

## Digitalização de Subestações e Energias Renováveis

A integração das fontes de energias renováveis nas redes elétricas, impulsionada pela digitalização, está remodelando o paradigma da geração, distribuição e consumo de energia. Para abordar os desafios relacionados a este assunto convidamos o Engenheiro Master da Vale, Paulo Henrique Vieira Soares. Mestre em engenharia Elétrica pela UNIFEI, possui MBA em Gestão (FGV) e pós-graduação em Sistemas fotovoltaicos pela UFV.



# Capítulo I

## Subestações Digitais: Implementação da Norma IEC 61850 e Seletividade Lógica em Subestação Coletora

### 1 - INTRODUÇÃO

No contexto dos "3 Ds" – Descentralização, Descarbonização e Digitalização – que caracterizam as transformações atuais no setor elétrico, as subestações digitais e a norma IEC 61850 emergem como elementos centrais na promoção de uma transição para sistemas de energia mais sustentáveis, flexíveis e inteligentes. Este artigo explora a contribuição das subestações digitais e da 61850 para o setor elétrico, destacando tecnologias e conceitos aplicados a projetos de subestações coletoras para conexão de fontes renováveis, alinhada às

agendas ambientais e de sustentabilidade do século XXI. Para fins de exemplificação, ao final, apresentaremos um case sobre seletividade lógica aplicada entre a "unidade geradora" e a subestação coletora.

### 2 - CONTEXTUALIZAÇÃO - SUBESTAÇÃO DIGITAL

A subestação digital é uma evolução das subestações elétricas tradicionais, implementando tecnologias avançadas para melhorar a eficiência, a confiabilidade e a segurança da geração, transmissão e distribuição de energia. Suas principais características incluem:

- sistemas de controle e automação para operar a subestação de forma eficiente, reduzindo a necessidade de intervenção humana; protocolos de comunicação digitais, como os presentes na norma IEC 61850, para integrar diversos dispositivos e sistemas dentro da subestação, facilitando o compartilhamento de dados e a operação remota;
- monitoramento e diagnóstico em tempo real por meio de sensores e sistemas de monitoramento que fornecem dados para tomada de decisão frente a possíveis problemas ou anomalias; interoperabilidade entre os dispositivos, sendo projetada para trabalhar com equipamentos de diferentes fabricantes, permitindo uma integração "simples" e livre de fornecedores;
- recursos de segurança cibernética avançados para proteger contra ameaças digitais e assegurar a integridade dos sistemas de controle;
- eficiência operacional, reduzindo custos através da otimização dos controles e assertividade da manutenção preventiva e preditiva.

### Os 3 D's Aplicados

**Descarbonização** - As subestações digitais, regidas pela norma IEC 61850, facilitam a integração eficiente de fontes de energia renováveis, como solar e eólica, na rede elétrica, uma vez que esse padrão já se consolidou para os novos projetos. Assim, uma subestação digital pode usar a IEC 61850 como padrão para integrar dados de uma fazenda solar, e em seu estado da arte, ajustar rapidamente os controles e proteções da rede com base nas variações da geração. Isso ajuda a maximizar a injeção de energia renovável na rede de forma confiável, contribuindo para a redução da dependência de combustíveis fósseis.

**Descentralização** - A norma IEC 61850 suporta a descentralização ao facilitar a comunicação entre diversos IED's (dispositivos eletrônicos inteligentes) de forma distribuída. Considerando um cenário onde várias UFV's estão conectadas à rede, a IEC 61850

permite uma comunicação rápida e padronizada entre os IED's das UFV's e com os dispositivos e sistemas da subestação digital. Isso assegura que a energia gerada localmente na UFV seja "injetada no grid" e, caso ocorra uma falta a eliminação do defeito, será feita no menor tempo possível, evitando grandes distúrbios, assegurando a estabilidade da rede elétrica e a continuidade da geração.

**Digitalização** - A IEC 61850 padroniza a comunicação entre os dispositivos da subestação, facilitando a implementação de soluções de monitoramento, controle e automação baseadas em dados. Logo, sensores inteligentes e medidores podem fornecer valores em tempo real sobre o estado da rede elétrica e dos equipamentos. Esses dados podem ser utilizados para otimizar automaticamente a geração e distribuição de energia, identificar e resolver falhas rapidamente, além de melhorar a disponibilidade geral do sistema.

