faz parte do sistema de preservação do líquido isolante. O óleo se expande quando aquece fazendo com que seu volume aumente, desta forma, o óleo que exceder no

tanque vai para o conservador, sendo este dimensionado para compensar variações de volume correspondentes às temperaturas mínimas e máximas. Normalmente os transformadores de potência possuem bolsa de borracha para evitar o contato do ar com o óleo (SIEMENS,2006).



Figura 23 - Conservador de óleo (SIEMENS,2006).

3.1.9. Sistema de resfriamento

Os transformadores devem ser designados de acordo com o método de resfriamento empregado, conforme descrito na tabela 3.

Tabela 3- Método de resfriamento e símbolos (SIEMENS,2006).

Natureza do meio de resfriamento	Símbolo
Óleo	O
Líquido isolante sintético não inflamável	L
Gás	G
Água	W
Ar	A
Natureza da circulação	Símbolo
Natural	N
Forçada (no caso de óleo, fluxo não dirigido)	F
Forçada com fluxo de óleo dirigido	D

Os transformadores imersos em óleo devem ser designados por grupos de quatro símbolos de acordo com a tabela 4.

Tabela 4 - Classificação dos grupos de resfriamento em transformadores imersos em óleo (SIEMENS,2006).

1ª letra	2ª letra	3ª letra	4ª letra
Indicação do meio de resfriamento em contato com os enrolamentos.		Indicação do meio de resfriamento em contato com o sistema de resfriamento externo.	
Natureza do meio de resfriamento	Natureza da circulação	Natureza do meio de resfriamento	Natureza da circulação
Exemplo: O (Óleo)	N (Natural)	A (Ar)	F (forçado)

Os métodos mais utilizados são o ONAN e ONAN/ONAF.

3.1.9.1. Método ONAN

Transformador imerso em óleo, com circulação natural de óleo e ar é designado por ONAN.

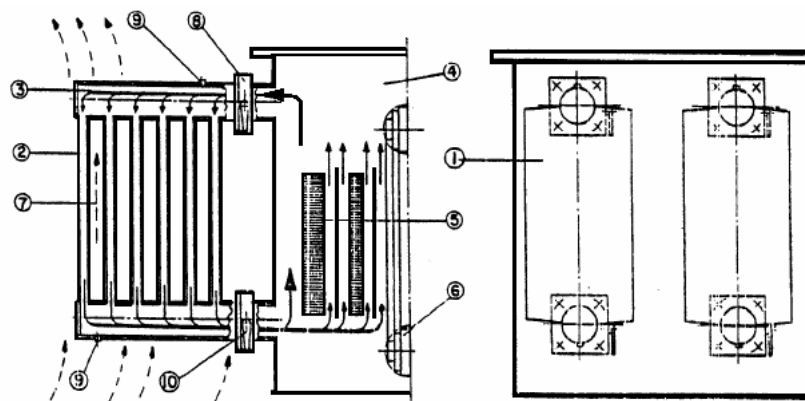


Figura 24 - Sistema de resfriamento ONAN (SIEMENS,2006).

Neste caso, o resfriamento do transformador se dá por circulação natural do óleo através de radiadores (1) de aletas e tubos.

As aletas ou tubos (2) são fabricados em chapas estampadas e soldadas. Nas extremidades das aletas estão soldados dois tubos adutores (3). O líquido isolante (4), aquecido em contato com os enrolamentos (5) e com o núcleo (6), efetua um ciclo de convecção após seu resfriamento nas aletas dos radiadores. Também ar externo (7), em contato com as aletas, renova-se por convecção, completando o resfriamento

Os radiadores são flangeados sobre válvulas borboleta (8). Podem ser desmontados reduzindo o peso e as dimensões para transporte do transformador. Para possibilitar a desmontagem, cada radiador está equipado com bujão superior e inferior (9).

A válvula borboleta superior, que fechada interrompe a passagem do óleo para o radiador, possui um manípulo (10) acessível com indicação das posições, aberta-A, fechada-F, bem como travamento em ambas as posições.

3.1.9.2. Método ONAN/ONAF

Neste método, o resfriamento ocorre em dois estágios, sendo o primeiro estágio ONAN, conforme visto anteriormente e, o segundo estágio ONAF. O segundo estágio entra em operação quando o transformador atinge uma determinada temperatura limite, então são ligados automaticamente os ventiladores dos radiadores para ajudar na refrigeração.

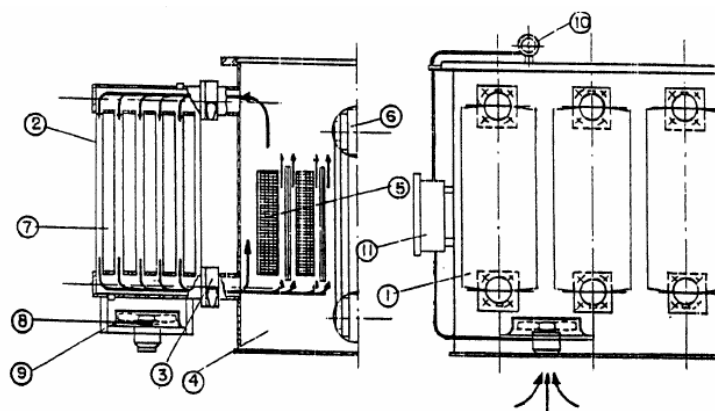


Figura 25 - Sistema de Resfriamento ONAN/ONAF (SIEMENS,2006).

O primeiro estágio de resfriamento do transformador se dá por circulação natural do líquido isolante, ONAN de acordo ao descrito anteriormente.

O segundo estágio de resfriamento do transformador se dá por ventilação forçada, ONAF, com a qual se consegue aumentar a potência do transformador em relação à potência que corresponde ao estágio de ONAN. Ventiladores verticais (8), atuando verticalmente sobre um grupo de radiadores, aceleram a renovação do ar entre as aletas e melhoram a eficiência do ciclo de resfriamento descrito para o primeiro estágio.

Os ventiladores são acionados por motores trifásicos e estão envolvidos por carcaça metálica de proteção.

São fixados no próprio radiador através de suportes aparafusados nos tubos inferiores **(9)** e assenta-se sobre amortecedores de neoprene. O comando da ventilação forçada poderá ser automático por contato de termômetro ou termostato **(10)**, ou manual através de interruptor local ou remoto. Uma caixa de comando **(11)**, montada na parede lateral do tanque, contendo contadores, fusível, relés e interruptores, irá ligar e desligar os ventiladores conforme o comando recebido. Em alguns casos, os ventiladores podem estar dispostos verticalmente (SIEMENS,2006).

3.1.10. Buchas

A NBR5034/1989 define bucha como sendo “Peça ou estrutura de material isolante, que assegura a passagem isolada de um condutor através de uma parede não isolante” (NBR,1989).

Podemos entender como sendo a função principal de uma bucha, conduzir corrente através de um condutor próprio, instalada em um equipamento principal, transformador ou disjuntor, por exemplo, isolando-o do meio ambiente externo e garantindo que a distribuição do campo elétrico criado pelo condutor não venha a comprometer o seu pleno funcionamento (HEREDIA,2008).

3.1.10.1. Buchas não-capacitivas ou não-condensivas

As buchas do tipo não-capacitivo ou não-condensivo podem ser classificados como sendo (HEREDIA,2008):

- Constituídas de porcelana, com isolamento a ar e tem aplicação restrita a equipamentos com tensão nominal com valores de até cerca 25 kV;
- Buchas com um isolante sólido, geralmente papel, que envolve um condutor central, ambos imersos em um isolador de porcelana com óleo isolante, tendo sua aplicação restrita em equipamentos com tensão nominal de até cerca 69 kV;

Conforme mencionado, normalmente estes tipos de bucha são limitados a um nível de tensão nominal de até 69 kV, devido a não utilização de uma tecnologia mais adequada para o controle das superfícies de campo eletrostático criado pelo condutor da mesma. Como compensação a esta limitação, estas buchas apresentam diâmetros e volumes de óleo isolante maiores que as capacitivas, para evitar ou minimizar a possibilidade de rompimento do dielétrico em locais de

maior fragilidade, como por exemplo, nas estruturas de fixação aterradas das mesmas (HEREDIA,2008).

