



Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Análise dos Esquemas de Teleproteção em Linhas de Transmissão

Ramayana Leonarda de Araújo Pereira

Campina Grande, Paraíba

Março/2018

Ramayana Leonarda de Araújo Pereira

Análise dos Esquemas de Teleproteção em Linhas de
Transmissão

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Coordenação do
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Campina Grande como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências no
Domínio da Engenharia Elétrica*

Orientadora:

Professora Núbia Silva Dantas Brito, D. Sc.

Campina Grande, Paraíba

Março/2018

Ramayana Leonarda de Araújo Pereira

Análise dos Esquemas de Teleproteção em Linhas de
Transmissão

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Coordenação do
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Campina Grande como parte dos requisitos
necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências no
Domínio da Engenharia Elétrica*

Aprovado em / /

Professor Avaliador
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Professora Núbia Silva Dantas Brito, D. Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientadora

Campina Grande, Paraíba
Março/2018

*Este trabalho é dedicado aos meus pais, Leonardo e Ana,
por todo apoio e carinho dedicado durante o Curso.*

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, por me proporcionar a conclusão deste curso, apesar das dificuldades e dos atropelos.

Agradeço ao meus pais, Ana e Leonardo, por todo suporte financeiro e emocional ao longo dos anos, por trabalharem incansavelmente para que eu tivesse a oportunidade e condições de estudar.

Expresso meu agradecimento, às minhas irmãs, Luciene, Leonora e Tatiana, aos meus cunhados Douglas, Celso e em especial, a Valdemir por toda ajuda dada durante essa longa caminhada.

Agradeço ao meu namorado, Caio, que enfrentou junto comigo os momentos mais difíceis dessa jornada e nunca me deixou desistir, me apoiando e me dando força para continuar.

Expresso minha admiração e agradecimentos aos professores e funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica, em especial, à Adail Silva e Tchai Oliveira, por todo apoio durante os seis anos de curso.

Agradeço de forma especial à Professora Núbia Silva Dantas, pela orientação nas atividades desenvolvidas durante o período de elaboração deste trabalho e por toda a contribuição dada ao longo das atividades acadêmicas. E às minhas co-orientadoras, Rafaella Meira e Jamile Oliveira, que ao longo do curso muito me auxiliaram.

Por fim, agradeço a todos os meus amigos do LSP e LARCA, que contribuíram de forma direta ou indiretamente para a conclusão desse momento tão importante, em especial, à Melyna Simões e Hotoniones Bezerra.

Resumo

Análise apurada dos esquemas de teleproteção *Permissive Overreaching Transfer Trip* - POTT e *Directional Comparison Blocking* – DCB foi realizada neste trabalho. O foco do estudo foi avaliar como tais esquemas podem garantir a interoperabilidade de relés. Para realização do estudo, adotou-se o *software* CAPE (*Computer Aided Protection Engineering*) como plataforma de simulação e o relé SEL – 311C da *Schweitzer Engineering Laboratories*. Os estudos de casos foram realizados em um sistema-teste de 230 kV do IEEE (*Institute of Electronic and Electronic Engineers*), no qual foram simuladas faltas e instalados os relés. Ao final, uma metodologia foi desenvolvida, a qual pode ser aplicada para análise de interoperabilidade de relés.

Palavras chave: Linha de Transmissão, Proteção de Sistemas Elétricos, Teleproteção.

Abstract

A detailed analysis of the Permissive Overreaching Transfer Trip - POTT and Directional Comparison Blocking - DCB teleprotection schemes is presented in this work. The focus of the study is to evaluate how such schemes can guarantee the interoperability of relays. To carry out the study, CAPE (Computer Aided Protection Engineering) software was used as simulation platform and the SEL-311C relay from Schweitzer Engineering Laboratories. The case studies were carried out in a 230 kV IEEE (Institute of Electronic and Electronic Engineers) test system, in which faults were simulated and the relays were installed. At the end, a methodology was developed, which can be applied to relay interoperability analysis.

Key words: Transmission Line, Protection of Electrical Systems, Teleprotection.

Sumário

Abstract.....	vii
1. Introdução.....	1
2. Fundamentação Teórica.....	3
2.1. Sistema de Proteção.....	3
2.2. Filosofia da Proteção.....	4
2.3. Proteção de Linhas de Transmissão.....	4
2.4. Esquemas de Teleproteção.....	8
3. Metodologia.....	13
4. Estudos de Casos.....	21
4.1. Caso 1: Falta AT aplicada a 50% da LT3, da barra 2 para barra 3, com $R_f=5\Omega$, sem teleproteção (Figuras 4.5,4.6,4.7).....	26
4.2. Caso 3: Falta AB aplicada a 33,33% da LT1, da barra 1 para barra 2, com $R_f=1\Omega$, sem teleproteção (Figuras 4.8, 4.9 e 4.10).....	30
4.3. Caso 5: Falta ABT aplicada a 80% da LT3, da barra 2 para barra 3, com $R_f=0\Omega$ e $R_g=1\Omega$, sem teleproteção (Figuras 4.11, 4.12 e 4.13).....	34
4.4. Caso 1: Falta AT aplicada a 50% da LT3, da barra 2 para barra 3, com $R_f=5\Omega$, com teleproteção POTT (Figura 4.14).....	38
4.5. Caso 3: Falta AB aplicada a 33,33% da LT1, da barra 1 para barra 2, com $R_f=1\Omega$, com teleproteção POTT.....	39
4.6. Caso 5: Falta ABT aplicada a 80% da LT1, da barra 2 para barra 3, com $R_f=0\Omega$ e $R_g=1\Omega$, com teleproteção POTT (Figura 4.15).....	40
4.7. Caso 1: Falta AT aplicada a 50% da LT3, da barra 2 para barra 3, com $R_f=5\Omega$, com teleproteção DCB (Figura 4.16).....	40
4.8. Caso 5: Falta ABT aplicada a 80% da LT3, da barra 2 para barra 3, com $R_f=0\Omega$ e $R_g=1\Omega$, com teleproteção DCB (Figura 4.17).....	43
4.9. Resumo da Análise.....	44
Conclusões.....	47

Referências Bibliográficas	48
APÊNDICE	53

Lista de Ilustrações

Figura 2.1 Diagrama esquemático de um sistema de proteção típico.....	3
Figura 2.2 Representação de uma LT com uma falta.....	5
Figura 2.3 Diagrama R-X.....	6
Figura 2.4 Característica do relé de impedância.....	6
Figura 2.5 Característica quadrilateral no plano R-X.....	7
Figura 2.6 Representação das zonas de proteção de um relé de distância.....	8
Figura 2.7 Sistema de comunicação da proteção.....	9
Figura 2.8 Esquema DUTT.....	10
Figura 2.9 Esquema PUTT.....	11
Figura 2.10 Esquema POTT.....	12
Figura 2.11 Esquema DCB.....	12
Figura 3.1 Relé SEL- 311C.....	13
Figura 3.2 Tela inicial do programa.....	15
Figura 3.3 Aplicação de faltas no sistema no módulo ShortCircuit.....	16
Figura 3.4 a) Diagrama Mho, b) Relatório de Falta.....	18
Figura 3.5 a) Diagrama unifilar, b) Relatório de falta.....	19
Figura 3.6 Aplicação de falta no módulo <i>System Simulator</i>	20
Figura 4.1 Sistema-teste.....	21
Figura 4.2 Sistema-teste modelado no módulo One-Line Diagram.....	22
Figura 4.3 Esquema lógico da teleproteção DCB.....	23
Figura 4.4 Esquema lógico da teleproteção POTT.....	24
Figura 4.5 Caso 1, sem teleproteção. a) Diagrama unifilar, b) Relatório de falta.....	26
Figura 4.6 Caso 1, sem teleproteção: perspectiva do relé da Sub. B. a) Diagrama Mho e Quadrilateral, b) Relatório de falta.....	27
Figura 4.7 Caso 1, sem teleproteção: perspectiva do relé da Sub. C. a) Diagrama Mho e Quadrilateral, b) Relatório de falta.....	28
Figura 4.8 Caso 3, sem teleproteção. a) Diagrama unifilar, b) Relatório de falta.....	30
Figura 4.9 Caso 3, sem teleproteção: perspectiva do relé da Sub. B. a) Diagrama Mho b) Relatório de falta.....	31
Figura 4.10 Caso 3, sem teleproteção: perspectiva do relé da Sub. C. a) Diagrama Mho b) Relatório de falta.....	32
Figura 4.11 Caso 5, sem teleproteção. a) Diagrama unifilar, b) Relatório de falta.....	34

Figura 4.12 Caso 5, sem teleproteção: perspectiva do relé da Sub. B. a) Diagrama Mho, b) Relatório de falta.	35
Figura 4.13 Caso 5, sem teleproteção: perspectiva do relé da Sub. C. a) Diagrama Mho, b) Relatório de falta.	36
Figura 4.14 Caso 1, com esquema POTT. a) Diagrama unifilar, b) Relatório de falta.	38
Figura 4.15 Caso 3, com esquema POTT. a) Diagrama unifilar, b) Relatório de falta.	41
Figura 4.16 Caso 1, com esquema DCB. a) Diagrama unifilar, b) Relatório de falta.	42
Figura 4.17 Caso 5, com esquema DCB. a) Diagrama unifilar, b) Relatório de falta.	43

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 Esquemas de Teleproteção.....	9
Tabela 3.1 Cronograma de execução do TCC.	13
Tabela 4.1 Parâmetros da LT.	21
Tabela 4.2 Parâmetros dos equivalentes de Thévenin.	21
Tabela 4.3 Elementos da teleproteção DCB.....	23
Tabela 4.4 Elementos da teleproteção POTT.	24
Tabela 4.5 Cenários de faltas.....	25
Tabela 4.6 Análise das faltas nas LT1 e LT3, para sistemas com e sem teleproteção.....	46

Lista de Abreviaturas e Unidades

ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
CAPE	<i>Computer Aided Protection Engineering</i>
DCB	<i>Directional Comparison Blocking</i>
DUTT	<i>Direct Underreach Transfer Tripping</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
km	Quilômetro - Unidade de medida de comprimento
kV	Quilovolt - Unidade de medida de tensão elétrica
LARCA	Laboratório de Referência em Controle e Automação
LSP	Laboratório de Sistema de Potência
LT	Linha de Transmissão
ms	Milissegundos - Unidade de medida de tempo
Ohm/km	Unidade de impedância por unidade de comprimento
PLC	<i>Power Line Carrier</i>
POTT	<i>Permissive Overreach Transfer Tripping</i>
p.u.	Por unidade
PUTT	<i>Permissive Underreach Transfer Tripping</i>
SEL	<i>Schweitzer Engineering Laboratories</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
Sub.	Subestação
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
UFCCG	Universidade Federal de Campina Grande
SEL	<i>Schweitzer Engineering Laboratories Comercial Ltd</i>
Ω	Ohm - Unidade de medida da resistência elétrica
$\bar{\Omega}$	Mho - Unidade de susceptância

1. Introdução

No Brasil, todos os grandes geradores são conectados aos centros de consumo através de linhas de transmissão (LT), responsáveis por transportar a energia gerada aos grandes consumidores, ou indiretamente, aos pequenos consumidores por meio das empresas de distribuição (ABRADEE, 2018). Atualmente, a grande maioria das LT de alta tensão no Brasil são protegidas por relés de distância, que apesar das suas reconhecidas qualidades, possuem uma limitação: embora sua atuação seja considerada instantânea para a 1ª zona de proteção, na prática, seu alcance não consegue cobrir toda a LT.

Graças aos avanços dos sistemas de comunicação, essa limitação pôde ser superada, fazendo uso de *links* de comunicação rápidos e confiáveis entre os relés instalados em cada terminal da LT a ser protegida. O canal de comunicação que se estabelece entre os relés, permite que os esquemas de *trip* sejam interconectados através da troca de informações de estados lógicos dos relés, possibilitando a comparação das suas respostas e determinação do sentido correto da falta (GERS *et al*, 2004). Isso resulta em redução considerável do tempo de extinção de falta, tanto no bloqueio contra faltas externas, quanto na eliminação de faltas internas em todo o comprimento da LT (GUERRERO, 2011a). Esse procedimento de troca de informações entre os relés é denominado de teleproteção, cujas diretrizes para os sistemas de proteção e de telecomunicações no Brasil são estabelecidas nos Procedimentos de Rede do ONS, em particular no Submódulo 2.6 (ONS, 2017).

Uma questão importante em relação a esse tema, diz respeito ao fato de que no Brasil, os órgãos regulamentadores exigem que os equipamentos instalados em todos os terminais das LT, devem ser idênticos (mesmo fabricante, marca e modelo), não sendo admissível à utilização de equipamentos diferentes (ANEEL, 2017). Essa exigência visa garantir a interoperabilidade total entre os equipamentos.

Este Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) insere-se nesse contexto e teve como objetivo fazer um estudo comparativo entre os esquemas de teleproteção POTT (*Permissive Overreach Transfer Tripping*) e DCB (*Directional Comparison Blocking*), utilizando o *software* CAPE (*Computer Aided Protection Engineering*).

O TCC foi realizado sob orientação da professora Núbia Silva Dantas Brito e supervisão da engenheira Rafaella Nascimento Meira. O relatório foi estruturado conforme a seguir.

- Capítulo 2: fundamentação teórica requerida para o desenvolvimento do trabalho;
- Capítulo 3: apresentação da metodologia adotada;
- Capítulo 4: Exposição e discussão dos resultados obtidos;
- Capítulo 5: Apresentação das conclusões finais.
- Referências bibliográficas.

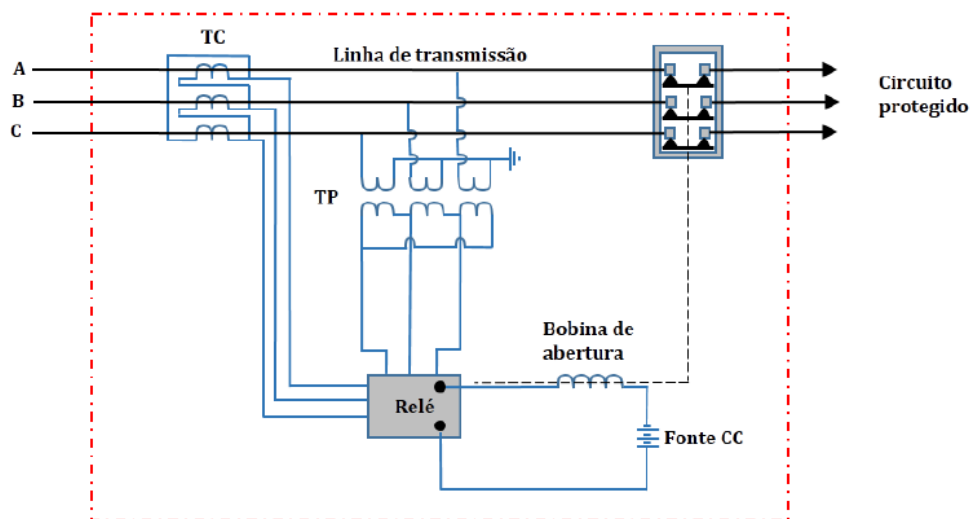
2. Fundamentação Teórica

Neste capítulo, são abordados os temas mais importantes para a elaboração do TCC.

2.1. Sistema de Proteção

Um sistema de proteção é definido como sendo o conjunto de equipamentos e acessórios destinados a realizar a proteção para curtos-circuitos e para outras condições de operação anormais em componentes do Sistema Elétrico de Potência (SEP) (ONS, 2017). Um diagrama de um sistema de proteção típico é apresentado na Figura 2.1.

Figura 2.1 Diagrama esquemático de um sistema de proteção típico.



Fonte: MEIRA (2018).

Seu princípio de funcionamento pode ser descrito da seguinte forma: os transdutores de potencial e corrente reduzem as magnitudes das grandezas envolvidas (tensão e corrente, respectivamente) para níveis aceitáveis de leitura e acesso seguro. Em seguida, essas informações são disponibilizadas ao relé (elemento lógico do sistema de proteção), que se encarrega de processá-las. Caso os valores das grandezas excedam valores pré-definidos, os contatos do relé são fechados. Neste instante, a bobina de abertura do disjuntor é energizada, o que resulta na abertura dos contatos principais do disjuntor e isolamento do componente ou circuito sob falta (SÀ *et al*, 2010).

2.2. Filosofia da Proteção

Denomina-se filosofia da proteção a técnica de selecionar, coordenar, ajustar e aplicar os diversos equipamentos e dispositivos de proteção a um SEP, de forma que qualquer anormalidade possa ser isolada e removida, sem que as outras partes do mesmo sejam afetadas (GIGUER, 1988). A filosofia da proteção tem como objetivo atender as exigências dos órgãos reguladores, mantendo sua essência em cinco conceitos importantes (GUERRA, 2011):

- **Confiabilidade** - O sistema de proteção deve sempre atuar em caso de anormalidade, e somente neste caso;
- **Sensibilidade** – O sistema de proteção deve atuar em condições adversas para às quais foi projetado;
- **Velocidade** – O sistema de proteção deve atuar em um tempo pré-determinado, de modo que possa atender às características específicas do SEP;
- **Seletividade e Coordenação** – O sistema de proteção deve reconhecer e selecionar as condições nas quais deve operar, a fim de evitar operações desnecessárias;
- **Economia** – Os objetivos da filosofia da proteção devem ser alcançados por meio de um esquema de proteção, cuja implantação seja economicamente viável.

Visando eficiência, a filosofia da proteção divide o SEP em setores supervisionados por equipamentos e dispositivos, que em ação conjunta, formam um esquema de proteção, sendo estes equipamentos: disjuntores, transformadores para instrumentos e relés.

