

Diretrizes de Projeto para Digitalização de uma Subestação de Energia Elétrica

Flávio Garlet Reck* Fernando Anunciação Budzinski**
Douglas de Souza Ferreira*** Ulisses de Oliveira Almeida Lima***
Filipe Gabriel Carloto* Julia Beatriz Ramos da Conceição****
Wagner Seizo Hokama**** Aécio de Lima Oliveira†
Ulisses Chemin Netto**

* Fox IoT, (e-mail: flavioreck@foxiot.com.br; filipe@foxiot.com.br)

** Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, (e-mail: budzinski@alunos.utfpr.edu.br; ucnetto@utfpr.edu.br)

*** Automalógica, (e-mail: douglas.ferreira@automalogica.com.br; ulisses.oal@automalogica.com.br)

**** CPFL Energia, (e-mail: jbeatrizramosdaconceicao@cpfl.com.br; whokama@cpfl.com.br)

† Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência, Universidade Federal de Santa Maria, (e-mail: aecio.oliveira@ufsm.br)

Abstract: The standard IEC 61850 has been used in Brazil since 2008 to systematize the parameters of data communication regarding substation automation in an open, interoperable framework. Most electrical projects, which apply the standard IEC 61850, take only GOOSE message and MMS through the station bus. However, the standard recommends a second bus, named process bus. In 2022 the application of process bus is limited to pilot-project on electrical utility only to learn about its use and impact on substation operation. The analysis of technical reports concluded that there is no engineering approach to design a substation automation project within the station and process bus. Therefore, this paper aims to introduce a procedure to design a fully digital substation according to standard IEC 61850. The approach presented has been applied in a 15 kV substation.

Resumo: A norma IEC 61850 tem sido utilizada no Brasil desde 2008 para sistematizar a comunicação de dados referente a automação de subestações em uma estrutura aberta e interoperável. A maioria dos projetos que a utilizam faz uso apenas das mensagens GOOSE e MMS através do barramento de estação. Contudo, a norma IEC 61850 possui um segundo barramento, chamado de barramento de processo. Em 2022 a aplicação do barramento de processo está restrita a projetos piloto nas concessionárias de energia com o objetivo de entender o seu uso e possíveis impactos sobre a operação das subestações. A revisão da literatura mostra que não há uma abordagem forma para realizar o projeto de uma subestação que use ambos os barramentos da norma. Portanto, este artigo tem como objetivo apresentar um procedimento para guiar a execução do projeto de uma subestação totalmente digitalizada pelo uso da norma IEC 61850. A abordagem apresentada neste artigo está em fase de aplicação em uma subestação de classe de tensão 15 kV.

Keywords: Process Bus; Station Bus; IEC 61850; Substation; Substation Automation System.

Palavras-chaves: Barramento de Processo; Barramento de Estação; IEC 61850; Subestação; Sistema de Automação de Subestação.

1. INTRODUÇÃO

* Os autores agradecem o apoio técnico e financeiro da CPFL Energia no projeto “PA3083 - Metodologia para Proteção Diferencial Centralizada de Barra com Uso Eficiente do Barramento de Processo (Process Bus) de acordo com a Norma IEC 61850”, desenvolvido sob o Programa P&D ANEEL PD-00063-3083/2021. Este estudo também foi parcialmente financiado pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES/PROEX) – Código de Financiamento 001.

A gestão dos ativos das concessionárias visando a obtenção dos melhores índices de continuidade e receita, em um ambiente sustentável, demanda por inovações em tecnologia e nos processos de trabalho (Behal, 2019). Nesse contexto, as subestações de energia (SE) representam um nó complexo, e vital, entre os blocos constituintes dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) por serem compostas por vários subsistemas interconectados e interdependentes,

os quais são responsáveis pela, em suma, operação normal-segura do SEP (Krieg and Finn, 2019; Frontin, 2013).

Os *Intelligent Electronic Devices* (IEDs), a infraestrutura de comunicação de dados e camadas de inteligência computacional são exemplos de inovações tecnológicas aplicadas ao SAS (*Substation Automation System*) que o tornam mais eficiente, confiável e de baixo custo (Adewole and Tzoneva, 2014; Chase et al., 2019). Em relação à infra-estrutura de comunicação de dados, a norma IEC 61850 se tornou a solução fundamental para realizar a automação de SEs, pois esta norma define os serviços, protocolos, modelagem de dados e restrições de tempo para troca de mensagens (Igarashi and Santos, 2014; Ingram et al., 2013; Andersson et al., 2003). A norma tem como aspectos fundamentais a interoperabilidade entre os diferentes fabricantes de IEDs e a adaptação a tecnologias futuras bem como menores custos de implantação e manutenção ¹ (MacKiewicz, 2006).

A maioria das concessionárias de energia tem utilizado os protocolos da norma IEC 61850 como, por exemplo, o *Manufacturing Message Specification* (MMS) para comunicação do tipo cliente/servidor e o *Generic Object-Oriented Substation Event* (GOOSE) para a comunicação *multicast peer-to-peer*. Porém, a principal característica necessária para que um SAS seja denominado “totalmente digital” (DSAS)   a existência de dois barramentos de comunicação: um barramento de estação (BS) e um barramento de processo (BP) (Junior et al., 2019).

