



GSE/025

21 a 26 de Outubro de 2001  
Campinas - São Paulo - Brasil

**GRUPO VIII**  
**GRUPO DE ESTUDO DE SUBESTAÇÕES E EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS - GSE**

**NOVOS DISPOSITIVOS ELETRÔNICOS EM ANTIGAS SUBESTAÇÕES: PROBLEMAS E SOLUÇÕES**

Jean Altwegg\* – ALSTOM Brasil    J-P Dupraz e T.Jung - ALSTOM França

**RESUMO**

Dispositivos Eletrônicos Inteligentes foram lançados no mercado há poucos anos atrás. Uma vez que esses dispositivos provaram que podem suportar os requisitos climáticos e o ambiente eletromagnético das subestações de alta tensão, eles logo foram incluídos nas especificações dos equipamentos de manobra. Porque esses tipos de dispositivos são necessários? Basicamente a resposta é desregulamentação. Com exceção de uns poucos países, projetos de novas subestações são raros, a maioria dos projetos existentes são retrofits ou ampliações. Como consequência todos os novos DEIs foram instalados perto de equipamentos convencionais, ao quais eles terão interface.

A medida que esses novos DEIs são instalados em subestações existentes, lidar com tecnologias heterogêneas será o principal problema para as concessionárias, que terão aí seu maior desafio, a fim de atingir o novo patamar tecnológico.

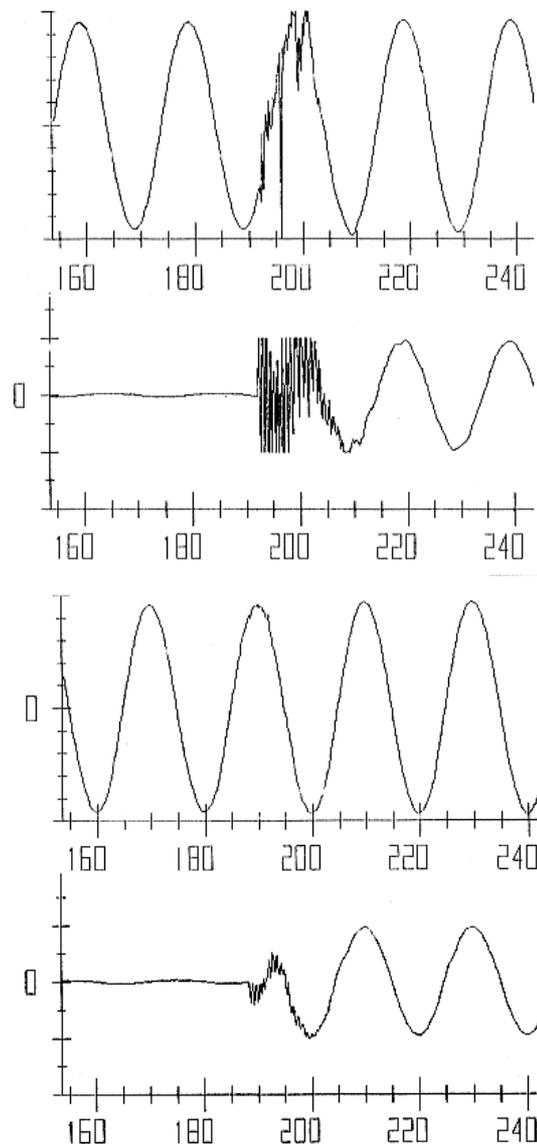
**PALAVRAS-CHAVE:** Monitoramento de subestações, Monitoramento de disjuntores.

**1.0 PROJETO DE SUBESTAÇÕES E GERENCIAMENTO DE PROJETOS**

As principais vantagens do monitoramento (otimização do gerenciamento dos equipamentos, otimização da atividade da equipe de manutenção através da substituição dos planos de manutenção por manutenções baseadas em condições) e controle (redução do custo da subestação, principalmente do cabeamento) foram descritas em muitos artigos (<1>, <4>, <5>). Nós tentaremos aqui nos ater a outros tópicos.