3.1.10.2. Buchas capacitivas ou condensivas

No início do século XX, o aparecimento da tecnologia de construção de buchas condensivas publicada através de artigos técnicos pelas empresas do ramo de energia elétrica da época, revolucionou a fabricação das mesmas. A principal razão foi que com os recursos desenvolvidos para o controle do campo eletrostático criado pelo condutor implantados neste tipo de bucha, tornou-se possível a sua boa utilização em aplicações com tensões elevadas, acompanhando a então tendência de crescimento nas tensões para transmissão de energia das empresas da época. No que se refere ao melhor aproveitamento econômico, obteve-se uma diminuição do diâmetro das buchas, quando comparada com as buchas não-condensivas, resultando em menores custos envolvidos em sua fabricação (HEREDIA,2008).

4. FALHAS EM TRANSFORMADORES

4.1. DADOS DE FALHAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA SEGUNDO O CIGRÉ

A pesquisa internacional sobre falhas em grandes transformadores de potência realizada pelo CIGRÉ teve início durante o encontro ocorrido em Tóquio em 1975. Naquela ocasião, o comitê de estudos 12 estabeleceu o grupo de trabalho 12.05, com a finalidade de estudar os problemas ligados a confiabilidade de grandes transformadores de potência.

Em março de 1978, foi lançada a pesquisa envolvendo apenas os países com representação no comitê de estudos 12. A pesquisa foi limitada a transformadores com classe de tensão não inferiores a 72 kV, os quais, sob o ponto de vista de projeto, contêm as maiores inovações técnicas. Participaram da pesquisa 13 países: Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Checoslováquia, França, Finlândia, Itália, Japão, Suíça, Reino Unido, EUA e Rússia.

A análise considerou mais de 1.000 falhas ocorridas entre 1968 e 1978, relativa a uma população de mais de 47.000 unidades-anos, com um pico máximo de 7.000 unidades em 1978, em transformadores com idade não superior a 28 anos.

Na tabela 5 pode-se observar a taxa de falha em função da classe de tensão e do tipo de transformador.

Tabela 5 - Taxa de falhas em transformadores com e sem CDC (PENA,2003).

Enrolamento de maior tensão (kV)	Transformadores de usina			Transformadores de subestação			Autotransformadores		
	Unidades-anos	Saídas forçadas		Unidades-anos	Saídas forçadas		Unidades-anos	Saídas forçadas	
		Nº de falhas	Taxa de falhas (%)		Nº de falhas	Taxa de falhas (%)		Nº de falhas	Taxa de falhas (%)
60- <100	988	12	1,2	14.841	213	1,4	39	0	*
100- <300	4.309	62	1,4	16.860	257	1,5	3.758	20	0,5
300- <700	1.185	35	3	878	14	1,6	4.171	101	2,4

Com base nas informações da tabela 5, podemos identificar uma forte tendência do aumento de falha com o aumento da classe de tensão do transformador. Vale ressaltar que, nessa tabela, não há distinção entre unidades com e sem CDC (comutadores de derivações em carga).

Fazendo uma estratificação dos dados da tabela 5, tomando o CDC como elemento diferenciador, foi possível gerar as tabelas 6 (unidades com CDC) e 7 (unidades sem CDC).

Tabela 6 - Taxa de falha em transformadores com CDC (PENA,2003).

Enrolamento de maior tensão (kV)	Transformadores de usina			Transformadores de subestação			Autotransformadores		
	Unidades-anos	Saídas forçadas		Unidades-anos	Saídas forçadas		Unidades-anos	Saídas forçadas	
		Nº de falhas	Taxa de falhas (%)		Nº de falhas	Taxa de falhas (%)		Nº de falhas	Taxa de falhas (%)
60- <100	148	0	*	14.584	212	1,5	39	0	*
100- <300	1.750	15	0,9	15.786	251	1,6	3.672	10	0,3
300- <700	437	19	4,3	661	13	2	2.950	30	1

Tabela 7 - Taxa de falha em transformadores sem CDC (PENA,2003).

Enrolamento de maior tensão (kV)	Transformadores de usina			Transformadores de subestação			Autotransformadores		
	Unidades- anos	Saídas forçadas		Unidades- anos	Saídas forçadas		Unidades- anos	Saídas forçadas	
		Nº de falhas	Taxa de falhas (%)		Nº de falhas	Taxa de falhas (%)		Nº de falhas	Taxa de falhas (%)
60- <100	840	12	1,4	257	1	0,4	0	0	*
100- <300	2.559	47	1,8	1.074	6	0,6	86	10	11,6
300- <700	748	16	2,1	217	1	0,5	1.221	70	5,8

Observando os dados da tabela 6, vemos que a taxa de falha continua sendo afetada pelo acréscimo da tensão, tendo variações mais significativas em transformadores de usina e em autotransformadores. Nas conclusões do grupo de trabalho 05 do CIGRÉ, foi registrada também a surpresa nos baixos valores dos índices de taxa de falha para autotransformadores.

Quanto às elevadas taxas de falhas dos autotransformadores sem CDC, o grupo de trabalho 05, após um exame detalhado dos formulários enviados pelas empresas, verificou-se uma concentração de falhas em um certo grupo de unidades pertencente a um específico sistema. Considerando que esses dados de taxa de falha são referentes a uma população muito pequena, qualquer comparação deve ser feita com um certo grau de precaução.

Com relação à avaliação dos componentes envolvidos na origem da causa das falhas, são apresentados nas figuras 26 e 27, com gráficos de barras, estratificando por tipo de função (espécie), observando-se a existência ou não do CDC.

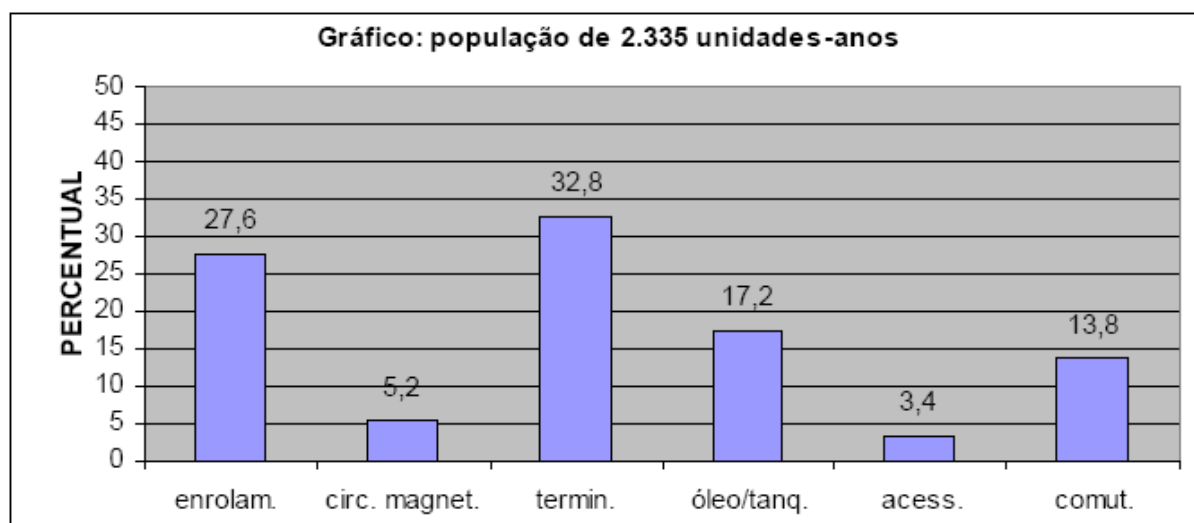


Figura 26 - Componente afetado- transformador de usina com CDC (PENA,2003).