### Norma IEC61850

A IEC 61850 foi projetada para padronizar a comunicação e interação de dispositivos de subestação e sistemas de automação, incluindo relés de proteção, controladores, e sistemas de gerenciamento de energia. Ela abrange aspectos como comunicação de dados, modelagem de informações e mecanismos de interoperabilidade.

A norma especifica os protocolos de comunicação, sendo empregado o MMS (Manufacturing Message Specification) para comunicação vertical entre o IED e o sistema de supervisão e controle. A interoperabilidade entre os dispositivos de diferentes fabricantes é promovida através da utilização do protocolo GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) aplicado para comunicação crítica e da alta velocidade entre os IED's e o protocolo SV (Sampled Values) empregado na digitalização dos sinais analógicos de campo e envio dos valores secundários via rede ethernet (fibra ótica) até a subestação, em substituição aos cabos de cobre.

Diversos monitoramentos podem ser realizados na subestação



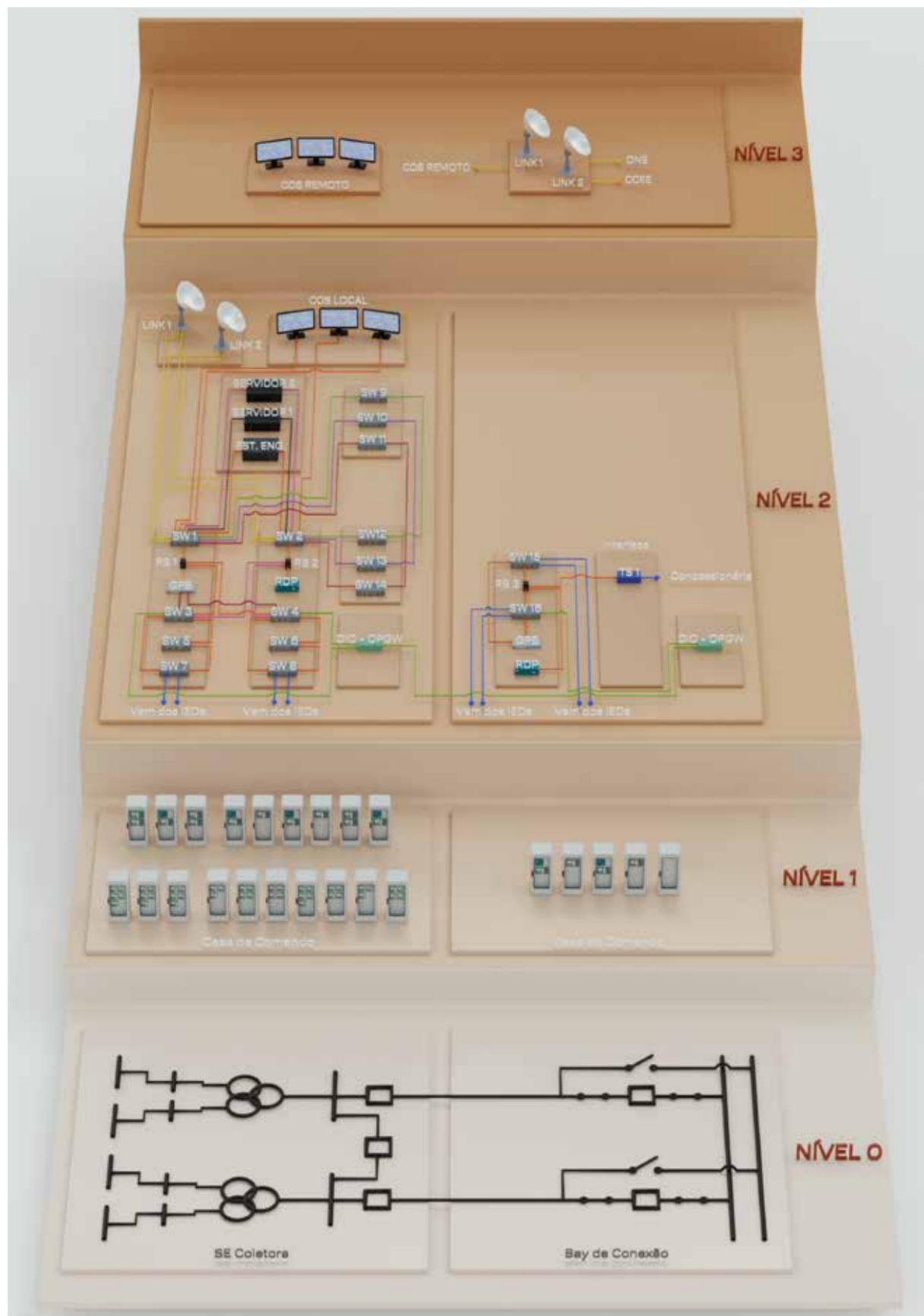


Figura 1 - subestação coletora de 34,5kV/230kV conectada ao SIN

digital, porém a IEC 61850 incluiu na edição 2 alguns logical nodes (endereços lógicos) designados para monitorar e gerenciar a comunicação de rede e o desempenho dos protocolos. Destaca-se os *logical nodes* LGOS e LSVS que podem ser utilizados para monitorar o estado de assinatura da mensagem GOOSE e Sampled Values, respectivamente.

### 3 - APLICAÇÃO

A Figura 1 ilustra uma subestação coletora utilizando a IEC 61850 no barramento de estação para comunicação entre IED's através de mensagens GOOSE (Nível 1) e comunicação com o sistema SCADA (Sistema de Controle e Aquisição de Dados) via MMS (Nível 2). Neste contexto, o barramento de processo para comunicação via mensagens SV (entre os níveis 0 e 1) poderia ser aplicado, porém não foi incorporado na etapa de projeto, optando-se pela abordagem convencional com cabos.

#### Estrutura hierárquica de controle

**Nível 0: dispositivos de Campo** - Este nível constitui a base da hierarquia e engloba dispositivos e sensores em contato direto com o processo elétrico, tais como transformadores de corrente (TCs), transformadores de potencial (TPs), disjuntores e chaves seccionadoras. Função: Coletar dados primários, como correntes, tensões e estados de disjuntores, além de executar comandos de controle elementares, como abrir/fechar disjuntores.

