



## XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2008 - 06 a 10 de outubro

Olinda - Pernambuco - Brasil

### Desenvolvimento de Sistema para Verificar a Exatidão de Medição de TPs e TCs em Operação, Com Isolação para 25 kV

<b>Adelino Leandro Henriques</b>	<b>Luiz Fernando Arruda</b>	<b>Paulo Sérgio Pereira Rodrigo Ramos Rosa Paulo Sérgio Pereira Junior Gustavo Espinha Lourenço Cristiano Moreira Martins</b>
<b>Cemig Distribuição</b>	<b>Cemig Distribuição</b>	<b>Conprove Engenharia Ltda.</b>
<a href="mailto:adelinoh@cemig.com.br">adelinoh@cemig.com.br</a>	<a href="mailto:arrudalf@cemig.com.br">arrudalf@cemig.com.br</a>	<a href="mailto:psp@conprove.com.br">psp@conprove.com.br</a>

#### Palavras-chave

Proteção da Receita

Erros de Medição

Calibração ou Verificação de TCs e TPs operando energizados.

#### Resumo

Este trabalho apresenta um sistema desenvolvido para avaliar a exatidão de TCs e TPs de medição, com os mesmos energizados, em condições normais de operação, evitando-se o desligamento e o uso de pesadas fontes de corrente e de tensão, alternativa costumeiramente adotada para tais avaliações, na maioria das vezes em laboratório. O projeto foi idealizado para auxiliar na detecção de erros de relação de amplitude e de ângulo de fase, que muito afetam a medição e o faturamento da energia consumida. Trata-se de um recurso moderno que permitirá às equipes de inspeção identificar, de forma rápida e fácil, eventuais deficiências dos TIs, e conseqüente correção, proporcionando faturamento justo aos Consumidores e assegurando a receita da Empresa.

#### 1. Introdução

Os sistemas de medição de energia para faturamento de unidades consumidoras de médio porte, de Média ou Baixa Tensão (MT ou BT), até 25kV utilizam Transformadores de Corrente (TCs) e Transformadores de Potencial (TPs), estes somente para unidades de MT, cuja classe de exatidão é definida em norma e deve ser a melhor possível (normalmente 0,3%) [1], [2], [3], [4]. No entanto, ao longo da vida útil destes equipamentos, desvios na classe de exatidão são observados em função de *burdens* excessivos e de outras situações não ideais de trabalho dos transformadores.

A necessidade de avaliar os TCs e TPs, especificamente sob as condições em que estejam operando, foi caracterizada pelos especialistas da área de medição da Cemig Distribuição. No entanto, os testes nos Transformadores para Instrumentos (TIs) quase sempre se tornam de difícil programação, devido à necessidade de desligamentos da instalação consumidora e do tempo dispendido com deslocamentos e ensaios em laboratório.

No Brasil, os testes de desempenho e de verificação de exatidão dos medidores de energia estão no mesmo nível de exatidão e sofisticação que os adotados nos países desenvolvidos, especialmente quando realizados em laboratórios oficiais ou acreditados.

Contudo, tanto no Brasil como em outros países, dúvidas permanecem com relação à exatidão dos TCs e TPs que estão instalados há décadas, quando as exigências em termos de exatidão não obedeciam à normas tão rigorosas como as atuais.

Avaliações preliminares feitas pela Cemig Distribuição com TIs que se encontravam instalados há décadas indicaram desvios além dos previstos, e, obviamente, divergências no faturamento, sejam contra o Consumidor ou contra a Concessionária. Assim, o desenvolvimento de um instrumento ou sistema para avaliar a exatidão de TCs e TPs energizados, em operação, passou a ser uma meta da área de engenharia de medição da Empresa. Com isso, evitam-se os inconvenientes do desligamento para substituição de TCs e TPs para envio ao laboratório, inclusive com perda de produção por parte do Consumidor e perda de faturamento por parte da Concessionária. Torna-se necessário o desligamento apenas da medição, uma fase por vez, durante o tempo necessário para os testes.

Para se avaliar os resultados preliminares do projeto pode-se tomar como exemplo uma Distribuidora de energia que fatura na ordem de R\$ 10 bilhões/ano, dos quais 30% fornecidos a clientes de MT (13,8kV). Supondo a identificação de erros dos TIs, além dos limites aceitáveis, estima-se aumento permanente da receita da ordem de R\$ 3 milhões/ano para cada 0,1% de erro médio identificado e corrigido.

A partir desta constatação foi submetido ao Órgão Regulador (Aneel) um projeto de P&D com o objetivo de projetar, construir e testar um instrumento, simples e portátil, para realizar os testes de relação (amplitude e ângulo) dos TCs e TPs no campo, com tensão até 25kV Fase-Fase, sem o desligamento do fornecimento, sob as condições específicas de operação (carga). O sistema desenvolvido alcançou exatidão de  $\pm 0,05\%$  em amplitude e  $\pm 2$  minutos em ângulo. Estes valores foram considerados satisfatórios, especialmente considerando as condições de campo e que o equipamento deve apenas sinalizar a eventual necessidade de substituição de TIs, sendo qualquer acerto comercial gerado a partir de ensaios em laboratório.