Disjuntores manobrando cargas reativas (bancos de capacitores, reatores shunt, transformadores e linhas de transmissão) resultam algumas vezes em altas sobretensões transitórias e correntes de "inrush". Esses transitórios geram stress em toda a subestação e nos equipamentos. Devido a esses stresses, os engenheiros de sistemas que lidam com coordenação de isolamento têm que sobredimensionar as especificações para fornecer ao usuário uma margem de segurança. A utilização do relê de sincronismo torna possível operar o disjuntor no instante ideal adaptado a cada fase da tensão do sistema, fornecendo assim, um meio confiável e de baixo custo, para reduzir os transitórios devido a manobra a níveis aceitáveis. Dessa maneira as exigências sobre os disjuntores ou a coordenação de isolamento de toda a subestação pode

ser modificada levando a substancial redução de custos.



**FIGURA1** Tensão (curva superior) e corrente (curva inferior) durante o fechamento de um banco de capacitores sem (superior) e com (inferior) relê de sincronismo

Ampliação de subestações torna-se rápida e indolor através de parametrização remota de dispositivos inteligentes: novos dispositivos são adicionados à subestação com um simples conectar ou desconectar de um equipamento já com fiação, e a configuração do

Centro de Controle da Subestação (CCS) muda radicalmente.

As concessionárias todavia, não terão que se preocupar em salvar os arquivos de configuração, e de ter arquivos eletrônicos e em papel (como os ensaios de rotina) o que é cada vez mais complexo. Entender as novas subestações integradas significa ter acesso a todos esses dados ao mesmo tempo e no mesmo lugar. As concessionárias devem considerar a obsolescência das aplicações de softwares e do MMI usado para recuperar dados dos DEIs que têm um curto período de vida de 30 anos, e o modo de se prevenir desse fato!

Transdutores eletrônicos têm o papel mais importante na evolução nas subestações compactas e nos equipamentos híbridos (nos quais disjuntores seccionadores chaves de aterramento, sensores de tensão e corrente estão integrados em um equipamento único) devido a suas pequenas dimensões. Somente com transdutores eletrônicos é possível efetuar essa integração. Essas novas subestações compactas reduzem o espaço necessário para as subestações e reduzem os custos das obras civis. A linearidade dos transdutores eletrônicos tornam compactos os esquemas de proteção. A proteção diferencial dos transformadores de força ficará facilitada devido não haver saturação nesses sensores. A proteção de sobrecorrente também se beneficia deles: esse tipo de proteção (principalmente os relés de sobrecorrente de tempo inverso) é muito sensível às componentes CC nas correntes de falta, especialmente se a sua constante de tempo é importante. A componente contínua satura freqüentemente o TC, e a proteção tem que prever essa possibilidade fazendo com que o tempo do relé de sobrecorrente seja suficientemente longo para manter a seletividade. Esse longo tempo de ajuste leva em cascata toda a cadeia de relés de proteção, degradando extremamente o tempo de operação em caso de falta. Transdutores eletrônicos que não apresentam saturação, ou são projetados para cortar as componentes contínuas levam a seletivos, sensíveis e rápidos esquemas de proteção

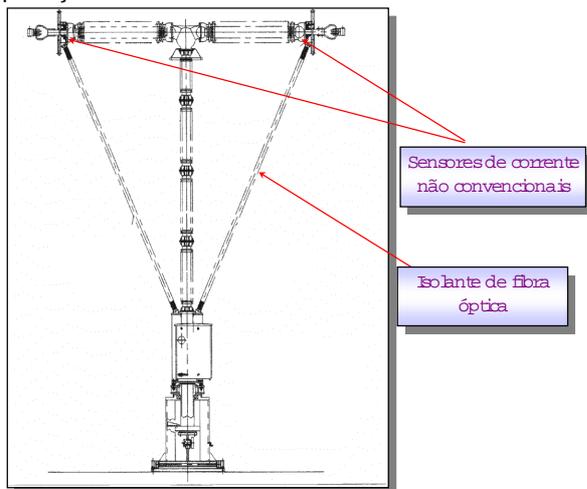


FIGURA2 Disjuntor de 550 kV com TCs eletrônicos economizam espaço e permitem integração de funções com seccionadores

