

Comparação de Desempenho Entre Relés Convencionais e Relés Baseados em IEC 61850 Sampled Values Através de um Simulador em Tempo Real – RTDS

Andrei Coelho e Paulo Lima, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

Sumário—Este artigo compara a performance de dois sistemas de proteção medindo as mesmas grandezas analógicas. Um deles faz as medições através de cabeamento direto e o outro recebe as informações pela rede *Ethernet* utilizando o protocolo IEC 61850 *Sampled Values*. Os testes utilizaram um Simulador Digital em Tempo Real – RTDS, que é o responsável por gerar as grandezas analógicas das faltas e medir o tempo de resposta de ambos sistemas através do fechamento dos respectivos contatos digitais e consequente abertura dos disjuntores.

Palavras-chave—IEC 61850-9-2, *Merging Unit*, Performance, RTDS, *Sampled Values*.

I. INTRODUÇÃO

A digitalização de subestações tem ganhado relevância nos últimos anos e diversos trabalhos têm abordado o tema. Uma das grandes motivações para a digitalização de subestações é redução dos cabos utilizados nas instalações convencionais [1].

O protocolo GOOSE da IEC 61850, que substitui os convencionais sinais de controle trocados entre *IEDs* – *Intelligent Electronic Devices* através de contatos físicos, já possui muitas aplicações ao redor do mundo e os usuários já possuem certa experiência quanto ao seu funcionamento [1]. Para possibilitar a troca de mensagens GOOSE entre diversos *IEDs* são concebidas redes *Ethernet* de alto desempenho e alta confiabilidade que trafegam informações de proteção, controle, acesso de engenharia e supervisão. Esta rede é conhecida como barramento de estação e não é o foco principal deste trabalho.

O próximo passo para a completa digitalização de uma subestação é a substituição do cabeamento que interliga os transformadores de instrumentos aos relés, por meio de uma rede. A norma IEC 61850-9-2 é uma opção, através do protocolo *Sampled Values* – *SV*. O barramento de processo da IEC 61850-9-2 possui requisitos técnicos diferentes do barramento de estação, o que faz com que estas redes sejam fisicamente independentes. Dentre as características do barramento de processo, pode-se citar a elevada disponibilidade necessária, uma vez que a proteção do sistema elétrico depende totalmente desta infraestrutura, necessidade de segurança cibernética para evitar acessos indesejados, a distribuição de sincronismo horário de alta precisão via protocolo IEEE 1588 – *Power Profile* e o tempo de recomposição na ordem de microssegundos.

O principal objetivo deste trabalho é avaliar o desempenho de sistemas de proteção que recebem valores amostrados

através do protocolo *Sampled Values* comparado aos relés convencionais, com performance já conhecida. Para isso, utilizou-se um Simulador Digital em Tempo Real – RTDS para simular uma linha de transmissão e gerar as faltas de interesse. Optou-se por realizar ensaios com faltas monofásicas na fase A dentro da linha, com variação da localização de faltas, resistência de faltas, ângulo de incidência, saturação dos TCs e volume de tráfego no barramento de processo.

II. CENÁRIOS DE TESTES

O RTDS foi usado para gerar os sinais analógicos e estes foram aplicados a dois sistemas de proteção: um convencional e o outro que simula uma subestação com barramento de processo com mensagens SV. Os dois relés utilizados – um que recebe os dados através de cabeamento direto e outro que recebe mensagens SV, possuem exatamente os mesmos algoritmos de proteção. Assim, a variação nos tempos de atuação é devido à diferença na forma de aquisição dos sinais analógicos.

O RTDS aplica os sinais analógicos diretamente ao relé convencional e em uma *Merging Unit* – *MU* compatível com a IEC-61850-9-2, que é o *IED* responsável por digitalizar as informações medidas e publicá-las no barramento de processo. A *MU* deve possuir requisitos de *hardware* iguais ou melhores do que os relés de proteção porque é instalada no pátio da subestação e, portanto, deve ser robusta o suficiente para suportar as condições deste ambiente, como elevadas temperaturas, umidade e exposição eletromagnética. É necessário também que a *MU* possua contatos de alta capacidade de interrupção e velocidade incorporados, uma vez que relés auxiliares de *trip* podem ter limitações de temperatura incompatíveis com o pátio de uma subestação e provocar atrasos adicionais no tempo de eliminação das faltas. Como as *MUs* e os *switches Ethernet* passam a fazer parte do sistema de proteção, estes devem possuir no mínimo os mesmos requisitos exigidos para os relés de proteção em termos de atendimento a ensaios de tipo, certificados e alta disponibilidade. A referência [2] mostra a alta taxa de falhas em *MUs* instaladas na China e sugere um teste de vida útil acelerado para avaliação.

O barramento de processo é o responsável por entregar as informações geradas pela *MU* aos relés de proteção de forma rápida e confiável. Para garantir a resiliência contra falhas no barramento de processo, esta rede precisa ser dimensionada

cuidadosamente com técnicas de recuperação rápida contra falhas, como as redes definidas por software – SDN, ou ainda através da duplicação da rede. Este trabalho não avalia o comportamento deste sistema de proteção no caso de falhas na rede. A interligação entre *switches* e relés foi feita através de portas 100 Mbps e para a interligação entre *switches* foram utilizadas portas de 1 Gbps.

Quando ambos relés de proteção recebem as medições geradas pelo RTDS, executam o algoritmo de proteção e emitem o sinal de *trip* pela função de distância, em Zona 1. É válido lembrar que ambos relés utilizados possuem algoritmos iguais, portanto os tempos de atuação da função de distância de ambos equipamentos devem ser iguais. O relé convencional fechará um contato digital disponível no próprio *hardware*, enquanto o relé conectado ao barramento de processo emitirá uma mensagem GOOSE no barramento de processo para informar à *MU* que esta deve fechar um contato digital. Os contatos digitais de ambos equipamentos possuem tempo de fechamento menor que 10 μ s, ou seja, o tempo dos contatos é desprezível e será desconsiderado em toda análise.