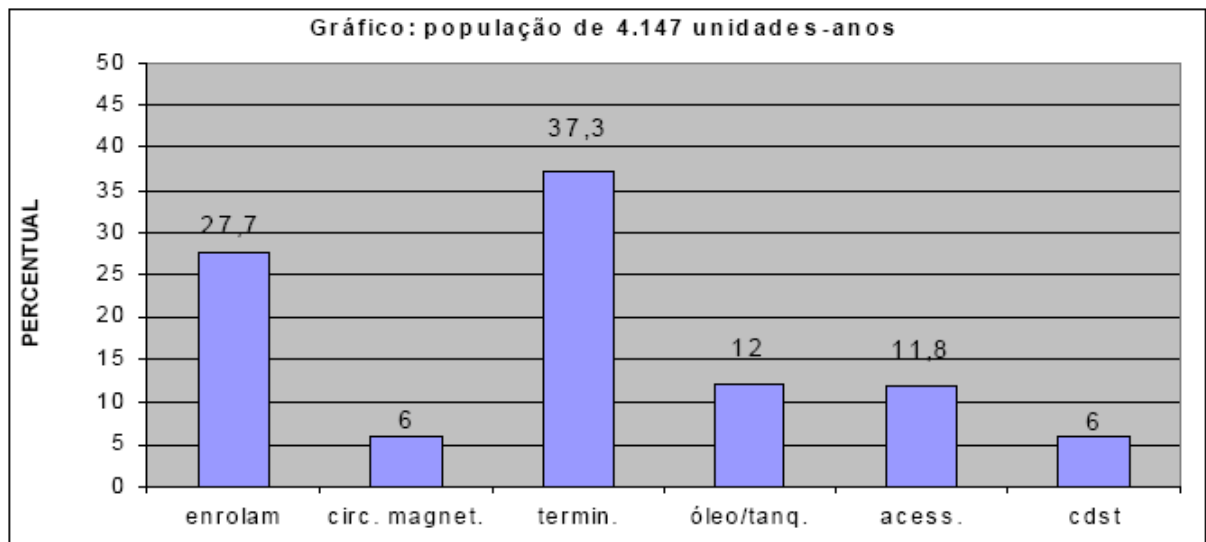


Figura 27 - Componente afetado- transformador de usina sem CDC (PENA,2003).

Observando as figuras 26 e 27, que mostram o percentual de falhas ocorridas nos componentes dos transformadores, vemos que, praticamente, não ocorreu variação para os componentes enrolamento e circuito magnético. A principal diferença entre os gráficos dos transformadores de usina reside no fato de a unidade com CDC ter um percentual de falha maior no item comutador, tendo em vista que estão computadas as falhas em CDC e CDST, enquanto na unidade sem CDC, estão computadas somente as falhas em CDST. Quanto à diferença ocorrida em relação ao item acessório, não encontramos justificativa plausível, tendo em vista que a unidade com comutador possuiu um maior número de componentes tendendo evidentemente a ter um percentual maior de falhas.

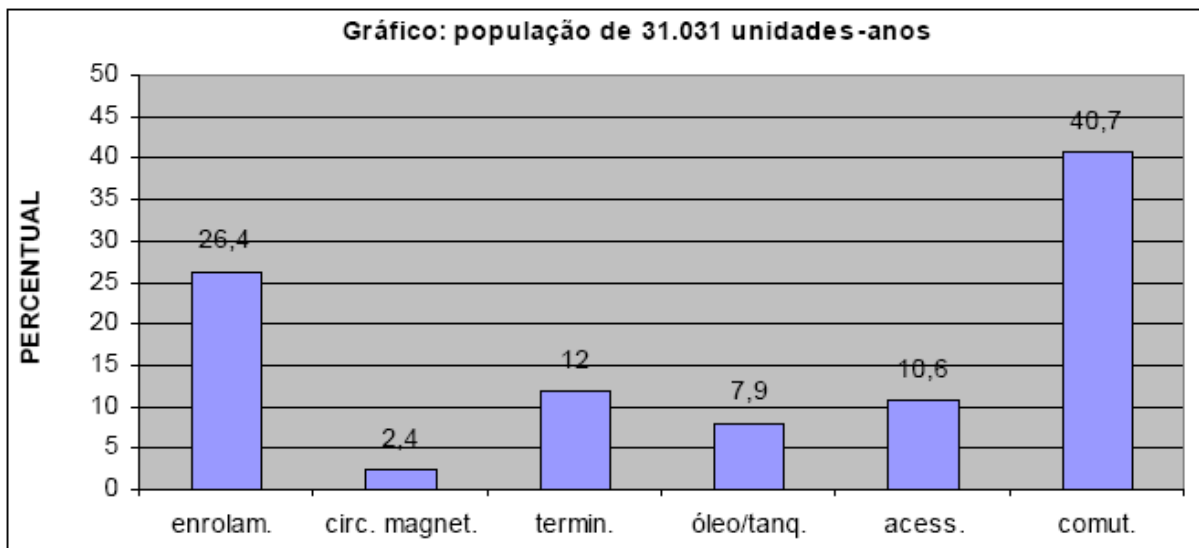


Figura 28 - Componente afetado- transformador de subestação com CDC (PENA,2003).

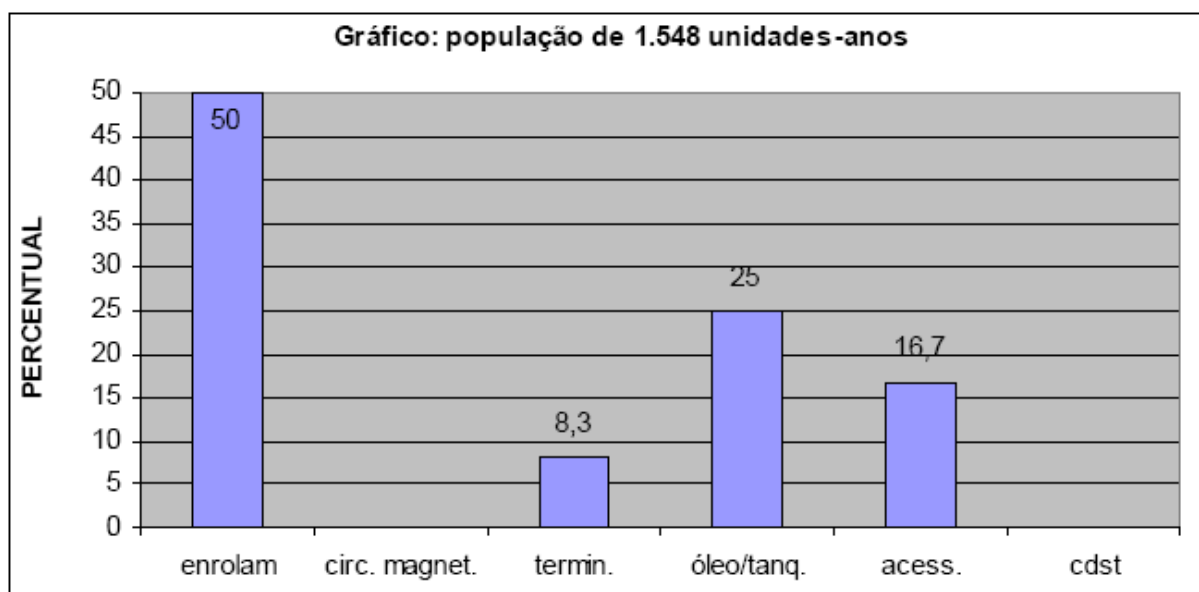


Figura 29 - Componente afetado- transformador de subestação sem CDC (PENA,2003).

O resultado estatístico mais substancial da pesquisa, no que tange a componente afetado, aparece na figura 28, em que 40,7 por cento das falhas foram devidos ao comutador de derivações em carga. Na pesquisa, foi observado também que 46,7 por cento das falhas em transformadores de subestação com comutador foram de origem mecânica.

