



**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA  
DO TRIÂNGULO MINEIRO – *Campus* Paracatu  
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**GIULLIAN FARIA BARBOSA**

**PROTEÇÃO E AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES:** um estudo dos  
padrões IEC 61850 e CPC

**PARACATU, MG**

**2021**

**GIULLIAN FARIA BARBOSA**

**PROTEÇÃO E AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES: um estudo dos padrões IEC  
61850 e CPC**

Trabalho de conclusão de curso apresentado  
ao Instituto Federal de Educação, Ciência e  
Tecnologia do Triângulo Mineiro, Campus  
Paracatu, como requisito parcial para  
conclusão do Curso Bacharelado em  
Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Msc. Allisson Lopes de  
Oliveira

**PARACATU, MG**

**2021**

Ficha Catalográfica elaborada pelo Setor de Referência do IFTM –  
*Câmpus Patrocínio*

B238p	<p>Barbosa, Giullian Faria. Proteção e automação de subestações / Giullian Faria Barbosa. – 2021. 50 f.: il.</p> <p>Orientador: Prof. Me. Allisson Lopes de Oliveira Monografia (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal do Triângulo Mineiro – Câmpus Paracatu, 2021.</p> <p>1. Automação. 2. Subestações. I. Oliveira, Alisson Lopes de. II. Título.</p> <p style="text-align: right;">CDD- 629.8</p>
-------	---

## **TERMO DE APROVAÇÃO**

**GIULLIAN FARIA BARBOSA**

### **PROTEÇÃO E AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES: um estudo dos padrões IEC 61850 e CPC**

Trabalho de conclusão de curso  
apresentado ao Instituto Federal de  
Educação, Ciência e Tecnologia do  
Triângulo Mineiro, Campus  
Paracatu, como exigência parcial  
para obtenção do diploma de  
Bacharel em Engenharia Elétrica,  
sob a orientação do Prof. Msc.  
Allisson Lopes de Oliveira.

Aprovado em 20 de janeiro de 2021.

---

Prof. Msc. Allisson Lopes de Oliveira

---

Prof. Msc. Lucas Rodrigues de Almeida

---

Prof. Msc. Rafael Mendes Faria

**PARACATU, MG**

**2021**

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, gostaria de agradecer a Deus, pela saúde e força de vontade para superar todos os desafios que encontrei durante esta trajetória.

Aos meus pais Elidê e Gilcimar, por todos os ensinamentos e educação que me proporcionaram ao longo da vida, e por sempre me incentivarem a persistir com meus sonhos.

Ao meu namorado Vinícius pelo incentivo, carinho e compreensão, e por sempre estar presente na minha vida.

Ao meu orientador Allisson por todo apoio e paciência ao longo da elaboração do meu trabalho de conclusão de curso.

Ao IFTM pelo acolhimento desde o ensino médio, proporcionando educação de qualidade e crescimento pessoal e profissional.

## RESUMO

O trabalho teve como objetivo comparar a Norma IEC 61850 e o novo protocolo CPC (Controle e Proteção Centralizado), quanto à confiabilidade e otimização da automação de subestações. A metodologia utilizada foi revisão bibliográfica exploratória. A IEC 61850 proporcionou padronização de protocolos de comunicação para IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) e implementação de interoperabilidade. O CPC se beneficiou de tecnologias IEC 61850, e adicionou melhorias para o sistema de proteção, automação e controle de subestações. Esses avanços o tornaram mais robusto e flexível. Portanto, a implementação de CPC apresenta maior confiabilidade e otimização da automação de subestações em relação à IEC 61850.

**Palavras-chaves:** Automação de subestações. IEC 61850. IED. CPC

## ABSTRACT

The work aimed to compare the IEC 61850 Standard and the new CPC protocol (Centralized Control and Protection), regarding the reliability and optimization of substation automation. The methodology used was an exploratory bibliographic review. IEC 61850 provided standardization of communication protocols for IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) and implementation of interoperability. The CPC benefited from IEC 61850 technologies, and added improvements to the substation protection, automation and control system. These advances have made it more robust and flexible. Therefore, the implementation of CPC presents greater reliability and optimization of the automation of substations in relation to IEC 61850.

**Keywords:** Substation automation. IEC 61850. IED. CPC.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Tipos de protocolos de comunicação .....	23
Figura 2: Níveis hierárquicos típicos do SAS .....	24
Figura 3: Esquema de composição dos arquivos SCD em CID .....	29
Figura 4: Evolução do sistema de proteção e controle que leva ao CPC .....	33
Figura 5: Conexão direta entre o nível de processo e o sistema CPC no nível da estação.	34
Figura 6: Arquitetura 1 do CPC .....	35
Figura 7: Arquitetura 2 do CPC .....	36
Figura 8: Arquitetura 3 do CPC.....	36
Figura 9: Arquitetura 4 do CPC .....	37
Figura 10: Arquitetura 5 do CPC.....	37
Figura 11: Arquitetura 5-a do CPC.....	38



## LISTA DE ABREVIATURAS

A/D	– Conversão analógica-digital
ABNT	– Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACSI	– Abstract Communication Service Interface
ANEEL	– Agência Nacional de Energia Elétrica
CID	– Configured IED Description
COMPERJ	– Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro
CPC	– Unidade de proteção e controle centralizado
DA	– Data attributes
DJ	– Data Objects
EPRI	– Electric Power Research Institute
GOOSE	– Generic Object Oriented Substation Event
GPS	– Global Positioning System
GSSE	– Generic Substation Status Event
HSR	– High-Availability Seamless Redundancy
ICD	– Capability Description
IEC	– International Electrotechnical Commission
IEDs	– Dispositivos Eletrônicos Inteligentes
IEEE	– Institute of Electrical and Electronic Engineers
IEEE	– Institute of Electrical and Electronic Engineers
IHM	– Interface homem-máquina
IMU	– Unidade de fusão inteligente
IP	– Internet protocol
LD	– Logical Device
LN	– Logical nodes
MMS	– Manufacturing Message Specification
MU	– Measuring Units
NR-10	– Normas regulamentadoras sobre segurança em Instalações e Serviços de Eletricidade.
OSI	– Open System Interconnect
P & C	– Proteção e Controle
PD	– Physical device

PES	– Power & Energy Society
PID	– Dispositivo/unidade de interface de processo
PIU	– Unidade de interface de processo
PIU/PID	– Dispositivo / unidade de interface de processo
PRP	– Parallel Redundancy Protocol
RIO	– Módulos de entrada e saída remota
RNEST	– Refinaria Abreu e Lima
RTU	– Remote Terminal Unit
SAS	– Sistema de automação de subestações
SCD	– Substation Configuration Description
SCL	– Substation Configuration Description Language
SCSM	– Specific Communication Service Mapping
SE	– Subestações de energia
SEP	– Sistema Elétrico de Potência
SSD	– System Specification Description
SV	– Sample Value
TC	– Transformadores de corrente
TCP	– Transmission Control Protocol
TP	– Transformadores de potencial
UCA	– Utility Communication Architecture
XML	– Extensible Mark-up Language

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>11</b>
1.1 OBJETIVOS .....	12
1.1.1 Objetivo geral .....	12
1.1.2 Objetivos específicos .....	12
1.2 JUSTIFICATIVA .....	13
<b>2 REFERENCIAL TEÓRICO .....</b>	<b>14</b>
2.1 PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS .....	14
2.1.1 Tipos de proteção .....	14
2.1.2 Elementos do sistema de proteção .....	15
2.2 DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO .....	16
2.2.1 Relés eletromecânicos .....	17
2.2.2 Relés eletrônicos .....	17
2.2.3 Relés digitais .....	18
2.2.4 Relés numéricos (IEDs) .....	18
2.3 CONTROLE DE SUBESTAÇÕES .....	20
<b>3 METODOLOGIA .....</b>	<b>21</b>
<b>4 SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES (SAS) .....</b>	<b>22</b>
4.1 NORMA IEC 61850 .....	23
4.1.1 Modelagem de dados .....	26
4.1.2 Modelagem de comunicação .....	27
4.1.3 Linguagem SCL .....	28
4.2 PROTEÇÃO E CONTROLE CENTRALIZADO (CPC) .....	29
4.2.1 Tecnologias existentes de apoio ao CPC .....	31
4.2.2 Arquiteturas de sistema CPC .....	34
4.2.3 Aplicações avançadas de CPC .....	38
<b>5 RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>	<b>41</b>
5.1 COMPARAÇÃO ENTRE IEC 61850 E CPC .....	41
5.2 EXEMPLOS DE APLICAÇÕES DA IEC 61850 E CPC.....	43
<b>6 CONCLUSÃO .....</b>	<b>45</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>46</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é fundamental para a realização da maioria das atividades cotidianas da sociedade, o suficiente para torná-la sua dependente. A fim de suprir essa exigência de energia, é extremamente importante que o seu fornecimento ocorra com um alto grau de qualidade, o que envolve todos os níveis do Sistema Elétrico de Potência (SEP): geração, transmissão e distribuição de energia.

No Brasil, o órgão regulador do setor elétrico é a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), tendo a fiscalização do fornecimento de energia como uma das principais atribuições, a fim de manter a qualidade do serviço prestado aos consumidores (BRASIL, 2016).

Mesmo com toda a fiscalização de qualidade e desempenho em todos os níveis dos sistemas elétricos de potência, não é possível garantir uma imunidade a falhas e defeitos. Assim, na operação do SEP é comum o surgimento de falhas nos seus componentes. Essas falhas resultam em interrupções no fornecimento de energia aos consumidores conectados a esses sistemas, e consequentemente, redução da qualidade do serviço prestado, além da possibilidade de danificar a própria rede e seus equipamentos (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

Diante de uma exposição do sistema elétrico a condições anormais – independente da sua causa – o sistema de proteção deve assegurar a desconexão de todo sistema elétrico ou parte dele de maneira ágil, precisa e garantindo um mínimo impacto no sistema. Além disso, o sistema de proteção deve fornecer as informações necessárias aos seus operadores, a fim de facilitar a identificação do ocorrido e a sua recuperação.

É importante levar em consideração alguns requisitos básicos em um projeto de proteção, os quais: seletividade, zonas de atuação, velocidade, sensibilidade, confiabilidade; e automação (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

Dentre os requisitos de sistemas de proteção citados, o foco deste projeto é a Automação de Subestações. O Sistema de Automação de Subestações (SAS) consiste em um conjunto de recursos, métodos, equipamentos, softwares e protocolos de comunicação que promove, além da proteção dos sistemas, o controle e a supervisão do processo de distribuição da energia elétrica (SANTOS, 2018). Uma vez que a automação de sistemas reduz ou elimina a interação homem/máquina, pode-se dizer que também evita falhas humanas. Assim, seus principais benefícios são, basicamente, melhorias na confiabilidade,

segurança nas operações, disponibilidade e tempo de resposta a falhas.

Na visão de Rosário (2009) a automação é todo processo que realiza trabalhos e atividades de forma autônoma ou que auxilia o homem em suas tarefas do dia-a-dia. É a substituição da mão de obra humana por equipamentos e máquinas sofisticadas e computadores inteligentes.

Existem normas que regulamentam a automação desses sistemas a nível mundial, estabelecendo padronizações da comunicação entre equipamentos. Com o avanço dos dispositivos de proteção e evolução das tecnologias, novas estratégias foram tomando forma. Uma dessas estratégias foi a interoperabilidade entre dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs), simplificando a comunicação entre equipamentos de diferentes fabricantes (RODRIGUES, 2013). Essa foi uma das motivações para criação do padrão IEC 61850, que é abordado neste trabalho em comparação ao padrão mais recente, de sistemas de Proteção e Controle Centralizado (CPC).

O padrão IEC 61850 foi desenvolvido em parceria entre o *Electric Power Research Institute* (EPRI), o *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE) e o *International Electrotechnical Commission* (IEC) (RODRIGUES, 2013). O CPC veio para trazer melhorias nas funcionalidades do padrão anterior e redução de custos.

A CPC é uma nova abordagem para subestações de distribuição. Como seu nome sugere, o CPC concentra em apenas um dispositivo (computador de alto desempenho) a proteção e o controle da subestação, além do monitoramento, funções de comunicação e gerenciamento de ativos. Esse sistema promove mudanças de funções do nível do compartimento, ou seja, dos relés, ao nível da estação na subestação.

## 1.1 OBJETIVOS

### 1.1.1 Objetivo geral

Comparar a Norma IEC 61850 e o novo protocolo CPC, quanto à confiabilidade e otimização da automação de subestações.

### 1.1.2 Objetivos específicos

- Realizar um levantamento histórico sobre dispositivos de proteção;

- Levantar dados das aplicações da Norma IEC 61850;
- Compreender as funcionalidades dos dispositivos atualmente utilizados na proteção de sistemas elétricos;
- Realizar revisão bibliográfica comparando equipamentos de proteção, enfatizando Normas IEC 61850 e CPC (unidade centralizada de proteção e controle).

