



GRUPO V

GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO, CONTROLE E COMUNICAÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA (GPC)

PROCESSO DE SUBSTITUIÇÃO DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO DA MALHA DE TRANSMISSÃO DE 460 KV DA CESP – CONCEPÇÃO E VIABILIZAÇÃO

Marivaldo Torres *

Merionides Jonnel Ramos

Antônio Fernando de Araújo Fernandes

COMPANHIA ENERGÉTICA DE SÃO PAULO – CESP

RESUMO

Esse trabalho tem por objetivo apresentar a experiência da CESP no processo de substituição dos sistemas de proteção das linhas de transmissão que compõem sua malha de 460 KV.

Descreve-se as etapas de estudos, levantamento dos produtos existentes no mercado, elaboração da especificação técnica e padronização dos projetos e a substituição das proteções nos bays de linhas de transmissão da malha de transmissão de 460 KV.

PALAVRAS-CHAVE

Proteção digital, Sistema de monitoramento, Linhas de transmissão.

1.0 – INTRODUÇÃO

A malha de 460 KV do sistema CESP, por fazer parte do sistema interligado Sul/Sudeste e ainda por suprir grande parte da energia consumida pelo Estado de São Paulo, torna-se substancialmente importante, ao ponto de se requerer dela o máximo de confiabilidade.

Os sistemas de proteção atualmente em operação foram implantados entre 1968 e 1974. Nesse período, duas gerações de sistemas de proteção foram utilizadas, sendo a primeira concebida na década de 60 (sistemas eletromecânicos) e a segunda na década de 70 (sistemas eletrônicos). Esses sistemas com idade entre 25 e 31 anos, já apresentam os efeitos de obsolescência e envelhecimento, reservas técnicas reduzidas, dificuldades de consecução de componentes que não estão mais em linha de fabricação, redução do quadro

de pessoal técnico especializado (concessionária e fabricantes) e tendência de aumento do custo para a manutenção de seu desempenho dentro de níveis aceitáveis de confiabilidade.

Antes que esses sistemas de proteção viessem a apresentar índices críticos de desempenho que comprometessem a confiabilidade do sistema de transmissão interligado e, em face do longo tempo necessário para viabilização de projetos de grande abrangência, a CESP se antecipou e decidiu pela substituição dos atuais sistemas de proteção.

2.0 – ESTUDOS DE VIABILIDADE

A avaliação da necessidade de substituição das atuais proteções instaladas no sistema de transmissão de 460 KV, teve como ponto de partida a dificuldade de se manter o desempenho das proteções existentes dentro de um grau de confiabilidade aceitável para o final de sua vida útil, bem como do cenário descrito no item anterior.

Dentro desse contexto, foram realizados estudos para definição das linhas de transmissão que estariam incluídas no processo de modernização.

Foram elencados 52 (cinquenta e dois) bay's de linhas de transmissão, de circuitos simples e duplos, envolvendo 12 (doze) das 18 (dezoito) subestações de 460 KV atualmente em operação. Dessas subestações, 8 (oito) possuem arranjo do tipo disjuntor e meio e 4 (quatro) do tipo disjuntor simples, com barra de transferência.

Como etapa necessária ao andamento do plano de modernização dos sistemas de proteção, fabricantes foram consultados sobre a possibilidade de engenheiros da CESP realizarem visitas técnicas às unidades de produção e às concessionárias que utilizam seus produtos, no sentido de conhecer respectivamente o estado da arte de tais produtos e a experiência na utilização dos mesmos, de modo a aprimorar o conhecimento técnico necessário à condução do processo.

Face à abrangência do projeto, as visitas técnicas foram patrocinadas pelos fabricantes que se interessaram em participar do processo de modernização, como ASEA BROWN BOVERI-ABB (Suécia), GENERAL ELECTRIC-GE (Estados Unidos), GEC ALSTHOM (Inglaterra e França) e SIEMENS (Alemanha), com visitas às empresas de energia elétrica STOCKHOLM ENERGY e SVENSKA KRAFTNÄT (Suécia), EDF (França), NATIONAL GRID (Inglaterra) e BAYERNWERK (Alemanha).

