

GRUPO DE ESTUDO DE PROTEÇÃO, MEDIÇÃO, CONTROLE E AUTOMAÇÃO EM SISTEMAS DE POTÊNCIA - GPC

PLATAFORMA DE MONITORAMENTO COMPLETO DE BARRAMENTO DE PROCESSO BASEADO NA NORMA IEC 61850

VINICIUS VASCONCELLOS FERRARI(1); PAULO LIMA(1); EDUARDO ANDRADE GONCALVES(1); MAURICIO GADELHA DA SILVEIRA(1); YONA LOPES(2) SEL(1); UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE(2)

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo apresentar uma plataforma completa de monitoramento do barramento de processo baseado na norma IEC 61850, incluindo seus dispositivos e protocolos. Para conceber um sistema eficaz e com capacidade total de diagnóstico dos dispositivos e protocolos do barramento de processo é essencial que este sistema utilize informações disponibilizadas pelos próprios dispositivos finais do ponto de vista da aplicação, ou seja, IEDs de proteção e MU's. Desta forma, o sistema de monitoramento proposto é totalmente baseado nas informações disponibilizadas pelos dispositivos inteligentes que compõem o barramento de processo, como Switch de comunicação, IEDs de proteção, MUs e relógio GNSS.

PALAVRAS-CHAVE: Barramento de Processo, IEC 61850, Sampled Values, GOOSE, Monitoramento.

1. INTRODUÇÃO

Engenheiros de proteção e controle têm aplicado a norma IEC 61850 em subestações de energia com o objetivo principal de reduzir o grande volume de cabos de cobre utilizados nas instalações tradicionais. Nas subestações com sistemas secundários digitais (DSS – *Digital Secondary System*) estes cabos são em boa parte substituídos por mensagens de alta velocidade entre os IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) através da rede de comunicação.

Estas mensagens de alta velocidade são transmitidas através dos protocolos GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*) e SV (*Sampled Values*), definidos na IEC 61850. A *Figura 1* demonstra a divisão do sistema em três níveis (de estação, bay e processo) conforme proposto na IEC 61850-5 [1] e ilustra os barramentos de estação e de processo, que representam de forma genérica as redes de comunicação responsáveis pela interligação entre os dispositivos e entre os níveis citados. Ainda na *Figura 1*, ilustra-se a direcionalidade do fluxo de informações em uma subestação, bem como os protocolos típicos que trafegam em cada barramento:

- MMS (Manufacturing Message Specification), com aplicação voltada para supervisão e controle.
- GOOSE, para transmissão de eventos de subestações através de mensagens rápidas.
- SV, para envio de informações analógicas de corrente e tensão de forma rápida via rede de comunicação.

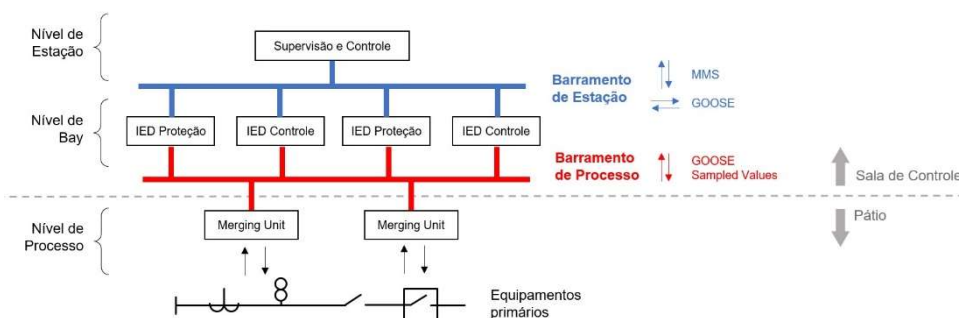


Figura 1: Arquitetura do Sistema de Automação da Subestação. Adaptada de [1]

O conceito do barramento digital de processo consiste na digitalização dos sinais do campo e no transporte destas informações aos IEDs de proteção através de protocolos de comunicação (GOOSE e Sampled Values). O barramento de processo com seus protocolos e dispositivos (*Merging Units*, IEDs de proteção, switches, entre outros) pode ser visto como um sistema de proteção descentralizado, que foi dividido e teve partes levadas ao pátio da subestação. A disponibilidade destes está estritamente ligada com a disponibilidade e segurança do próprio sistema de proteção.

1.1. Requisitos de Desempenho da IEC 61850-5

A norma IEC 61850-5 [1] define o tempo máximo de transferência (*Transfer Time*) para as mensagens de acordo com sua função no sistema. Para que o *Transfer Time* possa ser admitido como critério de avaliação de desempenho, primeiramente é preciso compreender o que ele significa e como mensurá-lo. O termo é definido na IEC 61850-5 como o tempo de transmissão completo de uma mensagem, e corresponde à latência de comunicação acumulada entre o dispositivo transmissor e receptor, não incluindo o processamento da mensagem pelo IED.

O tempo é contabilizado a partir do momento em que o emissor disponibiliza os dados à interface de comunicação para codificação e envio, até o momento em que o receptor finaliza completamente a recepção dos dados e os disponibilizam ao processador lógico do IED [2]. A *Figura 2* ilustra a definição do *Transfer Time*.