## 1.2 JUSTIFICATIVA

Tendo em vista a importância da eletricidade para a sociedade atual, é essencial a preocupação com o fornecimento, confiabilidade e disponibilidade dessa energia. Sendo assim, é imprescindível pensar em proteção de sistemas elétricos e sua forma de operação e, conseqüentemente, na automação de subestações.

Os SAS trazem grandes benefícios, principalmente na segurança e confiabilidade das operações. Este trabalho explora o atual sistema de automação utilizado em subestações do Brasil (o IEC 61850) e o compara a uma abordagem mais recente e pouco divulgada no país (CPC).

## 2REFERENCIAL TEÓRICO

### 2.1 PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Conforme Mamede Filho (2017), uma subestação é um conjunto de condutores, aparelhos e equipamentos destinados a modificar as características da energia elétrica (tensão e corrente), permitindo sua distribuição aos pontos de consumo em níveis adequados de utilização.

O sistema de proteção executa medidas comparando, por exemplo, tensão e corrente com valores limites que são calculados pelos(as) engenheiros(as) de proteção. Essas comparações podem conter valores de tempo, para determinar a permanência da condição, bem como exigir outras verificações no sistema em outros pontos da rede. Se todas as verificações são satisfeitas, uma determinada ação é executada, o que resulta, na maioria das vezes, na abertura de um disjuntor para isolar uma parte da rede (PINHEIRO, 2019).

Mamede Filho e Mamede (2011) citam que o sistema de proteção de redes de distribuição é responsável pela tratativa de faltas, falhas e defeitos ocasionados por qualquer anormalidade. Essa tratativa consiste em assegurar a desconexão de todo sistema elétrico submetido a qualquer anormalidade que o faça operar fora dos limites previstos ou de parte dele. Em segundo lugar, o sistema de proteção tem a função de fornecer as informações necessárias aos responsáveis por sua operação, de modo a facilitar a identificação dos defeitos e a sua consequente recuperação.

Para que o sistema de proteção assegure a tratativa de falhas, dados são coletados em forma de medições e processados a fim de fornecer monitoramento, recursos de controle e proteção. É indispensável que todo e qualquer sistema de proteção promova o diagnóstico correto do problema, a velocidade de resposta, e o mínimo distúrbio do sistema elétrico.

#### 2.1.1 Tipos de proteção

Existem conjuntos (tipos) de proteções que são específicos para determinados eventos. Conforme Mamede Filho e Mamede (2011), os principais tipos de proteção (para falhas que ocorrem com maior frequência) são os seguintes: sobrecorrentes, de

sobretensão, de subtensões, de frequência, e de sobre-excitação.

Proteção de sobrecorrente – os eventos mais comuns que ocorrem nos sistemas elétricos são sobrecorrentes, isto é, correntes que ultrapassam o valor preestabelecido. Essa condição também causa os maiores níveis de desgaste e, conseqüentemente, comprometimento da vida útil de componentes elétricos. As sobrecorrentes podem ser classificadas em sobrecargas e curtos-circuitos (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

Proteção de sobretensão – a sobretensão ocorre quando a tensão eficaz atinge um valor superior a 110% da tensão nominal. Alguns eventos que podem causar sobretensão são as descargas atmosféricas, chaveamento e curtos-circuitos monopolares (PAULILO; TEIXEIRA, 2013).

Proteção de subtensão – tem como finalidade proteger principalmente motores e geradores das quedas de tensão, além de retirar grandes geradores de operação quando estão próximos de perder estabilidade. A proteção de subtensões deve atuar quando as tensões atingirem valores inferiores a 80% do valor nominal por mais de 2 segundos. (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011). Essas quedas de tensão acentuadas são decorrentes, principalmente, do carregamento excessivo de circuitos alimentadores (PAULILO; TEIXEIRA, 2013).

Proteção de frequência – protege os sistemas elétricos tanto contra a sobrefrequência quanto subfrequência, resultantes de alterações na velocidade de máquinas rotativas e que podem causar, por exemplo, aquecimento e vibrações. A faixa de tolerância para variações de frequência é bastante estreita: 2Hz acima ou 4Hz abaixo (em casos extremos) da frequência esperada. Ambas as variações de frequência afetam a qualidade da energia fornecida (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2011).

Proteção de sobre-excitação – detecta e registra níveis de indução muito elevados, ocasionados por uma elevação de tensão e/ou eventos de subfrequência. A sobre-excitação causa grande aumento na temperatura da máquina, ruídos e vibração (PEREIRA JUNIOR et al., 2020).

### 2.1.2 Elementos do sistema de proteção

Os elementos que constituem um sistema de proteção são:

- Elemento protegido – é o equipamento primário (linhas de transmissão, transformadores, geradores, motores, barramentos, seccionadoras, reatores,



compensação série);

- Equipamento de proteção – conhecido como relé de proteção ou IED, ou até mesmo o CPC;
- Displays e registradores – servem para sinalizar e fornecer informações aos operadores ou às equipes de manutenção para análise de ocorrências;
- Transformadores de instrumentação – são os transformadores de corrente (TC) e de potencial (TP), que medem as grandezas primárias e convertem os valores para os sistemas de automação, supervisão, proteção e controle. Isto é, reduzem altas tensões e correntes da rede a valores seguros e apropriados para instrumentos de medição e proteção (MIRACHYTSKI, 2019).

Os TCs são utilizados para suprir aparelhos que apresentam baixa impedância, como por exemplo, amperímetros, relés, medidores de energia e de potência. Enquanto os TPs dão suprimento aos aparelhos de alta impedância, tais como voltímetros, relés de tensão, bobinas de tensão de medidores de energia, etc (MAMEDE FILHO, 2015).

## 2.2 DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO

De acordo com Mamede Filho e Mamede (2011) existem dois dispositivos básicos de proteção de sistemas elétricos. São eles: fusíveis e relés. Os fusíveis são dispositivos que operam pela fusão do seu elemento metálico construído com características específicas de tempo  $\times$  corrente, e oferecem proteção contra curto-circuito. Atualmente, esses dispositivos são menos utilizados devido à necessidade de troca a cada vez que atuam. Enquanto os relés, em seus variados modelos, oferecem proteção contra diversas falhas, tais como: sobrecarga, curto-circuito, sobretensão e subtensão.

Na visão de Rocha, Creplive e Cruz (2011) os relés são considerados os mais importantes componentes do sistema de proteção, estes são responsáveis pela decisão lógica sobre a atuação do sistema de proteção. Portanto, devem ser extremamente confiáveis e robustos, pois sua atuação será exigida em condições anormais de operação. Contudo, os relés dependem diretamente dos transformadores de instrumentação, pois recebem os sinais fornecidos pelos secundários dos transdutores, que são os analógicos (TCs e TP's) ou digitais (TC's ópticos).

Para Coury et al. (2012, p. 34), são características funcionais dos relés de proteção:

**Sensibilidade:** capacidade da proteção em responder às anormalidades nas condições de operação e CC a qual foi projetada, retirando de operação apenas a parte do sistema que se encontra sob falta, deixando o resto do sistema operando normalmente. **Seletividade:** isolar completamente o elemento defeituoso e desligar a menor porção possível do sistema, operando os disjuntores adequados a ele associados. **Velocidade de atuação:** minimiza o vulto dos defeitos e risco de instabilidade. É o tempo entre a incidência da falta e o comando de abertura do disjuntor dado pelo relé. **Confiabilidade:** probabilidade de um componente, um equipamento ou um sistema satisfazer uma função prevista, sob dadas circunstâncias e evitar operação desnecessária durante a operação normal do sistema ou na presença de faltas fora de sua zona de proteção.

### 2.2.1 Relés eletromecânicos

Conforme Rush (2011) e Seixas (2020), os primeiros relés utilizados na proteção de SEP foram os relés eletromecânicos. Seu princípio de funcionamento está relacionado ao uso de força mecânica e eletromagnética, gerada por um fluxo de corrente que excita um núcleo magnético e causa o acionamento de um contato.

Paulino e Penariol (2016) citam que os relés eletromecânicos eram constituídos de um circuito de resistores, indutores e capacitores, operando com molas e alavancas que definiam os tempos de operação. Em comparação aos relés atuais, esses dispositivos podem ser considerados bastante simples, com poucos parâmetros a serem aferidos.

Por outro lado, Rush (2011) cita uma vantagem a respeito do princípio de funcionamento desses relés: eles contam com um isolamento galvânico entre as entradas e saídas de uma forma simples, barata e segura. Assim, para uma simples função de liga/desliga – em que os contatos de saída conduzem correntes substanciais – os relés eletromecânicos ainda são utilizados.

### 2.2.2 Relés eletrônicos

De acordo com Seixas (2020) com a evolução dos sistemas de proteção e da eletrônica, os relés eletromecânicos foram se tornando obsoletos e substituídos por relés eletrônicos (também conhecidos por estáticos).

O termo ‘estático’ indica algo que não tem nenhuma parte móvel. No entanto, segundo Rush (2011), esse não é exatamente o caso de um relé estático, pois seus contatos de saída ainda são geralmente atraídos como os dos relés de armadura (eletromecânicos). No relé de proteção, o termo ‘estático’ refere-se à ausência de partes móveis para gerar a característica de um relé.

Silva (2019) menciona que os relés estáticos podem ser vistos, de forma geral, como uma substituição eletrônica aos relés eletromecânicos – isto é, utilizando componentes analógicos em vez de bobinas e ímas – adicionando alguma flexibilidade na instalação e economia de espaço. Além disso, esses relés possibilitam ao usuário uma programação restrita às funções básicas de ajuste das suas curvas características.

### 2.2.3 Relés digitais

Segundo Seixas (2020), gradualmente os relés digitais foram tomando espaço, o que foi considerado como um grande avanço tecnológico para a proteção e comando das subestações. Os circuitos analógicos utilizados nos relés estáticos foram substituídos, nos relés digitais, por microprocessadores e microcontroladores, levando a um grande aumento da capacidade de processamento e atuação.

Tendo em vista as tecnologias empregadas em microprocessadores, as vantagens dos relés eletrônicos em relação aos eletromecânicos foram consideradas relativamente pequenas se comparadas com as vantagens que os relés microprocessados levam sobre os eletromecânicos e os eletrônicos (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2015).

Silva (2019) discorre que os relés digitais introduziram a conversão analógica-digital (A/D) e o uso de microprocessador para implementação do algoritmo de proteção e, devido a isso, podem ser considerados como tecnologia corrente para muitas aplicações. No entanto, os microprocessadores desses relés possuem uma capacidade limitada de processamento e armazenamento, o que restringe sua funcionalidade basicamente à função de proteção.

### 2.2.4 Relés numéricos (IEDs)

Os relés numéricos, ou IEDs (Dispositivos Eletrônicos Inteligentes), surgiram como uma evolução tecnológica natural dos relés digitais. Um relé numérico pode implementar diversas funcionalidades que dependeriam de vários relés discretos. Devido a isso, as funções de proteção (sobrecorrente, falta a terra, etc.) passaram a ser definidas como ‘elementos de relé’, de forma que um único relé (isto é, um único hardware em um único invólucro) pode implementar diversas funções usando diversos ‘elementos de relé’. Cada um desses elementos são compostos por uma ou mais rotinas de software (RUSH, 2011).

De acordo com Lacerda e Carneiro (2010), Comaccio, Silva e Costa (2017), bem como Resende (2017) os IEDs possuem interfaces para o processo e homem-máquina (IHM), com simples compreensão e atuação. Esses dispositivos têm como principal característica, difundida pela norma IEC 61850, a interoperabilidade - que consiste na habilidade desses dispositivos, independentemente do fabricante, de trocarem informações irrestritas entre si e as utilizarem para suas próprias funções (como bloqueio, trip – comando de abertura –, lógicas ou religamentos).

Rush (2011) defende que as funcionalidades extras dos IEDs podem evitar a necessidade de outros sistemas de medição e controle na subestação. Ou seja, a função dos relés não se restringe mais à proteção básica. Passou a fazer parte de um esquema de automação de subestação. Os relés numéricos trouxeram muitos benefícios e, também, alguns desafios naturais de sistemas automatizados, tais como: controle da versão do software; gerenciamento de dados do relé; teste e comissionamento.

O sistema de proteção teve uma grande evolução com o IED, podendo incorporar várias novas funções como de falha disjuntor, falha disjuntor adjacente, entre outras. Além das funções de medição, registro de eventos, etc. E outras vantagens proporcionadas são as que o mercado sempre exige - economia, por incorporar diversas funções de proteção no mesmo processador, e confiabilidade, já que possui funções de auto monitoramento (FERNANDES, 2014).

Em resumo, o Comitê de Retransmissão do Sistema de Energia da Sociedade de Potência e Energia - *Power System Relaying Committee Report of Working Group K15 of the Substation Protection Subcommittee* (IEEE PES, 2015) a tecnologia de proteção e controle moderna é caracterizada por algumas tendências: plataformas de hardware comuns, configuração de software para executar muitas funções de proteção diferentes em um dispositivo, melhor capacidade de comunicação que suportam protocolos de comunicação (como DNP3 (IEEE 1815), MMS e GOOSE (IEC 61850) e sincrofasor (IEEE C37.118)) combinados com suporte de transição de comunicações seriais para comunicações baseadas em Ethernet. Isso levou à denominação dos relés inteligentes como IEDs, para contrastar com o relé tradicional, tendo em vista que os IEDs atuam com funções de controle, automação e comunicação, além de suas funções de proteção tradicionais (IEEE PES, 2015).

