

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA

ANDRÉ FELIPE SILVA MELO

ANÁLISE DE DESEMPENHO DE RELÉS DE PROTEÇÃO COM *HARDWARE*
PROCESS BUS

DISSERTAÇÃO

CURITIBA

2021

ANDRÉ FELIPE SILVA MELO

**ANÁLISE DE DESEMPENHO DE RELÉS DE PROTEÇÃO COM *HARDWARE*
*PROCESS BUS***

Performance analysis of protection relays with hardware process bus

Dissertação de mestrado apresentada como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica – Área de Concentração: Automação e Sistemas de Energia do Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia da Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

Orientador: Prof. Dr. Uilian José Dreyer

Coorientador: Prof. Dr. Jean Carlo Cardozo da Silva

CURITIBA

2021



Esta licença permite que outros façam download dos trabalhos e os compartilhem desde que atribuam crédito aos autores, mas sem que possam alterá-los de nenhuma forma ou utilizá-los para fins comerciais.



**Ministério da Educação
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Campus Curitiba**



ANDRE FELIPE SILVA MELO

ANÁLISE DE DESEMPENHO DE RELÉS DE PROTEÇÃO COM HARDWARE PROCESS BUS

Trabalho de pesquisa de mestrado apresentado como requisito para obtenção do título de Mestre Em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR). Área de concentração: Automação E Sistemas De Energia.

Data de aprovação: 04 de Outubro de 2021

Prof Uilian Jose Dreyer, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Prof Marcos Vinicio Haas Rambo, Doutorado - Universidade Federal do Paraná (Ufpr)

Prof Ulisses Chemin Netto, Doutorado - Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Documento gerado pelo Sistema Acadêmico da UTFPR a partir dos dados da Ata de Defesa em 04/10/2021.

RESUMO

MELO, André Felipe Silva. Análise de desempenho de relés de proteção com *hardware process bus*. 2021. 71 f. Dissertação - Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2020.

A busca por novas tecnologias para tornar os sistemas de automação de subestações (SAS) mais eficientes é contínua. A norma IEC 61850 têm garantido a melhoria contínua da gestão do sistema de potência em diferentes níveis. A parte 9-2 da norma define o perfil do protocolo *Sampled Values* (SV) e com ele surge a possibilidade da substituição do método de medição convencional, baseado em cabos de cobre, por uma rede Ethernet chamado de *Process Bus* (PB). A implementação do PB não depende apenas da mudança da instrumentação convencional do pátio, mas também da adaptação da arquitetura dos dispositivos eletrônicos inteligentes ao novo tipo de entrada de dados. Esta pesquisa tem como objetivo a investigação dos efeitos da implementação do PB sobre o desempenho dos relés de proteção, como, por exemplo, os efeitos sobre a amplitude, o espectro de frequência e defasamento angular dos sinais medidos. Foram apresentados, ainda, os aspectos que devem ser considerados durante o processo de engenharia e de projeto de soluções PB de acordo com o guia de aplicação IEC61850-9-2LE e a norma IEC61869-9. As investigações foram realizadas utilizando uma arquitetura de teste laboratorial composta por um relé convencional de distância e dois relés PB do mesmo modelo. Quanto à sincronização de tempo, os dispositivos foram sincronizados via protocolo IEEE1588 (PTP) para garantir a precisão do tempo necessária. Os estudos de caso realizados incluem a simulação de uma linha de transmissão, sob condição de falta no *software* ATPDraw, dados coletos em campo, como, a curva de *inrush* de um transformador de média tensão e os tempos de atuação de uma proteção de distância. A principal contribuição desta pesquisa é, apresentar o efeito de reamostragem do sinal SV, que não é considerado pelas normas de PB, os relés PB apresentam um sinal de entrada deslocado em comparação ao relé convencional o que impacta nas análises e detecção de falhas, principalmente em sistemas mistos. O tempo final de atuação da proteção é aumentado em aproximadamente 9 ms devido ao atraso da rede e o método de processamento do relé de PB. Esse atraso precisa ser considerado nos estudos de proteção antes da implementação. Caso contrário, pode resultar em um impacto significativo na coordenação, seletividade e ciclo de vida dos ativos.

Palavras-chave: *Process Bus*. *Sampled Values*. IEC61850-9-2. IEC61850-9-2LE. Relés de Proteção.

ABSTRACT

MELO, André Felipe Silva. Performance analysis of protection relays with hardware process bus. 2020. 71 f. Dissertação - Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2020.

The pursuit for new technologies to make the substation automation systems (SAS) more efficient is continuous. The IEC 61850 standards have ensured the continuous improvement of the power system management at different levels, the part 9-2 of the standard defines the sampled values protocol's profile and joint with it the possibility of the replacement of the conventional measurement method by an ethernet-based system called process bus. The implementation of the process bus relies not only on changing the conventional switchyard instrumentation but the adaptation of the intelligent electronic device's architecture to the new kind of data input. This research focuses on the investigation of the effects of the PB implementation over the protection relays performance such as increasing trip time, measurement, and possible phase shift. This research presents aspects that must be considered through the engineering process and design, considering when using PB according to IEC61850-9-2LE and IEC61869-9. The investigations were performed using a test architecture composed of a distance conventional relay and two PB relays of the same model, regarding time synchronization, the devices were synchronized via IEEE1588 (PTP) protocol to guarantee the time accuracy needed. The carried-out study cases include simulation of a transmission line under fault using the ATPDraw software, data collected in the field, such as the inrush curve of a medium voltage transformer and the trip times of a line distance protection. The two PB relays presented similar results during the tests. This work has as major contributions, to present the resampling effect of the SV signal that is not considered by the PB standards, the PB relays present a time shift in the input signal compared to the conventional relay, which impacts analysis and failure detection, especially in mixed systems. The final trip time is increased by approximately 9 ms due to network delay, this delay needs to be considered in protection studies before implementation. Otherwise, it can result in a significant impact on the coordination, selectivity, and lifecycle of assets.

Keywords: Process Bus. Sampled Values. IEC61850-9-2. IEC61850-9-2LE. Protection Relays.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Escopo das normas IEC 61850.	12
Figura 2 - Diagrama dos níveis de processo de uma subestação, conforme a IEC 61850.	13
Figura 3 - <i>Layout</i> de uma subestação convencional.	19
Figura 4 - Representação de um transformador de corrente.	20
Figura 5 - Representação de um transformador de potencial.	21
Figura 6 - <i>Layout</i> de uma subestação digital.	22
Figura 7 - Representação esquemática dos conceitos existentes no sensor ótico de variação de campos elétrico e magnéticos.	23
Figura 8 - Sensor de corrente ótico baseado nas propriedades magnéticas de materiais óticos.	23
Figura 9 - Sensor de corrente ótico baseado nas propriedades magnéticas de materiais.	24
Figura 10 - Diagrama de funcionamento de uma Merging Unit.	25
Figura 11 - Arquitetura de instalação de um SCU.	26
Figura 12 - SAMU disparando mensagens SV na Process Bus.	27
Figura 13 - Topologias de rede redundante.	29
Figura 14 - Princípio de funcionamento de uma rede HSR.	30
Figura 15 - Estrutura de um frame <i>Ethernet</i> HSR.	31
Figura 16 - Princípio de funcionamento de uma rede PRP.	32
Figura 17 - Estrutura de um frame <i>Ethernet</i> PRP.	32
Figura 18 - Forma de onda do sinal 1PPS na entrada de um IED.	33
Figura 19 - Topologia de rede PTP.	34
Figura 20 - Montagem da estampa de tempo PTP.	35
Figura 21 - Característica de distancia Mho.	36
Figura 22 - Esquema de protecao de distancia alcence de Zona 1.	37
Figura 23 - Esquema de protecao de diferencial de linha.	38
Figura 24 - Modelo e Perfis OSI.	41
Figura 25 - GOOSE OSI T-Profile.	41

Figura 26 - Tempos de transmissão GOOSE.	42
Figura 27 - Comparativo cabeçalho <i>Ethernet</i> SV e GOOSE.....	43
Figura 28 - Pacote SV IEC 61850-9-2LE.....	45
Figura 29 - Pacote SV IEC 61869-9.....	47
Figura 30 - Arquitetura do sistema.....	48
Figura 31 - Modelo de linha de transmissão criado no <i>software</i> ATPDraw para simulações de faltas.	51
Figura 32 - Resposta de espectro de frequência do caso 2 dos três relés.	54
Figura 33 - Sinais de corrente do caso 1 capturados por relés sem compensação por atraso de tempo.	55
Figura 34 - mostra um sinal de <i>inrush</i> do caso 2 registrados nos três relés sem compensação.	56
Figura 35 - Sinais de corrente do caso 3 capturados pelos relés sem compensação de atraso de tempo, curto-circuito em fase única após 2 ciclos, 2 curto-circuito de fase após 5 ciclos e curto-circuito trifásica após 10 ciclos.....	56
Figura 36 - Diagrama de interno de uma medição Process Bus com um hardware comercial.	57
Figura 37 - Diagrama de fase de ciclo pré-falha do caso 3 capturado por relés sem compensação por atraso de tempo.	58
Figura 38 - Característica de proteção de fase de distância do caso 4, o círculo menor marca os limites de alcance da Zona 1, o círculo médio marca o alcance da Zona 2, e o maior círculo representa o alcance da Zona 3.....	60
Figura 39 - Tempo adicional de disparo encontrado para o rele de PB na Zona 1.....	61
Figura 40 - Tempo adicional de disparo encontrado para o rele de PB na Zona 2.....	61
Figura 41 - Tempo adicional de disparo encontrado para o rele de PB na Zona 3.....	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Estimativa de consumo de banda Ethernet.....	28
Tabela 2 - Codificação das funções de proteção.	35
Tabela 3 - Classes para “Transfer Time”- Tempo entre o início até a realização da ação.	39
Tabela 4 - Classes de sincronismo de tempo para amostragem e estampa de tempo.....	40
Tabela 5 - Endereçamento GOOSE.....	42
Tabela 6 - Ethertypes reservados.....	43
Tabela 7 - Parâmetros de aplicação SV.....	44
Tabela 8 - Frequências de amostragem de publicação de acordo com a IEC61869-9.	46
Tabela 9 - Parâmetros do Transformador.....	50
Tabela 10 - Parâmetros de simulação de linha.	51
Tabela 11 - Parâmetros da linha real.	51
Tabela 12 - Resposta de amplitude.....	53
Tabela 13 - Atraso de tempo entre sinais convencionais, 9-2LE e 869-9.	55
Tabela 14 - Parâmetros de proteção.	60

LISTA DE SIGLAS

A	Ampères
AD	Conversor Analógico Digital
CCT	<i>Conventional Current Transformers</i>
CIT	<i>Conventional Instrument Transformers</i>
CVT	<i>Conventional Voltage Transformers</i>
EMU	<i>Embedded Merging Unit</i>
GND	<i>Ground</i>
GOOSE	<i>Generic Object-Oriented Substation Event</i>
GNSS	<i>Global Navigation Satellite System</i>
HSR	<i>High-availability Seamless</i>
Hz	Hertz
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Devices</i>
LAN	<i>Local Area Network</i>
MAC	<i>Media Access Control</i>
MMS	<i>Manufacturing Message Specification</i>
MU	<i>Merging Units</i>
NCIT	<i>Non-Conventional Instrument Transformers</i>
OCT	<i>Optical Current Transformer</i>
OVT	<i>Optical Voltage Transformer</i>
P&C	Proteção e Controle
PB	<i>Process Bus</i>
PMMA	<i>polimetil-metacrilat</i>
PPS	<i>Pulse Per Second</i>
PRP	<i>Parallel Redundancy Protocol</i>
PTP	<i>Precision Time Protocol</i>

PUAS	<i>Power Utility Automation System</i>
RSTP	<i>Rapid Spanning Tree Protocol</i>
SAMU	<i>Stand Alone Merging Unit</i>
SAS	<i>Substation Automation System</i>
SCU	<i>Switch Control Units</i>
SE	Subestação
SV	<i>Sampled Values</i>
TC	Transformadores de Corrente
TC57	<i>Technical Committee 57</i>
TCP	<i>Transmission Control Protocol</i>
TP	Transformadores de Potencial
V	Volts
VLAN	<i>Virtual Local Area Network</i>

SUMÁRIO

1. Introdução.....	12
1.1 OBJETIVOS.....	16
1.1.1 Objetivo Geral	16
1.1.2 Objetivos específicos.....	16
1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2. Fundamentos teóricos.....	18
2.1 SUBESTAÇÃO CONVENCIONAL	18
2.1.1 Instrumentação Convencional	19
2.2 SUBESTAÇÃO DIGITAL.....	21
2.2.1 Equipamentos de transformação não convencional.....	22
2.2.2 Merging Units.....	24
2.2.3 Unidade de controle para dispositivos seccionadores	25
2.2.4 Conceitos de redes para <i>Process Bus</i>	26
2.2.5 Topologias de rede.....	28
2.2.6 Sincronismo de tempo	33
2.3 SISTEMA DE PROTEÇÃO.....	35
2.3.1 Proteção de distância	36
2.3.2 Proteção diferencial de linha	37
2.4 Normativas internacionais	38
2.4.1 IEC 61850-5 – Requisitos de comunicação para as funções e modelagem.....	38
2.4.2 IEC 61850-8-1 Mapeamento de serviço de comunicação específico.....	40
2.4.3 IEC 61850-9-2 - protocolo <i>Sampled values</i>	42
2.4.4 IEC 61850-9-2LE - Guia de implementação de interface digital para instrumentos de transformação.....	44
2.4.5 IEC 61869-9 - Interface digital para instrumentos de transformação	45
3. MATERIAIS E MÉTODOS	48
3.1 ARQUITETURA DO SISTEMA.....	48
3.1.1 <i>Grand Master Clock</i>	49

3.1.2	Dispositivos eletrônicos inteligentes	49
3.1.3	<i>Stand alone merging unit</i>	49
3.1.4	Maleta de testes OMICRON 356.....	49
3.2	ESTUDOS DE CASO	49
3.2.1	Estudo de caso 1	50
3.2.2	Estudo de caso 2	50
3.2.3	Estudo de caso 3	50
3.2.4	Estudo de caso 4	51
3.2.5	Correlação cruzada	52
4.	DISCUSSÃO E RESULTADOS	53
4.1	ANÁLISE DE AMPLITUDE E ESPECTRO FREQUÊNCIA	53
4.2	ATRASO NO TEMPO DO SINAL MEDIDO	54
4.3	ANÁLISE DO TEMPO DE PROCESSAMENTO DO DISPOSITIVO	58
4.4	ANÁLISE DE DESEMPENHO DE PROTEÇÃO	59
4.5	ATRASO NO TEMPO DE DISPARO E IMPACTO NA PROTEÇÃO	62
5.	CONCLUSÕES	64
5.1	TRABALHOS FUTUROS	65
	REFERÊNCIAS	66
	PUBLICAÇÕES REFERENTES AO TRABALHO	71

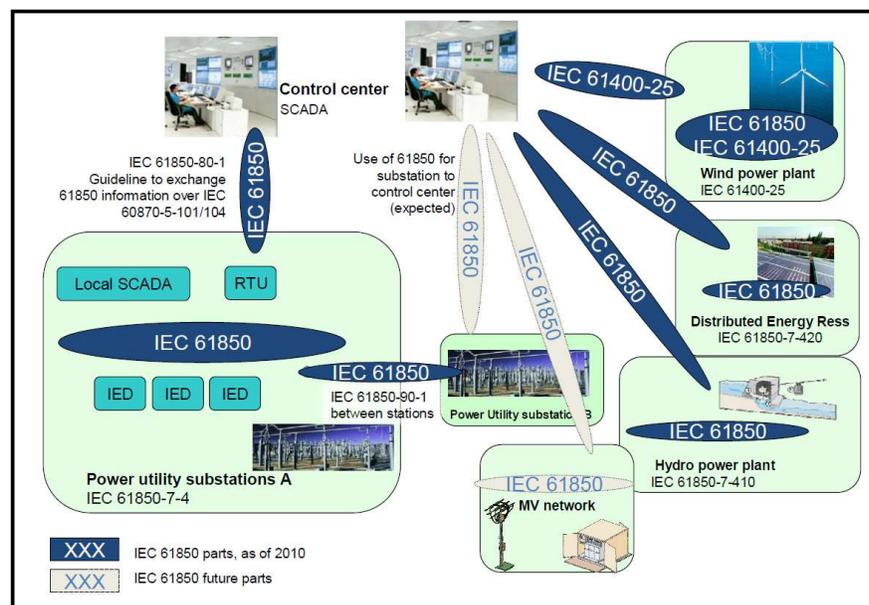
1. INTRODUÇÃO

Dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs), infraestrutura de comunicação e camadas de inteligência computacional são exemplos de inovações tecnológicas aplicadas aos sistemas de automação de subestações (SAS). Essas novas tecnologias vêm tornando o SAS mais eficiente, confiável e econômico (ADEWOLE, 2014; CHASE, 2019). Entretanto, é importante destacar que o conjunto de normas *International Electrotechnical Commission* (IEC) 61850 tornou-se nos últimos anos a principal diretriz para o desenvolvimento da automação do sistema elétrico de potência.

Em 1994, motivados pelas novas demandas e desafios criados pelo aumento da complexidade dos sistemas elétricos de potência pelo mundo, o comitê técnico 57 (TC57) da IEC se reuniu para elaborar propostas de padronização do processo de automação e modernização, e em 2003, foi publicada a primeira edição da norma IEC 61850 (IEC 61850-1, 2003). A Figura 1 apresenta o escopo da norma IEC 61850 e sua correlação com outras normas.

A norma tem dois aspectos fundamentais: interoperabilidade e intercambialidade entre sistemas de diferentes fabricantes (IEC 61850-5, 2013), porém o seu escopo é muito mais abrangente. Ela define serviços, protocolos, modelagem de dados, diretrizes de tempo e de engenharia a serem consideradas por todos os fabricantes de dispositivos envolvidos em um sistema de automação (IGARASHI, 2015; INGRAM, 2013; ANDERSSON, 2013). A norma considera as tecnologias existentes e tecnologias futuras que já vinham sendo sinalizadas pelo mercado, como, por exemplo, as *Merging Units* (MU) e os dispositivos de transformação não convencionais (NCIT). Essa estratégia ajudou a preparar as companhias elétricas para o futuro: a digitalização.

Figura 1 - Escopo das normas IEC 61850.

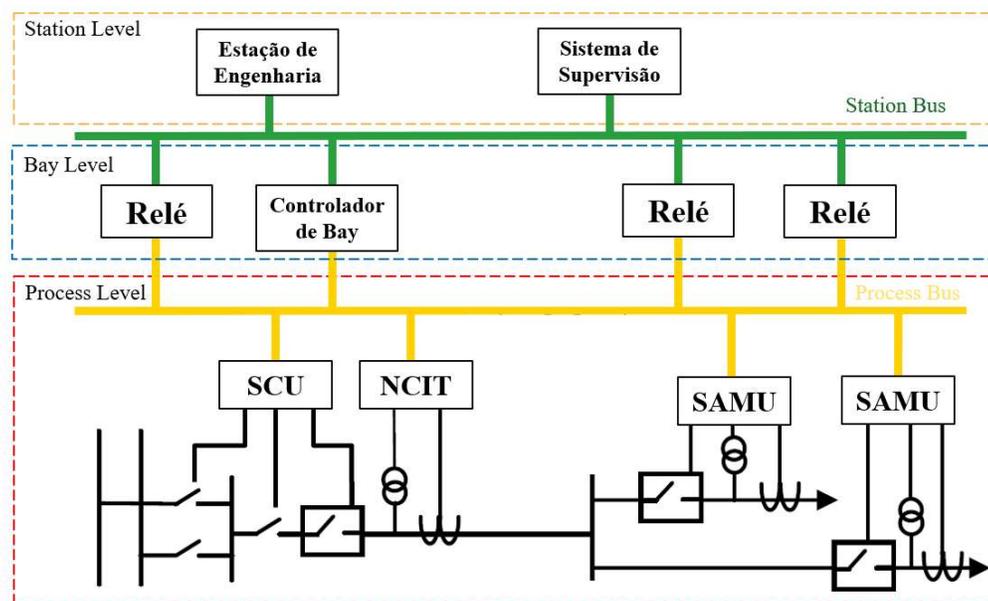


Fonte: Adaptado de International Electrotechnical Commission - IEC (2010).