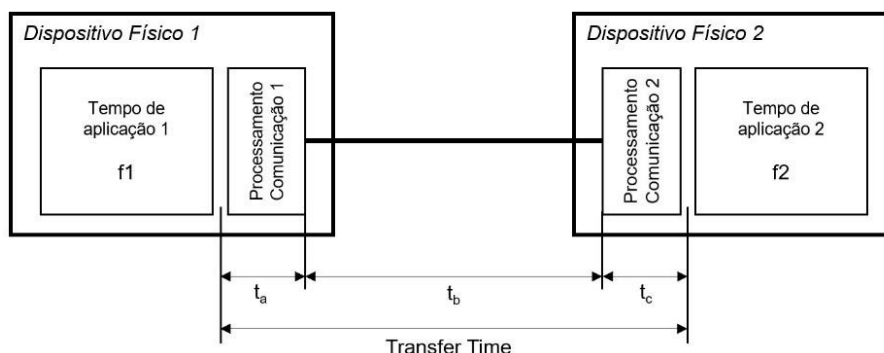


Figura 2: Definição de Transfer Time [1]

O *Transfer Time* é definido na IEC 61850-5 em três intervalos:

- t_a é o tempo necessário para o dispositivo transmitir o valor processado;
- t_b corresponde o atraso do meio de comunicação (latência).
- t_c é tempo necessário para o dispositivo receptor entregar o valor ao seu processador.

No caso das mensagens GOOSE, ressalta-se que o tempo necessário para processamento e marcação dos valores pela aplicação (representados pelas funções f_1 e f_2 na *Figura 2*) não são computados no tempo de transferência *Transfer Time* definido na IEC 61850-5.

A norma IEC 61850-5 define 6 tipos de mensagens e 12 classes de desempenho. Dentre estas, ressalta-se as classes P1, P2 e P3 para mensagens do Tipo 1 (mensagens rápidas) e P7 e P8 para mensagens do Tipo 4 (dados amostrados). A *Tabela 1* apresenta os requisitos de desempenho (*Transfer Time*) para as classes de desempenho supracitadas.

Tabela 1: Classes de Desempenho para Mensagens Tipo 1 e Tipo 4 conforme IEC 61850-5 [1]

Tipo	Protocolo	Classe de Desempenho	Transfer Time
1A: Trip	GOOSE	P1	≤ 3 ms
		P2	≤ 10 ms
1B: Outras		P3	≤ 20 ms
4: Dados amostrados	Sampled Values	P7	≤ 3 ms
		P8	≤ 10 ms

2. PLATAFORMA DE MONITORAMENTO COMPLETO DE BARRAMENTO DE PROCESSO

A plataforma de monitoramento proposta é baseada em informações disponibilizadas pelos próprios dispositivos que compõem o barramento de processo, dispensando a necessidade de hardwares adicionais. Esta concepção, além de simplificar a implementação e reduzir os custos, favorece a confiabilidade e eficácia da plataforma.

A concepção da plataforma de monitoramento é apresentada na *Figura 3*. Os dados para monitoramento provenientes de dispositivos finais do ponto de vista da aplicação (IEDs de proteção e MUs) são obtidos via protocolo MMS com uso dos *Logical Nodes* previstos na norma IEC 61850. Os dados provenientes de dispositivos intermediários (switches e relógios GNSS) podem ser obtidos através do protocolo SNMP (*Simple Network Management Protocol*).

No sistema proposto, foi utilizado um hardware dedicado para a plataforma de monitoramento. Esta foi implementada em um Controlador de Automação de Tempo Real com suporte os protocolos Goose e MMS da norma 61850 e

dotada de uma IHM, onde foram desenvolvidas as telas. Em termos de hardware, não possui partes móveis, e atende aos requisitos exigidos para instalação em ambiente de subestações conforme normas 61850-3 e IEEE 1613.

São previstos os seguintes subsistemas de monitoramento:

- Monitoramento dos dispositivos físicos e interfaces de comunicação;
- Monitoramento do protocolo GOOSE,
- Monitoramento do protocolo Sampled Values
- Monitoramento de sincronismo de tempo PTP (*Precision Time Protocol*).

Os subsistemas de monitoramento supracitados são apresentados nas seções subsequentes. A concepção da plataforma permite também a aquisição de dados provenientes de switches e relógios GNSS via protocolo SNMP, entretanto, o detalhamento do monitoramento destes dispositivos não faz parte do escopo deste trabalho.

Os dados obtidos são disponibilizados pela plataforma através de interfaces gráficas amigáveis ao usuário para visualização de dados em tempo real, logs, alarmes, dados históricos e estatísticas operacionais, os quais podem ser exportados em arquivos de texto ou formato csv (*comma separated values*).

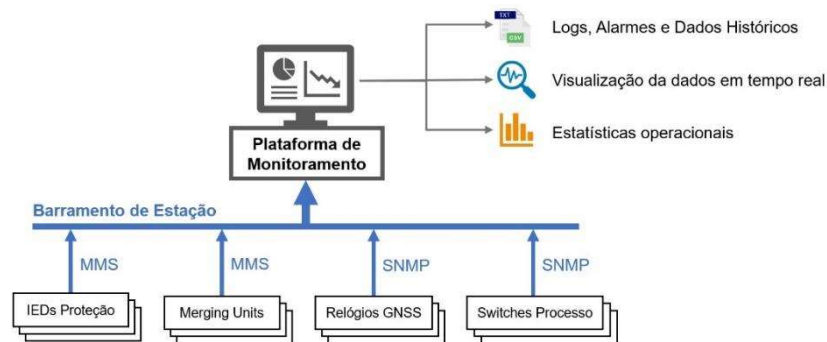


Figura 3: Concepção da Plataforma de Monitoramento do Barramento de Processo

2.1. Integração dos Dispositivos do Nível de Processo ao Barramento de Estação

Observa-se na Figura 3 a conexão lógica de dispositivos do barramento de processo (*Switches* e *Merging Units*) ao barramento de estação. Esta conexão é necessária para aquisição dos dados de monitoramento destes dispositivos, entretanto, os barramentos devem estar efetivamente segregados para evitar a propagação do alto tráfego SV no barramento de estação.

Nos casos em que as *Merging Units* possuírem interfaces dedicadas e independentes para o barramento de estação e de processo, aplica-se o conceito de barramento de estação estendido, que consiste basicamente em conectar as *Merging Units* diretamente ao barramento de estação através das interfaces dedicadas para esta finalidade, conforme ilustrado na Figura 4-(a). Esta abordagem permite a conexão direta das *Merging Units* com o barramento de estação e mantém as interfaces do processo dedicadas aos protocolos GOOSE e SV.