## 2.3 CONTROLE DE SUBESTAÇÕES

Enquanto a proteção de subestações está associada a resguardar o sistema de condições anormais, o controle do sistema é quem contribui com a operação dos equipamentos da subestação. Isto é, o sistema de controle é responsável por fornecer acesso para alterar o estado (ligado/desligado) desses equipamentos. Sendo que, ao detectarem qualquer condição adversa no sistema, o sistema de proteção impulsiona o sistema de controle a atuar para corrigir esta anormalidade. Dessa forma, o sistema de controle costuma atuar de forma mais lenta (talvez na escala de segundos) em relação ao de proteção, que atua em milissegundos ( $\frac{1}{4}$  -1 ciclo ( $\sim 4$  a  $16$  ms para  $60$  Hz)) (IEEE PES, 2015).

Ainda conforme o IEEE PES (2015) existem dois tipos de operação de controle – manual e automática. O controle manual é realizado por pessoa(s), através de interruptores de controle para alterar o estado operacional dos equipamentos elétricos. O controle automático trata-se da execução de tarefas sem intervenção humana, a partir de comandos lógicos que alteram o estado de equipamentos automaticamente. Tanto no tipo de controle automático quanto no manual as operações podem ser realizadas de forma local (no mesmo nível do equipamento) ou remota (executado à distância do equipamento, onde hoje não existe conexão com fio desde o operador no centro de controle até o equipamento que está sendo operado). Esse controle automático de subestações é exposto no capítulo 4.

### **3 METODOLOGIA**

Quanto à metodologia, buscou-se fundamentar o tema em meios científicos para justificar a importância da utilização de automação em subestações.

Em relação aos procedimentos técnicos, a pesquisa será embasada em pesquisa bibliográfica, constituída de livros, teses e artigos voltados para o assunto. Desse modo, a ideia elaborada e divulgada testifica a veracidade do trabalho.

Optou-se pela metodologia exploratória, visando proporcionar maior familiaridade com o problema, possibilitando ao investigador maximizar seu conhecimento acerca da problemática deste trabalho (GIL, 2017).

## 4 SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES (SAS)

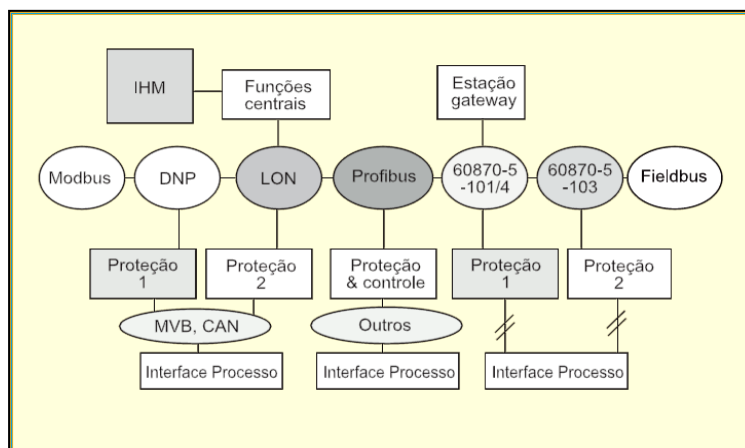
Para proteger o sistema elétrico de forma eficiente, as proteções têm que garantir sensibilidade adequada, velocidade de operação, seletividade e confiabilidade. No intuito de facilitar o alcance de tais critérios é fundamental a automatização das subestações de energia (SE), possibilitando uma comunicação rápida e segura entre seus diversos dispositivos. Porém, há uma grande complexidade ao garantir a interoperabilidade entre equipamentos distintos dentro das SE. Para sanar esse problema a IEC padronizou as redes e sistemas de comunicação em subestações através da IEC 61850. Essa norma modela os dados, modela a comunicação e também padroniza a troca de dados entre dispositivos. Dessa forma, a atuação de uma função de proteção não fica restrita apenas em um relé, mas pode ser compartilhada com outros aparelhos (RESENDE, 2017).

De acordo com Comaccio, Silva e Costa (2017), os SAS possibilitam o controle através de elementos físicos, sem a necessidade da interferência humana, ampliando a confiabilidade e reduzindo a duração das perturbações ou falhas. Para tanto, são utilizados protocolos de comunicação entre IEDs.

Protocolos são conjuntos de regras que controlam a comunicação, de forma a governar a sintaxe e a semântica no intercâmbio de dados. Várias indústrias fornecedoras do setor elétrico desenvolveram protocolos proprietários, com o objetivo de ampliar sua atuação e sua faixa de domínio do mercado (COMACCIO; SILVA; COSTA, 2017).

Para que a padronização atinja a maior parte do mercado, é necessário que ela tenha um custo baixo, proporcionando uma redução de custos em relação à obra total, que suporte todo o design e filosofia de operação, com um bom desempenho e facilidade de adequação, pois fornecedores e clientes necessitam dessa integração. Ela deve permitir várias filosofias, trabalhando tão bem tanto para sistemas centralizados quanto para sistemas descentralizados (Supervisórios) (FERNANDES, 2014, p. 23),

Devido à falta de padronização dos protocolos proprietários, os IEDs de fabricantes diferentes passaram a oferecer problemas para integração em um único sistema, e diversas vezes essas dificuldades somente são resolvidas depois de grande esforço técnico, envolvendo uso de conversores de protocolos (COMACCIO; SILVA; COSTA, 2017). A Figura 1 ilustra diversos dos protocolos de comunicação existentes no mercado:



**Figura 1: Tipos de protocolos de comunicação**

Fonte: Comaccio, Silva e Costa, 2017, p. 27.

Conforme Nogueira (2007), para que uma subestação seja automatizada, são necessários equipamentos de proteção, controle, medição e comunicação, todos conectados à rede. Existem várias vantagens quanto à adoção deste sistema, como maior segurança, redução do custo de operação, melhoria na qualidade do fornecimento de energia elétrica, redução do tempo de interrupções do fornecimento e possibilidade de controle remoto.

Os IEDs são capazes de reunir inúmeras funções de proteção em apenas um relé. O SAS prioriza a interconexão dos IEDs em redes de comunicação de alta velocidade. E assim, contribui para aumentar a qualidade e segurança da energia elétrica, além de reduzir seus custos de operação (RESENDE, 2017).

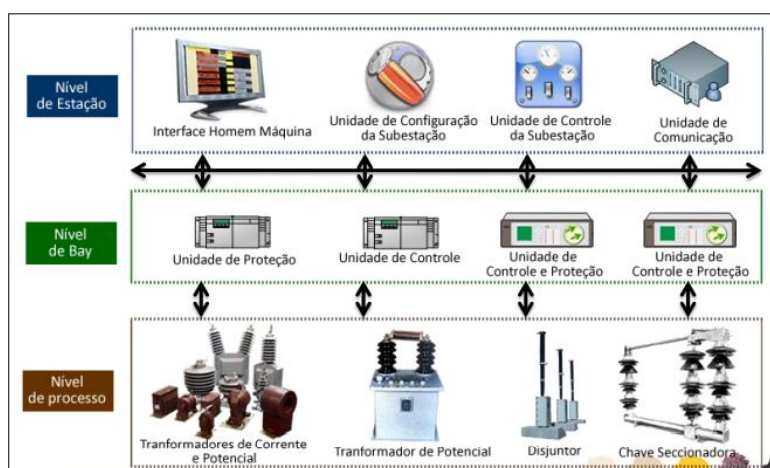
#### 4.1 NORMA IEC 61850

Anteriormente à norma IEC 61850 os protocolos de comunicação não especificavam a forma de organização dos dados em dispositivos de proteção e controle, somente a transmissão dos bytes nos canais de comunicação estava definida. Sendo assim, era necessária uma configuração manual dos objetos e seu mapeamento nos módulos de entrada e saída, ação esta que demandava tempo e estava sujeita a falhas (SOUZA, 2013).

Diante dessa necessidade de melhoria, surgiu então o protocolo IEC 61850, fornecendo um modelo abrangente de organização desses dados, de maneira consistente em todos os tipos e marcas de dispositivos. Com isso o padrão promoveu a interoperabilidade entre esses equipamentos independente de fabricante e otimizou a configuração dos dispositivos, uma vez que essa configuração passou a ser automática (SEIXAS, 2020).



A norma IEC 61850 foi elaborada pelo Comitê Técnico TC 57 da IEC. Este padrão abrange, de acordo com Pereira Junior et al. (2011), “os três níveis do SAS: da Estação, do Bay (baia ou compartimento) e do Processo, pelos dois barramentos: o barramento da estação e o barramento de processos; com requisitos diferentes para cada tipo de comunicação”. Sousa, Starck e Valtari (2017) afirmam que esse modelo é baseado no método de confiabilidade Bloco-Camada (*Block-Layer*), que inclui também três interfaces: as interconexões (fibras ópticas e fiação); a interface entre componentes menores usados para conectar diferentes protocolos de comunicação a unidades de fusão e IEDs; e as interfaces gerais entre operador e sistema: IHM e o SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*). Conforme ilustra a Figura 2:



**Figura 2: Níveis hierárquicos típicos do SAS**

Fonte: Coury *et al.*, 2012, p. 231.

Conforme Nogueira (2007), o nível de Estação está no topo, onde se encontram computadores, a IHM, conversores de rede. O controle é realizado nesse nível (sistema supervisório). Já o nível Bay é o intermediário, que está abaixo do nível de Estação, onde estão os equipamentos de proteção (DUARTE, 2012). O nível Processo é o mais baixo, onde estão situados os sensores e atuadores que são necessários para monitorar e operar, por exemplo, chaves seccionadoras, disjuntores e transformadores (NOGUEIRA, 2007).

A norma IEC 61850 foi dividida em 10 partes, conforme tabela 1:

<b>Partes da norma IEC 61850</b>	
<b>Parte</b>	<b>Descrição</b>
1	Introdução e visão geral
2	Glossário
3	Requisitos gerais
4	Gerenciamento de sistemas e projetos
5	Requisitos de comunicação para funções e modelos de dispositivos
6	Linguagem de descrição de configuração para comunicação em subestações elétricas
7	Estruturas de comunicação básicas para a subestações e alimentadores
7.1	Princípios e modelos
7.2	Interface do Serviço de Comunicação Abstrata (ACSI)
7.3	Classes de dados comuns (CDC)
7.4	Classes de dados e nós lógicos compatíveis
8	Serviço de mapeamento de comunicação específica
8.1	Mapeamentos para MMS (ISO/IEC 9506 – Partes 1 e 2) e ISO/IEC 8802-3
9	Serviços de mapeamento de comunicação específico (SCMS) – valores amostrados sobre ISO/IEC 8802-3
9.1	Mapeamento para MMS (ISO/IEC 9506 – Partes 1 e 2) e ISO/IEC 8802-3
9.2	Mapeamento para processos de barramento baseados em IEEE 802.3
10	Testes de conformidade

**Tabela 1: Partes da norma IEC 61850**  
 Fonte: Comaccio, Silva e Costa, 2017, p. 27.

A norma IEC 61850 introduziu os princípios de interoperabilidade e intercambiabilidade entre IEDs. A interoperabilidade é a capacidade de dois ou mais IEDs (de um mesmo fornecedor ou de distintos) trocarem informações para sua própria funcionalidade. A interoperabilidade dos dispositivos deve ser assegurada mesmo que haja defasagem tecnológica entre eles. Já a intercambiabilidade, conforme Comaccio, Silva e Costa (2017), se refere à possibilidade de substituir um IED por outro (do mesmo fornecedor ou de fornecedor diferente), sem que haja perda da funcionalidade ou impactos para o sistema.

Entretanto, Comaccio, Silva e Costa (2017) ressaltam que a norma prevê que, mesmo quando as trocas de IEDs são possíveis, algumas ações de engenharia ainda podem ser necessárias, pois dependem da utilização de um padrão, estando este sempre sob a responsabilidade da engenharia das IEDs e não da norma IEC 61850.

A criação da norma IEC 61850 representou um marco por definir pré-requisitos, modelagem de dados, serviços e protocolos de comunicação que deveriam ser utilizados em IEDs de controle e automação. No entanto, mesmo com a normatização, dificuldades de interoperabilidade entre dispositivos de diferentes fabricantes ainda persistem. São diversas as situações em que são necessários testes de viabilidade e compatibilidade entre dispositivos, redes de comunicação, sistemas supervisórios ou aplicações de automação. Faz-se então necessária uma ferramenta que não apenas permita testar as funcionalidades de comunicação de IEDs baseados na norma IEC 61850, mas também virtualizar quaisquer dispositivos através de seu modelo de dados (MAGALHÃES, 2019).