Em relação aos autotransformadores, figuras 30 e 31, chama a atenção o aumento substancial do percentual das falhas nos acessórios quando comparados aos transformadores de usina e subestações.

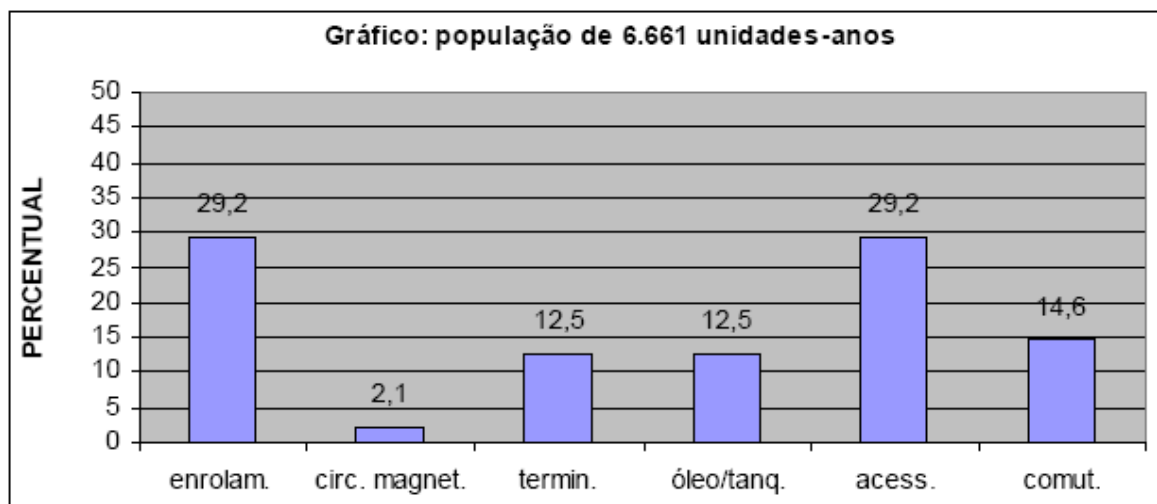


Figura 30 - Componente afetado- autotransformador com comutador (PENA,2003).

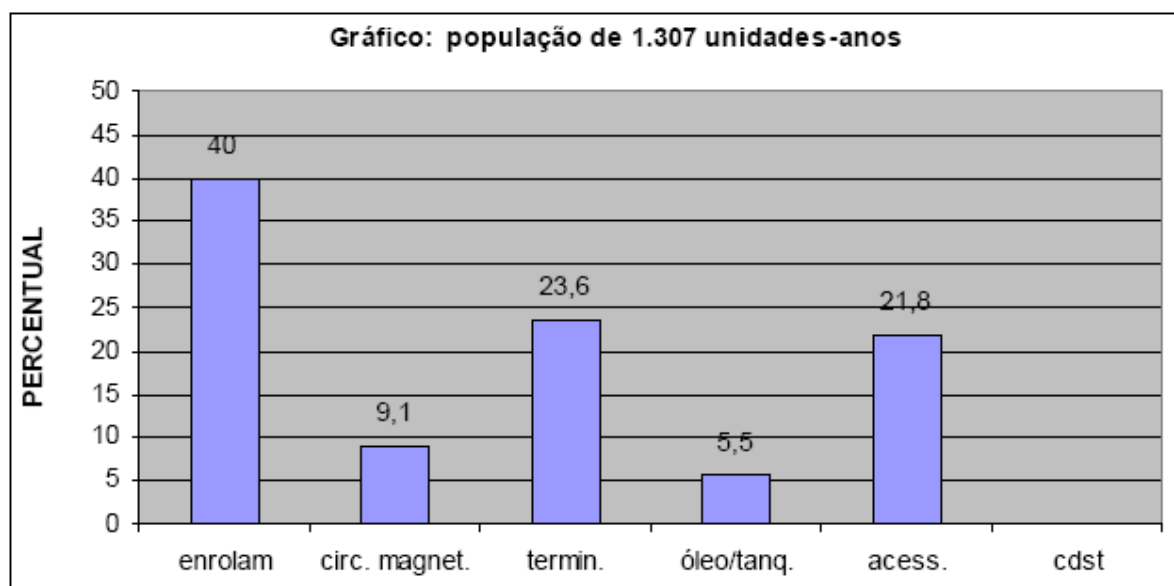


Figura 31 - Componente afetado- autotransformador sem comutador (PENA,2003).

Outras conclusões importantes da pesquisa do CIGRÉ que ressaltamos:

- Generalizando, podemos considerar como razoável, independente da classe de tensão e de função (espécie), um valor de taxa de falha na ordem de 2 por cento.

- Outra constatação importante levantada pela pesquisa é no que tange às substanciais diferenças entre as posturas dos fabricantes de transformadores e das empresas concessionárias de energia quanto a avaliação da confiabilidade. Genericamente falando, os fabricantes dão mais atenção às falhas decorrentes da desmontagem do transformador, tendo em vista os elevados custos envolvidos no reparo. Entretanto, para as empresas concessionárias de energia, além dos eventos que envolvem a desmontagem do transformador, existem outros eventos que desligam o transformador por curto intervalo de tempo e que causam seriíssimos transtornos e, portanto, são objeto de análise e fonte de preocupação na avaliação da confiabilidade do equipamento.
- Considerando os resultados obtidos na pesquisa, o comitê de estudos 12 considerou necessárias ações para melhorar a confiabilidade de transformadores.

5. AUMENTO DA CONFIABILIDADE ATRAVÉS DA MONITORAÇÃO ON-LINE

5.1. COMPONENTES DE UM SISTEMA DE MONITORAÇÃO

5.1.1. Sensores

Os sensores são responsáveis por medir os sinais elétricos, químicos e físicos. Vários tipos de sensores são utilizados de acordo com a grandeza a ser mensurada. Normalmente, os sinais de saídas dos sensores estão na faixa de 0 a 20 mA, 0 a 1 mA, e 0 a 10 V. Os sensores podem ser conectados diretamente nas unidades de aquisição de dados (DAU). Outra categoria de sensores são os dispositivos eletrônicos inteligentes (*IEDs*).

As informações/dados sobre a função ou estado do equipamento monitorado são coletadas pelo sensor que pode estar instalado diretamente no transformador ou entre a sala de controle. Uma vez coletada, os dados são transferidos para um DAU (na topologia convencional) que podem também estar instalados no transformador ou localizados em qualquer outro lugar da subestação. A transferência de dados é iniciada através de um evento pré-definido como a operação do motor, um sinal alcançando um valor limiar ou a mudança de estado de um contato. A transferência também pode ser iniciada através de uma programação horária, como no caso do fator de potência nas buchas condensivas.

O método de aquisição dos dados depende da característica do sistema de monitoração. Uma característica comum em todos os sistemas é a necessidade de enviar estas informações/dados provenientes dos sensores para o usuário.

No capítulo 6 enfatizaremos como é realizada esta conexão utilizando dispositivos eletrônicos inteligentes (*IEDs*), eliminando a necessidade de uma unidade de aquisição de dados (DAU).

5.1.2. Sistema

As informações coletadas pelos sensores são enviadas para um computador através de meios de comunicação que podem ser através de pares trançados, fibra óptica, rádio, *GPRS*, ethernet, etc.

No sistema serão armazenados os dados coletados pelos sensores para posterior análise da vida útil do transformador. O mesmo suportará o gerenciamento de usuários, os sistemas de comunicação utilizados, o banco de dados e a integração com outros sistemas, como o SCADA. O sistema gerencia as ações assim como os dados provenientes dos *IEDs* através de um software instalado no servidor que irá fazer a interface com o usuário. O servidor facilita a utilização de sistemas especialistas de diagnósticos e prognósticos contendo uma plataforma base para aquisição de dados e armazenamento.