Caso as *Merging Units* não possuam interfaces dedicadas ao barramento de estação, a conexão dos barramentos pode ser realizada de modo que a segregação do tráfego seja mantida. O relatório técnico IEC 61850-90-4 [3] sugere a conexão através de um roteador para acesso controlado de camada 3 aos dispositivos do barramento de processo, porém esta conexão também pode ser realizada através de uma conexão whitelist controlada com redes SDN (*Software Defined Network*) ou tecnologia similar, conforme ilustrado na Figura 4-(b).

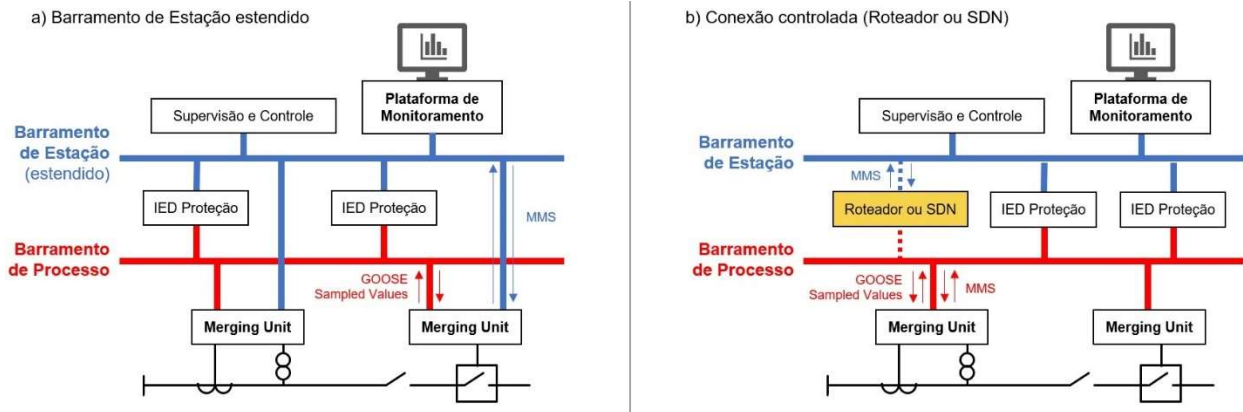


Figura 4: (a) Barramento de Estação estendido. (b) Conexão de barramentos através de roteador ou SDN

Ressalta-se as diferentes classes de *Merging Units* da norma IEC 61869-9 [4] (Classes A, B, C e D), definidas com base nos recursos e funções disponíveis no dispositivo. Dentre estas, destaca-se a classe D, a qual possui recursos para transmissão de dados Sampled Values, sincronismo de tempo, publicação e assinatura de mensagens GOOSE, serviços de transferência de arquivos e Reports bufferizados ou não-bufferizados e/ou registros (logs).

Para que as *Merging Units* possam ser integradas à plataforma de monitoramento, os recursos da Classe D são necessários devido ao suporte ao protocolo MMS utilizado para sua supervisão. Entretanto, para que este recurso seja aproveitado, as *Merging Units* devem estar conectadas ao barramento de estação. Para o sistema proposto, aplicou-se o conceito de barramento de estação estendido, conforme Figura 4-(a).

2.2. Monitoramento dos Dispositivos Físicos

A incorporação de informações sobre a saúde dos dispositivos que fazem parte do barramento de processo é essencial para prover dados para as equipes de manutenção e garantir a disponibilidade do sistema de proteção. As seguintes classes de *Logical Nodes* definidas na IEC 61850-7-4 [5] são utilizadas para monitoramento dos IEDs de proteção e *Merging Units*:

- LPHD (*Physical Device Information*): Fornece informações referentes ao dispositivo físico, como, por exemplo o modelo do dispositivo, versão de hardware, número de série e temperatura interna;
- ZBAT (*Battery*): Provê informações sobre o estado da bateria, medição de tensão auxiliar e alarmes;
- LCCH (*Physical Communication Channel Supervision*): Informações referentes à supervisão das interfaces e canais de comunicação, por exemplo, número de frames recebidos, transmitidos e taxa de erro por canal.

O monitoramento da temperatura interna é especialmente importante para dispositivos que ficam alocados no pátio da subestação (caso das *Merging Units*, vide Figura 1), pois estão naturalmente sujeitos a grandes variações de temperatura, condição esta não encontrada em IEDs instalados em uma casa de controle climatizada.

A Figura 5 mostra a variação de temperatura interna de dois IEDs em um período de 24h, um deles instalado em casa de controle climatizada e outro instalado no pátio da subestação, sem nenhum controle de temperatura. Os dados foram obtidos de IEDs localizados em subestações no interior de São Paulo em março de 2021. Pode-se observar que praticamente não há variação de temperatura interna do IED instalado na casa de controle, por outro lado, o IED instalado no pátio sofre grande variação de temperatura no período de 24h, com valor mínimo registrado e 39 graus e máximo de 65 graus.