De acordo com a IEC 61850 uma subestação é dividida em 3 níveis, *Station Level*, *Bay Level* e *Process Level*. O nível de supervisão (*Station Level*) é composto pelos dispositivos de monitoramento e armazenamento de dados, operação local e interface de comunicação com centros de operação remotos e outras subestações. Os dispositivos do *Station Level* são, na sua maioria, computadores industriais de alta capacidade de armazenamento e processamento juntamente com os equipamentos de gerenciamento de rede e telecomunicações, localizados dentro de uma sala com ambiente controlado denominada casa de comando, para garantir a conservação e boa operação dos equipamentos. O nível de vão (*Bay Level*) é composto por dispositivos de proteção, medição e controle, são eles: relés de proteção, controladores de vão, medidores e registradores oscilográficos. Esses dispositivos podem estar instalados em painéis dentro da casa de comandos ou em painéis externos no pátio da subestação, de acordo com o padrão adotado pela companhia elétrica. Por último, o nível processos (*Process Level*) é composto pelos sensores e dispositivos primários da subestação, como transformadores de corrente (TC), transformadores de potencial (TP), disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de potência e seus sensores (temperatura, nível, pressão). Esses equipamentos e sua instrumentação estão localizados no pátio da subestação, e é aqui onde é definido se uma subestação é automatizada ou digitalizada. A Figura 2 apresenta os 3 níveis de processo de uma subestação.

A maior parte das subestações tem hoje o seu sistema automatizado, e os protocolos de comunicação da norma IEC 61860 como o *Manufacturing Message Specification* (MMS) em comunicações cliente/servidor e o *Generic Object Oriented Substation Event* (GOOSE) comunicação *multicast* já são considerados o padrão para o SAS das principais companhias elétricas. No entanto, a principal característica necessária para que um SAS seja considerado digitalizado (DSAS) é a existência de dois barramentos de comunicação, o *Station Bus* (SB) e *Process Bus* (PB) (PAULO, 2019), representados na Figura 2 em verde e amarelo, respectivamente.

Figura 2 - Diagrama dos níveis de processo de uma subestação, conforme a IEC 61850.



Fonte: Autoria própria (2021).

O SB está presente em toda subestação automatizada, é a rede de comunicação que conecta os IEDs do *Bay Level* e a supervisão local da subestação no *Station Level*. O PB é a rede de comunicação que substitui o cabeamento de cobre entre os equipamentos primários do *Process Level* e os equipamentos de proteção e controle do *Bay Level*, que são principalmente sinalizações de estados e medições analógicas como tensões e correntes. O PB é a principal característica do DSAS. Para tornar possível a substituição do cabeamento de cobre por uma *Local Area Network* (LAN), MU são introduzidas ao sistema. A MU realiza a medição dos valores analógicos secundários de tensão e corrente e os publica no PB em padrão *Ethernet* de acordo com o protocolo IEC61850-9-2 *Sampled Values* (SV) (GARCÍA, 2016; WEISS, 2011; IEC 61850-9-2, 2011).

As MU embutidas em NCIT como TC e TP óticos são chamadas de *Embedded Merging Units* (EMU), e as que são eletricamente conectadas ao enrolamento secundário de instrumentos de transformação convencionais (CIT), são chamadas de *Stand Alone Merging Units* (SAMU) (MEKKANEN, 2014). Além disso, uma MU pode contar com entradas e saídas digitais para receber e transmitir os sinais discretos e publicá-los na rede via protocolo GOOSE, incluindo os estados, alarmes e disparos.

Além do surgimento das MU, em uma aplicação digital os relés de proteção sofrem modificações em sua arquitetura de hardware em relação aos relés convencionais. Para ser capaz de subscrever os pacotes SV proveniente das MU, os relés de PB contam com uma interface de comunicação *Ethernet* no lugar das convencionais entradas analógicas de tensão e corrente. Além dos protocolos da norma IEC61850, as interfaces PB dos IED fisicamente conectados à rede PB. Também devem ser compatíveis com outras normas e tecnologias de acordo com cada aplicação, por exemplo, padrões de gerenciamento de rede e segurança cibernética (IEC62443-2-4) (DOLEZILEK, 2019).

No DSAS todos os dados de tempo real trafegam por uma LAN. Isso significa que uma perda do enlace de rede por poucos milissegundos pode representar problemas graves para funcionamento do sistema de proteção. Para garantir a confiabilidade e a disponibilidade do sistema, o PB também deve contar com uma sincronização de tempo precisa e uma redundância de rede sem perdas, como *Parallel Redundancy Protocol* (PRP) ou *Highly-availability seamless redundancy* (HSR) (IEC 62439-3, 2016).

O escopo da norma IEC61850-9-2 abrange o perfil do protocolo e define a estrutura de dados SV, mas não define aspectos como amostragem, tratamento ou publicação de dados. Por esse motivo, em 2004, o UCAIug lançou o guia de aplicação IEC61850-9-2LE (9-2LE) (IEC 61850-9-2LE, 2004). O objetivo do 9-2LE foi facilitar a introdução de aplicações PB no mercado, descrevendo como implementar as interfaces de comunicação digital para os instrumentos de transformação de baixa potência (LPIT) de acordo com as normas IEC61850-9-2 e IEC 60044-7/8 (GRASSET, 2018). No entanto, o 9-2LE não levava em consideração alguns aspectos e tecnologias emergentes em relação as aplicações de PB, como enlaces de rede Gigabit *Ethernet* e sincronização de tempo *Ethernet Precision Time Protocol* (PTP) (IEEE 1588, 2008).

Em 2016, a IEC publicou a norma IEC61869-9 (869-9) (IEC 61869-9, 2016), que substitui o 9-2LE como norma de PB. Ela define os requisitos de comunicações digitais para instrumentos de transformação de acordo com a IEC61850 e preenchendo as lacunas conhecidas no 9-2LE, além de adicionar novos recursos (SKENDZIC, 2017). O lançamento do IEC61869-9

tornou o guia de aplicação da UCAIug oficialmente obsoleto. No entanto, até o momento, nem todos os fabricantes possuem equipamentos compatíveis com a nova norma. Sendo assim, o guia 9-2LE ainda é considerado o "padrão" para algumas *companhias elétricas*.

Como em toda solução tecnológica emergente, é normal surgirem aspectos práticos outrora desconhecidos não considerados nas normas internacionais. Por esse motivo, a comunidade internacional e os comitês técnicos trabalham constantemente para identificar esses pontos e realizarem guias de implementação, atualizações nas normas e nos dispositivos do mercado. A atualização constante de tecnologias e normas pode impactar na completa compreensão e implicações de suas implementações práticas. Logo, esse tema é objeto de estudos acadêmicos e práticos com o objetivo de solidificar a compreensão desses conceitos. Muitas vezes os usuários iniciam projetos de PB considerando o nível de inovação e redução de custos, porém com pouco entendimento sobre possíveis implicações práticas no seu sistema de potência.

Em (JUNIOR, 2019), os autores avaliam o desempenho do PTP quando aplicado à medição e controle. Contudo, não é possível avaliar os possíveis impactos de implementação do hardware e imprecisões do processamento local de dados, pois os IEDs utilizados foram todos simulados pela mesma ferramenta. Em (CHASE, 2019), o autor considera o guia de aplicação 9-2LE para analisar o desempenho da proteção da linha PB e os efeitos da perda de pacotes Ethernet sobre a proteção. Além disso, usando uma similar arquitetura de teste, em (JURII, 2018), o autor encontra o um deslocamento de fase aproximadamente de mesma ordem que o apresentado nesse trabalho, mesmo utilizando MU e relé de mesmo fabricante. No entanto, não é realizada uma análise detalhada da causa raiz por considerar que o relé deve utilizar a estampa de tempo da MU. Este trabalho apresenta um estudo de aplicação considerando as duas normas de PB, que visa identificar e quantificar impactos da implantação das MU e relés PB no sistema de proteção em relação ao sistema de proteção convencional. Os autores utilizaram ferramentas e hardwares familiares - para engenheiros de proteção - para avaliar os impactos no sistema de proteção sem as simplificações comuns relatadas na literatura.

Os resultados apresentados neste estudo são provenientes de uma bancada de testes que inclui IEDs comerciais, MUs, *Grand Master Clock*, *Global Navigation Satellite System* (GNSS), *Ethernet* switch e um equipamento de teste hexafase para executar os quatro estudos de caso. Os quatro casos foram cuidadosamente selecionados para avaliar métricas críticas para o desempenho do sistema de proteção, como magnitude e fase do sinal, espectro de frequência, resposta transitória e tempo de disparo dos algoritmos de proteção. As principais contribuições deste trabalho consistem na metodologia aplicada, aspectos de implementação de hardware fora do escopo das normas e valores nítidos para cada métrica observada. Os resultados apresentados auxiliam a avaliação assertiva sobre o uso e os desafios relacionados ao PB e possíveis impactos em cada tipo de aplicação ou sistema.

1.1 OBJETIVOS

Esta pesquisa tem o objetivo de clarificar aspectos práticos na implementação de sistemas de proteção utilizando relés com *hardware Process Bus* e *Stand Alone Merging Units* e possíveis implicações no desempenho da proteção que não são consideradas pelas normas internacionais.

1.1.1 Objetivo Geral

Analisar o desempenho das tecnologias de *Process Bus* como *Merging Unit* e Relé de proteção, assim como realizar um comparativo entre uma solução digital, e a solução automatizada convencional, utilizando simulações de *software*, dados de campo e equipamentos comerciais, e de acordo com as diretrizes e as normas internacionais.

1.1.2 Objetivos específicos

Além do objetivo principal, esse trabalho tem como objetivos específicos:

- Implementar um sistema de *Process Bus* para testes, utilizando relés digitais, *Merging Unit* e *softwares* para a análise entre a aplicações de acordo com o IEC61850-9-2LE e IEC61869-9;
- Analisar possíveis impactos da digitalização na medição dos sinais em um relé com *Process Bus*, em relação a amplitude e frequência, utilizando dados reais e simulação de *software*;
- Analisar possíveis impactos da digitalização na medição dos sinais em um relé com *Process Bus*, em relação ao tempo, utilizando dados reais e simulação de *software*;
- Realizar um comparativo de tempo de resposta entre um relé microprocessado convencional e um com *Sampled Values* em uma linha de transmissão real;

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

O Capítulo 2 apresenta os principais conceitos e normas utilizados em aplicações de PB, iniciando com as definições de subestação, seguido pela definição dos principais IEDs, protocolo SV, arquitetura de rede e sincronismo. O Capítulo 3 apresenta os materiais e métodos, incluindo os estudos de caso, arquitetura da bancada de testes, seguidos dos resultados das análises de magnitude, frequência e tempos de disparo da proteção. O Capítulo 4 apresenta uma discussão sobre os resultados e seus impactos nas aplicações do sistema de energia. As conclusões são apresentadas no Capítulo 5, revelando evidências e considerações para aplicações de PB

relacionadas aos experimentos aqui demonstrados, assim como, a apresentação de sugestões de trabalhos futuros e publicações provenientes desta Dissertação.

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Neste capítulo serão descritos os conceitos básicos para o desenvolvimento de uma aplicação de subestação digital. Os conceitos apresentados serão referentes a definição de subestações convencionais e digitais e suas tecnologias relacionadas, como, por exemplo, TCs e TPs, MU, proteções de linha, sincronismo de tempo e redes industriais.

2.1 SUBESTAÇÃO CONVENCIONAL

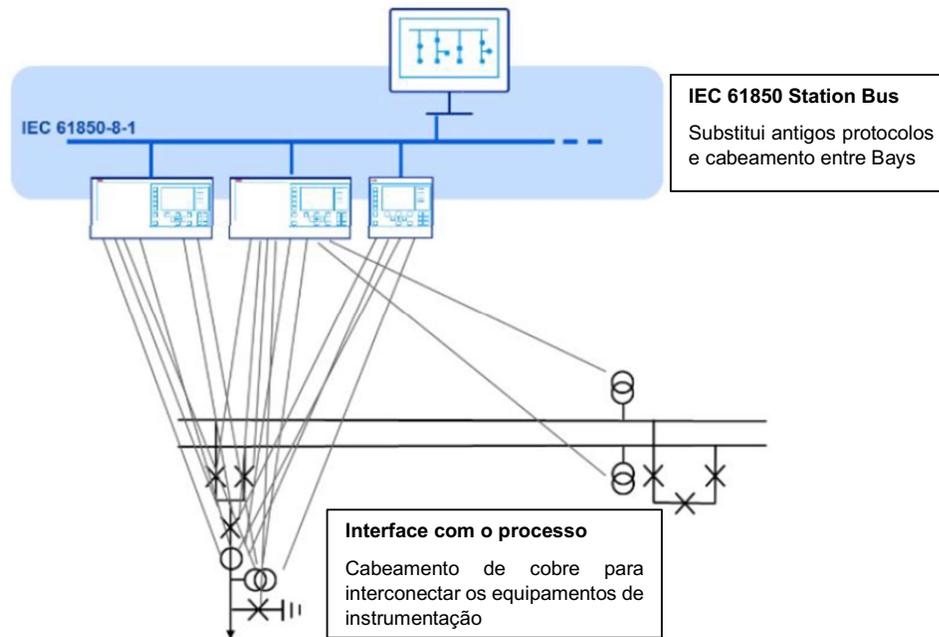
Uma subestação pode ser definida como um conjunto de equipamentos com alta capacidade elétrica que podem ser utilizados para controlar, seccionar, transportar ou transformar grandezas elétricas ao longo do sistema elétrico de potência. Duailibe (1999) define que:

Uma subestação (SE) é um conjunto de equipamentos de manobra e/ou transformação e ainda, eventualmente, de compensação de reativos. É usada para dirigir o fluxo de energia em sistemas de potência e possibilitar a sua diversificação pelas rotas alternativas, possuindo dispositivos de proteção capazes de detectar os diferentes tipos de faltas que ocorrem no sistema e de isolar os trechos em que essas faltas ocorrem. (DUAILIBE, 1999, p. 4)

Em relação às funções desempenhadas pelas subestações no sistema elétrico, Muzy (2012) define que: “[...] funciona como ponto de controle e transferência em um sistema de transmissão elétrica, direcionando e controlando o fluxo energético, transformando os níveis de tensão e funcionando como pontos de entrega para consumidores industriais”. (MUZY, 2012, p. 4)

Para que os dispositivos de proteção e controle sejam capazes de realizar a correta identificação das falhas e em qual trecho do circuito isso ocorreu, eles dependem da sinalização de medição e de estado provenientes dos equipamentos de instrumentação de campo (COVRE, 2011). Em uma subestação convencional são utilizados instrumentos de transformação convencionais (CIT) para os sinais de medição e diversos tipos de chaveamento eletromecânicos para os sinais de estado. A conexão entre os equipamentos de campo e os IEDs é feita por cabeamento de cobre, pois os sinais são elétricos. Como apresentado na Figura 3, nenhum protocolo de comunicação é utilizado ou gerenciamento de dados é realizado nesse nível. Todo processamento de sinal/conversão AD é realizado pelos IEDs no nível do *Bay*.

Figura 3 - *Layout* de uma subestação convencional.



Fonte: Protection and control system impacts from the digital world - IEEE (2017).

2.1.1 Instrumentação Convencional

O sistema de instrumentação convencional de uma subestação consiste em diversos dispositivos projetados para coletarem sinais que necessitam de um constante monitoramento para que o perfeito funcionamento do sistema seja possível, por exemplo, tensão elétrica, corrente elétrica, estado de disjuntores e chaves seccionadoras.

2.1.1.1 Transformadores de corrente convencionais

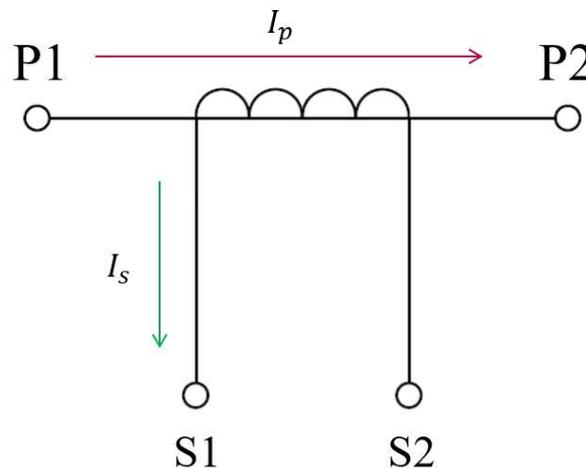
O transformador de corrente é um instrumento no qual a corrente secundária, em condições normais de uso, é substancialmente proporcional à corrente primária e a fase difere por um ângulo que é aproximadamente zero para uma direção apropriada das conexões (IEC-61869, 1986).

De acordo com Rian (2017), os transformadores de corrente convencionais (CCT) ajustam as correntes do circuito de potência primário para um nível seguro e prático para usar como entrada para dispositivos de proteção, controle e medição e criar uma isolação galvânica entre o circuito de energia primária e os dispositivos secundários. Os CCTs devem possuir uma corrente secundária nominal padrão de 1 A ou 5 A, conforme definido na IEC 61869-2 (2012). A Figura 4 apresenta uma representação do princípio básico de funcionamento de um CCT. A seta

vermelha representa o sentido do fluxo da corrente de primário I_p entrando pelo terminal P1 e saindo pelo terminal P2 do CCT, e a seta verde representa o sentido do fluxo da corrente de secundário I_s induzida no sentido inverso ao fluxo primário saindo por S1. O valor de I_s é dado pela Equação (1), onde N_p representa a quantidade de espiras no enrolamento primário e N_s a quantidade de espiras no enrolamento secundário.

$$I_s = (I_p) \frac{N_p}{N_s} \quad (1)$$

Figura 4 - Representação de um transformador de corrente.



Fonte: Autoria própria (2021).

2.1.1.2 Transformadores de potencial convencionais

O transformador de potencial é um instrumento de transformação, no qual a tensão secundária, em condições normais de uso, é substancialmente proporcional à tensão primária. A fase se difere por um ângulo, que é aproximadamente zero para uma direção apropriada das conexões (IEC, 1986).

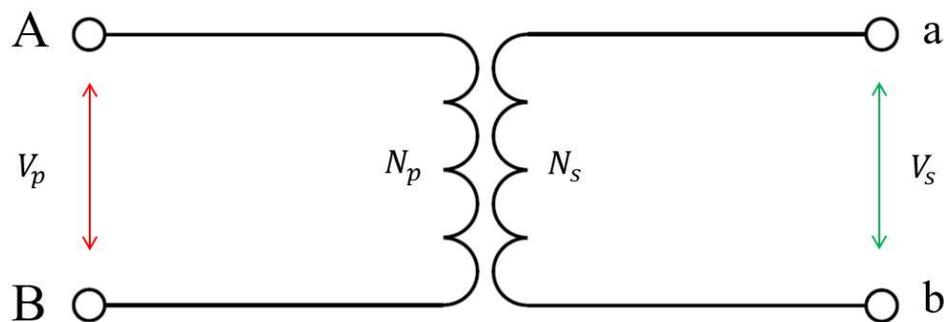
Assim como os CCT, os transformadores de potencial convencionais (CVT) ajustam os níveis de tensão primários para os níveis menores, fazendo o isolamento do circuito principal e os dispositivos de medição e proteção. Diferente dos CCTs, a norma IEC 61869-3 define que os CVT têm o seu nível de tensão secundária, de acordo com o padrão usado no local em que está instalado.

A faixa de tensão secundária deve ser escolhida de acordo com o padrão utilizado no local em que o transformador vai ser utilizado (IEC 61869-3, 2011). A Figura 5 apresenta uma representação do princípio de funcionamento de um CVT, onde V_p representa a diferença de potencial entre os terminais A e B sinalizada com a seta vermelha, V_s representa a diferença de

potencial nos terminais secundários a e b. A relação entre o potencial primário e secundário é apresentada pela Equação (2), onde N_p é o número de espiras no terminal primário e N_s representa o número de espiras no secundário.

$$\frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s} \quad (2)$$

Figura 5 - Representação de um transformador de potencial.



Fonte: Autoria própria (2021).

Apesar da grande maioria das SE serem operadas de maneira convencional, as SE digitais estão surgindo como uma solução oportuna para atender novas demandas, permitindo comissionamentos rápidos, tomadas de decisões mais assertivas, operação e manutenção simples e segura conforme apresentado na Seção 2.2.

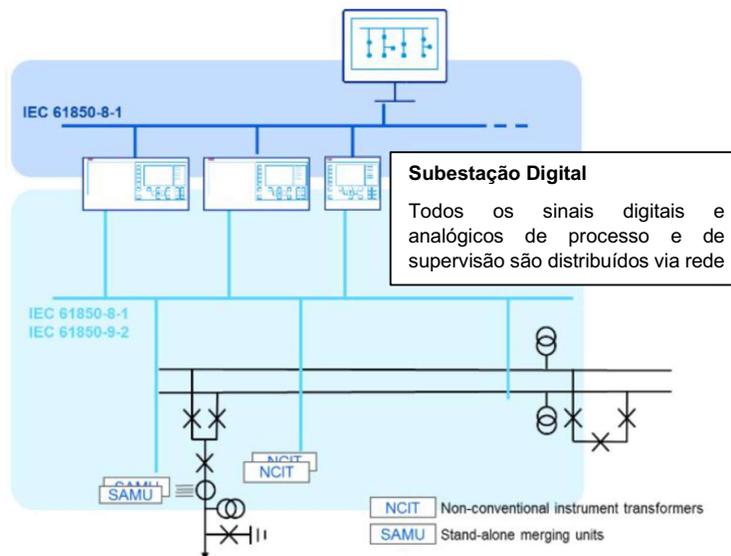
2.2 SUBESTAÇÃO DIGITAL

Uma subestação digital baseada na IEC 61850 é uma subestação em que todas as interfaces entre os equipamentos primários da subestação e os dispositivos de proteção, automação, controle, monitoramento e registro pertencem a uma rede local (LAN), utilizando os modelos e serviços definidos pela norma adequada (APOSTOLOV, 2017).

