

## Capítulo II

# Automação de sistemas elétricos industriais, de transmissão e distribuição

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

Neste capítulo serão discutidos os requisitos de supervisão e controle que devem ser implantados para que seja assegurada a plena integração da supervisão e controle dos equipamentos, garantindo-se, com isso, uma operação segura e com qualidade do sistema elétrico.

Nos exemplos utilizados ao longo do texto, são descritos sistemas de automação baseados na norma IEC 61850 (*Communication Networks and Systems for Power Utility Automation*), devido ao fato de que em grande parte das novas instalações e ampliações este tem sido o sistema adotado.

### **Sistemas elétricos de transmissão**

Entende-se como sistema elétrico de transmissão aquelas instalações que, segundo os procedimentos de rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), pertençam à rede básica, utilizada para transporte de grandes blocos de energia dos centros de produção até os centros de consumo; e 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, publicada em 11 de junho de 2004 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

O sistema de automação destas instalações deve estar de acordo com o disposto no “Submódulo 2.7 – Requisitos de telessupervisão para a operação”. De acordo com o item 2 deste submódulo, seu objetivo é:

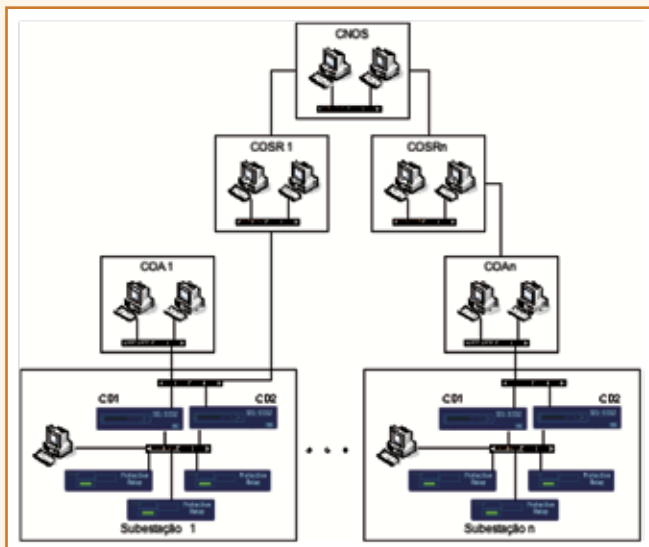
Atribuir responsabilidades relativas aos requisitos de telessupervisão para a operação e estabelecer os recursos que os agentes devem disponibilizar para o ONS como forma de viabilizar a completa operacionalização dos sistemas de supervisão e controle do ONS.

O submódulo 2.7 regula a disponibilização de dados, informações e telecomandos necessários à supervisão e 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:

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

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**

Segundo 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. Obviamente, os agentes também possuem seus centros de operação remotos e os requisitos de supervisão e controle também devem atender a suas exigências, bem como o controle local na subestação.

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, 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, bem como indicadores.
- Requisitos de atualização das bases de dados dos sistemas de supervisão e controle do ONS, divididos em requisitos para cadastramento dos equipamentos, 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

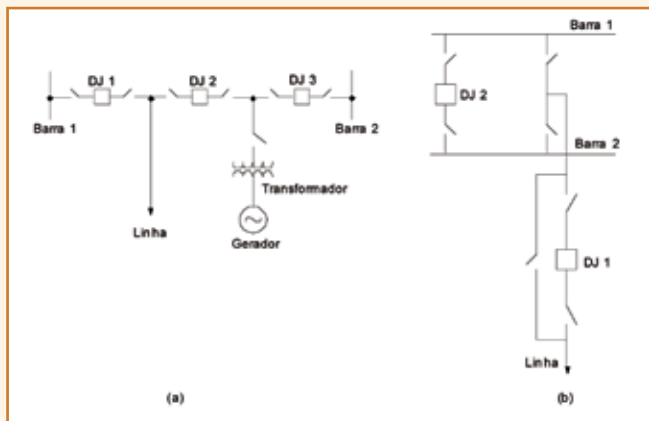
mais econômica possível e também com o desempenho e confiabilidades requeridos.

Para que seja possível 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, classificações elétricas e térmicas e requisitos para testes ambientais dos dispositivos utilizados nos sistemas de automação, supervisão e controle de subestações de energia elétrica.

As subestações de transmissão possuem basicamente três diferentes configurações de barras:

- Disjuntor e meio;
- Barra dupla (quatro ou cinco chaves);
- Anel.