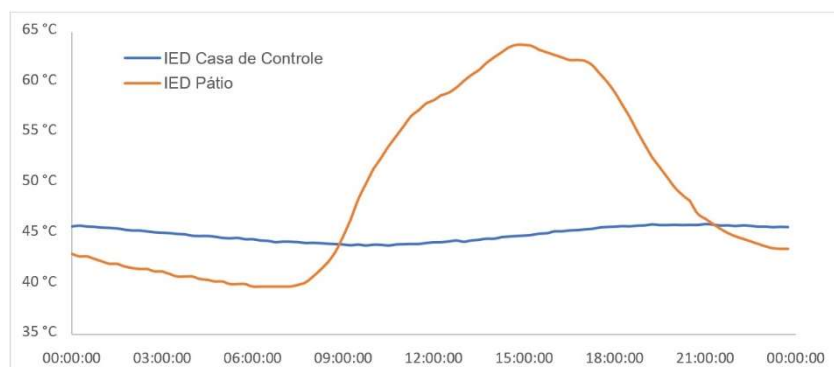


Figura 5: Variação de temperatura interna de IED instalado em sala de controle e IED instalado no pátio

A integridade da tensão auxiliar é essencial para a operação satisfatória dos sistemas de proteção e controle de uma subestação, portanto, o monitoramento desta grandeza é imprescindível. O monitoramento da tensão auxiliar nos dispositivos permite a detecção de falhas no sistema de alimentação auxiliar, incluindo falhas com contato para terra e capacidade insuficiente do banco de baterias para suprir a carga nos momentos de maior solicitação de energia, como no caso de acionamento das bobinas de abertura e fechamento do disjuntor.

A classe de *Logical Node* LCCH destina-se especificamente ao monitoramento do meio físico de comunicação, isso permite que falhas no link de comunicação sejam detectadas e registradas. Os IEDs em questão aplicam o *Logical Node* LCCH em duas instâncias, cada uma delas com um prefixo, sendo estas: IPLCCH (destinado a tráfego IP) e GOLCCH (destinado especificamente à tráfego GOOSE).

2.2.1. Interface Gráfica de Monitoramento dos Dispositivos Físicos

Para o monitoramento dos dispositivos físicos, propõe-se uma interface gráfica que consiste em uma lista dos IEDs com o status de operação de cada um. Ao clicar sobre um determinado IED, o usuário tem acesso à identificação completa do IED, medição de temperatura interna, monitoramento de tensão auxiliar e monitoramento das interfaces de comunicação, conforme apresentado na Figura 6.

2.3. Monitoramento do Protocolo GOOSE – IEC 61850

Protocolos SCADA tradicionais geralmente implementam esquemas de reconhecimento das mensagens recebidas, o que permite detectar falhas de comunicação assim que elas ocorrem. Tal estratégia não se aplica a mensagens GOOSE, visto que o publicador não recebe nenhuma confirmação de recebimento das mensagens pelos dispositivos assinantes. Todavia, os *subscribers* são capazes de identificar perda e/ou atraso das mensagens GOOSE através da análise dos atributos *StNum* e *SqNum*:

- *StNum*: (*State Number*), incrementa sempre que ocorre alteração do estado de alguma variável.
- *SqNum*: (*Sequence Number*), incrementa a cada mensagem recebida.

A avaliação dos campos *StNum* e *SqNum* associada à expectativa de recepção de mensagens do IED *subscriber* pode ser utilizada para detecção de falhas e cômputo das estatísticas operacionais das mensagens GOOSE, bem como a obtenção de dados para o diagnóstico e solução das falhas. Tais indicadores podem revelar não somente falhas na rede, mas também problemas de configuração ou falha em uma das extremidades.

Além dos campos *StNum* e *SqNum*, outros atributos de configuração são apresentados: *confRev* (versão de configuração da mensagem GOOSE), *GoID* configurado, *VLAN ID* configurado, *APPID* configurado, *Multicast MAC Address*, *Message Name* e *DataSet Name*.

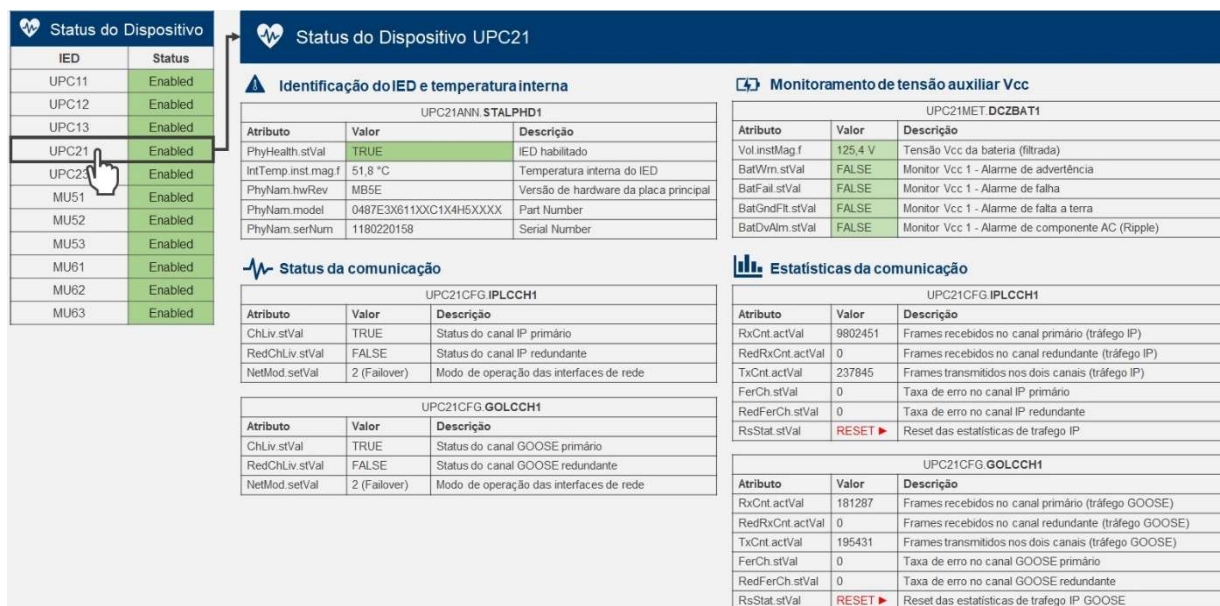


Figura 6: Interface gráfica proposta para monitoramento dos dispositivos físicos e interfaces de comunicação

Atualmente, muitos IEDs são capazes de obter os dados de monitoramento supracitados e armazená-los. A IEC 61850-7-4 [5] define a classe de *Logical Node LGOS (GOOSE Subscription)*, destinada especificamente para o monitoramento de mensagens GOOSE recebidas no IED assinante, portanto, as estatísticas e dados de monitoramento possuem uma classe específica no modelo de dados definido na IEC 61850. Naturalmente, as informações podem ser enviadas ao SCADA via protocolo MMS para monitoramento constante e centralizado.

