



# CONCENTRAÇÃO DE PROTEÇÕES EM IED'S: ESTUDO DE CASO NA SUBESTAÇÃO DIGITAL SE PRIMAVERA DO LESTE II DA ENERGISA MATO GROSSO

**Tema:** Sistemas de Controle, Automação e Proteção

**Autores:** Guilherme de Mattos Golineli Marini, Carlos Eduardo Fernandes

**Co-Autores:** Remy Amorim Caero Marquez, Alessandro Fernandes

**Empresa:** Energisa Mato Grosso Distribuidora da Energia S. A.

---

## Resumo

Este artigo aborda tecnicamente a aplicação da concentração das funções proteção e controle em um único IED (*intelligent electronic device*), aplicado em uma subestação digital. O modelo foi implementado em uma subestação de distribuição na Energisa Mato Grosso, onde foram utilizadas MU (*merging units*), e os conceitos Barramento de Estação (*Station Bus - SB*) e Barramento de Processos (*Process Bus - PB*), cuja aplicação possibilitou não só a melhoria na infraestrutura de proteção, mas também possibilitou a ampliação da redundância de proteção aos bays da subestação, aumentando a confiabilidade e segurança da operação.

## 1. Introdução

A energia elétrica é essencial para a sociedade moderna, e a continuidade do seu fornecimento impacta diretamente as atividades cotidianas. Nesse contexto, a rede de distribuição desempenha um papel fundamental, sendo uma infraestrutura extensa e complexa, sujeita a diversas interferências externas, como descargas atmosféricas, abalroamento de postes, vandalismo e vegetação. Para mitigar esses impactos e preservar a qualidade e a vida útil dos equipamentos, é indispensável um sistema de proteção e controle eficiente nas subestações.

A modernização do SAS (Substation Automation System) tem como objetivo aumentar a confiabilidade da rede, além de aprimorar o monitoramento e o diagnóstico do sistema, fornecendo dados essenciais para um planejamento de manutenção mais assertivo. A adoção da norma IEC 61850 trouxe avanços significativos nesse sentido, permitindo melhorias em confiabilidade, segurança e observabilidade, ao mesmo tempo que impõe desafios técnicos e operacionais.

Além de atender aos requisitos fundamentais de proteção (confiabilidade, segurança, velocidade, seletividade e sensibilidade), os projetos de automação de subestações devem ser economicamente viáveis. Diante desse cenário, a Energisa Mato Grosso inovou no projeto da nova SE Primavera do Leste II, implementando mudanças nos padrões construtivos e no SAS. A aplicação do conceito de CPC (Centralized Protection and Control), aliada à otimização da infraestrutura civil, alocação eficiente dos equipamentos e

remodelagem da sala de comando, possibilitou não apenas ganhos financeiros, mas também um modelo de negócio mais sustentável, com menor impacto ambiental e maior segurança para os colaboradores. Este artigo explora a implantação de uma subestação digital no contexto da distribuição de energia, utilizando como referência a SE Primavera do Leste II. O estudo percorre todas as fases do projeto, destacando a necessidade de revisar conceitos tradicionais aplicados em subestações convencionais. Além dos benefícios econômicos, serão discutidas as melhorias proporcionadas ao SAS e às filosofias de proteção e controle, aprofundadas na seção 3 deste artigo.

A estrutura do artigo está dividida em quatro seções. Na seção 2, analisamos a evolução do SAS e o cenário atual da tecnologia no setor elétrico. A seção 3 apresenta a experiência prática da Energisa na digitalização da SE Primavera do Leste II, abordando conceitos e soluções adotadas. Por fim, na seção 4, compartilhamos as lições aprendidas no processo de implantação e considerações relevantes para futuros projetos de digitalização de subestações em distribuidoras de energia.

## **2. Desenvolvimento**

### **Ontem, Hoje e Amanhã**

No passado, os equipamentos de proteção possuíam funções específicas e isoladas. O relé 51, por exemplo, realizava apenas a proteção de sobrecorrente temporizada, enquanto o relé 87 era responsável pela proteção diferencial. Essa arquitetura resultava em sistemas pouco flexíveis, com manutenção complexa, limitações na expansão. Além disso, a fiação individual de cada equipamento gerava uma extensa rede de cabos de cobre, exigindo testes minuciosos e manutenção intensiva.

