



INSTITUTO TECNOLÓGICO VALE



**Programa de Pós-Graduação em Instrumentação, Controle e  
Automação de Processos de Mineração (PROFICAM)  
Escola de Minas, Universidade Federal de Ouro Preto (UFOP)  
Associação Instituto Tecnológico Vale (ITV)**

**Dissertação**

**REDUÇÃO DE ENERGIA INCIDENTE EM SUBESTAÇÕES DE UMA USINA DE  
BENEFICIAMENTO DE MINÉRIO UTILIZANDO COMUNICAÇÃO BASEADA NA  
NORMA IEC 61850**

**Flávio Andrade Costa**

**Ouro Preto  
Minas Gerais, Brasil  
2021**

**Flávio Andrade Costa**

**REDUÇÃO DE ENERGIA INCIDENTE EM SUBESTAÇÕES DE UMA USINA DE  
BENEFICIAMENTO DE MINÉRIO UTILIZANDO COMUNICAÇÃO BASEADA NA  
NORMA IEC 61850**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Instrumentação, Controle e Automação de Processos de Mineração da Universidade Federal de Ouro Preto e do Instituto Tecnológico Vale, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Controle e Automação.

Orientador: Prof. Paulo Marcos de Barros Monteiro, D.Sc.

Coorientador: Prof. Luis Guilherme Uzeda Garcia, Ph.D.

Coorientador: Prof. Agnaldo José da Rocha Reis, D.Sc.

Ouro Preto  
2021

## SISBIN - SISTEMA DE BIBLIOTECAS E INFORMAÇÃO

C837r Costa, Flavio Andrade .  
Redução de energia incidente em subestações de uma Usina de Beneficiamento de Minério utilizando comunicação baseada na norma IEC 61850. [manuscrito] / Flavio Andrade Costa. - 2021.  
68 f.: il.: color., gráf., tab..

Orientador: Prof. Dr. Paulo Marcos de Barros Monteiro.  
Coorientadores: Prof. Dr. Agnaldo José da Rocha Reis, Dr. Luis Guilherme Uzeda Garcia.

Dissertação (Mestrado Profissional). Universidade Federal de Ouro Preto. Programa de Mestrado Profissional em Instrumentação, Controle e Automação de Processos de Mineração. Programa de Pós-Graduação em Instrumentação, Controle e Automação de Processos de Mineração.

Área de Concentração: Engenharia de Controle e Automação de Processos Mineraiis.

1. Energia Incidente. 2. Arco Elétrico. 3. Automação de Subestações.  
I. Garcia, Luis Guilherme Uzeda. II. Monteiro, Paulo Marcos de Barros. III. Reis, Agnaldo José da Rocha. IV. Universidade Federal de Ouro Preto. V. Título.  
CDU 681.5:622.2

Bibliotecário(a) Responsável: Maristela Sanches Lima Mesquita - CRB-1716



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO  
REITORIA  
ESCOLA DE MINAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CONTROLE E  
AUTOMACAO



## FOLHA DE APROVAÇÃO

**Flávio Andrade Costa**

Redução de Energia Incidente em Subestação de uma Usina de Beneficiamento de Minério Utilizando Comunicação Baseada na Norma IEC 61850

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Instrumentação, Controle e Automação de Processos de Mineração da Universidade Federal de Ouro Preto e do Instituto Tecnológico Vale como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Controle e Automação

Aprovada em 27 de janeiro de 2021

### Membros da banca

Dr. Paulo Marcos de Barros Monteiro - Orientador - Universidade Federal de Ouro Preto  
Dr. Agnaldo José da Rocha Reis - Coorientador - Universidade Federal de Ouro Preto  
Dr. Luís Guilherme Uzeda Garcia - Coorientador - Bells Labs  
Dr. Paulo Raimundo Pinto - Instituto Federal de Minas Gerais  
Dr. Tarcísio de Assunção Pizziolo - Universidade Federal de Viçosa  
Dr. Thiago Clé de Oliveira - Universidade federal de Itajubá

Paulo Marcos de Barros Monteiro, orientador do trabalho, aprovou a versão final e autorizou seu depósito no Repositório Institucional da UFOP em 02/02/2021



Documento assinado eletronicamente por **Paulo Marcos de Barros Monteiro, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 02/02/2021, às 21:12, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [http://sei.ufop.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0131431** e o código CRC **F4028B18**.

**Referência:** Caso responda este documento, indicar expressamente o Processo nº 23109.001007/2021-79

SEI nº 0131431

R. Diogo de Vasconcelos, 122, - Bairro Pilar Ouro Preto/MG, CEP 35400-000  
Telefone: 3135591533 - www.ufop.br

## Resumo

Resumo da Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Instrumentação, Controle e Automação de Processos de Mineração como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

### REDUÇÃO DE ENERGIA INCIDENTE EM SUBESTAÇÕES DE UMA USINA DE BENEFICIAMENTO DE MINÉRIO UTILIZANDO COMUNICAÇÃO BASEADA NA NORMA IEC 61850

Flávio Andrade Costa

Janeiro/2021

Orientadores: Paulo Marcos de Barros Monteiro

Luis Guilherme Uzeda Garcia

Agnaldo José da Rocha Reis

A automação, além de contribuir para o aumento de produtividade e competitividade da indústria em geral, pode ser utilizada para aumentar a segurança dos trabalhadores. Quando se trata de subestações de energia elétrica, uma importante linha de pesquisa é a de como se reduzir a energia incidente proveniente de um arco elétrico. Reduzir seus efeitos é fator de preocupação e pode ser feito, por exemplo, reduzindo-se o tempo de duração da falha. Este estudo apresenta uma proposta para redução de energia incidente em cubículos de entrada de uma subestação de uma usina de beneficiamento de minério em Minas Gerais, Brasil. Esta redução é obtida pela diminuição do tempo de transmissão da detecção de arco para a subestação principal utilizando-se uma comunicação baseada na norma IEC 61850. Dispositivos eletrônicos inteligentes foram utilizados associados a uma rede de comunicação em alta velocidade para a transmissão do sinal de proteção, o que reduziu de forma acentuada a energia incidente no conjunto elétrico. Ao final deste trabalho, a energia incidente foi reduzida em mais de 80%, para valores inferiores a 8,0 cal/cm<sup>2</sup>, em duas topologias distintas de rede.

**Palavras-chave:** Energia Incidente, Arco Elétrico, Automação de Subestações.

**Macrotema:** Usina; **Linha de Pesquisa:** Tecnologias da Informação, Comunicação e Automação Industrial; **Tema:** Saúde e Segurança; **Área Relacionada da Vale:** Engenharia de Automação.

## **Abstract**

Abstract of Dissertation presented to the Graduate Program on Instrumentation, Control and Automation of Mining Process as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

### REDUCING ARC FLASH INCIDENT ENERGY IN AN IRON ORE BENEFICIATION PLANT BY DECREASING THE ARC DETECTION TRANSMISSION TIME USING COMMUNICATION BASED ON IEC 61850

Flávio Andrade Costa

January/2021

Advisors: Paulo Marcos de Barros Monteiro

Luis Guilherme Uzeda Garcia

Agnaldo José da Rocha Reis

Automation, in addition to contributing to increased industry productivity, can be used to increase worker safety too. Regarding electrical substations, to reduce arc flash incident energy resulting from short circuits in high-power electrical devices is an important research. Reduce their harmfulness is a major concern what can be achieved with measures such as: adopting remote operation, redirecting blast energy and shortening the fault clearing time. This study presents a proposal to reduce the incident energy in entrance cubicles of a substation of an iron ore processing plant in Minas Gerais, Brazil. This reduction is obtained by decreasing the arc detection transmission time to the main substation using a communication based on the IEC 61850 standard. Intelligent electronic devices were used associated with a high-speed communication network for the transmission of the protection signal, which markedly reduced the energy incident on the electrical system. At the end of this work, the incident energy was reduced by more than 80%, to values below  $8.0 \text{ cal/cm}^2$ , in two different network topologies.

**Keywords:** Incident Energy, Arc Flash, Automation of Substations.

**Macrotheme:** Plant; **Research Line:** Information Technologies, Communication and Industrial Automation; **Theme:** Health and Safety; **Related Area of Vale:** Automation Engineering.

# Lista de Figuras

Figura 2.1	Vestimenta antichama com nível de ATPV indicado. Adaptado de (RESENDE, 2016).	17
Figura 2.2	Exemplo de ensaio para determinação do ATPV. Adaptado de (RESENDE, 2016).	17
Figura 2.3	Sensores de detecção de arco e suas aplicações. [Fonte: SEL (2017)]	20
Figura 2.4	Comprimentos de onda no espectro de luz. [Fonte: Medeiros <i>et al.</i> (2015)]	21
Figura 2.5	Curva de atuação do relé Zyggot. [Fonte: Varixx (2020)]	21
Figura 2.6	Exemplo de relé inteligente com a função de detecção de arco elétrico.	23
Figura 2.7	Arquitetura de rede conforme IEC 61850. [Adaptado de SEL (2017)].	24
Figura 2.8	Modelo de dados IEC 61850. [Fonte: Miranda (2009)]	25
Figura 2.9	Segregação de rede em VLANs. Adaptado de Systems (2020).	26
Figura 2.10	Exemplo de parte de um arquivo ICD.	27
Figura 2.11	Pilha de protocolos da norma IEC 61850. [Fonte: IEC 61850-8-1:2004 (E)]	28
Figura 3.1	Esquemático da detecção de arco elétrico interno a uma subestação.	29
Figura 3.2	Esquemático do problema de transmissão do sinal de desligamento entre as subestações.	30
Figura 3.3	Ligação entre subestação principal e subestações secundárias.	32
Figura 3.4	Trecho de fibra óptica necessário para uma topologia de rede em anel entre 04 subestações secundárias e a subestação principal.	33
Figura 3.5	Trecho de fibra óptica dedicada para a subestação 075-SE-10.	34
Figura 3.6	Representação esquemática da bancada de testes com IEDs e switches.	35
Figura 3.7	Configuração geral da mensagem GOOSE no IED.	37
Figura 3.8	Configuração do dataset de uma mensagem GOOSE	38
Figura 3.9	Configuração do recebimento de uma mensagem GOOSE no IED à montante.	39
Figura 3.10	Configuração de TRUNK em uma porta de switch.	39
Figura 3.11	Monitoramento de mensagens GOOSE.	40
Figura 3.12	Arquitetura de rede para comunicação entre as subestações.	42
Figura 3.13	Arquitetura do sincronismo de tempo entre os dispositivos.	43
Figura 3.14	Sincronismo de tempo habilitado nos IEDs.	44
Figura 3.15	Fibra de detecção de arco no interior dos painéis.	45

Figura 3.16	Esforço estimado em cada atividade de infraestrutura (homem-hora). . . . .	46
Figura 3.17	Atividades de infraestrutura do projeto. . . . .	47
Figura 4.1	Log de eventos do relé e do controlador lógico. . . . .	50
Figura 4.2	ADTTs encontrados durante testes sem desligamentos. . . . .	51
Figura 4.3	Oscilografia do relé de proteção durante o teste com desligamento 01. . . . .	52
Figura 4.4	Oscilografia do relé de proteção durante o teste com desligamento 02. . . . .	54
Figura 4.5	Arquitetura de rede para comunicação entre as subestações utilizando rede pré-existente. . . . .	56
Figura 4.6	Detalhe da arquitetura de comunicação entre a 075-SE-04 e a subestação principal 730-SE-01. . . . .	57
Figura 4.7	Logs do tempo de transmissão da mensagem de detecção de arco sem desli- gamento efetivo. . . . .	58
Figura 4.8	Resultado dos testes de transmissão da mensagem GOOSE da subestação 075-SE-04 para a subestação principal. . . . .	58
Figura 4.9	Logs do tempo de transmissão da mensagem de detecção de arco com des- ligamento efetivo. . . . .	59

# Lista de Tabelas

Tabela 2.1	Relação entre as categorias de EPIs e o nível de energia incidente da instalação. [Fonte: Adaptado de NFPA 70E] . . . . .	16
Tabela 2.2	Organização do norma IEC 61850. [Fonte: IEC TR 61850-1:2003 (E)] . . . . .	22
Tabela 3.1	Dados das subestações da planta em estudo. . . . .	31
Tabela 3.2	Dados consolidados do levantamento de infraestrutura nas subestações. . . . .	33
Tabela 3.3	VLANs criadas para a comunicação entre as subestações. . . . .	36

# Lista de Siglas e Abreviaturas

<b>ADTT</b>	Arc Detection Transmission Time
<b>ATPV</b>	Arc Thermal Performance Value
<b>CID</b>	Configured IED Description
<b>CLP</b>	Controlador Lógico Programável
<b>EPI</b>	Equipamento de Proteção Individual
<b>GOOSE</b>	Generic Object Oriented Substation Event
<b>ICD</b>	IED Capability Description
<b>IED</b>	Intelligent Electronic Device
<b>IHM</b>	Interface Homem-Máquina
<b>LAN</b>	Local Area Network
<b>MMS</b>	Manufacturing Message Specification
<b>NTP</b>	Network Time Protocol
<b>SCADA</b>	Supervisory Control and Data Acquisition
<b>SCD</b>	System Configuration Description
<b>SEL</b>	Schweitzer Engineering Laboratories
<b>SNTP</b>	Simple Network Time Protocol
<b>SSD</b>	Substation Specification Description
<b>SV</b>	Sampled Values
<b>TCLD</b>	Transportador de Correia de Longa Distância
<b>VLAN</b>	Virtual Local Area Network

# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>12</b>
1.1	Motivação . . . . .	13
1.2	Justificativa . . . . .	13
1.3	Objetivos . . . . .	14
<b>2</b>	<b>Referencial Teórico e Fundamentação Científica</b>	<b>15</b>
2.1	Energia Incidente . . . . .	15
2.1.1	Vestimentas de Proteção . . . . .	16
2.1.2	Formulação . . . . .	17
2.1.3	Detecção do Arco Elétrico . . . . .	19
2.2	Automação de Subestações . . . . .	21
2.2.1	Relés Inteligentes . . . . .	22
2.2.2	Protocolos de Comunicação . . . . .	23
2.2.3	Arquitetura de Rede . . . . .	24
2.2.4	Nós Lógicos . . . . .	24
2.2.5	Virtual Local Area Network - VLAN . . . . .	25
2.2.6	Linguagens de Programação . . . . .	25
2.2.7	Sincronismo de Tempo . . . . .	26
<b>3</b>	<b>Metodologia</b>	<b>29</b>
3.1	Levantamento de Dados . . . . .	31
3.2	Configuração dos Equipamentos . . . . .	34
3.3	Endereçamento IP . . . . .	35
3.4	Configuração das Mensagens GOOSE . . . . .	35
3.5	Configuração dos Switches . . . . .	39
3.6	Monitoramento das Mensagens GOOSE . . . . .	40
3.7	Arquitetura de Rede . . . . .	41
3.8	Sincronismo de Tempo . . . . .	42
3.9	Sensor de Detecção de Arco . . . . .	44
3.10	Infraestrutura de Comunicação . . . . .	45
3.11	Tempo Máximo de Transmissão . . . . .	46

<b>4</b>	<b>Resultados</b>	<b>49</b>
4.1	Subestação Principal x Sub. Secundária 075-SE-10 . . . . .	49
4.1.1	ADTT - Testes sem Desligamento . . . . .	49
4.1.2	Tempo Total - Testes com Desligamento . . . . .	51
4.1.3	Cálculo da Nova Energia Incidente . . . . .	54
4.2	Subestação Principal x Sub. Secundária 075-SE-04 . . . . .	55
4.2.1	Cálculo da Nova Energia Incidente . . . . .	57
<b>5</b>	<b>Discussão dos Resultados</b>	<b>60</b>
5.1	Pontos de Atenção para Implementação . . . . .	62
<b>6</b>	<b>Conclusão</b>	<b>64</b>
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>67</b>
	<b>Apêndices</b>	<b>69</b>

# 1. Introdução

A automação de sistemas industriais é fundamental para qualquer empresa se manter competitiva no mercado, com custos mais baixos e processos mais eficientes. Os sistemas de distribuição de energia elétrica, subestações, precisam acompanhar este desenvolvimento à medida que novos dispositivos vão surgindo e têm a necessidade de se comunicar, seja para permitir a leitura de dados em tempo real, o monitoramento e até mesmo o diagnóstico e acionamento dos circuitos elétricos.

Estes novos dispositivos conhecidos como Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED - *Intelligent Electronic Device*) podem ser dos mais variados tipos, como relés de proteção, chaves seccionadoras, disjuntores, etc (BOYLESTAD e NASHELSKY, 2013). Porém, os fabricantes são diversos e a comunicação pode ser um tanto quanto difícil se não houver padronização, conforme apresentado em Dutra (2012). Neste sentido, surgiu a norma regulamentadora IEC 61850, com o objetivo de criar padrões de protocolos de comunicação para o setor elétrico que garantam os requisitos de segurança necessários para operação (ALMEIDA, 2011).

Além disso, estes recursos de automação e elétrica podem ser utilizados em conjunto para garantir uma maior segurança para os profissionais que trabalham com eletricidade. Um dos maiores responsáveis por lesões e mortes destes profissionais é o arco elétrico ou, mais precisamente, a energia incidente liberada durante a ocorrência deste. Conforme apresentado por Resende (2016), um arco elétrico é um evento de curtíssima duração onde, raramente atinge mais de um segundo, mas com efeitos catastróficos. Dessa forma, é de suma importância a utilização de mecanismos de controle para a atenuação de seus efeitos.

Na indústria em geral, um trabalho muito grande vem sendo feito na tentativa de mitigar e controlar estes riscos. Em uma planta de beneficiamento de minério de ferro, cada unidade produtiva possui dezenas de subestações, responsáveis pela alimentação direta dos equipamentos, incluindo motores, correias transportadoras, britadores, moinhos etc. Para se controlar a energia incidente em cada uma destas subestações estão sendo utilizados IEDs com sensor de arco elétrico associados a uma fibra óptica para detecção de arco elétrico interno aos painéis da subestação e conseqüentemente diminuir a energia incidente nestes.

Porém, ainda havia um ponto a ser tratado: os cubículos de entrada das subestações secundárias. Um arco elétrico no cubículo de entrada, anterior ao disjuntor, levaria o tempo programado pela proteção do circuito elétrico para desarmar, o que elevaria a energia incidente do painel. A solução estaria, então, em transferir a detecção do arco da subestação secundária para a subestação principal de forma extremamente rápida para garantir um mínimo de energia incidente nestes painéis.

Neste estudo apresenta-se uma proposta para a redução do nível de energia incidente em painéis de entrada de subestações secundárias utilizando-se comunicação baseada na norma IEC 61850. O estudo de caso foi realizado nas subestações de uma planta de beneficiamento de minério de ferro na cidade de Nova Lima/MG. Além disso, a solução proposta foi avaliada no

que diz respeito à sua replicabilidade para outras unidades operacionais.

O trabalho também faz um comparativo entre dois cenários distintos no que se refere à infraestrutura de rede. Em um primeiro momento foi testado um cenário considerado ideal, com a rede totalmente dedicada ao sistema proposto. Posteriormente, foi possível a realização de testes em um ambiente com a infraestrutura de rede compartilhada com outras aplicações. Os resultados obtidos puderam ser comparados e discutidos.

## **1.1. Motivação**

Neste trabalho teve-se como principal motivação diminuir o nível de energia incidente em subestações de energia elétrica utilizando-se recursos de automação baseados na norma IEC 61850. Prover uma comunicação extremamente rápida entre uma subestação secundária e sua alimentadora (subestação principal) é de fundamental importância para diminuir o tempo de duração de um arco elétrico e, conseqüentemente, da quantidade de calor dissipada sobre equipamentos e trabalhadores.

Além disso, a automação de uma subestação baseada na norma IEC 61850 permite a interoperabilidade entre os equipamentos de forma segura e prática. Este ponto é de fato desafiador quando se trata de uma usina de tratamento de minérios, pois estas geralmente possuem equipamentos de diversos fabricantes e de níveis tecnológicos bem distintos.

Outro ponto importante a ser considerado é a tendência atual na indústria da mineração de centralização de todas informações da planta em um único ambiente para permitir a tomada de decisões mais assertivas e rápidas. Conseqüentemente, as informações dos sistemas elétricos também precisarão estar disponíveis e isso só acontece com o processo de automação e a estruturação da comunicação entre os diversos dispositivos.

## **1.2. Justificativa**

Acidentes com arco elétrico são, infelizmente, bastante comuns na indústria em geral e os efeitos aos trabalhadores são diversos, podendo levar até à morte. Controlar e diminuir a energia incidente liberada durante estes eventos é ponto extremamente relevante para amenizar-mos seus efeitos colaterais.

Os profissionais de elétrica fazem uso de vestimentas antichamas, classificadas de acordo com a sua resistência ao calor, ou seja, de acordo com o nível de energia incidente de uma subestação é proposto um conjunto de equipamentos de proteção diferente. Conforme a norma NFPA 70E, as vestimentas de categoria 2 suportam uma energia incidente máxima de 8,0 cal/cm<sup>2</sup>. Para situações em que a energia incidente seja superior a este valor, vestimentas de categoria 3 ou 4 devem ser utilizadas. Porém, estes tipos de vestimentas são mais pesadas e possuem mais de uma camada de tecido. Com isso, o conforto térmico do trabalhador do

trabalhador é muito prejudicado e, por serem mais pesadas, também podem vir a causar mais acidentes.

Outro ponto importante, que justifica o estudo para redução da energia incidente, está relacionado aos outros efeitos do arco elétrico. As vestimentas citadas vão proteger o trabalhador de queimaduras, mas não o protege do barulho, dos estilhaços, das ondas de pressão, etc. Assim, reduzir a energia incidente é sempre preferível a aumentar a categoria dos EPIs utilizados.

Já relacionado ao aspecto financeiro, vestimentas de categorias superiores também são bem mais caras. Quando este ponto é levado em consideração para grandes empresas, com grande número de trabalhadores, o valor dos custos com os EPIs passa a ser muito significativo. Pesa-se a isso também os danos sobre os equipamentos da subestação, quanto menor a duração do arco, menores são os estragos causados. Logo, todos estes são pontos importantes que justificam a redução da energia incidente.

Nesta linha, a automação poderá contribuir para garantir maior segurança aos técnicos e engenheiros que acessam essas instalações. O fornecimento de informações e a possibilidade de acionamento de circuitos remotamente pode diminuir muito a exposição destes trabalhadores ao risco de choque e arco elétrico.

Neste trabalho foi avaliada uma nova condição de comunicação entre as subestações com o objetivo de se reduzir o nível de energia incidente nos painéis de entrada das subestações secundárias. Além disso, o aumento contínuo de IEDs nas subestações traz a necessidade de padronização dos protocolos de comunicação e a implementação de um sistema de supervisão e controle (SCADA) que permita o monitoramento, o gerenciamento de alarmes e até a execução de comandos remotos na subestação. A utilização da norma IEC 61850 no processo traz padronização internacional ao ambiente e diminui o risco de falhas do sistema elétrico.

