

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

**Análise da Coordenação da Proteção de
Distância em Linhas de Transmissão de
Circuito Duplo**

Rafaella Nascimento Meira

Campina Grande, Paraíba.

Junho/2016

Rafaella Nascimento Meira

Análise da Coordenação da Proteção de Distância
em Linhas de Transmissão de Circuito Duplo

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.

Professora Núbia Silva Dantas Brito, D. Sc.

Orientadora

Campina Grande, Paraíba.

Junho/2016

Rafaella Nascimento Meira

Análise da Coordenação da Proteção de Distância em Linhas de Transmissão de Circuito Duplo

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 03 de junho de 2016

Professor Avaliador

Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Professora Núbia Silva Dantas Brito, D. Sc.

Universidade Federal de Campina Grande
Orientadora

Campina Grande, Paraíba.

Junho/2016

Agradecimentos

À Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), pela acolhida e condições oferecidas, que me permitiram concluir este trabalho.

À minha mãe, Rosângela, pelo esforço para me proporcionar uma boa educação, pela alimentação com saúde, força e coragem, as quais foram essenciais para superação de todas as adversidades ao longo desta caminhada.

A toda minha família, em especial a minha irmã Lethícia e meus avós Rômulo e Iracy, que com todo carinho e apoio não mediram esforços para eu chegar a esta etapa da minha vida.

Ao meu namorado, Adriano, por toda paciência e amor.

À Professora Núbia Silva Dantas Brito (orientadora) e Jamile Nascimento (coorientadora) pela paciência e tempo dedicado as sugestões.

Enfim, agradeço a todos que de alguma forma, passaram pela minha vida e contribuíram para a construção de quem sou hoje.

Sumário

Resumo.....	5
Abstract.....	6
Lista de Figuras.....	7
Lista de Tabelas.....	9
1. Apresentação.....	10
2. Fundamentação Teórica.....	11
2.1 Filosofia da Proteção.....	11
2.2 Linhas de Transmissão – Um Breve Resumo.....	12
2.3 Fundamentos de um Relé de Distância.....	18
2.3.1 Característica mho Autopolarizada.....	19
2.3.3 Zonas de Proteção.....	22
2.4 Esquemas de Teleproteção.....	24
3. O TCC – Atividades Desenvolvidas.....	26
3.1 Estudo das Funcionalidades do CAPE.....	26
3.2 Estudo de Caso.....	27
3.2.1 Implementação do sistema-teste no CAPE.....	28
3.2.2 Ajustes no Relé.....	29
3.2.3 Aplicação das Faltas no Sistema-Teste.....	32
3.2.4 Análise da Coordenação da Proteção.....	32
4. Considerações Finais.....	45
5. Referências Bibliográficas.....	46

Resumo

Este trabalho analisa a coordenação da proteção em Linhas de Transmissão (LT) de circuito duplo, considerando que este tipo de LT requer uma atenção especial com relação à proteção, devido à indutância mútua inerente à mesma. É utilizada a proteção de distância para esquemas de teleproteção de Transferência de Trip de Sobrealcance Permissivo (*Permissive Overreaching Transfer Trip - POTT*) para acelerar a atuação do relé, garantindo que, em caso de falha de algum equipamento ou parte da rede, a mesma não prejudique a operação do sistema elétrico. A análise parte de um estudo de caso baseado em um sistema teste do Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE), implementado no *software* CAPE (*Computer Aided Protection Engineering*), juntamente com todos os ajustes relativos ao relé digital SEL-311C submetido a simulações de faltas, com o objetivo de validação do trabalho desenvolvido.

Palavras chave: Linhas de transmissão de circuito duplo, proteção de sistemas elétricos, relé de distância, teleproteção, CAPE.

Abstract

This work analyzes the protection coordination of double-circuit transmission lines (TL), considering this type of TL require special attention with regard to the protection, due to mutual inductance inherent in it. It is used teleprotection for distance protection using Permissive Overreaching Transfer Trip (POTT) schemes to accelerate the relay performance, ensuring that in the event of failure of any equipment or part of the network, it does not jeopardize the operation the electrical system. The analysis part of an example based on the Institute of electrical and electronics engineers (IEEE) test system implemented in CAPE software (Computer Aided Protection Engineering), along with all the settings for the digital relay SEL-311C subjected to fault simulations with the purpose of validating the work.

Keywords: Double-circuit transmission line, power system protection, distance relay, teleprotection, CAPE.

Lista de Figuras

Figura 2.1- Ilustração de um sistema de energia elétrica tradicional.....	12
Figura 2.2- Linhas de transmissão de circuito duplo.	16
Figura 2.3 - Acoplamento mútuo entre duas configurações de circuito.....	17
Figura 2.4 - Diagrama R-X.	18
Figura 2.5 - Tipos de características de operação do relé de distância: (a) impedância; (b) mho; (c) lenticular; (d) retângulo.....	19
Figura 2.6 - Característica de um relé tipo mho.	19
Figura 2.7 - Característica mho no plano R-X.....	20
Figura 2.8 - Relação entre as fases de S1 e S2 para o caso de Zr: (a) dentro da característica mho; (b) sobre a característica mho; (c) fora da característica mho.	21
Figura 2.9 - Relação entre as magnitudes de ZO e ZR para o caso de Zr: (a) dentro da característica mho; (b) sobre a característica mho; (c) fora da característica mho.	22
Figura 2.10 - Região de operação da LT considerando-se: (a) Carregamento máximo; (b) Fator de potência máximo; (c) Carregamento máximo e fator de potência máximo.	22
Figura 2.11 - Representação das zonas de proteção de distância.	23
Figura 2.12 - Representação das zonas de proteção de distância no diagrama R-X.	24
Figura 2.13 - Esquema de teleproteção.	25
Figura 2.14 - Esquema POTT.....	25
Figura 3.1 - Sistema-teste baseado em IEEE (2004).....	27
Figura 3.2 - Sistema-teste implementado no módulo One-Line Diagram.....	28
Figura 3.3 - Relé SEL-311C.	29
Figura 3.4 - Aplicação de faltas no sistema-teste.	32
Figura 3.5 - Localização da falta trifásica (ABC - 75% da LT1), observada pela proteção da linha paralela LT2: (a) proteção local; (b) proteção remota.	33
Figura 3.6 - Localização da falta bifásica (AB - 50% da LT1), observada pela proteção da linha paralela LT2: (a) proteção local; (b) proteção remota.....	34
Figura 3.7 - Localização da falta trifásica (ABC - 25% da LT2), observada pela proteção da linha paralela LT1: (a) proteção local; (b) proteção remota.	35
Figura 3.8 - Localização da falta bifásica (AB - 50% da LT2), observada pela proteção da linha paralela LT1: (a) proteção local; (b) proteção remota.....	36
Figura 3.9 - Localização da falta bifásica para terra (ABT - 75% da LT1), observada pela proteção da linha paralela LT2: (a) proteção local; (b) proteção remota.....	37

Figura 3.10 - Localização da falta monofásica para terra (AT - 50% da LT1), observada pela proteção da linha paralela LT2: (a) proteção local; (b) proteção remota.....	38
Figura 3.11 - Localização da falta bifásica para terra (ABT - 25% da LT2), observada pela proteção da linha paralela LT1: (a) proteção local; (b) proteção remota.....	39
Figura 3.12 - Localização da falta monofásica para terra (AT - 50% da LT2), observada pela proteção da linha paralela LT1: (a) proteção local; (b) proteção remota.....	40
Figura 3.13 - Localização da falta monofásica para terra (AT - 90% da LT2), observada pela proteção da linha paralela LT1: (a) proteção local; (b) proteção remota.....	41
Figura 3.14- Localização da falta trifásica (ABC - 75% da LT1), observada pela proteção da própria linha LT1: (a) proteção local; (b) proteção remota.	42
Figura 3.15 - Localização da falta bifásica (AB - 75% da LT2), observada pela proteção da própria linha LT2: (a) proteção local; (b) proteção remota.	43
Figura 3.16 - Localização da falta monofásica para terra (AT - 50% da LT2), observada pela proteção da própria linha LT2: (a) proteção local; (b) proteção remota.	44

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Componentes simétricos.	14
Tabela 3.1 - Cronograma de desenvolvimento das atividades relativas ao TCC.	26
Tabela 3.2 - Configuração da torre de 230 kV de circuito duplo.	29
Tabela 3.3 - Configuração das torres de 230 kV de circuito simples.	29

1. Apresentação

Neste relatório estão descritas as atividades referentes ao Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) realizado sob a orientação da professora Núbia Silva Dantas Brito e supervisão da engenheira Jamile Pinheiro Nascimento.

O TCC teve como:

- Objetivo geral: realizar análise da Coordenação da Proteção de Distância utilizando o *software* CAPE.
- Objetivos específicos: i) estudo das linhas de transmissão de circuito duplo; ii) estudo do *software* CAPE; iii) implementação de um sistema-teste para análise do comportamento dos elementos de proteção perante faltas; iv) geração de cenários de faltas.

Este relatório foi estruturado conforme a seguir.

No capítulo 2 é apresentado um breve descritivo sobre: sistemas elétricos de potência (SEP), linhas de transmissão (LT), filosofia da proteção, tipos de faltas que podem afetar o SEP, técnica dos componentes simétricos, utilizada para quantizar a corrente de curto-circuito durante esses desequilíbrios, relé de distância, característica mho autopolarizada, zonas de proteção e esquemas de teleproteção.

No capítulo 3 foram descritas as atividades desenvolvidas no TCC, dando ênfase à modelagem do sistema-teste, as ferramentas utilizadas e a metodologia das simulações. Além de apresentar os resultados obtidos nas simulações realizadas de aplicação de falta em um sistema com linha de circuito duplo, para alguns tipos de falta e diferentes condições de operação.

Finalmente, no capítulo 4 são apresentadas as conclusões finais.

2. Fundamentação Teórica

No mundo atual, em que a energia elétrica representa um insumo indispensável para a sociedade, o SEP vem assumindo configurações extremamente complexas, com diversas interligações abrangendo amplas áreas geográficas. Nesse contexto, a opção por linhas de transmissão com circuito duplo (LTCD) se deve não só ao constante crescimento de carga, mas também às restrições para se obter novas faixas de terras que se adequem para passagem das LT.

Quando se opta por linhas LTCD, onde antes seria necessária a construção de duas torres lado a lado, o uso de uma única torre viabiliza o uso de dois circuitos e conseqüentemente, ocupação de uma faixa de terra menor. Infelizmente, esse tipo de configuração requer um sistema de proteção mais complexo, pois o efeito do acoplamento mútuo entre linhas paralelas compromete o desempenho da proteção de distância convencional. Para minimizar esse problema, usam-se esquemas de proteção baseados na transferência, entre os terminais da LT, de sinais de disparo permissivo ou de bloqueio para os disjuntores, a fim de acelerar a extinção da falta (ANDERSON, 1999).

Este TCC insere-se neste contexto, apresentando um estudo de caso. Um resumo da fundamentação teórica relacionado ao tema é apresentado a seguir.

2.1 Filosofia da Proteção

A proteção dos SEP é realizada visando minimizar ou até mesmo, evitar danos materiais e, principalmente, risco de morte em condições de situações anormais. As ações pertinentes ao sistema de proteção são: selecionar, coordenar, ajustar e aplicar os vários equipamentos e dispositivos protetores a um sistema elétrico, de forma a guardar entre si uma determinada relação, tal que uma anormalidade no sistema possa ser isolada e removida, sem que as outras partes do mesmo sejam afetadas (GIGUER, 1988). Os requisitos necessários para a operação dos sistemas elétricos exigidos pelos órgãos reguladores são:

- **Continuidade do serviço:** Através dos meios de limites para os indicadores coletivos de duração equivalente de interrupção por unidade consumidora (DEC) e frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora (FEC), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) verifica se os índices estão em limites aceitáveis. Se a concessionária não cumprir os limites recebe uma multa.
- **Eficiência Energética:** A expressão eficiência energética refere-se às técnicas e procedimentos que visam reduzir perdas e eliminar desperdícios, sem comprometer conforto e produção.
- **Qualidade de Energia:** A expressão qualidade de energia refere-se a um conjunto de alterações de tensão, corrente ou frequência que resulte em falha ou má operação de equipamentos, da geração ao uso final.

Um sistema de proteção adequado deve atender aos seguintes requisitos básicos

(GUERRA, 2011):

- **Confiabilidade:** o sistema de proteção sempre deve atuar em caso de defeito, e apenas neste caso.
- **Sensibilidade:** a faixa de incerteza entre as condições de operação e de não operação deve ser a menor possível.
- **Velocidade:** o sistema de proteção deve atuar da forma mais rápida possível, de modo a evitar danos aos componentes da rede elétrica (efeitos térmicos e eletrodinâmicos) ou perda de estabilidade do sistema.
- **Seletividade:** o defeito deve ser eliminado desligando-se a menor parte possível da rede, de modo a ser mantido o máximo índice de continuidade de serviço.
- **Economia:** o custo do sistema de proteção deve ser compatível com o custo do equipamento protegido e com a importância deste último em relação ao funcionamento do resto do sistema.

Em geral, a filosofia da proteção consiste em dividir o sistema elétrico em setores supervisionados por relés, disjuntores, transformadores de corrente (TC) transformadores de potencial (TP), denominadas de zonas de proteção, de modo a minimizar o número de componentes desligados por uma condição de falta.

Neste TCC são utilizados os relés de distância, em particular, na coordenação da proteção deste equipamento nas LTCD.

2.2 Linhas de Transmissão - Um Breve Resumo

As LT promovem a interligação entre as centrais geradoras e os sistemas de distribuição, conduzindo a energia sob a forma de eletricidade a outros sistemas de potência através de interconexões.



Figura 2.1- Ilustração de um sistema de energia elétrica tradicional.

Fonte: ABRADÉE (2016)

Nos primórdios, as primeiras LT eram monofásicas, a energia destinava-se exclusivamente para iluminação e os primeiros motores eram também monofásicos. Entretanto, em 16 de maio de 1888, Nicola Tesla apresentou um trabalho descrevendo motores de indução e motores síncronos bifásicos, o que evidenciou as vantagens dos motores polifásicos. Em 1893, na "Columbian Exhibition" de Chicago, apresentou-se ao público um sistema de distribuição bifásico em corrente alternada. A partir desse instante, deu-se início ao processo de substituição da transmissão de energia elétrica em corrente contínua (CC) por corrente alternada (CA), em particular, corrente alternada trifásica, que prevalece primordialmente, até os dias atuais (STEVENSON, 1976).