Este trabalho apresenta as principais características e resultados do sistema desenvolvido.

## 2. Sistema de Verificação de TCs

A figura 1 ilustra as partes constituintes do sistema de testes para verificação de TCs de MT e a figura 2 ilustra o diagrama de blocos do sistema.

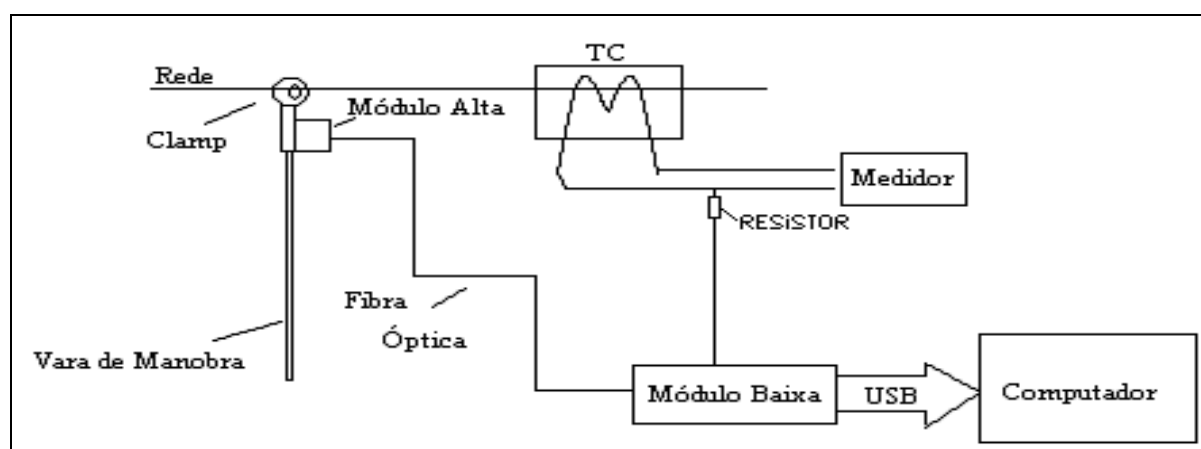


Figura 1. Partes Constituintes do Sistema de Verificação de TCs

Na figura 1 identificamos as seguintes partes: módulo de alta, módulo de baixa e computador. O módulo de alta é instalado na ponta de uma vara de manobra, que, através de um *clamp*, obtém um sinal proporcional à corrente primária do TC.

