



**GRUPO V
GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO E CONTROLE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA - GPC**

**INTEGRAÇÃO DOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO, CONTROLE E AUTOMAÇÃO
DE SUBESTAÇÕES E USINAS – ESTADO DA ARTE E TENDÊNCIAS**

**Allan Cascaes Pereira ^{1*} Divino Ramos Garcia ² Glauco Nery Taranto ³
Paulo Cesar de Almeida ⁴; David Cáceres ⁵; Maurício Moszkowiks ⁶**

¹ ONS-UERJ-COPPE/UFRJ; ² ELETRONORTE; ³ COPPE/UFRJ;
⁴ ELETROBRÁS-UERJ-COPPE/UFRJ; ⁵ KEMA CONSULTING; ⁶ ONS

RESUMO

O presente trabalho enfoca os sistemas de proteção, controle e automação atualmente empregados em subestações e usinas e menciona as vantagens de sua evolução para sistemas integrados. Mostra exemplos de arquitetura incluindo uma que representa o “estado da arte” de sistemas integrados, com os fluxos de dados operacionais, não-operacionais e de acesso remoto ao IED, bem como as características principais do computador da subestação, a LAN padrão, as interfaces de comunicações, a interface de usuário e o repositório de dados. Comenta sobre a conveniência de utilização das informações extraídas dos relés e sobre o uso do protocolo IEC 61850. São feitas considerações sobre as possibilidades de uso da tecnologia de Internet e sobre as vantagens de integração dos sistemas de proteção e automação com os sistemas especiais de proteção e com os reguladores de tensão e velocidade de geradores. São ainda mencionadas novas técnicas de proteção tornadas possíveis com o desenvolvimento da tecnologia da informação, tais como o uso de agentes remotos, em que os sistemas de proteção se comunicam com vários outros relés no sistema, constituindo uma rede de informações de proteção, interagindo com os diversos IEDs locais e remotos e oferecendo proteção principal e de retaguarda aos elementos do sistema. São, também, comentados os benefícios de uma utilização mais extensiva das informações que podem ser extraídas dos relés e dispositivos de monitoração.

PALAVRAS-CHAVE

Integração de sistemas, proteção digital, automação, supervisão e controle, digitalização de subestações e usinas.

1.0 INTRODUÇÃO

Os sistemas de proteção, controle e automação de subestações e usinas experimentaram importantes mudanças desde o advento dos processadores digitais de alta capacidade. Mais recentemente, a expressiva evolução dos sistemas de comunicação digital veio possibilitar o compartilhamento de informações entre os diferentes IEDs (Intelligent Electronic Devices) das subestações ou usinas de forma rápida e segura. Estes dois fatos, aliados à crescente demanda por informações sobre o sistema elétrico e seus equipamentos e à necessidade de reduzir custos em razão do ambiente competitivo entre as empresas de energia elétrica, levou o IEC, o EPRI e os fabricantes de relés a desenvolverem sistemas de proteção e automação integrados, utilizando redes de comunicação local (LAN) altamente confiáveis e com protocolos abertos, facilitando o compartilhamento de informações entre IEDs de fabricantes diferentes. Presentemente, o desenvolvimento de subestações que utilizam sistemas digitais com maior grau de integração está recebendo um novo impulso, em razão da aprovação, em junho de 2003, do protocolo de comunicação padronizado e aberto IEC 61850 que se encontrava em desenvolvimento há vários anos. Este novo protocolo deverá facilitar em muito a integração entre os diversos equipamentos digitais da subestação ou usina, melhorando o desempenho global, tornado as informações acessíveis nos diversos pontos do sistema e atendendo aos diferentes tipos de usuários (operador local, operador do centro de controle, pessoal de manutenção, engenharia da proteção, análise de faltas etc.).

2.0 VANTAGENS DE EVOLUIR PARA UM SISTEMA INTEGRADO

Verificou-se ser possível reduzir sensivelmente a quantidade de cabos e pontos de entrada e saída dos equipamentos digitais se as múltiplas informações sobre o processo forem compartilhadas entre os diversos subsistemas. Assim, por exemplo, as informações analógicas e de estado, relativas ao processo, podem ser adquiridas pelos relés das proteções primária e secundária e compartilhadas com o sistema de supervisão e controle. Da mesma forma, a informação sobre o estado das chaves seletoras de barra, por exemplo, pode ser obtida pelo sistema de proteção de barras e falha de disjuntor e transmitida, via rede de comunicação, ao sistema de supervisão e controle.

Portanto, verifica-se ser possível, através da integração das funções de proteção, controle e automação, reduzir o número de cabos e equipamentos, simplificar o projeto e estender a redundância de dados já existente no conjunto de proteções primária e secundária para o subsistema de automação e controle, com custos menores e com maior confiabilidade.

Para possibilitar que as informações de corrente adquiridas pelos relés de proteção possam ser utilizadas para as funções de medição indicativa é necessário que os TCs que alimentam estes relés possuam precisão aceitável. Isto foi verificado na referência (6), onde se pode ver que os TCs classe proteção que foram ensaiados se comportaram como enrolamentos de medição classe 0,3; 0,6 ou 1,2%, com a carga variando entre 25 e 100% da nominal e a corrente entre 10 e 130% da corrente nominal do TC.

3.0 ARQUITETURA DE UM SISTEMA INTEGRADO

A Figura 1 mostra um exemplo de arquitetura de sistema integrado de proteção, automação e controle (SIPAC).

