



**XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica
SENDI 2012 - 22 a 26 de outubro
Rio de Janeiro - RJ - Brasil**

Marcelo Antonio Ravaglio	Andre Eugenio Lazzaretti	Andre Rubens de Almeida
Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento	Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento	Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento
marcelo@lactec.org.br	lazzaretti@lactec.org.br	andre.almeida@lactec.org.br

Gerson Eduardo Mog	Nuno Gustavo Silverio Araujo Adonis	Marcos Koehler
Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento	Copel Distribuição S.A.	Copel Distribuição S.A.
gerson.mog@lactec.org.br	ngadonis@copel.com	marcos.koehler@copel.com

Central Remota para Supervisão e Proteção de Transformadores de Distribuição Convencionais

Palavras-chave

Faltas de Alta Impedância
Proteção de Transformadores de Distribuição
Rede Inteligente (Smart-grid)
Religamento em redes de Baixa Tensão

Resumo

Este artigo apresenta os principais resultados obtidos no projeto “Central Remota para Supervisão e Proteção de Transformadores de Distribuição Convencionais”, realizado para a COPEL entre 2005 e 2011, no programa de P&D da ANEEL. O projeto teve como objetivo desenvolver protótipo de equipamento para instalação no lado da baixa tensão de transformadores de distribuição convencionais, classe de tensão 15kV e potências nominais usuais no Sistema de Distribuição da COPEL, visando o monitoramento das principais grandezas físicas no posto de transformação, de modo a permitir a adequada proteção do transformador de distribuição. Possibilita ainda o monitoramento e proteção de alguns eventos na rede de média tensão, inclusive a indicação de faltas de fase e faltas de alta impedância.

1. Introdução

Considera-se que em torno de 80% dos desligamentos no sistema de distribuição são causados por faltas transitórias em alimentadores de alta tensão. Desses desligamentos, em torno de 75% dos casos obtém-se sucesso na primeira tentativa de religamento do sistema, 20% na segunda e de apenas 5% na terceira tentativa [1]. Parte dos desligamentos verificados em alimentadores de alta tensão é causado por defeitos nos circuitos de baixa tensão, com eventuais danos permanentes nos transformadores de distribuição. Curtos-circuitos transitórios na rede de baixa tensão podem provocar a abertura da chave fusível, instalada próxima dos terminais de alta tensão de transformadores de distribuição, interrompendo parcial ou totalmente o fornecimento de energia elétrica dos consumidores ligados ao posto de transformação. Outras vezes, os desligamentos são causados pelo carregamento excessivo dos transformadores de distribuição, indevidamente protegidos pela chave fusível instalada no circuito de alta tensão.

Nessas situações o adequado restabelecimento do suprimento de energia elétrica somente é possível após o deslocamento de uma equipe de manutenção para substituir o elo fusível fundido e para averiguar as possíveis causas do defeito. Ainda que os circuitos afetados possam ser religados após manutenções simples, a duração da interrupção e a necessidade da concessionária dispor de diversas equipes de eletricitas treinados oneram a operação do sistema de distribuição, degradam os índices de desempenho do sistema [3-9] e geram o descontentamento dos consumidores.

Transformadores de distribuição auto-protegidos oferecem proteção contra curtos-circuitos e sobrecargas excessivas na rede de baixa tensão, porém são 50% mais caros que os convencionais. Além disso, sempre que o circuito de proteção destes transformadores opera, necessita o deslocamento de uma equipe de manutenção para avaliar as causas da ocorrência e para restabelecer a rede de baixa tensão.

No caso particular dos protótipos desenvolvidos neste projeto, a proteção contra curtos-circuitos e contra sobrecargas excessivas pode ser comandada diretamente pela Central Remota, ligada aos terminais de baixa tensão do transformador de distribuição monitorado, permitindo coordenação satisfatória com o elo fusível da chave instalada no circuito de alta tensão e, particularmente, o religamento automático da rede secundária sob condição de falta transitória, dispensando totalmente o deslocamento e a intervenção das equipes de manutenção da Concessionária para o restabelecimento do circuito.

A regulamentação do sistema elétrico determinada pela ANEEL prevê condições mínimas da qualidade no suprimento de energia elétrica para consumidores de baixa tensão, dentre as quais os valores máximos e mínimos da tensão de alimentação, duração e frequência de interrupções do sistema. A supervisão e registro dessas grandezas em tempo real pela Central Remota auxiliam a Concessionária no controle desses índices de qualidade [2]. Adicionalmente, possibilita a otimização do sistema de distribuição, registrando em tempo real a demanda e energia elétrica suprida na ponta e fora da ponta, assim como as curvas médias de carregamento diário supridas no posto de transformação e a estimativa da perda de vida acumulada dos transformadores de distribuição instalados no sistema.

