

# Sistema de Monitoramento de Transformadores e Cabos de Força

Francisco André Gonçalves Jr., Luiz Carlos Magrini e Paula S. D. Kayano

**Resumo** – Análise de descargas parciais é uma das técnicas empregadas na análise e diagnóstico do processo de degradação da isolação de equipamentos elétricos. Entretanto, caracterizar as fontes de descargas parciais em equipamentos em operação encontra dificuldades em virtude da grande quantidade de ruídos e interferências. Desenvolveu-se um sistema de monitoramento em tempo real que contará com sensores de descargas parciais em cada fase de um transformador e no terminal de um cabo de força. O sistema de monitoramento receberá diferentes tipos de sensores, tornando-o configurável e apto para monitoramento de outros equipamentos da subestação. Utilizaram-se sensores de gases e umidade do óleo isolante visando à correlação entre a vida útil dos transformadores, degradação da isolação sólida e a qualidade do óleo isolante. Faz parte desse sistema uma base de dados e um software de diagnóstico que manipulará a série histórica das informações e sugerirá políticas de manutenção.

**Palavras-chave** – Cabo de força, descargas parciais, monitoramento e transformadores.

## I. INTRODUÇÃO

Já faz parte da rotina de manutenção das empresas concessionárias de energia a análise do estado dos equipamentos por meio de inspeções periódicas onde se incluem a pesquisa de descargas parciais, que normalmente é realizado com o equipamento impedido.

A introdução de monitoramento contínuo de descargas parciais possibilita a análise do comportamento dos equipamentos sob diversas condições de carregamento.

Dessa forma, está sendo desenvolvido um sistema de monitoramento on-line de descargas parciais em transformadores e cabos de força.

Esse sistema irá fazer o monitoramento contínuo não somente das descargas parciais, mas também de outros sensores, permitindo um melhor acompanhamento das condições operativas dos equipamentos, além de fazer uso de tecnologia que possibilita sua expansão futura para outros equipamentos da subestação.

Esse projeto está sendo realizado em parceria entre a AES Eletropaulo e a Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia. É um projeto de três anos e está no início de seu último ano, dando início à fase de preparação para instalação do sistema protótipo em uma subestação de energia elétrica.

## II. DESENVOLVIMENTO DA PESQUISA

Está em desenvolvimento um sistema de monitoramento para uma subestação da concessionária AES Eletropaulo, que contará com sensores de descargas parciais em cada uma das fases de um transformador e nas três fases de um terminal de um cabo de força, de forma a proporcionar uma maior observabilidade dos equipamentos principais da subestação.

Esta subestação possui dois bays de entrada, com pára-raios de 120 kV, disjuntores de 145 kV, Transformador de Corrente de 145 kV, Transformadores de Potencial de 145 kV, Seccionadores de 145 kV, 3 Transformadores Trifásicos de 32/40 MVA e 3 Conjuntos Blindados de 15 kV com saída de 6 alimentadores cada (total de 18 alimentadores), 2 bays de interligação subterrânea que alimentam uma outra subestação.

Para incrementar o diagnóstico de transformadores está sendo integrado um sistema de monitoramento em tempo real, que recebe diferentes tipos de sensores, tornando-o configurável e apto para monitoramento futuro de outros equipamentos de uma subestação.

Estão sendo utilizados sensores de gases e umidade dissolvidos no óleo isolante que já existiam no transformador, visto que pesquisas internacionais indicam que existe uma correlação entre a vida útil dos transformadores, degradação do papel isolante e a quantidade de gases dissolvidos no óleo, [12]. Sendo assim, com base nas informações coletadas, será possível calcular a perda de vida útil do transformador monitorado.

Além disso, algumas concessionárias de energia brasileiras tem tido problemas de enxofre corrosivo em virtude da qualidade do óleo utilizado no Brasil. Com o monitoramento do óleo espera-se ter um melhor acompanhamento de sua deterioração e, assim, intervir na manutenção de maneira mais inteligente.

Ainda para a supervisão do carregamento e das condições operativas do transformador serão monitorados suas proteções intrínsecas e o comutador do transformador, incluindo a aquisição da forma de onda da corrente do motor do comu-

---

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL e consta dos Anais do VI Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (VI CITENEL), realizado em Fortaleza/CE, no período de 17 a 19 de agosto de 2011.

F. A. Gonçalves Junior trabalha na AES Eletropaulo (e-mail: francisco.goncalves@AES.com).

L. C. Magrini e P. S. D. Kayano trabalham na FDTE – Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia (e-mails: magrini@fdte.org.br e pkayano@fdte.org.br).

tador, visto que pesquisas têm demonstrado que boa parte das intervenções para manutenção em transformadores é causada por desgastes nos contatos do comutador.

Faz ainda parte desse sistema de monitoramento, um módulo SCADA para varredura das unidades de aquisição e controle (UAC) e armazenamento numa base de dados relacional, bem como de um software de diagnóstico que irá manipular a série histórica das informações monitoradas e sugerir políticas de manutenção.

