



UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
ESCOLA POLITÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Avaliação do Impacto do Desequilíbrio de
Linhas de Transmissão na Proteção de
Distância.

Samantha Irineu Andrade de Souza

Salvador - Bahia, setembro de 2018

Samantha Irineu Andrade de Souza

Avaliação do Impacto do Desequilíbrio de Linhas de Transmissão na Proteção de Distância

Dissertação apresentada à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal da Bahia, em cumprimento às exigências para obtenção do Grau de Mestre em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento da Informação e da Energia

Fernando Augusto Moreira, Ph.D.

Orientador

Salvador – Bahia – Brasil

Setembro de 2018

Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema Universitário de Bibliotecas (SIBI/UFBA),
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Irineu Andrade de Souza, Samantha
Avaliação do Impacto do Desequilíbrio de Linhas de
Transmissão na Proteção de Distância / Samantha Irineu
Andrade de Souza. -- Salvador, 2018.
84 f. : il

Orientador: Fernando Augusto Moreira.
Dissertação (Mestrado - Engenharia Elétrica) --
Universidade Federal da Bahia, Universidade Federal
da Bahia, 2018.

1. Proteção de distância. 2. Desequilíbrio. 3. Linhas
não transpostas. I. Moreira, Fernando Augusto. II.
Título.

Samantha Irineu Andrade de Souza

Avaliação do Impacto do Desequilíbrio de Linhas de Transmissão na Proteção de Distância

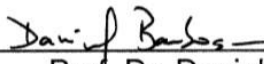
Dissertação apresentada à Universidade Federal da Bahia, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, para a obtenção do título de *Mestre*.

APROVADA em: 28 de Setembro de 2018.

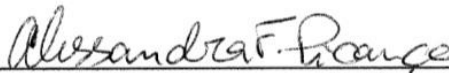
BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Fernando Augusto Moreira
Orientador - UFBA



Prof. Dr. Daniel Barbosa
UFBA



Profª. Drª. Alessandra Freitas Picanço
UFBA

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus por me dar saúde e disposição para chegar até aqui.

Aos meus pais, ao meu marido e aos meus filhos que sempre incentivaram meus estudos, compreenderam minhas ausências com carinho e paciência e vibraram com todas as minhas conquistas.

Agradeço ao meu professor orientador Fernando Augusto Moreira que sempre esteve disposto à ajudar e contribuir com meu aprendizado ao longo desses anos.

“Não vos amoldeis às estruturas deste mundo, mas transformai-vos pela renovação da mente, a fim de distinguir qual é a vontade de Deus: o que é bom, o que Lhe é agradável, o que é perfeito.”
(Bíblia Sagrada, Romanos 12, 2)

Resumo

A maioria dos métodos de análise de curto-circuito em sistemas elétricos de potência utiliza a técnica de componentes simétricas para a avaliação da condição do sistema durante a falta. Desta forma, as linhas de transmissão são comumente consideradas perfeitamente equilibradas e idealmente transpostas. Fatores como a não transposição dos condutores, a geometria da torre de suporte e a existência de condutores múltiplos implicam em um desequilíbrio, devido a distância entre os condutores não ser idêntica ao longo da linha. As simplificações consideradas na análise convencional de curto-circuito podem provocar erros significativos no valor da corrente de falta quando uma linha de transmissão aérea com ou sem transposição é considerada idealmente transposta. O objetivo deste trabalho é avaliar o comportamento do sistema de proteção de distância, uma vez que o erro na medição da corrente de falta devido às simplificações mencionadas têm influência direta na leitura feita por um relé de distância.

Palavras-chaves: Componentes simétricas, proteção de distância, linha de transmissão, ATP, MATLAB.

Abstract

The majority of short-circuit analysis methods make use of the symmetrical components technique when evaluating the condition of the system during a fault. This way, the transmission lines are commonly considered ideally transposed. Factors such as untransposed conductors, tower geometry and the presence of multiple conductors result in an imbalance due to the distance among the conductors being different along the line. The simplifications considered in short-circuit conventional analysis may result in significant errors when determining the fault current when an untransposed or actually transposed transmission line is considered as ideally transposed. The purpose of this work is to evaluate the behavior of the distance protection system, once the error in measuring the fault current due to the previously mentioned simplifications have a direct influence in the measurement performed by a distance relay.

Keywords: Symmetrical components, distance protection, transmission line, ATP, MATLAB

Lista de Figuras

Figura 3.1. Distância entre Condutores, Imagens e Solo.....	7
Figura 3.2. Seção do circuito PI-Nominal de uma linha de transmissão monofásica.....	10
Figura 3.3. Circuito PI para uma linha de transmissão trifásica.....	10
Figura 3.4. Esquema de transposição de três seções para linha de circuito simples.....	13
Figura 3.5. Esquema de transposição de quatro seções para linha de circuito simples.....	13
Figura 3.6. Esquema de transposição de três seções para linha de circuito duplo..	14
Figura 3.7. Esquema de transposição de nove seções para linhas de circuito duplo.....	14
Figura 3.8. Três zonas de atuação do relé de distância.....	23
Figura 3.9. Diagrama R-X.....	24
Figura 3.10. Tipos de impedâncias características do relé.....	26
Figura 4.1. Rede elétrica implementada no ATP.....	29
Figura 4.2. Distribuição dos condutores da linha L_1.....	31
Figura 4.3. Diagrama Unifilar da linha L_1.....	31
Figura 4.4. Distribuição dos condutores da linha L_2.....	32
Figura 4.5. Arranjo da linha de transmissão em circuito duplo Paulo Afonso – Fortaleza.....	32
Figura 4.6. Esquema de transposição da linha de transmissão em circuito duplo Paulo Afonso – Fortaleza.....	33
Figura 5.1. Diagrama R-X da unidade Zat para um curto-circuito monofásico à 230km.....	35
Figura 5.2. Valores em regime permanente do módulo e fase da impedância Zat..	36

Figura 5.3. Diagrama R-X das unidades Z_{at} e Z_{bt} para um curto-circuito bifásico à 230 km.....	37
Figura 5.4. Diagrama R-X da unidade Z_{ab} para um curto-circuito bifásico à 230 km.....	37
Figura 5.5. Valores em regime permanente do módulo e fase da impedância Z_{at}..	38
Figura 5.6. Valores em regime permanente do módulo e fase da impedância Z_{bt}.	38
Figura 5.7. Valores em regime permanente do módulo e fase da impedância Z_{ab}.	39
Figura 5.8. Diagrama R-X das unidades Z_{at}, Z_{bt} e Z_{ct} para um curto-circuito trifásico à 230 km.....	40
Figura 5.9. Diagrama R-X das unidades Z_{ab}, Z_{bc} e Z_{ca} para um curto-circuito trifásico à 230 km.....	40
Figura 5.10. Valores em regime permanente do módulo e fase das impedâncias de terra.....	41
Figura 5.11. Valores em regime permanente do módulo e fase das impedâncias de fase.....	41
Figura 5.12. Diagrama R-X da unidade Z_{at} para um curto-circuito monofásico à 225km.....	42
Figura 5.13. Diagrama R-X da unidade Z_{at} para um curto-circuito monofásico à 250km.....	42
Figura 5.14. Erro do módulo de Z_{at} em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.....	44
Figura 5.15. Erro da fase de Z_{at} em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.....	44
Figura 5.16. Valores de Z_{at} em Regime Permanente pós Curto.....	45
Figura 5.17. Diagrama R-X das unidades Z_{at} e Z_{bt} para um curto-circuito bifásico à 225 km.....	46
Figura 5.18. Diagrama R-X da unidade Z_{ab} para um curto-circuito bifásico à 225 km.....	46

Figura 5.19. Diagrama R-X das unidades Z_{at} e Z_{bt} para um curto-circuito bifásico à 250 km.....	47
Figura 5.20. Diagrama R-X das unidades Z_{ab} para um curto-circuito bifásico à 250 km.....	47
Figura 5.21. Erro do módulo de Z_{at} em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.....	48
Figura 5.22. Erro da Fase de Z_{at} em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.....	48
Figura 5.23. Erro do módulo de Z_{bt} em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.....	49
Figura 5.24. Erro da Fase de Z_{bt} em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.....	49
Figura 5.25. Erro do módulo de Z_{ab} em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.....	50
Figura 5.26. Erro da Fase de Z_{ab} em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.....	50
Figura 5.27. Valores de Z_{at} em Regime Permanente pós Curto.....	51
Figura 5.28. Valores de Z_{bt} em Regime Permanente pós Curto.....	51
Figura 5.29. Valores de Z_{ab} em Regime Permanente pós Curto.....	52
Figura 5.30. Diagrama R-X das unidades Z_{at}, Z_{bt} e Z_{ct} para um curto-circuito trifásico à 225 km.....	53
Figura 5.31. Diagrama R-X das unidades Z_{ab}, Z_{bc} e Z_{ca} para um curto-circuito trifásico à 225 km.....	53
Figura 5.32. Diagrama R-X das unidades Z_{at}, Z_{bt} e Z_{ct} para um curto-circuito trifásico à 250 km.....	54
Figura 5.33. Diagrama R-X das unidades Z_{ab}, Z_{bc} e Z_{ca} para um curto-circuito trifásico à 250 km.....	54
Figura 5.34. Erro do módulo de Z_{at} em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.....	55

Figura 5.35. Erro da fase de Z_{at} em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.....	56
Figura 5.36. Erro do módulo de Z_{bt} em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.....	56
Figura 5.37. Erro da fase de Z_{bt} em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.....	57
Figura 5.38. Erro do módulo de Z_{ct} em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.....	57
Figura 5.39. Erro da fase de Z_{ct} em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.....	58
Figura 5.40. Erro do módulo de Z_{ab} em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.....	58
Figura 5.41. Erro da fase de Z_{ab} em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.....	59
Figura 5.42. Erro do módulo de Z_{bc} em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.....	59
Figura 5.43. Erro da fase de Z_{bc} em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.....	60
Figura 5.44. Erro do módulo de Z_{ca} em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.....	60
Figura 5.45. Erro da fase de Z_{ca} em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.....	61
Figura 5.46. Valores de Z_{at} em Regime Permanente pós Curto.....	62
Figura 5.47. Valores de Z_{bt} em Regime Permanente pós Curto.....	62
Figura 5.48. Valores de Z_{ct} em Regime Permanente pós Curto.....	63
Figura 5.49. Valores de Z_{ab} em Regime Permanente pós Curto.....	63
Figura 5.50. Valores de Z_{bc} em Regime Permanente pós Curto.....	64
Figura 5.51. Valores de Z_{ca} em Regime Permanente pós Curto.....	64
Figura 5.52. Primeiro Ciclo de Transposição de Fases da linha L_2.....	65

Figura 5.53. Segundo Ciclo de Transposição de Fases da linha L_266

Lista de tabelas

Tabela 3.1. Comportamento da Unidades de Impedância do Relé.....22

Tabela 4.1. Dados dos Condutores.....29

Lista de Acrônimos

ATP – *Alternative Transients Program*

CHESF – Companhia Hidrelétrica do São Francisco

DC – *Direct Current*

EMTP – *Electromagnetic Transients Program*

IED – *Intelligent Eletronic Devices*

LCC – *Line Constants*

MATLAB – *Matrix Laboratory*

SEP – Sistema Elétrico de Potência

TC – Transformador de Corrente

TP – Transformador de Potencial

Lista de Símbolos

Θ – Ângulo

γ – Constante de Propagação

μ – Permeabilidade Magnética

ϵ – Permissividade Absoluta do Meio

ω – Frequência Angular

F – Frequência

V – Tensão

I – Corrente

C – Capacitância

Y – Admitância

P – Potenciais de Maxwell

Q – Carga

R – Resistência

X – Reatância

Z – Impedância

Sumário

1. Introdução	1
1.1. Linhas de Transmissão e Sistemas de Proteção	1
1.2. Simulação	2
1.3. Justificativa da Dissertação	2
1.4. Objetivos da Dissertação	3
1.5. Organização da Dissertação	3
2. Revisão Bibliográfica	5
3. Fundamentação Teórica	8
3.1. Cálculo dos Parâmetros de uma Linha de Transmissão	8
3.2. Modelos de Linhas de Transmissão	12
3.3. Transposição de Linhas de Transmissão	15
3.4. Teorema de Fortescue	17
3.5. Proteção de Linhas de Transmissão – Relés de Distância	23
4. Metodologia	30
4.1. Metodologia da Simulação	30
4.2. Rede Elétrica Simulada no ATP	31
4.3. Linhas de Transmissão Analisadas	32
5. Análise dos Resultados	36
5.1. Resultados da Linha 1 -Tronco Norte-Sul (L_1)	36
5.2. Resultados da Linha 2 –Paulo Afonso-Fortaleza (L_2)	43
6. Conclusões e Propostas para Trabalhos Futuros	69
7. Referências Bibliográficas	71

1 Introdução

1.1 Linhas de Transmissão e Sistemas de Proteção

As linhas de transmissão de energia são os componentes mais vulneráveis de um sistema elétrico de potência (SEP). Elas estão submetidas às mais adversas condições climáticas e são as componentes mais extensas do SEP o que as tornam muito mais susceptíveis às faltas em comparação aos demais equipamentos que compõem o sistema elétrico. Conforme levantamento histórico de defeitos nas empresas de energia, mais de 80% das faltas no SEP são originadas nas linhas de transmissão ou provocadas por elas (KINDERMANN, 1997). Assim, estudos realizados através de simulações de faltas são fundamentais para o planejamento, operação e controle de uma linha e de seu sistema de proteção.

Um sistema de proteção tem como principal objetivo assegurar da melhor maneira possível a continuidade do serviço de distribuição de energia, bem como preservar os equipamentos que compõem o sistema. Para que isso ocorra, é fundamental a atuação da proteção de forma rápida e adequada, uma vez que as faltas podem trazer danos irreparáveis ao sistema e acarretar enormes prejuízos, tanto para o consumidor quanto para as empresas de fornecimento.

A maioria das análises de curto-circuito avalia as condições do sistema durante a falta utilizando a técnica das componentes simétricas, também conhecida como Teorema de Fortescue (FORTESCUE, 1918). Esta consiste no desmembramento de um circuito n -fásico em " n " circuitos monofásicos, supondo válido o princípio da superposição e sua linearidade. As linhas de transmissão são consideradas perfeitamente equilibradas e idealmente transpostas. No entanto, fatores como a não transposição de condutores, a geometria da torre de suporte, a existência de linhas com condutores múltiplos, implicam em um desequilíbrio devido a distância entre os condutores ou entre os condutores e o solo não ser idêntica ao longo da linha. Assim, quanto maior o grau de desequilíbrio, maior o erro na utilização deste método.

Há no mercado uma grande quantidade de sistemas de proteção, entretanto o que será abordado nessa dissertação é a proteção de distância, por ser a mais usada em linhas de transmissão (ZIEGLER, 2008). As proteções das linhas de transmissão em sua

predominância são feitas através dos relés de distância, que fazem as medições da tensão e da corrente através dos algoritmos de estimação dos fasores. Com os valores de corrente e tensão estimados, calcula-se a impedância vista pelo relé. Essa impedância é comparada com a impedância de sequência positiva da linha de transmissão, e na ocorrência de uma falta, deverá resultar em um sinal de disparo para os disjuntores.

1.2 Simulação

Devido à complexidade dos cálculos relacionados às linhas de transmissão, as ferramentas computacionais se tornam imprescindíveis a fim de facilitar a análise do comportamento de grandezas e dos dispositivos de proteção. A determinação dos níveis de curto-circuito em linhas de transmissão, dentre outras análises como fluxo de carga e modelagem de fenômenos eletromagnéticos, tem grande importância na especificação de seus componentes e dimensionamento dos sistemas de proteção (MOREIRA, 2011).

Atualmente a ferramenta computacional mais utilizada para simulações de transitórios eletromagnéticos em sistemas elétricos de potência são os programas do tipo EMTP (*Electromagnetic Transients Program*), dentre os quais se destaca o ATP (*Alternative Transients Program*). A formulação e a análise matemática são feitas, basicamente, através do método de Bergeron para elementos representados por parâmetros distribuídos e utilizando a regra trapezoidal para elementos representados por parâmetros concentrados (BONNEVILLE, 1982).

1.3 Justificativa da Dissertação

Em Moreira (2011), foram realizadas simulações de curto-circuito em uma linha de transmissão monitorando os valores da corrente no ponto de falta e na saída do gerador, considerando a linha como idealmente transposta. Em um segundo momento, as mesmas simulações foram realizadas considerando, porém, a ausência de transposição, ou a transposição em determinados trechos.

Os valores para a corrente da fase em falta em regime permanente obtidos foram comparados e analisados. Os resultados possibilitaram verificar a influência do efeito do desequilíbrio da linha devido ao tipo, ou ausência de transposição em contraponto à linha idealmente transposta. Dessa forma, pôde-se afirmar que as simplificações utilizadas nas

análises convencionais de curtos-circuitos podem provocar um erro significativo no valor da corrente de falta (MOREIRA, 2011).

A partir dessa análise surgiu uma motivação para verificar a influência que o erro da corrente de falta calculada pode impactar no sistema de proteção, fazendo com que a leitura da impedância vista pelo relé o faça atuar de forma equivocada.

1.4 Objetivo da Dissertação

O objetivo deste trabalho é investigar o comportamento do sistema de proteção de uma linha de transmissão ao se considerar linhas com ou sem transposição como idealmente transpostas e o erro associado à esta consideração. Isso porque o relé de distância é ajustado para operar levando em consideração a impedância de sequência positiva, ou seja, uma linha real com transposições em alguns trechos ou até mesmo sem transposição é considerada idealmente transposta e perfeitamente equilibrada.

