

## Capítulo XIII

# Automação de sistemas elétricos de transmissão

*Equipe de engenharia da Schweitzer Engineering Laboratories (SEL)*

A finalidade do sistema de transmissão de energia, incluindo as subestações, é realizar o transporte de grandes blocos de energia dos centros geradores até os centros consumidores.

Quando falamos em transmissão de energia no Brasil nos referimos a subestações cujo nível de tensão em operação é de 230 kV ou superior. Outra característica diferencial destas subestações é o fato de elas fazerem parte do Sistema Interligado Nacional (SIN), tornando o sistema de automação destas instalações essencial para o bom desempenho do sistema elétrico de potência. Com isso, a telessupervisão torna-se de extrema importância para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Segundo os procedimentos de rede do ONS, essas subestações mencionadas pertencem à rede básica, em conjunto com a rede complementar, composta por instalações situadas além dos limites da rede básica, cujos fenômenos têm influência significativa na operação ou no desempenho da rede básica. Os critérios para a composição da rede básica estão estabelecidos na resolução normativa nº 067 de 08/06/2004 publicada em 11/06/2004 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Quando o assunto é automação, temos de levar em consideração diversos aspectos, como comunicação, equipamentos, medição de grandezas, interfaces homem-máquina, etc. Esses pontos, entre outros, serão tratados a seguir com o intuito de mostrar a filosofia moderna para a automação de uma subestação de transmissão de energia.

### O ONS

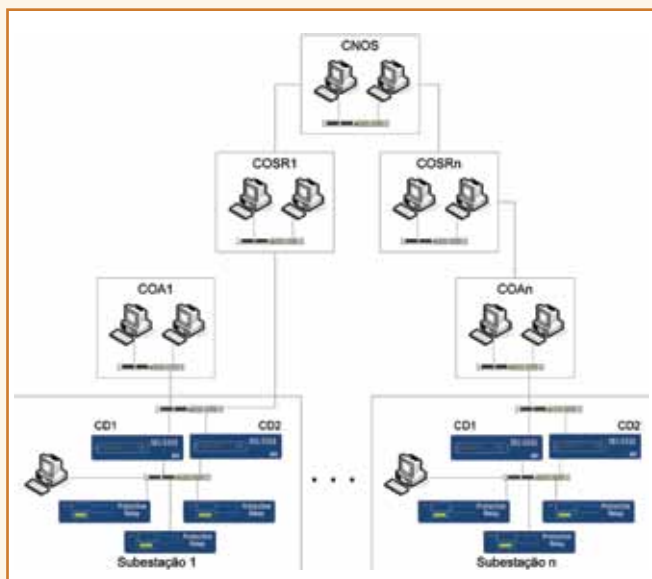
O ONS, por meio dos procedimentos de rede, cria regras para o sistema de automação destas subestações, as quais estão dispostas no Submódulo 2.7 – Requisitos de telessupervisão para a operação.

De acordo com o item 2 deste submódulo, o objetivo é: “Atribuir responsabilidades relativas aos requisitos de telessupervisão para a operação e estabelecer os recursos que os agentes devem disponibilizar para o ONS como forma de viabilizar a completa operacionalização dos sistemas de supervisão e controle do ONS.”

O submódulo 2.7 regula a disponibilização de dados, informações e telecomandos necessários à supervisão e ao controle do Sistema Interligado Nacional (SIN). A Figura 1, apresentada a seguir, ilustra de maneira simplificada a organização da infraestrutura de supervisão e controle do ONS. Nesta figura temos:

- CD – Concentrador de Dados
- COA – Centro de Operação do Agente/Acessante
- COSR – Centro Regional de Operação do Sistema (Propriedade do ONS)
- CNOS – Centro Nacional de Operação do Sistema (Propriedade do ONS)

São denominados genericamente de agentes os proprietários de equipamentos integrantes das redes de operação e supervisão.