### **1.3. Objetivos**

Neste trabalho teve-se como objetivo a elaboração do projeto, a implementação e a avaliação de uma solução de automação para redução do nível de energia incidente nos painéis de entrada de subestações secundárias em uma usina de beneficiamento de minério de ferro, na cidade de Nova Lima/MG.

As metas deste estudo foram a redução da energia incidente nos painéis de entrada em questão para um valor menor ou igual a  $8,0 \text{ cal/cm}^2$  e/ou uma redução de pelo menos 50% no tempo de atuação da proteção da subestação em questão.

O projeto foi desenvolvido baseado na norma IEC TR 61850-1:2003 (E), padronizando os protocolos utilizados dentro da subestação e ainda disponibilizando informações que poderão ser utilizadas nos sistemas de proteção e de supervisão e controle futuramente. Além disso, o trabalho piloto servirá de referência para o desdobramento da solução em outras subestações da empresa.

## 2. Referencial Teórico e Fundamentação Científica

Este estudo pode ser dividido em dois referenciais teóricos bastante distintos: um referente ao termo energia incidente, incluindo sua importância e forma de mensuração e, um segundo, que diz respeito à automação de subestações, incluindo a norma IEC 61850 que especifica a forma de comunicação e os protocolos a serem utilizados. A seguir serão apresentadas algumas referências técnicas nestas áreas.

### 2.1. Energia Incidente

A energia incidente pode ser definida, conforme Resende (2016), como a quantidade de energia térmica impressa em uma superfície, a uma dada distância da fonte, gerada durante a ocorrência de um arco elétrico. É de fato a energia mais perigosa e pode causar maiores ferimentos aos profissionais que trabalham com eletricidade.

Durante a ocorrência do arco elétrico há intensa liberação de calor, ondas de pressão, ruídos de alta intensidade e projeção de estilhaços, apresentados em Resende (2016). Logo, todas essas variáveis podem vir a causar queimaduras graves, quedas, problemas de audição, dentre outros.

Como se trata de uma relação de densidade superficial de energia, a energia incidente geralmente é mensurada em  $\text{cal/cm}^2$  ou  $\text{J/cm}^2$ . Neste ponto é importante esclarecer o valor de  $8,0 \text{ cal/cm}^2$  atribuído como valor alvo nos objetivos deste projeto.

A norma NFPA 70E apresenta um conjunto de diretrizes para um trabalho seguro em eletricidade, incluindo a especificação dos equipamentos de proteção individuais (EPIs) a serem utilizadas pelo trabalhador dependendo da energia incidente. Conforme apresentado na tabela **130.7(C)(15)(c)** desta norma, as categorias de EPI podem variar de 1 a 4, dependendo no nível de energia incidente suportado pelo equipamento de proteção. A tabela 2.1 apresenta a relação entre as duas variáveis estabelecida na norma.

É importante notar que cada categoria de EPI significa um conjunto de roupas e dispositivos diferentes. Quanto maior a categoria, mais resistente ao arco elétrico o conjunto deve ser. Entre as mudanças de categoria, talvez a que seja mais impactante é a mudança da categoria 2 para a 3. As vestimentas de categoria 2 ainda possuem somente uma camada de tecido, enquanto de categorias superiores já possuem 2 ou mais. Conforme ABNT NBR 16384, para energia incidente acima de  $40,0 \text{ cal/cm}^2$  não existe vestimenta disponível no mercado capaz de proteger o trabalhador nestas circunstâncias.

Dessa forma, a utilização de um EPI de categoria 3 ou superior compromete o conforto do trabalhador, já que são roupas muito espessas e irão esquentar muito. Além disso, o custo dessas proteções são muito mais altos e podem inviabilizar sua utilização em grande parte das indústrias. Assim, o ideal é se ter instalações com um nível de energia incidente de no máximo  $8,0 \text{ cal/cm}^2$  para que se possa fazer uso das vestimentas de categoria 1 ou 2.

Tabela 2.1: Relação entre as categorias de EPIs e o nível de energia incidente da instalação.  
 [Fonte: Adaptado de NFPA 70E]

<b>Relação entre Categoria dos EPIs e Energia Incidente</b>	
<b>Categoria</b>	<b>Energia Incidente Máxima (cal/cm<sup>2</sup>)</b>
1	4
2	8
3	25
4	40

Outro ponto importante a ser abordado diz respeito ao **item B.6.7.1 - Segurança em painéis elétricos** da norma ABNT NBR 16384. Este item recomenda que os trabalhos em instalações com nível de energia incidente igual ou superior a 8,0 cal/cm<sup>2</sup> sejam realizados em duplas. Como a disponibilidade de recursos nas indústrias é muito limitada e de alto custo financeiro, ter instalações com um nível de energia incidente controlado faz-se de extrema importância para atendimento às normas técnicas.

### 2.1.1. Vestimentas de Proteção

As vestimentas utilizadas para o trabalho em eletricidade são classificadas de acordo com o nível de ATPV (Arc Thermal Performance Value) suportado. Conforme Resende (2016), o ATPV é o valor da energia incidente na vestimenta que resulta em uma probabilidade de 50% de que o calor provoque uma lesão de pele com queimadura de segundo grau. A figura 2.1 mostra detalhe de uma vestimenta antichama com o ATPV em destaque.

Assim, um profissional que esteja com uma vestimenta classificada com ATPV de 8,0 cal/cm<sup>2</sup> e que venha a ser atingido por um arco elétrico em uma instalação no nível de energia incidente também de 8,0 cal/cm<sup>2</sup> tem uma chance de 50% de sofrer queimaduras de segundo grau.

Porém, a relação entre probabilidade de queimadura e nível de energia incidente não é linear. Conforme apresentado em Resende (2016), ensaios mostram uma curva não linear entre as duas grandezas. Um exemplo de ensaio é mostrado na figura 2.2.

Assim, um profissional com vestimenta de ATPV igual a 8,0 cal/cm<sup>2</sup> em uma instalação com energia incidente igual a 6,8 cal/cm<sup>2</sup> tem uma probabilidade de apenas 5% de sofrer queimaduras de segundo grau. Já em uma instalação com nível de energia incidente maiores que 10,0 cal/cm<sup>2</sup> essa probabilidade é de praticamente 100%.



Figura 2.1: Vestimenta antichama com nível de ATPV indicado. Adaptado de (RESENDE, 2016).

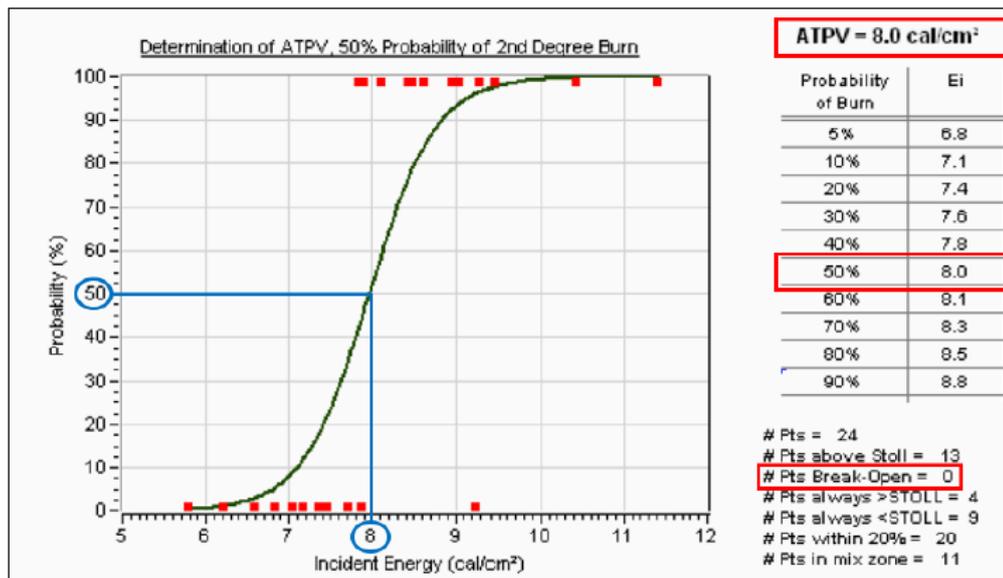


Figura 2.2: Exemplo de ensaio para determinação do ATPV. Adaptado de (RESENDE, 2016).

### 2.1.2. Formulação

A energia incidente vem sendo estudada por anos e várias formulações já foram apresentadas para seu cálculo. Os métodos mais utilizados até hoje, conforme apresentado por Resende (2016), foram o método de Ralph Lee, o de Doughty-Neal e, o mais recente, do IEEE. Neste trabalho será apresentada a abordagem do IEEE 1584-2002, visto que é a mais atual e a que foi utilizada pela equipe de engenharia elétrica nos cálculos apresentados.

Conforme a metodologia do IEEE 1584-2002, a energia incidente pode ser calculada da seguinte forma:

$$E = Cf \times En \times \left(\frac{t}{0,2}\right) \times \left(\frac{610^x}{D^x}\right) \quad (2.1)$$

Onde:

- $E$ : energia incidente ( $cal/cm^2$ );
- $Cf$ : fator de tensão: 1 ( $tensão > 1 kV$ ) ou 1,5 ( $tensão \leq 1 kV$ );
- $En$ : energia incidente normalizada ( $J/cm^2$ );
- $D$ : distância ( $mm$ ) do ponto de arco elétrico até o trabalhador;
- $x$ : fator de distância: 1,641 ( $0,208 kV < tensão < 1 kV$ ) ou 0,973 ( $5 kV < tensão < 15 kV$ );
- $t$ : tempo total de duração do arco ( $s$ ).

O termo  $En$ , energia incidente normalizada, é uma parcela intermediária calculada pela seguinte equação:

$$\log(En) = K1 + K2 + 1,081 \times \log(Ia) + 0,0011 \times G \quad (2.2)$$

Onde:

- $En$ : energia incidente normalizada ( $J/cm^2$ );
- $K1$ :  $-0,555$  (barramento encapsulado) ou  $-0,792$  (barramento aberto);
- $K2$ : 0 (não aterrados ou aterrados com alta resistência) ou  $-0,113$  (sistemas aterrados);
- $Ia$ : corrente de curto-circuito limitada por arco elétrico calculada ( $kA$ );
- $G$ : distância entre os condutores ( $mm$ ).

Então, é possível reduzir a energia incidente alterando-se um conjunto de fatores, como o nível de tensão, os valores de corrente de curto-circuito, o tipo de aterramento, o arranjo físico do conjunto de manobra, a distância entre os barramento e também o tempo de atuação dos dispositivos de proteção.

A maior parte dessas variáveis citadas é de difícil alteração, pois exigiriam alterações físicas dos painéis já existentes ou de todo o esquema elétrico. Porém, pode-se verificar que a variável **tempo** é diretamente proporcional à energia incidente e sua redução implicará em redução proporcional da energia.

Queiroz *et al.* (2015) apresentam uma proposta de redução da energia incidente utilizando-se os dispositivos eletrônicos inteligentes (IEDs). De fato, este já é um recurso que vem sendo utilizado internamente nas subestações para comunicação e troca de mensagens entre os dispositivos. Os IEDs com função de detecção de arco elétrico são utilizados em conjunto com fibra óptica para realizar o desligamento dos disjuntores de alimentação quando um arco é detectado (luz).

Dixon *et al.* (2014) apresentam uma proposta de redução da energia incidente utilizando-se a comunicação baseada nos protocolos da IEC 61850 para uma indústria química. Os relés inteligentes com a função de detecção de arco foram conectados em uma rede de fibra óptica e com comunicação serial. Foram realizados diversos testes medindo-se todos os tempos envolvidos no experimento como: tempo para detecção do arco pelo relé, tempo de transmissão da mensagem GOOSE, instante de tempo do desligamento final. Assim, com o tempo total da nova arquitetura foi possível se calcular uma nova energia incidente para os painéis envolvidos, reduzindo-se o conjunto de categoria 4 para categoria 3. No presente estudo não há uma comunicação serial entre os dispositivos e a redução de energia incidente deverá ocorrer da categoria 3 para a categoria 2, mas o artigo apresenta ideias fundamentais que serão utilizadas de base para o desenvolvimento do trabalho.

Assim, este estudo focou-se na utilização de recursos de comunicação em alta velocidade associados aos IEDs com função de detecção de arco, para diminuição do tempo de duração do arco e, conseqüentemente, da energia incidente nos painéis em estudo.

### **2.1.3. Detecção do Arco Elétrico**

O arco elétrico de maneira geral é detectado por sobrecorrente no circuito elétrico, mas com esse mecanismo tem-se um alto valor de energia incidente e uma série de prejuízos associados como possíveis danos aos profissionais e equipamentos.

Uma outra forma de detecção do arco é por luz e consiste na captação da luz produzida durante a ocorrência do arco para solicitar o desligamento do disjuntor montante ao circuito. Este mecanismo permite um desligamento bem mais rápido que o método tradicional citado.

Existem dois tipos de sensores para detecção do arco por luz. Um deles é o sensor de fibra óptica com revestimento transparente. Estes detectam a luz ao longo de toda a sua extensão e a conduzem até o relé. Este tipo de sensor é geralmente utilizado em áreas amplas, tais como barramentos. Um outro tipo é o sensor pontual. Este detecta a luz apenas em sua extremidade e geralmente é utilizado em áreas confinadas, como compartimentos de disjuntores, como citado em SEL (2017).

A figura 2.3 mostra um desenho esquemático dos sensores e sua ligação junto aos circuitos elétricos. Neste trabalho, para a detecção do arco no conjunto de entrada da subestação secundária foi utilizado o sensor pontual.

O sensor de detecção de arco é capaz de captar qualquer luz com intensidade signifi-

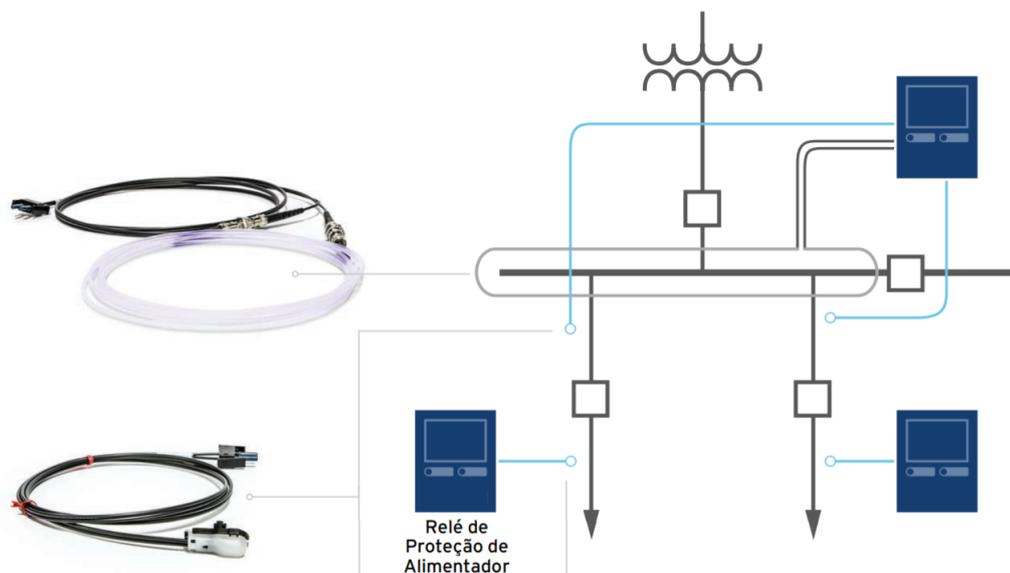


Figura 2.3: Sensores de detecção de arco e suas aplicações. [Fonte: SEL (2017)]

cativa e ativar a interface do relé onde este esteja ligado. Neste ponto, é importante destacar que o acionamento indevido pode sim acontecer em instalações em áreas externas e expostas ao tempo. Ao se abrir a porta de um painel para simples manutenção, por exemplo, há a entrada de luz e dependendo do tipo de sensor pode haver o desligamento da instalação.

Porém, existem meios que podem mitigar e diminuir a ocorrência destas falsas atuações, mas ainda sim garantindo uma baixa energia incidente. Conforme apresentado em Medeiros *et al.* (2015) e mostrado na figura 2.4, a ocorrência de um arco elétrico produz radiações eletromagnéticas que vão do infravermelho ao ultravioleta, incluindo a luz visível. Assim, se o sensor utilizado for capaz de captar apenas uma faixa do espectro, que não seja a de luz visível, é possível criar um dispositivo mais robusto a essas falhas.

A fabricante de relés Varixx (2020) possui um dispositivo que trabalha justamente na faixa de radiação ultravioleta, entre 200 e 320 nm. Na figura 2.5 mostra-se a curva de resposta de atuação do sensor. É possível observar que o mesmo não é sensibilizado com comprimentos de onda acima de 320 nm, logo, a luz visível não é capaz de disparar um desligamento.

Assim, este tipo de sensor está bem menos susceptível a falha do que um sensor que capte todo o espectro luminoso. Dependendo do ambiente de instalação faz-se uso preferencial deste tipo de equipamento para garantia de proteção dos painéis elétricos, com uma menor energia incidente e com menor risco de interrupções indevidas.

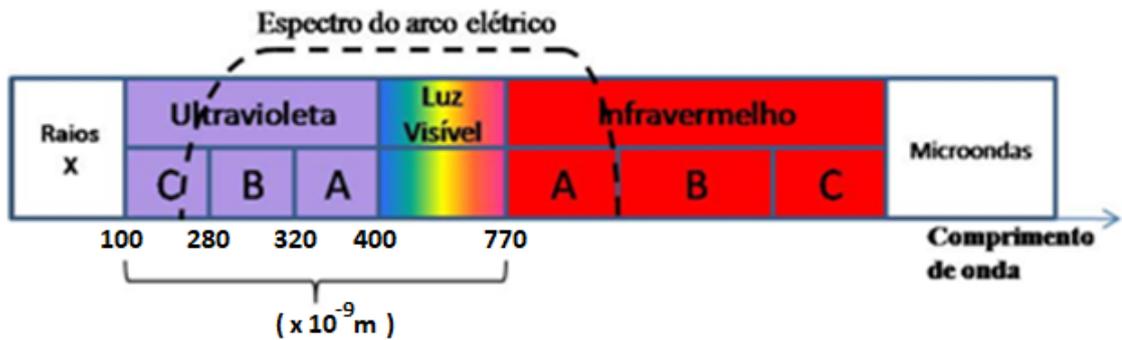


Figura 2.4: Comprimentos de onda no espectro de luz. [Fonte: Medeiros *et al.* (2015)]

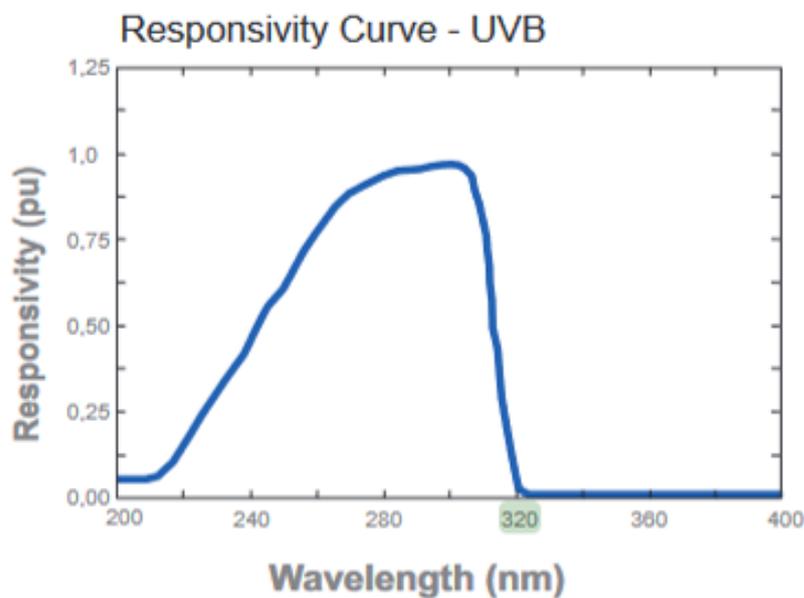


Figura 2.5: Curva de atuação do relé Zyggot. [Fonte: Varixx (2020)]

Conforme manual dos relés SEL (Laboratories (2018)), utilizados neste trabalho, não há especificação da faixa de operação do sensor de detecção de arco. Dessa forma, será considerado que o mesmo trabalha em todo o espectro, incluindo de luz visível, exigindo assim cuidados adicionais na sua instalação para impedir a entrada de luz no ambiente.

## 2.2. Automação de Subestações

A principal referência teórica para a automação de subestações é a norma IEC 61850 (IEC TR 61850-1:2003, E). Ela define o padrão de comunicação entre dispositivos e sistemas em uma subestação de energia elétrica, onde seu principal objetivo é manter a interoperabilidade entre diferentes fabricantes de equipamentos.

A norma está dividida em 10 partes, conforme mostrado na tabela 2.2. Destas partes

as mais importantes para este trabalho são a parte 05, que descreve a organização lógica e funções dentro do IED, e a parte 8-1, que descreve os protocolos, camadas de rede e formas de comunicação.

Tabela 2.2: Organização do norma IEC 61850. [Fonte: IEC TR 61850-1:2003 (E)]

<b>Estrutura Geral da Norma IEC 61850</b>	
<b>Parte 1</b>	Introdução e visão geral
<b>Parte 2</b>	Glossário
<b>Parte 3</b>	Requisitos gerais
<b>Parte 4</b>	Gerenciamento de projeto e sistema
<b>Parte 5</b>	Requisitos de comunicação por função e modelos de dispositivos
<b>Parte 6</b>	Linguagem descritiva de configuração para comunicação em subestações de energia elétrica relacionadas aos IEDs
<b>Parte 7-1</b>	Estrutura básica de comunicação para subestações e alimentadores - Princípios e modelos
<b>Parte 7-2</b>	Estrutura básica de comunicação para subestações e alimentadores - Abstract Communication Service Interface (ACSI)
<b>Parte 7-3</b>	Estrutura básica de comunicação para subestações e alimentadores - Classes de dados comuns
<b>Parte 7-4</b>	Estrutura básica de comunicação para subestações e alimentadores - Classes de nós lógicos e classes de dados compatíveis
<b>Parte 8-1</b>	Mapeamento de serviço de comunicação específico (SCSM) - Mapeamentos para MMS (ISO / IEC 9506-1 e ISO / IEC 9506-2) e para ISO / IEC 8802-3
<b>Parte 9-1</b>	Mapeamento de serviço de comunicação específico (SCSM) - Valores amostrados em link ponto a ponto unidirecional serial
<b>Parte 9-2</b>	Mapeamento de serviço de comunicação específico (SCSM) - Valores amostrados sobre ISO / IEC 8802-3
<b>Parte 10</b>	Testes de conformidade

Além da norma citada, Araújo (2016) apresenta uma proposta de proteção de sobrecorrente baseada na norma IEC 61850 e descreve em detalhes as arquiteturas de comunicação, endereçamento de rede, os protocolos e organização da IEC 61850. Este trabalho também serviu como referência durante a implementação.

