

XIV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

**UTILIZAÇÃO DA OSCILOGRAFIA DIGITAL NA MALHA DE DISTRIBUIÇÃO DA
CEMIG: GANHOS OBTIDOS, PROBLEMAS ATUAIS E PERSPECTIVAS**

**JÚLIO CÉSAR MARQUES DE LIMA
GILBERTO ABDO ROCHA
MARCOS ANTONIO ARRUDA LOPES**

CEMIG – COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS

**PALAVRAS-CHAVE: Oscilografia – Registrador Digital de Perturbação (RDP)
Localização de Faltas – Proteção Digital**

Foz do Iguaçu, 19 a 23 de novembro de 2000

UTILIZAÇÃO DA OSCILOGRAFIA DIGITAL NA MALHA DE distribuição DA CEMIG: GANHOS OBTIDOS, PROBLEMAS ATUAIS E PERSPECTIVAS

Júlio César Marques Lima* Gilberto Abdo Rocha Marcos Antônio Arruda Lopes

RESUMO

A operação dos sistemas elétricos de potência nos dias de hoje tem se valido cada vez mais de ferramentas que permitam enfrentar situações de ocorrências no sistema. Neste caso, a oscilografia digital apresenta-se como uma ferramenta poderosa no auxílio às análises de perturbações, bem como na pronta localização dos pontos de defeitos, contribuindo para um rápido restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

Este artigo apresenta a experiência da CEMIG com a utilização da oscilografia digital em seu sistema de distribuição (tensões menores que 138 kV), utilizando uma rede de oscilografia composta por registradores digitais de perturbação (RDP's) de diversos fabricantes e relés digitais com a função de oscilografia incorporada. São apresentados exemplos da utilização desses recursos nas análises de perturbações e localização de defeitos e são discutidas as vantagens obtidas com a utilização dessas ferramentas, os problemas encontrados e as perspectivas de ampliação de sua utilização.

PALAVRAS-CHAVE

Oscilografia – Registrador Digital de Perturbação (RDP) – Localização de Faltas – Proteção Digital

1 – INTRODUÇÃO

A CEMIG opera o maior sistema de distribuição da América Latina, com mais de 250.000 Km de redes que atendem a 774 municípios do Estado de Minas Gerais, correspondendo a mais de 96% de cobertura do território mineiro. O sistema de distribuição (138 kV, 69 kV e 34,5 kV) possui mais de 400 subestações para atendimento aos consumidores.

Em 1999 a CEMIG alcançou um desempenho histórico no seu DEC – Duração Equivalente por Consumidor, índice que atingiu a marca de 9,9 horas. Várias ações implementadas pela empresa contribuíram para a obtenção deste índice, entre elas a utilização dos recursos de oscilografia digital, através da expansão da Rede de Oscilografia na malha de distribuição da empresa, bem como a utilização de registros oscilográficos disponibilizados pelos relés digitais.

A Rede de Oscilografia da CEMIG começou a ser implantada em 1995, com a aquisição e integração de registradores digitais de perturbação (RDP's) inicialmente instalados nas estações da malha Principal do Sistema (500 e 345 kV). Posteriormente a supervisão desses equipamentos foi estendida para as linhas do sistema de subtransmissão (138 kV) que derivavam dessas Estações. Em uma segunda etapa a CEMIG começou a instalar RDP's também nas instalações de maior porte do Sistema de distribuição da empresa. Atualmente, o grau de supervisão das linhas da malha de distribuição está sendo aumentado com a aquisição e instalação de mais 18 registradores em instalações do sistema de distribuição até o ano de 2002.

Também os novos relés digitais de proteção tem incorporado o registro oscilográfico das perturbações, informações sobre eventos e localização de faltas. Entretanto, em relação aos registradores digitais de perturbação, apresentam limitações do ponto de vista da precisão, devido à pequena amostragem dos dados de faltas e à pobreza da maioria dos algoritmos utilizados para o cálculo da distância ao ponto de falta, já que os mesmos não incorporam ao cálculo a compensação dos fatores que introduzem erros nessa medição. Além disso, a plena utilização dos dados disponibilizados depende da solução do problema da transmissão das informações para os Centros de Operação ou mesmo para o escritório central onde são feitas as análises de perturbações. A inexistência, na maioria das subestações, de canais de comunicação adequados para realizar a transferência desses dados, representa o maior obstáculo a ser superado.

Neste trabalho, serão abordadas as experiências com a utilização da oscilografia digital na malha de distribuição da CEMIG (tensões menores que 138 kV), os ganhos que vem sendo obtidos com a utilização desta ferramenta, bem como os problemas que ainda precisam ser resolvidos para consolidar a sua utilização pelo pessoal de análise de perturbações e pela operação em tempo real.

2 – A REDE DE OSCILOGRAFIA DA CEMIG

2.1 – BREVE DESCRIÇÃO

A Rede de Oscilografia da CEMIG é um conjunto de hardware e software integrados, que permite a correta utilização dos dados disponibilizados pelos Registradores Digitais de Perturbação (RDP's), relés digitais, Sistema Digital de Supervisão e Controle Local (SSCL) e pelo Sistema Digital de Alívio e Restabelecimento de Cargas (SIDARC).

A referência [1] apresenta em detalhes uma descrição dos diversos módulos que compõem a Rede de Oscilografia. A Figura 1 apresenta a configuração básica desta Rede:

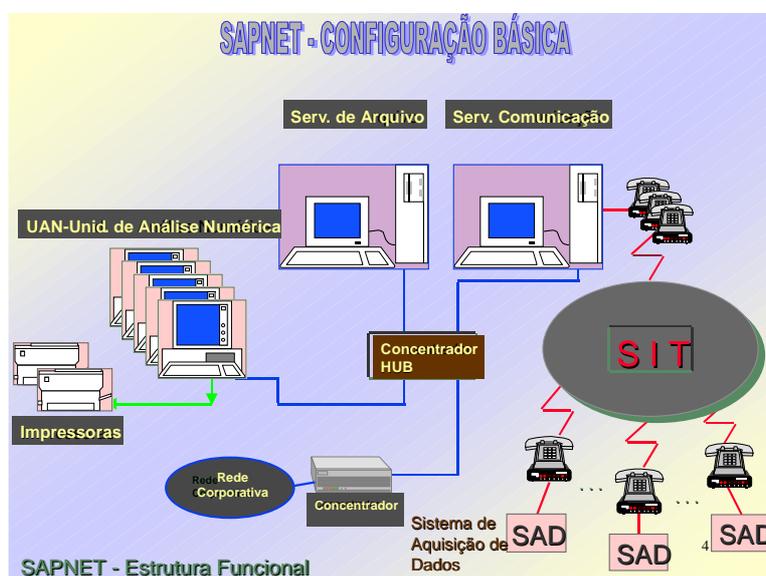


FIGURA 1 – Configuração Básica da Rede de Oscilografia da CEMIG

A facilidade de acesso aos dados das perturbações, armazenados pelos RDP's conectados à Rede, associada à utilização das ferramentas de apoio implementadas (localização de faltas, análise espectral, análise de componentes simétricos, plotagem dinâmica de parâmetros, etc.), tem trazido ganhos significativos tanto para as análises de perturbações quanto para o pronto restabelecimento do sistema. Estes ganhos serão descritos com mais detalhes no item a seguir.