Outro efeito da linearidade dos transdutores eletrônicos é a redução do número de variações necessárias para atender as exigências do cliente (corrente nominal de curto-circuito primária, corrente nominal primária, ou faixa de correntes, classe de precisão, condições durante transitórios): isso é especialmente válido para GIS (Subestações Isoladas a Gás) nas quais os transformadores para instrumentos são freqüentemente especificados mais tarde, no final do projeto. As dimensões e a complexidade de transformadores de instrumento indutivos freqüentemente são responsáveis por parcela significativa do prazo de entrega dos projetos em alta tensão. O número reduzido de variações de transdutores eletrônicos compartilhando as mesmas dimensões padrão, torna possível ao fabricante iniciar o processo de fabricação antes que o cliente tenha completado sua especificação, reduzindo dessa maneira o prazo de entrega de vários meses. Alterações de última hora nas especificações não são mais um grande problema.

Ocorre o mesmo, ocorre quando as funções estão embutidas no software invés de estar no hardware. Considerando que as interfaces entrada / saída são padronizadas, equipamento primário e DEIs padrão são despachados rapidamente, enquanto o projeto de opções é efetuado, e a parametrização é realizada na época do comissionamento. Atrasos entre pedido e comissionamento serão reduzidos rapidamente.



FIGURA3 Disjuntor 145 kV com mecanismo de acionamento tripolar: somente um cubículo integra o mecanismo de operação a molas, circuitos elétricos e DEI (SICU 3)

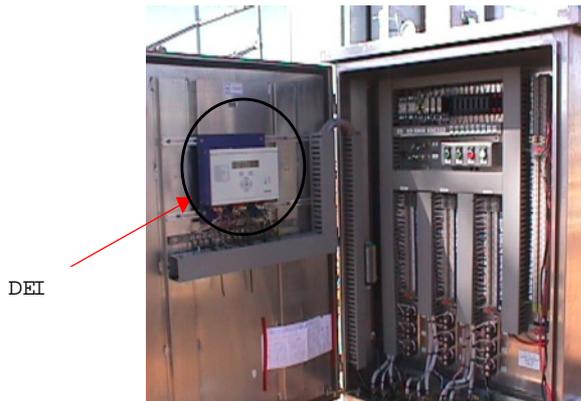


FIGURA 4 Exemplo de integração do DEI (CBWatch 2) em cubículo central de um disjuntor de 362 kV com mecanismo de operação monopolar

## 2.0 INTERFACES

A característica mais notável dos DEIs que estão chegando ao mercado é sua capacidade de interface com outros sistemas. Entre os benefícios dessa comunicação destacam-se faixa do controle remoto (através do módulo bay ou diretamente) ao acesso remoto aos dados de monitoramento, incluindo análise de faltas, reconfiguração dinâmica dos DEIs... Dependendo do usuário final, dois projetos diferentes são possíveis para a integração dos DEIs no sistema global de informação:

- O usuário final localizado na sala de controle ou no centro de despacho é capaz de acessar dados através do seu SCADA ou sistema supervisor. DEIs serão integrados dentro do Sistema de Controle da Subestação (SCS), eles cuidarão da transmissão da informação aos sistemas de alto nível. Os mais importantes protocolos normalizados para esse tipo de aplicação são: o DNP3 (América do Norte), IEC 870-5-101 (Europa) e o MODBUS (todos).
- O usuário final sem acesso a interface SCADA (por exemplo gerentes de ativo, especialistas em análise de condições de falta, centros de manutenção e equipes), têm que aumentar a rede dedicada para transmitir a informação. Mesmo no caso de um SCS existente, considerações de confiabilidade devem evitar que a concessionária misture dados de controle com dados de monitoramento. A tendência hoje parece ser o uso da Ethernet TCP/IP, com uma camada UCA 2, para concessionárias que queiram se beneficiar com os trabalhos de normalização internacional das comunicações em subestações ou somente o protocolo HTTP. No segundo caso todo PC ligado a internet e um browser pode acessar todos o dados que chegam dos DEIs (previna-se que os direitos de acesso sejam corretamente manipulados). Não é necessário a instalação de software dedicado nem liberação aos PCs dos clientes. Deve ser notado que o objetivo da IEC 61850 está direcionado a uma padronização comum na ethernet para todos os DEIs de uma subestação, mas a viabilidade dessa norma que está em andamento ainda deve ser demonstrada.

Uma boa interface não dá valor suficiente ao cliente final que não pretende (porque ele não tem tempo e recursos para fazê-lo) analisar a imensa quantidade de dados desordenados entregues pelo sistema de monitoramento. O que o cliente precisa é informação, ou seja dados que já foram organizados, que permitiram ao sistema tirar conclusões preliminares, os quais podem ser usados facilmente pela equipe de manutenção. Eles esperam um sistema que economize trabalho não um sistema que dê mais trabalho para eles.

Um bom exemplo dessa diferença é a diferença entre o monitoramento do disjuntor e seu diagnóstico.

Sistema de monitoramento efetuam a coleta de dados, característica do tempo, processo, gravação e informação de um dado parâmetro (a velocidade dos contatos principais devido a um trip do disjuntor, por exemplo). Dependendo do parâmetro monitorado, esse sistema pode também fornecer uma conclusão como se a operação do exemplo acima está dentro ou fora dos limites pré ajustados. Técnicas estatísticas podem também ser usadas para detectar a degradação de um determinado parâmetro, mesmo se ele permanece dentro de uma faixa aceitável dos limites pré ajustados. Embora cada equipamento diferente precise de cuidadosa customização de seus parâmetros de monitoramento, o que pode ser estabelecido somente por quem tem um certo conhecimento do equipamento. Hoje não há um monitoramento "universal", que possa ser simplesmente conectado em algum tipo de equipamento por um leigo.

Sistemas de diagnóstico levarão a análise um passo a frente. Seu propósito será determinar a verdadeira condição do disjuntor. Se a velocidade dos contatos principais durante um trip parecer anormal, o sistema de diagnóstico pode sugerir a causa provável (exemplo: graxa lubrificante degradada com viscosidade errada danificou a haste de conexão, tomando por base a avaliação de outros parâmetros. Eles também podem identificar se a situação é crítica (manutenção exigida imediatamente) ou tolerável (pode aguardar a próxima manutenção programada), que tipo de trabalho de manutenção será necessário. E até mesmo quais ferramentas serão necessárias quando for feito o serviço de reparo

Sistemas de diagnóstico tem por base sistemas autodidatas. E sistemas experientes (ou, sistemas que se tornarão experientes com o tempo pois cliente e fabricantes continuam aprender graças às informações coletadas pelo equipamento). Sistemas autodidatas usam técnicas estatísticas para elevar o conhecimento íntimo de um dado parâmetro de um dado disjuntor. Sistemas experientes relacionam vários fatores juntos, a fim de determinar se um evento é aceitável ou se não é usual. Sistemas experientes adaptam-se a todas as condições do equipamento a ser monitorado.