Para isso, uma linha de transmissão da CHESF e a linha conhecida como interligação norte-sul serão reproduzidas no *software* ATP e serão feitas simulações de curtos circuitos monofásico, bifásico e trifásico em diversos pontos da linha. Em seguida, os resultados obtidos serão transferidos para o MATLAB, onde será realizado o cálculo da impedância vista pelo relé através do algoritmo de estimação de fasores de Fourier de um ciclo.

1.5 Organização da Dissertação

A presente dissertação foi organizada de acordo com a estrutura abaixo.

O capítulo 2 compõe a revisão bibliográfica, resumindo as principais bibliografias estudadas.

No capítulo 3 é apresentado uma fundamentação teórica, que aborda os principais assuntos tratados na dissertação como a representação das linhas de transmissão, os esquemas de transposição, o método das componentes simétricas e o sistema de proteção.

O capítulo 4 apresenta a metodologia utilizada para as simulações de curto-circuito e a configuração do esquema de transposição das linhas de transmissão em estudo.

No capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos com análises dos resultados encontrados.

As conclusões e sugestões para trabalhos futuros são, por fim, descritas no capítulo 6.

2 Revisão Bibliográfica

O estudo da representação mais adequada de linhas de transmissão para análise de curto-circuito tem grande importância. Foram encontrados alguns trabalhos na literatura relacionados ao tema, entretanto, não foram encontrados trabalhos que avaliassem o impacto que o desequilíbrio da linha de transmissão teria para a proteção de distância. A seguir será apresentado um resumo das principais referências encontradas.

Em Fortescue (1918) são apresentados os princípios gerais para representação de sistemas assimétricos de “n” fases por “n” sistemas monofásicos desacoplados. Essa representação possibilita a redução do esforço computacional para análise de sistemas polifásicos. Com o avanço da tecnologia computacional, a representação e a solução de sistemas de energia em coordenadas de fase tornam-se práticos e são instrumentos de pesquisas de outros estudos citados na bibliografia dessa dissertação (ANGELIDIS and SEMLYEN, 1995) (BERMAN & XU, 1998) (NGUYEN and DOMMEL, 1997).

Em Berman & Xu (1998) é apresentado um método para análise de faltas usando coordenadas de fase, o qual aponta como principal vantagem a flexibilidade para modelar diversas configurações de rede do sistema de potência em diferentes condições de falta. O método permite o estudo de faltas complexas e a inclusão de componentes polifásicos desequilibrados, como linhas sem transposição. Afirma que a análise de curto-circuito utilizando o método das coordenadas de fase torna-se mais fácil do que o método das componentes simétricas, pois a solução de faltas complexas, tais como um curto-circuito monofásico e uma fase aberta simultâneos, é desenvolvida tão facilmente quanto à solução de faltas simples.

Em Gajbhiye *et.al* (2004) apud (MOREIRA, 2011) é descrita uma abordagem para análise de faltas em coordenadas de fase usando o modelo equivalente trifásico de Thévenin. A abordagem permite lidar com redes desequilibradas e faltas complexas, como faltas série e faltas simultâneas. As faltas são representadas por matrizes de impedâncias. É apontado que em coordenadas de fase, fórmulas simples podem ser obtidas para os cálculos de corrente de falta. Como vantagens, são citadas a simplicidade conceitual e eficiência computacional, sem a necessidade de fatoração de matrizes. Não há comparação com valores de corrente de falta obtidos por componentes simétricas.

Em Monteiro (2004) é apresentada uma metodologia para calcular os parâmetros de linhas de transmissão fisicamente próximas para estudos de fluxo de potência, levando em

consideração o acoplamento eletromagnético entre as linhas de transmissão e a maneira como os circuitos foram transpostos. Os parâmetros próprios e mútuos calculados para uma linha de transmissão de circuito duplo são utilizados para analisar o fluxo de potência reativa, considerando ou desprezando o acoplamento entre os circuitos. Os esquemas de transposição das linhas são representados por uma cascata polifásica de circuitos PI. Para o sistema estudado, foi observado que a potência reativa diminui quando é levado em consideração o acoplamento da linha e é considerada a maneira como os circuitos são transpostos.

Em Flores (2006) é demonstrado que utilizar as representações de linhas idealmente transpostas para estudos de transitórios eletromagnéticos não é totalmente adequado. É analisado o erro ao se tratar uma linha como idealmente transposta para toda a faixa de frequências, especificamente até 10 kHz. Uma análise teórica foi implementada identificando o desequilíbrio entre as fases considerando uma linha idealmente transposta e considerando uma linha com trechos de transposição real. Uma linha de circuito simples e comprimento 300 km é analisada. A dependência da frequência dos parâmetros elétricos da linha de transmissão foi adequadamente representada. Não foi considerado o impacto na proteção de distância.

Kato *et.al* (2010) descreve um método de medição dos parâmetros reais de uma linha trifásica de circuito simples e de circuitos paralelos não transposta para o correto funcionamento da proteção de distância. É proposto que o ajuste do relé passe a ser feito através da medição de tensão e corrente dos dados reais dos parâmetros da linha, e não considerando os parâmetros de sequência positiva calculados com base na geometria da torre e de seus condutores. Como isso, as imprecisões da assimetria e a não transposição da linha são levadas em consideração.

Moreira (2011) compara as correntes de curto-circuito utilizando o método das componentes simétricas com as correntes obtidas através de modelos de linha em componentes de fase para representar a transposição real ou falta de transposição da linha. Para linhas de circuito simples com transposição o erro máximo encontrado foi de 5,9% e para as linhas sem transposição de 30,3%. Os erros máximos obtidos para a corrente na linha de circuito duplo com e sem transposição, respectivamente, foram de 11,7% e 14,2%, comparando com a situação em que são consideradas idealmente transpostas.

Em Dahane & Dambhare (2012) é proposto um algoritmo de proteção diferencial para linhas de transmissão não transpostas baseadas no modelo π -equivalente. Observa-se

que em linhas não transpostas, os elementos mútuos da matriz de impedância não são iguais, provocando correntes desequilibradas que podem afetar o desempenho dos relés de distância convencionais. Afirma que a escolha da proteção de distância para linhas não transposta possui alguns erros inerentes, como negligenciar o carregamento de linha, as impedâncias de falta e o desequilíbrio.

Djagarov & Djagarova (2017) discorre sobre a importância da investigação de transitórios no projeto e na operação de sistemas de potência e do desempenho de modelos matemáticos utilizados na análise de faltas. Cita a existência de muitas linhas de alta tensão com condutores assimétricos sem esquema de transposição, gerando correntes de sequência negativa inaceitáveis. Como resultado de tais assimetrias, os valores de tensões e correntes de fase individuais podem ser maiores ou menores do que os valores calculados a partir da análise balanceada.

3 Fundamentação Teórica

3.1 Cálculo dos Parâmetros de uma Linha de Transmissão

Para a representação das linhas de transmissão por seus circuitos equivalentes ou modelos matemáticos, devem ser definidos os valores dos seus parâmetros próprios e mútuos de impedância longitudinal e admitância transversal. Os valores desses parâmetros (resistência, indutância, condutância e capacitância) são normalmente calculados pela utilização de formulações matemáticas que consideram as características elétricas, a resistividade do solo, a frequência do sinal alternado de tensão ou corrente, e as dimensões e configurações das estruturas, tais como: disposição dos condutores, distância entre condutores, flechas dos condutores, altura e número de circuitos.

3.1.1 Parâmetros Longitudinais de uma Linha de Transmissão

Os parâmetros longitudinais, ou parâmetros em série, de uma linha consistem na resistência dos condutores e na indutância resultante dos campos magnéticos ao redor dos condutores. A resistência representa as perdas devido ao efeito Joule. A indutância própria deve-se ao fluxo magnético interno e externo gerado pelo próprio condutor quando percorrido por uma corrente elétrica. A indutância mútua deve-se ao fluxo magnético presente no ar devido a corrente de um condutor e que concatena outro condutor.

A Lei de Ampère relaciona a corrente I que passa pelo condutor com a intensidade de campo magnético provocado pela mesma. Assumindo que a densidade de corrente é uniforme, a intensidade do campo magnético H_x de um condutor de raio r à uma distância x do centro desse condutor, pode ser obtida através da expressão (ZANETTA, 2006):

$$H_x = \frac{x}{2\pi r^2} \cdot I$$

Supondo o solo sob a linha com resistividade nula, as expressões (3.1) e (3.2) podem definir as reatâncias indutivas próprias e mútuas de linhas de transmissão, pelo método das imagens (ZANETTA, 2006).

$$X_{ii} = \omega \cdot \frac{\mu}{2\pi} \cdot \ln\left(\frac{2h_i}{r_{eqi}}\right) \quad (3.1)$$

$$X_{ij} = \omega \cdot \frac{\mu}{2\pi} \cdot \ln\left(\frac{D_{ij}}{d_{ij}}\right) \quad (3.2)$$

Em que:

- $\omega = 2\pi f$; sendo f a frequência do sinal alternado, rad/s;
- μ – permeabilidade magnética do meio;
- r_{eqi} – raio médio geométrico do condutor (ou feixe de condutores) “ i ”, m;
- h_i – altura do condutor “ i ” em relação ao solo, m;
- D_{ij} – distância entre o condutor “ i ” e a imagem do condutor “ j ”, m;
- d_{ij} – distância entre o condutor “ i ” e o condutor “ j ”, m.

Na Figura 3.1 é ilustrado o exemplo de dois condutores e as distâncias utilizadas nas expressões (3.1) e (3.2).

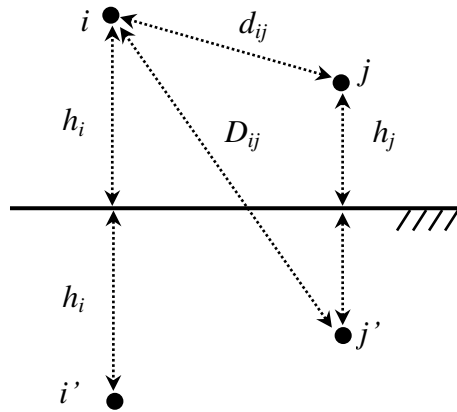


Figura 3.1 – Distância entre Condutores, Imagens e Solo

Para uma linha trifásica, a impedância longitudinal pode ser escrita na forma matricial:

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Na equação (3.3), os elementos da diagonal principal representam as impedâncias próprias das linhas e os elementos fora da diagonal principal representam as impedâncias mútuas entre as fases. Estes elementos são definidos da seguinte maneira:

$$Z_{ii} = R_{ii} + jX_{ii} \quad (3.4)$$

$$Z_{ij} = jX_{ij} \quad (3.5)$$

Em que:

- R_{ii} – resistência do condutor da fase “ i ”;
- X_{ii} – reatância própria da fase “ i ”, definida em (3.1);
- X_{ij} – reatância mútua entre fases “ i ” e “ j ”, definida em (3.2).

As distâncias entre fases, bem como as distâncias entre os condutores e a terra não são exatamente as mesmas para uma linha trifásica. Assim, a equação (3.3) sempre será simétrica, mas os termos da diagonal principal podem não apresentar valores iguais, assim como os termos fora da diagonal.

Nessa formulação, o solo foi considerado como ideal. Na prática o solo não é ideal e o cálculo dos parâmetros longitudinais da linha torna-se mais complexo (ZANETTA, 2006).

Os valores das indutâncias e das resistências, além de depender de características elétricas, dimensões e configurações da estrutura, são variáveis com a frequência. Quando um condutor é excitado por uma corrente alternada, esta corrente se distribui de maneira não uniforme em sua seção transversal, concentrando-se mais próxima à superfície do condutor. A este efeito dá-se o nome de “efeito pelicular”. Quanto maior a frequência, maior a resistência do condutor e menor a indutância interna (STEVENSON, 1986).

3.1.2 Parâmetros Transversais de uma Linha de Transmissão

Os parâmetros transversais das linhas de transmissão são representados pelas admitâncias capacitivas e por condutâncias. As linhas energizadas apresentam uma diferença de potencial em relação ao solo e aos outros condutores, o que faz com que fiquem carregadas como capacitores. A condutância das linhas de transmissão representa as correntes de fuga para a terra através dos isoladores e também o efeito corona. Esta corrente é muito pequena e a condutância normalmente pode ser ignorada para linhas aéreas, excetuando-se em estudos de efeito corona (GLOVER & SARMA, 2008).

Quando o condutor i da Figura 3.1 é submetido a uma diferença de potencial em relação ao solo um campo elétrico é induzido, cuja intensidade em um ponto afastado a uma distância “ r ” de seu eixo pode ser calculada pela expressão (ZANETTA, 2006):

$$E_r = \frac{q_i}{2\pi \cdot \epsilon \cdot r}$$

Sendo q_i a carga do condutor em Coulomb por unidade de comprimento e ε a permissividade do meio dielétrico em Farad por unidade de comprimento. A tensão entre o condutor i e sua imagem i' pode ser calculada por:

$$V_{ii'} = \int_{r_i}^{2h_i} E_r dr = \int_{r_i}^{2h_i} \frac{q}{2\pi \cdot \varepsilon_0 \cdot r} dr = \frac{q}{2\pi \cdot \varepsilon_0} \cdot \ln\left(\frac{2h_i}{r_i}\right) \quad (3.6)$$

Em que:

- r_i – raio externo do condutor “ i ”;

Para uma linha com n fases, a relação das tensões nos condutores com as cargas é dada por:

$$[V] = \frac{1}{2\pi \cdot \varepsilon_0} \cdot \left[\ln\left(\frac{D_{ij}}{d_{ij}}\right) \right] \cdot [Q] \quad (3.7)$$

A capacitância C é definida pela relação entre a carga Q em Coulomb por unidade de comprimento e a tensão V em volts:

$$C = \frac{Q}{V}$$

Sendo $[P]$ a matriz dos coeficientes de potenciais de Maxwell, cujos elementos são dados por:

$$p_{ii} = \frac{1}{2\pi\varepsilon} \cdot \ln\left(\frac{2h_i}{r_{iext}}\right) \quad (3.8)$$

$$p_{ij} = \frac{1}{2\pi\varepsilon} \cdot \ln\left(\frac{D_{ij}}{d_{ij}}\right) \quad (3.9)$$

Em que ε é a permissividade dielétrica do meio e r_{iext} é o raio externo equivalente do conjunto de condutores. A matriz de capacitâncias $[C]$ do conjunto de condutores pode ser obtida através da inversão da matriz $[P]$:

$$[C] = [P]^{-1} \quad (3.10)$$

Considerando a condutância do ar como desprezível, a parte real da admitância de uma linha de transmissão é nula e a matriz de admitâncias transversais $[Y]$ é dada por:

$$[Y] = j\omega[C] \quad (3.11)$$

A matriz de capacitâncias $[C]$ de uma linha de transmissão é função das posições relativas entre condutores distintos, entre condutores e cabos pára-raios, bem como, em relação ao solo.

3.2 Modelos de Linhas de Transmissão

As matrizes primitivas dos parâmetros de linhas de transmissão são a base para o desenvolvimento de modelos matemáticos das linhas. Uma linha de transmissão pode ser representada por parâmetros concentrados ou por parâmetros distribuídos, de acordo com a análise a ser realizada. Para avaliação de fenômenos elétricos em regime permanente senoidal é apropriada a utilização de modelos na forma de circuitos PI, que representam a linha como o ilustrado na Figura 3.2.

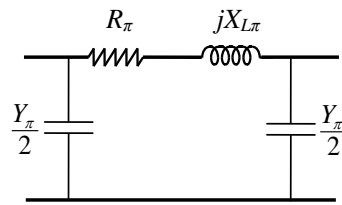


Figura 3.2 – Seção do circuito PI-Nominal de uma linha de transmissão monofásica.

No circuito da Figura 3.2:

- R_π é a resistência da linha;
- $X_{L\pi}$ é a reatância indutiva da linha;
- Y_π é a admitância em derivação total da linha no circuito PI.

A impedância série da linha é $Z_\pi = R_\pi + jX_{L\pi}$. Os parâmetros Z_π e Y_π do circuito que representa a linha são definidos de acordo com o modelo PI a ser adotado. Os modelos podem ser utilizados para linhas com qualquer número de fases. Na Figura 3.3 é ilustrado um circuito PI para representação de linha trifásica, com acoplamentos mútuos.

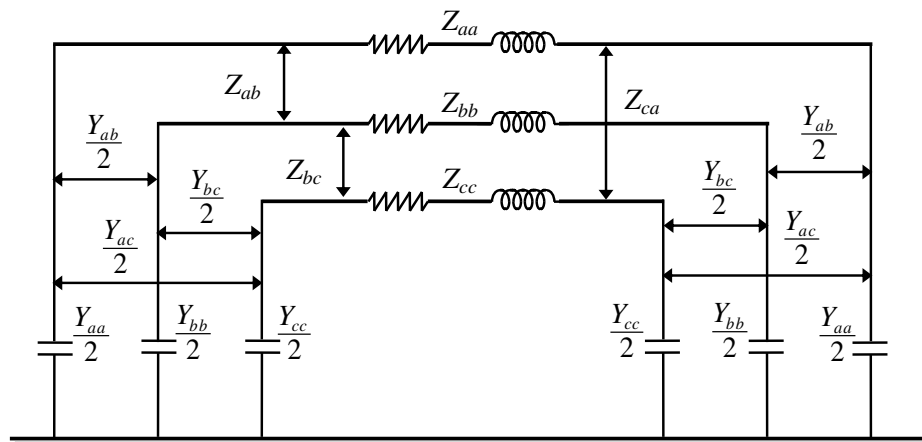


Figura 3.3 – Circuito PI para uma linha de transmissão trifásica.