Na subestação digital, todo cabeamento proveniente do pátio da subestação é substituído por uma infraestrutura de rede com fibra ótica e *switches* gerenciáveis. Os sinais de saída analógicos provenientes de CITs ou de NCITs são amostrados por uma MU, que os disponibilizam na rede, utilizando o protocolo SV. As sinalizações de estados são conectadas a módulos chamados unidade de controle para dispositivos seccionadores (SCU), que são instalados junto dos equipamentos de campo e disponibilizam os sinais na rede, utilizando o protocolo GOOSE. Essa

rede, por sua vez, é chamada de PB. A Figura 6 apresenta a topologia de uma subestação considerada digital.

Figura 6 - Layout de uma subestação digital.



Fonte: Protection and control system impacts from the digital world - IEEE (2017).

2.2.1 Equipamentos de transformação não convencional

Devido à forma de instrumentação baseada nos fenômenos físicos prioritariamente óticos, os NCIT's ainda são pouco utilizados. Porém, a popularização da norma IEC61850 viabiliza o uso de NCIT's, que possuem sinais de saída digitais, de acordo com as normas IEC 61850 9-2 LE e IEC 61869-9 em subestações que possuem aplicações de PB (WEISS, Stephan, 2011). O princípio de funcionamento dos medidores de tensão e corrente óticos são apresentados a seguir.

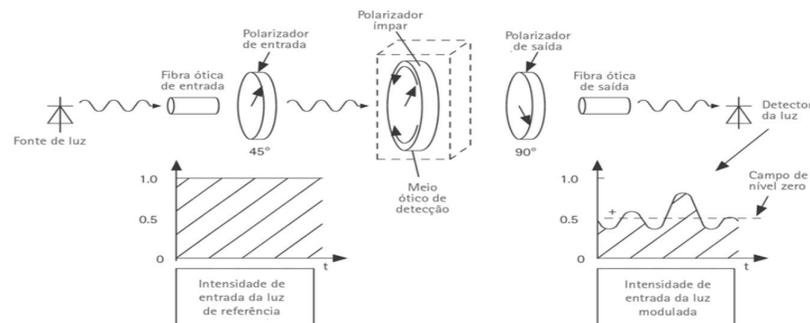
2.2.1.1 Transformador de potencial ótico (OVT) e transformador de corrente ótico (OCT)

De acordo com Rush (2011), alguns materiais utilizados nos meios de detecção óticos (vidros, cristais, plásticos) mostram uma sensibilidade para os campos elétricos e magnéticos e fazem com que algumas propriedades de um feixe luminoso de sondagem sejam alteradas ao passarem por eles (COLOMBO, 1991).

Os instrumentos de transformação convencionais possuem núcleos magnéticos e realizam a transformação dos valores primários em valores secundários, baseados na quantidade de espiras dos enrolamentos. Os OCT's e OVT's majoritariamente são constituídos por um emissor e detector

luminoso, polarizadores fixos e um polarizador variável, como apresentado na Figura 7. O polarizador variável indicado como polarizador ímpar é feito de um material com propriedades isotrópicas sensíveis ao campo magnético e fica posicionado entre 2 polarizadores fixos identificados como polarizador de entrada e polarizador de saída, com os eixos de polarização defasados 45° entre si, fazendo com que o feixe luminoso que é emitido pela fibra ótica que passa pelos filtros tenha 50 % da intensidade luminosa original após passar pelos polarizadores em campo magnético 0.

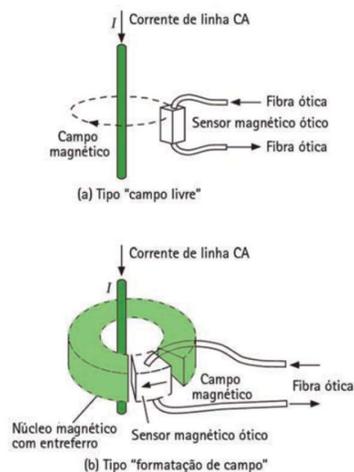
Figura 7 - Representação esquemática dos conceitos existentes no sensor ótico de variação de campos elétrico e magnéticos.



Fonte: Adaptado de Proteção e Automação de Redes - RUSH, Peter (2011).

Sendo assim, conhecendo a intensidade luminosa de entrada e a resposta de efeito Faraday do filtro variável (OLIVEIRA, 2016), é possível realizar a medição do campo. Para a detecção de corrente, o sensor ótico pode ser posicionado livremente no campo magnético ou pode ser fixado no entreferro, como apresentado na Figura 8.

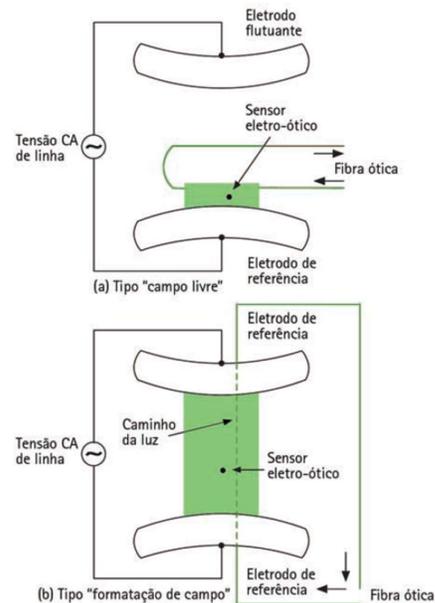
Figura 8 - Sensor de corrente ótico baseado nas propriedades magnéticas de materiais óticos.



Fonte: Adaptado de Proteção e Automação de Redes - RUSH, Peter (2011).

As mesmas possibilidades podem ser aplicadas para a detecção de tensão, utilizando materiais sensíveis ao campo elétrico, como apresentado na Figura 9. Isso torna os NCITs ainda mais interessantes, tendo em vista que é possível combinar a medição de tensão e corrente em um mesmo dispositivo e que a potência do circuito principal não tenha influência considerável no tamanho do sensor, reduzindo o custo significativamente (OLIVEIRA, 2019).

Figura 9 - Sensor de corrente ótico baseado nas propriedades magnéticas de materiais.



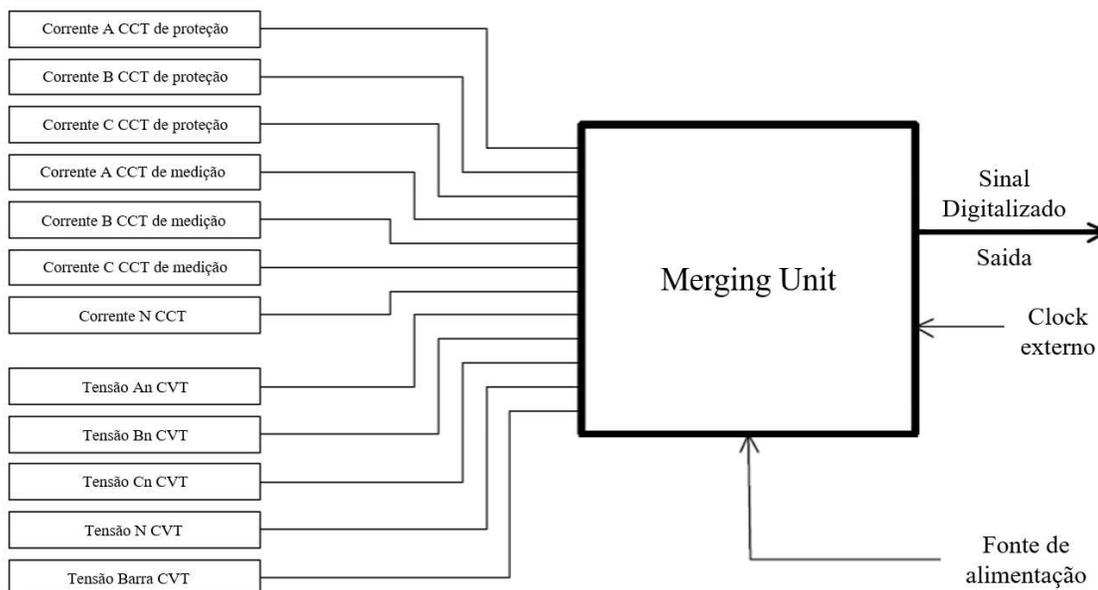
Fonte: Adaptado de Proteção e Automação de Redes - RUSH, Peter (2011).

2.2.2 Merging Units

De acordo com o conjunto de normas IEC 61869, uma MU pode ser descrita como o dispositivo físico, responsável por realizar todo processamento (amostragem, conversão AD, ajuste de escala e formatação de dados), necessário para produzir um fluxo de saída de dados coerente no tempo, respeitando a norma (IEC 61689-9, 2016).

A Figura 10 apresenta um diagrama de blocos, que representa o funcionamento básico de uma MU. Na imagem são apresentados vários sinais analógicos provenientes dos CITs entrando no dispositivo com função de MU que os compila em um fluxo de saída digital sincronizado com o *clock* externo.

Figura 10 - Diagrama de funcionamento de uma Merging Unit.



Fonte: Adaptado de International Electrotechnical Commission - IEC (2016).

As MUs podem ser dispositivos fisicamente integrados aos NCIT, chamados de EMU ou podem ser do tipo SAMU, que são equipamentos que contam com entradas analógicas de tensão e corrente. Isso permite a utilização de CITs em uma aplicação digital. O princípio de funcionamento da SAMU ocorre da seguinte maneira: as entradas analógicas são conectadas aos enrolamentos secundários dos CITs, que já possuem os sinais de saída ajustados em um nível adequado para o circuito de entrada da SAMU. Os valores analógicos de entrada seguem por um filtro *anti-aliasing* e depois passam pelo processo de amostragem e conversão AD do sinal.

Após a conversão, o sinal passa por um filtro digital, utilizado para corrigir eventuais não-linearidades que possam ter sido causadas pelo processo de aquisição. Por último, o sinal sofre uma reamostragem, a fim de garantir a correta taxa de amostras, de acordo com a norma IEC61869-9 ou o guia de aplicação IEC61850-9-2LE (RIAN, 2017).

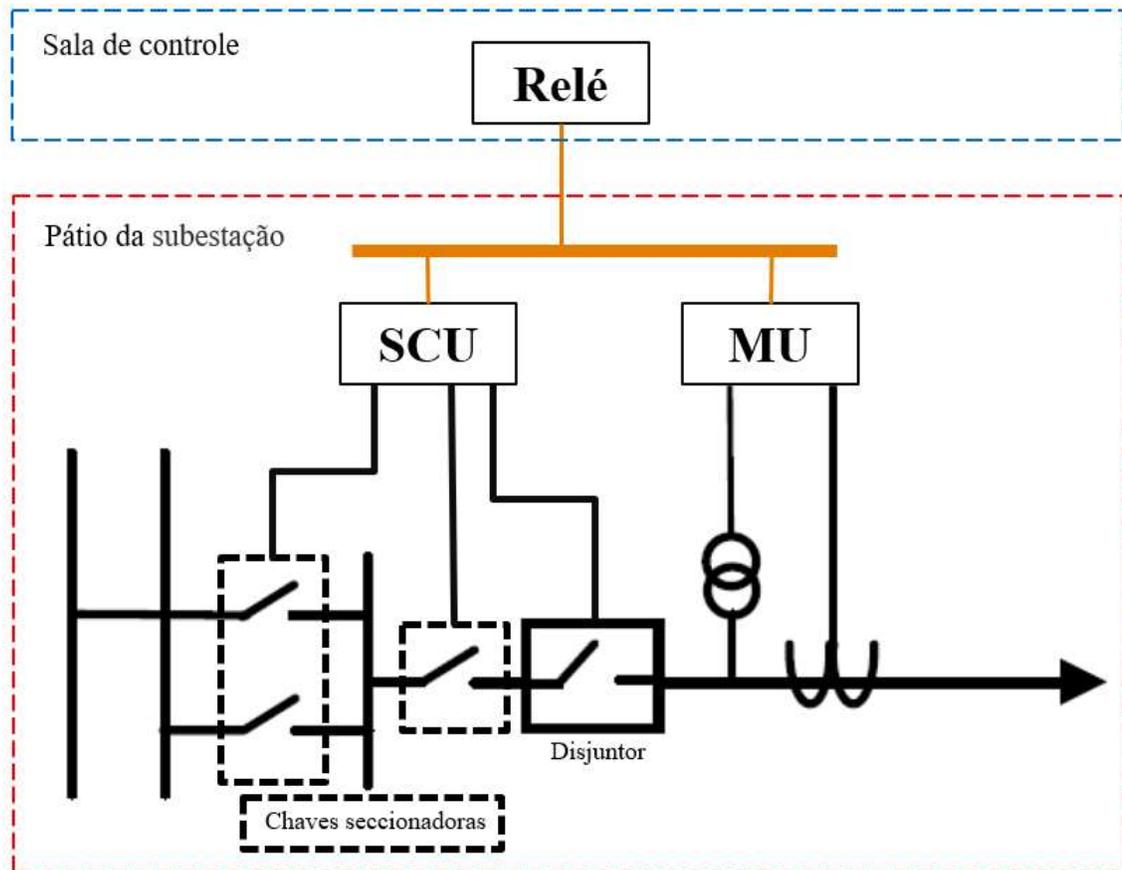
2.2.3 Unidade de controle para dispositivos seccionadores

Além da supervisão das grandezas analógicas, em uma subestação digital, a supervisão de estados discretos também precisa ser digitalizada e integrada ao PB. O monitoramento de estado e os comandos remotos dos disjuntores, chaves seccionadoras e até mesmo o transformador de potência são integrados ao barramento de processos por dispositivos chamados de SCU. O SCU, assim como a SAMU, é uma interface para os dispositivos convencionais e o PB (APOSTOLOV, 2017).

Como apresentado na Figura 11, o SCU é preferencialmente instalado dentro do painel de controle dos equipamentos do pátio da subestação representado pela área tracejada em

vermelho, e possui uma interface de entradas e saídas digitais convencionais representados pelas conexões diretas entre o SCU e chaves e disjuntor. O barramento laranja representa as interfaces LAN óticas conectadas ao PB que levam os sinais do SCU e MU para o relé de proteção, que está localizado na sala de controle representada pela área tracejada em azul. A interface I/O recebe as sinalizações elétricas dos dispositivos e as publica, na PB, como mensagens GOOSE, de acordo com a norma IEC 61850-8-1, pela interface de rede, para que possam ser recebidas pelos IED. O mesmo acontece para os comandos remotos, pois o IED publica o comando via GOOSE e a SCU aciona uma saída digital elétrica conectada ao dispositivo.

Figura 11 - Arquitetura de instalação de um SCU.



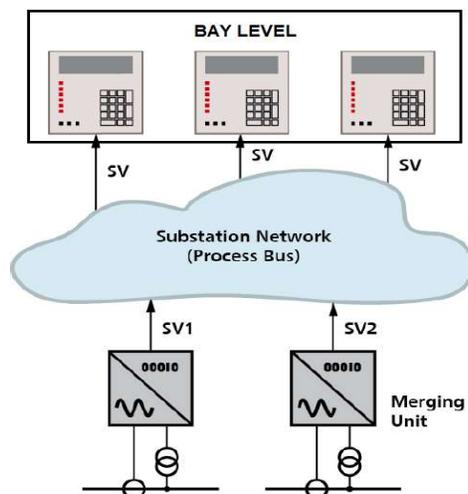
Fonte: Autoria própria (2021).

2.2.4 Conceitos de redes para *Process Bus*

A rede PB é a LAN responsável pelo tráfego de dados entre os dispositivos primários de uma subestação digital e os dispositivos em nível de *Bay*. A Figura 12 apresenta um fluxo SV de entrada proveniente duas MU sendo gerenciado pelos dispositivos de rede PB e distribuídos para três relés de proteção no nível de *Bay*. Tal rede também pode ser descrita como a principal

responsável pela substituição do método de instrumentação convencional, que usa grande quantidade de cabeamento de cobre, por uma infraestrutura de rede utilizando poucos cabos de fibra ótica.

Figura 12 - SAMU disparando mensagens SV na Process Bus.



Fonte: Adaptado de Sampled Values provide many benefits for the power systems of tomorrow– OMICRON electronics GmbH (2012).

O tráfego de dados no PB é predominantemente de mensagens *Ethernet*, como GOOSE (IEC 61850-8-1) para comandos e estados, SV (IEC 61850-9-2) para grandezas analógicas e PTP (IEEE 1588/ IEC 61588) para sincronismo de tempo. Sendo assim, devido ao alto fluxo de mensagens *multicast* e pela criticidade das informações que trafegam pelo PB, é exigida uma alta confiabilidade e desempenho dos enlaces de rede. As mensagens SVs colocam uma considerável carga na rede PB. Portanto, a topologia e o gerenciamento do PB são especialmente importantes (STEINHAUSER, 2012). A Tabela 1 apresenta uma estimativa de tráfego *Ethernet* para cada tipo de mensagem em uma rede PB.

Tabela 1 - Estimativa de consumo de banda *Ethernet*.

Norma	Variante	Tamanho do Pacote (bytes)	Consumo de banda (Mbit/s)
9-2LE, 50 Hz	F4000S1I4U4	150	4,8
	F12800S8I4U4	805	10,304
9-2LE, 60 Hz	F4800S1I4U4	150	5,76
	F15360S8I4U4	805	123,648
61869-9	F4800S2I4U4	245	4,704
	F14400S6I4U4	619	118,848
	F4800S2I1U0 (ou F4800S2I0U1)	131	25,152
	F4800S2I3U0 (ou F4800S2I0U3)	163	31,296
GOOSE	8 mensagens com 10 binários que mudar de estado uma vez por segundo	235	0,075
PTP	Para cada sync inclui um announce, peer delay request e peer delay response	120	0,004

Fonte: Autoria própria (2021).

As maiores preocupações em utilizar redes *Ethernet* para processos críticos são relacionadas à segurança cibernética, latência e perda de pacotes. Para mitigar esses problemas, as normas relacionadas às redes e aos protocolos *Ethernet* para sistemas de automação de companhias elétricas (PUAS) descrevem medidas que devem ser implementadas para eliminar esses tipos de problemas, como, por exemplo, retransmissões de pacotes e topologias com redundância e protocolos de gerenciamento de rede, além da necessidade de uma correta configuração e segmentação da rede.

2.2.5 Topologias de rede

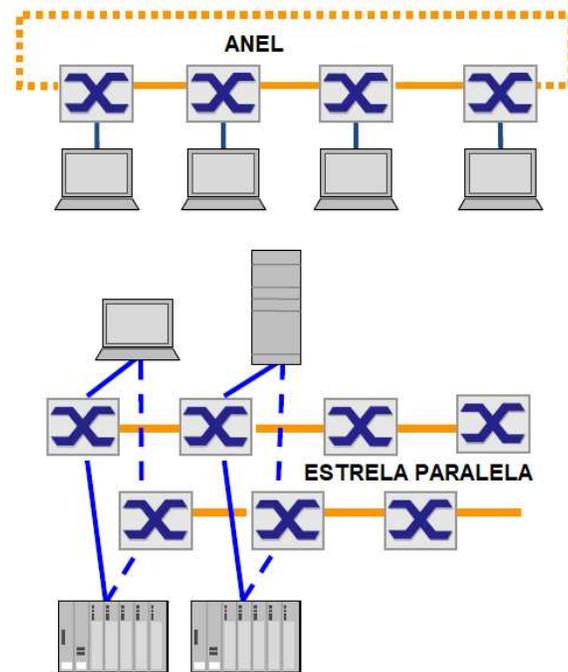
A topologia de rede é a disposição física dos canais de comunicação entre os dispositivos que fazem parte de uma rede como *switch*, relés e GNSS. A topologia de rede é a principal responsável pela disponibilidade da rede para o tráfego de dados, ou seja, é o caminho que um pacote de dados vai percorrer, da sua origem até chegar ao dispositivo ao qual está endereçado.

Uma topologia de rede pode ter o princípio de funcionamento ponto a ponto, centralizado ou redundante. Em uma topologia ponto a ponto, os dispositivos são conectados diretamente um ao outro, por apenas um enlace físico por equipamento.