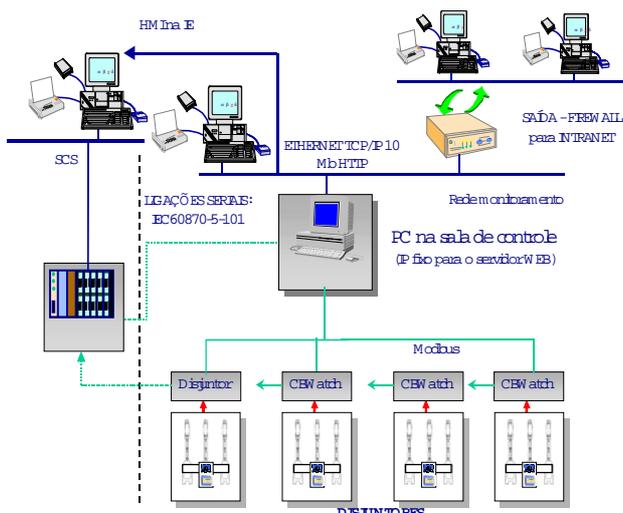


FIGURA 5 Arquitetura do sistema de comunicação

Sistemas de diagnóstico são o que os clientes desejam. O campo dos sistemas de diagnóstico está ainda na sua infância. Entretanto acredita-se que somente o

fornecedor do disjuntor conhece seu equipamento suficientemente bem para desenvolver um sistema para diagnosticá-lo.

Por fim, como esses disjuntores “inteligentes” vão conviver com os tradicionais? Como os novos dutos de comunicação irão coexistir com fios de cobre para pedidos de bobinas e sinalizadores TOR? Provavelmente é impossível projetar DEIs tão versáteis que se adaptem a cada tecnologia que seja solicitada: Esses DEIs teriam custo muito alto, seriam grandes demais, e não trariam os benefícios esperados.

TABELA 1 exemplo de diagnóstico

Evento				Possível defeito
Tempo de fechamento	Tempo Motor funcionando	Tempo de abertura	Amortecedor check time	
Rápido Lento	Normal	normal	Normal	Mudança da característica do sist. fechamento Pó excessivo no sistema de retenção
Rápido	Extremamente longo	normal	Normal	Mola de fechamento está danificada, as molas foram carregadas demais e o disjuntor estava aberto
Lento	Rápido	normal	Normal	Mola de fechamento está danificada, as molas foram carregadas demais e o disjuntor estava aberto
Normal	Normal	Lento	Normal	Mudança da característica do sist. fechamento Pó excessivo no sistema de retenção
Rápido	Normal	Lento	Normal lento	Energia reduzida nas molas de abertura. Uma das várias molas de abertura está quebrada
Lento	Normal	Lento	Normal lento	Aumento do atrito em todo o disjuntor, por exemplo devido a corrosão nas hastes de transmissão
Normal	Normal	Rápido	Normal rápido	Defeito no sistema de sopro ou gás SF <sub>6</sub> com pressão extremamente baixa
Normal	Normal	Normal	Rápido	Defeito abrindo freio. Não há óleo suficiente
Normal	Normal	normal	Lento	Defeito abrindo freio. Aumento do atrito do pistão no cilindro do freio

As proteções atuais e os módulos dos bays são equipados para serem interligados com os dutos de comunicação de um lado convencionais e TOR do outro. O modo mais fácil de integrar os novos DEIs em uma subestação existente será interligá-las a uma proteção modificada a aos módulos dos bays, com entrada / saída TOR substituída por comunicação serial. Esses dispositivos atuarão como um caminho de saída entre o mundo existente e o mundo novo, de maneira que o SCS não notará diferença entre um bay modular com fiação convencional para o disjuntor, e outro com conexão serial: o mesmo hardware, ferramentas de engenharia e normas de comunicação serão usadas desse lado.