O DSAS é estabelecido através de uma rede de comunicação de dados local (LAN) pelo uso de tecnologias de rede *Ethernet*. O BS realiza a comunicação entre IEDs/IEDS e entre IEDs/sistema supervisório, enquanto o BP   responsável por disponibilizar informações de estado (posição do disjuntor, por exemplo) provenientes dos equipamentos de pátio da SE aos IEDs e envio dos sinais de tensão e corrente provenientes dos transdutores de medida aos IEDs. Como parte do DSAS, a *Merging Unit* (MU)   usada para amostrar os valores analógicos secundários da tensão e da corrente e convertê-los em dados digitais de acordo com o protocolo IEC 61850-9-2 (valores amostrados (SV)) (IEC, 2020; Weiss et al., 2011).

Implementações do BP em empreendimentos reais são relativamente recentes pois a primeira versão da parte 9-2 da norma foi escrita em 2004 e, naquela versão, apenas o perfil dos dados SV era descrito. Havia muitas lacunas e pontos não cobertos pela norma, portanto, os usuários finais e fabricantes não investiram no barramento de processo naquele momento. Em 2016, a IEC publicou o padrão IEC 61869-9, o qual preencheu as lacunas da versão original da parte 9-2 tornando possível implementações práticas do BP, no entanto, até o momento, apenas alguns fabricantes possuem dispositivos compatíveis com o novo padrão (IEC, 2016; Skendzic and Dolezilek, 2017).

Muitas concessionárias começaram projetos piloto de BP considerando apenas o nível de inovação e a economia de custos do projeto que pode ser atingida, mas com pouco conhecimento sobre o BP e suas possíveis implicações para

o desempenho dos subsistemas da SE, como, por exemplo, o sistema de proteção (Silva Melo et al., 2021).

  por isso que quantificar e esclarecer os aspectos de implementação do DSAS são tão importantes. Nesse contexto, a rede de comunicação de dados é um elemento central para o funcionamento adequado dos subsistemas de automação, controle e proteção de uma SE (Delfanti et al., 2015; Yang et al., 2011). Posto isso, este artigo tem como objetivo apresentar um procedimento para guiar a execução do projeto básico para o DSAS referente a uma SE, pois esse não é contemplado pela norma IEC 61850.

O restante deste artigo foi organizado da seguinte maneira: na Seção 2 são discutidas as principais interfaces para a automação das SEs; na Seção 3 são apresentados os aspectos considerados para a concepção do projeto básico do DSAS; na Seção 4 é apresentada a abordagem desenvolvida neste artigo para guiar o processo de Engenharia referente ao desenvolvimento do projeto básico do DSAS; por fim, na Seção 5 são apresentadas as conclusões e considerações.

2. INTERFACES PARA AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES

Uma SE   constituída por diversos circuitos elétricos (linhas, transformadores de potência, alimentadores, etc.), os quais são conectados a um arranjo de barras por meio de chaves seccionadoras e disjuntores. A escolha do arranjo de barras na SE depende dos seguintes critérios de projeto:

- porte da SE (potência e nível de tensão de equipamentos);
- requisitos de confiabilidade do sistema;
- flexibilidade operacional desejada;
- segurança e simplicidade para manutenção; e
- custo.

Os principais arranjos de barramentos encontrados em SEs de distribuição são a barra simples, barra dupla, e barra principal e transferência. A esses barramentos e circuitos são conectados transformadores de potencial (TPs), transformadores de corrente (TCs), dispositivos de temperatura por resistência (*resistance temperature devices* – RTDs), entre outros sensores, para obtenção de grandezas elétricas e físicas requeridas por equipamentos de medição, proteção e controle.

As SEs convencionais são projetadas utilizando condutores de cobre para interface entre equipamentos primários (chaves, disjuntores, TCs, TPs, etc) e secundários (relés de proteção, IEDs, etc.). Diversos tipos de circuitos são empregados na SE, tais como (JANSSEN; APOSTOLOV, 2008):

- analógico (corrente e tensão);
- binário (sinais de proteção e controle);
- alimentação de equipamentos (CC ou CA).

Dependendo do porte da SE, da localização dos componentes e da complexidade do sistema de proteção e controle, poderá haver um número excessivamente grande de cabos com diferentes comprimentos e tamanhos que precisam ser projetados, instalados, comissionados, testados e submetidos à manutenção. A Figura 1 ilustra na prática a quantidade de condutores rígidos existentes no pátio de uma

¹ Como, por exemplo, a inserção de novos modelos para elementos do sistema elétrico e a aplicação em outros tipos de instalações.

SE interligando transformadores de instrumentos (TIs) e disjuntores aos dispositivos de proteção e controle.



Figura 1. Cabeamento no pátio de uma SE convencional.