**Figura 1 – Organização da infraestrutura de supervisão e controle do ONS.**

De acordo com o submódulo 2.7, os agentes são responsáveis, com relação aos equipamentos na rede de supervisão, por fornecer recursos de supervisão e controle aos centros designados pelo ONS. Claro que os agentes também possuem seus centros de operação remotos e que os requisitos de supervisão e controle também devem atender suas exigências, bem como o controle local na subestação. Assim, os requisitos

de supervisão e controle podem ser divididos em:

- Requisitos gerais de supervisão e controle dos agentes, detalhados em requisitos gerais, interligação de dados e recursos de supervisão e controle dos agentes.
- Requisitos para a supervisão e controle de equipamentos pertencentes à rede de operação, divididos em interligação de dados, informações requeridas para a supervisão do sistema elétrico, informações e telecomandos requeridos para o Controle Automático de Geração (CAG), telecomandos requeridos para o Controle Automático de Tensão (CAT), requisitos de qualidade de informação e parametrizações.
- Requisitos para o sequenciamento de eventos (SOE), divididos em interligação de dados, informações requeridas para o sequenciamento de eventos e requisitos de qualidade dos eventos.
- Requisitos de supervisão do agente proprietário de instalações (subestações) compartilhadas da rede de operação.
- Avaliação da disponibilidade e da qualidade dos recursos de supervisão e controle, divididos em item geral, conceito de indisponibilidade de recursos de supervisão e controle, conceito de qualidade dos recursos de supervisão e controle, e indicadores.
- Requisitos de atualização das bases de dados dos sistemas de supervisão e controle do ONS, divididos em requisitos para

cadastro dos equipamentos e requisitos para teste de conectividade da(s) interconexão(ões) e testes ponto a ponto.

O ponto-chave é como atender a estes requisitos da maneira mais econômica possível e também com o desempenho e confiabilidades requeridos.

Para se obter a melhor confiabilidade possível, é fundamental que os equipamentos utilizados nos sistemas de automação, supervisão e controle de subestações atendam a duas normas. A primeira delas é a IEEE Std 1613-2003 (IEEE Standard Environmental and Testing Requirements for Communications Networking Devices in Electric Power Substations) e a segunda é a IEC 61850 Part 3 (General Requirements), as quais definem as condições de serviço, as classificações elétricas e térmicas, e os requisitos para testes ambientais dos dispositivos utilizados nos sistemas de automação, supervisão e controle de subestações de energia elétrica.

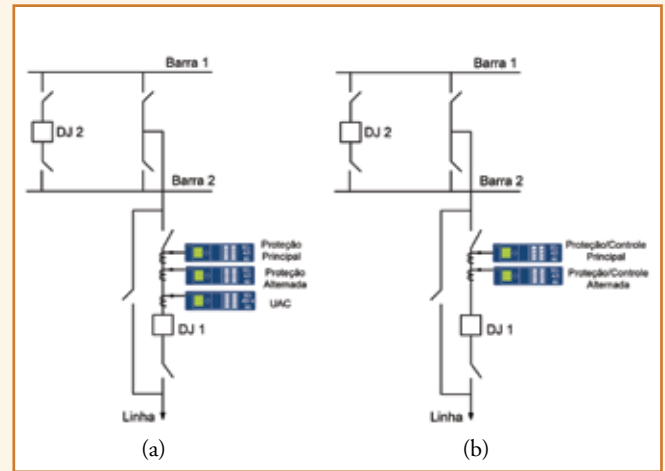
### Automação de subestação de transmissão

Para a automação de uma subestação de transmissão, devem-se analisar dois aspectos: automação interna à subestação e telessupervisão. Estes aspectos em conjunto devem proporcionar segurança, disponibilidade, confiabilidade e velocidade para os sistemas de proteção e controle.

Podem ser utilizados equipamentos de proteção e controle totalmente independentes, isto é, dispositivos de proteção (relés de proteção) separados dos dispositivos de controle (UAC – Unidade Autônoma de Controle) ou podem ainda ser empregados dispositivos de proteção e controle integrados em um mesmo equipamento ou IED (Intelligent Electronic Device). Os modernos equipamentos de proteção já englobam as funções de controle, sendo que alguns possuem separação interna em sua programação, entre as funções de proteção e controle, com senhas de acesso independentes.