3.2.1 Circuito PI Exato ou PI Equivalente

Para estudos em regime permanente, as equações diferenciais parciais que definem as relações entre tensão e corrente em linhas de transmissão longas são ajustadas a um modelo denominado PI Exato, o qual deve ser usado para linhas longas de comprimento maior do que 240 km (ZANETTA JR., 2006). Neste modelo, os parâmetros elétricos distribuídos da linha são calculados para uma determinada frequência para que a linha seja representada por parâmetros concentrados. A impedância série e a admitância em derivação no PI exato são definidas através das seguintes equações hiperbólicas:

$$Z_{\pi} = zl \frac{\sinh(\gamma l)}{\gamma l} \quad (3.12)$$

$$\frac{Y}{2} = \frac{yl}{2} \frac{\tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right)}{\frac{\gamma l}{2}} \quad (3.13)$$

Em que:

- z é a impedância série da linha por unidade de comprimento;
- y é a admitância em derivação da linha por unidade de comprimento, em S/km;
- l é o comprimento total da linha de transmissão, em km;
- $\gamma = \sqrt{zy}$ é a constante de propagação.

Se a linha modelada é composta por n condutores, z e y correspondem a matrizes dos parâmetros de linhas de transmissão $[Z]$ e $[Y]$ de ordem $n \times n$. Normalmente, os cabos para-raios, ou cabos-guarda, são contínuos e estão ligados a terra em cada torre de suporte, o que nos permite reduzir a matriz de impedâncias longitudinais $[Z]$ e a matriz de admitâncias transversais $[Y]$ a matrizes de ordem n para um sistema de n fases. A matriz $[Z]$ pode ser representada da seguinte maneira:

$$[Z] = \begin{bmatrix} [Z_{cc}] & [Z_{cg}] \\ [Z_{gc}] & [Z_{gg}] \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Sendo,

- $[Z_{cc}]$ a matriz de impedâncias série dos cabos condutores
- $[Z_{gg}]$ a matriz de impedâncias série dos cabos-guarda
- $[Z_{cg}]$ a matriz de impedâncias mútuas entre cabos condutores e cabos-guarda

Para as quedas de tensão longitudinais na linha:

$$\begin{bmatrix} \Delta V_c \\ \Delta V_g \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [Z_{cc}] & [Z_{cg}] \\ [Z_{gc}] & [Z_{gg}] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_c \\ I_g \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Para cabos-guarda aterrados, $\Delta V_g = 0$.

$$[\Delta V_c] = [Z_{reduzida}] \cdot [I_c]$$

Em que, $[Z_{reduzida}] = [Z_{cc}] - [Z_{cg}][Z_{gg}]^{-1}[Z_{gc}]$

Da mesma maneira pode ser definida a matriz $[Y_{reduzida}]$.

3.2.2 Circuito PI Nominal

O modelo PI Nominal é uma representação aproximada válida para linhas médias, em geral, linhas com comprimento l tal que $80 \text{ km} < l < 240 \text{ km}$ (ZANETTA JR., 2006).

Os fatores $\frac{\sinh(\gamma l)}{\gamma l}$ e $\frac{\tanh(\frac{\gamma l}{2})}{\frac{\gamma l}{2}}$ nas equações (3.12) e (3.13) incluem o efeito da propagação de onda em longas distâncias no cálculo dos parâmetros do circuito PI da linha. Quando estes fatores são pequenos, tendendo a unidade, a linha pode então ser representada somente como um PI Nominal. Os parâmetros Z_π e Y_π são obtidos simplesmente pelo produto do comprimento l da linha e da impedância unitária z ou da admitância unitária y , respectivamente.

$$Z_\pi = zl \quad (3.16)$$

$$Y_\pi = yl \quad (3.17)$$

Para linhas longas, cada seção da linha pode também ser representada por um PI Nominal sendo a linha representada por uma cascata de PI's nominais.

Os parâmetros das linhas de transmissão podem ser supostos igualmente distribuídos ao longo da linha quando esta apresentar características homogêneas. As linhas não uniformes, nas quais a geometria da seção transversal ou as características elétricas e magnéticas não são mantidas ao longo do seu comprimento, também podem ser representadas por seções de circuitos PI que possuam características similares.

3.3 Transposição de Linhas de Transmissão

Em um sistema de potência, a linha de transmissão não deveria agregar desequilíbrio ao sistema, mas isto acontece devido à geometria da linha, já que as distâncias entre as fases e a terra e entre as fases nunca serão exatamente as mesmas; consequentemente, haverá desbalanços no fluxo de potência. O desequilíbrio provocado pela transmissão é observado nos terminais da linha em termos de tensão e corrente a frequência fundamental. Portanto, a transposição em linhas de transmissão é um método utilizado para diminuir o desequilíbrio na frequência fundamental entre as tensões e correntes de fase vistas dos terminais da linha em análise supondo balanceamento no início da linha, e consiste na mudança nas posições das fases, ou seja, mudam-se as posições físicas dos condutores de fase. Desta forma é possível minimizar o desequilíbrio causado pela linha (FLORES, 2006).

A matriz $[Z_{abc}]$ da equação (3.3), apesar de ser sempre simétrica para linhas de transmissão, dificilmente apresentará valores próprios e valores mútuos iguais entre si. As impedâncias dependem da geometria da linha de transmissão. A única situação em que Z_{ab} , Z_{bc} e Z_{ca} são iguais ocorre quando a linha é idealmente transposta, ou seja, quando se considera uma transposição contínua na linha.

A Figura 3.4 ilustra o esquema de transposição para uma linha de transmissão trifásica dividida em três seções de igual comprimento.

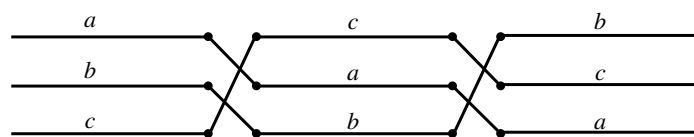


Figura 3.4 – Esquema de transposição de três seções para linha de circuito simples.

No esquema de transposição ilustrado na Figura 3.5, a linha de transmissão é dividida em quatro seções correspondentes a $1/6$, $1/3$, $1/3$ e $1/6$ do comprimento total da linha, respectivamente.

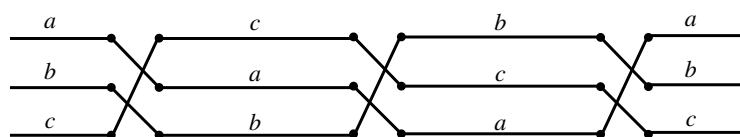


Figura 3.5 – Esquema de transposição de quatro seções para linha de circuito simples.

As linhas de transmissão de circuito duplo também podem ter a sua matriz de impedância aproximadamente equilibrada, com o esquema de três seções para os seus dois circuitos. A rotação de fases do circuito 1 pode ser realizada na mesma direção ou em direção oposta a do circuito 2. Na Figura 3.6 é ilustrado o esquema de transposição de uma linha de circuito duplo com rotação de fase no mesmo sentido.

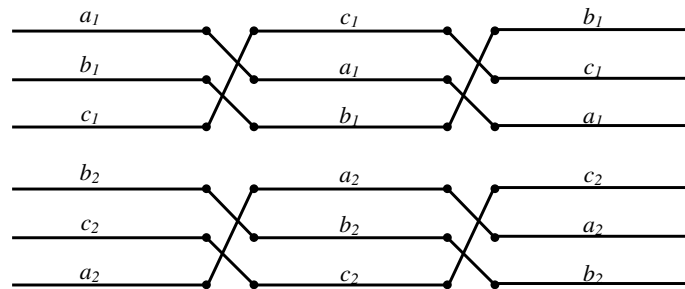


Figura 3.6 – Esquema de transposição de três seções para linha de circuito duplo.

O esquema de transposição de nove seções, também utilizado para linhas de circuito duplo, é ilustrado na Figura 3.7.

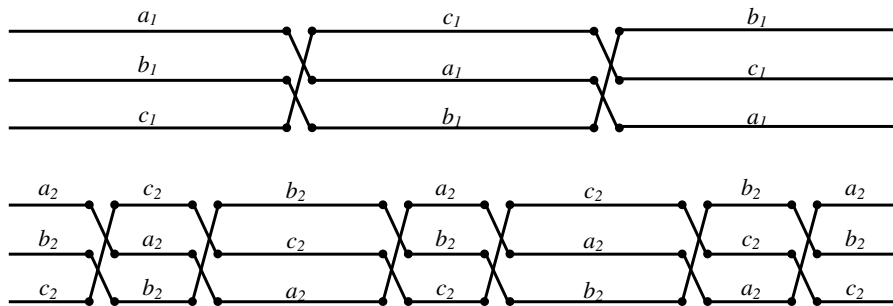


Figura 3.7 – Esquema de transposição de nove seções para linhas de circuito duplo.

Quando o comprimento de cada seção de transposição é muito menor que o comprimento de onda da frequência considerada no estudo, a linha pode ser considerada equilibrada (DOMMEL, 1996).

O procedimento usual para definir a matriz de impedâncias de linhas de transmissão transpostas é considerar valores aproximados para os elementos próprios e mútuos da matriz de impedâncias. As impedâncias próprias das fases são calculadas pela média dos valores de impedâncias próprias referentes a cada trecho de transposição e as impedâncias mútuas entre as fases apresentam um único valor, definido pela média dos valores de impedâncias mútuas de cada seção da linha.

Considerando-se uma linha trifásica dividida em três trechos de transposição de mesmo comprimento, $[Z_{abc}]$ pode ser calculada da seguinte maneira (DOMMEL, 1996):

$$[Z_{abc}] = \frac{1}{3} \left[\begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{cc} & Z_{ca} & Z_{cb} \\ Z_{ac} & Z_{aa} & Z_{ab} \\ Z_{bc} & Z_{ba} & Z_{bb} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{ba} \\ Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{ca} \\ Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{aa} \end{bmatrix} \right] \quad (3.18)$$

O sistema é então aproximadamente equilibrado, com a seguinte matriz de impedâncias:

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_s & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_s \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Em que $Z_s = \frac{1}{3}(Z_{aa} + Z_{bb} + Z_{cc})$ é a impedância própria e $Z_m = \frac{1}{3}(Z_{ab} + Z_{bc} + Z_{ca})$ é a impedância mútua entre os condutores.

De maneira análoga, pode ser calculada a matriz de capacitâncias da linha de transmissão transposta.

3.4 Teorema de Fortescue

Em seu trabalho intitulado “*Method Of Symmetrical Coordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks*”, Dr. Charles L. Fortescue (FORTESCUE, 1918) apresentou princípios gerais de uma ferramenta matemática para a representação de sistemas assimétricos de n vetores coplanares por n sistemas simétricos equilibrados, denominados componentes simétricas dos vetores originais. De acordo com a teoria de componentes simétricas, um sistema polifásico desequilibrado constituído por n fases pode ser representado por n sistemas equilibrados, denominados componentes de sequência. As tensões de fase deste sistema podem ser expressas da seguinte maneira:

$$\left\{ \begin{array}{l} \hat{V}_a = \hat{V}_{a0} + \hat{V}_{a1} + \hat{V}_{a2} + \dots + \hat{V}_{a(n-1)} \\ \hat{V}_b = \hat{V}_{b0} + \hat{V}_{b1} + \hat{V}_{b2} + \dots + \hat{V}_{b(n-1)} \\ \hat{V}_c = \hat{V}_{c0} + \hat{V}_{c1} + \hat{V}_{c2} + \dots + \hat{V}_{c(n-1)} \\ \dots \\ \hat{V}_n = \hat{V}_{n0} + \hat{V}_{n1} + \hat{V}_{n2} + \dots + \hat{V}_{n(n-1)} \end{array} \right. \quad (3.20)$$

Sendo:

- $\hat{V}_a, \hat{V}_b, \dots, \hat{V}_n$: Conjunto de n fasores não equilibrados que representam as tensões de fase do sistema;
- $\hat{V}_{a0}, \hat{V}_{b0}, \dots, \hat{V}_{n0}$: fasores homopolares denominados componentes de sequência 0;
- $\hat{V}_{a1}, \hat{V}_{b1}, \dots, \hat{V}_{n1}$: fasores defasados de θ_c , denominados de componentes de sequência 1;
- $\hat{V}_{a2}, \hat{V}_{b2}, \dots, \hat{V}_{n2}$: fasores defasados de $2 \cdot \theta_c$, denominados de componentes de sequência 2;
- $\hat{V}_{a(n-1)}, \hat{V}_{b(n-1)}, \dots, \hat{V}_{n(n-1)}$: fasores defasados de $(n-1) \cdot \theta_c$, denominados de componentes de sequência $(n-1)$.

Para facilitar as manipulações algébricas, foi definido o operador “ a ”;

$$a = e^{j\theta_c} \quad (3.21)$$

Em que:

- e : número de Euler;
- $\theta_c = \frac{2\pi}{n}$; ângulo característico do sistema.

Sendo n o número de fases do sistema desequilibrado, a aplicação do operador “ a ” em um fasor resulta em um giro de $2\pi/n$ radianos no sentido anti-horário sem alterar sua amplitude.

O conjunto de equações (3.20) pode ser escrito da seguinte forma:

$$\left\{ \begin{array}{l} \hat{V}_a = \hat{V}_{a0} + \hat{V}_{a1} + \hat{V}_{a2} + \dots + \hat{V}_{a(n-1)} \\ \hat{V}_b = \hat{V}_{a0} + a^{-1}\hat{V}_{a1} + a^{-2}\hat{V}_{a2} + \dots + a^{-(n-1)}\hat{V}_{a(n-1)} \\ \hat{V}_c = \hat{V}_{a0} + a^{-2}\hat{V}_{a1} + a^{-4}\hat{V}_{a2} + \dots + a^{-2(n-1)}\hat{V}_{a(n-1)} \\ \dots \\ \hat{V}_n = \hat{V}_{a0} + a^{-(n-1)}\hat{V}_{a1} + a^{-2(n-1)}\hat{V}_{a2} + \dots + a^{-(n-1)(n-1)}\hat{V}_{a(n-1)} \end{array} \right. \quad (3.22)$$

Considerando a análise de uma rede trifásica, o sistema desequilibrado pode ser resolvido como três sistemas monofásicos equilibrados. Um dos sistemas é composto de fasores iguais e coplanares e denominado circuito de sequência zero. Os outros dois sistemas são simétricos e compostos por três fasores equilibrados de mesmo módulo, defasados de 120° entre si. O primeiro, denominado circuito de sequência positiva, apresenta a sequência de fase idêntica a do sistema trifásico original desequilibrado. O segundo é denominado de circuito de sequência negativa e apresenta a sequência de fase contrária a do sistema trifásico original desequilibrado. As tensões de fases do sistema podem ser representadas em função de suas componentes simétricas:

$$\begin{cases} V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \\ V_b = V_{a0} + a^2 V_{a1} + a V_{a2} \\ V_c = V_{a0} + a V_{a1} + a^2 V_{a2} \end{cases} \quad (3.23)$$

Em que, V_{a0} é a componente de sequência zero da tensão da fase a , V_{a1} e V_{a2} são as componentes de sequência positiva e negativa da tensão da fase a .

De maneira similar, a representação das correntes em componentes simétricas pode ser definida:

$$\begin{cases} I_a = I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} \\ I_b = I_{a0} + a^2 I_{a1} + a I_{a2} \\ I_c = I_{a0} + a I_{a1} + a^2 I_{a2} \end{cases} \quad (3.24)$$

Na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

Ou, na forma reduzida, $[V_{abc}] = [F][V_{012}]$ e $[I_{abc}] = [F][I_{012}]$ sendo a matriz $[F]$ definida como matriz de transformação de Fortescue.

Aplicando a Lei de Ohm a um sistema trifásico, é obtida a seguinte equação matricial:

$$[V_{abc}] = [Z_{abc}][I_{abc}] \quad (3.27)$$

Na equação (3.27), o sistema é representado em componentes de fase. Também pode-se escrever a equação que representa o sistema em componentes de sequência:

$$[V_{012}] = [Z_{012}][I_{012}] \quad (3.28)$$

A equação (3.28) pode ser obtida da equação (3.27) pela utilização da matriz de transformação de Fortescue:

$$[F][V_{012}] = [Z_{abc}][F][I_{012}]$$

$$[F]^{-1}[F][V_{012}] = [F]^{-1}[Z_{abc}][F][I_{012}]$$

$$[V_{012}] = [F]^{-1}[Z_{abc}][F][I_{012}]$$

A equação acima fornece a relação entre as matrizes de impedâncias em componentes de sequência e em componentes de fase:

$$[Z_{abc}] = [F][Z_{012}][F]^{-1} \quad (3.29)$$

$$[Z_{012}] = [F]^{-1}[Z_{abc}][F] \quad (3.30)$$

A matriz de impedâncias em componentes simétricas é obtida a partir da transformação de similaridade, sendo as colunas da matriz de Fortescue autovetores genéricos de uma matriz simétrica que apresente os elementos próprios iguais entre si e um único valor para os elementos mútuos.