Inicialmente o projeto previa a instalação de sensores na caixa de emenda do cabo de força, porém devido ao fato da caixa de emenda encontrar-se enterrada no meio da via pública o custo das obras civis necessárias excederia a verba disponível. Dessa forma, optou-se por instalarem-se os sensores no terminal do cabo o que garantiria o monitoramento no trecho inicial do cabo, incluindo a emenda.

A maior dificuldade encontrada no desenvolvimento do projeto foi a dificuldade de se encontrar no mercado brasileiros equipamentos com robustez suficiente para trabalhar em ambiente de subestação de forma on-line. No caso dos sensores de descargas parciais encontrados no mercado nacional eram para uso em laboratório sob condições especiais. Dessa forma foi necessário importar os sensores de um fabricante europeu.

Outra dificuldade encontrada foi a especificação de uma unidade terminal remota que fosse capaz de adquirir sinais com um intervalo de 1ms, visto ser um dos objetivos do projeto a oscilografia da corrente do motor.

Contornadas essas dificuldades, foi feita a especificação do sistema de monitoramento e aquisição dos equipamentos, culminando em um sistema protótipo que deverá ser instalado nos próximos meses.

Comprovados os benefícios, após a instalação do protótipo, a concessionária estudará a aplicação desse sistema de monitoramento em outros cabos e subestações.

Dentre os benefícios esperados estão a melhoria na manutenção dos equipamentos, otimização das ações de manutenção, substituindo a manutenção baseada em períodos de tempo ou no número de operações por uma manutenção mais racional baseada nas reais condições dos equipamentos.

Isso traria enormes benefícios, tais como, maior disponibilidade dos equipamentos, diminuição dos custos de manutenção (deslocamento de equipe, tempo de indisponibilidade do equipamento, etc) e um melhor planejamento da necessidade de substituição do equipamento. Além dos fatores econômicos imediatos, reduzir-se-ia o tempo de manutenção, causando, conseqüentemente, redução das eventuais multas por retirada de serviço dos equipamentos e melhorando a imagem junto ao consumidor final.

### III. DESCARGAS PARCIAIS

As descargas parciais (DP) são descargas elétricas que ocorrem em um meio isolante, pelo efeito da ionização, quando um pequeno volume de gás se rompe e ocasionando vazios ou bolhas, [1], [2], [7]. O desenvolvimento progressivo da atividade de descargas parciais é o maior sintoma da

deterioração da isolamento.

As descargas parciais são rápidas, no caso dos transformadores de potência, tem duração da ordem de microssegundos e pode se mensurar sua carga aparente em pC. A carga aparente é a carga que quando injetada uma corrente entre os terminais do equipamento por um curto período de tempo fornecerá a mesma leitura de um pulso de descarga parcial.

A medição de descargas parciais, em geral, pode ser feita através de duas metodologias, a elétrica e a acústica. A principal dificuldade na detecção de descargas parciais é a separação e eliminação dos ruídos que são adquiridos junto com a medida de DP, [8], [9]. Outro grande desafio é a interpretação e avaliação das medições, tais como, o estabelecimento de padrões de DP que possam indicar a causa ou local do problema.

#### A. Descargas parciais pelo método elétrico

O método elétrico de detecção de DP utiliza como princípio a medição da carga aparente. Um sistema de medição de DP compreende um dispositivo acoplador, um sistema de transmissão da medida de descargas parciais e um instrumento de medição, [4], [6].

##### 1) Sensor do tipo Acoplamento Magnético Flexível

Esse sensor envolve o cabo de força, não necessitando de desconexão do cabo para sua instalação, em geral tem uma largura de banda de 30 kHz – 1 GHz e utiliza a indução como princípio de funcionamento.

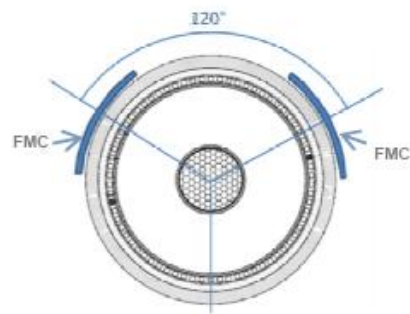


Figura 1. Visão do sensor de acoplamento flexível (FMC) instalado no cabo de força

##### 2) Sensor do tipo Transformador de Corrente de Alta Frequência

Esse sensor, conhecido como HFCT, normalmente é instalado no cabo de aterramento do cabo de força, em geral, trabalha na faixa de 1 MHz – 80 MHz.

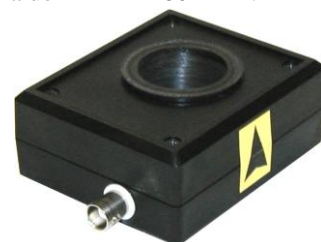


Figura 2. TC de alta frequência (HFCT)

### 3) Adaptador de bucha

Para medir as descargas parciais em transformadores será utilizado um sensor que é instalado no tap capacitivo da bucha do transformador. Devido às características peculiares de cada bucha, o adaptador deve ser construído especificamente para o transformador a ser monitorado.