A Figura 2 mostra exemplos de configurações de barra para os arranjos disjuntor e meio e barra dupla (cinco chaves).



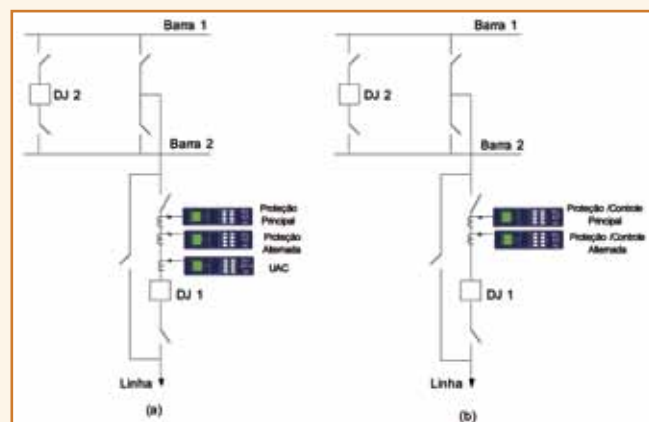
**Figura 2 – Configurações típicas de barras para subestações de transmissão (a) disjuntor e meio, (b) barra dupla**

A filosofia de proteção e controle adotada para estas subestações pode variar. Por exemplo, podem ser utilizados equipamentos de proteção e controle totalmente independentes, isto é, dispositivos de proteção (relés de proteção) separados dos dispositivos de controle (Unidade Autônoma de Controle – UAC) ou pode-se utilizar proteção e controle integrados em um mesmo equipamento, ou *Intelligent Electronic Device (IED)*. Os modernos equipamentos de proteção já podem englobar as funções de controle, sendo que alguns deles até possuem separação interna em sua programação entre as funções de proteção e controle, com senhas de acesso independentes.

A utilização de um mesmo dispositivo para proteção e controle já tem sido adotada por algumas empresas transmissoras em alguns projetos e tem mostrado uma vantagem grande em relação à economia nos custos de instalação e operação, pois representa um número menor de equipamentos a ser instalado e mantido. Do

ponto de vista de redundância também se tem vantagem, 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 se incorporar o controle nos equipamentos de proteção, também se tem a redundância no sistema de controle, fazendo a falha de um equipamento não prejudicar em nada o controle de determinado terminal, aumentando assim a disponibilidade.

A Figura 3 mostra as duas condições, (a) com o controle em uma unidade independente dos dispositivos de proteção e (b) com controle e proteção integrados em um mesmo dispositivo.



**Figura 3 – Controle em uma unidade independente dos dispositivos de proteção (a) e controle e proteção integrados em um mesmo dispositivo (b)**

Ao se adotar a abordagem da integração do controle e da proteção em um mesmo dispositivo, pode-se 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 nos 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 estendida a todos os TCs, mas é um ponto de partida para que se possa obter os dados dos fabricantes dos TCs.

O submódulo 2.7 dos procedimentos de rede requer que todas as medições de tensão devem ser 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 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 da subestação. A Figura 4 mostra um exemplo de uma rede de um sistema de automação de uma subestação de transmissão.

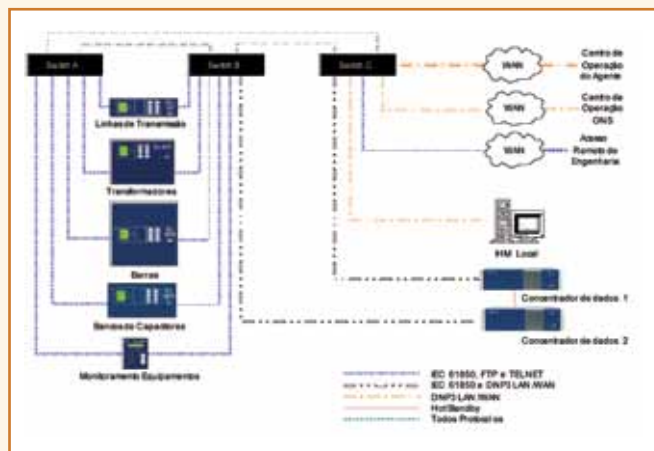


Figura 4 – Exemplo de rede de automação de uma SE de transmissão

No exemplo da Figura 4, as funções de proteção e controle referentes a um determinado bay estão implementadas em um mesmo dispositivo. Para atender a alguns dos requisitos de confiabilidade e disponibilidade, é recomendável que a rede de comunicação interna da subestação seja projetada para permitir canais de comunicação redundantes, isto é, que os IEDs possuam interfaces 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. Os IEDs transmitem dados para os concentradores (gateways) por meio do protocolo IEC 61850 MMS e recebem comandos também por este protocolo.