**Nível 1: controle Local ou de Bay** - Compreende dispositivos de controle situados junto ou nos equipamentos de campo, incluindo relés de proteção e unidades de controle de bay (BCUs - Bay Control Units). Função: Processar sinais provenientes dos dispositivos de campo (Nível 0), realizar lógicas de controle e proteção, e expedir comandos de controle para os dispositivos de campo. Também efetua a coleta de dados para fins de monitoramento e diagnóstico.

**Nível 2: sistema de Controle de Subestação Local** - Abrange sistemas encarregados do controle e monitoramento integrados da subestação, como o SCADA e o Gateway de Comunicação. Função: Consolidar e processar informações dos níveis 0 e 1, oferecer um panorama do status da subestação aos operadores e possibilita comando e controle em uma esfera superior. Este nível também é responsável pela interação com o centro de controle remoto ou outras subestações.

**Nível 3: sistema de Gerenciamento e Operação Remota** - Transcende a subestação individual, promovendo a integração da subestação com o sistema interligado de maneira mais abrangente, interagindo diretamente com o Operador Nacional em tempo real. Função: Abrange atividades de gerenciamento, planejamento e otimização do sistema, como despacho de carga, análise de contingência e otimização de rede, sendo incumbido pela tomada de decisões estratégicas para a operação segura e eficaz da "malha elétrica" como um todo.

#### SE Coletora

Na subestação coletora, os IED's comunicam-se por meio de uma rede PRP (Parallel Redundancy Protocol), que possibilita a transmissão de informações através das duas portas de rede do IED, assegurando o *zero recovery* (recuperação zero), isto é, redundância sem impactos, com tempo de recuperação nulo após falhas em redes Ethernet (Switches SW-3 a SW-8). O GPS (Global Positioning System) é utilizado para prover sincronismo horário aos equipamentos, especialmente os IED's, enquanto o RDP (Registrador Digital de Perturbação) é responsável pelo registro de falhas, perturbações, medições fasoriais, qualidade da energia e a localização precisa de falta, podendo, em alguns casos, desempenhar também a função de PMU (Unidade de Medição Fasorial).

O acesso à rede PRP é efetuado por meio das redbox (RB-1 e RB-2), enquanto os switches (SW-01 e SW-02) integram, além das redes de proteção previamente mencionadas, as redes do SMF - Sistema de Medição para Faturamento (SW-09 e SW-12), a rede "IEC-61850" das UFVs (SW-10 e SW-13) e a rede de controle das Unidades Geradoras (UGs) (SW-11 e SW-14). A comunicação com o bay de conexão é estabelecida através de fibra ótica OPGW (Optical Ground Wire), a supervisão local é realizada pelo COS N2 e a supervisão remota pelo COS N3.