2.3. Proteção de Linhas de Transmissão

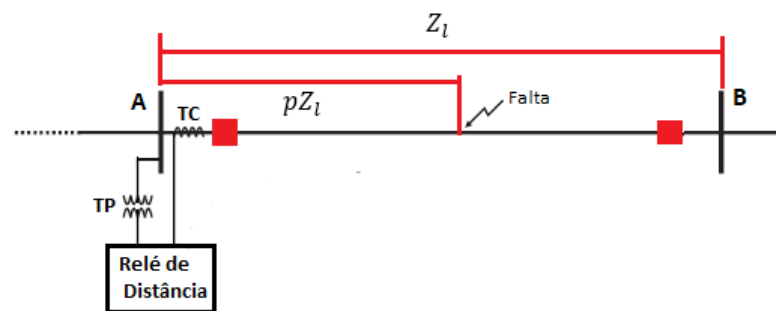
As linhas de transmissão (LT) são os elementos responsáveis pela interligação entre os sistemas de geração de energia elétrica e os sistemas de distribuição para os consumidores finais (MELO, 2011). A conexão do sistema elétrico brasileiro é feita por meio da malha de transmissão, permitindo assim, a transferência de energia entre subsistemas, proporcionando desse modo a integração dos recursos de geração e transmissão, possibilitando atender ao mercado com segurança e economicidade.

Considerando-se suas dimensões físicas, as LT são os elementos mais suscetíveis aos

distúrbios, sendo um dos mais graves as faltas, também denominadas de curtos-circuitos. O Submódulo 2.6.1.1 dos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS)¹, onde são determinados os requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção, estabelece que todos os componentes, exceção feita aos barramentos, devem ser protegidos localmente por dois sistemas de proteção completamente independentes (ONS, 2017).

No caso das LT, são aplicadas proteções principais e de retaguarda, sendo a mais utilizada, a *proteção de distância*, devido a sua simplicidade de parametrização (ajuste e coordenação) e sua viabilidade econômica (SILVA, 2006). Representado pelo número **21** da Norma ANSI (*American National Standards Institute*), o relé de distância tem como objetivo medir a impedância, admitância ou reatância de sequência positiva entre o ponto onde se encontra instalado e o ponto de falta, tomando como base as grandezas medidas pelos transformadores para instrumentos, conforme mostrado na Figura 2.2 (SILVA,2009). Ele recebe essa notação devido à estreita ligação entre a impedância da LT e o seu comprimento.

Figura 2.2 Representação de uma LT com uma falta.



Fonte: Autoria própria.

Matematicamente, tem-se:

$$Z_r = \frac{V_{sec}}{I_{sec}} \quad (1)$$

$$Z_r = pZ_{L1sec} = pZ_{L1} \frac{RTC}{RTP} \quad (2)$$

¹ Os Procedimentos de Rede são documentos de caráter normativo elaborados pelo ONS, com participação dos agentes e estabelecem os requisitos técnicos necessários para garantir o livre acesso às instalações de transmissão e a realização das atividades de planejamento e programação da operação eletroenergética, administração de serviços de transmissão de energia elétrica, dentre outros (ONS, 2017).

Sendo:

Z_r - Impedância medida pelo relé;

V_{sec} - Tensão fornecida pelo secundário do TP;

I_{sec} - Corrente fornecida pelo secundário do TC;

p - Percentual variável do comprimento da LT a depender da localização da falta;

Z_{L1sec} - Impedância de sequência positiva da LT referida ao secundário;

Z_{L1} - Impedância de sequência positiva da LT;

RTC - Relação do TC;

RTP - Relação do TP.

As características de um relé de distância são apresentadas usualmente, em um diagrama de impedância denominado de diagrama R-X (Figura 2.3 e 2.4), cujo eixo das abscissas representa os valores da resistência R (componente real do fasor impedância Z) e o eixo das ordenadas, os valores da reatância X (componente imaginária do fasor impedância Z). A região de falta nesse plano é denominada de zona de proteção ou região de operação. O relé determina a zona de proteção em que a falta ocorreu a partir do valor da impedância aparente, de acordo com a característica de operação adotada.

Outros conceitos importantes no estudo dos relés de distância são os de comparadores de fase e de módulo: a partir da comparação dos módulos e da defasagem entre dois sinais, distingue-se uma situação de operação normal de uma falta no SEP (COSTA, 2016).

Figura 2.3 Diagrama R-X.

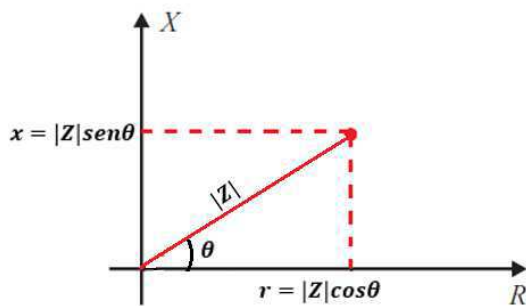
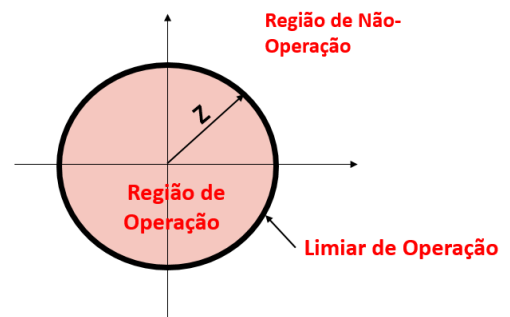


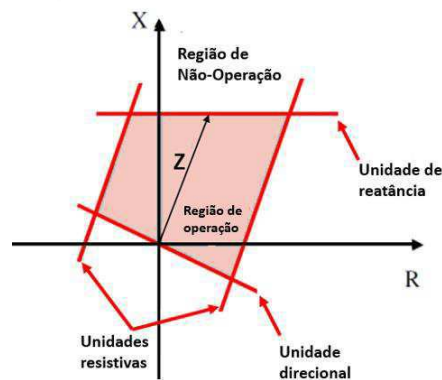
Figura 2.4 Característica do relé de impedância.



Fonte: Autoria própria.

Conforme o formato das zonas, os relés são classificados em vários tipos: relés de impedância, de admitância ou Mho , de reatância e quadrilaterais (SILVA, 2009). Dentre as características de operação, as mais difundidas são a Mho , cuja figura geométrica é um círculo que passa pela origem do plano R-X (Figura 2.4) e a quadrilateral, composta pela composição de outras características, que combinadas, delimitam a área finita da característica quadrilateral (Figura 2.5).

Figura 2.5 Característica quadrilateral no plano R-X.



Fonte Autoria própria.

As características de seletividade e coordenação de um relé de distância estão relacionadas ao ajuste das suas zonas de proteção, que são de diferentes impedâncias de alcances, associadas aos diferentes tempos de atraso (ANDERSON, 1999 *apud* SILVA, 2006). A proteção básica de um relé de distância compreende a proteção direcional instantânea da zona 1 (zona primária) e um ou mais atrasos para as demais zonas. Usualmente, são inseridas três zonas de proteção na operação do relé, contudo, mais zonas podem ser incluídas dependendo da aplicação.

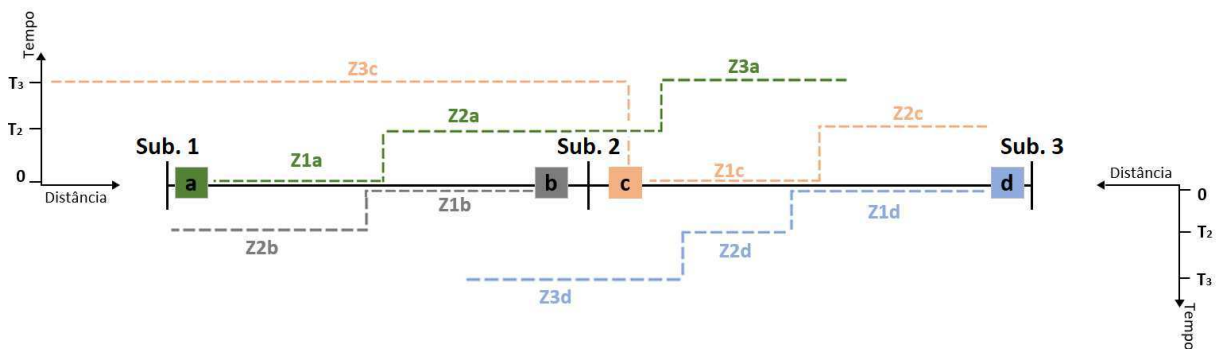
Nos casos dos relés digitais, os ajustes usuais devem ter um alcance de 85% da impedância da LT para a proteção instantânea da zona 1. Para assegurar uma cobertura total da LT, a zona 2 (zona secundária) deve cobrir 100% da LT a ser protegida pela zona 1, acrescida de cerca de 50% da LT adjacente mais curta. Nessa zona, a operação deve ser retardada de um tempo, T_2 , geralmente da ordem de 200 a 500 ms, a fim de assegurar a seletividade com o relé principal aplicado aos circuitos adjacentes, que estão dentro do alcance da zona secundária.

A zona 3 comporta-se como proteção de retaguarda para faltas ocorridas em LT adjacentes à LT a ser protegida pela zona primária. Geralmente, o seu alcance é ajustado para pelo menos

1,2 vezes a impedância vista pelo relé, para uma falta localizada no final da segunda seção da LT. A operação da 3ª zona é retardada em um tempo, T_3 , sendo este atraso proveniente da seletividade da proteção da zona secundária, adicionado do tempo de atuação do disjuntor para a LT adjacente, o qual é da ordem de 800 ms (RUSH, 2011).

Para ilustrar, apresenta-se na Figura 2.6, as zonas de proteção de distância de um sistema de transmissão de três barras, evidenciando-se os seus alcances e os tempos de atraso associados. As zonas são denominadas de acordo com a nomenclatura dos disjuntores das LT.

Figura 2.6 Representação das zonas de proteção de um relé de distância.



Fonte: Autoria própria.

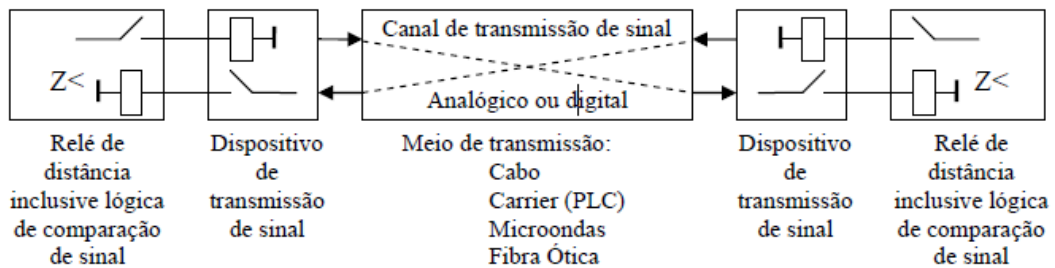
2.4. Esquemas de Teleproteção

O uso de um sistema de proteção de alta velocidade é crucial para as LT, tendo em vista que os relés de distância permitem atuação instantânea em apenas 80% do comprimento da LT. Com isso, 20% do comprimento da LT será protegido pela zona 2, com um tempo de atraso da ordem de 200ms à 500ms (ANDERSON, 1999). Para contornar essa situação, são empregados relés de distância nos dois terminais do circuito associado com um canal de comunicação, permitindo assim, a troca de informação entre si. Esse procedimento é usualmente conhecido como *esquemas de teleproteção*, os quais são definidos pela norma IEC (1999) em três tipos: disparo direto, disparo permissivo ou de transferência de e bloqueio. A distinção entre esses esquemas depende de alguns fatores, tais como: confiabilidade, número de terminais, distância entre eles, número de canais requeridos, custo, bem como seleção entre os *links* disponíveis para utilização (SILVA, 2009).

Nos esquemas de teleproteção, há apenas troca de informações dos estados lógicos dos relés

(ZIERGLER, 2006, apud SILVA, 2009). Resumidamente, um esquema de teleproteção é composto por um transmissor e um receptor em cada terminal da LT, sendo a transmissão entre os terminais podendo ser feita por: fio piloto, para distância até 25km; *power line carrier* (PLC), para distância até 400km; rádio direcional, para distância até 50 km; micro-ondas ou fibra óticas, para distância até 150 km (Figura 2.7).

Figura 2.7 Sistema de comunicação da proteção.



Fonte GUIMARÃES (2017).

Na prática, a teleproteção dispõe de cinco esquemas básicos, como apresentado na

Tabela 2.1, definidos de acordo com a característica da zona de impedância que permitirá a partida da transmissão do sinal no relé.

Tabela 2.1 Esquemas de Teleproteção

Esquema	Abreviatura
Transferência Direta de Disparo por Subalcance	DUTT
Transferência Permissiva de Disparo por Subalcance	PUTT
Transferência Permissiva de Disparo por Sobrealcance	POTT
Comparação Direcional por Desbloqueio	DCUB
Comparação direcional por Bloqueio	DCB

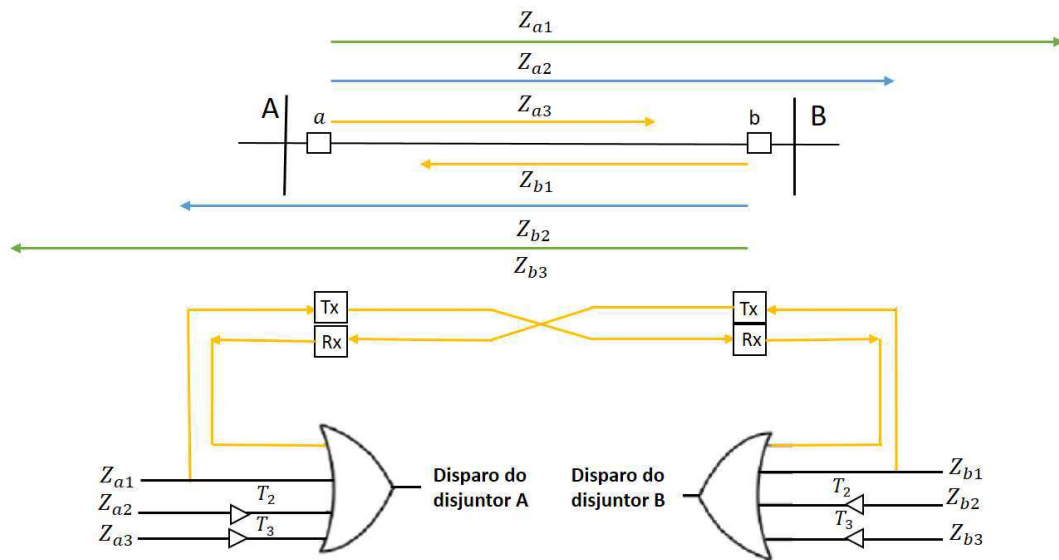
Fonte Autoria própria.

Nos subtópicos a seguir, serão apresentados os esquemas de teleproteção comumente utilizados, os quais podem ser divididos em esquemas de bloqueio/desbloqueio ou transferência de disparo. O esquema é dito de bloqueio, quando há presença de um sinal do terminal remoto, impossibilitando o início do comando de abertura dos disjuntores; somente quando o sinal deixa de existir é que o comando é enviado. Por outro lado, o esquema de transferência de disparo depende do recebimento do sinal, para que o mesmo comando seja

transmitido aos respectivos disjuntores (DINIZ, 2012).

Esquema de Disparo Por Sublance (DUTT) (Figura 2.8): é usado apenas em casos excepcionais, onde não existem TP e TC no terminal remoto para a conexão de um relé de proteção. Esse esquema usa um elemento instantâneo de 1ª zona para disparar os disjuntores locais e enviar o sinal de *trip* para os disjuntores remotos (GUIMARÃES, 2017). É considerado o esquema mais simples e não possui nenhum tipo de redundância.

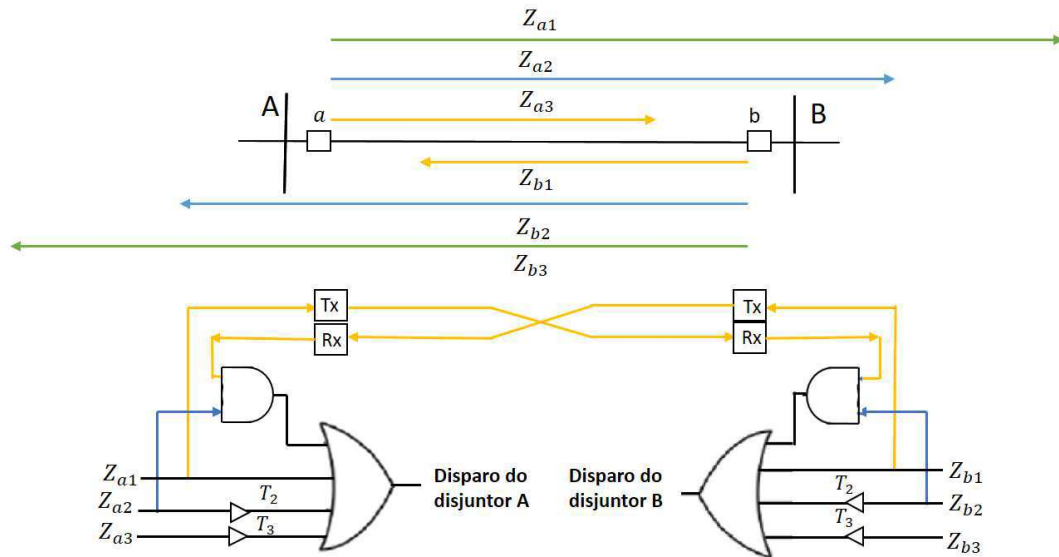
Figura 2.8 Esquema DUTT.



Fonte Autoria própria.