Faltas de alta impedância podem ocorrer pelo rompimento de condutores no alimentador de alta tensão que, ao cair, ficam em contato deficiente com o solo. Quando o terreno apresenta alta resistividade elétrica, as proteções atualmente empregadas, por falta de sensibilidade, não conseguem detectar o defeito, pois as correntes resultantes são normalmente inferiores aos ajustes dos sensores de neutro à corrente nominal do circuito faltoso. Neste artigo é apresentada uma solução inovadora para a identificação do rompimento de condutores de redes de alta tensão, pelo adequado monitoramento e interpretação das grandezas medidas no secundário do transformador de distribuição. Quando o monitoramento simultâneo de transformadores instalados em pontos estratégicos da rede de distribuição é realizado remotamente em centro de controle, é possível localizar com precisão e rapidez o trecho do alimentador que se encontra com defeito.

Vale ressaltar que no módulo de comunicação de curta distância existe um terminal remoto instalado e desenvolvido em um microcomputador do tipo *notebook*, que permite a leitura e gravação das configurações de proteção, leitura de eventos, monitoramento em tempo real e cadastramento da Central Remota, utilizando comunicação por cabo ou através de dispositivo *Bluetooth*. Já o módulo de comunicação de longa distância possui um servidor de dados, também instalado em um microcomputador, que permite a visualização dos registros enviados via comunicação de longa distância, os quais correspondem aos eventos que exigem uma atuação mais rápida por parte das equipes de manutenção.

a) Monitoramento: A Central Remota realiza o monitoramento de tensão, corrente e temperatura. A supervisão da tensão do secundário do transformador fornece dados para a tomada de decisão de interrupção do circuito de baixa tensão e para o registro de eventos de sobretensão, subtensão, falta de fase, falta de alta impedância e falta de energia. Já a supervisão da corrente do secundário do transformador fornece dados para a tomada de decisão de interrupção do circuito de baixa tensão e para o registro de eventos de sobrecorrente e sobrecarga. Cada fase e o neutro da rede de baixa tensão têm a sua supervisão independente, embora a tomada de decisão de interrupção do circuito de baixa tensão possa ser uma combinação dos eventos nas três fases e no neutro, em caso de circuito trifásico. O monitoramento de temperatura fornece informações sobre a temperatura interna do gabinete, temperatura ambiente e temperatura no topo do óleo, medida indiretamente no tanque do transformador. Essas informações permitem que sejam efetuados cálculos de perda de vida útil do transformador, além de fornecer dados para a tomada de decisão de interrupção do circuito de baixa tensão em casos de superaquecimento do transformador de distribuição protegido ou o superaquecimento interno do gabinete da Central Remota.

b) Proteção em Eventos de Corrente: A Central Remota permite o ajuste da curva de proteção para eventos de sobrecorrente através da definição da faixa de operação temporizada, para correntes entre 100% e 300% da corrente nominal do transformador, com seis pontos programados na curva *tempo x corrente* e a definição da corrente mínima para a operação instantânea, permitindo a coordenação com demais proteções instaladas na rede. O modelo usado na proteção temporizada é o de acumulação, onde uma sobrecorrente incrementa o acumulador e uma corrente inferior à nominal o reduz, fazendo com que o estado do algoritmo de proteção acompanhe o carregamento do transformador. Na opção de religamento automático, pode-se ajustar a temporização entre três tentativas possíveis para o restabelecimento do circuito. A Figura 2 exemplifica a tela do aplicativo do terminal remoto para a configuração da curva de proteção do transformador de distribuição contra sobrecargas e curtos-circuitos na rede secundária.