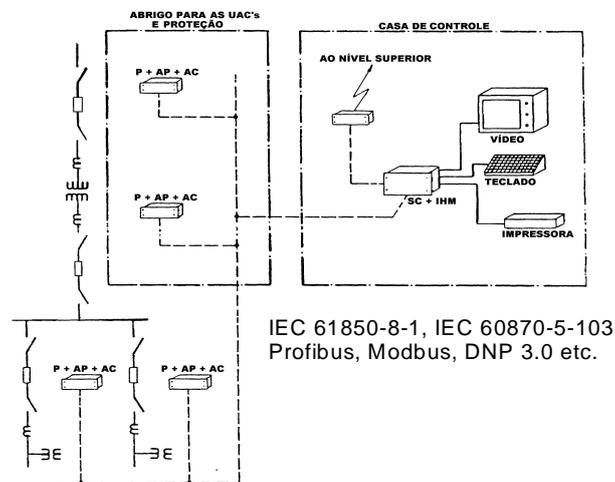


FIGURA 1 – Exemplo de Arquitetura de Um SIPAC – com SC Centralizada

Os relés de proteção, incluindo o processamento da proteção (P), e a aquisição de dados para proteção (AP), estão localizados no pátio, em edículas ou casas de relés próximas aos equipamentos, e desempenham, também, parte das funções de aquisição de dados e comandos para o subsistema de supervisão e controle (AC) normalmente realizadas pelas UTRs (Unidades Terminais Remotas) ou UACs (Unidades de Aquisição e Controle). O processamento das funções de automação, supervisão e controle (SC) a nível de estação e o IHM estão centralizados em uma única unidade, na casa de controle.

Um outro exemplo de arquitetura, que poderá vir a ser utilizada no futuro, está mostrado na Figura 2, no qual a unidade de processamento de cada relé (P) está instalada na casa de controle.

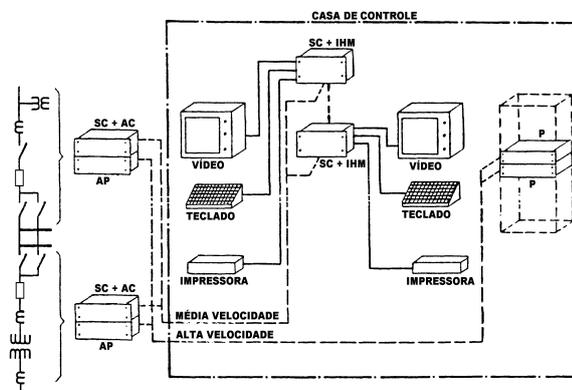


FIGURA 2 – Exemplo de Arquitetura Distribuída de Um SIPAC com SC+IHM Redundantes

A unidade de aquisição de dados e comandos da proteção (AP) está localizada no pátio, junto aos equipamentos. Este é o caso do uso de TCs e TPs não convencionais, em que a transdução digital dos sinais de corrente e tensão é feita nos próprios equipamentos. Os dados de saída dos conversores A/D são enviados para a respectiva unidade de processamento dos relés na casa de controle através de uma rede de comunicação de dados de alta velocidade.

A vantagem deste tipo de arquitetura é que as unidades de interface com o processo estão agora instaladas próximo aos equipamentos, fazendo com que os cabos não precisem mais ir até a casa de controle, mantendo ao mesmo tempo, o processamento da proteção (P) em local protegido. A principal desvantagem reside no fato de se ter o desempenho da proteção dependente de um elo de comunicação, cujos aspectos de confiabilidade e redundância do meio devem ser ainda melhor avaliados, mesmo considerando-se o uso de fibra ótica e proteção redundante.

Se a filosofia de proteção adotada considerar o uso de relés redundantes, os dados coletados por estes relés também serão redundantes, gerando duas informações independentes, as quais serão armazenadas em um banco de dados real. Estas informações serão, então, processadas para verificação de consistência, com base em um processamento específico que seleciona uma das informações disponíveis e a coloca em um banco de dados virtual. Haverá um único ponto no banco de dados virtual para cada par de dados redundantes no banco de dados real. A seleção pode ser realizada conforme descrito na Referência (6).

Um outro exemplo de arquitetura funcional de um SIPAC (descrito na Referência (7)) está apresentado na Figura 3. Neste exemplo são consideradas três rotas funcionais de dados, desde a subestação até o nível corporativo da empresa de energia elétrica, a saber:

- **Dados Operacionais:** correspondem ao estado dos disjuntores e chaves, tensões, correntes etc., os quais são enviados ao sistema SCADA local e ao nível hierárquico superior a cada 2 segundos para os pontos de estados e a cada 2 a 10 segundos para os valores analógicos, utilizando um dos protocolos de comunicação atualmente suportados pelo SCADA, como os padrões DNP 3.0 ou IEC 60870-5-101 ou 103 ou ainda os protocolos proprietários do fornecedor SCADA.
- **Dados Não Operacionais:** correspondem aos dados de manutenção dos equipamentos, arquivos, oscilogramas etc., os quais são enviados para o Repositório de Dados Corporativo (ou *Data Warehouse*) da concessionária. Estes dados são coletados por demanda pelo Repositório de Dados ou transferidos pelo SIPAC por evento (como a partida de um relé ou disparo) ou por tempo. Os protocolos usados para obter estes dados são geralmente proprietários. Através do *Data Warehouse*, o SIPAC de cada subestação fornece estes dados atualizados a diferentes usuários da empresa concessionária, facilitando a otimização de sua gestão.