Com os avanços da microeletrônica e dos softwares industriais, os relés digitais trouxeram uma revolução para os sistemas de proteção do sistema. Mantendo os mesmos princípios funcionais dos relés tradicionais, os novos dispositivos passaram a ser gerenciados por microprocessadores, permitindo a programação por interface e o processamento das lógicas de proteção via algoritmos específicos. Essa evolução resultou nos IEDs (Intelligent Electronic Devices), que agregam múltiplas funções em um único equipamento, ampliando a capacidade de observação e melhorando o desempenho operacional.

Atualmente, os IEDs fazem parte dos SPCS (Sistemas de Proteção, Controle e Supervisão), que vão além da proteção da rede, incorporando monitoramento contínuo e controle dos equipamentos. A digitalização dos dados de campo tornou-se extremamente rápida, eficiente e confiável, atendendo aos requisitos fundamentais de velocidade, segurança, confiabilidade, seletividade e sensibilidade.

A Energisa Mato Grosso já opera subestações conforme a norma IEC 61850, utilizando os protocolos MMS (Manufacturing Message Specification) para comunicação vertical e GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) para comunicação horizontal. O barramento de estação possui redundância em RSTP, enquanto os relés operam com FAILOVER, garantindo maior disponibilidade e segurança. A adoção dessa norma padronizou a comunicação dentro e fora das subestações, integrando funções de proteção, controle e medição, além de possibilitar a interoperabilidade entre equipamentos de diferentes fabricantes. A evolução mais recente foi a implementação do barramento de processo, que aprimora a confiabilidade, a disponibilidade e a velocidade do SAS. Com a IEC 61850-9-2, a comunicação digital se estendeu ao pátio da subestação, permitindo que dispositivos como Merging Units e NCITs (transformadores de instrumentos não convencionais) forneçam dados diretamente para os IEDs. Isso reduziu drasticamente a necessidade de cabos de cobre, simplificou a instalação e acelerou os testes.

Na SE Primavera do Leste II, a Energisa Mato Grosso inovou ao implementar um SAS baseado no barramento de processo, com redundância de comunicação via rede PRP (IEC 62439-3), segurança aprimora-

da (IEC 62351-6) e sincronismo PTP (IEC 61850-9-3). A digitalização dos sinais analógicos dos TCs e TP's, feita por Merging Units, permitiu a conversão direta para os protocolos GOOSE e SV, possibilitando manutenções independentes nos bays sem afetar o restante da subestação.

Uma inovação fundamental do projeto foi a concentração de proteção, permitindo que um único IED gerenciasse múltiplos bays. Essa abordagem reduziu em 55% o número de equipamentos de proteção, otimizando recursos sem comprometer a confiabilidade, já que foi aplicada redundância para alimentadores e bay de transferência, algo inexistente nos projetos convencionais.

Olhando para o futuro, a experiência da SE Primavera do Leste II estabelece um novo paradigma para subestações digitais. A tendência é que os sistemas de proteção e controle avancem ainda mais com a integração de automação inteligente, análise preditiva para manutenção, maior segurança cibernética e interfaces mais intuitivas para operação. Com uma abordagem bem estruturada e replicável, esse modelo deve garantir implementações eficientes e sustentáveis, consolidando um novo padrão para a modernização das subestações no setor elétrico brasileiro.

### **Estudo de caso – se primavera do leste II (138/13,8kv)**

#### **Concepção do Projeto**

A busca pelo equilíbrio entre inovação tecnológica e viabilidade econômica norteou o desenvolvimento do Sistema de Automação da SE Primavera do Leste II. O desafio central consistia em estabelecer uma infraestrutura totalmente digital que não apenas incorporasse as mais recentes tecnologias, mas também gerasse benefícios técnicos e financeiros tangíveis.

Uma das inovações mais significativas do projeto foi a implementação do conceito de centralização das funções de proteção e controle. Diferentemente da abordagem tradicional, onde cada alimentador possui seu próprio IED dedicado, optou-se por concentrar múltiplos alimentadores em um único dispositivo. Esta decisão, embora economicamente atrativa, trouxe consigo um novo desafio: o risco potencial de uma única falha afetar múltiplos alimentadores simultaneamente.