Para aplicações críticas, como PB, a topologia de rede deve possuir uma alta disponibilidade de banda, redundância e baixo tempo de reestabelecimento de enlace em caso de falhas. Os enlaces óticos dedicados garantem a banda necessária e a redundância se vê por

topologias físicas, que permitem caminhos alternativos para o fluxo de dados em casos de perda de enlace de rede. Na Figura 13 são apresentadas duas topologias redundantes utilizadas em aplicações industriais, que são conhecidas como anel e estrela paralela/estrela dupla (MACEDO, 2018).

Figura 13 - Topologias de rede redundante.



Fonte: Adaptado de Hirschmann Automation CT1 – Hirschmann Automation and Control GmbH (2012).

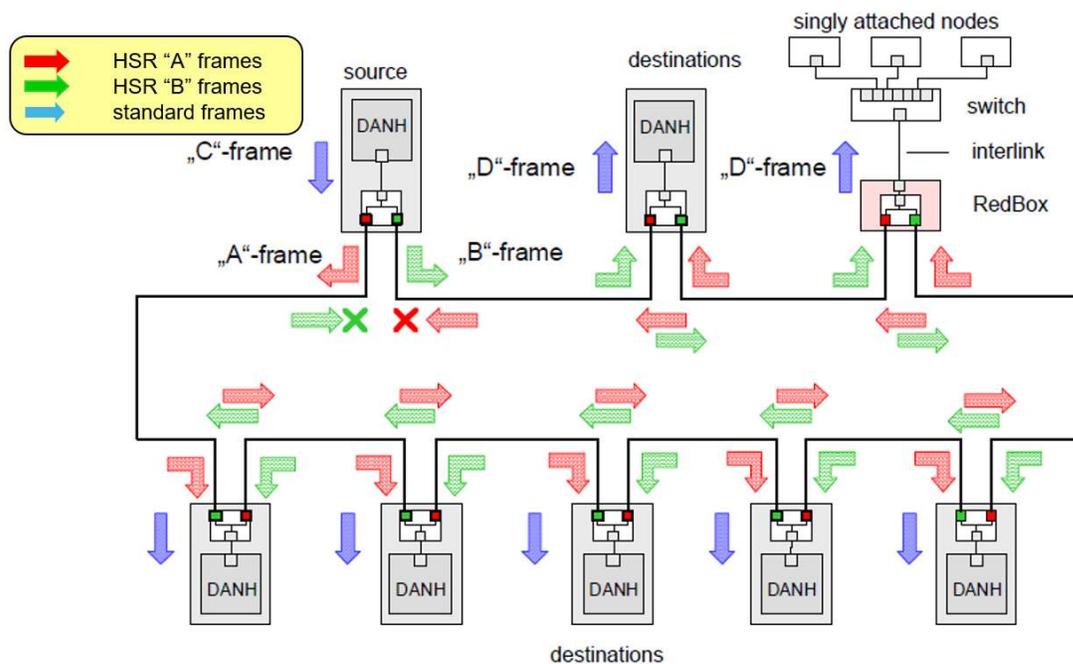
Diferente das não redundantes, as topologias com canais redundantes obrigatoriamente necessitam de protocolos de rede capazes de realizar o gerenciamento de rotas do fluxo de dados na rede, pois, devido ao duplo enlace, os dispositivos jogam informações duplicadas, que vão sendo retransmitidas até causarem uma avalanche de dados, que ocupa toda a banda e, conseqüentemente, trava todo fluxo de dados. Existem diversos protocolos de gerenciamento de rede como *Rapid Spanning Tree Protocol* (RSTP), PRP e HSR.

2.2.5.1 High availability seamless

O HSR é um protocolo de gerenciamento de rede desenvolvido para garantir a disponibilidade dos links de rede em aplicações críticas com topologia em anel. O HSR possui o seguinte princípio de funcionamento: o dispositivo envia a mesma mensagem pelas duas portas de comunicação simultaneamente, ou seja, por caminhos físicos distintos. Após, o envio da mensagem bloqueia o dispositivo e suas portas para o recebimento das mensagens enviadas, para

evitar que o mesmo dispositivo que enviou a mensagem a receba. O primeiro pacote que chegar ao dispositivo de destino é considerado e tem a informação processada, já o segundo pacote é descartado pelo dispositivo. Na Figura 14 é apresentado o princípio de funcionamento de uma rede HSR. O dispositivo *Double attached node HSR* (DANH) sinalizado como *source* envia um pacote Ethernet representado pela seta roxa (C-Frame). Ao passar pela interface HSR, o pacote é duplicado e enviado em sentidos opostos representados pelas setas vermelhas e verde (A Frame e B Frame). O primeiro pacote a chegar ao DANH de destino é decodificado e processado (D Frame). Ao chegar novamente ao dispositivo *source* os pacotes são descartados representados pelo X verde e vermelho.

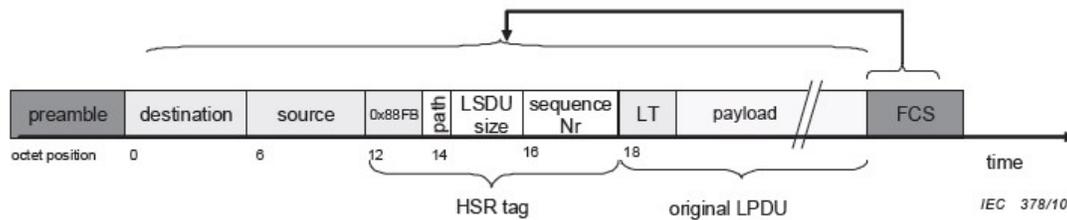
Figura 14 - Princípio de funcionamento de uma rede HSR.



Fonte: Adaptado de IEC 62439 PRP & HSR – Schneider Electric (2015).

Devido a sua arquitetura em anel, as aplicações com redes HSR possuem limitações em relação às quantidades de nós (dispositivos que fazem parte do anel), pois os canais de comunicação de todos os dispositivos carregam não apenas as próprias mensagens, como todas as mensagens que trafegam pela rede e isso faz com que se ocupe mais banda. Conforme apresentado na Figura 15, o pacote *Ethernet* provenientes de um dispositivo HSR possui um cabeçalho de protocolo na estrutura do pacote chamado de *HSR tag*. A seta para direita representa o sentido em que o pacote é decodificado por um dispositivo. Conforme apresentado na Figura 15, o *HSR tag* está posicionado antes do *original LPDU*, que é onde a informação transmitida no pacote está contida. Sendo assim, dispositivos que não possuem o protocolo implementado não são capazes de decodificar o cabeçalho e ter acesso a mensagem e, conseqüentemente, não podem fazer parte de um anel HSR.

Figura 15 - Estrutura de um frame *Ethernet* HSR.



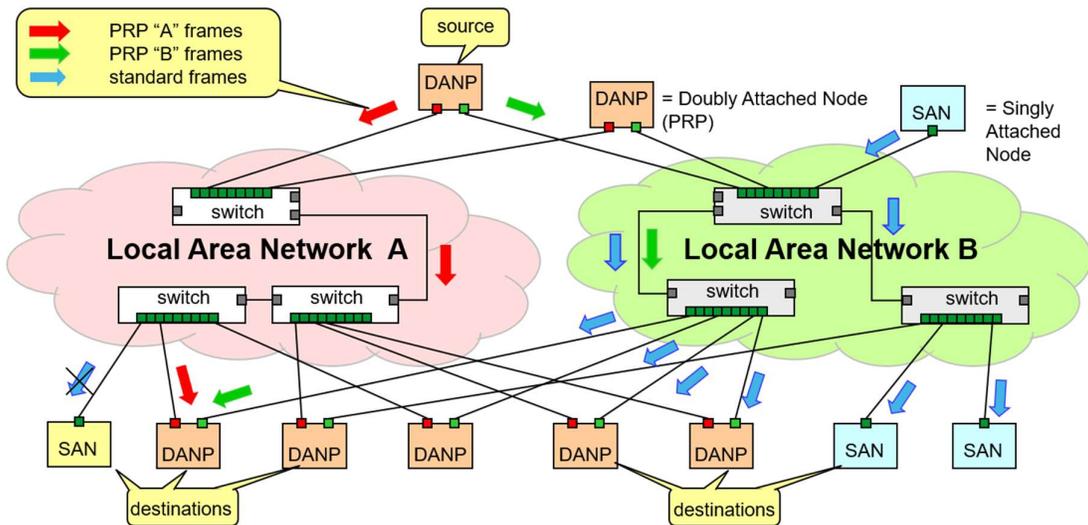
Fonte: Adaptado de IEC 62439 PRP & HSR – Schneider Electric (2015).

2.2.5.2 Parallel Redundancy Protocol

Diferentemente do HSR, o PRP é um protocolo de gerenciamento que foi desenvolvido para atender a uma maior variedade de topologias físicas, incluindo redes com dispositivos não redundantes. Isso é possível, devido ao seu princípio de funcionamento. Conforme apresentado na Figura 16, cada interface de comunicação de um dispositivo PRP *Double attached node PRP* (DANP) faz parte de uma LAN distinta (LAN A e LAN B) representadas pelas nuvens vermelha e verde respectivamente. Dessa forma, o dispositivo pode enviar o mesmo pacote *Ethernet* em duas redes diferentes, simultaneamente. As setas vermelhas representam os pacotes enviados pela LAN A enquanto as setas verdes representam os pacotes enviados pela LAN B. Assim como no HSR, a primeira mensagem recebida é utilizada e a segunda é descartada. Por terem suas portas em redes segregadas, os dispositivos PRP não transmitem informação de uma interface de comunicação para outra. Sendo assim, a redundância do PRP também só é válida para dispositivos PRP conectados, que também estejam conectados à LAN A e LAN B.

Dispositivos não redundantes, chamados de *single attached node* (SAN), conectados à LAN A não podem se comunicar com dispositivos que estejam conectados apenas à LAN B. As setas azuis na Figura 16 representam os pacotes enviados por um SAN conectado a LAN B e a sinalização com o X significa que o dispositivo SAN conectado a LAN A não é capaz de decodificar esse pacote. Essa segregação também garante que o consumo de banda da rede seja menor, tornando possível agregar muito mais dispositivos à topologia.

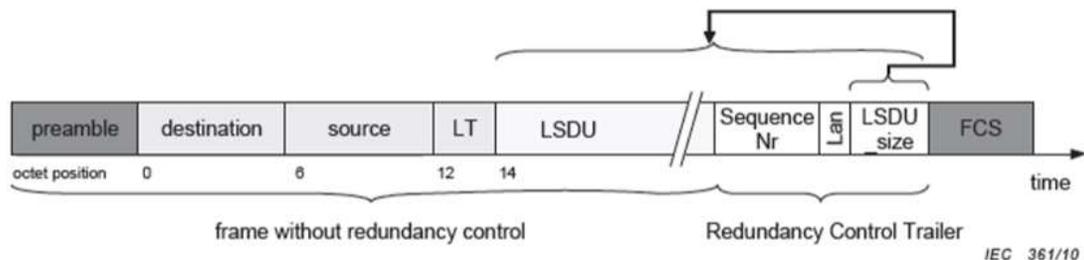
Figura 16 - Princípio de funcionamento de uma rede PRP.



Fonte: Adaptado de IEC 62439 PRP & HSR – Schneider Electric (2015).

Na Figura 17 é apresentado a etiqueta do protocolo PRP no pacote *Ethernet*. Diferentemente do HSR, que adiciona a etiqueta no início do pacote, o PRP adiciona a etiqueta no final do pacote conforme a área demarcada como *Redundancy Control Trailer*. Essa é a razão pela qual dispositivos sem a implementação do protocolo são capazes de decodificar o pacote PRP. Conforme apresentado na Figura 17, a decodificação do pacote é possível pois os dados estão contidos na parte demarcada como *frame without redundancy control*. O cabeçalho PRP possui as informações como número de sequência e LAN necessárias para que outro dispositivo PRP possa fazer o descarte ou não do pacote.

Figura 17 - Estrutura de um frame *Ethernet* PRP.



Fonte: Adaptado de IEC 62439 PRP & HSR – Schneider Electric (2015).

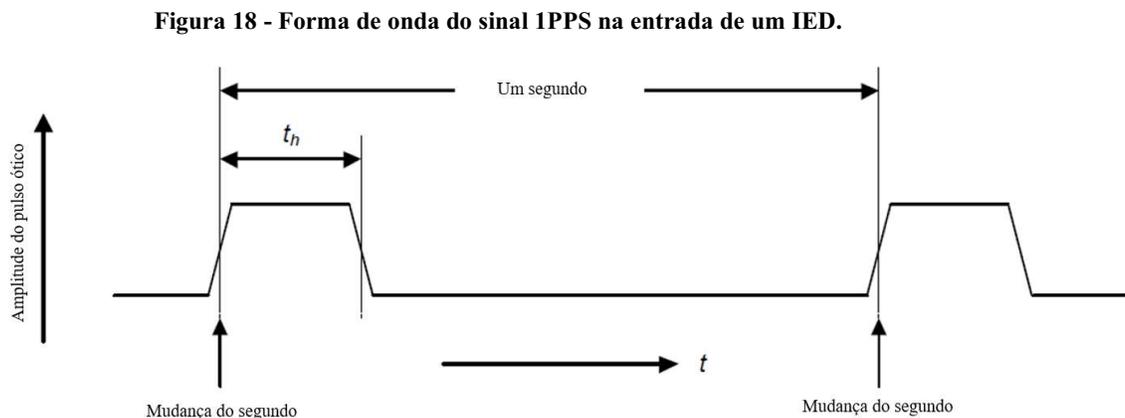
2.2.6 Sincronismo de tempo

O perfeito funcionamento das subestações digitais depende de uma atuação em conjunto de dispositivos, sensores e dados da rede. A correta identificação de perturbações e eventos no sistema elétrico de potência exige a máxima precisão de tempo possível. 1 ms de diferença entre dois registros de oscilografia do mesmo evento pode resultar em uma má interpretação, assim como um atraso no sincronismo entre duas MUs pode resultar em uma atuação errônea ou em uma não atuação da proteção. Por esse motivo, o fornecimento de sincronização precisa da hora é uma questão essencial para a operação estável e confiável da subestação (SON, 2019).

2.2.6.1 *Pulse Per Second*

O PPS é um método de sincronismo de tempo, que tem o princípio de funcionamento baseado em um trem de pulsos em uma frequência de 1 Hz por um meio físico elétrico ou por fibra ótica, que devido a sua menor latência permite a precisão necessária, mesmo com maiores distâncias entre os dispositivos (REN, 2013).

O PPS não carrega informações de tempo absoluto e os equipamentos sincronizados mudam o segundo do seu *clock*, de acordo com a borda de subida do pulso. Conforme apresentado na Figura 18, a mudança do segundo representa o início da borda de subida do pulso, que é o momento de sincronismo do *clock*, t_h representa o comprimento do pulso e t representa a frequência de 1 segundo entre as bordas de subida. O PPS não é um método de sincronismo que usa serviços *Ethernet*. Sendo assim, é necessária uma entrada física dedicada para o sinal.



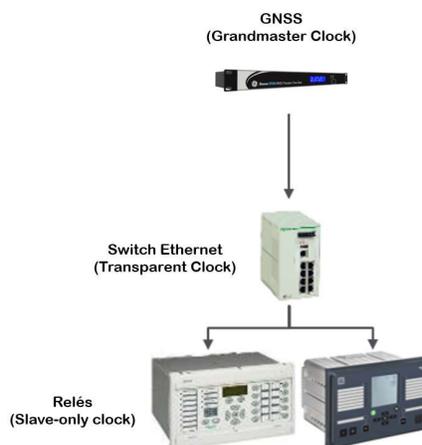
Fonte: Adaptado de International Electrotechnical Commission – IEC 61869-9 (2016).

2.2.6.2 Precision Time Protocol

Diferentemente do PPS, o PTP é um protocolo distribuído, que determina como os *clocks* de tempo real devem se sincronizar uns com os outros, dentro de uma rede *Ethernet*, ou seja, não existe a necessidade de uma interface dedicada aos equipamentos, podendo realizar o sincronismo pelas interfaces de comunicação conectadas ao PB ou até mesmo pelo SB. O PTP é capaz de garantir uma precisão de 1 microssegundo. Aplicações com SV exigem uma precisão de sincronismo de +/- 4 microssegundos, de acordo com a norma IEC 61850-5.

Uma topologia de uma rede que utiliza o serviço PTP é composta majoritariamente por dispositivos que desempenham três funções: *Grand master clock*, *Transparent Clock* e *Slave Only Clock*. O *Grand master clock* é a principal fonte do sinal responsável por determinar a referência de tempo para toda a rede, e o *Transparent clock* tem a função de replicar o sinal recebido do *Grand master clock*. As mensagens PTP também são do tipo *multicast*. Sendo assim, o *Transparent clock*, que geralmente é um *switch*, envia o sinal PTP por todas suas interfaces físicas, até chegar no *Slave-Only Clock*, que são os IEDs que utilizam o sinal para realizarem o sincronismo do seu *clock* interno. A Figura 19 apresenta um dispositivo GNSS realizando a função de *Grandmaster Clock*. As flechas representam um sinal PTP passando pelo *Transparent Clock* até chegar nos relés de proteção. Dependendo da complexidade da rede, pode ser necessária a utilização de dispositivos para realizar as funções de *Boundary Clock* e *Ordinary Clock*. O *Boundary Clock* é utilizado quando é necessário enviar o sinal PTP de uma mesma fonte para duas redes distintas, e o *Ordinary clock* serve para manter a escala de tempo da rede e, em alguns casos, pode funcionar como um *master clock*.

Figura 19 - Topologia de rede PTP.

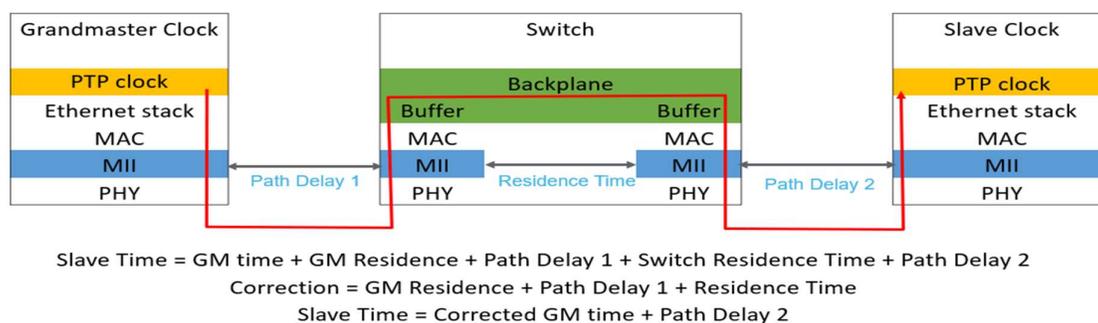


Fonte: Aatoria própria (2021).

Em uma topologia PTP cada salto entre um dispositivo e outro é chamado de *Path*. Cada *Path* até chegar ao dispositivo *slave*, possui uma latência que adiciona um atraso na mensagem. Para realizar a compensação desse atraso, o *Grand master clock* envia um *Time Delay Request* que

solicita o *Path Delay Time* e o *Residence Time* de cada salto na rede. Após a medição dos atrasos causados pela latência dos links, o *Grand master clock* soma esses valores na estampa de tempo da mensagem de sincronismo para a realização da correção. A Figura 20 apresenta o mecanismo de compensação de uma mensagem de sincronismo PTP. A linha vermelha representa o caminho da mensagem de sincronismo até chegar ao *Slave-only Clock*. Os tempos de residência e *Path Delay 1* e 2 são somados e adicionados a mensagem de sincronismo entregue ao *Slave-only Clock*.

Figura 20 - Montagem da estampa de tempo PTP.



Fonte: Adaptado de PTP IEEE 1588 v2 / IEC 61588 – Schneider Electric (2019).

2.3 SISTEMA DE PROTEÇÃO

O sistema de proteção de um sistema elétrico de potência pode ser definido como um conjunto de dispositivos que tem como objetivo principal identificar e eliminar ocorrência anormais no sistema elétrico de potência através do monitoramento das grandezas elétricas e desconexão. Sua função é isolar o trecho em falha do resto do sistema no menor tempo possível evitando a propagação da falha pelo sistema, deixando o máximo possível do sistema em operação. As funções de proteção são funções e algoritmos implementados nos dispositivos de proteção que utilizam as medidas de tempo real e parâmetros predefinidos para identificar a ocorrência de falhas no sistema. A norma IEEE/ANSI C37.2, define nomenclaturas e siglas para as funções de proteção e as relaciona com a modelagem da IEC61850. A Tabela 2 apresenta a relação entre os números de função IEEE C37.2 e IEC 61850-7-4 para as funções de distância e diferencial (IEEE C37.2, 2008). Esse capítulo fornece uma introdução sobre as proteções de distância e diferencial de linha.

Tabela 2 - Codificação das funções de proteção.