Figura 3 - Adaptador de bucha

O adaptador de bucha é composto basicamente pela impedância de medição e a proteção de sobretensão, conforme a IEC 60270, [11], sendo apresentado na figura 4 a seguir.

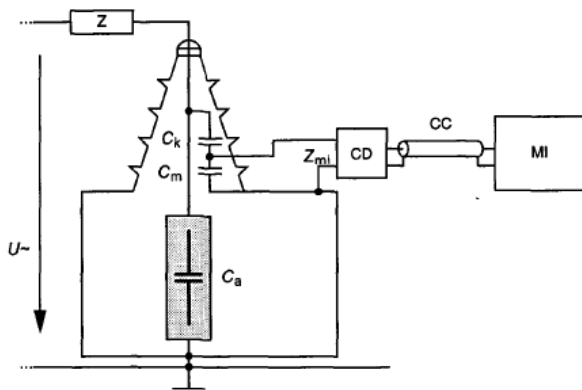


Figura 4 - Circuito de medição em adaptador de bucha

Onde:

- MI: equipamento de medição
- Cc: conexão via cabo
- Z<sub>mi</sub>: impedância do sistema de medição
- CD: acoplamento
- C<sub>k</sub>: capacitância de acoplamento
- C<sub>m</sub>: capacitância paralela a Z<sub>mi</sub>
- C<sub>a</sub>: capacitância em teste

### 4) Bobina de Rogowski

Também são utilizadas bobinas de Rogowski para medição de DP, [3], [5], [10]. A bobina de Rogowski consiste em espiras idênticas em uma geometria toroidal. Para uso na medição de DP é necessário dimensionar a bobina de acordo com a banda de frequência e a sensibilidade desejadas. As características da bobina podem ser calculadas através das seguintes equações

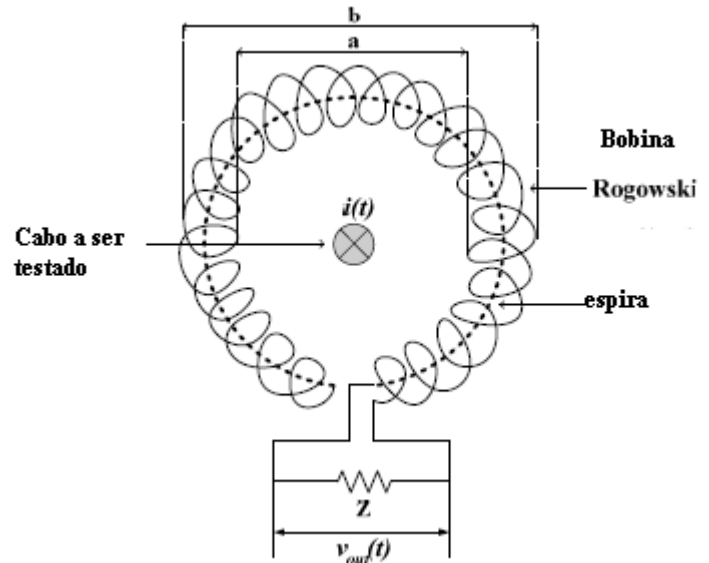


Figura 5 – Bobina de Rogowski

$$R_l = \rho_c \cdot \frac{l_w}{\pi d^2} \quad (1)$$

$$L_l = \frac{\mu_0 N^2 d_{rc}}{2\pi} \log \frac{b}{a} \quad (2)$$

$$C_l = \frac{4\pi^2 \epsilon_0 (b+a)}{\log \left( \frac{b+a}{b-a} \right)} \quad (3)$$

Onde:

- R<sub>l</sub>: resistência equivalente da bobina
- L<sub>l</sub>: indutância equivalente da bobina
- C<sub>l</sub>: capacitância equivalente da bobina
- ρ<sub>c</sub>: resistividade do cobre usado na bobina
- l<sub>w</sub>: comprimento do cabo usado na bobina
- μ<sub>0</sub>: permeabilidade do ar
- ε<sub>0</sub>: permissividade do ar
- a: diâmetro interno da bobina
- b: diâmetro externo da bobina
- d<sub>rc</sub>: diâmetro de cada espira da bobina
- N: número de voltas da bobina

A banda de frequência fornecida pela bobina é limitada pelas frequências f<sub>l</sub> e f<sub>h</sub>, dadas pelas seguintes equações:

$$f_l = \frac{1}{2\pi} \frac{Z}{L_l} \quad (4)$$

$$f_h = \frac{1}{2\pi} \frac{Z}{C_l} \quad (5)$$

Onde Z é a impedância de medição que deve ser muito maior que a resistência equivalente da bobina.