5.1.3. Processamento dos dados

O primeiro passo é o processamento dos dados coletados pelos sensores. Alguns tipos de dados podem ser utilizados na forma que são coletados, enquanto outros tipos necessitam de um processamento posterior executados nos *IEDs* ou no software de monitoração. Por exemplo, a temperatura do topo do óleo do transformador pode ser utilizada diretamente, enquanto a forma de onda da somatória da corrente das buchas requer um processamento adicional para calcular o fasor fundamental (50 ou 60 Hz). Estes dados são comparados com valores de referencia como limites de operação, valores de placa do transformador, e outras medidas, dependendo da funcionalidade do software de monitoração.

6. DISPOSITIVOS ELETRÔNICOS INTELIGENTES

6.1. VISÃO GERAL

Para que a monitoração do estado do transformador de potência seja confiável e cumpra os objetivos mencionados, o software deve receber, obviamente, informações on-line das diversas variáveis também confiáveis, tarefa que fica bastante facilitada com a utilização de equipamentos de medição do tipo IED (Dispositivos Inteligentes Eletrônicos), equipamentos eletrônicos microprocessados que efetuam a aquisição e pré-tratamento de dados. Geralmente os IEDs podem disponibilizar os dados e/ou resultados de suas medições de diversas formas diferentes, como por exemplo: contatos de saída, saídas analógicas 4...20 mA, comunicação serial RS 485, etc (ALVES,2001).

Para o software de monitoração adotado no projeto a ser apresentado no capítulo 7, a aquisição de dados será via comunicação serial, no padrão RS 485, por diversos motivos:

- Permitir a utilização do computador PC compatível para a implementação do software. Será utiliza, neste caso, uma das portas de comunicação serial do PC (COM 1, COM 2 ou outra disponível) e um conversor RS 232 para RS 485 externo, disponível comercialmente, de modo que não haja a necessidade de qualquer placa especial.
- Simplicidade e economia de fiação, pois no padrão RS 485 é possível interligar em rede, com um único par trançado, até 32 equipamentos, sendo um deles o PC e os demais os IEDs, num limite de 31 peças (quantidade que, pelas variáveis que devem ser monitoradas, é mais que eficiente).
- Confiabilidade dos dados, proporcionada pela alta imunidade a ruídos do padrão RS 485 e pela checagem de erros do protocolo de comunicação.

6.1.1. Monitores para temperatura do óleo e enrolamentos

A medição de temperatura do óleo é efetuada de forma direta, geralmente na tampa do transformador, para onde flui por convecção o óleo aquecido pelo contato com os enrolamentos.

Normalmente é utilizado um sensor padronizado do tipo termoresistência Pt100 ohm a zero graus Celcius.

O sensor é instalado em um termopoço, um cilindro metálico fechado na parte inferior, com a parte superior soldada à tampa do transformador e abrindo-se para o exterior. O interior do

termopoço é preenchido com óleo e o sensor Pt 100 é rosqueado no mesmo. Esta construção tem a vantagem de que o sensor pode ser colocado e retirado sem a necessidade de se baixar o nível do óleo do transformador, pois na realidade o sensor não entra em contato direto com o óleo do transformador, mas recebe o calor do mesmo pelas paredes do cilindro. O preenchimento com óleo do interior do termopoço tem por objetivo evitar que exista uma camada de ar, que é isolante térmico, entre a parede do termopoço e o sensor de temperatura.

Já a medição de temperatura do enrolamento tem algumas complicações de ordem prática, como:

- Perigo e dificuldade na instalação de um sensor de temperatura diretamente no enrolamento, devido à alta isolamento que seria necessária entre o sensor e o equipamento de medição, pois os enrolamentos do transformador estão a um potencial que pode estar entre 13,8 e 750 kV;
- Hoje já é possível utilizar a fibra-óptica para medição direta do enrolamento, porém a instalação só é viável em transformadores novos e caso haja falha/quebra em algumas das fibras-ópticas devido ao estresse mecânico, seria necessário drenar todo o óleo e abrir o transformador para efetuar uma manutenção.

Pelas razões expostas acima, o método de medição direta ainda não é a melhor alternativa a ser empregada para a temperatura do enrolamento, mas efetua-se esta medição de forma indireta, pelo processo denominado “imagem térmica” ou “réplica térmica”. Este processo consiste em somar-se à temperatura do óleo um gradiente de temperatura, calculado de acordo com a corrente que passa pelo enrolamento e com as constantes ligadas a forma construtiva do transformador, de modo que se obtenha uma réplica ou imagem da temperatura a que de fato está submetido o enrolamento.

Um meio moderno de se efetuar as medições de temperatura, tanto no óleo como no enrolamento, consiste na instalação de medidores microprocessados (monitores de temperatura), que além de efetuarem a medição da temperatura do óleo fazem também o processo de imagem térmica para a temperatura do enrolamento por meio de cálculos (ALVES,2001).

6.1.2. Monitores de buchas condensivas

A forma construtiva das buchas condensivas dá origem a uma capacitância entre o condutor central da bucha e o terra, conforme ilustra a figura 32. Uma vez energizada a bucha, esta capacitância permite a passagem de uma corrente de fuga para a terra, adiantada em 90° em relação à tensão como mostra a figura 33. Nesta mesma figura vemos que, devido às perdas presentes no dielétrico, esta corrente de fuga possui também uma componente resistiva, em fase com a tensão (TREETECH,2006).

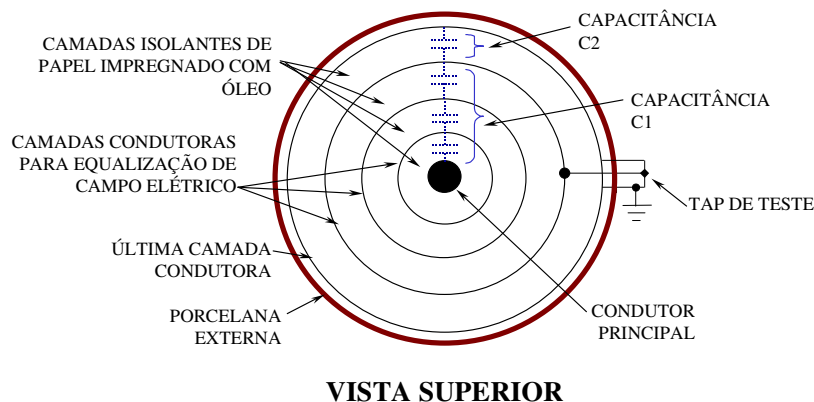


Figura 32 - Forma construtiva de uma bucha condensiva (TREETECH,2006).

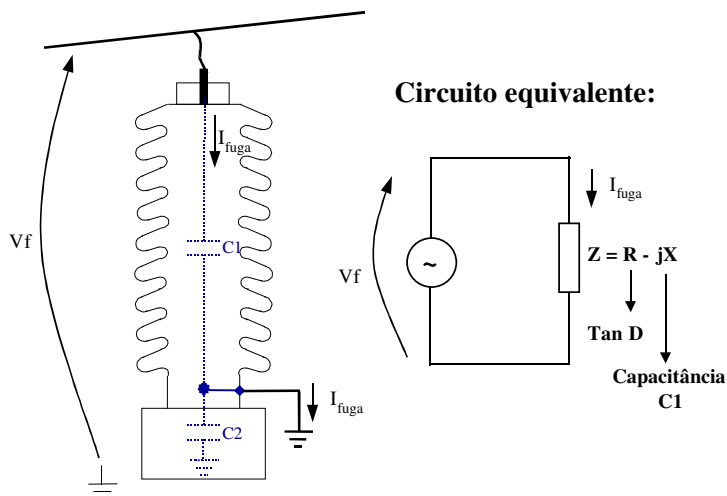


Figura 33 - Circuito equivalente de uma bucha condensiva energizada (TREETECH,2006).