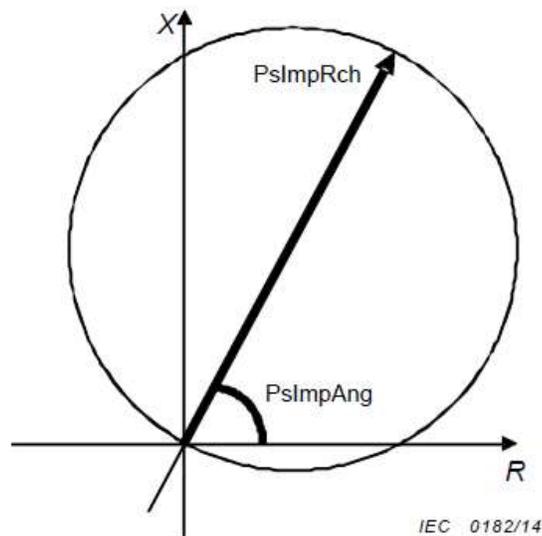
Função de Proteção	IEEE/ANSI C37.2	IEC 61850-7-4
Distância	21	PDIS
Diferencial de linha	87L	PDIF

Fonte: Autoria própria (2021).

2.3.1 Proteção de distância

A proteção de distância é baseada no seguinte princípio de funcionamento: através das grandezas elétricas medidas no momento da falta, o relé de distância calcula valores de admitância, impedância ou reatância para determinar se a falha está dentro ou fora da zona protegida do circuito. As características das funções de distância são representadas por formas geométricas no plano de impedância complexa R-X, onde seus limites determinam as zonas de disparo do relé. A Figura 21 apresenta os limites de uma zona de atuação utilizando a característica MHO, onde **PsImpRch** é o ajuste de alcance da impedância do elemento de distância e **PsImpAng** é o ângulo da característica que deve acompanhar o ângulo da linha (IEC60255-121, 2014).

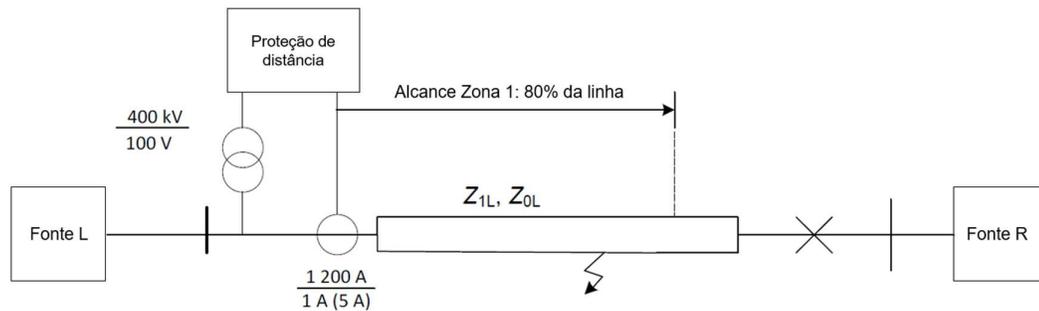
Figura 21 - Característica de distancia Mho.



Fonte: Adaptado de International Electrotechnical Commission – IEC 60255-121 (2014).

O tempo de atuação do relé de distância está relacionado com as zonas de proteção. As zonas de proteção determinam a os alcances dos elementos de distância no circuito, por exemplo, um elemento de zona 1 é majoritariamente utilizado com um disparo instantâneo, para atuar em faltas dentro da linha de transmissão/elemento protegido. Já as zonas 2 e 3 são majoritariamente utilizados como elementos de retaguarda com disparos temporizados e ultrapassando o alcance do elemento protegido. Um relé de distância pode ser configurado com várias zonas de proteção com diferentes alcances, características e temporizações de acordo com a topologia do sistema. A Figura 22 apresenta o exemplo de uma aplicação de distância entre duas subestações, representadas como Fonte L e Fonte R, onde uma falta ocorre dentro do alcance da zona 1 que está definida com um alcance de 80% da linha de transmissão protegida.

Figura 22 - Esquema de protecao de distancia alcence de Zona 1.



VT: 400 kV/100 V

CT: 1 200 A/1 A or 1 200 A/5 A

Z1L – impedância de sequência positiva

Z0L – impedância de sequência negativa

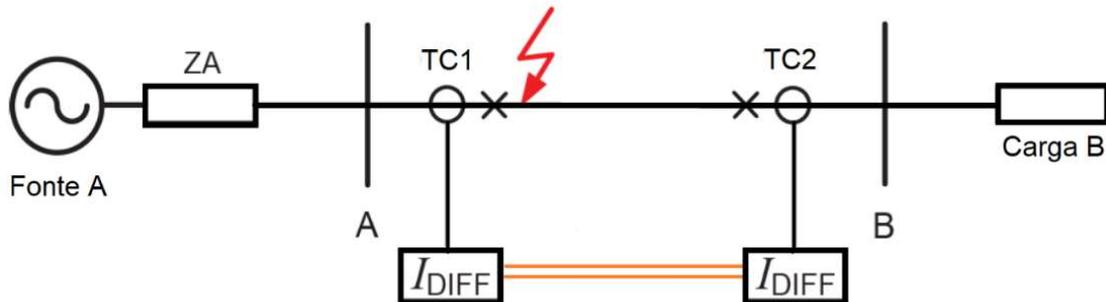
Fonte: Adaptado de International Electrotechnical Commission – IEC 60255-121 (2014).

2.3.2 Proteção diferencial de linha

A proteção diferencial de linha se baseia no princípio do somatório das correntes locais medidas em todos os terminais da linha de transmissão protegida. Em condições normais, a corrente diferencial $I_{DIFF} = |\sum I|$ deve tender a zero. Os relés envolvidos recebem as medições remotas através de um canal de comunicação dedicado para proteção, na ocorrência de uma falta dentro da linha protegida, o relé identifica a corrente diferencial e realiza um disparo instantâneo. Devido a necessidade de comparação em tempo real de medições remotas, uma sincronização de tempo de alta precisão é necessária entre os terminais envolvidos no esquema para evitar erros causados por atrasos de transmissão através dos enlaces de comunicação.

A Figura 23 apresenta um exemplo de aplicação de uma proteção diferencial de linha de dois terminais. Os relés diferenciais recebem a medição local de seus respectivos TCs, enquanto as linhas laranja representam o canal de comunicação dedicado para proteção, por onde os relés recebem as medições do terminal remoto para o cálculo da corrente diferencial. A Fonte A representa a subestação do lado da geração e a Carga B representa a subestação coletora remota.

Figura 23 - Esquema de protecao de diferencial de linha.



Fonte: Adaptado de International Electrotechnical Commission – IEC 60255-187-1 (2021).

2.4 Normativas internacionais

Estabelecer um padrão a ser respeitado por todo mercado, incluindo companhias elétricas e fabricantes, só é possível devido às comissões internacionais, que contam com representantes técnicos das empresas do setor e pesquisadores de diversas universidades do mundo. Na Seção 2.4 é apresentada uma discussão sobre as principais normas internacionais de relevância para aplicações de subestações digitais, que são citadas durante esta dissertação.

2.4.1 IEC 61850-5 – Requisitos de comunicação para as funções e modelagem de dispositivos

A parte 5 da IEC61850 define os requisitos de comunicação que devem ser aplicados para a interoperabilidade das funções de aplicação e dos IED's de diferentes fabricantes. Uma função de aplicação é qualquer função que um dispositivo ou sistema exerça no PUAS. Quanto à interoperabilidade, a parte 5 da norma define que os IED's de diferentes fabricantes devem respeitar os seguintes requisitos:

- Sintaxe - Os dispositivos devem ser conectáveis a um barramento de comunicação comum, com um protocolo de comunicação comum;
- Semântica – Os dispositivos devem ser capazes de compreenderem a informação proveniente de outros dispositivos;
- Funções distribuídas – Os dispositivos devem ser capazes de realizarem funções em conjunto, quando aplicável.

Quanto às funções de aplicação, a norma define as seguintes categorias:

- Gerais – são consideradas gerais as funções que têm a sua funcionalidade incluída em mais de um dos tipos de funções;

- Suporte ao sistema – Funções responsáveis pelo gerenciamento do sistema sem interferência direta no processo, como, por exemplo, o gerenciamento de rede, o sincronismo de tempo e a integridade dos dispositivos;
- Funções de Manutenção – Funções responsáveis pela configuração e manutenção dos dispositivos do sistema, o que inclui a identificação de nós lógicos, gerenciamento de software, gerenciamento de configuração, gerenciamento de *ciber security*, entre outros;
- Funções de Controle – Funções usadas para apresentarem ao operador, informações do sistema ou permitirem ao operador enviarem comandos ao processo, por exemplo, controle em geral, mudança de parâmetros e gerenciamento de alarmes;
- Funções de Automação de *Bay* – Funções locais que têm como entrada os dados recebidos dos sensores de campo e as utilizam para a tomada de ações locais, como, por exemplo, funções de proteção, sincronismo elétrico e medições de energia;
- Funções de automação distribuída – Funções que têm como entrada dados recebidos de diversos sensores, atuadores e IED da subestação e utilizam as informações para a tomada de ações no seu *bay* e/ou em diversos *bays* ao mesmo tempo, sem a necessidade de intervenção do operador, como, por exemplo, transferências automáticas, disparos de falha de disjuntor, controle de reativos e controle de cargas.

Quanto à precisão de tempo, é requerida para cada tipo de função uma latência máxima de modo que sistema não tenha nenhuma interferência na performance. As tabelas Tabela 3 e Tabela 4 apresentam as classes de precisão de tempo definidas pela norma:

Tabela 3 - Classes para “Transfer Time”- Tempo entre o início até a realização da ação.

Classe	Tempo[ms]	Aplicação
TT0	>1 000	Extrações de arquivos, eventos e logs
TT1	1 000	Eventos e Alarmes
TT2	500	Comandos do Operador
TT3	100	Ações automáticas lentas
TT4	20	Interações automáticas rápidas
TT5	10	<i>Releases</i> , Mudança de Estados
TT6	3	Disparos, Bloqueios

Fonte: Adaptado de International Electrotechnical Commission – IEC 61850-5 (2013).

Tabela 4 - Classes de sincronismo de tempo para amostragem e estampa de tempo.

Classe	Precisão [μ s]	Aplicação
TL	> 10000	Aplicações de baixa precisão (Não contemplados pela IEC61850)
T0	10000	Estampa de eventos com precisão de 10 ms.
T1	1000	Estampa de eventos com precisão de 1 ms.
T2	100	Estampa de tempo “Zero Crossing”
T3	25	Synchrophasor (PMU) (IEC 61850-90-5)
T4	4	Estampa de Sampled Values
T5	1	Sincronismo de tempo com precisão de alta precisão (IEC 61588)

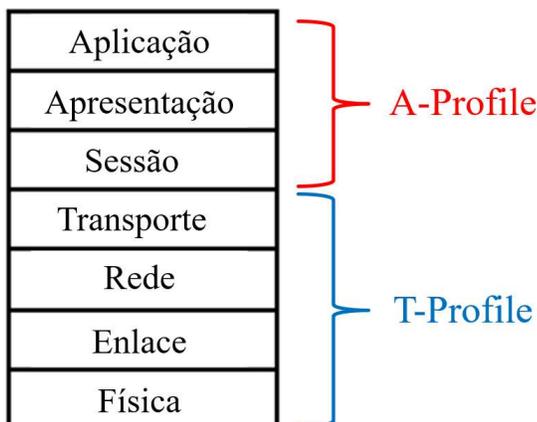
Fonte: Adaptado de International Electrotechnical Commission – IEC 61850-5 (2013).

2.4.2 IEC 61850-8-1 Mapeamento de serviço de comunicação específico

A IEC61850 parte 8-1 é responsável por especificar e explicar as regras para a implementação dos serviços e objetos que são modelados na parte 7 da norma. Os perfis de comunicação são divididos em 2 tipos: perfis MMS e perfis *non-MMS*.

Os *non-MMS* são perfis de comunicação utilizados pelos protocolos de comunicação do PB, pois não possuem serviços e aplicações nas camadas superiores do modelo OSI (ISO/IEC 7498-1), economizando tempo de decodificação das mensagens e permitindo uma maior velocidade na aplicação dos serviços. O modelo OSI é um conceito baseado em camadas de funcionalidade de comunicação. Cada camada possui a sua funcionalidade, a fim de criar um sistema de comunicação robusto e confiável, A ISO separa as 7 camadas do modelo OSI em 2 perfis - Perfis de aplicação (A-Profiles) e Perfis de transporte (T-Profiles). Conforme apresentado na Figura 24, os perfis de aplicação dentro da área vermelha são definidos para as camadas de aplicação, apresentação e sessão, enquanto os perfis de transporte dentro da área azul são definidos para as camadas inferiores do modelo OSI, são elas, transporte, rede, enlace e física.

Figura 24 - Modelo e Perfis OSI.



Fonte: Autoria própria (2021).

Sendo assim, são considerados *non-MMS* perfis de comunicação que não utilizam o OSI A-Profile. A Figura 25 apresenta os serviços utilizados pelo protocolo GOOSE. A marcação em azul destaca os serviços de redundância Ethernet conforme apresentado na Seção 2.2.5 e o serviço de LAN Virtual (VLAN). A marcação em verde destaca especificações em relação a camada física, que inclui padrão de comunicação e tipos de conexões físicas. A norma define a utilização de serviços apenas nas camadas 1 e 2 do OSI T-Profile no protocolo GOOSE. Nesse sentido, o GOOSE é classificado como um protocolo de camada 2.

Figura 25 - GOOSE OSI T-Profile.

OSI model layer	Specification			m/o
	Name	Service specification	Protocol specification	
Transport				
Network				
Link Redundancy	Parallel Redundancy Protocol and High Availability Seamless Ring	IEC 62439-3 – PRP1 or HSR		o
	Rapid Spanning Tree Protocol (RSTP)	IEEE 802.1D		o
DataLink	Priority Tagging/ VLAN	IEEE 802.1Q		m
	Carrier Sense Multiple Access with collision detection (CSMA/CD).	ISO/IEC 8802-3:2000		m
Physical (option 1)	10Base-T/100Base-T	ISO/IEC 8802-3:2000		c
	Interface connector and contact assignments for ISDN Basic Access Interface. ^a	ISO/IEC 8877:1992		
Physical (option 2)	Fibre optic transmission system 1000Base-LX	ISO/IEC 8802-2:1998, ISO/IEC 8802-3:2000		c
	Basic Optical Fibre Connector. ^b	IEC 60874-10-1, IEC 60874-10-2 and IEC 60874-10-3		
^a This is the specification for the 10BaseT connector. ^b This is the specification for the ST connector. ^c It is recommended to implement at least one of the two physical interfaces. Additional or future technologies may be used.				

Fonte: Adaptado de International Electrotechnical Commission – IEC 61850-8-1 (2011).

Quanto ao endereçamento *Ethernet* das mensagens GOOSE, a norma define que os parâmetros de endereçamento devem seguir as regras apresentadas na Tabela 5.

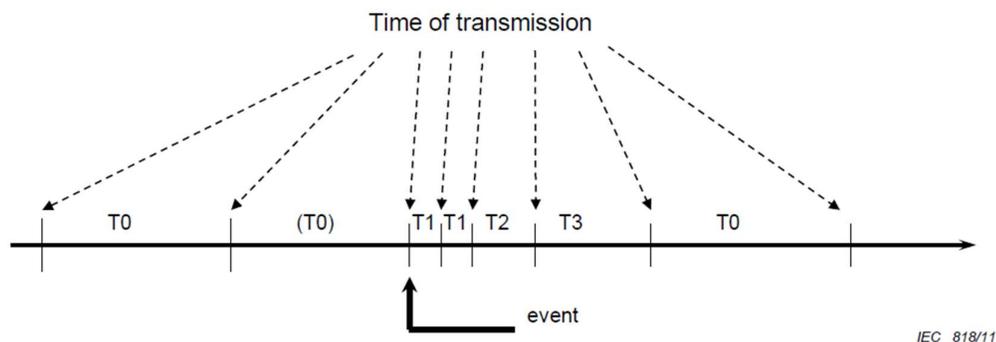
Tabela 5 - Endereçamento GOOSE.

MAC ADDRESS	Endereço de mídia de acesso	Deve ser composto por 6 octetos separados por hífen (-), expressos em caracteres hexadecimal.
APPID	Identificador de Aplicação	Deve ser composto de 4 caracteres hexadecimais.
VLAN-ID	Identificador de VLAN	Deve ser composto de 3 caracteres hexadecimais.
VLAN-Priority	Prioridade da VLAN	Deve ser um único caractere Octal

Fonte: Adaptado de International Electrotechnical Commission – IEC 61850-8-1 (2011).

Diferente dos protocolos que utilizam o serviço TCP, as mensagens GOOSE não possuem uma confirmação de recebimento da mensagem. Sendo assim, para garantir a confiabilidade do serviço, a norma define um mecanismo de retransmissões das mensagens GOOSE quando ocorre uma mudança de estado, como mostra a Figura 26.

Figura 26 - Tempos de transmissão GOOSE.



IEC 818/11

T0 – Transmissões em condições normais (Sem variação de dados).

T (0) – Retransmissão em condições normais.

T1 – Retransmissão rápida (Primeira retransmissão aos Evento).

T2, T3 – Retransmissões do evento até atingirem o tempo de estabilidade.

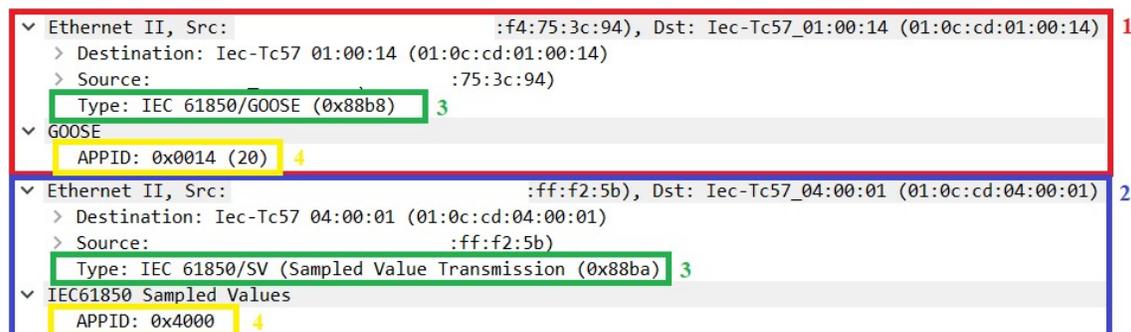
Fonte: Adaptado de International Electrotechnical Commission – IEC 61850-8-1 (2011).

2.4.3 IEC 61850-9-2 - protocolo *Sampled values*

A parte 9-2 da norma IEC 61850 define o mapeamento do protocolo SV sobre o padrão *Ethernet* que inclui aspectos como nomenclatura de conjunto de dados, tipo de dados, mapeamento *Ethernet* e considerações de transmissão a nível de estrutura de dados. Para a perfeita compreensão das aplicações do protocolo e relacioná-lo com outras normas de PB como IEC61869-9 e o guia de aplicação 9-2LE, algumas definições necessitam ser destacadas.

Assim como as mensagens GOOSE, os pacotes SV também são mensagens *Ethernet* (Camada 2) e possuem o mesmo cabeçalho *Ethernet* quanto a parâmetros, porém com faixa de valores exclusivas de cada protocolo. A Figura 27 apresenta um comparativo de um cabeçalho *Ethernet* SV e GOOSE. O quadro vermelho sinalizado como 1 apresenta o cabeçalho *Ethernet* de uma mensagem GOOSE e o quadro azul sinalizado como 2 apresenta o cabeçalho SV. O parâmetro Type sinalizado com o número 3 apresenta o Ethertype e o número 4 apresenta o identificador de aplicação.

Figura 27 - Comparativo cabeçalho *Ethernet* SV e GOOSE.



Fonte: Autoria própria (2021).

O Ethertype apresentado na Figura 27, é um parâmetro fixo registrado de acordo com o protocolo, ou seja, a mensagens GOOSE e SV devem ser mapeados diretamente com seu respectivo Ethertype reservado. Os valores atribuídos aos protocolos da IEC61850 são encontrados na Tabela 6.

Tabela 6 - Ethertypes reservados.

Uso	Ethertype	APPID type
GOOSE	88-B8	0 0
Sampled Values	88-BA	0 1

Fonte: Adaptado de International Electrotechnical Commission – IEC 61850-9-2 (2011).

Conforme na seção 2.4.2, o identificador de aplicação AppID é utilizado para distinguir a aplicação associada ao pacote e é representado por 4 caracteres hexadecimais que é a combinação do APPID definido pelo usuário mais o APPID *type* apresentado na Tabela 6, e que representa os dois bits mais significativos. Sendo assim a faixa de valores reservados para SV é de 0x4000 a

0x7FFF. Além dos parâmetros *Ethernet*, a Tabela 7 apresenta alguns parâmetros de aplicação definidos pela IEC61850-9-2 que também devem ser destacados.