Apresenta-se na Figura 7 a interface gráfica proposta para o monitoramento GOOSE, a qual exibe graficamente a relação entre *publishers* e *subscribers* em formato de matriz. Os IEDs *publishers* e suas respectivas publicações são relacionadas nas duas primeiras colunas à esquerda, e os IEDs *subscribers* na primeira linha acima. A interface principal mostra de maneira resumida o status de recepção das mensagens através de cores. Ao clicar sobre uma determinada subscrição, o usuário tem acesso aos detalhes da mensagem GOOSE em questão, informações de configuração, status e estatísticas de recepção, conforme apresentado na Figura 7.

2.3.1. Avaliação de Desempenho de Mensagens GOOSE

A norma IEC 61850-10 [6] define métodos para testes de conformidade de IEDs, e define a parcela máxima para os intervalos do *Transfer Time* que competem aos IEDs (t_a e t_c) vide Figura 2. Tais intervalos devem consumir no máximo 40% do *Transfer Time* total, portanto, considerando o valor de 40% em cada extremidade, restam apenas 20% para a latência da rede [6]. Para atender à classe de desempenho P1, os IEDs envolvidos na comunicação GOOSE devem possuir tempo de processamento da comunicação (t_a ou t_c) menores ou iguais à 1,2 ms (40% de 3 ms), porém, não necessariamente iguais. Além disso, deve ser considerada a latência do meio de comunicação (t_b), que corresponde à soma dos atrasos adicionados por cada switch e do atraso de propagação no meio. Para atender aos requisitos da classe P1, a latência do meio (t_b) deve ser inferior à 0,6 ms (20% de 3 ms).

De fato, não é possível mensurar o *transfer time* sem o acesso a informações internas do IED, pois o tempo exato em que os dados foram entregues ao processador não pode ser obtido externamente, a não ser que o IED disponibilize esta informação de alguma forma. Contudo, a performance da função distribuída pode ser estimada através da diferença entre as estampas de tempo ($T_y - T_x$) conforme ilustrado na Figura 8.

O instante T_x representa o momento em que um evento (variação) é registrado na aplicação 1 (*Publisher*). O tempo de aplicação 1 ($f1$) corresponde à detecção, processamento e marcação de estampa de tempo pela aplicação 1. O instante T_y representa o momento em que este evento é processado e registrado pela aplicação 2 (*Subscriber*), portanto, o tempo $f2$ é contabilizado e pode variar entre 0 e 100% do ciclo do processamento. A diferença $T_y - T_x$ corresponde ao tempo total da função, denominado *Tfunção*.