Um mesmo dispositivo para proteção e controle já tem sido adotado por algumas empresas transmissoras de energia e tem mostrado uma excelente vantagem em relação à economia nos custos de instalação e de operação, pois representa um número menor de equipamentos a serem instalados e mantidos consequentemente. Do ponto de vista de confiabilidade e disponibilidade, obtém-se um grande benefício, pois os equipamentos de proteção devem possuir redundância. Por este motivo, existem dois conjuntos de proteção para cada equipamento do sistema de proteção (proteções principal e alternada ou proteções principal e de retaguarda) ao incorporar o controle nos equipamentos de proteção também haverá redundância no sistema de controle, fazendo a falha de um equipamento não prejudicar em nada o controle de determinado terminal.

A Figura 2 mostra as duas condições, com o controle em uma unidade independente dos dispositivos de proteção (a) e com controle e proteção integrados em um mesmo dispositivo (b).



**Figura 2 – Controle em uma unidade independente dos dispositivos de proteção (a) e controle e proteção integrados em um mesmo dispositivo (b).**

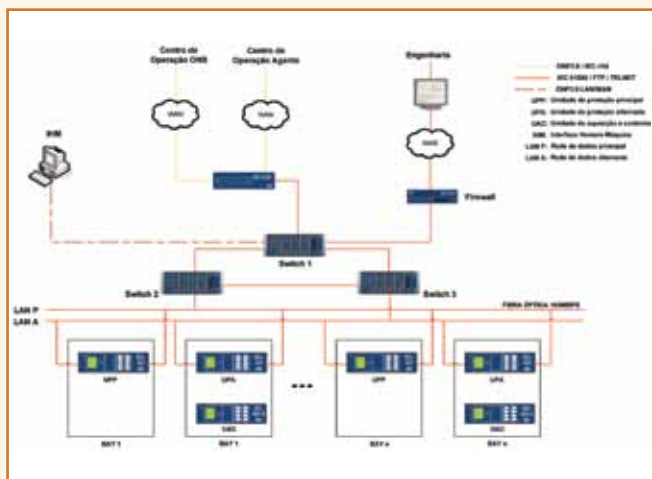
Ao adotar a abordagem da integração do controle e da proteção em um mesmo dispositivo, podemos levantar a questão referente à medição operacional, pois os relés de proteção são conectados aos enrolamentos dos transformadores de corrente (TC) que possuem classe de exatidão para uso com dispositivos de proteção e não aos enrolamentos com classe de exatidão de medição.

A Companhia Paranaense de Energia (Copel) resolveu esta questão realizando testes em TCs de proteção para determinar o seu comportamento na faixa de corrente referente à medição operacional. A conclusão foi que os TCs de proteção podem ser utilizados para a medição operacional, pois, na faixa de 10% a 130% da corrente nominal, os TCs de proteção possuem exatidão adequada para a medição operacional.

É claro que nem todos os TCs possuem características iguais e que a conclusão apresentada pela Copel não pode ser estendido a todos os TCs, mas é um ponto de partida para que se possam obter os dados dos fabricantes dos transformadores de corrente.

O submódulo 2.7 dos procedimentos de rede requer que todas as medições de tensão sejam efetuadas por equipamentos cuja classe de precisão garanta uma exatidão mínima de 1%. As medições das demais grandezas analógicas devem garantir uma exatidão mínima de 2%. Tal exatidão deve englobar toda a cadeia de equipamentos utilizados, tais como transformadores de corrente, de tensão, transdutores, conversores analógico/digital, etc. Portanto, ao se utilizar os dispositivos de proteção incorporando as funções de controle, é necessário que eles possuam exatidão adequada para atender a este requisito.

Para atender aos requisitos de confiabilidade e disponibilidade requeridos para o sistema de automação, controle e supervisão de uma subestação de transmissão, é comum a utilização de redundância na rede de automação. A Figura 3 mostra um exemplo de rede de sistema de automação de uma subestação de transmissão.