De acordo com Resende et al. (2018) a IEC 61850 – ‘Redes e sistemas de comunicação em subestação’ visa estabelecer uma ‘ponte’ entre equipamentos e reduzir o uso de fiação, que encarece e prolonga a execução do projeto. Os dispositivos podem se comunicar através do padrão *Ethernet* e do modelo *Transmission control protocol/Internet protocol* (TCP/IP), dispensando o uso de conversores de protocolos e *gateways*.

#### 4.1.1 Modelagem de dados

Para permitir a comunicação entre os dispositivos do sistema, é necessária uma modelagem de dados bem definidos, que assegure integração e interoperabilidade. Os modelos de dados são orientados a objeto e os dados são categorizados conforme suas funcionalidades, respeitando sempre uma nomenclatura já padronizada. São definidas as funções, os nós lógicos, a classe de atributos e de dados (DUARTE, 2012).

- Dispositivo físico – *Physical device* (PD) constitui o IED e contém o ponto com seu endereço de rede (SOUTO et al., 2009).
- Nós lógicos – *Logical nodes* (LN) são a menor parte de funções de supervisão, controle e proteção de subestações. Trocando informações entre si através de conexões lógicas, podem estar alocados em múltiplos dispositivos e níveis de controle (DUARTE, 2012).
- Dispositivos lógicos – *Logical Device* (LD) são formados por conjuntos de nós lógicos, e residem nos dispositivos físicos (IEDs) (DUARTE, 2012). Ou seja, cada LD é o endereço virtual do ponto dentro de um PD.
- Objeto de dados – *Data objects* (DO) são dados correspondentes às informações funcionais dos equipamentos (do tipo de ponto), como status e posição (DUARTE, 2012).
- Atributos de dados – *Data attributes* (DA) representam o valor do ponto ou sua qualidade (por exemplo, valores de tensão ou corrente, qualidade do sinal ou tempo de operação de um disjuntor) (VICENTE, 2011).

Para Fernandes (2014) cada atributo específico do equipamento possui diversos valores, que, caso necessário à comunicação, é agrupado em objetos, que são trafegados em rede de acordo com a ativação de suas funções. As funções não são padronizadas, apenas a comunicação.

Cada dispositivo físico pode conter um ou mais dispositivos lógicos, assim como

cada dispositivo lógico pode conter um ou mais nós lógicos. Os dados padronizados são agrupados nos nós lógicos de acordo com sua relação com as funções de aplicação (COMACCIO; SILVA; COSTA, 2017).

#### 4.1.2 Modelagem de comunicação

A IEC 61850 se baseou na *Utility Communication Architecture* (UCA) – Arquitetura de comunicação utilizada no modelo *Open System Interconnect* (OSI). Pode-se dizer que a norma IEC 61850 veio para padronizar redes e sistemas de comunicação em subestações (MACKIEWICZ; HEIGHTS, 2004).

Tendo em vista os níveis que subdividem o SAS mencionados no início deste capítulo, a comunicação prevista na IEC 61850 pode ocorrer dentro de um mesmo nível para troca direta de dados (comunicação horizontal) ou entre níveis (comunicação vertical).

A comunicação vertical é realizada no modo cliente-servidor, em que “o servidor corresponde aos IEDs (nível de bay) que fornecem informações para o sistema supervisor, o qual corresponde ao cliente da comunicação (nível de estação)” (COMACCIO, SILVA, COSTA, 2017).

Conforme Magalhães, Silva e Nazareth (2015), as mensagens do tipo cliente-servidor são de tempo não crítico e utilizam protocolo *Manufacturing Message Specification* (MMS).

Por ocuparem todas as camadas do modelo de referência OSI, as mensagens MMS possuem tempo de comunicação razoável, porém são muito confiáveis. E sendo assim, as MMS não são viáveis para comunicações de tempo crítico, mas são indicadas para comunicação com o sistema supervisor, onde o tempo de resposta é não crítico (MAGALHÃES; SILVA; NAZARETH, 2015).

Já a comunicação horizontal os IEDs requerem e compartilham, entre si, informações em funções específicas. Nesse caso, a criticidade do tempo de transmissão da mensagem é um fator prioritário, assim como a confiabilidade na sua entrega. Entende-se, então, que essas mensagens precisam ser entregues com alta velocidade. O tipo de mensagem mais utilizada é denominado GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*) (MAGALHÃES; SILVA; NAZARETH, 2015; COMACCIO; SILVA; COSTA, 2017).

As mensagens GOOSE utilizam um modo de comunicação chamado *publisher-*

*subscriber* (editor-assinante): o IED editor publica uma mensagem em modo multiponto na rede, enquanto os IEDs assinantes recebem somente as mensagens de seu interesse. Isso agiliza a comunicação porque elimina a informação de negociação. São mapeadas diretamente para a camada *Ethernet*, acelerando a comunicação porque não necessitam passar por camadas intermediárias. (DUARTE, 2012).

Pelo fato de não operar em camadas de transporte do modelo OSI, a mensagem GOOSE não possui uma confirmação de seu recebimento. Para contornar essa situação e aumentar a confiabilidade da comunicação, os IEDs enviam essa mensagem de forma repetida (SANTANA *et al.*, 2020).

O sistema que promove essa retransmissão é denominado *Specific Communication Service Mapping* (SCSM). A fim de se evitar a colisão dos dados na rede, a cada tentativa de transmissão o tempo de espera para o envio da próxima é dobrado. O receptor considera a conexão encerrada quando as retransmissões atingem um tempo limite chamado de *Time Allowed to Live* (LACERDA; CARNEIRO, 2010; ALMEIDA, 2011).

Além das mensagens MMS e GOOSE, são utilizadas, também, as mensagens SV (*Sample Value*). Elas trabalham no barramento de processo de uma subestação e carregam sinais analógicos. São mensagens de tempo crítico, então necessitam de altas velocidades de operação e, por isso, operam na camada de enlace do modelo OSI. São convertidas de analógico para digital, originárias de TPs e TCs (nível de processo) ou de *Merging Units* (MU) (MAGALHÃES; SILVA; NAZARETH, 2015).

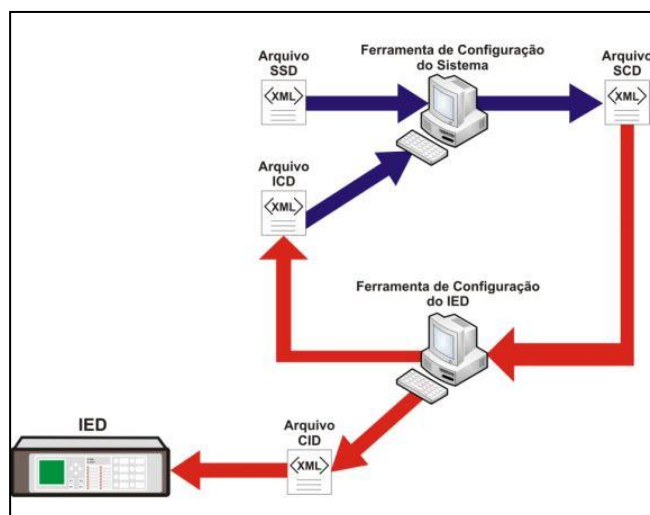
Um dos maiores benefícios da IEC 61850 está relacionado ao cabeamento, em que as informações de *status* e valores de secundários dos transformadores de instrumentação passam a circular em cabos de rede (fibra óptica ou UTP), facilitando a aplicação de redundância de caminho (PEREIRA JUNIOR *et al.*, 2011).

#### 4.1.3 Linguagem SCL

A *Substation Configuration Description Language* (SCL) ou Linguagem para descrição de Configuração de Subestação é utilizada na comunicação entre diversos dispositivos em um SAS. É baseada na linguagem *Extensible Mark-up Language* (XML), e permite a troca de dados de configuração entre IEDs de diferentes fabricantes, pois descreve as configurações e sistemas de comunicação dos IEDs (NOGUEIRA, 2007).

O advento da SCL pela IEC 61850 permitiu a padronização da linguagem entre os

programas através de um modelo único de dados, tornando mais fácil as intervenções e trocas de equipamentos. Existem quatro tipos de arquivos dentro da SCL, cada um com uma função específica. Os arquivos do tipo *IED Capability Description* (ICD) possuem todas as características de um IED fornecidas por seu fabricante, permitindo sua configuração. Os arquivos *System Specification Description* (SSD) incluem toda a descrição do sistema da subestação. Ao receber os arquivos ICD e SSD a ferramenta de configuração gera um arquivo do tipo *Substation Configuration Description* (SCD), que contém todas as novas configurações dos IEDs da subestação. O arquivo do tipo *Configured IED Description* (CID) tem as configurações realizadas pela ferramenta de configuração de forma reduzida, isto é, apenas as destinadas ao IEDs (DUARTE, 2012). A figura 3 ilustra o esquema de composição desses arquivos.



**Figura 3: Esquema de composição dos arquivos SCD e CID**

Fonte: Coury et al. 2012, p. 273.

## 4.2 PROTEÇÃO E CONTROLE CENTRALIZADO (CPC)

O compartilhamento de informações através dos IEDs permitiu uma melhor detecção de falhas e, conseqüentemente, trouxe melhorias na segurança e confiabilidade da proteção de sistemas elétricos. Várias arquiteturas podem ser utilizadas na implementação dessas possibilidades, e de acordo com o IEEE PES (2015), elas podem incluir eventualmente o sistema CPC.

Segundo a IEEE (2018) existe um projeto da organização (o PC37.300) intitulado como “Guia para Sistemas Centralizados de Proteção e Controle (CPC) em uma Subestação” que expõe as funções de proteção, automação e controle em uma subestação

que utiliza CPC através de dados coletados de IEDs; inclui referências aos padrões existentes aplicáveis aos sistemas de CPC; aborda suas arquiteturas para configurações típicas de subestações, assim como a confiabilidade e facilidade de manutenção de cada arquitetura, e seus respectivos requisitos de teste. Aborda, ainda, o desenvolvimento, instalação, comissionamento, solução de problemas e manutenção do CPC.

Ainda conforme a IEEE (2018), o guia citado tem como ponto de partida o Relatório “Centralized Substation Protection and Control” elaborado pelo Grupo de Trabalho K15 do Subcomitê de Proteção de Subestação da IEEE PES (2015), publicado em dezembro de 2015.

Segundo o relatório citado acima, IEEE PES (2015), “não existe uma definição formal de (CPC) no IEEE com base na pesquisa do grupo de trabalho sobre as publicações do IEEE”. Então, o documento define CPC como um sistema composto por uma ou mais plataformas de computação de alto desempenho capaz de fornecer proteção, controle, monitoramento, funções de comunicação e gerenciamento de ativos por meio da coleta dos dados que essas funções exigem, usando medições sincronizadas de alta velocidade em uma subestação (IEEE PESS, 2015).

Thompson (2016) afirma que, levando em consideração o aumento exponencial na velocidade de microprocessadores, a ideia de necessidade de um relé exclusivo para cada função de proteção está desatualizada. Em vez disso, bastaria um único dispositivo coletor de dados do barramento de processo para a proteção de todo o sistema: o CPC.

O conceito de CPC remete quase ao início da ampla adoção de computadores para empresas. A primeira proposta de utilização desse sistema foi publicada em 1969, e em 1971 houve a primeira instalação como uma prova de conceito de campo. Os primeiros sistemas experimentais estavam focados na retransmissão por computador em geral, e eram limitados pela tecnologia disponível na época (IEEE PES, 2015).

Segundo Thompson (2016) o dispositivo CPC pode funcionar como um coletor de dados e assumir facilmente as funções de um dispositivo SCADA dedicado, sendo responsável por coordenar ações de controle entre proteção e operações. Além disso, devido ao volume de dados sendo coletado e processado, ele também atuaria como receptor de informações, fornecendo um nó inteligente que aumentaria a eficiência de subestação para comunicações do centro de controle. Isso seria realizado pelo pré-processamento dos dados coletados e reduziria ao mínimo a quantidade de informação necessária para ser transferida.

#### 4.2.1 Tecnologias existentes de apoio ao CPC

O desenvolvimento de sistemas centralizados de proteção e controle de subestações tornou-se possível a partir dos modelos de objetos e interfaces definidos na norma IEC 61850. Baseados nessa norma, um sistema de proteção e controle pode conter uma função local para um dispositivo primário específico (transformador, por exemplo) ou função distribuída e baseada nas comunicações entre dois ou mais dispositivos através da rede local da subestação (IEEE PES, 2015).

Ainda conforme o Comitê de retransmissão do sistema de energia IEEE PES (2015) a IEC 61850 define várias formas de troca de dados entre IEDs. Elas apresentam um novo conceito que requer uma abordagem e tecnologia diferentes, visando definir os componentes individuais do sistema, assim como aplicações distribuídas. Além disso, uma melhoria significativa na funcionalidade e redução do custo do sistema CPC pode ser obtida com base nas comunicações baseadas em IEC 61850.

Segundo a publicação da ABB (VALTARI; JOSHI, 2019), a IEC 61850 definiu os tipos de barramento de uma subestação: o barramento da estação, que propicia a eliminação de fios de cobre entre relés de proteção numérica no nível horizontal, isto é, na comunicação entre relés; e o barramento de processo, que permite o compartilhamento de informações digitalizadas dos transformadores de instrumento ou sensores de forma padronizada para outros relés e/ou unidades CPC.