Na prática, o sistema de transmissão está sujeito à vários tipos de desequilíbrio, sendo um dos mais graves as faltas, também denominadas de curto-circuitos, que podem ser basicamente de dois tipos:

- **Simétricas:** todas as fases estão envolvidas (também denominadas de faltas trifásicas);
- **Assimétricas:** podem ser entre duas fases (bifásicas), entre fase e terra (monofásicas) ou entre duas fases e a terra (bifásicas-terra). Na prática, entre 70% e 80% das faltas nas LT são do tipo monofásica, enquanto que apenas cerca de 5% são do tipo trifásicas.

Com exceção das faltas simétricas, os demais tipos de faltas apresentam uma condição de desequilíbrio. No caso das faltas simétricas, todas as fases são solicitadas de modo idêntico e produzem o mesmo valor eficaz de corrente de curto-circuito. Neste caso, o cálculo é realizado considerando apenas um condutor. Para os demais casos, são necessários cálculos individuais, o que é feito usualmente, através do uso da técnica de componentes simétricos (STEVENSON, 1976).

Segundo o teorema de Fortescue: "Um sistema desequilibrado de n fasores correlacionados pode ser decomposto em n sistemas de fasores equilibrados denominados componentes simétricos dos fasores originais. Os n fasores de cada conjunto de componentes são iguais em módulo e os ângulos entre fasores adjacentes do conjunto são iguais".

A técnica de componentes simétricos usa três tipos de grandezas: i) positiva: grandezas de sequência-positiva referem-se à condição de equilíbrio; ii) negativa: grandezas de sequência-negativa referem-se à condição de desequilíbrio; iii) de sequência-zero: grandezas de sequência-zero referem-se ao envolvimento da terra na condição de desequilíbrio (SELINC, 2015). As características dos componentes simétricos são mostradas na Tabela 2.1. Essa técnica utiliza o uso dos seguintes operadores:

- α : vetor unitário 120° adiantado em relação ao eixo de referência. Aplicado a qualquer vetor, gira-o por 120° no sentido positivo ou anti-horário.
- α^2 : vetor unitário 240° adiantado em relação ao eixo de referência. Aplicado a qualquer vetor, gira-o por 240° no sentido positivo, o que equivale a uma rotação de 120° no sentido negativo.

Tabela 2.1 - Componentes simétricos.

SEQUÊNCIA POSITIVA	SEQUÊNCIA NEGATIVA	SEQUÊNCIA ZERO
Sistema trifásico	Sistema trifásico	Sistema trifásico
Fasores iguais em módulo, defasados de 120°	Fasores iguais em módulo, defasados de 120°	Fasores iguais em módulo e em ângulo (nas três fases)
Sequência de fase abc (original do sistema)	Sequência de fase abc (inversa do sistema)	Todos em fase

Portanto, segundo *Fortescue*, a sequência de fasores pode ser decomposta conforme apresentado a seguir.

$$\vec{V}_A = \begin{bmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \end{bmatrix} = \vec{V}_0 + \vec{V}_1 + \vec{V}_2 = \begin{bmatrix} \dot{V}_{A0} \\ \dot{V}_{B0} \\ \dot{V}_{C0} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \dot{V}_{A1} \\ \dot{V}_{B1} \\ \dot{V}_{C1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \dot{V}_{A2} \\ \dot{V}_{B2} \\ \dot{V}_{C2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_{A0} + \dot{V}_{A1} + \dot{V}_{A2} \\ \dot{V}_{B0} + \dot{V}_{B1} + \dot{V}_{B2} \\ \dot{V}_{C0} + \dot{V}_{C1} + \dot{V}_{C2} \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Sendo:

$$\dot{V}_0 = \dot{V}_{A0} = \dot{V}_{B0} = \dot{V}_{C0} \quad (2.2)$$

$$\dot{V}_1 = \dot{V}_{A1}; \dot{V}_{B1} = \alpha^2 \cdot \dot{V}_1; \dot{V}_{C1} = \alpha \cdot \dot{V}_1 \quad (2.3)$$

$$\dot{V}_2 = \dot{V}_{A2}; \dot{V}_{B2} = \alpha \cdot \dot{V}_2; \dot{V}_{C2} = \alpha^2 \cdot \dot{V}_2 \quad (2.4)$$

Portanto:

$$\vec{V}_A = \begin{bmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \end{bmatrix} = \dot{V}_0 \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} + \dot{V}_1 \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha^2 \\ \alpha \end{bmatrix} + \dot{V}_2 \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ \alpha \\ \alpha^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{V}_0 + \dot{V}_1 + \dot{V}_2 \\ \dot{V}_0 + \alpha^2 \dot{V}_1 + \alpha \dot{V}_2 \\ \dot{V}_0 + \alpha \dot{V}_1 + \alpha^2 \dot{V}_2 \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

Considerando todas as fases:

$$\vec{V}_A = \begin{bmatrix} \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_{A0} \\ \dot{V}_{A1} \\ \dot{V}_{A2} \end{bmatrix} \quad (2.6a)$$

$$\vec{V}_B = \begin{bmatrix} \dot{V}_B \\ \dot{V}_C \\ \dot{V}_A \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_{B0} \\ \dot{V}_{B1} \\ \dot{V}_{B2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_{A0} \\ \dot{V}_{A1} \\ \dot{V}_{A2} \end{bmatrix} \quad (2.6b)$$

$$\vec{V}_C = \begin{bmatrix} \dot{V}_C \\ \dot{V}_A \\ \dot{V}_B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_{C0} \\ \dot{V}_{C1} \\ \dot{V}_{C2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \dot{V}_{A0} \\ \dot{V}_{A1} \\ \dot{V}_{A2} \end{bmatrix} \quad (2.6c)$$

A partir dos parâmetros de resistência, indutância e capacitância das LT, pode-se montar a matriz de impedâncias. Considerando-se um circuito trifásico simples, perfeitamente transposto, tem-se:

$$Z_{(ABC)} = \begin{bmatrix} Z_S & Z_P & Z_P \\ Z_P & Z_S & Z_P \\ Z_P & Z_P & Z_S \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Sendo:

Z_S : impedância própria da LT por unidade de comprimento, ou seja, $Z_S = R + jX_{L_S} = R + j \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L_S$;

L_S : indutância própria da LT por unidade de comprimento;

Z_P impedância mútua da LT por unidade de comprimento, ou seja, $Z_P = jX_{L_P} = j \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L_P$;

L_P : indutância mútua da LT com as outras duas fases por unidade de comprimento.

Para encontrar a matriz de impedâncias em componentes simétricos deve-se resolver a seguinte equação:

$$V_{(ABC)} = Z_{(ABC)} \cdot I_{(ABC)} \quad (2.8)$$

Sendo:

$$\begin{cases} V_{(ABC)} = A \cdot V_{(0+-)} \\ I_{(ABC)} = A \cdot I_{(0+-)} \end{cases} \quad (2.9)$$

Substituindo-se a Equação (2.8) na Equação (2.9) e multiplicando-se ambos os lados pela matriz inversa de A, tem-se:

$$\begin{aligned} A^{-1} \cdot A \cdot V_{(0+-)} &= A^{-1} \cdot Z_{(ABC)} \cdot A \cdot I_{(0+-)} \\ V_{(0+-)} &= A^{-1} \cdot Z_{(ABC)} \cdot A \cdot I_{(0+-)} \end{aligned} \quad (2.10)$$

Logo, a matriz de impedâncias em componentes simétricos de uma LT de circuito trifásico simples e perfeitamente transposta é dada por:

$$Z_{(0+-)} = A^{-1} \cdot Z_{(ABC)} \cdot A \quad (2.11a)$$

$$Z_{(0+-)} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \cdot Z_{(ABC)} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \quad (2.11b)$$

$$Z_{(0+-)} = \begin{bmatrix} Z_S + 2Z_P & 0 & 0 \\ 0 & Z_S - Z_P & 0 \\ 0 & 0 & Z_S - Z_P \end{bmatrix} \quad (2.11c)$$

Sendo:

$$\begin{cases} Z_0 = Z_S + 2Z_P \\ Z_1 = Z_2 = Z_S - Z_P \end{cases} \quad (2.12)$$

Resultando na matriz de componentes simétricos de uma LT:

$$Z_{(0+-)} = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_1 \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Quando os circuitos são paralelos (Figura 2.2) em parte ou na totalidade do seu comprimento, eles possuem um acoplamento mútuo devido à interação do fluxo magnético produzido por cada circuito. O efeito do acoplamento mútuo é mais significativo quando a corrente de defeito está fluindo em um ou mais dos circuitos. O acoplamento mútuo está presente em todos os circuitos de sequência positiva, negativa e zero (PSRC, 2014). As correntes de sequência positiva e negativa em circuitos mutuamente acoplados, geralmente, são apenas uma pequena fração da corrente da linha e seus efeitos não são considerados na configuração da proteção. Em contraste, o acoplamento mútuo de sequência zero pode induzir níveis mais elevados de corrente.



Figura 2.2- Linhas de transmissão de circuito duplo.
Fonte: Desconhecida.

Existem muitas configurações possíveis que envolvem circuitos mutuamente acoplados. Na Figura 2.3 são apresentadas duas configurações diferentes de acoplamento entre LTCD.

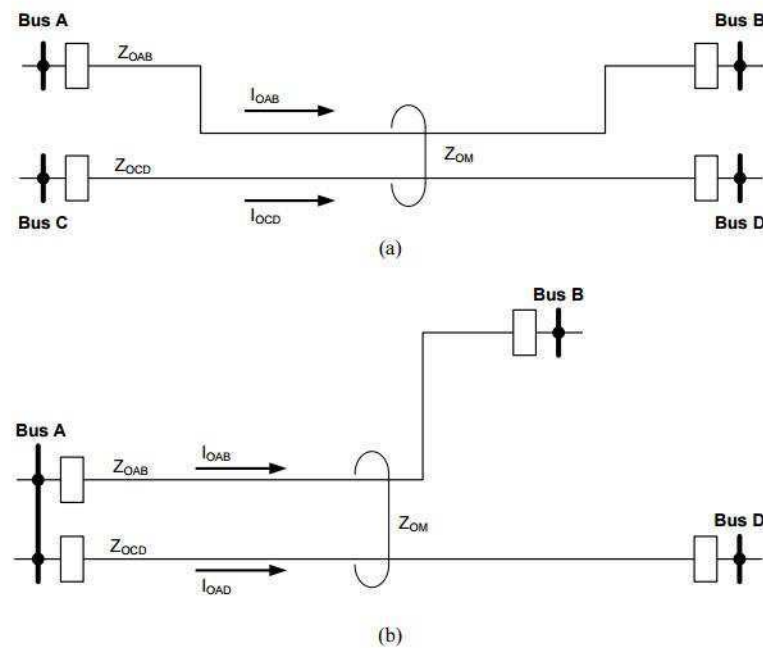


Figura 2.3 - Acoplamento mútuo entre duas configurações de circuito.
Fonte: PSRC (2014).

A matriz de impedância de uma LT perfeitamente transposta em circuito duplo, sendo os dois circuitos idênticos, pode ser escrita da seguinte forma:

$$Z_{(ABC)} = \begin{bmatrix} Z_S & Z_P & Z_P & Z_m & Z_m & Z_m \\ Z_P & Z_S & Z_P & Z_m & Z_m & Z_m \\ Z_P & Z_P & Z_S & Z_m & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_m & Z_S & Z_P & Z_P \\ Z_m & Z_m & Z_m & Z_P & Z_S & Z_P \\ Z_m & Z_m & Z_m & Z_P & Z_P & Z_S \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Sendo:

Z_m : impedância mútua entre duas fases de diferentes circuitos por unidade de comprimento, ou seja, $Z_m = jX_{Lm} = j \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L_m$;

L_m : indutância mútua entre duas fases de diferentes circuitos por unidade de comprimento.

De maneira análoga ao que foi estudado anteriormente para a matriz de impedância de uma LT de circuito simples, pode-se aplicar à matriz de transformação de componentes simétricos e encontrar a matriz de impedância em componentes simétricos:

$$Z_{(0+-)} = A^{-1} \cdot Z_{(ABC)} \cdot A \quad (2.15)$$

Resultando na matriz de componentes simétricos de uma LTCD:

$$Z_{(ABC)} = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 & Z_{m0} & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Z_1 & 0 & 0 & 0 \\ Z_{m0} & 0 & 0 & Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Z_1 \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

Em que:

$$\begin{cases} Z_0 = Z_S + 2Z_P \\ Z_1 = Z_2 = Z_S - Z_P \\ Z_{m0} = 3Z_m \end{cases} \quad (2.17)$$

2.3 Fundamentos de um Relé de Distância

O relé de distância é representado pelo número 21 da Norma ANSI (*American National Standards Institute*) e seu funcionamento baseia-se na medição da impedância, admitância ou reatância entre o ponto onde está instalado e o ponto de defeito, o que resulta em vários tipos de relés: relé de impedância, relé de admitância e relé de reatância. A origem do nome se deve à proporcionalidade entre esses parâmetros e a distância (SILVA, 2006).

As características de um relé de distância são apresentadas no diagrama R - X , cujo eixo das abscissas representa a resistência R e o eixo das ordenadas, a reatância X (Figura 2.4). A partir da razão entre os fasores tensão e corrente medidos pelo relé, obtém-se a impedância aparente. O relé deve operar caso a impedância aparente esteja dentro da sua característica de operação, que consiste em uma figura geométrica no plano R - X . Diversas figuras geométricas são utilizadas, como por exemplo: círculos, retângulos, elipses, bem como a combinação delas (Figura 2.5). A escolha da característica a ser usada depende do sistema a ser protegido e das características disponíveis nos relés (ANDERSON, 1999).

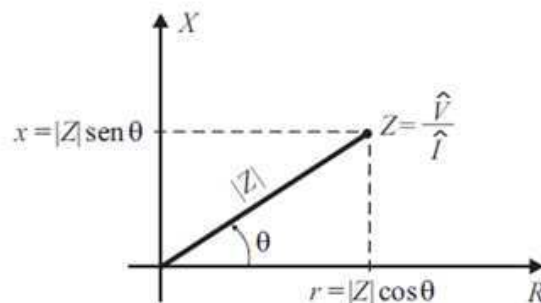


Figura 2.4 - Diagrama R-X.
Fonte: SILVA (2006).