Os servidores 1 e 2 operam o sistema SCADA principal e redundante, com os dados do complexo sendo arquivados no servidor EPM (Historiador). O acesso aos dispositivos deve ser efetuado por meio dos servidores de engenharia. A comunicação entre os COS N2 e N3 é efetivada via satélite, categorizada como Classe A de acordo com o Submódulo 13.2 (Requisitos mínimos de telecomunicações), exigindo duas vias com disponibilidade integral de 99,98%, uma direcionada para a localização do Sistema Local de Aquisição de Dados (SAL) e a outra para o local do Sistema Remoto de Aquisição de Dados (SAR).

#### Bay de conexão

Na casa de comando localizada no bay de conexão, a configuração é semelhante, incorporando rede PRP, Redbox, RDP e GPS. Adicionalmente, há um painel de interface com o terminal service (TS-01), responsável pela comunicação serial por meio do protocolo IEC 60870-5-104, possibilitando à empresa responsável pela subestação (acessada) monitorar o status dos equipamentos do bay da empresa geradora (acessante) no sistema SCADA. Ao painel de interface também são conectados cabos de comando para intercâmbio de sinais entre as casas de comando, permitindo, por exemplo, o envio de sinais de proteção (start ou trip) em um SEP (Sistema Especial de Proteção).

#### Seletividade lógica

Na subestação coletora, a seletividade lógica entre o IED 2 (alimentador) e o IED 1 (entrada de barra) é efetivada por meio de mensagens GOOSE, visando a eliminação do defeito pela abertura do disjuntor "mais próximo" à falha, no menor intervalo de tempo "possível", de maneira coordenada, sem afetar outros circuitos. No setor de 34,5 kV da subestação coletora, a seletividade lógica foi implementada na fase

de planejamento do projeto. Entretanto, a mesma abordagem não foi aplicada à seletividade lógica entre “subestações” (IED 3 das UFVs e o IED 2 do alimentador), conforme a figura 2.

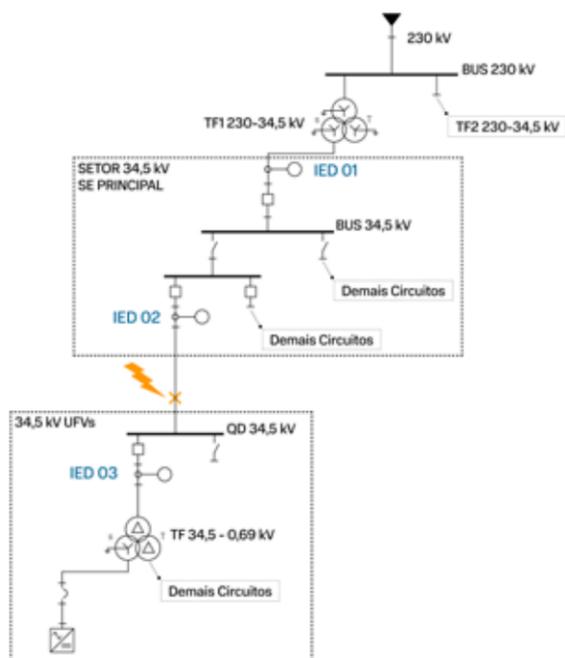


Figura 2 – Unifilar simplificado (SE Coletora e UFV)

De acordo com o estudo de curto-circuito realizado, para uma falha entre a UFV e o alimentador da SE Coletora, o nível de curto-circuito trifásico é de aproximadamente 19kA. A função de sobrecorrente foi ajustada para 200 ms, conforme o estudo de seletividade, com o objetivo de evitar descoordenação entre a UFV e a subestação. Esta teoria é corroborada pela análise da oscilografia na Figura 3, onde um curto-circuito trifásico alcança um pico de 18.569,5 A no primeiro ciclo, sendo interrompido em 242,18 ms.