A proteção e controle de subestação é tradicionalmente composta por IEDs conectados diretamente aos equipamentos de instrumentação (transformadores ou sensores). Seguindo o padrão IEC 61850-9-2, esses dispositivos (IEDs) são ligados a um *gateway* para outras subestações próximas e também ao sistema SCADA. Essa comunicação se dá por meio de rede Ethernet (SOUSA, STARCK E VALTARI, 2017).

Sousa, Starck e Valtari (2017) citam que no sistema CPC, em contrapartida, não ocorre essa comunicação direta entre a unidade centralizada de proteção e controle e os dispositivos de instrumento. Nesse caso utiliza-se Unidades de fusão inteligentes (IMU) para receber sinal dos sensores no nível de processo.

O IEEE PES (2015) menciona que a interface digital de transformadores de instrumento baseado em IEC 61850-9-2 (Barramento de processo) é denominada Unidade de Fusão. As Unidades de Fusão (MU) “realizam a interface dos transformadores de instrumento (convencionais e não convencionais) com diferentes tipos de equipamentos de



proteção, controle, monitoramento e registro de subestações”. A abrangência do MU de sensores convencionais e não convencionais, permite a implementação do sistema tanto em subestações já existentes quanto em subestações novas. As unidades de fusão possuem as seguintes funcionalidades: “Processamento de sinal de todos os sensores/ transformadores de instrumento; Sincronização de todas as medições - 3 correntes e 3 tensões; Interface analógica - sinais de nível alto e baixo; Interface digital - IEC 60044-8 ou IEC 61850-9-2.”

Os sensores ópticos são a interface frontal do CPC com o sistema elétrico de potência. A partir de novas tecnologias de fibra óptica e em dispositivos eletrônicos associados, ocorreu uma evolução dos transformadores de instrumentos não convencionais em sensores ópticos de corrente e tensão. Esses fatores, juntamente com o alto desempenho e baixo custo de plataformas de computação tornam o CPC uma solução mais atraente com o uso de unidades de fusão adequadas. A tecnologia de comunicação padronizada de alta confiabilidade pode ajudar a implementação da arquitetura CPC (IEEE PES, 2015).

A utilização de plataformas de computação de alto desempenho e a substituição dos transformadores de instrumentos por sensores ópticos foram algumas das melhorias incluídas para melhorar o desempenho do sistema CPC (SOUSA; STARCK; VALTARI, 2017).

A norma IEC 61850 definiu, também, o módulo de entrada e saída remota (RIO) e o dispositivo/unidade de interface de processo (PIU/PID), sendo que: o Remote I/O é responsável por realizar a interface de status e controle para equipamentos primários, suportando apenas comunicação GOOSE e MMS; enquanto o PIU/PID é o dispositivo que combina MU e RIO, que permite o envio de valores analógicos e status de equipamentos e aceita comandos de controle para a operação dos mesmos. A utilização do PIU/PID pode fazer mais sentido em muitas aplicações do que MUs e RIOS separados – sob o ponto de vista da instalação (IEEE PES, 2015).

Sousa, Starck e Valtari (2017) definem a unidade de fusão inteligente (IMU) como uma evolução do UM – que inclui funções de proteção, controle e *backup* para a unidade CPC. Em complemento, o IEEE PES (2015) e Thompson (2016) citam que a utilização do dispositivo PIU/PID visa evitar danos ao equipamento primário em caso de falha de comunicação total entre a IMU e o CPC durante condições anormais do sistema.

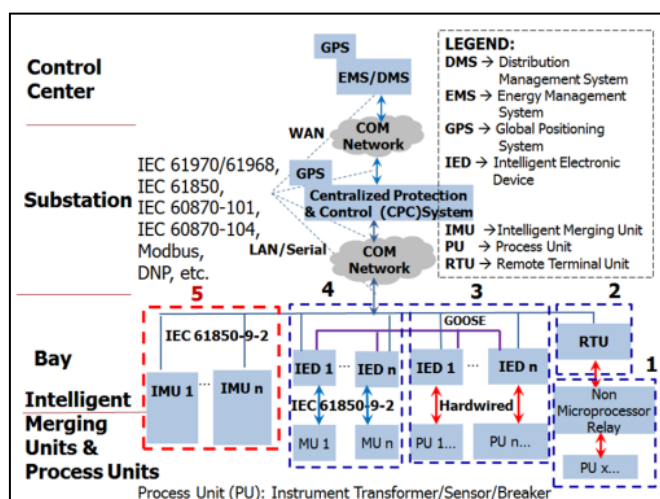
O isolamento óptico entre IMUs e o CPC é muito importante para a implantação do sistema centralizado de controle e proteção, pois permite um hardware pronto para uso no CPC. A maioria das funções de proteção de IEDs distribuídos dentro de uma subestação é

integrada ao CPC. A evolução com baixo custo e a alta performance de plataformas de computação combinadas com a disponibilidade e alta confiabilidade das tecnologias de comunicação os tornam muito atraentes para as aplicações CPC (IEEE PES, 2015).

A plataforma de computação de alto desempenho é utilizada como servidor. Uma das principais vantagens dessa utilização é a eficiência do gerenciamento do seu tempo de vida útil: tendo em vista que servidores são utilizados em vários setores, é quase garantido que o hardware de próxima geração esteja amplamente disponível a custos competitivos de vários fabricantes. Isso reduziria o custo no reparo, atualização ou substituição do hardware da subestação (IEEE PES, 2015). Esse fator propicia também, conforme Thompson (2016), que os (as) engenheiros (as) de proteção se concentrem no desenvolvimento de software CPC especializado.

O CPC deve atender aos padrões aplicáveis para o ambiente da subestação. Para tanto, o isolamento elétrico do CPC por meio de cabos de fibra óptica para comunicações traz grandes benefícios. É importante considerar também que a fonte de alimentação e outras conexões periféricas do sistema devem resistir ao ambiente da subestação.

A figura 4 ilustra a evolução do sistema de proteção, controle, monitoramento e comunicação que leva ao CPC: (IEEE PES, 2015).



**Figura 4: Evolução do sistema de proteção e controle que leva ao CPC**

Fonte: IEEE PES, 2015, p. 14.

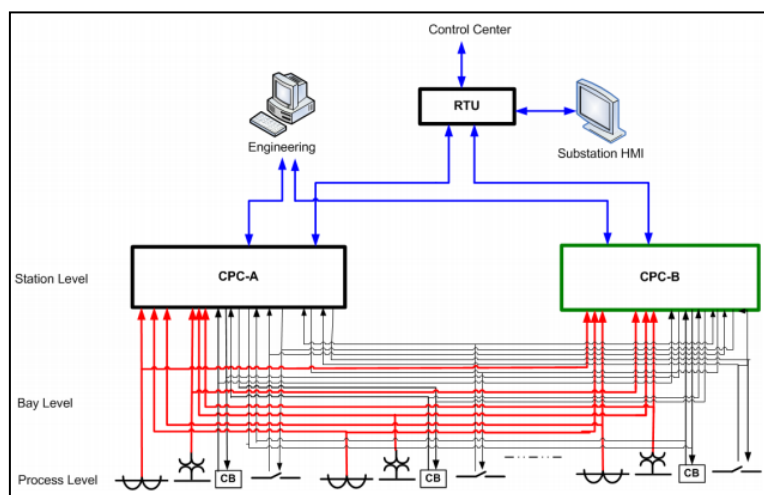
O IEEE PES (2015) explicita que: o bloco 1 se refere aos relés eletromecânicos e estáticos; o bloco 2 adiciona comunicações com um RTU ou concentrador de dados (dispositivo do nível de estação coletor de todas as informações de relés / IEDs do nível de bay); o 3 representa as comunicações usando GOOSE (IEC 61850); o 4 mostra a

transferência de valores (analógicos convertidos para digitais) das unidades de fusão (MUs) diretamente para IEDs (IEC 61850-9-2); e o bloco 5 retrata a transferência de valores analógicos amostrados de unidades de fusão inteligentes (IMUs) para CPCs.

#### 4.2.2 Arquiteturas de sistema CPC

De acordo com Sousa, Starck e Valtari (2017) um sistema CPC pode ser constituído de uma série de mídias de comunicação envolvendo, especificamente, as seguintes características: o tipo de mídia (fiação de cobre, fibra óptica), o nível de redundância e quais dispositivos devem estar conectados diretamente.

Em relação à arquitetura típica de CPC, no passado houve a tentativa de utilização de fiação de cobre tradicional para conexão direta entre o nível de processo e o sistema CPC no nível da estação. Ou seja, os CPCs completamente redundantes (trabalhando de forma independente e simultânea) eram conectados diretamente aos transformadores de instrumento e comutador. As entradas/saídas de CPC do nível do processo tinham algum tipo de isolamento. O CPC era conectado às estações de Remote Terminal Unit (RTU) e de Engenharia usando Ethernet ponto a ponto ou conexão serial (IEEE PES, 2015), como é mostrado na Figura 5:



**Figura 5: Conexão direta entre o nível de processo e o sistema CPC no nível da estação**  
Fonte: IEEE PES, 2015, p. 10.

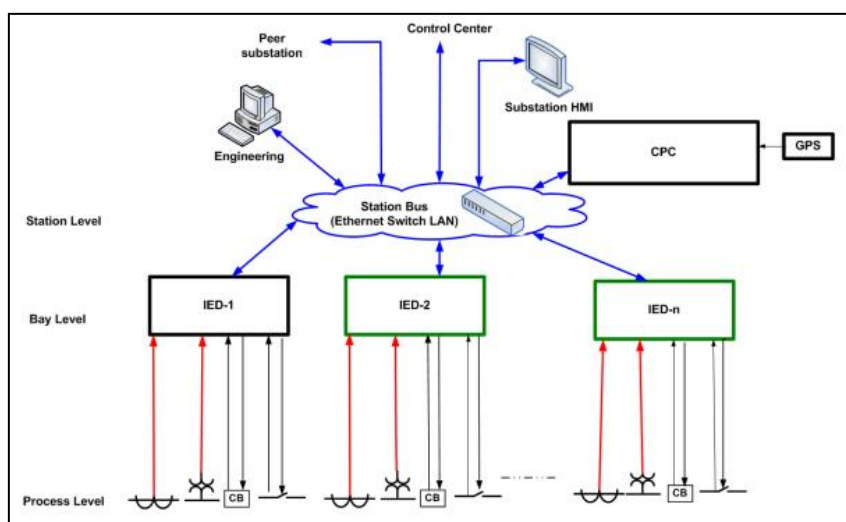
Conforme citado no subcapítulo anterior, a implementação atual de um Sistema CPC dentro de uma subestação deve ter como ponto de partida a evolução das diferentes tecnologias utilizadas na indústria com o IEC 61850. Os sistemas de proteção e controle de

subestações exigem infraestrutura de comunicação segura e confiável que é também é válido para arquiteturas de CPC. (IEEE PES, 2015).

Especificações do CPC como hardware, software, a arquitetura e a configuração do sistema dependem da implementação escolhida. Esse detalhamento não faz parte do escopo desse trabalho e, portanto, não será abordado.

De acordo com o IEEE PES (2015), as arquiteturas possíveis para implementação do CPC são as seguintes:

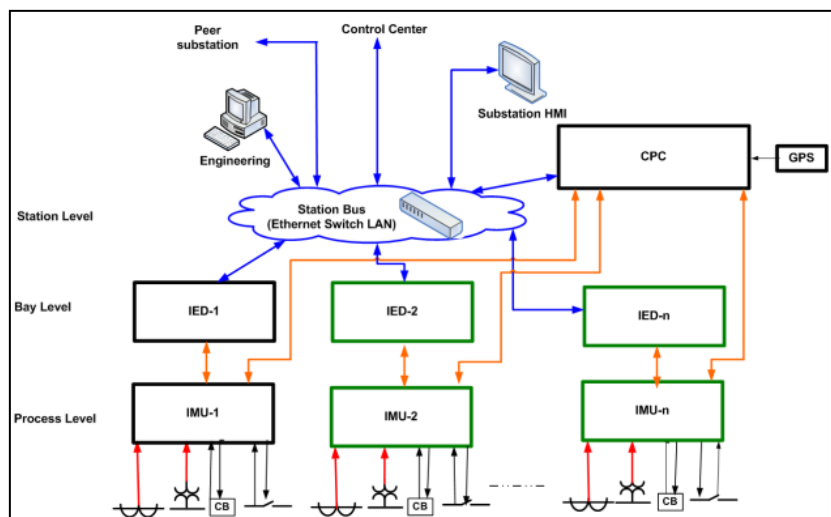
- Arquitetura 1: Os IEDs estão ligados ao equipamento do nível de processo por meio de fio de cobre e o CPC faz interface com os IEDs (Figura 6);



**Figura 6: Arquitetura 1 do CPC**

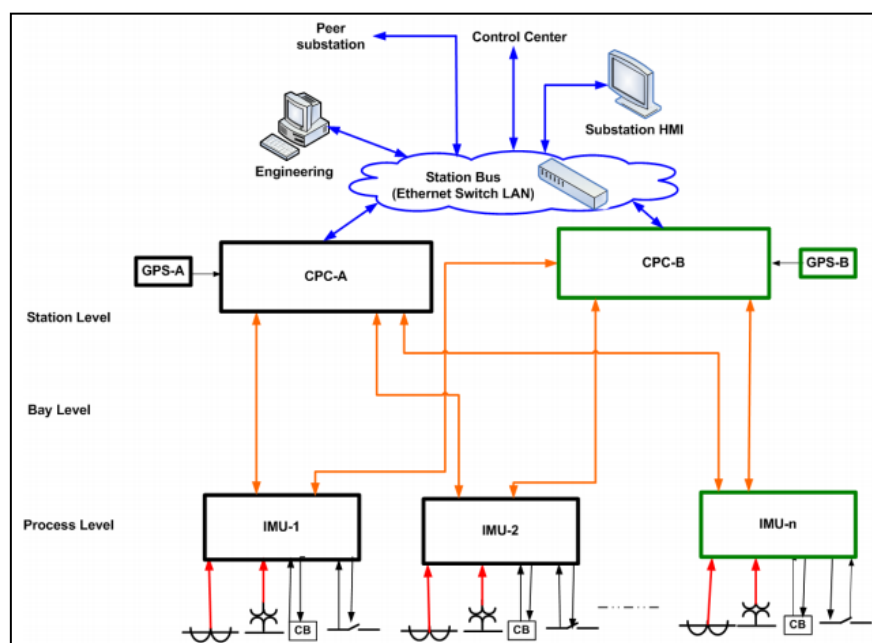
Fonte: IEEE PES, 2015, p. 26.