### B. Descargas parciais pelo método acústico

Atualmente, o método acústico é bastante utilizado. São utilizados sensores de emissão acústica capazes de captar a vibração mecânica causada pela DP, através de elementos piezoelétricos. Esses sensores detectam em uma banda de frequência da ordem de centenas de kHz.

No caso de cabos, é usado um bastão de fibra de vidro (hot stick) como guia de onda até o equipamento de medição. Este bastão é encostado à junção ou terminal do cabo de forma a propagar de forma segura a vibração (Figura 6).

No caso dos transformadores, pode ser usado sensores piezoelétricos instalados na superfície do tanque do transformador ou uma antena capaz de detectar um feixe de emissão acústica.

Esse método é imune a ruídos e interferências eletromagnéticas, é um método não-invasivo e não depende da capacitância do equipamento que está sendo medido.

Através de um complexo sistema de sensores é possível estimar a localização da descarga dentro do equipamento, para tanto são analisados os resultados de vários sensores ao longo do equipamento, bem como, são filtrados os sinais oriundos da refração do som na parede do equipamento (a onda gerada pela DP pode bater na parede do transformador, por exemplo).

Na figura 7 é apresentada uma antena utilizada em sensores acústicos.

### C. Equipamento de interface dos sensores

Para interfacear os sensores são necessários equipamentos capazes de fazer a leitura e processamento local dos sinais de saída dos mesmos em campo e enviá-los para a casa de controle. É desejável que a frequência de amostragem seja

de 100M amostras por segundo, com resolução de pelo menos 10 bits, possua um canal de comunicação e tenha uma temperatura de operação adequada para ambientes hostis como uma subestação.

## IV. ARQUITETURA DO SISTEMA

O sistema protótipo desenvolvido é formado por diversos sensores, uma unidade terminal remota (UTR) e um computador instalado na sala de controle da subestação.

As medições de temperatura (óleo, enrolamento e ambiente), de corrente de motor e posição de tap do comutador são concentradas na UTR. A UTR é conectada a um switch com portas de fibra ótica que levam as informações até o computador.

Os sensores de descargas parciais instalados nos taps capacitivos das fases são conectados a uma interface microprocessada e esta é conectada a esse mesmo switch.

Da mesma forma, os sensores de descargas parciais (HFCT) das fases são conectados a uma interface microprocessada e enviados via fibra ótica até o computador.

Para este projeto foram selecionados sensores de descargas parciais que atendessem os seguintes requisitos:

- possibilidade de aplicação tanto em transformadores quanto em cabos de força;
- monitoramento de descargas parciais em tempo real;
- robustez, para instalação permanente em subestações de energia elétrica.

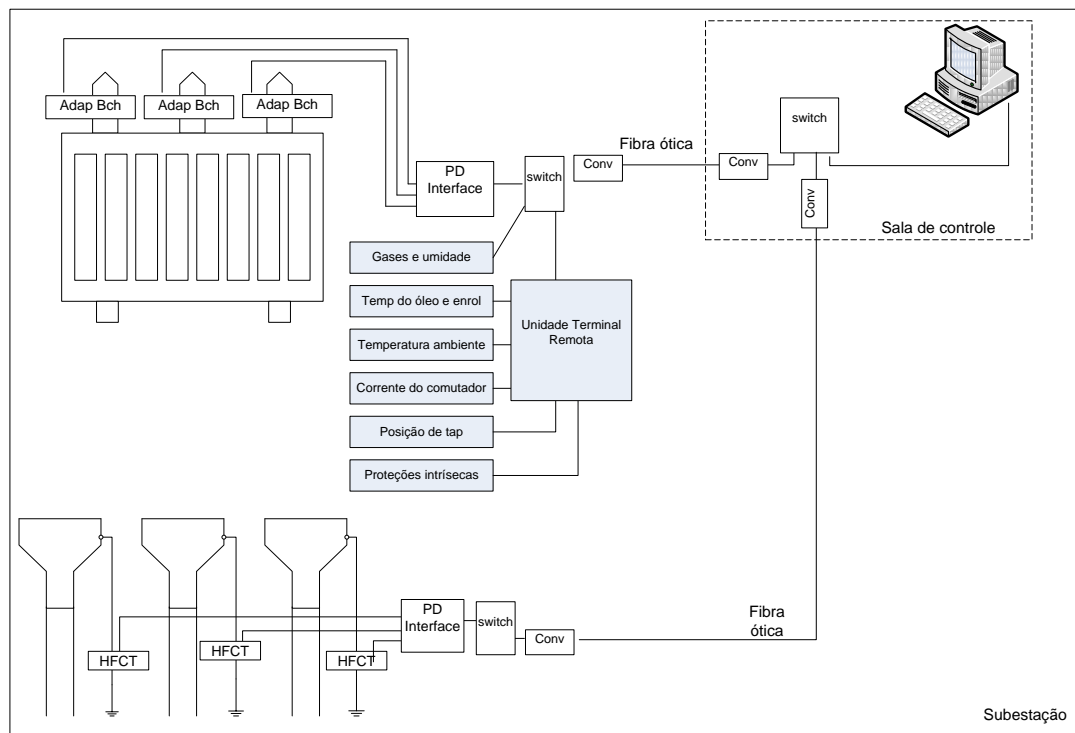


Figura 6 – Arquitetura de hardware do sistema

### A. Arquitetura de Hardware

A arquitetura de hardware foi projetada para o monitoramento das principais grandezas que permitissem o acompanhamento das condições operativas do transformador e do cabo de força.