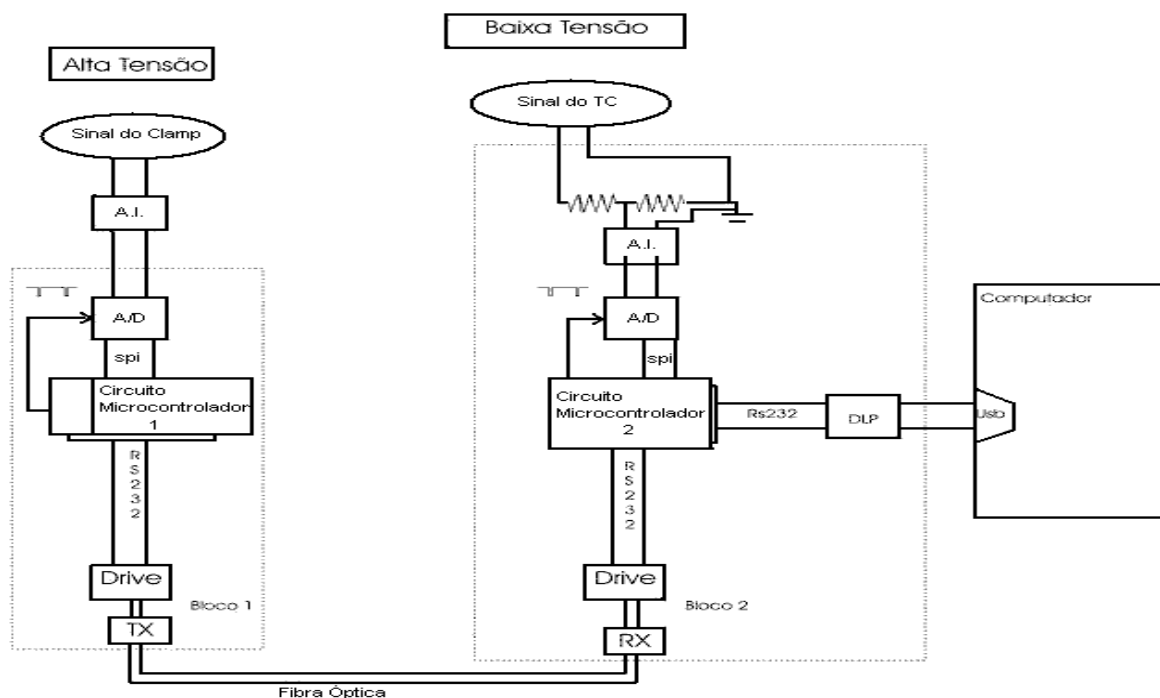


Figura 2. Diagrama de Blocos do Sistema de Verificação de TCs

Na figura 2 pode-se perceber a digitalização e transmissão do sinal por fibra óptica, promovendo o necessário isolamento elétrico. O módulo de baixa fica conectado junto ao usuário do sistema, junto ao computador (*notebook*) de trabalho e isolado da MT. Recebe os dados da alta, via fibra óptica, e, também, recebe e digitaliza o sinal que é capturado no secundário do TC sob avaliação. Este sinal do TC é captado através de um resistor *Shunt*, que é inserido no circuito secundário de medição, através dos terminais da chave de aferição. O resistor *Shunt* apresentou-se como solução pelos seguintes atributos: baixa impedância, linearidade e nenhum erro de defasagem. Os sinais digitalizados da alta e da baixa tensão são então levados ao *notebook*, que executa o controle e as medições durante o teste.

Um *software* para teste automático foi desenvolvido, em moldes existentes para testes em outros instrumentos [5], [6], [7], [8], [9] e [10], cujos principais benefícios são a armazenagem e a disponibilidade de pesquisa dos resultados. Adotou-se a linguagem orientada a objetos, *Visual Basic* [11].

Para viabilizar o método acima ambos os sinais (do *Clamp*, que representa o sinal padrão, e do secundário do TC sob avaliação) necessitam ser amostrados de maneira síncrona, ou seja, no mesmo instante, para garantir a exatidão no ângulo de fase.

### 2.1 Módulo de Alta Tensão

Como representado no diagrama de blocos da figura 1, este módulo realiza a medição do sinal em AT, e, portanto, o sinal captado pelo *Clamp* deve ser isolado eletricamente antes de ser transmitido ao computador. O isolamento necessário é obtido por transmissão do sinal via fibra óptica. Baterias recarregáveis são utilizadas no módulo de alta, de modo a garantir energia para o funcionamento dos circuitos. Após a captação do sinal analógico pelo *Clamp* ele é digitalizado e transmitido até o módulo de baixa. A figura 2 ilustra o processo de conversão analógico para digital (conversão A/D) e a transmissão via fibra óptica. Um microcontrolador PIC controla todo o processo.

O Módulo de AT, além do circuito de conversão A/D e transmissão por fibra óptica, contém o circuito de controle de abertura do *Clamp*. Este circuito permite que a abertura seja acionada por um controle remoto, provendo segurança e facilidade de trabalho aos usuários. Para minimizar o tamanho da bateria, o sistema temporiza a abertura do *Clamp* em cerca de três segundos, tempo considerado suficiente após alguns testes em condições reais de campo.

## 2.2 Módulo de Baixa Tensão

Este módulo recebe tanto o sinal analógico do secundário do TC sob avaliação como o sinal digital proveniente do Módulo da AT, conforme ilustrado no diagrama de blocos da figura 2.

Nele, o sinal secundário do TC é digitalizado e armazenado em um *buffer* (vetor de dados), juntamente com os dados enviados pelo módulo da AT. Este *buffer* encontra-se no microcontrolador PIC, o qual aguarda o preenchimento do *buffer* (tempo gasto para amostrar um ciclo em 60Hz) e, posteriormente, transmite os dados digitais para o microcomputador, através da porta USB do mesmo.

O conversor A/D utilizado (ADS7809) trabalha controlado por um sinal de pulso. A cada descida do sinal de pulso (*trigger* alta para baixa) o A/D realiza uma aquisição, converte o valor obtido e transmite o dado digital resultante da conversão.

No esquema implementado, um microcontrolador PIC realiza o controle de cada A/D, lê os dados digitais e também os envia para o computador realizar a medição.

Utilizando uma taxa de amostragem de 256 pontos por ciclo, em um sinal de 60Hz, um pulso é enviado ao A/D a cada 65,07us ( $f_{amostragem} = 15,36kHz$ ).

A figura 3 a seguir mostra que dos 65,07us existentes entre um pulso e outro, 10us são necessários para a amostragem e conversão, sendo 2us para amostragem e 8us para a conversão. Restam ainda 55,07us, nos quais o PIC deve ler os dados do A/D e transmiti-los para o computador.

