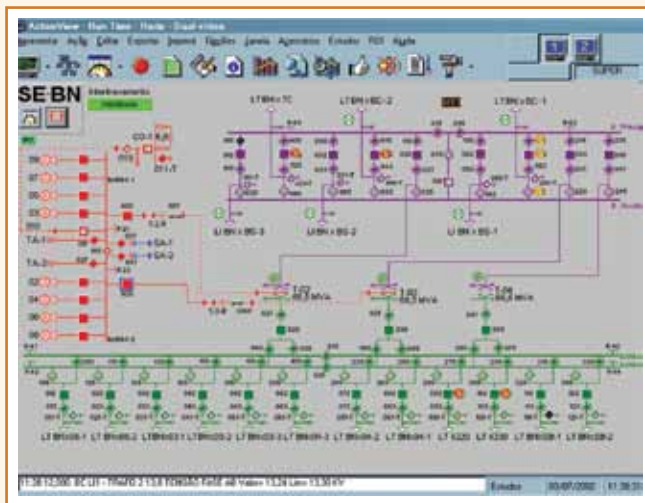


## Capítulo XIV

# Interface Homem Máquina (IHM) e sistemas supervisórios

Equipe de engenharia da Schweitzer Engineering Laboratories (SEL)

A principal ferramenta para a operação de uma subestação de energia elétrica, que contenha tecnologia de automação atualizada, é o Sistema Supervisório. Este tipo de sistema consiste em softwares que fazem a aquisição das informações nas subestações (tensão, corrente, potência ativa, reativa, frequência) e posições aberta/fechada de seccionadoras, disjuntores, chaves, etc., e as disponibiliza em diagramas unifilares ou em telas de Interface Homem Máquina (IHM). Veja um exemplo na Figura 1.



**Figura 1 – Diagrama unifilar de subestação em sistema supervisório.**

Existem vários perfis de usuários que necessitam dessas informações:

- Operador da subestação.
- Operador de sistema no centro de operação.

- Área de engenharia de manutenção.
- Órgãos governamentais (CCEE, ONS, Aneel).

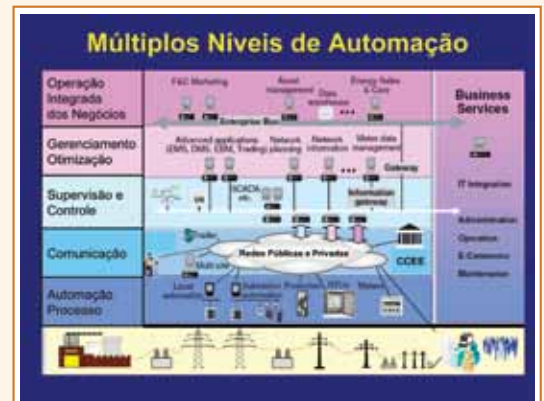
Sob este ponto de vista, foram definidos três níveis de operação:

Nível 1 – Operação local, visualização ou atuação direta nos equipamentos de campo.

Nível 2 - Visualização e atuação sobre um computador local que aglutine todas as informações da subestação.

Nível 3 – Centro de operação do sistema.

Existe também outro tipo de classificação que são os níveis de automação, que podemos visualizar na Figura 2.



**Figura 2 – Múltiplos níveis de automação no processo elétrico.**

Para o atendimento dessas necessidades de operação e automação, temos os softwares conhecidos como:

- SCADA – Supervisory Control and Data Acquisition
- E M S – Energy Management Systems

Vamos iniciar descrevendo o SCADA.

Dentre os grandes requisitos e descritivos deste tipo de software, ressaltamos os mais importantes e representativos.

- Executar o tratamento adequado das informações dos disjuntores, seccionadoras, taps de transformadores, assim como das medições das tensões de barra, de linha de transmissão, de correntes de alimentadores e transformadores, de potências ativas, reativas e frequências;
- Disponibilizar estas informações em unifilares e telas;
- Alarmes com discriminação de milissegundos;
- Permitir automatismos e manobras do setor elétrico como funcionalidades do sistema SCADA;
- Permitir definir limites operacionais, emergenciais e físicos. Discriminação da carga leve, média e pesada;
- Gráficos de tempo real e histórico;
- Superposição de imagens de câmeras nos unifilares (opcional já bastante difundido nos dias de hoje);
- Relatórios diários de interrupções;
- Relatórios de operação – manobras realizadas no período de 24 horas;
- Previsão de carga.