3.4.1 Componentes Simétricas

Na equação (3.30), pode ser observado que a matriz $[Z_{012}]$ é obtida de $[Z_{abc}]$ por uma transformação de similaridade com a utilização da matriz de transformação $[F]$. Caso $[Z_{012}]$ seja diagonal, o sistema de n fases com acoplamento entre as fases poderá ser representado por n sistemas monofásicos desacoplados e os cálculos na análise de redes elétricas poderão ser simplificados.

Uma matriz $[Z_{012}]$ diagonal poderá ser obtida, se:

$$\begin{aligned}
\begin{bmatrix} F_{11} & F_{12} & F_{13} \\ F_{21} & F_{22} & F_{23} \\ F_{31} & F_{32} & F_{33} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_{11} & F_{12} & F_{13} \\ F_{21} & F_{22} & F_{23} \\ F_{31} & F_{32} & F_{33} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \\
\begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_{11} & F_{12} & F_{13} \\ F_{21} & F_{22} & F_{23} \\ F_{31} & F_{32} & F_{33} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} F_{11} & F_{12} & F_{13} \\ F_{21} & F_{22} & F_{23} \\ F_{31} & F_{32} & F_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \\
\begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_{11} \\ F_{21} \\ F_{31} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} F_{11} & F_{12} & F_{13} \\ F_{21} & F_{22} & F_{23} \\ F_{31} & F_{32} & F_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \\
\begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_{11} \\ F_{21} \\ F_{31} \end{bmatrix} &= Z_0 \begin{bmatrix} F_{11} \\ F_{21} \\ F_{31} \end{bmatrix}
\end{aligned} \tag{3.31}$$

De maneira similar,

$$\begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_{12} \\ F_{22} \\ F_{32} \end{bmatrix} = Z_1 \begin{bmatrix} F_{12} \\ F_{22} \\ F_{32} \end{bmatrix} \tag{3.32}$$

$$\begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} F_{13} \\ F_{23} \\ F_{33} \end{bmatrix} = Z_2 \begin{bmatrix} F_{13} \\ F_{23} \\ F_{33} \end{bmatrix} \tag{3.33}$$

O que comprova que as colunas da matriz $[F]$ deverão ser os autovetores associados respectivamente aos autovalores Z_0 , Z_1 e Z_2 da matriz $[Z_{abc}]$.

Os autovetores de uma matriz equilibrada do tipo (3.19), que definem a matriz $[F]$, podem ser calculados da maneira a seguir:

$$\begin{bmatrix} Z_s & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} = \lambda \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} \tag{3.34}$$

$$\begin{bmatrix} Z_s - \lambda & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_s - \lambda & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_s - \lambda \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} (Z_s - \lambda)x_1 + Z_m(x_2 + x_3) \\ (Z_s - \lambda)x_2 + Z_m(x_1 + x_3) \\ (Z_s - \lambda)x_3 + Z_m(x_1 + x_2) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{3.35}$$

Como,

$$(Z_s - \lambda)x_1 + Z_m(x_2 + x_3) = 0$$

Então, Z_m pode ser escrito como:

$$Z_m = \frac{-(Z_s - \lambda)x_1}{(x_2 + x_3)} \quad (3.36)$$

Substituindo nas linhas 2 e 3 da equação (3.35):

$$\begin{aligned} (Z_s - \lambda)x_2 - \frac{(Z_s - \lambda)x_1(x_1 + x_3)}{(x_2 + x_3)} &= 0 \\ (Z_s - \lambda)x_2(x_2 + x_3) - (Z_s - \lambda)x_1(x_1 + x_3) &= 0 \\ x_2(x_2 + x_3) - x_1(x_1 + x_3) &= 0 \end{aligned} \quad (3.37)$$

e,

$$\begin{aligned} (Z_s - \lambda)x_3 - \frac{(Z_s - \lambda)x_1(x_1 + x_2)}{(x_2 + x_3)} &= 0 \\ (Z_s - \lambda)x_3(x_2 + x_3) - (Z_s - \lambda)x_1(x_1 + x_2) &= 0 \\ x_3(x_2 + x_3) - x_1(x_1 + x_2) &= 0 \end{aligned} \quad (3.38)$$

Se as equações (3.42) e (3.43) forem somadas:

$$\begin{aligned} (x_2 + x_3)(x_2 + x_3) - x_1(2x_1 + x_2 + x_3) &= 0 \\ 2x_1^2 + x_1(x_2 + x_3) - (x_2 + x_3)^2 &= 0 \end{aligned} \quad (3.39)$$

As raízes de x_1 que tornam a equação (3.39) verdadeira são:

$$x_1 = -(x_2 + x_3) \quad (3.40)$$

e,

$$x_1 = \frac{(x_2 + x_3)}{2} \quad (3.41)$$

Portanto, a matriz (3.19) tem infinitos autovetores na forma V_1 e V_2 associados aos seus autovalores:

$$V_1 = \begin{bmatrix} \frac{(x_2 + x_3)}{2} \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

$$V_2 = \begin{bmatrix} -(x_2 + x_3) \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

As colunas da matriz de Fortescue de ordem 3x3 são possíveis autovetores de uma matriz do tipo (3.19). O vetor $\begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix}$ atende a condição (3.42) e os vetores $\begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix}$ e $\begin{bmatrix} 1 \\ a \\ a^2 \end{bmatrix}$ atendem a condição (3.43).

A matriz de Fortescue de ordem 3x3 pode então ser utilizada como matriz de transformação que diagonaliza a matriz de impedâncias de um sistema trifásico equilibrado com elementos próprios e mútuos iguais entre si. Neste caso, os autovalores da matriz $[Z_{abc}]$ correspondem às impedâncias de sequência zero, positiva e negativa e podem ser definidos da seguinte maneira:

$$\begin{bmatrix} Z_s & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_s + 2Z_m \\ Z_s + 2Z_m \\ Z_s + 2Z_m \end{bmatrix} = (Z_s + 2Z_m) \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} Z_s & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_s + (a + a^2)Z_m \\ a^2 Z_s + (1 + a)Z_m \\ a Z_s + (1 + a^2)Z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_s - Z_m \\ a^2(Z_s - Z_m) \\ a(Z_s - Z_m) \end{bmatrix} = (Z_s - Z_m) \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} Z_s & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ a \\ a^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_s + (1 + a^2)Z_m \\ a Z_s + (1 + a^2)Z_m \\ a^2 Z_s + (1 + a)Z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_s - Z_m \\ a(Z_s - Z_m) \\ a^2(Z_s - Z_m) \end{bmatrix} = (Z_s - Z_m) \begin{bmatrix} 1 \\ a \\ a^2 \end{bmatrix}$$

Os autovalores da matriz $[Z_{abc}]$ são $(Z_s + 2Z_m)$, $(Z_s - Z_m)$ e $(Z_s - Z_m)$ e estes compõem a diagonal da matriz $[Z_{012}]$:

$$\begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_s + 2Z_m & 0 & 0 \\ 0 & Z_s - Z_m & 0 \\ 0 & 0 & Z_s - Z_m \end{bmatrix}$$

Uma linha de transmissão de n fases representada pela matriz de impedância do tipo (3.19) é dita no domínio dos modos quando representada por n sistemas monofásicos desacoplados. Neste caso, as correntes e tensões podem ser obtidas por meio das equações para linhas monofásicas. Uma vez calculadas as correntes e tensões no domínio dos modos, estas podem ser transformadas para o domínio das fases a partir das relações dadas em (3.25) e (3.26).

3.5 Proteção de Linhas de Transmissão – Relés de Distância

Sistemas de transmissão e de distribuição são essenciais para levar energia dos geradores aos consumidores de forma segura. No entanto, linhas de transmissão aéreas são

por natureza vulneráveis e propensas à falta. Havendo um curto-circuito, espera-se que a proteção atue o mais rápido possível de modo a isolar a linha com o intuito de prevenir que os demais componentes do sistema sejam danificados e também preservar a estabilidade transitória do mesmo.

A proteção em linhas de transmissão normalmente é feita por relés de distância, que medem a impedância aparente vista pelo relé do terminal onde o mesmo está localizado até o ponto da falta. Através da leitura dos fasores de tensão e de corrente $\hat{V}_R$ e $\hat{I}_R$ obtêm-se a impedância vista pelo relé. Esta é comparada com a impedância de sequência positiva conhecida da linha de transmissão. De forma geral, se a impedância vista pelo relé for menor do que a impedância pré-definida da linha, uma falta interna é detectada e o relé emite um comando para o disjuntor abrir (ZIEGLER, 2008).

Existem dez tipos possíveis de faltas associados a um sistema trifásico: três fase-terra, três fase-fase, três fase-fase-terra e uma trifásica. Para que a linha seja protegida contra todos os possíveis tipos de faltas, pelo menos uma das seis unidades de impedâncias do relé deverá operar. A tabela 3.1 mostra o comportamento ideal do relé para cada tipo de falta.

Tabela 3.1. Comportamento das unidades de impedância do relé (MOURA, 2012)

Tipo da falta	Fases envolvidas	Sigla	Unidade do relé					
			Z_{AT}	Z_{BT}	Z_{CT}	Z_{AB}	Z_{BC}	Z_{CA}
Monofásica	A	AT	√	-	-	-	-	-
	B	BT	-	√	-	-	-	-
	C	CT	-	-	√	-	-	-
Bifásica	A e B	AB	-	-	-	√	-	-
	B e C	BC	-	-	-	-	√	-
	A e C	AC	-	-	-	-	-	√
Bifásica para terra	A e B	ABT	√	√	-	√	-	-
	B e C	BCT	-	√	√	-	√	-
	A e C	ACT	√	-	√	-	-	√
Trifásica	A, B e C	ABC	√	√	√	√	√	√

3.5.1 Zonas de Proteção do Relé de Distância

Devido à imprecisão na medição da distância, resultante de erros de medição através dos TP's e TC's e na estimação da impedância da linha, que geralmente não é medida e sim obtida através de cálculos, não é possível, na prática, ter um alcance de 100% do comprimento da linha. Em outras palavras, o ponto de alcance do relé de distância não pode ser precisamente determinado (HOROWITZ & PHADKE, 2008).

Os relés de distância são configurados para trabalhar com zonas de proteção, normalmente três, conforme indicado na figura 3.8. A situação ideal seria que todas as faltas ocorressem dentro da área pontilhada da figura 3.8 (a) e o relé atuasse instantaneamente.

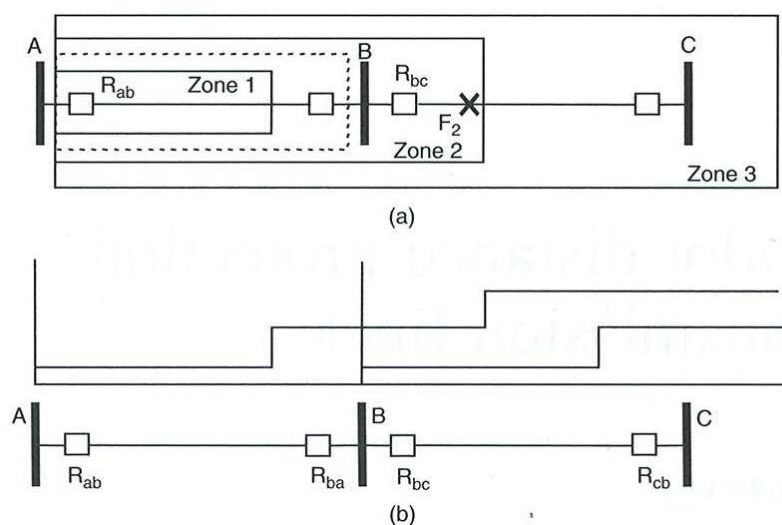
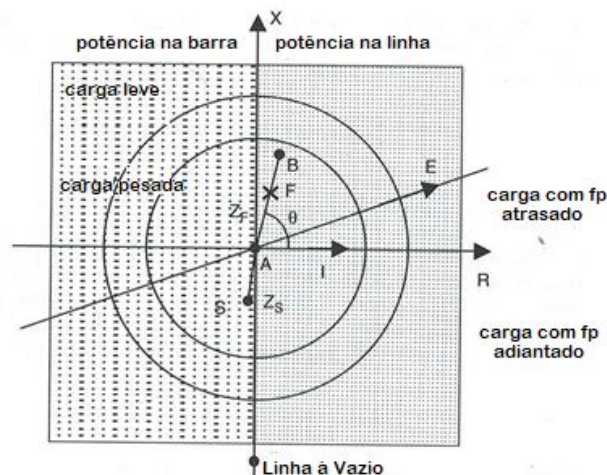


Figura 3.8 – Três zonas de atuação do relé de distância (HOROWITZ & PHADKE 2008).

A primeira zona de atuação é geralmente configurada considerando uma margem de segurança de 10 a 15% para a extremidade final da linha (ZIEGLER, 2008). Para essa zona é utilizado o conceito de subalcance, em que o relé é regulado para não enxergar faltas além de uma determinada distância, ou seja, tem um alcance menor do que o comprimento total da linha protegida pela zona protegida. De acordo com a figura 3.8 (a),



Journal of Management Education 36(8) 907-924

A relação entre os fasores de tensão V_r e corrente I_r medidos pelo relé correspondem a uma impedância vista pelo relé Z_r sob qualquer condição do sistema. Essa impedância é representada no diagrama por $R_r = |Z_r| \cos(\Theta)$ e $X_r = |Z_r| \sin(\Theta)$. Considerando a impedância aparente vista pelo relé quando há um fluxo de potência na linha de transmissão sob condições normais, se a corrente de carga está com magnitude constante e a tensão final no relé também for constante, o fasor de tensão correspondente, e por consequência a impedância, descreverá um círculo no plano R-X (figura 3.9). Cargas menores geram círculos de diâmetros maiores, pois a magnitude de corrente é menor. Quando o fator de potência é constante, a impedância é representada por uma linha reta que passa pela origem, sendo que no eixo positivo de X corresponde ao fator de potência em atraso enquanto X negativo corresponde ao fator de potência adiantado. Potência real entrando na linha corresponde a uma impedância aparente na metade direita do plano.

A figura 3.9 mostra a representação de uma linha de transmissão AB e sua impedância de falta F. O ponto F muda sua posição na linha AB de acordo com a localização da falta. O ângulo Θ entre a linha AB e o eixo R é o ângulo de impedância da linha de transmissão. Para uma linha de transmissão aérea esse ângulo varia de 70° a 88° (HOROWITZ & PHADKE, 2008).

Na ocorrência de uma falta essa impedância assume o valor Z_f e a impedância se desloca da posição inicial para dentro da característica de operação. A trajetória da impedância Z_r consiste na sequência de valores calculados desde a condição pré-falta até o valor em regime permanente pós-falta. O tempo para que Z_r mude de condição da situação pré-falta para o primeiro valor dentro da zona de operação do relé é denominado tempo de detecção de falta e revela a velocidade de atuação do relé e é dependente do algoritmo de estimação de fasores utilizado (SILVA, 2009).

A escolha por se comparar à impedância de sequência positiva deve-se ao fato de ser considerada constante em relação à distância e dependente apenas das características dos condutores e de suas disposições geométricas. Esta também é comum a todos os tipos de falta e não sofre influência relevante com a resistividade do solo.

3.5.3 Tipos de Impedância Característica dos Relés de Distância

Os relés de distância podem ser classificados de acordo com o formato de suas zonas de proteção. As impedâncias características tradicionais eram figuras geométricas formadas por linhas retas, círculos ou seções circulares. Essa restrição se dava pelas limitações das técnicas de medições analógicas. As tecnologias atuais dos relés de proteção liberou a escolha da característica de operação e permitiu sua otimização.

Quatro tipos gerais de relés podem ser reconhecidos de acordo com sua forma conforme figura 3.10. O relé de impedância possui forma circular com centro na origem do diagrama R-X (figura 3.10(a)). O relé de admitância ou mho tem forma circular que passa pela origem (figura 3.10(b)). O relé de reatância tem sua zona limitada por uma linha paralela ao eixo R do diagrama (figura 3.10(c)). A característica quadrilateral é definida por quatro linhas retas e hoje em dia é a mais utilizada, pois pode ser implementada em relés digitais (figura 3.10(d)).

Outros limites podem ser obtidos através da combinação dos tipos citados anteriormente.

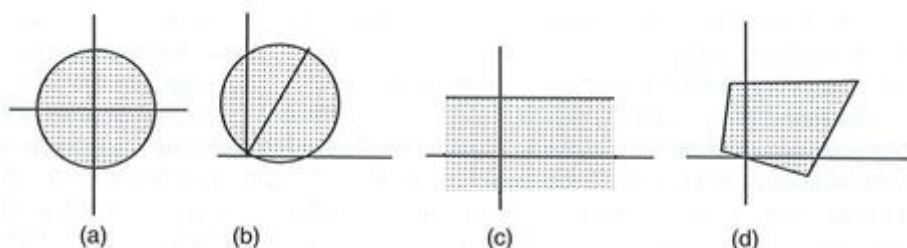


Figura 3.10 – Tipos de impedâncias características do relé (HOROWITZ & PHADKE, 2008).