Para endereçar esta questão crítica, desenvolveu-se uma arquitetura de redundância multinível. O sistema foi projetado com IEDs e MUs redundantes, operando em paralelo, garantindo que a falha de um conjunto não comprometa a operação do sistema. Esta abordagem transformou uma potencial vulnerabilidade em uma oportunidade de fortalecimento da confiabilidade operacional.

A robustez do sistema foi ainda mais reforçada através de uma infraestrutura física redundante cuidadosamente planejada. Os componentes do barramento de processo - incluindo relés de proteção, switches, GPS e Merging Units - foram não apenas duplicados, mas também instalados com rotas físicas independentes. As fibras ópticas, responsáveis pelo transporte das informações digitalizadas, foram estrategicamente distribuídas em eletrodutos separados, com trajetos distintos pelo pátio da subestação, minimizando o risco de falhas simultâneas.

A arquitetura final implementada, representada de forma simplificada na figura 1, apresenta uma solução híbrida inovadora. Na interface com os equipamentos de pátio, manteve-se a conexão convencional via cabos de cobre até os painéis das MUs. A partir deste ponto, os sinais são digitalizados e transmitidos através dos protocolos GOOSE e SV, utilizando uma infraestrutura de fibra óptica para comunicação com os IEDs no barramento de processo.

Um aspecto fundamental desta arquitetura é a replicação integral das informações de campo entre as MUs principal e de retaguarda. Esta duplicação completa dos dados garante a redundância n-1, estabelecendo um novo padrão de confiabilidade para subestações digitais. A solução não apenas atende aos requisitos técnicos e econômicos do projeto, mas também estabelece uma base sólida para futuras implementações similares.