Já McDonald (2016) apresenta detalhes técnicos para o projeto de subestações de energia elétrica, incluindo sua forma de comunicação.

### **2.2.1. Relés Inteligentes**

Os relés inteligentes ou IEDs são dispositivos que atualmente agregam um conjunto de funções que não são somente eletromecânicas. Os IEDs são unidades multifuncionais utilizadas para a proteção, controle, automação, medição e monitoramento de sistemas elétricos, permitindo a concepção de lógicas de intertravamento e bloqueio. Assim, têm-se um conjunto de

funcionalidades em uma única caixa ou em dispositivos diferentes (cada um responsável por uma função), conforme Lacerda e Carneiro (2010).

Estes relés, associados à norma IEC 61850, são capazes de fornecer uma estrutura de comunicação e integração enorme. Os dispositivos podem trocar informações de maneira organizada, interagir e disponibilizar as informações de todo o circuito em tempo real.

Além disso, alguns dispositivos possuem a função de detecção de arco elétrico através de luz e esta função pode ser utilizada para a diminuição da energia incidente nos painéis ou cubículos onde esteja instalado. A figura 2.6 mostra um modelo de IED com esta função.



Figura 2.6: Exemplo de relé inteligente com a função de detecção de arco elétrico.

### 2.2.2. Protocolos de Comunicação

Para a interoperabilidade entre dispositivos de diferentes fabricantes é preciso estabelecer um padrão de comunicação, ou seja, uma linguagem comum para a troca de informações. Dessa forma, a IEC 61850 em sua parte 8 (IEC 61850-8-1:2004 (E)) padroniza um conjunto de protocolos a serem utilizados em diferentes situações. Os principais protocolos especificados pela IEC 61850 são:

- **GOOSE** - *Generic Object Oriented Substation Event*: protocolo de comunicação multi-cast responsável pela transmissão de mensagens em alta velocidade entre os IEDs contendo valores de variáveis, status, sinais de controle, etc;
- **MMS** - *Manufacturing Message Specification*: protocolo de comunicação unicast que permite o envio das informações dos IEDs para sistemas de supervisão;
- **SV** - *Sampled Values*: protocolo responsável pelo tráfego das leituras de variáveis analógicas de uma subestação.

### 2.2.3. Arquitetura de Rede

Já referente à arquitetura de rede, a IEC 61850 propõe um modelo dividido em camadas, onde cada camada é responsável por determinadas funções e faz uso de protocolos específicos. Na figura 2.7 mostra-se a arquitetura de rede proposta pela norma dividida em 03 camadas:

- Nível de Estação: onde estão as estações de supervisão do sistema elétrico. A comunicação neste nível é via protocolo MMS;
- Nível de Bay: é o nível de comunicação entre os IEDs. Entre estes dispositivos o protocolo utilizado é o GOOSE;
- Nível de Processo: é o nível de leitura de instrumentos e dispositivos, onde podem ser utilizados os protocolos SV ou até o próprio GOOSE;

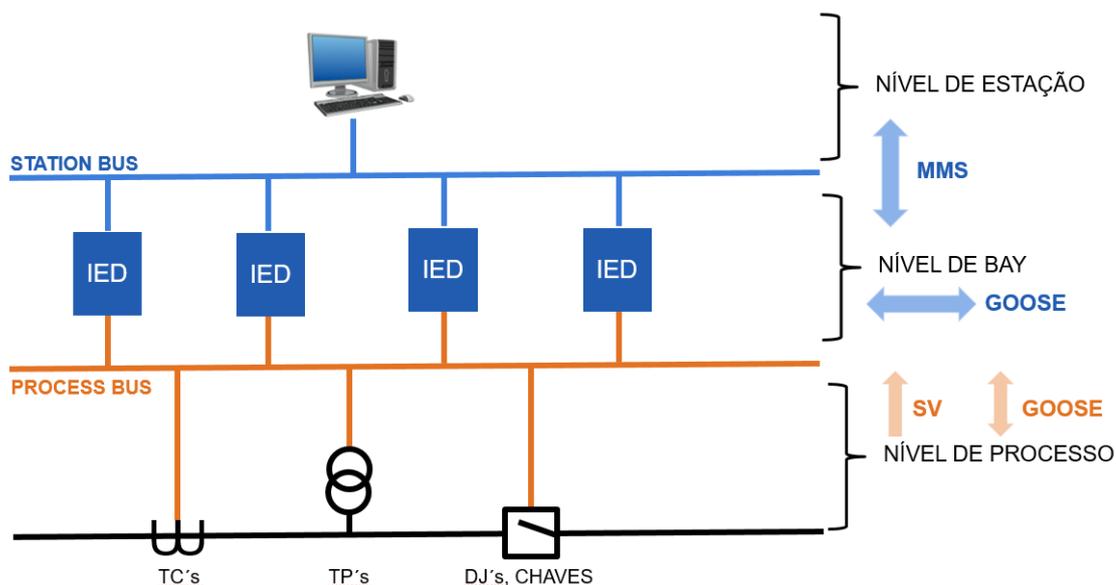


Figura 2.7: Arquitetura de rede conforme IEC 61850. [Adaptado de SEL (2017)].

### 2.2.4. Nós Lógicos

A IEC 61850, em sua parte 05 (IEC 61850-5:2003, E), propõe um modelo de dados bem estruturado similar a uma estrutura orientada a objetos. Um dispositivo físico ou IED tem associado a ele um ou mais dispositivos lógicos (DL). Cada DL, por sua vez, é formado por um conjunto de nós lógicos (LN), que estão associados a uma classe de funções ou serviços. Os LNs tem em sua estrutura os valores das variáveis propriamente ditas e outras informações como estampa de tempo e qualidade da informação. Miranda (2009) descreve toda esta estrutura e a figura 2.8 exemplifica esta organização dos dados.

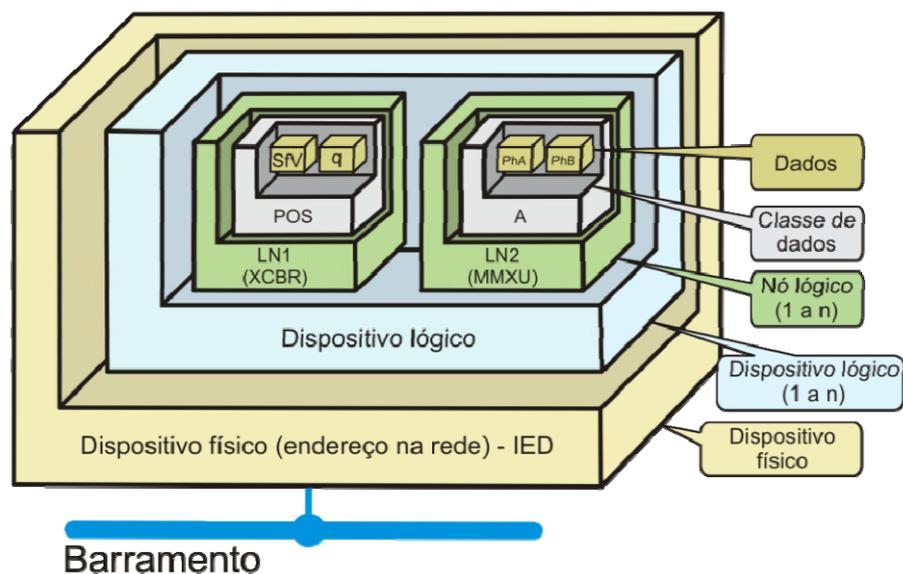


Figura 2.8: Modelo de dados IEC 61850. [Fonte: Miranda (2009)]

### 2.2.5. Virtual Local Area Network - VLAN

Uma VLAN ou Virtual Local Area Network pode ser definido, conforme Systems (2020), como um conjunto de dispositivos configurados para se comunicar estando localizados em uma ou mais redes locais (LAN), fisicamente juntos ou separados.

As VLANs segregam logicamente a rede e definem os domínios de broadcast em uma rede de camada 2 (Modelo OSI). Dessa forma, um dispositivo que venha a ter algum defeito, configuração errada e ou acesso não autorizado, e que comece a enviar pacotes na rede, terá seu alcance limitado pela VLAN. Equipamentos de uma VLAN não receberão pacotes de outras VLANs sem configurações específicas de roteamento.

A figura 2.9 mostra o desenho esquemático de uma rede interconectada onde existem 03 VLANs compartilhando o mesmo meio físico, mas que logicamente estão segregadas. É importante observar que cada VLAN, neste exemplo, atinge equipamentos em todas as áreas da rede. Neste caso, o domínio de broadcast de cada VLAN está limitado aos equipamentos do conjunto.

Para o projeto de criação da rede de comunicação entre as subestações, a criação das VLANs será de fundamental importância. Para que os pacotes de mensagem GOOSE sejam levados somente aos dispositivos que precisam da informação faz-se necessário a configuração das VLANs nos switches envolvidos. Os detalhes desta implementação serão apresentados no capítulo 3.

### 2.2.6. Linguagens de Programação

A norma IEC 61850, em sua parte 6 (IEC 61850-6:2004, E), padroniza as linguagens de programação dos dispositivos e o formato dos arquivos para garantir a interoperabilidade entre

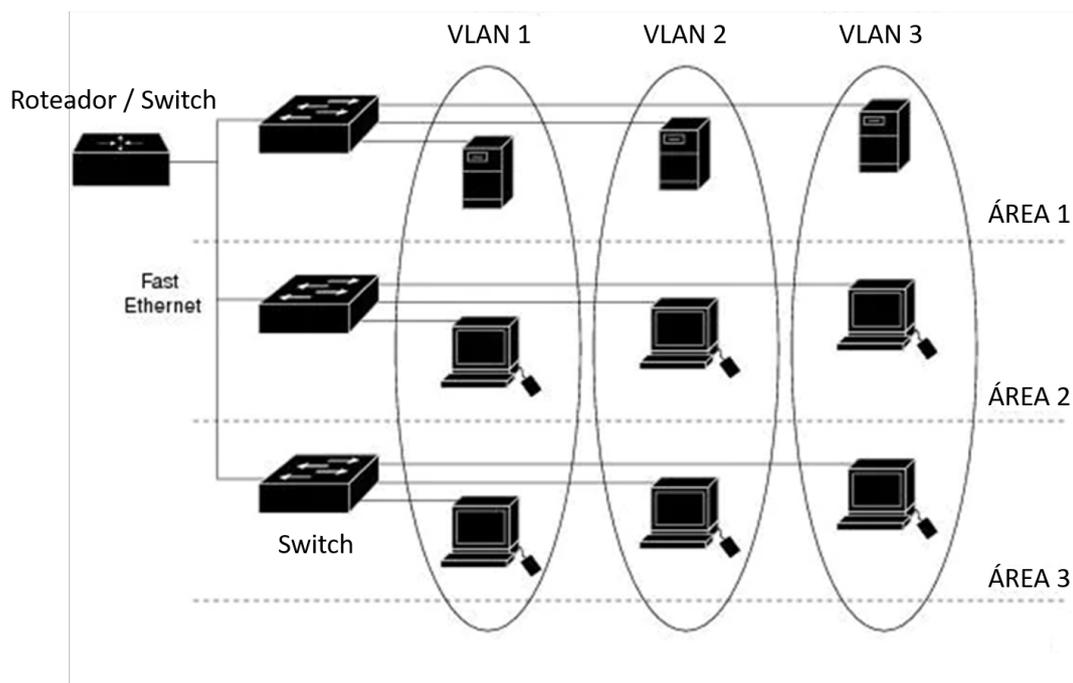


Figura 2.9: Segregação de rede em VLANs. Adaptado de Systems (2020).

os IEDs. De maneira geral, a linguagem utilizada é a XML (eXtensible Markup Language) e é organizada nos seguintes tipos de arquivo:

- ICD - *IED Capability Description*: arquivo modelo de configuração de um IED a ser carregado no ambiente de desenvolvimento para configuração dos parâmetros e funcionalidades desejadas. Na figura 2.10 mostra-se um exemplo de parte do arquivo.
- CID - *Configured IED Description*: arquivo de informações configuradas de um IED. É o arquivo .ICD após ser configurado.
- SCD - *System Configuration Description*: arquivo de configuração que consolida a troca de informações entre os IEDs de uma subestação ou planta.
- SSD - *Substation Specification Description*: arquivo com a especificação completa de uma subestação incluindo diagramas e funcionalidades. Neste arquivo não existe uma seção para definição dos IEDs.

### 2.2.7. Sincronismo de Tempo

O sincronismo de tempo entre os dispositivos da rede de automação nas subestações é extremamente importante, principalmente para análise e diagnóstico de falhas. Um dos protocolos mais utilizados para o sincronismo é o NTP (Network Time Protocol). Este protocolo permite o sincronismo dos relógios dos dispositivos de uma rede (servidores, estações de trabalho, roteadores, etc) com um dispositivo central, conforme Systems (2020).

```

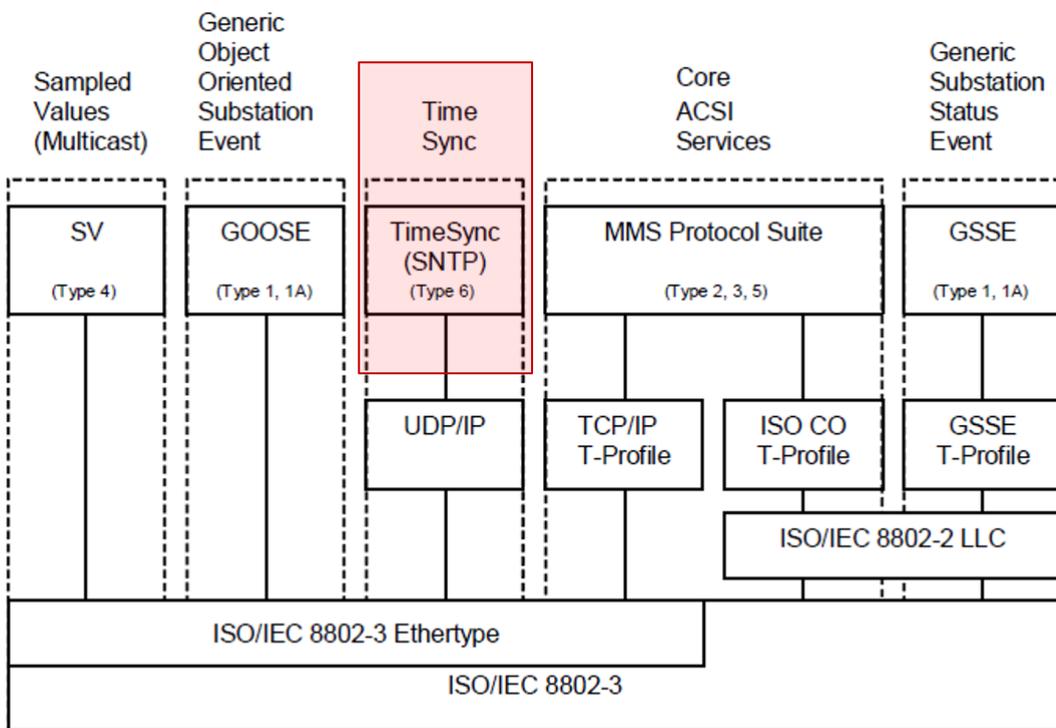
[?xml version="1.0" encoding="UTF-8"?]
<!-- edited with Slickedit 2009 (http://www.slickedit.com) by Srinidharini (Schweitzer Engineering Labs) -->
<SCL xmlns:xsi="http://www.w3.org/2001/XMLSchema-instance" xsi:schemaLocation="http://www.iec.ch/61850/2003/SCL C:\DOCU...>
  <Header id="SBL-751A" nameStructure="TBDName">
    <Text>IEC 61850 SCL-751A Relay ICD</Text>
    <History>
      <Hitem version="1" revision="1" when="Thursday, July 12, 2007 12:00:00 PM" who="Sreenivas Dingari" why="751A ICD File R101 Release" what="Altova XMLSpy" />
      <Hitem version="2" revision="1" when="11/06/2007" who="Tim Tibbals" why="Correction to address element P and modifications for better 3rd party SW compati" />
      <Hitem version="3" revision="1" when="03/21/2008" who="Sreenivas Dingari" why="Correction to GooseDataSet3 and MST4 LN." what="Altova XMLSpy" />
      <Hitem version="4" revision="1" when="05/08/2008" who="Sreenivas Dingari" why="Add IInS and dataNS under NamPit of extended LNs." what="SlickEdit" />
      <Hitem version="5" revision="1" when="05/27/2008" who="Sreenivas Dingari" why="Add new Analog Quantities." what="SlickEdit" />
      <Hitem version="6" revision="1" when="11/10/2008" who="Sreenivas Dingari" why="Add Demand and new Protection LNs." what="SlickEdit" />
      <Hitem version="7" revision="1" when="01/09/2009" who="Sreenivas Dingari" why="R106 Release." what="SlickEdit" />
      <Hitem version="8" revision="1" when="06/01/2010" who="Sreenivas Dingari" why="Enhanced SBO Controls." what="SlickEdit" />
      <Hitem version="9" revision="1" when="12/07/2010" who="Sreenivas Dingari" why="ClassFile Version 004 for 751A with SNTP." what="SlickEdit" />
      <Hitem version="10" revision="1" when="04/20/2011" who="Hamza Abubakari" why="Reordering of attributes and use of enum strings." what="XmlPad3" />
      <Hitem version="11" revision="1" when="05/25/2011" who="Sreenivas Dingari" why="Reordering of attributes in analogMv DOs." what="SlickEdit" />
      <Hitem version="11" revision="2" when="06/23/2011" who="Sreenivas Dingari" why="R301 Release." what="SlickEdit" />
      <Hitem version="12" revision="1" when="10/14/2011" who="Sreenivas Dingari" why="Added Serial and Model Number Information to PhyNam." what="SlickEdit" />
      <Hitem version="13" revision="1" when="10/24/2012" who="Sreenivas Dingari" why="R303 Release." what="SlickEdit" />
      <Hitem version="14" revision="1" when="07/04/2013" who="Sreenivas Dingari" why="Additional LNs.Latest Conformance changes. R304 release." what="SlickEdit" />
    </History>
  </Header>
  <Communication>
    <SubNetwork name="Subnet1" type="8-MMS/TCP">
      <Text />
      <BitRate unit="b/s" multiplier="M">100</BitRate>
      <ConnectedAP iedName="TEMPLATE" apName="S1">
        <Address>
          <P type="OSI-PSBL">00000001</P>
          <P type="OSI-SSBL">0001</P>
          <P type="OSI-TSRL">0001</P>
        </Address>
      </ConnectedAP>
    </SubNetwork>
  </Communication>

```

Figura 2.10: Exemplo de parte de um arquivo ICD.

A norma IEC 61850-8-1:2004 (E) especifica o protocolo de rede SNTP (Simple Network Time Protocol) para o sincronismo de tempo dos equipamentos de uma subestação. O SNTP é uma versão simplificada do NTP, porém com as funcionalidades necessárias para atender a aplicação em questão.

A figura 2.11 mostra em detalhes a pilha de protocolos da norma, com destaque para o SNTP. No capítulo 3 serão apresentados detalhes da implementação do protocolo nos equipamentos da rede das subestações.



(Type x) is the Message type and performance class defined in IEC 61850-5

IEC 136/04

Figura 2.11: Pilha de protocolos da norma IEC 61850. [Fonte: IEC 61850-8-1:2004 (E)]

### 3. Metodologia

A unidade em estudo possuía um conjunto de subestações secundárias que estavam com um nível de energia incidente acima do valor máximo desejado ( $8,0 \text{ cal/cm}^2$ ) em seus painéis de entrada. Nos painéis internos a uma mesma subestação, a utilização de IEDs com a função de detecção de arco tornam a proteção altamente eficiente e o desligamento imediato, uma vez que o sinal de desligamento é realizado dentro da subestação e pelo mesmo IED.

Na figura 3.1 mostra-se o esquemático deste cenário com as zonas de proteção criadas pelos relés. Note que um arco elétrico detectado na zona 1 ou na zona 2 desliga o mesmo disjuntor a montante, localizado dentro da própria subestação. A dificuldade ocorre quando o dispositivo a ser acionado está na subestação alimentadora, muitas vezes a quilômetros de distância.

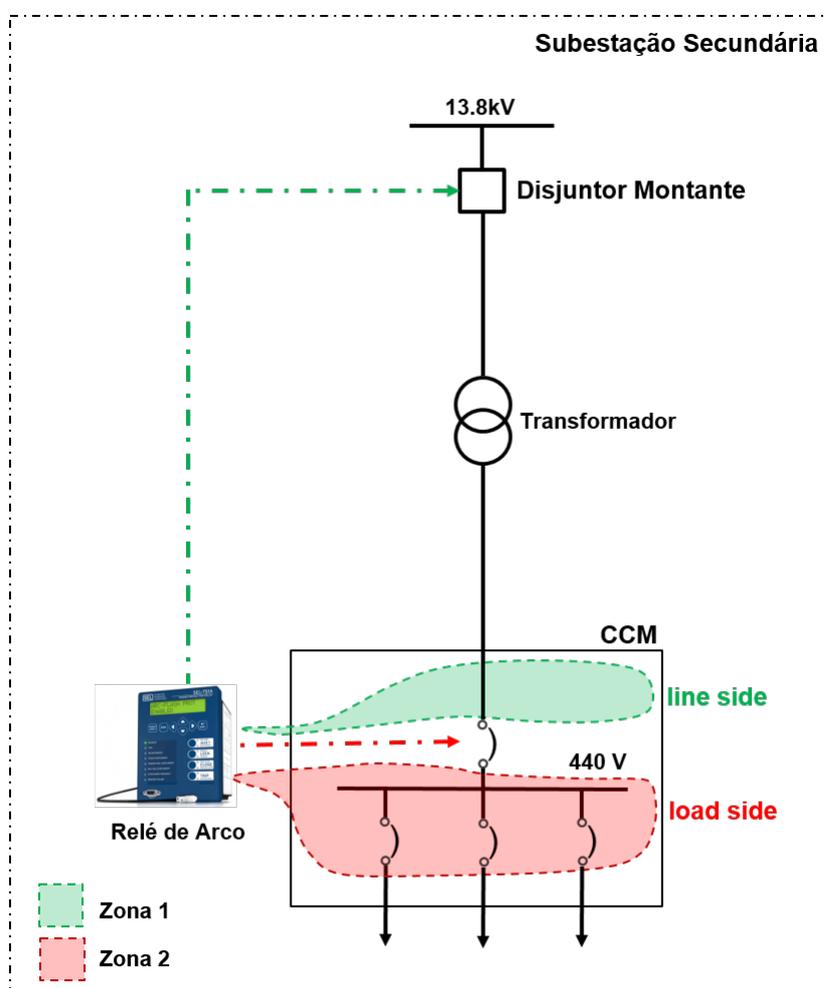


Figura 3.1: Esquemático da detecção de arco elétrico interno a uma subestação.