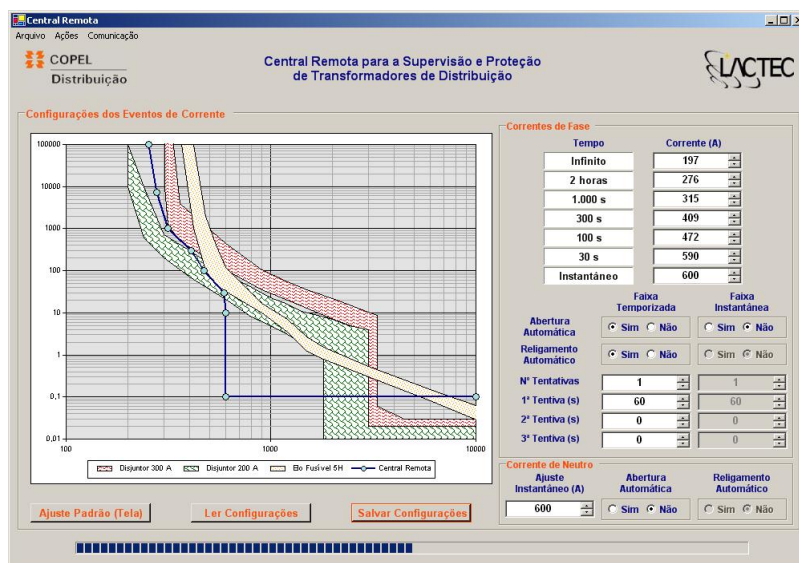


Figura 2 – Configuração dos Eventos de Corrente da Central Remota

c) Proteção em Eventos de Tensão: O algoritmo de tensões monitora individualmente as tensões das três fases da rede de baixa tensão, avaliando os limites configurados e tempos para passagem de uma condição à outra e executando as ações competentes, tais como desligamento e/ou religamento do disjuntor. O algoritmo possui dois módulos distintos. O primeiro está relacionado com o comportamento de cada fase, avaliando um conjunto de seis condições, correspondentes às faixas de tensão de entrada, não mutuamente exclusivas, a saber: condição normal, subtensão precária, subtensão crítica, sem tensão, sobretensão precária e sobretensão crítica. A condição é modificada pela mudança do valor instantâneo da tensão (um ciclo de 60 Hz), desde que obedecido o tempo mínimo de transição e eventuais transições intermediárias. A alteração da condição constitui-se em evento a ser registrado e a serem tomadas ações cabíveis, tais como desligamento e/ou religamento do disjuntor. O segundo módulo possui funcionalidade bastante similar, porém utiliza os dados de tensão das três fases para a tomada de decisão, fazendo com que existam quatro diferentes condições de supervisão: normal, falta de fase, falta de energia e falta de alta impedância.

d) Proteção em Eventos de Superaquecimento: O monitoramento de temperatura é feito de forma individual das temperaturas interna, do tanque do transformador e ambiente, avaliando os limites configurados e tempos para passagem de uma condição à outra, e executando as ações competentes, tais como desligamento e/ou religamento do disjuntor. O primeiro módulo está relacionado com a temperatura do tanque (topo do óleo) e possui um conjunto de três condições (normal, superaquecimento primeiro estágio e superaquecimento segundo estágio), correspondentes às faixas de temperatura usuais de operação do transformador. A condição é modificada pela mudança do valor instantâneo (um ciclo de 60 Hz) da temperatura medida, desde que obedecidos os tempos de transição. A alteração da condição constitui-se em evento a ser registrado e a serem tomadas ações cabíveis. De acordo com a condição, as faixas de temperatura podem variar, devido à histerese de entrada e saída do evento. O segundo módulo está relacionado com a temperatura interna do gabinete da Central Remota e possui um conjunto de duas condições (normal e superaquecimento), com lógica de atuação similar à do primeiro módulo.

e) Controle do Disjuntor: A Central Remota realiza o monitoramento do disjuntor instalado no seu gabinete. Com isso é possível verificar o estado do disjuntor para que as operações de abertura e religamento possam ser realizadas, garantindo a operação normal do dispositivo de proteção. Vale ressaltar que a Central Remota permite a alteração do estado do disjuntor através do seu painel interno ou através do Terminal Remoto, possibilitando operações manuais de interrupção e de fechamento (religamento) do circuito secundário, sob a responsabilidade da equipe de manutenção da Concessionária.

f) Sinalização Interna e Externa: A sinalização visual interna é responsável por informar à equipe de manutenção sobre o estado de funcionamento da Central Remota, visando principalmente a segurança de qualquer operação e maior facilidade para a alteração de parâmetros de proteção ou religamento, caso o terminal remoto não esteja disponível para a equipe no momento da manutenção. As informações sinalizadas incluem o estado do disjuntor, a ocorrência de algum evento registrado, o estado de falta, o estado de energização dos circuitos da Central Remota e o seu estado operacional (se normal ou com erro). Para o caso de bloqueio de religamento da Central Remota, está prevista uma sinalização externa, a fim de facilitar a identificação do posto de transformação pelas equipes de manutenção.

g) Registro de Eventos: A Central Remota possui memória de massa, com capacidade de 4 MB, para armazenar pelo menos 30 dias de dados coletados. A memória possui duas partições: uma para o registro de configurações e outra para o registro de eventos e curvas de carga. A partição de configuração armazena as últimas configurações da Central Remota, executando os procedimentos de segurança quando da troca de configuração. A partição de registro de eventos e curva de carga armazena registros de forma sequencial, mantendo o acesso aos registros passados que forem possíveis e fazendo com que sempre haja espaço para o armazenamento de novos registros, desprezando os mais antigos.