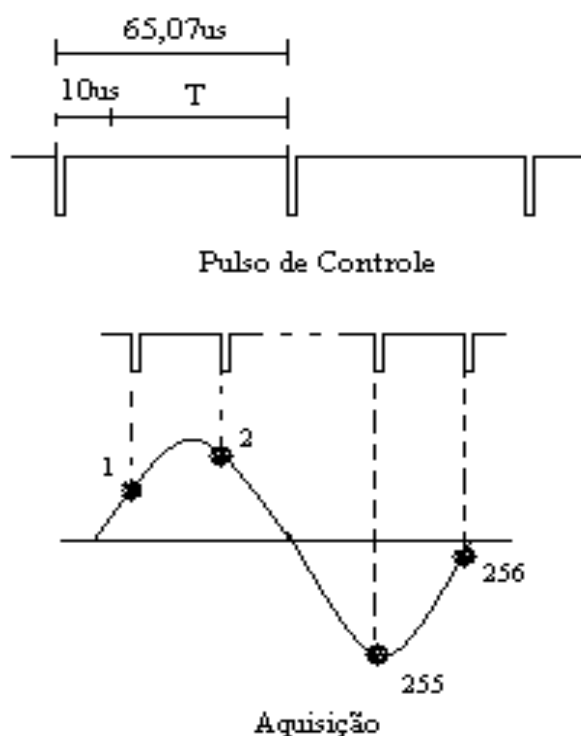


Figura 3. Digitalização do Sinal Analógico

### 2.3 Sistemática Idealizada para Captação dos Dados

Para viabilizar a comparação dos sinais do *Clamp* e do secundário do TC sob avaliação é necessário que ambos sejam digitalizados em uma mesma base de tempo (sincronismo). Assim, procedeu-se da seguinte forma:

- 1) O PIC do bloco de alta (bloco 1), ver figura 2, gera um sinal de controle (pulso de *clock*) que atua no conversor A/D deste bloco, solicitando-o que capte os dados e os transforme em digitais.
- 2) Em seguida, o PIC do bloco 1 lê os dados digitais do A/D, naquele momento, e os envia, via fibra óptica, para o PIC da baixa (bloco 2).
- 3) Ao receber os dados do bloco 1, o seu PIC do bloco 2 gera um pulso de *clock* que comanda o conversor A/D deste bloco, para realizar a aquisição e conversão dos dados.
- 4) O PIC do bloco 2 lê os dados digitais do A/D e os envia, juntamente com os dados recebidos do bloco 1, para o DLP (Adaptador RS232 – USB).
- 5) O sistema é organizado pelo *software* do PIC para armazenar os 512 dados, sendo 256 de cada A/D, caracterizando o sinal senoidal das duas medições.
- 6) Ao final, os dados digitalizados são transmitidos ao computador pela porta USB e, no computador (*notebook*), é feita a medição, isto é, realiza-se a transformada discreta de Fourier e análise dos dados para obtenção dos erros de relação de amplitude e de ângulo.

### 2.4 Resultados de Laboratório

As figuras 4 e 5 ilustram os resultados de medições, ao longo de uma hora contínua, onde se pode avaliar a estabilidade com a temperatura e a exatidão da medição. O sistema apresentou exatidão confiável, da ordem de  $\pm 0,05\%$  em amplitude e  $\pm 2$  minutos em fase. Estamos sendo conservadores, quando consideramos a exatidão da medição de fase em  $\pm 2$  minutos, devido às dificuldades de padrões para atestar esses valores, nas condições medidas.

Observa-se, pelos testes de laboratório, que o sistema de medição desenvolvido demonstrou boa estabilidade nas medições de erro de amplitude e de fase, com resultados inferiores aos limites de  $\pm 0,05\%$  em amplitude e  $\pm 2$  minutos em fase.