- Arquitetura 2: IEDs e CPC são conectados à IMU ou PIU por meio da arquitetura de barramento de processo ponto a ponto (Figura 7);



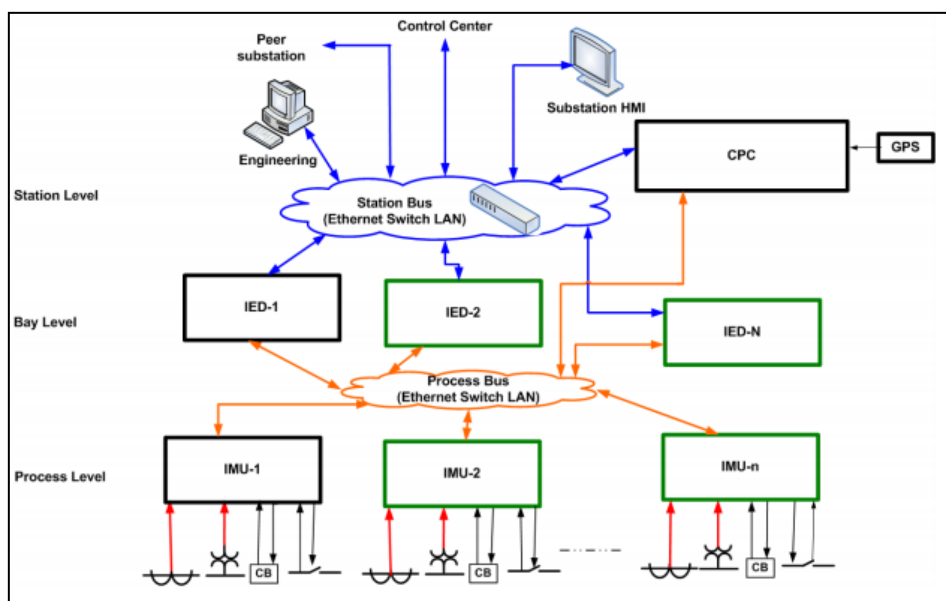
**Figura 7: Arquitetura 2 do CPC**  
 Fonte: IEEE PES, 2015, p. 27.

- Arquitetura 3: CPCs diretamente conectados ao IMU por meio de arquitetura de barramento de processo ponto a ponto (Figura 8):



**Figura 8: Arquitetura 3 do CPC**  
 Fonte: IEEE PES, 2015, p. 28.

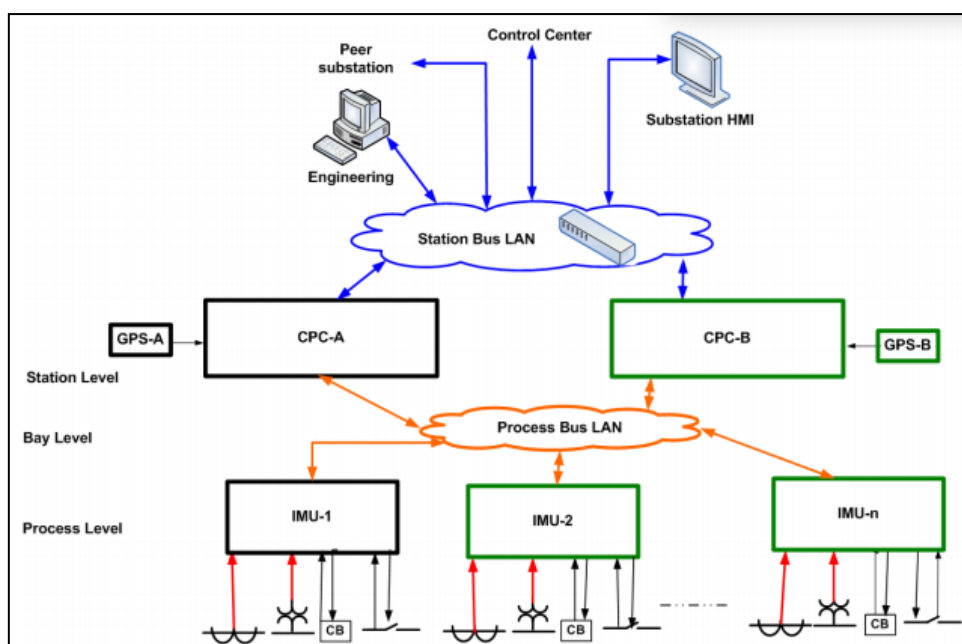
- Arquitetura 4: IEDs e CPC são conectados a IMUs pela arquitetura de rede LAN Ethernet (Figura 9).



**Figura 9: Arquitetura 4 do CPC**

Fonte: IEEE PES, 2015, p. 29.

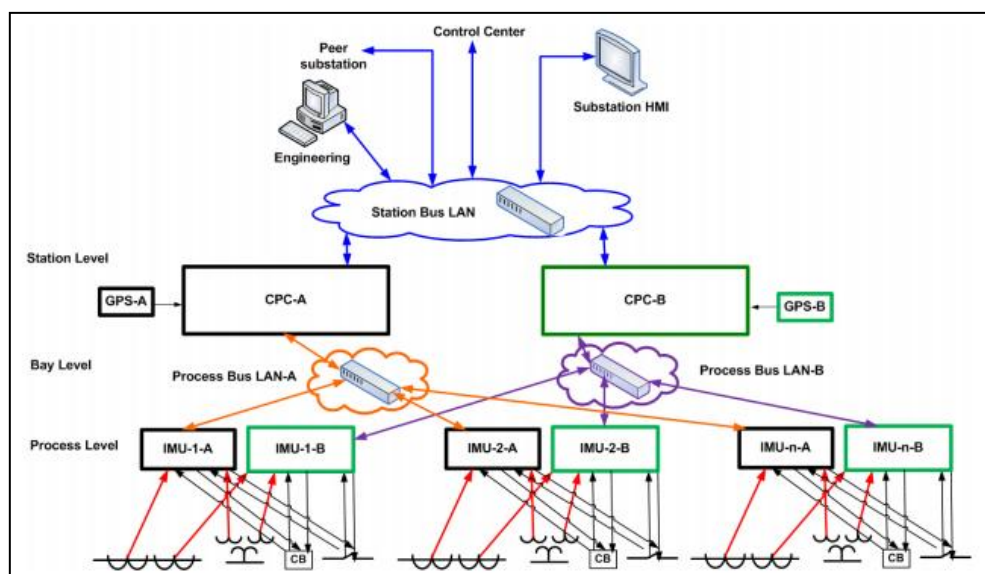
- Arquitetura 5: Os CPCs são conectados a IMUs por meio da rede LAN Ethernet de barramento de processo (Figura 10).



**Figura 10: Arquitetura 5 do CPC**

Fonte: IEEE PES, 2015, p. 30.

- Arquitetura 5-a: CPCs são conectados a IMUs por meio da rede LAN Ethernet redundante (Figura 11).



**Figura 11: Arquitetura 5-A do CPC**

Fonte: IEEE PES, 2015, p. 31.

Conforme os mesmos autores, nas arquiteturas 2 e 4 a mesma IMU pode ser conectada diretamente com IEDs e CPCs usando SV ou GOOSE de IMU para IEDs e CPC. Já as arquiteturas 3 e 5 não possuem IEDs e, portanto, contam com uma simplificação nas funções Proteção e Controle (P&C) da subestação através do CPC primário e de backup. Além disso, as arquiteturas baseadas em rede ethernet (4, 5 e 5-a) são do tipo multiponto, enquanto as outras (2 e 3) são ponto a ponto. As arquiteturas de 1 a 4 podem conter mais de dois CPCs no nível da estação para manter redundância, visando melhorar ainda mais a confiabilidade e disponibilidade do sistema P&C da subestação.

A redundância pode ser considerada como um “segundo plano”, é utilizada como forma de precaução. Ela garante que, em caso de falha no dispositivo, a proteção permaneça funcional e acessível (VALTARI; JOSHI, 2019).

A melhor alternativa para comunicação do CPC é utilizar Redes em redundância contínua de alta disponibilidade HSR (*High-Availability Seamless Redundancy*) e protocolo de redundância paralela PRP (*Parallel Redundancy Protocol*). Esses protocolos podem ser implementados juntos ou de forma isolada, transmitindo dados de IMU para CPC (IEEE PES, 2015).

#### 4.2.3 Aplicações avançadas de CPC

Existem algumas aplicações avançadas que não são possíveis ou são difíceis de implementar dentro de um IED em uma subestação, pelo fato de precisarem de dados de

muitos IEDs ou, em alguns casos, de subestações vizinhas. Isso se deve ao fato de IEDs fornecerem informações de forma limitada, somente com dados individuais e isolados de cada equipamento. (IEEE PES, 2015)

No entanto, esses recursos podem ser executados no nível da subestação com o CPC. O sistema permite a centralização de todos os IEDs físicos em um sistema baseado em subestação, isto é, os dados de diferentes IEDs (virtuais) para proteção de equipamentos diversos podem ser facilmente combinados em um mesmo local. (IEEE PES, 2015)

Essa centralização minimiza a comunicação de dados processados e permite a implementação confiável de aplicações avançadas. Além disso, a utilização do CPC abrirá portas para muitas tecnologias futuras. Essas aplicações estão definidas a seguir (IEEE PES, 2015):

Detecção de falhas ocultas - a abordagem atual do relé de proteção que monitora uma série de grandezas (geralmente três tensões e três correntes) e apenas com base nestas informações executa funções de proteção, pode não ser capaz de detectar muitas falhas ocultas. Em vez disso, uma alternativa melhor seria a aplicação do CPC com redundância. Isso traz uma maior clareza e confiabilidade nos dados fornecidos pelas medições, já que possibilita uma melhor análise dos seus resultados e falhas no sistema de proteção (IEEE PES, 2015).

Detecção de falhas incipientes - trata-se da detecção de falhas durante seu estágio inicial para que ações corretivas sejam tomadas o mais rápido possível, visando minimizar a dimensão da falha e suas consequências. Existem diferentes métodos para detectar estas falhas em diferentes componentes (IEEE PES, 2015).

Análise de dados - medições de diversas grandezas elétricas podem ser obtidas a partir de diferentes locais da rede elétrica. Diferentes tipos de aplicações podem ser desenvolvidos para analisar esses dados e obter informações úteis, tais como: a localização de falha e a classificação de perturbações na qualidade de energia (IEEE PES, 2015).

Gerenciamento de ativos distribuídos - IEDs mais modernos possuem informações detalhadas prontamente disponíveis, tais como arquivos de *log*, operação e registros de evento, autodiagnóstico, configurações e dados de desempenho. Essas informações podem ser comunicadas a um local central ou distribuídas entre os vários dispositivos (nós) na rede e usadas na rede local e/ou corporativa. O gerenciamento distribuído de ativos tem um papel importante em uma estratégia de CPC devido à alta disponibilidade de dados úteis para o gerenciamento de ativos no nível da subestação (IEEE PES, 2015).



A proteção e o controle centralizados da subestação foram tentados no passado com base nas tecnologias disponíveis da época. Agora a evolução está na interseção de detecção, tecnologias de proteção e comunicação, proporcionando a oportunidade única de desenvolver um sistema CPC mais confiável e de fácil manutenção (IEEE PES, 2015).