O RTDS receberá os sinais de *trip* de ambas soluções e fará a abertura dos disjuntores – DJs, também simulados neste teste. DJs fazem a completa interrupção das correntes quando estas cruzam o zero, após a abertura mecânica dos polos [3]. Este comportamento possibilita diferentes tempos de abertura, que dependem do tempo da proteção e outras condições, como ângulo de incidência da falta e a relação X/R do sistema. Ambos DJs aqui simulados possuem o mesmo tempo mecânico de dois ciclos, mas a completa interrupção da corrente – que é o que realmente importa, dependerá também do tempo de extinção do arco.

O barramento de processo exige um sincronismo de tempo de alta precisão para que medições analógicas geradas por diferentes *MU* sejam sincronizadas nos relés de proteção. Para este ensaio, foi utilizado o protocolo IRIG-B. Outra opção seria o IEEE 1588 – PTP *Power Profile*.

Ao se considerar uma aplicação real em subestações, optar pelo protocolo PTP apresenta considerável vantagem em relação ao IRIG-B porque o sincronismo horário é fornecido

pela própria rede do barramento do processo, otimizando o meio físico. Porém, é necessária atenção para que o elevado tráfego ou configurações incorretas de priorização e tratamento de filas não prejudiquem a entrega dos pacotes PTP e consequentemente a precisão da sincronização [4]. A Fig. 1 representa um diagrama dos equipamentos envolvidos nos testes aqui detalhados.

Na Fig. 1, a solução baseada em *SV* está à esquerda enquanto a solução convencional está à direita. Ambas soluções possuem três componentes comuns: algoritmos de proteção, conversor A/D e saídas digitais. Não são esperadas diferenças significativas para os mesmos componentes aplicados nas duas soluções. Ambas soluções são alimentadas por um único conjunto de sinais analógicos gerados pelo RTDS e emitem sinal de *trip* também ao RTDS, que calcula o tempo das respectivas aberturas dos DJs em relação ao início do evento.

A troca de informações entre o conversor A/D e os algoritmos de proteção e dos algoritmos de proteção para as saídas digitais, no relé convencional, é feita internamente ao próprio equipamento. Na solução baseada em *SV* estas trocas de informações são feitas via rede *Ethernet*. Isto é representado por linhas tracejadas na Fig. 1.

A *MU* é a responsável pela conversão A/D e por formatar o pacote *SV*. Este pacote *SV* trafega pela rede e é entregue ao relé, que abre o pacote *SV*, interpreta-o e executa seus algoritmos. Ao decidir por um sinal de *trip*, cria uma mensagem GOOSE e a emite novamente para a rede. Este pacote percorre todo o caminho novamente e é entregue à *MU*, que o interpreta, processa e fecha o contato. Estes atrasos não existem na solução convencional porque todos os processos estão dentro de um único *hardware*. É então esperado que, para as mesmas condições sistêmicas, a solução baseada em barramento de processos apresente um tempo total de *trip* maior que a solução convencional. Atualmente, a grande maioria das aplicações com IEC 61850 em subestações da rede básica no Brasil não utilizam mensagens GOOSE para disparo do DJ, de acordo com a experiência dos autores. Este é um paradigma que terá que ser quebrado nos sistemas baseados em *SV*.

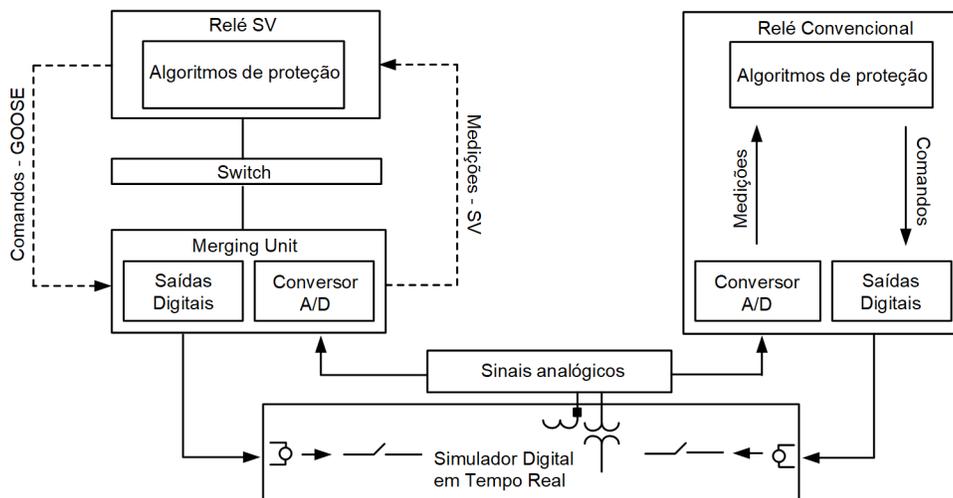


Fig. 1. Diagrama de testes. Solução baseada em *SV* à esquerda e solução convencional à direita

A IEC 61869 especifica que a *MU* deve ter o tempo máximo de processamento de 2 ms para aplicações de proteção [5] e a IEC 61850-5 [6] especifica que as aplicações relacionadas à *trip* devem garantir tempos de transmissão de mensagens menores que 3 ms. A Fig. 2 apresenta um diagrama que representa as restrições temporais mencionadas nas normas.

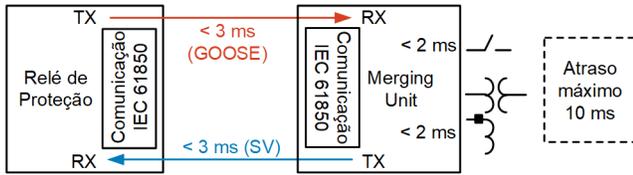


Fig. 2. Requisitos temporais para comunicação entre os IEDs

A *MU* digitaliza os dados analógicos dos TCs e TPs e formata o pacote *SV* em até 2 ms. A entrega deste pacote ao relé de proteção, considerando também o tempo de tráfego na rede, deve ocorrer em até 3 ms. Esta comunicação é representada na cor azul da Fig. 2. A partir das amostras disponíveis no relé assinante, este emite sinal de *trip* via mensagem GOOSE para a *MU* e esta mensagem deve ser entregue em até 3 ms. Esta comunicação está representada na Fig. 2 na cor vermelha. Em posse dessa ordem de desligamento, a *MU* tem agora 2 ms para executar o fechamento de seu contato digital. Os contatos digitais utilizados no teste possuem tempo de fechamento mecânico de até 10 μ s, que pode ser desprezado. Portanto, considerando todos os atrasos permitidos pelas normas, é esperado que a proteção baseada no barramento de processo atrase no máximo 10 ms em relação à proteção convencional.