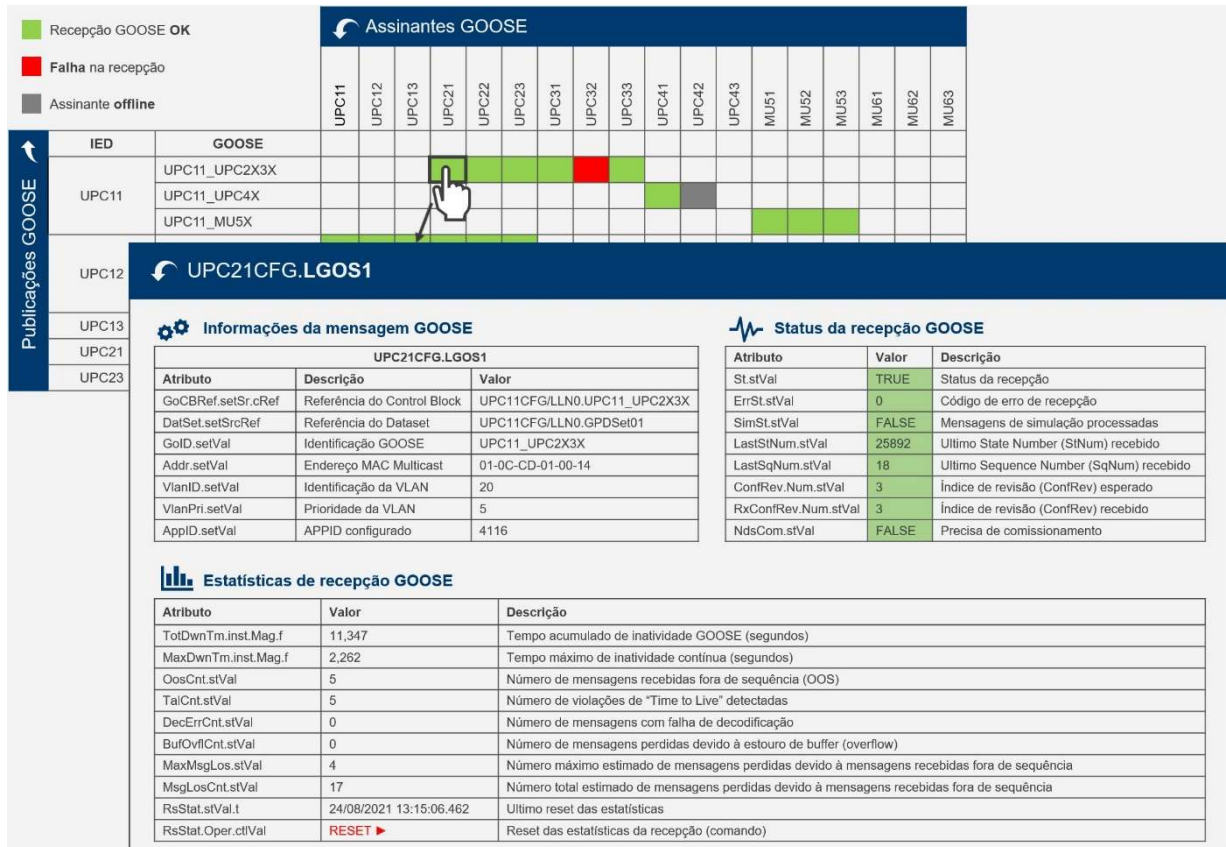


Figura 7: Interfaces gráficas de monitoramento GOOSE

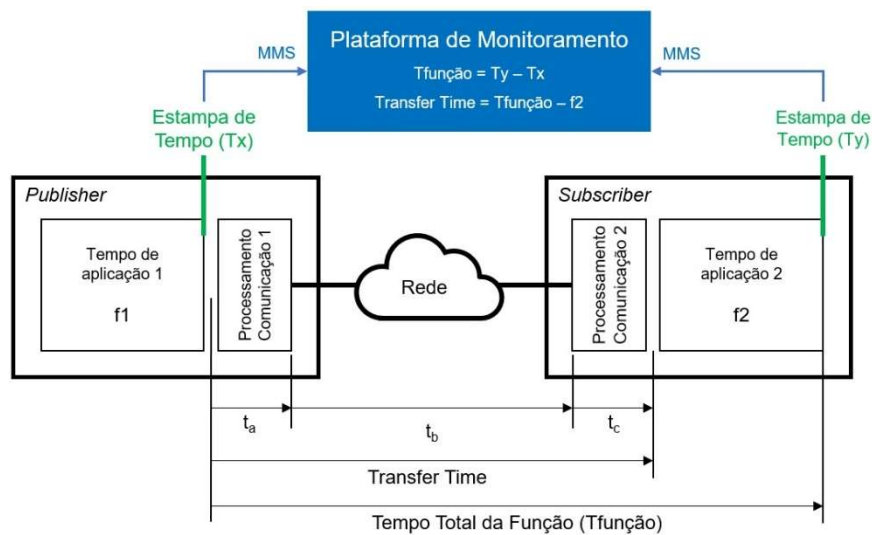


Figura 8: Método para avaliação do desempenho GOOSE através do desempenho da função distribuída

O tempo $T_{função}$ pode ser admitido como critério de avaliação do desempenho das mensagens GOOSE, pois equivale ao tempo efetivo de uma função distribuída. Contudo, não pode ser comparado aos requisitos de *Transfer Time* definidos na IEC 61850-5 pois o *Transfer Time* equivale à $T_{função} - f_2$, vide Figura 8.

Os eventos com as estampas de tempo T_y e T_x são enviados através de *Reports* MMS à plataforma de monitoramento, a qual realiza os cálculos supracitados e atualiza as estatísticas à cada interação. Os dados disponíveis podem ser utilizados para análise estatística, medições contínuas, avaliação de tendências e alarmes.

Tal metodologia pode ser aplicada em condições de teste acionando uma alternância cíclica (0-1-0-1...) de uma determinada variável digital no IED *publisher* (e consequentemente no *subscriber*). Com isso, obtém-se rapidamente as interações necessárias para aquisição de estatísticas plausíveis. Contudo, não é interessante que esta condição seja mantida continuamente durante operação do sistema pois ocasionaria poluição no registro sequencial de eventos (SER) dos IEDs.

2.4. Monitoramento do Protocolo IEC 61850 Sampled Values

Assim como ocorre com GOOSE, o publicador SV não recebe confirmação de recebimento das mensagens pelos dispositivos assinantes. Porém, os *subscribers* possuem condições de identificar perda, atraso, integridade e outras informações das mensagens SV através de campos da mensagem, conforme a seguir:

- *smcCnt*: Incrementa a cada amostra enviada, varia de 0 a 4799 para 60Hz [7] e a amostra com *smcCnt* = 0 coincide com o topo do segundo.
- *smcSynch*: Indica a estado do sincronismo de tempo da MU e assume os valores 0 (não sincronizado), 1 ou GMID (*Grandmaster ID*) (tempo local com fonte identificada utilizando PTP), 2 (sincronizado em tempo global).
- Outros campos como: *confRev* (versão de configuração da mensagem SV), *SvID* configurado, *VLAN ID* configurado, *APPID* configurado, *Multicast MAC Address*, *Message Name* e *DataSet Name*.

O *smcCnt* tem também o papel de estampa de tempo das mensagens SV, pois a amostra com *smcCnt* = 0 é aquela referente ao início do segundo. Desta forma, o subscriber pode medir em tempo real o tempo de atraso da rede de comunicação identificando o momento de chegada da mensagem SV com *smcCnt* = 0 na sua placa Ethernet. Este tempo de atraso inclui o processamento de comunicação da MU e a latência da rede.

A IEC 61850-7-4 [5] define a classe de *Logical Node* LSVS (*Sampled Values Subscription*), destinada especificamente para o monitoramento de mensagens SV recebidas no IED assinante, portanto, as estatísticas e dados de monitoramento possuem uma classe específica no modelo de dados definido na IEC 61850.

Apresenta-se na *Figura 9* a interface da plataforma de monitoramento SV, a qual exibe graficamente a relação entre *publishers* e *subscribers* em formato de matriz. Os IEDs *publishers* e suas respectivas publicações são relacionadas nas duas primeiras colunas à esquerda, e os IEDs *subscribers* na primeira linha acima.

A interface principal mostra de maneira resumida o status da recepção das mensagens SV através de cores. Ao clicar sobre uma determinada subscrição, o usuário tem acesso à detalhes da mensagem SV em questão, informações de configuração, status e estatísticas de recepção, conforme apresentado na *Figura 9*.

2.5. Monitoramento de Sincronismo de Tempo PTP

Para que a aplicação do barramento de processo possa atingir todo seu potencial, as publicações SV devem estar sincronizadas à uma referência de tempo comum. Aplica-se, portanto, o protocolo PTP definido na IEEE 1588 [8] que proporciona sincronização de tempo através da rede Ethernet com precisão adequada para aplicações com SV.