A comunicação com os centros de controle remotos e com a IHM local é feita por meio do protocolo DNP3, surgindo, assim, a necessidade de um gateway para concentrar e coletar os dados dos IEDs via IEC 61850 e então convertê-los para DNP3.0 LAN/WAN e enviá-los para a IHM local e para os centros de controle remotos.

### Automação de sistemas elétricos de distribuição

A imensa maioria das instalações dos sistemas de distribuição não faz parte da rede básica e, portanto, não estão sujeitas às exigências dos procedimentos de rede, mas nem

por isso deixam de requerer sistemas menos confiáveis que aqueles do sistema de transmissão. As empresas distribuidoras devem manter uma qualidade adequada no fornecimento de energia para seus clientes, caso contrário, estarão sujeitas a duras penalidades por parte dos órgãos reguladores. O sistema de automação, supervisão e controle da subestação é uma ferramenta importante na manutenção de índices de qualidade satisfatórios.

No passado era muito dispendioso economicamente ter sistemas de automação redundantes e com confiabilidade elevada. A tecnologia atual permite que os mesmos equipamentos utilizados no sistema de automação de subestações de transmissão possam ser utilizados em subestações de distribuição por valores economicamente viáveis.

A Figura 5 mostra um exemplo de configuração de uma subestação de distribuição. Nesta subestação pode-se utilizar IEDs que desempenham todas as funções de proteção, controle, medição, intertravamentos, automatismos, registro de eventos, oscilografia, monitoramento de desgaste dos disjuntores, etc. A disposição dos IEDs nesta subestação é mostrada na Figura 6.

A rede de automação desta subestação pode ser a mesma que a indicada na Figura 4, sendo que a conexão com o

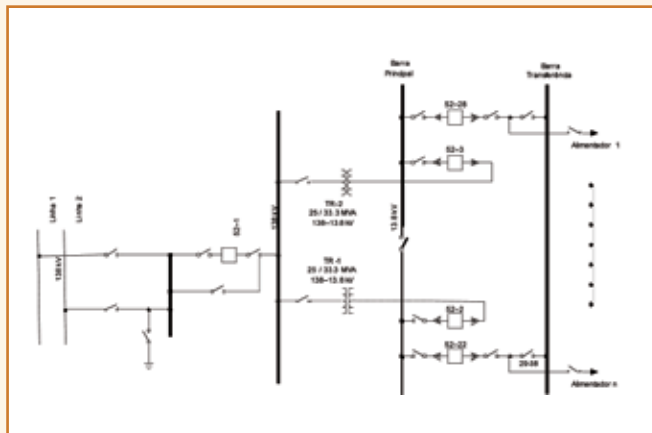


Figura 5 – Exemplo de arranjo de uma SE de distribuição

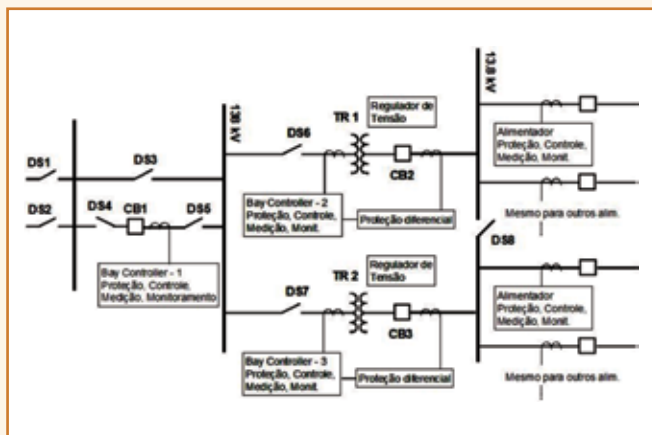


Figura 6 – Distribuição dos IEDs nos boys

centro de operação do ONS não é necessária. Uma rede de comunicação conforme a mostrada na Figura 4 permite a implementação de vários esquemas automáticos baseados na troca de mensagens Goose entre os IEDs, promovendo uma melhora das condições operativas da subestação com a utilização de automatismos para manobras, que antes eram executadas por operadores, resultando em um aumento da confiabilidade, da segurança e da disponibilidade do sistema e uma grande diminuição no tempo de interrupção a que os consumidores poderiam estar sujeitos.