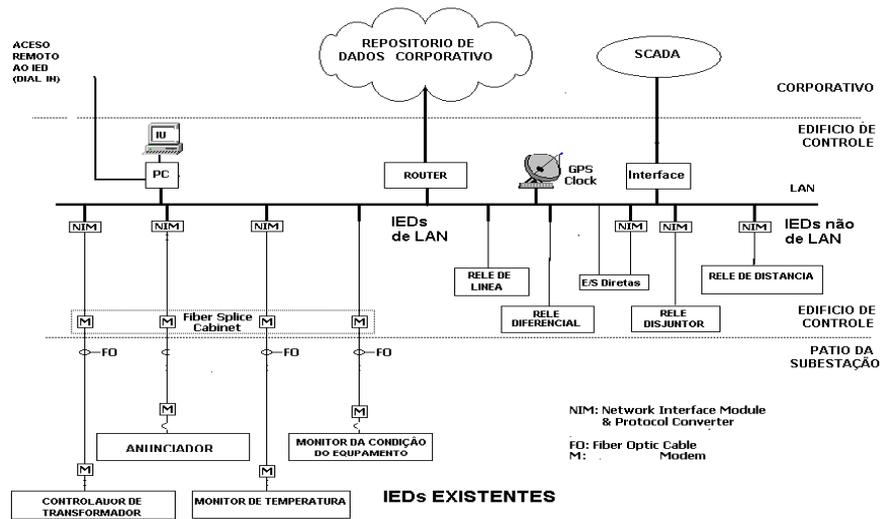


FIGURA 3 – Exemplo de Arquitetura Funcional de Um SIPAC

- **Acesso Remoto a IEDs (Dial-In):** é realizado utilizando um canal de comunicação independente, sem entrar na arquitetura de integração da subestação ("passing through" ou "looping through") e isolando um IED particular para, por exemplo, efetuar ajuste remoto de relés, executar programas de diagnóstico ou recuperação de resultados etc.

O SIPAC desempenha a função de interface com todos os IEDs na subestação, incluindo a coleta de leituras e notificações de eventos, conversão de protocolos, processamento de dados e solicitações de controle por parte dos operadores a partir do controle local ou remoto. Os IEDs existentes, geralmente utilizando protocolos seriais, precisam do Módulo de Interface de Rede (NIM) para conversão do protocolo e interface física para serem conectados à LAN da subestação. Os novos IEDs de LAN (baseados nos protocolos UCA 2 ou IEC 61850) podem ser conectados diretamente a esta LAN, sem Módulo de Interface.

O computador da estação (PC) fornece a Interface de Usuário (IU) gráfica e o sistema de informação histórica para os arquivos de dados operacionais e não-operacionais. Este computador deve ser baseado em padrões da indústria e ter capacidade de operar com redes como Ethernet, TCP/IP, UNIX, Windows 2000, Linux, SQL, etc. Deve ser flexível, expansível e possuir portabilidade para múltiplas plataformas de hardware. É, geralmente, um PC. Para subestações de transmissão de grande porte, o computador da subestação pode ser redundante, para oferecer tolerância a falha. Para subestações de transmissão de pequeno ou médio

porte e para subestações de distribuição este computador é, geralmente, não redundante. Para subestações secundárias menores, pode nem mesmo ser necessário o computador da subestação, utilizando-se um concentrador de dados para executar a integração de IEDs, sem funções de Interface de Usuário nem armazenamento de dados históricos.

Em geral, a LAN padrão da subestação é um *Fast Ethernet* de 100 Mbits/s ou 1 Gbits/s. Deve suportar comunicação com múltiplos nós da rede. Cada nó é autônomo e tem capacidade para interrogar (*polling*) ou responder a interações. Esta capacidade de comunicação "*peer-to-peer*" é requisito indispensável para realizar funções de proteção de alta velocidade. A LAN também deve suportar transferência de arquivos para efetuar configuração de IEDs e programas de CLPs.

A interface com o Usuário (IU) na subestação deve ser de projeto amigável, com hierarquia de telas eficiente e minimização ou eliminação da necessidade de escrita via teclado.

O Repositório de Dados permitirá aos usuários acessar os dados arquivados sem interferir nas atividades de controle e operação da subestação, as quais são protegidas por um "*firewall*". A concessionária deve determinar quem usará cada dado fornecido pelo SIPAC, a natureza de sua aplicação, o tipo de dado necessário e a frequência de atualização requerida para cada usuário. Entre os grupos de usuários de uma empresa de energia elétrica, podem-se citar: o pessoal de operação, planejamento, engenharia, SCADA, proteção, automação da distribuição, medição, manutenção de subestações, tecnologia de informação, análise de faltas etc. Devem ser definidos quais dados da subestação devem ser enviados ao sistema SCADA, bem como qual o protocolo a ser utilizado.

O relógio atualizado pelo satélite GPS (Sistema de Posicionamento Global) fornece uma referência de tempo muito precisa para os vários IEDs da subestação.

4.0 UTILIZAÇÃO DAS INFORMAÇÕES EXTRAÍDAS DOS RELÉS E OUTROS IEDs

Os relés de proteção, além de atenderem à sua finalidade básica – proteção das linhas e equipamentos - se constituem em importante fonte de informações para um grande número de outras funções, pois estão localizados nos terminais de todos os componentes do sistema elétrico (linhas, transformadores etc.), possuem alta taxa de aquisição de dados, confiabilidade elevada, redundância e possibilidade de sincronização no tempo

As informações contidas nos relés não precisam trafegar pelas redes de comunicação durante ou imediatamente após uma perturbação. Poderão permanecer armazenadas nestes relés até que sejam solicitadas por seus usuários (pessoal de análise de faltas, manutenção de linhas, estatísticas de faltas etc.) ou enviadas automaticamente.