O projeto de SEs convencionais implica na necessidade de considerar a resistência de condutores na seleção de TIs e relés de proteção, bem como realizar a ligação destes componentes. Qualquer defeito nos cabos pode levar à operação imprópria da proteção e outros dispositivos. Em casos como o rompimento do condutor no secundário do TC pode gerar um problema de segurança devido à tensão no secundário do TC ser grande o suficiente para apresentar risco à operadores e à isolamento de equipamentos (Janssen and Apostolo, 2008).

Na concepção da SE convencional, sinais analógicos são medidos nos TIs e transmitidos aos IEDs com cabeamento rígido. A digitalização dos sinais ocorre dentro do próprio IED que está dentro da sala da operação. Já na SE digital baseada na IEC 61850-9-2, a conversão analógico-digital deve ocorrer no pátio da SE, permitindo assim a substituição do cabeamento rígido por fibra óptica ou cabo de rede.

É possível digitalizar grandezas analógicas na SE substituindo TIs convencionais por TIs ópticos ou conectando MUs no secundário de TIs convencionais. A Figura 2 ilustra a diferença conceitual entre uma SE convencional e uma SE digital utilizando MUs.

Com a MU é possível transmitir dados digitalizados para o barramento de processos ou diretamente para os IEDs, caso o barramento de processos esteja desabilitado. No entanto, a MU requer sincronização de tempo em todas as medidas realizadas com um GPS de referência. A perda de referência de tempo pode gerar comparações de medidas em tempos distintos, com isso atuações falsas e/ou não atuação da proteção. A Figura 3 apresenta o diagrama de blocos interno de uma MU e a interface com os demais componentes da SE. O circuito básico da MU é composto de filtro passa-baixas (LPF), conversor analógico-digital (ADC), unidade central de processamento (CPU) e comunicação (COM). Como os sinais na saída dos MUS são digitais, não necessita de implementar os circuitos LPF e ADC em relés de proteção.

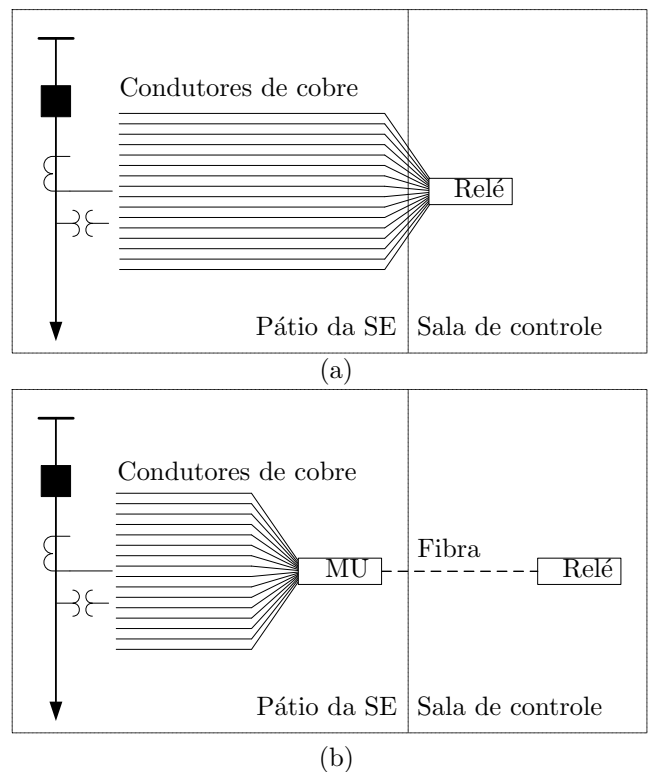


Figura 2. (a) SE convencional (b) SE digital.

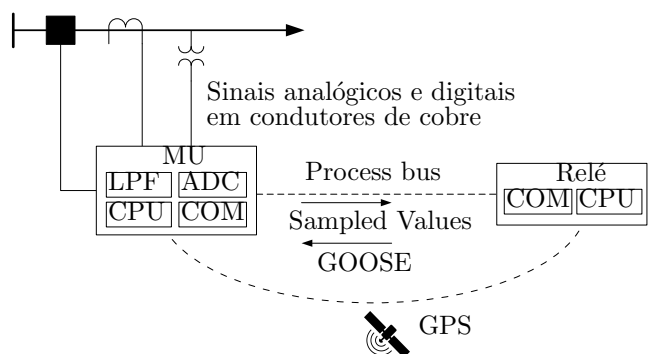


Figura 3. Estrutura de uma Merging Unit.

3. ASPECTOS CONSIDERADOS PARA A CONCEPÇÃO DO PROJETO BÁSICO DO DSAS

Alguns pontos devem ser levados em consideração no projeto de digitalização de uma subestação, seja ela digital desde o princípio, ou para um *retrofit*, quando uma subestação convencional é digitalizada. Pelo fato da norma IEC 61850 ser extensa, algumas partes acabam tendo interpretações diferentes, podendo resultar em grandes desafios se não forem atentados no início do projeto. A seguir, sob o ponto de vista dos autores se apresenta alguns aspectos a serem considerados para desenvolver o projeto do DSAS sob a norma IEC 61850.