Esquema de disparo permissivo por sublance (PUTT) (Figura 2.9): utiliza um elemento de 1ª zona instantâneo para acionar o disjuntor local. Logo em seguida, envia um sinal de disparo permissivo ao relé remoto, que quando recebido, envia o comando de abertura ao respectivo disjuntor, caso esse mesmo relé tenha “visto” a falta em 2ª zona (SILVA, 2009 apud DINIZ, 2012). Esse esquema é muito utilizado na proteção de circuitos duplos (SCHWEITZER et al, 1998).

Figura 2.9 Esquema PUTT.

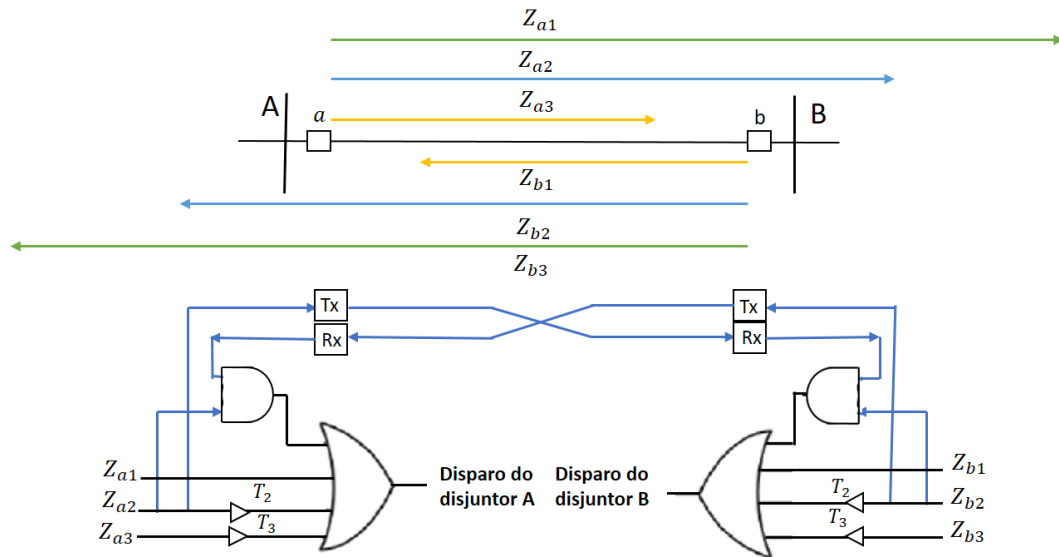


Fonte Autoria própria.

Esquema de disparo permissivo por sobrealcance (POTT) (Figura 2.10): usa em sua lógica, um elemento temporizado de 2ª zona para enviar um sinal de disparo permissivo para o relé no terminal remoto da LT, que por sua vez, enviará o comando de abertura ao disjuntor, caso receba o sinal de disparo permissivo e seu elemento de 2ª zona tenha detectado a falta (SILVA, 2009). É muito usado em LT curtas, especialmente aquelas onde os cabos ou as LT são de tamanho reduzido e praticamente, impossível conseguir um ajuste de subalcance (GUIMARÃES, 2017).

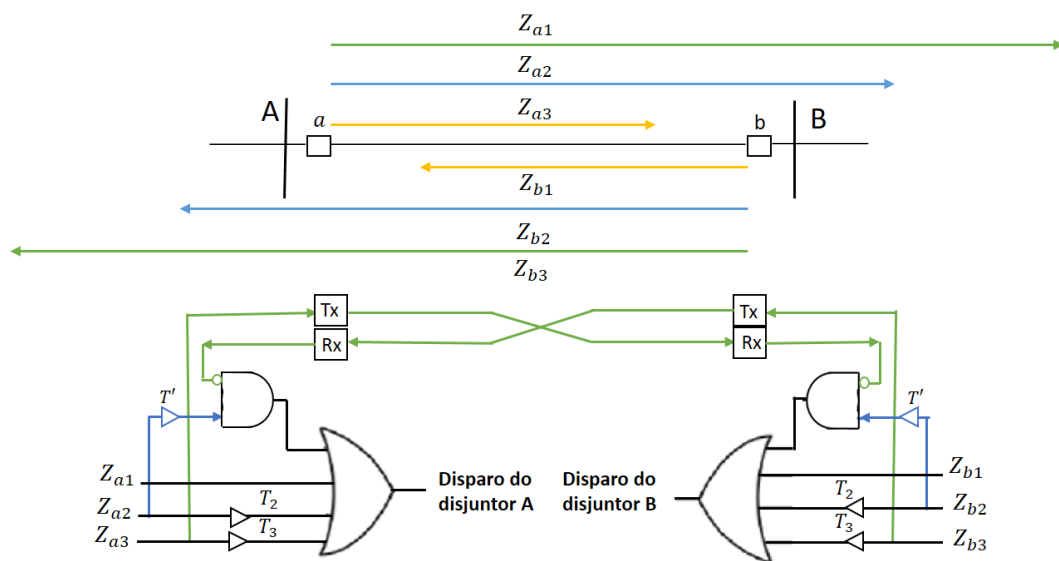
Esquema de bloqueio por comparação direcional (DCB) (Figura 2.11): requer duas zonas de distância: i) uma rápida, que envia o sinal de bloqueio para o terminal remoto quando a falta está fora da zona protegida, no sentido reverso; ii) uma direcional com sobrealcance no sentido direto, que inibe o sinal de bloqueio quando a ocorrência de falta é no sentido direto ou inibe o desligamento do disjuntor, caso não esteja presente o sinal de bloqueio do terminal remoto (GUIMARÃES, 2017). A extinção da falta é feita a partir da aceleração da atuação da 2ª zona, utilizando-se um tempo de atraso T , menor que o tempo de ajuste T_2 da 2ª zona. A atuação só é permitida caso o relé não receba um sinal de bloqueio proveniente da unidade de sobre alcance de 3ª zona do relé no terminal remoto (SILVA, 2009).

Figura 2.10 Esquema POTT.



Fonte Autoria própria.

Figura 2.11 Esquema DCB.



Fonte Autoria Própria.

3. Metodologia

Para o desenvolvimento do TCC, utilizou-se: o *software* CAPE, o relé SEL 311C, a função de distância e os esquemas de teleproteção POTT e DCB. O projeto teve seu início no dia 09/10/2017, término no dia 07/03/2018 e executado conforme cronograma apresentado na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 Cronograma de execução do TCC.

Atividades	2017			2018		
	Out.	Nov.	Dez.	Jan.	Fev.	Mar.
Estudo da fundamentação teórica relativa ao tema						
Modelagem do sistema-teste no CAPE						
Configuração do sistema de proteção no CAPE						
programação dos esquemas de teleproteção no CAPE						
Produção e análise dos resultados						
Elaboração do relatório						
Defesa do TCC						

O relé SEL 311C (Figura 3.1) é utilizado para proteção, religamento, monitoramento e controle de LT.

Figura 3.1 Relé SEL- 311C.



Fonte Autoria própria.

Ele possui a função de religamento com até quatro tentativas, lógica patenteada de sobrealcançe transitório devido ao comportamento de transformadores de potencial capacitivo (para melhorar a segurança dos elementos de distância da zona 1), elementos de sobrecorrente com controle direcional, monitoramento e medição. O relé SEL-311C é fornecido com portas seriais EIA-232, bem como uma porta Ethernet 10/100 BASE-T para acesso local/remoto e integração do sistema. Ele possui ainda, sincrofasores, segundo a Norma IEEE C37.118 (SELINC, 2017).

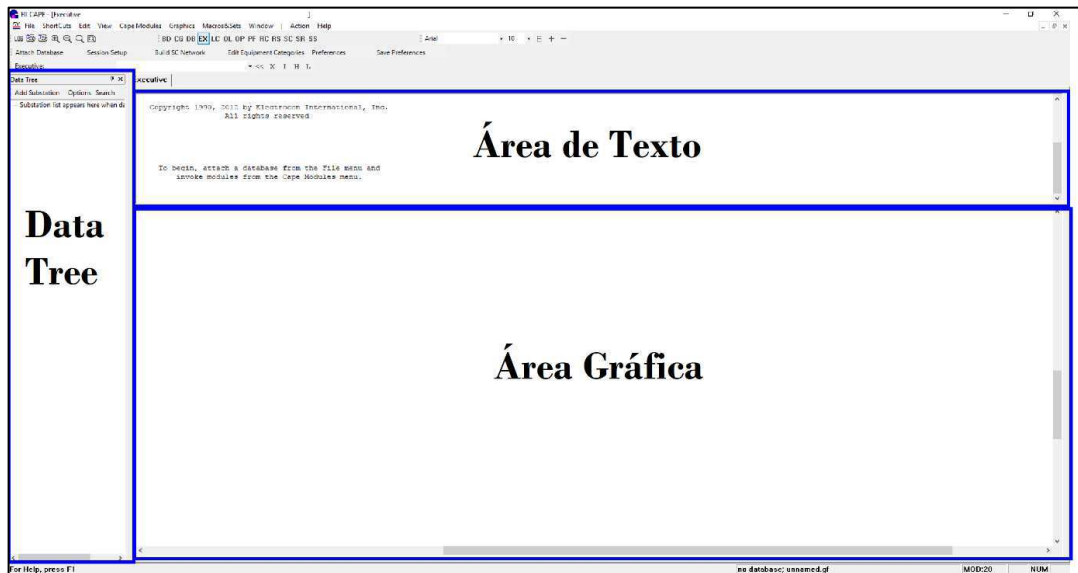
O CAPE é um *software* desenvolvido pela *Electron International Inc.* em 1990, dedicado aos estudos de Proteção de Sistemas Elétricos. Sua principal função é modelar sistemas de proteção de redes elétricas de transmissão para análise e gerenciamento de dados. O CAPE possui as seguintes funcionalidades (CAPE, 2017):

- Capacidade detalhadas de modelagem de SEP, com base em um único banco de dados de código aberto;
- Suporte para análise e simulação para resolver problemas de gerenciamento de dados, avaliar alternativas para possíveis problemas no SEP e dispositivo de proteção;
- Suporte para lidar com qualquer tamanho de SEP;
- Suporte para configuração complexa dos modernos relés digitais;
- Suporte para funções de coordenação de relés.

Ao ser inicializado o CAPE apresenta a tela apresentada na Figura 3.2 , com cada módulo dispondo de uma barra de ferramentas. O CAPE é composto por módulos, os quais possuem funções específicas que compartilham dados entre si através de uma base de dados comum. Uma breve descrição dos principais módulos usados neste trabalho é apresentada a seguir.

- **Módulo *Database Editor*** – É a base para todas as funções do CAPE, visto que se comporta como sendo um arquivo geral de todas as informações que servirão de apoio aos outros módulos. As informações armazenadas neste módulo são os dados técnicos relativos aos modelos de transformador, relé, religadores e fusíveis.
- **Módulo *One-Line Diagram*** – É o local de criação e edição do banco de dados do sistema de proteção. É nele que se constrói o diagrama unifilar do SEP. Além disso, permite a exibição de dados e resultados das simulações.

Figura 3.2 Tela inicial do programa.



Fonte Autoria própria.

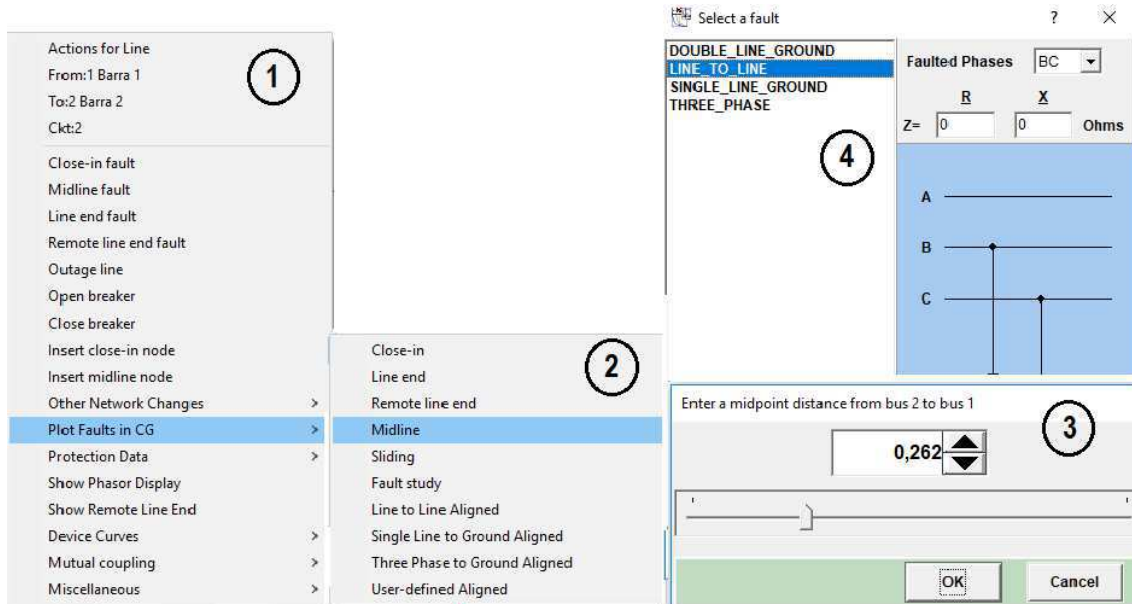
- **Módulo *Short Circuit*** – Neste módulo é possível simular diferentes tipos de faltas. Permite análise dos dispositivos de proteção, visto que suas funções estão integradas a todos os outros módulos do CAPE.
- **Módulo *Coordination Graphics*** – Permite a visualização gráfica das curvas características das funções de proteção. Nele é possível visualizar a resposta de uma unidade de proteção, após simulação de uma falta no módulo *Short-Circuit*, visualizando-se a zona de operação e tempo de eliminação da falta. Permite ainda, a manipulação gráfica das curvas.
- **Módulo *System Simulator*** – Dedicado a avaliar a coordenação das proteções instaladas no SEP, indicando a função de proteção e o respectivo tempo de operação. A simulação é realizada por etapa, o que permite a interrupção sempre que ocorrer a atuação de proteção. Possibilita a variação dos parâmetros das funções de proteção ou até mesmo, do tipo de falta.

A seguir serão detalhados os módulos *Coordination Graphics*, *System Simulator* e *Short Circuit*.

Módulo *Short Circuit*: No CAPE, uma falta pode ser concebida pelo usuário ou pode-se usar as opções disponíveis no *software*. Para aplicar uma falta, basta ir para esse módulo e clicar com o botão direito do *mouse* sobre a LT na qual será aplicada a falta. Logo em seguida, o *software* apresenta uma lista com várias ações, que podem ser executadas, conforme mostrado na Figura

5.5. Para esse trabalho, utilizou-se a Plot Faults in CG, e em seguida, escolheu-se a opção Midline (indica que a falta será ao longo da LT). Logo após, devem ser fornecidos a distância percentual da LT onde a falta será aplicada, o tipo e a impedância da falta.

Figura 3.3 Aplicação de faltas no sistema no módulo ShortCircuit.

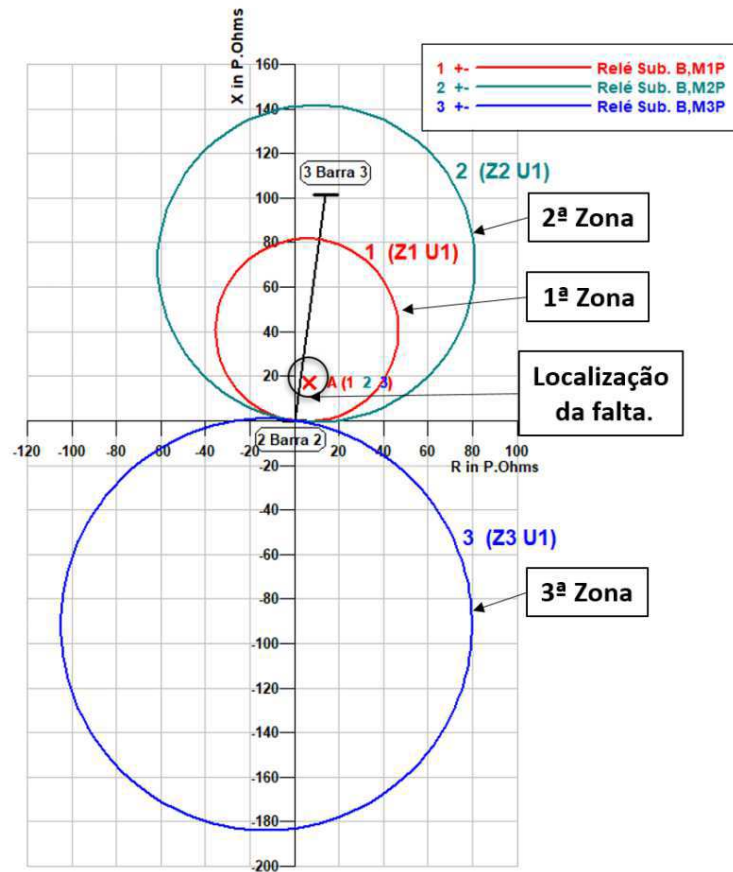


Fonte Autoria própria.

Módulo *Coordination Graphics*: permite analisar a coordenação entre os dispositivos de proteção a partir das características Mho para os casos que envolvem fases ou quadrilateral, para os casos que envolvem a terra disposto (Figura 3.4). Pode-se ainda, analisar o relatório da falta, que apresenta informações importantes, tais como: impedância aparente, tempo de operação das zonas de proteção, entre outros.

Módulo *System Simulator*: permite realizar análise da atuação do relé no momento da falta, identificando as zonas sensibilizadas e o tempo total de extinção da falta, conforme mostrado na Figura 3.5. Para aplicar uma falta, clica-se nesse módulo com o botão direito do *mouse* sobre a LT na qual será aplicada a falta. Em seguida o *software* oferece várias ações possíveis conforme mostrado na Figura 3.6 . Nos casos abordados nesse trabalho, utilizou-se Fault Simulation. Em seguida, o *software* apresenta uma lista, da qual se escolheu Midline (ao longo da LT). Posteriormente, devem ser fornecidos: a distância em percentual da LT onde a falta será aplicada, o tipo e a impedância de falta.