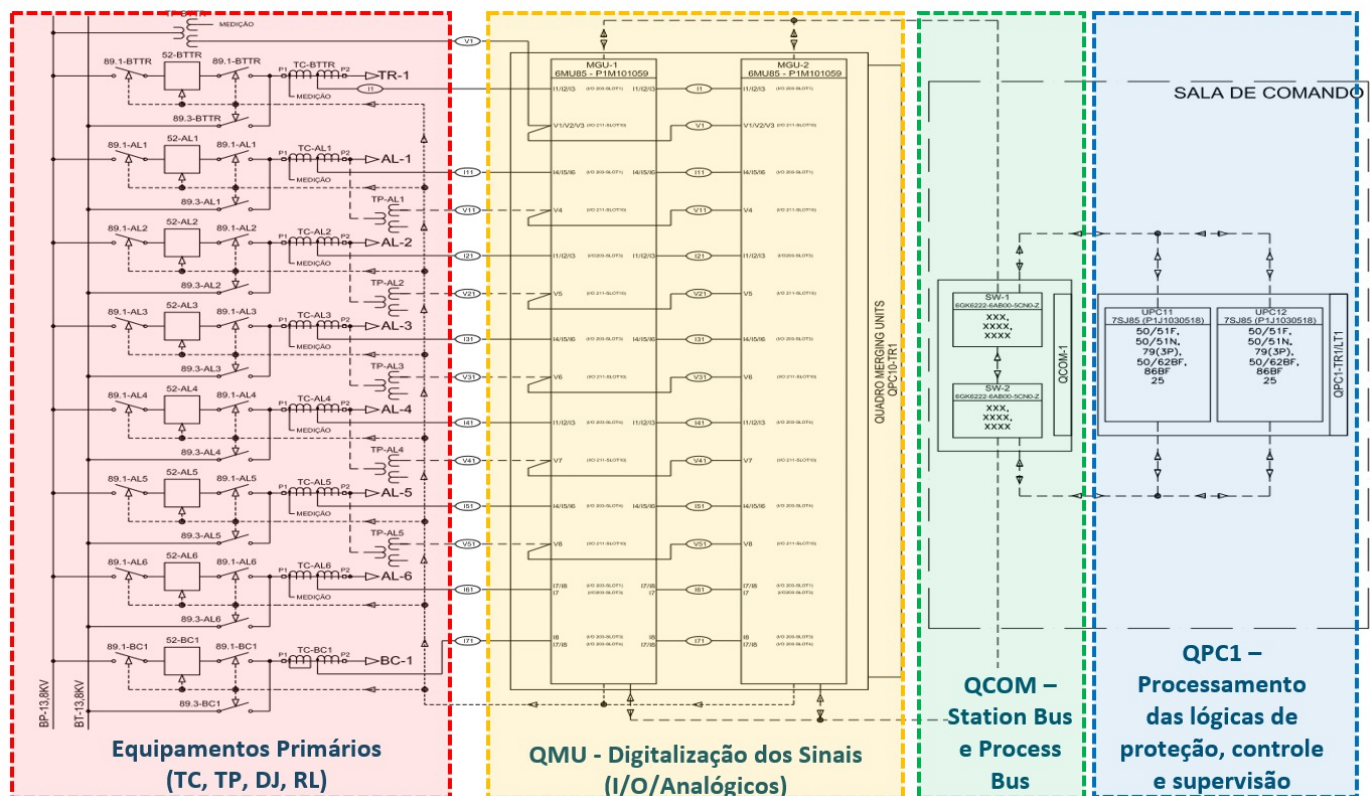


Figura 1 - Arquitetura básica do SAS

## Desenvolvimento do projeto

O desenvolvimento do projeto passou por três etapas, a concepção física da subestação, o desenvolvimento dos projetos de SPCS, funcionais, lógicos e arquiteturas, e por fim os testes de comissionamento em fábrica e em campo da subestação.

## Arranjo Físico

Como dito anteriormente, por se tratar de um projeto pioneiro no grupo Energisa, alguns paradigmas tiveram que ser repensados, o primeiro deles sendo o arranjo físico da subestação. Em uma subestação convencional o encaminhamento de informações é realizado majoritariamente por cabeamento de cobre, isso necessita com que as canaletas da subestação estejam dimensionadas para tal carregamento. Já para o caso da subestação digital, o tráfego de informações se dá principalmente por meio ótico, significando um menor carregamento das canaletas e a necessidade de uma nova infraestrutura de fibras óticas não utilizada anteriormente. Para aumentar a confiabilidade do sistema, a infraestrutura de fibras óticas foi pensada de forma a manter as duas redes da process bus em caminhos físicos completamente distintos até a casa de comando, isso foi pensado para que caso haja algum problema físico que ocasione o rompimento das fibras, a outra rede ficará íntegra.

Usualmente os projetos das subestações da Energisa Mato Grosso não possuem painéis outdoor, porém com a aplicação de merging units a alocação dos painéis das mesmas teve que ser pensada com o mesmo objetivo de redução de cabeamento de cabos de cobre. No caso desta subestação foram projetadas apenas dois painéis de merging units, uma para o setor de 13,8kV, e outra para o setor de 138kV, e dessa forma os painéis de merging units foram alocados fisicamente próximos ao barramento de 13,8kV e do lado de 138kV do transformador.

## Projetos funcionais, lógicos e arquitetura de rede

### 1- Projetos Funcionais

Os projetos funcionais dos painéis tiveram que ter uma atenção especial, no caso do painel de proteção - QPC1, os IEDs não possuem o recebimento de nenhuma informação pela via elétrica, dessa forma, o projeto funcional consiste basicamente na alimentação e na supervisão desses IEDs. Já para o projeto das merging units, todos os cabos de campo serão conectados em um único painel, por isso a quantidade de informação monitorada impacta diretamente no carregamento do painel e de suas canaletas.

Devido ao carregamento mencionado alguns padrões construtivos dos painéis foram alterados, o dimensionamento padrão de 800x800 foi alterado para 1000x800, para os cabos, devido a distancia reduzida, foi possível adotar cabos de bitola mais fina e com mais vias, sendo utilizado os cabo de 7x1,5 e 15x1,5.

Os blocos de teste e régua de bornes também tiveram impacto, houve a necessidade da alocação de bornes nas paredes laterais do painel, bem como a instalação de oito bloco de testes para seccionamento das correntes e tensões dos oito bays monitorados por esse painel.

## 2 - A Arquitetura de rede

A arquitetura desenvolvida para o projeto da SE Primavera do Leste II, baseada no conceito de SAS totalmente digital, incorpora dois barramentos distintos, redundantes, de alto desempenho e alta disponibilidade, conforme Figura *abaixo*.