2.2 – GANHOS OBTIDOS NA ATIVIDADE DE ANÁLISE DE PERTURBAÇÕES

A utilização dos dados disponibilizados pela Rede de Oscilografia tem permitido um salto de qualidade na atividade de análise de perturbações. Isso porque agora é possível determinar com maior segurança o tipo da falta e os valores das correntes de curto-circuito no momento do defeito, permitindo uma análise mais apurada com relação à operação dos dispositivos de proteção.

A utilização dos dados disponibilizados pela Rede de Oscilografia tem permitido ainda visualizar situações atípicas a que fica submetido o sistema elétrico durante ou após uma perturbação, esclarecendo comportamentos dos dispositivos de proteção até então classificados como indeterminados e permitindo uma revisão dos ajustes aplicados aos mesmos, a partir do conhecimento dessas situações.

Um exemplo típico de um desses eventos foi registrado durante a perturbação do dia 29/01/2000, quando foram registrados desligamentos da LT1 BH-Atalaia - Neves 1 138 kV (com derivação para a

SE Contagem 3), seguidos de religamentos automáticos e tentativas de restabelecimento não satisfatórios.

A figura abaixo apresenta de forma simplificada o sistema elétrico da região afetada pela perturbação.

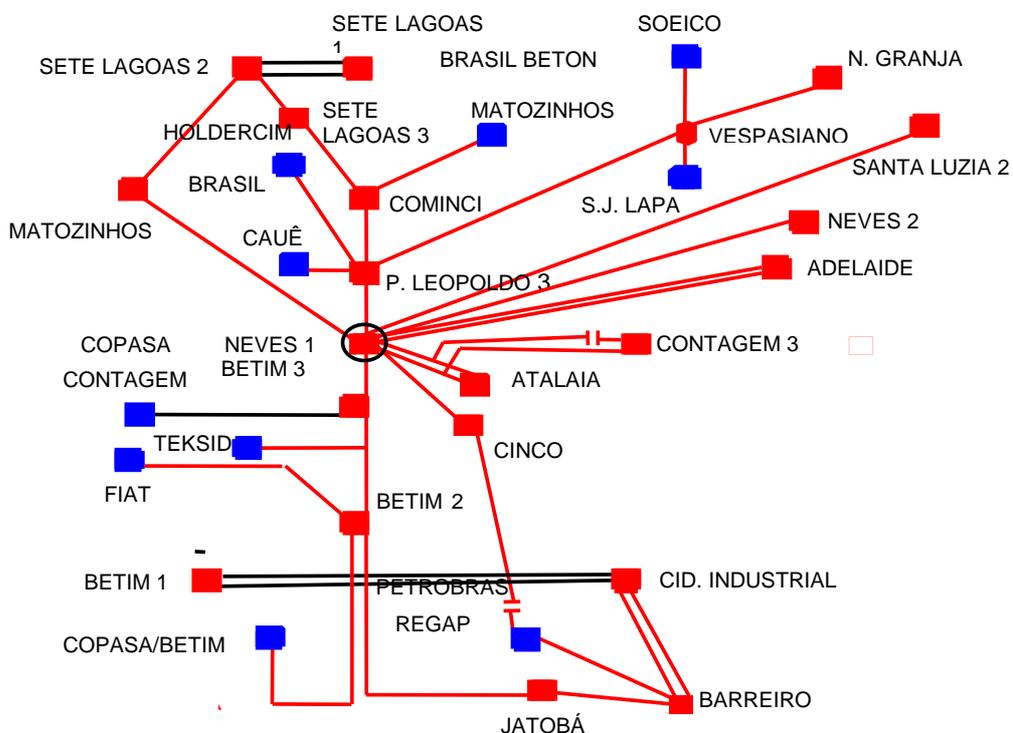


FIGURA 2 – Esquema Simplificado da Região da SE Neves 1

A Figura 3 apresenta o registro oscilográfico do início da ocorrência, às 22h35 do dia 29/01/2000, extraído da Rede de Oscilografia.

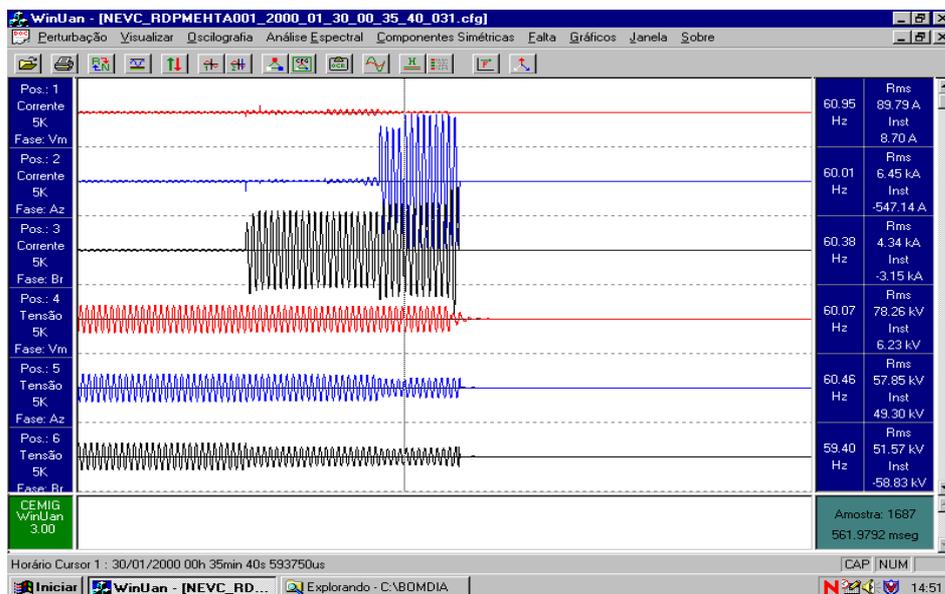


FIGURA 3 – Oscilografia do Início da Perturbação do dia 29/01/2000

Observando o registro acima, verificamos que o curto circuito inicial foi fase Branca-Terra, evoluindo posteriormente para um curto-circuito fases Azul-Branca-Terra (com duração total aproximada de 580 ms). De posse desses dados, foi possível concluir que foram corretas as atuações das proteções temporizadas de fase e terra nos terminais envolvidos na perturbação.