### 3.0 EMC

O problema mais delicado no projeto de uma DEI para subestações de alta tensão é garantir a necessária imunidade a perturbações. Níveis relevantes de perturbações são frequentemente pouco conhecidos de maneira que a norma IEC 61000-4-XX pode não fornecer garantia da eficácia dos ensaios de tipo. A melhor solução para esse dilema tanto para fabricante como para concessionárias é especificar as ligações baseadas em fibras ópticas. Essa solução nunca é decepcionante apesar de sua simplicidade. Componente ópticos tem custo superior que seus parceiros de cobre e os componentes de terminação ativa (usados nas “active stars” para transformar luz em sinal elétrico) são muito sensíveis a perturbações eletromagnéticas: alguns apresentam envelhecimento acelerado quando expostos a stress elétricos encontrados nas subestações. Essa é a razão principal pela qual sensores ópticos para a utilização em sistemas de monitoramento não apresentam bom desempenho. Como consequência dessas duas tendências conflitantes, dependendo da experiência da concessionária, pode-se encontrar todo tipo de situação nas especificações a respeito de interfaces ópticas: da total proibição a exigência obrigatória. O único consenso atualmente é não aceitar fibras

plásticas dos painéis devido sua reduzida confiabilidade e envelhecimento acelerado.

Por outro lado, a tecnologia de fios de cobre oferece a vantagem da simplicidade e flexibilidade. Os sensores usuais 4-20 mA podem ser usados nas subestações convencionais, mesmo para distâncias que excedam 1 km, desde que os cabos usados tenham impedância bem baixa.

Os sinais trafegando em uma interface tipo RS-485 podem suportar qualquer tipo de perturbação encontrada em uma subestação, considerando que os cabos são blindados (tela anular), pares torcidos, com aterramento apropriado.

Existem várias diferentes filosofias para aterramento de cabos blindados.

- Blindagem aterrada em somente um lado: isso dá uma boa proteção contra campos eletromagnéticos em baixas frequências porque correntes de baixa frequência não podem fluir através da blindagem, mas diferenças de potencial podem crescer no lado isolado entre a blindagem e os condutores de sinal, levando a possíveis perturbações de tensão usuais. Assim a suportabilidade dielétrica no interior do cabo tem que ser alta (suportabilidade de 2 kV entre a blindagem e os condutores de sinal é uma exigência mínima), e usualmente de alto custo.
- Blindagem aterrada em ambos os lados: excelente proteção contra campos magnéticos em altas frequências e perturbações comuns, mas a blindagem atua como parte de uma laçada aterrada sujeita a corrente induzida. Essa laçada pode ser também o caminho de retorno para correntes de falta a frequência industrial, ou a altas frequências causadas por seccionadores. Essas correntes que fluem através da blindagem induzem perturbações diferenciais no sinal.
- Qualquer combinação dos dois casos anteriores com duas blindagens e filtros passivos para a conexão da blindagem à terra: por exemplo blindagem interna conectada a um lado, a externa conectada a ambos os lados produzem resultados muito bons. Com todas as vantagens e nenhum dos problemas das soluções anteriores usadas isoladamente. Infelizmente também essa é uma solução de alto custo ....

Qualquer das soluções adotadas, a conexão da blindagem a terra deve ser efetuada com muito cuidado, através de conectores.

Nossa experiência demonstra que a aplicação correta da solução número 2 dá muito bons resultados em subestações. A experiência piloto (<3>) em uma subestação blindada a SF6 - GIS de 400 kV mostrou que a aplicação correta dos princípios acima mencionados, somado a um nível de suportabilidade eletromagnético que atenda a IEC 61000-4-XX nível 3 garantem ótimo desempenho de uma rede de 1 Mb através da subestação (o nível 4 é o tradicional nível de suportabilidade dos DEIs para subestação conforme IEC 61000-4-XX.....).

Todas as perturbações de tensão medidas durante os ensaios eram inferiores a 300 V.

Atualmente, o conjunto de exigências da IEC 60694 para suportabilidade dielétrica de equipamentos de baixa tensão é 2 kV. Embora essa exigência forneça

ao usuário uma boa margem de segurança, esse nível torna-se incomum as principais indústrias eletrônicas (telecom e automação), nas quais a norma agora exige 1 ou 1,5 kV. O estágio de entrada dos DEIs é o de custo mais alto, e seu peso relativo comparado às outras partes está crescendo. Isso é um passo na direção do compacto DEI de custo menor, porque o gerenciamento da suportabilidade eletromagnético tem que ser conduzido através da implementação de projeto correto e práticas de cabeamento e não através da padronização de componentes de altos limites de suportabilidade.