Existem outros atributos igualmente importantes, que são implementados também nos IEDs que fazem aquisição das informações:

- Banda Morta – Normalmente expressada em percentual do fundo de escala, significa que uma medição só será enviada quando existe uma variação que supera a Banda Morta. Exemplo: fundo de escala – 500 KV com 0,1% de Banda Morta – Envio se processa para variações superiores a 0,5 KV.
- GPS – Sistema de sincronização de relógios através de pulsos de satélite, que são recebidos a cada segundo, com exatidão de 1 microssegundo.
  - o IRIG-B – Sistema em que o pulso de sincronismo é levado ao IED, por meio de fiação. Hardware. É o mais preciso e confiável.
  - o NTP – Network Time Protocol – O sinal de sincronismo é enviado por meio de Protocolo de Rede (TCP/IP). Apresenta limitações, causando atrasos no sincronismo. Algoritmos modernos têm melhorado sua performance, mas dificilmente alcançam a precisão de 1 milissegundo do IRIG-B.
  - o PTP – Precise Time Protocol – IEEE 1588 – Resolução de 1 microssegundo, em conclusão de desenvolvimento.
- SOE – Sequenciamento de eventos – Utilizando os eventos da subestação (abertura/fechamentos de disjuntores e religadores) com estampas de tempo com exatidão de 1 milissegundo, é possível determinar a origem de uma perturbação no sistema

elétrico.

Ainda podemos classificar os SCADAs:

Quanto a funcionalidades:

- Servidor de comunicação;
- Servidor de base de dados de tempo real;
- Servidor de IHM;
- Servidor de dados históricos.

Quanto ao ambiente de processamento:

- Windows (NT, 2000 e XP);
- Linux;
- Unix;
- Outros.

Quanto a arquiteturas:

- Software roda stand-alone em um computador;
- Software roda em arquitetura cliente x servidor;
- Software roda com servidor e Thin Clients (WEB).

Quanto a BDTR:

- Software tem BDTR proprietário;
- Software usa uma base de dados de mercado.

Quanto à base histórica:

- Software não tem base histórica;
- Software tem base de dados proprietária;
- Software usa uma base de dados de mercado.

Quanto à compressão da base de dados históricos, dado que um sistema armazena milhões de informações de medidas e eventos diariamente, é necessário saber se ele usa as tabelas de forma canônica ou utiliza algoritmos de compressão.

Quanto ao editor de telas, é um software, cujos objetos de visualização são elementos internos do pacote ou são elementos padrão de mercado, usando qualquer editor.

Quanto aos objetos de visualização, os elementos disponibilizados são:

- Ponto digital simples;
- Ponto digital duplo;
- Ponto digital múltiplo;
- Ponto analógico;
- Medidor gauge;
- Gráficos;
- Objetos equipamentos;
- Objetos de animação (ventilador, líquidos, etc.).

Quanto às funções disponibilizadas:

- PID;
- Fórmulas elétricas;

- Expressões;
- Horímetro;
- Contador;
- Rampa;
- Outras.

Quanto às implantações de novas funções:

- Linguagem própria do tipo Vbscript;
- Módulos-objeto usando uma linguagem suportada como C, C++, Delphi, Visual Basic, OCX, DLL, etc.;
- Não suporta implementação de novas funções.

Quanto ao nível de abertura do software:

- Disponibiliza fontes;
- Disponibiliza APIs (Application Program Interface = Biblioteca de sub-rotinas);
- Não disponibiliza novos desenvolvimentos.

Quanto aos protocolos da área elétrica suportados:

- IEC 60870-5-101, 103, 104;
- IEC 61850 (UCA-2);
- DNP 3.0;
- Modbus;
- Outros.

Quanto às generalidade da implementação:

- Proprietário de uma empresa de solução, sendo orientado a suportar os equipamentos da solução, tendo como vantagem permitir uma integração fácil com seus equipamentos, já que os reconhece e tem ferramentas de configuração inclusas no próprio SCADA;
- Genérico e, portanto, não reconhece os equipamentos dos fabricantes, devendo mapeá-los através de seu módulo de configuração.