Tabela 7 - Parâmetros de aplicação SV.

SmpCnt	Parâmetro que representa o índice da amostra dentro do período, esse valor será incrementado a cada vez que um valor de amostra é obtido dentro do segundo de sincronismo e deve ser zerado a cada vez que a Merging Unit recebe um sinal de clock (1 segundo).
SmpSynch	Define o estado de sincronismo de um SV no momento da amostragem. 0 = SV não são sincronizados por um clock externo. 1 = SV são sincronizados por um clock de área como GNSS. Sincronismo local. 2 = SV sincronizados por um clock de área como GNSS. Sincronismo Global.
SmpMod	smpMod especifica o modo de amostragem do SV. 0 = amostras por período nominal da rede. 1 = amostras por segundo 2 = segundos por amostra Para garantir a compatibilidade com versões anteriores, se não o parâmetro não estiver disponível, o valor padrão é definido como 0.
noASDU	Atributo define o número de ASDU concatenado em um APDU.

Fonte: Adaptado de International Electrotechnical Commission – IEC 61850-9-2 (2011).

Embora a parte 9-2 descreva o mapeamento no protocolo de comunicação específico, a norma não descreve os modelos de dados dentro de um conjunto de dados, taxas de amostragem e transmissão e métodos de sincronização de tempo a serem usados. Isso é feito para não restringir quaisquer possíveis implementações práticas. Esses aspectos são definidos pelas normas de aplicação IEC61869-9 e IEC61850-9-2LE.

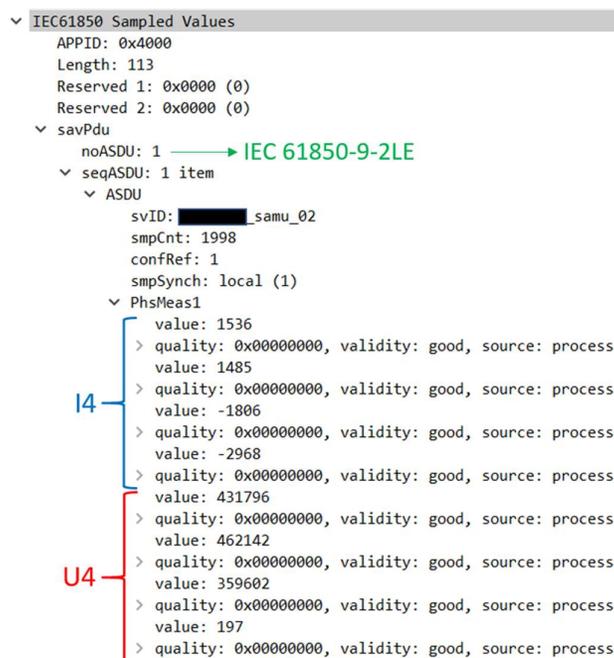
2.4.4 IEC 61850-9-2LE - Guia de implementação de interface digital para instrumentos de transformação.

O guia de aplicação IEC 61850-9-2LE foi criado para facilitar a implementação das interfaces de comunicação digital dos LPIT, de acordo com as normas IEC61850-9-2 e IEC61044-8. O guia define que a frequência de saída do sinal digital SV deve ser de 80 amostras por ciclo para aplicações de proteção, 4000 Hz em sistemas elétricos de 50 Hz e de 4800 Hz em sistemas elétricos de 60Hz. Sendo assim, o parâmetro SmpCnt, apresentado na Tabela 7 é utilizado pelo *SV subscriber* para identificar a ordem das amostras SV que possuem a estampa de tempo no mesmo segundo. Neste caso, o SmpCnt tem o valor de 0 na primeira amostra e de $N - 1$ na última amostra, onde N é o valor da frequência de saída do sinal. Por exemplo, em uma aplicação de proteção em

60 Hz, tendo o sinal de saída na frequência de 4800 Hz. Nesse caso, a primeira mensagem de cada segundo possui o SmpCnt com o valor de 0 e a última o valor de 4799. Quanto ao sincronismo de tempo, o guia define que a MU deve contar com um sinal de sincronismo externo PPS. (RIAN, 2017; INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, 2016; APOSTOLOV, 2017).

O guia de aplicação também define o que cada APDU de proteção deve conter um ASDU com o conjunto de dados PhsMeas1 que conta com 4 valores de tensão e 4 valores de corrente. A Figura 28 apresenta um APDU de proteção de acordo com o guia de aplicação 9-2LE. O parâmetro noASDU é atribuído valor 1 em conformidade com o guia de aplicação, e o conjunto de dados PhsMeas1 mostra quatro valores de correntes com a marcação azul “I4” e 4 valores de tensão com a marcação vermelha “U4”.

Figura 28 - Pacote SV IEC 61850-9-2LE.



Fonte: Autoria própria (2021).

2.4.5 IEC 61869-9 - Interface digital para instrumentos de transformação

A norma IEC61869-9 define os requisitos de interface digital para instrumentos de transformação com base no conjunto de normas IEC 61850, guia de aplicação IEC61850-9-2LE e as partes relevantes da IEC 60044-8 que são substituídas por esta norma. A norma também inclui melhorias como a sincronização de tempo *Ethernet* IEC 61588 PTP e apresenta um conceito de conjunto de dados variante que permite definir a estrutura de aplicação, taxa de amostragem, nomenclatura e conteúdo do sinal analógico de acordo com a seguinte notação:

$$F f S s I i U u,$$

na qual, f é taxa de amostragem de saída expressa em amostras por segundo, s o número de ASDUs contidos em uma mensagem SV, i número de correntes medidas em cada ASDU, u número de tensões medidas em cada ASDU.

Além disso, a norma também define uma variedade de frequências de amostragem e publicação para diferentes aplicações. A Tabela 8 apresenta as frequências definidas pela norma. As variantes F4000S1I4U4, F4800S1I4U4, F12800S8I4U4, e F15360S8I4U4 são idênticas às taxas de amostragem recomendadas no guia 9-2LE a fim de manter a compatibilidade com os dispositivos que utilizam o padrão antigo (IEC 61869-9, 2016).

Tabela 8 - Frequencias de amostragem de publicacao de acordo com a IEC61869-9.

Frequência de amostragem Hz	Número de ASDUs por pacote	Frequência de publicação em frames/s	Aplicação
4 000	1	4 000	Sistemas de 50 Hz para compatibilidade com o guia 9-2LE.
4 800	1	4 800	Sistemas de 60 Hz para compatibilidade com o guia 9-2LE.
4 800	2	2 400	Aplicações gerais de proteção e medição independente da frequência da rede.
5 760	1	5 760	Aplicações em sistemas de 60 Hz com 96 amostras por ciclo nominal da rede.
12 800	8	1 600	Obsoleto, utilizado apenas em sistemas de 50 Hz.
14 400	6	2 400	Aplicações gerais de qualidade de energia independente da frequência da rede.
15 360	8	1 920	Obsoleto, utilizado apenas em sistemas de 60 Hz.
96 000	1	96 000	Instrumentos de transformação com alta largura de banda aplicações de controle d.c.

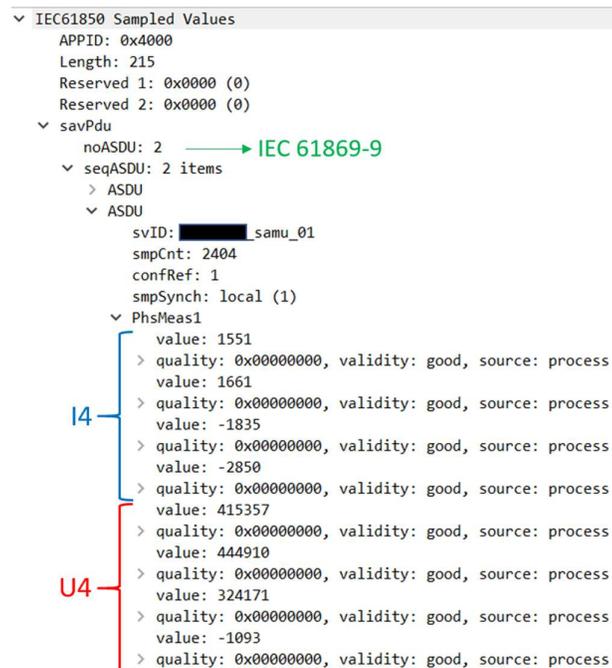
Fonte: Adaptado de International Electrotechnical Commission – IEC 61869-9 (2016).

A fim de simplificar a implementação, a norma define uma taxa de amostragem de 4800 Hz para aplicações proteção, independentemente da frequência do sistema. Através do atributo SmpMod é possível identificar o modo de amostragem utilizado pela MU. Conforme

apresentado na Tabela 7, o valor SmpMod deve ser “0” para amostras por ciclo e “1” para amostras por segundo.

A Figura 29 apresenta uma APDU de proteção de acordo com a variante F4800S2I4U4. É possível observar que a PDU contém 2 ASDU com um PhsMeas1 em cada. Sendo assim, o pacote SV F4800S2I4U4 tem um maior tamanho em bytes em relação a 9-2LE. No entanto, a frequência de publicação é metade da frequência de aquisição, consequentemente, reduzindo o consumo de banda da rede, o que ajuda a evitar problemas de latência e perda de pacotes.

Figura 29 - Pacote SV IEC 61869-9.



Fonte: Autoria própria (2021).

Apesar de extremamente discutido no campo teórico e possuírem normas muito bem definidas, ainda existem poucas aplicações ao redor do mundo, e as problemáticas práticas de sua implementação ainda não estão suficientemente claras para as companhias elétricas, pois alguns aspectos construtivos de *Hardware* e *Software* podem mudar de acordo com o fabricante. Por esse motivo é de extrema importância submeter as novas soluções a testes de performance conforme apresentado no Capítulo 3.

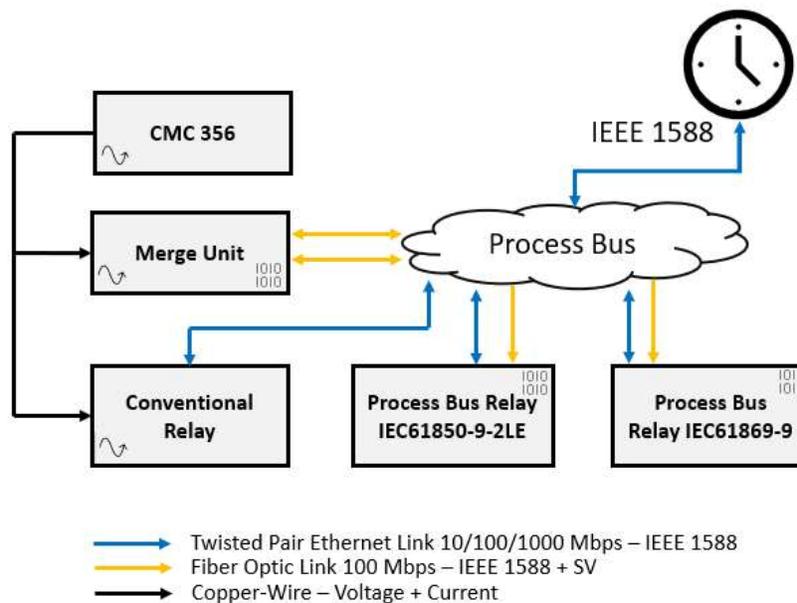
3. MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo será apresentada a descrição completa da arquitetura do sistema desenvolvido para a aplicação de PB do projeto e a modelagem da linha de transmissão escolhida para testes. Também será apresentado o detalhamento da arquitetura de *hardware* escolhido.

3.1 ARQUITETURA DO SISTEMA

A Figura 30 apresenta a arquitetura do sistema PB desenvolvido para a realização dos testes de bancada. O sistema é composto por um relé convencional e dois relés PB de mesmo modelo e *firmware* com objetivo de realizar análises comparativas de desempenho entre eles. Todos os dispositivos utilizam um sinal de sincronismo PTP fornecido por um GMC e recebem os mesmos valores analógicos de tensões e correntes. A SAMU foi configurada para publicar pacotes 9-2LE SV, através de uma porta, e IEC61869-9 SV através da outra, e cada um dos relés de PB foi configurado para receber os dados em um dos padrões respectivamente. Os dados utilizados para as análises foram extraídos dos registros oscilográficos dos relés como arquivos COMTRADE para garantir a correta análise das estampas de tempo. O relé convencional é a solução regular para os atuais sistemas de proteção. Por esse motivo, todas as análises apresentadas neste capítulo têm como referência os resultados do relé convencional, indicado como CONV.

Figura 30 - Arquitetura do sistema.



Fonte: Autoria própria (2021).

3.1.1 *Grand Master Clock*

O *Grand Master Clock* é um GNSS que possui uma grande variedade de saídas de clock com diversos tipos de protocolos diferentes como PTP 1588 que é capaz de fornecer uma precisão de tempo menor que 1 μ s, ideal para aplicações com SV. O equipamento escolhido também possui saídas de sincronismo PPS.

3.1.2 Dispositivos eletrônicos inteligentes

O IED escolhido é um relé de proteção para aplicações em linhas de transmissão e possui entradas analógicas de PB que podem ser configuradas de acordo com guia de aplicação IEC61850-9-2LE ou de acordo com a norma IEC61869-9. O IED também conta com os protocolos GOOSE e MMS da norma IEC61850-8-1. O modelo convencional conta com placas de medição analógicas que podem ser configuradas com valores secundários nominais de 1 A ou 5 A.

3.1.3 *Stand alone merging unit*

A SAMU escolhida para realização dos testes de bancada conta com 4 entradas de tensão e 4 entradas de corrente convencionais e possui saídas SV que podem ser configuradas de acordo com as normas IEC61850-9-2LE ou IEC 61869-9, tornando possível inclusive a realização de testes de compatibilidade entre os 2 padrões.

3.1.4 Maleta de testes OMICRON 356

A maleta de testes OMICRON 356 é um equipamento de simulação de sistemas de potência que permite a geração de tensões e correntes em valores secundários em 6 fases independentes. Além da capacidade de injeção de valores em regime permanente a OMICRON 356 também permite a simulação de situações complexas do sistema de potência, como, por exemplo, a reprodução de faltas reais baseados na oscilografia de um evento real ou até mesmo oscilografias geradas por simulação de software.

3.2 ESTUDOS DE CASO

Para realização dos testes de desempenho foram considerados quatro estudos de caso conforme apresentado a seguir:

3.2.1 Estudo de caso 1

Injeção de sinais de corrente em 50 Hz com magnitudes de 1,0 A, 5,0 A e 10,0 A para analisar a resposta em regime permanente dos IEDs.

3.2.2 Estudo de caso 2

Curva de *inrush* de um transformador de média tensão e análise do espectro de frequência. As oscilografias utilizadas para esse teste foram coletadas em campo durante a energização de um transformador de potência em uma subestação de um *data center*. A Tabela 9 apresenta as principais características do transformador.

Tabela 9 - Parâmetros do Transformador.

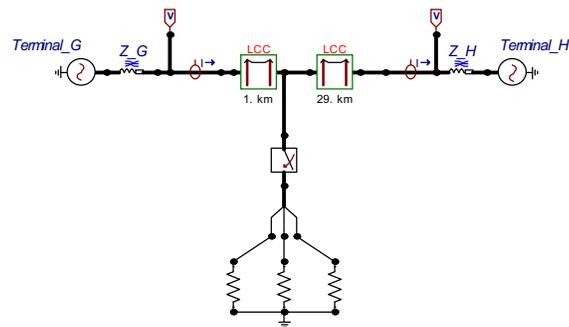
Média Tensão	13,8 kV
Baixa Tensão	0,480 kV
Frequência	50 Hz
Potência	2 MVA
Impedância a 75 °C	6%

Fonte: Autoria própria (2021).

3.2.3 Estudo de caso 3

Modelagem de linha de transmissão no *software* ATPDraw versão 7.1 e gerar diferentes faltas para analisar a resposta transitória do sistema. A Figura 31 mostra um diagrama do sistema de simulação baseado em (DAS, 2014), e a Tabela 10 apresenta os parâmetros do sistema. O ATPdraw gera os arquivos de simulação em formato .PL4 para serem executados na CMC356 para analisar a resposta dos relés durante os eventos simulados.

Figura 31 - Modelo de linha de transmissão criado no *software* ATPDraw para simulações de faltas.



Fonte: Autoria própria (2021).

Tabela 10 - Parâmetros de simulação de linha.

Frequência	50 Hz
Tensão	69,0 kV
Tamanho da linha	30000 m
Impedância de sequência positiva	15,911 Ohm
Ângulo de sequência positiva	71 °
Impedância de sequência zero	34,806 Ohm
Ângulo de sequência zero	64 °

Fonte: Autoria própria (2021).

3.2.4 Estudo de caso 4

Tempo de disparos da proteção dos relés, os tempos de disparo utilizados para essa análise foram coletados durante o comissionamento de uma linha de transmissão real. A proteção de distância da linha utiliza a característica Mho. Os parâmetros de linha são mostrados na Tabela 11.

Tabela 11 - Parâmetros da linha real.

Comprimento da linha	25,600 m
Impedância	11,9 Ohm
Ângulo	37 °
Comp. residual	0,51
Ângulo residual	47 °

Fonte: Autoria própria (2021).

3.2.5 Correlação cruzada

Para calcular as semelhanças e atrasos dos sinais medidos apresentados nesta sessão, o método de correlação cruzada é usado de acordo com a Equação (3), do MATLAB® (STOICA, 2001; BUCK, 2001), onde R_{xy} é o coeficiente de correlação da m -ésima amostra entre os vetores x e y , o asterisco denota o conjugado complexo e E é o valor esperado. O método de correlação cruzada é utilizado para obter um valor preciso do atraso entre os sinais coletados.

$$R_{xy}(m) = E\{x_{n+m} y_n^*\} = E\{x_n y_{n-m}^*\} \quad (3)$$

4. DISCUSSÃO E RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados das análises em relação amplitude, frequência e tempos de disparo adquiridos nos estudos de caso.

4.1 ANÁLISE DE AMPLITUDE E ESPECTRO FREQUÊNCIA

Tabela 12 apresenta o caso do estudo de 1 valores de RMS registrados por cada um dos dispositivos. A primeira coluna mostra o valor de corrente aplicado, e nas colunas seguintes, estão listados os valores do relé convencional (I_CONV), I_9-2LE PB e relé PB I_869-9 PB, respectivamente.

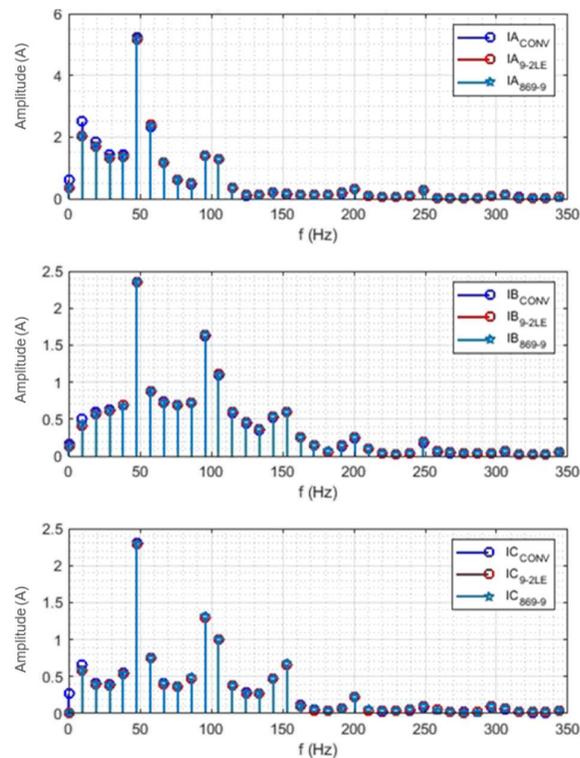
Tabela 12 - Resposta de amplitude.

Valor aplicado	I_CONV	I_9-2LE	I_869-9
1,0 A	1,0 A	1,0 A	1,0 A
5,0 A	5,02 A	4,99 A	4,99 A
10,0 A	10,05 A	10,00 A	10,00 A

Fonte: Autoria própria (2021).

As análises das frequências harmônicas geradas pelos transformadores durante a energização desempenham um papel importante nos sistemas de proteção. Por essa razão, para comparar o espectro de frequência dos relés, o sinal de *inrush* do transformador adquirido pelo estudo de caso 2 foi submetido a um algoritmo de Transformada de Fourier (FFT) do MATLAB para identificar os componentes de frequência capturados por cada um dos relés. A Figura 32 mostra a análise do espectro de frequências do caso 2. Na Figura 32 (a) é possível notar que a magnitude da fase A é ligeiramente maior em comparação com as outras fases. As correntes *inrush* são encontradas durante a comutação de transformadores. A magnitude da corrente *inrush* varia principalmente devido aos ângulos de comutação, tempo, magnitude e polaridade do fluxo residual resultante do processo de *inrush* (HONG, 2000). Além disso, não há diferenças entre os sinais capturados pelos três relés em termos dos componentes de frequência.

Figura 32 - Resposta de espectro de frequência do caso 2 dos três relés.



Fonte: Autoria própria (2021).

Com base na Seção 4.1, pode-se notar que o processo de digitalização do sinal MU não adicionou nenhuma alteração significativa na magnitude e frequência do sinal em nenhuma das estruturas de dados SV. O pacote SV com duas amostras e uma amostra por PDU apresentaram componentes em frequências idênticas às do relé convencional. Portanto, para aplicações não-críticas, como medições de qualidade de energia ou funções baseadas em estimativas longas como *Cold Load Pickup*, a solução de PB se mostrou completamente viável em termos de desempenho. Embora a latência do sinal não tenha interferência significativa nesse tipo de aplicações, uma eventual perda de pacotes pode impactar diretamente nas análises 4.1. Para evitar isso, o processo de engenharia de rede precisa ser aplicado com extrema cautela, considerando segmentação lógica e física e redundância de rede, para garantir uma rede sem perdas.

4.2 ATRASO NO TEMPO DO SINAL MEDIDO

Para quantificar o atraso nos sinais em relação ao tempo, causado pela aquisição e processamento da MU, foi aplicada a técnica de correlação cruzada entre os sinais de acordo com a Equação 1. A Tabela 13 apresenta a defasagem de tempo entre os sinais em milissegundos analisando as amostras adquiridas durante os estudos de caso 1, 2 e 3. Delta 1 refere-se ao atraso de tempo entre os sinais do relé convencional e 9-2LE. Delta 2 refere-se ao atraso de tempo entre

os do relé convencional e 869-9. E finalmente, Delta 3 refere-se aos atrasos de tempo entre os sinais 9-2LE e 869-9. A análise de cada delta apresentada conta com 30 repetições para cada um dos quatro casos; portanto, 120 repetições realizadas no total.

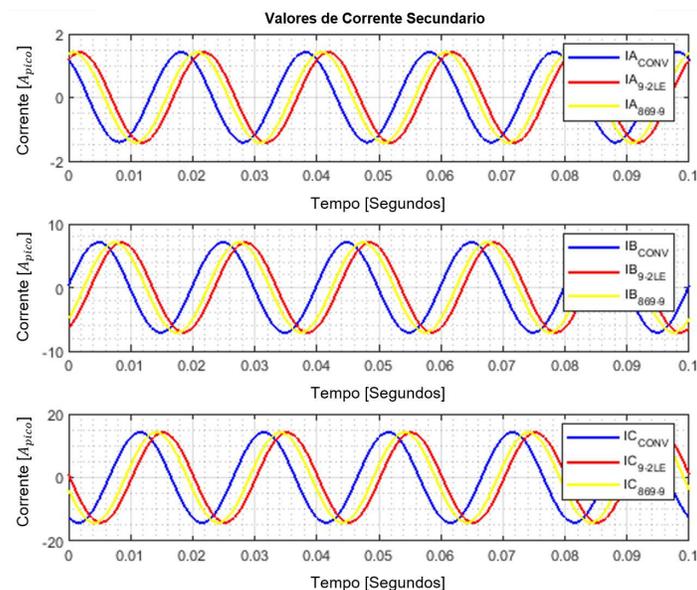
Tabela 13 - Atraso de tempo entre sinais convencionais, 9-2LE e 869-9.

	Delta 1	Delta 2	Delta 3
Max (s)	-0.005	-0.0045	-0.00167
Com (s)	-0.0029	-0.0025	-0.00083
Min (s)	-0.00167	-0.0004	0
St. Dev.	0.0013	0.0011	0.0006

Fonte: Autoria própria (2021).

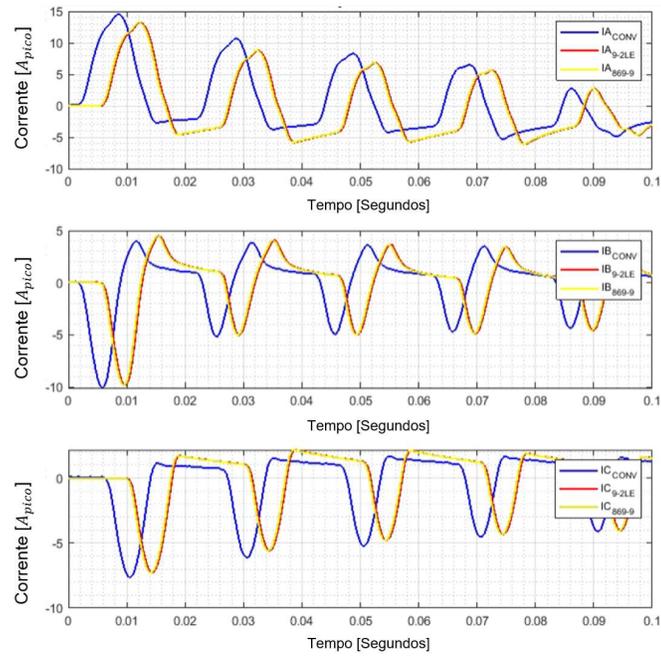
As Figura 33, Figura 34 e Figura 35 representam as correntes medidas pelos três relés sem compensação de tempo nos casos 1, 2 e 3, respectivamente. Pode-se notar a partir da Figura 35 que a simulação consiste em um curto-circuito dinâmico começando na fase C para a terra e tornando-se uma falha trifásica nos ciclos seguintes.

Figura 33 - Sinais de corrente do caso 1 capturados por relés sem compensação por atraso de tempo.



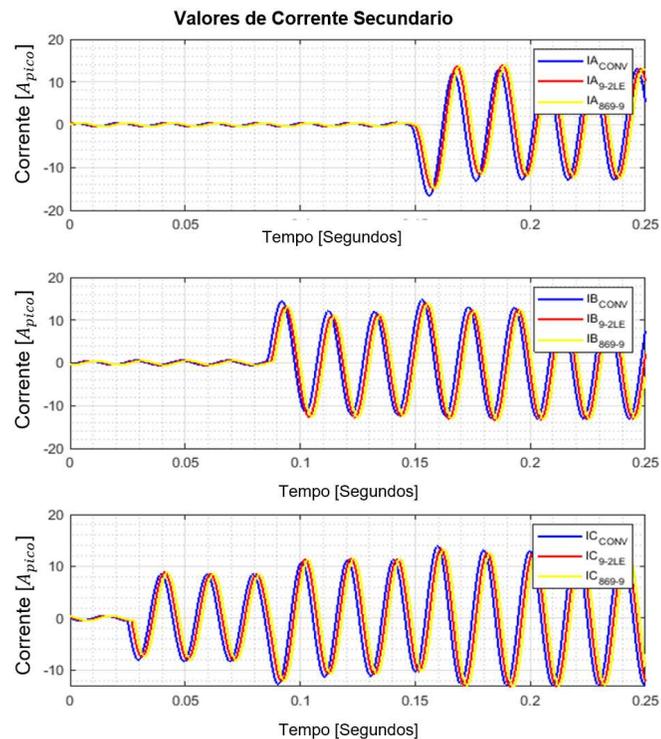
Fonte: Autoria própria (2021).

Figura 34 - mostra um sinal de *inrush* do caso 2 registrados nos três relés sem compensação.



Fonte: Autoria própria (2021).

Figura 35 - Sinais de corrente do caso 3 capturados pelos relés sem compensação de atraso de tempo, curto-circuito em fase única após 2 ciclos, 2 curto-circuito de fase após 5 ciclos e curto-circuito trifásica após 10 ciclos.

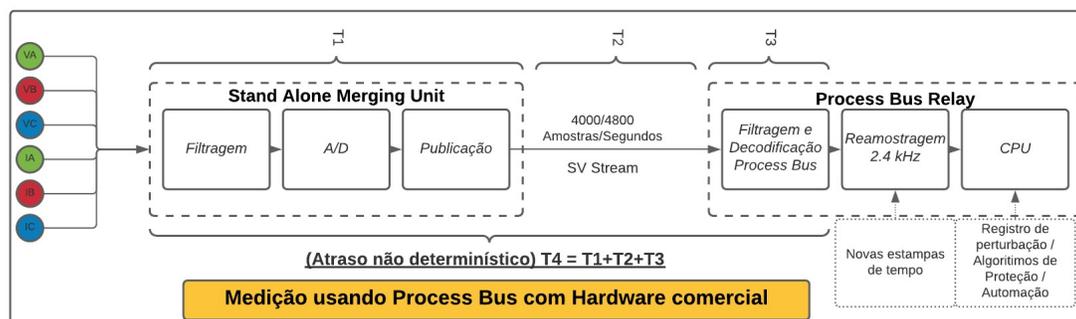


Fonte: Autoria própria (2021).

Mesmo sincronizados utilizando um protocolo com precisão de 1 μ s, é possível observar um atraso de aproximadamente 3 ms entre os sinais, analisando o valor médio de defasagem apresentados na Tabela 13 e nas formas de onda apresentadas nas Figura 33 a Figura 35. A defasagem de tempo encontrada nos estudos de caso 1, 2 e 3 é de mesma ordem, o que significa que o comportamento da rede elétrica não tem interferência direta nesse atraso, uma vez que ele é igual em todos os diferentes cenários.

Conforme apresentado na Figura 36, essa defasagem de tempo é causada pelo tempo de processamento da MU representado por T1, latência da rede representado por T2 e processamento de dados local em cada dispositivo representado por T3. Antes de avançar para o processamento de proteção e automação, as amostras SV recebidos são organizados de acordo com o parâmetro *smpCnt* e depois o sinal é reamostrado pelo relé. A MU publica as amostras SV com a estampa de tempo recebida durante a amostragem, no entanto, após receber os pacotes, o relé realiza uma reamostragem do sinal em uma frequência diferente da taxa de amostragem original e as novas amostras recebem uma nova estampa de tempo, sincronizada, porém proporcionalmente atrasada pelo atraso não determinístico da rede. A frequência de reamostragem é uma definição do fabricante e é um quesito fora do escopo das normas de PB.

Figura 36 - Diagrama de interno de uma medição Process Bus com um hardware comercial.



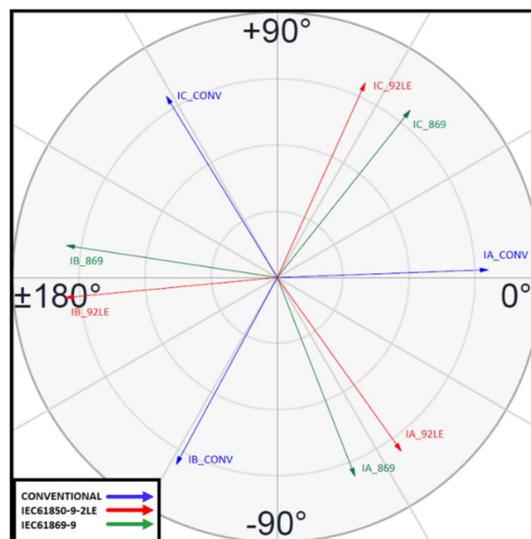
Fonte: Autoria própria (2021).

Esses atrasos de tempo devem ser devidamente compensados pelos relés PB a fim de evitar uma operação indevida, principalmente em aplicações onde os relés utilizam medições provenientes de MU diferentes (CHASE, 2019). No entanto, as normas de PB também não padronizam o método de compensação do atraso de tempo já que elas consideram que o relé considera estampa de tempo original.

Para realizar a medição e compensar esses atrasos, cada fabricante utiliza seu próprio método. Alguns fabricantes utilizam uma troca de mensagens entre o relé e a MU a fim de realizar a medição da latência da rede e aplicá-la como compensação. No entanto, essa tecnologia utiliza um protocolo proprietário o que implica na obrigatoriedade de um relé e MU da mesma marca, o que representa um problema de interoperabilidade. Outros fabricantes disponibilizam um

parâmetro de compensação de atraso onde o usuário pode definir um valor de compensação fixo. Neste caso, o problema é a precisão, uma vez que o atraso na rede de tempo é um atraso não determinístico, e por fim, outros fabricantes não realizam nenhum tipo de compensação. A arquitetura interna de hardware dos relés, frequência de reamostragem e o método de compensação são fornecidos pelos fabricantes no manual de instruções dos relés de PB. A Figura 37 ilustra o tempo de atraso de uma das amostras do caso 3 representado em um diagrama fasorial.

Figura 37 - Diagrama de fase de ciclo pré-falha do caso 3 capturado por relés sem compensação por atraso de tempo.



Fonte: Autoria própria (2021).

4.3 ANÁLISE DO TEMPO DE PROCESSAMENTO DO DISPOSITIVO

As análises do sinal no tempo apresentadas na seção 4.2, mostram uma defasagem entre os sinais medidos pelos três relés, apesar dos pacotes SV serem publicados com estampas de tempo realizadas durante a amostragem inicial da MU. Conforme apresentado na Figura 36, depois de processados pela interface de PB, o sinal passa por uma reamostragem em uma frequência diferente da original, a frequência de reamostragem é uma definição do fabricante e está fora do escopo das normas de PB, o que inviabiliza o uso das estampas de tempo. Por exemplo, um relé com taxa de reamostragem de 2400 Hz teria que ser capaz de alocar no mínimo 4000 estampas de tempo em 2400 amostras. Sendo assim durante a reamostragem as amostras recebem uma nova estampa de tempo, também sincronizada, porém atrasada. Sendo assim o processo de reamostragem do sinal PB adiciona um atraso médio na ordem de 3 ms conforme apresentado na Tabela 13, o que representa +/- 54° de defasagem em relação ao relé convencional em um sistema de 50 Hz.

A Figura 37 apresenta a defasagem angular entre os relés nos ciclos pré-falta em um dos testes do caso 3. É possível observar que em piores casos a defasagem angular pode atingir valores

de 60° ou mais. Em uma subestação composta por relés convencionais e relés PB o atraso do sinal pode resultar em problemas operacionais como uma análise errônea de um registro de perturbação. Além disso, para algoritmos de proteção que realizam comparação de sinais em tempo real, como uma proteção diferencial de linha (87L) é mandatório que os sinais dos relés envolvidos estejam em fase. Em proteções diferenciais, um atraso no sinal representa uma defasagem angular que resulta em uma falsa corrente diferencial, e conseqüentemente, em uma operação indevida do relé. Em uma proteção diferencial de linha convencional, alguns atrasos de tempo como a latência do canal diferencial e o tempo de propagação da linha de transmissão já são intrinsecamente compensados pelo algoritmo. No entanto, os atrasos de PB apresentados na seção 4.2 não são levados em conta em algoritmos tradicionais. Por essa razão, para garantir um correto funcionamento, o relé PB requer uma compensação de tempo adicional em comparação com os relés convencionais.

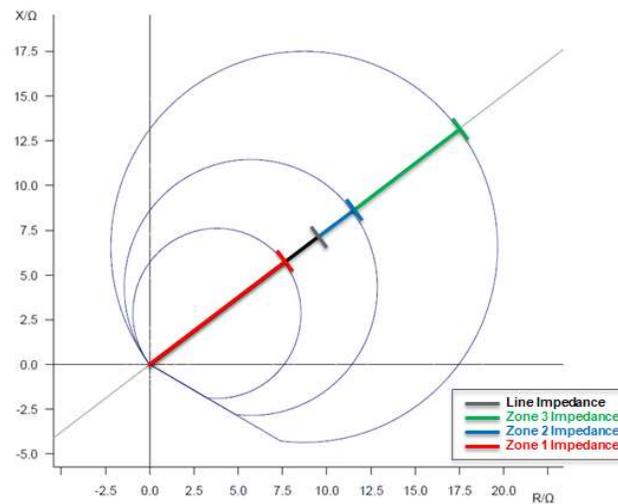
Os métodos de compensação de tempo são uma questão de fabricação e podem exigir um tempo adicional de processamento, e conseqüentemente atrasar o tempo de operação do relé. Também é importante observar que mesmo utilizando relés de mesmo modelo e fabricante, e com uma sincronização PTP, foi possível identificar um atraso de tempo médio de aproximadamente 1 ms entre os dois relés PB. Essa diferença é causada pelas filas de processamento internos do relé como decodificação e reamostragem, esse tipo de diferença é inerente a precisão do *clock* interno e é normal em dispositivos microprocessados.

A arquitetura de rede utilizada nos testes foi projetada para colocar todos os dispositivos no melhor cenário possível em relação à latência. O sinal PTP leva apenas um salto para chegar em qualquer dispositivo e os cabos *Ethernet* e ópticos são do mesmo fabricante e mesmo comprimento (1 m). Isso significa que os atrasos aqui apresentados podem variar em um cenário com uma rede mais complexa e fluxo de dados mais intenso (JUNIOR, 2019). Em relação ao sincronismo de tempo, uma possível falha de sincronização também pode resultar em uma defasagem angular. Neste caso, os relés devem ser devidamente configurados para bloquear proteções, que dependem de comparações em tempo real entre dispositivos com fontes de sincronismo de tempo distintas. Em certos casos, um relé pode receber sinais de tensão e corrente de MU diferentes. Nesses casos, para executar algoritmos de proteção que dependem da correlação entre tensões e correntes, como uma proteção à distância, as MU precisam estar sincronizadas pela mesma fonte de tempo. Funções de proteção como sobrecorrente não direcional, e sub e sobre tensão, não são afetadas pela perda de sincronismo de tempo.

4.4 ANÁLISE DE DESEMPENHO DE PROTEÇÃO

Para realizar a análise de desempenho de disparo da proteção, os autores utilizaram os resultados dos testes de campo do caso 4. O estudo de proteção do caso 4 define os alcances da proteção à distância com a característica Mho. Figura 38 mostra a característica e o alcance das zonas de proteção do caso 4 em um plano Z, a linha preta marca a impedância da linha, e as linhas coloridas marcam o alcance das zonas 1,2 e 3.

Figura 38 - Característica de proteção de fase de distância do caso 4, o círculo menor marca os limites de alcance da Zona 1, o círculo médio marca o alcance da Zona 2, e o maior círculo representa o alcance da Zona 3.



Fonte: Autoria própria (2021).

A Zona 1 foi configurada com alcance de 80% da linha; Zona 2, 120%; e Zona, 3 +/- 180% de acordo com o estudo de proteção e seletividade. A Tabela 13 apresenta os ajustes de proteção de distância do relé.

Tabela 14 - Parâmetros de proteção.

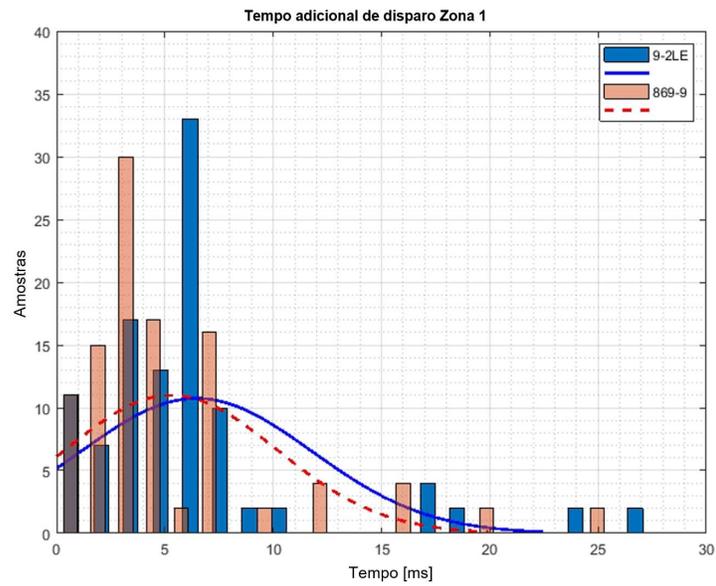
	Alcance	ângulo	Tempo
Zona 1	9,52 Ω	37°	0 s
Zona 2	14,3 Ω	37°	0,40 s
Zona 3	21,85 Ω	37°	1,3 s

Fonte: Autoria própria (2021).