3.1 TCs e TPs ópticos

Desde sua concepção original, a norma IEC 61850 já previa a operação de TIs ópticos. Através deles, tensões e correntes são medidos a partir de outros princípios diferentes de acoplamento magnético, verificado em dispositivos

tradicionais. A vantagem dessa aplicação é que a conexão é realizada diretamente com os IEDs, não necessitando o uso de *Stand Alone Merging Units* (SAMU) (Rian, 2018). Atualmente, principalmente por questões orçamentárias, essa opção muitas vezes não   viável, e portanto não fez parte do escopo deste artigo.

3.2 Sincronismo de tempo

Nas aplicações em SV com a norma IEC 61850, existem duas maneiras comumente utilizadas para realizar o sincronismo de tempo. São eles: um sinal *Pulse-per-second* (PPS) e o protocolo *Precision Time Protocol* (PTP).

O PPS é uma das formas mais simples de sincronismo de tempo. Ele consiste em uma saída que cont m um sinal lógico alto a cada segundo, a norma IEC 61850-9-2LE considera que o PPS tem acurácia $T4(\pm 4\mu s)$ (Pellini et al., 2020). As primeiras *Merging Units* baseadas na IEC 61850 utilizavam o sincronismo usando sinais 1 PPS. Para aplicações utilizando o BP, que requerem precisão de 1 microssegundo ou menos, o PTP é o mais recomendado (Ingram et al., 2012).

O PPS é usado como base de sincronismo para o PTP, que por sua vez, é um protocolo mais complexo, porém que atinge precisão na ordem de submicrosegundo. Um dos conceitos mais utilizados do PTP é o de *Boundary Clock*, através dele, quando verificado alguma falha com o sinal de GPS, geralmente por questões ambientais, um algoritmo determina qual o IED na rede que pode assumir o sincronismo. Essa escolha também pode ser feita manualmente, e com ela, mesmo sem sinal de sincronia de GPS, temporariamente a rede ainda conta com sincronia (Cosart, 2011).

Uma outra alternativa para a sincronia de tempo comumente verificada em subestações está na utilização de 2 relógios GPS, com isso, quando há uma falha em um dispositivo, a sincronia   repassada para o outro dispositivo de GPS.

3.3 IEC 61850-9-2 e IEC 61869-9

As primeiras definições referentes aos dados SV datam de 2004, com a norma IEC 61850-9-2:2004, especificando poucas opções de estruturação para a comunicação pelo BP, porém permite a interoperabilidade na comunicação entre fabricantes, através de certas definições, como por exemplo (Grasset, 2018):

- Comunicação via fibra óptica, por *100Base-FX full duplex ST* ou *MTRJ*;
- *Dataset* contendo 4 tensões e 4 correntes, com 80 ou 256 amostras por ciclo (proteção e medição, respectivamente);
- Modos de operação;
- Sincronização, etc

Já a norma IEC 61869 define padrões para transformadores de instrumentação. Na parte 9, são abordadas as interfaces digitais desses dispositivos, complementando a norma IEC 61850 (Sergio, 2019). A norma IEC 61869-9 visa facilitar a interoperabilidade, com melhorias nas definições para SV da norma IEC 61850-9-2.

Uma dessas padronizações se d  através das portas SV das MU, que devem ser capazes de receber mensagens PTP, além de prover alternativas para o sincronismo. O conceito de *Holdover Mode* também está presente na norma IEC 61869-9, que define uma operação de no mínimo 5 segundos mesmo que ocorra alguma perda no sinal de sincronismo. A indicação é dada através de uma *flag* no pacote: *SmpSynch*. Após, se a ausência do sincronismo persistir, a norma estabelece que os SV devem continuar sendo enviados, porém com um desvio máximo na precisão de $\pm 100\text{ppm}$.

Por fim, destaca-se que o *Dataset*, que pela norma IEC 61850-9-2 possui as medidas fixas, pode ser ajustado na norma IEC 61869-9, com 24 valores, podendo ser divididos entre tensões e correntes.

Portanto, deve-se atentar sobre a compatibilidade dos dispositivos que serão utilizados para a digitalização de uma subestação: Enquanto alguns fabricantes possuem suporte tanto para a norma IEC 61850-9-2 quanto para a norma IEC 61869-9, existe a possibilidade desse suporte estar restrito   apenas uma, podendo gerar problemas de interoperabilidade.

3.4 Versões da norma

Em se tratando da norma IEC 61850-9-2, existem 3 versões já publicadas. Elas estão apresentadas na Tabela 1 (CODE and PRIX, 2011).

Tabela 1. Versões da IEC 61850-9-2

Data	Publicação	Versão
20/04/2004	IEC 61850-9-2:2004	1.0
22/09/2011	IEC 61850-9-2:2011	2.0
12/02/2020	IEC 61850-9-2:2011+AMD1:2020 CSV	2.1

A versão 1.0 foi descontinuada, porém no desenvolvimento de uma subestação digital, deve-se atentar de qual versão da norma os dispositivos são compatíveis, para evitar empecilhos de equipamentos que não realizam a comunicação entre versões diferentes.