O canal de comunicação para acesso remoto de engenharia, mostrado na Figura 4, permite acesso aos dados armazenados nos IEDs, tais como ajustes, oscilografias, dados de monitoramento de equipamentos, sequência de eventos, etc., fazendo a análise e a solução de problemas sejam aceleradas, possibilitando, inclusive, sistemas de coleta automática de oscilografias, monitoramento de equipamentos e gerenciamento de sua manutenção.

### Automação de sistemas elétricos industriais

Alguns sistemas elétricos industriais são muito complexos, requerendo sistemas de automação, supervisão e controle igualmente complexos. O sistema elétrico de uma refinaria de petróleo, por exemplo, pode conter uma quantidade grande de IEDs, algo como 5.000 IEDs, entre dispositivos de proteção e controle de alimentadores, transformadores, geradores, motores, bancos de capacitores, etc.

O sistema elétrico destas instalações requer sistemas de automação extremamente confiáveis e com alta disponibilidade, pois a parada não programada de uma refinaria de petróleo pode gerar prejuízos monetários enormes.

Em sistemas industriais complexos, encontramos dois tipos de automação/supervisão, a automação do processo industrial e a automação do sistema de distribuição de energia elétrica

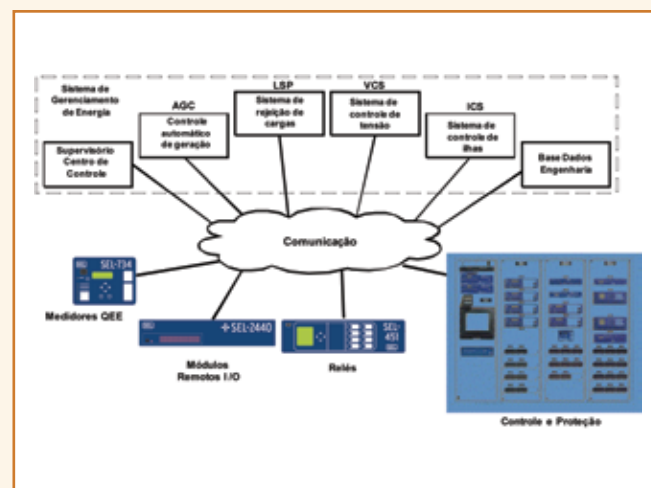


Figura 7 - Sistema de gerenciamento de energia

da indústria. Portanto, o sistema de automação a ser instalado nas subestações da indústria deve se conectar a dois centros de controle, o do processo e o do sistema elétrico. Sendo que a arquitetura da rede de comunicação na subestação pode ser similar a mostrada na Figura 4, substituindo os centros de operação do agente e do ONS pelos centros de controle do processo e centro de controle do sistema elétrico, sendo mais comum a utilização dos protocolos Modbus e OPC para a comunicação entre a subestação e estes centros.

É comum nestes sistemas industriais haver sistemas de geração de energia próprios, requerendo que os sistemas de supervisão e controle das subestações sejam conectados a um sistema de gerenciamento de energia, mostrado na Figura 7.

O sistema de gerenciamento de energia é projetado e concebido com funções automáticas de controle específicas para evitar, detectar e minimizar os blecautes do sistema, além de efetuar o controle simultâneo dos principais ativos do sistema de energia, propiciando e otimizando a operação ideal sob o ponto de vista econômico. Este sistema coleta, manipula e fornece dados importantes do sistema de energia, habilitando os operadores e equipes de manutenção e engenharia a efetuarem o diagnóstico de eventos no sistema, prevenir falhas de equipamentos e reduzir manutenções desnecessárias. As principais características são:

- Monitoramento e aquisição de dados dos concentradores de dados das subestações;
- Software de gerenciamento dos sistemas de comunicação, sincronização de tempo baseada em satélite de todos os dispositivos eletrônicos;
- Despacho e controle automático de geração (CAG);
- Controle da frequência do sistema (CAG);
- Despacho e controle automático de MVAR (VCS);
- Regulação das tensões do sistema (VCS);
- Detecção automática de ilhamento do sistema (ICS);
- Separação automática do sistema (ICS);
- Sistema de restabelecimento automático de cargas (LSP);
- Sistema automático de rejeição de cargas de alta velocidade (LSP);
- Base de dados de engenharia com coleta de oscilografias de faltas, software de análise dos dados de faltas, registrador de sequência de eventos (SOE), software de análise e classificação dos dados do SOE, software de gerenciamento dos ajustes dos relés de proteção.

---

\* *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@atitudeeditorial.com.br](mailto:redacao@atitudeeditorial.com.br)