As Figura 39-41 mostram os histogramas do tempo adicional no disparo durante os testes de proteção realizados nos relés PB 9-2LE e IEC61869-9 quando comparados aos tempos do relé convencional no caso 4. Os valores apresentados são determinados por meio da Equação (4), onde AT é o tempo adicional de disparo, PBT é o tempo de disparo do relé PB e CTP é o tempo de disparo do relé convencional:

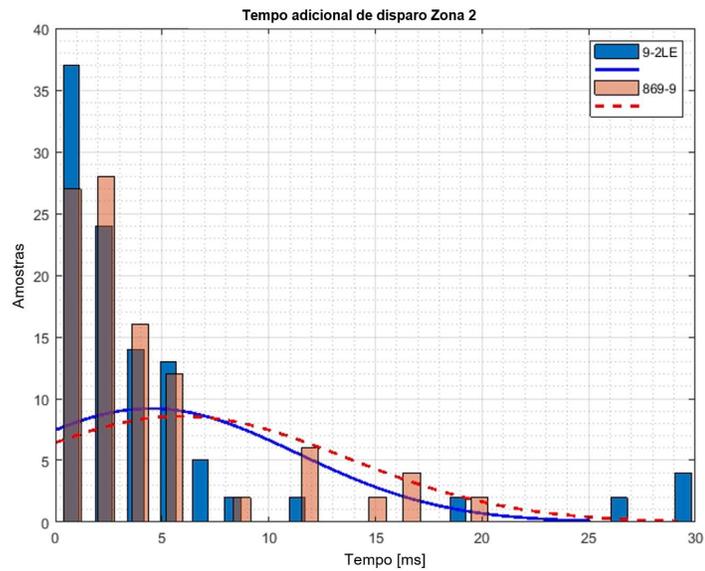
$$AT = PBT - CTP \quad (4)$$

Figura 39 - Tempo adicional de disparo encontrado para o rele de PB na Zona 1.



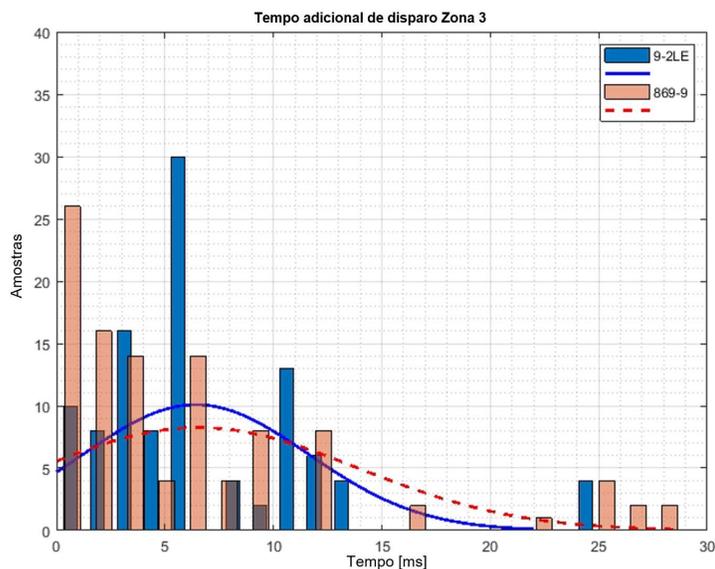
Fonte: Autoria própria (2021).

Figura 40 - Tempo adicional de disparo encontrado para o rele de PB na Zona 2.



Fonte: Autoria própria (2021).

Figura 41 - Tempo adicional de disparo encontrado para o rele de PB na Zona 3.



Fonte: Autoria própria (2021).

Analisando os dados em Figura 39-41, a média de tempo adicional de disparo apresentada é de aproximadamente 6 ms. Os atrasos no tempo de disparo encontrados durante os testes podem representar problemas para a coordenação e seletividade do sistema. Apesar do atraso estar na ordem de milissegundos, o tempo de disparo considerado para a Zona 1 deve tender a zero. É importante lembrar que além do atraso causado pela medição via SAMU, em uma aplicação completamente digital o sinal de disparo é enviado para o disjuntor via GOOSE aumentando ainda mais o atraso no disparo. Conseqüentemente, esquemas de teleproteção também podem ser afetados por esse atraso. Deste modo, o tempo adicional apresentado deve ser considerado pelo estudo de proteção e seletividade afim de evitar os problemas citados anteriormente. O tempo encontrado não representa nenhum impacto significativo na Zona 3.

4.5 ATRASO NO TEMPO DE DISPARO E IMPACTO NA PROTEÇÃO

Nos últimos anos eventos causando colapso no sistema elétrico de potência em todo o mundo mostram a necessidade urgente de novas tecnologias e técnicas para garantir a estabilidade do sistema (MOONEY, 2008). Quando falamos a respeito do desempenho da proteção em eliminar um defeito, a velocidade é um fator crítico. Dependendo das características do sistema, um atraso de poucos milissegundos pode trazer conseqüências severas em termos de estabilidade e conservação de ativos já que cada milissegundo adicionado ao tempo de disparo de um dispositivo significa que o curto-circuito vai permanecer no sistema por mais tempo. Baseado nisso, alguns fabricantes de equipamentos de proteção têm implementado no mercado novas abordagens e tecnologias que visam reduzir alguns milissegundos do tempo de atuação dos relés de proteção, o que vai de encontro com a argumentação de que poucos milissegundos de atraso não têm interferência no sistema.

Além de questões de coordenação e seletividade, quando não considerados corretamente no estudo de projeto, os tempos adicionais encontrados na Figura 39-41 também podem resultar em outros problemas, como uma inesperada saturação de TC devido a permanência prolongada da corrente de curto-circuito no sistema. Quando um TC atinge o estado de saturação, o enrolamento secundário não é capaz de reproduzir a corrente de primário proporcional, o que pode causar uma má operação ou atrasar ainda mais o disparo do elemento de distância (MOONEY, 2008). Por exemplo, para a correta operação de um esquema de teleproteção, o elemento Zona 2 do terminal remoto deve receber um sinal de disparo permissivo ou uma sinalização bloqueio antes da saturação do TC, já que a medição entregue por um TC saturado é aproximadamente zero. Assim, em uma situação defeituosa, se o tempo de disparo da Zona 1 mais o tempo de propagação do canal for maior do que o tempo de saturação do TC remoto, o esquema de proteção pode não funcionar corretamente, o que representa um problema de seletividade.

Os resultados encontrados através dos estudos de casos apresentados são essenciais para classificar e quantizar os impactos práticos da digitalização, em relação a amplitude, frequência, atraso na medição e tempo de atuação. Conforme as conclusões apresentadas no Capítulo 5.

5. CONCLUSÕES

Esta pesquisa apresentou um estudo sobre impactos práticos da digitalização dos sistemas de proteção de subestações utilizando quatro estudos de caso, incluindo equipamentos comerciais, testes de laboratório, simulação de sistemas e testes de campo. Os resultados apresentados são principalmente focados no desempenho dos relés de PB no que diz respeito a análises de amplitude, resposta em frequência, atraso na medição e atraso no tempo de disparo. A partir dos resultados dos testes apresentados na seção 4.1, é possível determinar que a implementação dos SV não causa mudanças significativas na magnitude ou frequência do sinal.

Por outro lado, a análise dos sinais de PB no tempo do trazem resultados e considerações importantes. Após receber as amostras SV, o relé de PB realiza uma reamostragem em uma frequência diferente. Durante esse processo, as novas amostras recebem uma nova estampa de tempo diferente da estampa de tempo original. De acordo com os resultados apresentados na seção 4.2, a reamostragem do sinal causa um atraso de aproximadamente 3 ms nos sinais analógicos em comparação com um relé convencional. Para garantir o perfeito funcionamento das proteções e evitar análises de oscilografias erradas, o algoritmo do relé deve ser capaz de compensar adequadamente esta diferença. Além disso, os métodos de compensação disponíveis que usam valores fixos podem apresentar falhas já que a latência da rede e tempos de processamento não são determinísticos e o atraso do sinal também pode variar de acordo com a variação da frequência da rede elétrica. Sendo assim, a correta compensação pode exigir uma nova estimativa de atraso a cada ciclo, o que exige uma maior potência computacional do IED e pode resultar em um aumento do tempo de processamento. Além disso, uma vez que as etapas de reamostragem e compensação de tempo estão fora do escopo das normas de PB, um método que requer interações entre dispositivos, pode representar um problema de interoperabilidade.

Em relação ao desempenho tempo de atuação, é sabido que a implementação de um sistema de proteção com PB representa um aumento no tempo de disparo, e quantificar esse aumento em aplicações reais é essencial para estudos de proteção e análises de estabilidade. De acordo com os histogramas apresentados na Seção 4.4, um relé PB poderia apresentar uma resposta de tempo média aproximadamente 6 ms mais lenta do que um relé convencional. Este atraso pode variar de acordo com os fabricantes, topologia de rede e tempo de processamento local do IED. A implementação do sinal de atuação via mensagem GOOSE pode aumentar este atraso em até 3 ms que é o tempo de transferência máximo definido na norma IEC61850-5 para esse tipo de aplicação. Sendo assim, em uma aplicação de proteção PB, uma falta pode facilmente levar 9 ms a mais para ser isolada do que em um sistema convencional. Este atraso adicional deve ser informado pelo fabricante do dispositivo e considerado nos estudos de seletividade e coordenação. Por esse motivo, os impactos do PB apresentados devem ter seus efeitos analisados cuidadosamente e separadamente em cada PUAS antes de uma implantação massiva.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

As discussões dos métodos de compensação e processamento de sinal PB apresentadas neste trabalho podem ser investigadas e discutidas pela comunidade para identificar e padronizar a técnica mais eficiente para resolver o problema. Assim como, o estudo dos efeitos do aumento do tempo de atuação em sistemas de potência interligados, quando implementado de forma massiva.

REFERÊNCIAS

- ADEWOLE, A. C.; TZONEVA, R. Impact of IEC 61850-9-2 Standard-Based Process Bus on the Operating Performance of Protection IEDS: Comparative Study. **IFAC Proceedings Volumes**, Cape Town (África do Sul), v. 47, n. 3, p. 2245–52, abr. 2014.
- ANDERSSON, L.; BRUNNER, C.; ENGLER, F. Substation automation based on iec 61850 with new process-close technologies. In: POWER TECH CONFERENCE, 2003, Bologna. **2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings**, 2003. p. 6-11.
- APOSTOLOV, A. Efficient maintenance testing in digital substations based on IEC 61850 edition 2. **Protection and Control of Modern Power Systems**. Los Angeles (Estados Unidos), v. 37, nov. 2017
- BRUNNER, C.; LANG, G.; LECONTE, F.; STEINHAUSER, F. Implementation guideline for digital interface to instrument transformers using iec 61850-9-2. **UCA International User Group**, Raleigh (Estados Unidos da América) p. 1-31, 2006.
- BUCK, J.; DANIEL, M.M.; SINGER, A.C. **Computer explorations in signals and systems using MATLAB**. 2. ed. Hoboken: Prentice Hall, 2001.
- CHASE, S.; *et al.* Protection and testing considerations for IEC 61850 sampled values-based distance and line current differential schemes. In: 72ND ANNUAL CONFERENCE FOR PROTECTIVE RELAY ENGINEERS, 2019, College Station (Estados Unidos da América). **Paper and Presentations Archives**, 2019. p. 1–10
- COUVRE, H. P. **Integração de dados dos sistemas de proteção de subestações distribuidoras**. 2011. 111 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.
- COLOMBO, E.; MIRTA, J. **Polarização da luz: uma proposta de experiências simples**. In: Caderno Catarinense de Ensino de Física. Departamento de Química, Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, abr. 1991.
- DOLEZILEK, D.; GAMMEL, D.; FERNANDES, W. Complete IEC 61850 protection and control system cybersecurity is so much more than device features based on IEC 62351 and IEC 62443. In: 10TH ANNUAL PROTECTION, AUTOMATION AND CONTROL WORLD CONFERENCE. 2019, Glasgow (Reino Unido), 2019. p. 1-10
- DUALIBE, PAULO. **Consultoria para uso eficiente de energia**. 1999. Disponível em: <https://www.docsity.com/pt/subestacao-se/4753213/>. Acesso em: 18 Jan 2020.
- GARCÍA, P. D. R. Hacia las subestaciones IEC 61850, un reto actual para las compañías eléctricas. In: III Congreso **Smart Grids**, 2016, Madrid (Espanha). **LIBRO COMUNICACIONES DEL III CONGRESSO SMART GRIDS**, 2016. P. 19-24.
- H. GRASSET, **Differences between iec 61850-9-2, 9-2le and iec 61869-9**. CIGRE Technical Exhibition. ago. 2018. Disponível em: <http://www.ucaiug.org/meetings/cigre2018/booth-presentations/20-wednesday-schneider-differences-between-61869.pdf>. Acesso em: 20 Jan 2020.

HIRSCHMANN. HSR – High Availability Seamless Redundancy. **Technologies**. 2020.

Disponível em:

https://hirschmann.com/en/Hirschmann_Produte/Industrial_Ethernet/Technologies/HSR_uE2u80u93_High_Availability_Seamless_Redundancy/index.phtml. Acesso em: 08 fev. 2020.

HIRSCHMANN. Precision Time Protocol. **Technologies**. 2020. Disponível em:

https://hirschmann.com/en/Hirschmann_Produte/Industrial_Ethernet/Technologies/Precision_Time_Protocol/index.phtml. Acesso em: 08 fev. 2020.

HIRSCHMANN. PRP - Parallel Redundancy Protocol. **Technologies**. 2020. Disponível em:

https://hirschmann.com/en/Hirschmann_Produte/Industrial_Ethernet/Technologies/PRP_-_Parallel_Redundancy_Protocol/index.phtml. Acesso em: 08 fev. 2020.

HONG, S. Y.; QIN, W. A wavelet-based method to discriminate between inrush current and internal fault. In: POWER CON 2000, 2000, Perth (Australia). **International Conference on Power System Technology Proceedings**, 2000, p. 927–931.

IGARASHI, G.; SANTOS, J. C. Challenges to the implementation of a real-time process bus according to IEC 61850-9. In: IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGY CONFERENCE EUROPE, 2015, Istanbul. **IEEE PES Innovative Smart Grid Technology Conference Europe Proceedings**, 2015. p. 1–6.

INGRAM, D. M. E.; SCHAUB, P.; TAYLOR, R. R.; CAMPBELL, D. A. Performance analysis of IEC 61850 sampled value process bus networks. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, Queensland (Australia), v. 9, n. 3, p. 1445-1454, 2013.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, **IEEE 1588 standard for a precision clock synchronization protocol for networked measurement and control systems**. Nova Iorque (Estados Unidos), p. 270, 2008.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. **IEEE C37.2. Power Systems Relaying Committee: Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations**. Nova Iorque (Estados Unidos), IEEE, 2008.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61850-1 Ed. 2.0: Communication networks and systems for power utility automation – Part 1: Introduction and overview**. Genebra (Suíça): IEC, 2013.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60255-121 STANDARD Ed1.0: Measuring relays and protection equipment – Part 121: Functional requirements for distance protection**. Genebra (Suíça): IEC, 2014.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60255-187-1 STANDARD Ed1.0: Measuring relays and protection equipment – Part 187-1: Functional requirements for differential protection**. Genebra (Suíça): IEC, 2021.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61850-4 Ed. 2.0:** Communication networks and systems for power utility automation – Part 4: System and project management. Genebra (Suíça): IEC, 2011.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61850-1 Ed. 1.0:** Communication networks and systems for power utility automation – Part 1: Introduction and overview. Genebra (Suíça): IEC, 2003.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61850-5 Ed. 2.0:** Communication networks and systems for power utility automation – Part 5: Communication requirements for functions and device models. Genebra (Suíça): IEC, 2013.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61850-8-1 Ed. 2.0:** Communication networks and systems for power utility automation – Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM). Genebra (Suíça): IEC, 2011.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61850-9-2 Ed. 2.0:** Communication networks and systems for power utility automation – Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values. Genebra (Suíça): IEC, 2011.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61869-2 Ed. 1.0:** Instrument Transformers – Part 2: Additional requirements for current transformers. Genebra (Suíça): IEC, 2012.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61869-3 Ed. 1.0:** Instrument Transformers – Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers. Genebra (Suíça): IEC, 2011.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61869-9 Ed. 1.0:** Instrument Transformers – Part 9: Digital interface for instrument transformers. Genebra (Suíça): IEC, 2016.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 62439-3:** Industrial communication networks – high availability automation networks – part 3: parallel redundancy protocol (prp) and high-availability seamless redundancy (hsr). Genebra (Suíça): IEC, 2016.

JUNIOR, P. S. P.; MARTINS, C. M.; BERNARDINO, R. C.; PEREIRA, S. P. Analysis of PTP synchronization behavior with IEC 61850 process bus. In: 2019 IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGY CONFERENCE - LATINO AMERICA, 2019, Gramado (Brasil). **IEEE PES Innovative Smart Grid Technology Conference - Latino America Proceedings**, 2019. p. 1-6.

JURII, G.; HAVELKA, J.; CAPUDER, S.; SUI, S, **Laboratory test bed for analyzing fault detection reaction times of protection relays in different substation topologies**, Energies 11 (2018).

KUNSMAN, S.; MEIER, S.; HEDDING, R. Protection and control system impacts from The Digital World. In: **69TH ANNUAL CONFERENCE FOR PROTECTIVE RELAY**

ENGINEERS. 2016, College Station (Estados Unidos da América). **2016 69th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)**. 2016. p. 1-16.

MACEDO, R. T.; FRANCISCATTO, R.; DA CUNHA, G. B.; BERTOLINI, C. **Topologias e meios de transmissão**: Topologias de redes de computadores. In: Redes de computadores: Licenciatura em computação. 1. ed. Santa Maria: Núcleo de Tecnologia Educacional da Universidade Federal de Santa Maria, 2018. cap. 2, p. 54-91.

MEKKANEN, M.; ANTILA, E.; VIRRANKOSKI, R.; ELMUSRATI, M. Using opnet to model and evaluate the mu performance based on iec 61850-9-2le. **Procedia Computer Science**, Vaasa (Finlandia), v. 36, p. 72-79, nov. 2014.

MOONEY, J. Distance element performance under conditions of CT saturation. In: 61ST ANNUAL CONFERENCE FOR PROTECTIVE RELAY ENGINEERS, 2008, College Station (Estados Unidos da America). **61st Annual Conference for Protective Relay Engineers Proceedings**, 2008, p. 491–497.

MUZY, G. L. C. O. **Consolidação de Material Didático para a Disciplina de Subestações Elétricas**. 2012. 120 f. Graduação (em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

OLIVEIRA, C. V.; DA SILVEIRA, P. M.; CARVALHO FILHO, J. M. Transformadores de instrumentos óticos como alternativa aos convencionais. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 2019, Belo Horizonte. **XXV SNPTEE Seminário nacional de produção e transmissão de energia elétrica 2019**. p. 1–8.

OLIVEIRA, J. A.; NETO, L. L. M.; SILVA, V. M. Método não invasivo e econômico para aferição de corrente elétrica baseado nas leis de faraday e ampère área: Processos de fabricação, instrumentação, metrologia, automação, robótica e mecatrônica; logística, custos, finanças e economia industrial. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE SISTEMAS INDUSTRIAIS E AUTOMAÇÃO. 2016, Belo Horizonte (Brasil). **Anais do SSIA**. 2016. p. 1-8.

RIAN, INGVILL URDAL. **Application of Optical Current Transformers in Digital Substations** 2017. 168 f. Dissertação (Master of Energy and Environmental Engineering), Department of Electric Power Engineering, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 2017.

S. DAS, S. SANTOSO, A. GAIKWAD, M. PATEL, **Impedance-based fault location in transmission networks: theory and application**, IEEE Access 2 (2014) 537–557, <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2014.2323353>.

SKENDZIC, V.; DOLEZILEK, D. New and emerging solutions for sampled value process bus iec 61850-9-2 standard – an editor’s perspective. In: Southern African Power System Protection & Automation Conference. 2017, Joanesburgo (África do Sul). 2017. P. 1-10.

SON, K. J.; CHANG, T.; KANG, S. The Effect of Time Synchronization Error in LAN-Based Digital Substation. **Sensors**, Yongin (Coreia) p. 1-12, mai .2019.

STEINHAUSER, F. Technology of the future – Sampled Values provide many benefits for the power systems of tomorrow. Technology & business for development EE publishers, Klaus (Austria) p. 1-3, abr. 2012.

STOICA, P.; MOSES, R. **Spectral analysis of signals**. 1. ed. Upper Saddle River: Prentice Hall, 2005.

WALEED, A. Effectiveness and Comparison of Digital Substations Over Conventional Substations. **Advances in Science, Technology and Engineering Systems Journal**, Lahore (Paquistão) v. 4, n. 4, p. 431-439, 2019.

WEISS, S.; GRAEVE, P.; ANDERSSON, A. Benefits of converting conventional instrument transformer data into smart grid capable process data utilizing IEC 61850 merging unit. In: 21ST INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 2011, Frankfurt (Alemanha). **CIREP Papers**, n. 0472, 2011, p. 1-4.

PUBLICAÇÕES REFERENTES AO TRABALHO

01: SILVA MELO, ANDRÉ FELIPE; NETTO, ULISSES CHEMIN; DA SILVA, JEAN CARLOS CARDOZO; DREYER, UILIAN JOSÉ. Influence of process bus on performance of power system protection. **ELECTRIC POWER SYSTEMS RESEARCH**, v. 200, p. 107491, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107491>.