O tempo da comunicação das mensagens SV, representados em azul, pode ser medido pelos relés de proteção que assinam as mensagens *Sampled Values*, baseado na estampa de tempo das mensagens recebidas cujo *SmpCnt* é igual a 0, pois estas são geradas no topo do segundo, nas *MUs*. É importante usar o tempo do canal como um ajuste de compensação nos relés que assinam as mensagens, para que o relé aplique um atraso intencional na proteção de forma a ter tempo hábil para comparar todas as *streams* de mesmo *SmpCnt* [7].

A referência [8] apresenta um estudo sobre os tempos de operação obtidos em testes realizados com relés e *MUs* de diversos fabricantes.

III. SISTEMA SOB TESTE

O teste simula a proteção de uma linha de 138 kV com os parâmetros expressos na Table I. O algoritmo de proteção responsável pela detecção é a proteção de distância, com primeira zona ajustada para 80% da impedância da linha.

IV. TESTES REALIZADOS

A. Variação do Local da Falta

O primeiro teste visa obter a diferença de tempo de *trip* entre os dois sistemas para faltas ao longo da linha com variação do local da falta. Os resultados expressos na Fig. 3a apresentam a média do tempo de resposta de dez ensaios em cada uma das localizações, além do valor máximo e mínimo destes dez ensaios. Todos as faltas deste teste foram realizadas com ângulo

de incidência igual a 0°, sem impedância de falta. A Fig. 3b apresenta a diferença média de tempo entre as atuações das duas soluções, para as diversas localizações de falta.

TABLE I
PARÂMETROS DO SISTEMA

Parâmetro	Valor
Frequência nominal	60 Hz
Tensão nominal	138 kV
Comprimento da linha	50 km
Impedância de sequência positiva	$25.41 \angle 68.25^\circ \Omega$
Impedância de sequência zero	$95.19 \angle 74.80^\circ \Omega$
Corrente pré-falta	200 A
SIR	0.5
Alcance Zona 1	20.33 Ω
TC	C800
RTP	115000/115
RTC	500/5
Tempo mecânico de abertura dos DJs	2 ciclos

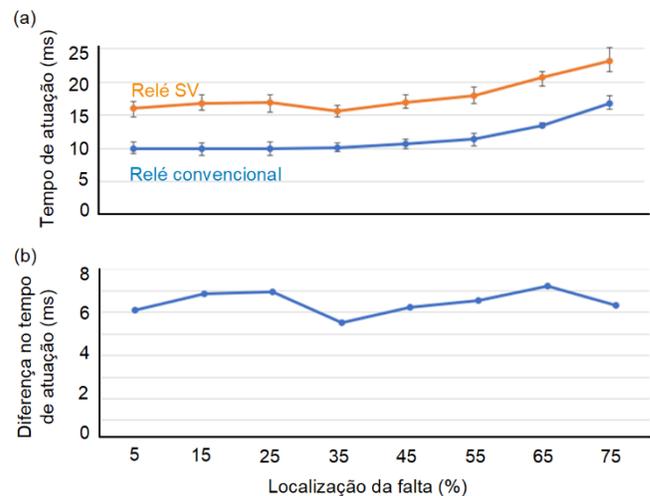


Fig. 3. Tempo de atuação para diversas localizações de falta para as duas soluções avaliadas (a); diferença média nos tempos de atuação para diferentes localizações de falta entre as soluções (b)

Percebe-se que, conforme o esperado, a atuação do sistema de proteção baseado em barramento de processo é mais lenta que o sistema convencional. Outro fato perceptível é que o tempo de atuação da solução baseada em *SV* é menos determinística – apresenta maior discrepância entre valores máximos e mínimos, em relação ao sistema convencional.

B. Variação de Ângulo de Incidência – Trip Monopolar

Baseado nos resultados do teste anterior, foi feita a análise para diversas faltas em 65% da linha, com variação do ângulo de incidência de 0° a 359°. Além de avaliar a diferença nos tempos de atuação do sistema de proteção, é feita também a análise do momento em que os DJs efetivamente abrem, eliminando o curto circuito. Neste ensaio, é considerado um DJ monopolar com abertura somente da fase sob falta.

A Fig. 4a apresenta os tempos de atuação do contato digital de ambas soluções, enquanto a Fig. 4b apresenta a diferença de tempo entre as duas soluções.

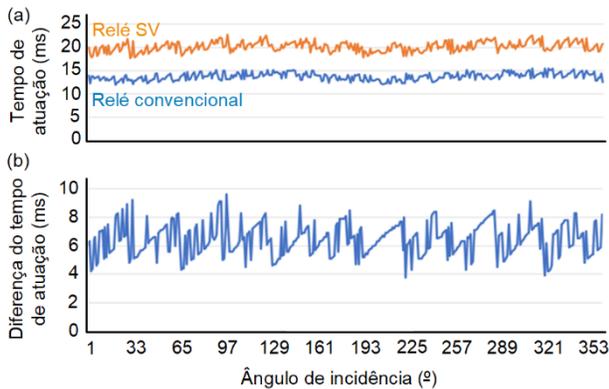


Fig. 4. Comparação do tempo de atuação para vários pontos de incidência (a); diferença de tempo de atuação de ambas soluções em relação ao ponto de incidência – *trip* monopolar (b)

Percebe-se que a diferença no tempo de atuação varia de aproximadamente 4 ms a aproximadamente 10 ms. Estes resultados representam a diferença de tempo para o início da abertura dos DJs. Cada um dos DJs aqui modelados possui tempo de abertura mecânico de dois ciclos, ou seja, após dois ciclos a contar da recepção do sinal de *trip*, os polos do disjuntor estarão abertos, mas a corrente continua a fluir até cruzar o zero e ser completamente interrompida. A Fig. 5 representa a diferença de tempo de abertura dos DJs.