3.5.4 Algoritmos de Estimação de Fasores

Os algoritmos de cálculo de fasores podem ser interpretados como algoritmos de filtragem digital. Eles devem calcular os fasores precisamente e de forma rápida, mesmo com os sinais corrompidos pela componente DC de decaimento exponencial, transitórios provocados por transformadores de potencial capacitivo (TPCs), não-linearidades causadas pela saturação do núcleo de transformadores de corrente (TCs) e outras interferências. (SCHWEITZER, 1993)

Durante a década de 70, vários trabalhos analisaram a utilização da transformada de Fourier na estimação de fasores. Dentre os primeiros, destacam-se os trabalhos de Ramamovity (1972), Mc Laren & Redfern (1975), Phadke *et al* (1977) e de Swchweitzer (1977) que aplicaram a transformada discreta de Fourier a um ciclo de amostras do sinal de tensão e corrente surgindo a denominação de algoritmos de Fourier de um ciclo. Esse algoritmo é capaz de eliminar todas as harmônicas de um sinal e é menos afetado pela componente DC de decaimento exponencial.

Existe uma série de estudos voltados à implementação de outros algoritmos de estimação de fasores (SILVA, 2009), porém as simulações realizadas neste trabalho foram efetuadas com o algoritmo de Fourier de um ciclo.

Com o avanço da tecnologia digital, deu-se início em meados da década de 80 ao desenvolvimento de relés microprocessados ou digitais. Além da implementação de rotinas de detecção, classificação e localização das faltas o relé pode ser programado para diversas funções na subestação como: medição, monitoramento e controle, comunicação com outros dispositivos possibilitando acesso remoto e automonitoramento (o relé averigua a integridade de seus próprios componentes), A esses dispositivos dá-se o nome de *Intelligent Eletronic Devices*, ou IED.

4 Metodologia

4.1. Metodologia da Simulação

Os parâmetros elétricos das linhas de transmissão estudadas neste projeto foram calculados utilizando a rotina *Line Constants* do *software ATP (Alternative Transients Program)* na frequência fundamental. Este programa permite a simulação de transitórios eletromagnéticos em redes polifásicas, com configurações arbitrárias, por um método que utiliza a matriz de admitância de barras. A formulação matemática é baseada, em geral, no método das características (método de Bergeron) para elementos com parâmetros distribuídos e na regra de integração trapezoidal para parâmetros concentrados. Durante a solução são utilizadas técnicas de esparsidade e de fatoração triangular otimizada de matrizes (DOMMEL, 1969).

Foram analisadas duas linhas de transmissão que serão apresentadas mais adiante. A primeira linha com tensão nominal de 500 kV formada por um circuito simples com quatro condutores por fase será chamada de L1. A segunda linha tem tensão nominal de 230 kV, foi estudada como um circuito simples e será denominada de L2 ao longo da dissertação. Para cada uma dessas linhas foram aplicados 3 tipos de falta (monofásica, bifásica com terra e trifásica com terra) alterando a distância entre o relé e o ponto do curto. Ora a linha foi considerada idealmente transposta, como no método das componentes simétricas, ora foi considerada sem transposição e por último, para a linha L2, foi implementada a transposição real da linha.

Os resultados obtidos através do ATP foram armazenados em um banco de dados, que por sua vez foram ajustados de forma a serem utilizados como dados de entrada do programa MATLAB. Utilizou-se o MATLAB com o algoritmo de estimação de fasores de Fourier de 1 ciclo implementado por Silva (2009) para filtrar os dados de saída do ATP, obtendo por fim os fasores de tensão e corrente. Tem-se, portanto, a impedância de vista pelo relé, mesmo quando a linha analisada não apresentava transposição. Assim, pôde-se comparar a trajetória vista pelo relé para os casos de linhas com e sem transposição ideal, bem como a transposição real.

4.2. Rede Elétrica Simulada no ATP

O sistema elétrico da figura 4.1 representa o modelo base que foi implementado no ATP para as linhas L_1 e L_2 . O TPC e o TC foram instalados na Barra 1 para ambos os casos estudados, e foram representados nas simulações pelo modelo proposto em (IEEE Power System Relaying Committee, 2004).

A primeira linha possui um sistema elétrico formado por cinco barras e uma fonte S com tensão nominal igual a 500 kV e o comprimento da linha é de 1014 km. O sistema da linha L_2 é composto por quatro barras e uma fonte. A tensão nominal nas barras é de 230 kV e o comprimento da linha é de 678,9 km.

A tabela 4.1 apresenta os dados dos condutores utilizados na rotina *Line Constants* do ATP Draw para as duas linhas em estudo.

Tabela 4.1. Dados dos Condutores

Condutores	Resistência (Ω/km)	Raio externo (cm)	Raio Interno (cm)
FASE	0,0614	1,4795	0,375
GUARDA	3,51	0,457	0

O gerador foi representado por uma fonte de tensão ideal e um equivalente de rede com as seguintes impedâncias de sequência positiva e de sequência 0: $Z_{s1} = 8.713 + j256.61 \Omega$ e $Z_{s0} = 10.141 + j187.54 \Omega$. As linhas foram representadas por parâmetros distribuídos.

Para todas as simulações considerou-se um ângulo de incidência de falta de 90° com referência na tensão da fase A. O instante de ocorrência da falta utilizado foi de 120 ms. A frequência utilizada no estudo foi de 60 Hz e a resistividade do solo de $1000 \Omega \cdot \text{m}$. Todas as simulações consideraram faltas francas.

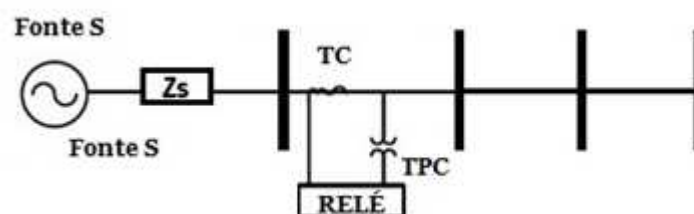


Figura 4.1 - Rede elétrica implementada no ATP.

Ainda no ATP, foi utilizado um passo de cálculo de $10,416 \mu\text{s}$, que corresponde a uma taxa de amostragem de 1600 amostras por ciclo. Os sinais avaliados são referentes às tensões e correntes do TPC e do TC respectivamente referenciadas ao primário (SILVA,

2009). Os sinais são convertidos para uma taxa de amostragem de 16 amostras por ciclo, quantidade esta utilizada comumente nos relés digitais de distância (SILVA, 2009).

Essa conversão da taxa de amostragem é realizada através da rotina *MODELS*. Contudo, antes desta reamostragem, os sinais são filtrados utilizando-se um filtro digital equivalente a um filtro analógico passa-baixas do tipo Butterworth de terceira ordem com frequência de corte em 189,7 Hz. O objetivo dessa filtragem é evitar o erro de recobrimento (*aliasing*) (MOURA, 2012).

O alcance da primeira zona de proteção do relé foi ajustado para 85% do comprimento total das linhas. Para segunda zona, esse valor foi de 125% e 180% para terceira zona.

4.3. Linhas de Transmissão Analisadas

Utilizando o ATP *Draw* e a opção LCC foi possível entrar com os dados da geometria das linhas analisadas. O modelo *Bergeron* permite escolher se a linha será considerada idealmente transposta ou sem transposição. A transposição real foi feita manualmente modificando as sequências de fase em cada nó de transposição.

Para os casos sem transposição os parâmetros fornecidos pelo software para representar a linha de transmissão são: a resistência modal, impedância modal de surto, velocidade de propagação modal, o comprimento da linha e a matriz de transformação. Com a transposição considerada ideal, os dados de saída são: resistência, impedância de surto e velocidade de propagação de sequência zero e positiva, bem como o comprimento da linha.

4.3.1. Tronco Norte-Sul I – Linha L_1

A linha L_1 é composta por um circuito simples, com quatro condutores por fase. Os dados de características dos condutores foram baseados nas informações das linhas do tronco Norte-Sul I do sistema estudado em VIDIGAL (2010).

A figura 4.2 ilustra a disposição dos condutores.

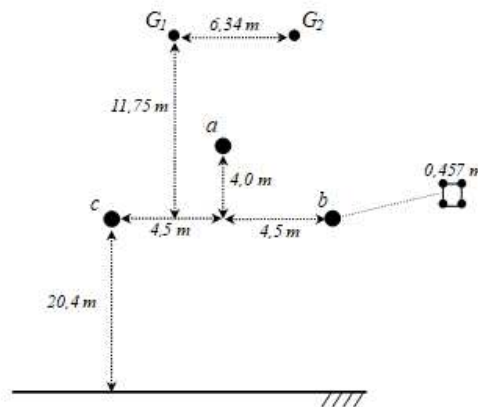


Figura 4.2 – Distribuição dos condutores da linha L_1 .

O diagrama unifilar está representado na figura 4.3 onde é possível observar o comprimento de L_1 e a distância entre as subestações intermediárias.

As simulações foram feitas considerando L_1 como idealmente transposta e sem transposição.

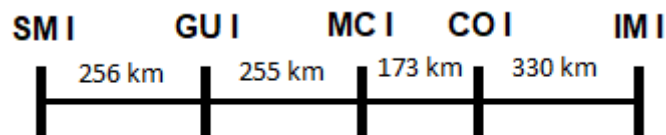


Figura 4.3 – Diagrama Unifilar da linha L_1 .

As subestações são:

SM I – Serra da Mesa I

CO I – Colinas I

GU I – Gurupi I

IM I – Imperatriz I

MC I – Miracema I

4.3.2. Trecho Paulo Afonso-Fortaleza – Linha L_2

A linha considerada no estudo é uma linha pertencente a CHESF de circuito duplo de feixe expandido, com tensão nominal de 230 kV, que apresenta uma disposição de condutores com grande assimetria. Essa configuração é utilizada no trecho entre Paulo Afonso e Fortaleza, analisada em (MONTEIRO, 2004). As figuras 4.4 e 4.5 ilustram a

geometria dos condutores e a configuração da torre, respectivamente. São utilizados dois condutores por fase e um cabo-guarda por circuito.

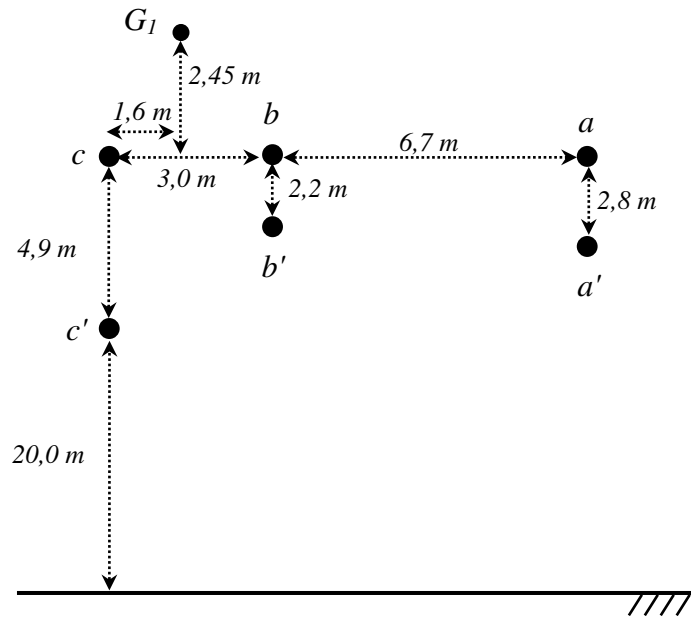


Figura 4.4 – Distribuição dos condutores da linha L₂.

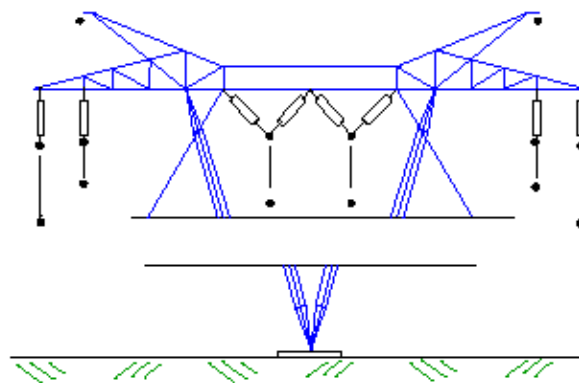


Figura 4.5 - Arranjo da linha de transmissão em circuito duplo Paulo Afonso – Fortaleza.

A linha apresenta três trechos compreendidos entre as barras de Paulo Afonso (PA), Milagres (MLG), Banabuiu (BNB) e Fortaleza (FTZ). O comprimento de cada trecho e o esquema de transposição da linha de circuito duplo é apresentado na Figura 4.6.

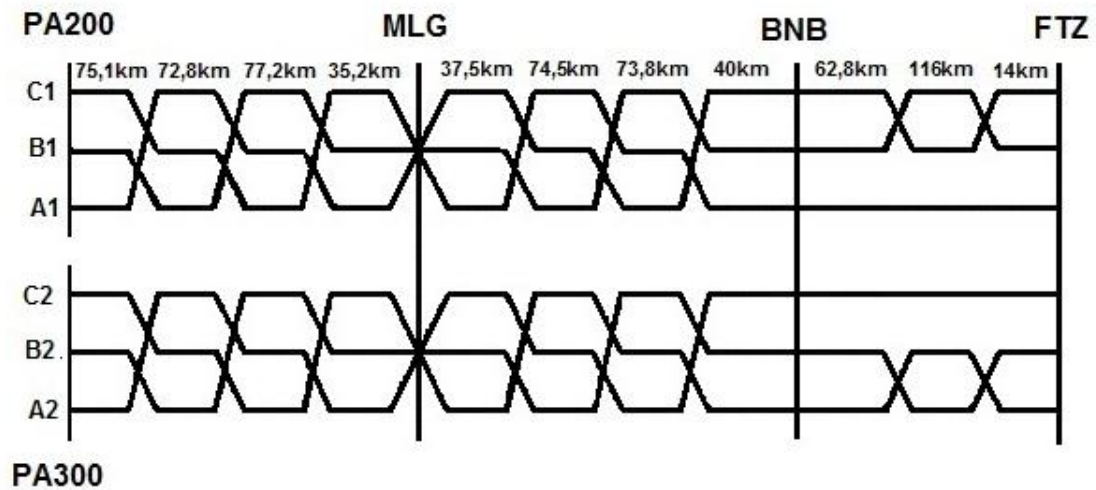


Figura 4.6 – Esquema de transposição da linha de transmissão em circuito duplo Paulo Afonso – Fortaleza.

A análise da trajetória vista pelo relé foi realizada para os casos com transposição ideal, sem transposição e transposição real. Para esse último caso, o esquema de transposição considerado foi o do circuito 1, ou seja, tratou-se a linha como sendo uma linha de circuito simples.

5 Análise dos Resultados

5.1 Resultados da Linha 1 – Tronco Norte-Sul (L_1)

Foram escolhidos alguns pontos ao longo da linha referente ao Tronco Norte-Sul para simular as faltas monofásicas, bifásicas e trifásicas. Para todos os tipos de falta, L_1 foi considerada idealmente transposta e sem transposição, pois não se tem os dados sobre os intervalos de transposição real da linha. Desta forma, pôde-se comparar a trajetória vista pelo relé para ambos os casos.

A linha referente ao tronco norte-sul I é considerada muito longa, com 1014 quilômetros de comprimento com três barras entre elas e o relé em estudo está instalado na primeira barra. Os resultados de faltas ao final da linha não foram considerados nas simulações. Isso porque, em uma linha de transmissão real, os relés são instalados nos terminais de cada trecho de linhas, de modo que, na ocorrência de uma falta no meio da linha, um relé instalado em uma barra mais próxima deverá enxergar a falta em sua primeira zona de proteção. Em outras palavras, as faltas muito distantes na barra 1 deverão ser identificadas prioritariamente por outro relé.

Ao longo deste capítulo as análises e resultados das simulações serão apresentados de acordo com o tipo de curto-circuito que foi aplicado. Para cada tipo de curto, será apresentado os diagramas R-X onde está traçada a trajetória vista por cada unidade de impedância do relé de distância, comparando os casos de transposição ideal e sem transposição.

5.1.1 Curto Monofásico Aplicado na Fase A

a) Diagrama R-X

Como foi mencionado no capítulo 4, o relé de distância analisado está situado na barra SMI do diagrama da figura 4.3 e foi configurado para cobrir em sua primeira zona de proteção 85% da linha. Como o trecho até a barra 2 tem 256 quilômetros de extensão, alguns pontos foram estrategicamente escolhidos para analisar uma possível diferença significativa entre os casos de transposição ideal e sem transposição.

A Figura 5.1 ilustra a trajetória vista pela unidade Zat do relé para um curto-circuito monofásico aplicado à 230 km de distância da barra SMI. Na figura 5.1(a) a linha foi considerada sem transposição enquanto na figura 5.1(b) foi considerada idealmente transposta.