3.5 Redundância

Implementações com SV envolvem um grande fluxo de dados. Considerando o BP em um sistema de 60 Hz, cada MU publica uma taxa de 4800 *frames/s*, pela norma. Ao considerar técnicas mais tradicionais de redundância, já consolidadas em redes *Ethernet*, como por exemplo o *Rapid Spanning Tree Protocol* (RSTP), que consiste em um algoritmo capaz de determinar o melhor caminho que uma mensagem deve seguir, o tempo de recomposição   da ordem de 50ms, caso ocorra alguma falha no caminho. Esse tempo de recomposição acarretaria em uma perda de 240 *frames*, o que acaba sendo impraticável para um sistema de proteção (Sergio, 2016).

Para isso, a maioria das aplicações com a norma IEC 61850 conta com duas opções de topologias para tratar da redundância de rede, reduzindo assim o tempo de recomposição verificado em um sistema tradicional: o *Parallel Redundancy Protocol* (PRP) e o *High-availability Seamless Redundancy* (HSR).

- PRP: Definido através da norma IEC 62439-3, nessa topologia os *frames* são duplicados e enviados através de caminhos de comunicação paralelos e isolados. Portanto, um caminho não afeta o outro, com isso, o tempo de recuperação das rotas é nulo. Nele, o processamento das informações é dobrado, assim como o custo dos equipamentos, tendo um algoritmo para determinar qual mensagem foi recebida primeiro e descartar a outra. Um exemplo de rede PRP está apresentado na Figura 4.

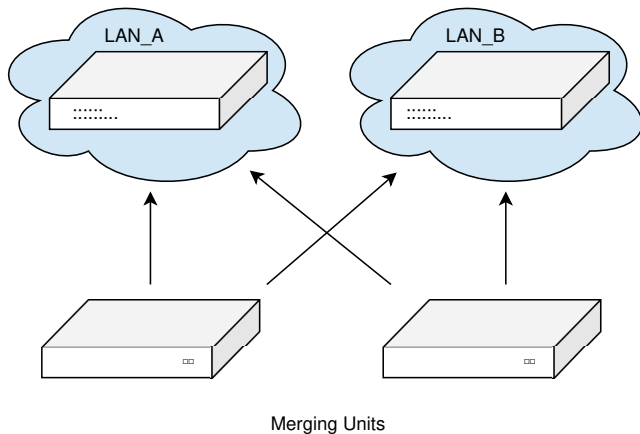


Figura 4. Esquema de ligação por PRP.

- HSR: Também definido na norma IEC 62439-3, a ligação dos equipamentos se dá através de um anel. Um nó envia os *frames*, também duplicados, um para cada sentido da rede. O destinatário recebe o primeiro e descarta o segundo, garantindo assim um tempo de recuperação nulo. A vantagem do HSR se dá pela não necessidade de um *switch*, o que gera redução de custos. Porém, a rede precisar ser dimensionada para o dobro do tráfego, visto que há a mesma informação nos dois sentidos. Um exemplo de rede HSR está apresentado na Figura 5.

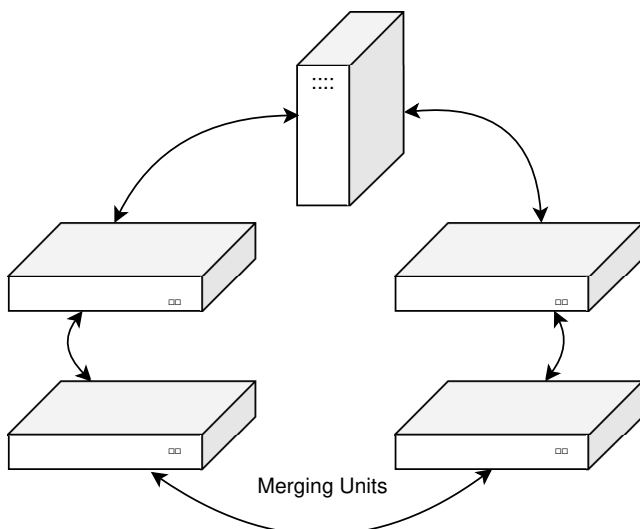


Figura 5. Esquema de ligação por HSR.

Portanto, um ponto de atenção no processo de digitalização de uma subestação está no esquema de redundância que será utilizado, visto que alguns fabricantes possuem suporte para apenas um esquema.

4. ABORDAGEM PROPOSTA PARA O PROJETO BÁSICO DO DSAS

4.1 A rede de comunicação

No projeto de uma subestação “totalmente digital”, a rede de comunicação torna-se um elemento fundamental para o correto funcionamento das funções de proteção e controle da subestação. Uma indisponibilidade na rede *Process Bus* implica diretamente na indisponibilidade do esquema de proteção, deixando os equipamentos primários desprotegidos e, portanto, sujeitos a danos severos. Com efeito, o *design* da rede *Process Bus* precisa ser robusto, de modo a assegurar disponibilidade total em caso de contingências simples de rede. Para atingir esse objetivo, pode-se utilizar topologias e protocolos especialmente desenvolvidos para sistemas de missão crítica, como o PRP e o HSR.