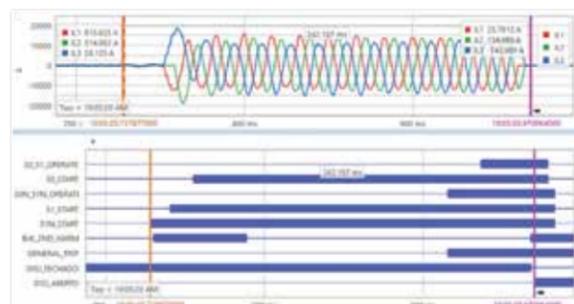


Figura 3 – Oscilografia de uma falta trifásica entre a subestação coletora e a UFV

Uma falha dessa magnitude resulta em um afundamento de tensão no setor de alta dos transformadores, afetando todas as demais UFVs conectadas à SE Coletora. Adicionalmente, os inversores, ao detectarem um afundamento de tensão abrupto e superior a 0,15 PU, se “desconectam” da rede por motivos de proteção, ocasionando subsequentemente um aumento de tensão no sistema de 230 kV.

Para mitigar esse efeito e reduzir o tempo de atuação nos

IED's dos alimentadores da SE Coletora, foram implementadas as seguintes medidas:

- Configuração do IED-03, especificamente um Siemens Reyrolle, envolvendo a criação de um dataset com os logical nodes para envio da sobrecorrente de fase, neutro e a função 50BF.
- Ajuste do IED-02, um modelo ABB REF615, para a assinatura do report enviado pelo IED-03.
- Ativação dos blocos "PHLPTOC2" e "EFLPTOC2" para as funções de fase e neutro no esquema de seletividade lógica (IED-02).
- Acréscimo do sinal de falha do disjuntor (50BF) recebido do IED-03 na linha de TRIP do IED-02.
- Ajuste do pick-up (Start value) do PHLPTOC2 para 1 xIn, equivalente a 600 A.
- Definição do Operate delay time entre 80ms e 100 ms.
- Criação e “publicação” de uma VLAN (rede virtual) específica nos switches Hirschmann usados nas UFVs.
- Criação e implementação de uma VLAN dedicada à seletividade lógica nos switches da GE, ABB e CISCO na SE Coletora.

A Figura 4 ilustra os resultados dos testes realizados nos alimentadores de 34,5kV para a validação da seletividade lógica. Os dados indicam: um intervalo de 87,5 ms entre o pick-up da sobrecorrente de fase e o trip pela "seletividade lógica de fase"; um intervalo de 56,3 ms entre o trip pela "seletividade lógica de fase" e a abertura do disjuntor de 34,5kV pelo IED-02; e um tempo total de 143,8 ms desde o pick-up da função até a abertura do disjuntor.

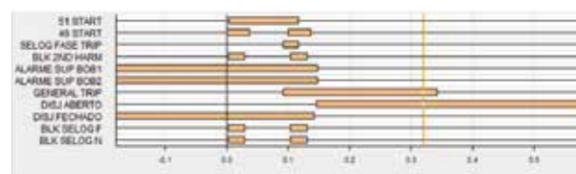


Figura 4 – Oscilografia do comissionamento da seletividade lógica entre a subestação coletora e a UFV

Neste cenário, a implementação da seletividade lógica resultou em uma redução de 100 ms no tempo de atuação para eliminação da falta. Os testes subsequentes apresentaram resultados semelhantes, evidenciando a importância da seletividade lógica na melhoria da confiabilidade do sistema e no aumento da robustez operacional da planta fotovoltaica.

#### 4 - PRÓXIMOS ARTIGOS

O artigo III abordará os principais requisitos da geração centralizada e a importância da padronização da topologia frente a processo de aquisição, montagem, comissionamento e O&M. Estudos de caso ilustrarão: a importância do “RDP” para registro de perturbações; o comportamento das Unidades Geradoras (UGs) durante a injeção de corrente reativa em situações de falha; a execução do controle primário de frequência; e a análise de fenômenos relacionados a instabilidades no sistema.

\*Imagens e revisão: Keli Antunes

# TRANSFORMADORES A SECO ITAIPU

O MELHOR CUSTO BENEFÍCIO DO BRASIL.



Transformadores a Seco encapsulado em Epóxi, nas potências de 75 a 5000kVA.

Classes de tensão: 15, 24,2 e 36.2kV, do IP-00 ao IP-54

Com grande disponibilidade de fabricação de Transformadores a Seco e Média Força, a Itaipu é referência nacional no segmento há quase 50 anos.

ENTRE EM CONTATO E SOLICITE UM ORÇAMENTO

+55 16 3263 9400  
Av. Sérgio Abdul Nour, 2106  
Distrito Ind. II 14900 000  
Itápolis, São Paulo, Brasil.



www.itaiputransformadores.com.br