Apesar de o conceito de CPC não ser novo, somente os avanços na tecnologia de computação e os padrões internacionais o tornaram uma alternativa viável para subestações modernas. Subestações com esse sistema podem ser implantadas em várias arquiteturas, dependendo dos outros componentes da solução usados e os requisitos gerais da solução. Os principais benefícios esperados se referem ao aumento da flexibilidade e desempenho e redução dos custos gerais do ciclo de vida (VALTARI; JOSHI, 2019).

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 5.1 COMPARAÇÃO ENTRE IEC 61850 E CPC

Conforme discutido na seção “*Tecnologias Existentes de apoio ao CPC*”, as definições propostas pela IEC 61850 contribuíram e propiciaram a atual utilização do sistema CPC.

Devido a isso o CPC seria uma espécie de evolução do IEC 61850, tendo em vista que, ao se basear nas comunicações previstas no IEC 61850, o CPC teve uma melhoria significativa na funcionalidade e redução de custo.

Pereira Júnior e outros (2011) afirmam que a “norma IEC 61850 traz vários benefícios por meio da padronização da comunicação entre IEDs (interoperabilidade)”: as trocas de mensagens podem ocorrer em alta velocidade (comunicação em ‘tempo crítico’), com a substituição das lógicas de comunicação binária (por meio de fiação rígida) por mensagem GOOSE; e a implantação de transformadores de instrumento (TCs e TPs) ópticos ou com digitalizadores de sinais para o envio do sinal do secundário através da rede Ethernet (SV).

O blog da IEC (2020) defende que “entre os padrões IEC mais modernos, a série IEC 61850 abre caminho para o uso de uma variedade de tecnologias digitais relacionadas à energia inteligente. Eles são amplamente considerados como um dos principais padrões internacionais para redes inteligentes”. Cita ainda que esses padrões tratam-se de documentos muito complexos que devem ser legíveis por máquina, tendo em vista que seu principal usuário não é uma pessoa, mas sim um computador. A IEC 61850 é considerada uma série, um pacote global, por incluir diversos documentos e seções, sendo 35 documentos publicados até o momento, envolvendo temas como automação de subestação, integração DER ou segurança cibernética.

No capítulo que se refere à IEC 61850 foi possível observar as especificações dessa norma. De forma geral, as características principais são as seguintes:

- Redução de cabeamento (fiação de cobre) – o que pode gerar benefícios no custo e na redução do tempo de execução do projeto;
- Utilização de rede Ethernet e modelo TCP/IP – dispensa nesse caso o uso de conversores de protocolos e gateways;
- Implementação de interoperabilidade e intercambiabilidade.

No entanto, de acordo com Resende et al. (2018) apesar dos grandes benefícios advindos da IEC 61850, ainda persistem dificuldade na sua implementação. Sendo que uma delas é o receio de algumas empresas que operam nas subestações de abandonarem os padrões de proteção já utilizados, os quais, apesar de antigos, possuem alto grau de confiabilidade.

Essa resistência em relação a mudanças e novas tecnologias pode ocorrer, da mesma forma, na implementação do CPC.

Em relação ao CPC, foi revisado no relatório do Comitê de retransmissão do sistema de energia (IEEE PES, 2015), cujo autores chegaram à conclusão de que as tecnologias existentes de sistemas de controle e proteção são maduras o suficiente para suportar a implantação do CPC.

Conforme publicação da ABB (VALTARI; JOSHI, 2019), os avanços na tecnologia de computação e padrões internacionais viabilizaram o uso de CPC em subestações modernas. Então, há uma necessidade crescente de produtos de proteção e controle flexíveis, além de soluções e serviços flexíveis para apoiar e gerenciar esses produtos.

A evolução de sensores, unidades de fusão e tecnologias de E/S remota proporcionam a coleta de dados convenientes do sistema de energia em qualquer local dentro de uma subestação, sem depender da localização dos dispositivos de proteção e controle devido à disponibilidade de tecnologia de comunicação padronizada. Essa facilidade se deve principalmente à expressiva redução no número de cabos e suas interconexões. Além disso, a tecnologia de comunicação utilizada na CPC possui um alto grau de confiabilidade (IEEE PES, 2015).

As principais melhorias advindas do CPC estão relacionadas ao aumento da flexibilidade e desempenho e redução dos custos gerais do ciclo de vida da subestação. A evolução do CPC esteve focada em detecção de falhas, tecnologias de proteção e comunicação – essas atualizações tornam o CPC mais confiável e de fácil manutenção nos dias de hoje, em relação às primeiras aplicações de CPC.

O CPC é um dispositivo coletor de dados do barramento de processo que fornece proteção para todo o sistema e coordena o controle e proteção de operações. Devido a isso elimina a necessidade de vários IEDs com funções exclusivas para cada proteção e pode eliminar também dispositivo SCADA.

De forma geral, conforme IEEE PES (2015), o CPC permite a centralização de todos os IEDs físicos, minimiza a comunicação de dados processados, e pode ser utilizado para aplicações avançadas de forma confiável (relacionadas à detecção e análise de falhas).

Thompson (2016) complementa os principais benefícios do CPC:

- Hardware da subestação – o hardware de servidor oferece uma melhoria na eficiência do gerenciamento de fim de vida.
- Gerenciamento e manutenção de dispositivos – em subestações que abrigavam uma infinidade de relés e IEDs, cada um precisava ser identificado, configurado, testado separadamente enquanto os registros eram mantidos meticulosamente. Utilizando o CPC esta sobrecarga é reduzida juntamente com o número de dispositivos em uma subestação.
- Aplicações de proteção e controle – Embora o CPC seja capaz de emular totalmente o sistema antigo (baseado em IEC 61850), ele também estabelece uma base para o desenvolvimento de novas aplicações avançadas de proteção e controle. Estas aplicações futuras são a base para muitas novas pesquisas, que tornariam o sistema ainda mais robusto e confiável, mantendo a flexibilidade para mudanças futuras na rede. Muitas delas seriam impossíveis de executar sem um CPC ou processamento de alto desempenho dentro da subestação.

## 5.2 EXEMPLOS DE APLICAÇÕES DA IEC 61850 E CPC

Alguns exemplos de aplicações das normas abordadas neste trabalho (IEC 61850 e CPC) são listados a seguir.

Sousa, Starck e Valtari (2017) realizaram um estudo da viabilidade de CPC aplicado a um projeto piloto da ABB (de subestação primária) em Noormarkku, Finlândia Ocidental, pela ABB.

Santana et al. (2020) aplicou um estudo e o validou por meio de experimentos realizados no laboratório da Universidade Corporativa da CEMIG, em Sete Lagoas. Foram desenvolvidos testes de desempenho e conformidade para avaliar propostas da norma 61850 e também para validar a correta operação da rede e dos equipamentos em operação sob este protocolo.

A Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT, 2018) cita a Refinaria Abreu e Lima (RNEST) como exemplo de aplicação de automação de SEP em instalações

industriais utilizando os padrões e protocolos de comunicação especificados na série internacional IEC 61850:

O sistema elétrico daquela Refinaria contém 42 subestações e aproximadamente 2.100 IEDs que se comunicam nos protocolos MMS e GOOSE especificados nas Normas Internacionais da Série IEC 61850. Estes IEDs operam nas redes de automação do sistema elétrico executando as funções de medição, controle e proteção do sistema elétrico de potência industrial envolvido, nos níveis de tensão de 230 kV, 69 kV, 13.8 kV, 4.16 kV e 0.48 kV (ABNT, 2018).

Para a automação do SE da RNEST foram projetados 320 switches ópticos, 37 conjuntos *Global Positioning System* (GPS) para sincronismo temporal dos IED e 60 servidores escravos de descarte de cargas comunicando-se no protocolo GOOSE. Além destes equipamentos de automação foram projetados também cerca de 5.000 dispositivos digitais de controle e proteção para cargas elétricas alimentadas por painéis elétricos tipo CCM (Centro de controle de motores) de baixa tensão (0,48 kV) (ABNT, 2018).

Outro exemplo citado pela ABNT (2018) que se refere à aplicação industrial dos padrões de automação de SE, é o projeto do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), onde se previu um total aproximado de 60 subestações e cerca de 3.000 IEDs com comunicação nos padrões IEC 61850 (Protocolos GOOSE e MMS).

## 6 CONCLUSÃO

Este trabalho abordou aspectos de sistemas de automação, proteção e controle de subestações, tendo em vista os padrões IEC 61850 e CPC.

A IEC 61850 tem como principais benefícios a padronização de protocolos de comunicação para IED e implementação de interoperabilidade e intercambiabilidade.

Enquanto o CPC tem como principais benefícios o aumento da flexibilidade e desempenho e redução dos custos gerais do ciclo de vida.

A IEC 61850 foi atualizada ainda neste ano e novas atualizações estão previstas para o futuro. Apesar dos benefícios, sua implantação não é um processo simples, exigindo treinamento e capacitação.

Conclui-se que o CPC se beneficiou de tecnologias advindas da IEC 61850, e adicionou melhorias para o sistema de proteção, automação e controle de subestações. Esses avanços o tornaram mais robusto e flexível. Ou seja, a implementação de CPC apresenta uma maior confiabilidade e otimização da automação de subestações em relação à IEC 61850.

Independente da padronização escolhida, seja ela IEC 61850 ou CPC, é necessária uma análise da viabilidade da implantação em subestações já existentes, considerando todos os impactos causados.

Além do investimento financeiro necessário e de todos os aspectos abordados neste trabalho, é importante levar em consideração a contribuição dessas normas para a segurança dos operadores – conforme a norma NR-10 (Segurança em Instalações e Serviços de Eletricidade).

O CPC pode ser utilizado como base para o desenvolvimento de novas pesquisas e aplicações avançadas de proteção e controle. Não foram encontrados trabalhos que abordem este sistema no Brasil.

Sugere-se, como pesquisas futuras, a abordagem da CPC sob o ponto de vista da Cibersegurança.

## REFERÊNCIAS

ALMEIDA, Ezequiel Mendes de. **Norma IEC 61850: novo padrão em automação de subestações**. 2011. 58 p. Monografia (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Graduação em Engenharia Elétrica. Fortaleza, 2011. Disponível em: <<http://www.dee.ufc.br/anexos/TCCs/2011.1/EZEQUIEL%20MENDES%20DE%20ALMEIDA.pdf>>. Acesso em: 01 jan. 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **Nova norma sobre automação de sistemas elétricos**: Parte 10 da Série ABNT NBR IEC 61850 define, entre outros, os métodos para a execução de ensaios de conformidade de dispositivos de clientes, servidores e valores amostrados. 2018. Disponível em: <<http://www.abnt.org.br/imprensa/releases/6029-nova-norma-sobre-automacao-de-sistemas-eletricos>>. Acesso em: 31 dez. 2020.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Qualidade da distribuição**. 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/qualidade-na-distribuicao>>. Acesso em: 26 out. 2020.

COMACCIO, Alan Faria; SILVA, Antônio Francisco da; COSTA, Douglas Teixeira da. Norma IEC 61850: testes de velocidade das mensagens Goose. **Eletricidade moderna**. São Paulo, v. 45, n. 518, p. 26-35, maio 2017.

COURY, Denis Vinícius et al. Proteção digital dos sistemas elétricos de potência: dos relés eletromecânicos aos microprocessados inteligentes. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELETRÔNICOS – SEBSE, 4, Goiânia, julho de 2012. **Anais...** São Carlos: Universidade de São Paulo – USP, 2012. Disponível em: <[http://www.swge.inf.br/anais/SBSE2012/pdfs/Minicursos/Minicurso\\_1\\_Protecao\\_Denis\\_Daniel.pdf](http://www.swge.inf.br/anais/SBSE2012/pdfs/Minicursos/Minicurso_1_Protecao_Denis_Daniel.pdf)>. Acesso em: 20 dez. 2020.

DUARTE, Alexandre Bitencourt. **Fundamentos da série de normas IEC 61850 e sua aplicação nas subestações**. 2012. 58 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Programa de Pós-graduação em teleinformática e redes de computadores. Curitiba, 2012. Disponível em: <[http://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/20007/2/CT\\_TELEINFO\\_XX\\_2012\\_01.pdf](http://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/20007/2/CT_TELEINFO_XX_2012_01.pdf)>. Acesso em: 05 dez. 2020.

FERNANDES, Vinícius de Pinho Matos. **Aplicação da norma IEC-61850 para automação de subestações elétricas**. 2014. 85 f. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais - CEFET, Curso de Engenharia Elétrica, Belo Horizonte, 2014. Disponível em: <[http://www2.dee.cefetmg.br/wp-content/uploads/sites/18/2017/11/TCC\\_2014\\_1\\_VPMFernandes.pdf](http://www2.dee.cefetmg.br/wp-content/uploads/sites/18/2017/11/TCC_2014_1_VPMFernandes.pdf)>. Acesso em: 26 dez. 2020.

GIL, Antônio Carlos. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2017.

IEC BLOG. How IEC 61850 Standards remain ahead of the game. 2020. Disponível em:

<<https://blog.iec.ch/2020/04/how-iec-61850-standards-remain-ahead-of-the-game/>>.