Por outro lado, mesmo que a rede de comunicação esteja íntegra, a correta operação dos esquemas de proteção exige que os diversos dispositivos da rede estejam sincronizados com uma base de tempo comum, onde todos alcancem uma precisão de submicrosegundos. Para atingir tal nível de precisão e ainda usufruir de toda a infraestrutura já prevista para conectar as MU, relés de proteção e demais dispositivos de rede, uma opção interessante é o protocolo PTP.

Além dos aspectos mencionados, muitos outros detalhes devem ser levados em consideração para que o projeto da rede consiga atender os requisitos de disponibilidade e performance definidos na norma IEC 61850.

4.2 Diretrizes para o projeto de subestações digitais

Com o objetivo de fornecer uma abordagem prática e estruturada para o desenvolvimento de um projeto básico de subestação digital, foi concebido um fluxograma que destaca as principais etapas que precisam ser avaliadas durante a elaboração do projeto. O referido fluxograma está representado na Figura 6.

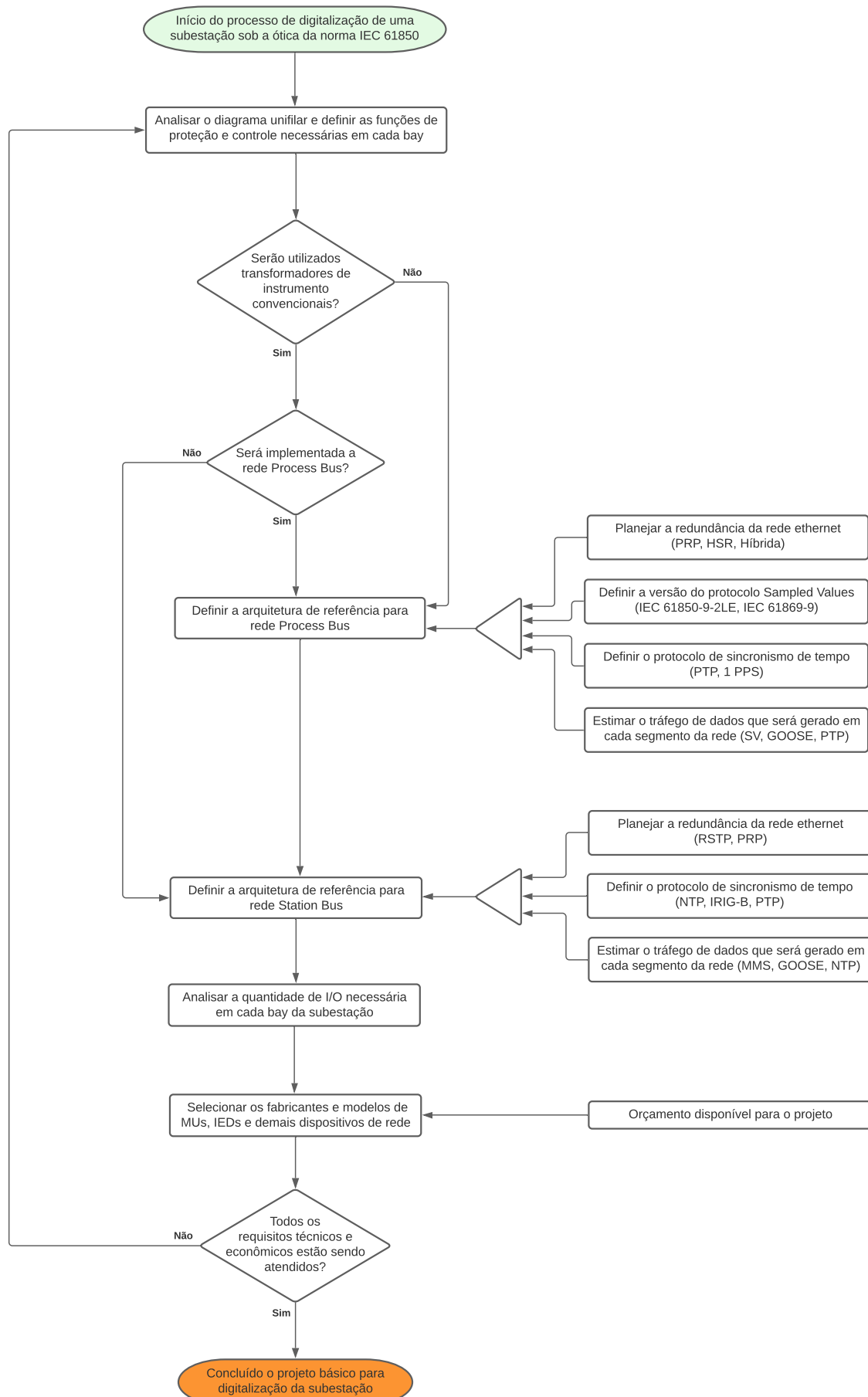
Analisando a Figura 6, observa-se que o fluxo de engenharia proposto está limitado as definições, orientações e tecnologias descritas na norma IEC 61850. Portanto, nenhum outro tipo de solução de digitalização de subestações está sendo considerada.