**Figura 3 – Exemplo de rede de automação de uma SE de transmissão.**

Na Figura 3, temos o exemplo de rede de automação para uma típica subestação de transmissão dentro dos padrões da norma IEC 61850. Esta norma foi concebida para aplicação dentro de ambientes de subestações e nela fazem parte diversos protocolos de comunicação. Hoje são utilizados MMS (Manufacturing Message Specification) para troca de informações operacionais e GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) para troca de informações entre IEDs.

Neste exemplo, em cada bay, as funções de controle e proteção estão implementadas em dispositivos distintos. Porém, como vimos anteriormente, podemos utilizar os mesmos dispositivos para executar estas funções de controle e proteção, desde que sejam atendidos os requisitos do ONS para proteção e telessupervisão.

Para aumentar a disponibilidade e a confiabilidade do sistema, as redes de automação são projetadas com canais redundantes de comunicação. Os IEDs devem possuir interfaces para comunicação ethernet redundantes, funcionando em “Fail Over Mode”, isto significa que, na falha do cabo de comunicação ou de um switch Ethernet, a comunicação pode ser transferida para a outra interface Ethernet sem degradar o sistema. Cada interface ethernet do IED deverá ter capacidade de comunicar com diversos protocolos simultaneamente, de forma a possibilitar que a rede possa ser acessada pelos centros de operação para supervisão e pelo setor de engenharia dos agentes para coletas de oscilografia e parametrização remota dos dispositivos.

Nesta topologia, os switches exercem um importante papel e devem ser do tipo gerenciável, tornando possível a criação de Virtual LANs, fazendo o fluxo de mensagens na rede ethernet ser mais eficiente. No exemplo da Figura 3, são utilizados três switches em uma formação híbrida, em que os três estão conectados em anel e a comunicação com os IEDs é do tipo estrela, criando assim caminhos alternativos para o tráfego de informações no caso de falha em algum ponto da rede.

A comunicação com os centros de controle remotos e com a IHM local é feita por meio do protocolo DNP3.0 ou IEC 60850-5-104, surgindo assim a necessidade de um gateway para concentrar e

coletar os dados dos IEDs via IEC 61850 MMS e então adequá-los para os protocolos necessários e enviar informações ao nível superior.

O acesso remoto para parametrização e coleta de dados dos relés de proteção pode ser feita a partir de um acesso da engenharia, utilizando a mesma rede física de comunicação ethernet, sem perdas de confiabilidade e velocidade de informação. E para aumentar a segurança do acesso de engenharia utiliza-se um firewall, diminuindo, dessa forma, o risco de ataque de hackers.

### **Controladores de bay**

Estes equipamentos são chamados de diferentes maneiras, por diferentes pessoas e literaturas, como “bay control” (algo como “controladores”), “unidade de aquisição e controle” e propriamente de “controladores de bay”. O fato é que se trata de IEDs modernos com grande capacidade de programação de lógicas e comunicação.

Os controladores de bay modernos surgem como solução para a tecnologia das UTRs (unidades terminais remotas), a qual concentrava todas as informações para gerenciamento da subestação em um único equipamento. Nas modernas subestações, a filosofia utilizada é a distribuída, ou seja, cada bay da subestação possui seu próprio controlador, tornando o sistema mais confiável como visto anteriormente.

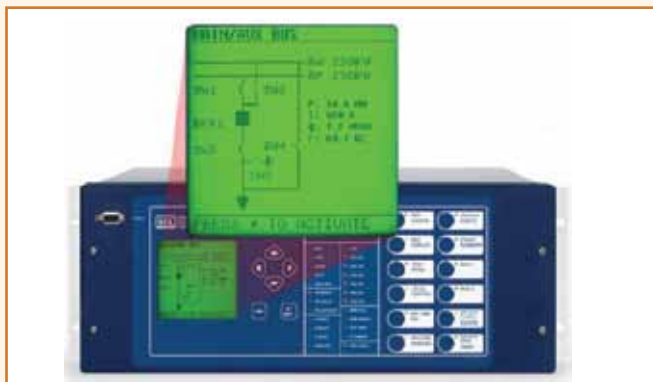
Em subestações de transmissão, é comum encontramos redundância para os controladores, embora não sendo um critério exigido pelo procedimento de rede do ONS, são utilizados IEDs principais e de retaguarda executando as mesmas funções. Há ainda aplicações em que controladores de um determinado bay executam algumas tarefas básicas de um controlador de um bay vizinho. Neste caso, chamamos de recobrimento, tornando o custo da instalação mais econômico.