h) Comunicação de Curta Distância: A Central Remota dispõe de um ponto de comunicação remoto de

curta distância, com alcance de aproximadamente 30 m, que possibilita a leitura e gravação da configuração do equipamento, a extração dos dados armazenados, monitoramento de grandezas elétricas em tempo real, etc. A comunicação remota de curta distância emprega técnicas com fio e sem fio, com uso preferencial de comunicação sem fio (Bluetooth), priorizando a segurança física do equipamento. O protocolo de comunicação foi desenvolvido pelo LACTEC e possui elevada robustez, proporcionando a segurança de operação e confiabilidade. O tipo de comunicação é serial, minimizando a quantidade de conexões ou de canais de transmissão de dados.

i) Comunicação de Longa Distância: A inclusão desta funcionalidade na detecção de faltas de alta impedância teve o objetivo de minimizar o tempo no qual um condutor do alimentador de alta tensão fica rompido e em contato precário com o solo, podendo causar acidentes graves. Para tanto, é iniciada uma comunicação mais efetiva entre a Central Remota e a subestação ou centro de controle, através de um canal de comunicação de longa distância, via telefonia celular (GPRS), sinalizando a necessidade de atuação imediata da equipe de manutenção da Concessionária na rede de distribuição. Este canal de comunicação também é utilizado quando ocorre a detecção de interrupção de energia, de falta de fase na rede de média tensão ou o bloqueio de operação da função de religamento automático.

A Figura 3 mostra detalhes dos dois protótipos construídos pelo LACTEC para avaliação do desempenho em laboratório e em campo.

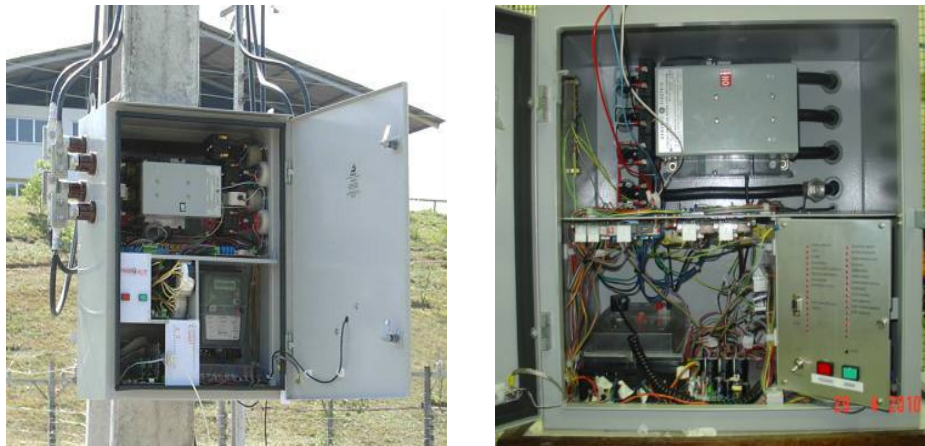


Figura 3 – Protótipos Inicial e Final da Central Remota

II. Ensaios em Laboratório

Visando a avaliação das funcionalidades propostas, foram realizados ensaios funcionais em laboratório no primeiro protótipo desenvolvido. Nestes ensaios validou-se as funções implementadas de proteção do transformador de distribuição interligado e a adequada atuação do disjuntor, além de avaliar de forma indireta a capacidade de monitoramento e os meios de comunicação de curta e de longa distância.

A Figura 4 exemplifica o registro oscilográfico da tensão (azul) e corrente (vermelha) de uma fase da Central Remota, durante um ensaio de laboratório, sobre a qual é submetida uma subtensão crítica com duração de 50 ciclos (833 ms). Nesse caso, a Central Remota foi previamente programada para promover a abertura e o religamento automático da rede secundária, caso o evento permanecesse na condição de anormalidade ou retornasse desta, respectivamente, por mais de 10 ciclos. Também foram avaliadas as condições de operação da Central Remota para eventos de sobrecorrente e superaquecimento do transformador de distribuição protegido. Além disso, foram simuladas condições de faltas de fase e de alta impedância no circuito de média tensão, com resultados plenamente satisfatórios.

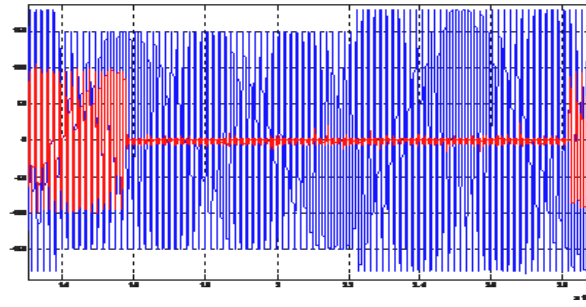


Figura 4 – Subtenção Crítica Temporária na Rede de Baixa Tensão

III. Ensaio em Campo

Em Agosto de 2007, foi realizado ensaio de campo com o primeiro protótipo da Central Remota. Neste ensaio foram avaliadas as funções de proteção da Central Remota contra curtos-circuitos monofásicos (para a terra e o neutro) e trifásicos, próximos e distantes, além de sua coordenação com o elo fusível instalado junto aos terminais de alta tensão de um transformador 15 kV, 75 kVA, na Rede Didática da COPEL (ver Figura 5). Adicionalmente, foram avaliadas as condições mínimas para a identificação do rompimento de condutores da rede de média tensão, provocando faltas de alta impedância em solos de alta resistividade (asfalto, terreno arenoso, etc.), tanto do lado da fonte de suprimento (subestação), como do lado da carga, quando o condutor rompido é alimentado pelos transformadores de distribuição à jusante do defeito.