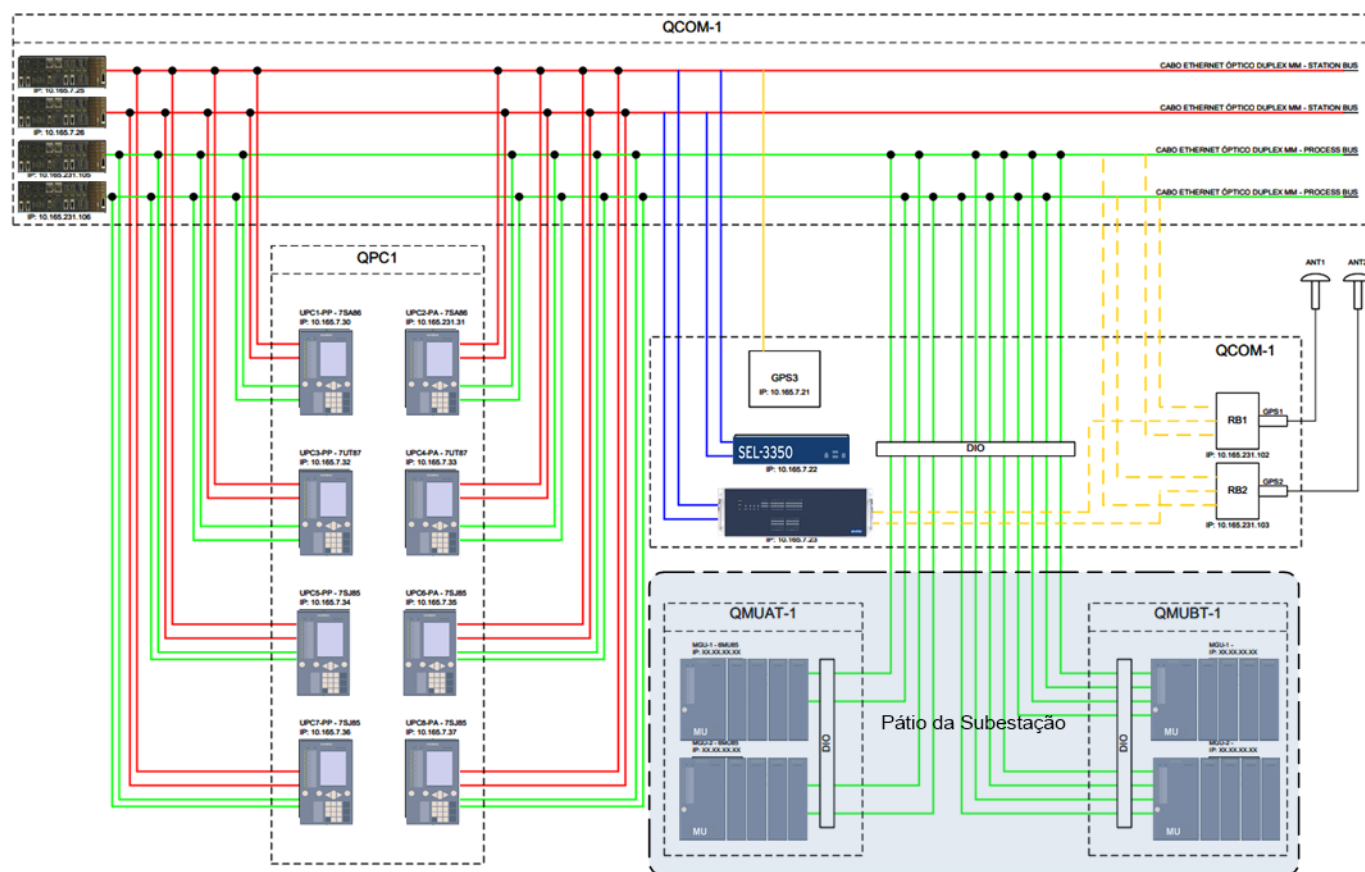


Figura 2 - Arquitetura de rede adotada

Após a digitalização realizada nas Merging Units (MUs), os sinais de estado e alarmes dos equipamentos são compartilhados no barramento de processo utilizando o protocolo GOOSE. Essas informações ficam então disponíveis na rede do barramento de processo para serem adquiridas pelos IEDs que delas necessitam. No caso dos sinais analógicos, as grandezas de corrente e tensão são publicadas por meio de streams do protocolo SV, sendo adquiridas pelos IEDs de proteção do bay ao qual a medida pertence.



Para garantir a organização e eficiência na comunicação entre dispositivos, foi necessário padronizar as configurações dos datasets GOOSE e SV. Cada bay possui um *dataset* GOOSE dedicado à proteção, outro ao controle, e as streams de informações analógicas são segregadas individualmente por bay.

No barramento de estação trafegam as supervisão e controle dos bays, em protocolo MMS da norma IEC61850. Como os barramentos de processo e estação são segregados, a supervisão das MUs e dos equipamentos conectados apenas ao barramento de processo teve que ser realizado pelos relés

Não há comunicação entre os barramentos de processo e estação, e por isso não há possibilidade de acesso remoto ao barramento de processo. Para possibilitar análises de engenharia no barramento de processo, foi instalado um computador de engenharia no painel de automação, em que ele está conectado a ambos os barramentos, e dessa forma é possível acessar o computador de engenharia e assim realizar a coleta de informações do barramento de processo remotamente.

### 3 - Desenvolvimento lógico e parametrização

Para a subestação Primavera do Leste II o maior desafio foi a implantação da concentração de proteções nos IEDS, isso porque um dos objetivos dessa implantação era realizar as funções de proteção e controle com o menor impacto possível na operação e manutenção da subestação. Dessa forma os comandos, funções de proteção e os modos de comissionamento dos bays foram pensados para ser individualizados virtualmente dentro do IED físico, e todos as funções segregadas bay a bay na estrutura do relé.

Para a supervisão e controle dos bays, foram desenvolvidas telas de IHM específicas para cada um deles, aonde é possível realizar todos os controles necessários para a operação e manutenção deste bay sem impacto nenhum na operação e manutenção dos bays vizinhos. Para realizar o comando, o usuário realiza a seleção do bay a ser comandado, seleciona o comando na tela e confirma o comando, estes comandos não ficaram disponíveis via teclas de acesso rápido pela indisponibilidade de numero suficientes de teclas para todas as funções.



Figura 3 - IHM específica de um bay de alimentador.

Além disso, o controle de hierarquia de comandos também foi revisto, o controle Local/Remoto do IED não atende as especificações para o controle individual dos bays, por isso foi implementado um esquema de hierarquia individual que é ativado via mimico de cada alimentador no IED, conforme Figura acima.

As lógicas de controle e proteção foram implementadas dentro de um único IED, assim os sinais que eram usualmente trocados entre relés via mensagem GOOSE, agora são realizados via variáveis internas. Todas as funções de bloqueio são do tipo redundantes, ou seja, caso o comando de bloqueio seja realizado na cadeia principal, a cadeia alternada seguirá e vice-versa.

### Comissionamento e testes

Com a digitalização das informações e o agrupamento das proteções nas MUs e nos IEDs, tornou-se necessário inovar nas metodologias de testes de proteção dos bays. Nas subestações tradicionais, as funções de proteção e controle do IED não precisam ser segregadas para realizar testes como a injeção de corrente ou testes de proteção com o relé em modo de teste. Isso ocorre pois usualmente cada relé é responsável pela proteção de um único bay, logo, ao se colocar um relé em “modo teste” ou fora de operação, todos os demais relés continuam em operação sem qualquer prejuízo de perda de suas funções de proteção;

No entanto, ao concentrar várias proteções em um único IED, se torna necessário segregar logicamente os bays dentro do IED físico. Para o projeto da SE Primavera do Leste II, foi desenvolvida uma estrutura lógica inovadora que permite a seleção individualizada das funções de teste, bloqueio e simulação para cada bay. A ativação do modo teste está de acordo com o normatizado pela *IEC61850*, ou seja, a filosofia de teste é realizada utilizando o bit de *behavior* do *logical device*, aonde cada *bay* dentro da estrutura do relé é um logical device único.

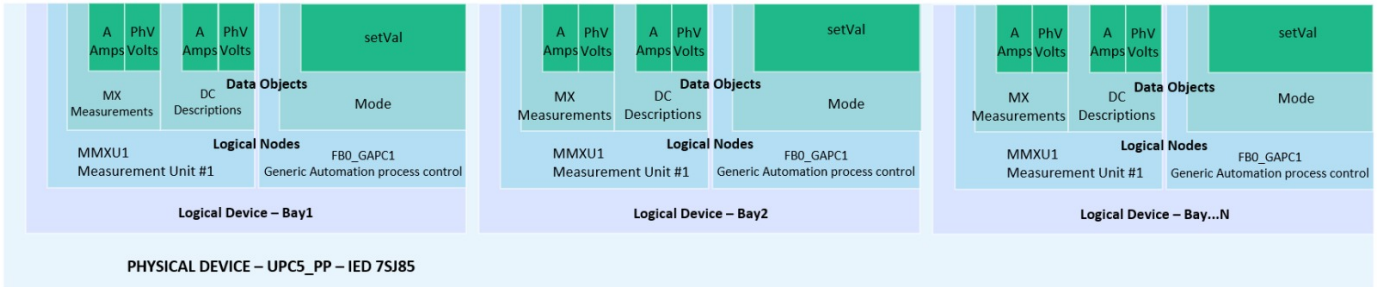


Figura 4 - Estrutura de individualização lógica dos IEDs.

Outro fator relevante quanto ao comissionamento e testes dos *IEDs* em questão é a injeção de valores secundários nas *MUs* ou nos *IEDs* de proteção, ao qual pode ser realizado de duas maneiras distintas, através do bloco de testes localizado no painel das *MUs*, e injetando as grandezas elétricas diretamente nos blocos de testes de cada *bay*, ou via protocolo *IEC61850*, injetando SV diretamente no barramento de processo. Para a segunda abordagem, é preciso cuidado ao parametrizar as streams que serão publicadas pelas *MUs*, uma vez que o processo de injeção de SV via maleta de testes é realizada através da injeção de todas as medidas analógicas parametrizadas em uma *stream*. Por isso para este projeto, as *MUs* foram parametrizadas de forma que as medidas de cada *bay* sejam publicadas individualmente em uma *stream*.

Details

Name: Mode (controllable)

Original name: Mode (controllable)

Alternative name:

IEC 61850 name: Mod

IEC 61850 path: UPC5\_PP/Bay1/FB0\_GAPC1/Mod

Details

Name: GOOSE/SV sim.mode

Original name: GOOSE/SV sim.mode

Alternative name:

IEC 61850 name: Sim

IEC 61850 path: UPC5\_PP/Application/LPHD0/Sim

Figura 5 - Modo teste e Modo simulação utilizando logical nodes da IEC 61850.

### 3. Conclusão

A implementação da subestação digital em Primavera do Leste II comprovou, na prática, que a combinação da digitalização com o CPC traz benefícios diretos e mensuráveis para a distribuidora. A redução na infraestrutura foi significativa: menos cabos, canaletas menores, sala de comando reduzida e otimização na quantidade de painéis e IEDs, resultando em economia real tanto na implantação quanto na manutenção. A especificação técnica dos IEDs para CPC exige atenção especial. É fundamental garantir que os equipamentos:

- Processem simultaneamente as lógicas de múltiplos bays sem impacto no tempo de resposta;
- Permitam a segregação lógica dos bays quando necessário;
- Suportem a quantidade adequada de streams nos pacotes SV das MUs.

Este projeto demonstrou que o gerenciamento da rede de dados requer atenção especial. A organização do tráfego dos pacotes MMS, GOOSE e Sampled Values foi crucial para evitar congestionamentos e garantir a comunicação eficiente entre dispositivos.

Um benefício importante identificado foi o impacto mínimo nos processos operacionais existentes. Os níveis hierárquicos NH0 (Equipamentos de Pátio), NH2 (IHM local) e NH3 (Centro de Operações) permaneceram praticamente inalterados. As principais adaptações concentraram-se no nível NH1 (IED), especificamente na interface do operador com a IHM.

O processo de comissionamento e testes trouxe aprendizados valiosos. A natureza digital da subestação, combinada com o CPC, demandou novos procedimentos, especialmente no controle e ativação dos modos de teste. O conhecimento adquirido será fundamental para futuras implementações similares em nossa rede.

A experiência com a SE Primavera do Leste II demonstra que, apesar dos desafios inerentes à inovação, a combinação da subestação digital com CPC representa um avanço significativo na modernização do setor elétrico. O sucesso dessa implementação não apenas valida a viabilidade técnica e econômica do conceito, mas também estabelece um novo paradigma para futuras instalações, onde eficiência operacional e otimização de recursos convergem em uma solução robusta e confiável.

## 4. Referências bibliográficas

### Digitalização de Subestações e Modernização

1. DE OLIVEIRA, W. L.; FERREIRA, M. V. C. Estudo de modernização do sistema de proteção de subestações para distribuição de energia elétrica. Journal of Innovation and Science: Research and Application, [S. l.], v. 2, n. 1, p. 20, 2022. DOI: 10.56509/joins.2022.v2.122. \*
2. LELLYS, D.; FONTINHA, F. R.; OLIVEIRA, M. Subestação Lorena: Primeira Subestação da Rede Básica do Brasil Totalmente Digital de 500 kV – Concepção, Arquitetura e Testes. In: XIII SIMPASE, 2019, [S.l.]. Anais [...]. [S.l.: s.n.], 2019.
3. MEIER, S.; WERNER, T.; POPESCU-CIRSTUCESCU, C. Performance considerations in digital substations. In: CIGRÉ Session, 2016, Paris. Proceedings [...]. Paris: CIGRÉ, 2016.\*
4. RUFATO JUNIOR, E. Viabilidade técnica e econômica da modernização do sistema de proteção da distribuição. 2006. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.\*

### IEC 61850 e Barramento de Processo

5.



- ADEWOLE, A. C.; TZONEVA, R. Impacto do barramento de processo baseado no padrão IEC 61850-9-2 no desempenho operacional de IEDS de proteção: Estudo comparativo. IFAC Proceedings Volumes, v. 47, n. 3, p. 2245-2252, 2014.
6. APOSTOLOV, A. IEC 61850 9-2 process bus applications and benefits. In: 10th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP), 2010, Manchester. Proceedings [...]. Manchester: IET, 2010.
7. BETTLER, J.; SILVA, J.; MORMAN, D.; ABBOD, R.; BOWEN, D.; CENZON, E.; DOLEZILEK, D. Estudos de caso de sistemas de barramento de processo IEC 61850 usando GOOSE e valores amostrados: instalações e pesquisas recentes. In: CONFERÊNCIA ANUAL DE RELÉS DE PROTEÇÃO OCIDENTAL, 47., 2020.
8. BRAND, K. P.; BRUNNER, C.; WIMMER, W. Design of IEC 61850 based substation automation systems according to customer requirements. In: CIGRÉ Session, 2014, Paris. Proceedings [...]. Paris: CIGRÉ, 2014. Paper B5-103.\*
9. SERGIO, P.; RAMOS, R.; MARTINS, C.; PEREIRA, P.; LOURENÇO, G.; SALGE, G.; IEC 61850-9-2 Avaliação e testes de um barramento de processos. O Setor Elétrico, 2011.\*
10. JUNIOR, P.; RAMOS, R.; MARTINS, C.; PEREIRA, P.; LOURENÇO, G.; Investigação do Funcionamento do Barramento de Processos (IEC 61850-9-2) - Uma Abordagem Prática. In: IX SIMPASE, 2011, [S.l.]. Anais [...]. [S.l.: s.n.], 2019.\*

### **Proteção e Automação**

11. KINDERMANN, G. Proteção de sistemas elétricos de potência. Florianópolis: Editora da UFSC, v. 1, 2005.
12. SCHWEITZER III, E. O.; SCHEER, G. W.; FELTIS, M. W. Uma nova abordagem da proteção da distribuição. In: SIMPÓSIO INTERNACIONAL SOBRE AUTOMAÇÃO DA DISTRIBUIÇÃO E GERENCIAMENTO DO LADO DA DEMANDA, 2., 2006. Anais [...]. [S.l.: s.n.], 2006.\*
13. MAMEDE FILHO, João; MAMEDE, Daniel Ribeiro. Proteção de sistemas elétricos de potência. Rio de Janeiro: LTC, 2011.

### **Experiências Práticas**

14. CARDOSO, G.; ROCHA, F.; SILVA, K. M.; SILVA, N. S. D. Centralized protection and control solution for digital substations. Electric Power Systems Research, v. 174, 105858, 2019.
15. SANTOS, R. C.; SALGADO, M. First Digital Substation with IEC 61850 Process Bus in Brazilian Power System. In: CIGRÉ Session, 2018, Paris. Proceedings [...]. Paris: CIGRÉ, 2018. Paper B5-111.