Conforme mostrado na Figura 6, recomenda-se que o primeiro passo do projeto seja a análise do diagrama unifilar para definição das funções de proteção e controle necessárias em cada *bay*. É neste momento que se estabelece os principais requisitos funcionais que deverão ser atendidos pelos dispositivos que irão compor o sistema de proteção e controle da subestação.

Na sequência, o próximo passo é planejar a rede de comunicação da subestação. Esta atividade, por sua vez, pode ser dividida em duas etapas bem definidas:

- Definir a arquitetura da rede *Process Bus*.
- Definir a arquitetura da rede *Station Bus*.

Observando a Figura 6, nota-se que a necessidade de definir uma arquitetura de referência para a rede *Process Bus* depende do nível de digitalização da subestação. Ou



seja, esta rede só deverá ser especificada no caso do projeto de uma subestação “totalmente digital”. Neste cenário, vários detalhes devem ser levados em consideração:

- Estratégia que será utilizada para obter um nível satisfatório de redundância na rede *ethernet*.
- Versão que será escolhida para o protocolo *Sampled Values*.
- Seleção do protocolo de sincronismo de tempo.
- Estimativa do tráfego de dados em cada segmento da rede.

As redes *Station Bus* já foram implantadas em centenas de projetos de automação com a norma IEC 61850. Atualmente, o design desse tipo de rede já atingiu um nível de maturidade elevado, e não existem grandes desafios para elaboração da arquitetura de uma rede *Station Bus*. O fluxograma da Figura 6 destaca alguns dos principais aspectos que devem ser analisados.

Após a elaboração das arquiteturas de comunicação de referência, e considerando que os principais requisitos funcionais da subestação já foram definidos, o próximo passo é selecionar os fabricantes e modelos de *merging units*, relés de proteção, *switches*, GPS, servidores e demais dispositivos de rede. Neste momento, além de todas as especificações técnicas que precisam ser atendidas, é necessário considerar o orçamento previsto para a compra de todos os materiais e serviços. Uma vez que todos os requisitos técnicos e econômicos sejam atendidos pelos dispositivos selecionados, o projeto básico para digitalização da subestação pode ser dado como concluído.

5. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou um procedimento para guiar a concepção do projeto básico de um DSAS realizado sob a norma IEC 61850.

A norma IEC 61850 define vários aspectos referentes a comunicação de dados da SE, contudo a sequência de etapas de engenharia necessárias para projetar o DSAS não é contemplada, sendo, portanto, uma prerrogativa de cada projetista envolvido com esse tipo de empreendimento. A ausência de uma abordagem de engenharia formal implica em desafios, entre os quais, pode-se citar: a avaliação da qualidade técnica do projeto desenvolvido; o rastreamento de problemas latentes e a verificação da eficiência do serviço de engenharia.

Os desafios que não forem adequadamente tratados em fase de projeto básico implicarão em retrabalho de Engenharia, especificações inadequadas (como, por exemplo, dos IEDs, *switches*, MUs, entre outros), necessidade de troca de equipamentos por incompatibilidade, atrasos de cronograma e aumento no orçamento do empreendimento.

A abordagem apresentada neste artigo está em fase de aplicação em uma SE de classe de tensão 15 kV, para a qual foi especificado um DSAS sob a norma IEC 61850. Os resultados da utilização da abordagem proposta serão registrados, analisados e apresentados em uma publicação futura.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio técnico e financeiro da CPFL Energia no projeto “PA3083 - Metodologia para Proteção Diferencial Centralizada de Barra com Uso Eficiente do Barramento de Processo (*Process Bus*) de acordo com a Norma IEC 61850”, desenvolvido sob o Programa P&D ANEEL PD-00063- 3083/2021.

Este estudo também foi parcialmente financiado pela Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES/PROEX) – Código de Financiamento 001.

REFERÊNCIAS

- Adewole, A.C. and Tzoneva, R. (2014). *Impact of IEC 61850-9-2 standard-based process bus on the operating performance of protection IEDs: Comparative study*, volume 19. IFAC. doi:10.3182/20140824-6-za-1003.00598. URL <http://dx.doi.org/10.3182/20140824-6-za-1003.00598>.
- Andersson, L., Brunner, C., and Engler, F. (2003). Substation automation based on IEC 61850 with new process-close technologies. In *2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, volume 2, 6 pp. Vol.2. doi: 10.1109/PTC.2003.1304321.
- Behal, G. (2019). Substation Innovations: The Heart and Brain of the Grid [Guest Editorial]. *IEEE Power and Energy Magazine*, 17(4), 16–22. doi:10.1109/MPE.2019.2910425. URL <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8739078https://ieeexplore.ieee.org/document/8739078/>.
- Chase, S., Jessup, E., Silveira, M., Dong, J., and Yang, Q. (2019). Protection and testing considerations for IEC 61850 Sampled Values-based distance and line current differential schemes. In *72nd Annual Conference for Protective Relay Engineers*, 1–10. College Station, Texas. URL http://prorelay.tamu.edu/wp-content/uploads/sites/3/2019/03/ProtectionAndTesting_6898_20190307.pdf.
- CODE, P. and PRIX, C. (2011). Communication networks and systems for power utility automation—part 9-2: Specific communication service mapping (scsm)—sampled values over iso/iec 8802-3 réseaux et systèmes de communication pour l’automatisation des systèmes électriques—.
- Cosart, L. (2011). Characterizing grandmaster, transparent, and boundary clocks with a precision packet probe and packet metrics. In *2011 IEEE International Symposium on Precision Clock Synchronization for Measurement, Control and Communication*, 56–61. IEEE.
- Delfanti, M., Fasciolo, E., Olivieri, V., and Pozzi, M. (2015). A2A project: A practical implementation of smart grids in the urban area of Milan. *Electric Power Systems Research*, 120(0), 2–19.
- Frontin, S. (ed.) (2013). *Equipamentos de Alta Tensão: Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas*. PeD Aneel, Brasília, 1 edition.
- Grasset, H. (2018). Differences between iec 61850-9-2, 9-2le and iec 61869-9.
- IEC (2016). IEC 61869-9 Instrument transformers – Part 9: Digital interface for instrument transformers. Technical report, International Electrotechnical Commission,