Quanto à aplicação orientada ao setor elétrico ou industrial. Softwares SCADA orientados ao setor elétrico têm funções diferenciadas, tais como:

- Tratamento de alarmes e eventos com milissegundo;
- Definição de prioridades de alarmes e filtros;
- Vinculação automática das informações de abertura de dispositivo e carga interrompida;
- Tratamento especial de disjuntores, seccionadoras, Tap's de transformadores, religadores, impedimentos, etc.;
- Função de impedimento de comando em função de equipe de manutenção implementada nos comandos;
- Limites com troca automática em função de carga leve, média e pesada;
- Tratamento automático de variáveis trifásicas com alarme por defasagem de fase;

- Função de manobras do setor elétrico;
- Tratamento automático de variáveis trifásicas com alarme por defasagem de fase;
- Função de manobras do setor elétrico;
- Estrutura hierárquica orientada a criação de objetos “bay”;
- Prioridade de alarmes e filtros de alarmes por prioridade;
- Filtros de equipamentos / macros.
- Intertravamento de comandos e condicionamento de alarmes;
- Segurança de acessos com perfil configurado ao nível de vão de alimentador, com alarmes/reconhecimento habilitado por classe de tensão;
- Transferência de dados entre equipamentos vinculada ao perfil do equipamento, permitindo, por exemplo, que os equipamentos só recebam dados de eventos associados a um nível de carga;
- Geração automática de relatório diário do tipo de carga interrompida em função dos eventos do sistema.

Todo este aparato é necessário para garantir a qualidade da energia entregue aos consumidores, à indústria, ao comércio, etc.

Grandes parques de produção da cadeia eletrônica, da indústria de componentes à de computadores, só estão se viabilizando no Brasil por dois motivos: escala do mercado consumidor e energia de qualidade (sem ruídos, harmônicos e interrupções/blecautes).

## **Energy Management Systems (EMS)**

Podemos relacionar seus módulos principais:

### **Após o blecaute de 9 de novembro de 1965, no norte dos Estados Unidos e do Canadá:**

**1. Configurador de rede** – Considera corretos os estados adquiridos do campo pelo SCADA. Seccionadoras e disjuntores.

**2. Estimção de estados** – Determina a melhor estimativa possível dos módulos e ângulos das tensões nas barras do sistema elétrico. Considera parâmetros e topologia da rede para serem usados nos cálculos da solução de fluxo de potência.

**3. Fluxo de potência** – Estabelece a condição operativa para a rede a partir das medições do sistema SCADA e estimador de estados.

- Calcula as tensões e ângulos para as barras e os fluxos nos circuitos (MW, MVAR, MVA).

- Método de Newton-Raphson. Matrizes impedância/admitância.

**4. Análise de contingência** – Comportamento do sistema elétrico frente a uma lista das mais críticas ou prováveis.

- Contingência – perda de um equipamento importante do sistema.
- Linha de transmissão, transformador ou usina geradora.
- Mesmo com a perda de alguns componentes, o sistema mantém-se íntegro.
- Se ocorrer uma sequência de perdas, o sistema pode entrar em colapso. Blecaute.
- O operador de sistema é informado e analisa continuamente as fragilidades do sistema, simulando-as e se preparando para correção.

**5. Controle de emergência** – Lista de ações sugeridas ao operador no sentido de mover o sistema para condição operativa normal.

**6. Controle de segurança** – Mover de uma condição insegura para uma condição operativa normal.

- Condição operativa insegura – nem todas as restrições físicas dos equipamentos são respeitadas para pelo menos uma contingência a que o sistema foi submetido na análise de contingência.

***Após os blecautes dos anos 2000, ocorridos no Brasil, nos Estados Unidos e na Europa:***

**7. Controle preventivo** – Avaliação de segurança dinâmica e controle coordenado de tensão.

**8. ECS** (Esquema de Controle de Emergência) e **SOE** (Sequência de Eventos) – sincronização por GPS – Satélites.

**9. Avaliação da estabilidade angular e de tensão.**

**10. Ferramentas de auxílio ao operador** – Interpretação inteligentes de alarmes.

**11. Medição sincronizada de fasores.**

---

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

**CONTINUA NA PRÓXIMA EDIÇÃO**

Confira todos os artigos deste fascículo em [www.osestoreletrico.com.br](http://www.osestoreletrico.com.br)

Dúvidas, sugestões e comentários podem ser encaminhados para o e-mail [redacao@atitudeeditorial.com.br](mailto:redacao@atitudeeditorial.com.br)