Ressalta-se a criticidade da aplicação do protocolo PTP no barramento de processo, visto a dependência do sincronismo de tempo em sistemas de proteção baseados em SV. A sincronização permite que um IED de proteção alinhe no tempo os valores amostrados recebidos de várias *Merging Units* antes de passar os sinais para as funções de proteção [9]. Portanto, uma fonte de tempo com precisão adequada e uma técnica de monitoramento da qualidade do tempo são essenciais para a operação dos dispositivos de proteção secundários.

A norma IEC 61850 7-4 [5] define dois *Logical Nodes* que podem ser utilizados para o monitoramento e gerenciamento do sincronismo de tempo: LTIM (*Time management*) e LTMS (*Time master supervision*).

O *Logical Node* LTIM determina os fatores de compensação horária dos IEDs, como a compensação UTC e indicações de horário de verão, atributos importantes para análise de sequencial de eventos e registro de sistema SCADA. O *Logical Node* LTMS supervisiona a qualidade da sincronização horária reportando os atributos do relógio mestre. Através do LTMS é possível determinar a exatidão do relógio, fator importante para sistemas baseado em Sampled Values, além de reportar a fonte de sincronismo e a rastreabilidade do relógio mestre (global ou local).

A interface de monitoramento de sincronismo consiste em uma lista dos IEDs com o status do sincronismo de tempo em cada um. Ao clicar sobre um determinado IED, o usuário tem acesso aos dados de compensação de horário e monitoramento do sincronismo no IED selecionado, conforme apresentado na *Figura 10*.

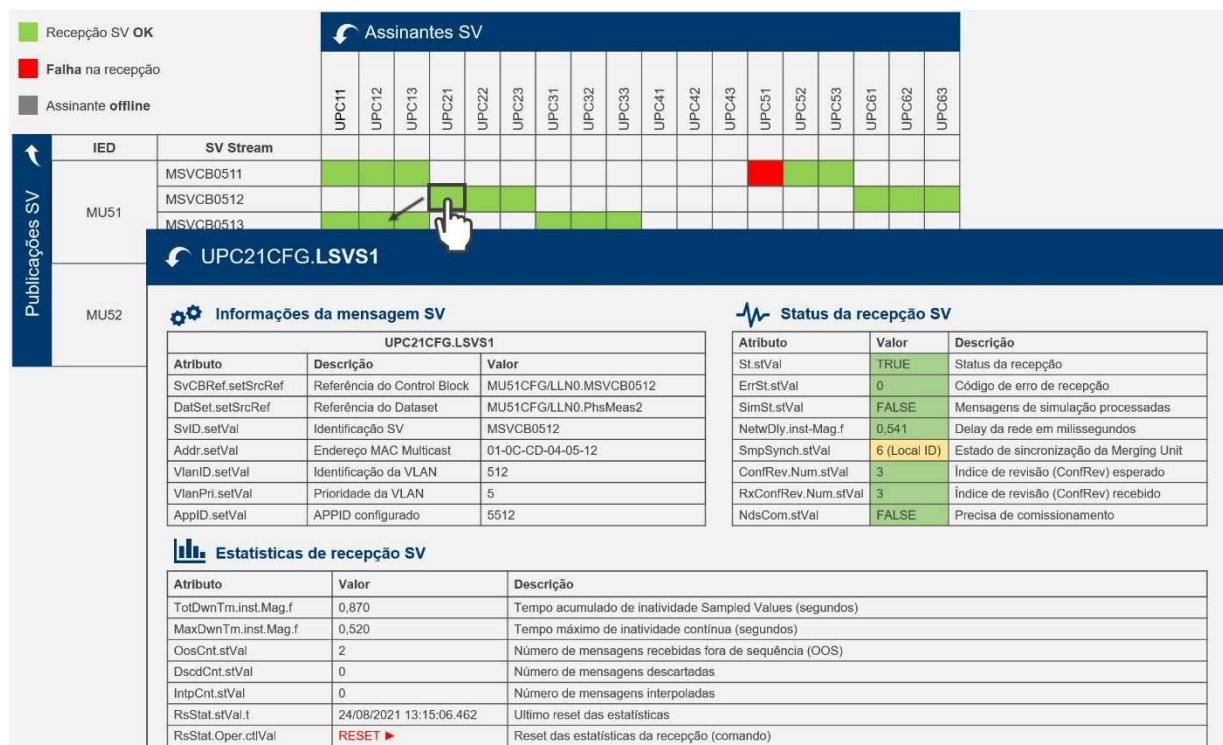


Figura 9: Interfaces gráficas de monitoramento SV

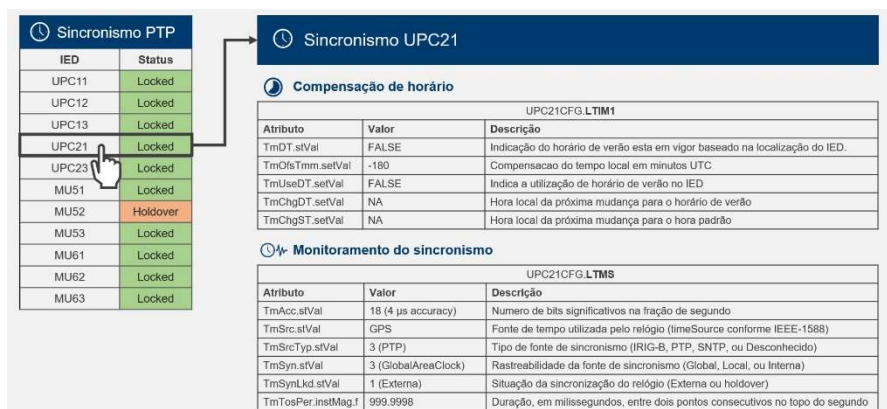


Figura 10: Interface de monitoramento de sincronismo de tempo

3. CONCLUSÕES

Em subestações com sistemas secundários digitais baseados em SV, a disponibilidade dos IEDs, do sincronismo de tempo e dos canais de comunicação do barramento de processo está estritamente relacionada à confiabilidade e segurança do próprio sistema de proteção. Tendo em vista a criticidade e a complexidade desta aplicação, conclui-se que os recursos de monitoramento disponíveis nos IEDs (de proteção e MUs) são de extrema importância.