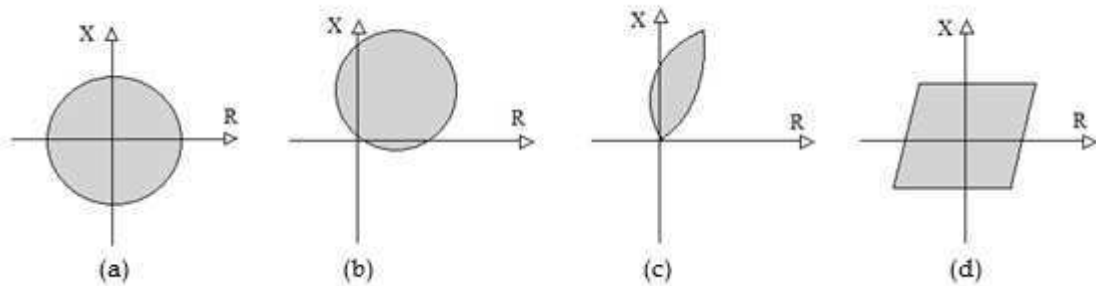


Figura 2.5 - Tipos de características de operação do relé de distância: (a) impedância; (b) mho; (c) lenticular; (d) retângulo.
Fonte: ANDERSON (1999).

O conceito de comparador de fase e de magnitude é utilizado para implementação de relés de distância. O mesmo atua da seguinte forma: dois sinais são comparados e a partir da defasagem e da relação entre as magnitudes, é possível distinguir entre uma situação normal de operação e uma falta na LT protegida. Os parâmetros dos comparadores determinam a forma, tamanho e posição da característica de operação do relé no plano R - X (Figura 2.6). Dentre elas, a mho é a mais utilizada nos relés comerciais (AREVA T&D, 2002), por apresentar algumas características desejáveis a um relé, tais como:

- Alcance finito;
- Direcionalidade;
- Boa acomodação da resistência de falta;
- Menor sensibilidade às oscilações de potência.

Sendo assim, uma atenção maior foi dada a característica mho.

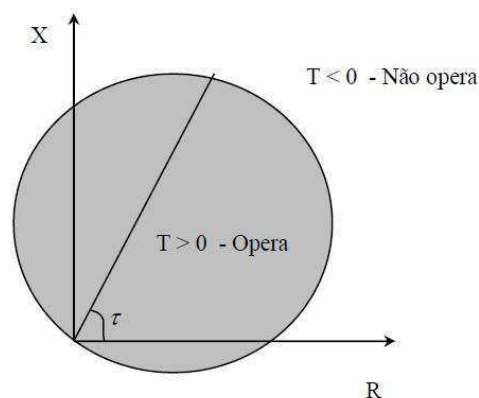


Figura 2.6 - Característica de um relé tipo mho.
Fonte: SIQUEIRA (2007).

2.3.1 Característica mho Autopolarizada

A característica mho autopolarizada foi empregada por vários anos nos relés eletromecânicos, devido a razões econômicas relacionadas às características citadas anteriormente. Dessa forma, as suas vantagens e limitações foram bastante

exploradas, o que permitiu que ainda hoje muitos relés digitais comerciais implementem essa característica (AREVA T&D, 2002). A denominação autopolarizada se deve ao fato de que nessa característica, a grandeza de polarização utilizada nos comparadores é a própria tensão de entrada do relé.

Comparador de Fase

Os sinais S_1 e S_2 de entrada do comparador de fase para a característica mho autopolarizada são definidos pelas seguintes expressões (ELMORE, 2003):

$$S_1 = -\hat{V}_r + Z_A \hat{I}_r \quad (2.18a)$$

$$S_2 = \hat{V}_r \quad (2.18b)$$

Sendo: \hat{V}_r e \hat{I}_r os fasores da tensão e corrente aplicadas ao relé; Z_A a impedância de alcance do relé calculada como (Figura 2.7):

$$Z_A = \frac{h|Z_{L1}|}{\cos(\theta_{L1} - \tau)} [\cos \tau + j \text{sen } \tau] \quad (2.19)$$

Sendo: h a porcentagem do comprimento da LT a ser protegida; o ângulo de projeto do relé.

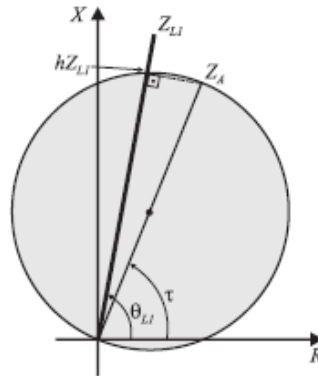


Figura 2.7 - Característica mho no plano R-X.

Fonte: ANDERSON (1999).

O relé deve operar caso a seguinte condição seja satisfeita:

$$-90^\circ \leq \angle S_1 - \angle S_2 \leq 90^\circ \quad (2.20)$$

Os sinais de tensão S_1 e S_2 podem ser interpretados como impedâncias, dividindo-se (2.18a e 2.18b) por \hat{I}_r , o que resulta em:

$$Z_1 = -Z_r + Z_A \quad (2.21a)$$

$$Z_2 = Z_r \quad (2.21b)$$

Sendo Z_r a impedância aparente vista pelo relé, calculada como a razão entre \hat{V}_r e \hat{I}_r .

As impedâncias Z_1 e Z_2 podem ser representadas no plano R - X como mostrado na Figura 2.8, onde são apresentadas as três situações possíveis para a localização de Z_r : dentro da característica mho (Figura 2.8a); sobre a característica mho (Figura 2.8b); fora da característica mho (Figura 2.8c). Nos dois primeiros casos a condição (2.20) é satisfeita, de modo que o relé deve operar.

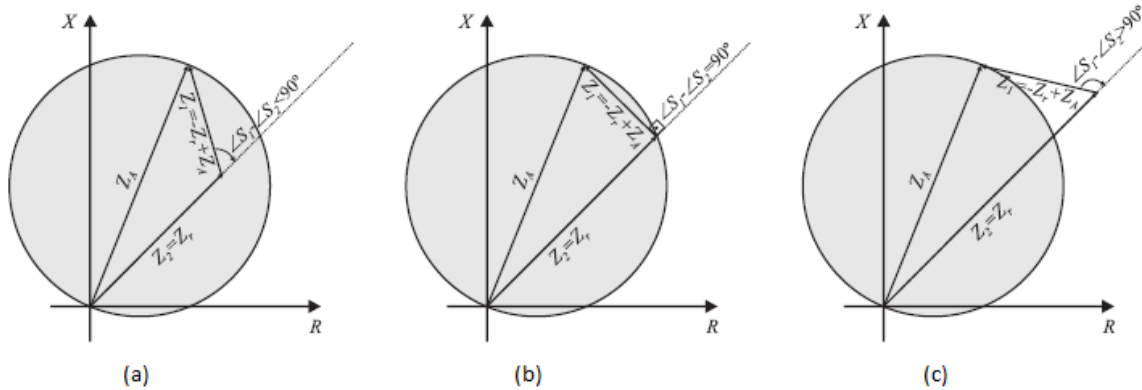


Figura 2.8 - Relação entre as fases de S_1 e S_2 para o caso de Z_r : (a) dentro da característica mho; (b) sobre a característica mho; (c) fora da característica mho.

Fonte: ANDERSON (1999).

Comparador de Magnitude

Os sinais S_O e S_R de entrada do comparador de magnitude para a característica mho são definidos pelas seguintes expressões (PEREZ, 2006):

$$S_O = \frac{Z_A}{2} \hat{I}_r \quad (2.22a)$$

$$S_R = -\hat{V}_r + \frac{Z_A}{2} \hat{I}_r \quad (2.22b)$$

O relé deve operar caso a seguinte condição seja satisfeita:

$$|S_O| \geq |S_R| \quad (2.23)$$

Dividindo-se (2.22a e 2.22b) por \hat{I}_r , obtêm-se as impedâncias Z_O e Z_R :

$$Z_O = \frac{Z_A}{2} \quad (2.24a)$$

$$Z_R = -\hat{Z}_r + \frac{Z_A}{2} \quad (2.25b)$$

As impedâncias Z_O e Z_R podem ser representadas no plano R - X como mostrado na Figura 2.9, onde são apresentadas as três situações possíveis para a localização de Z_r : dentro da característica mho (Figura 2.9a); sobre a característica mho (Figura 2.9b); e fora da característica mho (Figura 2.9c). Nos dois primeiros casos a condição (2.23) é satisfeita, de modo que o relé deve operar.

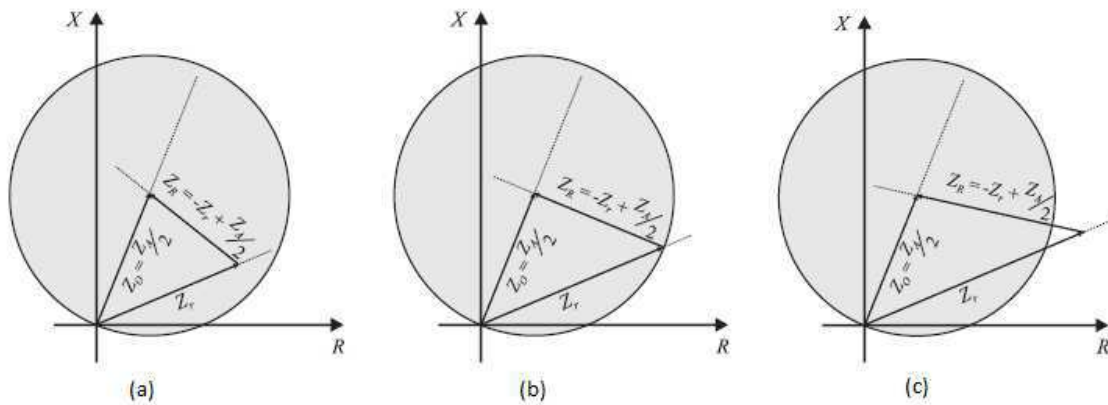


Figura 2.9 - Relação entre as magnitudes de Z_0 e Z_R para o caso de Z_r : (a) dentro da característica mho; (b) sobre a característica mho; (c) fora da característica mho.
Fonte: ANDERSON (1999).

2.3.3 Zonas de Proteção

As características de seletividade e coordenação de um relé de distância estão relacionadas ao ajuste de suas zonas de proteção, que consistem de diferentes impedâncias de alcance, associadas a diferentes tempos de atraso (ANDERSON, 1999). Geralmente, são incluídas três zonas de proteção na operação do relé, mas, dependendo da aplicação, mais zonas podem ser incluídas (Figura 2.10).

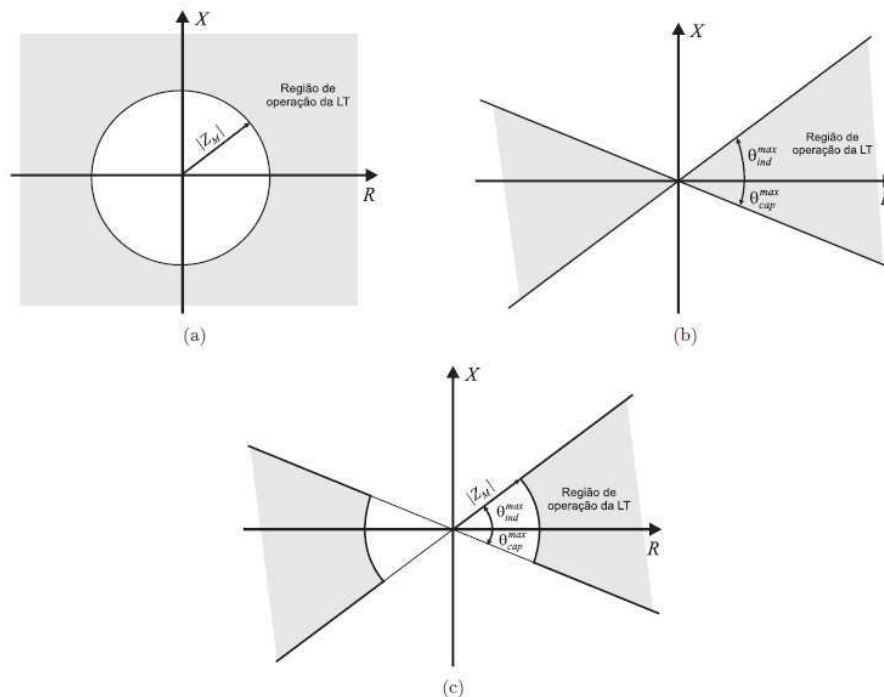


Figura 2.10 - Região de operação da LT considerando-se: (a) Carregamento máximo; (b) Fator de potência máximo; (c) Carregamento máximo e fator de potência máximo.
Fonte: ANDERSON (1999).

A impedância de alcance da primeira zona de proteção (zona primária) corresponde a uma porcentagem de 80 a 85% da impedância total da LT a ser protegida. A margem de segurança de 20 a 15% é necessária devido a imprecisões provocadas por

diversas fontes de erro (CAMINHA, 1977), como os transformadores de tensão e corrente, que podem tornar o relé sobre alcançado, causando sua operação para faltas fora de sua zona de proteção. Usualmente essa zona é definida pelos disjuntores, e o sistema de proteção deve atuar instantaneamente na área delimitada (AREVA T&D, 2002).

A zona de proteção secundária deve cobrir 100% da LT a ser protegida pela zona primária, mais em torno de 50% da menor LT que emane de seu terminal remoto. A sua operação é retardada de um tempo T_2 da ordem de 200 a 500 ms.

A principal função da terceira zona de proteção é a de proteção de retaguarda para faltas ocorridas em LT adjacentes à LT a ser protegida pela zona primária. Geralmente, o seu alcance é ajustado para proteger 100% da menor LT que emana do terminal remoto da LT a ser protegida pela zona primária, mais 20% da menor LT a sua jusante. A sua operação também é retardada de um tempo T_3 da ordem de 800 ms (AREVA T&D, 2002).

Na Figura 2.11 estão apresentadas as zonas de proteção de distância de um sistema de transmissão, evidenciando-se seus alcances e os tempos de atraso associados. As zonas são especificadas de acordo com a nomenclatura associada aos disjuntores das LT.

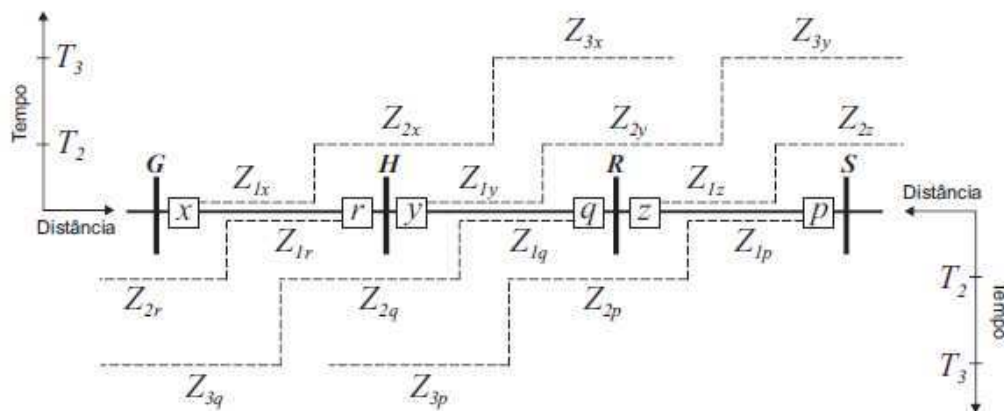


Figura 2.11 - Representação das zonas de proteção de distância.