3.0 – ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA

Após a conclusão das visitas técnicas, com base na experiência da CESP e nas informações obtidas junto aos fabricantes e concessionárias de energia elétrica, partiu-se para a elaboração de uma Especificação Técnica.

Como premissa, a CESP optou pela aquisição de sistemas de proteção utilizando tecnologia digital, dotado de um sistema de monitoramento, face aos avanços verificados nessa área de aplicação, bem como às facilidades inerentes à essa tecnologia.

Por se tratar de um projeto de grande abrangência e a introdução de uma nova tecnologia, a CESP estabeleceu para os sistemas de proteção e sistema de monitoramento os requisitos mínimos, que julgou serem importantes para preservar a confiabilidade do sistema de proteção da malha de 460 KV, agregar facilidades para a implantação dos mesmos em instalações existentes e flexibilidade para manutenção e operação.

3.1 – Requisitos para o sistema de proteção

Proteção de cada bay de linha composta por 2 (dois) sistemas de proteções digitais, multifuncionais, independentes, denominados sistema de proteção principal e sistema de proteção secundária.

Sistemas de proteção principal e secundária de mesmo fabricante, a fim de se evitar problemas de integração

entre os sistemas de proteção principal e secundária devido a incompatibilidade de protocolos, minimizar o impacto causado pela diversidade de softwares de análise e de parametrização dos sistemas de proteção, dificuldade para as atividades de manutenção ocasionadas por diferentes concepções construtivas, tais como padrões de montagem, fixação, terminais e conexões.

Sistemas de proteção principal e secundário multiprocessados, com algoritmos independentes para cada função principal (21, 67N, 68, localização de falta, etc), com medição de impedância contínua e em paralelo, sem rotinas de interrupção, para cada loop de falta (“full scheme”).

Sistemas de proteção principal e secundário de concepções diferenciadas, no que se refere ao software e/ou hardware, contemplando os requisitos de confiabilidade necessários à aplicação em linhas de extra alta tensão.

A diferenciação exigida entre os sistemas de proteção principal e secundário visa garantir maior confiabilidade aos mesmos, evitando que eventuais defeitos comuns, ou falhas ainda não detetadas pelo fabricante, como defeitos em hardware e/ou software, venham a comprometer o desempenho dos sistemas de proteção e conseqüentemente de todo o sistema de potência.

Função de oscilografia incorporada ao sistema de proteção principal, operando em condição de espera (“stand by”) e monitorando continuamente todos os canais analógicos e digitais internos ao sistema de proteção e externos, via entrada binária ou barramento de dados (rede óptica).

3.2 – Requisitos para o sistema de monitoramento das proteções

Sistema de monitoramento local (subestação), composto de hardware e software, integrado aos sistemas de proteção através de interface de comunicação serial e rede de fibra óptica.

Transferência automática de todos os dados dos sistemas de proteção, seqüenciamento de eventos e de oscilografia para a unidade concentradora deste sistema, onde eles ficam armazenados e disponíveis para os diversos usuários local e remoto, via modem discado, mediante solicitação manual e automática. Parametrização e ajustes dos sistemas de proteção principal e secundária através do sistema de monitoramento.

A Figura 1 ilustra a arquitetura do sistema de monitoramento local.