A análise da Fig. 5 permite verificar que, independente da diferença de tempo de atuação dos relés de proteção, o tempo de abertura dos DJs possui apenas três possibilidades neste cenário de teste.

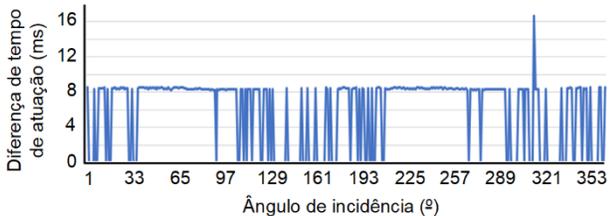


Fig. 5. Diferença de tempo para abertura de DJs – *trip* monopolar

1) Diferença de Tempo de 0 ms:

Para melhor entendimento, apresenta-se na Fig. 6 a oscilografia do teste executado para o ângulo de incidência de 140°.

A sessão superior da oscilografia da Fig. 6 representa as correntes medidas pelo relé convencional (IBKWA, IBKWB e IBKWC), enquanto as correntes inferiores são as grandezas medidas pelo relé SV (IBKSA, IBKSB, IBKSC). No gráfico inferior da Fig. 6 estão as digitais coletadas pelo RTDS. Percebe-se que o *trip* do relé convencional (TRIPW) foi recebido antes do *trip* do relé SV (TRIPS). Obviamente, o DJ do sistema convencional termina a abertura de seus polos (SBKW vai a zero no cursor de cor laranja) antes do DJ vinculado ao relé SV (SBKS vai a zero no cursor de cor magenta), porém ambos DJs estão conduzindo corrente neste momento e aguardam o próximo cruzamento por zero da fase

A para efetivar a abertura. Para este caso, ambos DJs abriram no mesmo instante, ou seja, sem defasagem.

1) Diferença de Tempo de Meio Ciclo:

Este é o caso mais provável, onde o DJ da solução convencional interrompe a corrente meio ciclo antes da solução baseada em SV. A Fig. 7 apresenta a oscilografia do teste com ângulo de incidência de 240°.

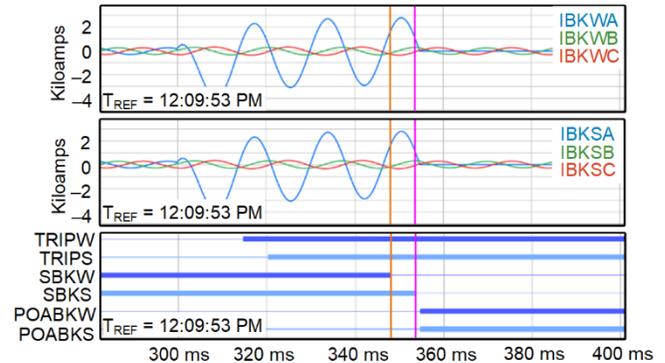


Fig. 6. Teste com ângulo de incidência igual a 140°

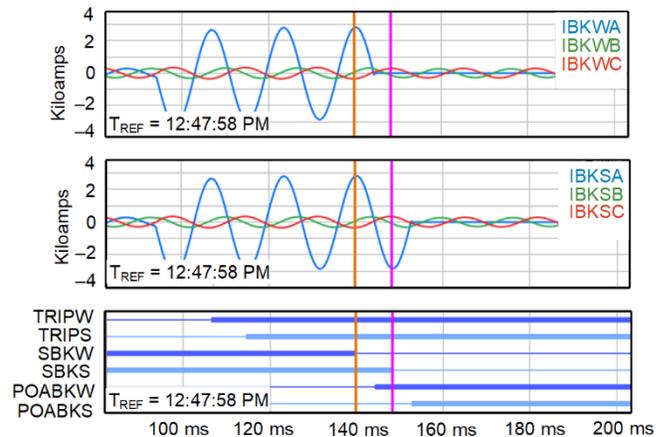


Fig. 7. Teste com ângulo de incidência igual a 240°

A Fig. 7 apresenta as correntes de ambos os DJs, assim como as digitais coletadas pelo RTDS. O sinal de *trip* da solução convencional (TRIPW) foi recebido antes que o sinal do relé SV (TRIPS), o que proporcionou a abertura dos polos do DJ da solução convencional (SBKW) antes da abertura do relé SV (SBKS). Ambos DJs esperam o próximo cruzamento por zero para interromper a corrente. Para este caso, os cruzamentos por zero que efetivamente interrompem a corrente estão defasados de meio ciclo.

2) Diferença de Tempo de um Ciclo:

Para alguns casos, é possível que a diferença de tempo de atuação dos dois relés se transforme em um ciclo de atraso na abertura dos DJs. A Fig. 8 apresenta a oscilografia do teste realizado com ponto de incidência de 309°.

Neste teste, o sinal de *trip* da solução convencional (TRIPW) foi medido 9,1 ms antes da solução SV (TRIPS). Este fato possibilitou que os polos do DJ da solução convencional (SBKW) abrissem 9,1 ms antes do respectivo polo da solução SV (SBKS). Assim que os polos do DJ convencional estão abertos, é encontrado um cruzamento por zero em sequência,

propiciando uma rápida interrupção do arco. O DJ da solução baseada em *SV* finaliza sua abertura de polos após 9,1 ms, o que faz com que o próximo cruzamento por zero esteja um ciclo atrasado em relação à abertura da solução convencional.

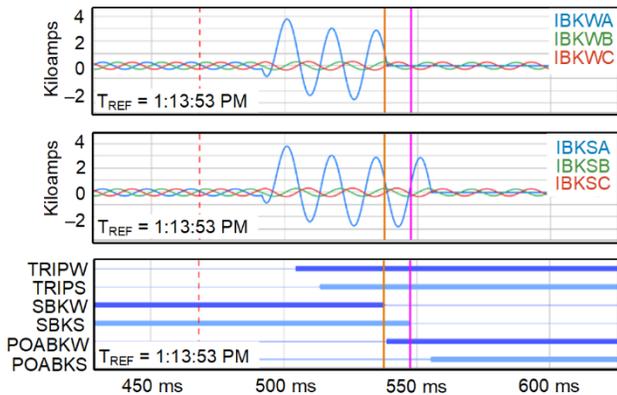


Fig. 8. Teste com ângulo de incidência igual a 309°

C. Variação de Ponto de Incidência – Trip Tripolar

Conforme apresentado anteriormente, é possível perceber um comportamento semelhante quando o DJ é tripolar, com uma pequena particularidade. A Fig. 9a apresenta os tempos de *trip* obtidos em ambas soluções para faltas em 65% da linha com variação do ângulo de incidência. A Fig. 9b apresenta a diferença no tempo de atuação entre as soluções.