Acesso em: 04 jan. 2021.

IEEE PES – Power System Relaying Committee Report of Working Group K15 of the Substation Protection Subcommittee. **Centralized substation protection and control.**

2015. Disponível em: <[https://www.pes-psrc.org/kb/published/reports/IEEE\\_PES\\_PSRC\\_WG%20K15\\_Report\\_CPC\\_Dec\\_2015.pdf](https://www.pes-psrc.org/kb/published/reports/IEEE_PES_PSRC_WG%20K15_Report_CPC_Dec_2015.pdf)>. Acesso em 30 out. 2020.

IEEE. **PC37.300.** 2018. Disponível em:

<<https://development.standards.ieee.org/myproject-web/public/view.html#pardetail/6411>>.

Acesso em: 15 dez. 2020.

LACERDA, Sérgio Louredo Maia; CARNEIRO, Greyce Hayana Ribeiro. Dispositivos eletrônicos inteligentes (IED's) e a Norma IEC 61850: união que está dando certo. In: CONGRESSO NORTE-NORDESTE DE PESQUISA E INOVAÇÃO, 5, Maceió, 2010. **Anais...** Maceió: Instituto Federal de Alagoas - IFAL, 2010. Disponível em: <<http://congressos.ifal.edu.br/index.php/connepi/CONNEPI2010/paper/viewFile/1639/917>>. Acesso em: 15 out. 2020.

MACKIEWICZ, Ralph; HEIGHTS, Sterling. **Technical Overview and Benefits of the IEC 61850 Standard for Substation Automation.** 2004. Disponível em:

<[https://library.e.abb.com/public/04519389e504d7ddc12576ff0070704d/3BUS095131\\_en\\_IEC61850\\_Overview\\_and\\_Benefits\\_Paper\\_General.pdf](https://library.e.abb.com/public/04519389e504d7ddc12576ff0070704d/3BUS095131_en_IEC61850_Overview_and_Benefits_Paper_General.pdf)>. Acesso em: 05 out. 2020.

MAGALHÃES, Felipe Lotte de Sá; SILVA, Bruno Alberto Calado; NAZARETH, Paulo Rogério Pinheiro. Proteção, controle e automação de subestações com uso da norma IEC 61850. **Revista academica multidisciplinar.** Conselheiro Lafaiete, n 3. p. 1-14, 2015.

MAGALHÃES, Lucas Félix. **Plataforma de testes e virtualização de dispositivos eletrônicos inteligentes baseados na Norma IEC 61850.** 2019. 99 f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2019. Disponível em: <<http://repositorio.ufc.br/handle/riufc/45269>>. Acesso em: 15 dez. 2020.

MAMEDE FILHO, João. **Instalações elétricas industriais.** 9. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2017.

MAMEDE FILHO, João; MAMEDE, Daniel Ribeiro. **Proteção de sistemas elétricos de potência.** Rio de Janeiro: LTC, 2011.

MAMEDE FILHO, João. **Manual de equipamentos elétricos.** Rio de Janeiro: LTC, 2015.

MIRACHYTSKI, Evgeni. **Centralized Protection System in Distribution Substation.** 2019. 32 f. Tese (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – University Applied of Science - NOVA, Vaasa-Finlândia, 2019. Disponível em: <<https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/208888/Centralized%20protection%20system%20in%20distribution%20substation.pdf?sequence=2>>. Acesso em: 19 dez. 2020.

NOGUEIRA, Bruno Vasquez. **Protocolo de comunicação IEC 61850.** 2007. 48p. Trabalho final de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Salvador - UNIFACS, Departamento de Engenharia e Arquitetura, Graduação em Engenharia Elétrica, Salvador, 2007. Disponível em: <<https://azdoc.tips/preview/iec->



61850-monografia-bruno-vasquez-5c124897b2859>. Acesso em: 16 dez. 2020.

PAULILO, Gilson; TEIXEIRA, Mateus Duarte. Variações de tensão de longa duração. **O Setor Elétrico**, ed. 87, p. 38-42, 2013. Disponível em: <[http://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2013/05/Ed87\\_fasc\\_qualidade\\_cap4.pdf](http://www.osetoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2013/05/Ed87_fasc_qualidade_cap4.pdf)>. Acesso em: 21 jan. 2021.

PAULINO, Marcelo; PENARIOL, Guilherme. Automação de subestações: como otimizar o teste de relés multifuncionais?. **O Setor Elétrico**. Ed. 121, fev. 2016. Disponível em: <<https://www.osetoreletrico.com.br/automacao-de-subestacoes/>>. Acesso em 23 out. 2020.

PEREIRA JUNIOR, Paulo Sergio et al. **Análise da proteção de sobreexcitação para geradores e transformadores com testes práticos**. 2020. Disponível em: <[https://conprove.com/wp-content/uploads/2020/05/2012\\_PAC\\_PROTECAO\\_SOBREEXCITACAO\\_TRANSFORMADORES\\_E\\_GERADORES\\_ARTIGO.pdf](https://conprove.com/wp-content/uploads/2020/05/2012_PAC_PROTECAO_SOBREEXCITACAO_TRANSFORMADORES_E_GERADORES_ARTIGO.pdf)>. Acesso em: 21 jan. 2021.

PEREIRA JUNIOR, Paulo Sergio et al. IEC 61850-9-2 Avaliação e testes de um barramento de processos. **O Setor Elétrico**. Ed. 63, abr. 2011. Disponível em: <<https://www.osetoreletrico.com.br/iec-61850-9-2-avaliacao-e-testes-de-um-barramento-de-processos/>>. Acesso em 15 nov. 2020.

PINHEIRO, Glaycon Mafioletti. **Estudo de proteção e seletividade em subestação de 2 MVA**. 2019. 74 f. Trabalho de conclusão de curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade do Sul de Santa Catarina, Curso de Engenharia Elétrica, Tubarão, 2019. Disponível em: <[https://riuni.unisul.br/bitstream/handle/12345/9933/TCC\\_FINAL\\_R.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://riuni.unisul.br/bitstream/handle/12345/9933/TCC_FINAL_R.pdf?sequence=1&isAllowed=y)>. Acesso em: 20 out 2020.

RESENDE, Arthur Vinícius Barbosa et al. Aplicação da função de proteção de sobrecorrente com monitoramento por subtensão. **Eletricidade Moderna**. São Paulo, v. 48, n. 554, p. 36-42, jun. 2018.

RESENDE, Arthur Vinícius Barbosa. **Implementação da norma IEC 61850: aplicação de funções de proteção**. 2017. 75 f. Monografia (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Centro Universitário de Sete Lagoas – UNIFEMM, Unidade Acadêmica de Ensino de Ciências Gerenciais, Curso de Engenharia Elétrica. Sete Lagoas, 2017. Disponível em: <<http://pergamum.unifemm.edu.br/pergamum/vinculos/000009/000009b4.pdf>>. Acesso em: 28 dez. 2020.

ROCHA, Bruno Francisco Alves da; CREPLIVE, Henrique Roeder; CRUZ, Marcelo Biss da. **Análise, parametrização e simulação do relé diferencial SEL-387 com auxílio do software Acselelator Quickset®**. 2011. 112 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Industrial Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica. Curitiba, 2011. Disponível em: <[http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/331/1/CT\\_COELE\\_2011\\_2\\_06.pdf](http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/331/1/CT_COELE_2011_2_06.pdf)>. Acesso em: 10 dez. 2020.

RODRIGUES, Guilherme Freitas. **Benefícios da utilização da norma IEC 61850 em**

**sistemas de automação de subestações e proteção de sistemas elétricos.** 2013. 126 f. Projeto de Graduação (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10007403.pdf>. Acesso em: 26 dez. 2020.

ROSÁRIO, João Maurício. **Automação industrial.** São Paulo: Baraúna, 2009.

RUSH, Peter. **Proteção e automação de redes:** conceito e aplicação. São Paulo: Editora Blucher, Schneider, 2011.

SANTANA, Sílvia Cristine Gonçalves et al. Problemas operacionais envolvendo a IEC 61850. **Eletricidade Moderna.** São Paulo, v. 48, n. 554, p. 46-52, jul./ago 2020.

SANTOS, Arlane Marcos dos. **Automação de subestações.** 2018. 38 f. Monografia (Graduação em Engenharia de controle e automação) – Universidade Federal de Ouro Preto, Escola de Minas, Departamento de Engenharia de Controle e Automação e Técnicas Fundamentais, 2018. Disponível em: <[https://www.monografias.ufop.br/bitstream/35400000/1354/1/MONOGRAFIA\\_Automa%C3%A7%C3%A3oSubesta%C3%A7%C3%B5es.pdf](https://www.monografias.ufop.br/bitstream/35400000/1354/1/MONOGRAFIA_Automa%C3%A7%C3%A3oSubesta%C3%A7%C3%B5es.pdf)>. Acesso em: 05 nov. 2020.

SEIXAS, Miguel Rebelo de. **Sistemas de proteção em redes elétricas e automatização de subestações.** 2020. 192 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Elétricos de Energia) – Instituto Superior de Engenharia do Porto, Departamento de Engenharia Eletrotécnica, Porto – Portugal, 2020. Disponível em: <<https://recipp.ipp.pt/handle/10400.22/16305>>. Acesso em: 10 out. 2020.

SILVA, Vanderson Geraldo Aranha da. **Manutenção preditiva em sistemas elétricos de potência utilizando registros de dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs).** 2019. 74 f. Dissertação de (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belém, 2019. Disponível em: <[http://repositorio.ufpa.br/jspui/bitstream/2011/12181/1/Dissertacao\\_ManutencaoPreditivaSistemas.pdf](http://repositorio.ufpa.br/jspui/bitstream/2011/12181/1/Dissertacao_ManutencaoPreditivaSistemas.pdf)>. Acesso em 23 out. 2020.

SOUSA, Bruno de Oliveira e; STARCK, Janne; VALTARI, Jani. **Viability assessment for centralized protection and control system architectures in MV substations.** International Conference on Electricity Distribution, 24th Glasgow, 12-15 June 2017.

SOUTO, Allan de Oliveira et al. Teste de desempenho de interoperabilidade utilizando a norma IEC 62850. In: CONGRESSO INTERNACIONAL DE AUTOMAÇÃO, SISTEMAS E INSTRUMENTAÇÃO, 13, 10 a 12 de nov. 2009. **Anais...** Contagem: Vision, 2009. Disponível em: <[http://www.grupovision.com.br/wp-content/uploads/2017/12/testes\\_de\\_desempenho\\_e\\_interoperabilidade\\_utilizando\\_a\\_norma\\_iec\\_61850.pdf](http://www.grupovision.com.br/wp-content/uploads/2017/12/testes_de_desempenho_e_interoperabilidade_utilizando_a_norma_iec_61850.pdf)>. Acesso em 02 jan. 2021.

SOUZA, Bruno Pereira de. **Aplicação da Norma IEC 61850 em automação de subestações de energia elétrica.** 2013. 62 f. Monografia (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pará, Faculdade de Engenharia Elétrica, Tucuruí-PA, 2013. Disponível em:

<[https://www.protcom.net/Literatura/Automacao/Redes\\_Com/MONOGRAFIAS/2013\\_IEC61850\\_AUTOMA%C3%87%C3%83O%20SUBESTA%C3%87%C3%95ES.pdf](https://www.protcom.net/Literatura/Automacao/Redes_Com/MONOGRAFIAS/2013_IEC61850_AUTOMA%C3%87%C3%83O%20SUBESTA%C3%87%C3%95ES.pdf)>. Acesso em: 20 out. 2020.

THOMPSON, Adan. **The future of substations: centralized protection and control**. 2016. 52 f. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculty of Virginia Polytechnic Institute and State University, Virginia, 2016. Disponível em: <[https://vtechworks.lib.vt.edu/bitstream/handle/10919/73177/Thompson\\_AC\\_T\\_2016.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://vtechworks.lib.vt.edu/bitstream/handle/10919/73177/Thompson_AC_T_2016.pdf?sequence=1&isAllowed=y)>. Acesso em: 15 out. 2020.

VALTARI, Jani; JOSHI, Sushil. **Centralized protection and control**. 2019. Disponível em: <[https://library.e.abb.com/public/6b20916a4d2e412daabb76fbada1268e/Centralized\\_Protection\\_and\\_Control\\_White\\_paper\\_2NGA000256\\_LRENA.pdf](https://library.e.abb.com/public/6b20916a4d2e412daabb76fbada1268e/Centralized_Protection_and_Control_White_paper_2NGA000256_LRENA.pdf)>. Acesso em: 03 jan. 2021.

VICENTE, Décio Tomasulo de. **Aplicações dos padrões da norma IEC 61850 a subestações compartilhadas de transmissão/distribuição de energia elétrica**. 2011. 117 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, Escola Politécnica, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, São Paulo, 2011. Disponível em: <[https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-09032012-151057/publico/Dissertacao\\_Decio\\_Tomasulo\\_De\\_Vicente.pdf](https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-09032012-151057/publico/Dissertacao_Decio_Tomasulo_De_Vicente.pdf)>. Acesso em: 31 dez. 2020.