Como conclusão, fibras ópticas devem ficar restritas a situações críticas como cabos próximos a reatores shunt onde fluxo eletromagnético gera tensão de modo comum de alta frequência (o aterramento correto dos cabos blindados não é possível nesse caso) ou em uma subestação de extra alta tensão com um circuito de aterramento fraco.

#### 4.0 ENSAIOS E COMISSONAMENTO

A complexidade dos ensaios de tipo dos DEIs depende se seu equipamento primário dedicado foi projetado para ser autônomo ou não. No caso de DEI que não influencia o desempenho do equipamento primário, como o sistema de monitoramento, um conjunto completo de ensaios de tipo similar ao utilizado em relês é suficiente para garantir seu desempenho. Como ensaios de rotina umas poucas operações de simulação serão suficientes.

Mas no caso dos DEIs que influenciam o desempenho do equipamento primário (relê de sincronismo em um disjuntor, proteção digital conectada a transdutor eletrônico), a situação é mais complicada: normalmente testes funcionais teriam que ser feitos acoplados com o equipamento primário, nas condições do sistema (isso pode ser até mais crítico no caso de disjuntor no qual o desempenho nominal é ajustado às condições de manobra criadas pelo uso do relê de sincronismo). Não é necessário dizer que esses ensaios de tipo reais podem ser extremamente difíceis de realizar porque reproduzir as condições de funcionamento de um sistema em um laboratório de ensaios não é normalmente uma tarefa fácil, e frequentemente tem custo bem elevado! Por exemplo, ensaiar a saída digital de transdutores eletrônicos pode necessitar o desenvolvimento de um sistema de referência capaz de lidar com a entrada digital, ou mesmo novos sensores de referência (como os sensores de saída Rogowski podem operar independentes, se dão uma imagem da derivada da corrente primária, para ser comparada com uma referência indutiva ou sensor shunt?)

Felizmente, o uso de simuladores digitais é aceito e amplamente divulgado atualmente. Esses simuladores reproduzem as condições do sistema, e são capazes de enviar comandos para os disjuntores. Seus uso reduz drasticamente o custo desses ensaios.

Eles também podem ser usados para testar o comportamento de transdutores eletrônicos e seus relês em várias situações de falta.

Para subestações isoladas a gás - GIS, os transdutores eletrônicos oferecem grandes vantagens durante os ensaios, graças ao simples projeto dielétrico de sua parte de alta tensão: não é mais necessário desconectar os transformadores de potencial nem os transformadores de corrente antes de efetuar os ensaios na fábrica ou no campo. O bay completo pode ser montado e ensaiado na fábrica, depois no campo, sem qualquer alteração, resultando em alta confiabilidade do bay.

O uso da função “impressão digital” ajudará fabricantes e usuários a atender as novas cláusulas da IEC 60056, revisada, que exige que as curvas das velocidades dos contatos sejam registradas durante os ensaios de fábrica, para serem comparadas com as curvas que serão registradas durante sua vida útil

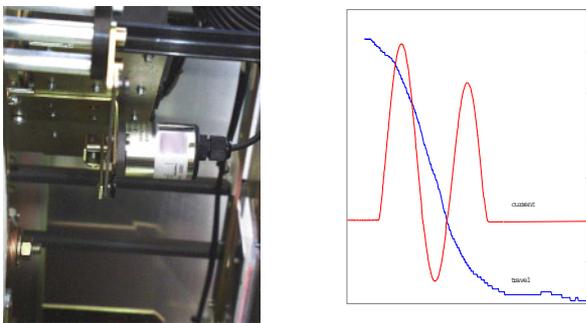


FIGURA 7 Sensor de velocidade de contatos com curvas de velocidade e corrente registradas pelo CBWatch-2.