A seguir é apresentado um novo instante da mesma perturbação, que registra o religamento automático não-satisfatório no terminal da LT na SE Neves 1.

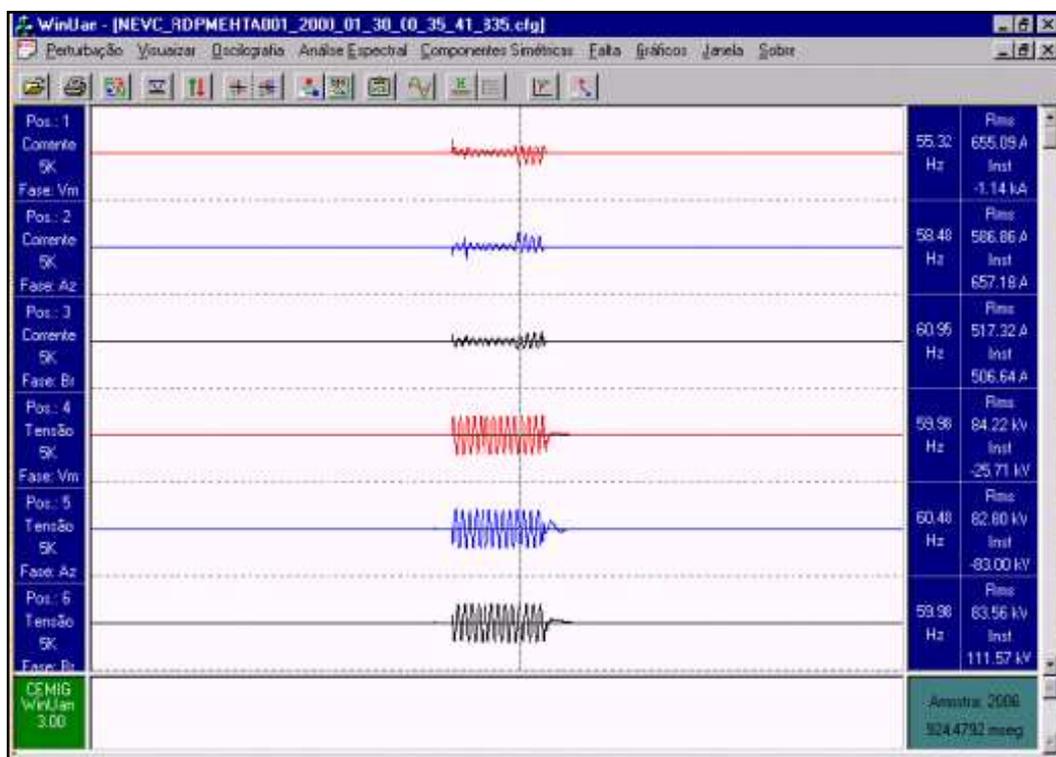


FIGURA 4 – Oscilografia da Ocorrência de 29/01/2000 mostrando a tentativa de retomada de Carga após o Religamento Automático da LT

Pela indicação do relógio verificamos que o esquema de religamento automático atuou corretamente em 1,804 s, próximo do tempo morto de religamento ajustado (valor de ajuste de 2 s). Pela medição de tensão o valor médio aproximado foi de 83 kV (RMS), portanto sem os afundamentos associados aos curtos circuitos. Além disso, a medição de corrente indicou um valor médio aproximado de 600 A (RMS), valor pouco acima do limite contínuo da LT, portanto associado à sobrecarga.

As SE's BH-Atalaia e Contagem 3 atendem a um região de carga pesada e, sob condições normais de operação, a carga nos alimentadores de distribuição é consideravelmente menor que a potência nominal dos equipamentos instalados. Quando um alimentador é religado instantaneamente, após uma falta, a corrente de "inrush" não excede de maneira significativa a corrente normal de carga e a corrente retorna rapidamente ao valor normal. Quando, porém, um alimentador permanece fora de serviço por um tempo suficientemente longo, o restabelecimento de suas cargas associadas deverá ser feito em bloco. A corrente total de "inrush" de todos os motores e outras cargas, neste caso, pode ser várias vezes maior que a corrente de pico para as cargas individuais. Essa condição é conhecida como "cold load restoration" (restabelecimento de carga fria) ou "cold load pickup".

Pela análise das oscilografias foi possível concluir que a corrente trifásica elevada na LT, sem afundamento de tensão, após o religamento temporizado, seria consequência do restabelecimento de carga fria na distribuição. O desligamento foi devido ao ajuste em 600 A da proteção 50 ("line pickup"-proteção secundária não supervisionada pelo canal digital do RDP), que operou devido à corrente na fase Vermelha ter atingido o valor de 655 A. A análise da perturbação e o equacionamento do problema foram satisfatórios graças à supervisão da LT pelo RDP.

2.3 – GANHOS OBTIDOS QUANTO AO RESTABELECIMENTO DO SISTEMA

Além dos registros oscilográficos das faltas, a Rede de Oscilografia da CEMIG oferece a opção de localização do ponto de falta. Para tanto, utiliza nos cálculos o algoritmo de WISZNIEWISK [3]. Este algoritmo está implementado sob duas formas: na opção automática, disponibilizada nos Centros de Operação Regionais da Distribuição, o software calcula a distância ao ponto de falta utilizando um método estatístico, informando ao usuário o ponto médio calculado e uma faixa incluindo os pontos mínimo e máximo calculados e um índice de probabilidade desse ponto de falta situar-se dentro da faixa informada. Já a opção manual exige que as informações sobre a falta sejam fornecidas passo a passo, conforme as inferências do analista, para a execução do cálculo.

A utilização da ferramenta de localização de faltas da Rede de Oscilografia tem contribuído para uma diminuição significativa no tempo médio de restabelecimento das linhas de transmissão. Os Centros de Operação Regionais da Distribuição, de posse da correta informação do ponto defeituoso e das características da falta, podem atender com maior rapidez às ocorrências no sistema elétrico, bem como utilizar esses dados para a pesquisa de problemas que podem levar a desligamentos permanentes nestas LT's.

Um exemplo típico de como a utilização dos recursos da Rede de Oscilografia pode contribuir para a diminuição do tempo de restabelecimento de uma LT é a identificação de defeitos em ramais radiais com chave de aterramento rápido. A CEMIG utiliza este sistema de proteção em alguns ramais radiais com subestações em derivação na LT. No caso de defeito na SE de derivação, as proteções sensibilizadas atuam na chave de aterramento rápido que, por sua vez, provocam o desligamento do terminal fonte, através de um curto-circuito monofásico franco na LT. Este sistema de proteção, geralmente empregado em subestações de pequeno porte por razões econômicas, utiliza também chaves motorizadas para seccionamento da SE onde se localiza o defeito, permitindo o religamento da LT e atendimento às outras SE's em derivação.