O cenário mais crítico é representado pela figura 3.2, pois, um arco elétrico no painel de 13,8 kV da subestação secundária exige o acionamento do disjuntor à montante do painel, localizado na subestação principal. Nesse ponto, é importante destacar que a premissa do desligamento à montante é necessária para garantir a proteção do *line side* dos painéis elétricos, uma

vez que essa região não está coberta pela proteção geral do painel. O *line side* (ou entrada de cabos) está representado pela Zona 1, em verde, na figura 3.2.

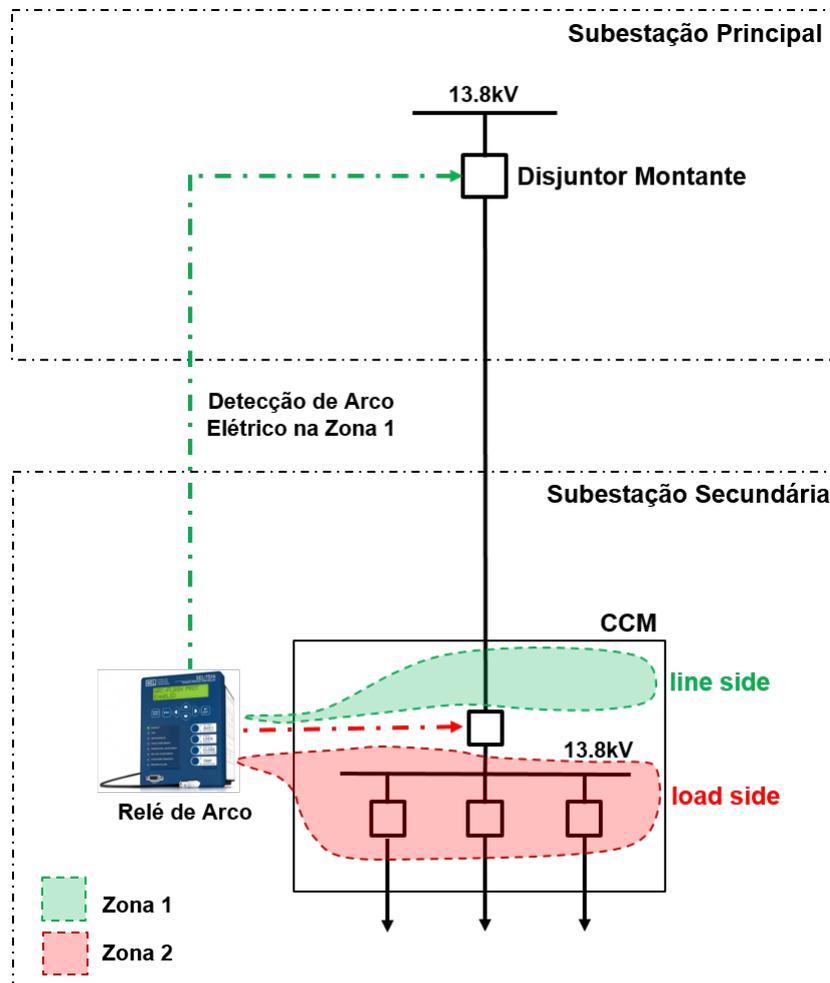


Figura 3.2: Esquemático do problema de transmissão do sinal de desligamento entre as subestações.

O desligamento à montante já ocorre normalmente pela proteção de sobrecorrente (seletividade convencional), mas o tempo geralmente é da ordem de 500 ms, para garantir a coordenação com os demais dispositivos. Em se tratando de energia incidente, este tempo é alto e pode causar sérios danos aos profissionais e equipamentos, conforme Resende (2016).

Na tabela 3.1 mostra-se uma lista com as principais subestações da unidade em estudo que estavam com alto nível de energia incidente. Além da energia incidente nos painéis de entrada, são mostrados outros dados como o tempo de proteção atual e o tempo de disparo do disjuntor. Na etapa de levantamento de dados estes fatores serão avaliados detalhadamente para se identificar a(s) subestação(ões) com maior viabilidade para a execução dos trabalhos.

Neste projeto foi testada uma comunicação em alta velocidade para transferência do sinal de detecção de arco entre as subestações utilizando-se arquitetura e protocolos especificados pela norma IEC 61850. A seguir serão detalhadas todas as etapas de projeto, incluindo o levan-

Tabela 3.1: Dados das subestações da planta em estudo.

UO	Localização	Tag do Equipamento	Tensão (kV)	Proteção TRIP (s)	Tempo de Disparo (s)	E (cal/cm <sup>2</sup> )
PIC	310-SE-01	B_310-QD-01	13,8	0,45	0,08	14,87
PIC	075-SE-10	B_075-QD-10	13,8	0,5	0,08	14,47
PIC	075-SE-04	B_075-QD-04	13,8	0,5	0,08	14,03
PIC	420-SE-08	B_420-QD-11	13,8	0,5	0,08	11,88
PIC	075-SE-06	B_075-QD-06	13,8	0,5	0,08	10,17
PIC	075-SE-03	B_075-QD-03	13,8	0,5	0,08	9,46
PIC	075-SE-02	B_075-QD-02	13,8	0,5	0,08	8,7
PIC	300-SE-06	B_300-QD-09	13,8	0,2	0,08	9,53

tamento de dados e infraestrutura existente, a montagem de uma bancada para configuração e testes, o detalhamento da montagem de infraestrutura física para interligação das subestações e, por fim, os testes realizados.

### 3.1. Levantamento de Dados

O levantamento de dados é etapa fundamental para o sucesso do projeto, pois a partir dele foi possível delimitar o escopo e orçamento a ser utilizado. Neste projeto, o número de subestações com alto nível de energia incidente é grande, conforme tabela 3.1, e a ideia de um projeto piloto propõe a limitação a um par de subestações em que o projeto poderia ser implantado.

Na figura 3.3 mostra-se uma representação esquemática da ligação entre as subestações e um possível par escolhido como piloto.

Assim, foi realizado um levantamento detalhado entre todos os pares de subestações listados para verificar-se a viabilidade de cada uma. Foram considerados itens como:

- Distância entre a subestação primária e a secundária;
- Existência de posteamento no trajeto entre as subestações;
- Disponibilidade de equipamentos de infraestrutura (switches, cabos, cordões ópticos) em cada subestação;
- Número de equipamentos alimentados pela subestações secundária e facilidade de intervenções para instalação do projeto.

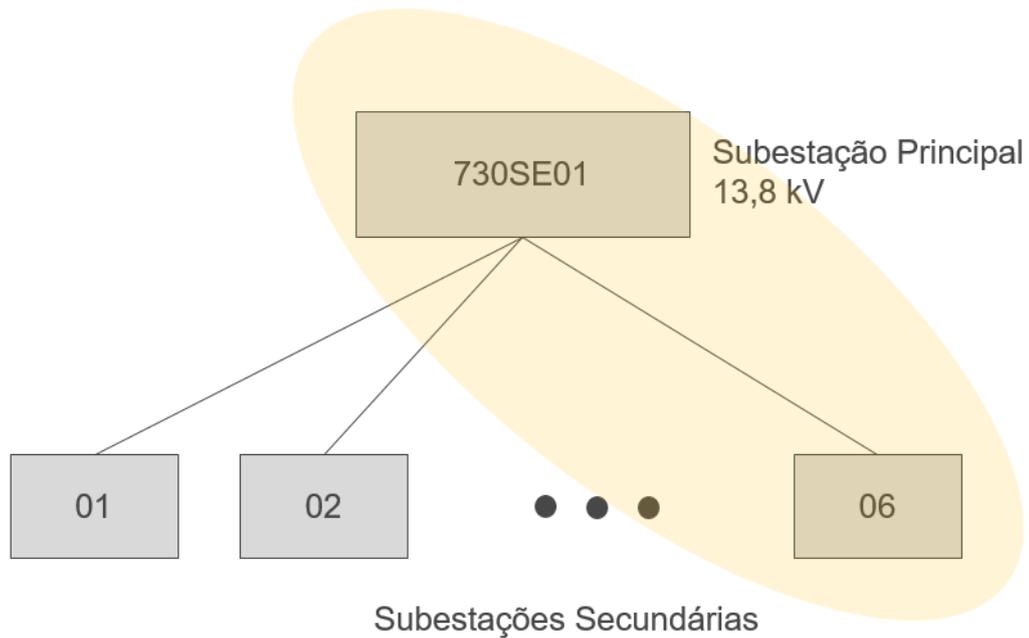


Figura 3.3: Ligação entre subestação principal e subestações secundárias.

Para o levantamento de campo foram consideradas apenas as subestações mais próximas à subestação principal, que neste caso são todas cujos nomes começam com a tag 075-SE-XX, onde o XX é um número identificador da subestação. Os resultados deste levantamento foram compilados e apresentados na tabela 3.2. Após o levantamento de campo, as seguintes informações devem ser destacadas:

- Não havia nenhum par de subestações (primária x secundária) com uma ligação de fibra óptica dedicada para a transmissão de dados;
- O conjunto de 04 subestações (075-SE-02, 075-SE-03, 075-SE-04 e 075-SE-06) estão posicionadas próximas uma das outras. Isso poderia facilitar a instalação de uma fibra óptica em anel garantindo redundância na comunicação. Porém, o trecho de fibra óptica a ser lançada passaria dos 3,0 km, conforme figura 3.4;
- A subestação 075-SE-10 está a uma distância de aproximadamente 500 m da subestação principal e existe o posteamento elétrico que poderia condicionar a fibra óptica sem problemas. Na figura 3.5 mostra-se o trajeto a ser realizado;
- Inexistência de relés de proteção com comunicação conforme os protocolos da IEC 61850 na subestação principal.

Tabela 3.2: Dados consolidados do levantamento de infraestrutura nas subestações.

	<b>075-SE-10</b>	<b>075-SE-04</b>	<b>075-SE-06</b>	<b>075-SE-03</b>	<b>075-SE-02</b>
Distância (km)	0,5	1,3	1,0	1,1	1,6
Posteamento	X	X	X	X	X
Fibra Óptica Dedicada					
Fibra Óptica Compartilhada		X	X		
Equipamentos Rede Disponível	X	X	X		

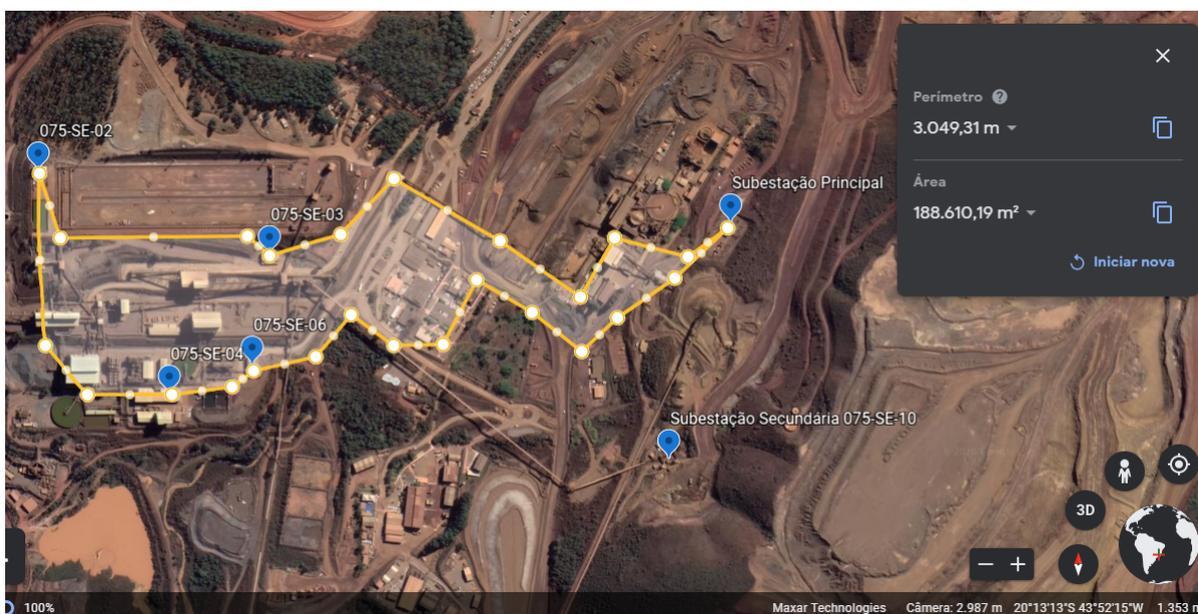


Figura 3.4: Trecho de fibra óptica necessário para uma topologia de rede em anel entre 04 subestações secundárias e a subestação principal.

Neste cenário de projeto piloto é importante que a solução a ser testada tenha completa independência e não tenha equipamentos compartilhados com outros sistemas. Então, a subestação **075-SE-10** foi a escolhida para a realização do teste, visto que é a mais próxima da subestação principal e com boa infraestrutura disponível.

Além disso, a subestação **075-SE-04**, por ter uma rede de comunicação já existente e compartilhada com outras aplicações, nos permitirá a realização de um outro tipo de teste e que servirá de base comparativa com os resultados obtidos da 075-SE-10.

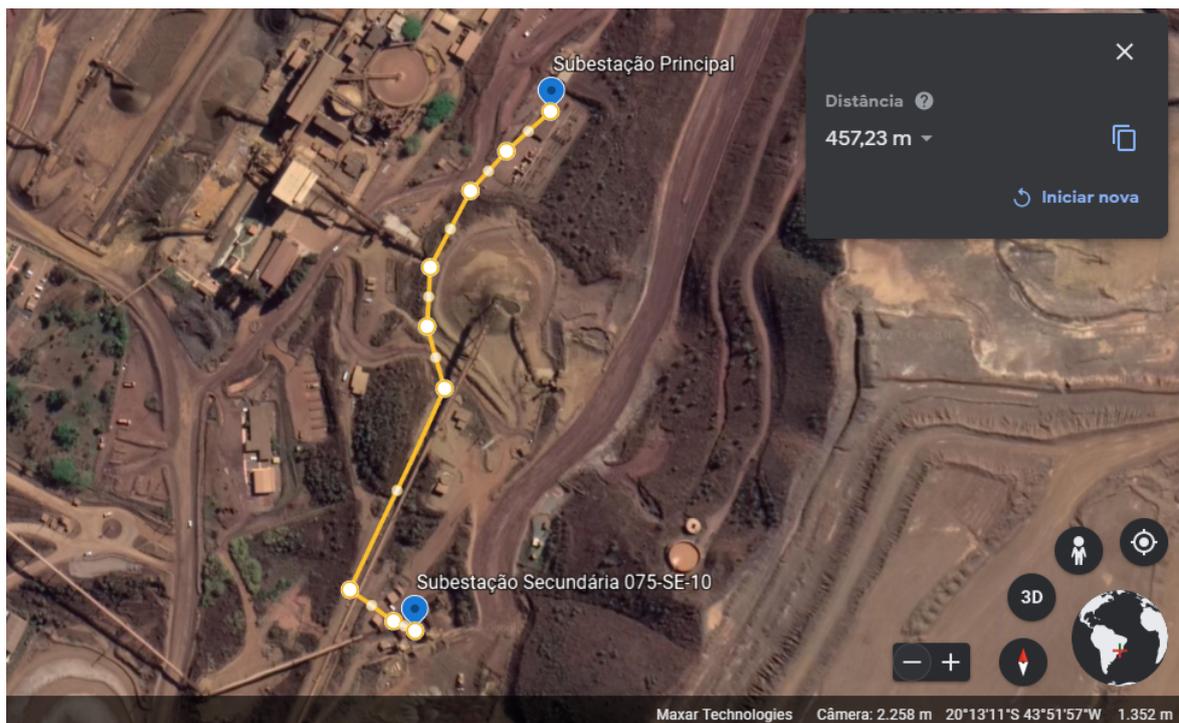


Figura 3.5: Trecho de fibra óptica dedicada para a subestação 075-SE-10.

## 3.2. Configuração dos Equipamentos

A etapa de implementação do projeto inicia-se com a configuração dos equipamentos em bancada. É muito importante que testes, em diferentes cenários, sejam realizados antes de serem implementados em campo. Isso porque o desligamento inesperado de uma subestação pode ter grandes impactos na produção da unidade.

Para a simulação em bancada foram utilizados os seguintes equipamentos:

- 02 relés de arco SEL 751-A: um relé para a subestação principal e outro para a secundária. O datasheet do equipamento pode ser acessado em Laboratories (2018);
- 01 switch Cisco 2960G: switch para a instalação em rack comum na subestação principal. O datasheet do equipamento pode ser acessado em Systems (2014);
- 01 switch Cisco IE-3000: switch industrial para instalação em trilho na subestação secundária. O datasheet do equipamento pode ser acessado em Systems (2019);
- 02 transceivers para conversão do sinal óptico nos switches;
- Cabos UTP e cordão óptico.

Na figura 3.6 mostra-se uma representação esquemática da bancada montada para a troca de informações entre os IEDs simulando-se o nível de bay de uma subestação. Assim,

é possível simular um evento de arco elétrico (flash de luz) junto a um relé e verificar a transmissão da informação para o outro relé.

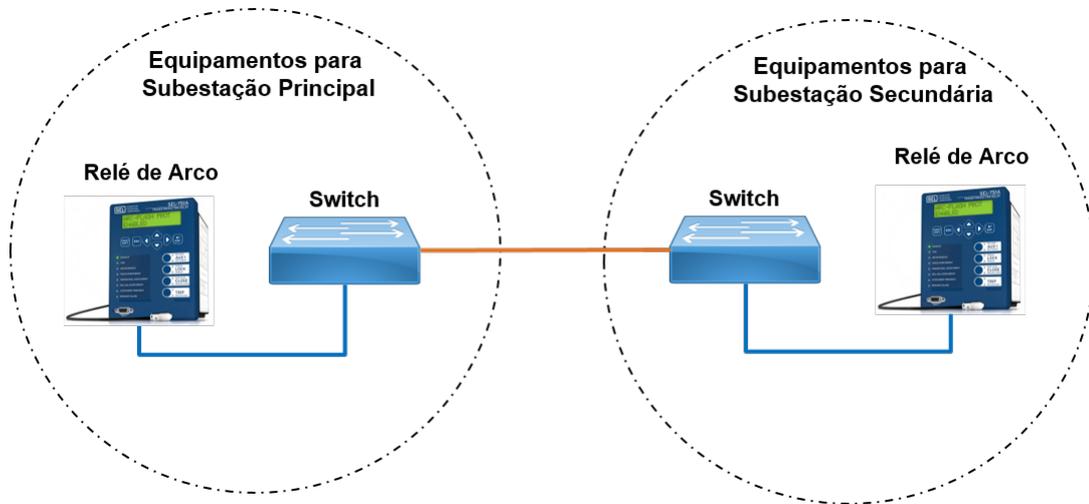


Figura 3.6: Representação esquemática da bancada de testes com IEDs e switches.

### 3.3. Endereçamento IP

O projeto da rede de comunicação entre os IEDs é de suma importância para o sucesso do projeto. A rede deve ser planejada para limitar o domínio de broadcast dos equipamentos, permitir um crescimento escalável e garantir a maior disponibilidade possível.

Como o protocolo GOOSE opera sobre Ethernet, camada 2 do modelo OSI, é necessário a segmentação da rede em VLANs. Para o projeto em questão foi considerado uma VLAN dedicada para cada comunicação subestação principal x subestação secundária, garantindo assim que não haja tráfego de dados desnecessários na rede. A tabela 3.3 mostra todas as VLANs reservadas para cada comunicação.

Já referente às faixas de endereços IP para cada VLAN foi reservado uma faixa com máscara  $\backslash 27$  (255.255.255.224). O uso desta máscara provê 32 endereços IP, sendo que 30 são úteis para hosts. O primeiro endereço é o rede e o último é o endereço de broadcast. O número de endereços é totalmente adequado para o projeto visto que o número de ativos é muito pequeno e um range maior causaria um desperdício enorme de endereços. Para a comunicação com a subestação 075-SE-10 em estudo, os endereços IP dos equipamentos devem ir de 10.10.10.1 a 10.10.10.30.

### 3.4. Configuração das Mensagens GOOSE

As mensagens GOOSE que irão transmitir a informação de detecção de arco de um relé para outro precisam ser configuradas individualmente em cada IED. A configuração desta passa

Tabela 3.3: VLANs criadas para a comunicação entre as subestações.

<b>Subestação</b>	<b>VLAN</b>	<b>Endereço de Rede</b>	<b>Máscara</b>
Principal x 075-SE-10	100	10.10.10.0	255.255.255.224
Principal x 075-SE-04	101	10.10.10.32	255.255.255.224
Principal x 075-SE-06	102	10.10.10.64	255.255.255.224
Principal x 075-SE-03	103	10.10.10.96	255.255.255.224
Principal x 075-SE-02	104	10.10.10.128	255.255.255.224

por duas etapas: a primeira é a configuração geral da mensagem e a segunda é a configuração do DataSet para atribuir as informações de interesse no pacote.

Na etapa de configuração geral da mensagem é mostrada na figura 3.7. Os seguintes campos devem ser configurados:

- Nome da Mensagem: nome dado à mensagem GOOSE;
- Descrição: descrição geral da mensagem;
- Goose ID: identificador do GOOSE;
- Tempo Máximo: tempo máximo de envio da mensagem. A cada intervalo definido neste parâmetro uma mensagem GOOSE será enviada na rede com os dados configurados;
- MAC Address: endereço MAC multicast da mensagem. Este deve obedecer ao padrão 01-0C-CD-01-XX-XX, onde apenas os números XX podem ser alterados. Este endereço é único por mensagem GOOSE e deve ser muito bem gerenciado em redes com grandes quantidades de IEDs para que não ocorram problemas de comunicação inesperados;
- APPID: é uma identificação do pacote na aplicação. A norma recomenda que não deve existir um mesmo APPID para dois ou mais IEDs no mesmo barramento;
- VLAN ID: identifica a VLAN a qual a mensagem se destina;
- Prioridade VLAN: representa o valor da prioridade da mensagem dentro da VLAN. Quanto maior o número, maior é a prioridade da mensagem.
- Dataset: conjunto de dados que serão enviados na mensagem. Estes dados são configurados na próxima etapa.