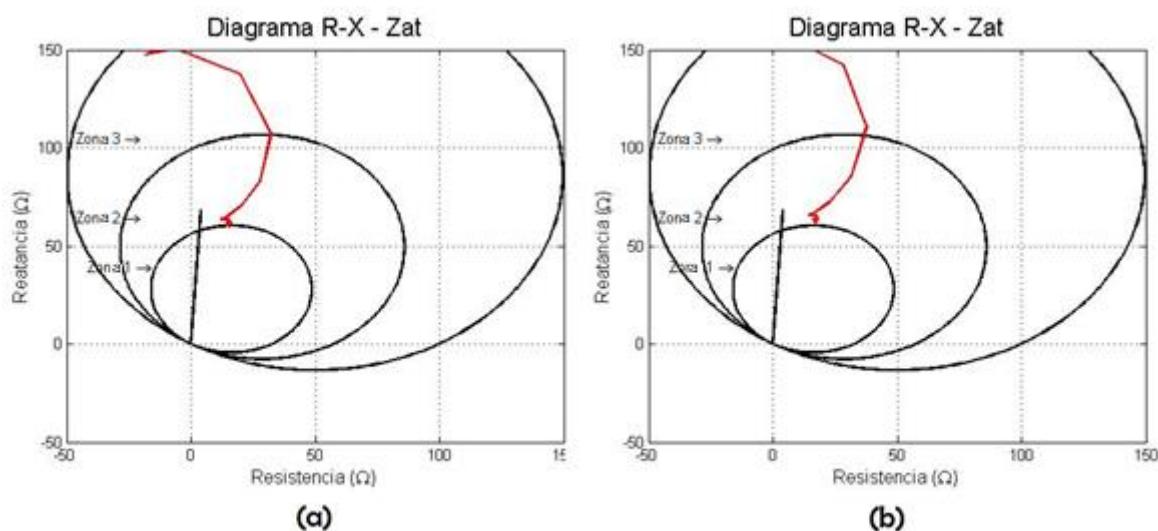


Figura 5.1 – Diagrama R-X da unidade Zat para um curto-circuito monofásico à 230km (a) Linha Sem Transposição (b) Linha Idealmente Transposta.

Percebe-se que, no caso da linha sem transposição, a falta é vista na primeira zona de proteção do relé enquanto no caso da linha idealmente transposta a falta é identificada já na sua segunda zona de proteção.

b) Aplicação da falta ao longo da linha

Os valores do módulo e fase da impedância Zat em regime permanente, após a ocorrência do curto-circuito, foram utilizados para projetar um gráfico de modo a comparar o comportamento dos casos sem transposição e com transposição ideal quando as faltas foram aplicadas ao longo da linha. A Figura 5.2 ilustra os resultados obtidos.

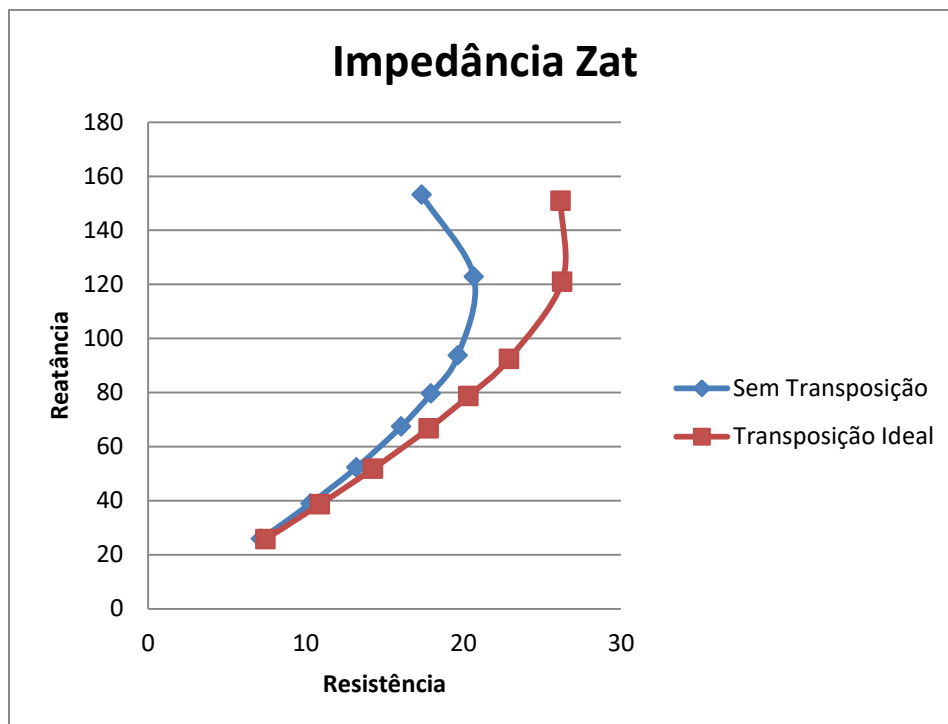


Figura 5.2 – Valores em regime permanente do módulo e fase da impedância Z_{at} .

A partir da figura 5.2 é possível verificar que quanto mais distante do relé a falta é aplicada, maior será a diferença entre os valores da impedância vista pelo relé para o caso com e sem transposição.

5.1.2 Curto Bifásico à Terra Aplicado entre as Fases A e B

No caso de um curto-circuito bifásico com terra, envolvendo as fases A e B, três unidades de impedância do relé deverão identificar a falta. Neste caso, as unidades de impedâncias são: Z_{at} , Z_{bt} e Z_{ab} .

a) Diagrama R-X

Os diagramas R-X das Figuras 5.3 e 5.4 representam a trajetória das impedâncias de terra e de fase, respectivamente, vistas pelo relé para uma falta à 230 km de distância da barra SMI.

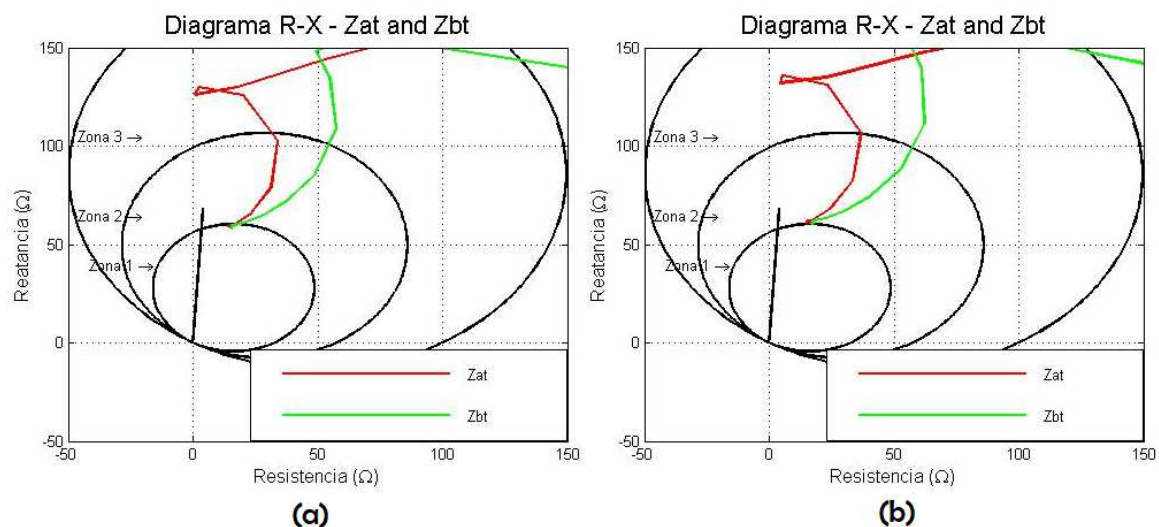


Figura 5.3 – Diagrama R-X das unidades Zat e Zbt para um curto-circuito bifásico à 230 km (a) Linha Sem Transposição (b) Linha Idealmente Transposta.

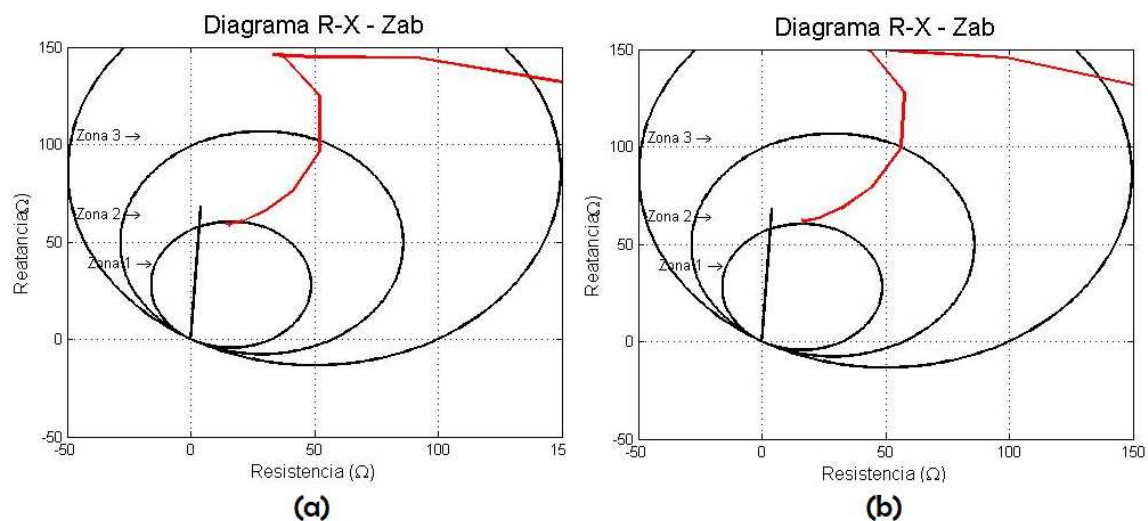


Figura 5.4 – Diagrama R-X da unidade Zab para um curto-circuito bifásico à 230 km (a) Linha Sem Transposição (b) Linha Idealmente.

Apesar de ser uma diferença muito sutil e acontecer em um ponto de falta específico, nota-se que os casos sem transposição identificam a falta na primeira zona de proteção do relé, enquanto para a linha considerada idealmente transposta, encontra-se exatamente na linha de transição de uma zona para a outra.

b) Aplicação da falta ao longo da linha

Da mesma forma que foi feito para o curto circuito monofásico, foram aplicadas faltas em alguns pontos ao longo da linha 1 e os valores encontrados em regime permanente foram colocados em um gráfico para comparação da linha com e sem transposição. As figuras 5.5, 5.6 e 5.7 apresentam os gráficos encontrados para cada unidade de impedância envolvida na falta.

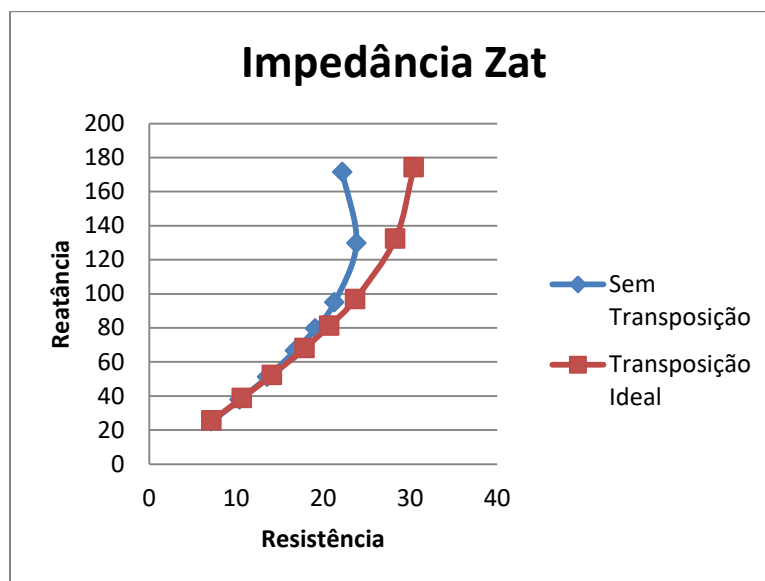


Figura 5.5 – Valores em regime permanente do módulo e fase da impedância Z_{at} .

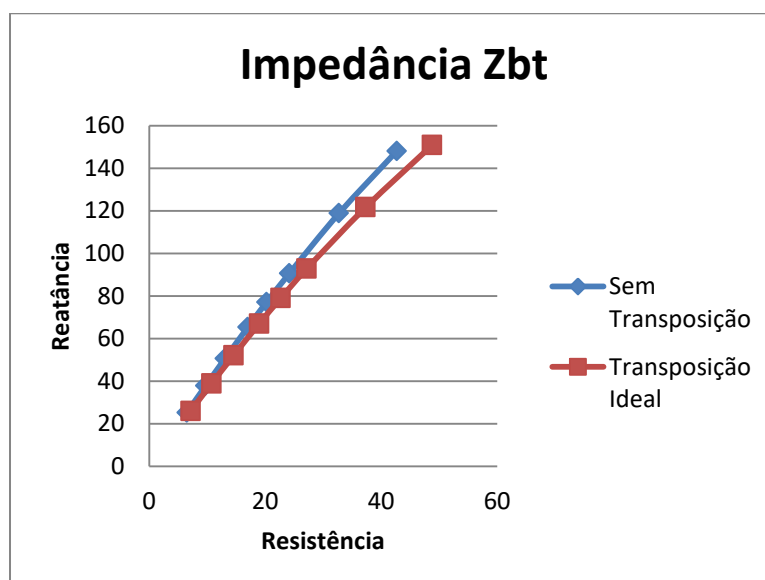


Figura 5.6 – Valores em regime permanente do módulo e fase da impedância Z_{bt} .

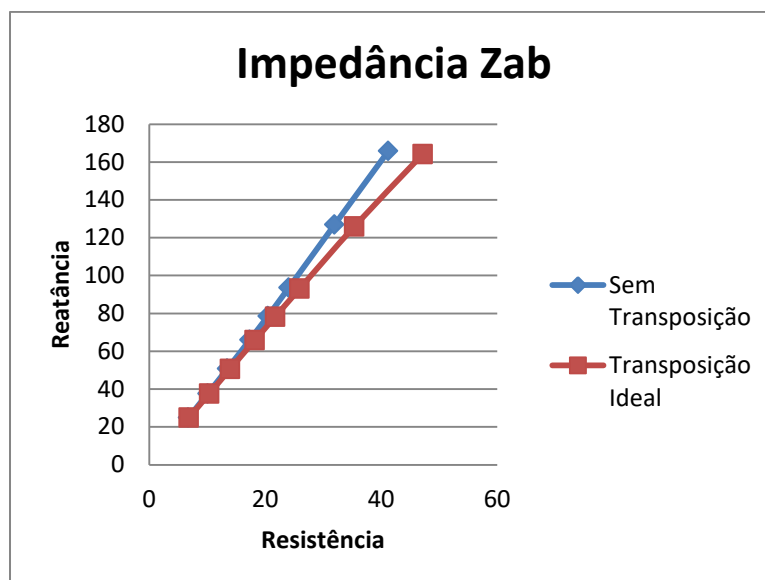


Figura 5.7 – Valores em regime permanente do módulo e fase da impedância Zab.

Pode-se perceber que quanto mais afastado da barra onde o relé está instalado, maior torna-se a diferença entre as linhas transpostas e não transpostas.

5.1.3 Curto Trifásico com Terra

Na ocorrência de uma falta trifásica, as seis unidades de impedância do relé deverão identificar a falta.

a) Diagrama R-X

Os diagramas R-X das Figuras 5.8 e 5.9 representam a trajetória das impedâncias de terra e de fase, respectivamente, vistas pelo relé para uma falta à 230 km de distância da barra SMI.

Analisando as figuras 5.8 (b) e 5.9 (b), percebe-se que o ponto de 230 quilômetros é um ponto onde as unidades de impedância estão tendendo à segunda zona de proteção do relé, mesmo que algumas ainda estejam na linha de transição entre a primeira e a segunda zona de proteção.

No caso de linhas sem transposição, figuras 5.8 (a) e 5.9 (a), algumas unidades de impedância enxergam a falta em sua primeira zona de proteção.

Na identificação de faltas, se uma das impedâncias vistas pelo relé apontar um curto-circuito ocorrendo na primeira zona de proteção, o relé atuará instantaneamente. Ou seja, no caso da linha não transposta para o curto trifásico, existe uma discrepância muito grande em relação à linha idealmente transposta.

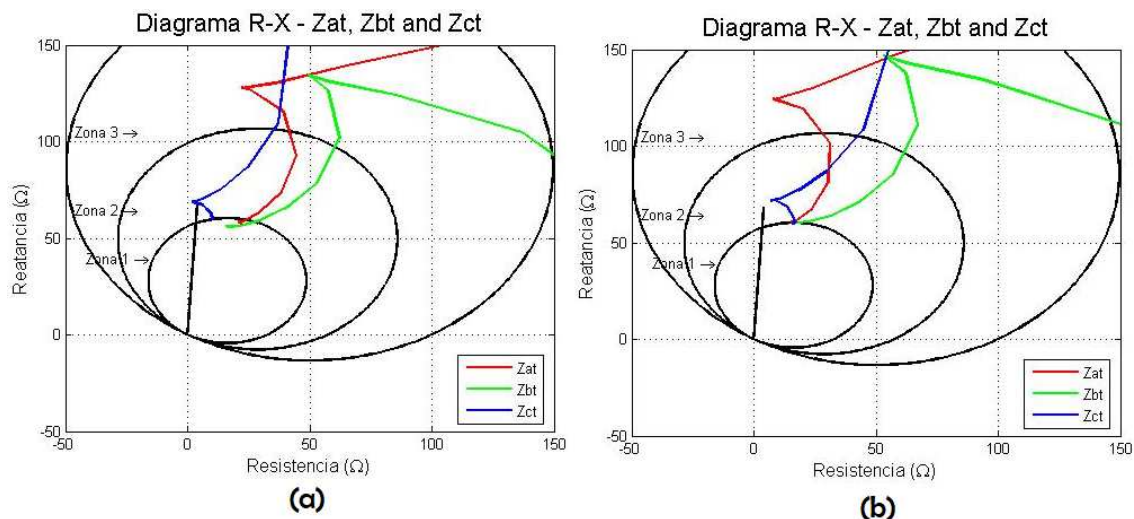


Figura 5.8 – Diagrama R-X das unidades Z_{at} , Z_{bt} e Z_{ct} para um curto-circuito trifásico à 230 km (a) Linha Sem Transposição (b) Linha Idealmente Transposta.