Entre as muitas informações que podem ser extraídas dos relés podem-se citar a operação das unidades de partida, os registros de distúrbios e os oscilogramas das correntes e tensões nos períodos pré-falta, falta e pós-falta. Nos modernos relés de distância a resolução está, atualmente, em torno de 1ms e, em muitos casos, 0,25ms. A precisão para as medidas de corrente e tensão é da ordem de 1%, devendo-se acrescentar, também, o erro dos TCs e TPs.

Os relés fornecem, também, dados binários sobre o estado de disjuntores, sinais de trip e outros sinais de interesse. Fornecem ainda outras informações como localização da falta, registro dos valores da medição indicativa das correntes, tensões, potência ativa e reativa, demanda e frequência, monitoração do disjuntor, monitoração do circuito de disparo, monitoração da qualidade da energia fornecida, cálculo do percentual de harmônicos, etc. Todas estas informações podem ser armazenadas na memória dos relés, constituindo e, posteriormente, enviadas aos centros de análise de distúrbios. O conjunto de relés digitais constitui, na verdade, uma grande memória distribuída, que poderia ser melhor aproveitada.

O uso das informações dos relés para alimentar as funções de SCADA, análise de faltas e outras, oferece muitos benefícios, entre os quais: redução ou eliminação de UTRs e transdutores; melhoria da função de estimação de estado, maior rapidez nas análises de faltas em função da maior quantidade de informações disponível; maior rapidez na recomposição do sistema após faltas, possibilidade de geração automática de estatísticas de faltas, complementação das análises de qualidade da energia fornecida e redução do seu custo, além de outros.

5.0 USO DO PROTOCOLO IEC 61850

O principal objetivo deste padrão é obter interoperabilidade entre os diferentes IEDs de uma subestação ou usina, isto é, a capacidade destes IEDs, fornecidos por um ou vários fabricantes, de se comunicarem entre si, compartilhando informações de forma rápida e segura, sem o uso de *gateways*, utilizando estas informações para executar as funções de proteção, monitoração, medição, controle e automação do sistema.

Para alcançar este objetivo, o novo padrão subdivide as funções em objetos denominados **nós lógicos** que se comunicam entre si. **Nó lógico** é o nome de um grupo de dados pertencentes a uma função ou subfunção. Cada nó lógico possui seu próprio conjunto de dados. Os dados são compartilhados entre os nós lógicos segundo regras que são chamadas **serviços**. O conjunto de dados e serviços é mapeado, constituindo uma **especificação de mensagens** (MMS – Manufacturing Message Specification), que utiliza um protocolo de controle de transmissão e de Internet (TCP/IP) e uma rede Ethernet.

As informações operacionais e de configuração são transferidas no **modo cliente-servidor**, diferentemente do modo mestre-escravo utilizado em outros protocolos.

As mensagens são transmitidas de acordo com 3 níveis de prioridade. **Alta prioridade:** são os valores amostrados de grandezas analógicas e sinais como bloqueio, desbloqueio, disparo, intertravamento e proteção. Estes últimos sinais são chamados de GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event). Os dois tipos de mensagens são mapeados diretamente no protocolo Ethernet, sem passar pelo MMS ou TCP/IP. **Prioridade média:** são as informações operacionais, como estado de equipamentos e controle. **Baixa prioridade:** são as informações de configuração, como transferências de arquivos ou mudanças de ajuste de relés etc.

Uma característica do padrão IEC 61850 é que as aplicações e a transmissão através de pacotes de dados são funções separadas e independentes, permitindo que a tecnologia de comunicação sofra evoluções sem que haja necessidade de

alterar a base de dados das aplicações e vice-versa. Isto faz com que os sistemas que utilizam o padrão IEC 61850 não precisem ser substituídos no futuro, durante modernizações ou ampliações da subestação.

O padrão IEC 61850 também define o processo de engenharia e utiliza a linguagem SCL (Substation Configuration description Language). Com isto, a descrição precisa dos IEDs, a configuração da subestação e outras informações relacionadas com a configuração do sistema digital podem ser interpretadas por qualquer ferramenta computacional compatível.

O padrão também define os testes de conformidade dos produtos, de modo que a interoperabilidade possa ser verificada, garantindo, assim, o sucesso na integração de dispositivos de diversos fabricantes.

Os modelos de objetos e classes para proteção, controle e automação de subestações e usinas são definidos através do GOMSFE (Generic Object Models for Substations and Feeder Equipments), que é constituído por mais de 3000 objetos entre classes, funções e atributos. Esses objetos são definidos através de tipos de dados, valores possíveis e nomes comuns de fácil interpretação. Tal padronização reduz, significativamente, o custo da integração e o gerenciamento de dados, além de diminuir o tempo necessário para corrigir erros de configuração. Apesar do grande número de objetos definidos no GOMSFE, apenas uma pequena parte é incluída em cada equipamento, em função das aplicações, tornando mais fácil sua especificação e implementação.

Muitos dos benefícios deste novo padrão somente poderão ser avaliados após algum tempo de sua utilização e depois que subestações com integração completa entre seus IEDs tenham sido implantadas.