A Fig. 10 representa a diferença de tempo de abertura dos DJs, que agora são tripolares.

Percebe-se um comportamento muito semelhante ao apresentado na Fig. 5, porém não existe a obrigatoriedade de que a diferença entre aberturas dos DJs seja múltipla de meio ciclo porque a última fase a ser interrompida não necessariamente será a fase sob falta em um DJ tripolar.

A Fig. 11 apresenta a oscilografia do teste com ponto de incidência de 304° , que resultou em uma diferença de interrupção da falta de 14,2 ms.

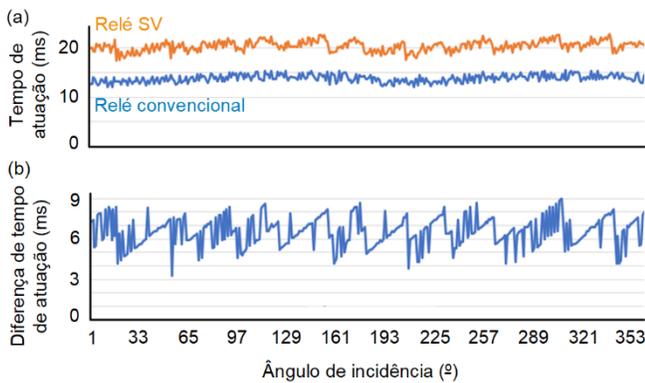


Fig. 9. Comparação do tempo de atuação para vários pontos de incidência (a); diferença de tempo de atuação de ambas soluções em relação ao ponto de incidência – *trip* tripolar (b)

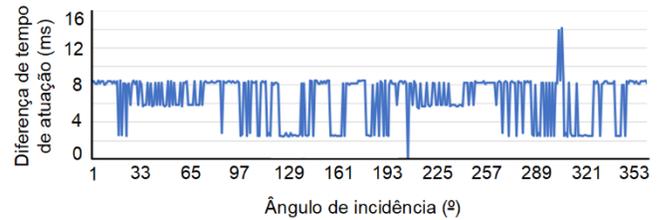


Fig. 10. Diferença de tempo para abertura de DJs – tripolar

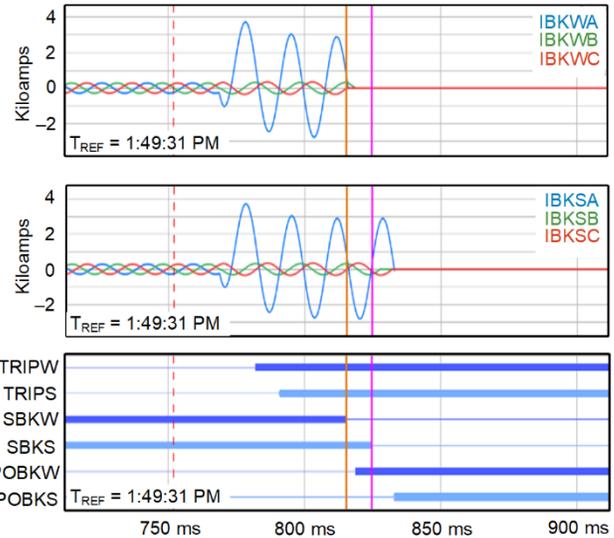


Fig. 11. Teste com ângulo de incidência igual a 304°

D. Variação da Resistência de Falta

Todas as faltas anteriores foram simuladas sem resistência de falta. Nesta sessão, serão apresentados resultados para faltas com variação da resistência de falta, em Ω primários. A Fig. 12a apresenta os tempos de atuação de ambos sistemas de proteção. Os resultados correspondem à média de dez ensaios na mesma condição, e o gráfico também apresenta os valores máximos e mínimos obtidos. A Fig. 12b apresenta o gráfico da diferença de tempo médio de atuação em relação à variação da resistência de falta.

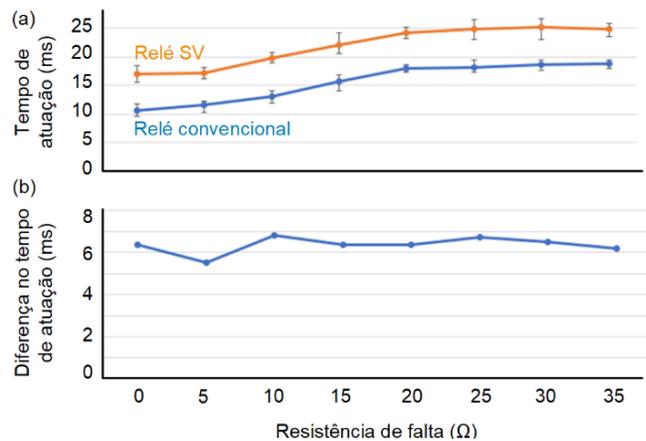


Fig. 12. Tempos de atuação em função da resistência de falta (a); diferença no tempo de atuação em função da resistência de falta (b)

É possível perceber que o aumento da resistência de falta atrasa a atuação do relé de distância, fato que é esperado pois reduz as correntes de falta e o afundamento de tensão. Os aumentos nos tempos de atuação são semelhantes para ambas as soluções, de forma que a diferença de tempo entre elas se mantém aproximadamente constantes, na faixa entre 5,5 ms e 7 ms, o que nos faz perceber que a elevação na resistência de falta não gera variação significativa em relação aos resultados previamente obtidos.