Figura 3.4 a) Diagrama Mho, b) Relatório de Falta.



(a)

Fault: A

Tipo de falta → LTL BC R5 at temporary bus 999001 Barra 3 (NEWBUS1)
 Midline node on "3 Barra 3" to "2 Barra 2" Ckt 1 at 0.833
 New bus "999001 Barra 3" (NEWBUS1) → **Localização da falta**

Zonas de proteção	Curve	Apparent Impedance		Operating Time [Seconds]	S.I.R. (+ seq) Source/total line
		[Mag]	[Deg]		
1		18.32	67.74	0.017	DELTA-V/DELTA-I B-C
2		18.32	67.74	0.417	DELTA-V/DELTA-I B-C
3		18.32	67.74	infinite	DELTA-V/DELTA-I B-C

Impedância aparente de falta em ohms →

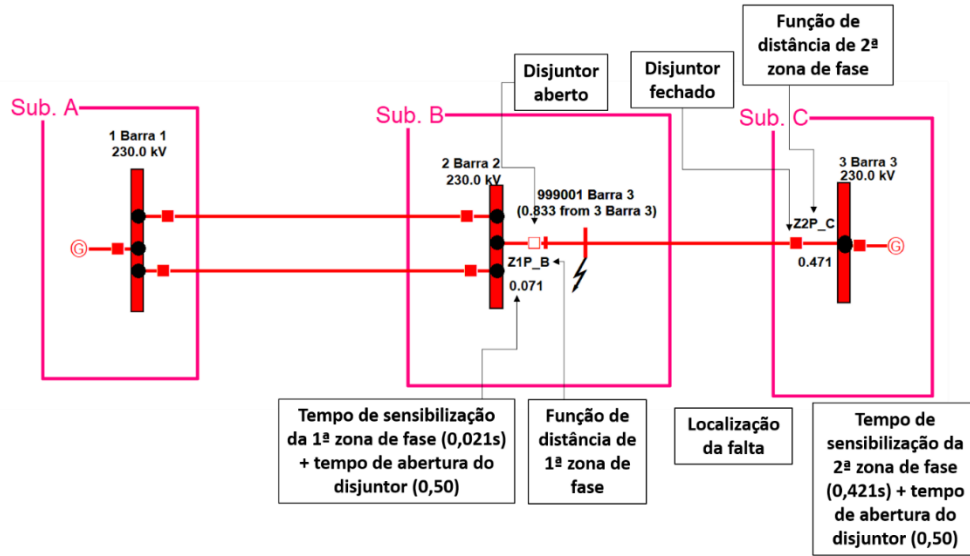
Tempo de operação das zonas em segundos →

Razão da impedância da linha sobre o alcance ajustado → 0.58 @ -1.5

(b)

Fonte Autoria própria.

Figura 3.5 a) Diagrama unifilar, b) Relatório de falta.



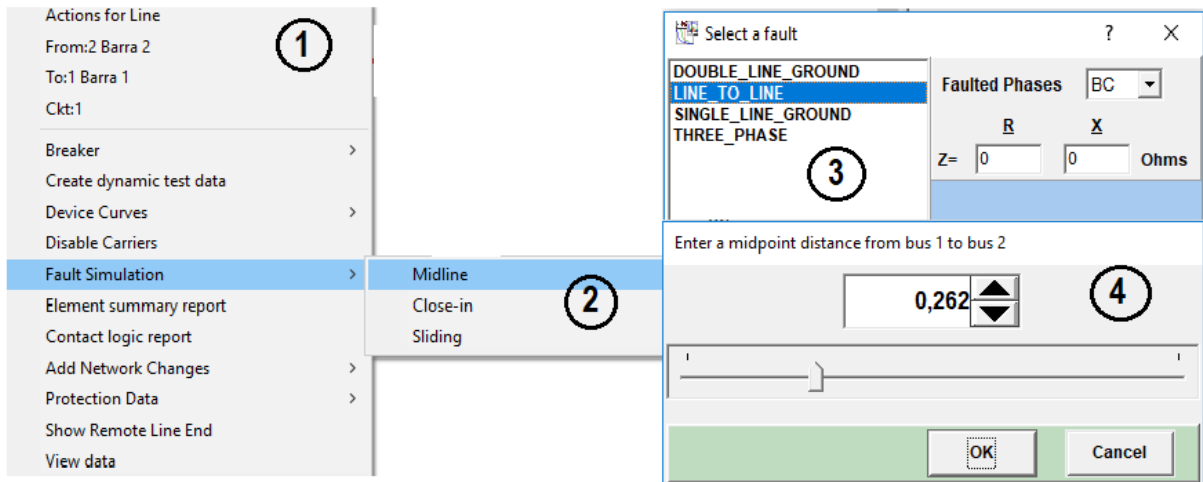
(a)

Subestação	Função do relé e zona de proteção	Tempo de sensibilização da zona	Tempo de total
LZOP Operating Times (s) predicted at 0.070 seconds from start:			
Substation ID	LZOP Name	Type BkFlr InhBkr P/B	Trip Path
Sub. B	2 LZOP Sub. B	MISC F N	Pri Z1P_B
Sub. C	4 Proteção Sub. C	MISC F N	Pri Z2P_C
		LZOP	Breaker
		0.021	0.050
		0.421	0.050
			0.071
			0.471
			Op in event 1 3-ph Predicted
Logical breakers for all LZOPS asserted in this step:			
LZOP	Breaker type & location	Bkr opening cyc	Tripped by
2 MISC PRIMARY LINE	Branch "2 Barra 2" to "3 Barra 3" Ckt 1	3.0 Opened 3-pole TRIP	
Network changes now in effect:			
Midline node on "3 Barra 3" to "2 Barra 2" Ckt 1 at 0.833		New bus "999001 Barra 3" (NEWBUS1)	
Open breaker on "2 Barra 2" to "3 Barra 3" Ckt 1 at Sub. B		New bus "999002 Barra 2" (NEWBUS2)	
LTL_BC_RS at temporary bus "999001 Barra 3" (NEWBUS1)			
Fault is not cleared after 4.2 cycles 0.070 seconds		Fault current 717.98 A; bound= 1.0E-04	
Tipo de falta	Informação se a falta foi ou não totalmente extinta e o tempo		

(a)

(b)

Fonte Autoria própria.

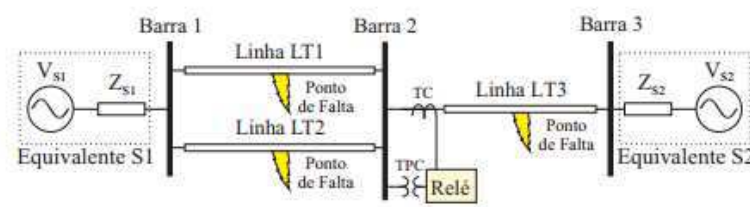
Figura 3.6 Aplicação de falta no módulo *System Simulator*.

Fonte Autoria própria.

4. Estudos de Casos

Para realizar os estudos de casos, selecionou-se um sistema teste de 230 kV indicado pelo IEEE (*Power System Relaying Committee, 2004*) para estudos de esquemas de proteção em LT, o qual é apresentado na Figura 4.1. Basicamente, o SEP avaliado consiste de três LT de 150 km, sendo duas LT paralelas (LT1 e LT2) que interligam as barras 1 e 2, e uma terceira LT (LT3) que interliga as barras 2 e 3; dois equivalentes de Thévenin (S1 e S2), os quais representam o SEP interligado às barras 1 e 3 (LOPES et al. 2014). Os parâmetros elétricos utilizados para modelagem das LT e dos equivalentes de Thévenin estão apresentados nas Tabelas 4.1 e 4.2.

Figura 4.1 Sistema-teste.



Fonte LOPES et al (2014).

Tabela 4.1 Parâmetros da LT.

Sequência	Resistencia (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Susceptância ($\mu\text{U}/\text{km}$)
Zero	0,246349	1,33133	1,8073
Positiva	0,0937011	0,677849	2,42979

Fonte LOPES et al (2014).

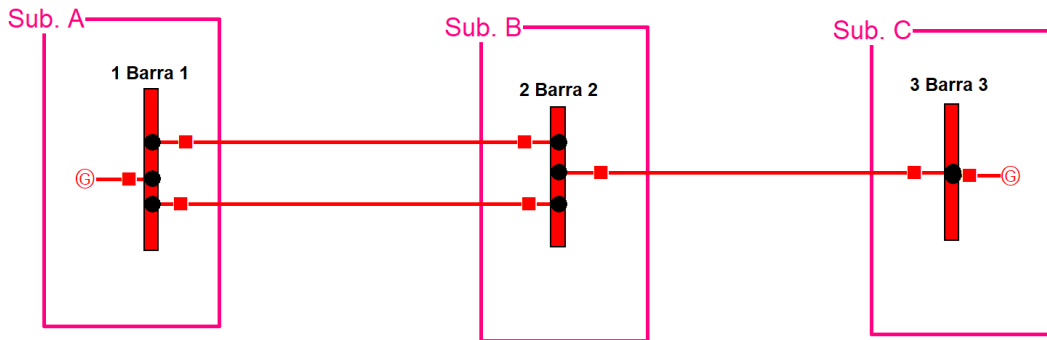
Tabela 4.2 Parâmetros dos equivalentes de Thévenin.

Dados		Equivalente	
Tensão (p.u.)		S1(1,00)	S2(0,95)
Impedância (Ω)	Seq. (zero)	6,1+j16,7	4,1+j14,7
	Seq.(pos.)	2,7+j8,4	1,7+j6,4

Fonte LOPES et al (2014).

O sistema-teste foi modelado no módulo *One-Line Diagram* conforme mostrado na Figura 4.2, no qual inseriu-se o relé SEL-311C no local indicado na Figura 4.1 . Consideraram-se como sinais de entrada, os sinais provenientes dos TC e TP ideais, instalados na barra 2, com relação de transformação 400 e 2000, respectivamente.

Figura 4.2 Sistema-teste modelado no módulo One-Line Diagram.

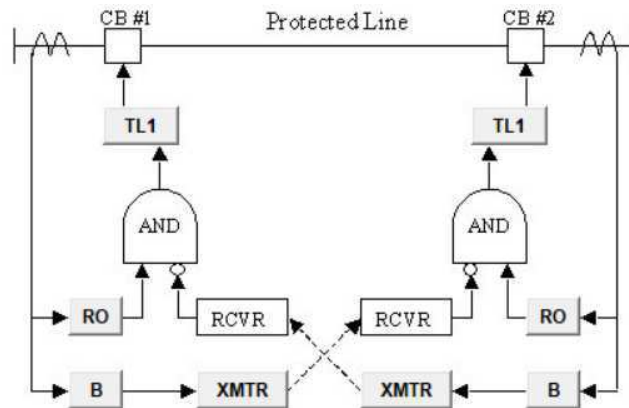


Fonte Autoria própria.

Os ajustes e parametrizações dos relés basearam-se na Memória de Cálculo do relé SEL/311C, os quais estão apresentados no Apêndice deste relatório. Constatou-se que essa é uma etapa muito importante, pois permite detectar problemas ou erros de cálculos no ajuste executado e possibilitar um entendimento maior de todo o processo.

Observou-se que os relés digitais possuem diversos esquemas de comunicação incorporados na sua programação, permitindo assim, aos usuários escolher o que mais se adequa ao sistema em estudo. O ajuste que define o esquema adotado para a proteção assistida por comunicação é denominado ECOMM. Como já apresentado, neste trabalho utilizaram-se os esquemas DCB e POTT, conforme mostrado nas Figuras 4.3 e 4.4, respectivamente. O CAPE disponibiliza esquemas lógicos pré-definidos, mas requer a identificação das variáveis responsáveis pela configuração dos esquemas de teleproteção, conforme apresentado nas Tabelas 4.3 e 4.4.

Figura 4.3 Esquema lógico da teleproteção DCB.



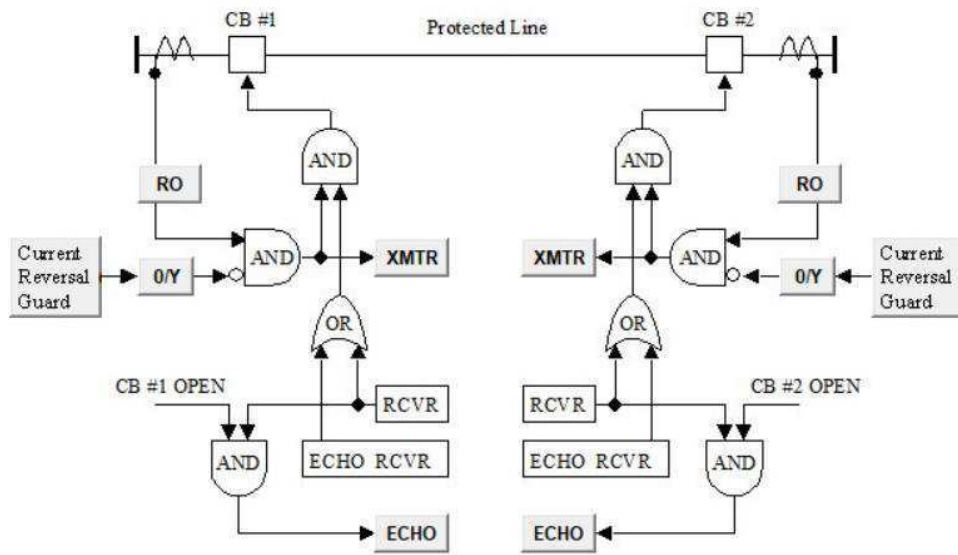
Fonte Autoria própria.

Tabela 4.3 Elementos da teleproteção DCB.

Variável	Valor	Conceito
LT1	1 ciclo	LT1- Tempo de coordenação.
RO	$M2P / Z2G / 67G2 / 67Q2$	M2P: Elemento instantâneo de distância de fase de zona 2. Z2G: Elemento instantâneo de distância Mho de terra e quadrilateral de terra de zona 2. 67G2: Elemento direcional de sobrecorrente instantâneo de terra. 67Q2: Elemento de sobrecorrente de sequência negativa de nível 2.
B	$Z3G / M3P / 67G3 / 67Q3$	M3P: Elemento instantâneo de distância de fase de Zonas. Z3G: Elemento instantâneo de distância Mho de terra e quadrilateral de terra de zona 3. 67G3: Elemento direcional de sobrecorrente instantâneo de terra. 67Q3: Elemento de sobrecorrente de sequência negativa de nível 3.
XMRT	0,5 ciclos	XMTR: Tempo de envio de um sinal através do transmissor

Fonte Autoria própria.

Figura 4.4 Esquema lógico da teleproteção POTT.



Fonte Autoria própria.

Tabela 4.4 Elementos da teleproteção POTT.

Variável	Valor	Conceito
Corrent Reversal Guard	Z3G/M3P/67G3/67Q3	M3P: Elemento instantâneo de distância de fase de zona 3. Z3G: Elemento instantâneo de distância Mho de terra e quadrilateral de terra de zona 3. 67G3: Elemento direcional de sobrecorrente instantâneo de terra. 67Q3: Elemento de sobrecorrente de sequência negativa de nível 3.
RO	M2P/ Z2G	M2P: Elemento instantâneos de distância de fase de zona 2. Z2G: Elemento instantâneo de distância Mho de terra e quadrilateral de terra de zona 2.
ECHO	2 ciclos	ECHO- Tempo de resposta para a operação de ECO.
O/Y	5 ciclos	O/Y- Tempo que controlará a duração do bloqueio reverso em caso de operação de zona 3.

Fonte Autoria própria.

Os estudos de casos foram realizados conforme os cenários apresentados na Tabela 4.5 . As faltas foram aplicadas nas LT1 e LT3 do sistema-teste, considerando os cenários sem teleproteção e com teleproteção POTT e DCB. Apresentam-se nas próximas seções os estudos de casos.

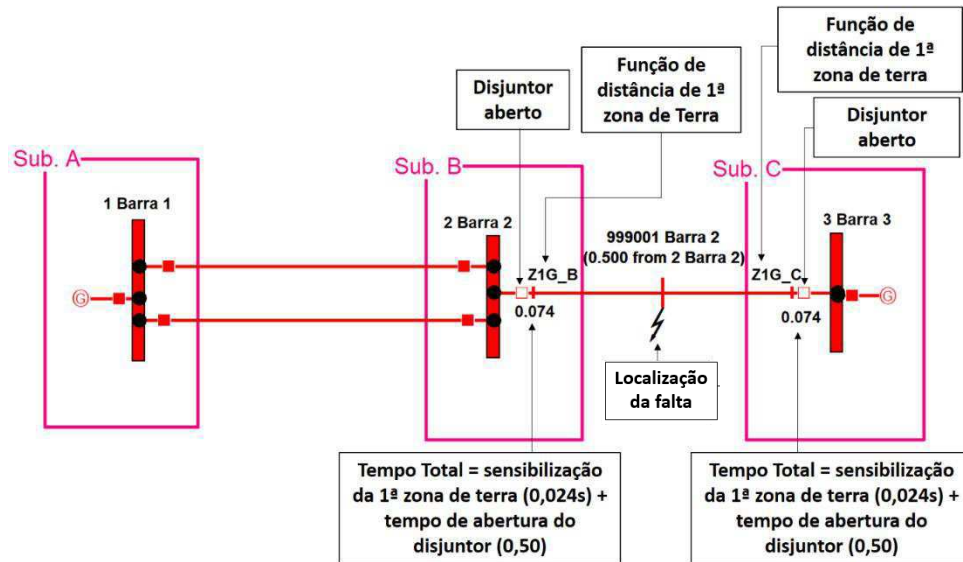
Tabela 4.5 Cenários de faltas.

Tipo de falta	Descrição da falta
Monofásica-Terra	1. AT: Aplicada a 50% da LT3 da barra 2 para barra 3, com resistência de falta $R_f=5\Omega$.
	2. CT: Aplicada a 100% da LT1 da barra 1 para barra 2, com resistência de falta $R_f=10\Omega$.
Bifásica	3. AB: Aplicada a 33,33% da LT1 da barra 1 para barra 2, com resistência de falta $R_f=1\Omega$.
	4. BC: Aplicada a 83,33% da LT3 da barra 3 para barra 2, com resistência de falta $R_f=5\Omega$.
Bifásica-Terra	5. ABT: Aplicada a 80% da LT3 da barra 2 para barra 3, com resistência de falta $R_f=0\Omega$ e $R_g=1\Omega$.
	6. BCT: Aplicada a 6,67% da LT1 da barra 1 para barra 2, com resistência de falta $R_f=0\Omega$ e $R_g=1\Omega$.
Trifásica	7. ABC- Aplicada a 66,67% da LT1 da barra 1 para barra 2, com resistência de falta $R_f=5\Omega$
	8. Aplicada a 16,67% da LT3 da barra 3 para barra 2, com resistência de falta $R_f=10\Omega$.

Fonte Autoria própria.

4.1. Caso 1: Falta AT aplicada a 50% da LT3, da barra 2 para barra 3, com $R_f=5\Omega$, sem teleproteção (Figuras 4.5,4.6,4.7)

Figura 4.5 Caso 1, sem teleproteção. a) Diagrama unifilar, b) Relatório de falta.



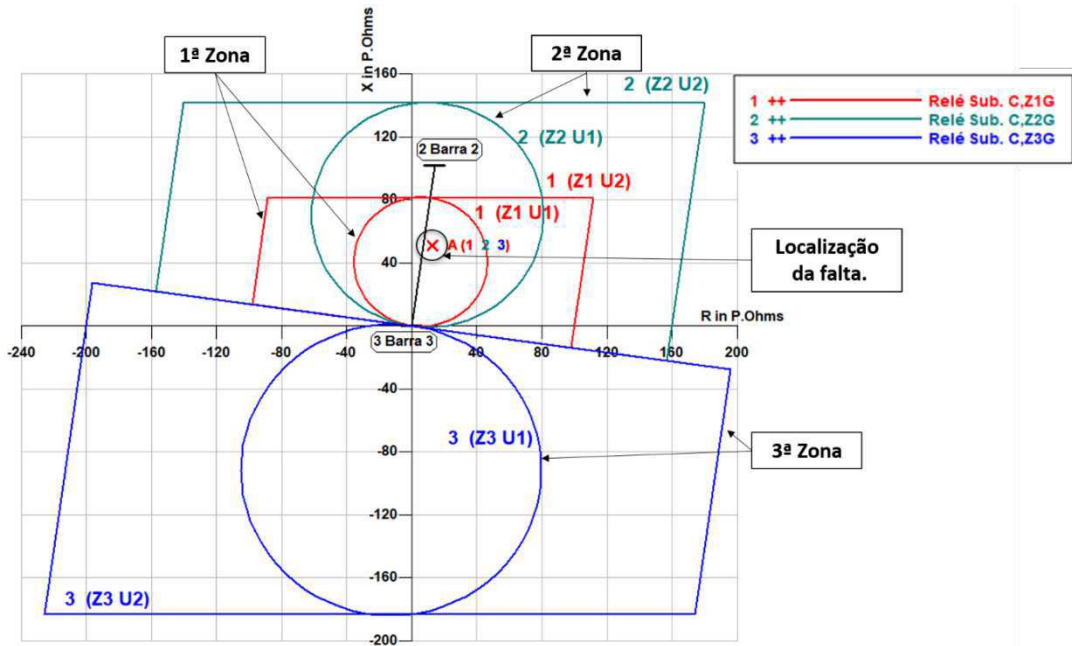
(a)

Subestação	Função do relé e zona de proteção				Tempo de sensibilização da zona	Tempo de total
LZOP Operating Times (s) predicted at 0.073 seconds from start:						
Substation ID	LZOP	Name	Type	BkFir InhBkr P/B	Trip Path	
Sub. C	4 Proteção	Sub. C	MISC F N	Pri Z1G_C		0.024
Sub. B	2 LZOP	Sub. B	MISC F N	Pri Z1G_B		0.024
						0.050
						0.074
						0.074
Logical breakers for all LZOPS asserted in this step:						
LZOP	Breaker type & location		Bkr opening cyc		Tripped by	
2	MISC PRIMARY LINE Branch "2 Barra 2" to "3 Barra 3" Ckt 1		3.0		Opened 3-pole TRIP	
4	MISC PRIMARY LINE Branch "3 Barra 3" to "2 Barra 2" Ckt 1		3.0		Opened 3-pole TRIPB	
Network changes now in effect:						
Midline node on "2 Barra 2" to "3 Barra 3" Ckt 1 at 0.500				New bus "999001 Barra 2" (NEWBUS1)		
Open breaker on "2 Barra 2" to "3 Barra 3" Ckt 1 at Sub. B				New bus "999002 Barra 2" (NEWBUS2)		
Open breaker on "3 Barra 3" to "2 Barra 2" Ckt 1 at Sub. C				New bus "999003 Barra 3" (NEWBUS3)		
SLG_A_R5 at temporary bus "999001 Barra 2" (NEWBUS1)						
Fault is cleared after		4.4 cycles	0.073 seconds	Fault current 0.0E+00 A; bound= 1.0E-04		
Tipo de falta	Informação se a falta foi ou não totalmente extinta e o tempo					

(b)

Fonte Autoria própria.

Figura 4.7 Caso 1, sem teleproteção: perspectiva do relé da Sub. C. a) Diagrama Mho e Quadrilateral, b) Relatório de falta.



(a)

Tipo de falta		Localização da falta	
Fault: A		SLG_A_R5 at temporary bus 999001 Barra 2 (NEWBUS1) Midline node on "2 Barra 2" to "3 Barra 3" Ckt 1 at 0.500 New bus "999001 Barra 2" (NEWBUS1)	
Impedância aparente de falta em ohms	Curve	Apparent Impedance [Mag] [Deg]	S.I.R. (+ seq) Source/total line [Mag] [Deg]
	Zonas de proteção	Tempo de operação das zonas em segundos	Razão da impedância da linha sobre o alcance ajustado
1	(Z0/Z1-1)/3 from tap settings:	52.54 75.93	0.017 VPH/(IPH+ICOMP) A-G 0.327 @ -5.3 deg
2	(Z0/Z1-1)/3 from tap settings:	52.54 75.93	0.417 VPH/(IPH+ICOMP) A-G 0.327 @ -5.3 deg
3	(Z0/Z1-1)/3 from tap settings:	52.54 75.93	infinite VPH/(IPH+ICOMP) A-G 0.327 @ -5.3 deg
			0.06 @ -7.0
			0.06 @ -7.0
			0.06 @ -7.0

(b)

Fonte Autoria própria.

Analisando a resposta do sistema, constatou-se que:

- A função sensibilizada pelo relé da Sub.² B foi a de distância de 1ª zona de terra (Z1G_B), com um tempo total de atuação de 0,074 seg, sendo 0,024 seg o tempo de sensibilização da zona e 0,050 seg o tempo de atuação do disjuntor.
- A função sensibilizada pelo relé da Sub. C foi a de 1ª zona de terra (Z1G_C), o que provocou a abertura do disjuntor em 0,074 seg.
- A falta foi extinta completamente, visto que a mesma se localizou em 1ª zona para ambos os relés, comprovando que nessa situação, o sistema sem teleproteção é eficiente.

Analisando a resposta do sistema sob a perspectiva do relé da Sub. B, observou-se que:

- O relé mediu a mesma impedância aparente de falta em todas as zonas: $54,15 \angle 70,61^\circ \Omega$.
- A falta localizou-se dentro da 1ª zona de terra, com um tempo de sensibilização de 0,017seg.
- Caso a 1ª zona não seja sensibilizada, a 2ª zona pode responder a falta com uma temporização de 0,417 seg.
- Ao detectar que a falta se localizou no sentido direto da LT protegida, a 3ª zona não foi afetada, devido a sua configuração ter sido elaborada no sentido reverso e com uma temporização de 1 seg.

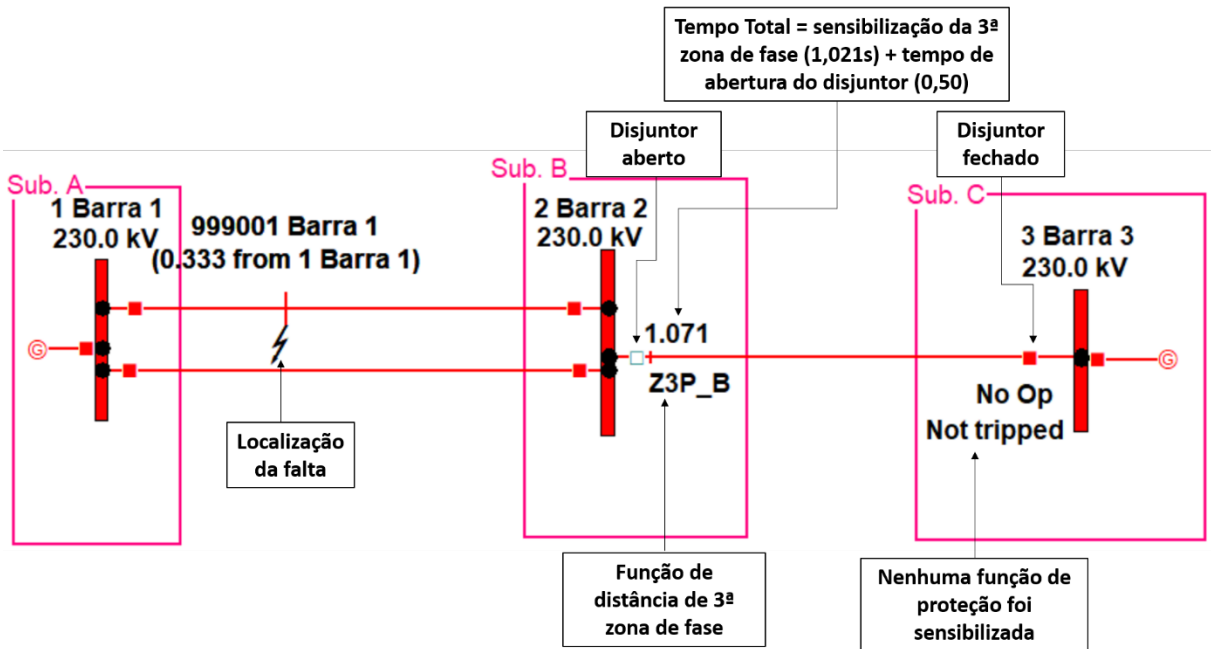
Analisando a resposta do sistema sob a perspectiva do relé da Sub. C, verificou-se que:

- A impedância aparente de falta foi a mesma em todas as zonas: $52,54 \angle 75,93^\circ \Omega$.
- A falta localizou-se dentro da 1ª zona de terra, com tempo de sensibilização de 0,017seg.
- Caso a 1ª zona falhe, a 2ª zona pode responder a falta, com uma temporização de 0,417 seg.
- Tendo em vista que a falta se localizou no sentido direto da LT protegida, a 3ª zona não foi afetada, devido a sua configuração.

² Sub. – Abreviatura utilizada para identificar uma subestação secundária numa rede de distribuição/transmissão de energia elétrica, onde se faz a transformação da corrente e se fiscalizam as linhas.

4.2. Caso 3: Falta AB aplicada a 33,33% da LT1, da barra 1 para barra 2, com $R_f=1\Omega$, sem teleproteção (Figuras 4.8, 4.9 e 4.10)

Figura 4.8 Caso 3, sem teleproteção. a) Diagrama unifilar, b) Relatório de falta.



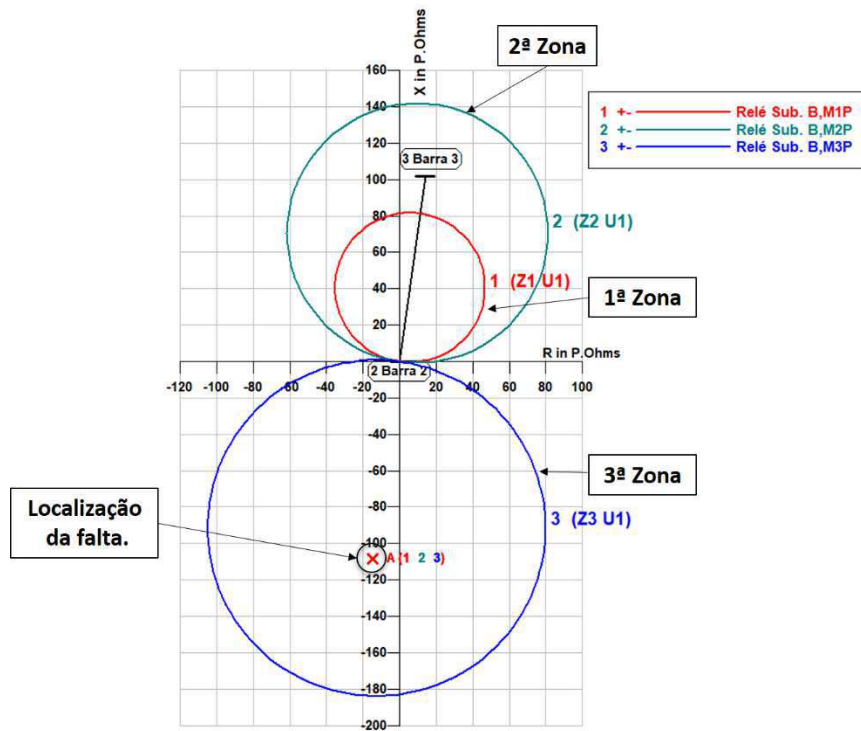
(a)

Subestação	LZOP Operating Times (s) predicted at 1.070 seconds from start:				Função do relé e zona de proteção	Tempo de sensibilização da zona	Tempo de total
Substation ID	LZOP	Name	Type BkFlr	InhBkr P/B	Trip Path	LZOP	Breaker Total
Sub. B	2 LZOP Sub. B	MISC F N			Bkp Z3P_B	1.021	1.071
Logical breakers for all LZOPS asserted in this step:							
LZOP	Breaker type & location		Bkr opening cyc		Tripped by		
2 MISC BACKUP LINE	Branch "2 Barra 2" to "3 Barra 3" Ckt 1		3.0 Opened 3-pole TRIP		Op in event 1 3-ph		
Network changes now in effect:							
Midline node on "1 Barra 1" to "2 Barra 2" Ckt 1 at 0.333				New bus "999001 Barra 1" (NEWBUS1)			
Open breaker on "2 Barra 2" to "3 Barra 3" Ckt 1 at Sub. B				New bus "999002 Barra 2" (NEWBUS2)			
LTL_AB_R1 at temporary bus "999001 Barra 1" (NEWBUS1)							
Fault is not cleared after 64.2 cycles 1.070 seconds							
Fault current 1779.88 A; bound= 1.0E-04							

(b)

Fonte Autoria própria.

Figura 4.9 Caso 3, sem teleproteção: perspectiva do relé da Sub. B. a) Diagrama Mho b) Relatório de falta.



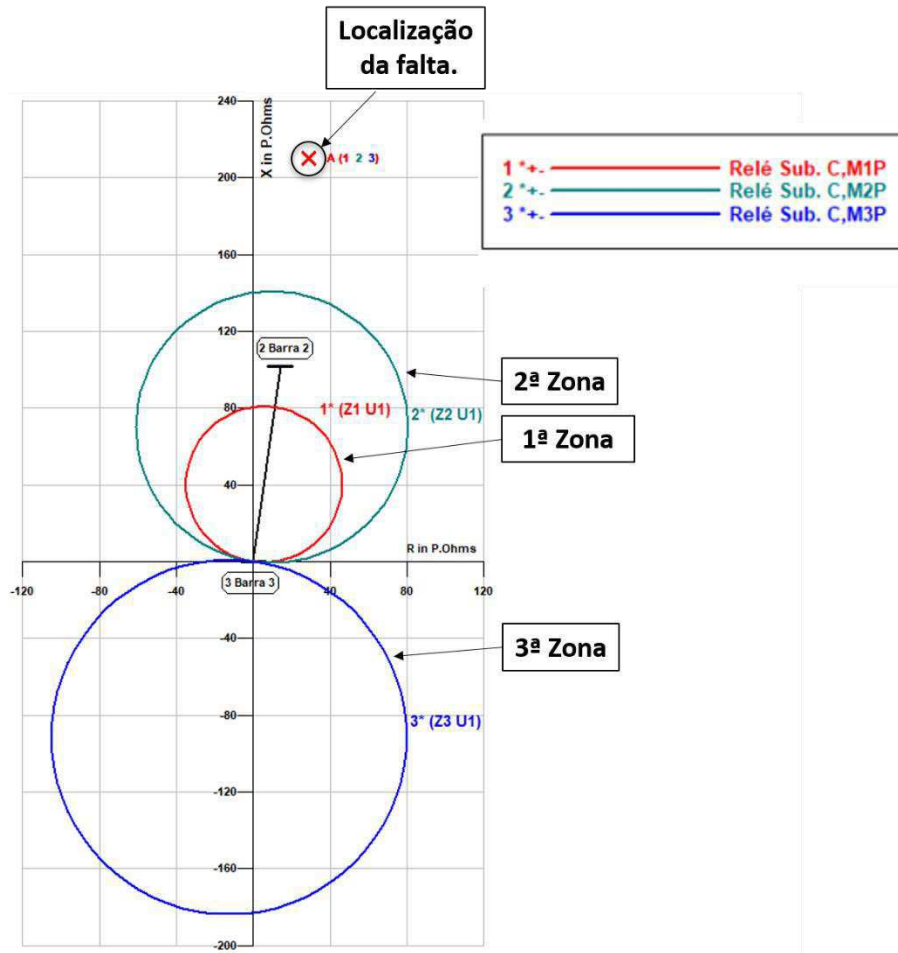
(a)

Tipo de falta		Localização da falta				
Fault: A		LTL_AB_R1 at temporary bus 999001 Barra 1 (NEWBUS1) Midline node on "1 Barra 1" to "2 Barra 2" Ckt 1 at 0.333 New bus "999001 Barra 1" (NEWBUS1)				
Curve	Apparent Impedance [Mag] [Deg]	Operating Time [Seconds]	S.I.R. (+ seq) Source/total line [Mag] [Deg]			
1	109.45 -97.79	infinite	DELTA-V/DELTA-I A-B 1.06 @-180.4			
2	109.45 -97.79	infinite	DELTA-V/DELTA-I A-B 1.06 @-180.4			
3	109.45 -97.79	1.017	DELTA-V/DELTA-I A-B 1.06 @-180.4			
Zonas de proteção		Impedância aparente de falta em ohms	Tempo de operação das zonas em segundos	Razão da impedância da linha sobre o alcance ajustado		

(b)

Fonte Autoria própria.

Figura 4.10 Caso 3, sem teleproteção: perspectiva do relé da Sub. C. a) Diagrama Mho b) Relatório de falta.



(a)

Tipo de falta	Fault: A					Localização da falta
	LTL_AB_R1 at temporary bus 999001 Barra 1 (NEWBUS1)					Midline node on "1 Barra 1" to "2 Barra 2" Ckt 1 at 0.333 New bus "999001 Barra 1" (NEWBUS1)
	Curve	Apparent Impedance	Operating Time	S.I.R. (+ seq) Source/total line		
		[Mag] [Deg]	[Seconds]	[Mag] [Deg]		
Zonas de proteção	1	212.10 82.17	infinite	DELTA-V/DELTA-I	A-B	0.06 @ -7.0
	2	212.10 82.17	infinite	DELTA-V/DELTA-I	A-B	0.06 @ -7.0
	3	212.10 82.17	infinite	DELTA-V/DELTA-I	A-B	0.06 @ -7.0
		Impedância aparente de falta em ohms	Tempo de operação das zonas em segundos	Razão da impedância da linha sobre o alcance ajustado		

(b)

Fonte Autoria própria.

Analisando a resposta do sistema, constatou-se que:

- A função sensibilizada pelo relé da Sub. B foi a de distância de 3ª zona de fase (Z3P_B), com um tempo total de atuação de 1,071 seg., sendo 1,021 seg o tempo de sensibilização da zona e 0,050 seg, o tempo de atuação do disjuntor. Essa proteção só atua, caso a proteção de 1ª zona da LT1 falhe, garantindo assim a seletividade.
- Nenhuma função de distância foi sensibilizada no relé da Sub. C.
- A falta não foi extinta completamente, pois não foi eliminada instantaneamente, em ambos os terminais da LT.

Analisando a resposta do sistema sob a perspectiva do relé da Sub. B, observou-se que:

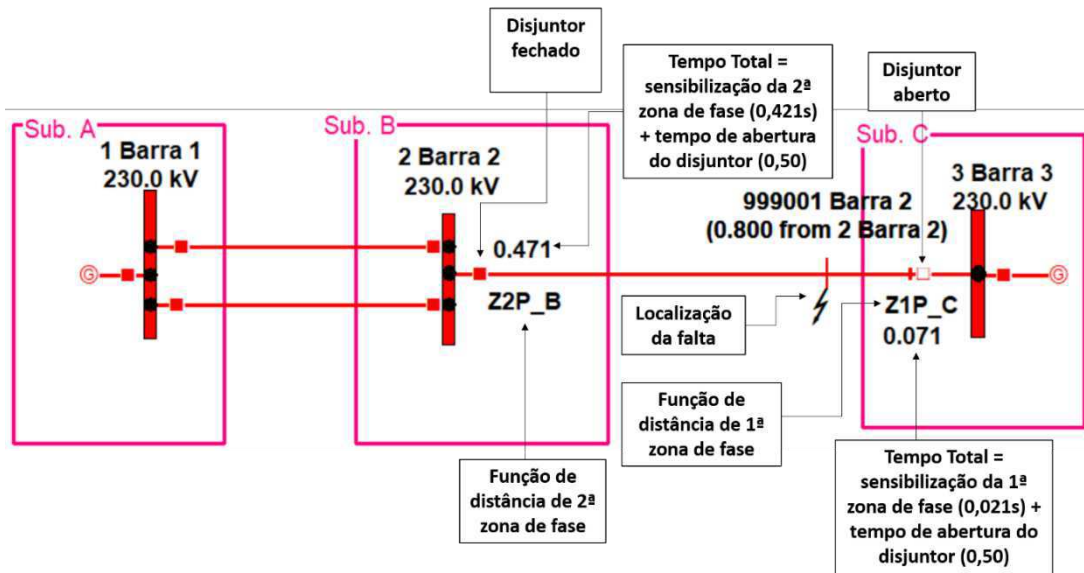
- O relé mediu a mesma impedância aparente de falta em todas as zonas:
 $109,45 \angle -97,79^\circ \Omega$.
- A falta localizou-se dentro da 3ª zona de fase, com um tempo de sensibilização de 1,017 seg.
- A 1ª e 2ª zonas de fase não foram sensibilizadas, pois foram configuradas para identificar faltas à frente da LT protegida.

Analisando a resposta do sistema sob a perspectiva do relé da Sub. C, verificou-se que:

- A impedância aparente de falta foi a mesma em todas as zonas $212,10 \angle 82,17^\circ \Omega$.
- Nenhuma proteção da Sub. B foi sensibilizada, visto que a localização da falta se encontrou fora do alcance de todas as zonas.

4.3. Caso 5: Falta ABT aplicada a 80% da LT3, da barra 2 para barra 3, com $R_f=0\Omega$ e $R_g=1\Omega$, sem teleproteção (Figuras 4.11, 4.12 e 4.13)

Figura 4.11 Caso 5, sem teleproteção. a) Diagrama unifilar, b) Relatório de falta.



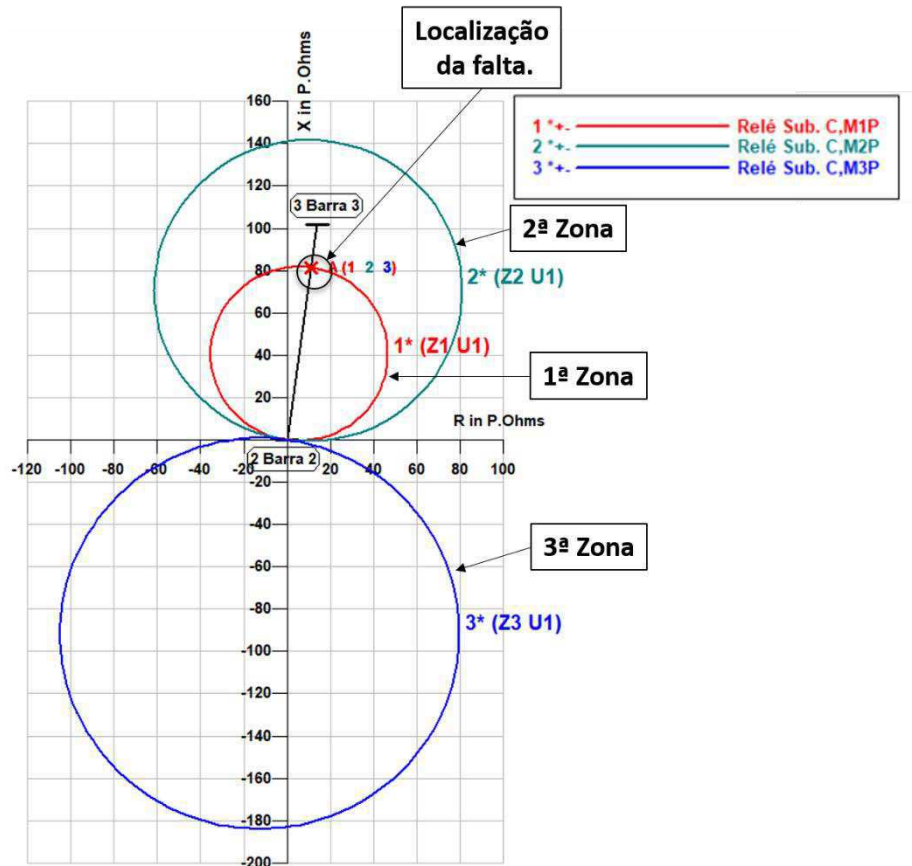
(a)

Subestação	Função do relé e zona de proteção	Tempo de sensibilização da zona	Tempo de total
LZOP Operating Times (s) predicted at 0.070 seconds from start:			
Sub. C	4 Proteção Sub. C	MISC	F N
Sub. B	2 LZOP Sub. B	MISC	F N
		Pri	Z1P_C
		Pri	Z2P_B
		0.021	0.050
		0.421	0.050
		0.071	0.471
			Op in event 1 3-ph Predicted
Logical breakers for all LZOPS asserted in this step:			
LZOP	Breaker type & location	Bkr opening cyc	Tripped by
	4 MISC PRIMARY LINE Branch "3 Barra 3" to "2 Barra 2" Ckt 1	3.0	Opened 3-pole TRIPB
Network changes now in effect:			
	Midline node on "2 Barra 2" to "3 Barra 3" Ckt 1 at 0.800		New bus "999001 Barra 2" (NEWBUS1)
	Open breaker on "3 Barra 3" to "2 Barra 2" Ckt 1 at Sub. C		New bus "999002 Barra 3" (NEWBUS2)
	DLG_AB_RG1 at temporary bus "999001 Barra 2" (NEWBUS1)		
	Fault is not cleared after 4.2 cycles 0.070 seconds		Fault current 561.07 A; bound= 1.0E-04
Tipo de falta	Informação se a falta foi ou não totalmente extinta e o tempo		

(b)

Fonte Autoria própria.

Figura 4.12 Caso 5, sem teleproteção: perspectiva do relé da Sub. B. a) Diagrama Mho, b) Relatório de falta.



(a)

Tipo de falta		Localização da falta			
Fault: A		DLG_AB_RG1 at temporary bus 999001 Barra 2 (NEWBUS1) Midline node on "2 Barra 2" to "3 Barra 3" Ckt 1 at 0.800 New bus "999001 Barra 2" (NEWBUS1)			
Curve	Apparent Impedance [Mag]	Apparent Impedance [Deg]	Operating Time [Seconds]	S.I.R. (+ seq) Source/total line [Mag] [Deg]	
1	82.12	82.13	infinite	DELTA-V/DELTA-I A-B	0.58 @ -1.5
2	82.12	82.13	0.417	DELTA-V/DELTA-I A-B	0.58 @ -1.5
3	82.12	82.13	infinite	DELTA-V/DELTA-I A-B	0.58 @ -1.5

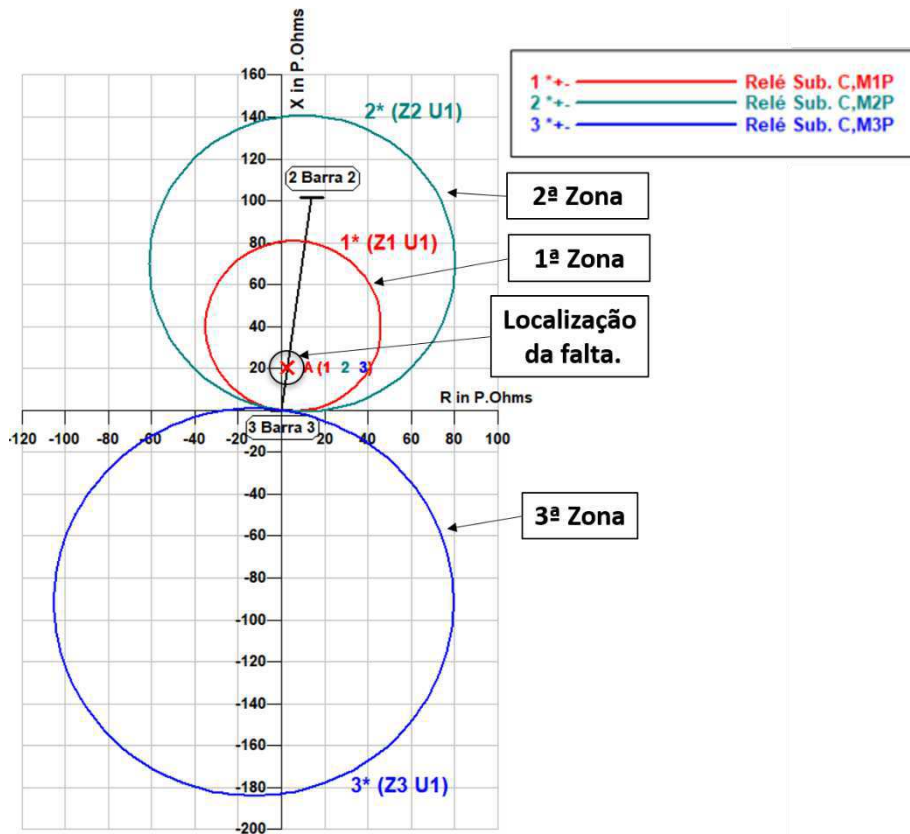
Zonas de proteção (1, 2, 3) are indicated on the left side of the table.

Labels at the bottom of the table indicate:

- Impedância aparente de falta em ohms (points to the Apparent Impedance columns)
- Tempo de operação das zonas em segundos (points to the Operating Time column)
- Razão da impedância da linha sobre o alcance ajustado (points to the S.I.R. column)

(b)

Figura 4.13 Caso 5, sem teleproteção: perspectiva do relé da Sub. C. a) Diagrama Mho, b) Relatório de falta.



(a)

Tipo de falta
 Fault: A
 → DLG_AB_RG1 at temporary bus 999001 Barra 2 (NEWBUS1)
 Midline node on "2 Barra 2" to "3 Barra 3" Ckt 1 at 0.800
 New bus "999001 Barra 2" (NEWBUS1) → **Localização da falta**

Zonas de proteção	Curve	Apparent Impedance		Operating Time	S.I.R. (+ seq)
		[Mag]	[Deg]	[Seconds]	
1		20.53	82.13	0.017	DELTA-V/DELTA-I A-B 0.06 @ -7.0
2		20.53	82.13	0.417	DELTA-V/DELTA-I A-B 0.06 @ -7.0
3		20.53	82.13	infinite	DELTA-V/DELTA-I A-B 0.06 @ -7.0

Impedância aparente de falta em ohms (points to the Apparent Impedance columns)
Tempo de operação das zonas em segundos (points to the Operating Time column)
Razão da impedância da linha sobre o alcance ajustado (points to the S.I.R. column)

(b)

Fonte Autoria própria.

Analisando a resposta do sistema, constatou-se que:

- A função sensibilizada pelo relé da Sub. B foi a de distância de 2ª zona de fase (Z2P_B), com uma temporização de 0,421 seg e tempo final de extinção da falta de 0,471 seg.
- A função sensibilizada na Sub. C foi a de distância de 1ª zona de fase (Z1P_C), com um tempo total de atuação de 0,074 seg, sendo 0,024 seg, o tempo de sensibilização da zona e 0,050 seg, o de atuação do disjuntor
- Como a falta não foi eliminada em ambos os terminais simultaneamente, conclui-se que neste caso, o sistema sem teleproteção não foi eficaz.

Analisando a resposta do sistema sob a perspectiva do relé da Sub. B, constatou-se que:

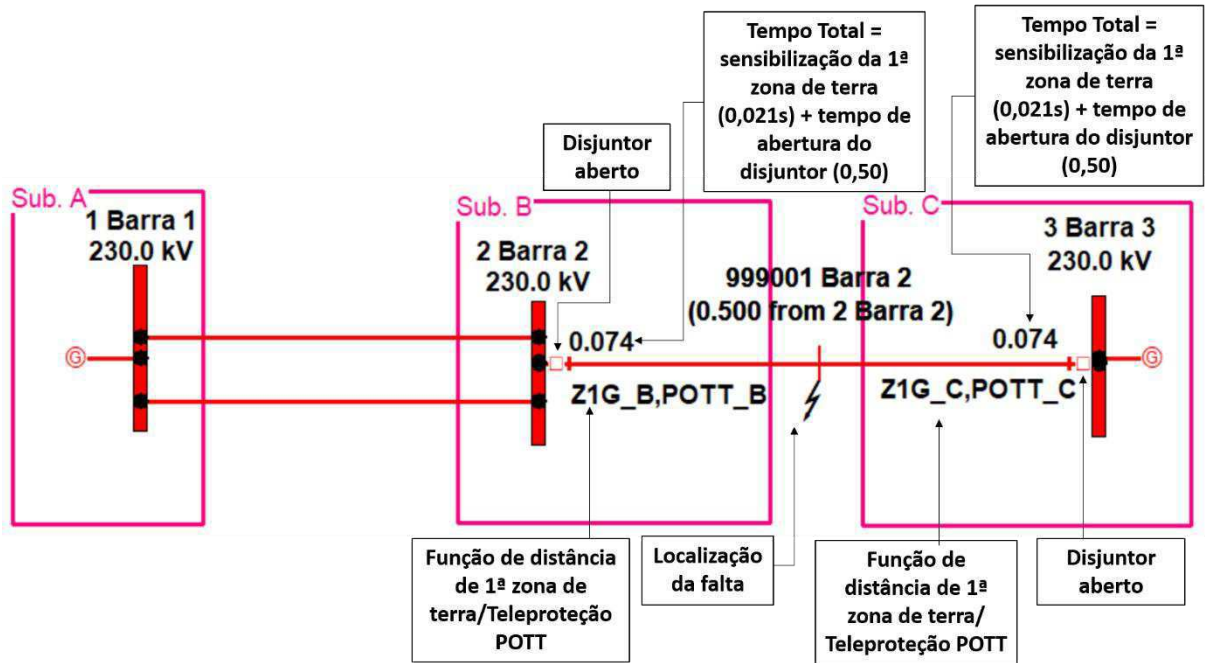
- O relé mediu a mesma impedância aparente de falta em todas as zonas: $82,12 \angle 82,13^\circ \Omega$.
- Apesar da falta está localizada no limite das 1ª e 2ª zonas de fase, a zona de proteção sensibilizada foi a 2ª, com uma temporização de 0,417 seg.
- Devido ao fato, da falta localizar-se no sentido direto da LT protegida, a 3ª zona não é sensibilizada, pois sua configuração foi elaborada no sentido reverso e com uma temporização de 1 seg.

Analisando a resposta do sistema sob a perspectiva do relé da Sub. C, constatou-se que:

- O relé mediu a mesma impedância aparente de falta em todas as zonas:
 $20,53 \angle 82,13^\circ \Omega$.
- A falta localizou-se dentro da 1ª zona de fase, com tempo de 0,017 seg para sensibilização da zona.
- Caso a 1ª zona não seja sensibilizada, a 2ª zona pode ser acionada com uma temporização de 0,417 seg.
- Tendo em vista que a falta se localizou no sentido direto da LT protegida, a 3ª zona não foi sensibilizada, devido a sua configuração.

4.4. Caso 1: Falta AT aplicada a 50% da LT3, da barra 2 para barra 3, com $R_f=5\Omega$, com teleproteção POTT (Figura 4.14)

Figura 4.14 Caso 1, com esquema POTT. a) Diagrama unifilar, b) Relatório de falta.



(a)

Subestação	Função do relé e zona de proteção	Tempo de sensibilização da zona	Tempo de total
Sub. C	Z1G_C,POTT_C	0.024	0.074
Sub. B	Z1G_B,POTT_B	0.024	0.074

LZOP Operating Times (s) predicted at 0.073 seconds from start:

Substation ID	LZOP	Name	Type	BkFlr	InhBkr	P/B	Trip Path	LZOP	Breaker	Total
Sub. C	4	Proteção	MISC	F	N	Pri	Z1G_C,POTT_C	0.024	0.050	0.074
Sub. B	2	LZOP	MISC	F	N	Pri	Z1G_B,POTT_B	0.024	0.050	0.074

Logical breakers for all LZOPS asserted in this step:

LZOP	Breaker type & location	Bkr opening cyc	Tripped by
2	MISC PRIMARY LINE Branch "2 Barra 2" to "3 Barra 3" Ckt 1	3.0	Opened 3-pole TRIP
4	MISC PRIMARY LINE Branch "3 Barra 3" to "2 Barra 2" Ckt 1	3.0	Opened 3-pole TRIPB

Network changes now in effect:

- Midline node on "2 Barra 2" to "3 Barra 3" Ckt 1 at 0.500
- Open breaker on "2 Barra 2" to "3 Barra 3" Ckt 1 at Sub. B
- Open breaker on "3 Barra 3" to "2 Barra 2" Ckt 1 at Sub. C
- SLG_A_R5 at temporary bus "999001 Barra 2" (NEWBUS1)

Tempo de atuação do disjuntor

Fault is cleared after 4.4 cycles 0.073 seconds

Fault current 0.0E+00 A; bound= 1.0E-04

(b)

Fonte Autoria própria.

A sensibilização das zonas não se modifica com o uso dos esquemas de teleproteção, logo a localização da falta no módulo *Coordination Graphics* permanece inalterada.

Analisando o sistema com o esquema de teleproteção POTT, constatou-se que:

- A função sensibilizada pelo relé da Sub. B foi a de distância de 1ª zona de terra (Z1G_B), com um tempo total de atuação de 0,074 seg.
- As funções POTT foram sensibilizadas nos relés das Sub. B e Sub. C.
- Na Sub. C, a função sensibilizada foi a de 1ª zona de terra (Z1G_C), contabilizando um tempo total de 0,074 seg para a emissão do sinal de *trip* e abertura do disjuntor.
- A extinção completa da falta ocorreu, visto que foi eliminada em ambos os terminais simultaneamente. Neste caso, apesar da atuação do esquema de teleproteção, ele não é necessário, visto que a falta foi aplicada no alcance de 1ª zona de ambos os terminais.

4.5. Caso 3: Falta AB aplicada a 33,33% da LT1, da barra 1 para barra 2, com $R_f=1\Omega$, com teleproteção POTT

Analisando o sistema com o esquema de teleproteção POTT, constatou-se que não houve nenhuma alteração na resposta à falta. Portanto, para faltas em LT adjacentes, o sistema com teleproteção funciona do mesmo modo que o sistema sem teleproteção, visto que nesse caso, o esquema de teleproteção foi utilizado para proteger a LT3.

4.6. Caso 5: Falta ABT aplicada a 80% da LT1, da barra 2 para barra 3, com $R_f=0\Omega$ e $R_g=1\Omega$, com teleproteção POTT (Figura 4.15)

Analisando o sistema com teleproteção POTT, observou-se que:

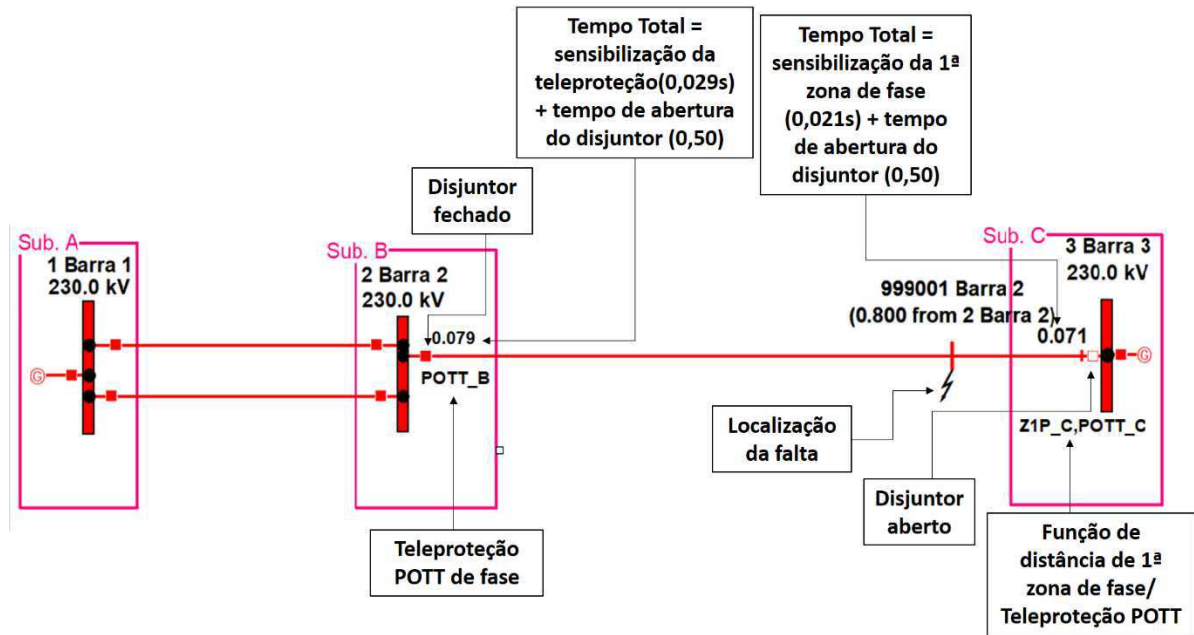
- A função sensibilizada pelo relé da Sub. B foi a função de teleproteção POTT, com um tempo total de atuação de 0,079 seg.
- A função sensibilizada Sub. C foi a de 1ª zona de fase (Z1P_C), com um tempo total de 0,071 seg, para o envio de sinal de *trip* e abertura do disjuntor.
- A função POTT do relé da Sub. C foi sensibilizada, porém não foi a responsável pela abertura do disjuntor.
- A extinção completa da falta ocorreu, mas a falta não foi eliminada simultaneamente, em ambos os terminais, devido ao atraso da função POTT. Nesse caso, o esquema de teleproteção foi de extrema importância, pois foi o responsável pela eliminação da falta.

4.7. Caso 1: Falta AT aplicada a 50% da LT3, da barra 2 para barra 3, com $R_f=5\Omega$, com teleproteção DCB (Figura 4.16)

Analisando o sistema com teleproteção DCB, observou-se que:

- A função sensibilizada pelo relé da Sub. B foi a de distância de 1ª zona de terra (Z1G_B), com tempo total de atuação de 0,074 seg.
- As funções de teleproteção DCB foram sensibilizadas nos relés das Sub. B e Sub. C, mas não foram os responsáveis pela abertura dos disjuntores.
- Na Sub. C, a função sensibilizada foi a de 1ª zona de terra (Z1G_C), com um tempo total de 0,074 seg.
- A extinção completa da falta ocorreu, visto que a falta foi eliminada em ambos os terminais, simultaneamente. Apesar da atuação do esquema de teleproteção, ele não era necessário, visto que a falta foi aplicada no alcance da 1ª zona, em ambos os terminais.

Figura 4.15 Caso 3, com esquema POTT. a) Diagrama unifilar, b) Relatório de falta.



(a)

Subestação	Função do relé e zona de proteção	Tempo de sensibilização da zona	Tempo de total
Sub. C	Pri Z1P_C,POTT_C	0.021	0.071
Sub. B	Pri POTT_B	0.029	0.079

LZOP	Breaker type & location	Bkr opening cyc	Tripped by
2 MISC PRIMARY LINE	Branch "2 Barra 2" to "3 Barra 3" Ckt 1	3.0	Opening 3-pole TRIP
4 MISC PRIMARY LINE	Branch "3 Barra 3" to "2 Barra 2" Ckt 1	3.0	Opened 3-pole TRIPB

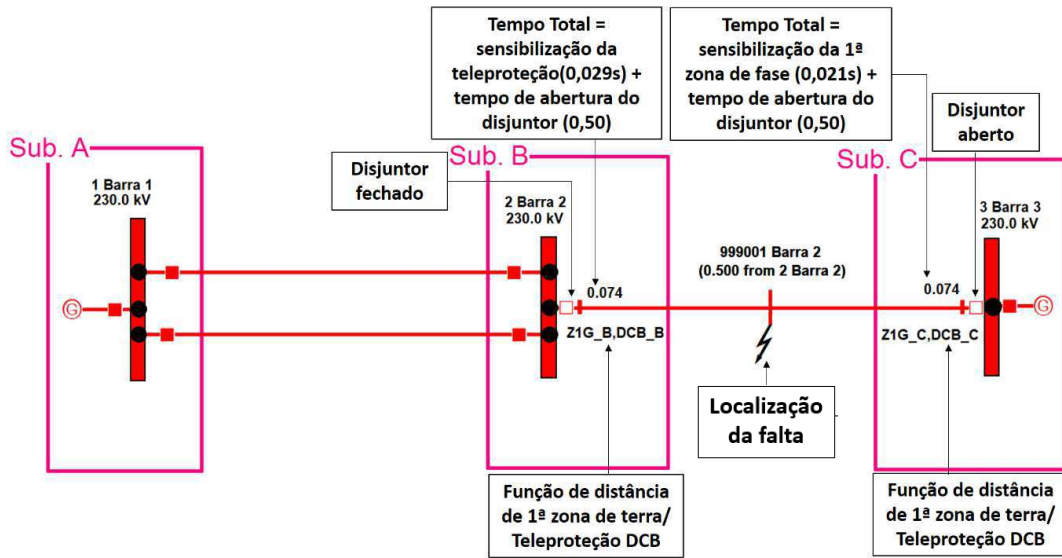
Network changes now in effect:
 Midline node on "2 Barra 2" to "3 Barra 3" Ckt 1 at 0.800
 Open breaker on "3 Barra 3" to "2 Barra 2" Ckt 1 at Sub. C
 DLG_AB_RG at temporary bus "999001 Barra 2" (NEWBUS1)

Fault is not cleared after 4.2 cycles 0.070 seconds Fault current 561.07 A; bound= 1.0E-04

(b)

Fonte Autoria própria.

Figura 4.16 Caso 1, com esquema DCB. a) Diagrama unifilar, b) Relatório de falta.



(a)

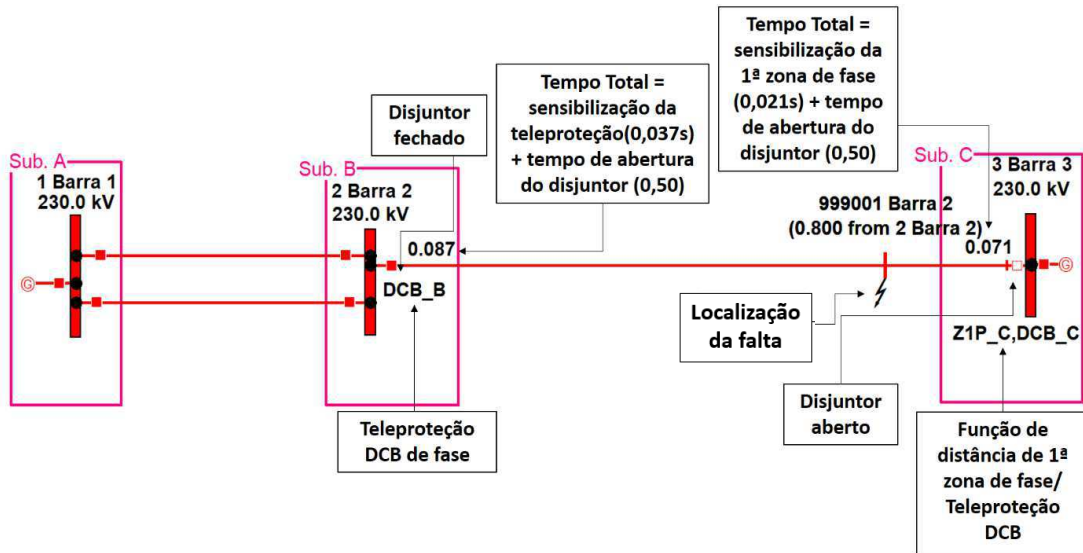
Subestação	Função do relé e zona de proteção	Tempo de sensibilização da zona	Tempo de total
LZOP Operating Times (s) predicted at 0.073 seconds from start:			
Sub. C	4 Proteção Sub. C	MISC F N	Pri Z1G_C,DCB_C
Sub. B	2 LZOP Sub. B	MISC F N	Pri Z1G_B,DCB_B
		0.024	0.050
		0.024	0.050
			0.074
			0.074
Logical breakers for all LZOPS asserted in this step:			
LZOP	Breaker type & location	Bkr opening cyc	Tripped by
	2 MISC PRIMARY LINE Branch "2 Barra 2" to "3 Barra 3" Ckt 1	3.0	Opened 3-pole TRIP
	4 MISC PRIMARY LINE Branch "3 Barra 3" to "2 Barra 2" Ckt 1	3.0	Opened 3-pole TRIPB
Network changes now in effect:			
	Midline node on "2 Barra 2" to "3 Barra 3" Ckt 1 at 0.500		New bus "999001 Barra 2" (NEWBUS1)
	Open breaker on "2 Barra 2" to "3 Barra 3" Ckt 1 at Sub. B		New bus "999002 Barra 2" (NEWBUS2)
	Open breaker on "3 Barra 3" to "2 Barra 2" Ckt 1 at Sub. C		New bus "999003 Barra 3" (NEWBUS3)
	SLG_A_R5 at temporary bus "999001 Barra 2" (NEWBUS1)		
	Fault is cleared after 4.4 cycles 0.073 seconds		Fault current 0.0E+00 A; bound= 1.0E-04
Tipo de falta	Informação se a falta foi ou não totalmente extinta e o tempo		

(b)

Fonte Autoria própria.

4.8. Caso 5: Falta ABT aplicada a 80% da LT3, da barra 2 para barra 3, com $R_f=0\Omega$ e $R_g=1\Omega$, com teleproteção DCB (Figura 4.17)

Figura 4.17 Caso 5, com esquema DCB. a) Diagrama unifilar, b) Relatório de falta.



(a)

Subestação	Função do relé e zona de proteção	Tempo de sensibilização da zona	Tempo de total
LZOP Operating Times (s) predicted at 0.070 seconds from start:			
Substation ID	LZOP Name Type BkFir InhBkr P/B Trip Path	LZOP Breaker	Total
Sub. C	4 Proteção Sub. C MISC F N Pri Z1P_C,DCB_C	0.021	0.071
Sub. B	2 LZOP Sub. B MISC F N Pri DCB_B	0.037	0.087
Logical breakers for all LZOPS asserted in this step:			
LZOP	Breaker type & location	Bkr opening cyc	Tripped by
2	MISC PRIMARY LINE Branch "2 Barra 2" to "3 Barra 3" Ckt 1	3.0	Opening 3-pole TRIP
4	MISC PRIMARY LINE Branch "3 Barra 3" to "2 Barra 2" Ckt 1	3.0	Opened 3-pole TRIPB
Network changes now in effect:			
Midline node on "2 Barra 2" to "3 Barra 3" Ckt 1 at 0.800		New bus "999001 Barra 2" (NEWBUS1)	
Open breaker on "3 Barra 3" to "2 Barra 2" Ckt 1 at Sub. C		New bus "999002 Barra 3" (NEWBUS2)	
DLG_AB_RG1 at temporary bus "999001 Barra 2" (NEWBUS1)			
Fault is not cleared after 4.2 cycles 0.070 seconds		Fault current 561.07 A; bound= 1.0E-04	
Tipo de falta	Informação se a falta foi ou não totalmente extinta e o tempo		

(b)

Fonte Autoria própria.