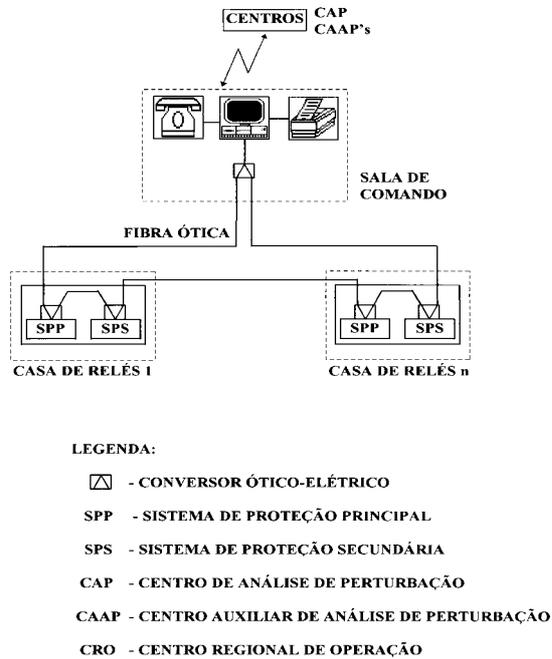


FIGURA 1

Sistema de monitoramento remoto, constituído por um Centro de Análise de Perturbação (CAP), localizado no escritório central em São Paulo e por dois Centros Auxiliares de Análise de Perturbação (CAAP), localizados respectivamente em dois Centros Regionais de Operação (CRO).

O CAP é um centro de análise, composto de hardware e software, destinado à recepção, controle e análise de todos os dados das faltas que ocorrem no sistema de potência, aquisitados e transmitidos, automaticamente ou por solicitação manual, via modem discado, por proteções e registradores digitais em operação na diversas subestações, utilizando como meio de comunicação os canais de microondas da CESP.

O CAAP é um centro similar ao CAP, destinado à análise preliminar de todos os dados das faltas que ocorrem no sistema de potência pertencentes às respectivas gerências regionais de operação. Esses dados são os mesmos transmitidos ao CAP, sendo porém a solicitação feita apenas manualmente, em nível não prioritário.

A Figura 2 ilustra a arquitetura do sistema de monitoramento remoto.

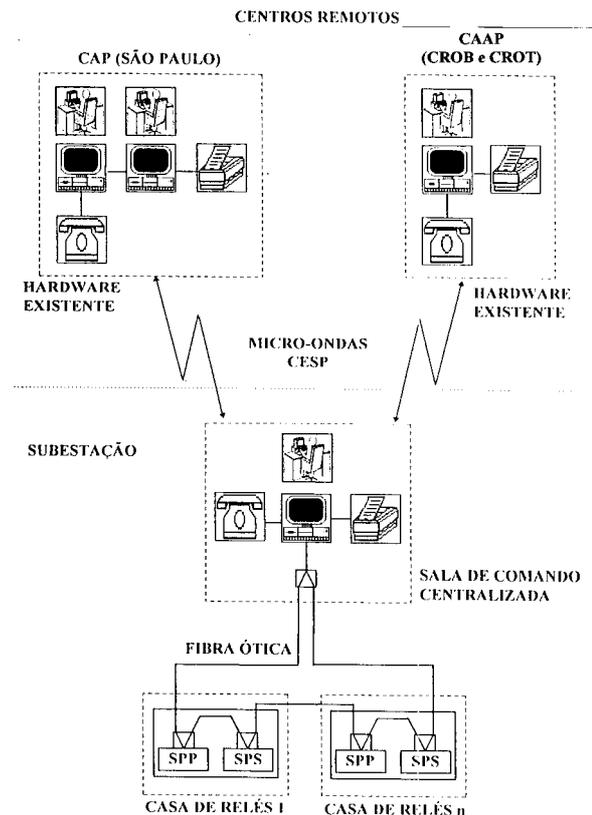


FIGURA 2

4.0 – PROCESSO DE LICITAÇÃO

O processo de licitação realizou-se através de concorrência tipo menor preço, de âmbito internacional, cuja condição de participação não admitia empresas reunidas em consórcio. Além disso, cada proposta teve que contemplar necessariamente o fornecimento da totalidade dos equipamentos e materiais.

As propostas foram apresentadas em 03 (três) envelopes, contendo:

- Envelope I: Documentação para Habilitação
- Envelope II: Proposta Técnica
- Envelope III: Proposta Comercial

A publicação do edital da licitação ocorreu em julho/97 e a assinatura do contrato em 05/03/98.

Participaram da Licitação as empresas Siemens, GE e ABB, sendo essa última a vencedora da concorrência.

