

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS**

GABRIEL CARDOSO JORGE

**ESTUDO COMPARATIVO DE SOLUÇÃO CONVENCIONAL E
SOLUÇÃO DIGITAL PARA PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE
TRANSMISSÃO DE 440 KV.**

São Carlos

2019

GABRIEL CARDOSO JORGE

**ESTUDO COMPARATIVO DE SOLUÇÃO CONVENCIONAL E
SOLUÇÃO DIGITAL PARA PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE
TRANSMISSÃO DE 440 KV.**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos

2019

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

Jorge, Gabriel Cardoso
Estudo Comparativo de Solução Convencional e Digital
para Proteção de Sistemas de Transmissão de 440 kV /
Gabriel Cardoso Jorge; orientadora José Carlos de Melo
Vieira Júnior. São Carlos, 2019.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,
2019

1. Digitalização de subestações. 2. Proteção Digital.
3. Proteção de sistemas de transmissão. 4. IEC 61850. I.
Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Gabriel Cardoso Jorge

Título: "Estudo comparativo de solução convencional e solução digital para proteção de sistemas de transmissão de 440 KV"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado

em 04 / 12 / 2019,

com NOTA 8,5 (oito , cinco), pela Comissão Julgadora:

Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - Orientador - SEL/EESC/USP

Prof. Associado Mário Oleskovicz - SEL/EESC/USP

Mestre Antônio Eduardo Ceolin Momesso - Doutorando - SEL/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

*Em memória de meu avô e
padrinho, Alceu Cardoso, pelos
saudosos momentos que passamos na
AFEESC.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao Prof. Dr. José Carlos pela orientação e pela paciência.

Agradeço aos meus companheiros de trabalho da ISA CTEEP por todo o conhecimento compartilhado e pela confiança depositada em mim.

Agradeço aos meus queridos amigos Alceu, André, Bruno A., Bruno M., Daniela e Nelson, que por mim tanto fizeram nestes anos de graduação e sem os quais ela seria impossível.

Agradeço aos meus familiares por todo suporte e carinho, especialmente à Dona Rosa.

Um agradecimento especial à Juliana A., minha companheira nestes últimos cinco anos, por todo o carinho, apoio e incentivo.

RESUMO

JORGE, Gabriel Cardoso. **Estudo comparativo de solução convencional e solução digital para proteção de sistemas de transmissão de 440 kV**. 2019. 75 f. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2019.

Este trabalho tem como objetivo realizar um estudo comparativo entre soluções convencionais e digitais de subestações de sistemas de transmissão de energia elétrica com nível de tensão igual ou superior a 440 kV. A comparação será feita a partir de diagramas construtivos de uma subestação com arranjo disjuntor e meio e do levantamento dos sinais analógicos e digitais necessários para a lógica de proteção dos relés. Os conceitos básicos de proteção são apresentados, assim como os equipamentos presentes na subestação, as normas e os procedimentos que guiam a operação. O processo de elaboração dos diagramas construtivos para proteção de uma subestação de arranjo disjuntor e meio é descrito e são apresentadas propostas de soluções convencional e digital. Por fim, as principais diferenças entre as duas soluções são discutidas e comparadas. A comparação evidencia a superioridade da solução digital devido a maior confiabilidade e a aspectos econômicos, por possibilitar a redução do uso de relés auxiliares e de cabos de cobre.

Palavras-chave: Digitalização de subestações. Proteção digital. Proteção de sistemas de transmissão. IEC 61850.

ABSTRACT

JORGE, Gabriel Cardoso. **Comparative study of conventional and digital solution for 440 kV transmission protection**. 2019. 75 p. Monography (Course Final Report) – University of São Paulo, São Carlos, 2019.

The aim of this work is to conduct a comparative study between conventional and digital solutions for substations of electric power transmission systems with voltage level equal to or greater than 440 kV. The comparison is drawn based on diagrams of a breaker-and-a-half substation and on the listing of the analog and digital signals needed for the relay protection logic. The basic concepts of transmission substation protection are presented, as well as the substation equipment, and the rules and procedures that guide the operation. The process of designing the single line and the three-line diagrams for protection of a breaker-and-a-half substation is described and two solutions, a conventional and a digital one, is presented. Finally, the main differences between the two solutions are discussed and compared. The comparison shows the superiority of the digital solution due to its higher reliability and to economic aspects, as it allows the reduction of the use of auxiliary relays and copper cables.

Keywords: Digital substations. Digital protection. Transmission systems protection. IEC 61850.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Consumo de energia elétrica per capita.....	18
Figura 2 – Arranjos de subestações: (a) barra simples, (b) barra dupla, (c) disjuntor e meio e (d) anel	26
Figura 3 – Subestação de arranjo disjuntor e meio	27
Figura 4 – Níveis hierárquicos em subestações	28
Figura 5 – Zonas de proteção primária.....	29
Figura 6 – Entradas Analógicas da função de distância.....	30
Figura 7 – Tipos de características do relé de distância: (a) impedância, (b) admitância, (c) reatância e (d) quadrilateral	30
Figura 8 – Proteção de distância com transferência direta de disparo (TDD).....	31
Figura 9 – Proteção direcional de sobrecorrente.....	31
Figura 10 – Lógica de ativação da função de sobrecorrente de emergência	32
Figura 11 – Entradas analógicas da função de sobrecorrente de emergência (50/51 E)	33
Figura 12 – End Fault Protection (EFP).....	33
Figura 13 – Logica da proteção de <i>End Fault</i>	34
Figura 14 – <i>Stub Bus</i>	34
Figura 15 – Lógica da proteção de <i>Stub Bus</i>	35
Figura 16 – Lógica da proteção de <i>switch onto fault</i>	36
Figura 17 - Proteção diferencial de linha (87L).....	37
Figura 18 – Weak Infeed	38
Figura 19 – Lógica de Weak End Infeed Protection	38
Figura 20 – Proteção contra sobretensões instantânea e temporizada (59 I e 59 T)	39
Figura 21 – Verificação de sincronismo (25) e religamento automático (79)	40
Figura 22 – Lógica de proteção de falha de disjuntor	41
Figura 23 – Exemplo de operação da proteção de falha disjuntor (50 BF)	41
Figura 24 – Polarização da proteção de falha disjuntor	42
Figura 25 – Proteção de barras concentrada.....	43
Figura 26 – Proteção de barras distribuída	43
Figura 27 – Diagrama simplificado de subestação disjuntor e meio.....	44
Figura 28 – Diagrama unifilar da seção lateral – solução convencional.....	47
Figura 29 – Diagrama unifilar da seção central – solução convencional	48
Figura 30 – Diagrama trifilar do relé de proteção principal da LT1 – solução convencional	50
Figura 31 – Diagrama trifilar do relé de proteção principal da seção AY – solução convencional.....	51
Figura 32 – Distribuição de Polaridades da proteção de linha – solução convencional.....	57
Figura 33 - Diagrama unifilar da seção lateral – solução digital	59

Figura 34 - Diagrama unifilar da seção central – solução digital	59
Figura 35 – Distribuição de polaridade – solução digital.....	60

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Classe de exatidão de TPs e suas respectivas aplicações	24
Quadro 2 – Informações de disjuntores para proteção e controle do <i>bay</i> da LT1	52
Quadro 3 - Informações dos disjuntores para proteção e controle do <i>bay</i> central	53
Quadro 4 - Informações de chaves seccionadoras e lâmina terra para proteção e controle da LT1	54
Quadro 5 - Informações das chaves seccionadoras e lâminas-terra para proteção e controle do <i>bay</i> central	55

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Entradas analógicas dos relés de proteção principal das linhas	45
Tabela 2 - Entradas analógicas dos relés de proteção alternada das linhas	45
Tabela 3 - Entradas analógicas dos sistemas de proteção do <i>bay</i> central.....	46
Tabela 4 - Lista de cabos de tensão do pátio à sala de relés.....	63
Tabela 5 – Lista de cabos de tensão entre IEDs	63
Tabela 6 – Lista de cabos de corrente do pátio à casa de relés.....	64
Tabela 7 – Lista de cabos de corrente entre IEDs.....	65
Tabela 8 - Lista de cabos de supervisão de disjuntor entre o pátio e a casa de relés	65
Tabela 9 - Lista de cabos de supervisão de disjuntor entre IEDs	66
Tabela 10 - Lista de cabos de supervisão de chaves seccionadoras e lâminas-terra entre o pátio e a casa de relés	66
Tabela 11 - Lista de cabos de supervisão de chaves seccionadoras e lâminas terra entre IEDs	67
Tabela 12 – Lista de cabos de tensão para solução digital	67
Tabela 13 - Lista de cabos de corrente para solução digital	68
Tabela 14 – Lista de cabos de supervisão de disjuntor para solução digital	68
Tabela 15 - Lista de cabos de supervisão de chaves seccionadoras e lâminas-terra para solução digital	69
Tabela 16 – Lista de cabos ópticos	69

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANSI – *American National Standards Institute*
BP – Barramento de Processo
BF – *Breaker Failure* (BF)
IDH – Índice de Desenvolvimento Humano (IDH)
EFP – *End Fault Protection*
GIS – *Gas Insulated Substation*
GOOSE – *Generic Object-Oriented Substation Event*
IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*
IED – *Intelligent Electronic Device*
IHM – Interface homem/máquina
IEA - *International Energy Agency*
LT – Linhas de transmissão (LT)
MU – *Merging Unit*
NOS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
QDCC - Quadros de Distribuição de Corrente Contínua
RDP - Registrador Digital de Perturbação
SV – *Sampled Value*
SAS – Sistema de Automação de Subestações
SMF – Sistema de Medição para Faturamento
SEP – Sistema Elétrico de Potência
SIN – Sistema Interligado Nacional
STB – *Stub Bus Protection*
SOTF – *Switch onto Fault*
TDD – Transferência Direta de Disparo
TC – Transformadores de Corrente
TP – Transformadores de Potencial
UC – Unidade de Controle
UP – Unidade de Proteção
UPA – Unidade de Proteção Alternada
UPCA – Unidade de proteção alternada e controle
UPP – Unidade de Proteção Principal
U COM – Unidades de Comunicação
UCS – Unidades de Controle da Subestação
WEI – *Weak End Infeed*

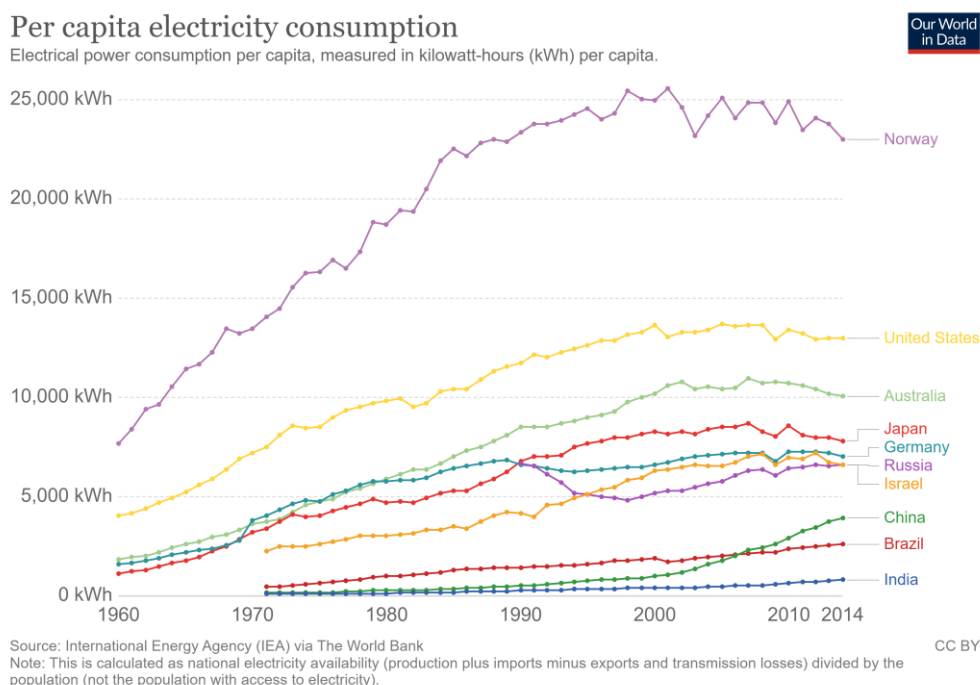
SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	Objetivos	19
1.2	Estrutura do Trabalho	19
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	22
2.1	Procedimentos e Normas	22
2.1.1	Procedimentos de Rede.....	22
2.1.2	Norma IEC 61850	22
2.2	Equipamentos	22
2.2.1	Transformadores de medição.....	23
2.2.2	Disjuntor	24
2.2.3	Chave seccionadora e lâmina-terra	24
2.2.4	Para-raios.....	24
2.2.5	Relés digitais	24
2.2.6	<i>Merging Units</i>	25
2.3	Configurações de Operação de Subestações	25
2.4	Sistema de Automação de Subestações	27
2.5	Proteção	28
2.5.1	Zonas de Proteção.....	28
2.5.2	Proteção de Linhas de Transmissão.....	29
2.5.3	Verificação de sincronismo e religamento automático	39
2.5.4	Proteção para falha de disjuntor – <i>Breaker Failure</i> (BF)	40
2.5.5	Proteção de barramento	42
3	SUBESTAÇÃO CONVENCIONAL	44
4	SUBESTAÇÃO DIGITAL	58
5	CONCLUSÕES	72

1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento socioeconômico dos países está intrinsecamente ligado à disponibilidade de energia elétrica. A Figura 1 mostra o padrão de consumo per capita desta energia em alguns países. Como pode ser visto, a Noruega, detentora do maior Índice de Desenvolvimento Humano (IDH), possui o maior consumo de energia elétrica por habitante dentre os países listados. Países desenvolvidos, como Estados Unidos da América, Alemanha e Japão, também possuem consumo elevado. Em patamares mais baixos, encontram-se os países emergentes, como Brasil, Índia, China e Rússia, com tendência de crescimento do consumo de energia elétrica por habitante.

Figura 1 – Consumo de energia elétrica per capita



Fonte: Our World in Data (2019).

O aumento da demanda de energia elétrica obriga a ampliação do parque gerador, a evolução das redes de transmissão e distribuição de energia elétrica e a aplicação de novas e mais confiáveis tecnologias para a proteção e controle do Sistema Elétrico de Potência (SEP). Novas tecnologias são criadas constantemente e aos poucos são incorporadas às práticas da engenharia para atender às necessidades do mercado e conferir ao SEP maior confiabilidade.

Na década de 60, iniciaram-se os debates sobre proteção digital. Contudo esta aplicação ainda era inviável em função do alto custo e da baixa capacidade de processamento dos computadores da época, incompatíveis com as altas velocidades requeridas pelas funções de proteção. Na década seguinte, com os avanços tecnológicos na área da computação, foram permitidas as primeiras aplicações de relés digitais. No presente, todos os novos projetos de subestação já possuem tecnologia de proteção digital

e, aos poucos, os relés eletromecânicos e de estado sólido, ainda presentes em subestações antigas, são substituídos por relés digitais. Dentre as vantagens promovidas pela proteção digital, destacam-se: redução de custos, aumento da confiabilidade e capacidade de auto diagnose, integração digital, flexibilidade funcional e possibilidade de implementação de novas técnicas para localização de faltas (COURY, OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2011).

Concomitantemente à digitalização da proteção dos SEPs, surgiram as subestações isoladas a gás (*Gas Insulated Substations* - GISs). Esta tecnologia foi impulsionada pela necessidade de reduzir a área ocupada por subestações próximas a grandes centros urbanos, em que o preço da unidade de área costuma ser alto. O isolamento a gás, além de promover a compactação dos pátios de manobra das subestações, melhora o desempenho, aumenta a vida útil e diminui a necessidade de manutenção dos equipamentos primários da subestação (chaves seccionadoras, lâminas-terra, disjuntores e transformadores de medição) (HENDERSON, 2019; FROTIN, 2013).

Orientado pela norma IEC 61850 - *Communication networks and systems for power utility automation*, o foco atual é a digitalização das subestações. Esta norma foi criada para padronizar a comunicação entre os diversos equipamentos que possam integrar o Sistema de Automação de Subestações (SAS). A conversão do analógico para o digital é feita pela *Merging Unit* (MU), equipamento que colhe os sinais analógicos de tensão e de corrente dos transformadores de medição, os converte em sinais amostrados (*Sampled Values* – SVs) e os publica na rede ethernet de comunicação conforme a norma IEC 61850. A digitalização das subestações permite a interoperabilidade entre os diversos *Intelligent Electronic Devices* (IEDs) que compõem o sistema de proteção, controle e supervisão das subestações (HUNT; FLYNN; SMITH, 2019; MU320..., 2019).

1.1 Objetivos

Visando compreender melhor as vantagens e desvantagens de subestações digitais e convencionais, este trabalho de conclusão de curso propõe um estudo comparativo entre estas duas soluções. Tal comparação será feita através de projetos básicos que contemplarão diagramas unifilares da subestação, trifilares de polarização dos relés e lista de sinais analógicos e digitais que devem ser considerados nas lógicas das funções de proteção.

Para fornecer subsídios para o desenvolvimento dos projetos básicos, ao longo da revisão bibliográfica serão revisados os requisitos mínimos para o sistema de proteção da Rede Básica, apresentadas as funções de proteção e suas lógicas, bem como os equipamentos primários e configurações de operação das subestações.

1.2 Estrutura do Trabalho

O presente trabalho possui a seguinte estrutura:

- Capítulo 2 – destinado a apresentar, de maneira sucinta, os Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), onde são determinados os requisitos básicos para operação das instalações de transmissão de energia elétrica e a norma IEC 61850, que viabiliza

a digitalização das subestações. Após estas breves apresentações, serão abordados os equipamentos de pátio, as configurações de operação de subestações e os níveis hierárquicos do SAS. Por fim, serão revisados os requisitos mínimos para proteção e controle de linhas de transmissão (LTs), de barramentos e de disjuntores.

- Capítulo 3 – neste capítulo são apresentadas as características da subestação convencional, em que a comunicação entre o nível de processo e de vão é realizada através de cabos de cobre e, devido ao elevado número de entradas binária, são necessários relés eletromecânicos para auxiliar o IED de proteção.
- Capítulo 4 – seção do trabalho em que são apresentadas as características da subestação digital. Neste capítulo serão destacadas as diferenças entre ambas as soluções abordadas e apresentadas as vantagens e desvantagens da subestação digital se compara à convencional.
- Capítulo 5 – neste capítulo são feitas as considerações finais e apontadas as contribuições do presente trabalho.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Para compreender as diferenças entre subestações convencionais e digitais, é necessário entender o funcionamento do que é comum para ambas as aplicações. Portanto a revisão bibliográfica busca apresentar quais são os equipamentos primários, as configurações de operação e os requisitos básicos para os sistemas de proteção e controle de subestações da Rede Básica. Nesta seção também serão apresentados, de forma breve, a norma IEC 61850, as MUs e os níveis hierárquicos do SAS.

2.1 Procedimentos e Normas

Para desenvolver o presente trabalho, houve necessidade de estudo dos Procedimentos de Rede do ONS, em que são definidas as regras de operação de sistemas elétricos pertencentes à Rede Básica. Além destes procedimentos, há de se destacar a norma IEC 61850, cuja principal função é padronizar a comunicação entre os diversos equipamentos contidos nos três níveis hierárquicos do SAS e possibilitar, desta forma, a digitalização das subestações.

2.1.1 Procedimentos de Rede

É atribuição do ONS definir quais as regras para a operação das instalações de transmissão com nível de tensão acima de 230 kV, ou seja, da Rede Básica. Tais regras são apresentadas nos Procedimentos de Rede do ONS. O presente trabalho abordará de forma mais específica o submódulo 2.6 (ONS, 2016), em que são definidos os requisitos mínimos para os sistemas de proteção, controle, registro de perturbações e teleproteção.

2.1.2 Norma IEC 61850

A IEC 61850 foi criada para padronizar a comunicação entre os diversos equipamentos que possam integrar o SAS. Antes desta norma, havia a utilização de diversos protocolos de comunicação, sendo alguns deles proprietários, em uma mesma subestação, o que impossibilitava a interoperabilidade entre equipamentos de fabricantes distintos. A norma IEC 61850 confere, ao sistema de proteção, controle e supervisão de subestações, interoperabilidade, ou seja, capacidade de um equipamento receber e interpretar semântica e sintaticamente informações oriundas de outros equipamentos sem que haja a necessidade de um conversor de protocolos. Também confere intercambialidade ao sistema, ou seja, a substituição de um equipamento não obriga a troca de outros para que seja mantida a compatibilidade de comunicação (CHEMIN NETO, 2008; MIRANDA, 2009).

2.2 Equipamentos

O presente trabalho propõe duas soluções para a comunicação entre o nível de processo e o nível de *bay* de uma subestação. Para tanto é necessário saber quais são os equipamentos que compõem cada um destes níveis hierárquicos do SAS e quais as suas funções. Esta seção, portanto, visa apresentar quais os principais equipamentos que compõe os níveis de processo e de *bay*, bem como suas principais funções.

2.2.1 Transformadores de medição

Os transformadores de corrente (TCs) e os de potencial (TPs) são equipamentos utilizados para reduzir tensões e correntes em níveis adequados para que os equipamentos de proteção, controle e medição façam uso dessas informações (BAYLISS; HARDY, 2007).

2.2.1.1 Transformador de corrente

Equipamento que reduz proporcionalmente a corrente do enrolamento primário para o secundário (1A ou 5A) sem que haja alteração no ângulo de fase. Além disso, também é responsável pela isolação entre o circuito primário e secundário, onde conectam-se os equipamentos de proteção, controle e medição (KINDERMANN, 2005).

O primário do TC é ligado em série com o circuito de alta-tensão e deve possuir baixas resistência e impedância, portanto possuem fios grossos e poucas espiras. Existem dois tipos de TC: os de alta reatância, que possuem bobina primária enrolada no núcleo magnético, e os de baixa reatância ou tipo bucha, em que o primário é apenas uma barra que atravessa o núcleo do TC (FROTIN, 2013).

Em TCs com três enrolamentos, é uma prática comum separar o primeiro (1S) para medição. Em TCs com seis enrolamentos, costuma-se separar os dois primeiros (1S e 2S) para o mesmo propósito. Os enrolamentos destinados à medição devem manter a precisão para correntes nominais e sua classe de exatidão pode ser de 0,3 – 0,6 – 1,2 pela *American National Standards Institute* (ANSI). Já os enrolamentos de proteção devem ser precisos para correntes de curto-circuito, que podem ser 20 vezes maiores que a corrente nominal e possuem classe de exatidão de 5 ou 10 (KINDERMANN, 2005; FROTIN, 2016).

2.2.1.2 Transformador de potencial

Equipamento que reduz proporcionalmente a tensão nominal da linha ou da barra para o secundário, normalmente 115 V. Além disso, também é responsável por isolar os equipamentos de medição, controle e proteção do sistema de alta tensão (FROTIN, 2013).

Em sistemas com tensão nominal maior que 69 kV, os TPs devem ser associados a divisores capacitivos, cuja função primordial é diminuir a tensão primária para que seja possível a utilização de um TP indutivo. Também são utilizados para o acoplamento de receptores e transmissores de *carrier*¹ (KINDERMANN, 2005).

Assim como os transformadores de corrente, os TPs também possuem classes de exatidão distintas para aplicações diferentes, conforme mostrada no Quadro 1.

¹ Receptores e transmissores de *carrier* permitem o recebimento e envio de sinais que contêm dados do sistema elétrico através da própria linha de transmissão (KINDERMANN, 2005).

Quadro 1 – Classe de exatidão de TPs e suas respectivas aplicações

Classe de Exatidão	Aplicação
0,1%	Calibração de equipamentos em laboratórios.
0,3%	Medição de grandezas para fins de faturamento
0,6%	Medição de grandezas sem finalidade de faturamento, apenas para o acompanhamento das condições operativas do sistema
1,2%	Relé de proteção
3,0%	Em TPs com ligação em Δ aberto para a proteção residual de defeitos fase-terra.

Fonte: Adaptado de Kindermann (2005).

2.2.2 Disjuntor

Os disjuntores são responsáveis por isolar um circuito com carga em situação de falta ou para manutenção, abrindo o circuito quando a corrente está próxima de zero. O comando de ligar ou desligar o disjuntor é feito pelo relé, porém em situações emergenciais pode ser comandado local ou remotamente por um operador (COURY, OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2011).

2.2.3 Chave seccionadora e lâmina-terra

As chaves seccionadoras, ao contrário dos disjuntores, não têm câmara de extinção de arco voltaico, portanto devem operar sem carga. São equipamentos mecânicos que separam os terminais do circuito de potência após a extinção da corrente pelo disjuntor. As lâminas-terra, por sua vez, possuem função de aterramento de elementos para possibilitar a manutenção (FROTIN, 2013).

2.2.4 Para-raios

O SEP está sujeito a sobretensões, que podem ser causadas por faltas internas ou por descargas atmosféricas. Os para-raios são supressores de surto de tensão que realizam parte da proteção contra sobretensão. Tais dispositivos, em condições normais, operam como um circuito aberto. Porém, quando há uma sobretensão, circula pelos resistores não lineares do dispositivo uma corrente, o que impede que a tensão em seus terminais exceda um valor pré-estipulado (FROTIN, 2013).

2.2.5 Relés digitais

Com a diminuição do tamanho, preço e custo dos computadores e o aumento da capacidade de processamento, os relés digitais tornaram-se uma opção viável para a proteção do sistema elétrico de potência. Estes equipamentos trouxeram os seguintes benefícios: diminuição do custo, auto checagem, confiabilidade, integração do sistema e ambiente digital, flexibilidade e possibilidade de implementação de novas técnicas para detectar e localizar faltas (PHADKE; THORP, 2009; COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2011).

Os relés devem possuir as seguintes características funcionais (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2011):

- Sensibilidade: perceber condição anormal do sistema elétrico;
- Seletividade: desligar a menor porção possível do sistema para isolar a falta ou defeito;
- Velocidade de atuação: rápida percepção da falta e atuação para isolá-la;
- Confiabilidade: alta probabilidade de atuar corretamente.

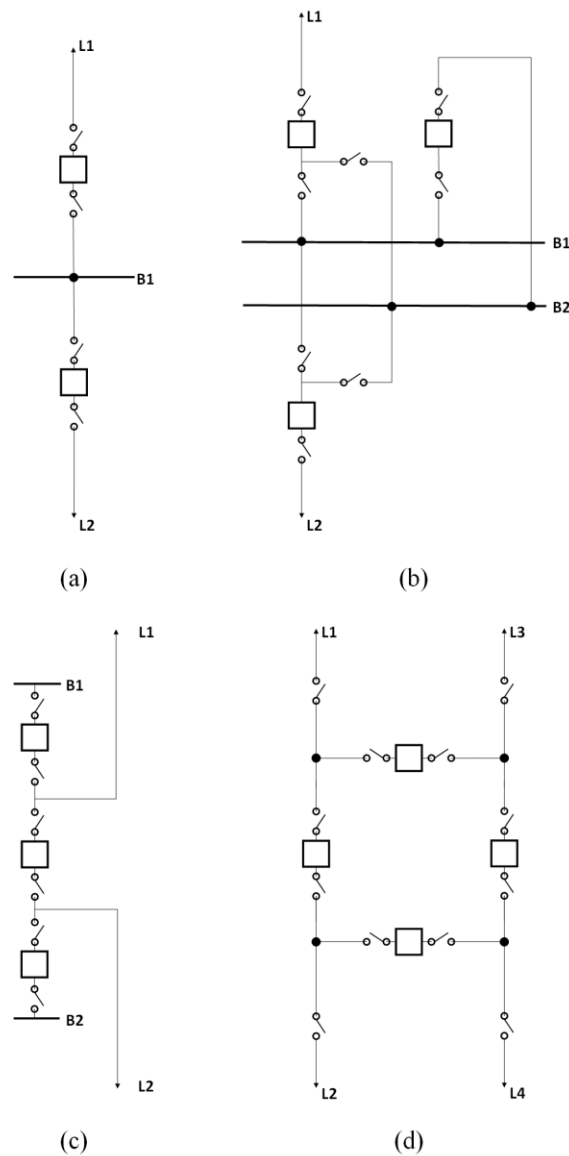
2.2.6 Merging Units

As MUs são equipamentos utilizados em subestações digitais e constituem a interface entre o meio analógico e o digital. São IEDs responsáveis por colher os sinais analógicos de corrente e de tensão oriundos dos TCs e TP e convertê-los em SVs. Utilizam mensagens do tipo *Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE)* para transmitir rapidamente informações de alta prioridade. Assim como os SV, mensagens GOOSE possuem padrão *multicast* de endereçamento (*one to many*), ou seja, são mensagens publicadas sem endereçamento específico na rede de comunicação e o IED que necessitar desta informação, a adquire diretamente da rede (OMICRON, 2019).

2.3 Configurações de Operação de Subestações

Subestações são o ponto de encontro do sistema de transmissão de energia elétrica, em que linhas se conectam através de barramentos. Portanto são um ponto crítico do sistema elétrico de potência (BAYLISS; HARDY, 2007). O tipo de arranjo de subestação escolhido, é fundamental para o sistema elétrico. Existem, de forma simplificada, quatro tipos de arranjos de subestações, são eles: barra simples, barra dupla, disjuntor e meio e anel (FROTIN, 2013; BAYLISS; HARDY, 2007), conforme mostra a Figura 2.

Figura 2 – Arranjos de subestações: (a) barra simples, (b) barra dupla, (c) disjuntor e meio e (d) anel



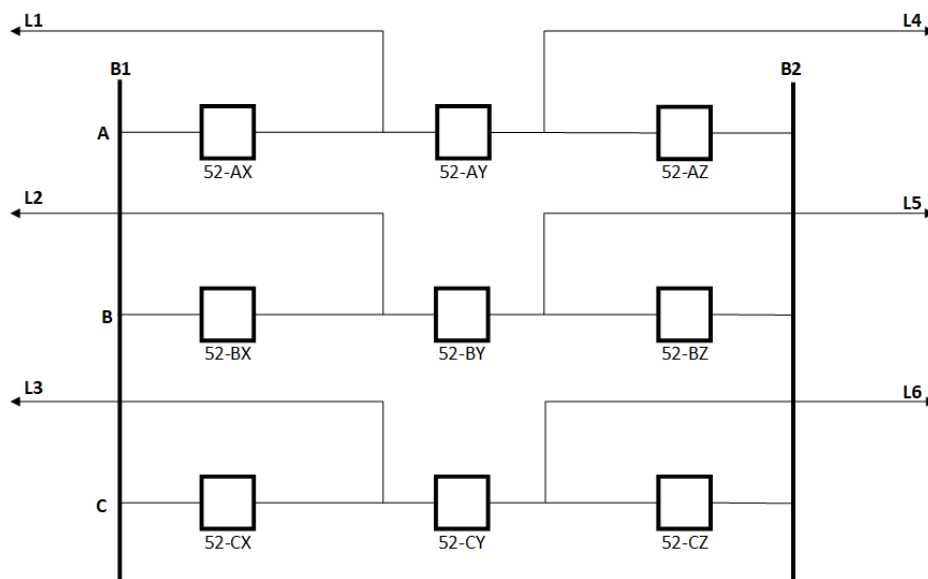
Fonte: Imagem adaptada de Frotin (2013).

O arranjo disjuntor e meio é largamente utilizado em subestações com classe de tensão iguais ou superiores a 440 kV, portanto o presente trabalho propõe-se a analisar a proteção de subestações com esse tipo de configuração. Apesar de ser um dos modelos mais caros de subestação, o investimento pode ser compensado pela confiabilidade (BAYLISS; HARDY, 2007), haja vista que os agentes de transmissão no Brasil são pagos por disponibilidade de energia.

A Figura 3 apresenta um diagrama simplificado de uma subestação disjuntor e meio com três travessões (A, B e C). Cada travessão é dividido em duas seções laterais (X e Z) e uma seção central (Y). Os disjuntores foram numerados conforme a ANSI. Ao analisar possíveis faltas neste sistema, fica evidenciada a confiabilidade desta configuração de operação. Por exemplo:

- Se houver uma falta no barramento 1 (B1), a proteção de barras abrirá todos os disjuntores conectados a ele, ou seja, 52-AX, 52-BX e 52-CX. Porém não haverá perda de nenhuma linha de transmissão (LT);
- Se houver uma falta na linha 1 (L1), os disjuntores 52-AX e 52-AY abrirão, bem como o terminal oposto da L1. As demais linhas permanecerão operando normalmente (KINDERMANN, 2008).

Figura 3 – Subestação de arranjo disjuntor e meio

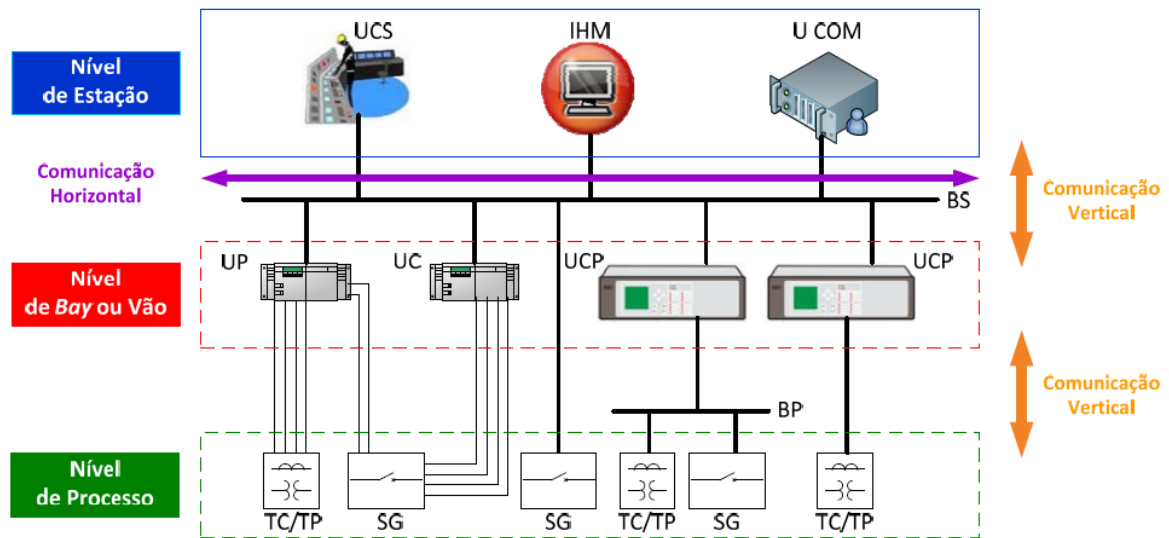


Fonte: Imagem adaptada de Kindermann (2008)

2.4 Sistema de Automação de Subestações

O SAS é dividido em três níveis hierárquicos: de processo, de vão (ou *bay*) e de estação. O primeiro deles é formado pelos equipamentos de pátio – TC, TP, disjuntor e chave seccionadora (SG). O nível de *bay* é composto pelos IEDs de proteção e controle – unidade de proteção (UP), unidade de controle (UC) e unidade de controle e proteção (UCP). O nível hierárquico mais alto realiza o controle e a supervisão da subestação e é composto por unidades de controle da subestação (UCS), unidades de comunicação (U COM) e interface homem/máquina (IHM). Em subestações digitais, a comunicação entre os níveis hierárquicos é feita conforme a norma IEC 61850. A rede ethernet que comunica o nível de processo e de vão chama-se barramento de processo (BP). Já a rede entre o nível de vão e de estação é chamada de barramento de estação (BS), conforme mostrado na Figura 4 (CHEMIN NETO, 2008; MIRANDA, 2009).

Figura 4 – Níveis hierárquicos em subestações



Fonte: Miranda (2009).

2.5 Proteção

Nesta seção são abordados aspectos de proteção de linhas, barras e disjuntores. Inicialmente são apresentadas as diversas áreas de proteção do SEP e o conceito de zonas de proteção instantânea e temporizada. Os demais itens desta seção visam revisar o funcionamento de operação das funções de proteção requisitadas pelo submódulo 2.6 do Procedimento de Rede (ONS, 2016) para subestações com arranjo disjuntor e meio.

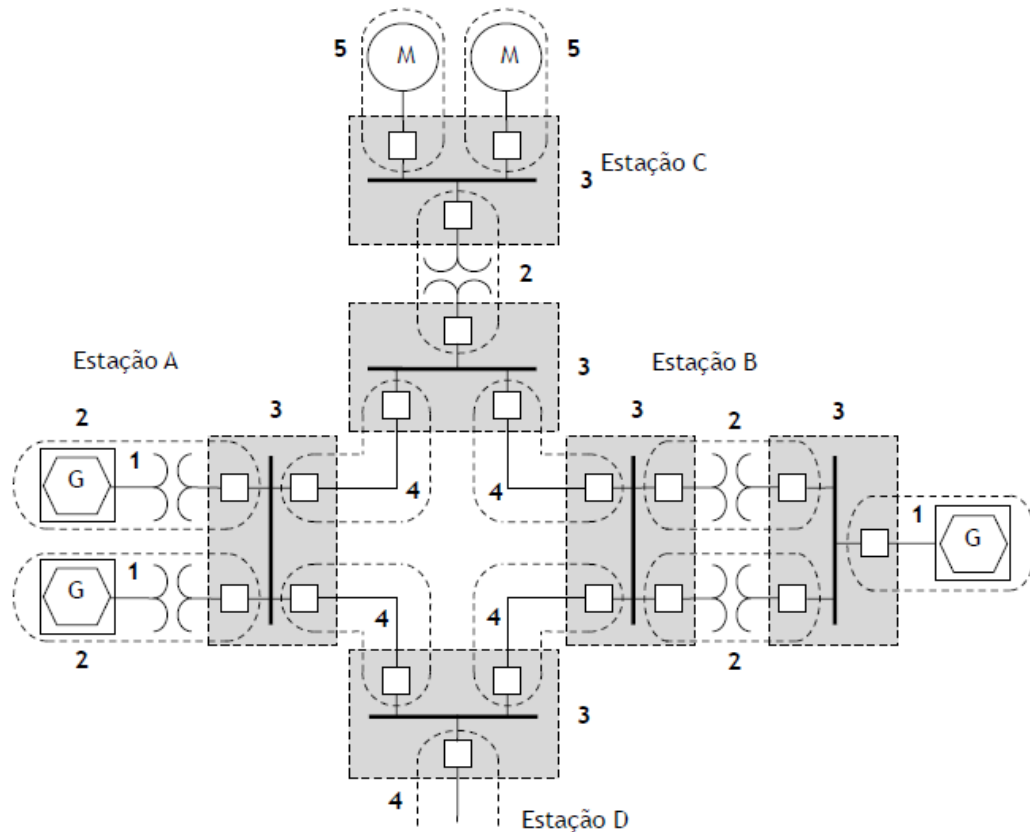
2.5.1 Zonas de Proteção

A proteção do SEP é feita através de zonas para que, quando houver uma falta, seja isolada a menor porção possível do sistema elétrico. Estas zonas são áreas em que os relés enxergam que devem operar de forma instantânea, caso seja zona primária, ou temporizada, para as demais zonas. A proteção deve garantir que todos os elementos do sistema de transmissão estejam dentro de pelo menos uma zona, devendo haver sobreposição para alguns deles (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2011; KINDERMANN, 2006).

A Figura 5 mostra as zonas de proteção primária dos seguintes elementos:

- Proteção de geradores;
- Proteção de transformadores;
- Proteção de barramentos;
- Proteção de linhas de transmissão;
- Proteção de motores.

Figura 5 – Zonas de proteção primária



Fonte: Coury, Oleskovicz e Giovanini (2011).

2.5.2 Proteção de Linhas de Transmissão

O Submódulo 2.6 do Procedimento de Rede (ONS, 2016) define, na seção 6.2, os requisitos mínimos para os sistemas de proteção de linhas de transmissão. Neste trabalho, serão abordadas as funções e lógicas necessárias, explicando suas motivações. A ANSI também foi adotada para a numeração das funções de proteção.

2.5.2.1 Função de distância (21)

O Procedimento de Rede do ONS define como obrigatória a função de distância (21/21 N) para a detecção de faltas entre fases e fase-terra, com temporizadores independentes por zona (ONS, 2016).

A função de distância, com informações de tensão e corrente, calcula a impedância da linha que protege. Como a impedância da LT é proporcional ao seu comprimento, é possível determinar o ponto onde ocorreu a falta (NETWORK..., 2002). Portanto as entradas analógicas necessárias para a proteção de distância são tensão e corrente de fase - Figura 6.

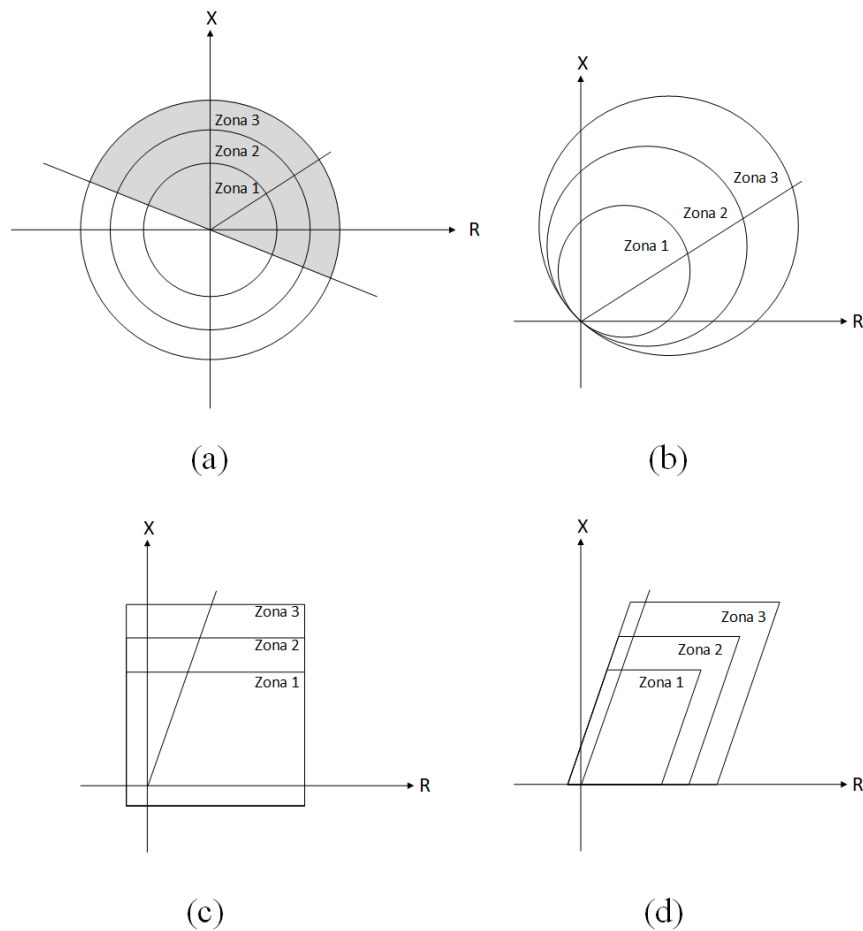
Figura 6 – Entradas Analógicas da função de distância



Fonte: Imagem adaptada de Kindermann (2005)

Os principais tipos de função de distância são: impedância, admitância (mho), reatância e quadrilateral. Sendo a última uma opção possibilitada pela digitalização dos relés (Figura 7). Atualmente formas mais complexas podem ser utilizadas, mesclando os diversos tipos de características para um melhor desempenho e adaptação ao sistema elétrico (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2011).

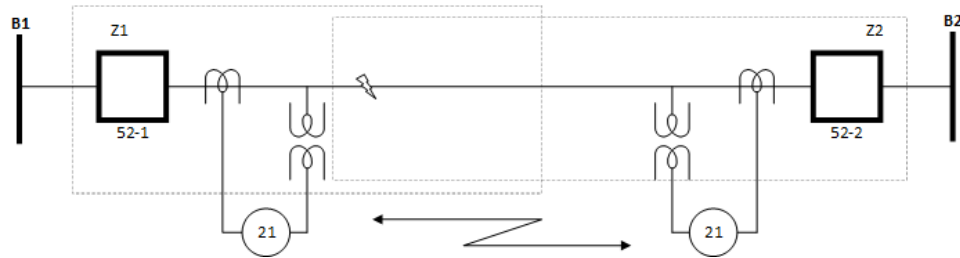
Figura 7 – Tipos de características do relé de distância: (a) impedância, (b) admitância, (c) reatância e (d) quadrilateral



Fonte: Imagens adaptadas de Coury, Oleskovicz e Giovanini (2011).

A função de distância (21) pode ser utilizada em conjunto com esquema de teleproteção de Transferência Direta de Disparo (TDD). Esta associação é feita para evitar que a proteção localizada no terminal oposto da LT, para faltas em segunda zona, demore de 0,4 a 0,6 segundos para atuar. O terminal que enxerga a falta em primeira zona abrirá instantaneamente e enviará o TDD para o terminal remoto (oposto) fazer o mesmo (ONS, 2011; IEEE, 2009), conforme Figura 8.

Figura 8 – Proteção de distância com transferência direta de disparo (TDD)



Fonte: Imagem adaptada de IEEE (2015)

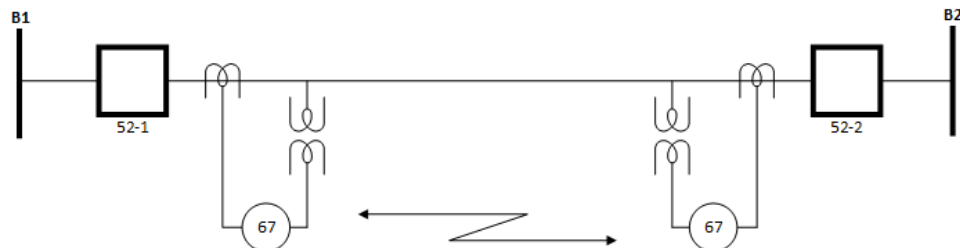
2.5.2.2 Função de sobrecorrente direcional (67)

Na seção 6.2.1.7 – (b) do Procedimento de Rede do ONS, é definido como essencial o uso da função sobrecorrente direcional residual (67 N) e/ou de sequência negativa (67 Q), com unidades instantânea e temporizada (ONS, 2016).

Em sistemas elétricos radiais, a proteção com relés de sobrecorrente é efetiva. Porém, para sistemas malhados, como é o caso do Sistema Interligado Nacional (SIN), a função de sobrecorrente sozinha é inviável. Para conferir característica radial a ela, utiliza-se a função direcional, o que possibilita a detecção, não só da sobrecorrente, mas também da sua direção (KINDERMANN, 2005; COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2011).

Assim como a função de distância, as entradas analógicas para a função de sobrecorrente direcional são as tensões e correntes por fase da LT (Figura 9).

Figura 9 – Proteção direcional de sobrecorrente



Fonte: Imagem adaptada de IEEE (2015)

A função direcional de linha também pode utilizar esquema de teleproteção de TDD. Na seção 6.2.1.9 – (c) do Procedimento de Rede (ONS, 2016), é determinado que o esquema de teleproteção selecionado deverá ter canal independente do utilizado para as proteções de distância.

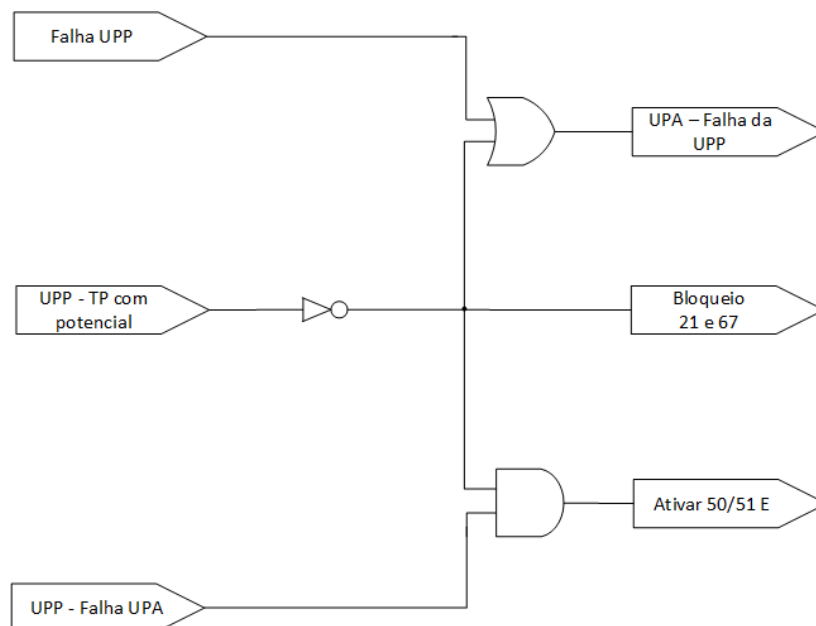
2.5.2.3 Sobrecorrente de emergência (50/51 E)

O Procedimento de Rede exige função para a detecção de perda de potencial para bloqueio de operação e alarme das funções que dependem de informação do TP (ONS, 2016 em Submódulo 2.6 – 6.2.1.7 – (c)).

Como visto nas subseções 2.5.2.1 e em 2.5.2.2 do presente trabalho, as funções de distância e de sobrecorrente direcional necessitam de informações oriundas do TP da LT. Caso não haja potencial no enrolamento do TP que polariza o relé, ambas as funções deverão ser bloqueadas.

O Procedimento de Rede do ONS define, para a Rede Básica, que a proteção deve ser redundante. Para tanto são utilizadas unidades de proteção principal (UPP) e alternada (UPA) idênticas e que atuam simultaneamente (ONS, 2016). Caso haja a perda de potencial dos enrolamentos que polarizam a UPP e a UPA, deve ser ativada a proteção de sobrecorrente de emergência (50/51 E) e bloqueadas todas as funções direcionais e de distância (ONS, 2011). Uma possível lógica para a ativação da função 50/51 E é mostrada na Figura 10, em que, mediante falha da UPP ou perda de potencial do enrolamento do TP que a polariza, as funções direcionais e as de distância são bloqueadas e é enviado um sinal à UPA avisando a falha da proteção principal. Neste cenário, se a UPP receber aviso de falha da UPA, a função 50/51 E é ativada.

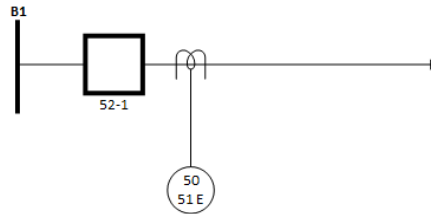
Figura 10 – Lógica de ativação da função de sobrecorrente de emergência



Fonte: Elaboração própria.

A função de sobrecorrente instantânea e temporizada de emergência (50/51 E) possui, como entradas analógicas, as correntes de fase do TC da Linha (Figura 11).

Figura 11 – Entradas analógicas da função de sobrecorrente de emergência (50/51 E)

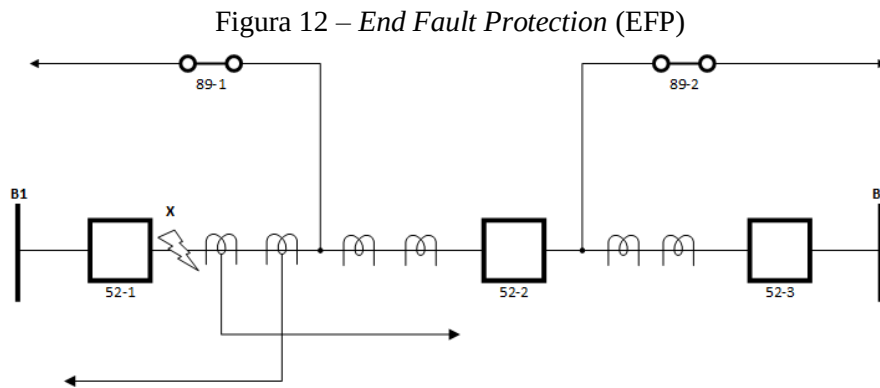


Fonte: Imagem adaptada de Horowitz; Phadke; Niemira (2014)

2.5.2.4 End Fault Protection (EFP)

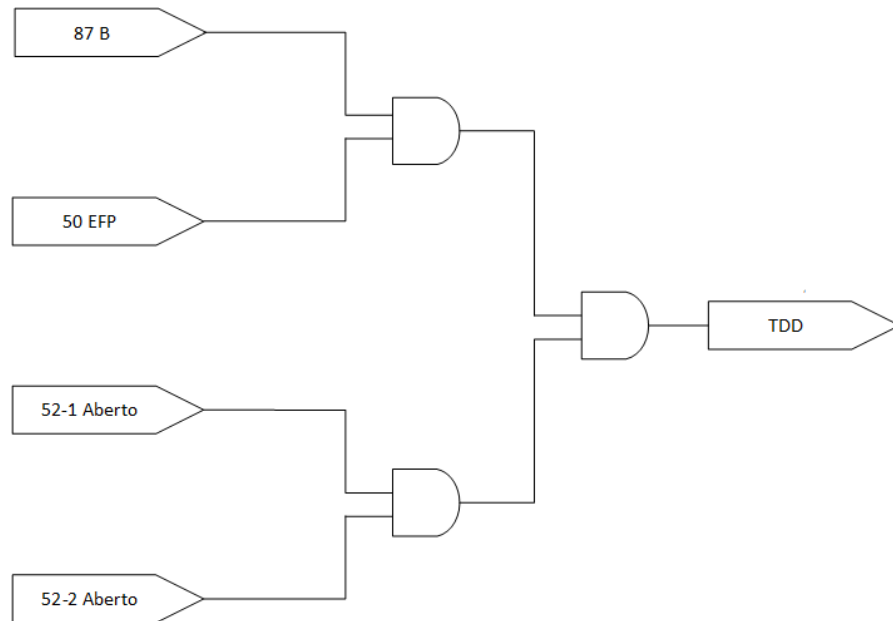
Nas seções 6.1.4 e 6.2.1.7 – (d) do Procedimento de Rede (ONS, 2016), é determinada a obrigatoriedade de proteção em eventuais zonas mortas, ou seja, zonas em que não há qualquer tipo de proteção. Uma das funções utilizadas para atender a este requisito é a proteção de *End Fault*.

Por exemplo, caso haja uma falta em “X” no esquema da Figura 12, a proteção de barras tentará abrir o disjuntor 52-1. Porém a falta não seria isolada, apenas deixaria de ser alimentada através de B1. Para isolar a falta é necessário abrir não só o disjuntor 52-1, mas também o 52-2 e os disjuntores do terminal oposto da LT. Após esta operação, a chave seccionadora da LT (89-1) pode ser aberta.



Fonte: Imagem adaptada de IEEE (2009)

A EFP, também conhecida como proteção de zona morta, é utilizada para isolar rapidamente faltas que ocorram entre o disjuntor e o TC da linha. A lógica para a EFP utiliza informações de disjuntores abertos (52-1 e 52-2), sobrecorrente instantânea (50) e atuação da proteção diferencial de barra (87B) (IEEE, 2009). Se houver atuação da proteção diferencial de barras (87B), detecção de sobrecorrente e os disjuntores central e lateral (52-1 e 52-2) estiverem abertos, o relé deverá comandar o envio de TDD para o terminal remoto da LT (Figura 13).

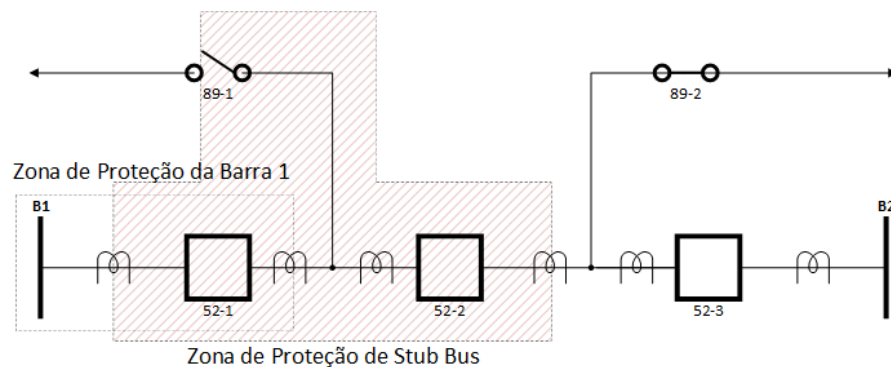
Figura 13 – Logica da proteção de *End Fault*

Fonte: Elaboração própria.

2.5.2.5 *Stub Bus Protection (STB)*

O Procedimento de Rede determina, para subestações com arranjo disjuntor e meio e anel, que o sistema de proteção de linhas de transmissão deve possuir lógica para detecção de faltas no trecho de LT que permanece energizado quando a chave isoladora da LT está aberta e seus disjuntores fechados (ONS, 2016 em Submódulo 2.6 – 6.2.1.7 – (e)).

Em subestações com este tipo de configuração operacional, é uma prática comum, após isolar a linha para manutenção, fechar os disjuntores para reestabelecer a conexão entre as barras. *Stub bus* trata-se da área entre os TCs e a chave seccionadora aberta da LT, conforme mostrado na Figura 14.

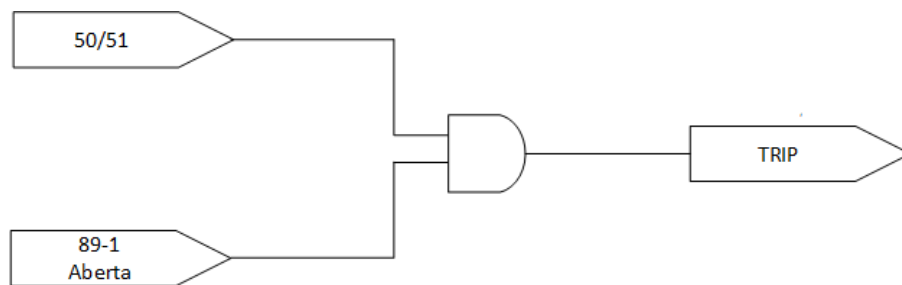
Figura 14 – *Stub Bus*

Fonte: Imagem adaptada de IEEE (2009)

Caso haja falta nesta área, não haverá atuação da proteção de distância nem da proteção de sobrecorrente direcional, uma vez que ambas dependem da polarização do TP da linha, que estará isolado.

Para a STB, pode-se utilizar a função de sobrecorrente instantânea (50) e/ou temporiza (51) associada à informação da posição da chave seccionadora da linha (89-1), conforme Figura 15. Caso as proteções de sobrecorrente sejam sensibilizadas e a chave seccionadora da linha estiver aberta, o relé enviará comando de abrir para os dois disjuntores da linha (IEEE, 2009).

Figura 15 – Lógica da proteção de *Stub Bus*.



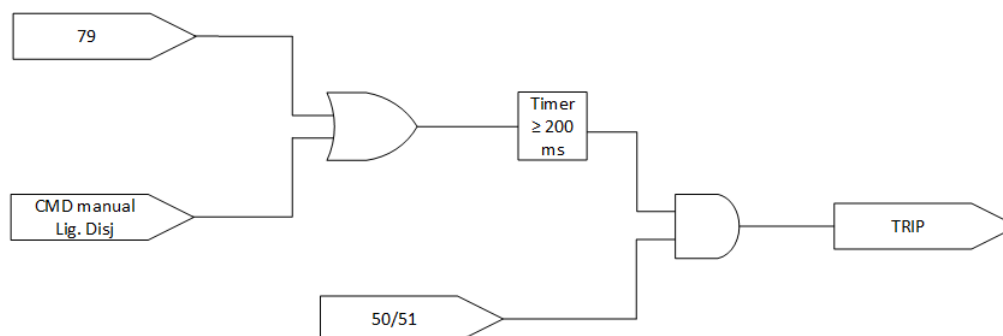
Fonte: Elaboração própria.

2.5.2.6 Switch onto Fault (SOTF)

Na seção 6.2.1.7 do Procedimento de Rede (ONS, 2016), é determinada a obrigatoriedade da função de detecção de faltas que ocorram durante a energização da linha.

Quando os disjuntores da linha estão abertos, não há polarização das funções 21 e 67 pelo TP e nem tensão de memória. Caso haja uma falta no instante do religamento, tais proteções não operarão corretamente. Por este motivo, utiliza-se um esquema de proteção chamado *switch onto fault* (IEEE, 2015). Estas faltas podem ser ocasionadas pelo esquecimento do aterramento da linha após manutenção (ONS, 2011).

Esta proteção é utilizada para abrir o disjuntor da linha instantaneamente caso este feche sob falta. A proteção de SOTF deverá permanecer ativada no terminal líder da LT, ou seja, o que inicia o processo de religamento, por um período mínimo de 200 ms após a tentativa de fechamento do disjuntor e consiste em proteção de sobrecorrente não direcional (ONS, 2011) conforme Figura 16.

Figura 16 – Lógica da proteção de *Switch onto Fault*

Fonte: Elaboração própria

2.5.2.7 Bloqueio e disparo por oscilação de potência (68)

O ONS, no Procedimento de Rede, define obrigatória a utilização de função de bloqueio das unidades de distância por oscilação de potência (68 OSB) e de disparo por oscilação de potência (68 OST). Detectada esta condição, deverá ser desbloqueada a proteção de bloqueio contra faltas assimétricas (ONS, 2016 em Submódulo 2.6 – 6.2.1.7 (g)).

Quando há oscilação de potência, a impedância aparente medida pelo relé varia gradualmente, ao contrário do que ocorre em um curto-circuito. Também ocorre queda de tensão e aumento de corrente no terminal da linha (ONS, 2011; IEEE, 2015).

Para evitar a atuação indevida da proteção de distância (21), direcional de sobrecorrente (67), sobrecorrente (50/51) e subtensão (27) quando houver oscilação de potência, tais funções são bloqueadas pela função 68.

2.5.2.8 Perda de sincronismo (78)

No SIN, diversos geradores operam em paralelo. Isto faz com que o sistema consiga atender cargas maiores e tenha maior confiabilidade. Além disso, é possível coordenar o desligamento de geradores, para que os demais operem a plena carga, melhorando o desempenho (CHAPMAN, 2013).

O SIN comporta-se como um barramento infinito e determina a frequência do gerador que se conectar a ele. Caso não haja sincronismo entre gerador e SIN, ocorrerão transitórios de potência até que a frequência do gerador se estabilize com a frequência do sistema (CHAPMAN, 2013).

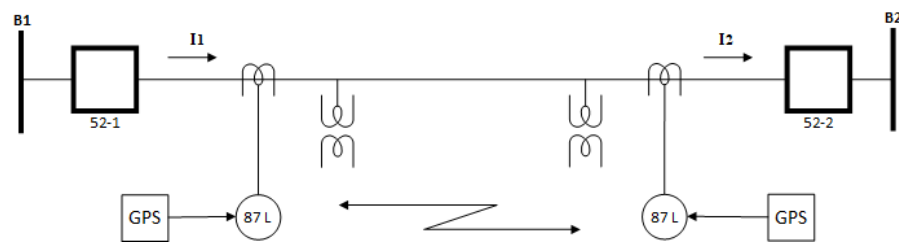
Para evitar quaisquer possíveis danos aos geradores ocasionados por perda de sincronismo, o ONS realiza um estudo e determina quais LTs deverão possuir a função de disparo por oscilação de potência (78 OST), portanto é uma função de proteção sistêmica (ONS, 2011).

2.5.2.9 Proteção diferencial de linha (87L)

Quando utilizada a proteção diferencial de linhas, os sistemas de proteção devem atender a todos os requisitos definidos em 6.2.1.7 do Procedimento de Rede do ONS além de sincronização de tempo via GPS (ONS, 2016).

A proteção diferencial atua quando o vetor diferença entre grandezas supera um valor estipulado. Para a proteção de linhas de transmissão, a função 87L fará a comparação entre as correntes nos terminais da LT (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2011). O GPS é utilizado para garantir que as correntes sejam medidas no mesmo tempo e comparadas corretamente. Assim como a proteção de distância (21), o diferencial de linha também pode ser associado ao TDD para desligamento instantâneo do terminal remoto da LT (Figura 17).

Figura 17 - Proteção diferencial de linha (87L)



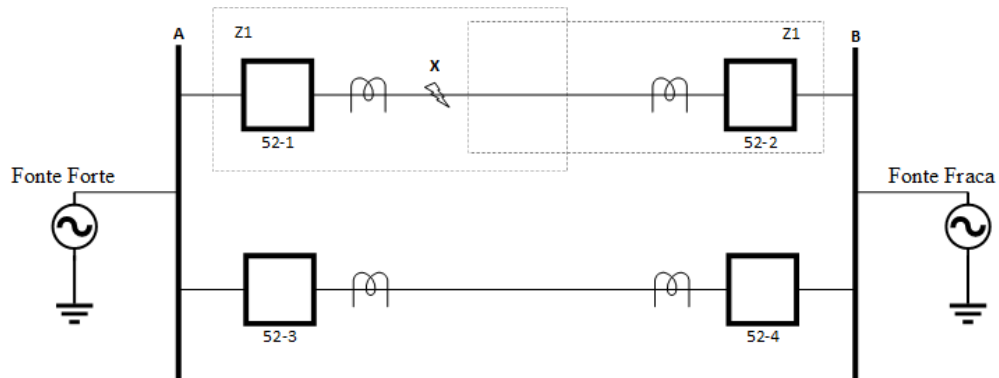
Fonte: Imagem adaptada de Maezono (2012).

Esta função somente é utilizada para linhas consideradas curtas, em que pontos distintos da LT possuem impedâncias muito próximas. Isto faz com que a proteção de distância não consiga distinguir assertivamente onde ocorreu o curto. Para determinar se a linha é longa ou curta, utiliza-se a função de *Source-Impedance Ratio*, que é a razão entre a impedância da fonte e a impedância aparente da linha. Se a razão for maior ou igual a quatro, a LT é considerada curta; caso seja menor ou igual a um, a LT é longa (IEEE, 2015).

2.5.2.10 Weak End Infeed (WEI)

No submódulo 2.6 do Procedimento de Rede (ONS, 2016) é determinado que os esquemas de teleproteção permissivos por sobrealcance devem ter lógica de disparo para proteção de terminais com fraca alimentação (*weak infeed*).

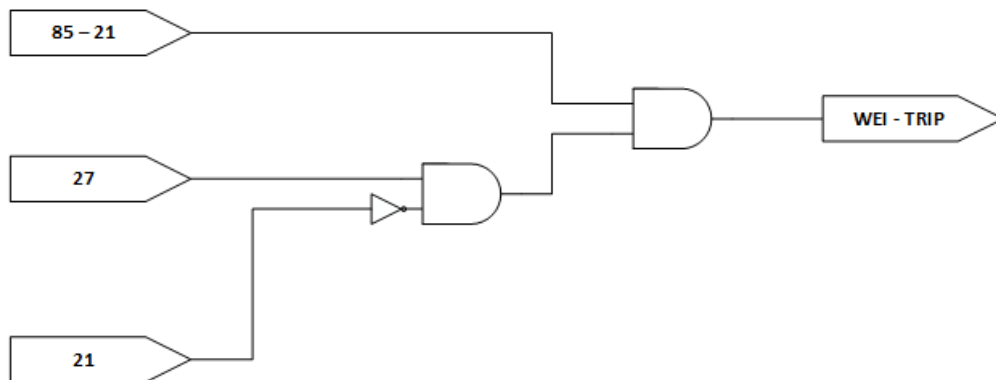
Há casos em que um terminal fraco não contribui o suficiente para um curto e não sensibiliza a proteção de linha. Se a falta ocorrer na primeira zona do terminal forte (Figura 18), após a atuação e abertura do disjuntor 52-1, haverá redistribuição das correntes de curto, podendo sensibilizar a proteção do terminal fraco. Porém se não ocorrer a sensibilização, é necessária outra maneira de provocar o *trip* do disjuntor 52-2 (ANDERSON, 1999).

Figura 18 – *Weak Infeed*.

Fonte: Imagem adaptada de ONS (2011).

Para estes casos, utiliza-se a *Weak End Infeed Protection*. Após a atuação da proteção no terminal forte, é enviado um telecomando para o terminal fraco. Mediante recepção do sinal de telecomando pela função 85, a lógica da WEI, como mostrada na utiliza Figura 19, utiliza informações sobre a não atuação da proteção de distância no terminal fraco e a presença de subtensão (IEEE, 2015).

Figura 19 – Lógica de Weak End Infeed Protection



Fonte: Elaboração própria.

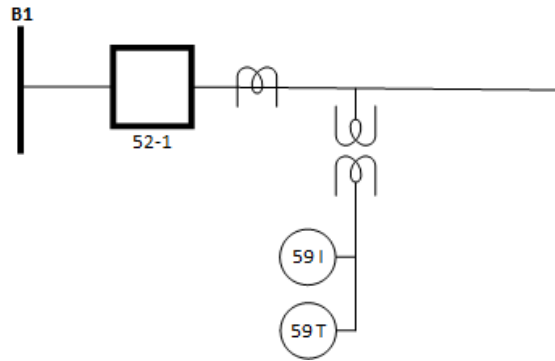
2.5.2.11 Proteção contra sobretensão (59)

No Procedimento de Rede (ONS, 2016 no Submódulo 2.6 - 6.2.1.13) é determinado que todos os terminais da linha de transmissão devem ter proteção instantânea e temporizada contra sobretensões. A proteção instantânea deve operar quando houver sobretensão simultânea nas três fases, enquanto a proteção temporizada deve atuar para sobretensões sustentadas em qualquer uma das fases.

Esta função é utilizada para proteger o sistema elétrico contra transitórios causadas por raios ou perdas de carga. Como a matriz energética brasileira é majoritariamente composta por hidrelétricas, que possuem média e baixa capacidade de regulação, quando há perda de um grande bloco de carga, não é

possível diminuir a geração com agilidade suficiente para evitar sobretensões. A polarização das proteções 59I e 59T é feita somente pelo TP da linha – Figura 20.

Figura 20 – Proteção contra sobretensões instantânea e temporizada (59 I e 59 T)



Fonte: Imagem adaptada de Horowitz; Phadke; Niemira (2014).

2.5.3 Verificação de sincronismo e religamento automático

No Procedimento de Rede (ONS, 2016 no Submódulo 2.6 – 6.2.2) são definidos os requisitos para o esquema de religamento automático de linhas de transmissão (79), que estão intrinsecamente ligados à função de verificação de sincronismo (25), cujos requisitos básicos são descritos em 6.2.3 (ONS, 2016).

É obrigatório que ambos os terminais da LT possuam função de religamento (79) mono e tripolar, com ajuste de tempo morto independente para cada função. Para arranjos disjuntor e meio e anel, todos os disjuntores devem possuir a função de religamento automático. A função 79 deve ser capaz de selecionar em quais condições deve operar (ONS, 2016):

- a) Barra viva – linha morta;
- b) Barra viva – linha viva;
- c) Barra morta – linha morta;
- d) Barra morta – linha viva.

Uma opção de filosofia para o religamento automático é a utilização de barra viva – linha morta para o terminal líder e barra viva - linha viva para o terminal seguidor. Neste caso, pode-se verificar a condição de barra viva – linha morta através da tensão e o terminal seguidor realizará a verificação de sincronismo (25) através de:

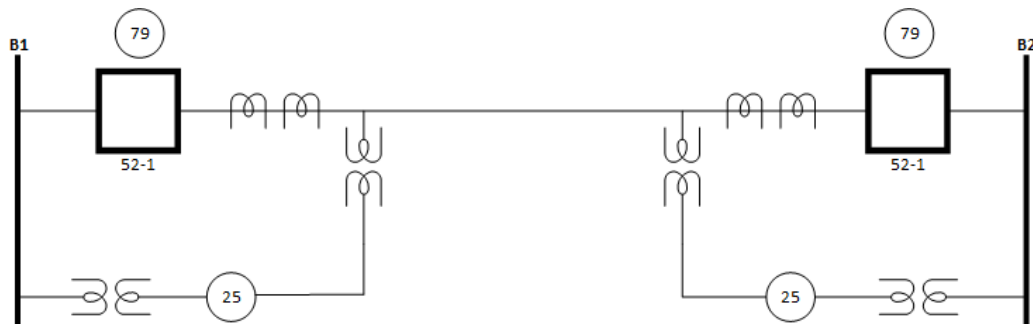
- Diferença dos módulos de tensão (ΔV);
- Diferença de frequência (Δf)
- Defasagem de tensão ($\Delta \theta$)
- Tensão máxima permitível ($V_{\text{máx}}$)

Caso estes parâmetros estejam abaixo do valor ajustado, o religamento da LT será permitido. Na Rede Básica, o valor ajustado de cada parâmetro é definido pelo ONS.

A verificação de diferença dos módulos e defasagem entre as tensões é necessária para evitar que haja circulação de grandes correntes entre os terminais conectados, o que pode danificar as máquinas elétricas (motores, geradores e transformadores) conectadas ao SEP. A verificação da diferença entre as frequências é necessária para impedir a ocorrência de transitórios de potência entre os terminais da LT (CHAPMAN, 2013).

A polarização da função de verificação de sincronismo (25) é feita através dos TPs da linha e da barra, conforme é mostrado na Figura 21.

Figura 21 – Verificação de sincronismo (25) e religamento automático (79)



Fonte: Imagem adaptada de Maezono (2012).

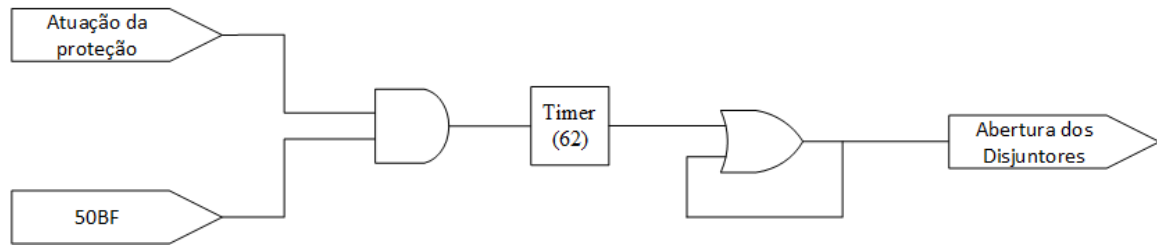
2.5.4 Proteção para falha de disjuntor – *Breaker Failure* (BF)

Em 6.6, o submódulo 2.6 do Procedimento de Rede do ONS determina que deve haver proteção contra falha de todos os disjuntores e estipula que esta proteção deve conter as funções de sobrecorrente instantânea de falha de disjuntor (50 BF), temporizador para falha de disjuntor (62 BF) e bloqueio (86 BF). Esta proteção pode ser integrada à proteção de barras ao invés da proteção das LTs (ONS, 2016) e deve estar presente entre as funções de proteção da seção central de subestações com arranjo disjuntor e meio.

A proteção contra falha de disjuntor, como o nome sugere, é utilizada para detectar a falha deste equipamento mediante comando de abertura. Se houver atuação da proteção e o disjuntor não abrir, outros deverão ser abertos para isolar a falta (IEEE, 2009).

A lógica da proteção de falha de disjuntor considera a detecção de corrente acima de um valor estipulado pela proteção de sobrecorrente de falha de disjuntor (50 BF) e atuação da proteção de linha ou de qualquer outro elemento. Caso o disjuntor não abra, ativa-se o *timer* (62 BF) para esperar a tentativa de *retrip*. Se o disjuntor não abrir até o final do ciclo do *timer*, a proteção de BF abrirá os disjuntores necessários para isolar a falta, incluindo o terminal remoto da LT via TDD. Além disso, a proteção de BF deverá bloquear todos os disjuntores que forem abertos (86BF) (Figura 22).

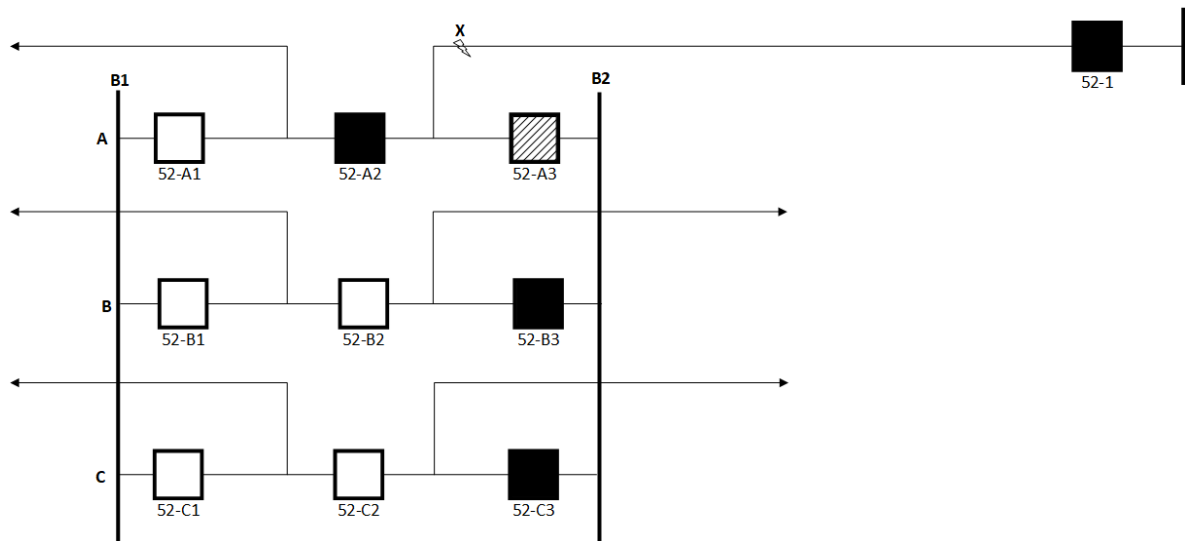
Figura 22 – Lógica de proteção de falha de disjuntor



Fonte: Imagem adaptada de Maezono (2012).

A Figura 23 mostra um exemplo de operação da proteção de falha de disjuntor (BF) em subestações com arranjo disjuntor e meio. Caso haja uma falta em “X” (Figura 23), os disjuntores 52-A2 e 52-A3 abrirão por comando da proteção de distância (21) em primeira zona. A função 21 também enviará o TDD para o terminal remoto da LT abrir instantaneamente, isolando a falta. Porém se o 52-A3 falhar, a proteção de barras de B2 abrirá todos disjuntores conectados a ela. Observa-se que, exceto a linha onde ocorreu a falta, todas as LT permanecem operando normalmente.

Figura 23 – Exemplo de operação da proteção de falha disjuntor (50 BF)



Fonte: Imagem adaptada de Maezono (2012).

Como a função de sobrecorrente, a polarização da função 50BF também é feita através de TCs (Figura 24).

Figura 24 – Polarização da proteção de falha disjuntor



Fonte: Imagem adaptada de Horowitz; Phadke; Niemira (2014).

2.5.5 Proteção de barramento

Os barramentos são os pontos onde linhas de transmissão se conectam a outras linhas e podem se conectar a transformadores e geradores. Portanto é um ponto crítico do sistema elétrico de potência. Uma falta na barra desligará diversos circuitos, o que equivaleria a vários curtos-circuitos em diversos elementos. Entretanto, se a proteção de barras não fosse utilizada, seria necessário abrir o terminal remoto de diversas LTs para isolar a falta de uma barra. Isto ocasionaria a perda de cargas intermediárias além de todos os circuitos conectados a barra (HOROWITZ; PHADKE; NIEMIRA, 2014).

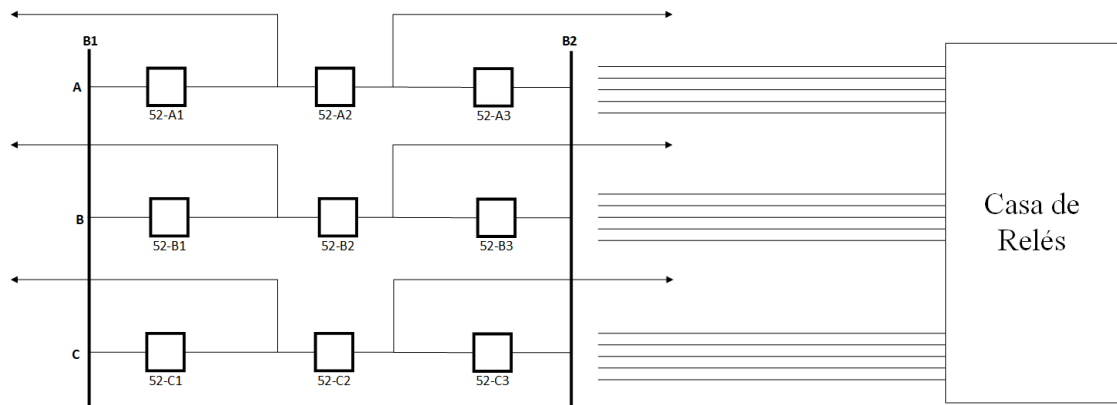
Portanto a proteção de barras é essencial e compreende o conjunto de relés e de equipamentos necessários para detectar e isolar faltas na barra. Em 6.5.5 – (a) o Procedimento de Rede do ONS aponta que a proteção de barras deve ter princípio diferencial, ou de alta impedância (87) ou por comparação de fase para cada uma das três fases (ONS, 2016).

A proteção diferencial de barras (87B) opera conforme a lei de Kirchhoff das correntes, ou seja, compara todas as correntes que entram no nó (barra) e todas as que saem, e a soma vetorial dessas grandezas deve ser nula. Caso o resultado da soma vetorial seja maior que um valor pré-estipulado pela proteção, a função 87B atua. Portanto a proteção de barras utilizará informações oriundas dos TCs de todos os circuitos conectados à barra (HOROWITZ; PHADKE; NIEMIRA, 2014).

A proteção de barras pode ser do tipo concentrada (Figura 25) ou distribuída (Figura 26). Suas características são (MAEZONO, 2012):

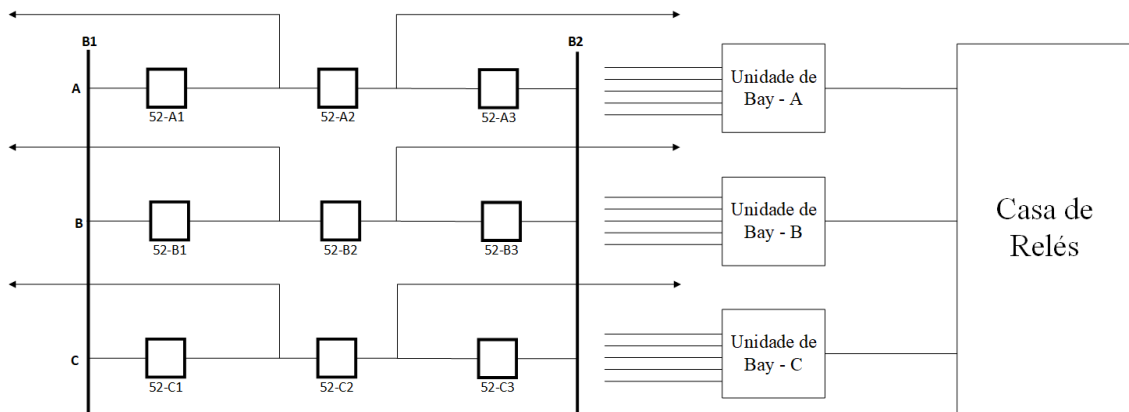
- Concentrada - consiste na utilização de somente uma unidade para realizar a proteção de barras. Este modelo costuma ser mais caro, devido a necessidade de lançar cabos de cobre de cada bay até a sala de comando, levando informações de TCs, chaves seccionadoras e disjuntores;
- Distribuída - existem unidades de bay que concentram as informações dos TCs, chaves seccionadoras e disjuntores. Tais unidades realizam o processamento destes sinais e envia informações à unidade concentrada através de fibra-óptica. Como a unidade de bay fica no pátio, diminui-se o comprimento de cabos de controle e estes equipamentos podem conter outras funções além da 87B, como *end-fault* e sobrecorrente.

Figura 25 – Proteção de barras concentrada



Fonte: Imagem adaptada de Maezono (2012)

Figura 26 – Proteção de barras distribuída

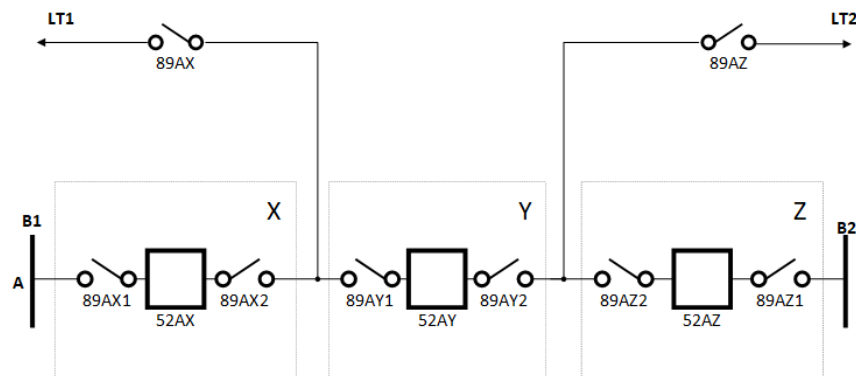


Fonte: Imagem adaptada de Maezono (2012)

3 SUBESTAÇÃO CONVENCIONAL

Neste capítulo será desenvolvido um projeto preliminar de subestação convencional, ou seja, em que a comunicação entre os equipamentos primários (nível de processo) e os IEDs (nível de *bay*) é feita através de cabos de cobre. Para o projeto foi adotado o arranjo de subestação disjuntor e meio e o travessão proposto possui dois *bays* de linha, conforme diagrama simplificado da Figura 27.

Figura 27 – Diagrama simplificado de subestação disjuntor e meio



Fonte: Elaboração própria.

Para elaborar os diagramas construtivos de proteção e controle da subestação, é necessário levantar quais sinais analógicos de corrente e de tensão devem ser disponibilizados a cada relé para polarizar suas funções. Esta informação terá impacto na escolha do número de enrolamentos dos transformadores de medição, uma vez que o Procedimento de Rede do ONS obriga que estes enrolamentos sejam independentes para os sistemas de proteção principal e alternada (ONS, 2016).

Conforme apresentado na revisão bibliográfica, cada função de proteção possui uma lógica distinta e podem ser polarizadas por tensões e correntes provenientes de transformadores de medição. As funções de distância e sobrecorrente direcional, por exemplo, dependem de informações de tensão e correntes trifásicas da linha, já a função de sobretensão instantânea e temporizada dependem somente da tensão trifásica da LT.

Para subestações de arranjo disjuntor e meio, também são necessárias informações monofásicas de tensão de ambas as barras e da LT adjacente. Isto ocorre devido à verificação de sincronismo para religamento poder ser feita entre LTs e entre linha e barra.

A Tabela 1 apresenta a lista de sinais dos TCs e TPs da subestação requisitada pelos sistemas de proteção das LTs. O código adotado para identificação dos equipamentos leva em consideração o nível de tensão da subestação (440 kV), o tipo de equipamento (TC ou TP), o travessão (A) e a seção (X, Y ou Z). As fases seguem classificação de cores – azul (A), branca (B) e vermelha (V). Nota-se que para a verificação de sincronismo, foram utilizadas as fases brancas.

Tabela 1 - Entradas analógicas dos relés de proteção principal das linhas

UPP – AX	UPP - AZ
4TCAX – A	4TCAZ - A
4TCAX – B	4TCAZ - B
4TCAX – V	4TCAZ - V
4TCAY – A	4TCAY - A
4TCAY – B	4TCAY - B
4TCAY – V	4TCAY - V
4TPL1 – A	4TPL2 - A
4TPL1 – B	4TPL2 - B
4TPL1 – V	4TPL2 - V
4TPL2 – B	4TPL1 - B
4TPB1 – B	4TPB1 - B
4TPB2 – B	4TPB2 - B

Conforme pedido pelo Procedimento de Rede (ONS, 2016), devem ser utilizados dois sistemas de proteção para cada linha de transmissão. Além da proteção principal, cujas entradas analógicas foram apresentadas na Tabela 1, também haverá uma proteção alternada com unidade de controle integrada. A Tabela 2 contém as entradas analógicas da UPCA.

Tabela 2 - Entradas analógicas dos relés de proteção alternada das linhas

UPCA – AX	UPCA - AZ
4TCAX – A	4TCAZ - A
4TCAX – B	4TCAZ - B
4TCAX – V	4TCAZ - V
4TCAY – A	4TCAY - A
4TCAY – B	4TCAY - B
4TCAY – V	4TCAY - V
4TPL1 – A	4TPL2 - A
4TPL1 – B	4TPL2 - B
4TPL1 – V	4TPL2 - V
4TPL2 – B	4TPL1 - B
4TPB1 – B	4TPB1 - B
4TPB2 – B	4TPB2 - B

Para atender ao Procedimento de Rede do ONS, cada sistema de proteção deve ser polarizado por núcleos de TCs independentes e por secundários de TPs distintos (ONS, 2016). A partir das tabelas Tabela 1 e Tabela 2, verifica-se que as proteções das linhas exigem dois enrolamentos dos TCs de cada seção lateral e mais quatro enrolamentos do TC da seção central. Além destes enrolamentos, os TCs da seção lateral devem contar com um enrolamento destinado à proteção da barra adjacente e outro para medição. Portanto os TCs dos *bays* de linha devem possuir 4 enrolamentos cada. Os TPs devem contar com três secundários, dois para a proteção da LT associada e um para verificação de sincronismo.

Quanto ao IED responsável pela proteção do *bay* central, sua lógica de proteção precisa de informações de corrente das três fases da seção central para a proteção 50 BF. Como também possui função de verificação de sincronismo para religamento, deve receber informações monofásicas de tensão de LT1, LT2, B1 e B2. A Tabela 3 apresenta os sinais analógicos necessários para os relés de proteção principal e alternada da seção central da subestação.

Tabela 3 - Entradas analógicas dos sistemas de proteção do *bay* central

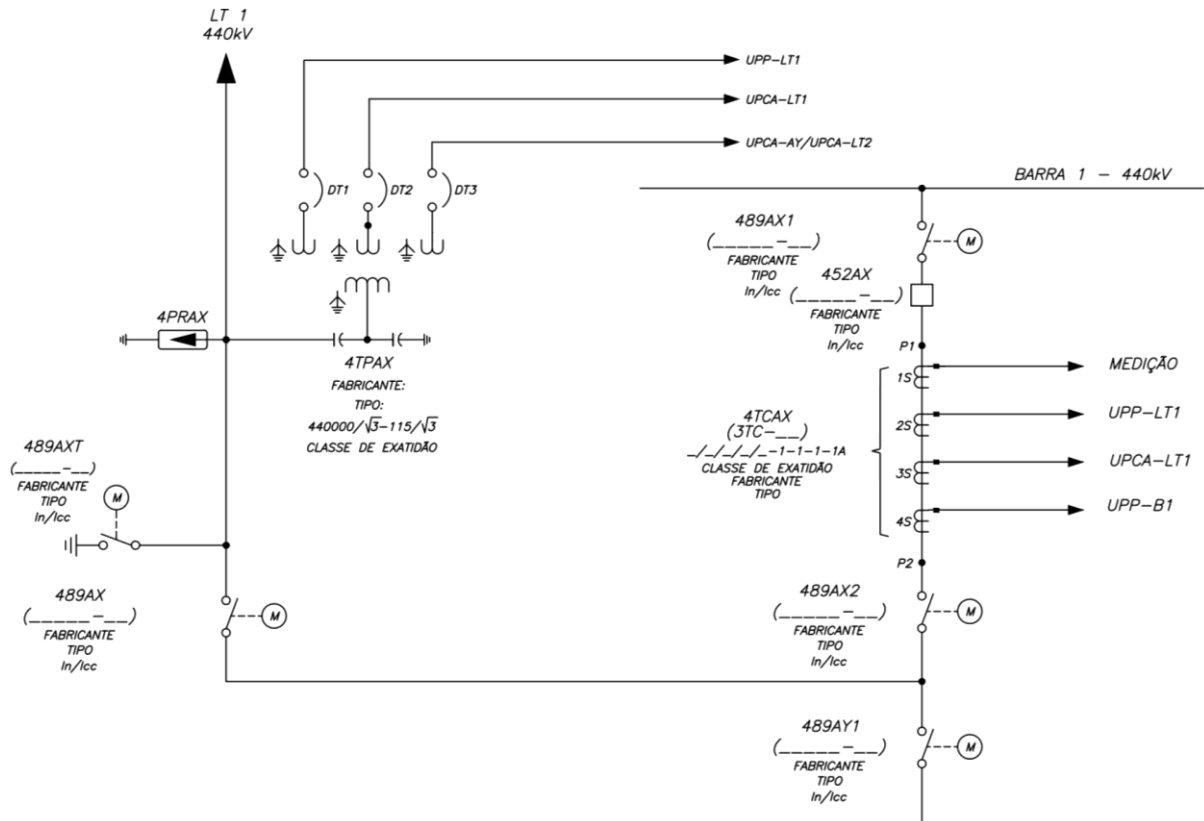
UPP e UPCA - AY
4TCAY - A
4TCAY - B
4TCAY - V
4TPL1 - B
4TPL2 - B
4TPB1 - B
4TPB2 - B

O sistema de proteção do *bay* central implicaria acréscimo de mais dois enrolamentos no TC desta seção. Porém o procedimento de rede permite que haja compartilhamento neste caso. Portanto serão utilizados quatro enrolamentos de proteção, sendo dois deles compartilhados entre proteção de LT e do vão central, e outros dois de medição.

A Figura 28 apresenta o diagrama unifilar da seção lateral da subestação de arranjo disjuntor e meio, em que é possível localizar todos equipamentos primários. Foi adotado um TC de quatro enrolamentos, com o primeiro (1S) destinado a medição e os demais à proteção da linha 1 (2S e 3S) e à barra 1 (4S). O TP utilizado possui três secundários, dois para a proteção da LT1 e um para verificação de sincronismos, cujas informações devem ser levadas aos IEDs de proteção da seção central e da LT2.

É uma prática comum que, ao invés de se utilizar dois transformadores de corrente, um de cada lado do disjuntor, se utilize um único TC com mais enrolamentos, pois é mais barato. Esta prática será aplicada em ambas as soluções apresentadas neste trabalho.

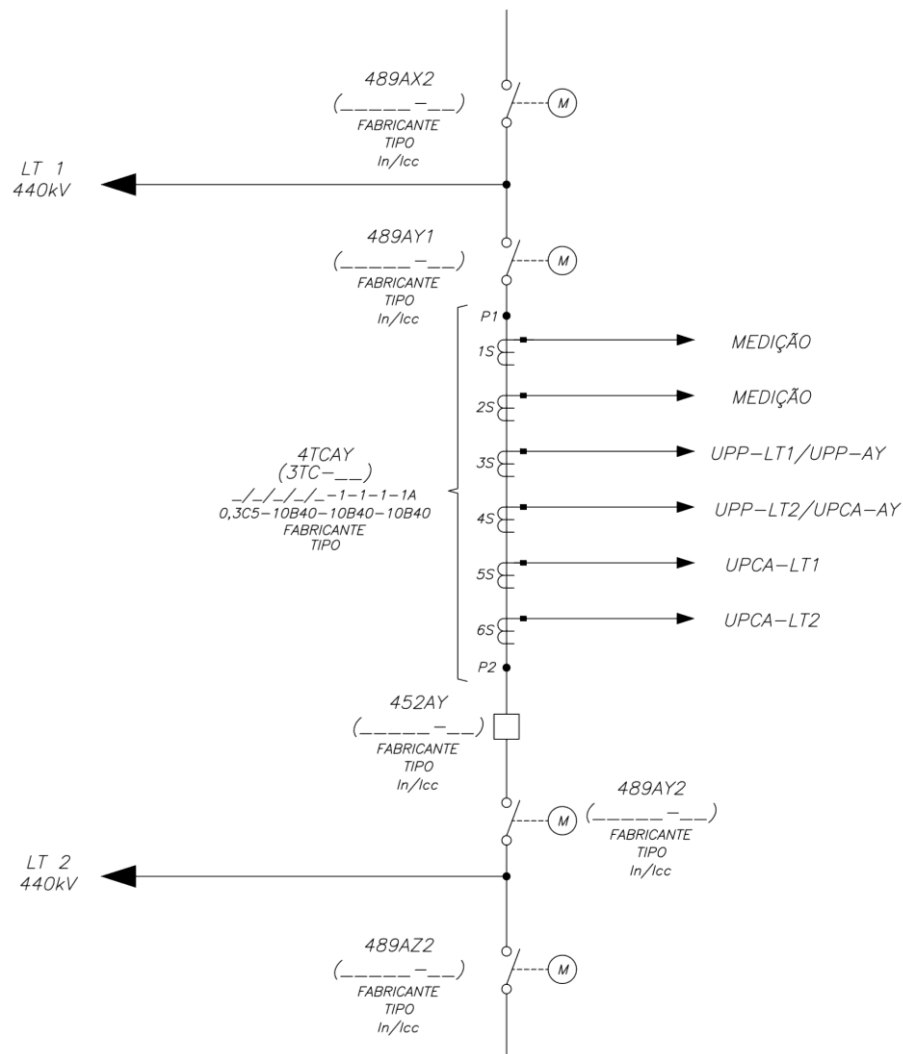
Figura 28 – Diagrama unifilar da seção lateral – solução convencional



Fonte: Elaboração própria

A Figura 29 apresenta o diagrama unifilar da seção central da subestação. Como pode ser visto, foi escolhido um transformador de corrente com seis enrolamentos. Para este caso, nota-se que houve necessidade de compartilhar enrolamentos. O enrolamento 3S é utilizado tanto para a proteção principal da LT1 quando para a proteção principal da seção central. O enrolamento 4S foi compartilhado entre a proteção principal da LT2 e da proteção alternada e controle da seção central (UPCA-AY).

Figura 29 – Diagrama unifilar da seção central – solução convencional



Fonte: Elaboração própria.

Os enrolamentos dos TCs das fases A, B e V são fechados em caixas de interligação. A partir destas caixas, cabos de controle são lançados até a casa de relés levando as informações das correntes de cada fase. Para esta aplicação, são utilizados cabos de cobre blindados com quatro vias. Assim como os TCs, os TPs também possuem caixa de interligação para fechamento de neutro. Cabos de controle são lançados da caixa à casa de relés, levando informações de tensão aos equipamentos de proteção, controle e medição. Nesta aplicação, também são utilizados cabos com quatro vias.

Conforme visto nas tabelas Tabela 1 e Tabela 2, os relés que compõem o sistema de proteção da LT1 requerem informações trifásicas de corrente provenientes dos TCs das seções lateral e central do travessão. Também necessitam de informações de tensão trifásica do TP da linha e monofásica das tensões da LT2 e de ambas as barras. Portanto os relés de proteção principal e alternada da proteção de

LT1 devem conter no mínimo seis entradas analógicas de corrente e outras seis entradas analógicas de tensão, conforme mostrado na Figura 30.

Existem fabricantes que fornecem somente quatro entradas de tensão. Se houver esta limitação de hardware, pode-se fazer uma lógica de seleção de tensão para o sincronismo a partir das informações dos equipamentos de seccionamento. Isto possibilita reduzir duas entradas de tensão. Para a proteção de linha 1, por exemplo, através de informações dos equipamentos de seccionamento, o relé vai selecionar tensão da barra 1, barra 2 ou LT 2.

A Tabela 3 contém a lista de sinais analógicos que devem ser considerados para as funções de proteção e controle da seção central da subestação. Para a proteção principal e alternada deste *bay*, são necessárias informações de tensão monofásicas das duas linhas e das duas barras. Também requerem informação de corrente trifásica da seção central para realizar a função 50BF. Portanto devem ter no mínimo três entradas analógicas de corrente e três de tensão, conforme mostrado na Figura 31.

Antes de entrar nos IEDs de proteção, os cabos de controle devem passar por um equipamento chamado de chave de teste, cuja função é permitir que sejam testados os equipamentos de proteção sem o desligamento dos demais equipamentos da subestação. Ao ser inserido o pente de teste, os contatos de *trip* são abertos, bem como os secundários do TP e são curto-circuitados os enrolamentos do TC. A chave de teste para a UPP da LT1 foi abreviada como CT1P.

Figura 30 – Diagrama trifilar do relé de proteção principal da LT1 – solução convencional

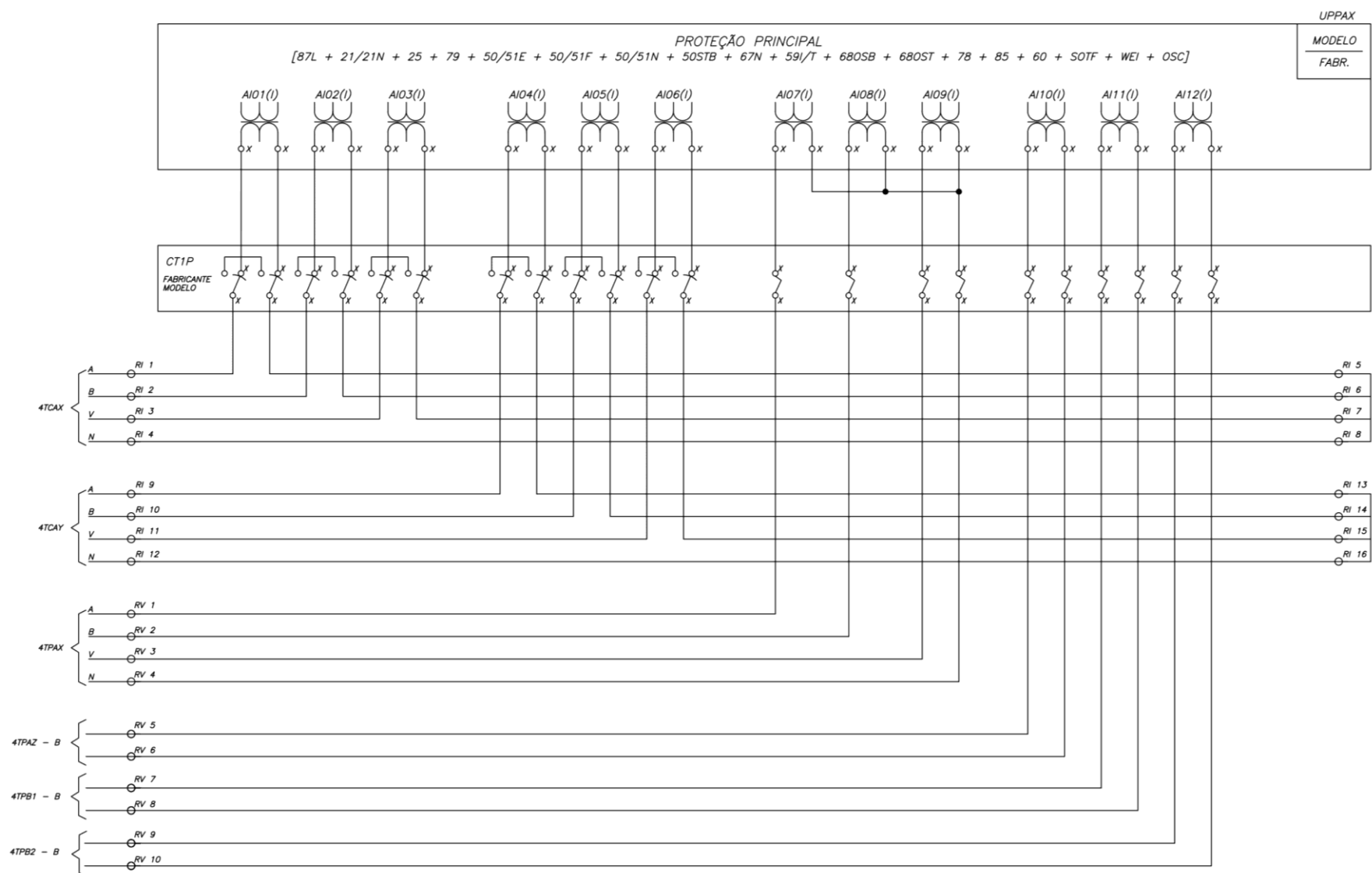
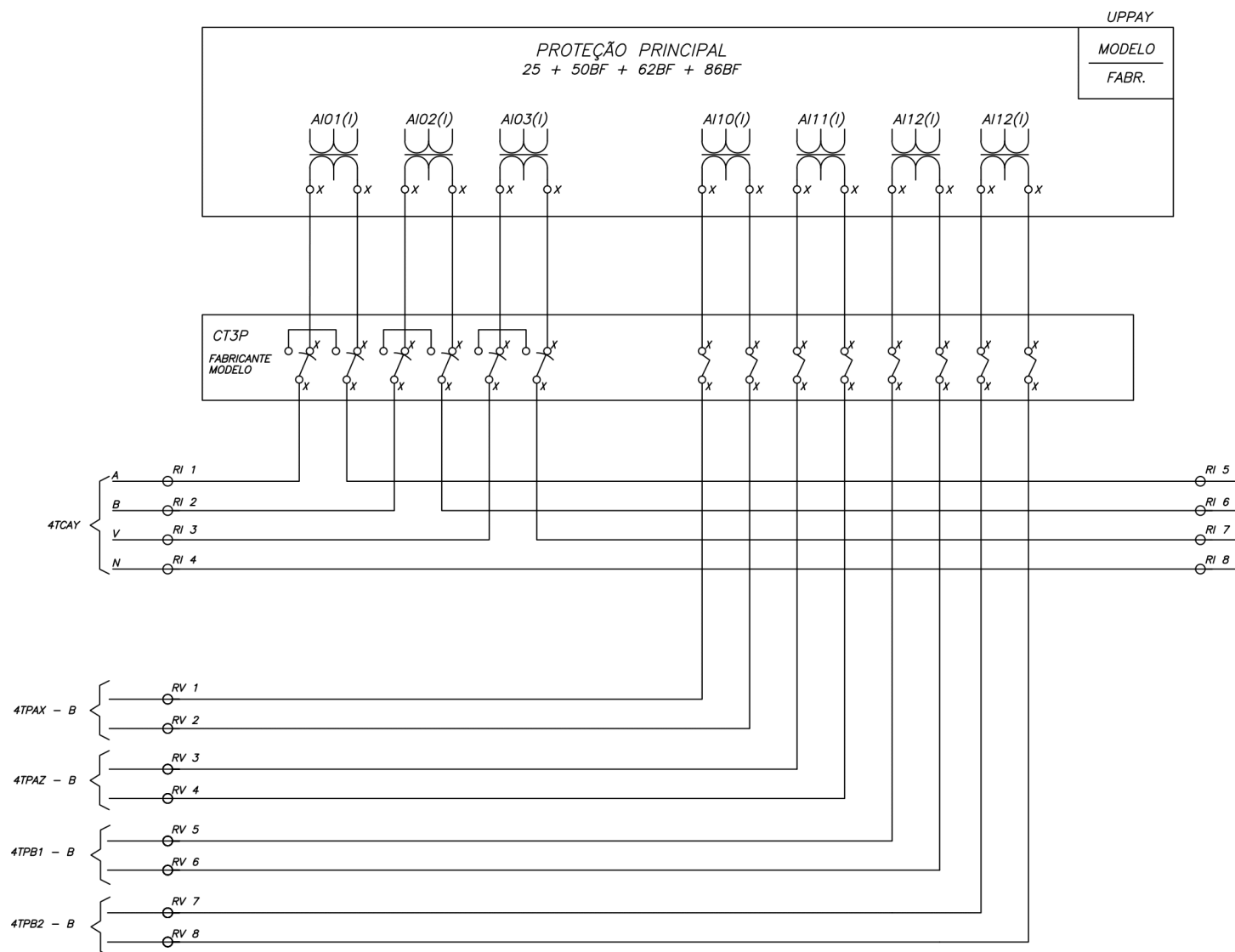


Figura 31 – Diagrama trifilar do relé de proteção principal da seção AY – solução convencional



Contudo, como visto ao longo da revisão bibliográfica, diversas funções de proteção utilizam mais do que as entradas analógicas de tensão e de corrente para tomar decisões. São necessárias informações de chaves-seccionadoras, lâminas-terra, disjuntores e de contatos de supervisão de potencial dos TPs.

O Procedimento de Rede (ONS, 2016) solicita que haja opção de religamento e abertura mono e tripolar dos disjuntores. Portanto devem ser levadas informações de cada uma das fases do disjuntor para o IED de proteção e controle associado. Deve haver supervisão da pressão de SF6 do disjuntor, cuja baixa em primeiro estágio emite alarme e em segundo estágio bloqueia qualquer operação de abertura ou fechamento do mesmo. Além do estado aberto/fechado e pressão do gás isolante, devem ser monitoradas a condição da mola, alimentação dos circuitos de comando (Vcc) e alimentação do motor do disjuntor.

O Quadro 2 apresenta a lista de informações de disjuntores que devem ser levadas ao relé de proteção e controle da LT1. Além dos pontos abordados no parágrafo anterior, são necessárias informações de posição aberta e fechada do disjuntor central. Como a lista para a proteção da LT2 é idêntica, exceto pela supervisão do disjuntor 52AZ ao invés do 52AX, seu quadro será omitido.

Quadro 2 – Informações de disjuntores para proteção e controle do *bay* da LT1

1	Disjuntor 52AX desligado
2	Disjuntor 52AX ligado
3	Disjuntor 52AX ligado fase A
4	Disjuntor 52AX ligado fase B
5	Disjuntor 52AX ligado fase C
6	Disjuntor 52AX baixa pressão SF6 1º estágio
7	Disjuntor 52AX baixa pressão SF6 2º estágio
8	Disjuntor 52AX discordância de polos
9	Disjuntor 52AX mola descarregada
10	Disjuntor 52AX supervisão bobina de abertura 1
11	Disjuntor 52AX supervisão bobina de abertura 2
12	Disjuntor 52AX falta alimentação Vcc 1
13	Disjuntor 52AX falta alimentação Vcc 2
14	Disjuntor 52AX falta alimentação circuito motor
15	Disjuntor 52AX chave local/remoto
16	Disjuntor 52AY desligado
17	Disjuntor 52AY ligado fase A
18	Disjuntor 52AY ligado fase B
19	Disjuntor 52AY ligado fase C

Fonte: Elaboração própria.

A supervisão do disjuntor 52AY será feita pelo relé de proteção e controle da seção central. Para a verificação de sincronismo e proteção contra falha de disjuntor, devem ser consideradas as posições dos disjuntores adjacentes (52AX e 52AZ), conforme mostrado no Quadro 3.

Quadro 3 - Informações dos disjuntores para proteção e controle do *bay* central

1	Disjuntor 52AY desligado
2	Disjuntor 52AY ligado
3	Disjuntor 52AY ligado fase A
4	Disjuntor 52AY ligado fase B
5	Disjuntor 52AY ligado fase C
6	Disjuntor 52AY baixa pressão SF6 1º estágio
7	Disjuntor 52AY baixa pressão SF6 2º estágio
8	Disjuntor 52AY discordância de polos
9	Disjuntor 52AY mola descarregada
10	Disjuntor 52AY supervisão bobina de abertura 1
11	Disjuntor 52AY supervisão bobina de abertura 2
12	Disjuntor 52AY falta alimentação Vcc 1
13	Disjuntor 52AY falta alimentação Vcc 2
14	Disjuntor 52AY falta alimentação circuito motor
15	Disjuntor 52AY chave local/remoto
16	Disjuntor 52AX desligado
17	Disjuntor 52AX ligado fase A
18	Disjuntor 52AX ligado fase B
19	Disjuntor 52AX ligado fase C
20	Disjuntor 52AZ desligado
21	Disjuntor 52AZ ligado fase A
22	Disjuntor 52AZ ligado fase B
23	Disjuntor 52AZ ligado fase C

Fonte: Elaboração própria.

Para a proteção da LT1, são necessárias informações da chave seccionadora e da lâmina-terra (89AXT) da linha e informações das chaves seccionadoras do *bays* “X” e “Y”. Além da posição aberto/fechado, são monitorados defeitos nos circuitos de motor e de comando e discordância de polos das chaves seccionadoras e de aterramento, conforme mostrado no Quadro 4.

Quadro 4 - Informações de chaves seccionadoras e lâmina terra para proteção e controle da LT1

1	Seccionadora 89AX1 aberta
2	Seccionadora 89AX1 fechada
3	Seccionadora 89AX1 defeito circuito motor/comando
4	Seccionadora 89AX1 discordância de polos
5	Seccionadora 89AX1 chave local/remoto
6	Seccionadora 89AX2 aberta
7	Seccionadora 89AX2 fechada
8	Seccionadora 89AX2 defeito circuito motor/comando
9	Seccionadora 89AX2 discordância de polos
10	Seccionadora 89AX2 chave local/remoto
11	Seccionadora 89AX aberta
12	Seccionadora 89AX fechada
13	Seccionadora 89AX defeito circuito motor/comando
14	Seccionadora 89AX discordância de polos
15	Seccionadora 89AX chave local/remoto
16	Lâmina-terra 89AXT aberta
17	Lâmina-terra 89AXT fechada
18	Lâmina-terra 89AXT defeito circuito motor/comando
19	Lâmina-terra 89AXT discordância de polos
20	Seccionadora 89AY1 aberta
21	Seccionadora 89AY1 fechada
22	Seccionadora 89AY2 aberta
23	Seccionadora 89AY2 fechada

Fonte: Elaboração própria.

O Quadro 5 apresenta a lista de pontos de proteção e controle de chaves seccionadoras da seção central. Como pode ser visto, a UPCA-AY deverá receber informação de posição aberto/fechado de todas as chaves seccionadoras e lâminas-terra.

Quadro 5 - Informações das chaves seccionadoras e lâminas-terra para proteção e controle do bay central

1	Seccionadora 89AY1 aberta
2	Seccionadora 89AY1 fechada
3	Seccionadora 89AY1 defeito circuito motor/comando
4	Seccionadora 89AY1 discordância de polos
5	Seccionadora 89AY1 chave local/remoto
6	Seccionadora 89AY2 aberta
7	Seccionadora 89AY2 fechada
8	Seccionadora 89AY2 defeito circuito motor/comando
9	Seccionadora 89AY2 discordância de polos
10	Seccionadora 89AY2 chave local/remoto
11	Seccionadora 89AX aberta
12	Seccionadora 89AX fechada
13	Seccionadora 89AXT aberta
14	Seccionadora 89AXT fechada
15	Seccionadora 89AX1 aberta
16	Seccionadora 89AX1 fechada
17	Seccionadora 89AX2 aberta
18	Seccionadora 89AX2 fechada
19	Seccionadora 89AZ aberta
20	Seccionadora 89AZ fechada
21	Seccionadora 89AZT aberta
22	Seccionadora 89AZT fechada
23	Seccionadora 89AZ1 aberta
24	Seccionadora 89AZ1 fechada
25	Seccionadora 89AZ2 aberta
26	Seccionadora 89AZ2 fechada

Fonte: Elaboração própria.

O diagrama de distribuição de polaridades, mostrado na Figura 32, parte dos quadros de distribuição de corrente contínua (QDCC1 e QDCC2) e não serão tratados os arranjos de serviços auxiliares para alimentação destes quadros.

Como pode ser visto no diagrama, é utilizado um relé auxiliar de potência (27 UPP). Este equipamento é responsável por, mediante a perda de alimentação do QDCC1, comutar a alimentação da barra para o QDCC2. Para esta função, são utilizados dois contatos normalmente abertos e dois normalmente fechados. Este relé também deve possuir um contato de supervisão, para monitorar a perda de alimentação da unidade de proteção principal. Para a alimentação alternada, é utilizado um relé auxiliar de interface (27 UPCA), que possui somente função de supervisão.

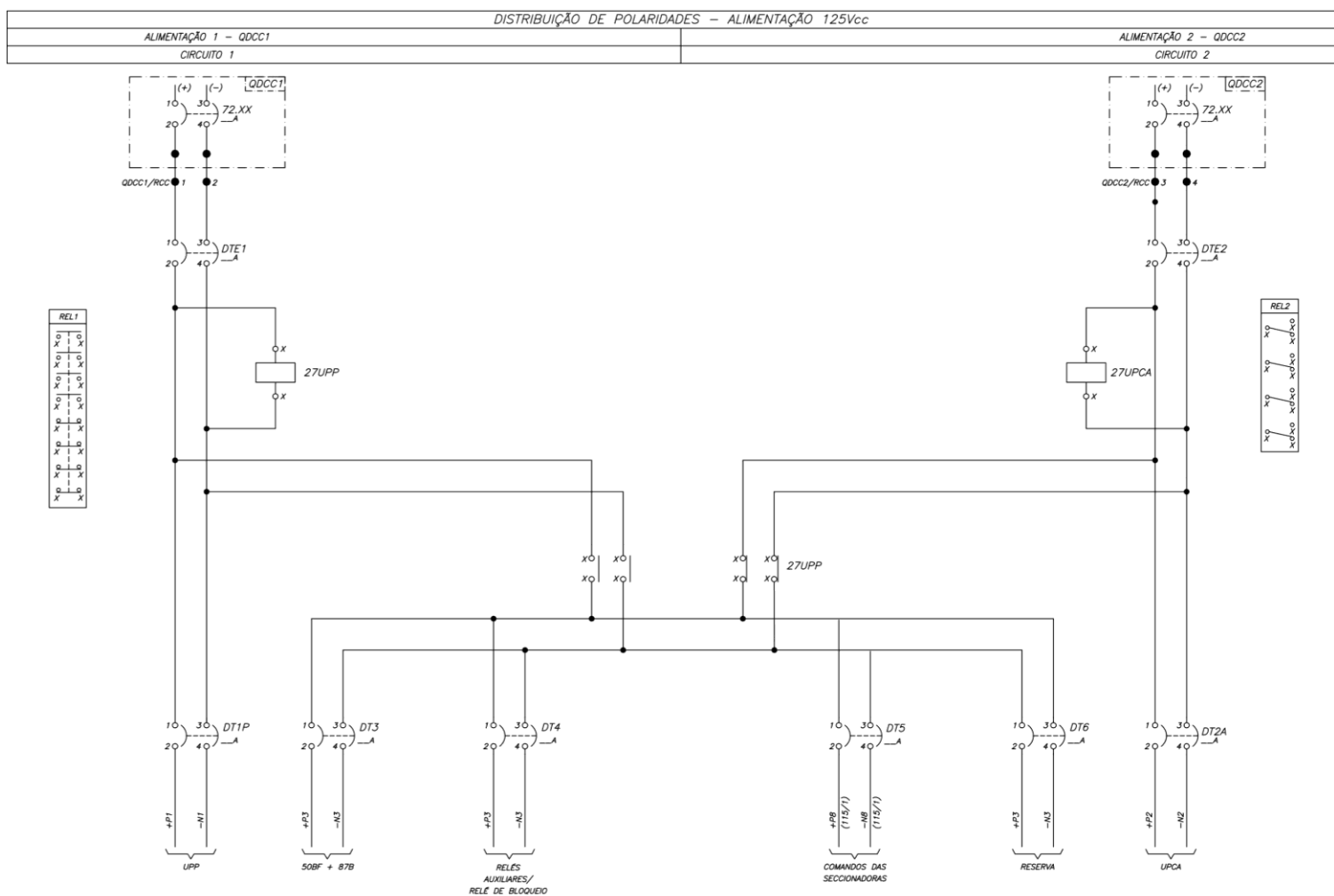
No final de cada circuito de alimentação deve ser utilizado um relé auxiliar de interface para monitorar a perda de alimentação. Para este caso, são utilizados cinco circuitos de alimentação para:

proteção principal, proteção alternada e controle, proteção contra falha de disjuntor, comando de chaves seccionadoras e relés auxiliares. Além dos relés auxiliares, também foram utilizados minidisjuntores termomagnéticos para a proteção dos condutores de energia contra sobrecargas e curtos-circuitos.

Note que uma das polaridades é destinada aos relés auxiliares e aos relés de bloqueio. Estes relés são necessários devido ao elevado número de informações binárias que são utilizadas pelas lógicas de proteção dos IEDs. Conforme listado no Quadro 2 e Quadro 4, para a proteção da LT1, são 19 informações relacionadas a disjuntores e outras 23 relativas às chaves seccionadoras e lâminas-terra. Além dos 42 pontos apresentados, também há necessidade de supervisionar o potencial do enrolamento do TP que fornece informação de tensão à unidade de proteção, binárias distintas para a recepção de TDD de proteção 21 e 67 do terminal remoto da LT, além de canais utilizados para a troca de informação entre a unidade de proteção principal e alternada.

Nesta solução, devido à utilização de relés auxiliares e de cabos de cobre, que ocupam considerável espaço, serão utilizados quatro painéis. Cada um deles comportará as unidades de proteção principal e alternada de cada elemento (LT1, LT2, B1 e B2).

Figura 32 – Distribuição de Polaridades da proteção de linha – solução convencional



4 SUBESTAÇÃO DIGITAL

Para a solução digital, entre os equipamentos do nível de processo e do nível de *bay* serão utilizadas MUs para converter os sinais analógicos de tensão e corrente em SVs e publicá-los na estação de processo. Serão utilizadas duas MUs por *bay* para garantir redundância e as informações do pátio serão levadas aos relés de proteção e controle através de fibras ópticas.

Para reduzir o número de fibras, ao invés de levá-las de cada MU aos IEDs da sala de relés, as fibras ópticas serão concentradas em *switches*. Para garantir redundância, são utilizadas duas redes independentes para o barramento de processo. Nesta solução, portanto, cada MU enviará os SV através de dois pares de fibras ópticas, que se conectam respectivamente aos *switches* de cada uma das redes.

Para a solução digital, serão utilizadas as mesmas funções de proteção e não haverá alteração construtiva nos disjuntores, chaves seccionadoras e lâminas terra. Portanto os sinais analógicos provenientes dos transformadores de medição e as informações binárias que integram as lógicas das funções de proteção permanecem as mesmas. O número de entradas analógicas e binárias determinará quantas entradas analógicas e digitais as MUs devem possuir.

Na Figura 33 é apresentado o diagrama unifilar da seção lateral para a solução digital. Foi adotado um TC de três enrolamentos, os dois primeiros (1S e 2S) são conectados a MU alternada (MUAX-A) e o terceiro (3S) é conectado a MU principal (MUAX-P). Como as informações são compartilhadas na rede, a utilização de mais de um enrolamento é para garantir redundância na medição de correntes.

O transformador de potencial utiliza somente dois secundários. Um deles é levado para a MUAX-P e outro para a MUAX-A. Como as informações de tensão da LT1 serão publicadas no barramento de processo, os demais IEDs que necessitarem desta informação para realizar a função 25, a adquire diretamente da rede. As informações de tensão dos barramentos e da LT2 são colhidas pelas suas respectivas MUs e também são publicadas no barramento de processo.

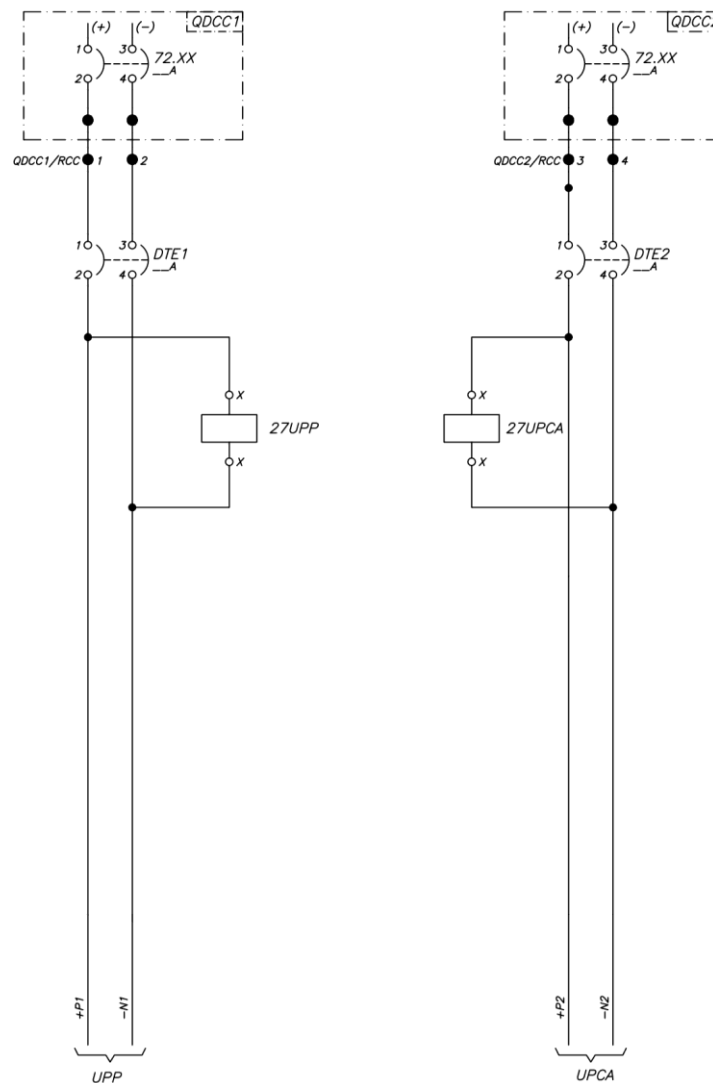
A Figura 34 apresenta o diagrama unifilar da seção central da subestação. Como pode ser visto, foi escolhido um transformador de corrente com somente três enrolamentos. Os dois primeiros enrolamentos (1S e 2S) são conectados a MUAY-A e o terceiro (3S) é conectado a MUAY-P.

Como as informações dos equipamentos primários serão adquiridas pelas MUs e enviadas através de fibra óptica para os relés, nesta solução os diagramas trifilares dos relés de proteção das seções central e lateral seriam resumidos às placas dos IEDs e as entradas para fibra óptica do barramento de processo e de estação.

Os únicos relés auxiliares que serão necessários na solução digital são os de interface, utilizados para supervisionar alimentação das unidades de proteção. Dois circuitos de alimentação independentes, cada um com um minidisjuntor termomagnético e relé de interface ao final do circuito são suficientes, conforme mostra a Figura 35.

Com a redução do número de relés auxiliares e de cabos de cobre, que ocupam considerável espaço nos painéis de proteção, na solução digital é possível concentrar um painel para as proteções principais da LT1, LT2, B1 e B2 e outro para as proteções alternadas e de controle.

Figura 35 – Distribuição de polaridade – solução digital



Fonte: Elaboração própria.

A subestação digital possibilita a redução do número de enrolamentos dos transformadores de medição, o que implica redução de gastos com estes equipamentos. Além deste benefício, a digitalização da comunicação entre nível de processo e de bay permitiu drástica redução de relés auxiliares e fiação dentro de painéis. Isto possibilita a utilização de um mesmo painel para diversos sistemas de proteção, reduzindo o número de painéis e, consequentemente, a área necessária para a casa de relés.

Para projetos de subestações convencionais, a fiação é específica para cada projeto, ou seja, depende dos equipamentos primários e dos relés de proteção e controle utilizados. Portanto são estruturas menos maleáveis. Já em subestações digitais, há maior versatilidade quanto às topologias de redes de comunicação e maior intercambiabilidade aos IEDs, possibilitando troca de equipamentos sem que haja necessidade de grandes alterações na rede de comunicação ou nos demais IEDs.

Como visto, para a solução digital não há necessidade de relés auxiliares, exceto os relés de interface. Assim é possível reduzir gastos com equipamentos menores e otimizar o espaço dos painéis, concentrando mais IEDs em cada um. É possível assim diminuir o número de painéis em uma subestação e o tamanho da casa de relés. Além da redução do espaço ocupado dentro dos painéis, a substituição dos relés auxiliares, de tecnologia eletromecânica, por IEDs possui as seguintes vantagens (MIRANDA, 2009):

- Flexibilidade funcional;
- Funções programáveis;
- Implementação de técnicas mais inteligentes de proteção;
- Auto checagem;
- Interface homem-máquina; e
- Ambiente digital.

Como visto em proteção de barras, as unidades de *bay* concentram as informações dos TCs, chaves seccionadoras e disjuntores. Tais unidades realizam o processamento destes sinais e envia informações à unidade concentrada através de fibra-óptica. Além disso, podem conter funções de proteção que requerem somente informações do *bay*, como por exemplo 50BF, 50/51 E e STB. A função das MUs se assemelha a das unidades de *bay*. Portanto, para subestações digitais, há distribuição das proteções e do processamento de sinais. Isto faz com que o sistema de proteção se torne mais ágil, com a distribuição do processamento de sinais, e mais confiável, pois se houver perda dos relés de proteção por algum motivo, as MUs realizarão algumas das funções de proteção e, caso haja perda de uma das MUs, os sistemas de proteção principal e alternada ainda receberão as informações do pátio, pois existem mais de um sistema de coleta de dados.

Outra oportunidade de ganho com as subestações com comunicação digital entre nível de processo e de *bay* é a substituição de cabos de cobre por fibras ópticas. As vantagens da utilização das fibras são (MIRANDA, 2009):

- Alta taxa de transmissão de dados;

- Imunidade à interferências eletromagnéticas;
- Mais leves;
- Possibilita auto diagnose.

Deve-se ressaltar que a redução dos cabos de cobre e a substituição por fibras ópticas diminui o número de homens-hora para lançar todos os cabos do pátio à sala de relés e aumenta a segurança dentro das salas de comando, reduzindo cabos de tensão e corrente neste ambiente. Além disso possibilita a redução de custos associados a obra civil, dutos e caneletas, acelerando o processo de construção de subestações. Haja visto que os agentes de transmissão são remunerados por disponibilidade de energia elétrica, a rápida energização de uma subestação permite acelerar o faturamento de energia.

Outro ponto a ser ressaltado é a redução de gastos com fiação. Para cada aplicação (corrente, tensão ou instrumentação), utilizam-se cabos de cobre com características distintas. Os cabos que conectam os secundários dos TCs aos relés possuem 4 fios (fases A, B, C e neutro) e sua bitola costuma ser de 6mm². Já os cabos de tensão, lançados entre os TPs e os relés, possuem o mesmo número de fios, porém a bitola geralmente é menor (4mm²). Foi feita uma cotação, e os preços dos cabos de corrente e de tensão são, respectivamente, R\$10,66 e R\$8,30 por metro.

Os cabos de medição de tensão, antes de serem levados aos IEDs, devem passar por caixas de interligação de TPs. Para a proteção da LT1, por exemplo, são necessários dois cabos 4x4 mm² dos enrolamentos do TPAX à caixa de interligação e, para subestações convencionais, mais dois cabos que serão levados à UPP-LT1. O mesmo se aplica para a proteção da LT2 e dos dois barramentos, conforme mostrado na Tabela 4.

Para a subestação convencional, o terceiro enrolamento dos TPs das linhas foram utilizados somente para função de verificação de sincronismo. Estas informações foram levadas aos painéis de proteção das respectivas linhas. A partir dos painéis, cabos de cobre levaram estas informações de tensão a todos os relés. A Tabela 5 apresenta o levantamento de gastos com cabos para realizar a “costura” entre os IEDs.

Tabela 4 - Lista de cabos de tensão do pátio à sala de relés em subestações convencionais

Tipo de Cabo (nxmm²)	Comprimento (m)	De	Para	Preço (R\$)
4X4	20	Enrolamento 1 do TPAX	Caixa de interligação do TPAX	166,00
4X4	150	Caixa de interligação do TPAX	UPP-LT1	1245,00
4X4	20	Enrolamento 2 do TPAX	Caixa de interligação do TPAX	166,00
4X4	150	Caixa de interligação do TPAX	UPCA-LT1	1245,00
4X4	20	Enrolamento 3 do TPAX	Caixa de interligação do TPAX	166,00
4X4	150	Caixa de interligação do TPAX	Painel de proteção - LT1	1245,00
4X4	20	Enrolamento 1 do TPAZ	Caixa de interligação do TPAX	166,00
4X4	150	Caixa de interligação do TPAZ	UPP-LT2	1245,00
4X4	20	Enrolamento 2 do TPAZ	Caixa de interligação do TPAX	166,00
4X4	150	Caixa de interligação do TPAZ	UPCA-LT2	1245,00
4X4	20	Enrolamento 3 do TPAZ	Caixa de interligação do TPAZ	166,00
4X4	150	Caixa de interligação do TPAZ	Painel de proteção - LT2	1245,00
4X4	20	Enrolamento 1 do TPB1	Caixa de interligação do TPB1	166,00
4X4	150	Caixa de interligação do TPB1	UPP-B1	1245,00
4X4	20	Enrolamento 2 do TPB1	Caixa de interligação do TPB1	166,00
4X4	150	Caixa de interligação do TPB1	UPCA-B1	1245,00
4X4	20	Enrolamento 3 do TPB1	Caixa de interligação do TPB1	166,00
4X4	150	Caixa de interligação do TPB1	UPP-B1	1245,00
4X4	20	Enrolamento 1 do TPB2	Caixa de interligação do TPB2	166,00
4X4	150	Caixa de interligação do TPB2	UPP-B2	1245,00
4X4	20	Enrolamento 2 do TPB2	Caixa de interligação do TPB2	166,00
4X4	150	Caixa de interligação do TPB2	UPCA-B2	1245,00
4X4	20	Enrolamento 3 do TPB2	Caixa de interligação do TPB2	166,00
4X4	150	Caixa de interligação do TPB2	UPP-B2	1245,00
Total				16.932,00

Tabela 5 – Lista de cabos de tensão entre IEDs em subestações convencionais

Tipo de Cabo (nxmm²)	Comprimento (m)	De	Para	Preço (R\$)
4X4	10	Painel de proteção-B1	Painel de proteção-AX	83,00
4X4	10	Painel de proteção-B1	Painel de proteção-AZ	83,00
4X4	10	Painel de proteção-B1	Painel de proteção-AY	83,00
4X4	10	Painel de proteção-LT1	Painel de proteção-AY	83,00
4X4	10	Painel de proteção-LT1	Painel de proteção-AZ	83,00
4X4	10	Painel de proteção-LT2	Painel de proteção-AX	83,00
4X4	10	Painel de proteção-LT2	Painel de proteção-AY	83,00
4X4	10	Painel de proteção-B2	Painel de proteção-AX	83,00
4X4	10	Painel de proteção-B2	Painel de proteção-AZ	83,00
4X4	10	Painel de proteção-B2	Painel de proteção-AY	83,00
Total				830,00

Fonte: Elaboração própria.

As tabelas Tabela 1, Tabela 2 e Tabela 3 apresentam quais informações de corrente são utilizadas pelos relés de proteção das linhas e do vão central. Cabos de cobre conectam os TCs as duas caixas de interligação e, a partir destas, cabos são lançados até a sala de relés ou até as MUs. A Tabela 6 apresenta a lista de cabos necessários e o custo para conectar os TCs aos relés.

Tabela 6 – Lista de cabos de corrente do pátio à casa de relés em subestações convencionais

Tipo de Cabo (nxmm²)	Comprimento (m)	De	Para	Preço (R\$)
4x6	20	Enrolamento 1 TCAX	Caixa de interligação do TCAX	213,2
4x6	150	Caixa de interligação do TCAX	RDP-AX	1599
4x6	20	Enrolamento 2 TCAX	Caixa de interligação do TCAX	213,2
4x6	150	Caixa de interligação do TCAX	UPP-LT1	1599
4x6	20	Enrolamento 3 TCAX	Caixa de interligação do TCAX	213,2
4x6	150	Caixa de interligação do TCAX	UPCA-LT1	1599
4x6	20	Enrolamento 4 TCAX	Caixa de interligação do TCAX	213,2
4x6	150	Caixa de interligação do TCAX	UPP-B1	1599
4x6	20	Enrolamento 1 TCAY	Caixa de interligação do TCAY	213,2
4x6	150	Caixa de interligação do TCAY	RDP-AX	1599
4x6	20	Enrolamento 2 TCAY	Caixa de interligação do TCAY	213,2
4x6	150	Caixa de interligação do TCAY	RDP-AZ	1599
4x6	20	Enrolamento 3 TCAY	Caixa de interligação do TCAY	213,2
4x6	150	Caixa de interligação do TCAY	UPP-LT1	1599
4x6	20	Enrolamento 4 TCAY	Caixa de interligação do TCAY	213,2
4x6	150	Caixa de interligação do TCAY	UPP-LT2	1599
4x6	20	Enrolamento 5 TCAY	Caixa de interligação do TCAY	213,2
4x6	150	Caixa de interligação do TCAY	UPCA-LT1	1599
4x6	20	Enrolamento 6 TCAY	Caixa de interligação do TCAY	213,2
4x6	150	Caixa de interligação do TCAY	UPCA-LT2	1599
4x6	20	Enrolamento 1 TCAZ	Caixa de interligação do TCAZ	213,2
4x6	150	Caixa de interligação do TCAZ	RDP-AZ	1599
4x6	20	Enrolamento 2 TCAZ	Caixa de interligação do TCAZ	213,2
4x6	150	Caixa de interligação do TCAZ	UPP-LT2	1599
4x6	20	Enrolamento 3 TCAZ	Caixa de interligação do TCAZ	213,2
4x6	150	Caixa de interligação do TCAZ	UPCA-LT2	1599
4x6	20	Enrolamento 4 TCAZ	Caixa de interligação do TCAZ	213,2
4x6	150	Caixa de interligação do TCAZ	UPP-B2	1599
Total				25.370,80

Fonte: Elaboração própria.

Os enrolamentos que foram compartilhados entre proteções distintas, são levados do pátio a apenas um painel e a comunicação com os demais IEDs é feita por “costura” dentro da sala de relés. A Tabela 7 apresenta a lista de cabos utilizados para esta finalidade e o seu custo.

Tabela 7 – Lista de cabos de corrente entre IEDs em subestações convencionais

Tipo de Cabo (nxmm²)	Comprimento (m)	De	Para	Preço (R\$)
4x6	10	Painel de Proteção - LT1	UPCA-B1	106,6
4x6	10	Painel de Proteção - LT1	UPP-AY	106,6
4x6	10	Painel de Proteção - LT1	UPCA-B1	106,6
4x6	10	Painel de Proteção - LT2	UPCA-B2	106,6
Total				426,40

Fonte: Elaboração própria.

Para a supervisão dos disjuntores, podem ser utilizados cabos 12 x 2,5 mm² e cabos 6 x 2,5 mm². Conforme apresentado nos quadros Quadro 2 e Quadro 3, são considerados 15 sinais binários por disjuntor. Serão utilizados, portanto, cabos 12 x 2,5 mm² e cabos 6 x 2,5 mm², sobrando três veias. A Tabela 8 apresenta a lista de cabos que devem ser lançadas dos disjuntores aos seus respectivos armários e destes aos relés de proteção e controle. Note que as informações dos disjuntores são levadas aos painéis, pois haverá compartilhamento entre a UPP e a UPCA.