Figura 3.7: Configuração geral da mensagem GOOSE no IED.

A configuração das informações no *dataset* é com certeza a etapa mais importante. Neste momento são definidos os parâmetros que serão transmitidos dentro do GOOSE, que tem a capacidade de 1261 bytes. Na figura 3.8 mostra-se um exemplo da tela de configuração. É importante observar que todas as informações do IED estão disponíveis e organizadas de acordo com seu dispositivo lógico como, por exemplo, informações de status, configuração, proteção, etc.

Para o caso em questão, a variável de interesse é a de detecção do arco elétrico. Esta informação está dentro nó lógico **TOL1PADF1**, que por sua vez está inserido dentro do dispositivo lógico de proteção (**PRO**). É importante observar também que o relé SEL 751-A utilizado possui 04 sensores de detecção de arco numerados de 1 a 4. Dessa forma seus respectivos nós lógicos são TOL1PADF1, TOL2PADF2, TOL3PADF3 e TOL4PADF4. Assim, deve ser verificado em qual sensor está ligada a fibra de detecção do arco nos barramentos de entrada - zona 1 da figura 3.1.

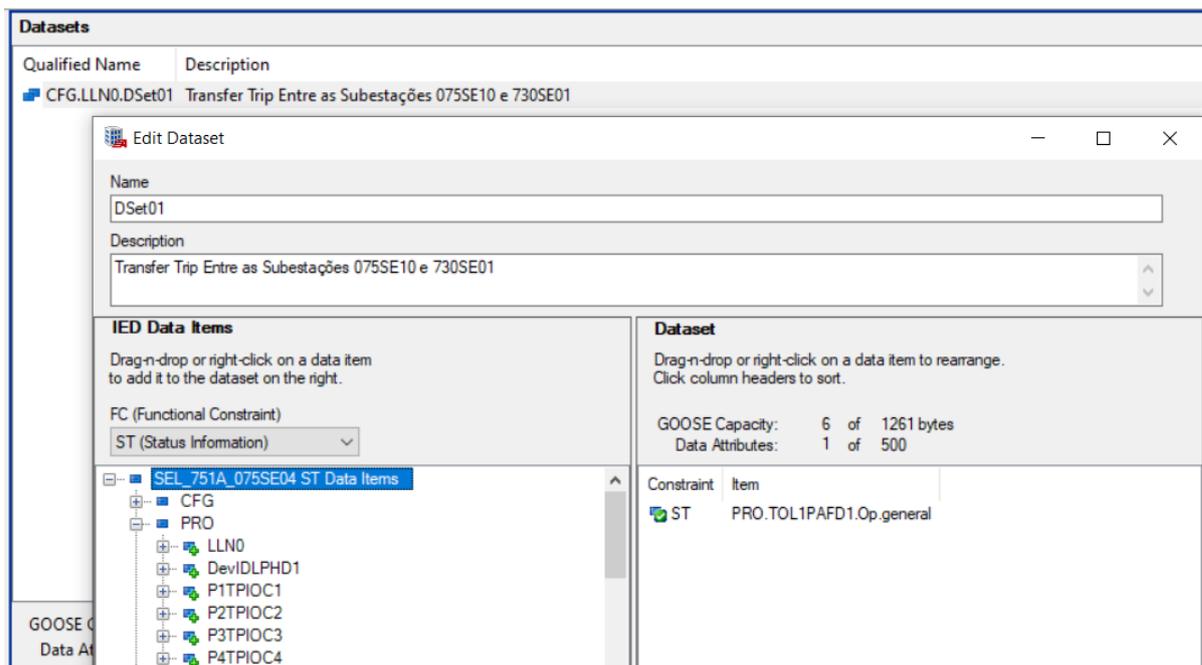


Figura 3.8: Configuração do dataset de uma mensagem GOOSE

Uma vez finalizado a configuração do dataset e atribuído este à mensagem GOOSE, o arquivo .CID de configuração do relé responsável por detectar o arco elétrico está pronto e já poderá ser descarregado no dispositivo. O próximo passo agora é configurar o dispositivo à montante para receber essa informação e tomar uma ação, que no caso deve ser de desligar o disjuntor de alimentação.

Os IEDs utilizados possuem variáveis em sua memória chamadas de *Virtual Bits* ou simplesmente de VBs. Estas podem ter suas funções personalizadas, ou seja, pode-se definir a lógica de acionamento destas variáveis. No caso em questão, a mensagem GOOSE com a informação de TRIP da subestação secundária é mapeada para uma VB no dispositivo montante e esta variável irá disparar o desligamento do disjuntor na subestação principal. Na figura 3.9 mostra-se um exemplo de utilização da VB001 e VB002 associadas a duas mensagens diferentes que são enviadas por IEDs que estão em subestações distintas.

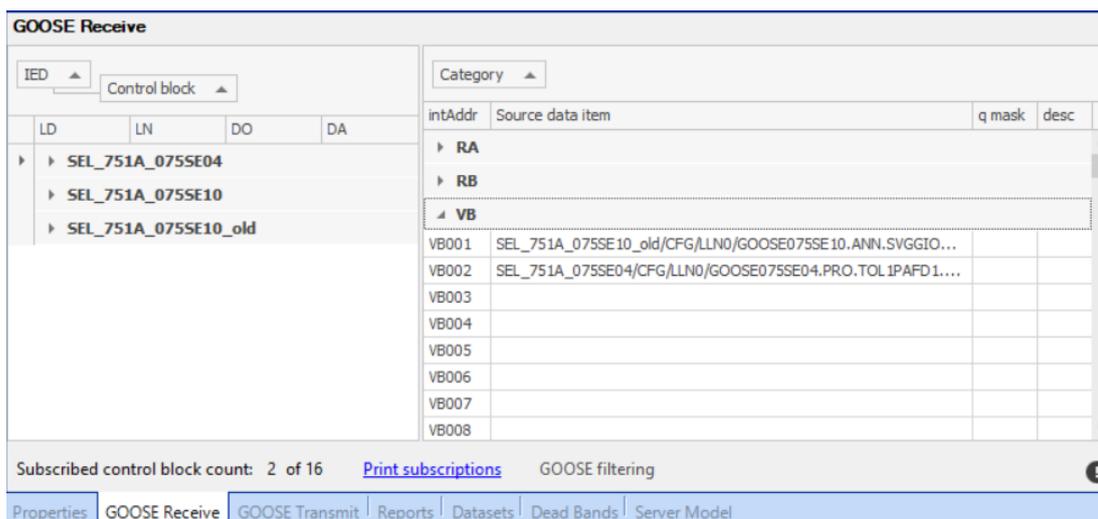


Figura 3.9: Configuração do recebimento de uma mensagem GOOSE no IED à montante.

### 3.5. Configuração dos Switches

A rede que irá trafegar as mensagens GOOSE precisa ser configurada conforme os dados de projeto de endereçamento IP e VLANs especificados no item 3.3. Neste ponto é importante observar que o link direto de comunicação entre os dois switches é configurado como **TRUNK**, para permitir a passagem das VLANs desejadas. Na figura 3.10 mostra-se um exemplo de configuração aplicada a uma porta do switch para permitir apenas a passagem de pacotes na VLAN 100.

```
!
interface GigabitEthernet0/1
  switchport trunk allowed vlan 100
  switchport mode trunk
!
```

Figura 3.10: Configuração de TRUNK em uma porta de switch.

Outro ponto importante que pode ser fator de múltiplos problemas na comunicação dos dispositivos é o fato de que espera-se que dispositivos finais como computadores, CLPs, IHMs, etc, se comuniquem com os switches em portas configuradas como **portas de acesso** e nestas portas configura-se a VLAN a que o equipamento se destina. O mesmo era esperado para os relés de arco, porém, nesta configuração, o equipamento não se comunica com os demais equipamentos da rede. Para os IEDs em questão foi preciso realizar as mesmas configurações de TRUNK nas portas do switches, similares às da figura 3.10. Assim, a porta do switch onde o IED localizado na subestação principal está ligado é configurado como um TRUNK permitindo a passagem das várias VLANs que precisam se comunicar com ele.

### 3.6. Monitoramento das Mensagens GOOSE

O monitoramento das mensagens que trafegam na rede é de suma importância para o sucesso do projeto. Isso porque, em uma rede complexa com grande tráfego de dados de diferentes aplicações, um dispositivo pode receber centenas ou até milhares de pacotes sem necessidade. Estes pacotes serão descartados, mas provocarão um aumento substancial de processamento.

Neste trabalho foi utilizada uma ferramenta de monitoramento de rede chamada de Wireshark. Com ela foi possível verificar no detalhe a mensagem GOOSE trafegando e também demais pacotes que trafegam na rede. Na figura 3.11 mostra-se detalhe das mensagens GOOSE trafegando durante um teste de detecção de arco na subestação. Para este caso, as mensagens estavam configuradas para envio a cada 1 s.

Nota-se que um evento surge no evento de número 63, fora do intervalo normal esperado. Neste momento o envio de uma mensagem GOOSE com a informação de detecção do arco é registrada. A partir deste ponto é registrada uma sequência de várias mensagens, o que está de acordo com o princípio de funcionamento do protocolo, conforme apresentado na seção 2.2.2. Na parte inferior da figura 3.11 é possível ver com detalhes todas as informações da mensagem, conforme configuradas no item 3.4.

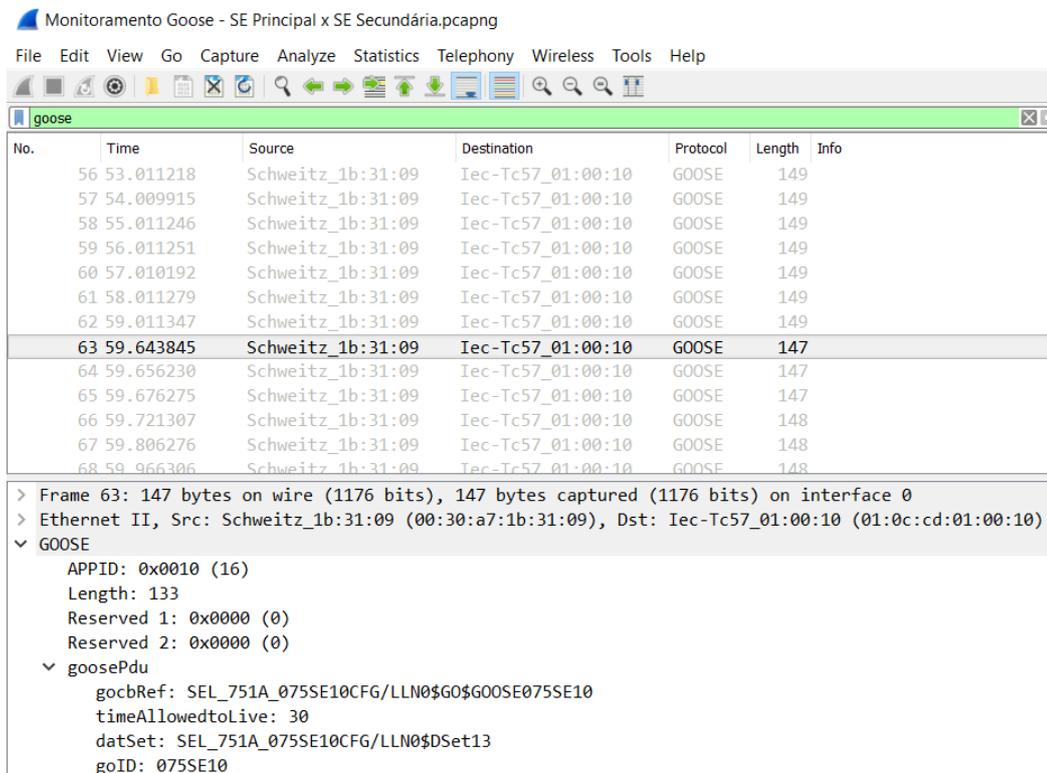


Figura 3.11: Monitoramento de mensagens GOOSE.

O monitoramento também permite comprovar a importância de configuração das VLANs

nas portas dos switches. Sem a configuração o número de pacotes, de todas as aplicações e sistemas da rede, é substancialmente maior do que em um dispositivo configurado corretamente.

### 3.7. Arquitetura de Rede

A definição da arquitetura de rede agora é ponto chave para se obter uma rede de alta velocidade entre as subestações principal e secundária. Em um primeiro momento considerou-se implementar o projeto com a mesma configuração simulada em bancada, com um relé de arco em cada subestação e a ligação física por fibra óptica.

Porém, durante a etapa de levantamento de dados, foi verificado que a subestação principal não possuía nenhum relé com comunicação conforme os protocolos da norma IEC 61850. Os relés presentes, de versões muito antigas, não eram capazes de se comunicar em rede. Então, uma solução poderia ser a substituição do relé associado à subestação secundária. Como pontos positivos teríamos o fato de que o relé já está disponível e a troca ser relativamente rápida. Como desvantagem tem-se a despadronização da subestação e a necessidade da troca dos demais relés em caso de expansão do projeto.

Assim, após pesquisas de mercado, verificou-se a existência de um CLP com comunicação baseada nos protocolos da norma IEC 61850. Este CLP é capaz de receber as mensagens GOOSE, interpretá-las e habilitar uma saída digital. Essa poderia ser utilizada para desligar o disjuntor associado à subestação secundária. Esta solução tem como grande vantagem a possibilidade de atender vários cubículos com o mesmo equipamentos, utilizando as diversas saídas digitais dele, e ainda, a não intervenção nos equipamentos já existentes, mantendo-se a padronização. Neste projeto foi utilizado o CLP SEL 2440, cujo datasheet pode ser encontrado em Laboratories (2019).

Assim, a arquitetura final de rede proposta é mostrada na figura 3.12. A solução completa então prevê:

- 01 switch e 01 relé de arco na subestação secundária;
- 01 switch e 01 CLP na subestação principal;
- Ligação por fibra óptica entre as subestações (interligação entre os dois switches);
- Cabeamento por cabo de cobre entre o CLP e o disjuntor alimentador da subestação secundária.

Neste cenário, quando um arco elétrico na zona 1 (*line side*) da figura 3.12 é detectado pelo relé, este dispara a mensagem GOOSE com a informação para o CLP SEL 2440, passando pelos dois switches. Ao receber a mensagem com o sinal de TRIP, o CLP habilita sua saída digital associada à subestação em questão e o disjuntor montante é desligado.

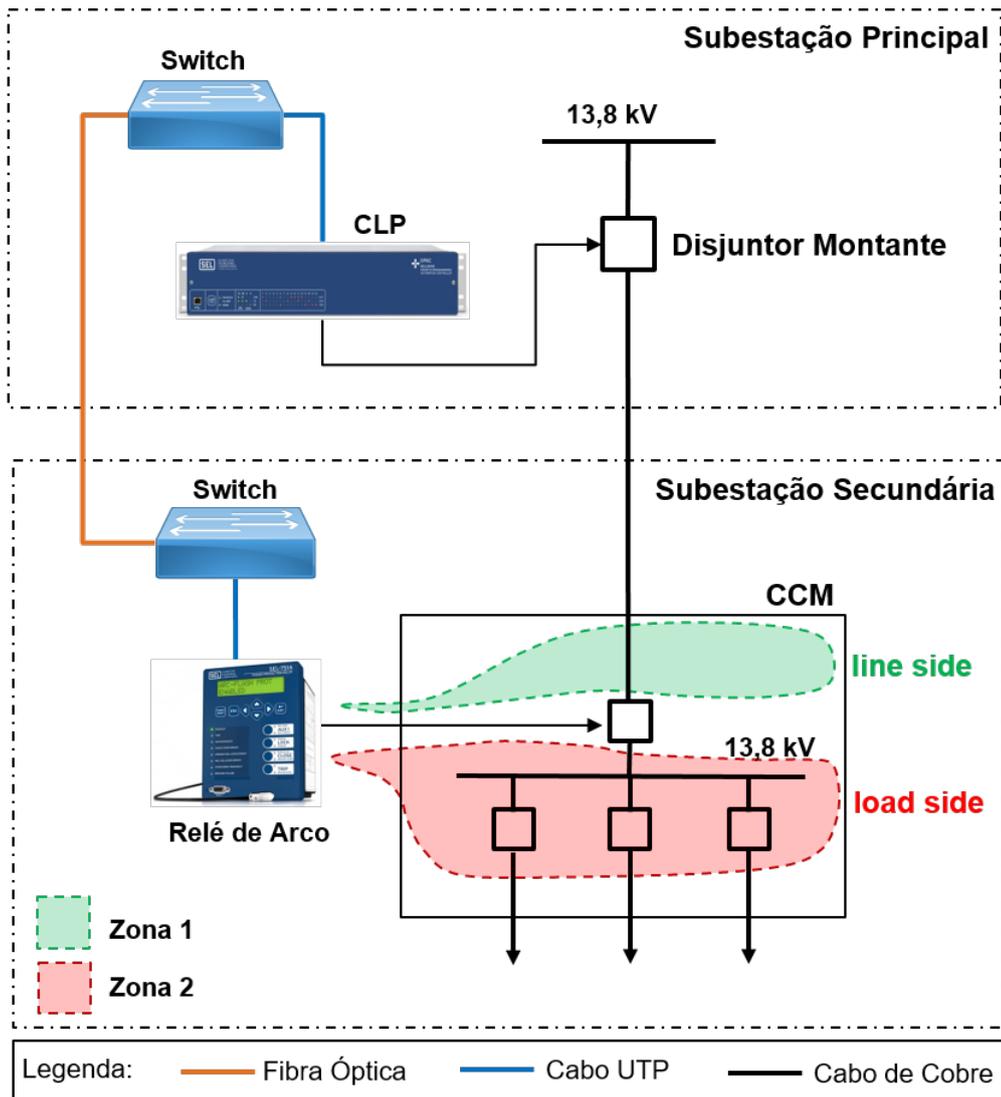


Figura 3.12: Arquitetura de rede para comunicação entre as subestações.

Note que a zona 2 continua habilitada de forma totalmente independente. No caso de ocorrência de um arco no lado *load side*, o relé habilitará o desligamento do disjuntor da própria subestação secundária. Não há transferência do sinal para a subestação à montante.

### 3.8. Sincronismo de Tempo

O sincronismo de tempo dos equipamentos da arquitetura proposta na seção 3.7 é fundamental para um diagnóstico preciso e para avaliação dos resultados durante os testes. Então, o switch da subestação principal foi configurado para ser o servidor SNTP da rede e os demais dispositivos configurados como clientes SNTP deste switch. Na figura 3.13 mostra-se um esquemático desta organização para o sincronismo dos dispositivos.

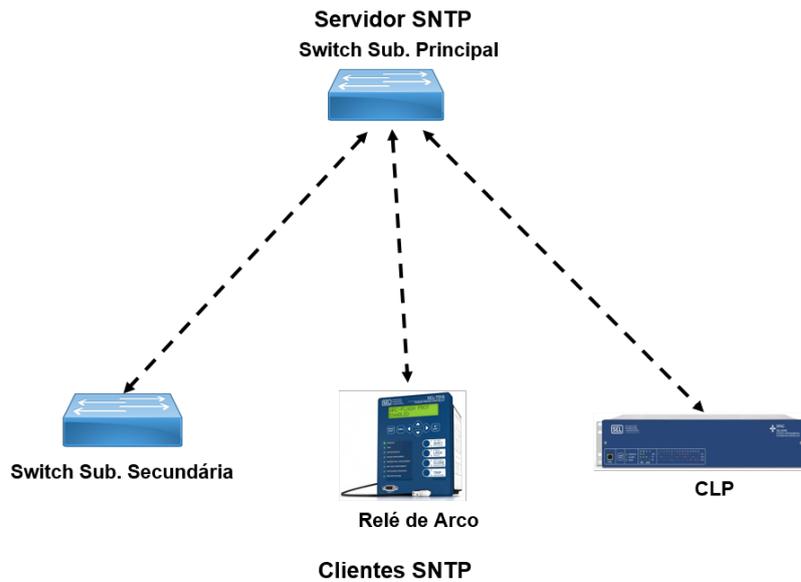


Figura 3.13: Arquitetura do sincronismo de tempo entre os dispositivos.

Já na figura 3.14 mostra-se detalhe do painel de monitoramento das variáveis do IED onde é possível verificar a variável **TSNTPP** habilitada. Esta variável indica que o servidor SNTP primário está ativo. Já a variável **TSNTPB** indica se o servidor SNTP secundário está ativo. Neste caso ele está desativado, pois só foi habilitado um único servidor de tempo para a rede até o momento.

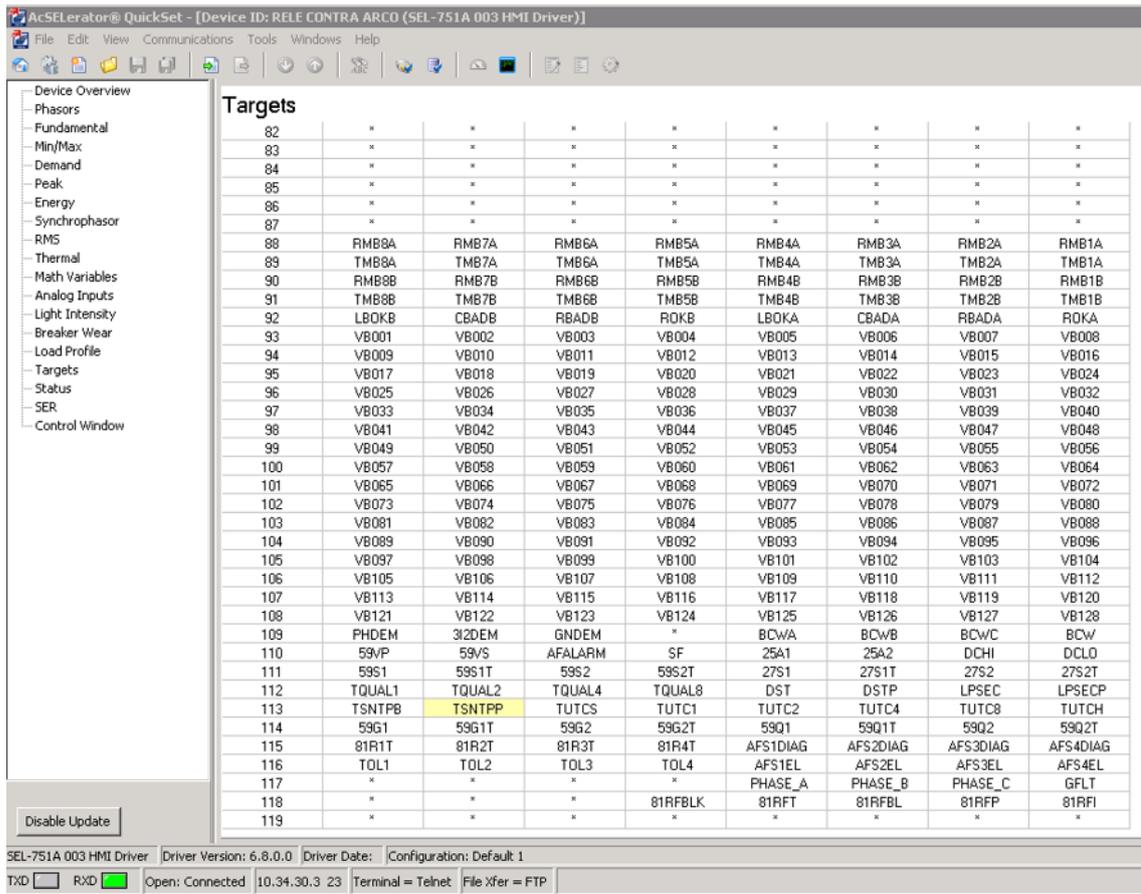


Figura 3.14: Sincronismo de tempo habilitado nos IEDs.