Fonte: ANDERSON (1999).

No diagrama $R-X$ da Figura 2.12 estão representadas as diferentes zonas de proteção dos relés nos terminais da LT HR (Figura 2.11), considerando-se a característica mho . Além disso, também são ilustradas as regiões do plano $R-X$ relacionadas a operação normal da LT HR . Observa-se uma região de intersecção entre a característica mho e a região de operação normal da LT, que exige um tratamento especial para que não haja operação indevida do relé.

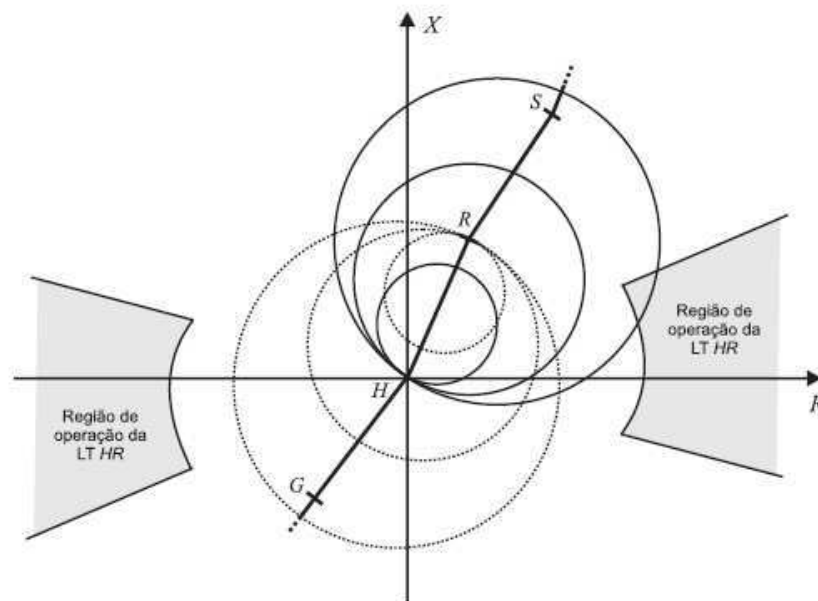


Figura 2.12 - Representação das zonas de proteção de distância no diagrama R-X.
Fonte: ANDERSON (1999).

2.4 Esquemas de Teleproteção

Uma falta no SEP precisa ser eliminada o mais rápido possível para que não provoque oscilações de potência indesejáveis, nem sejam danificados os equipamentos. Como o alcance de primeira zona, que atua sem retardo, não pode alcançar a LT em toda sua extensão, os esquemas de teleproteção são utilizados para que a falta seja eliminada rapidamente em qualquer ponto da linha (SILVA, 2014). A função de teleproteção pode ser definida como um sistema de proteção que utiliza canais de comunicação entre terminais da LT para prover eliminação imediata da falta, pois elimina o tempo de atraso da zona na qual a falta foi “vista”, cobrindo toda a extensão da LT, como mostrado na Figura 2.13.

Atualmente, muitos tipos de esquemas de teleproteção de LT estão em uso, como por exemplo:

- Sobrealcance Permissivo (*Permissive Overreaching Transfer Trip - POTT*),
- Subalcance Permissivo (*Permissive Underreaching Transfer Trip - PUTT*),
- Comparação Direcional por Bloqueio (*Directional Comparison Blocking - DCB*),
- Comparação Direcional por Desbloqueio (*Directional Comparison Unblocking - DCUB*),
- Transferência de Disparo Direto por Subalcance (*Direct Underreaching Transfer Trip - DUTT*),
- Transferência de Disparo Direto (*Direct Transfer Trip - DTT*).

Cada um desses esquemas requer que o relé em um terminal se comunique com o relé no outro terminal que “vê” ou não a falta na direção direta ou reversa. De posse da informação do relé remoto, cada relé toma, rapidamente, uma decisão de disparo, se a falta é interna à seção da linha protegida, ou de não disparo, se a falta é externa à seção da linha protegida (SEL, 2016).

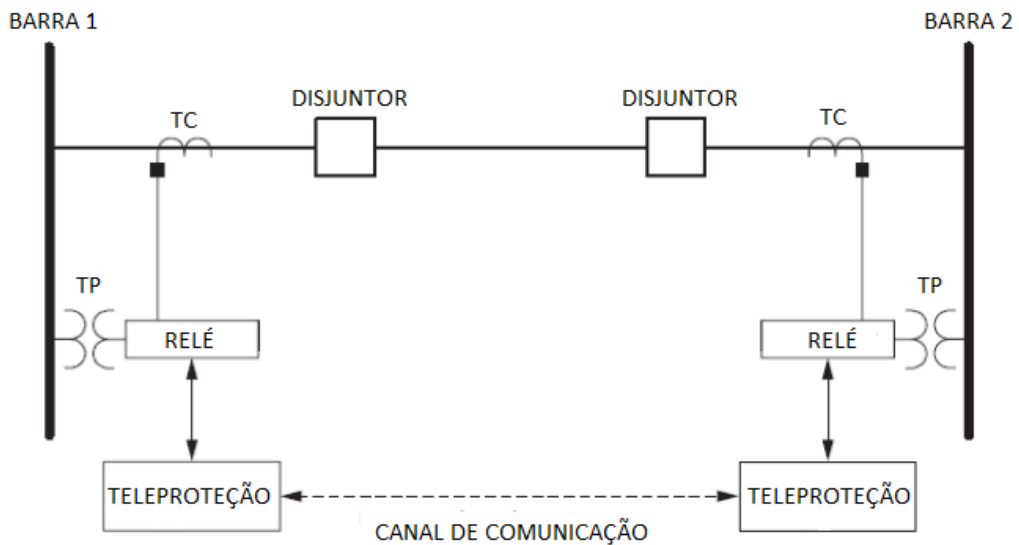


Figura 2.13 - Esquema de teleproteção.
 Fonte: SELINC (2016).

Considerou-se neste trabalho, o esquema de teleproteção Sobrealcance Permissivo (*Permissive Overreaching Trip - POTT*), considerado um dos mais utilizados atualmente (Figura 2.14). Sucintamente, o esquema POTT atua da seguinte maneira: quando uma falta cai no alcance de zona 2, a proteção local envia um sinal permissivo para acelerar sua atuação. A mesma ação acontece no terminal remoto. Completada a lógica, o *trip* sobre o disjuntor é liberado. Quando esse esquema é utilizado, devem ser ativadas as funções *Weak-infeed* (Fonte Fraca) e *Echo* (Eco) para devolução do sinal, quando nenhuma proteção do terminal remoto operar.

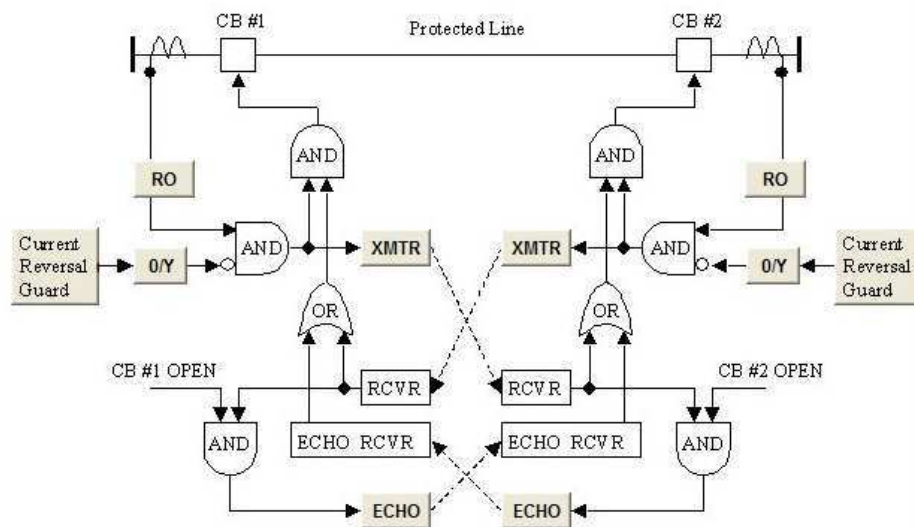


Figura 2.14 - Esquema POTT.
 Fonte: ELETROCON (2016).

3. O TCC – Atividades Desenvolvidas

Para o desenvolvimento do TCC, utilizaram-se: o *software* CAPE, a função de distância do relé digital SEL-311C para esquema POTT e um sistema teste disponibilizado pelo IEEE. O Projeto teve seu início no dia 17/03/2016, término no dia 01/06/2016 e foi executado conforme cronograma apresentado na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Cronograma de execução.

Atividades	Março	Abril	Mai	Junho
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				

Atividades:

1. Fundamentação teórica/Revisão bibliográfica.
2. Estudo do comportamento de linhas de transmissão de circuito duplo
3. Estudo da proteção de distância.
4. Estudo do *software* CAPE.
5. Estudo do processo de modelagem/implementação do sistema-teste do IEEE no *software* CAPE.
6. Análise do comportamento do sistema implementado com aplicação de faltas.
7. Elaboração do Relatório Final.
8. Defesa do TCC.

Um resumo das atividades desenvolvidas é apresentado a seguir.

3.1 Estudo das Funcionalidades do CAPE

O CAPE é um *software* dedicado aos estudos de Proteção de Sistemas Elétricos, desenvolvido pela *Electrocon International Inc.* em 1990 (CAPE, 2012). Resumidamente, o CAPE possui as seguintes funcionalidades (ALBUQUERQUE, 2012):

- Capacidade de modelagem detalhada de SEP com base em um banco de dados único em código aberto.
- Suporte para análise e simulação. Visa solucionar problemas de gerenciamento de dados, identificar potencialidades, alternativas ou problemas da rede dos dispositivos de proteção.
- Suporte para lidar com SEP de qualquer tamanho.
- Suporte para configuração complexa dos modernos relés digitais.
- Suporte para funções de coordenação de relés.

O *software* é composto por módulos, os quais possuem funções específicas que compartilham dados entre si através de uma base de dados comum. Apresenta-se a seguir uma breve descrição dos principais módulos usados neste trabalho.

Módulo *Database Editor*

Considerado o módulo principal do CAPE, visto que se comporta como sendo o repositório geral de todas as informações que servirão de apoio aos outros módulos e programas comerciais como *Access* ou *Oracle*. As informações armazenadas são dados técnicos relativos às características dos equipamentos de proteção, instalações elétricas, LT, transformadores, etc.

Módulo *One-line Diagram*

Esse é o principal meio de criação e edição de banco de dados da rede de proteção. É utilizado para desenhar o esquema unifilar do SEP, disponibilizando vários símbolos característicos (subestações, barras, geradores, etc). Além disso, apresenta os resultados dos estudos graficamente através dos módulos: *System Simulator* e *Short Circuit*.

Módulo *Line Constants*

Calcula a impedância de sequência positiva própria e a impedância de sequência zero própria e mútua de LT aéreas baseada nos dados do condutor e da torre.

3.2 Estudo de Caso

Para realizar o estudo de caso, selecionou-se um sistema-teste disponibilizado pelo IEEE *Power System Relaying Committee* (2004), apresentado na Figura 3.1, o qual é largamente utilizado em estudos relacionados à proteção de sistemas elétricos. Existem três fontes identificadas como S1, S2 e S3. As LT são compostas por um par mutuamente acoplado entre as barras 1 e 2, dos quais uma é uma LT de três terminais.

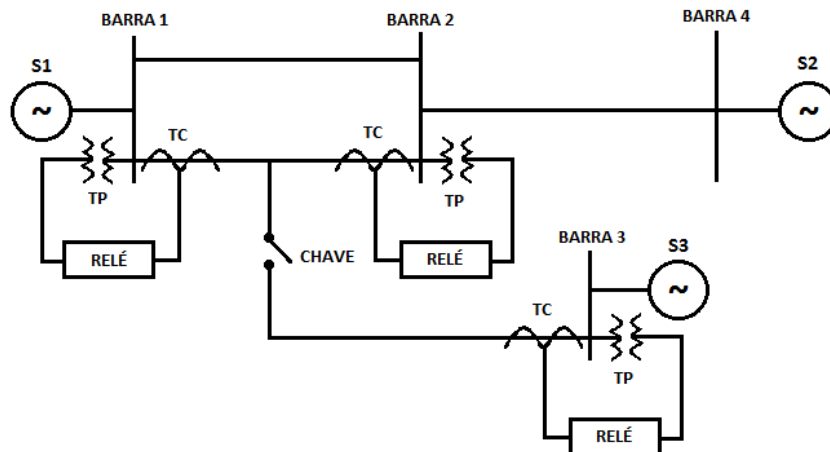


Figura 3.1 - Sistema-teste baseado em IEEE (2004).

3.2.1 Implementação do sistema-teste no CAPE

O sistema-teste foi modelado no módulo One-Line Diagram, conforme mostrado na Figura 3.2. Considerou como sinais de entrada (tensão e corrente), os sinais secundários provenientes dos TC e TP ideais, instalados nas barras 3 e 4, com relações de transformação 400 e 2000, respectivamente. Um resumo dos parâmetros e considerações adotados no processo de implementação do sistema-teste no CAPE é apresentado a seguir.