Também foram integrados ao sistema sensores já existentes, o que otimiza os recursos disponíveis. A arquitetura básica de hardware pode ser vista na figura 11.

#### 1) Sensor de descargas parciais para o cabo de força

O monitoramento de descargas parciais em cabos de força será realizado no cabo subterrâneo entre duas subestações.

Conforme já mencionado, inicialmente estava previsto a colocação de sensores de descargas parciais em dois pontos do cabo de força, um no terminal do cabo e outro na caixa de emendas mais próxima a subestação. Após inspeção, foi constatado que na caixa de emendas não há acesso físico ao cabo, sendo necessárias obras civis para uma possível instalação de sensor de descargas parciais. Tendo em vista o orçamento restrito do projeto, optou-se por fazer o monitoramento de descargas parciais apenas no terminal do cabo, dessa forma, será instalado um sensor do tipo HFCT no cabo de aterramento de cada fase do cabo de força.

#### 2) Sensor de descargas parciais para o transformador

Em cada uma das fases do transformador terá um sensor de descargas parciais instalado no tap capacitivo, conforme figura abaixo.

Tabela I. Características do sensor de descargas para o transformador

Largura de banda	1 MHz – 80 MHz
Sensibilidade	17 mV/mA
Sinal de saída	tensão
Impedância	50 $\Omega$
Tipo	Janela
Diâmetro da janela	30 mm
Conexão	Via cabo coaxial RG-223
Conector	Tipo BNC
Dimensões	72 x 97 x 35 mm

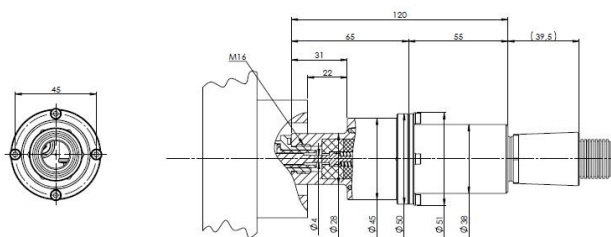


Figura 7 – Adaptador de bucha

#### 3) Sensor de Gás e Umidade

Visto que já existe um sensor de gás hidrogênio instalado no transformador e este atende aos requisitos necessários, está sendo feita a integração deste sensor com o sistema de monitoramento projetado.

O sensor de gás e umidade utilizado é sensível a hidrogênio, com medição de umidade em ppm, com erro mínimo aceitável de +/- 10% para gás e acuidade mínima de 0,1 ppm, faixa de operação de 0 e 2000 ppm.

#### 4) Transdutor de temperatura ambiente

Para cálculo da perda de vida útil do transformador será necessário o monitoramento da temperatura ambiente, dessa forma irá se instalar um sensor Pt100, com range de temperatura de 0 a 100°C, acuidade mínima de 1°C, saída de 4-20 mA, IP 67. Este sensor será instalado próximo ao transformador.

#### 5) Sensor de corrente do comutador

Sensor de corrente do motor de acionamento do comutador será um TC de efeito hall, de janela, com resolução de 1 ms, corrente nominal de 1 A, alimentação em 15 Vcc. Com esses sensores será possível obter uma oscilografia da corrente do motor do comutador, dessa forma, monitorar-se-á indiretamente o desgaste dos contatos.

Cada uma das fases do motor do comutador deverá ter um sensor de corrente, assim os TCs deverão ser instalados no painel do comutador, próximo a borneira de alimentação do motor do comutador.

Os três sensores de corrente serão montados em uma placa de fenolite em um suporte para instalação em trilho DIN, conforme figura a seguir.

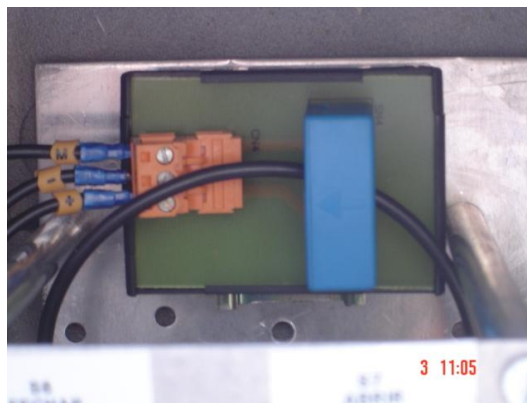


Figura 8 – TC para medição de corrente do motor do comutador

#### 6) Sensor de posição de tap

O transformador instalado um sensor de posição de tap, dessa forma, será utilizado o sinal de corrente (4-20 mA) fornecido por esse sensor para integrá-lo ao sistema de monitoramento, para tanto, está sendo utilizado isoladores multiplicadores de sinal (item 8).