E. Saturação de TC

Todos os testes anteriores foram realizados com a impedância secundária igual a 8Ω e fator de potência igual a 0.5 indutivo que são valores iguais ao *burden* padrão do TC utilizado. No teste de saturação de TC, as faltas foram simuladas em 30% da linha com ângulo de incidência em 0° com variação do *burden* secundário. A Fig. 13a apresenta os tempos de atuação obtidos de ambas as soluções com o aumento da impedância secundária dos TCs, provocando a saturação dos mesmos. Cada resultado é a média de 10 testes semelhantes, e o gráfico também representa o valor máximo e mínimo de cada ensaio. A Fig. 13b apresenta a variação média do tempo de atuação em relação à impedância secundária do TC.

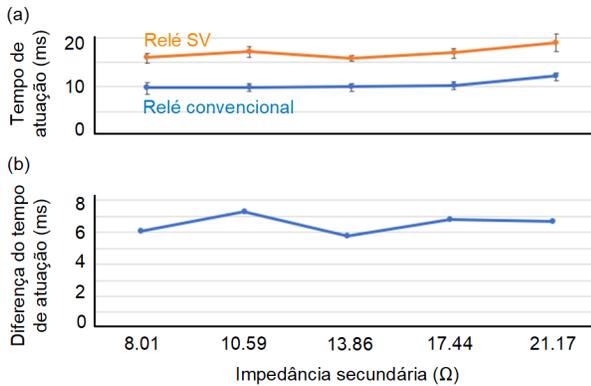


Fig. 13. Tempos de atuação em relação a impedância secundária do TC (a); diferença do tempo de atuação em relação à impedância secundária do TC (b)

Percebe-se que não foram encontradas grandes variações dos tempos de atuação de ambas as soluções quando há a elevação da impedância secundária do TC, uma vez que ambos relés possuem elementos subcíclicos e conseguem responder em tempo anterior a uma severa saturação do TC.

A Fig. 14 apresenta uma oscilografia do relé convencional com um TC cuja impedância secundária é de 17.44Ω , valor este que representa mais do que duas vezes sua impedância padrão. Nesta oscilografia, é apresentado em seu gráfico superior as correntes primárias e em seu gráfico inferior, as correntes secundárias do TC. As variáveis digitais estão na parte inferior da oscilografia e é possível perceber que o sinal de TRIPW é emitido 10 ms mesmo com a saturação do TC.

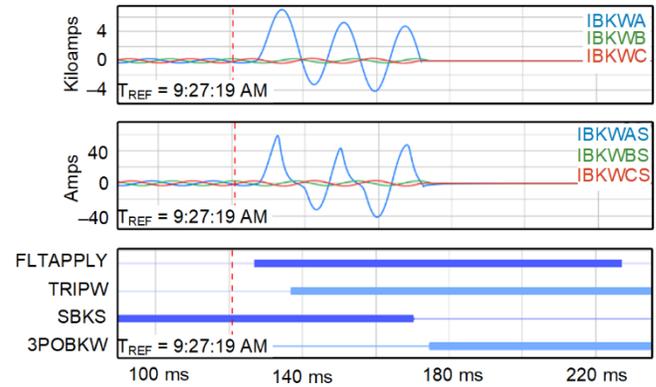


Fig. 14. Atuação rápida do relé convencional mesmo com saturação do TC

F. Variação de Tráfego na Rede –VLAN Desabilitada

É esperado que uma subestação tenha mais do que uma MU e mais do que um relé de proteção assinante, o que aumentaria o tráfego presente no barramento de processo. Para simular condições com a rede mais carregada, foram realizados diversos testes com faltas em 45% da linha, ângulo de incidência em 0° e sem resistência de falta, com variação do número de *streams Sampled Values* publicadas na rede.

Um *stream Sampled Values* IEC 61850-9-2LE é um pacote de informações contendo 4 tensões e 4 correntes que possuem 150 bytes aproximadamente, contendo uma identificação de 10 bytes (SVID) além de um cabeçalho *Ethernet* de aproximadamente 20 bytes. Como essas mensagens são publicadas 4800 vezes por segundo em um sistema de 60 Hz, estima-se uma largura de banda consumida de aproximadamente 5.76 Mbps por *stream* [9]. A Fig. 15 apresenta os tempos de atuação de ambas as soluções com o incremento de tráfego na rede. Cada teste foi realizado 10 vezes e o gráfico apresenta os valores médios, além de mínimos e máximos obtidos. Neste caso, intencionalmente, as VLANs dos *switches* estavam desabilitadas.

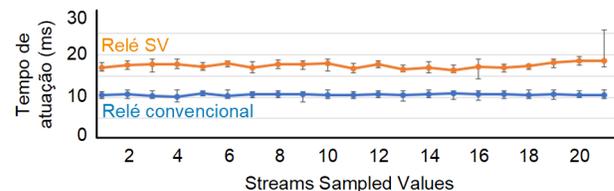


Fig. 15. Tempos de atuação em comparação ao número de *streams* na rede

A Fig. 15 permite identificar que, quando o número de *streams* é maior do que 18, o tempo médio de atuação da solução baseada em SV aumenta. Para um caso extremo, com 21 *streams*, a diferença máxima nos tempos de atuação atingiu 15 ms. Porém, os eventos mais importantes não estão representados no gráfico: a partir de 18 *streams*, a proteção baseada em SV começa a falhar.

Com 18 *streams* na rede, o tráfego se aproxima de 100 Mbps e congestionna o canal de comunicação, gerando atrasos adicionais por fila e perda de pacotes. Os relés SV utilizados neste teste possuem uma funcionalidade de interpolação, que consegue manter a proteção habilitada para a perda de até 3 pacotes. Existe um relatório específico, disponível no relé de

proteção, para a análise do barramento de processo que fornece dados importantíssimos para diagnóstico. A Fig. 16 apresenta um exemplo de relatório, informando que o relé está perdendo pacotes e interpolando com sucesso a forma de onda sem desabilitar a proteção.

```

Ctrl Ref: SEL_401_1CFG/LLN0$MS$MSVCB01
AppID : 4000
Last Update : 04/16/2019 18:56:32
Accumulated downtime duration (since last reset) : 0000:01:24.463
Maximum downtime duration : 00.124
# Date Time Failure
1 04/16/2019 18:56:32 INTERPOLATED
2 04/16/2019 18:56:32 INTERPOLATED
3 04/16/2019 18:56:31 INTERPOLATED
4 04/16/2019 18:56:30 INTERPOLATED
5 04/16/2019 18:56:29 INTERPOLATED
6 04/16/2019 18:56:29 INTERPOLATED
7 04/16/2019 18:56:26 INTERPOLATED
8 04/16/2019 18:56:22 INTERPOLATED

```

Fig. 16. Relatório diagnóstico informando a interpolação de amostras

Em casos onde a rede está próxima de seu limite – ou seja, a partir de 18 *streams*, é provável que a perda de pacotes seja alta o suficiente para desabilitar a proteção, como aconteceu em alguns casos testados. Nestes eventos, a proteção não atuou. Utilizar VLAN pode melhorar o desempenho do sistema.