Propõe-se uma plataforma de monitoramento baseada em informações disponibilizadas pelos próprios IEDs, o que simplifica a implementação e elimina possíveis interferências de equipamentos adicionais. Para isso, faz-se necessária a utilização de *Merging Units* classe D e a conexão destas ao barramento de estação. Tal conexão deve ser efetuada de modo que a segregação do tráfego seja mantida. Dentre os métodos de conexão abordados neste trabalho, adotou-se a implementação do barramento de estação estendido.

Os dados de monitoramento uma vez modelados e disponibilizados de acordo com os padrões estabelecidos na IEC 61850 permitem a implementação da plataforma de monitoramento em qualquer sistema supervisorio com suporte aos protocolos da norma. As interfaces gráficas apresentadas neste trabalho são exemplos de como as informações de monitoramento disponibilizadas pelos IEDs podem ser exibidas ao usuário.

Embora os protocolos GOOSE e SV não possuam métodos de confirmação de mensagem, os assinantes são capazes de identificar falhas e obter estatísticas da comunicação, com base na expectativa de recepção das mensagens. Ademais, conclui-se que o tempo de transferência (*Transfer Time*), tido como critério de avaliação de desempenho na IEC 61850, não pode ser mensurado externamente, entretanto, outras medidas podem ser adotadas como critério de avaliação do desempenho das mensagens GOOSE no sistema.

1. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Communication networks and systems for power utility automation - Part 5: Communication requirements for functions and device models - IEC 61850-5:2013.
- [2] FERRARI, V., LIMA, P. 2020. Integração entre Redes do Sistema Elétrico e da Automação Industrial; Anais do Congresso Brasileiro de Automática, 2020.
- [3] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-4: Network engineering guidelines - IEC TR 61850-90-4:2020.
- [4] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Instrument Transformers – Part 9: Digital Interface for Instrument Transformers - IEC 61869-9:2016.
- [5] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Communication networks and systems for power utility automation - Part 7-4: Basic communication structure – Compatible logical node classes and data object classes - IEC 61850-7-4:2010.
- [6] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Communication networks and systems for power utility automation - Part 10: Conformance testing - IEC 61850-10:2012.
- [7] UCA INTERNATIONAL USERS GROUP. Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument transformers Using IEC 61850-9-2 - IEC 61850-9-2 LE.
- [8] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Precision clock synchronization protocol for networked measurement and control systems - IEEE 1588:2002.
- [9] A. SHRESTHA, M. SILVEIRA, J. YELLAJOSULA e S. K. MUTHA. Understanding the Impacts of Time Synchronization and Network Issues on Protection in Digital Secondary Systems; PACWORLD, 2021.

DADOS BIOGRÁFICOS



(1) VINICIUS FERRARI. Possui graduação em Engenharia Elétrica pelo Centro Universitário Salesiano São Paulo (2015) e especialização em Automação de Sistemas Elétricos pelo Instituto Nacional de Telecomunicações (2019). Atualmente é Engenheiro de Aplicação da Schweitzer Engineering Laboratories (SEL). Tem experiência com estudos de sistemas elétricos de potência e automação de subestações.

(2) PAULO LIMA. Formado em Engenharia Elétrica na Universidade Federal de Itajubá em 2012 e especialista em Automação de Sistemas Elétricos pelo INATEL em 2015. Em 2013 ingressou na equipe de engenharia da Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) como engenheiro de aplicação. Em 2018 passou a coordenar a equipe de Engenharia de Aplicação e Suporte Técnico da SEL Brasil e em 2020 assumiu a posição de Gerente Técnico da SEL Brasil. É instrutor da Universidade SEL e autor de diversos artigos técnicos nas áreas de transmissão, distribuição e geração de energia elétrica.

(3) EDUARDO ANDRADE GONCALVES. Nascido em Andradadas/MG em 1991, é formado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá em 2014 e especialista em Automação de Sistemas Elétricos pelo Instituto Nacional de Telecomunicações em 2021. Atua como Engenheiro de Aplicação e Suporte Técnico na SEL, é instrutor de cursos da Universidade SEL e autor de diversos artigos técnicos nas áreas de proteção, controle e supervisão de ambientes de infraestrutura crítica.

(4) MAURICIO GADELHA DA SILVEIRA. Engenheiro elétrico formado pela Universidade Estadual Paulista em 2013. Desde 2014, está na Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL), onde ocupou cargos na Engenharia de serviços, suporte ao cliente e pesquisa e desenvolvimento. Atualmente, ele é engenheiro líder de desenvolvimento na SEL-EUA. Seu trabalho inclui o desenvolvimento de protocolos e comunicações de relé de proteção, projeto de rede para infraestruturas críticas, modelagem de sistema de energia e avaliação de segurança cibernética.

(5) YONA LOPES. Professora no Departamento de Engenharia Elétrica e no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense (UFF), em Niterói (Rio de Janeiro).

Doutora em Computação, Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações, Engenheira e Técnica em Telecomunicações. Atuou por mais de dez anos como consultora em automação de subestações e digitalização de sistemas elétricos, principalmente com IEC 61850, e por mais de quinze anos com Telecomunicações. Yona atua também no GT D2 do CIGRE Brasil, é certificada HCIA 5G pela Huawei e trabalhou com Propriedade Intelectual com enfoque em Patentes.