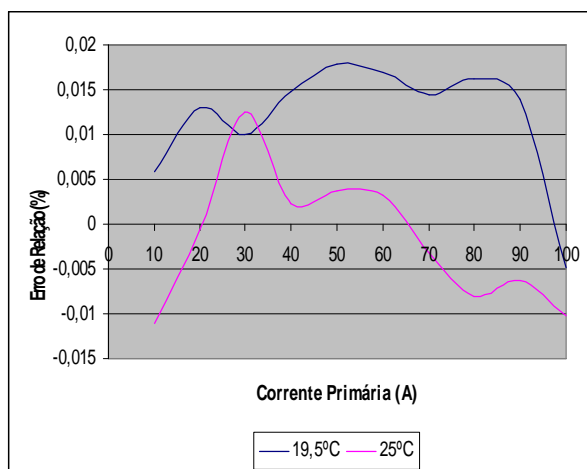


Figura 4. Erro de Relação de TC x Corrente x Temperatura

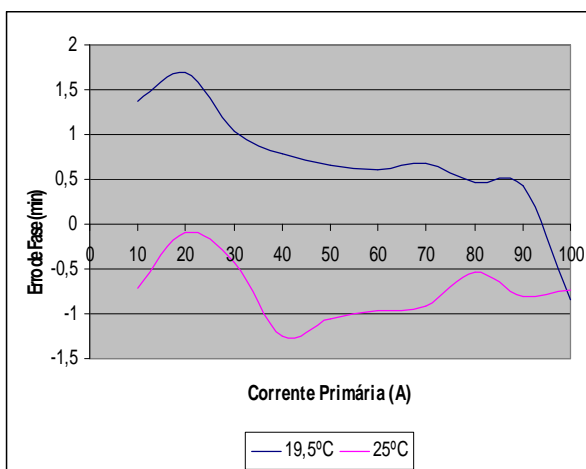


Figura 5. Erro de Fase de TC x Corrente x Temperatura

### 3. Sistema de Verificação de TPs

A figura 6 apresenta o diagrama de blocos do conjunto para verificação de TPs. Nela identificamos um divisor resistivo, viabilizando a captação de um sinal proporcional ao valor existente na MT. Este sinal é digitalizado e transmitido, via fibra óptica, de modo a prover o isolamento elétrico necessário entre o sensor de MT e os componentes de BT e o *notebook*.

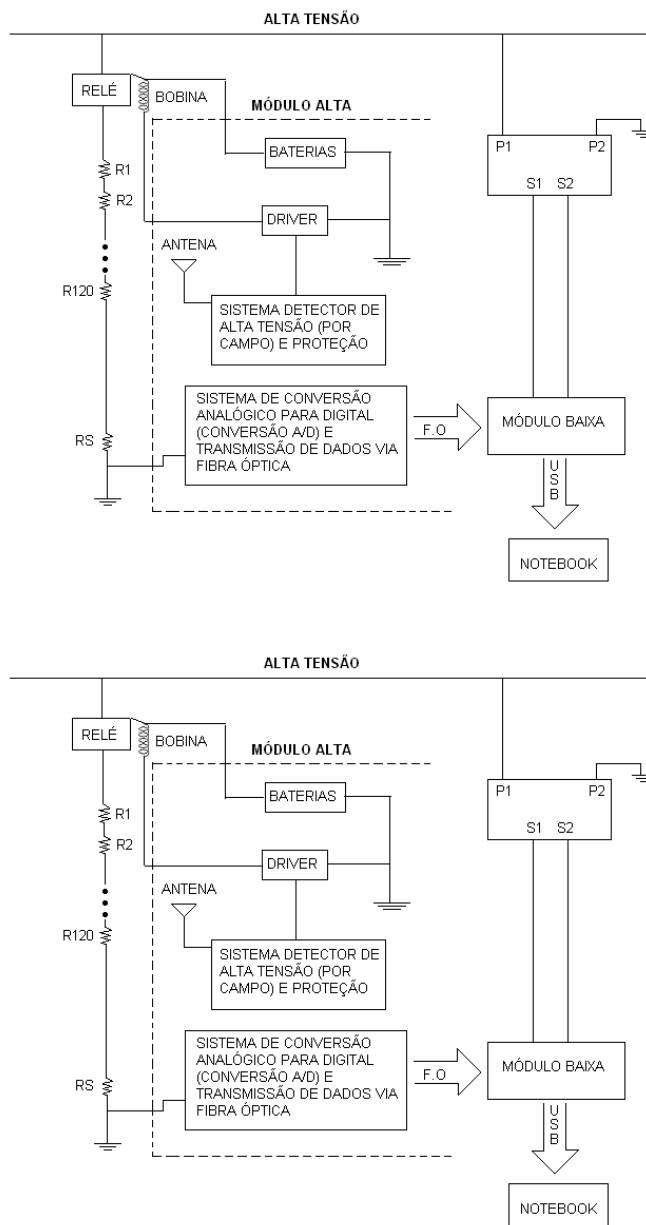


Figura 6. Diagrama de Blocos do Sistema de Verificação de TPs

Um bloco receptor (na baixa tensão) recebe o sinal digitalizado da MT e também digitaliza o sinal obtido do secundário do TP sob avaliação. Após a digitalização, ambos os sinais são transmitidos para um computador (*notebook*), onde se realizam o processamento matemático, a análise dos dados, e a determinação dos erros de relação (amplitude e ângulo) do TP avaliado.

A filosofia de trabalho com o instrumento requer que, preliminarmente, o usuário instale o ponto de terra (referência) do divisor resistivo. Isto garante que, ao levar o dispositivo ao ponto de MT, o operador esteja seguro.