G. Variação de Tráfego na Rede –VLAN Habilitada

É possível usar VLANs nos pacotes *SV* para segregação de tráfego. O teste anterior foi realizado sem o uso desta técnica propositalmente para congestionar a porta *Ethernet* do relé que assina os pacotes *SV*. Este mesmo teste foi repetido, mas agora considerando que o relé *SV* deve receber em sua interface *Ethernet* somente as informações de seu interesse, através da habilitação e configuração das VLANs nos *switches*. A Fig. 17 apresenta a média dos tempos de atuação em relação ao número de *streams* presentes na rede. São representados também, os valores máximos e mínimos da bateria de testes.

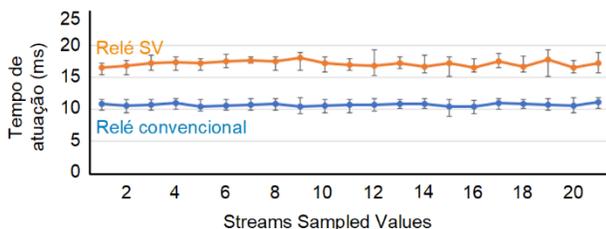


Fig. 17. Tempos de atuação em comparação ao número de *streams* na rede

Percebe-se que a habilitação e correta configuração de VLANs faz com que o volume de tráfego total na rede não influencie o relé sob análise, pois este tráfego é eficientemente filtrado. Os tempos de atuação apresentam variações pequenas em todos os ensaios, independente do tráfego e em nenhum teste a proteção deixou de atuar.

V. MERGING UNITS COM FUNÇÕES DE PROTEÇÃO

É possível criar uma solução mista, que apresente os benefícios do uso do protocolo IEC 61850 *SV*, como o compartilhamento de informações de forma interoperável e redução do cabeamento de cobre na subestação, e ao mesmo tempo não perder desempenho no tempo de atuação. Para que isto seja possível, deve-se levar os algoritmos de proteção para a MU. Existem *MUs* que são, na verdade, relés de proteção completos para a proteção do bay e que podem publicar os

valores *SV* das medições realizadas. A Fig. 18 apresenta um exemplo deste tipo de solução.

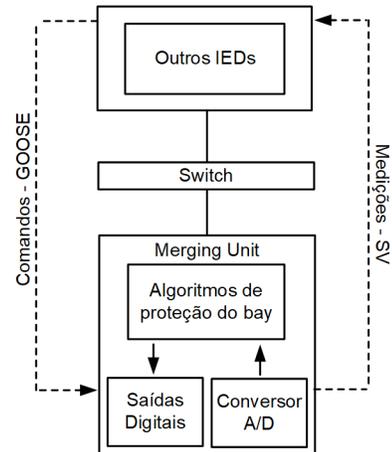


Fig. 18. MU com função de proteção

A Fig. 18 representa uma *MU*, que é um relé de proteção de linha. Neste *IEDs*, estão disponíveis as funções 21, 67, 79 e todas as outras funções de um relé de linha convencional e completo. Possui ainda recursos de sequenciamento de eventos, registro de oscilografias e controle do bay. Todas essas funções, são independentes da rede *Ethernet* representada, ou seja, são independentes de atrasos na comunicação, ataques cibernéticos no barramento de processo e também independentes do sincronismo de tempo da subestação. Ao mesmo tempo, esta *MU* está instalada no pátio da subestação, provendo redução do cabeamento elétrico. Além deste *IED* fornecer proteção ao bay independente do barramento de processo, este mesmo *IED* publica mensagens *SV* na rede – representada na como apenas um *switch* para simplificar, e destina essas medições a outros *IEDs* que tenham interesse nessas medições, como um relé de proteção de barras ou um registrador digital de perturbações – RDP, por exemplo.

VI. CONCLUSÕES

A partir dos cenários analisados é possível obter diversas conclusões. Uma delas é a grande velocidade da proteção utilizada, que conta com elementos subcíclicos e permite atuações em tempos inferiores a um ciclo nos diversos testes. Como uma das soluções conta com transferência de informações via rede *Ethernet*, alguns outros atrasos existem e estes atrasos aumentam o tempo total de eliminação dos defeitos em todos cenários.

Com base no fato de que a solução baseada em *SV* é mais lenta que a solução convencional, é possível estudar quais os impactos destes atrasos no sistema elétrico. É muito importante perceber que o sinal de *trip* emitido pelo relé não é a informação que realmente importa ao sistema de proteção, mas sim, a abertura dos DJs que farão fisicamente a eliminação da falta.

Para os testes com *trip* monopolar habilitado e variação do ângulo de incidência, é possível perceber que a defasagem do tempo de atuação entre as soluções é em média 6,5 ms, mas alguns ensaios apresentam resultados tão baixos quanto 3,8 ms ou tão elevados quanto 9,6 ms. Com a variação do ângulo de

incidência, obtém-se comportamentos muito peculiares na efetiva abertura dos DJs, como diferenças de tempo nulas, de meio ciclo ou de um ciclo. Para os diversos estudos elétricos que devem considerar o tempo máximo de eliminação de falta, como os estudos de estabilidade por exemplo, deve-se então considerar o tempo de atuação da proteção um ciclo mais lento para soluções baseadas em SV, que seria o pior caso, desde que o atraso entre os trips não seja superior a 9.6 ms, que foi a máxima diferença encontrada nos testes. O tempo de eliminação pode ser superior a 1 ciclo quando esta diferença aumentar.