#### 7) Transdutor de Temperatura do óleo e enrolamento

As temperaturas do óleo e enrolamento do transformador são medidas fundamentais para o gerenciamento do transformador, dessa forma é normal o equipamento já sair de

fábrica com esses transdutores, em nosso caso, o transformador possui um sensor de temperatura que além de display possui saídas de 4-20 mA, que serão integradas ao sistema de monitoramento.

#### 8) Isoladores de sinal

Tendo em vista o aproveitamento dos sensores já instalados e a manutenção de suas conexões originais com outros sistemas supervisórios, estão sendo utilizados isoladores galvânicos duplicadores de sinais de 4-20 mA.

#### 9) Gateway CANOpen Modbus

Este equipamento tem a função de integrar o sistema de monitoramento com a rede CanOpen utilizada pelo sensor Hydran, que mede a umidade e os gases dissolvidos no óleo do transformador.

O Gateway possui a capacidade de se integrar à rede CanOpen por um lado e se conectar a uma rede Internet com o protocolo Modbus encapsulado em TCP.



Figura 9 - TC para medição de corrente do motor do computador

O gateway escolhido é um equipamento com as seguintes dimensões: 72 mm (largura) x 123 mm (altura) x 20 mm (profundidade). Deve ser instalado em trilho DIN.

Necessita de uma tensão de alimentação de +10 V<sub>cc</sub> a +30 V<sub>cc</sub>, assim será utilizada uma fonte de alimentação de +24 V<sub>cc</sub> / 1,5A.

#### 10) Microcomputador

Será utilizado um computador industrial, instalado na sala de controle da subestação. Neste computador estão instalados o banco de dados relacional para armazenamento das informações coletadas e o software de monitoramento que realizará o diagnóstico do transformador e do cabo de força (ver subseção B, item 4).

Este computador tem seguintes características:

- Processador Intel core 2 duo, 2.5 GHz, 800MHz
- Motherboard ATX
- Fonte ATX de 300W
- 4 GB de memória RAM
- HD de 320 GB SATA II 7200 rpm
- DVD R/W SATA

- Teclado ABNT2
- Mouse ótico USB
- Sistema operacional Windows XP Professional
- Entradas USB
- Porta Ethernet, RJ 45
- Gabinete padrão rack 19"
- Monitor LCD 17"

#### 11) Unidade Terminal Remota

Os dados do sistema de monitoramento do transformador são concentrados em uma unidade terminal remota que tem a seguinte configuração mínima:

- Gabinete com ventilação forçada com filtros
- Alimentação em 24V<sub>cc</sub>
- Cartão CPU.
- 1 porta serial RS232
- 1 porta serial RS485/422
- Ethernet 10/100 MBps

Para aquisição dos dados foi necessário a instalação na remota de um cartão de aquisição de dados com a seguinte configuração:

- Resolução A/D de 12-bit
- Taxa de amostragem de 100 k amostras/s
- 8 canais de entradas analógicas de 4-20 mA.
- 8 canais de entradas digitais TTL
- Temperatura de operação: 0 a 60 °C
- Umidade: 5 a 95%

#### 12) Outros itens

Alguns outros itens foram necessários. São eles:

- caixas para instalação dos equipamentos com proteção contra poeira e água.
- fontes de alimentação para os switches e conversores de mídia.
- fontes de alimentação para os equipamentos de interface dos sensores.

### B. Arquitetura de Software

Estão sendo utilizados seguintes softwares, além do sistema operacional, que nesse projeto foi Microsoft Windows, versão XP.

#### 1) OPC Server

OPC (OLE for process control) é uma especificação de uma interface que permite a integração de dados e é usado para comunicação de dispositivos, controladores e / ou aplicações com protocolos proprietários.

OPC é um padrão de conectividade de dados gerido pela OPC Foundation.

Está sendo utilizado o software OPC Server para fazer a interface a interface de comunicação entre o protocolo de comunicação dos equipamentos em campo e o computador na sala de controle.

#### 2) OPC Client

Foi desenvolvido um programa cliente do OPC Server

que periodicamente se comunica com o servidor OPC, lê os dados do servidor e os grava em um banco de dados.

Adotando uma tendência e respeitando o padrão para desenvolvimento de software da concessionária, esse software foi desenvolvido em linguagem Java e pode ser executado em qualquer JVM (Java Virtual Machine)

Possibilita a criação de grupos com diferentes configurações de tempos de leitura e de itens simulados.

Permite a gravação em diferentes Sistemas de Gerenciamento de banco de dados (Oracle, SQLServer, MySQL).