Um desses ramais, apresentado na figura a seguir, é supervisionado por um RDP, visando facilitar a correta localização do ponto de defeito.

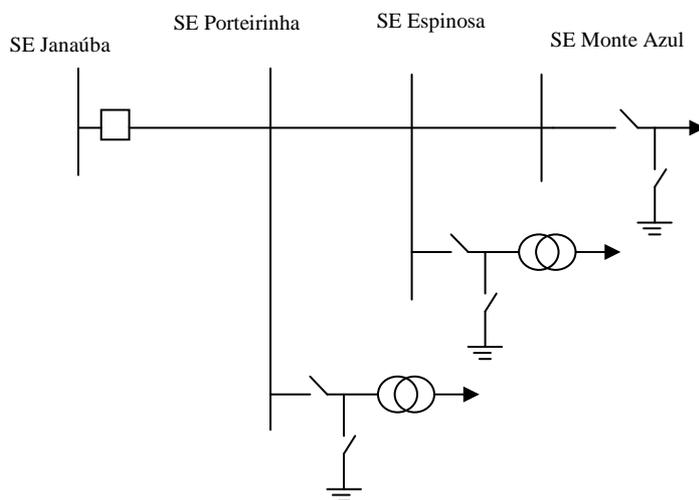


FIGURA 5 – Esquema Simplificado da LT Janaúba - Espinosa 69 kV

A Figura a seguir apresenta a oscilografia de uma falta registrada no dia 27/07/1999 na SE Monte Azul, que provocou a atuação da chave de aterramento rápido desta SE e o desligamento do disjuntor da LT na SE Janaúba.

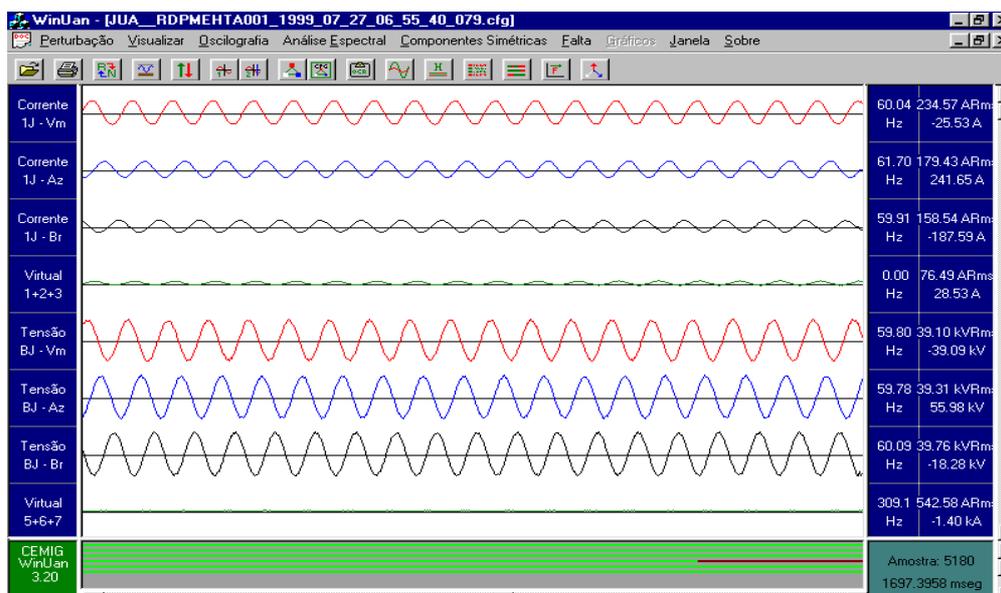


FIGURA 6 – Oscilografia da Falta na LT Provocada pela Chave de Aterramento Rápido da SE Monte Azul

O registro mostra a corrente de curto-circuito na fase Vermelha da LT, devido à operação da chave de aterramento rápido na SE Monte Azul. As correntes nas fases Azul e Branca são as contribuições do sistema para a falta no 13,8 kV, que provocou a atuação da chave de aterramento.

Se o ponto indicado para a falta coincidir com a posição da SE de derivação na LT, estará caracterizada a operação da chave de aterramento rápido, permitindo ao Centro de Operação tomar as providências para deslocamento de um técnico até à SE, visando a identificação do problema e realização das manobras de restabelecimento, visto que no ramal as SE's são desassistidas.

A figura a seguir apresenta o resultado da localização da falta cuja oscilografia foi apresentada na Figura anterior.

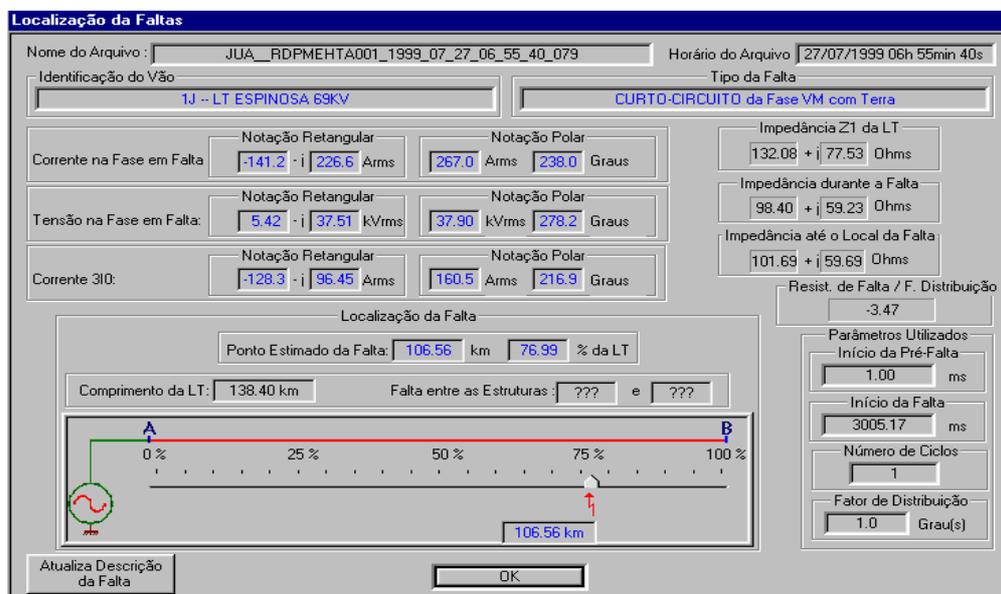


FIGURA 7 – Localização da Falta Referente à Oscilografia da Figura 6

A utilização dos recursos da Rede de Oscilografia permite então ao Centro de Operação definir se a falta está na LT ou em uma das SE's em derivação no ramal, permitindo um ganho no que se refere

ao acionamento de pessoal, no caso da falta estar em uma SE, diminuindo o tempo de restabelecimento das cargas atendidas pela LT.