É importante observar que conforme especificação técnica do fabricantes dos relés de proteção, Laboratories (2018), em uma topologia de rede com apenas um switch entre o IED e o servidor de tempo, o erro no sincronismo de tempo via SNTP deve ser inferior a 1 ms. Para a arquitetura proposta por este projeto, a distância máxima entre os dispositivos é de apenas um switch, caso do IED da subestação secundária. Assim, espera-se que o erro por ajuste dos relógios dos dispositivos seja desprezível neste trabalho.

### 3.9. Sensor de Detecção de Arco

Conforme apresentado na seção 2.1.3, para a detecção do arco nos barramentos de entrada da subestação secundária, o sensor mais indicado é o sensor pontual. Dessa forma, foi instalado um sensor deste modelo criando assim a zona 1 de detecção do arco elétrico, conforme indicado na figura 3.1.

A zona 2 já estava implementada internamente na subestação secundária, com a fibra óptica percorrendo todos os painéis internos. Esta zona não é escopo deste trabalho e nenhuma alteração foi realizada no ambiente já montado.

Na figura 3.15 mostram-se os sensores de detecção de arco instalados no painel, apontados pelas setas em vermelho. A figura 3.15(a) mostra o sensor de fibra óptica já instalado previamente, para detecção de arco na zona 2 e a figura 3.15(b) mostra o sensor pontual junto aos barramentos para detecção do arco na zona 1.



(a) Fibra de detecção com corpo transparente

(b) Fibra de detecção com sensor pontual

Figura 3.15: Fibra de detecção de arco no interior dos painéis.

### 3.10. Infraestrutura de Comunicação

A infraestrutura física de comunicação é com certeza o maior desafio do projeto. Isso porque depende da disponibilidade de materiais, mão de obra contratada para a montagem e de várias equipes de acompanhamento em campo, o que tornam seu valor financeiro elevado. Para este projeto foram realizadas as seguintes atividades em campo:

- Lançamento do trecho de fibra óptica de aproximadamente 500 m, conforme mostrado na figura 3.5, interligando a subestação principal e a subestação secundária 075-SE-10;
- Fusão das fibras ópticas em distribuidores interno ópticos em cada subestação;
- Instalação e alimentação do switch Cisco IE-3000 na subestação 075-SE-10;
- Instalação e alimentação do relé SEL 751-A na subestação 075-SE-10;

- Lançamento de cabo UTP interligando o relé de arco 751-A e o switch IE-300 na 075-SE-10;
- Instalação e alimentação do switch 2960G e do CLP SEL 2440 na subestação principal;
- Lançamento do cabo de cobre entre o SEL 2440 e os cubículos onde estão os disjuntores de alimentação de cada subestação secundária;
- Instalação da fibra óptica pontual para detecção do arco elétrico nos barramentos de 13,8 kV da subestação secundária.

Estima-se que foram gastos em torno de 530 homem-hora trabalhadas, distribuídas em 6 meses, para a conclusão destas atividades. A figura 3.16 mostra uma distribuição estimada do esforço gasto em cada uma das atividades. Já na figura 3.17 mostra-se algumas fotos retiradas durante as atividades em campo.

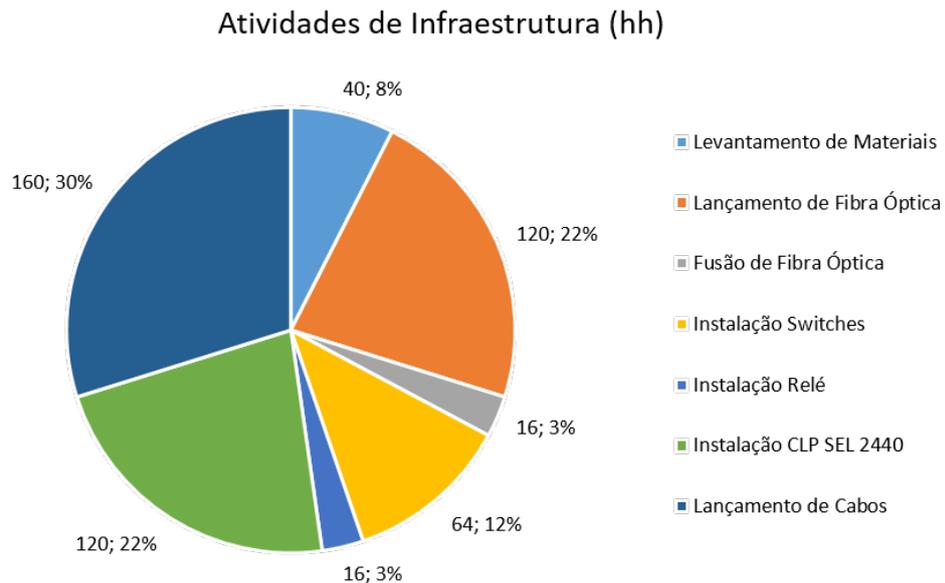


Figura 3.16: Esforço estimado em cada atividade de infraestrutura (homem-hora).

Finalizada toda etapa de montagem e configuração dos dispositivos, o projeto piloto está pronto para testes e validação em campo. Neste ponto é importante, porém, saber qual é o tempo de transmissão máximo a que deve-se atender para se alcançar os objetivos do projeto. O tópico a seguir detalha o cálculo deste tempo.

### 3.11. Tempo Máximo de Transmissão

A energia incidente é diretamente proporcional ao tempo de atuação da proteção, conforme apresentado na equação 2.1. Dessa forma, se o tempo for alterado, a nova energia inci-



Figura 3.17: Atividades de infraestrutura do projeto.

dente pode ser calculada pela seguinte relação:

$$E_{nova} = E_{antiga} \times \left( \frac{t_{novo}}{t_{antigo}} \right) \quad (3.1)$$

Onde:

- $E_{nova}$ : Novo valor de energia incidente ( $\text{cal}/\text{cm}^2$ );
- $E_{antiga}$ : Antigo valor de energia incidente ( $\text{cal}/\text{cm}^2$ );
- $t_{novo}$ : Novo tempo da proteção (s);
- $t_{antigo}$ : Antigo tempo da proteção (s);

Para a subestação 075-SE-10 utilizada como protótipo, o tempo de atuação da proteção ( $t_{antigo}$ ) é de 0,580 s, que é a soma do tempo da proteção de TRIP e tempo de disparo indicados na tabela 3.1. Já a energia incidente calculada ( $E_{antiga}$ ) é de 14,47 cal/cm<sup>2</sup>. Dessa forma, para uma energia incidente desejada de 8,0 cal/cm<sup>2</sup> tem-se que o tempo máximo para o desligamento, conforme equação 3.1, deve ser de:

$$t_{novo} = \frac{8,0 \times 0,580}{14,47} = 0,320s \quad (3.2)$$

O tempo de 0,320 s é o tempo total da proteção e inclui:

- O tempo de processamento do relé de arco ( $t_{relé}$ ). Para o IED utilizado é, conforme manual do fabricante Laboratories (2018), aproximadamente 0,005 s;
- O tempo de transmissão da informação entre as subestações (ADTT);
- E, por fim, o tempo de atuação do disjuntor ( $t_{dj}$ ). Para este projeto, o tempo de atuação considerado, conforme manual do fabricante, é de 0,080 s.

Então, o tempo total de atuação da proteção é dado pela equação 3.3.

$$t_{total} = t_{relé} + ADTT + t_{dj} \quad (3.3)$$

**É importante notar que os tempos de processamento do relé e de atuação do disjuntor irão variar de acordo com os fabricantes. Assim, é preciso verificar estes tempos nos manuais antes de realizar qualquer cálculo relacionado à energia incidente.**

Agora é possível então calcular o ADTT substituindo-se os valores encontrados anteriormente. O resultado obtido é aprestando na equação 3.4. Assim, o tempo de transmissão da informação de TRIP entre as subestações deve ser de no máximo 235 ms para que a energia incidente fique dentro do valor desejado.

$$ADTT = 0,320 - 0,005 - 0,080 = 0,235s \quad (3.4)$$

No capítulo a seguir serão detalhados os testes de campo realizados com a arquitetura de comunicação proposta, assim como os resultados obtidos. Também serão apresentados os novos valores de energia incidente, calculados conforme as equações apresentadas neste capítulo.

## 4. Resultados

Neste capítulo apresentam-se os resultados obtidos durante os testes realizados simulando-se um evento de arco elétrico na subestação secundária, na zona 1 (*line side*), e monitorando o seu desligamento via subestação principal com a arquitetura de comunicação conforme a figura 3.12.

O desligamento de uma subestação em uma planta industrial é sempre um evento crítico. O desligamento não planejado tem impacto direto na produção e um desligamento planejado, se mal dimensionado, também pode ter impactos significativos como a quebra/falha de equipamentos. Assim, desligamentos são evitados ao máximo, principalmente com equipamentos em funcionamento em plena carga.

O arco elétrico, por sua vez, pode ocorrer em qualquer condição. A planta pode estar parada em manutenção, com todos os seus equipamentos desligados, ou rodando em plena carga, com todos os equipamentos em funcionamento. Dessa forma, é importante que os testes possam abranger todas as condições de operação com o objetivo de identificar o pior cenário de atuação.

A seguir serão apresentados dois conjuntos de testes, um primeiro e mais importante para o projeto piloto em estudo e cuja arquitetura foi descrita em detalhes nos capítulos anteriores e, um segundo conjunto, como desdobramento da solução em uma outra topologia. Este segundo teste realizado em outra subestação não estava previsto no escopo inicial do projeto, mas em função dos resultados obtidos no projeto piloto e das condições de infraestrutura de rede da 075-SE-04, sua implementação foi viável.

### 4.1. Subestação Principal x Sub. Secundária 075-SE-10

Os testes de detecção do arco e desligamento para o conjunto subestação principal e subestação secundária 075-SE-10 foram realizados em duas etapas. A primeira etapa teve como objetivo medir o tempo de transmissão do sinal de detecção de arco, o ADTT. Já na segunda etapa, o teste foi realizado com desligamento efetivo de todo o conjunto, permitindo a medição do tempo total de atuação da proteção e, conseqüentemente, o cálculo da energia incidente.

#### 4.1.1. ADTT - Testes sem Desligamento

Nos testes realizados sem o desligamento efetivo, o objetivo é medir diretamente o ADTT, ou seja, medir somente o tempo de transmissão entre o relé de arco da subestação secundária e o CLP da subestação principal. Para estes testes as saídas físicas de TRIP destes equipamentos foram desconectadas, ou seja, os disjuntores de nenhuma das subestações podem ser desligados.

Nestes tipo de teste a informação do tempo gasto na transmissão pode ser obtida via log dos equipamentos, comparando-se os tempos registrados em cada um deles e fazendo a

subtração do tempo para se obter o ADTT.

Na figura 4.1 mostram-se os logs do relé de arco (figura superior) e do CLP (figura inferior). Note que o arco elétrico é detectado no instante de tempo em que a variável **TOL1** tem seu valor ajustado para 1 (*Asserted*). Já no CLP, a informação é recebida no instante de tempo indicado em que a variável **VB001** muda seu valor para 1. Nota-se que a variável **OUT001** do CLP também muda seu status para 1 no mesmo instante. Esta é saída física que irá habilitar o desligamento de disjuntor.

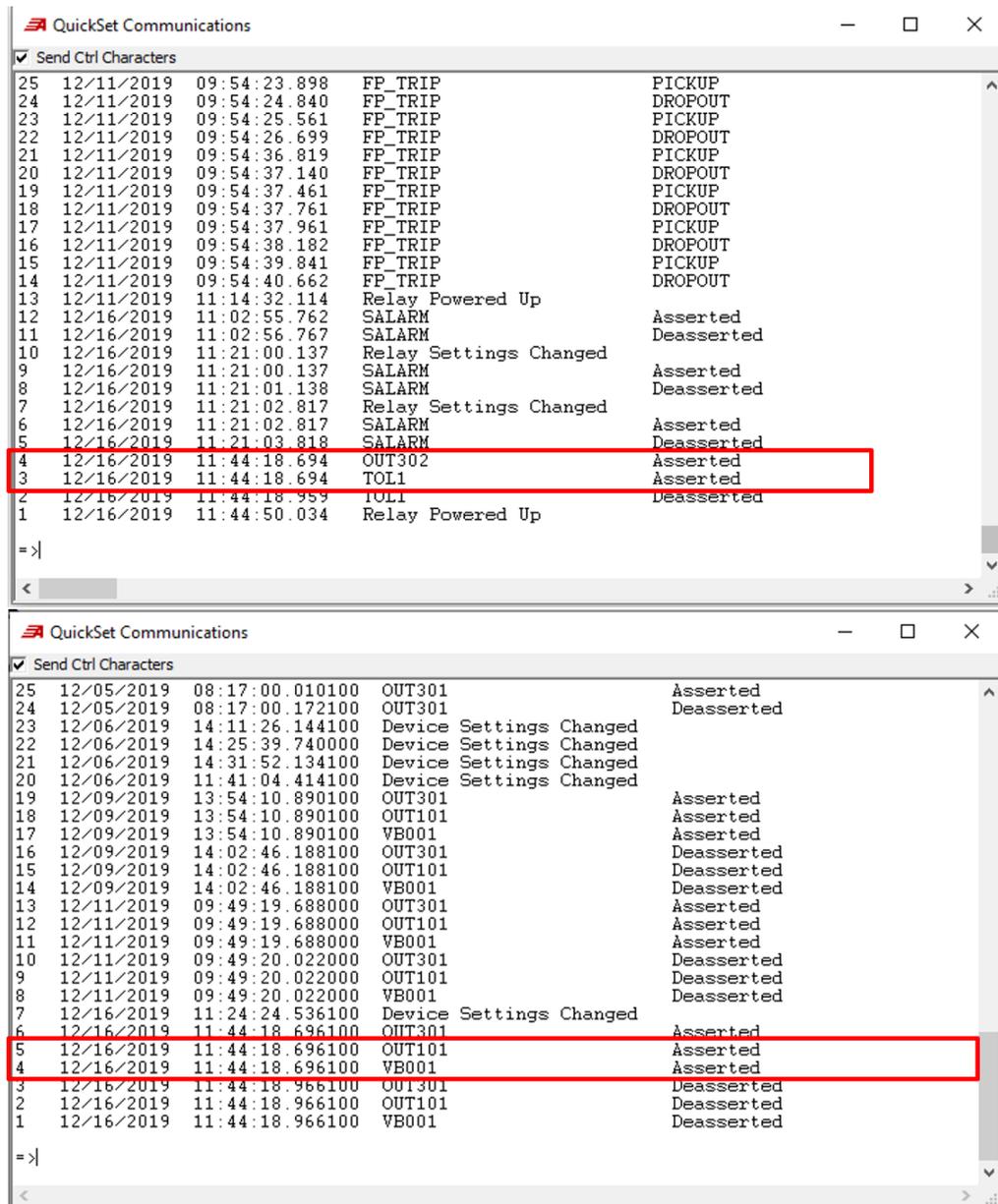


Figura 4.1: Log de eventos do relé e do controlador lógico.

Para o teste apresentado na figura 4.1, o ADTT é de apenas 2 ms, ou seja, neste curto intervalo de tempo a informação enviada pelo relé passa pelos dois switches da rede e chega até

o CLP responsável por desligar a subestação secundária.

No gráfico da figura 4.2 mostram-se os valores de ADTT encontrados em diversos testes sem desligamento realizados em diferentes dias de atividades em campo. Observa-se que o maior valor de tempo encontrado foi de 4 ms e o tempo médio foi de praticamente 3 ms.

Assim, considerando os valores indicados pelos fabricantes no manuais e a equação 3.3, tem-se que o tempo total neste cenário é de:

$$t_{total} = 0,005 + 0,003 + 0,080 = 0,0885s \quad (4.1)$$

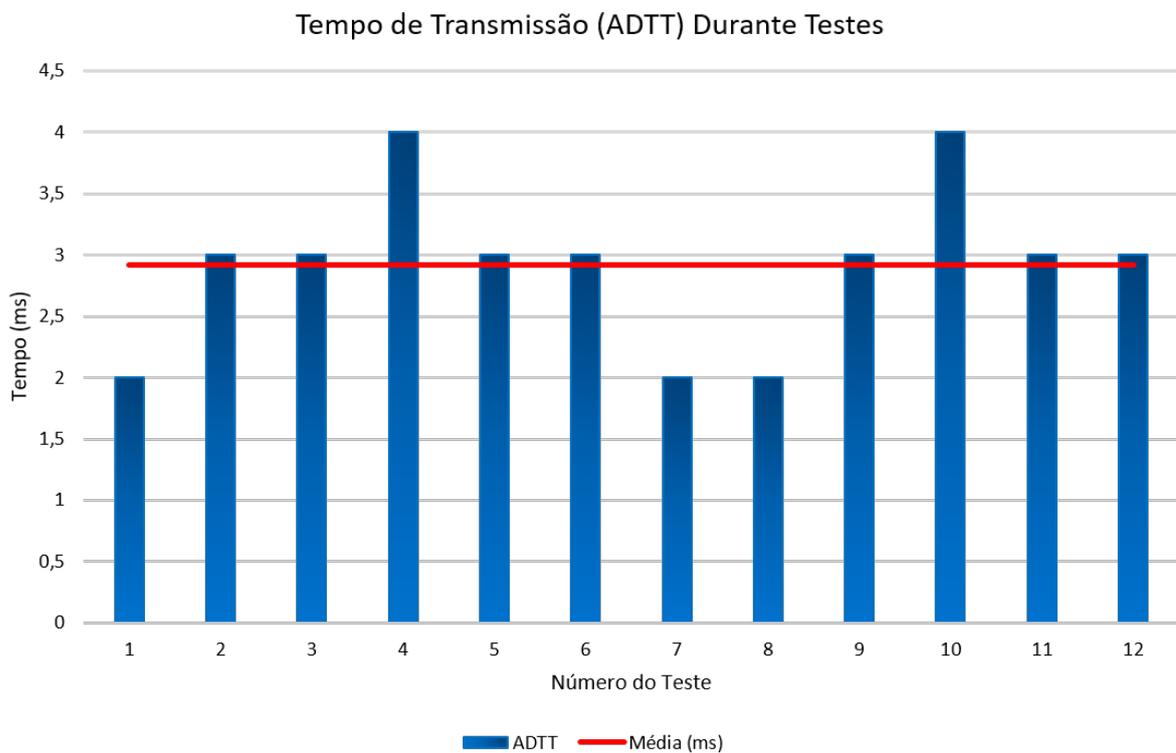


Figura 4.2: ADTTs encontrados durante testes sem desligamentos.

Então, o tempo total encontrado de 88,0 ms atende com ampla margem às condições máximas esperadas, conforme equação 3.4, de se obter um tempo inferior a 235 ms. Assim, os testes sem desligamento já fornecem um bom indicativo do sucesso da solução, mas é preciso realizar os testes nos cenários com desligamento real para validação final e cálculo da nova energia incidente.

#### 4.1.2. Tempo Total - Testes com Desligamento

Nesta seção serão apresentados os resultados obtidos com testes simulando-se o arco elétrico na subestação secundária, transmitindo a informação de TRIP para a subestação prin-

principal e efetuando-se o desligamento do disjuntor a montante, conforme arquitetura mostrada na figura 3.12.

Neste caso a estratégia utilizada para verificação do tempo total de desligamento foi análise dos resultados registrados na oscilografia do relé de arco localizado na subestação secundária. Assim, seria possível ver o momento exato em que o arco foi detectado (variável TOL1 assume o valor 1) e o momento em que a corrente vai a zero por desligamento da subestação principal.

### Teste com Desligamento 01

O primeiro teste com desligamento da unidade foi realizado em uma janela de oportunidade onde acontecia uma manutenção programada dos equipamentos. Neste caso a planta estava parada, ou seja, todos os equipamentos alimentados pela subestação secundária estavam parados.

A simulação do arco elétrico foi realizada como nos demais testes, disparando-se o flash de câmara diretamente na interface do relé. Os resultados obtidos na oscilografia do relé de arco estão apresentados na figura 4.3.

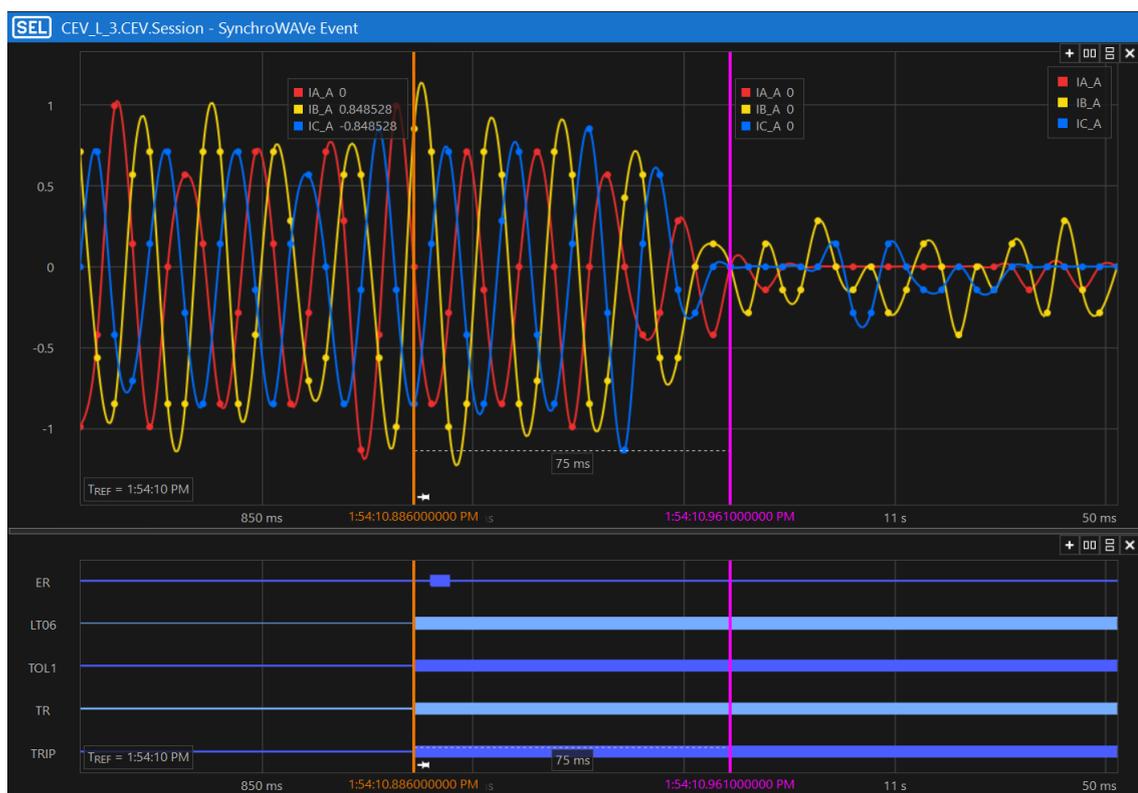


Figura 4.3: Oscilografia do relé de proteção durante o teste com desligamento 01.