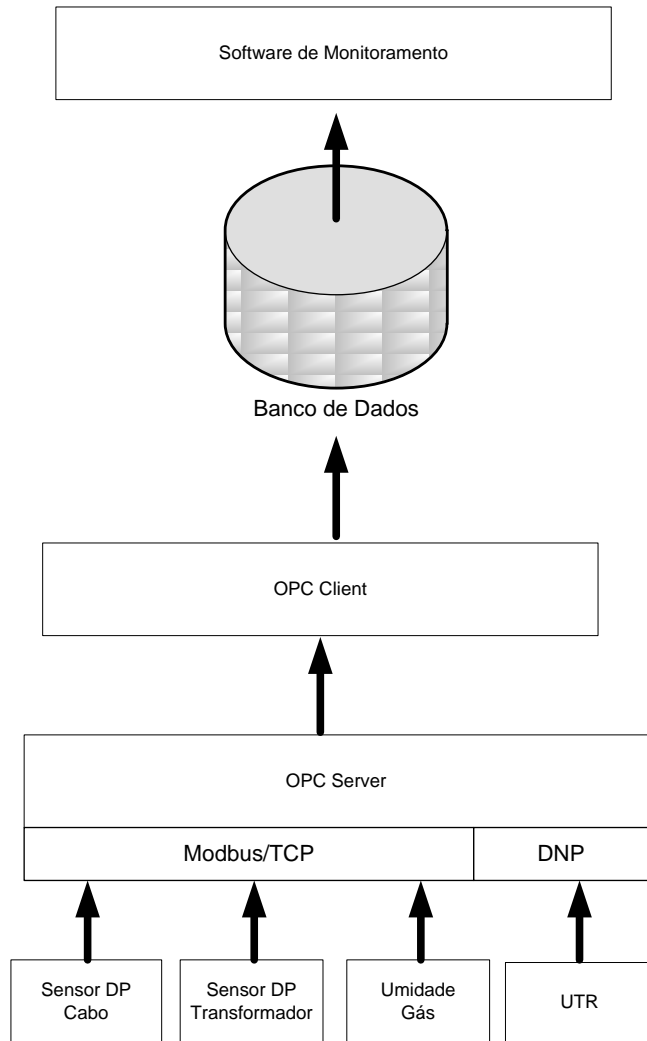


Figura 10 – Arquitetura de software do sistema

### 3) Banco de dados

Está sendo utilizado o Oracle, versão 10g, Standard Edition One.

Neste banco de dados serão armazenadas as informações de data hora da aquisição das grandezas aquisitadas, a identificação da grandeza e seu valor.

### 4) Software de monitoramento

O software está sendo desenvolvido em Java em ambiente web. Está se verificando a possibilidade de integrar o computador à intranet da concessionária. Dessa forma, o gerente

do projeto teria acesso ao software de gerenciamento sem a necessidade de ir até a subestação, o que economizaria o tempo de deslocamento de um profissional.

Software de monitoramento apresenta ao usuário as informações coletadas e emite avisos de alertas quando as variáveis apresentam valores superiores aos limites configurados.

O software de monitoramento tem as seguintes funcionalidades:

a) *Monitoramento das descargas parciais no cabo de força;*

O monitoramento das descargas parciais no cabo de força será contínuo e em tempo real, no caso de haver uma leitura maior que o limite permitido, o sistema emitirá um aviso.

b) *Monitoramento das descargas parciais no transformador;*

Da mesma forma, o monitoramento das descargas parciais no transformador será contínuo e em tempo real, no caso de haver uma leitura maior que o limite permitido, o sistema emitirá um aviso.

c) *Cálculo da vida útil do transformador*

O cálculo da vida útil do transformador será realizado através do acompanhamento das temperaturas de enrolamento, óleo e ambiente e utilizando a norma IEEE C57.91-1995.

d) *Monitoramento da presença de gases no transformador*

Através do acompanhamento da evolução da concentração gases dissolvidos no óleo, o sistema indicará a necessidade de fazer uma verificação mais detalhada.

Se a variação diária for maior que 200 ppm o sistema gerará um aviso sugerindo a realização de uma análise cromatográfica detalhada. Este valor poderá ser alterado.

e) *Monitoramento da umidade no óleo isolante do transformador*

Tendo em vista os estudos apresentando a umidade como um dos fatores mais importantes no envelhecimento do óleo, esta será monitorada.

Através da umidade no óleo e da temperatura média do óleo (média aritmética entre a temperatura do ponto mais quente e a do topo do óleo) pode-se entrar na equação obtida a partir da curva de Oommen ou do método Serena, obter uma estimativa da umidade no papel.

Com base nos dados obtidos da característica de Oommen, faz-se o ajuste dos pontos por meio de uma função de Boltzmann, representada pela equação:

$$UMP = \frac{A_1 - A_2}{1 + \exp\left(\frac{UMO - x_o}{k}\right)} + A_2, \quad (6)$$

Onde: UMP – estimativa da umidade no papel;  
UMO - umidade no óleo em ppm;

$A_1, A_2, x_0, k$  são constantes.