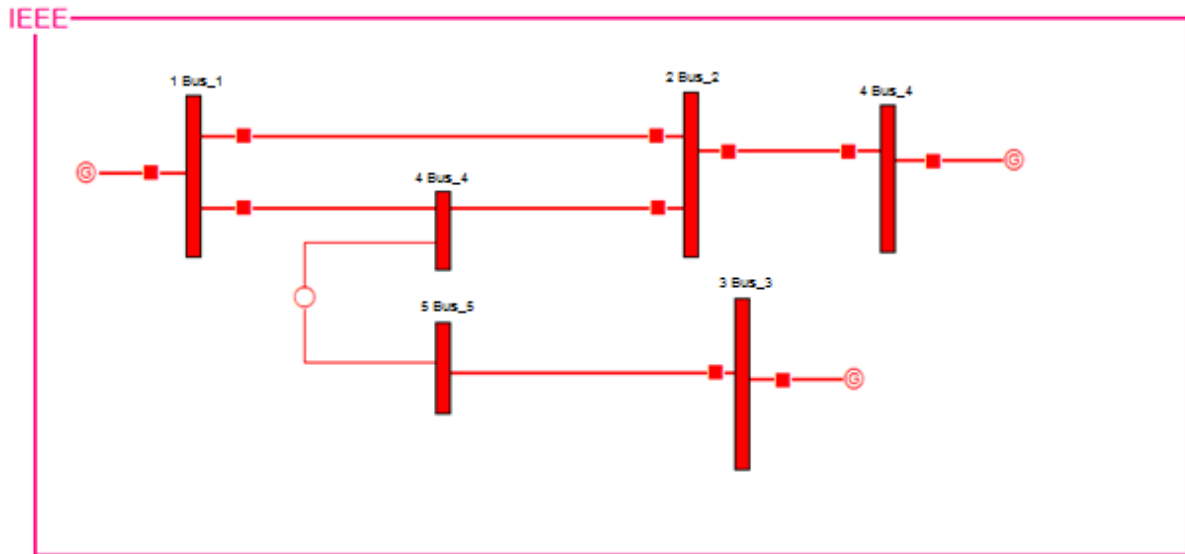


Figura 3.2 - Sistema-teste implementado no módulo One-Line Diagram.

- **Parâmetros do sistema:**
 - Frequência do sistema: 60 Hz.
 - Fontes Ideais:
 - Fonte S1(230 kV):
 - Impedância de sequência-zero: $Z_0 = 6.1 + j 16.7 \Omega$.
 - Impedância de sequência-positiva: $Z_1 = 2.7 + j 8.37 \Omega$
 - Fonte S3(230 kV):
 - Impedância de sequência-zero: $Z_0 = 0,69 + j 4.12 \Omega$.
 - Impedância de sequência-positiva: $Z_1 = 0,34 + j 4.77 \Omega$.
- **Transformadores de corrente (TC):** aplicados nos locais onde os relés devem ser ligados. A relação do TC é 2000:5.
- **Transformador de potência (TP):** primário em Y, tensão: 132.800 V; secundário em Y, tensão: 66,4 V.
- **Parâmetros da máquina síncrona:** no sistema original, o modelo é o de uma máquina síncrona de polos salientes. Como esse tipo de máquina não existe no CAPE, ela foi substituída por uma equivalente, representada pela fonte S2 de 230 kV, ligada à barra 4 através de um transformador (CBA, 2014).
 - Impedância de sequência-zero: $Z_0 = 4.1 + j 14.7 \Omega$.
 - Impedância de sequência-positiva: $Z_1 = 1.7 + j 6.4 \Omega$.

- **Linhas de transmissão:** o sistema possui três LT de 230 kV, sendo: uma LTCD conectando as barras 1 e 2; uma LT que representa de fato, a continuação da LT1, terminando na barra 3; uma LT conectando as barras 2 a 4. Cada LT possui 45 milhas (72,42 km) de comprimento. Existem três seções por LT, sendo cada seção com 15 milhas (24,14 km) de comprimento. Isto permite ao usuário aplicar falhas nos cruzamentos das seções. O cabo das LT é do tipo 1113 Marigold Kcmil AA, com diâmetro 1,216 polegadas e resistência de 0.09222 Ω /milhas em 50°C. Os parâmetros da LT são calculados em 60 Hz, adotando resistividade da terra de 50 Ω /m. A configuração da torre de 230 kV da LTCD é apresentada na Tabela 3.2. A configuração das outras torres de 230 kV da LT de circuito simples é apresentada na Tabela 3.3.

Tabela 3.2 - Configuração da torre de 230 kV de circuito duplo.

Condutor	Separação horizontal (ft)	Altura na torre (ft)
1	0.0	100.0
2	0.0	83.5
3	0.0	67.0
4	29.0	67.0
5	29.0	83.5
6	29.0	100.0

Tabela 3.3 - Configuração das torres de 230 kV de circuito simples.

Condutor	Separação horizontal (ft)	Altura na torre (ft)
1	0.0	100.0
2	0.0	83.5
3	0.0	67.0

3.2.2 Ajustes no Relé

No estudo de caso utilizou-se o relé SEL-311C, produzido pela *Schweitzer Engineering Laboratories Comercial Ltd.*, que possui várias funções, dentre as quais se destaca a função de proteção de distância de linhas de transmissão aéreas e de cabos subterrâneos (Figura 3.3).



Figura 3.3 - Relé SEL-311C.

Um resumo dos cálculos de ajustes e parametrizações utilizados no esquema de teleproteção POTT é apresentado a seguir. Os cálculos efetuados basearam-se na Memória de Cálculo do relé, que é de suma importância para: i) detectar problemas

ou erros de cálculo no ajuste executado; ii) melhor entendimento quando forem necessárias alterações ou análise dos ajustes por outro profissional. O ajuste que define o esquema adotado, no caso específico POTT, para a proteção assistida por comunicação é denominado ECOMM.

CTR e PTR

Estes ajustes determinam respectivamente a relação dos TC e TP das fases (A, B, C).

CTR = 400;

PTR = 2000;

Z1MAG e Z1ANG

$$Z1MAG = Z1(amplitude) \times \frac{RTC}{RTP}$$

Z1MAG = 6,895 [Ω] sec;

Z1ANG = 83,47°;

Z0MAG e Z0ANG

$$Z0MAG = Z0(amplitude) \times \frac{RTC}{RTP}$$

Z0MAG = 23,275[Ω] sec;

Z0ANG = 82,099°;

LL

Este ajuste determina o comprimento da linha:

LL = 72,47 km;

EFLOC

Este ajuste define se a função de localização da falta está ativa (Y/N):

EFLOC = Y;

E21P

Número de elementos de distância de fase MHO:

E21P = 3;

Z1P, Z2P e Z3P

ALCANCE DE ZONA 1 (Z1P)

O alcance do elemento de distância de fase de zona 1 será ajustado em 80% da impedância de sequência positiva da linha protegida.

$$Z1P = 0,80 \times ZL1 \times \frac{RTC}{RTP}$$

Z1P = 5,52 [Ω] sec;

ALCANCE DE ZONA 2 (Z2P)

O alcance do elemento de distância de fase de zona 2 será ajustado de forma convencional, ou seja, 120 % da impedância de sequência positiva da linha protegida.

$$Z2P = 2,0 \times ZL1 \times \frac{RTC}{RTP}$$

Z2P = 8,27 [Ω] sec;

ALCANCE DE ZONA 3 (Z3)

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, 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.

$$Z3P = 2,0 \times ZL1 \times \frac{RTC}{RTP}$$

Z3P = 10,34[Ω] sec;

E21MG

Número de elementos de distância de terra MHO:

E21MG = 3;

Z1MG, Z2MG e Z3MG

Os alcances dos elementos de distância de terra de todas as zonas são calculadas da mesma forma que os alcances dos elementos de fase, portanto seus valores são os mesmos.

Z1MG = 5,52[Ω] sec;

Z2MG = 8,27[Ω] sec;

Z3MG = 10,34[Ω] 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.

$$K0M1 \angle K0A1 = \frac{Z0MAG \angle Z0ANG - Z1MAG \angle Z1ANG}{3 \times Z1MAG \angle Z1ANG}$$

Onde:

Z0MAG = impedância de sequência zero da linha protegida.

Z0ANG = ângulo da impedância de sequência zero da linha protegida.

Z1MAG = impedância de sequência positiva da linha protegida.

Z1ANG = ângulo da impedância de sequência positiva da linha protegida.

K0M1 = 0,792;

K0A1 = -1,95°;

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 = 0,792;

K0A = -1,95;

50 PP1, 50 PP2, 50 PP3

Ajustes para o detector de falta de sobrecorrente de distância de fase MHO, os valores são obtidos da seguinte forma:

$$50 PP \leq 0,85 \times \frac{I_{00}}{CTR} [A]sec$$

50 PP1 = 3,5;

50 PP2 = 1,5;

50 PP3 = 1,5;

ECOMM

Esquema de *trip* de comunicação assistida:

ECOMM = POTT;

Z3RBD

Este ajuste define o tempo que controlará a duração do bloqueio reverso em caso de operação de zona 3.

Z3RBD = 5 ciclos;

EBLKD

Este ajuste define o tempo de bloqueio de sinal de eco.

EBLKD = 10 ciclos;

ETDPU

Este ajuste define o tempo de espera para envio de sinal de eco.

ETDPU = 2 ciclos;

EDURD

Este ajuste define o tempo de duração de sinal de eco.

EDURD = 4 ciclos;

EWFC

Este ajuste define se a função de *weak-infeed* (Fonte Fraca) do relé será habilitada para operação (Y/N).

EWFC = Y;

DIR 3 e DIR 4

Estes ajustes definem se a direcionalidade dos elementos de zona/nível 3 e 4 serão no sentido direto - F ou reverso -R. Os elementos de zona 1 e zona 2 são direcionais no sentido direto.

DIR 3 = R (para zona 3 do relé de proteção local);

DIR 3 = F (para zona 3 do relé de proteção remota);

DIR 4 = F;

3.2.3 Aplicação das Faltas no Sistema-Teste

No módulo *Short Circuit*, clicando-se com o botão direito do *mouse* sobre a linha na qual deseja-se aplicar a falta, observa-se uma lista com várias ações que podem ser realizadas na linha em questão (Figura 3.4). Nos estudos de casos realizados utilizou-se a *Plot Faults in CG* para obter no diagrama *R-X* o local da impedância de falta.

Imediatamente, uma lista é apresentada, na qual se escolheu a opção *Midline* (local de falta ao longo da linha). Em seguida, a distância percentual da linha onde a falta será aplicada, o tipo e a impedância de falta devem ser fornecidos.

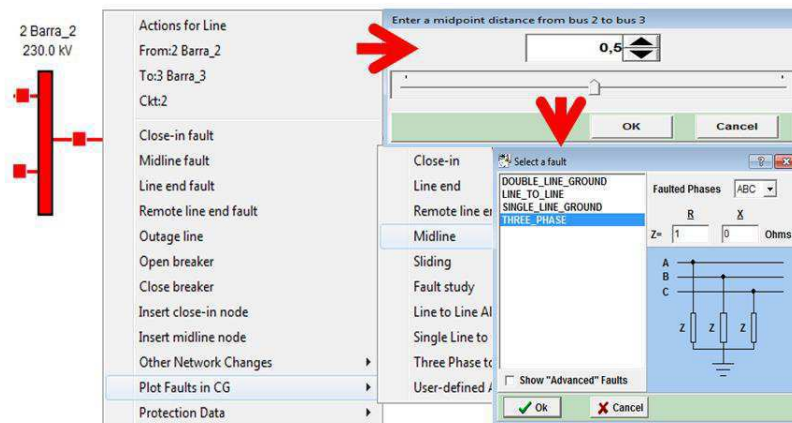


Figura 3.4 - Aplicação de faltas no sistema-teste.

3.2.4 Análise da Coordenação da Proteção

A atuação do relé no momento da falta no diagrama *R-X* é avaliada no módulo *Coordination Graphics*, conforme a seguir:

- Selecionar a subestação;
- Selecionar o local das zonas de proteção;
- Selecionar a linha na qual será aplicada a falta;
- Selecionar o relé a ser estudado;
- Selecionar as zonas de proteção que serão ativadas (fase ou terra) e arrastá-las com o *mouse* para região destinada aos diagramas.

Para ilustrar, apresentam-se 8 (oito) estudos de casos, cujos resultados são apresentados na sequência. Para os casos 1, 2, 3 e 4, selecionou-se no módulo *Coordination Graphics* as unidades de fase do relé (falta envolvendo somente as fases) e para os casos 5, 6, 7 e 8 as unidades de terra (todas as faltas incluem a terra).

As curvas mho autopolarizadas estão representadas no módulo *Coordination Graphics*, sendo:

- “x” **vermelho**: impedância correspondente à localização da falta;
- Linha diagonal **preta**: comprimento total da linha em análise;
- Curva **vermelha**: alcance da primeira zona (80% da LT);
- Curva **verde**: alcance da segunda zona (120% da LT);

- Curva **azul**: alcance da terceira zona (150% da LT).

A análise foi feita considerando dois grupos:

Grupo 1 (Casos 1, 2, 3 e 4): Neste caso, faltas trifásicas e bifásicas foram aplicadas à 25, 50 ou 75% das LT, a partir da barra 3. A análise da coordenação da proteção é realizada mediante a posição da impedância aparente de falta no diagrama $R-X$, onde são representadas as diferentes zonas de proteção de fase dos relés localizados nos terminais da LT, considerando-se a característica mho.

- **ABC (75%): Falta trifásica com impedância $Z = 3 + j1 \Omega$, aplicada na LT1 a 54,315 km da barra 3:**

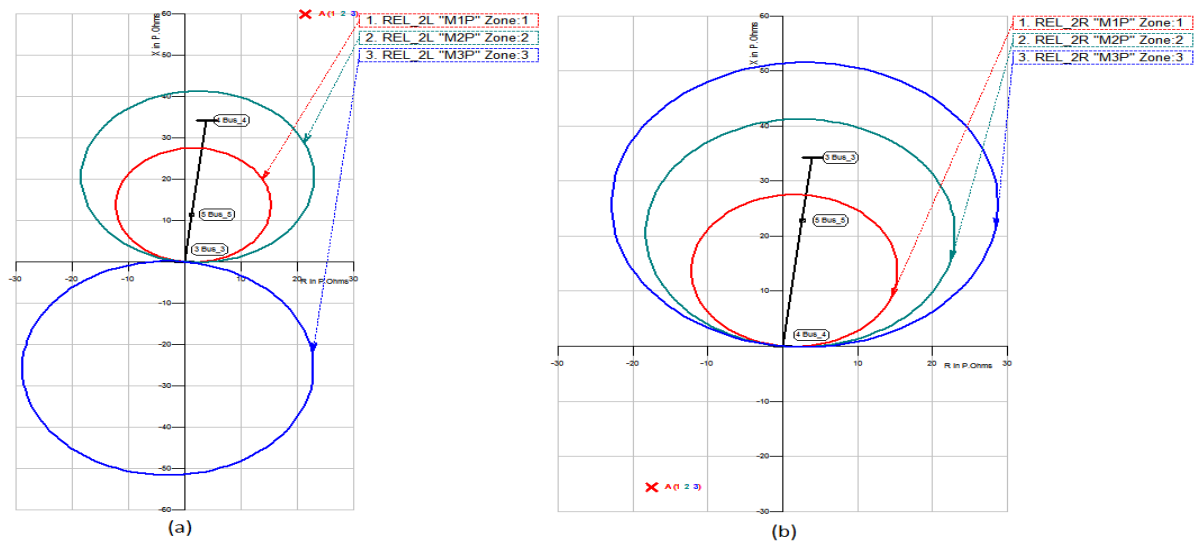


Figura 3.5 - Localização da falta trifásica (ABC - 75% da LT1), observada pela proteção da linha paralela LT2: (a) proteção local; (b) proteção remota.

Análise:

Neste caso, os relés de distância localizados na LT2 não atuam, pois as impedâncias de falta (X vermelho) $Z_{falta,local} = 63,906 \angle 69,864^\circ \Omega$ Figura 3.5a e $Z_{falta,remota} = 31,623 \angle -124,695^\circ \Omega$ Figura 3.5b, não são "vistas" pelas proteções local e remota, respectivamente, pois localizam-se fora de todas as zonas de fase de proteção limitadas pelas curvas **vermelha** (1ª zona), **verde** (2ª zona) e **azul** (3ª zona).

- AB (50%): falta bifásica com impedância $Z = 5 + j2 \Omega$, aplicada na LT1 a 36,210 km da barra 3:

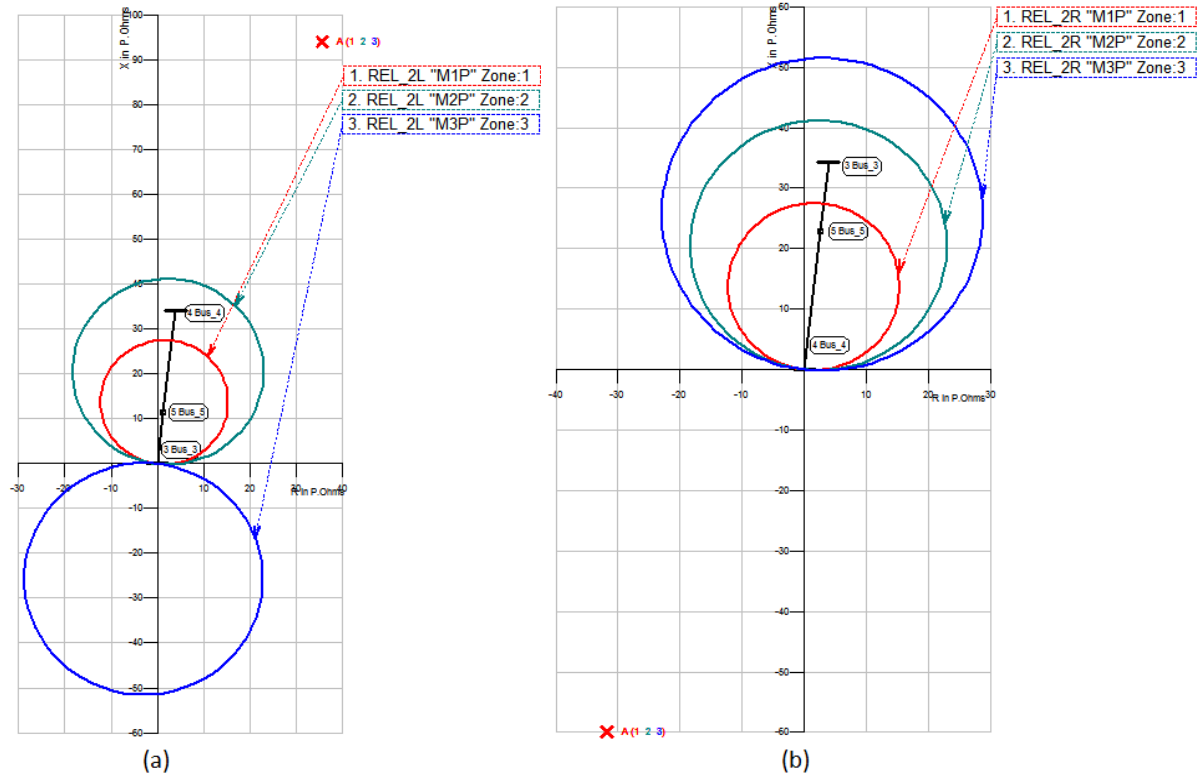


Figura 3.6 - Localização da falta bifásica (AB - 50% da LT1), observada pela proteção da linha paralela LT2: (a) proteção local; (b) proteção remota.

Análise:

Neste caso, os relés de distância localizados na LT2 não atuam, pois as impedâncias de falta (X vermelho) $Z_{falta,local} = 100,658 \angle 69,044^\circ \Omega$ Figura 3.6a e $Z_{falta,remota} = 68,476 \angle -118,811^\circ \Omega$ Figura 3.6b, não são "vistas" pelas proteções local e remota, respectivamente, pois localizam-se fora de todas as zonas de proteção limitadas pelas curvas vermelha (1ª zona), verde (2ª zona) e azul (3ª zona).

- **ABC (25%):** falta trifásica com impedância $Z = 3 + j1 \Omega$, aplicada na LT2 a 18,105 km da barra 3:

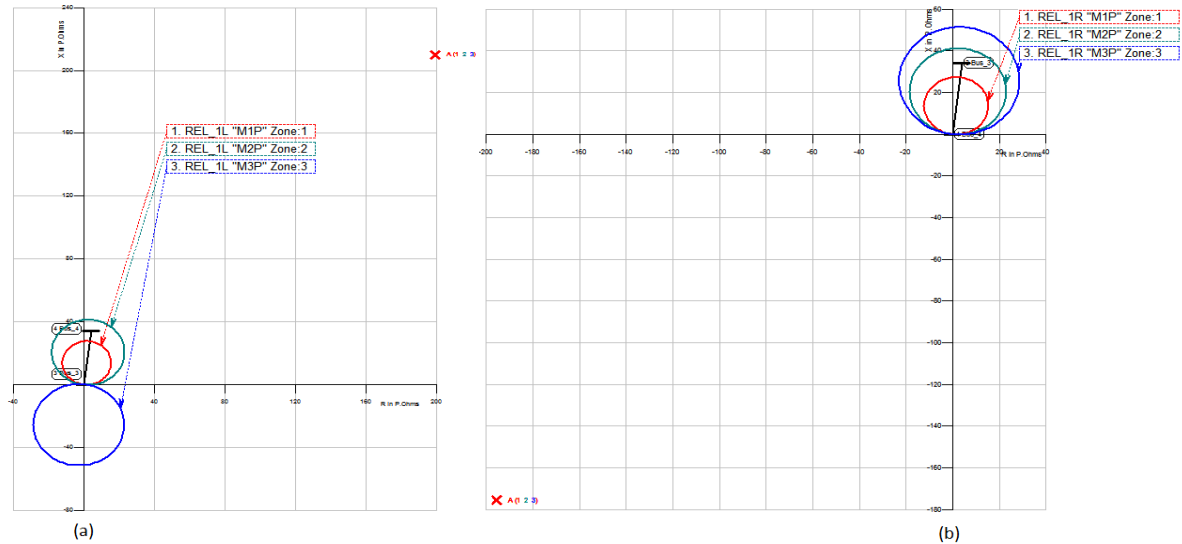


Figura 3.7 - Localização da falta trifásica (ABC - 25% da LT2), observada pela proteção da linha paralela LT1: (a) proteção local; (b) proteção remota.

Análise:

Neste caso, os relés de distância localizados na LT1 não atuam, pois as impedâncias de falta (**X vermelho**) $Z_{falta,local} = 288,624 \angle 46,685^\circ \Omega$ Figura 3.7a e $Z_{falta,remota} = 262,011 \angle -138,094^\circ \Omega$ Figura 3.7b Ω , não são “vistas” pelas proteções local e remota, respectivamente, pois localizam-se fora de todas as zonas de proteção limitadas pelas curvas **vermelha** (1ª zona), **verde** (2ª zona) e **azul** (3ª zona).

- AB (50%): falta bifásica com impedância $Z = 5 + j2 \Omega$, aplicada na LT2 a 36,210 km da barra 3:

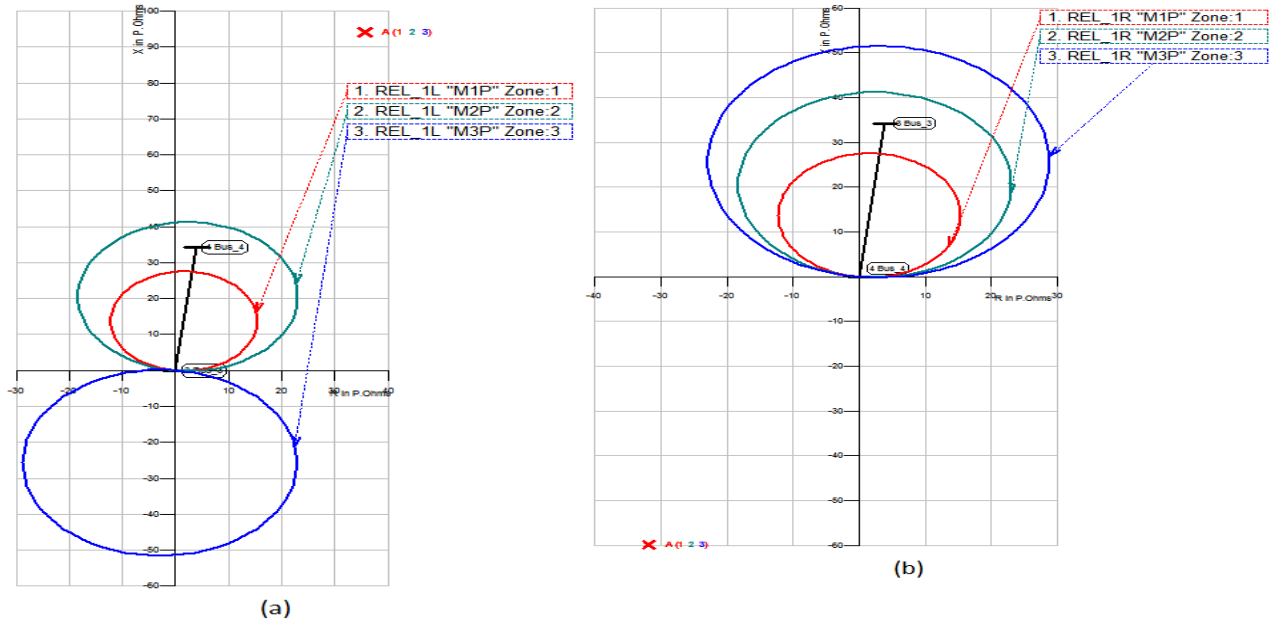


Figura 3.8 - Localização da falta bifásica (AB - 50% da LT2), observada pela proteção da linha paralela LT1: (a) proteção local; (b) proteção remota.

Análise:

Neste caso, os relés de distância localizados na LT1 não atuam, pois as impedâncias de falta (X vermelho) $Z_{falta,local} = 72,180 \angle 47,246^\circ \Omega$ Figura 3.8a e $Z_{falta,remota} = 131,712 \angle -138,077^\circ \Omega$ Figura 3.8b, não são “vistas” pelas proteções local e remota, respectivamente, pois localizam-se fora de todas as zonas de proteção de fase, limitadas pelas curvas vermelha (1ª zona), verde (2ª zona) e azul (3ª zona).

Conclusão geral:

Em todos os casos relacionados no grupo 1, os comparadores de fase e magnitude não foram sensibilizados, visto que a impedância aparente (X em vermelho) localiza-se fora de todas as zonas de fase da proteção dos relés de distância das LT. Observou-se também que quanto mais próxima da barra 3 for aplicada a falta, a impedância aparente afasta-se das zonas de proteção da linha paralela. Conclui-se então, que a coordenação da proteção está satisfatória para esses tipos de faltas abordados.

Grupo 2 (Casos 5, 6, 7 e 8): Neste caso, faltas monofásicas e bifásicas, ambas com ligação para terra, foram aplicadas à 25, 50 ou 75% das LT, a partir da barra 3. A análise da coordenação da proteção é realizada mediante a posição da impedância aparente de falta no diagrama $R-X$, onde são representadas as diferentes zonas de proteção de terra dos relés localizados nos terminais da LT, considerando-se a característica mho.

- **ABT (75%):** falta bifásica para terra, com impedância $Z = 3 + j1 \Omega$, aplicada na LT1 a 54,315 km da barra 3:

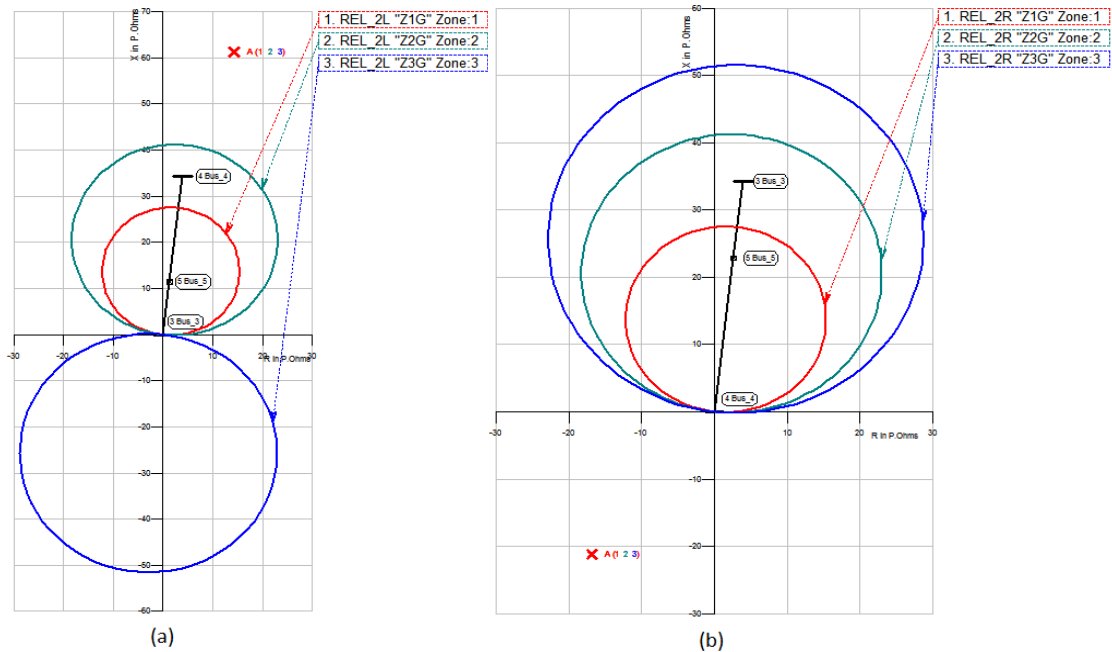


Figura 3.9 - Localização da falta bifásica para terra (ABT - 75% da LT1), observada pela proteção da linha paralela LT2: (a) proteção local; (b) proteção remota.