Temos então, que qualquer alteração nestes dois parâmetros da isolação da bucha (capacitância e tangente delta) causa uma mudança correspondente na corrente de fuga (componente capacitiva e resistiva respectivamente).

$$I_{\text{fuga}} = \frac{V_f}{Z} = \frac{V_f}{R - jX}$$

Equação 1- Corrente de fuga resultante (TREETECH,2006)

O monitor de buchas utilizado opera medindo continuamente as correntes de fuga das 3 buchas de um conjunto trifásico, através de adaptadores mecânicos conectados aos taps de teste ou tap de tensão das buchas. O processamento das medições de correntes de fuga permite que se obtenham as variações ocorridas na capacitância e na tangente delta, o que associado a programações iniciais destas variáveis, possibilita a indicação on-line dos seus valores atuais. Os valores iniciais podem ser obtidos de ensaios de fábrica, no caso de buchas novas, ou de ensaios off-line realizadas na instalação do monitor.

Uma das técnicas empregadas no processamento das medições é a utilização da somatória das correntes de fuga. Esta técnica baseia-se no fato que qualquer alteração em uma das correntes de fuga se reflete igualmente na somatória das 3 correntes, como mostra a figura 34. Com isto torna-se possível a detecção mesmo de variações pequenas na tangente delta, visto que a parcela resistiva da corrente de fuga, que está associada a à tangente delta da isolamento, tem uma participação muito pequena na corrente de fuga total. Assim, variações que não poderiam ser detectadas diretamente na corrente de fuga são detectáveis na somatória das correntes, sendo estas variações atribuídas sempre a apenas uma das buchas do conjunto trifásico, escolhida em função do ângulo do Vetor de Alteração da corrente somatória.

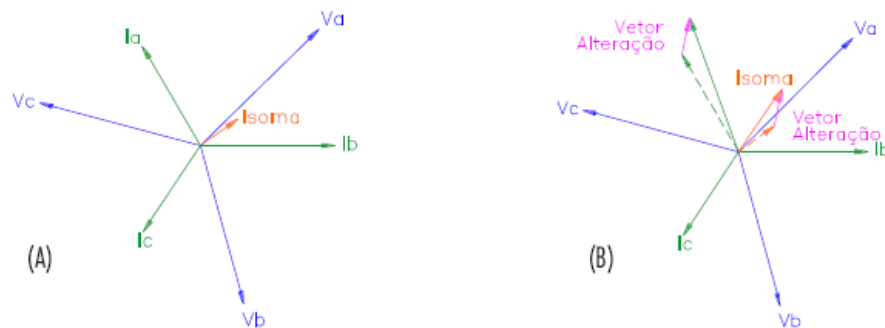


Figura 34 - Corrente de fuga de três buchas em um sistema trifásico e sua somatória;

A) Para uma dada condição inicial; B) Com alteração na capacitância e fator de dissipação da bucha da fase A (TREETECH,2006).

6.1.3. Monitor de Umidade

O excesso de água no óleo isolante de equipamentos de alta tensão como transformadores de potência acarreta efeitos negativos amplamente conhecidos, tais como a diminuição da rigidez dielétrica e a migração de água para o papel isolante, com risco de formação de bolhas e envelhecimento acelerado na presença de altas temperaturas, colocando em risco a vida útil e a integridade do equipamento.

O monitor de umidade MO da empresa Treetech utilizado no projeto do capítulo 7, é composto de um módulo sensor instalado em contato com o óleo, e um módulo interface que permitem a medição e monitoração *on-line* da água presente no óleo, proporcionando informações importantes para o diagnóstico do estado atual do equipamento (TREETECH,2006).

6.1.4. Relé Regulador de Tensão

A medição da tensão e corrente de linha no transformador é efetuado por meio de TPs e TCs respectivamente, que reduzem a tensão e corrente dos níveis de alta tensão para sinais da ordem de 115 V e 5 A.

Normalmente, já é utilizado no transformador com CDC, o relé regulador de tensão, que utiliza estas variáveis para a regulação automática da tensão secundária. Este equipamento compara o valor de tensão lido com a tensão nominal ajustada, e atua sobre o CDC para manter a tensão secundária o mais próximo possível de seu valor nominal.

Com isto, este equipamento pode ser utilizado simultaneamente como instrumento de medição para o software de monitoração, ao disponibilizar os dados de medição na sua porta de comunicação serial RS 485 (TREETECH,2006).

7. PROJETO UTILIZANDO SISTEMA DE MONITORAÇÃO ON-LINE

7.1. SISTEMA INSTALADO NA SE ITAJAI- ELETROSUL

A SE Itajaí foi construída pela Eletrosul Centrais Elétricas no ano de 2001 para possibilitar um acréscimo na capacidade de atendimento de carga de 300MVA e atender à demanda da Região Leste de Santa Catarina, atingindo um contingente de 1,1 milhões de habitantes e dando maior qualidade e confiabilidade para o Sistema Interligado de toda a Região Sul.

Inicialmente foram instalados na subestação dois transformadores trifásicos de 150MVA 230-138- 13,8kV com Comutadores de Derivações em Carga. Dentro de sua estratégia de migração da manutenção Preventiva para a Preditiva, a Eletrosul especificou esses transformadores para fornecimento já equipados com um sistema de monitoração on-line, de forma a garantir a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica e reduzir as paradas dos equipamentos para testes e manutenção (ALVES,2005).

Para garantir que estes transformadores começassem a operar de forma confiável, foi implementado nestes 2 transformadores o sistema da monitoração da empresa Tretech, utilizando uma arquitetura descentralizada como poderemos ver a seguir.

7.1.1. Arquitetura do sistema de monitoração on-line

O sistema de monitoração on-line instalado utiliza uma arquitetura modular e descentralizada, baseada em Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED's) instalados no painel de controle no corpo do transformador, de onde enviam dados via comunicação serial para um servidor de monitoração na sala de controle da subestação. Neste servidor é executado o software encarregado de armazenar, disponibilizar e tratar as informações, como ilustra de forma genérica a figura 35. Essas três partes principais que definem a arquitetura do sistema de monitoração são descritas a seguir (ALVES,2005).

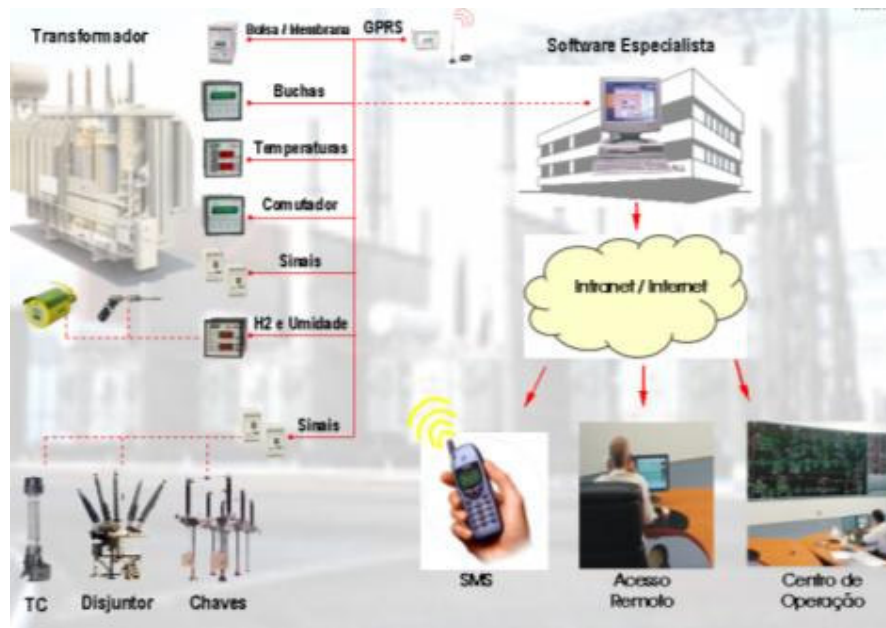


Figura 35 - Arquitetura do sistema de monitoração (ALVES,2005).

7.1.2. Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs)

Alguns destes IED's efetuam funções primárias de proteção e controle do transformador e, portanto, são utilizados no transformador independentemente de existir ou não um sistema de monitoração.