5.0 – SISTEMAS ADQUIRIDOS

5.1 – Sistema de proteção

5.1.1 – Terminal REL 531 (proteção principal)

- Proteção de distância com 5 zonas de medição
- Proteção de sobrecorrente direcional de terra
- Proteção de sobretensão instantânea
- Lógica de detecção de oscilação de potência
- Religamento automático
- Verificação de sincronismo
- Seqüenciamento de eventos
- Oscilografia

5.1.2 – Terminal REL 511 (proteção secundária)

- Proteção de distância com 5 zonas de medição
- Proteção de sobrecorrente direcional de terra
- Proteção de sobretensão temporizada
- Lógica de detecção de oscilação de potência
- Seqüenciamento de eventos

5.1.3 – Terminal REB 551

Terminal de proteção associado a cada disjuntor na configuração disjuntor e meio, com as seguintes funções internas:

- Religamento automático
- Verificação de sincronismo
- Seqüenciamento de eventos

5.2 – Sistema de monitoramento local

- Unidade concentradora
- Terminal de vídeo
- Impressora
- Teclado e mouse
- Aparelho receptor GPS
- Conjunto de softwares

5.3 – Sistema de monitoramento remoto

- Conjunto de softwares

6.0 – ETAPAS DO FORNECIMENTO

De forma a otimizar o fluxo de caixa, e ainda possibilitar a avaliação integrada dos sistemas adquiridos com os mesmos em operação, a CESP estabeleceu que o fornecimento deveria ser efetuado em 3 (três) etapas, quais sejam Sistema Piloto, Lote 1 e Lote 2.

6.1 – Sistema Piloto.

O Sistema Piloto consistiu na instalação dos sistemas de proteção nos bays da LT Bauru-Jupuíá C1, bem como dos respectivos sistemas de monitoramento das proteções nas SE's Bauru e Jupuíá, no escritório central em São Paulo (CAP) e Centro Regional localizado em Bauru (CAAP).

A aceitação dos equipamentos e materiais do Sistema Piloto foi realizada na fábrica da ABB na Suécia, com acompanhamento de engenheiros da CESP.

Nas duas semanas que precederam os ensaios de aceitação do Sistema Piloto, os engenheiros da CESP participaram de um programa de treinamento no local de fabricação dos equipamentos, para capacitá-los para a aceitação.

Os ensaios de aceitação pautaram-se na verificação de todas as características funcionais e construtivas dos terminais de proteção e do sistema de monitoramento, conforme definido na especificação e na proposta técnica.

A configuração e os ajustes dos terminais de proteção pertencentes ao Sistema Piloto fizeram parte dos ensaios de aceitação.

A aceitação do Sistema Piloto, implicava autorização para a fabricação de todos os demais equipamentos do fornecimento.

6.2 – Lotes 1 e 2

Conforme previsto na especificação técnica, os equipamentos pertencentes aos Lotes 1 e 2 foram submetidos a ensaios de pré-comissionamento, realizados nos laboratórios da CESP, sob a responsabilidade da ABB e supervisão da CESP.

7.0 – INSTALAÇÃO DOS NOVOS SISTEMAS

Todos os estudos, ajustes, projetos de instalação, serviços de desmontagem do sistema de proteção existente, montagem e comissionamento do Sistema Piloto (LT Bauru - Jupuíá C1), foram feitos internamente pela CESP.

Para os demais bays, apenas os serviços de elaboração dos projetos de instalação foram contratados, permanecendo todos os demais serviços sendo realizados pela própria CESP.

7.1 – Estratégia para execução dos serviços

Tendo em vista a complexidade e o tempo necessário para a desativação e retirada dos sistemas de proteção existentes, desmontagem e modificação dos painéis e instalação dos novos sistemas de proteção, a execução dos serviços foi dividida em 3 etapas, quais sejam, instalação de painel provisório, adequação do painel de proteção original e comissionamento/ensaios funcionais, visando a otimização do tempo de liberação das linhas de transmissão:

7.1.1 – Instalação de painel provisório

No início dos trabalhos de desmontagem do sistema de proteção existente, a linha de transmissão é liberada para a instalação do painel de proteção provisório, em cada extremidade da LT.