Supondo, contudo, uma situação anormal de desconexão do terra, acidental ou não, a MT poderia chegar ao terminal inferior do divisor resistivo. Sendo a resistência deste dispositivo muito alta, a corrente que poderia circular sobre um usuário é muito pequena. Entretanto, visando prover maior segurança aos usuários do sistema, introduzimos um detector de campo elétrico [12], associado ao divisor resistivo, que atua como um dispositivo de proteção e segurança adicional. A figura 7 ilustra o diagrama de blocos do sensor de campo elétrico.

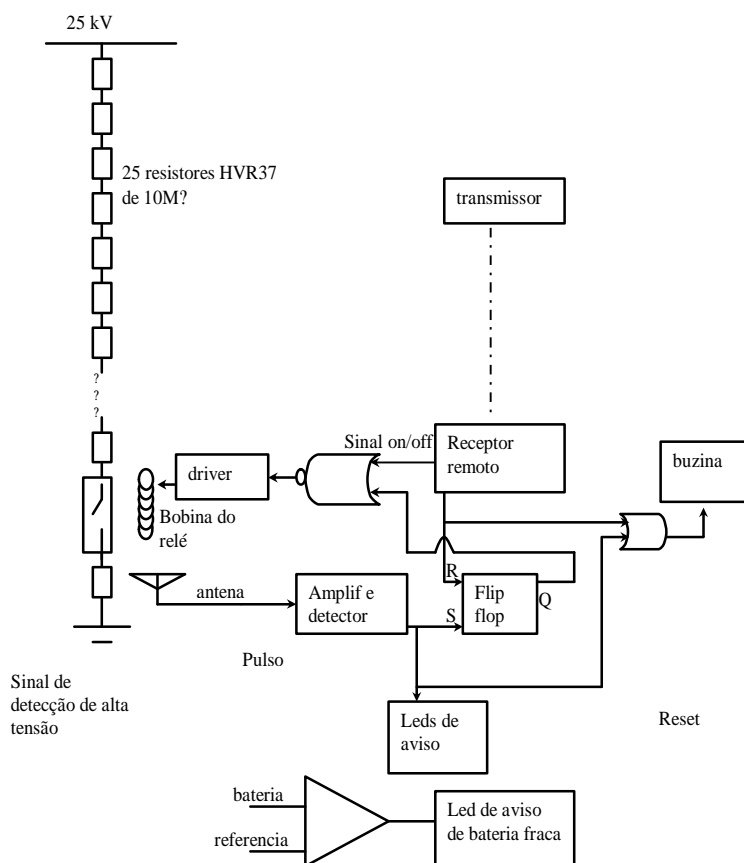


Figura 7. Esquema do Sensor de Campo

Ao detectar a presença de campo elétrico na região específica do instrumento o sistema atua, promovendo a abertura ou, se estiver fechado, inibe o fechamento do relé. Dessa forma, o sistema evita que a MT possa se apresentar no terminal inferior do divisor, no caso de abertura do ponto de terra, garantindo a segurança dos operadores.

### 3.1 Resultados

As figuras 8 e 9 a seguir ilustram os resultados de erros de amplitude e de fase obtidos com as medições, utilizando-se o instrumento sob diferentes valores de temperatura, durante o período de uma hora. As figuras comprovam a estabilidade térmica e a exatidão alcançada, esta compatível com os valores assumidos na especificação inicial.

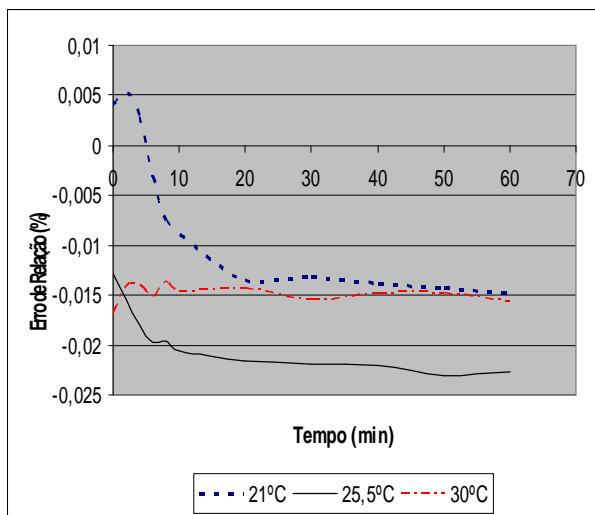


Figura 8. Medições do Erro de Relação em TPs

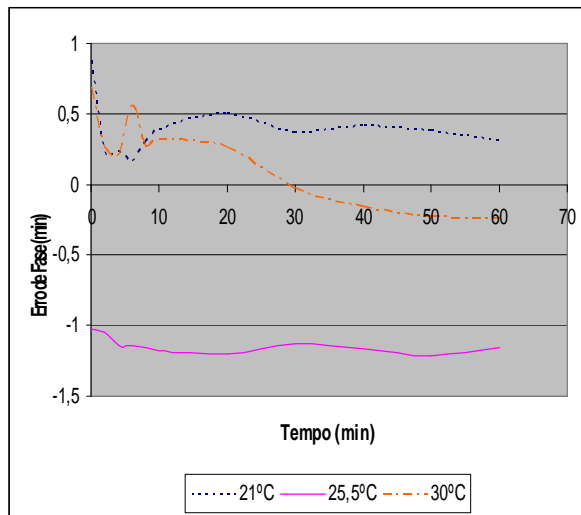


Figura 9. Medições do Erro de Fase em TPs

#### 4. Testes de Campo

O sistema desenvolvido foi utilizado em condições reais de campo, para realização de alguns testes, dos quais os resultados são apresentados a seguir.