Figura 5 – Avaliação do 1º Protótipo da Central Remota em Campo

Nos ensaios realizados de curto-circuito, a Central Remota apresentou desempenho satisfatório, interrompendo o circuito faltoso e religando-o adequadamente. Nestes ensaios, a Central Remota foi configurada para três tentativas de religamento, com temporizações de 0,5, 1 e 2 minutos. Os resultados demonstraram desempenho satisfatório do protótipo para curtos-circuitos com amplitudes de até 5.500 A, possibilitando a adequada proteção da rede de baixa tensão, sem superaquecimento do disjuntor e sem provocar a operação dos elos fusíveis instalados na rede de média tensão.

Para a avaliação dos eventos de falta de alta impedância, foi realizada a aplicação intencional de curto-circuito entre fase e terra, deixando um condutor da rede de média tensão tocar o solo, controlado à distância por uma equipe de linha viva da COPEL Distribuição (ver Figura 6). Por não se possuir informações técnicas suficientes para identificar faltas de alta impedância no circuito de média tensão, com a Central Remota instalada à jusante do defeito, foram realizadas medições simultâneas dos sinais de tensão e corrente na saída do alimentador na subestação, na portaria do Almojarifado (à montante do defeito), Rede Didática (à jusante e próxima do defeito) e na Oficina de Manutenção (à jusante e distante do defeito).



Figura 6 – Simulação em Campo de Falta de Alta Impedância

Nos casos em que se simulou o rompimento de condutores de média tensão sobre solos de elevada resistividade, como o asfalto, independentemente se a falta ocorre no lado da fonte ou da carga, observam-se oscilações de alta frequência no sinal da tensão da fase faltosa, com frequência da ordem de 1,4 kHz, apenas quando a medição é realizada à jusante da falta (ver Figura 7)

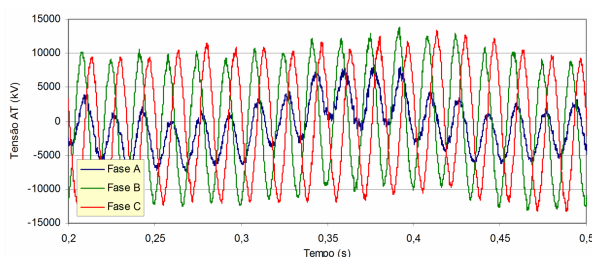


Figura 7 – Tensões Primárias Medidas à Jusante do Ponto com Defeito

Apesar da presença de componentes de alta frequência na tensão primária, não se observam vestígios deste sinal na rede de baixa tensão, descartando a hipótese inicial de identificação de faltas de alta impedância na rede de média tensão pelo monitoramento de sinais de alta frequência nos terminais secundários do transformador de distribuição protegido pela Central Remota, independentemente da resistividade do solo onde a falta ocorre. Quando a falta de alta impedância ocorre em terreno argiloso, com resistividade em torno de 90 ohm.m, no lado da carga, além de sinais de alta frequência na fase faltosa da rede de média tensão, observa-se o deslocamento das fases afetadas no circuito secundário do transformador de distribuição monitorado (à jusante do defeito), possibilitando identificar o momento em que o condutor da rede de média tensão toca o solo (em torno de 0,41 s), conforme mostra a Figura 8.

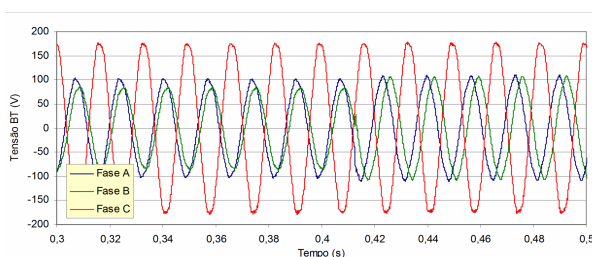


Figura 8 – Tensões Secundárias Medidas à Jusante do Ponto com Defeito

A análise das tensões e correntes medidas nos ensaios de campo indicou técnicas alternativas para a identificação de faltas de alta impedância em alimentadores de média tensão, seja pela supervisão das tensões na rede secundária, seja pelo monitoramento direto das tensões na rede primária, quando é possível a detecção simultânea de falta de fase e sinais com frequência na faixa de 0,5 a 2,5 kHz. Em ambos os casos, a proteção deve ser instalada à jusante do ponto com defeito.