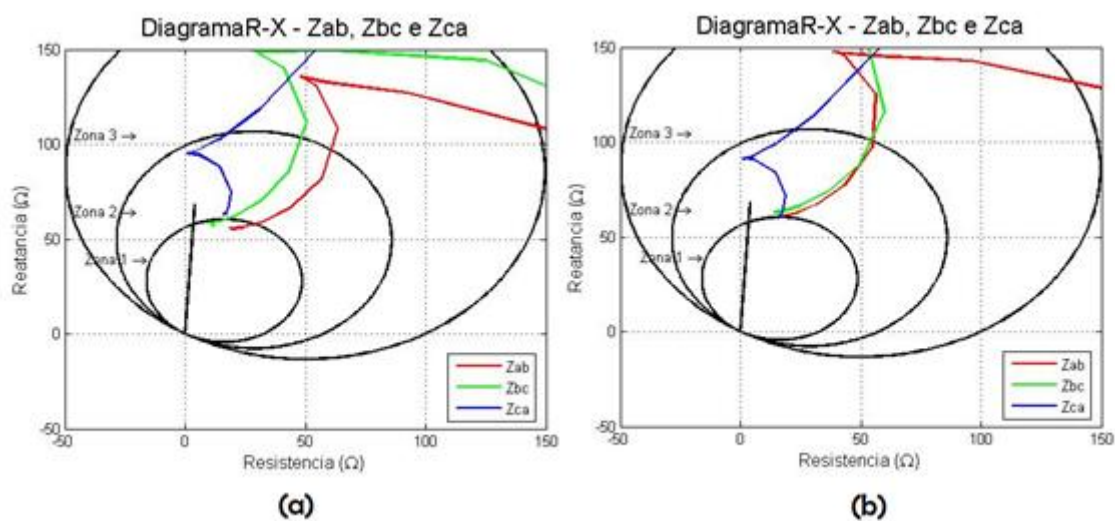


Figura 5.9 – Diagrama R-X das unidades Z_{ab} , Z_{bc} e Z_{ca} para um curto-circuito trifásico à 230 km (a) Linha Sem Transposição (b) Linha Idealmente Transposta.

b) Aplicação da falta ao longo da linha

As figuras 5.10 e 5.11 mostram os gráficos das impedâncias de terra e de fase em regime permanente.

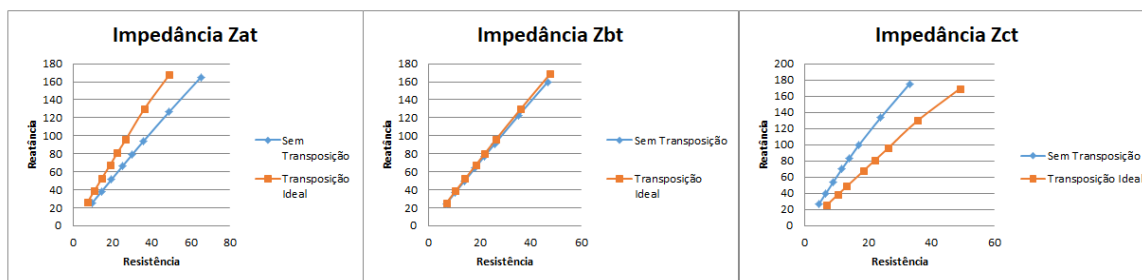


Figura 5.10 – Valores em regime permanente do módulo e fase das impedâncias de terra.

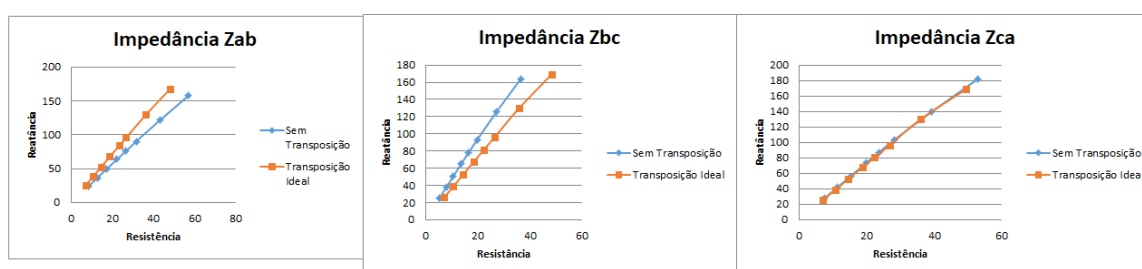


Figura 5.11 – Valores em regime permanente do módulo e fase das impedâncias de fase.

Através dos resultados observa-se que as unidades de impedância apresentam comportamentos diferentes entre si, algumas sobrealcançando e outras subalcançando o valor ideal de operação do relé. Essa diferença é demonstrada matematicamente em (ZOCHOLL, 2010). Percebe-se, portanto, que o curto-circuito trifásico é o mais afetado pela transposição da linha de transmissão, pois basta que uma das unidades de impedância atue de forma diferenciada para determinar a atuação do relé de proteção.

5.2 Resultados da Linha 2 – Paulo Afonso-Fortaleza (L_2)

Considerando a linha entre Paulo Afonso e Fortaleza como uma linha de circuito simples, foram simulados curtos monofásicos, bifásicos com terra e trifásicos com terra de 50 em 50 km ao longo da linha para os três casos sugeridos: sem transposição, transposição ideal e transposição real, conforme o circuito 1 da figura 4.6.

O diagrama R-X ilustra a trajetória da impedância vista pelo relé para cada caso citado. Quanto mais próximo da barra onde o relé está instalado a falta é aplicada, menores são as divergências observadas nas trajetórias vistas pelo relé para os dois tipos de

transposição (real e ideal) e para o caso sem transposição. A seguir serão apresentados os resultados obtidos de acordo com o tipo de falta que foi aplicado (monofásica, bifásica ou trifásica).

5.2.1 Curto Monofásico Aplicado na Fase A

a) Diagrama R-X

O relé de distância estudado foi instalado na barra de Paulo Afonso (PA) que está situada a 260,3 km da barra de Milagres. Considerando que o ajuste da primeira zona de proteção do relé foi de 85% do comprimento total da linha, foram escolhidos dois pontos para analisar a atuação do relé na primeira zona e em sua transição para a segunda zona de atuação. Esses pontos de falta foram à 225 km e 250 km da barra PA200.

A Figura 5.12 ilustra a trajetória vista pela unidade Zat do relé para um curto-circuito monofásico aplicado à 225 km de distância da barra de PA200. Na figura 5.12(a) a linha foi considerada sem transposição enquanto nas figuras 5.12(b) e 5.12(c) foram consideradas linhas idealmente transpostas e com transposição Real, respectivamente.

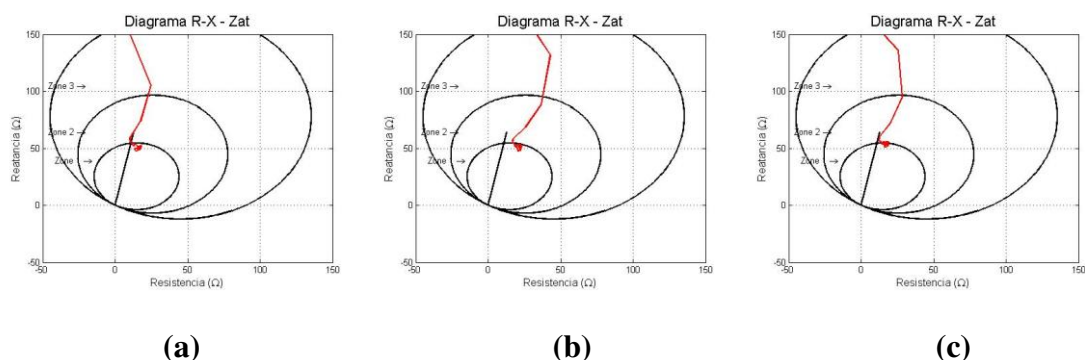


Figura 5.12 – Diagrama R-X da unidade Zat para um curto-circuito monofásico à 225km (a) Linha Sem Transposição (b) Linha Idealmente Transposta (c) Linha com Transposição Real.

As Figuras 5.13(a), (b) e (c) ilustram o diagrama R-X da impedância vista pelo relé na ocorrência de um curto-circuito monofásico à 250 km da barra de PA200 para uma linha sem transposição, com transposição ideal e com transposição real, respectivamente.

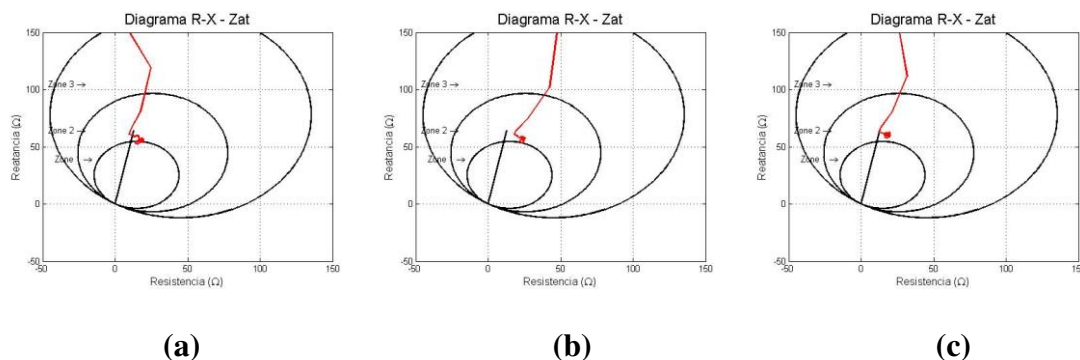


Figura 5.13 – Diagrama R-X da unidade Zat para um curto-circuito monofásico à 250km (a) Linha Sem Transposição (b) Linha Idealmente Transposta (c) Linha com Transposição Real.

Quando a falta é aplicada à 225 km, a diferença das trajetórias vista pelo relé para os três casos é muito pequena. Nota-se que em todos os casos o relé está atuando em sua primeira zona.

Em 250 km percebe-se claramente o quanto o tipo de transposição da linha pode influenciar na atuação do relé. Enquanto o relé da linha sem nenhum tipo de transposição ainda atua na primeira zona de proteção, as linhas com transposição ideal e transposição real já atuam na segunda zona. Neste caso, o erro de leitura torna-se significativo uma vez que na primeira zona de proteção o relé atua instantaneamente enquanto nas demais existe um atraso de modo que outro relé possa enxergar o defeito em sua primeira zona.

b) Aplicação da falta ao longo da linha

Os valores do módulo e fase da impedância Z_{at} em regime permanente, após a ocorrência do curto-circuito, foram utilizados para projetar um gráfico de erro percentual de modo que os valores obtidos para o caso idealmente transposto foram considerados como referência para comparação dos demais casos. As Figuras 5.14 e 5.15 ilustram os resultados obtidos para o módulo e fase, respectivamente, quando aplicada uma falta monofásica ao longo de toda a linha.

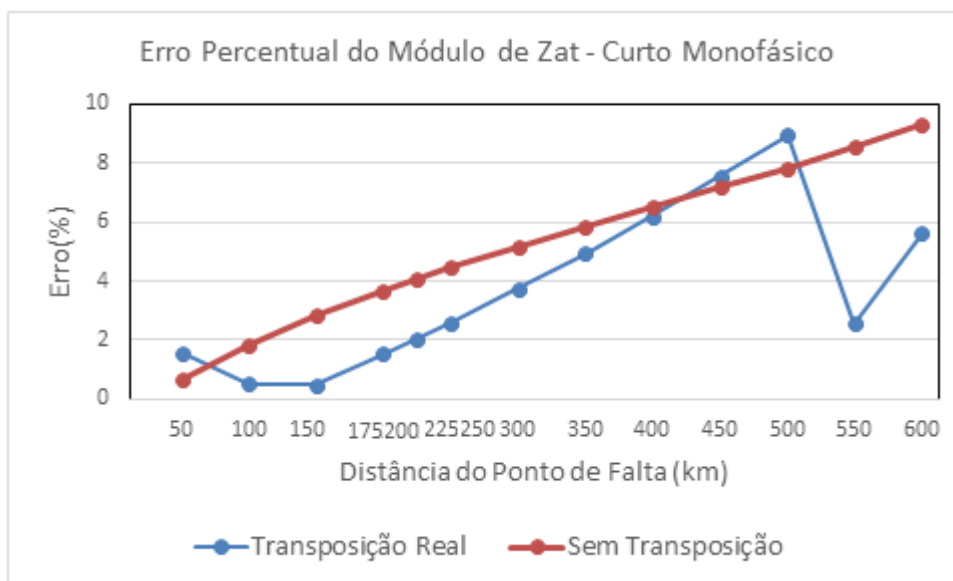


Figura 5.14 - Erro do módulo de Zat em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.

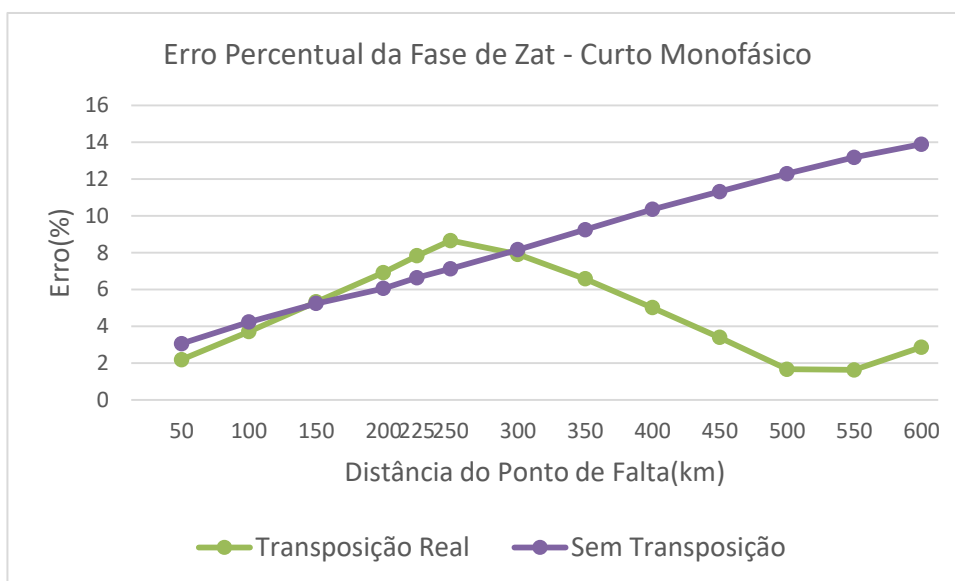


Figura 5.15- Erro da fase de Zat em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.

Tanto no gráfico de módulo quanto no de fase, percebe-se que o comportamento da linha sem transposição sofre menos variações do que o da transposição real, quando comparados à uma linha idealmente transposta.

A Figura 5.14 ilustra que a linha com transposição real apresenta o maior valor de erro do módulo de Z_{at} . No entanto, na maioria dos pontos este valor está abaixo dos valores de erro da linha sem transposição.

O gráfico da Figura 5.15 mostra que o erro no valor da fase da impedância Z_{at} é crescente no caso da transposição real até o ponto de 250 km. Já o caso sem transposição apresenta um aumento quase linear. Novamente os picos de máximos e mínimos encontram-se na linha com transposição real.

Para uma análise comparativa mais completa entre as linhas sem transposição, com transposição ideal e idealmente transposta, foi feito um gráfico com os valores em regime permanente do módulo e da fase da impedância vista pelo relé após a ocorrência da falta ao longo de toda a linha. Em outras palavras, em cada ponto de falta (50 km, 100 km, 150 km, ..., 600 km) foi plotado o último valor que a impedância Z_{at} assume após a ocorrência do curto-circuito. Esse procedimento foi feito para os três tipos de transposição que estão sendo estudados e são mostrados na figura 5.16.

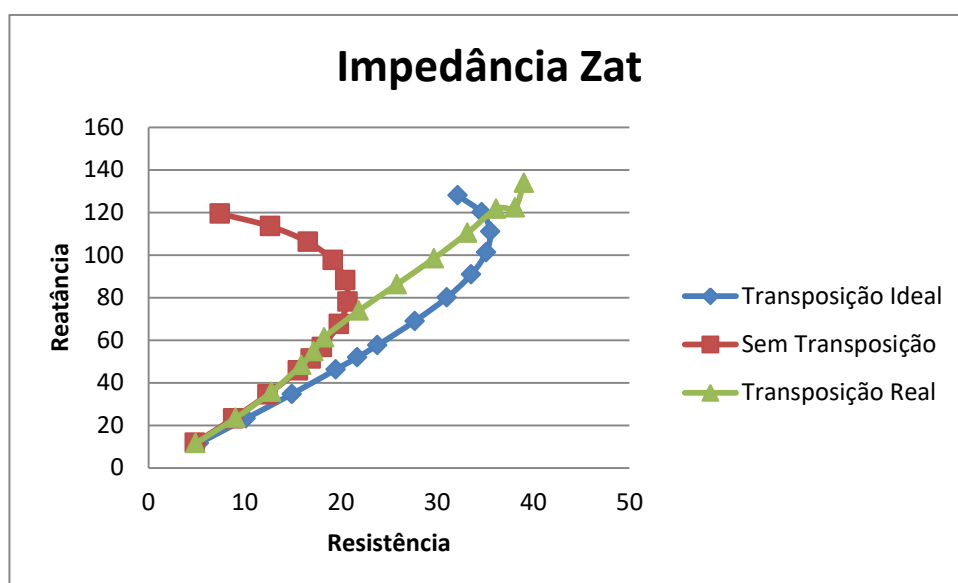


Figura 5.16 – Valores de Z_{at} em Regime Permanente pós Curto.