Os testes iniciais foram realizados em um sistema de medição para faturamento de uma unidade consumidora industrial, suprida a partir da rede de 13,8kV da Cemig Distribuição, em Uberlândia-MG.

##### 4.1 Verificação de TCs

A figura 10 ilustra o uso do instrumento durante testes de campo para avaliação de Transformadores de Corrente em Média Tensão.



Figura 10. Verificação de TCs em instalação consumidora de MT

O resultado de uma das avaliações, exibido no *notebook*, é ilustrado na figura 11, com erro de amplitude de -0,0176% e de fase de -4,8820 minutos. Estes foram considerados adequados, uma vez que estão dentro dos limites normatizados pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT).



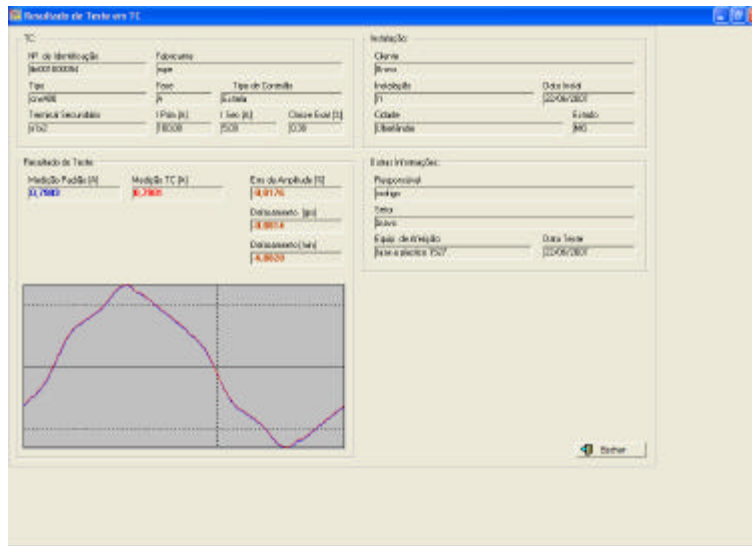


Figura 11. Resultado da Verificação de um TC em campo

As figuras 12 e 13 ilustram a estabilidade do sistema durante vários testes realizados continuamente, sob regime de carga variável (real), apresentando sensibilidade nas medições em tais condições.

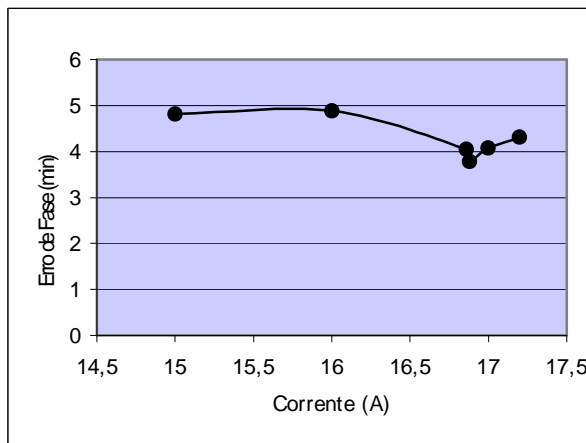


Figura 12. Medições de Erro de Fase em campo

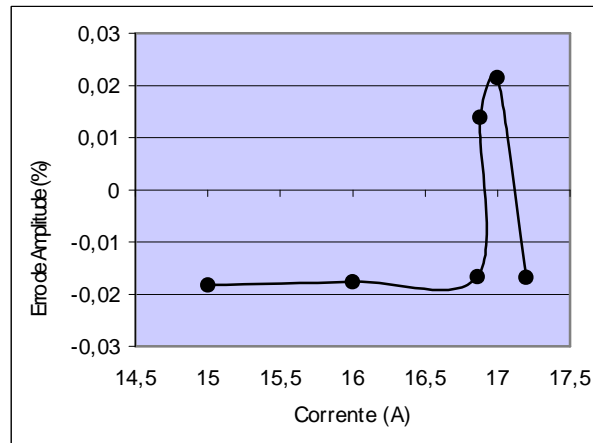


Figura 13. Medições de Erro de Amplitude em campo

#### 4.2 Verificação de TPs

A figura 14 ilustra o uso do equipamento durante testes de campo para avaliação de Transformadores de Potencial em Média Tensão.