Na fase de projeto detalhado é necessário definir o fluxo de dados e a infra-estrutura do sistema de automação da subestação. A camada Ethernet facilita este detalhamento através do uso da tecnologia de comunicação. O emprego do padrão Ethernet permite a transferência de dados em tempo real, juntamente com arquivos de dados de menor prioridade, como ajustes, parametrização e oscilografia, compartilhando o mesmo canal de 100 Mbits/s. Isto não era possível com outros protocolos.

A possibilidade de transmissão de mensagens ponto a ponto e com alta confiabilidade e velocidade (10 ms) elimina a necessidade de fiação para funções específicas, como os intertravamentos entre equipamentos e as proteções de barras e de falha de disjuntor. Isto torna muito mais fáceis futuras alterações de projeto, uma vez que estas irão requerer apenas modificação em trechos do *software*.

De acordo com a referência (8) foram realizados testes no período de 1998 a 2004 com o objetivo de confirmar a viabilidade prática de um sistema de automação de subestação utilizando este padrão. Os testes foram bem sucedidos e demonstraram a interoperabilidade entre os relés e a facilidade de desenvolvimentos de engenharia utilizado o padrão IEC 61850. Foi verificado ser suficiente conectar cada relé na rede Ethernet para obter sua correta integração. Isto significa que os tempos de instalação e comissionamento de sistemas de proteção e automação de subestações poderão vir a ser extremamente reduzidos.

6.0 POSSIBILIDADES DE "RETROFIT"

A expansão do sistema elétrico requer que novos vãos de linha, transformador ou gerador sejam adicionados às subestações e usinas existentes. Atualmente, muitas destas instalações já possuem um sistema de proteção e automação digital que utiliza, para a comunicação entre os diversos IEDs, diferentes tipos de protocolo. Os novos IEDs que poderão ser adicionados ao sistema digital existente, terão, provavelmente já incorporado o protocolo IEC 61850.

Em casos em que os dispositivos existentes sejam relativamente recentes, eles poderão ser modernizados individualmente (*upgraded*), adicionando-se uma placa de comunicação, alterando-se o software e reajustando-se os parâmetros. Entretanto, esta modernização somente trará benefícios se os equipamentos no nível estação forem também modernizados, incluindo um extenso trabalho de engenharia para que as muitas possibilidades do protocolo IEC 61850 possam ser plenamente exploradas.

Há várias alternativas de integração da parte existente. Apresentamos a seguir algumas situações limites, que englobam a maioria dos casos:

- a) Se os equipamentos existentes no nível estação forem compatíveis com o protocolo IEC 61850. Neste caso, os novos IEDs poderão ser ligados diretamente ao nível estação sendo possível obter muitas das vantagens do novo padrão. A parte não compatível poderá ser tratada como um servidor, utilizando alguns dos protocolos padronizados, como o DNP 3.0 ou o IEC 60870-5-101. Um conversor de protocolo (*gateway*) deverá ser usado na fronteira entre os dois sistemas para permitir a comunicação entre ambos. Os novos benefícios do protocolo IEC 61850 não serão válidos para a parte não compatível. Alternativamente, os equipamentos não compatíveis poderão ser modernizados (sofrer um *upgrade*) de modo a se tornarem compatíveis.
- b) Se os equipamentos existentes no nível estação não forem compatíveis com o protocolo IEC 61850. Nesse caso, há várias possibilidades, entre as quais:
 - Substituir os equipamentos no nível estação por novos equipamentos que sejam compatíveis ou efetuar upgrade dos mesmos, recaindo-se no caso anterior.
 - Manter, temporariamente, os equipamentos no nível estação e os demais IEDs não compatíveis. O protocolo IEC 61850 dos novos IEDs será considerado como um protocolo adicional, devendo ser utilizado um *gateway* entre os sistemas existente e novo. Com esta solução, as muitas vantagens do protocolo IEC 61850 ficarão prejudicadas. Esta solução será válida até que seja feita a substituição dos equipamentos não compatíveis.
- c) Se existirem poucos IEDs não compatíveis, os equipamentos com o protocolo IEC 61850 serão dominantes. Os IEDs existentes poderão ser considerados como um servidor do sistema novo. Futuramente, quando os pontos de entradas/saídas associados passarem a ser adquiridos por novos IEDs com o protocolo IEC 61850 incorporado, os equipamentos existentes poderão ser retirados.

7.0 INTERAÇÃO COM OS SISTEMAS ESPECIAIS DE PROTEÇÃO

O custo dos sistemas especiais de proteção (SEPs) que têm sido instalados é bastante elevado e possui três componentes principais. Um deles é o conjunto de *hardware* e *software* (representado pelos armários contendo os CLPs) necessários para a aquisição dos dados e para o processamento das lógicas. O segundo componente do custo corresponde ao interface com o processo, o qual envolve uma extensa cablagem entre os equipamentos de manobra, TCs e TPs, além do hardware correspondente aos pontos de entrada e saída. O terceiro componente do custo é o sistema de comunicação entre as diversas subestações.

Por outro lado, uma análise do sistema de proteção e automação da subestação irá indicar que a maioria das informações necessárias sobre o processo já se encontra disponível nos relés de proteção e demais IEDs. Assim, no caso de novas subestações, expansões ou *retrofits*, bastaria promover a integração entre estes equipamentos e o SEP. Utilizando-se uma especificação um pouco mais elaborada, será possível adquirir o sistema de proteção e automação da subestação ou usina já com capacidade para realizar as diferentes lógicas e processamentos requeridos pelo SEP, incluindo a comunicação entre subestações. O acréscimo de custo sobre o sistema de proteção e automação seria marginal, se comparado com o custo das redes de CLPs que têm sido adquiridas.