Estes equipamentos já existentes no transformador são integrados ao sistema de monitoração através de uma de suas portas de comunicação serial, de forma a trabalhar simultaneamente como sensores fornecendo dados para o sistema, porém sem agregar custo adicional a este.

Outros sensores foram instalados especificamente para uso no sistema de monitoração, porém utilizando também a filosofia de IED's descentralizados e integrados ao sistema através de suas portas serias. Em alguns poucos casos em que os sensores não puderam ser integrados ao sistema por comunicação serial, pelo fato de não serem dispositivos inteligentes, foram utilizados módulos de aquisição de dados universais, capazes de receber múltiplos sinais digitais e/ou analógicos, digitalizá-los e disponibilizá-los em portas seriais com protocolo aberto.

Dessa forma todos os sensores, tanto os inteligentes quanto os convencionais puderam ser integrados ao sistema de monitoração através de comunicação serial. Com isso foi evitado o uso de qualquer equipamento centralizador no corpo do transformador, o que simplificou o projeto e

instalação, reduziu o custo inicial e, mais importante, reduziu também o TCO (Total Cost of Ownership) do sistema na mesma proporção em que aumentou sua confiabilidade e disponibilidade.

Outra característica obtida com a arquitetura descentralizada, com o uso de IED's, é a modularidade do sistema, permitindo que se escolham livremente quais as variáveis a monitorar, além de facilitar futuras expansões simplesmente agregando novos IED's. Essa característica da arquitetura descentralizada foi demonstrada na prática através de diversas expansões nos anos seguintes.

Uma dessas expansões ocorreu em 2003, quando foram agregados ao sistema de monitoração os sensores inteligentes (IED's) para monitoração on-line de capacitância e tangente delta das buchas de 230 kV e 138 kV. Uma segunda expansão do sistema ocorreu em 2005, quando foram agregados ao sistema de monitoração, via rede Intranet, diversos sensores de gás em óleo já existentes em transformadores de outras subestações da Eletrosul (ALVES,2005).

7.1.3. Meio físico de comunicação

Nesta instalação, o meio físico utilizado para a comunicação dos IED's no transformador com o servidor de monitoração na sala de controle foi um cabo de cobre do tipo par-trançado blindado. Embora soluções utilizando fibras óticas também fossem possíveis, a custo mais elevado, as características do padrão de comunicação RS 485 e a experiência anterior com essa mesma solução em subestação de 230 kV haviam demonstrado que o padrão RS 485 com par-trançado poderia ser utilizado com resultados satisfatórios. Entre as características da RS 485 está o fato de operar em modo diferencial, o que associado ao cancelamento mútuo de interferências em trechos adjacentes do par-trançado torna esse padrão menos suscetível às interferências já esperadas em subestações deste nível de tensão. A operação do sistema tem demonstrado satisfatória a solução com par-trançado no padrão RS 485.

7.1.4. Armazenamento, disponibilização e tratamento das informações

Os dados fornecidos pelos IEDs localizados no transformador, tanto as medições brutas quanto as informações resultantes de pré-tratamento dos dados, são recebidas por um computador onde é executado o software de monitoração, nesta aplicação localizada na sala de controle da subestação.

As principais funções deste software podem ser agrupadas em duas categorias, funções de Digitalização de Dados, associadas à simples disponibilização e armazenamento dos dados, e funções de Monitoração, com o objetivo de transformar simples dados em informações úteis para a manutenção:

- Funções de Digitalização de Dados:
 - Apresentação on-line de medições, alarmes e estados.
 - Armazenamento das medições, alarmes e estados em bancos de dados históricos.
 - Consulta das medições, alarmes e estados armazenados em bancos históricos em forma de gráficos ou tabelas.
 - Acesso ao sistema de forma local e remota.
 - Envio automático de avisos por e-mail caso ocorra qualquer anormalidade..
- Funções de Monitoração:
 - Tratamento dos dados através de algoritmos
 - Tratamento dos dados através de modelos matemáticos
 - Obtenção de diagnóstico do estado atual do transformador
 - Obtenção de prognóstico do estado futuro do transformador
 - Detecção de defeitos ainda em fase incipiente.

7.1.5. Funções de monitoração

Mais que um sistema para simples digitalização de dados obtidos de sensores, um sistema de monitoração deve ser capaz de transformar esses dados em informações úteis para a manutenção, que são os diagnósticos e prognósticos do estado do equipamento.

Para cumprir essa função, o sistema de monitoração implantado possui o denominado “Módulo de Engenharia”, no qual estão os algoritmos e modelos matemáticos para diagnósticos e prognósticos.

Assim como ocorre com os IED's utilizado para a aquisição das medições, também as funções de monitoração do sistema estão organizadas de forma modular, permitindo que se escolham livremente quais as funções de monitoração se deseja instalar, além de facilitar futuras expansões simplesmente agregando novos módulos de software e seus correspondentes IED's (ALVES,2005).

Alguns módulos de diagnóstico utilizados são descritos a seguir.

7.1.5.1. Vida útil da isolação

Efetua o cálculo da perda estimada de vida útil da isolação devido ao envelhecimento térmico da celulose, de acordo com as condições de carga, temperatura a que foi submetido o transformador. O cálculo de perda de vida é corrigido também em função do teor de água na isolação, obtido do modelo de engenharia descrito no item 7.1.5.4.

Calcula também a taxa média de perda de vida em um período de tempo passado que seja representativo das condições operativas médias do equipamento, efetuando a extrapolação do tempo restante até o fim de vida teórico da isolação (ALVES,2005).

7.1.5.2. Previsão de gradiente final de temperatura

Realiza o cálculo do valor futuro do gradiente de temperatura óleo/enrolamento, emitindo alarme caso se detecte que existe uma tendência que levará a temperatura do enrolamento a atingir os níveis de alarme e desligamento por temperatura, além de indicar o tempo restante antes que ocorra o alarme e/ou desligamento.

Com isso é possível prever, num cenário de curto prazo, se a elevação de temperatura do enrolamento sobre o óleo alcançará níveis que levarão a proteção de temperatura do transformador a emitir sinais de alarme ou mesmo de desligamento.

Se a previsão da temperatura do enrolamento indicar que esta ultrapassará o valor de alarme ajustado, o sistema de monitoração emite o aviso desta condição, informando também o tempo

restante para que se atinja o valor de alarme calculado com base na constante de tempo térmica do enrolamento.

De forma similar, o mesmo processo para extrapolação da futura elevação de temperatura do enrolamento sobre o óleo pode ser aplicado também à elevação de temperatura do óleo sobre o ambiente, permitindo a monitoração da tendência de elevação futura de temperatura com antecedência da ordem de horas (ALVES,2005).

7.1.5.3. Gases no óleo

Monitora de forma on-line a concentração de hidrogênio dissolvido no óleo. Como o hidrogênio é um gás gerado em quase todos os tipos de defeitos internos passíveis de ocorrência em um transformador, ele é considerado um gás chave para detecção de defeitos.

Desta forma, baseado no acompanhamento contínuo do teor de hidrogênio no óleo, o sistema de monitoração pode emitir alarmes tanto no caso de serem atingidas concentrações de hidrogênio elevadas como em caso de detecção de uma tendência de crescimento da concentração do gás que futuramente culminarão nesses níveis elevados (ALVES,2005).

7.1.5.4. Umidade no óleo e no papel

A presença de umidade no papel isolante potencializa os efeitos de degradação térmica da isolamento de forma proporcional a quantidade de água presente.

Com isso, se torna essencial manter em níveis reduzidos o teor de água na isolamento. Durante o processo de fabricação, a parte ativa do transformador é submetida a rigorosos processos de secagem, o mesmo ocorrendo com o óleo empregado para o primeiro enchimento do equipamento. Desta forma, quando novo o equipamento tem assegurado um baixo teor de água no papel isolante.