Tabela 8 - Lista de cabos de supervisão de disjuntor entre o pátio e a casa de relés em subestações convencionais

Tipo de Cabo (nxmm²)	Comprimento (m)	De	Para	Preço (R\$)
12 x 2,5	20	Disjuntor 52AX	Armário de Disjuntor	269,6
12 x 2,5	150	Disjuntor 52AX	Painel de Proteção - LT1	2022
6 x 2,5	20	Disjuntor 52AX	Armário de Disjuntor	159,2
6 x 2,5	150	Disjuntor 52AX	Painel de Proteção - LT1	1194
12 x 2,5	20	Disjuntor 52AY	Armário de Disjuntor	269,6
12 x 2,5	150	Disjuntor 52AY	Painel de Proteção - AY	2022
6 x 2,5	20	Disjuntor 52AY	Armário de Disjuntor	159,2
6 x 2,5	150	Disjuntor 52AY	Painel de Proteção - AY	1194
12 x 2,5	20	Disjuntor 52AZ	Armário de Disjuntor	269,6
12 x 2,5	150	Disjuntor 52AZ	Painel de Proteção - LT2	2022
6 x 2,5	20	Disjuntor 52AZ	Armário de Disjuntor	159,2
6 x 2,5	150	Disjuntor 52AZ	Painel de Proteção - LT2	1194
Total				10.934,40

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 9 contém a lista e o custo de cabos utilizados para o compartilhamento de informação dos disjuntores entre IEDs de painéis distintos. Note que as informações dos disjuntores são levadas aos painéis, pois haverá compartilhamento entre a UPP e a UPCA.

Tabela 9 - Lista de cabos de supervisão de disjuntor entre IEDs em subestações convencionais

Tipo de Cabo (nxmm²)	Comprimento (m)	De	Para	Preço (R\$)
6 x 2,5	10	Painel de Proteção - LT1	Painel de Proteção - AY	79,6
6 x 2,5	10	Painel de Proteção - AY	Painel de Proteção - LT1	79,6
6 x 2,5	10	Painel de Proteção - AY	Painel de Proteção - LT2	79,6
6 x 2,5	10	Painel de Proteção - LT2	Painel de Proteção - AY	79,6
			Total	318,40

Fonte: Elaboração própria.

Para a supervisão das chaves seccionadoras e das lâminas-terra, são utilizados cabos de cobre 6 x 2,5 mm². Conforme apresentado nos quadros Quadro 4 e Quadro 5, são considerados cinco sinais binários para supervisão de cada um destes equipamentos. A Tabela 10 apresenta a lista de cabos que devem ser lançados das chaves seccionadoras aos seus respectivos armários e destes aos IEDs de proteção e controle.

Tabela 10 - Lista de cabos de supervisão de chaves seccionadoras e lâminas-terra entre o pátio e a casa de relés em subestações convencionais

Tipo de Cabo (nxmm²)	Comprimento (m)	De	Para	Preço (R\$)
6 x 2,5	20	Seccionadora 89AX1	Armário de Seccionadora	159,2
6 x 2,5	150	Armário de Seccionadora	Painel de proteção - LT1	1194
6 x 2,5	20	Seccionadora 89AX2	Armário de Seccionadora	159,2
6 x 2,5	150	Armário de Seccionadora	Painel de proteção - LT1	1194
6 x 2,5	20	Seccionadora 89AX	Armário de Seccionadora	159,2
6 x 2,5	150	Armário de Seccionadora	Painel de proteção - LT1	1194
6 x 2,5	20	Lâmina-terra 89AXT	Armário de Seccionadora	159,2
6 x 2,5	150	Armário de Seccionadora	Painel de proteção - LT1	1194
6 x 2,5	20	Seccionadora 89AY1	Armário de Seccionadora	159,2
6 x 2,5	150	Armário de Seccionadora	Painel de proteção - AY	1194
6 x 2,5	20	Seccionadora 89AY2	Armário de Seccionadora	159,2
6 x 2,5	150	Armário de Seccionadora	Painel de proteção - AY	1194
6 x 2,5	20	Seccionadora 89AZ1	Armário de Seccionadora	159,2
6 x 2,5	150	Armário de Seccionadora	Painel de proteção - LT2	1194
6 x 2,5	20	Seccionadora 89AZ2	Armário de Seccionadora	159,2
6 x 2,5	150	Armário de Seccionadora	Painel de proteção - LT2	1194
6 x 2,5	20	Seccionadora 89AZ	Armário de Seccionadora	159,2
6 x 2,5	150	Armário de Seccionadora	Painel de proteção - LT2	1194
6 x 2,5	20	Lâmina-terra 89AZT	Armário de Seccionadora	159,2
6 x 2,5	150	Armário de Seccionadora	Painel de proteção - LT2	1194
			Total	13.532,00

Tabela 11 - Lista de cabos de supervisão de chaves seccionadoras e lâminas terra entre IEDs em subestações convencionais

Tipo de Cabo (nxmm²)	Comprimento (m)	De	Para	Preço (R\$)
12 x 2,5	10	Painel de Proteção - LT1	Painel de Proteção - AY	134,8
6 x 2,5	10	Painel de Proteção - AY	Painel de Proteção - LT1	79,6
6 x 2,5	10	Painel de Proteção - AY	Painel de Proteção - LT2	79,6
12 x 2,5	10	Painel de Proteção - LT2	Painel de Proteção - AY	134,8
			Total	428,80

Fonte: Elaboração própria.

Para a solução convencional apresentada, foram gastos R\$ 68.772,80 com cabos de cobre para realizar a comunicação entre os equipamentos do nível de processo e os equipamentos do nível de vão. Foram utilizados um total de 7.360,00 metros de cabos de cobre.

Em subestações digitais, ainda foram utilizados cabos de cobre para fazer a interligação dos transformadores de medição a suas respectivas caixas. As MUs recebem estes sinais ainda provenientes de cabos de cobre. Foram utilizados 20 metros de cabos para o fechamento dos transformadores de tensão nas caixas de interligação e, das caixas às MUs, foram utilizados mais 10 metros. As tabelas Tabela 12 e Tabela 13 apresentam a lista de cabos de controle para tensão e corrente.

Tabela 12 – Lista de cabos de tensão para solução digital

Tipo de Cabo (nxmm²)	Comprimento (m)	De	Para	Preço (R\$)
4X4	30	Enrolamento 1 do TPB1	MUB1-A	249,00
4X4	30	Enrolamento 2 do TPB1	MUB2-P	249,00
4X4	30	Enrolamento 1 do TPAX	MUAX-A	249,00
4X4	30	Enrolamento 2 do TPAX	MUAX-P	249,00
4X4	30	Enrolamento 1 do TPAZ	MUAZ-A	249,00
4X4	30	Enrolamento 2 do TPAZ	MUAZ-P	249,00
4X4	30	Enrolamento 1 do TPB2	MUB2-A	249,00
4X4	30	Enrolamento 2 do TPB2	MUB2-P	249,00
			Total	1.992,00

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 13 - Lista de cabos de corrente para solução digital

Tipo de Cabo (n x mm²)	Comprimento (m)	De	Para	Preço (R\$)
4x6	30	Enrolamento 1 TCAX	MUAX-A	319,8
4x6	30	Enrolamento 2 TCAX	MUAX-A	319,8
4x6	30	Enrolamento 3 TCAX	MUAX-P	319,8
4x6	30	Enrolamento 1 TCAY	MUAY-A	319,8
4x6	30	Enrolamento 2 TCAY	MUAY-A	319,8
4x6	30	Enrolamento 3 TCAY	MUAY-P	319,8
4x6	30	Enrolamento 1 TCAZ	MUAZ-A	319,8
4x6	30	Enrolamento 2 TCAZ	MUAZ-A	319,8
4x6	30	Enrolamento 3 TCAZ	MUAZ-P	319,8
Total				2.878,20

Fonte: Elaboração própria.

Também houve utilização de cabos de cobre para levar informações dos disjuntores, chaves seccionadoras e lâminas-terra para as MUs. Foram utilizados 20 metros entre cada equipamento e seu respectivo armário e mais 10 m de cada armário às MUs. As tabelas Tabela 14 e Tabela 15 apresentam a lista de cabos utilizados para supervisão dos equipamentos primários e o custo para esta aplicação.

Tabela 14 – Lista de cabos de supervisão de disjuntor para solução digital

Tipo de Cabo (n x mm²)	Comprimento (m)	De	Para	Preço (R\$)
12 x 2,5	30	Disjuntor 52AX	MUAX-A	404,4
6 x 2,5	30	Disjuntor 52AX	MUAX-A	238,8
12 x 2,5	30	Disjuntor 52AY	MUAY-A	404,4
6 x 2,5	30	Disjuntor 52AY	MUAY-A	238,8
12 x 2,5	30	Disjuntor 52AZ	MUAZ-A	404,4
6 x 2,5	30	Disjuntor 52AZ	MUAZ-A	238,8
Total				1.929,60

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 15 - Lista de cabos de supervisão de chaves seccionadoras e lâminas-terra para solução digital

Tipo de Cabo (n x mm²)	Comprimento (m)	De	Para	Preço (R\$)
6 x 2,5	30	Seccionadora 89AX1	MUAX-P	238,8
6 x 2,5	30	Seccionadora 89AX2	MUAX-P	238,8
6 x 2,5	30	Seccionadora 89AX	MUAX-P	238,8
6 x 2,5	30	Seccionadora 89AXT	MUAX-P	238,8
6 x 2,5	30	Seccionadora 89AY1	MUAY-P	238,8
6 x 2,5	30	Seccionadora 89AY2	MUAY-P	238,8
6 x 2,5	30	Seccionadora 89AZ1	MUAZ-P	238,8
6 x 2,5	30	Seccionadora 89AZ2	MUAZ-P	238,8
6 x 2,5	30	Seccionadora 89AZ	MUAZ-P	238,8
6 x 2,5	30	Seccionadora 89AZT	MUAZ-P	238,8
Total				2.388,00

Fonte: Elaboração própria.

Para a solução digital apresentada, foram gastos R\$ 9.187,80 com cabos de cobre para realizar a comunicação entre os equipamentos do nível de processo e as MUs. Foram utilizados um total de 990 metros de cabos de cobre.

A Tabela 16 mostra como foram utilizadas as fibras ópticas e o custo para cada aplicação. O preço médio das fibras ópticas com acopladores é de R\$ 43,98.

Tabela 16 – Lista de cabos ópticos

Rede	Comprimento (m)	De	Para	Preço (R\$)
A	5	MUAX-P	Switch A do Barramento de processo	219,9
B	5	MUAX-P	Switch B do Barramento de processo	219,9
A	5	MUAX-A	Switch A do Barramento de processo	219,9
B	5	MUAX-A	Switch B do Barramento de processo	219,9
A	5	MUAY-P	Switch A do Barramento de processo	219,9
B	5	MUAY-P	Switch B do Barramento de processo	219,9
A	5	MUAY-A	Switch A do Barramento de processo	219,9
B	5	MUAY-A	Switch B do Barramento de processo	219,9
A	5	MUAZ-P	Switch A do Barramento de processo	219,9
B	5	MUAZ-P	Switch B do Barramento de processo	219,9
A	5	MUAZ-A	Switch A do Barramento de processo	219,9
B	5	MUAZ-A	Switch B do Barramento de processo	219,9
A	140	Switch A do Barramento de processo	Casa de relés	6157,2
B	140	Switch B do Barramento de processo	Casa de Relés	6157,2
Total				14.953,2

Fonte: Elaboração própria.

Para a solução convencional, foram utilizados 7.360 metros de cabos de cobre a um preço de 68.772,80 reais. Já para a solução digital, foram utilizados 990 metros de cabo de cobre, que custaram 9.187,80 reais. Houve redução, portanto, de 87% de metragem de cabos de cobre. Além disso, foram retirados todos os cabos de cobre que faziam a costura entre os painéis da sala de relés, exceto os cabos de força utilizados para alimentação dos IEDs. Na solução digital, foram gastos 14.953 reais com fibras ópticas e acopladores. Ao somar este valor com o total gasto com cabos de controle e instrumentação, o custo de fiação total da solução digital foi de R\$ 24.141,00. Portanto houve redução de 65% dos gastos relacionados à fiação de pátio entre a solução digital e a convencional.

Ademais, a diminuição dos cabos de cobre entre os equipamentos primários e os IEDs implica na redução das estruturas necessárias para guiar e proteger a cablagem, portanto há diminuição de gastos com obra civil, com a mão de obra necessária para lançar todos os cabos e fazer o comissionamento. Após a conclusão da obra, torna-se mais simples o trabalho da manutenção, pois as fibras ópticas são mais fáceis de serem trocadas e possuem supervisão contínua. Além destes aspectos, a subestação torna-se mais segura, pois os sinais de corrente e de tensão são transmitidos de forma digital.

5 CONCLUSÕES

A proposta do presente trabalho é, a partir de uma subestação de arranjo disjuntor e meio, comparar aspectos de soluções convencional, em que a comunicação entre os dois primeiros níveis hierárquicos do SAS é feito através de cabos de cobre, e digitais, em que se utiliza rede ethernet para esta comunicação.

No Capítulo 2, foi feita uma revisão de conceitos básicos para o desenvolvimento do trabalho. Foram abordados os Procedimentos de Rede do ONS, em que são definidas as regras de operação dos sistemas elétricos de transmissão pertencentes à Rede Básica, e a norma IEC 61850, que permitiu a padronização da comunicação entre os equipamentos que compõem o sistema de automação de subestações. Foram abordados temas como configurações de subestações, funções dos equipamentos de pátio e lógica de operação das funções de proteção que são requisitadas no submódulo 2.6 do Procedimento de Rede do ONS.

A partir destes conceitos preliminares, nos capítulos 3 e 4, foram desenvolvidas listas de sinais analógicos e binários que devem ser considerados para a proteção e controle de sistemas de transmissão de energia elétrica. Também foram elaborados diagramas que evidenciam as diferenças entre as soluções convencional e digital. Nestes capítulos, foram apresentadas as possibilidades de diminuir o número dos enrolamentos dos transformadores de medição, de extinguir as entradas analógicas e binárias dos relés, de reduzir o número de relés auxiliares e de bornes, bem como substituir os cabos de cobres por fibras ópticas.

O Capítulo 4 focou em apresentar a solução digital e suas vantagens em relação à convencional., dentre estas vantagens estão a redução de cabos de cobre e, conseqüentemente, redução de gastos relacionados à obra civil, comissionamento e manutenção, além de aumento da velocidade de construção da subestação. A substituição de cabos de cobre por fibras ópticas torna a subestação mais segura, diminui a fiação dentro dos painéis e praticamente supre a necessidade da utilização de relés auxiliares. Constatou-se que, para o caso apresentado neste trabalho, houve redução de 6.370 metros de cabo de cobre em comparação com a solução convencional, diminuindo 87% o comprimento dos cabos e o valor gasto com os cabos de cobre foi reduzido de R\$ 68.777,80 para R\$ 9.187,80.

Apesar de serem necessário outros equipamentos, como *switches* e MUs, a solução digital reduziu a miscelânea dos painéis de proteção e controle, concentrando em alguns equipamentos eletrônicos diversas funções. Isto implica ganhos para as equipes de comissionamento, manutenção e suprimentos.

A solução digital também confere à subestação maior capacidade de compartilhamento de dados e permite maior interoperabilidade e intercambialidade dos IEDs. As MUs também podem desempenhar o papel de unidade de bay, concentrando informações locais, processando os sinais e atuando quando for necessário, distribuindo o processamento de dados.

Conclui-se, considerando aspectos como as reduções de homens-hora, obra civil e gastos com equipamentos secundários, que as soluções digitais são viáveis do ponto de vista financeiro. As subestações digitais ainda possuem maior integração entre os níveis hierárquicos dos SAS, permitem maior compartilhamento de informações e distribuem o processamento de sinais, tornando a proteção mais rápida. Ademais, as salas de comando tornam-se mais seguras, uma vez que há redução do número de cabos que transportam tensão e corrente dentro da sala de relés.

REFERÊNCIAS

- ANDERSON, P. M. **Power system protection**. New York: IEEE Press, 1999.
- BAYLISS, C.; HARDY, B. **Transmission and distribution electrical engineering**. 3.ed. London: Elsevier, 2007.
- CHAPMAN, S. J. **Fundamentos de máquinas elétricas**. Tradução: Anatólio Laschuk. 5. ed. Porto Alegre: AMGH, 2013.
- CHEMIN NETO, U. **Aplicações de controle e supervisão distribuídas em subestações de energia elétrica através do uso de relés digitais de proteção**. 2008. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2008.
- COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R. **Proteção digital de sistemas elétricos de potência: dos relés eletromecânicos aos microprocessados inteligentes**. São Carlos: EESC- USP, 2011.
- FROTIN, S. O. (org.). **Equipamentos de alta tensão: prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas**. Brasília: Teixeira, 2013.
- HENDERSON, Michael. Substations of the future: advances in systems & equipment. **IEEE Power and Energy Magazine**, New York, v.17, n.4, p. 4-6, 2019.
- HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G.; NIEMIRA, J. K. **Power system relaying**. 4.ed. Chichester: John Wiley, 2014.
- HUNT, R.; FLYNN, B.; SMITH, T. The Substation of the future: moving toward a digital solution. . **IEEE Power and Energy Magazine**, New York, v.17, n.4, p. 47-55, 2019.
- IEEE. **Guide for protective relay applications to power system buses: C37.234-2009**. New York: IEEE, 2009.
- IEEE. **Guide for protective relay applications to transmission lines: C37.113TM-2015**: revision of IEEE Std C37.113-1999. New York: IEEE, 2015.
- KINDERMANN, G. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. 2.ed. Florianópolis: Edição de Autor, 2005. v.1.
- KINDERMANN, G. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. 2.ed. Florianópolis: Edição de Autor, 2006. v.2.
- KINDERMANN, G. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. 2.ed. Florianópolis: Edição de Autor, 2008. v.3.
- MAEZONO, P. K. **Curso básico de proteção: proteção de sistemas elétricos de transmissão de energia**. São Paulo, 2012. Material do Curso desenvolvido pela empresa Virtus Consultoria e Serviços Ltda e oferecido à empresa CTEEP em São Paulo, 2012.
- MIRANDA, J. C. **IEC-61850: interoperabilidade e intercambialidade entre equipamentos de supervisão, controle e proteção através das redes de comunicação de dados**. 2009. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2009.

MU320 Merging Unit: analog and digital, fast and accurate: fully-integrated merging unit for process bus applications. Disponível em: https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/MU320_DS_EN_V03.pdf. Acesso em: 30 out. 2019.

NETWORK PROTECTION & AUTOMATION GUIDE. Paris: AREVA, 2002. Disponível em: <https://pt.scribd.com/document/335482630/Network-Protection-Automation-Guide-Areva-1-pdf>. Acesso em: 2 nov. 21019.

OMICRON. **IEC 61850**: thematic introduction and testing solutions. Feb. 2019. Disponível em: <file:///C:/Users/user/Downloads/IEC-61850-Brochure-ENU.pdf>. Acesso em: 13 nov. 2019.

ONS. **Filosofias das proteções das linhas de transmissão de tensões iguais e superiores a 345 KV**. Rio de Janeiro: ONS, 2011.

ONS. **Submódulo 2.6**: requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção. Rio de Janeiro: ONS, 2016.

OUR WORLD IN DATA. **Energy access**. Disponível em: <https://ourworldindata.org/energy-access>. Acesso em: 13 nov. 2019.

PHADKE, A. G.; THORP, J. S. **Computer relaying for power systems**. 2nd. ed. Chichester: John Wiley, 2009. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9780470749722>. . Acesso em: 7 out. 2019.