Análise:

Neste caso, os relés de distância localizados na LT2 não atuam, pois as impedâncias de falta (X vermelho) $Z_{falta,local} = 63,561 \angle 77,276^\circ \Omega$ Figura 3.9a e $Z_{falta,remota} = 27,803 \angle -127,694^\circ \Omega$ Figura 3.9b, não são “vistas” pelas proteções local e remota, respectivamente, pois localizam-se fora de todas as zonas de proteção de terra, limitadas pelas curvas vermelha (1ª zona), verde (2ª zona) e azul (3ª zona).

- AT (50%): falta monofásica para terra, com impedância $Z = 5 + j2 \Omega$, localizada na LT1 a 36,210 km da barra 3:

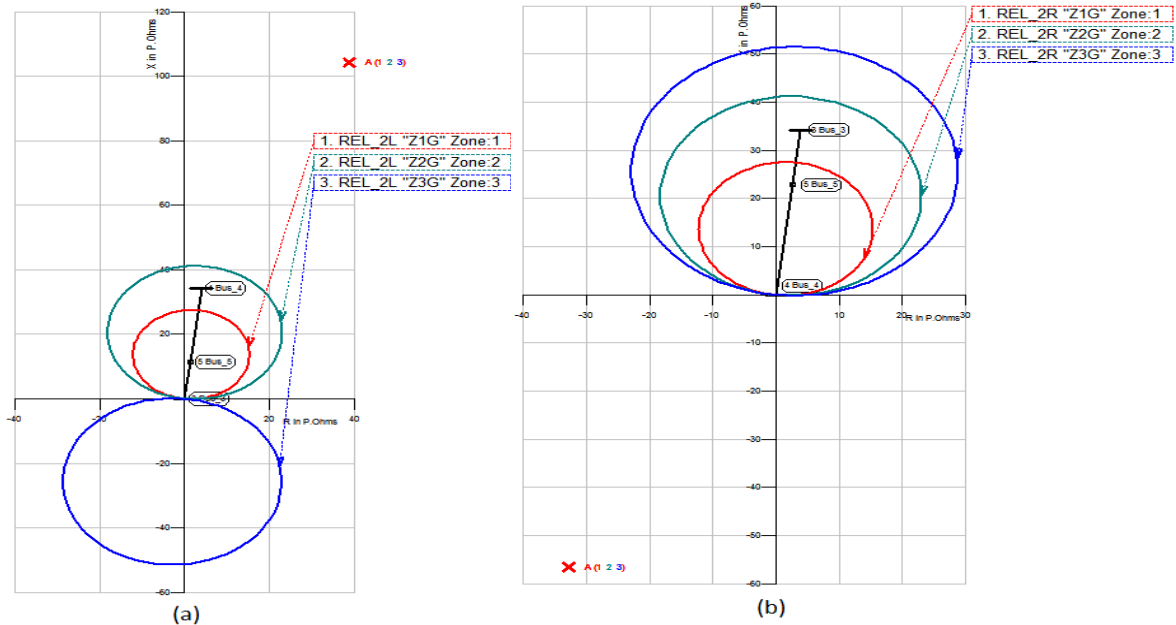


Figura 3.10 - Localização da falta monofásica para terra (AT - 50% da LT1), observada pela proteção da linha paralela LT2: (a) proteção local; (b) proteção remota.

Análise:

Neste caso, os relés de distância localizados na LT2 não atuam, pois as impedâncias de falta (**X vermelho**) $Z_{falta,local} = 111,665 \angle 70,105^\circ \Omega$ Figura 3.10a e $Z_{falta,remota} = 62,893 \angle -122,005^\circ \Omega$ Figura 3.10b, não são "vistas" pelas proteções local e remota, respectivamente, pois localizam-se fora de todas as zonas de proteção de terra, limitadas pelas curvas **vermelha** (1ª zona), **verde** (2ª zona) e **azul** (3ª zona).

- **ABT (25%): falta bifásica para terra, com impedância $Z = 3 + j1 \Omega$, aplicada na LT2 a 18,105 km da barra 3:**

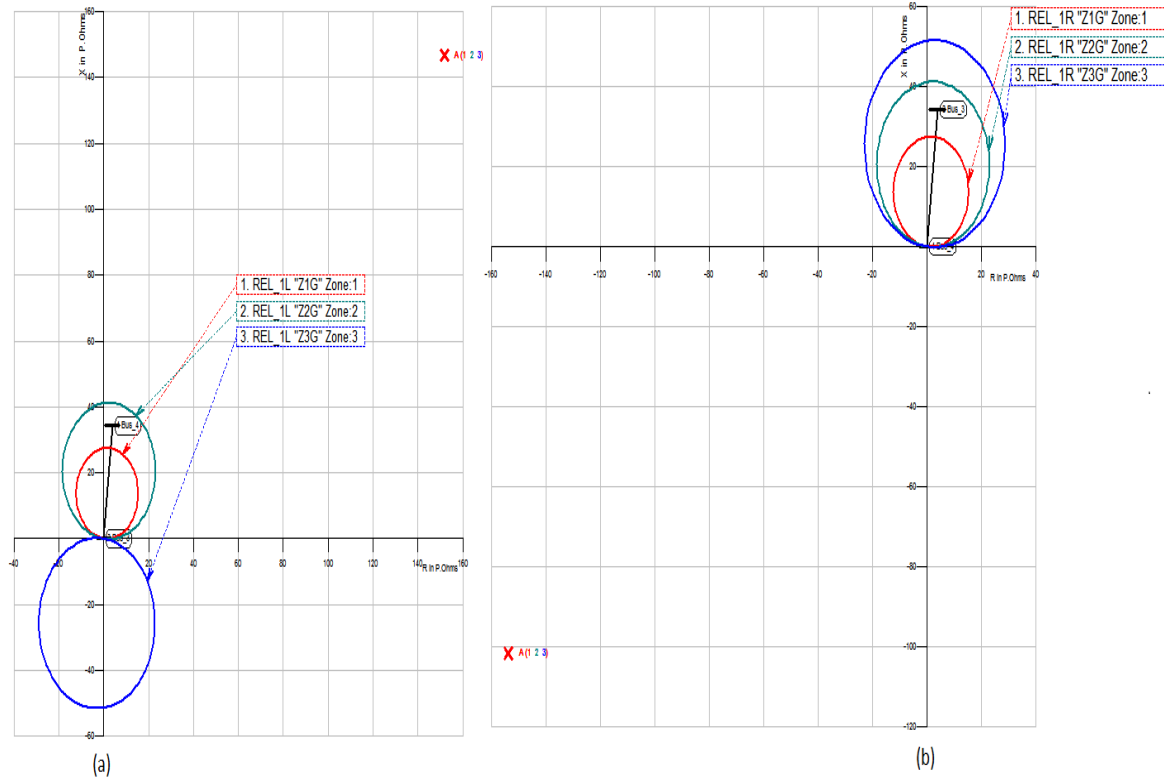


Figura 3.11 - Localização da falta bifásica para terra (ABT - 25% da LT2), observada pela proteção da linha paralela LT1: (a) proteção local; (b) proteção remota.

Análise:

Neste caso, os relés de distância localizados na LT1 não atuam, pois as impedâncias de falta (**X vermelho**) $Z_{falta,local} = 211,436 \angle 44,425^\circ \Omega$ Figura 3.11a e $Z_{falta,remota} = 183,052 \angle -146,136^\circ \Omega$ Figura 3.11b, não são “vistas” pelas proteções local e remota, respectivamente, pois localizam-se fora de todas as zonas de proteção de terra, limitadas pelas curvas **vermelha** (1ª zona), **verde** (2ª zona) e **azul** (3ª zona).

- AT (50%): falta monofásica para terra, com impedância $Z = 5 + j2 \Omega$, aplicada na LT2 a 36,210 km da barra 3:

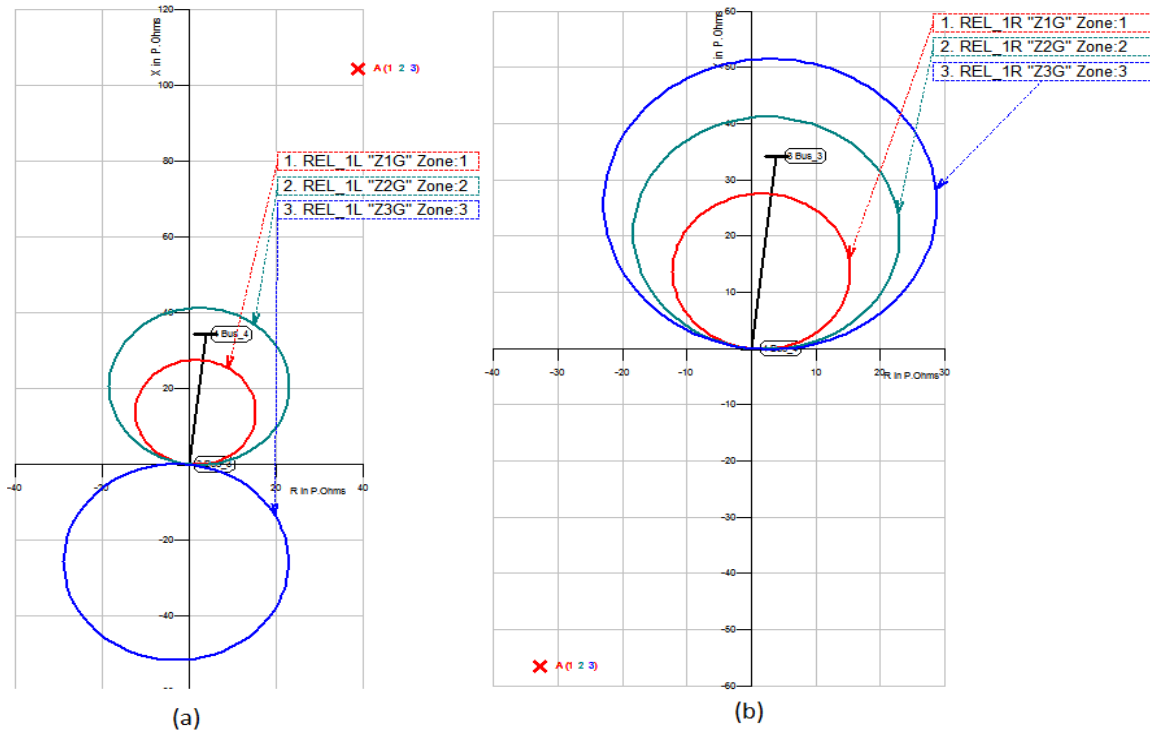


Figura 3.12 - Localização da falta monofásica para terra (AT - 50% da LT2), observada pela proteção da linha paralela LT1: (a) proteção local; (b) proteção remota.

Análise:

Neste caso, os relés de distância localizados na LT1 não atuam, pois as impedâncias de falta (X vermelho) $Z_{falta,local} = 110,163 \angle 74,198^\circ \Omega$ Figura 3.12a e $Z_{falta,remota} = 62,893 \angle -122,005^\circ \Omega$ Figura 3.12b, não são “vistas” pelas proteções local e remota, respectivamente, pois localizam-se fora de todas as zonas de proteção de terra, limitadas pelas curvas vermelha (1ª zona), verde (2ª zona) e azul (3ª zona).

- AT (90%): falta monofásica para terra, aplicada na LT2 a 65,178 km da barra 3:

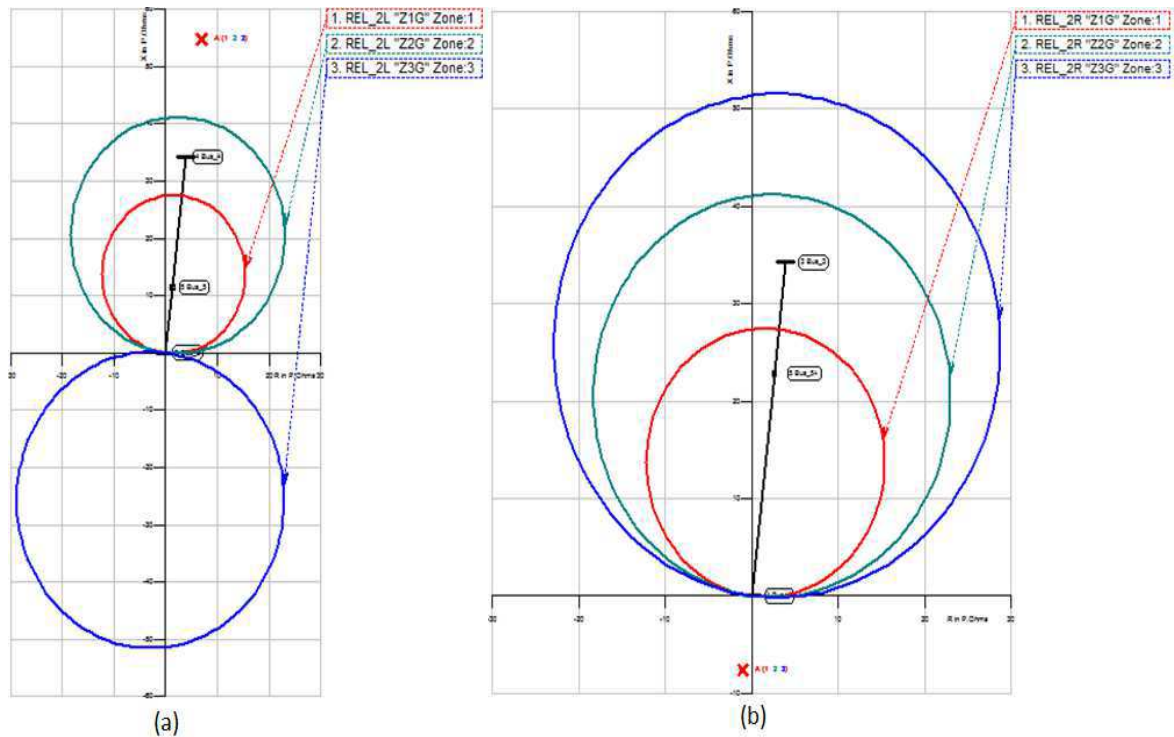


Figura 3.13 - Localização da falta monofásica para terra (AT - 90% da LT2), observada pela proteção da linha paralela LT1: (a) proteção local; (b) proteção remota.

