

# SMART GRIDS

MATEUS M. COELHO, SÉRGIO CORDEIRO, ALAN OLIVEIRA

## ESPECIFICAÇÃO DA “SUBESTAÇÃO DO FUTURO”

Com base na especificação real de uma SE para o projeto Sinobras [Abengoa], apresentamos a nossa visão do que seria aplicável a uma subestação em um futuro próximo. Para maior brevidade, apresentamos a seguir apenas as alterações que sugerimos aplicar ao documento analisado com vistas a adequá-lo ao estado da arte.

Algumas alterações se justificam em virtude de o caso estudado tratar de uma SE industrial, enquanto nossa especificação se aplicaria a outros tipos também, ou seja, tentamos elaborar algo aplicável a subestações de concessionária (transmissão e distribuição), industriais e mesmo prediais (hospitais, estádios, etc.). Conforme o tipo de SE e outras condições específicas, alguns itens podem ser desconsiderados.

### Seção 4, fl. 5.

- Incluir normas pertinentes referentes a segurança cibernética (ANSI/ISA 99 e NERC CIP).
- Incluir norma IEC 61968 e/ou IEC 61970, conforme tratar-se de SE de distribuição ou de transmissão pertencente a concessionária.

### Seção 5, fl. 7.

- Incluir gerador de emergência com capacidade de auto-diagnóstico, comunicando-se em Ethernet e protocolo SNMP v.2 ou v.3.
- Incluir sistema de combate a incêndio automatizado, integrado a uma central de segurança (CFTV, intrusão e incêndio).
- No caso de uma SE industrial, incluir o fornecimento de um no-break compatível com a demanda dos equipamentos eletrônicos, comunicando-se em Ethernet e protocolo SNMP v.2 ou v.3.
- No caso de uma SE de concessionária, incluir o fornecimento de um banco de baterias capaz de auto-diagnóstico, comunicando-se em Ethernet e protocolo SNMP v.2 ou v.3.
- Se aplicável <sup>1</sup>, especificar PMUs dedicadas ou IEDs com capacidade de medição de sincrofasores conforme IEEE C37.118.

- Incluir roteador IPv6, com capacidade de estabelecimento de VPNs baseadas em IPsec ou TLS (*Transport Layer Security*), prevenção/detecção de intrusões (IPS/IDS) e, se aplicável, *firewall* com inspeção de estado.
- Em caso de SE de distribuição, o roteador deve ser capaz de se comunicar no protocolo usado pelos medidores inteligentes adotados pela concessionária.

#### Seção 6.1, fl. 8.

- Incluir monitoramento de temperatura nos painéis
- Incluir monitoramento de arco elétrico nos painéis, como opcional destacado <sup>2</sup>.
- Especificar que o monitoramento dos painéis deve se comunicar por meio de Ethernet e TCP/IP.

#### Seção 6.2.6, fl. 11.

- Especificar que deverá haver uma malha de aterramento exclusiva para os equipamentos eletrônicos.

#### Seção 8, fl. 21.

- Especificar que o sistema deverá coletar até o 50º harmônico.
- Especificar que a precisão da coleta deve ser de 0.5%.

#### Seção 8.4, fl. 23.

- Trocar a especificação de interface serial RS-232 para GigabitEthernet.
- Especificar o protocolo de comunicação padrão do IEEE para aquisição de oscilografias (COMTRADE: IEEE C37.111-1999).

#### Seção 9.1.2, fl. 25 a 26.

- Especificar que deve ser atendida a revisão 2 da norma IEC 61850.
- Remover a opção do protocolo STP (*Spanning Tree Protocol*).
- Em caso de SE de transmissão, especificar PRP (*Parallel Redundancy Protocol*) para redundância.
- Remover a opção de gerenciamento via Telnet e Web, incluindo SSH (*Secure Shell*).
- Remover a opção de gerenciamento via SNMP v.1, deixando as outras.

---

<sup>1</sup>Isto é, se for uma SE de concessionária e sua localização na rede, bem como outras condições operacionais que não é possível analisar com a informação disponível, determinar que devem ser coletados sincrofasores.

<sup>2</sup>Como isso poderia elevar indevidamente o custo dos equipamentos, é preciso que sejam elaboradas duas propostas separadas, uma delas contemplando essa funcionalidade e a outra não.

- Incluir PTP (*Precision Time Protocol*) para sincronização.
- Remover a menção ao SMTP (*Simple Mail Transfer Protocol*), que não é necessário.
- Incluir RADIUS (*Remote Authentication Dial In User Service*) para autenticação de usuários.
- Incluir OpenFlow para reconfiguração dinâmica.
- Incluir capacidade para leitura de parâmetros de configuração em um servidor durante a partida.

**Seção 9.1.3, fl. 26.**

- Especificar que deve ser usado OPC UA, em lugar de OPC, para comunicação com sistemas externos.

**Seção 9.1.4, fl. 26.**

- Trocar a especificação de interface serial EIA-232 para GigabitEthernet.
- Incluir PTP (*Precision Time Protocol*) entre as opções de sincronização. Esse protocolo deve ser uma exigência, não uma opção como os demais.

**Seção 9.1.6, fl. 26.**

- Remover o texto existente e inserir a exigência de uso de dispositivos primários inteligentes (*process bus*).
- Acrescentar a exigência de se utilizarem transformadores de instrumento (TCs e TPs) ópticos.
- Inserir exigência de um repositório central para armazenamento das configurações dos dispositivos, com software de controle de versão.
- Se as dimensões da SE o permitirem, especificar a montagem do tipo eletrocentro em *container*.
- Determinar que o desenvolvimento do software aplicativo siga a IEC 61850.
- Em caso de SE industrial, determinar que o sistema SCADA siga a IEEE C37.1-2007.
- Explicitar que não devem ser usados equipamentos como remotas e PLCs, apenas IEDs.

**Seção 9.2, fl. 27.**

- Inserir análise de gás para supervisão dos transformadores, integrado ao SPCS.

**Seção 15, fl. 34.**

- Alterar o período mínimo de garantia para 5 anos.

## REFERÊNCIAS

[Abengoa] ABENGOA Brasil, **SUBESTAÇÃO 230kV: SUBESTAÇÃO SINOBRAS - ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA.**