Figura 14. Teste com o sistema de aferição de TP's

O resultado de uma das avaliações é ilustrado na figura 15.

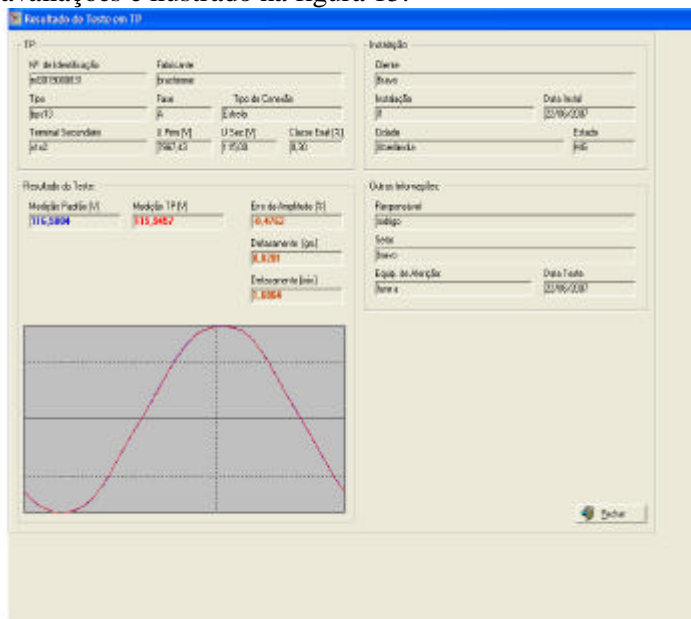


Figura 15. Resultado da Verificação de um TP em campo

Considerando que o TP padrão usado para calibrar o sistema desenvolvido tinha erro de relação de +0,27% em amplitude e zero em defasagem, os resultados medidos devem ser corrigidos com esse valor. Assim, após correção, o resultado final dos erros do TP avaliado, conforme figura 15, foi de aproximadamente -0,20% em amplitude e +1,6856 minutos em fase.

## 5. Conclusões

O trabalho apresenta um sistema projetado e implementado, ainda na forma de protótipos, para realizar a verificação de TCs e TPs em campo, em condições normais de operação. Os sub-conjuntos desenvolvidos, para avaliação de TCs e TPs, realizam a medição padrão (referência) em MT e promovem o isolamento elétrico desta para a BT, através de fibra óptica.

O sistema demonstrou alta estabilidade e boa exatidão durante as medições realizadas, compatível com a necessidade e com as condições de uso em campo, situação para a qual foi concebido.

Com o uso em campo foram observados pontos de melhoria, que serão avaliados e implementados em novo protótipo, em fase de projeto atualmente, visando tornar sua operação ainda mais amigável e mais segura, para a industrialização e comercialização do produto.

## 6. Referências Bibliográficas

- [1] NBR 6856 - Transformador de Corrente - Especificação
- [2] NBR 6821 - Transformador de Corrente - Método de Ensaio
- [3] NBR 6855 - Transformador de Potencial Indutivo - Especificação
- [4] NBR 6820 - Transformador de Potencial Indutivo - Método de Ensaio
- [5] P. S. Pereira e outros, "Um Oscilógrafo de Baixo Custo" XVII SNPTEE. Uberlândia, 2003.
- [6] P. S. Pereira e outros, "Um instrumento Multi-Função para auxiliar os trabalhos de Manutenção", 21º Congresso Brasileiro de Manutenção, Aracaju, Sergipe, Out. de 2006.
- [7] P.S.Pereira e outros, "Testes automáticos em instrumentos elétricos" - XII Congresso Brasileiro de Automática 1988 - Uberlândia-MG.
- [8] P.S.Pereira e outros, "Um instrumento computadorizado para Testes em Instrumentos elétricos" - XII Congresso Brasileiro de automática - 1998 - Uberlândia-MG.

- [9] P.S.Pereira e outros, “Um equipamento completo para aferição, testes, avaliação e gerenciamento de instrumentos”, - Terceiro Seminário Internacional de Metrologia Elétrica - 1998 - Rio de Janeiro-RJ.
- [10] P.S.Pereira e outros “Um equipamento completo para Diagnósticos, Testes, Avaliação e Gerenciamento de Instrumentos” - Congresso Brasileiro de Manutenção - 1977 - São Paulo-SP.
- [11] Microsoft Press- Microsoft Visual Basic User’s Guide, Microsoft Press. EUA, 1995.
- [12] G.D. Bazelatto, e outros, “Um dispositivo Eletrônico para Detectar Fraude de Energia Elétrica” VI-Semetro - Seminário Internacional de Metrologia Elétrica, 21 a 23 de Setembro de 2005 - Rio de Janeiro-RJ.