Em função dos custos envolvidos para a repetição de ensaios de campo em redes de distribuição com

topologias mais complexas e maior número de consumidores, optou-se em simular digitalmente o comportamento de redes urbanas sob condições de falta de alta impedância através dos programas ATP e Orcad-Pspice, utilizando-se os resultados dos ensaios realizados em laboratório e campo para validar todos os modelos simulados em computador. A partir de centenas de simulações digitais em alimentadores típicos da COPEL Distribuição, foi desenvolvido algoritmo inédito para a identificação de faltas de fase e faltas de alta impedância na rede de média tensão, em processo de solicitação de patente, implementado nos novos protótipos da Central Remota. Sua validação final, entretanto, aguarda programação de ensaio de campo pela COPEL Distribuição.

Em Março de 2010, o LACTEC deu início à instalação e colocação em operação de seis novos protótipos da Central Remota, atendendo às modificações sugeridas na avaliação do primeiro protótipo, sendo quatro unidades para a supervisão e proteção de transformadores de distribuição de potência nominal 75/45 kVA, com disjuntor de 300 A, e duas unidades para transformadores 112,5/75 kVA, com disjuntor de 450 A.

Todas as seis unidades foram configuradas para o monitoramento de eventos de subtensão, sobretensão, falta de energia, falta de fase, falta de alta impedância, superaquecimento interno e do transformador de distribuição protegido, além de sobrecargas temporizadas e curtos-circuitos. Com exceção dos eventos de sobrecarga temporizada e curtos-circuitos, configurados para abertura automática e apenas um religamento automático após 60 segundos, todos os demais eventos supervisionados apenas deverão ser registrados na memória de massa do equipamento, para evitar interrupções, mesmo sob condições adversas na rede secundária. A Figura 9 exemplifica a tela do terminal remoto (notebook), para a configuração adotada para eventos de tensão na rede de baixa tensão.

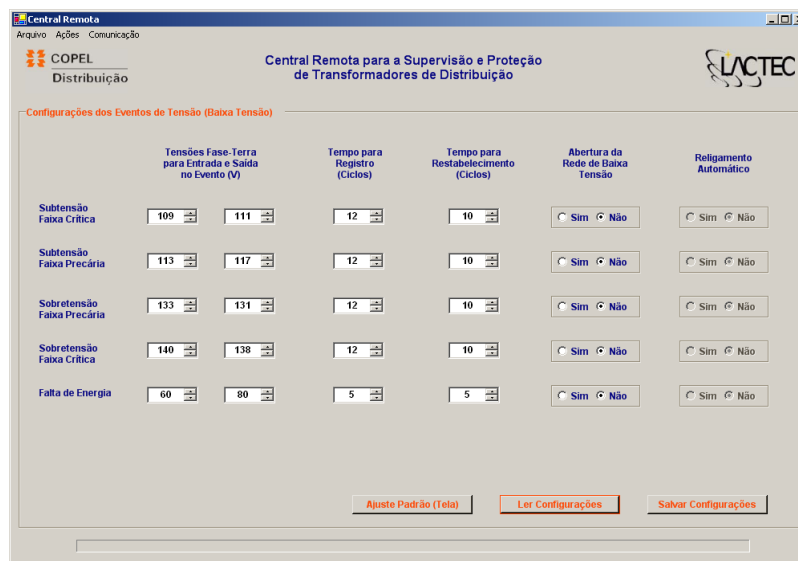


Figura 9 – Configuração para Eventos de Tensão na Rede Secundária

A Figura 10 mostra detalhe do protótipo da Central Remota, em operação na rede da COPEL Distribuição desde Março de 2010, na Rua Guaratuba 96, no bairro Ahú, em Curitiba, protegendo um transformador de distribuição de classe 15 kV, 75 kVA, equipado com disjuntor de 300 A. Durante o período monitorado nesta Central Remota, foi observada a ocorrência de diversos eventos de sobrecarga (sobrecorrente temporizada), quando uma das fases do circuito apresentava corrente superior ao valor nominal do enrolamento secundário (196,8 A), por alguns segundos (ver Figura 11). A Figura 12 mostra uma curva típica da carga alimentada, com valores integralizados a cada 15 minutos.



Figura 10 – Vista Geral da Rede de Distribuição com a Central Remota

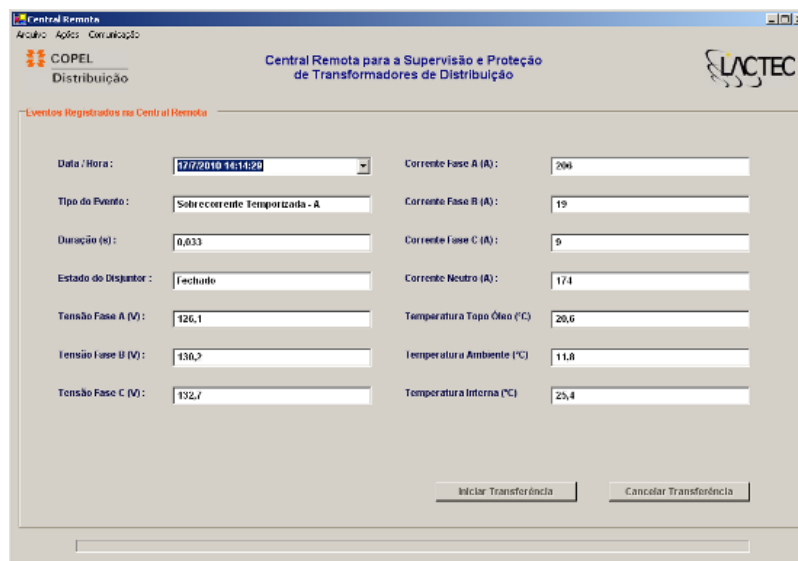


Figura 11 – Evento de Sobrecarga Registrado pela Central Remota

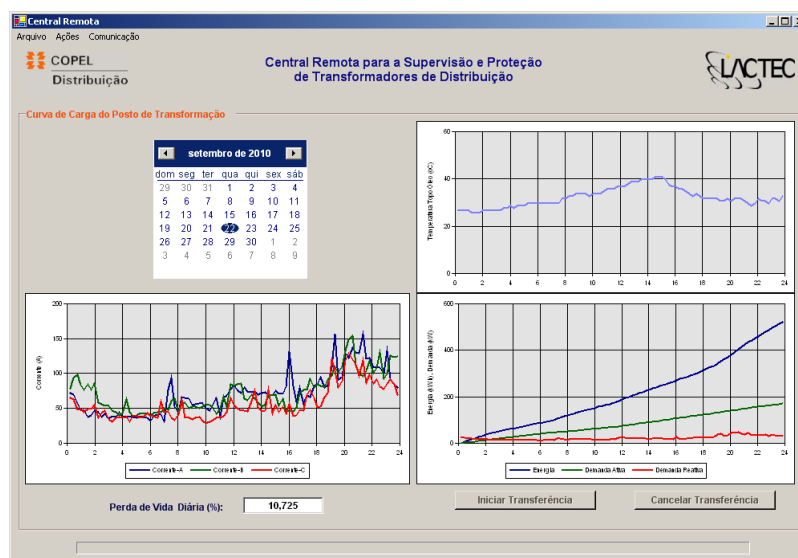


Figura 12 – Ciclo Diário de Carregamento, Energia e Temperatura

Em Outubro de 2010, a COPEL Distribuição passou a ser responsável pelo acompanhamento do desempenho dos protótipos instalados, além de descarregar periodicamente os registros acumulados na memória de massa das seis unidades, através do terminal remoto desenvolvido (*notebook*). Em Maio de 2011, verificou-se infiltração de água de chuva nas caixas metálicas de duas unidades, então retiradas de operação, por falha na vedação dos prensa-cabos utilizados, causando danos graves nos circuitos eletrônicos. Apesar disso, não há relatos de abertura inadequada da rede secundária protegida, nem comprometimento na operação da rede de distribuição.

A Figura 13, finalmente, exemplifica a função “Monitoramento On-Line” implementada no terminal remoto (*notebook*), para permitir a avaliação das grandezas elétricas supervisionadas pela Central Remota, em tempo real.

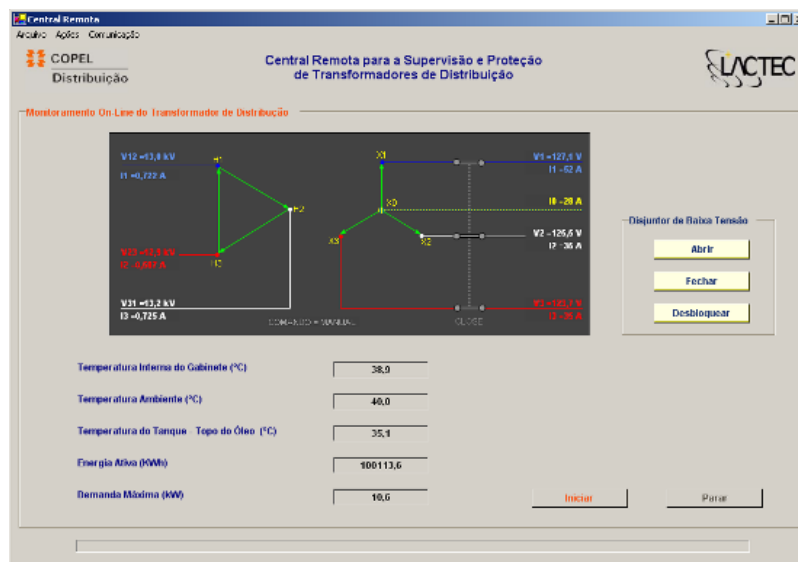


Figura 13 – Grandezas Monitoradas em Tempo Real pela Central Remota

3. Conclusões

Ainda que a Central Remota tenha sido concebida há quase 8 anos, quando as tecnologias disponíveis, especialmente na área de comunicações, eram limitadas, o equipamento desenvolvido é atual, útil, confiável e robusto para permitir a supervisão das redes de média e de baixa tensão de sistemas de distribuição, assim como para a proteção adequada de transformadores de distribuição convencionais. Pode ser facilmente adaptado para utilização em redes do tipo *smart-grid*, privilegiando a supervisão remota e a automação de redes de baixa tensão.

Pode-se afirmar que o desempenho obtido nos protótipos da Central Remota avaliados em campo foi plenamente satisfatório. Os problemas relatados de infiltração de água da chuva no gabinete metálico de duas unidades, com conseqüentes danos nas funções operacionais, não invalidam os resultados obtidos, já que o objetivo da avaliação em campo era justamente identificar os pontos fracos de projeto, visando uma eventual continuidade deste desenvolvimento.

Disponibilizou-se metodologia inédita para a identificação de faltas de alta impedância em redes de média tensão, quando a Central Remota é instalada à jusante do local defeituoso, possibilitando a sinalização remota da falha em um Centro de Controle, através de comunicação de longa distância, via telefonia celular. Tal metodologia ainda deverá ser comprovada em ensaios de campo, a serem realizados oportunamente na rede de distribuição da Concessionária.

Algumas funções e circuitos implementados na Central Remota não demonstraram o desempenho esperado. Visando a continuidade deste projeto de P&D, com o desenvolvimento de protótipo cabeça de série, propõem-se as seguintes modificações e/ou melhorias:

- Reengenharia do gabinete metálico, visando reduzir suas dimensões e permitir a fixação mais eficiente dos condutores utilizados para a ligação da Central Remota com os terminais secundários do transformador de distribuição e com a rede de baixa tensão;
- Re-projeto do gabinete metálico, visando reduzir a temperatura interna de operação, assim como a ocorrência de condensação interna, além de garantir vedação adequada para evitar a infiltração acidental por água de chuva;
- Reengenharia dos circuitos impressos desenvolvidos e utilização de componentes eletrônicos com tecnologia mais recente;
- Utilização de transformadores de corrente independentes de medição e de proteção, para eventos de sobrecorrente instantânea e temporizada;
- Reavaliação da proteção de neutro para redes de baixa tensão;
- Reavaliação dos sensores utilizados para a supervisão da temperatura do topo do óleo do transformador de distribuição e da temperatura ambiente;
- Permitir a medição da energia elétrica consumida e a demanda no posto de transformação, sem a utilização de medidores eletrônicos convencionais;
- Reavaliação da arquitetura interna, visando a inclusão de outras funções de supervisão e proteção da rede de baixa tensão, como, por exemplo, circuitos concentradores de medidores de energia, medição de componente harmônicos, comunicação via PLC, etc.
- Utilização de meios de comunicações mais eficientes e confiáveis para a transferência dos dados registrados, requisitados localmente, através de comunicação de curta distância, ou remotamente, através de comunicação de longa distância, seja para uso esporádico ou em tempo real pela Concessionária;
- Disponibilização dos dados monitorados na rede de computadores da COPEL Distribuição, incluindo outras formas (métodos) de análise e apresentação das informações supervisionadas.

4. Referências bibliográficas

1. Ravaglio, M. A., Nascimento, J. C., Bannack, A. “Desenvolvimento de equipamento automático para a proteção e monitoração da baixa tensão de transformadores de distribuição convencionais”. Relatório de Projeto. Lactec, 2001.
2. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO - ONS – “Especificação Técnica de UTR para Modernização do Sistema Elétrico Nacional”. Sistema de telemedição, telesinalização, telecontrole e seqüência de eventos. Diretoria de Operação, ONS, 2001.
3. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - Portaria 046, de 17 de Abril de 1978.
4. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - Resolução 024, de 27 de Janeiro de 2000.
5. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - Resolução 505, de 26 de Novembro de 2001.
6. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - Resolução 075, de 13 de Fevereiro de 2003.
7. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - Resolução 024, republicação de 13 de Março de 2003.
8. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - Resolução 676, de 16 de Dezembro de 2003.
9. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - Resolução 505, republicação de 16 de Janeiro de 2004.