Pela análise da oscilografia é possível verificar que a corrente elétrica medida inicialmente é bem baixa, em torno de 0,7 A. No instante de tempo de 1:54:10.886 a variável

TOL1 assume o valor 1, indicando que o arco elétrico foi detectado pelo relé. Já no instante de tempo 1:54:10.961 é possível verificar que a corrente já se extingue, indicando que a subestação alimentadora já desligou. As demais oscilações registradas após este instante são apenas harmônicos residuais presentes na rede.

Dessa forma, o tempo total mostrado na oscilografia para a proteção foi de 75 ms. Este tempo é justamente a soma dos tempos de transmissão (ADTT) e de desligamento do disjuntor ( $t_{dj}$ ). Conforme equação 3.3, para se obter o tempo total deve-se somar o tempo de detecção do relé, que é de no máximo de 5 ms conforme manual do fabricante.

Assim, o tempo total de atuação da proteção é dado por:

$$t_{total-teste-01} = 0,005 + 0,075 = 0,080s \quad (4.2)$$

O resultado encontrado é um valor muito próximo ao valor esperado após os testes sem desligamento, de 87,5 ms. É importante observar que a parcela que mais contribui neste tempo é o de abertura do disjuntor, que por si só é estimado pelo fabricante em 80 ms. Neste teste estima-se que o tempo de abertura do disjuntor tenha sido por volta de 72 ms, isso considerando um ADTT de 3 ms. Os equipamentos desligados e a corrente elétrica baixa favorecem a abertura do disjuntor, pois a extinção do arco é praticamente instantânea.

Assim, o teste mostra-se válido, mas pode não representar o pior caso, visto que pode-se ter casos em que abertura do disjuntor seja mais demorada e o tempo total da proteção aumente. Então, um teste com carga para efeitos comparativos é muito interessante neste cenário.

## Teste com Desligamento 02

Um segundo teste foi realizado de maneira similar ao teste anterior, porém este foi realizado em diferentes condições operacionais da planta. Neste teste, também realizado em uma manutenção programada, foi solicitado a operação de diversos equipamentos do circuito alimentado pela subestação secundária em questão. Assim, com motores de TCLDs (Transportador de Correia de Longa Distância) e britadores em funcionamento uma corrente elétrica significativa é gerada no circuito e os testes podem ser mais conclusivos.

A oscilografia do relé durante o teste é apresentada na figura 4.4. Neste caso, o relé detecta a informação de arco elétrico no instante 11:44:18.6939, quando a variável TOL1 assume valor 1. Já no instante de tempo 11:44:18.7773 a corrente claramente se extingue, indicando a abertura do disjuntor à montante.

Neste teste, o ADTT somado ao tempo de abertura do disjuntor ( $t_{dj}$ ) foi de 83,333 ms. Pelo log de eventos gerais dos relé e do CLP foi possível verificar um ADTT de aproximadamente 2 ms e, conseqüentemente, um  $t_{dj}$  próximo de 81,333 ms.

Assim, o tempo total encontrado neste teste é de:

$$t_{total-teste-02} = 0,005 + 0,083 = 0,088s \quad (4.3)$$



Figura 4.4: Oscilografia do relé de proteção durante o teste com desligamento 02.

Observa-se que o tempo encontrado de 88 ms para atuação da proteção está coerente com os resultados esperados e calculados após os testes sem desligamento apresentados na equação 4.1 de 88,5 ms.

Assim, os resultados obtidos nestes testes poderão ser utilizados para o cálculo da nova energia incidente do cubículo de entrada da subestação secundária. Será considerado o maior tempo encontrado nestes testes, de 88 ms, uma vez que representa o pior caso. É importante observar que seria muito interessante a realização de diversos testes com desligamento total, assim como foram feitos para os testes sem desligamento, para aferição de um resultado mais preciso. Porém, diante das dificuldades já relatadas e do grandes impactos de cada desligamento, não foi possível novos experimentos.

#### 4.1.3. Cálculo da Nova Energia Incidente

O cálculo do novo valor da energia incidente para a subestação 075-SE-10 pode ser realizado utilizando-se a equação 3.1. Para o tempo  $t_{novo}$  será considerado o pior caso encontrado durante os testes, de 88 ms. Os valores de  $E_{antiga}$  e  $t_{antigo}$  são respectivamente 14,47 cal/cm<sup>2</sup> e 580 ms, conforme tabela 3.1.

Assim, a nova energia incidente para a subestação pode ser dada por:

$$E_{nova} = 14,47 \times \left( \frac{0,088}{0,580} \right) = 2,20 \text{ cal/cm}^2 \quad (4.4)$$

A nova energia incidente calculada para a subestação secundária com a solução proposta é de apenas 2,20 cal/cm<sup>2</sup>. A solução mostra-se muito eficiente na proteção do sistema, com uma queda acentuada de 84,8% no valor da energia incidente.

Ainda de maneira conservadora, se o tempo encontrado de 88 ms fosse aumentado de 100%, considerando possíveis erros de leitura, atrasos na transmissão, variações temporais na abertura do disjuntor, etc, a nova energia incidente seria dada por:

$$E_{nova} = 14,47 \times \left( \frac{0,176}{0,580} \right) = 4,39 \text{ cal/cm}^2 \quad (4.5)$$

Então, mesmo assim o valor encontrado é de apenas 4,39 cal/cm<sup>2</sup>, muito distante do valor máximo desejado de 8,0 cal/cm<sup>2</sup>.

## 4.2. Subestação Principal x Sub. Secundária 075-SE-04

### Desdobramento da Solução em Outra Topologia

Para a implementação da solução proposta entre a subestação principal e a subestação secundária 075-SE-10 foi utilizado um link de fibra direto e dedicado para a transmissão das mensagens GOOSE. Isso porque não se sabia se os tempos de transmissão das mensagens seriam de fato rápidos o suficiente para diminuir a energia incidente.

Porém, como os tempos foram muito inferiores ao valor máximo desejado, veio a seguinte dúvida: e se a solução fosse integrada em uma rede já existente? Neste caso, a solução não seria dedicada exclusivamente para a transmissão das mensagens GOOSE, mas estariam segregadas logicamente pelas VLANs.

Então, analisando as redes já existentes nas subestações verificou-se a possibilidade de implementação da solução em uma outra subestação secundária da unidade, a 075-SE-04. Já havia uma rede de comunicação da subestação secundária com a principal, sendo necessário realizar apenas a ligação do novo switch da subestação principal à rede de automação já existente.

Com a rede da subestação conectada à rede de automação, a transmissão da mensagem passará então por outros switches ao longo do caminho até chegar a subestação principal. Dessa forma, a solução proposta então é alterada e pode ser representada como na figura 4.5, onde a nuvem representa de forma simplificada o restante da rede.

Neste cenário, a nuvem representa a passagem por 03 localidades intermediárias entre a subestação secundária 075-SE-04 e a subestação principal, ou seja, o salto em 03 switches ao longo do caminho, como detalhado na figura 4.6. Neste caso a infraestrutura de rede em fibra óptica já existia, sendo compartilhada com outras aplicações da rede. Neste cenário, a distância entre as subestações é de aproximadamente 1,3 km.

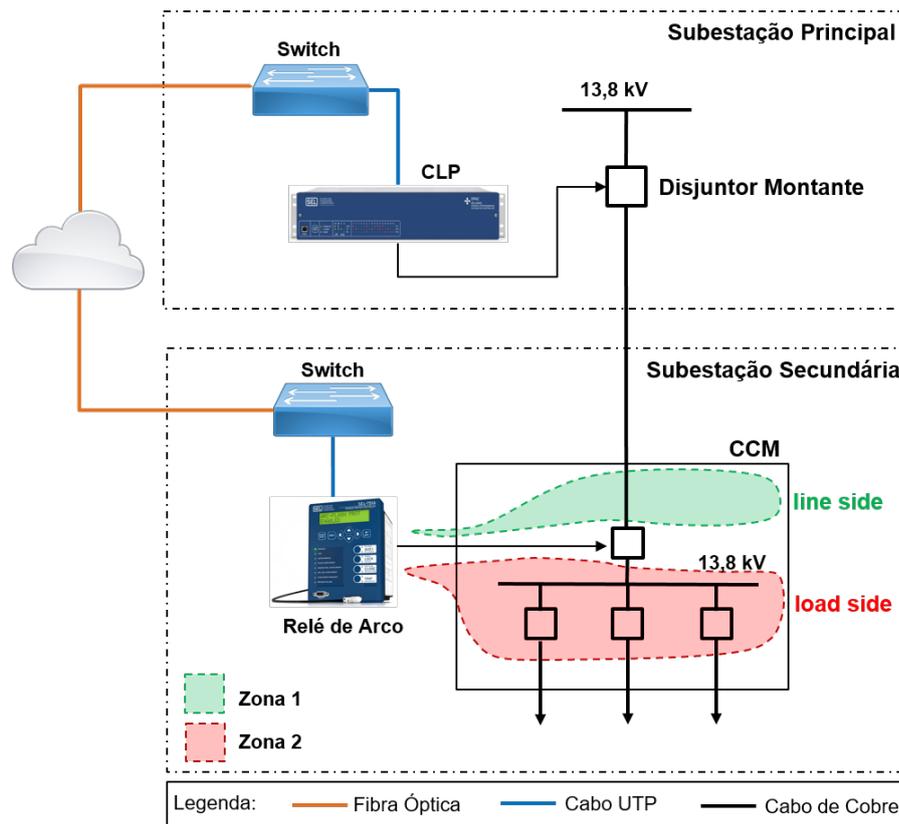


Figura 4.5: Arquitetura de rede para comunicação entre as subestações utilizando rede pré-existente.

Para este caso em estudo, o relé de proteção de arco da subestações 075-SE-04 não está ligado diretamente ao circuito de corrente. Dessa forma, não será possível visualizar a extinção de corrente pela oscilografia como feito nos testes da 075-SE-10. Porém, pelos logs dos equipamentos será possível verificar os tempos de transmissão associados a este cenário.

Em um primeiro momento, foram realizados diversos testes sem desligamento. Apenas simulando o arco e acompanhando a chegada da mensagem de desligamento no CLP da subestação principal. Neste cenário, o valor médio do tempo de transmissão foi de apenas 3,11 ms. A figura 4.8 mostra o gráfico com os resultados obtidos durante os testes. Nota-se que os valores estão muito próximos aos valores obtidos na comunicação direta e dedicada, mesmo passando pelos equipamentos intermediários.

Um ponto importante a ser observado neste tipo de solução diz respeito à utilização da rede. Como a rede é compartilhada com outras aplicações é possível ter variações no processamento dos switches e, por consequência, no tempo de transmissão. Os testes apresentados foram realizados em dias e horários aleatórios, não sendo identificadas grandes variações. Porém, é um ponto importante a ser verificado e investigado para um caso de implementação definitiva.

A figura 4.9 apresenta o resultado de um teste com desligamento real. Pelos logs dos dispositivos (relé e CLP) é possível observar que o tempo de transmissão foi de apenas 3 ms. Note que o CLP utilizado nesta solução é o mesmo utilizado na subestação 075-SE-10. Uma

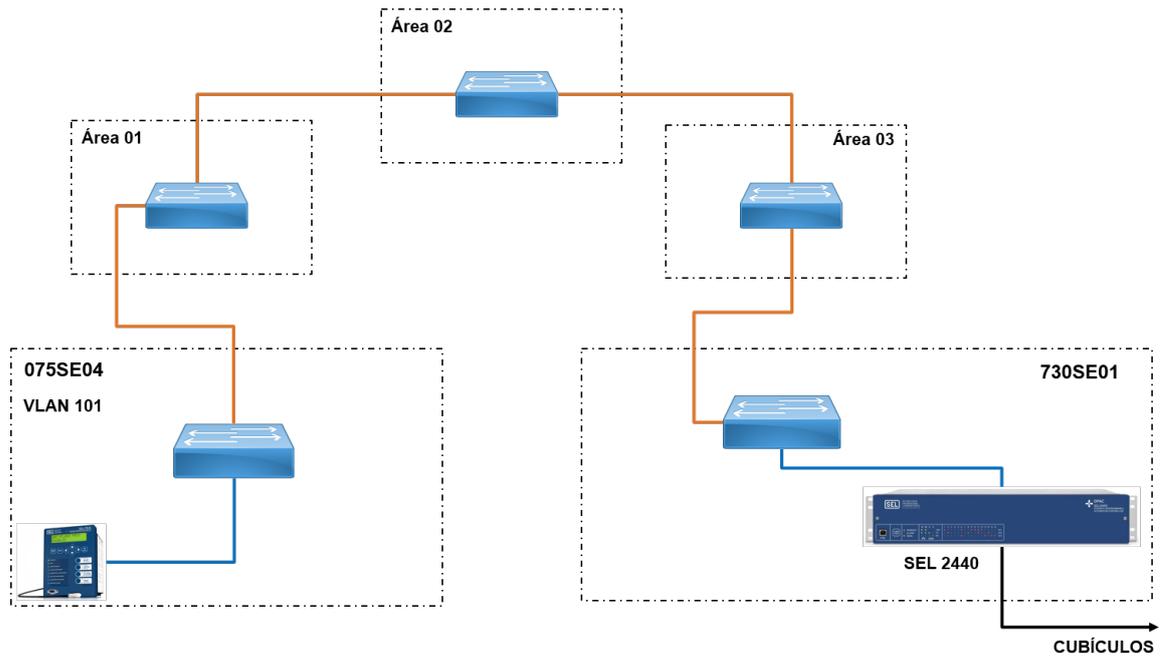


Figura 4.6: Detalhe da arquitetura de comunicação entre a 075-SE-04 e a subestação principal 730-SE-01.

outra saída rápida foi utilizada para realizar a interligação com o disjuntor.

#### 4.2.1. Cálculo da Nova Energia Incidente

O cálculo do novo valor da energia incidente para a subestação 075-SE-04 pode ser realizado utilizando-se a equação 3.1. Para o tempo  $t_{novo}$  será considerado como a soma dos tempos de catálogo dos fabricantes e do tempo médio encontrado para a transmissão de 3,11 ms. Logo, o tempo total é dado por:

$$t_{total} = 0,005 + 0,003 + 0,080 = 0,088s \quad (4.6)$$

Os valores de  $E_{antiga}$  e  $t_{antigo}$  são respectivamente  $14,03 \text{ cal/cm}^2$  e 580 ms, conforme tabela 3.1.

Assim, a nova energia incidente para a subestação 075-SE-04 é dada por:

$$E_{nova} = 14,03 \times \left( \frac{0,088}{0,580} \right) = 2,13 \text{ cal/cm}^2 \quad (4.7)$$

A nova energia incidente calculada para a subestação 075-SE-04 com a solução proposta é de apenas  $2,13 \text{ cal/cm}^2$ . Uma redução de aproximadamente 84,8% e que reforça os resultados encontrados para a subestação piloto sobre a eficiência da solução proposta. No próximo capítulo, serão apresentados os prós e contras desta solução, com topologia em rede, para uma ampla utilização.

```

=>ser 20
RELE CONTRA ARCO                               Date: 01/29/2020 Time: 13:49:07.658
075-QD-04                                       Time Source: External
Serial No = 3182840189   FID = SEL-751A-R419-V0-Z011003-D20131025
CID = 79CC

#   DATE      TIME      ELEMENT      STATE
20 12/16/2019 14:26:16.571  OUT301      Asserted
19 12/16/2019 14:26:16.571  TOLL1       Asserted
18 12/16/2019 14:26:17.084  TOLL1       Deasserted
17 12/16/2019 14:26:17.113  TOLL1       Asserted
16 12/16/2019 14:26:17.296  TOLL1       Deasserted
15 12/16/2019 14:26:18.301  OUT301      Deasserted
14 01/29/2020 13:45:11.559  OUT301      Asserted
13 01/29/2020 13:45:11.559  TOLL1       Asserted
12 01/29/2020 13:45:17.765  TOLL1       Deasserted
11 01/29/2020 13:45:18.720  OUT301      Deasserted
10 01/29/2020 13:48:10.397  OUT301      Asserted
9  01/29/2020 13:48:10.397  TOLL1       Asserted
8  01/29/2020 13:48:10.522  TOLL1       Deasserted
7  01/29/2020 13:48:10.789  TOLL1       Asserted
6  01/29/2020 13:48:10.872  TOLL1       Deasserted
5  01/29/2020 13:48:11.005  TOLL1       Asserted
4  01/29/2020 13:48:15.661  TOLL1       Deasserted
3  01/29/2020 13:48:15.940  TOLL1       Asserted
2  01/29/2020 13:48:20.838  TOLL1       Deasserted
1  01/29/2020 13:48:21.842  OUT301      Deasserted
=>

=>ser 50
RELE CONTRA ARCO                               Date: 01/29/2020 Time: 14:41:27.054
075-QD-04                                       Time Source: Internal
Serial No = 1192760082   FID = SEL-2440-R216-V1-Z008004-D20190315
CID = 5D06

#   DATE      TIME      ELEMENT      STATE
50 01/29/2020 13:45:17.768100  OUT105      Deasserted
49 01/29/2020 13:45:17.768100  VB002       Deasserted
48 01/29/2020 13:48:10.399900  OUT303      Asserted
47 01/29/2020 13:48:10.399900  OUT105      Asserted
46 01/29/2020 13:48:10.399900  VB002       Asserted
45 01/29/2020 13:48:10.525900  OUT303      Deasserted
44 01/29/2020 13:48:10.525900  OUT105      Deasserted
43 01/29/2020 13:48:10.525900  VB002       Deasserted
42 01/29/2020 13:48:10.791900  OUT303      Asserted
41 01/29/2020 13:48:10.791900  OUT105      Asserted
40 01/29/2020 13:48:10.791900  VB002       Asserted
39 01/29/2020 13:48:10.875900  OUT303      Deasserted
38 01/29/2020 13:48:10.875900  OUT105      Deasserted
37 01/29/2020 13:48:10.875900  VB002       Deasserted

```

Figura 4.7: Logs do tempo de transmissão da mensagem de detecção de arco sem desligamento efetivo.

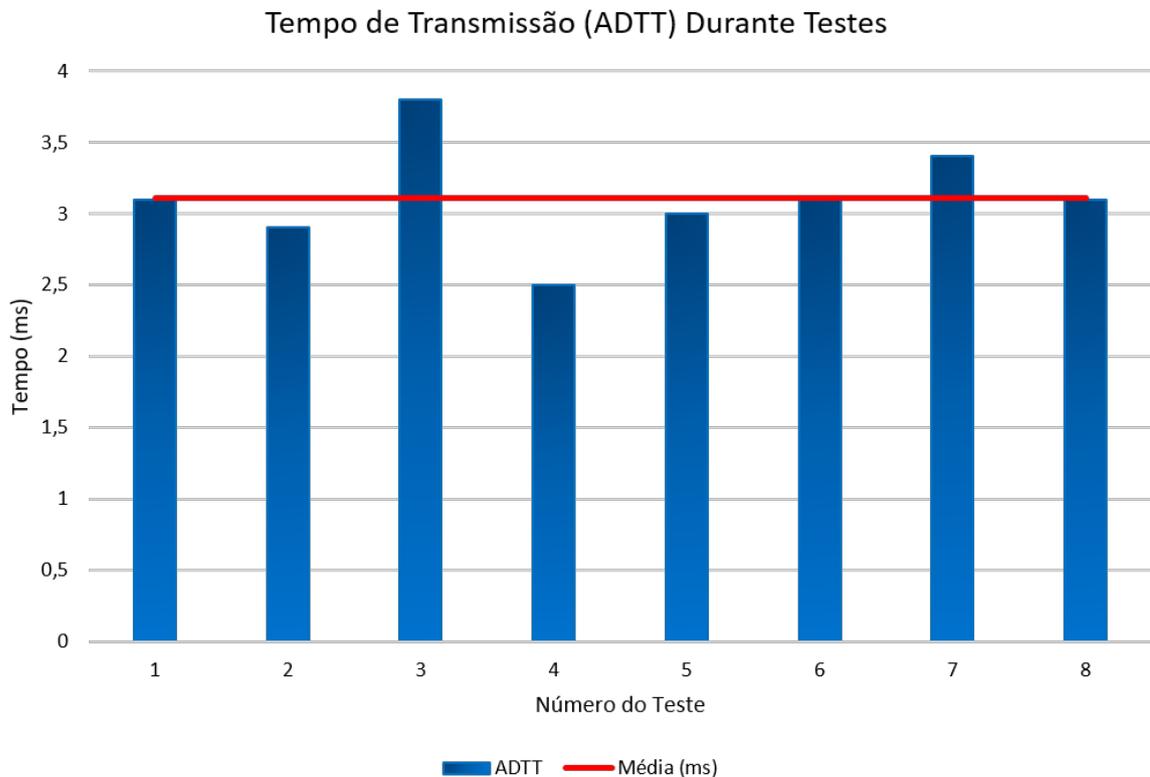


Figura 4.8: Resultado dos testes de transmissão da mensagem GOOSE da subestação 075-SE-04 para a subestação principal.

```

=>ser 20
RELE CONTRA ARCO                               Date: 02/14/2020   Time: 1
075-QD-04                                       Time Source: Internal
Serial No = 3182840189   FID = SEL-751A-R419-V0-Z011003-D2013102
CID = 79CC
#   DATE       TIME      ELEMENT      STATE
20 01/29/2020  13:54:53.951  OUT301      Asserted
19 01/29/2020  13:54:53.951  TOLL        Asserted
18 01/29/2020  13:55:02.104  TOLL        Deasserted
17 01/29/2020  13:55:03.108  OUT301      Deasserted
16 01/29/2020  13:56:33.329  OUT301      Asserted
15 01/29/2020  13:56:33.329  TOLL        Asserted
14 01/29/2020  13:56:38.856  TOLL        Deasserted
13 01/29/2020  13:56:39.861  OUT301      Deasserted
12 02/14/2020  12:25:03.836  OUT301      Asserted
11 02/14/2020  12:25:03.836  TOLL        Asserted
10 02/14/2020  12:25:10.859  TOLL        Deasserted
9  02/14/2020  12:25:11.863  OUT301      Deasserted
8  02/14/2020  12:25:17.473  OUT301      Asserted
7  02/14/2020  12:25:17.473  TOLL        Asserted
6  02/14/2020  12:25:22.017  TOLL        Deasserted
5  02/14/2020  12:25:23.021  OUT301      Deasserted
4  02/14/2020  12:29:25.253  OUT301      Asserted
3  02/14/2020  12:29:25.253  TOLL        Asserted
2  02/14/2020  12:29:26.399  TOLL        Deasserted
1  02/14/2020  12:29:27.403  OUT301      Deasserted
=>

=>ser 20
RELE CONTRA ARCO                               Date: 02/14/2020   Time: 12:35:27.241
075-QD-04                                       Time Source: Internal
Serial No = 1192760082   FID = SEL-2440-R216-V1-Z008004-D20190315
CID = 5D06
#   DATE       TIME      ELEMENT      STATE
20 01/29/2020  13:56:38.858000  OUT105      Deasserted
19 01/29/2020  13:56:38.858000  VB002      Deasserted
18 02/14/2020  12:25:03.838400  OUT303      Asserted
17 02/14/2020  12:25:03.838400  OUT105      Asserted
16 02/14/2020  12:25:03.838400  VB002      Deasserted
15 02/14/2020  12:25:10.862300  OUT303      Deasserted
14 02/14/2020  12:25:10.862300  OUT105      Deasserted
13 02/14/2020  12:25:10.862300  VB002      Deasserted
12 02/14/2020  12:25:17.476100  OUT303      Asserted
11 02/14/2020  12:25:17.476100  OUT105      Asserted
10 02/14/2020  12:25:17.476100  VB002      Asserted
9  02/14/2020  12:25:22.020000  OUT303      Deasserted
8  02/14/2020  12:25:22.020000  OUT105      Deasserted
7  02/14/2020  12:25:22.020000  VB002      Deasserted
6  02/14/2020  12:29:25.256000  OUT303      Asserted
5  02/14/2020  12:29:25.256000  OUT105      Asserted
4  02/14/2020  12:29:25.256000  VB002      Asserted
3  02/14/2020  12:29:26.402000  OUT303      Deasserted
2  02/14/2020  12:29:26.402000  OUT105      Deasserted
1  02/14/2020  12:29:26.402000  VB002      Deasserted
=>

```

Figura 4.9: Logs do tempo de transmissão da mensagem de detecção de arco com desligamento efetivo.