Após a instalação do painel provisório a linha de transmissão volta à sua operação normal no sistema.

O tempo para execução deste trabalho é de 3 dias.

7.1.2 – Adequação do painel

Uma vez estando a linha de transmissão operando normalmente no sistema através do painel de proteção provisório, dá-se continuidade ao processo de desmontagem do sistema de proteção existente.

O painel de proteção original é preparado para possibilitar a instalação dos terminais de proteção digital, chaves de teste e da caixa de relés auxiliares.

O tempo para execução desta etapa é de 3 semanas.

7.1.3 – Ensaios funcionais das proteções e religamento automático

Após todas readequações necessárias ao painel original de proteção terem sido executadas, a linha de transmissão é liberada e o painel provisório é removido.

Iniciam-se os ensaios funcionais de proteção, teleproteção e religamento automático do sistema de proteção digital, nas duas extremidades da linha de transmissão.

Após a conclusão de todos os ensaios a linha de transmissão volta à sua operação normal, através do

novo sistema de proteção digital e sistema de monitoramento das proteções.

O tempo para execução deste trabalho é de 3 dias.

7.2 – Instalação e ensaios do sistema de monitoramento das proteções

A instalação do sistema de monitoramento local é feita durante a etapa de readequação dos painéis originais de proteção.

Localmente, através da unidade concentradora do sistema de monitoramento instalado na sala de comando da subestação, são efetuados ensaios de aquisição manual e automática de dados dos terminais de proteção.

Remotamente, através das unidades concentradoras do CAP, localizado em São Paulo, e do CAAP, localizado no respectivo Centro Regional de Operação, são efetuados ensaios de aquisição de dados dos terminais de proteção.

8.0 – SITUAÇÃO EM ABRIL DE 1999

Foram instalados 6 (seis) conjuntos de sistemas de proteção digital em três linhas de transmissão da malha de 460 KV, Bauru-Jupia C1 e C2 e Bauru-Cabreúva C1.

Foi instalada uma unidade concentradora remota no CAP, em São Paulo, e uma unidade concentradora remota em cada CAAP, nos CRO's de Bauru e Cabreúva.

Em cada subestação, Bauru, Jupia e Cabreúva, foi instalada uma unidade concentradora local.

O desempenho dos sistemas de proteção e dos sistemas de monitoramento das proteções já instalados têm demonstrado ser satisfatório.

9.0 – CONCLUSÃO

O longo tempo para viabilização de projetos desta abrangência, demonstra ter sido acertada a decisão da empresa em antecipar-se aos acontecimentos e priorizar os investimentos para substituição dos sistemas de proteção da malha de 460 kV. O início do processo ocorreu em julho de 1996 e a conclusão da instalação dos 52 (cinquenta e dois) conjuntos se dará no final de 2001, totalizando 5 (cinco) anos de trabalho.

A aquisição de todos os sistemas de proteção e de monitoramento de um único fabricante, também foi positiva; pois permite a padronização de equipamentos e das instalações dos bays de LTs 460kV, no que se refere tanto a projetos e reserva técnica, como a capacitação de equipes de manutenção e operação.

A adoção de sistema de monitoramento, através do qual obtém-se local e remotamente dados de oscilografia, seqüenciamento de eventos, localização de faltas, parâmetros dos sistemas de proteção principal e secundária e também do sistema de potência, possibilita ganhos significativos quanto à agilidade, qualidade e quantidade de informações das perturbações, facilitando sobremaneira a análise das ocorrências.

A utilização de função oscilografia incorporada ao sistema de proteção possibilitará o remanejamento de 52 registradores digitais de perturbações, atualmente instalados nas LTs 460kV envolvidas no processo de modernização, para pontos deficitários, o que representa aumento da economia de recursos e ampliação do monitoramento do sistema elétrico de potência.

10.0 – BIBLIOGRAFIA

(1) CESP. ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA TRSE-001/97.

(2) Siemens; Asea Brown Boveri; General Electric; GEC Alsthom; Schweitzer. CATÁLOGOS DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO.