



## XIX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2010 – 22 a 26 de novembro

São Paulo - SP - Brasil

### Process bus (Merging Unit): Conceito, arquitetura e impacto na automação de subestações

<b>Denys Lellys</b>	<b>Ubiratan Alves do Carmo</b>	<b>Márcio Schmitt</b>
<b>AREVA T&amp;D Brasil</b>	<b>CHESF</b>	<b>AREVA T&amp;D Brasil</b>
Denys.lellys@areva-td.com	uacarmo@chesf.gov.br	Marcio.schmitt@areva-td.com
<b>Marcelo Paulino</b>		
<b>Omicron</b>		
Marcelo@adimarco.com.br		

#### Palavras-chave:

Arquitetura, Barramento, IEC 61850, *Merging Unit*.

#### Resumo

A norma mundial IEC 61850 é atualmente amplamente aceita por várias empresas de transmissão no Brasil e já é uma realidade na rotina dos engenheiros de proteção e automação, tornando-se uma tecnologia bastante importante na automação de subestações de energia, em especial pela possibilidade de utilizar IED (*“Intelligent Electronic Device”*) de fabricantes distintos numa mesma rede.

No tocante ao capítulo 9-2 da norma IEC 61850 (*“process bus”*), aplicada aos transformadores de instrumentos não-convencionais (NCIT - *Non Conventional Instrument Transformer*)/IED de proteção, seu conteúdo e potencialidade ainda são muito pouco explorados pelas empresas, porém representa grande potencial para melhoria e simplificação da arquitetura, assim como, redução de custos na automação de subestações com o uso de dispositivos chamados de *“merging unit”* quando aplicada entre os transformadores de instrumentos e os IED de proteção e medição.

Este tema foi um dos assuntos preferenciais na última bienal da CIGRE em Paris no ano de 2008 e é atualmente um tópico de estudo e destaque (*“hot topic”*) nas discussões entre especialistas de proteção e controle do Brasil.

#### 1. Introdução

Este trabalho técnico tem como finalidade apresentar os principais conceitos e as características técnicas de dispositivos chamados de unidades de merge ou em inglês *“merging unit”* (MU), aplicadas no barramento de processo (*“process bus”*) da subestação. A finalidade principal da *merging unit* é suprir com os valores amostrados *“sampled analog values”* das informações dos transformadores de corrente e de potencial os IED de proteção e medição. Estas amostras são devidamente sincronizadas e em conformidade com a norma IEC 61850-9-2. As informações de *“status”* dos disjuntores e seccionadoras através de módulo de entrada/saída digitais, também podem ser disponibilizadas pelas *“merging units”*.

Neste trabalho são apresentadas ainda as características técnicas deste equipamento no que tange a arquitetura, princípio de funcionamento, taxa de amostragem para suprir IED de proteção e medição, sincronização e características de conexão com transformadores de tensão e corrente com a tecnologia convencional ou não-convencional (TC óptico e TP por divisores capacitivos), bem como e também

ilustra exemplos de aplicação utilizando dispositivos “*merging unit*” da AREVA T&D aplicados a subestações de alta e extra-alta tensão, inclusive HVDC, com transformadores de instrumentos convencionais ou não-convencionais.

São apresentados também os aspectos e proposições de arquiteturas aplicadas em vãos de subestações e seu impacto na automação, considerando a instalação da “*mergin unit*” em vãos de subestações de alta e extra-alta tensão.

Finalmente, apresentam-se as primeiras experiências em campo (projetos pilotos), realizadas com as “*merging unit*”, em empresas elétricas da Inglaterra (NGT), França (RTE) e Canadá (*Hydro Québec*) em associação com AREVA T&D e outro fabricantes (tais como: *Landys & Gyre Omicron*).

## 2. Conceito e Características Técnicas do Barramento de processo (Process Bus) – IEC 61850-9-2 (“Merge unit”)

O barramento de processo ou “*process bus*” definido na parte 9-2 da norma IEC 61850, especifica o uso do link digital entre os relés de proteção (IED), controladores de vão ou medidores que estão ao nível de vão com os transformadores de corrente (TC) e Transformadores de potencial (TP) que estão no do nível de processo. Este link utiliza rede ethernet e as informações são trocadas utilizando o nível de enlace (camada 2 do modelo OSI). A norma IEC 61850 padroniza as interfaces 4 e 5 para realizar a comunicação entre o nível de processo (“*process level*”) e o nível de vão (“*bay level*”) conforme ilustrado na figura 1 abaixo:

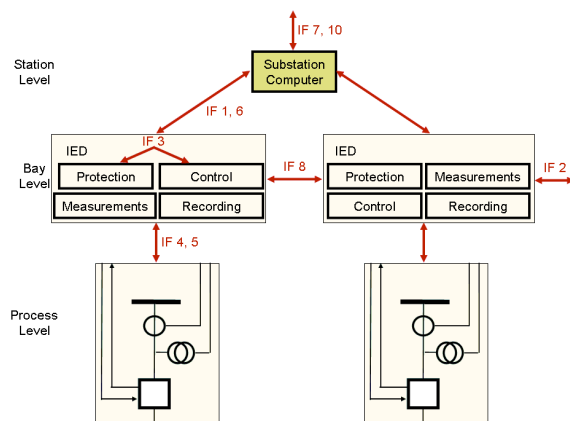


Figura 1 ilustra o barramento de processo e as interfaces das conexões com IEDS

Em outras palavras, o barramento de processo utiliza os dispositivos “*merging unit*” (Fig. 2) para realizar a função de interface entre os TC/TP convencionais ou não convencionais (NCIT) e os IED de proteção. Os valores de tensão e corrente provenientes dos TC/TP são processados (amostrados) e em seguida são gerados e distribuídos valores de saída chamados “*analog sampled value*” ou valores analógicos amostrados, em conformidade e padronizado de acordo com a norma IEC 61850-9-2.

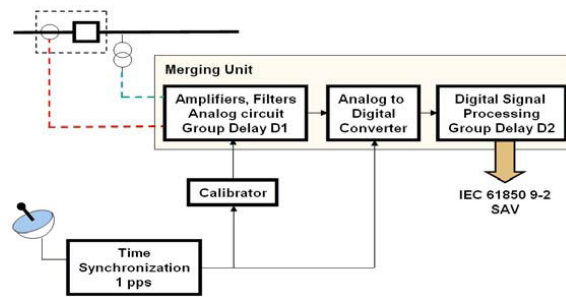


Figura 2 ilustra o diagrama funcional da merger unit

A figura 2 apresenta o diagrama de bloco simplificada da “merging unit” incluindo amplificadores, filtros, conversor A/D e processador de sinais digitais (DSP).

A sincronização é feita via GPS, usando taxa de 1 PPS (*Pulse per second*). Esta sincronização é necessária, devido ao processamento interno ser realizado em blocos distintos, provocando atraso no sinal (D1- delay 1 e D2- delay 2), sendo a correção temporal e sincronização efetuada pela ação do sinal de GPS.

Devido ao uso ainda em larga escala de TC e TP convencionais instalados em campo e o avanço e consolidação da tecnologia dos TC e TP ópticos – NCIT – “*Non-Conventional Instrument Transformer*” (Fig. 3), as “merge unit” disponíveis atualmente podem ser conectadas a qualquer transformador de instrumento e a qualquer tipo de subestação (*AIS – air isolated substation or GIS-gas isolated substation*), sendo a escolha do modelo mais adequada definida pelo usuário.

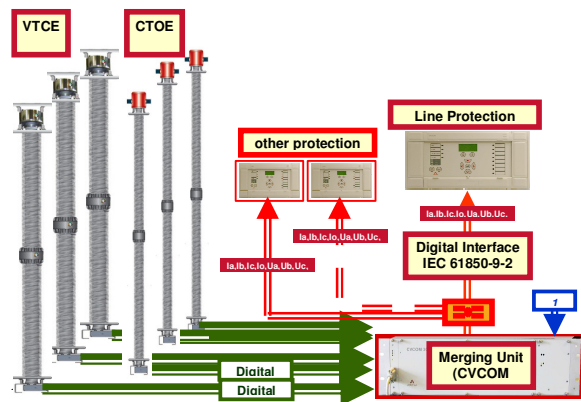


Figura 3 ilustra detalhe das conexões de TC e TP não convencional a merge unit

A figura 3 apresenta os TC e TP não convencionais tipo CTOE e VTCE, conectados a MU por meio de fibras ópticas, transportando sinais digitalizados e após o processamento interno, em conformidade com a norma IEC 61850-9-2, os “*analog sampled values*” são disponibilizados na saída e conectado no “Switch Ethernet”, para distribuição aos diversos IED de proteção e medição.

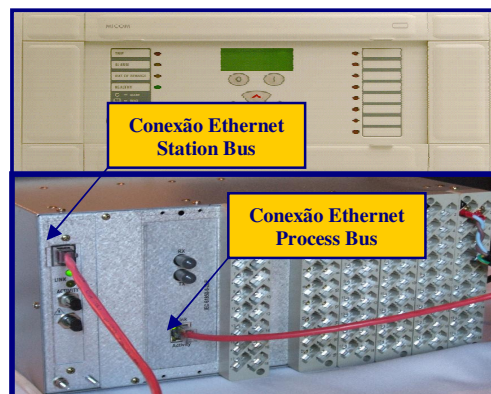


Figura 4 - Ilustra o detalhe das entradas analógica substituídas pela conexão ethernet

Para o IED de proteção a taxa de amostragem do sinal distribuído é de 80 amostras/ciclo e para IED de medição é de 256 amostras/ciclo, conforme a norma IEC 61850-9-2.

A figura 4 ilustra o módulo de entrada traseira tipo Ethernet de um IED de proteção moderno em substituição aos terminais de corrente tradicionais e em conformidade com a norma IEC 61850-9-2 (“*process bus*”), para conexão física aos dispositivos “*merging unit*”:

### 3. Impactos na Arquitetura dos Sistemas de Proteção, Controle e Medição

As funções de sistema de automatização de subestação (*Substation Automation System - SAS*) são divididas em forma lógica e hierárquica nos níveis da automação da subestação (“*station level*”), vãos/IEDs (“*bay/unit level*”) e processo (“*process level*”) [5]. Para atender estas funções, a arquitetura de SAS, prevê implementação de redes de subestação e de processo. A rede de subestação é responsável pela comunicação horizontal e vertical dos dispositivos eletrônicos inteligentes – IEDs e a rede de processo que é responsável pela comunicação entre os IEDs e os dispositivos do processo. A figura 5 ilustra a arquitetura com os níveis de função de um SAS e todas as interfaces definida pela norma para realizar a comunicação horizontal e vertical de um SAS.

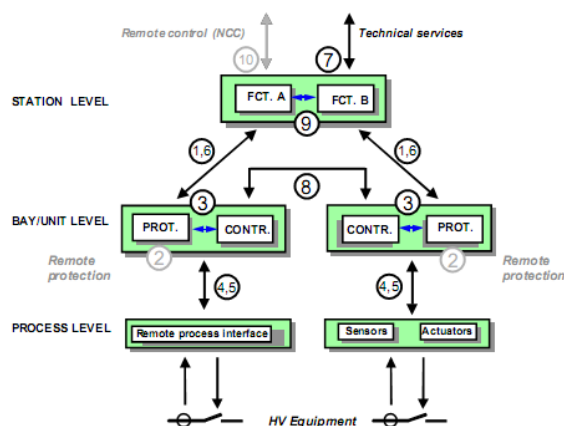


Figura 5 - Níveis lógicos e interfaces de um SAS

O uso de “*merging unit*” e de valores amostrados, tem como consequência o uso obrigatório da rede de processo, conforme especificado na norma IEC – 61850-5. A aplicação de valores amostrados cria um tráfego que tem como característica uma elevada carga de informações e de natureza contínua. Neste caso é desaconselhável o uso desta aplicação na rede de subestação (“*station level*”), em virtude de possíveis sobrecargas e retenções no tráfego de informações (“engarramentos”). Ressalta-se que a rede de subestação é uma rede que tem o tráfego com o comportamento randômico e requisitos de tempos de transmissão das mensagens (GOOSE) igual ou menor que quatro milissegundos. Neste tipo de rede, o tráfego depende do tipo de falta que pode ocorrer no sistema elétrico primário de potência.

Atualmente, pode-se considerar a inclusão do barramento de processo como o responsável por um novo e principal impacto na arquitetura dos sistemas de automação da subestação. Estes sistemas de automação já têm sua arquitetura implementada de forma parcial [4] isto é, utilizando a rede de subestação para a comunicação entre os IED’s, sendo que a interação com o processo é realizada utilizando-se fios metálicos.

Outro aspecto a ser considerado que impacta na arquitetura dos SAS é a forma como os projetistas de sistemas projetam a distribuição da rede de processo em suas soluções. Existem varias alternativas de distribuição da rede de processo. A norma IEC 61850 parte 9-2 apresenta estas alternativas para a implementação do barramento de processo em uma subestação típica conforme ilustrado na figura 6:

Alternativa 1: apresenta uma arquitetura de barramento de comunicação no qual cada vão tem seu próprio segmento do barramento de processo.

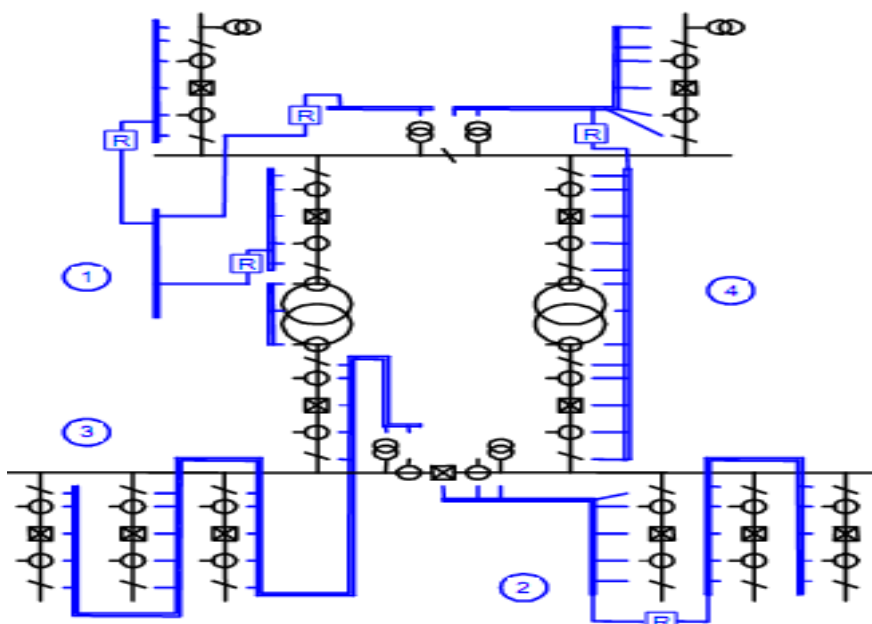


Figura 6 - Alternativas de implementação de barramento de processo

Alternativa 2: apresenta uma arquitetura similar a alternativa 1, porém o segmento do barramento de processo pertence a mais de um vão.

Alternativa 3: apresenta uma arquitetura de comunicação que é formada por um único barramento de processo para toda subestação.

Alternativa 4: apresenta uma arquitetura de barramento de processo orientado a função.

A escolha técnica da alternativa para implementação do barramento de processo, deve ser focada na performance e mitigação de eventuais engarrafamentos, de modo a evitar retardo no fluxo das informações.

Como exemplo, podemos considerar como cálculo de tráfego o seguinte cenário a seguir:

- Mensagem de “sampled values” com classe de dados tipo P3 (proteção), que tem requisito de tempo de transmissão menor ou igual a três milissegundos com resolução do conversor analógico digital de 16 bits e uma taxa de amostragem 1920 amostras por segundos. Para este cenário obtém-se uma taxa de 249,36 kbits/seg. por Merging unit (oito medidas). Outro caso é considerar mensagens de medição com classe M3 (classe de exatidão 0.1 e medição até o quadragésimo harmônico) tem-se uma taxa de 1,28 Mbits/seg. por merging unit. Observa-se que estas são taxas brutas e que também deve ser considerada nos cálculos a latência do “switch” que de qualquer forma influencia na necessidade de banda da rede de processo.

#### 4.0 Experiências em Campo

As primeiras experiências em campo foram realizadas no período de 2000 a 2003 na França, Inglaterra e Canadá, comprovando que os IED de proteção com interface “Ethernet” ao invés de entradas de TC e TP convencionais (terminais de corrente/tensão), funcionam corretamente quando supridos por “samples values” provenientes diretamente de TC/TP não convencionais.

Após o ano 2003 e com o advento da norma IEC 61850, diversos experimentos foram lançados, conforme relatados nos itens a seguir:

#### 4.1 Subestação Osbaldwick 400 kV– Empresa NGT- Inglaterra:

O primeiro experimento na Inglaterra foi realizado na subestação Osbaldwick 400 KV isolada a gás SF6 (GIS), usando a proteção diferencial de linha (P54x/AREVA) para proteção da linha de interligação entre duas subestações próximas (60 km). Em um terminal, a proteção diferencial foi conectada a “merging unit” recebendo sinal de TC óptico, enquanto que no outro terminal remoto, a proteção foi conectada a merge unit recebendo sinal de TCs convencionais. Ambas as “merging unit” foram sincronizadas usando 1 PPS, via GPS, para compensar o tempo de atraso na amostragem dos valores de corrente dos dois terminais.

#### 4.2 Subestação Saumade – 245 kV – Empresa RTE – França

O segundo experimento foi realizado na subestação de Saumade (GIS) 245 kV na França, novamente usando TC óptico e TP por divisores capacitivos. As “merge units” foram conectadas a dois relés de proteção digitais de distância e a um medidor, todos de diferentes fabricantes.

Durante o experimento, após ocorrência de uma falta real no sistema, foi realizada a comparação do desempenho da proteção convencional suprida por TC e TP convencional versus a proteção suprida através da merge unit (“Process bus” - IEC 61850-9-2) e TC e TP não convencionais (NCIT). A análise dos registros de perturbações (oscilógrafos) de ambos os relés de proteção, comprovaram desempenho correto da atuação (partida, seleção de fase e distância até a falta), assim como tempos de operação similares na eliminação da falta.

#### 4.3 Subestações La Prairie 315 kV – Hidro Québec – Canadá:

O terceiro experimento está sendo conduzido pela Hidro Québec (Canadá) em uma subestação ao tempo (AIS) denominada de subestação La Prairie 315 kV, com TC e TP não convencionais, “merge units” e IED de proteção de diferentes fabricantes, visando demonstrar a interoperabilidade entre os equipamentos de fabricantes distintos e ainda verificar o desempenho sob extremas condições de temperatura (-35 a +55 graus Celsius). Este experimento está em andamento com resultados satisfatórios até a presente data.

### 5.0 IED de Proteção - Testes em Laboratório

Para validar a performance do IED de proteção, dotado de interface Ethernet (vide fig. 4) em comparação ao IED com entrada convencional, extensivos testes foram executados em laboratório.

Na tabela 1 a seguir, estão apresentados os resultado com os diferentes IED’s:

Z	Phi	Expected Time	Conventional CT/VT interfaced with merging unit		Optical CT/VT interfaced with merging unit		Conventional CT/VT interfaced directly with relay	
			Real Time	Deviation	Real Time	Deviation	Real Time	Deviation
189.2 mΩ	4.42 °	0.000 s	27.10 ms	27.10 ms	27.50 ms	27.50 ms	25.30 ms	25.30 ms
243.5 mΩ	3.43 °	400.0 ms	412.6 ms	3.150 %	407.8 ms	1.950 %	412.7 ms	3.175 %
249.2 mΩ	3.36 °	400.0 ms	412.0 ms	3.000 %	412.5 ms	3.125 %	405.9 ms	1.475 %
267.7 mΩ	3.12 °	400.0 ms	407.8 ms	1.950 %	412.6 ms	3.150 %	411.6 ms	2.900 %
303.6 mΩ	2.75 °	750.0 ms	764.0 ms	1.867 %	756.9 ms	0.9200 %	754.8 ms	0.6400 %
387.9 mΩ	2.15 °	No Trip	No Trip	n/a	No Trip	n/a	No Trip	n/a

Os resultados apresentados mostram que a diferença de tempo entre os IED com interface convencional e o com interface Ethernet é de 1.8 ms. A performance (partida e identificação da fase defeituosa e localização da falta) de ambos os IED foram iguais para todos os tipos de faltas aplicadas com uso de caixa de testes OMICRON.

A diferença de tempo (atraso verificado no IED com interface Ethernet) é devido a re-amostragem do sinal realizado pelo IED dotado de interface Ethernet (80 amostras/ciclo para 48 amostras/ciclo).

## **6.0 Conclusões**

A norma IEC 61850 no que tange a parte 9-2 é uma tecnologia muito promissora, entretanto ainda pouco explorada pelas empresas.

Por outro lado, esta nova tecnologia levanta um alerta sobre a crescente importância que deve ser dada a infra-estrutura de rede e comunicação, já que os tradicionais sinais de corrente analógicos serão substituídos por sinais digitais amostrados na rede de processo conforme norma IEC 61850-9-2.

O principal impacto na arquitetura dos sistemas de proteção, controle e medição reside na implementação da rede de processo tendo como principal desafio a melhor escolha técnica do barramento de processo em função do tráfego das informações com uso das “merge units”.

Os primeiros experimentos e resultados obtidos em campo demonstram a validade desta tecnologia, em especial quanto à redução de cabos, interoperabilidade, confiabilidade, segurança e desempenho adequado sob condições extremas de temperatura.

## **7.0 Referências**

[1] D. Tholomier, C. Willemse - AREVA T&D - Process bus – Experience and Impact on future system architecture- 2008 Georgia Tech protective relaying conference - USA.

[2] CVCOM 400 AREVA T&D – modular merging unit platform.

[3] D. Tholomier, L. Hossenlop – AREVA T&D, A. Apostolov – Omicron - The future of substation automation – Protection, control & system – Conference power system – Wininipeg –Canadá, 2008.

[4] IEC-61850; Part 5: Communication networks and systems in substations - Communication requirements for functions and device models, First edition 2003-5.

[5] IEC-61850; Part 9-2: Communication networks and systems in substations - Specific Communication Service Mapping (SCSM) –Sampled values over ISO/IEC 8802-3, First edition 2004-