Análise:

Neste caso, os relés de distância localizados na LT1 não atuam, pois as impedâncias de falta (X vermelho) $Z_{falta,local} = 55,26 \angle 82,77^\circ \Omega$ Figura 3.13a e $Z_{falta,remota} = 7,64 \angle -97,85^\circ \Omega$ Figura 3.13b, não são “vistas” pelas proteções local e remota, respectivamente, pois localizam-se fora de todas as zonas de proteção de terra, limitadas pelas curvas vermelha (1ª zona), verde (2ª zona) e azul (3ª zona).

Conclusão geral:

Em todos os casos relacionados no grupo 2, os comparadores de fase e magnitude não foram sensibilizados, visto que a impedância aparente (X em vermelho) localiza-se fora de todas as zonas de terra da proteção dos relés de distância das LT. Observou-se também que quanto mais próxima da barra 3 for aplicada a falta, a impedância aparente afasta-se das zonas de proteção da linha paralela. Conclui-se então, que a coordenação da proteção está satisfatória para os tipos de faltas abordados.

Para finalizar, três casos foram simulados visando analisar como a proteção da LT se comporta diante de uma falta na sua área de cobertura:

- ABC (75%): falta trifásica aplicada na LT1 a 54,315 km da barra 3:

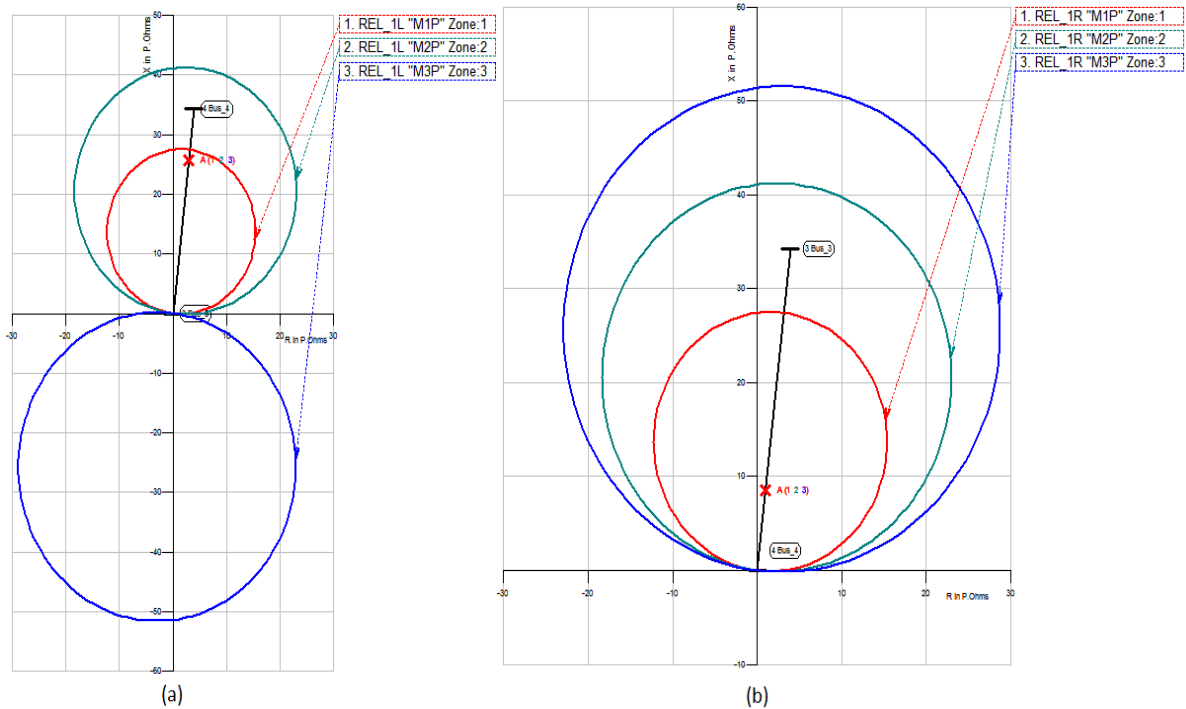


Figura 3.14- Localização da falta trifásica (ABC - 75% da LT1), observada pela proteção da própria linha LT1: (a) proteção local; (b) proteção remota.

Análise:

Neste caso, os relés de distância localizados na LT1 atuam, pois as impedâncias de falta (**X vermelho**) $Z_{falta,local} = 26,173 \angle 83,418^\circ \Omega$ Figura 3.13a e $Z_{falta,remota} = 7,951 \angle 83,501^\circ \Omega$ Figura 3.13b, são "vistas" pelas proteções local e remota, respectivamente, pois localizam-se dentro da curva **vermelha** (1ª zona).

➤ AB (75%): falta trifásica aplicada na LT2 a 54,315 km da barra 3:

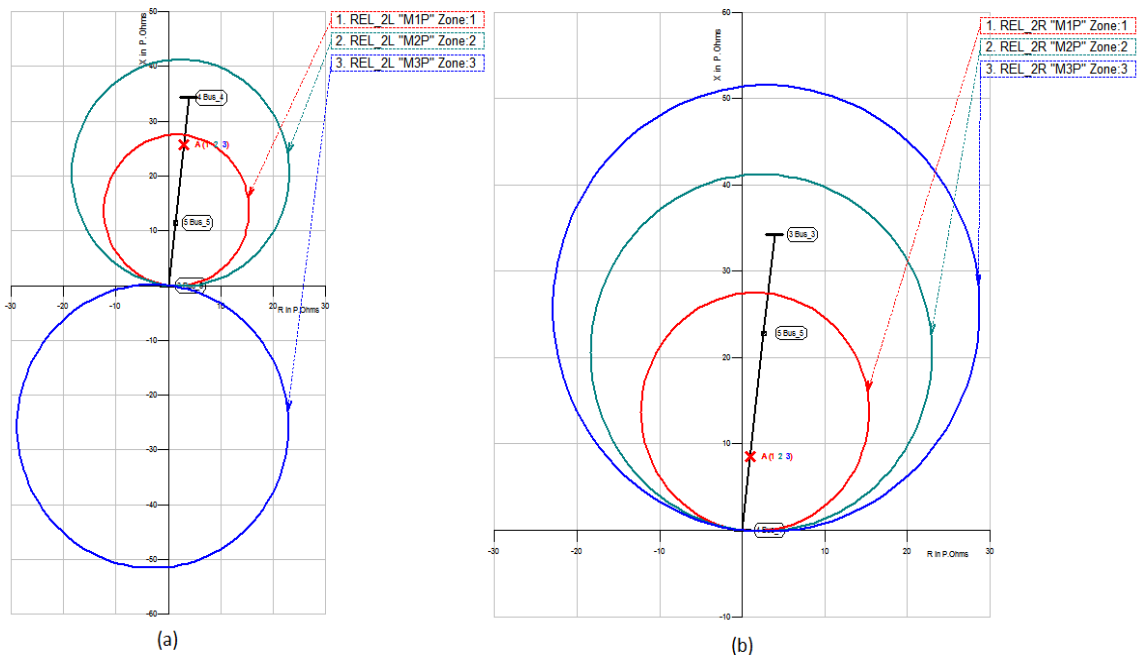


Figura 3.15 - Localização da falta bifásica (AB - 75% da LT2), observada pela proteção da própria linha LT2: (a) proteção local; (b) proteção remota.

Análise:

Neste caso, os relés de distância localizados na LT2 atuam, pois as impedâncias de falta (**X vermelho**) $Z_{falta,local} = 26,173 \angle 83,418^\circ \Omega$ Figura 3.14a e $Z_{falta,remota} = 7,951 \angle 83,501^\circ \Omega$ Figura 3.14b, são “vistas” pelas proteções local e remota, respectivamente, pois localizam-se dentro da curva **vermelha** (1ª zona).

➤ AT (50%): falta monofásica aplicada na LT2 a 36,210 km da barra 3:

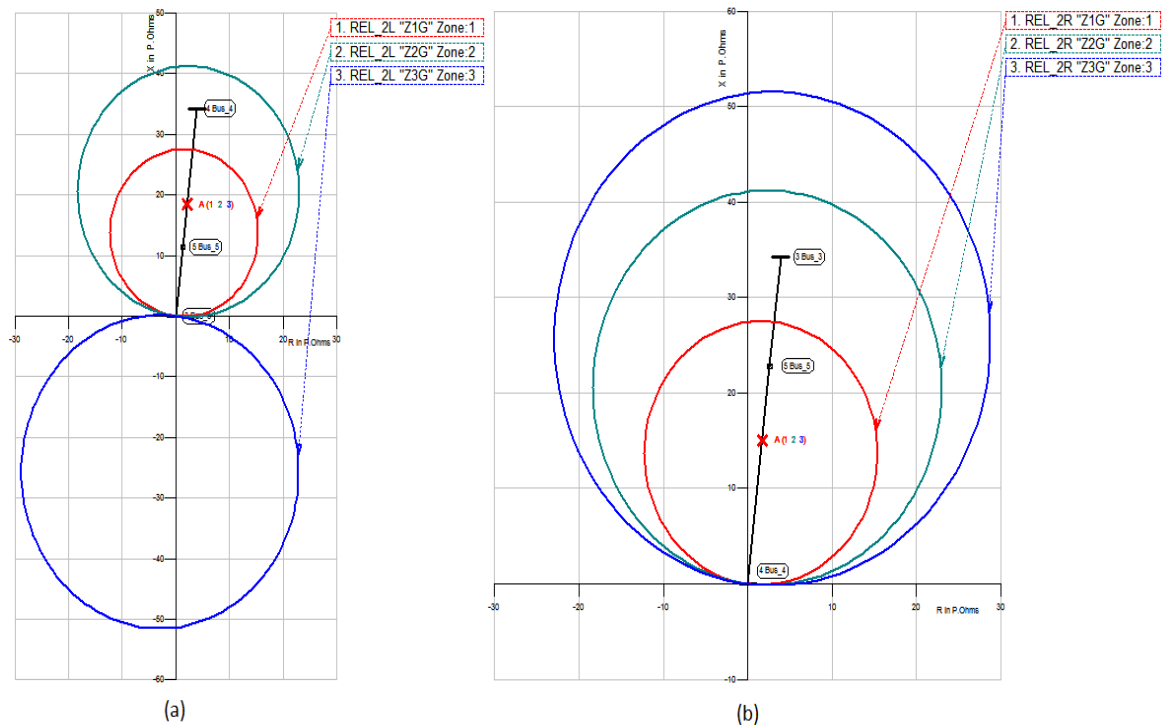


Figura 3.16 - Localização da falta monofásica para terra (AT - 50% da LT2), observada pela proteção da própria linha LT2: (a) proteção local; (b) proteção remota.

Análise:

Neste caso, os relés de distância localizados na LT2 atuam, pois as impedâncias de falta (**X vermelho**) $Z_{falta,local} = 18,111 \angle 83,660^\circ \Omega$ Figura 3.13a e $Z_{falta,remota} = 14,091 \angle 83,48^\circ \Omega$ Figura 3.13b, são “vistas” pelas proteções local e remota, respectivamente, pois localizam-se dentro da curva **vermelha** (1ª zona).

Conclusão Geral:

Em todos os casos relacionados, os comparadores de fase e magnitude foram sensibilizados, visto que a impedância aparente (**X em vermelho**) localiza-se dentro da primeira zona de terra da proteção dos relés de distância da LT, pois todas as faltas foram aplicadas em menos de 80% da linha. Conclui-se então, que a coordenação da proteção está satisfatória tanto para faltas na linha paralela, quanto para faltas na própria linha.

4. Considerações Finais

Nesse trabalho apresentou-se um estudo da coordenação da proteção baseada em linhas de circuito duplo, usando como plataforma de desenvolvimento o *software* CAPE. O estudo considerou o uso de uma função de proteção de distância e de um esquema de teleproteção.

A etapa de ajuste dos relés foi uma das mais difíceis e importantes, haja vista a necessidade de conhecimentos complexos para se utilizar uma Memória de Cálculo. Ao final, constatou-se que essa não é uma tarefa trivial.

Os estudos de casos realizados permitiram o aprofundamento da fundamentação teórica realizada e evidenciou o enorme potencial do *software* escolhido.

A expectativa é de que o estudo realizado neste TCC sirva de referência inicial para os que almejam o estudo de linhas de circuito duplo e em particular, esquemas de teleproteção.

5. Referências Bibliográficas

ALBUQUERQUE, D. F. F. Introdução ao uso do software CAPE. Trabalho de Conclusão de Curso, Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande/PB, 2012.

ABRADEE. Disponível em: < <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>>, Acesso em 23 de maio de 2016.

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

AREVA T&D. Network Protection and Automation Guide. 1. ed. Paris, France, 2002.

CAMINHA, A. C. Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos. São Paulo: Edgard Blücher, 1977.

CAPE. Disponível em: <<http://www.electrocon.com/capeintro.php> > Acesso em 26 maio 2016.

ELETRONBRAS, Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Relatório de Atividades -2002.

ELETRONCON. Disponível em: < <http://www.electrocon.com/systemsim.php>>, Acesso em 23 de maio de 2016.

ELMORE, W. A. Protective Relaying: Theory and Applications. 2. ed. New York, USA: Marcel Dekker Inc., 2003.

GIGUER, S. Proteção de Sistemas de Distribuição. Editora Sagra. 1ª edição, 1988.

GUERRA, F. C. F. Filosofia da Proteção - Notas de Aula. UFCG, 2011.

IEEE. IEEE Power System Relaying Committee. EMTP Reference Models for Transmission Line Relay Testing. 2004.

PEREZ, S. G. A. Modeling Relays for Power System Protection Studies. Tese (Doutorado) – University of Saskatchewan, Saskatoon, Saskatchewan, Canada, July 2006.

SEL. SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. Memória de Cálculo Para os Ajustes do Relé de Proteção sel-311c, Comercial LTDA, Disponível em: < <http://www.selinc.com.br/calculo/ROTEIRO%20DE%20AJUSTES%20SEL-311C.pdf>>, Acesso em 15 de maio de 2016.

SELINC. Disponível em http://www.selinc.com.br/guia_aplic/CompSimetricas.pdf. Acesso em 23 de maio de 2016.

SILVA, C. A. Filtros Digitais Recursivos para Redução do Impacto da Resposta Transitória do TPC. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, PB, março de 2014.

STEVENSON J. W. D.- Elementos de Análise de Sistemas de Potência. Ed. McGraw - Hill do Brasil - 2ª Impressão, São Paulo, SP, Brasil, 1976.