Uma vez que, na época da aquisição do SAS (Sistema de Automação de Subestações), as lógicas que devem ser consideradas em uma subestação para compor um determinado SEP poderão ainda não estar completamente definidas, sugere-se especificar o SAS com capacidade para atender a uma lógica genérica e típica. Posteriormente, quando todos os detalhes do SEP tiverem sido determinados, o *software* do SAS poderá ser modificado.

8.0 INTEGRAÇÃO COM OS REGULADORES DE TENSÃO E VELOCIDADE DE GERADORES

Os reguladores digitais de tensão e velocidade de geradores são também IEDs que necessitam interface com o processo para aquisição de grandezas como corrente e tensão no gerador, estado do disjuntor ou disjuntores associados e disjuntor de campo, assim como para executar as ações de controle sobre a tensão e velocidade do gerador. Operam em ambientes rigorosos, devendo apresentar baixa taxa de falhas. Podem possuir capacidade de autodiagnóstico para que qualquer alteração no seu desempenho possa ser identificada rapidamente. Os controladores mais modernos podem apresentar uma ou mais interfaces de comunicação e serem capazes de operar em rede com protocolos abertos. Assim como os demais IEDs existentes na usina ou subestação associada, estes equipamentos podem ser integrados ao sistema de automação da instalação (9), tendo-se como uma das vantagens, a eliminação da maioria dos cabos e do hardware de entrada/saída.

9.0 USO DA TECNOLOGIA DE INTERNET

Um novo melhoramento que está surgindo na área de comunicação digital é o uso da tecnologia de Internet para facilitar a comunicação entre os IEDs de uma instalação, bem como entre estes e a rede corporativa da empresa e com outros IEDs e usuários externos. Na verdade, já existem fabricantes oferecendo este tipo de aplicação, com o servidor de Internet incorporado aos próprios relés de proteção, incluindo, inclusive o protocolo IEC 61850. Isto possibilita uma redução importante no custo da comunicação e a disseminação das informações a um grande número de usuários. Esta nova tecnologia da informação poderá ser importante para funções como manutenção, ajuste de relés, dados e simulações para pesquisa de faltas, estatísticas de falta etc. (10).

Para o futuro, sistemas especialistas poderão ter um papel importante para selecionar as informações úteis a partir da grande quantidade de dados que serão gerados e/ou armazenados pelos diversos IEDs em uma subestação ou usina.

10.0 SISTEMAS AGENTES REMOTOS APLICADOS ÀS PROTEÇÕES PRINCIPAL E DE RETAGUARDA

Os sistemas de proteção tradicionais baseiam suas decisões em informações obtidas localmente (correntes, tensões, estado de disjuntores etc.) e em algumas lógicas que dependem da operação ou não de unidades remotas, cuja informação é obtida através dos esquemas de teleproteção. Entretanto, o desenvolvimento acelerado das comunicações digitais está permitindo que novos sistemas de proteção venham a ser elaborados, possuindo melhor desempenho que aqueles sistemas já conhecidos.

Entre as tecnologias que vêm sendo estudadas, a Internet é, sem dúvida, uma das que mais têm despertado o interesse dos especialistas, uma vez que já tem sido extensivamente comprovado o desempenho e vantagens das redes baseadas no protocolo IP (Internet Protocol). Com o uso desta técnica são esperadas respostas mais rápidas, maior precisão e melhor coordenação entre os diversos relés.

A referência (11) apresenta um sistema de proteção baseado em agentes remotos para melhoramento das proteções local e de retaguarda. Estes agentes são IEDs com habilidade para compartilhar informações e coordenar ações, além de possibilitarem sua substituição a partir de pontos remotos, em caso de falha.

Segundo a referência citada, os agentes podem ser incorporados aos relés IED, trabalhando de maneira autônoma e, ao mesmo tempo, interagindo com o seu ambiente e com outros agentes. Assim, por exemplo, um agente em um terminal de linha pode exercer seu próprio controle local e se comunicar com outros agentes através de uma rede local (LAN) ou uma rede remota (WAN).

Os agentes instalados em um IED analisam o ambiente em que estão inseridos, realizando leituras (correntes, tensões, estado de disjuntores etc.) e atuando através de seus acionadores. Exemplos de acionamentos são os sinais de abertura de disjuntores, alteração nos taps de transformadores, chaveamento de bancos de capacitores etc. Estes agentes podem, também, se comunicar com outros sistemas, como o sistema SCADA ou com um sistema de oscilografia centralizada.

A comunicação entre agentes pode utilizar uma LAN para interagir com outros agentes localizados na mesma subestação ou utilizar uma WAN para se comunicar com os agentes remotos.

Para verificar a correta operação do sistema de proteção usando a filosofia de agentes remotos foi empregada uma plataforma de simulação distribuída denominada EPOCHS (*Electric Power and Communication Synchronizing Simulator*) a qual foi construída através de um projeto comum entre a Universidade de São Paulo e a Cornell University. A plataforma EPOCHS combina simuladores de diferentes domínios (proteção, sistemas de potência e redes de comunicação). Os simuladores, de alta qualidade, são unidos através de uma RTI (*Run Time Infrastructure*) que permite aos usuários investigarem o desempenho de relés associados a redes de comunicação.

Para que o sistema de agentes remotos possa operar corretamente é necessário garantir o sincronismo entre os diversos componentes do sistema. Isto é obtido com o auxílio do GPS, em que o contador de tempo de cada IED é zerado sempre que for recebido o sinal de sincronismo.