As constantes  $A_1, A_2, x_0$  e  $k$  variam conforme a temperatura média do óleo. Esta temperatura é a média entre a temperatura do ponto mais quente e a temperatura do topo do óleo.

O método Serena utiliza a seguinte equação:

$$U_{\text{papel}} = 1,75 \times 10^{-8} U_{\text{oleo}} e^{(4953/T)} \quad (7)$$

Onde:

$U_{\text{papel}}$ : umidade no papel

$U_{\text{oleo}}$ : umidade no óleo

$T$ : temperatura do óleo em K.

f) *Análise do funcionamento do comutador e Oscilografia das correntes do motor do comutador.*

Através do monitoramento da corrente do motor do comutador durante a manobra será possível compará-la a uma curva característica de comutação, permitindo verificar discrepâncias que indicariam alguma falha ou desgaste incomum.

As manobras realizadas serão contabilizadas através do acompanhamento da mudança da posição de tap do comutador, para tanto é necessário conhecer o número de manobras realizadas antes da instalação do protótipo.

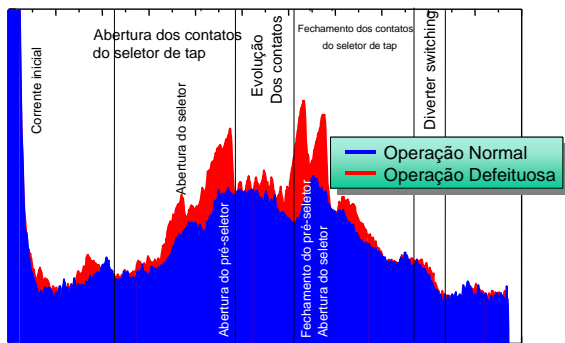


Figura 11 - Curva característica do comutador (Alstom)

## V. CONCLUSÕES

O projeto encontra-se em desenvolvimento, já foram feitas as especificações técnicas do sistema de monitoramento e os sensores de descargas parciais foram adquiridos e estando prevista sua instalação no decorrer do ano.

Os resultados esperados são promissores, pois melhorariam o planejamento da manutenção dos transformadores e cabos de força reduzindo os custos e otimizando o emprego da mão de obra.

## VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Hikita, Okabe, Murase and Okubo, "Cross-equipment Evaluation of Partial Discharge Measurement and Diagnosis Techniques in Electric Power Apparatus for Transmission and Distribution", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 15, n° 2, 2008.

[2] Ahmed and Srinivas, "On-line Partial Discharge Detection in Transformer", in *Proc. 1998 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Arlington, Virginia, USA, June 7-10, 1998.

[3] Hashmi, Lehtonen and Elhaffar, "Modeling of Rogowski coil for on-line PD Monitoring in covered-conductor overhead distribution networks", in *Proc. 19th International Conference on Electricity Distribution - Cired*, Vienna, Austria, May 21-24, 2007.

[4] Mackinlay, Michel and Renforth, "Partial Discharge Measurements and Damage to High Voltage Cables", in *Insuscon 2006*, May, 2006.

[5] Mariscotti and Vaccaro, "A Rogowski coil for high voltage applications", in *I2MTC 2008- International Instrumentation and Measurement Technology Conference*, Victoria, Vancouver Island, Canada May 12-115, 2008.

[6] Meijer, Cichecki, Agoris, Smit and Reijnders, "UHF Sensors for Partial Discharge Diagnostics of Power Transformers", in *Proc. International Conference on Electrical Engineering and Informatics Institut Teknologi Bandung*, Indonesia, June 17-19, 2007.

[7] Petchphung, Leelajindakraierk, Pattanandech, Yutthagowith and Aunchaleevarapan, "The Comparison Study of PD Measurement with Conventional Method and Unconventional Method", in *Proc. 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*, Beijing, China, April 21-24, 2008.

[8] Satish and Gururaj, "Partial discharge pattern classification using multilayer neural networks". In *Proc. IEE Science, Measurement and Technology*. Volume:140, Issue:4 Page(s): 323 – 330, 1993.

[9] Veloso, Silva, Noronha and Torres, "Detecção de Descargas Parciais em Transformadores de Potência Utilizando Transformada Wavelet", in *Proc. Induscon*, 2008.

[10] Zhu, Yang, Jia and Zhang, "The Design of Rogowski Coil with Wide Band Using for Partial Discharge Measurements", in *Proc. 2005 International Symposium on Electrical Insulating Materials*, June 5-9, Kitakyushu, Japan, 2005.

[11] *IEC Publication 60270:2000, High-voltage test techniques – Partial Discharge Measurements*, IEC, 3rd Edition, 2000.

[12] Sokolov, V; Berler, Z; Rashkes, V; "Effective Methods of Assessment of Insulation System Conditions in Power Transformers: a View Based on Practical Experience", in *Proc. 1999 Electrical Insulation Conference and Electrical Manufacturing & Coil Winding Conference*, 1999