De modo geral, assim que o Centro de Operação Regional obtém os dados relativos à localização do defeito pode tomar algumas providências preliminares:

- Determinação do contingente a ser acionado – Uma falta fase-terra geralmente significa um defeito mais simples que uma falta trifásica. Uma equipe menor pode ser acionada.
- Escolha dos veículos a serem utilizados – A indicação de uma falta em uma região montanhosa (a topografia pode ser confirmada pelo projeto da linha de transmissão), sinaliza a necessidade de utilização de veículos traçionados.
- Seleção do material – Embora todas as equipes disponham de um kit básico de emergência para restabelecimento de linhas de transmissão, uma falta trifásica por exemplo, indica a possibilidade de utilização de uma torre de emergência.

Um outro exemplo de utilização dos recursos da oscilografia digital na minimização dos tempos de restabelecimento pós-ocorrência será apresentado a seguir. Neste exemplo será apresentado o histórico de ocorrências na LT Governador Valadares 2 - Mantena 69 kV (via SE Central de Minas), cuja configuração simplificada é apresentada abaixo.

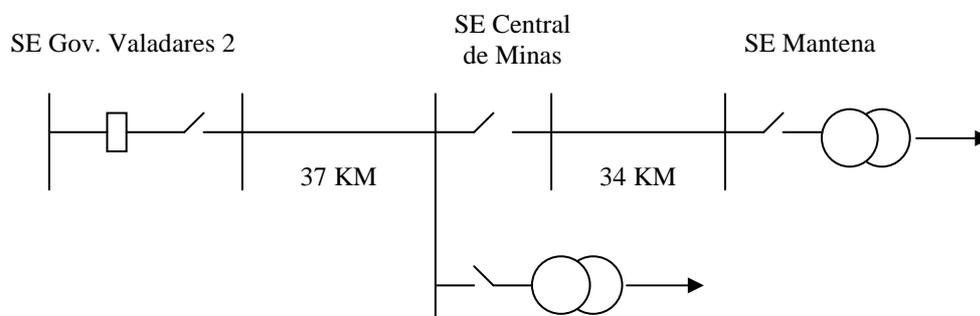


FIGURA 8 - Esquema Simplificado da LT Governador Valadares 2 – Mantena 69 kV

A LT Governador Valadares 2 – Mantena 69 kV apresentou 9 ocorrências com defeito permanente no período de janeiro de 1988 a dezembro de 1996, como podemos observar no quadro a seguir.

Tabela 1 – Ocorrências na LT Governador Valadares – Mantena 69 kV de Janeiro de 1988 a Dezembro de 1996

Data	Descrição da ocorrência	Tempo gasto para:		
		Recrutamento	Patrulhamento	Reparo
23/02/88	Cabo condutor rompido entre as estruturas 120/121	03:10	07:22	02:35
01/11/89	Cabo condutor rompido	01:35	01:05	00:22
20/12/90	Cabo condutor rompido nas 3 fases	04:38	07:30	14:27
29/12/90	Cabo condutor rompido entre as estruturas 143/144	03:15	00:10	05:34
25/01/91	Cabo condutor rompido	02:03	01:46	05:44
11/10/91	Cabo condutor rompido entre as estruturas 14/15	02:20	01:16	06:22
09/10/92	Estrutura 25 quebrada por ventos fortes	02:10	01:10	14:30
17/11/92	Estrutura 148 quebrada por ventos fortes	02:00	07:05	13:18
18/09/95	Cabo condutor rompido entre as estruturas 143/144	00:30	06:10	01:59
TOTAL		21:41	33:34	64:51
Média		02:24	03:44	07:12

Onde:

Tempo de recrutamento – É o período de tempo compreendido entre o acionamento da equipe de manutenção de linha de transmissão e a sua chegada à linha de transmissão.

Tempo de patrulhamento – É o período de tempo compreendido entre a chegada da equipe de manutenção à linha de transmissão e a localização física do defeito.

Tempo de reparo – É o período de tempo efetivamente gasto na correção do defeito.

Após a instalação do Registrador Digital de Perturbação na SE Governador Valadares 2, ocorrido em setembro de 1997, e sua integração à Rede de Oscilografia, foram verificadas 3 ocorrências conforme apresentado na Tabela 2. Todas as faltas foram registradas pelo RDP e localizadas através do software específico da Rede de Oscilografia.

Tabela 2 – Ocorrências na LT Governador Valadares – Mantena 69 kV após a Entrada de um RDP na SE Governador Valadares 2

Data	Descrição da ocorrência	Tempo gasto para:		
		Recrutamento	Patrulhamento	Reparo
29/01/99	Cabo condutor rompido entre as estruturas 138 e 139	00:31	00:37	09:51
22/10/99	Estrutura 111 quebrada	01:12	00:42	23:04
24/01/00	Poste de RDA tocando a LT	00:34	00:35	-
TOTAL		02:17	01:54	23:04
Média		00:45	00:38	-

O Anexo 1 deste trabalho apresenta fotos do local da falta registrada em 24/01/2000, que foi corretamente localizado pelo software de localização de faltas da Rede de Oscilografia, permitindo uma rápida intervenção e correção do problema.

Nas três ocorrências listadas acima, todas com defeito permanente, podemos verificar uma redução de 03h06 no tempo médio de patrulhamento (localização da falta) para esta linha de transmissão. Considerando esta redução no tempo necessário para a localização da falta, podemos calcular a redução de custo por ocorrência, à saber::

- **Custo com mão-de-obra:**

Dados:

RCM = Redução de custo com mão-de-obra

TMRP = Tempo médio reduzido com o patrulhamento = 03:06 h.

CMHH = Custo médio de 1 hh de 1 eletricista de linha de transmissão = R\$ 20,05.

CEML = Composição média de uma equipe de manutenção de linha de transmissão = 8 eletricistas.

$$RCM = TMRP \times CMHH \times CEML = 20,05 \times 8 \times 3,1 = \text{R\$ } 497,24$$

- **Custo com energia não vendida**

Dados:

RCENV= redução de custo com energia não vendida

VMEV = Valor médio da energia vendida pela Superintendência Leste = R\$ 130,00/ MWh

CMS = Carregamento médio das subestações supridas pela LT = 6,22 MVA

TMDR = Tempo médio de desligamento reduzido após a instalação do RDP = 03:06 h.

$$RCENV = VMEV \times CMS \times TMDR = 130,00 \times 6,2 \times 3,1 = \text{R\$ } 2.498,60$$

- **Custo reduzido total**

$$CRt = RCM + RCENV = \text{R\$ } 497,24 + \text{R\$ } 2.498,60 = \text{R\$ } 2.995,84$$

Onde CRt é o custo médio reduzido por ocorrência (mão-de-obra própria e energia não vendida) para a linha de transmissão Governador Valadares 2 - Mantena 69 kV (via Central de Minas), considerando-se o histórico de 1988 a 2.000, após a instalação do RDP na SE Governador Valadares 2.