A partir desse ponto, diversos processos podem levar ao aumento do teor de água na isolamento. Inclui-se aí a própria degradação da celulose, que gera água, porém o principal fator para essa elevação pode ser o ingresso de água do ambiente através de falhas na vedação. Nesse caso a água presente no ambiente é absorvida primeiramente pelo óleo, de onde migra para o papel isolante.

Assim sendo, o sistema de monitoração verifica primeiramente a integridade da selagem no tanque de expansão de óleo, através da supervisão de ruptura da membrana de borracha que impede o contato do óleo com o ambiente, monitorando também o teor de água dissolvido no óleo.

Além disso, efetua o cálculo do percentual de água na isolação sólida (papel), considerando o balanço de umidade entre o óleo e o papel. Com isso, efetua a supervisão on-line dos níveis de água dissolvida no óleo e a água no papel, emitindo avisos por teor elevado de água no óleo e/ou no papel.

7.1.6. Experiência com a instalação e operação do sistema

7.1.6.1. Característica da arquitetura descentralizada

A experiência com a operação do sistema de monitoração na subestação Itajaí permitiu observar algumas das características da arquitetura descentralizada utilizada:

- Sistema Modular – Expansão das Grandezas Monitoradas.

Dois anos após o início de operação do sistema, em 2003, foi acrescentada ao sistema a função de monitoração on-line de capacitância e tangente delta das buchas de 230 kV e 138kV. Essa adição foi efetuada simplesmente agregando novos sensores inteligentes (IED's) para essa função específica e conectando-os em paralelo com a rede de comunicação serial RS 485 já existente. Não houve necessidade de alteração da infra-estrutura existente para comunicação e aquisição de dados. Foi agregado também um novo módulo de software para gravação das novas variáveis nos bancos de dados e exibição das mesmas em tela.

- Sistema Aberto- Integração de Sensores de Terceiros

A Eletrosul já possuía em suas subestações diversos transformadores equipados com sensores de gás dissolvido no óleo. Tirando proveito da característica do sistema de monitoração ser um sistema aberto, em 2005 esses sensores foram integrados ao mesmo utilizando a rede Intranet como canal de comunicação. Apesar de possuírem porta de comunicação serial, esses sensores de gás não eram abertos, operando somente com protocolo proprietário. Foi desenvolvido então um driver de comunicação específico que permitiu a integração dos mesmos ao sistema de monitoração.

- Software Aberto

A análise de resultados de ensaios de gás cromatografia é realizada na Eletrosul utilizando-se uma metodologia proprietária, desenvolvida em função da experiência da empresa com essa técnica. Devido à característica do software de monitoração ser aberto, o mesmo permite o acréscimo de novas funções de monitoração do usuário, o que foi efetuado então com essa técnica de análise de gás-cromatografia proprietária da Eletrosul.

7.1.6.2. Comunicação serial em par metálico

Por ser um dos primeiros sistemas comerciais para monitoração on-line de transformadores a entrar em operação no Brasil, em 2001, um dos pontos de verificação quando do início de sua operação era comprovar a eficiência do padrão de comunicação serial RS 485 com cabos de cobre tipo par-trançado blindado em subestações deste nível. Este objetivo foi cumprido ao constatar-se, nos seis anos de operação do sistema, a operação satisfatória da comunicação nas condições adversas de interferência eletromagnética presentes neste tipo de instalação.

8. CONSIDERAÇÕES FINAIS

8.1. BENEFÍCIOS

A monitoração *on-line* de transformadores de potência e seus acessórios (medição de certos parâmetros ou condição enquanto energizado) é uma importante ferramenta para a operação e manutenção destes equipamentos. A justificativa da monitoração *on-line* vem da necessidade de se aumentar a confiabilidade do transformador, para facilitar a transição da manutenção preventiva para a preditiva, melhorando o gerenciamento do ativo e sua vida útil, além de aprimorar a análise de causa de falhas no mesmo (GRIGSBY,2001).

8.1.1. Benefícios diretos

Estes benefícios representam uma economia de recursos nas atividades do departamento de manutenção aplicando o sistema de monitoração *on-line* como uma técnica de manutenção preditiva. O sistema pode mitigar ou eliminar a necessidade de inspeções manuais baseada no tempo ou operação do equipamento através da identificação prévia de problemas permitindo a implementação de ações corretivas.

A disponibilidade do equipamento aumenta devido aos diagnósticos que permitem a utilização mais efetiva do mesmo. A monitoração *on-line* do equipamento prove em tempo real os limites de carregamento, tanto para a operação como para a vida útil do mesmo (GRIGSBY,2001).

8.1.2. Benefícios estratégicos

Benefícios estratégicos são aqueles que se obtêm quando os resultados da falha do sistema podem ser mitigados, reduzidos ou eliminados. A função chave do sistema de monitoração *on-line* é a habilidade de antecipar e prevenir falhas catastróficas. O grande valor nesta tecnologia é a habilidade de diminuir a frequência de tais falhas.

8.1.2.1. Benefícios de restabelecimento dos serviços

A necessidade de reduzir o reparo e/ou troca de equipamento danificado é outro benefício que o sistema de monitoração *on-line* proporciona, já que ele tem a capacidade de identificar a falha em um componente a tempo de se fazer um planejamento para tomar uma ação corretiva. Reparos sem prévio agendamento podem ser muito onerosos em termos de danos ao equipamento, segurança da equipe da empresa e relação pública (GRIGSBY,2001).

8.1.2.2. Benefícios no sistema de operação

Os benefícios do sistema de monitoração representam a prevenção de ajustes operacionais no sistema de energia como resultado da identificação da falha de um componente do mesmo antes de uma falha geral. Ajustes no sistema, após a falha de transmissão podem ser significativas ou não. Um exemplo de falha insignificante é quando ocorre em uma parte do sistema em que não é crítica e há vários circuitos de redundância. Ajustes significativos são necessários em caso de grandes falhas, onde o balanceamento de carga pode levar a uma interrupção no fornecimento de energia (GRIGSBY,2001).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. Atlas de energia elétrica do Brasil”, Agência Nacional de Energia Elétrica.3. ed. – Brasília : Aneel, 2008.236 p. : il.

FURNAS.Equipamentos Elétricos, especificação e aplicação em subestações de alta tensão, Furnas Centrais Elétricas S.A., UFF, 1985.

FILHO, João Mamede. **Manual de Equipamentos Elétricos**. V.2. Rio de Janeiro: LTC, 1993. 452 p.

HARLOW, James H. **Electric Power Transformer Engineering**. CRC Press LLC, 2004. 481 p.

SIEMENS. Apostila Transformadores de Potência_Noções Básicas, Siemens,2006.

NBR 5034- Buchas para tensões alternadas superiores a 1 kV.Brasil: Associação Brasileira de Normas Técnicas- ABNT,1989.

HEREDIA, L.A. **Caracterização, manutenção e monitoramento on-line de buchas condensivas para transformadores de potência**. Dissertação (Mestrado)-Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2008.

PENA, Miguel Carlos Medina. **Falhas em Transformadores de Potência: uma contribuição para análise, definições, causas e soluções**. Dissertação (Mestrado)- Universidade federal de Itajubá, Minas Gerais, 2003.

GRIGSBY, Leonard. L. **The electric power engineering handbook**. CRC Press LLC, 2001. ISBN: 0-8493-8578-4.

ALVES, Marcos E.G. **Sistemas de Monitoração on-line de Transformadores de Potência, com funções integradas de Controle e Automação**. Monografia-(Graduação)-Universidade São Judas Tadeu, São Paulo, 2001.

TRETECH. Catalogo Técnico BM, Tretech Sistemas Digitais. Ver 2. 2006.

TRETECH. Catalogo Técnico MO, Tretech Sistemas Digitais. Ver 2. 2006.

TRETECH. Catalogo Técnico AVR, Tretech Sistemas Digitais. Ver 2. 2006.

ALVES, Marcos, Silva, Gilson. **Experiência de Campo com Monitoração On-Line de um Transformador 343MVA 230kV com 2 Comutadores Sob Carga**, IV Workspot – Workshop on Power Transformers, Recife,2005.