- Geneva, Switzerland. URL https://webstore.iec.ch/preview/info_iec61869-9%7Bed1.0%7Den.pdf.
- IEC (2020). IEC-61850, Part 9.2: Specific Communication Service Mapping (SCSM) - Sampled Values over ISO/IEC 8802-3. Technical Report Edition 2.1 2020-02, INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, Geneva, Switzerland.
- Igarashi, G. and Santos, J.C. (2014). Challenges to the implementation of a real-time process bus according to IEC 61850-9. In *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe*, 1–6. doi:10.1109/ISGTEurope.2014.7028768.
- Ingram, D.M.E., Schaub, P., Taylor, R.R., and Campbell, D.A. (2013). Performance Analysis of IEC 61850 Sampled Value Process Bus Networks. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 9(3), 1445–1454. doi:10.1109/TII.2012.2228874.
- Ingram, D.M., Schaub, P., Campbell, D.A., and Taylor, R.R. (2012). Evaluation of precision time synchronisation methods for substation applications. In *2012 IEEE International Symposium on Precision Clock Synchronization for Measurement, Control and Communication Proceedings*, 1–6. IEEE.
- Janssen, M.C. and Apostolo, A. (2008). Iec 61850 impact on substation design. In *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*. IEEE.
- Junior, P.S.P., Martins, C.M., Bernardino, R.C., and Pereira, P.S. (2019). Analysis of PTP Synchronization Behavior with IEC 61850 Process Bus. In *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, 1–6. doi:10.1109/ISGT-LA.2019.8895350.
- Krieg, T. and Finn, J. (eds.) (2019). *Substations*. Springer, Cham, Switzerland, 1 edition. doi: <https://doi.org/10.1007/978-3-319-49574-3>. URL <https://link.springer.com/referencework/10.1007/978-3-319-49574-3#about>.
- MacKiewicz, R.E. (2006). Overview of IEC 61850 and benefits. *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE 2006 - Proceedings*, 623–630. doi: 10.1109/PSCE.2006.296392.
- Pellini, E.L., Manassero Junior, G., and dos Santos, M.L. (2020). Automação de sistemas elétricos: especificação, projeto e implantação. In *PEA5016*. Universidade de São Paulo.
- Rian, I.U. (2018). *Application of Optical Current Transformers in Digital Substations*. Master’s thesis, NTNU.
- Sergio, P. (2016). Experiência do barramento de processo da iec 61850 utilizando redundância de link conforme versão 2 da norma: Uma comparação entre os protocolos rstp, prp e hsr.
- Sergio, P. (2019). Interoperabilidade no barramento de processos   luz da iec 61850/iec 61869-9 e o sincronismo temporal.
- Silva Melo, A.F., Netto, U.C., da Silva, J.C.C., and Dreyer, U.J. (2021). Influence of process bus on performance of power system protection. *Electric Power Systems Research*, 200(July). doi:10.1016/j.epsr.2021.107491.
- Skendzic, V. and Dolezilek, D. (2017). New and Emerging Solutions for Sampled Value Process Bus IEC 61850-9-2 Standard – An Editor’s Perspective. In *International Conference and Exhibition – Relay Protection and Automation for Electric Power Systems, April 2017*, April, 1–10. Johannesburg, South Africa. URL https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/TechnicalPapers/6797_NewEmerging_DD_20170309_Web2.pdf?v=20171115-101441.
- Weiss, S., Graeve, P., and Andersson, A. (2011). Benefits of converting conventional instrument transformer data into smart grid capable process data utilizing IEC 61850 merging unit. In *CIREN 21st International Conference on Electricity Distribution*, 0472, 6–9. CIREN, Frankfurt. URL http://www.cired.net/publications/cired2011/part1/papers/CIREN2011_0472_final.pdf.
- Yang, C., Vyatkin, V., Nair, N.K.C., and Chouinard, J. (2011). Programmable logic for IEC 61850 logical nodes by means of IEC 61499. In *IECON 2011 - 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, 2717–2723.