Cubículos e caixas equipadas com DEIs para controle e monitoramento de disjuntores tem cabeamento sensivelmente reduzido (somente tensão de alimentação e dutos de comunicação). Arquitetura é padrão e fácil de projetar já que as opções serão realizadas no software dos DEIs. Não ter que fazer as conexões no campo significa também elevada confiabilidade, pois muitos erros no cabeamento geralmente ocorrem na instalação final .

## 5.0 MANUTENÇÃO DOS DEIs

Como todos os sistemas, DEIs no campo podem falhar, mas graças a sua inteligência, a implementação de redundâncias deve ser levada em conta no projeto do sistema de tolerância de falhas, elevando assim, a disponibilidade do sistema como um todo. A decisão de implementar redundâncias deve ser submetida a um estudo de custos cuidadoso antes da decisão: não há necessidade de implementar um sistema de monitoramento redundante, por exemplo, mas redundâncias podem ser obrigatórias para transdutores eletrônicos, desde que a disponibilidade da função de proteção tenha que ser maximizada. Função auto diagnóstico embutida pode apontar precisamente a parte que falhou, e um projeto correto permitirá a substituição do módulo eletrônico sem nenhuma interrupção do serviço. Auto monitoramento torna possível detectar o início das falhas através de

análises estatísticas de vários dados de hardware e software, como um aviso ao usuário, antes que um problema real ocorra. Uma verdadeira otimização da atividade da equipe de manutenção torna-se possível.

## 6.0 CONCLUSÃO

Os DEIs de nova geração trazem um novo passo em termos de funcionalidade e economia de custos durante a vida útil. Embora esses benefícios maximizados em uma subestação inteligente completa, uma análise pragmática, levará a maioria das concessionárias a introdução dos mesmos em subestações existentes. Esse fato ajudará as pessoas a se familiarizarem com novas tecnologias, e facilitará o seu uso futuro promovendo novas habilidades e competências. Algumas regras e considerações simples devem ajudar o usuário final a tirar o máximo proveito dessa transição. Comitês de normalização trataram desse assunto e alguns guias úteis já foram publicados ( <1> ) . Várias outras publicações estão a caminho ou em “drafts” ( da ANSI, IEEE, e IEC ) ( <7>,<8> ) . Tratando de tecnologias heterogêneas serão os mais desafiadores assuntos para os próximos anos, mas um passo necessário na direção de subestações inteligentes, que se comunicam e totalmente integradas.

## 7.0 REFERÊNCIAS

- 1) Cigré brochure 167, Working group 13.09 :“User guide for the application of monitoring and diagnostic techniques for switching equipment for rated voltages of 72.5 kV and above” ,
- 2) J.P DURAZ-T.JUNG-P.KIRCHESCH-D.CHATREFOU-C.MOREAU-P.TANTIN:” Integration of electronic CTs and VTs in very high voltage substations”, Cigré 2000
- 3) J.P MURATET-C.G.A KOREMAN : “ EMC rules applied in 400 kV GIS S/S controlled by a digital control system : back-up experience and associated measurements” , Cigré 1998
- 4) C. BAUDART-O.CHETAY-J.P DUPRAZ-D.GEBHARDT-D.HIRST-P.KIRCHESCH :” Electronic control of circuits breakers “ , Cigré 2000
- 5) J. ALTWEGG –C.BAUDART –J.P DUPRAZ :”Telediagnóstico como ferramenta de otimização da manutenção » ,XV SNPTEE, Brazil
- 6) TH. BEDIER- A.PENFOLD- C. BAUDART -J.M. WILLIEME- M. WALDRON : « Expériences de manoeuvre synchronisée de disjoncteur sur les réseaux de National Grid Company et d'Electricité de France” , SEE , Matpost 99
- 7) IEEE Draft C37.10.1 “Guide for Selection of Monitoring for Circuit Breakers”
- 8) IEC Technical Report : TR 62063 “High Voltage Switchgear and Control gear - The use of electronic and associated technologies in auxiliary equipment of switchgear and control gear.”