Foram realizados testes com o sistema de agentes remotos utilizando simulações, tendo como base o sistema IEEE de 14 barras. As linhas de transmissão, barramentos, transformadores e fontes foram modelados. Os enlaces de comunicação foram implementados seguindo a mesma topologia física do sistema elétrico. Considerou-se uma largura de banda de 1,5 Mb/s com um atraso de 1 ms.

Num dos conjuntos de testes realizados foram empregados 5 agentes, sendo 2 agentes diferenciais para proteção principal de uma das linhas; 2 agentes de proteção de retaguarda e 1 agente para monitoramento da carga da linha.

Cada agente diferencial envia ao agente no outro terminal, a cada 1 ms, os fasores das correntes locais, e os compara com os fasores do terminal remoto. Se uma falta na LT for detectada é comandada a abertura do disjuntor local. Se, após 50 ms ainda houver corrente na LT, o agente local assume que o disjuntor está com defeito, enviando mensagem para os agentes de retaguarda abrirem os disjuntores adjacentes.

Os agentes de retaguarda também realizam a comparação entre os fasores da corrente em cada terminal da LT. Caso seja detectada uma falta na linha e se esta persistir por 100 ms, é assumido que houve falha do agente primário, sendo comandada a abertura dos disjuntores.

Os testes realizados consideraram a ocorrência de uma falta trifásica no meio da linha de transmissão em diferentes situações. Num primeiro caso, é admitida a operação correta da proteção primária, obtendo-se o comando dos disjuntores 8 ms após o início da falta. Num segundo caso, é simulada uma falha na comunicação entre os agentes nos dois terminais da linha. Com a ajuda de um algoritmo padrão de roteamento dinâmico, um novo caminho é encontrado, permitindo que o comando de abertura dos disjuntores seja dado 11 ms após o início da falta. Uma falha de disjuntor é simulada em um outro teste. Após 50 ms o agente primário aciona os agentes de retaguarda que comandam a abertura dos disjuntores adjacentes 58 ms após o início da falta. Num quarto teste é simulada a falha de um agente primário. Os agentes de retaguarda detectam a falta, acionando os disjuntores 108 ms depois de iniciada a falta.

Um último teste simulou um aumento do tráfego entre os terminais da LT protegida, o que ocasionou um atraso no envio das mensagens dos fasores. Nesse caso, o comando da abertura dos disjuntores ocorreu em 22 ms, com um retardo de 14 ms em relação à situação normal.

Mais testes em laboratório ainda são necessários, considerando-se os diversos tipos de falta, além de outras situações como efeito da resistência de arco, ruído na linha, reversão da corrente de falta, religamento monopolar, outros tipos de configuração de barramentos nas subestações etc.

Entretanto, em função dos testes já realizados, verifica-se que o uso de agentes remotos para proteção primária e de retaguarda de LTs mostrou-se uma solução mais rápida que as alternativas tradicionais, mesmo considerando-se situações críticas como falha do relé, falha da comunicação ou congestionamento do tráfego de comunicação no enlace entre os relés.

11.0. TENDENCIAS DA INTEGRAÇÃO E AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES

O futuro aponta para abordagens de sistemas de proteção, controle e automação totalmente integrados, constituídos por redes de IEDs avançadas, que poderão apresentar muitas vantagens em relação aos sistemas atuais, como por exemplo:

- Aumento da capacidade de processamento e memória dos IEDs. A integração de IEDs irá fornecer maior inteligência de processamento através da automação distribuída, proteção adaptativa e sistemas especialistas.
- A aquisição de dados de sensores (TCs, TPs etc.) será através de transdutores digitais em rede com os IEDs. Dados de sensores e dados derivados de cálculos (tensão, potência ativa e reativa, harmônicos etc.) poderão ser também compartilhados entre os IEDs integrados em rede. Com a introdução de transdutores digitais no nível dos equipamentos das subestações (transformador, disjuntor, gerador etc.), os dados dos sensores serão transmitidos digitalmente até o edifício de controle, eliminando as Unidades Terminais Remotas (UTRs) e os cabos para intercâmbio de dados analógicos e digitais.
- A aquisição de dados de IEDs através da rede de comunicações incluirá a transferência de dados de Registradores Digitais de Perturbações (RDPs), Registradores Seqüenciais de Eventos (SOE), Controladores Lógicos Programáveis (CLPs) etc., bem como a troca de ações de controle de baixa prioridade tais como comandos para chaveamento de bancos de capacitores.
- Disparo de disjuntores diretamente pelos relés de proteção através de uma rede de comunicação, incluindo lógicas desenvolvidas para bloqueio do religamento, esquemas de seleção tipo *select before operate* etc., o que reduzirá a quantidade de cabos e o uso de relés auxiliares e de interposição presentes nas subestações existentes.
- Interfaces de Usuário gráficas baseadas em computador substituirão os tradicionais painéis de supervisão e controle que são projetados com barramento mímico e dispositivos de controle associados. Não haverá controle manual nos painéis na sala de controle da subestação. Isto será realizado por meio do Interface de Usuário básico (IHM), no computador da subestação; ou utilizando computadores portáteis (*lap tops*) conectados na rede de comunicação. O painel de interface frontal dos IEDs ou os canais auxiliares de entradas dos IEDs poderiam ser utilizados para

controle e indicação de retaguarda “manual” para equipamentos críticos (disjuntores). Estes esquemas permitirão um arranjo físico mais eficiente da casa de controle das subestações.