A partir de 1995 a CEMIG passou a utilizar o localizador de defeitos modelo P500 da HATAWAY, em substituição aos equipamentos até então existentes. Este modelo também tem apresentado um bom desempenho na localização de faltas, sendo também responsável pela redução do tempo de patrulhamento em subestações onde não se dispõe de um RDP. Entretanto, em comparação com a ferramenta de localização de faltas da Rede de Oscilografia, este equipamento apresenta as seguintes limitações:

- Não identificação de defeitos onde o isolamento permanece superior a 150 V (tensão de pulso do equipamento), como em cadeias de isoladores com componentes quebrados;
- Dificuldades na localização de defeitos de alta impedância como árvores tocando a LT;
- Precisão na localização da falta dependente da sensibilidade do operador;
- Impossibilidade de localização das faltas causadoras de religamentos automáticos satisfatórios.

Um outro aspecto interessante da utilização da ferramenta de localização de faltas da Rede de Oscilografia da CEMIG tem sido o trabalho de prevenção de defeitos permanentes nas LT's. Utilizando-se as informações de localização de faltas nas quais houve religamentos automáticos satisfatórios em disjuntores que alimentam linhas de transmissão, pode-se realizar inspeções específicas e pesquisas de prováveis causas dos desligamentos momentâneos, o que contribui efetivamente para a eliminação de futuros desligamentos permanentes.

Alguns defeitos registrados na LT Governador Valadares 2 - Mantena 69 kV (via Central de Minas), que potencialmente poderiam evoluir para defeitos permanentes, puderam ser identificados e corrigidos a partir da identificação da localização da falta e posterior inspeção, quando de religamentos automáticos satisfatórios na LT, como pode ser observado abaixo.

Tabela 3 – Religamentos Automáticos Satisfatórios na LT Governador Valadares 2 – Mantena 69 kV cujos defeitos foram localizados e corrigidos

Data	Evento	Localização	Defeito encontrado
30/12/1999	Religamento automático satisfatório	Falta entre as estruturas 35 e 42	Árvore fora da faixa de servidão entre as estruturas 42 e 43 com a ponta queimada.
03/02/2000	Religamento automático satisfatório	Falta entre as estruturas 19 e 21	Jamper com dimensão inadequada e com sinais de chamuscamento (provável contato com a estrutura) na estrutura 21.

2.4 - PERSPECTIVAS

Atualmente existem 12 RDP's instalados em subestações da malha de distribuição, já integrados à Rede. A malha de distribuição também é supervisionada atualmente pelos RDP's instalados em 08 subestações da malha principal das quais derivam linhas de transmissão em 138 ou 69 kV.

Encontra-se em andamento o projeto de expansão da Rede de Oscilografia na malha de distribuição, que prevê a instalação e integração à Rede de mais 18 RDP's, o que contribuirá para o aumento do grau de supervisão da malha de distribuição do Sistema CEMIG. Os novos registradores já estão sendo licitados, prevendo-se o início de sua instalação para meados de 2001, com prazo final de execução do projeto para o final de 2002. A execução deste projeto de expansão permitirá o aumento do grau de supervisão da malha de distribuição da CEMIG, como pode ser visto na tabela abaixo:

Tabela 4 – Cronograma de Instalação de RDP's na Malha de Distribuição

	Ano 2000	Ano 2002
SE's da Distribuição com RDP's	12	30
LT's de 138 kV supervisionadas	48	103
LT's de 69 kV supervisionadas	16	24

3 – OSCIOGRAFIA E LOCALIZAÇÃO DE FALTAS COM RELÉS DIGITAIS

Com a introdução da tecnologia digital no campo da proteção de sistemas elétricos de potência, muitas funções acessórias tem sido agregadas aos equipamentos disponíveis no mercado. Assim é que a maioria

dos novos relés digitais para proteção de linhas de transmissão tem agregado as funções de registro oscilográfico das perturbações, registro de eventos e informações quanto à localização do ponto de falta.

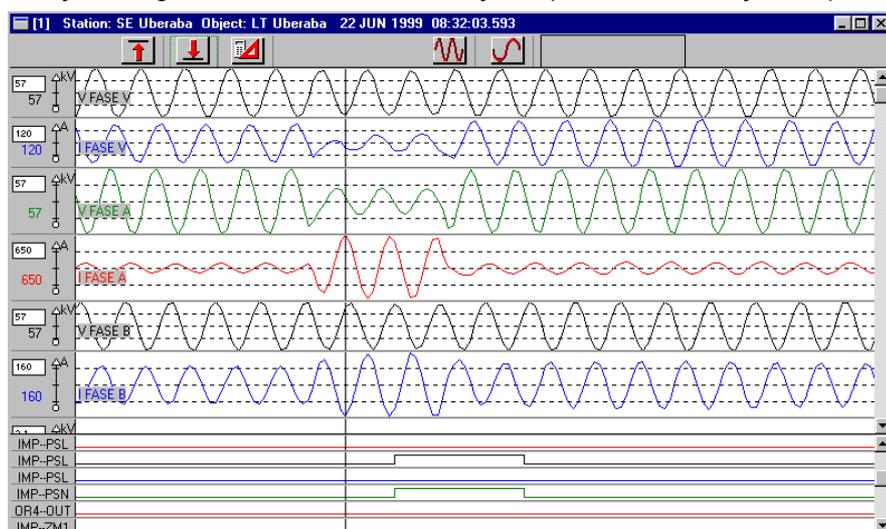


FIGURA 9 – Oscilografia de um Relé Digital de Distância REL 511 – ABB

Os registros de oscilografia coletados nos relés de proteção, semelhantes ao apresentado na Figura 9, são acessados através de software específico do fabricante e, de modo geral, atendem às necessidades da atividade de análise de perturbações. A figura acima apresenta um registro de oscilografia disponibilizado por um relé digital.

Já as informações sobre a localização da falta são geralmente fornecidas em milhas, quilômetros e porcentagem do comprimento da LT e disponibilizadas no display dos relés e também nos relatórios de perturbação, que podem ser extraídos juntamente com os registros oscilográficos. A Figura 10 mostra um desses relatórios destacando a localização da falta calculada pelo relé.

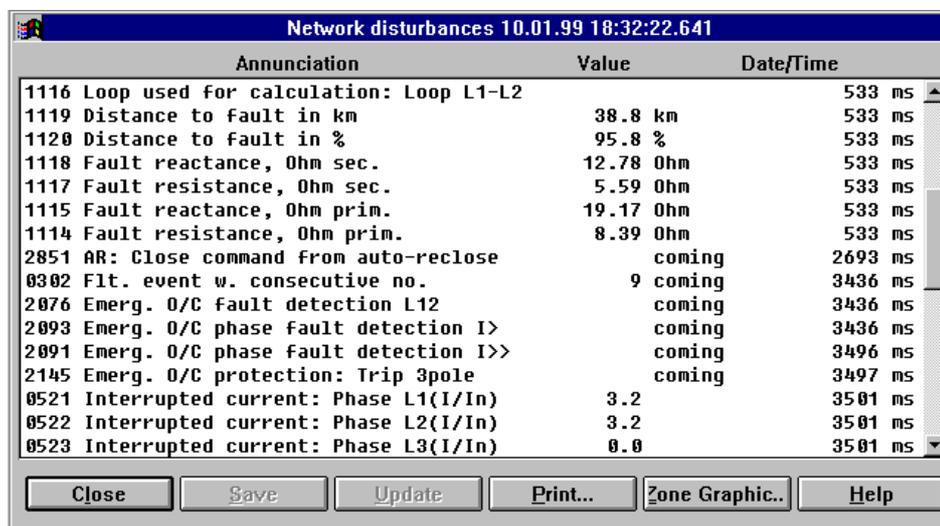


FIGURA 10 - Relatório de Perturbação com Localização da Falta disponibilizado por Relé SIEMENS

No que se refere à função de localização de faltas em relés digitais, é importante frisar que “o cuidadoso projeto de processamento de sinais, que fazem dos equipamentos bons relés, também contribui para o seu bom desempenho como localizadores de faltas, embora os requisitos para releamento e para localização de faltas sejam bastante diferentes.”[5] Entretanto, para que a utilização da função de localização de faltas disponibilizada pelos relés digitais se constitua numa ferramenta confiável para a Operação, é preciso uma maior verificação no que se refere à precisão dos dados disponibilizados. Esta constatação decorre da falta de informações quanto aos algoritmos implementados pelos fabricantes, principalmente no que se refere ao número de amostras de corrente e tensão de curto-circuito armazenadas para o cálculo da distância ao ponto de falta e de como estes dados são tratados pelos algoritmos até à disponibilização do resultado final.

Também deve ser verificado se estes algoritmos incorporam compensações para os fatores que influenciam a medição da distância ao ponto de falta. Esse assunto será melhor exemplificado no item a seguir.

3.1 - PRINCÍPIOS DA LOCALIZAÇÃO DE FALTAS BASEADA EM IMPEDÂNCIA

De modo geral, a função de localização de faltas baseada em impedância requer muitos dos mesmos passos de processamento de sinais exigidos para a proteção da LT, à saber:

- Medição correta das tensões fase-terra e das correntes em todas as fases;
- Extração dos fasores de corrente e tensão, através de métodos de filtragem de sinais digitais, visando remover as componentes de alta frequência e a componente DC, que introduzem erros nas medições;
- Determinação do tipo de falta, o que determinará o “loop” de medição a ser utilizado.

Calculada a impedância de seqüência positiva, referente aos fasores medidos, a distância ao ponto de falta pode ser determinada, de um modo simples, pela divisão da reatância medida pela reatância total da LT, multiplicada pelo comprimento da linha de transmissão.

O exemplo abaixo apresenta esta maneira de medir a localização do defeito, utilizando a reatância aparente [4].

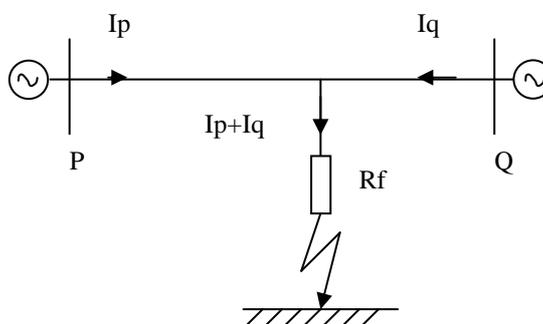


FIGURA 11 - Circuito Equivalente para uma Falta Fase-terra em uma Linha de Transmissão

A tensão na barra P é dada por:

$$V_p = I_p \alpha Z_\ell + (I_p + I_q) R_f \quad (1)$$

Onde α é a posição da falta ($0 < \alpha < 1$) e Z_ℓ é a impedância da LT P-Q

A impedância aparente da falta, vista da barra P, é:

$$Z_a = \frac{V_p}{I_p} = \alpha Z_\ell + \frac{(I_p + I_q) R_f}{I_p} \quad (2)$$

Se I_p e I_q estiverem em fase, o segundo termo de Z_a será inteiramente resistivo e α poderá ser estimado por:

$$\alpha = \frac{X_a}{X_\ell} = \frac{\text{Parte Imaginária de } Z_a}{\text{Parte Imaginária de } Z_\ell} \quad (3)$$

O exemplo acima é uma forma didática de exemplificar a medição da distância ao ponto de falta. Na prática, o algoritmo deverá levar em conta os parâmetros que introduzem erros nessa medição.

A precisão da medida da distância ao ponto de falta depende do algoritmo utilizado. Logicamente, uma maior janela de dados oferece mais condições de precisão na medição. Em geral, o cálculo da distância ao ponto de falta é feito com os valores instantâneos de corrente e tensão de curto-circuito armazenados para esse fim. “Em comparação com a função de proteção de distância do relé, a função de localização de faltas pode ter uma janela de dados substancialmente maior, correspondente ao tempo de operação da proteção mais o tempo de operação do disjuntor, o que permite agregar maior precisão ao cálculo a ser executado”. [6]

Outros fatores, tais como a resistência de falta, fluxo de carga, erros nos valores de seqüência zero da LT, existência de acoplamentos mútuos, existência de “infeed” de corrente nos dois extremos da LT, etc., também influenciam o cálculo da distância ao ponto de falta e a existência de compensações para os erros introduzidos por estes fatores proverá uma maior precisão ao algoritmo. A referência [5] detalha a influência de cada um desses fatores na medição da distância ao ponto de falta baseada em impedância.

A ferramenta de localização de faltas dos relés digitais, a princípio, não oferece a mesma precisão obtida com o algoritmo utilizado pela Rede de Oscilografia da CEMIG. Na falta de maiores informações quanto ao algoritmo em si, recorreremos às informações dos catálogos dos fabricantes e pudemos notar que a maioria desses algoritmos não levam em consideração, no cálculo da distância ao ponto de falta, a influência dos parâmetros que levam a erros nessa medição.

3.2 – UTILIZAÇÃO DA OSCILOGRAFIA E LOCALIZAÇÃO DE FALTAS DOS RELÉS DIGITAIS NA CEMIG

A utilização plena dos recursos de oscilografia e localização de faltas disponibilizados pelos novos relés digitais de proteção tem esbarrado em algumas dificuldades.

Inicialmente, fazia parte dos planos da CEMIG a integração dos novos relés digitais à Rede de Oscilografia. A primeira dificuldade encontrada foi obter informações precisas a respeito dos protocolos de comunicação e do formato dos arquivos gerados pelos relés, devido à resistência de alguns fabricantes em fornecer esses dados. Isso levou a CEMIG a promover modificações em suas especificações técnicas de compra dos relés de proteção, incluindo a exigência de fornecimento dessas informações quando da compra de novos equipamentos.

O desenvolvimento dos drivers de comunicação para integração dos relés digitais à Rede de Oscilografia ainda se encontra em fase embrionária. Até o momento apenas o driver de comunicação de uma proteção digital de distância foi desenvolvido.

No momento, os dados disponibilizados por esses relés não tem sido plenamente utilizados, já que muitos encontram-se instalados em subestações desassistidas ou que não possuem canais de comunicação para o acesso a essas informações. Isso obriga ao deslocamento de um técnico até à instalação para a coleta dos registros de perturbação no relé e envio das informações ao Centro de Operação Regional e ao setor responsável pelas análises de perturbações. Logicamente, a utilização da informação de localização de faltas para o pronto restabelecimento do componente defeituoso fica prejudicada. Além disso, deve-se levar em conta os custos com o deslocamento até às instalações para a coleta dos registros.

Visando um melhor aproveitamento das informações disponibilizadas encontram-se em andamento duas iniciativas. Continua o esforço no sentido de integrar os novos relés digitais à Rede de Oscilografia, através do desenvolvimento dos drivers de comunicação. Assim, seria possível coletar o registro oscilográfico do relé e tratá-lo no ambiente da Rede de Oscilografia, com vantagens, já que o algoritmo utilizado para a localização de faltas oferece maior precisão do que os utilizados pelos relés digitais, pelas razões citadas anteriormente. Ao mesmo tempo está sendo formatado o novo plano Diretor de Automação da Distribuição, que deverá levar em conta a problemática da falta de comunicação para acesso às informações dos relés digitais.

4 – CONCLUSÕES

A necessidade de ferramentas que permitam à operação dos sistemas elétricos de potência identificar rapidamente os defeitos, permitindo restabelecer com maior rapidez a alimentação dos consumidores, bem como analisar com maior precisão o desempenho dos sistemas de proteção frente às perturbações, tem levado ao aumento da utilização dos recursos da oscilografia digital.

A utilização da oscilografia digital na malha de distribuição da CEMIG tem trazido enormes benefícios, permitindo uma redução no índices de duração e freqüência de interrupção aos consumidores. Esses benefícios são listados abaixo, sob dois enfoques:

- a) do ponto de vista do restabelecimento do sistema elétrico

- diminuição do tempo de indisponibilidade das linhas de transmissão quando da ocorrência de defeitos permanentes;
- diminuição dos custos com a mobilização das turmas de linha;
- melhoria da logística de trabalho das turmas de linha.

b) do ponto de vista da atividade de análise das perturbações:

- validação das simulações em programas de curto-circuito;
- melhoria na análise de desempenho dos sistemas de proteção envolvidos nas perturbações;
- avaliação dos ajustes aplicados às proteções;
- criação de um banco de dados de faltas para posterior utilização pelas áreas de engenharia operacional de proteção e engenharia de manutenção;
- identificação de problemas localizados no sistema elétrico que antes da utilização dos registros oscilográficos não eram perceptíveis com os recursos então existentes.

Apesar dos benefícios obtidos até o momento, a utilização plena dos recursos de oscilografia disponibilizados tanto pelos RDP quanto pelos relés digitais ainda enfrenta restrições, principalmente no que se refere às limitações dos canais de comunicação.

Especificamente quanto à utilização dos recursos disponibilizados pelos relés digitais, faz-se necessária uma maior investigação dos algoritmos para localização de faltas utilizados por esses relés, visando determinar a sua precisão e confiabilidade para utilização pela operação. A plena utilização dessas informações deverá ser reavaliada tanto do ponto de vista da integração dos mesmos à Rede de Oscilografia, face às dificuldades de comunicação e desenvolvimento de programa para conversão e integração à Rede, quanto do ponto de vista do novo Plano Diretor da Automação da Distribuição, em fase de desenvolvimento.

5 – REFERÊNCIAS

[1] GOMES, Nilo Sérgio, ANDRADE, Sônia Ribeiro Campos, COSTA, Carlos Alberto Boaventura e COUTINHO, C.E.B., "SAPNET – Sistema de Análise de Perturbações da CEMIG", XV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Foz do Iguaçu, 17 a 22 de Outubro de 1999.

[2] OLIVEIRA, Jeder Francisco, LIMA, Júlio César Marques, GOMES, Nilo Sérgio, RIBEIRO, Guilherme Moutinho, "CEMIG Practical Experience in Transmission Line Fault Location", CIGRÉ Study Committee 34 Colloquium, Florença – Itália, 11 a 15 de Outubro de 1999.

[3] WISZNIEWSKI, A., "Accurate Fault Impedance Location Algorithm", IEEE Proceeding, Vol. 130, Number 6, November 1983.

[4] IEE, "Power System Protection – Vol. 4 – Digital Protection and Signaling", edited by The Electricity Training Association, London, 1995.

[5] SCHWEITZER, E. O., "A Review of Impedance-Based Fault Locating Experience", 40^o Annual Iowa-Nebraska System Protection Seminar, 1990.

[6] ZIEGLER, G., "Numerical Distance Protection – Principles and Application", Siemens-AG, 1999.

[7] Catálogos de Relés Digitais instalados no Sistema CEMIG.

ANEXO 1

Fotos do local do defeito do dia 24/01/2000 na LT Governador Valadares 2 - Mantena 69 kV (via Central de Minas). As fotos apresentam a posição de um poste de uma rede particular (construída sem autorização da CEMIG) com a ponta queimada próximo a LT, entre as estruturas 32 e 33.



Av. Barbacena, 1200 – 16º Andar - CEP 30161-970 - Belo Horizonte/ MG
Telefone: (31) 349-2763, Fax: (31) 299-3742
Email : jclima@cemig.com.br