Em 1976, a concessionária americana BPA fez um estudo para uma de suas linhas [10] e constatou que o aumento de um ciclo no tempo de atuação da proteção corresponde a uma redução de 250 MW na potência transferida, com os mesmos níveis de estabilidade do sistema. É importante perceber então que a utilização de proteções baseadas em *Sampled Values* impacta na estabilidade do sistema elétrico, e este efeito pode ser consideravelmente significativo.

Este atraso adicional no sistema de proteção pode ser ainda mais considerável para proteção de transformadores. A referência [11] apresenta a exigência de 1,5 ciclos para o tempo de atuação do relé 87T, ou seja, a utilização de um sistema SV poderia acrescentar um atraso da mesma ordem de grandeza que o próprio algoritmo de proteção, causando aos transformadores severos danos para faltas internas.

A solução baseada em SV conta com uma vantagem quanto à saturação de TC: é provável que um sistema de proteção baseado em SV apresente menor nível de saturação em comparação a um sistema convencional, uma vez que a *MU* está no pátio da subestação enquanto o relé está na casa de controle – na maioria das vezes. Considerando este arranjo físico, o cabeamento da solução SV é menor em comparação à solução convencional. Instalar os relés de proteção no pátio da subestação se mostra uma alternativa mais confiável e que também reduz o cabeamento utilizado [12].

Nas últimas décadas praticamente todos fabricantes de relés de proteção têm buscado diminuir os tempos de proteção, seja através de implementação de filtros de meio ciclo [13] ou mesmo deixando de utilizar fasores [14], e isso traz diversos benefícios para o sistema elétrico e sociedade em geral [15]. A adoção de soluções baseadas em IEC 61850 *SV* vai no caminho contrário. Assim, no ponto de vista dos autores, esta tecnologia deveria evoluir para evitar os atrasos na proteção.

VII. REFERÊNCIAS

- [1] S. Kimura, A. Rotta, R. Abboud, R. Moraes, E. Zanirato, J. Bahia, “*Applying IEC 61850 to Real Life: Modernization Project for 30 Electrical Substations*”, presented at the 1st Annual Protection, Automation and Control World Conference, Dublin, Ireland June 21–24, 2010.
- [2] Zhong lia-yong, He Sheng-zong, Chen Tie-zhu, Yuan Sheng-jun “*Study of Highly Accelerated Life Test for Merging Unit of Intelligent Substation*”, presented at 18th International Conference on Electronic Packaging, 2017.
- [3] B. Kasztenny, J. Rostron, “*Circuit Breaker Ratings – A Primer for Protection Engineers*”, presented at the 45th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, October 16–18, 2018.
- [4] Junior P.S.P, Martins C.M, Bernardino R.C, Pereira P.S, “*PTP Synchronization Performance Evaluation with Process Bus Load*”, presented at Cigre B5 Colloquium, Norway, 2019.
- [5] IEC 61869-9, Instrument Transformers – Part 9: Digital Interface for Instrument Transformers, 2016.
- [6] IEC 61850 Standard.
- [7] Q. Yang, D. Keckalo, D. Dolezilek, E. Cenon, “*Testing IEC 61850 Merging Units*”, Presented at the 44th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, October 17–19, 2017.
- [8] R. Castro, N. Nelis, R. Castro, C. Navarro, “*Design and Analysis of PTP Time Synchronization for Multi-Vendor IEC 61850 Process Bus based Protection and Control Applications*”, presented at Cigre B5 Colloquium, Norway, 2019.
- [9] S. Chase, E. Jessup, M. Silveira, J. Dong, Q. Yang, “*Protection and Testing Considerations for IEC 61850 Sampled Values-Based Distance and Line Current Differential Schemes*”, presented at the 72nd Annual Conference for Protective Relay Engineers College Station, Texas March 25–28, 2019.
- [10] R. B. Eastvedt, “*The Need for Ultra-Fast Fault Clearing*”, presented at third Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, October 19-21, 1976.
- [11] Usina Hidrelétrica de Itaipu, Especificação técnica 6465-20-15201-P, Subestação Margem Direita, “*Substituição e Atualização Tecnológica de painéis de proteção dos Grupos Transformador/regulador T01/R01, T2/R02, T03/R03 e dos Transformadores T06 e T07*”.
- [12] P. Lima, J. Ferreira, G. Rocha, A. Rufino, “*Subestação digital: Qual a solução mais confiável e econômica?*”, apresentado no XXIV SNPTEE, Curitiba-PR, 22 a 25 de outubro, 2017.
- [13] G. Benmouyal, K. Zimmerman, “*Experience with Subcycle Operating Time Distance Elements in Transmission Line Digital Relays*”, Presented at the 37th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, October 19–21, 2010.
- [14] B. Kasztenny, A. Guzman, N. Fischer, M. Mynam, D. Taylor, “*Practical Setting Considerations for Protective Relays That Use Incremental Quantities and Traveling Waves*”, Originally presented at the 43rd Annual Western Protective Relay Conference, October 2016.
- [15] R. Abboud, D. Dolezilek, “*Time-Domain Technology – Benefits to Protection, Control, and Monitoring of Power Systems*”, Originally presented at the International Conference and Exhibition – Relay Protection and Automation for Electric Power Systems, April 2017.

VIII. DADOS BIOGRAFICOS

Andrei Coelho é formado em engenharia elétrica com ênfase em sistemas elétricos de potência na Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI em 2014 e especialista em automação de sistemas elétricos pelo Instituto Nacional de Telecomunicações – INATEL em 2019. Trabalha na engenharia de aplicação e suporte técnico da SEL desde 2014, especialmente com aplicações em transmissão e distribuição de energia, além de diversos ramos industriais, nas áreas de proteção, controle e automação. Contribui com o desenvolvimento de artigos e apresentações técnicas em seminários do setor, além de ser instrutor de cursos da Universidade SEL.

Paulo Lima é formado em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência na Universidade Federal de Itajubá em 2012 e especialista em Automação de Sistemas Elétricos pelo INATEL em Santa Rita do Sapucaí em 2015. Atua como coordenador da equipe de Engenheiro de Aplicação e Suporte técnico da SEL, é instrutor de cursos da Universidade SEL e autor de diversos artigos técnicos nas áreas de transmissão, distribuição e geração de energia elétrica.