- Edifícios de controle de subestação menores, incluindo apenas baterias, computador de subestação, processador de comunicações, e controle e indicação local via Interface de Usuário.
- Um segundo computador de subestação, independente, e uma segunda rede, podem ser empregados como retaguarda (*back-up*) em subestações críticas, com grandes quantidades de pontos de dados e controle, a fim de garantir disponibilidades mais altas do sistema integrado. As redes WAN, dos computadores das demais subestações, também proporcionarão redundância adicional.
- Proteção digital intra e inter-subestações, utilizando fasores sincronizados com alta precisão, graças ao auxílio de Satélites de Posicionamento Global (GPS) e envolvendo uma rede de IEDs.
- Uso da Tecnologia Orientada a Objetos (OOT) para modelagem do sistema e comunicação de dados.
- Interconectividade de IEDs de diferentes fornecedores para interoperar entre estes e serem intercambiáveis.
- Migração suave de arquiteturas e rápida adoção e implementação de novas tecnologias.

12.0 CONCLUSÕES

Embora a integração e automação de subestações tenha sido um conceito bastante difundido nas últimas duas décadas, somente umas poucas empresas de energia elétrica tinham desenvolvido, até meados dos anos 90, abordagens “verdadeiramente” integradas de proteção, controle e automação, para facilitar a troca de informações a nível corporativo e viabilizar a própria automação. A partir desta época a situação começou a mudar devido a várias razões.

A desregulamentação dos mercados elétricos esta forçando às companhias no mundo todo a se focar em aspectos de qualidade da energia e satisfação do consumidor. O controle e as comunicações de dados por via digital permitem a estas entidades trocar informações relativas à compra e venda de energia e atualização do estado da rede elétrica. A desverticalização das empresas de energia elétrica, o acesso aberto à transmissão e a comercialização a varejo estão agora requerendo muito maior compartilhamento de informações em tempo real a nível de transmissão.

Ao mesmo tempo, um tremendo esforço de padronização ocorreu na área de comunicações e protocolos em subestações. Afortunadamente, os principais grupos patrocinadores desta padronização: o EPRI e o IEC, começaram a trabalhar juntos e suas atividades tem incluído um alto nível de colaboração dos fornecedores e companhias elétricas.

O grande poder de compra coletiva das principais companhias elétricas nos EE.UU. e Europa tem forçado os fornecedores a reprojeter seus produtos. Este alto nível de suporte e harmonização está, certamente, contribuindo de maneira importante para a rápida implementação e aceitação deste novo padrão internacional de comunicação para a integração dos dispositivos de campo que suportarão as necessidades de integração e automação da indústria, denominado protocolo IEC 61850.

13.0 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ALMEIDA, P.C. e PRADA, R. Esquemas de Proteção de Sistemas de Energia Elétrica, Dissertação de Mestrado, PUC-RIO, 2002
- (3) I. LAUZIRIKA et al., “Evolución, Análisis Actual y Futuro de los Sistemas Integrados de Protección y Control”, X ERLAC, Puerto Iguazú, Argentina, Mayo, 2003.
- (4) J.Jr. SAAD, P. STEIN, R.B. SOLLERO, A.C. PEREIRA, “Sistema de Aquisição e Processamento de Dados para a Integração da Supervisão, Controle e Proteção”, V SIMPASE, Recife, 2003.
- (5) E. FAY e M.J. ECKL, “Subestações Integradas – Como Obter Benefícios do Protocolo IEC-61850 Hoje”, XVII SNPTEE GPC-20, Uberlândia, Out. 2003.
- (6) D.C.Marquez et al., “A Experiência da COPEL na Integração de Proteções Digitais ao Sistema de Automação de Subestações”, XVII SNPTEE GPC-22, Uberlândia, Out. 2003.
- (7) J. McDonald, D. Cáceres, S. Borlase, and Marco Jansen, “ Standardized Design of Transmission Substation Automation System”, Argentine Engineering Congress, Buenos Aires, Argentina, December 1998.
- (8) HOHLBAUM, F., HOSENLOPP, L. WONG,G. et al., Concept and First Implementation of IEC 61850, CIGRÉ Session B5-110, Paris, Aug. 2004.
- (9) KAMERS, D.M., MUSALTO, R. et al., Sistemas de Monitoração Integrados nas Unidades de Processamento de Reguladores Digitais de Tensão e Velocidade de Geradores de Energia. XVI SNPTEE, GPC-26, Campinas, São Paulo, SP, Brasil, out. 2001
- (10) HAMAMATSU, K. et al., A New Approach to the Implementation of Internet Based Measurement and Monitoring. IEE DPSP Conference, pp. 102-105, Amsterdam, April, 2001.
- (11) GIOVANINI, R. e COURY, D.V., Sistemas Agentes Remotos Aplicados à Melhoria da Proteção Local e de Retaguarda. XV Congresso Brasileiro de Automática, Gramado, RS, Brasil, set. 2004
- (12) MESSING, L. AABO, Y et al., Extracting Information from Data Collected by Relays and Other Monitoring Devices, Revista Electra nº 215, August, 2004, pp. 25-36
- (13) CRISPINO,F., JARDINI, J.A.et al., Uma Experiência Aplicando Um Padrão Orientado a Objetos: IEC 61850 na Integração de IEDs na Automação de Subestações
- (14) BAASS, W. et al., The Automation of New and Existing Substations – Why and How, Revista ELECTRA nº 246, CIGRÉ Working Group B5.07, April, 2004