Com o avanço da tecnologia de comunicação e a criação da norma IEC 61850, foi possível diminuir em grande quantidade a cablagem dentro da subestação. O intertravamento entre bays pode ser feito via rede de comunicação ao invés de fios de cobre conectados a saídas e entradas digitais dos equipamentos. Outra vantagem é o fato de possuírem displays gráficos em que, para cada aplicação, pode-se customizar o desenho do diagrama unifilar do bay em questão; mostrando, com informações instantâneas, todos os equipamentos manobráveis e seus estados, medição de grandeza, etc. Possuem também botões e Leds configuráveis para controle de disjuntores, sinalização de alarmes e outras funções a serem programadas pelo usuário, substituindo assim chaves e botoeiras tradicionalmente utilizadas nos painéis. Todas essas funcionalidades são ajustadas via software específico.

Os controladores possuem capacidade para lógicas de selo para eliminar a necessidade de alguns relés biestáveis, contadores, processamento matemático e temporizadores para um completo controle da subestação.

### **Medição sincronizada fasorial**

Com o sistema interligado, a estimação de dados e a análise de perturbações constituem uma ferramenta muito importante para determinar a estabilidade do sistema de potência. Dessa forma,



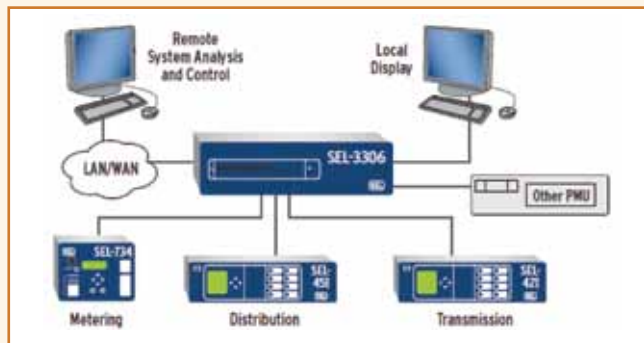
**Figura 4 – Foto do controlador de bay.**

as UMFs (Unidades de Medição Fasorial) caracterizam-se pela aquisição de medidas analógicas de tensão e corrente de diversas barras do sistema elétrico de potência no mesmo instante de tempo, tornando possível verificar o fluxo de potência do sistema e, conseqüentemente, melhor gerenciá-lo. Essas medições possuem alta taxa de amostragem e grande exatidão, sendo sincronizadas por GPS, que permite uma exatidão na casa de microssegundos.

As UMFs que serão instaladas em diversas subestações terão a necessidade de envio das informações coletadas para os centros do ONS. Para isso utilizarão a rede de comunicação das subestações para o tráfego de informações.

A Figura 5 mostra um exemplo de rede de comunicação para sistema de medição fasorial. Os dados são coletados pelas UMFs e

são enviados para um concentrador/gateway que fará a interface com o SCADA. Nos centros, as informações são processadas por meio de softwares específicos para análise dos dados e gerenciamento.



**Figura 5 – Exemplo de rede de medição fasorial.**

Os IEDs modernos de proteção permitem a realização da medição fasorial sincronizada, pois o processamento da proteção e a medição fasorial são independentes. Dessa maneira, não há prejuízo no desempenho do relé, diminuindo assim o custo de instalação, já que os relés estão aplicados em todo o sistema elétrico de transmissão.

*\*Equipe de engenharia da Schweitzer Engineering Laboratories (SEL)*

**CONTINUA NA PRÓXIMA EDIÇÃO**

Confira todos os artigos deste fascículo em [www.osetoreletrico.com.br](http://www.osetoreletrico.com.br)  
Dúvidas, sugestões e comentários podem ser encaminhados para o e-mail [redacao@atitudedeeditorial.com.br](mailto:redacao@atitudedeeditorial.com.br)