## 5. Discussão dos Resultados

O capítulo 4 apresentou os resultados dos ensaios realizados para a transferência do sinal de desligamento entre as subestações. A seguir serão apresentados e discutidos uma série de pontos importantes levantados com base nos resultados obtidos.

**Diminuição da Energia Incidente:** Em primeiro lugar, a solução se mostrou bastante eficiente. Os níveis de energia incidente tiveram quedas acentuadas, em mais de 80% no nível de energia incidente, e com ampla margem para o valor máximo desejável.

**Vestimentas Antichamas:** As vestimentas antichamas de categoria 2, para uma energia incidente de até  $8,0 \text{ cal/cm}^2$ , serão capazes de proteger efetivamente os trabalhadores na instalação onde o projeto foi implantado. O projeto não altera a probabilidade de ocorrência do arco elétrico, mas reduz o seu tempo de duração caso venha a ocorrer.

Os novos valores de energia incidente ficaram próximos de  $2,2 \text{ cal/cm}^2$ , logo, quando se analisa novamente a figura 2.2, percebe-se que o risco de queimaduras de segundo grau é praticamente zero (está fora da escala gráfica).

Nestes casos até uma vestimenta categoria 1 poderia ser utilizada, visto que conforme a tabela 2.1, este tipo de vestimenta suporta até  $4,0 \text{ cal/cm}^2$ . Porém, ao se pensar na definição da categoria de vestimenta a ser utilizada na empresa, é importante sempre considerar o pior caso, visto que dentro de uma mesma subestação existem diversos painéis e quando se muda a subestação também há mudança da energia incidente.

**Viabilidade do Projeto Piloto:** A implantação da solução foi realizada de maneira piloto em uma subestação e poderá ser expandida para as demais subestações da companhia. O custo é relativamente baixo e exige pouca interferência nas instalações já existentes, principalmente se já houver uma rede de comunicação existente. Neste caso, o trabalho se limitará quase que à configuração dos dispositivos.

**Integração com Redes Existentes:** Conforme apresentado na seção 4.2, a solução pode ser integrada em redes de comunicação já existentes, desde que seja testado e verificado o tempo de transmissão em cada uma. Como se trata de uma rede para proteção, este tipo de integração não é recomendada, visto que cada equipamento ou link adicional representa mais um ponto de falha que pode vir a desabilitar a solução.

**Distância de Comunicação:** A comunicação em redes de fibra óptica são extremamente rápidas e a solução poderá ser utilizada para desligamentos mesmo que em distâncias mais longas. Para cada solução, o tempo de transmissão deverá ser avaliado e o cálculo de energia incidente feito com base nos valores obtidos nos experimentos.

**Controlador Lógico Programável:** Na subestação principal foi utilizado um CLP para fazer o acionamento do disjuntor. É importante reforçar que poderia ser utilizado um relé diretamente,

similar ao da subestação secundária, que a solução funcionaria da mesma forma. Porém, como relatado durante a etapa de implementação, os relés atuais da subestação principal eram muito antigos e sem comunicação em rede. A substituição deste relé exigiria adaptação na estrutura física do painel e também despadronizaria os equipamentos da subestação.

Neste caso, a utilização do CLP viabiliza a implementação da solução para um conjunto de pares subestação principal x subestação secundária. O CLP utilizado possui um conjunto de saídas em alta velocidade que poderão ser utilizadas para o acionamento do outros cubículos que alimentam as demais subestações secundárias. Uma vez que estas subestações sejam conectadas à rede, será possível fazer o acionamento dos disjuntores utilizando o mesmo CLP, como o exemplo da seção 4.2.

Neste estudo, o CLP foi utilizado como um mecanismo capaz de trazer inteligência e a possibilidade de comunicação em rede aos dispositivos desprovidos destas funcionalidades. Somando-se a isso, ainda traz o benefício de atender a vários dispositivos simultaneamente.

**Tempo de Transmissão da Detecção de Arco - ADTT:** Como apresentado, o tempo total para desligamento do circuito é composto por 3 parcelas, sendo que a parcela com maior contribuição é o tempo de abertura do disjuntor  $t_{dj}$ . Então, é muito importante a utilização de disjuntores que garantam um menor tempo de atuação possível. Para instalações já existentes, na maioria das vezes, a substituição é inviável financeiramente, mas para novos projetos é um ponto importante de atenção e verificação. Os itens construtivos dos painéis elétricos são os que mais contribuem para a elevação da energia incidente.

O tempo de transmissão da informação, o ADTT, é mínimo se comparado ao tempo total de desligamento da solução. O ADTT foi medido em diversos testes com e sem desligamento, sendo monitorados pelos logs dos dispositivos utilizados, e em nenhum caso foi obtido um tempo de transmissão superior a 4 ms. O tempo médio calculado é de apenas 3 ms.

Assim, a utilização da fibra óptica para a transmissão do sinal mostra-se extremamente eficiente. Para distâncias maiores entre as subestações, o ADTT precisará ser medido, mas pela margem indicada neste projeto piloto, o tempo de transmissão deverá se manter próximo aos valores apresentados.

**Ocorrência do Arco Elétrico:** Como apresentado ao longo do trabalho, a solução implementada não diminui de nenhuma forma a probabilidade de ocorrência de um arco elétrico. A solução busca extinguir o arco elétrico em um tempo bem inferior ao da proteção convencional por seletividade.

**Manutenção dos Procedimentos Operacionais:** Todos os procedimentos operacionais previamente estabelecidos deverão ser mantidos. Procedimentos de bloqueio dos equipamentos para intervenção deverão ser seguidos, assim como a utilização dos EPIs adequados.

## 5.1. Pontos de Atenção para Implementação

A solução também apresenta um conjunto de pontos de atenção que devem ser observados para sua implementação e, principalmente, para sua manutenibilidade .

**Dependência da Rede de Comunicação:** Deve-se observar que esta solução é totalmente dependente da rede de comunicação e, conseqüentemente, da alimentação elétrica dos dispositivos. O desligamento de apenas um dispositivo, como o CLP ou um dos switches, desabilita completamente a solução. Dessa forma, todos os dispositivos devem ser monitorados periodicamente para que haja garantia de funcionamento da proteção. A intervenção em uma subestação pode ser controlada e seu acesso somente ser autorizado caso a proteção esteja habilitada. Então, saber em tempo real se a solução está operante é fundamental e pode ser realizada por meio de um sistema supervisório.

É importante verificar se a alimentação de todos os equipamentos está sendo feita por uma rede independente e confiável. Por exemplo, os equipamentos da subestação secundária devem ser alimentados pela mesma fonte que alimenta o relé de proteção. Isso é importante para que, mesmo em caso de desligamento do disjuntor de entrada da subestação secundária, o switch continue ligado e uma possível detecção de arco possa ser transmitida. Já no caso da subestação principal, a alimentação do CLP não pode ser dependente de um cubículo de uma outra área. Com isso garante-se a não interferência de outras áreas na proteção instalada.

**Pontos de Falhas:** Cada elemento da rede, seja um link de comunicação ou um dispositivo como o switch é um ponto de falha. O link direto e dedicado proposto para a comunicação entre as subestações, além de diminuir o tempo de transmissão, diminui também o número de pontos de falha. Quando se utiliza uma topologia como da 4.5, para cada equipamento adicionado, aumenta-se pelo menos dois pontos de falha - um do próprio equipamento e um do link de comunicação.

Assim, a recomendação é sempre pela utilização de links dedicados. Links compartilhados em outras estruturas tornam a solução mais vulnerável. Nos casos em que seja inviável a construção da rede dedicada, a solução pode ser integrada na rede, mas cada intervenção deverá ser monitorada (via supervisório, por exemplo) com o objetivo de garantir sua efetividade.

**Segurança da Informação:** Um ponto muito importante na implementação do trabalho diz respeito à segurança da informação. As subestações, de maneira geral, não são instalações providas de rede de comunicação. Então, segurança de rede e da informação nunca foi uma preocupação. Porém, agora a subestação e seus dispositivos foram conectados à rede e podem ser acessados remotamente.

No ambiente industrial convencional esta nova rede de comunicação das subestações é interligada à rede de tecnologia da automação (TA). Esta é isolada do ambiente externo (internet) e

possui políticas de acesso muito bem controladas. Porém, em um ataque cibernético, por exemplo, um intruso que consiga acessar a rede de tecnologia da informação (TI) e vir a acessar a rede TA, poderá sim ter acesso aos dispositivos. Assim, é possível alterar as configurações e até provocar desligamentos.

Desta forma, é importante que cada dispositivo da rede seja inserido nas políticas de proteção, com senhas de acesso por usuário, com a eliminação de senhas padrões, com endereçamento IP fixo e em VLANs dedicadas. Estas considerações propiciarão um mínimo de segurança para a nova rede criada.

## 6. Conclusão

Este trabalho teve como objetivo a implementação de uma solução de automação para a solução de um problema de saúde e segurança nas subestações de uma unidade de beneficiamento de minério de ferro.

Em um primeiro momento, foi realizado um estudo das soluções aplicadas até o momento, internas às subestações, e o problema relacionado aos cubículos de entrada das subestações secundárias. Para estes casos, foi estudada a possibilidade de utilização de uma comunicação em uma rede de alta velocidade utilizando os protocolos da norma IEC 61850 associada aos IEDs com a função de detecção de arco.

O referencial teórico estudado neste caso foi baseado em duas vertentes bem distintas. Uma relacionada à energia incidente, seus efeitos e formulações. Já uma outra relacionada à automação de subestações e a norma IEC 61850. A definição dos protocolos a serem utilizados para transmissão da mensagem de desligamento e também sincronismo de tempo entre os dispositivos.

O trabalho teve início com o levantamento detalhado das possibilidades de implementação. Uma seleção das subestações secundárias com os maiores níveis de energia incidente e, posteriormente, uma avaliação das distâncias entre as subestações e da disponibilidade de infraestrutura de rede nestas, permitiu selecionar um par de subestações (subestação principal x subestação secundária) como projeto piloto.

Posteriormente foram realizados testes em bancada para configuração dos equipamentos, assim como a montagem da infraestrutura física necessária para a comunicação entre as subestações. Os materiais utilizados já estavam disponíveis na unidade com exceção do CLP, que teve de ser adquirido no mercado.

Uma vez implementada a solução, diversos testes foram realizados com e sem desligamento geral da unidade. Pelos testes realizados sem desligamento foi possível verificar que os tempos de transmissão do sinal de detecção de arco (ADTT) foram muito baixos e com média de 3 ms. Quando os testes foram realizados com desligamento, foi possível observar pelas oscilografias que os valores esperados para o tempo de abertura do disjuntor estavam de acordo com o indicado pelo fabricante, em torno de 80 ms.

Com a solução implantada, a redução da energia incidente foi 84,8%, saindo de 14,47 cal/cm<sup>2</sup> para apenas 2,20 cal/cm<sup>2</sup>. Assim, os resultados superaram muito os valores definidos nos objetivos iniciais que eram de se obter uma energia incidente abaixo de 8,0 cal/cm<sup>2</sup> e ou um tempo de transmissão menor que 250 ms (50% do tempo de proteção por seletividade convencional).

Por fim, ainda foi possível fazer o desdobramento da solução para uma nova subestação, a 075-SE-04, utilizando a rede já existente. A solução também atendeu, com tempos de transmissão praticamente iguais à solução com link dedicado. Porém, este não é um cenário indicado em função do aumento do número de pontos de falhas que podem vir a desabilitar a proteção.

Assim, este trabalho traz uma solução eficiente para diminuição da energia incidente em painéis elétricos utilizando comunicação em alta velocidade, garantindo uma maior segurança para os trabalhos em eletricidade. É uma solução de implementação rápida, principalmente se já existir uma rede de comunicação, e com um custo aceitável. Além disso, o projeto foi realizado pensando em sua escalabilidade para a integração de outras subestações da unidade e poderá ser desdobrado em outras plantas de produção.

Futuramente, o trabalho desenvolvido poderá ser ampliado e testado de outras formas visando garantir tempos de atuação cada vez menores e com maior confiabilidade. Alguns itens que poderão ser desenvolvidos como continuidade deste estudo são:

**Redundância do Sistema de Comunicação:** A redundância da comunicação de dados neste caso é fundamental para garantia de disponibilidade e integridade do sistema de proteção. No presente estudo foi estabelecido apenas um link de comunicação entre a subestação secundária e a principal. Assim, é importante se avaliar e testar um link redundante e os protocolos de controle de loop, como o Spanning Tree, para se mitigar problemas de indisponibilidade da rede.

A comunicação utilizando-se uma infraestrutura compartilhada não é a preferível, mas talvez possa ser utilizada como rota redundante para o caso de falha no link direto principal.

**Comunicação em Redes Sem Fio:** Uma linha de pesquisa interessante está relacionada à transmissão do sinal de detecção de arco por uma rede sem fio. Neste estudo de caso não foi possível testar a velocidade de comunicação por um link de rádio entre as subestações em função do relevo acidentado e, conseqüentemente, ausência de visada. Porém, é um item que pode ser testado futuramente e que pode trazer ganhos significativos como, por exemplo, o menor gasto com infraestrutura e a maior velocidade de estabelecimento da comunicação (sem necessidade de posteamento, lançamento e fusão de fibra, etc.).

É importante destacar que estes testes deverão ser realizados em diversas condições climáticas e de funcionamento dos equipamentos para garantir a não interferência de fatores externos, como chuva, neblina, etc.

Além disso, a solução cabeada e a sem fio poderão ser utilizadas simultaneamente. Assim, pode-se vislumbrar alguns estágios de testes como:

- 1º estágio: a rede sem fio como um link dedicado apenas às mensagens para comunicação com os sistemas de supervisão (protocolo MMS), que são temporalmente menos restritivas;
- 2º estágio: a rede sem fio como link redundante a ser utilizado nos casos de falha do link de fibra óptica;
- 3º estágio: por fim, a rede sem fio como link principal da comunicação e substituto da solução cabeada.

Outro ponto que deve ser olhado com bastante atenção é a chegada da chamada tecnologia 5G. Com essa tecnologia a comunicação sem fio deverá avançar muito e com velocidades que permitirão tempos de transmissão extremamente baixos e que, com certeza, serão capazes de transmitir o sinal de desligamento em tempo aceitáveis e com a confiabilidade desejada.

**Sistema de Supervisão Central:** Um ponto de fundamental importância que precisará ser desenvolvido diz respeito ao desenvolvimento de um sistema supervisorio central, capaz de monitorar em tempo real as instalações e proteções implementadas. O sistema de acionamento lógico necessita de manutenção constante e um sistema de monitoramento é fundamental para que nenhum trabalhador faça intervenção em um equipamento sem a proteção ativa.

Todos os itens aqui propostos deverão ser estudados sempre com o viés industrial, onde as características de confiabilidade, integridade, disponibilidade e manutenibilidade são de fundamental importância para o processo produtivo.

É importante ressaltar também que os resultados deste trabalho foram apresentados no congresso **Automining 2020**, organizado pelo GECAMIN de Santiago/Chile, com o artigo intitulado *“Reducing Arc Flash Incident Energy by Decreasing the Arc Detection Transmission Time”*. O evento foi realizado entre os dias 30/11/2020 e 04/12/2020.

# Referências Bibliográficas

- ABNT NBR 16384. *Segurança em eletricidade - Recomendações e orientações para trabalho seguro em serviços com eletricidade*. Norma, Associação Brasileira de Normas Técnicas, Rio de Janeiro, Brasil, 2020.
- ALMEIDA, E. M. D. *Norma IEC 61850 - Novo Padrão em Automação de Subestações*. Tese de Mestrado, Universidade Federal do Ceará, 2011.
- ARAÚJO, M. L. P. *Proposta de Proteção de Sobrecorrente no Âmbito Industrial Através de Comunicação de IEDS Baseados na Norma IEC 61850*. Tese de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, 2016.
- BOYLESTAD, R. L., NASHELSKY, L. *Dispositivos Eletrônicos e Teoria de Circuitos*. São Paulo, Pearson, 2013. ISBN: 9788564574212.
- DIXON, F., YUNAS, M. T., WEDELICH, V., et al.. “Mitigating Arc Flashes Using IEC 61850: Examining a Case at a Chemical and Refining Facility”, *IEEE Industry Applications Magazine*, v. 20, n. 1, pp. 64–69, Jan 2014. ISSN: 1558-0598. doi: 10.1109/MIAS.2013.2282563.
- DUTRA, R. D. S. *IEC 61850 - Comunicação e Automação de Subestações de Energia Elétrica*. Tese de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, 2012.
- IEC 61850-5:2003(E). *Communication network and systems in substations - Part 5: Communication requirements for functions and device models*. Standard, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2003.
- IEC 61850-6:2004(E). *Communication network and systems in substations - Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs*. Standard, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2004.
- IEC 61850-8-1:2004(E). *Communication network and systems in substations - Part 8: Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3*. Standard, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2004.

- IEC TR 61850-1:2003(E). *Communication network and systems in substations - Part 1: Introduction and overview*. Standard, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2003.
- IEEE 1584-2002. *IEEE Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations*. Standard, IEEE Industry Applications Society, New York, USA, 2002.
- LABORATORIES, S. E. *SEL-2440 Discrete Programmable Automation Controller DPAC - Instruction Manual*, 2019. <https://selinc.com/pt/products/2440/docs/>.
- LABORATORIES, S. E. *SEL-751A Feeder Protection Relay - Instruction Manual*, 2018. <https://selinc.com/pt/products/751A/docs/>.
- LACERDA, S. L. M., CARNEIRO, G. H. R. “Dispositivos eletrônicos inteligentes (IED’S) e a norma IEC 61850: União que está dando certo”, *CONNEPI*, 2010.
- MCDONALD, J. D. *Electric Power Substations Engineering*. USA, CRC Press, 2016.
- MEDEIROS, M., BRACARENSE, A., NEGAMI, F., et al.. “Estudo da proteção conferida por diferentes tipos de tecidos contra radiações emitidas pelo arco elétrico na soldagem”. 01 2015. doi: 10.20906/CPS/CON-2016-0441.
- MIRANDA, J. C. *IEC-61850: Interoperabilidade e Intercambialidade entre Equipamentos de Supervisão, Controle e Proteção Através das Redes de Comunicação de Dados*. Tese de Mestrado, Universidade de São Paulo, 2009.
- NFPA 70E. *Standard for Electrical Safety in the Workplace*. Standard, NFPA Standards, Massachusetts, United States, 2018.
- QUEIROZ, A. R. S., SENGER, E. C., DE OLIVEIRA, M. F., et al.. “Reducing Arc Flash Incident Energy Level in an Offshore Gas Production Unit Using Intelligent Electronic Devices—A Case Study”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 51, n. 1, pp. 129–133, Jan 2015. ISSN: 1939-9367. doi: 10.1109/TIA.2014.2347237.
- RESENDE, F. B. *Proteção Elétrica em Subestações: Uma Abordagem Sobre a Energia Incidente*. Tese de Mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, 2016.
- SEL, U. *A5 - Prático com a Norma IEC 61850*. Apostila, Schweitzer Engineering Laboratories, 2017.
- SYSTEMS, C. “Understanding and Configuring VLANs”. <https://www.cisco.com>, 2020. Online; accessed: 28.09.2020.
- SYSTEMS, C. *Cisco Catalyst 2960-S and 2960 Series Switches with Lan Lite Software Data Sheet*, 2014. <https://www.cisco.com/c/en/us/products/>

collateral/switches/catalyst-2960-series-switches/product\_data\_sheet0900aecd806b0bd8.html.

SYSTEMS, C. *Cisco Industrial Ethernet 3000 Layer 2/Layer 3 Series Switches Data Sheet*, 2019. [https://www.cisco.com/c/en/us/products/collateral/switches/industrial-ethernet-3000-series-switches/data\\_sheet\\_c78-440930.html](https://www.cisco.com/c/en/us/products/collateral/switches/industrial-ethernet-3000-series-switches/data_sheet_c78-440930.html).

VARIXX. *Sistema Zygot de Proteção Contra Arco Voltaico - Manual de Instruções*, 2020. <https://www.varixx.com.br>.