Analisando o sistema com teleproteção DCB, observou-se que:

- A função sensibilizada pelo relé da Sub. B foi a função de teleproteção DCB, com tempo de atuação de 0,087 seg.
- Na Sub. C, a função acionada foi a de 1ª zona de fase (Z1P_C), com um tempo total de 0,071 seg, para envio do sinal de *trip* e abertura do disjuntor.
- A função DCB do relé da Sub. C foi sensibilizada, mas não foi a responsável pela abertura do disjuntor.
- A extinção completa da falta ocorreu, mas a falta não foi eliminada em ambos os terminais simultaneamente.

4.9. Resumo da Análise

Dos casos apresentados, concluiu-se o seguinte:

- O caso 1 não requer esquemas de teleproteção. Apesar das funções de teleproteção terem sido sensibilizadas, elas não foram as responsáveis pela eliminação da falta.
- No caso 3, não houve modificação nos resultados para faltas em LT adjacentes aos sistemas com ou sem esquemas de teleproteção, visto que a teleproteção foi utilizada para proteger a LT3.
- No caso 5, observou-se que o uso de esquemas de teleproteção na LT foi de suma importância para a eliminação da falta, pois possibilitou a extinção completa da falta com maior eficiência e rapidez.

Para os demais casos (2, 4, 6, 7 e 8), seguem as conclusões.

Sem Teleproteção

- Caso 2: A falta não foi extinta por completo, pois na Sub. B a função sensibilizada foi a Z3G_B, 3ª zona de terra. A falta ocorreu na linha adjacente à LT protegida. O tempo total de atuação dessa zona foi de 1,074 seg, enquanto que na Sub. C, a função sensibilizada foi a Z2G_C, 2ª zona de terra, com uma temporização de 0,471seg.
- Caso 4: A função de 1ª zona de fase, Z1P_B, foi a responsável por emitir o sinal de *trip*

para o disjuntor na Sub. B. Enquanto que na Sub. C, a função Z2P_C, 2ª zona de fase foi sensibilizada. A falta não foi extinta por completo, em razão do tempo de atuação das zonas.

- Casos 6 e 7: Não houve extinção da falta, pois a função sensibilizada do relé da Sub. B foi a 3ª zona de fase, Z3P_B, com um tempo total de atuação de 1,074 seg. Nenhuma função de proteção foi sensibilizada no relé da na Sub. C.
- Caso 8: A falta não foi extinta por completo, pois na Sub. C a função Z1P_C, 1ª zona de fase, atuou para a eliminação da falta, enquanto que a função de 2ª zona de fase, Z2P_B, do relé da Sub. B foi sensibilizada.

Com Teleproteção

- Casos 2, 6 e 7: não houve nenhuma alteração na atuação dos relés, pois as faltas ocorreram na LT adjacente (LT1) e não na LT protegida (LT3), sendo então contabilizado o tempo de sensibilização das zonas e a abertura dos disjuntores.
- Casos 4 e 8: com uso dos esquemas POTT e DCB, a falta foi extinta em ambos os terminais da LT, simultaneamente. A temporização das funções POTT e DCB foram 0,079 seg e 0,087 seg, respectivamente. Sendo: 0,050 seg a atuação do disjuntor; 0,029 seg a temporização da função POTT; 0,037seg a temporização da função DCB.

Tabela 4.6 Análise das faltas nas LT1 e LT3, para sistemas com e sem teleproteção.

Casos		Localização do relé	Função de proteção que atuou	Tempo total= sensibilidade da zona de proteção + atuação do disjuntor (seg.)
1	Sem Teleproteção	Sub. B- Barra 2	Z1G_B	0,074
		Sub. C- Barra 3	Z1G_C	0,074
	POTT	Sub. B- Barra 2	Z1G_B/POTT_B	0,074
		Sub. C- Barra 3	Z1G_C/POTT_C	0,074
	DCB	Sub. B- Barra 2	Z1G_B/DCB_B	0,074
		Sub. C- Barra 3	Z1G_C/DCB_C	0,074
2	Sem Teleproteção	Sub. C- Barra 2	Z3G_B	1,074
		Sub. C- Barra 2	Z3G_B	1,074
	POTT	Sub. C- Barra 3	Z2G_C	0,474
		Sub. C- Barra 2	Z3G_B	1,074
	DCB	Sub. C- Barra 3	Z2G_C	0,474
		Sub. C- Barra 3	Z2G_C	0,474
3	Sem Teleproteção	Sub. B- Barra 2	Z3P_B	1,071
		Sub. C- Barra 3	-	-
	POTT	Sub. B- Barra 2	Z3P_B	1,071
		Sub. C- Barra 3	-	-
	DCB	Sub. B- Barra 2	Z3P_B	1,071
		Sub. C- Barra 3	-	-
4	Sem Teleproteção	Sub. B- Barra 2	Z1P_B	0,071
		Sub. C- Barra 3	Z2P_B	0,471
	POTT	Sub. B- Barra 2	Z1P_B/POTT_B	0,071
		Sub. C- Barra 3	POTT_C	0,079
	DCB	Sub. B- Barra 2	Z1P_B/DCB_B	0,071
		Sub. C- Barra 3	DCB_C	0,087
5	Sem Teleproteção	Sub. B- Barra 2	Z2P_B	0,471
		Sub. C- Barra 3	Z1P_C	0,071
	POTT	Sub. B- Barra 2	POTT_B	0,079
		Sub. C- Barra 3	Z1P_C/POTT_C	0,071
	DCB	Sub. B- Barra 2	DCB_B	0,087
		Sub. C- Barra 3	Z1P_C/DCB_C	0,071
6	Sem Teleproteção	Sub. B- Barra 2	Z3P_B	1,071
		Sub. C- Barra 3	-	-
	POTT	Sub. B- Barra 2	Z3P_B	1,071
		Sub. C- Barra 3	-	-
	DCB	Sub. B- Barra 2	Z3P_B	1,071
		Sub. C- Barra 3	-	-
7	Sem Teleproteção	Sub. B- Barra 2	Z3P_B	1,071
		Sub. C- Barra 3	-	-
	POTT	Sub. B- Barra 2	Z3P_B	1,071
		Sub. C- Barra 3	-	-
	DCB	Sub. B- Barra 2	Z3P_B	1,071
		Sub. C- Barra 3	-	-
8	Sem Teleproteção	Sub. B- Barra 2	Z2P_B	0,471
		Sub. C- Barra 3	Z1P_C	0,071
	POTT	Sub. B- Barra 2	POTT_B	0,079
		Sub. C- Barra 3	Z1P_C/POTT_C	0,071
	DCB	Sub. B- Barra 2	DCB_B	0,087
		Sub. C- Barra 3	Z1P_C/DCB_C	0,071

Fonte Autoria própria.

Conclusões

Ao final deste Trabalho de Conclusão de Curso, constatou-se a importância do uso de ferramentas computacionais na solução de problemas reais. Neste sentido, comprovou-se o grande potencial do *software* CAPE (*Computer Aided Protection Engineering*) para estudos de Proteção de Sistemas Elétricos de Potência.

O estudo de caso realizado, mostrou que para o sistema-teste utilizado e considerando: relés SEL-311C, funções de proteção de distância, esquemas de teleproteção permitido na configuração dos relés, POTT (*Permissive Overreaching Transfer Trip*) e DCB (*Directional Comparison Blocking*) e vários cenários de faltas, o esquema que apresentou melhor desempenho foi o tipo POTT, em razão do menor tempo de eliminação da falta.

A perspectiva deste TCC, é que a pesquisa realizada possa servir de referência inicial para os que almejam ingressar na área de teleproteção. Assim, sugerem-se para trabalhos futuros:

- Análise de outros esquemas de teleproteção;
- Análise dos esquemas de teleproteção com relés de outros fabricantes;
- Uso de sistemas-testes mais complexos.

Referências Bibliográficas

ABRADEE. Disponível em: < <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/sistema-interligado>>. Acesso em fevereiro/2018.

ALBASRI, F. A.; SIDHU, T. S.; VARMA, R. K. **Performance comparison of distance protection schemes for shunt-FACTS compensated transmission lines**, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 22, n° 4, p. 2116–2125, 2007.

ALBURQUERQUE, D.F.F. **Introdução ao uso do software CAPE**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Campina Grande, 2012.

ANELL, Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em dezembro/2017.

ANDERSON, P. M. **Power System Protection**. Piscataway, New Jersey, USA: IEEE Press Series on Power Engineering, 1999.

CAPE. Disponível em: <<http://www.electrocon.com/capeintro.html>>. Acesso em setembro/2017.

COSTA, C. A. B. **Modelagem de um relé de distância em um simulador digital em tempo real**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2016

DINIZ, O. P. **Uso do software CAPE na avaliação da proteção de distância de linhas de transmissão**. 2012. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica). Universidade de Brasília, Brasília, 2012.

LOPES, F.; SOUZA Jr., F.; SANTOS, W.; NASCIMENTO, J.; COSTA, C.; COSTA, F.; NEVES, W.; SOUZA, B.; BRITO, N.; FERNANDES Jr., D. & MORAES, S. **Uma metodologia baseada nos programas ATP e CAPE para estudo e validação de funções de proteção**. Congresso Brasileiro de Automática, Belo Horizonte, 2014.

GERS, J.N.; HOLMES, E.J., **Protection of electricity distribution networks**. IEEE Power and Energy Series, 2004.

GIGUER, S. **Proteção de sistemas de distribuição**. Editora Sagra. 1ª edição, 1988.

GONÇALVES, D.N. **Desempenho do relé de distância em linhas de transmissão compensadas com TCSC**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

GONÇALVES, E.M. **Metodologias para validação de proteções de linhas de transmissão**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2012.

GUERRA, F.C.F. **Filosofia da proteção** - Notas de Aula. DEE/UFMG, Campina Grande, 2011

GUERRERO, C.A.V. **Uso do RTDS em testes de esquemas de teleproteção aplicando o padrão IEC 61850**. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2011.

GUERRERO, C.A.V.; SILVEIRA, P.M.; COELHO, A.L.M.; RAMALHO, G.R. **Uso do RTDS em testes de esquema de teleproteção aplicando do padrão IEC 61850**. SILI: PAC World Latin America Conference, Florianópolis, 2011.

GUIMARÃES, A.C. Disponível em:

<<https://pt.scribd.com/document/318045871/Teleprotecao-e-Funcao-de-Oscilacao-de-Frequencia>>. Acesso: novembro/2017.

MEIRA, R.N. **Análise da coordenação da proteção de distância em linhas de transmissão de circuito duplo**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2016.

MEIRA, R. N.; BRITO, N. S. D. **Avaliação do uso do software CAPE no desempenho da atuação da proteção sistema elétrico de potência**. Congresso de Iniciação Científica da Universidade Federal de Campina Grande, 2015.

MEIRA, R. N.; PEREIRA, R. L. A.; NASCIMENTO, J. P.; BRITO, N. S. D.; SILVA, H. B.; SOUZA, B. A. Analysis of interoperability of relays via teleprotection. In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2018, 2018, Niterói. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE 2018, 2018.

MELO, Y.M.P. **Uma técnica para detecção de distúrbios em linhas de transmissão.** Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2011.

MORO, V.C.; MONARO, R.M.; VIEIRA, C.M. **Desenvolvimento e validação em tempo real de um algoritmo.** Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, 2012.

NASCIMENTO, J.P. **Representação de um sistema de proteção de sobrecorrente utilizando o software CAPE.** Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2012.

ONS. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso: novembro/2017.

RUSH, P. **Proteção e automação de redes: conceito e aplicação.** Coordenação da Tradução: José Antonio Jardini - - São Paulo: Editora Blucher: Schneider, 2011.

SÁ, J. A.; COSTA, F. B.; OLIVEIRA, N. L.; BRITO, N. S. D.; SOUZA, B. A.; GURJÃO, E. C.; CARMO, U A. **Uso de um simulador em tempo real no ensino de proteção de sistemas elétricos.** In: Congresso Brasileiro de Ensino de Engenharia, Fortaleza, 2010.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. **Memória de cálculo para os ajustes do relé de proteção SEL-311C.**

SCHWEITZER, E. O. & KUMM, J. J. **Statical comparasion ans evolution of pilot protection schemes.** Pullman, Washington, 1998.

SILVA, C.A. **Filtros digitais recursivos para redução de impacto da resposta transitória do TPC.** Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2014.

SILVA, H.T. **Estudo da proteção de sobrecorrente do relé SEL-311C.** 2011. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2011.

SILVA, K.M. **avaliação da proteção de distância de linhas de transmissão a partir de simulações de transitórios.** Projeto de Pesquisa II, COPELE/UFCG, Campina Grande, 2006.

SILVA, K.M. Avaliação da proteção de distância de linhas de transmissão a partir de simulações de transitórios. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2009

TOLMASQUIM, M.T. Perspectivas e planejamento do setor energético no Brasil. Estud. av. [online], 2012.

APÊNDICE

Ajustes do relé SEL - 311C

CTR e PTR
Estes ajustes determinam respectivamente a relação dos TC e TP das fases (A, B e C) CTR=400 CTRP=400 PTR=2000 PTRS=2000
Z1MAG e Z1ANG
Este ajuste corresponde ao valor de impedância e ângulo, respectivamente, de sequência positiva da linha. $Z1MAG = Z1(amplitude) \times \frac{RTC}{RTP}$ Z1MAG=20,53 [Ω] sec; Z1ANG=82,13°;
Z0MAG e Z0ANG
Este ajuste corresponde ao valor de impedância e ângulo, respectivamente, de sequência zero da linha. $Z1MAG = Z1(amplitude) \times \frac{RTC}{RTP}$ Z1MAG=40,61 [Ω] sec; Z1ANG=79,51°;
LL
Este ajuste determina o comprimento da Linha LL=150Km
E21P
Número de elementos de distância de fase Mho. E21P=3
E21MG
Número de elementos de distância de terra Mho. E21MG=3
E21XG
Número de elementos de distância quadrilateral de terra. E21XG=3
Z1P – Alcance de ZONA 1
Alcance do elemento de distância de fase de zona 1 será ajustada em 80% da impedância de sequência positiva da linha protegida. $Z1P = 0,80 * ZL1 \times \frac{RTC}{RTP}$ Z1P=16,42 [Ω] sec.
Z2P - Alcance de ZONA 2
O alcance do elemento de distância de fase de zona 2 será ajustado de forma convencional. ou seja, 120% da impedância positiva da linha protegida. $Z2P = 2 * ZL1 \times \frac{RTC}{RTP}$ Z2P=28,5 [Ω] sec.
Z3P – Alcance da ZONA 3
Este ajuste define o alcance do elemento de distância de fase de Zona 3. Considerando que o elemento de distância de fase de zona 3, faz parte do esquema de proteção assistida por comunicação – POTT/DCB/DCUB, com direcionalidade em sentido reverso para proteção local e em sentido direto para proteção remota. Dessa forma, será adotado um alcance de 150% da impedância de sequência positiva da linha protegida. $Z3P = 2 * ZL1 \times \frac{RTC}{RTP}$ Z3P=36,95 [Ω] sec

Z1MG, Z2MG e Z3MG
os alcances dos elementos de distância de terra de todas as zonas são calculados da mesma forma que os alcances dos elementos de fase, portanto, seus valores são os mesmos. $Z1P=16,42 [\Omega] \text{ sec.}$ $Z2P=28,5 [\Omega] \text{ sec.}$ $Z3P=36,95 [\Omega] \text{ sec.}$
K0M1 e K0A1
Estes ajustes definem, respectivamente, a magnitude e o ângulo do fator de compensação da impedância de sequência zero para a zona 1. $K0M1 \angle K0A1 = \frac{Z0MAG \angle Z0ANG - Z1MAG \angle Z1ANG}{3 * Z1MAG \angle Z1ANG}$ $K0M1=0,327;$ $K0A1=-5,29^\circ;$
K0M e K0A
Estes ajustes definem respectivamente a magnitude e o ângulo do fator de compensação das impedâncias de sequência zero para as zonas 2, 3 e 4. Será usada a mesma magnitude do fator de compensação da zona 1. $K0M=0,327;$ $K0A=-5,29^\circ;$
50 PP1, 50 PP2 e 50 PP3
Ajustes para o detector de falta de sobrecorrente de distância de fase Mho, os valores são obtidos da seguinte forma: $50PP \leq 0,85 * \frac{100}{CTR} [A] \text{sec.}$ $50 PP1=1,0;$ $50 PP2=0,5;$ $50 PP3=1;$
ECOMM
Esquema de <i>trip</i> de comunicação assistida. $ECOMM=POTT/DCB;$
Z1PD, Z2PD e Z3PD
Este ajuste define o tempo de retardo independente de distância das fases da zona 1, zona 2 e zona 3, respectivamente. $Z1PD=0;$ $Z2PD=24;$ $Z3PD=60;$
Z1D, Z2D e Z3D
Este ajuste define o tempo de retardo comum de distância da zona 1, zona 2 e zona 3, respectivamente. $Z1D=0;$ $Z2D=24;$ $Z3D=60;$
ZLF e ZLR
Este ajuste define a impedância de carga no sentido direto-exportada e sentido reverso-importada. $ZLF = \frac{(KV)^2 * CTR}{MVA_{LT} * PTR} * 0,9$ O ZLR é calculado da mesma forma. $ZLF=64;$ $ZLR=64;$
Z2F e Z2R
Este ajuste define o limiar de partida do elemento direcional de sequência negativa para faltas no sentido direto e reverso, respectivamente. $Z2F=10,3;$ $Z2R=10,5;$
A2
Este ajuste define o fator de restrição de corrente de sequência positiva I_2/I_1 . $A2=0,1;$
K2
Este ajuste define o fator de restrição de corrente de sequência zero I_2/I_1 . $K2=0,2;$

ZOF e ZOR

Esses ajustes define o limiar de partida do elemento direcional de sequência zero para faltas no sentido direto e reverso, respectivamente.

ZOF=20,3;

ZOR=20,5;