5.2.2 Curto Bifásico com Terra aplicado nas fases A e B

No caso de um curto-circuito bifásico com terra, envolvendo as fases A e B, três unidades de impedância do relé deverão identificar a falta. Neste caso, as unidades de impedâncias são: Z_{at} , Z_{bt} e Z_{ab} .

c) Diagrama R-X

Os diagramas R-X das Figuras 5.17 e 5.18 representam a trajetória das impedâncias de terra e de fase, respectivamente, vistas pelo relé para uma falta à 225 km de distância da barra PA200.

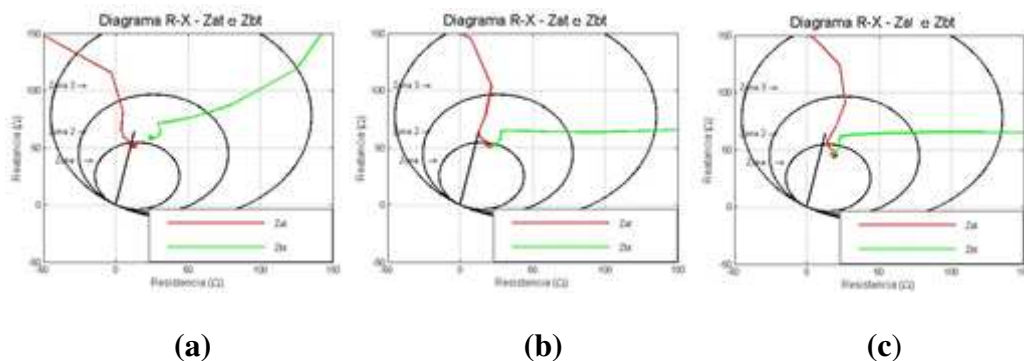


Figura 5.17 – Diagrama R-X das unidades Z_{af} e Z_{bf} para um curto-circuito bifásico à 225 km (a) Linha Sem Transposição (b) Linha Idealmente Transposta (c) Linha com Transposição Real.

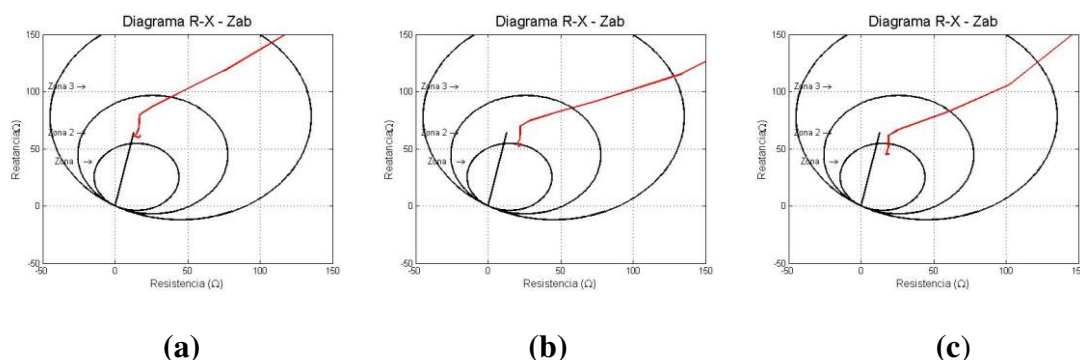


Figura 5.18 – Diagrama R-X da unidade Z_{ab} para um curto-circuito bifásico à 225 km (a) Linha Sem Transposição (b) Linha Idealmente Transposta (c) Linha com Transposição Real.

Para o caso da linha sem transposição, as unidades de impedância Z_{bt} e Z_{ab} vistas pelo relé operam na segunda zona de proteção, enquanto a unidade Z_{at} enxerga a falta em sua primeira zona de proteção. Neste caso basta que uma unidade veja a falta na primeira zona para que o relé atue instantaneamente.

Com a linha considerada idealmente transposta e com transposição real, as três unidades de impedância atuam na primeira zona de proteção.

As Figuras 5.19 e 5.20 ilustram as trajetórias vistas pelas unidades de impedâncias de terra e de fase, respectivamente, na ocorrência de uma falta bifásica com terra à 250 km da barra PA200.

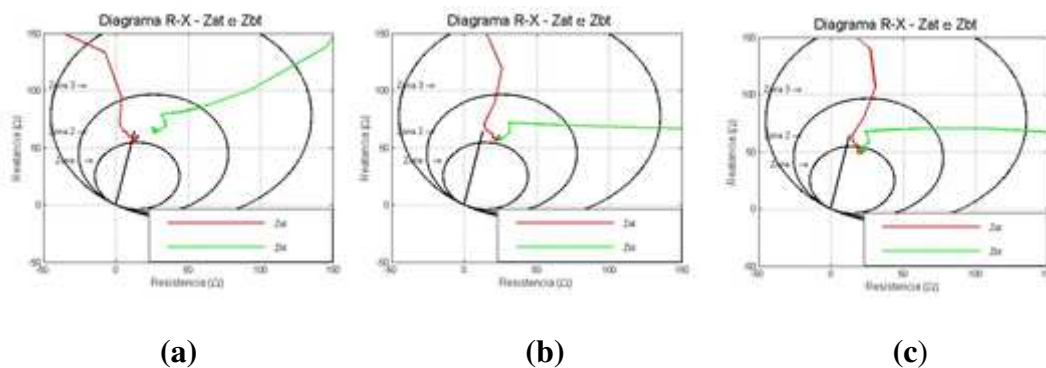


Figura 5.19 – Diagrama R-X das unidades Z_{at} e Z_{bt} para um curto-circuito bifásico à 250 km (a) Linha Sem Transposição (b) Linha Idealmente Transposta (c) Linha com Transposição Real.

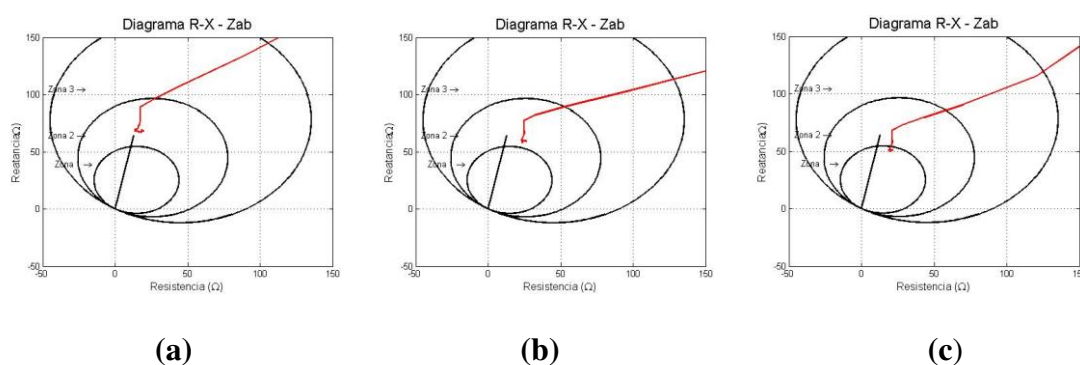


Figura 5.20 – Diagrama R-X das unidades Z_{ab} para um curto-circuito bifásico à 250 km (a) Linha Sem Transposição (b) Linha Idealmente Transposta (c) Linha com Transposição Real.

Quando a transposição real foi considerada, as três unidades de impedância fariam com que o relé atuasse em sua primeira zona. Isso resultaria em um sobrealcance do relé na transposição real, visto que uma falta a uma distância de 250 km da barra de PA200 deveria estar na segunda zona de proteção do relé.

b) Aplicação da falta ao longo da linha

As Figuras 5.21 e 5.22 representam o erro percentual do módulo e fase da impedância Z_{at} , tendo como referência o caso de transposição ideal.

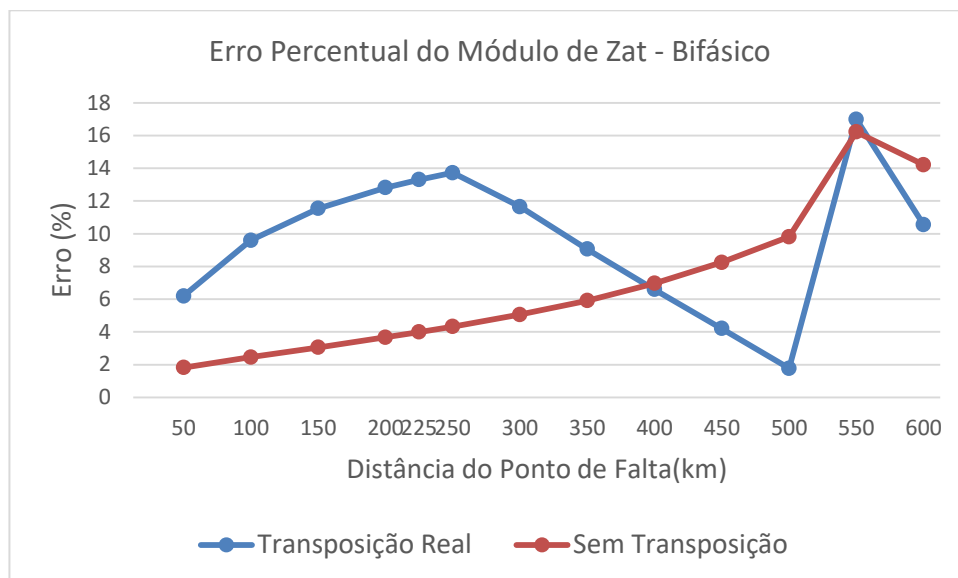


Figura 5.21 - Erro do módulo de Z_{at} em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.

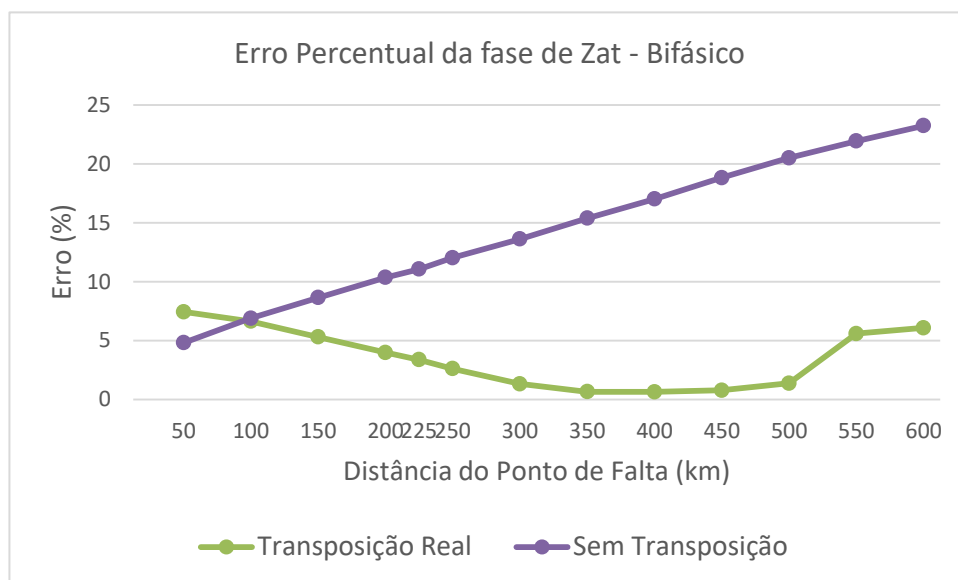


Figura 5.22 - Erro da Fase de Z_{at} em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.

As figuras 5.23 e 5.24 mostram os erros percentuais de módulo e fase da unidade de impedância Z_{bt} , enquanto as figuras 5.25 e 5.26 representam os erros referentes a unidade de impedância Z_{ab} .

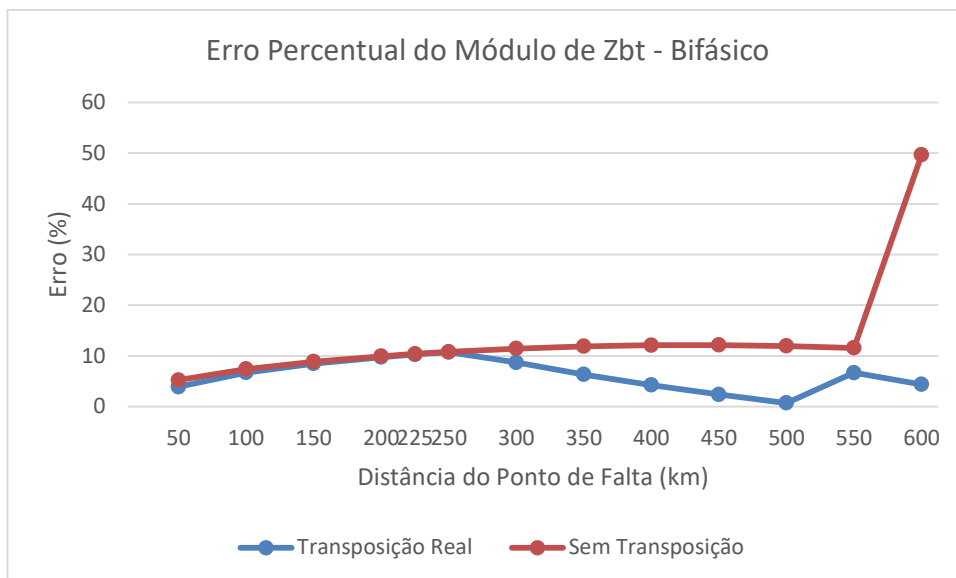


Figura 5.23 - Erro do módulo de Zbt em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.

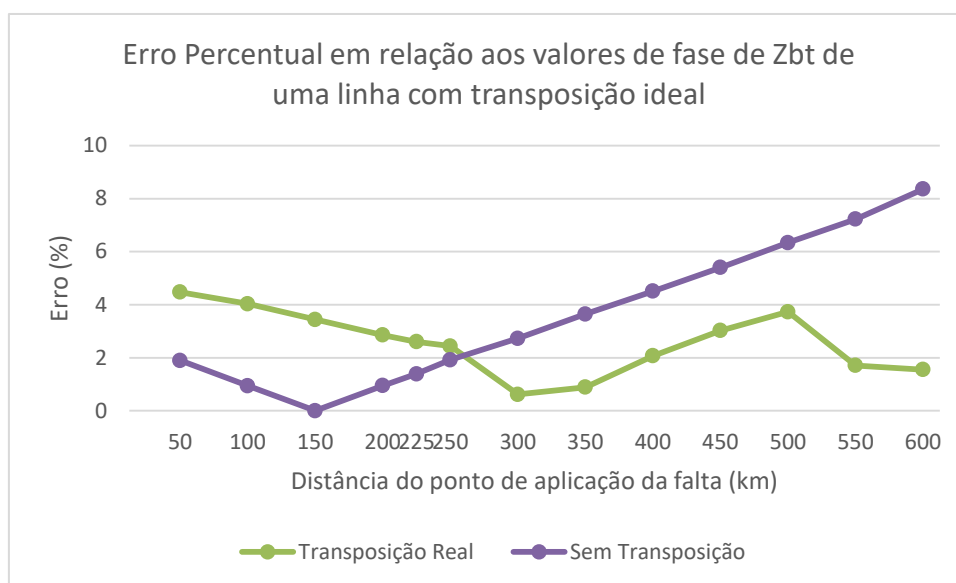


Figura 5.24 - Erro da Fase de Zbt em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.

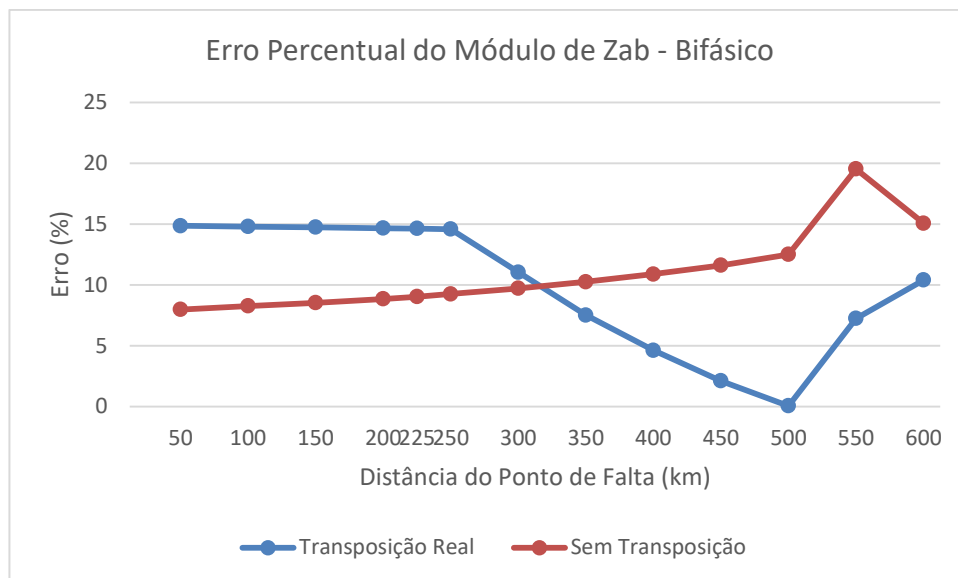


Figura 5.25 - Erro do módulo de Zab em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.

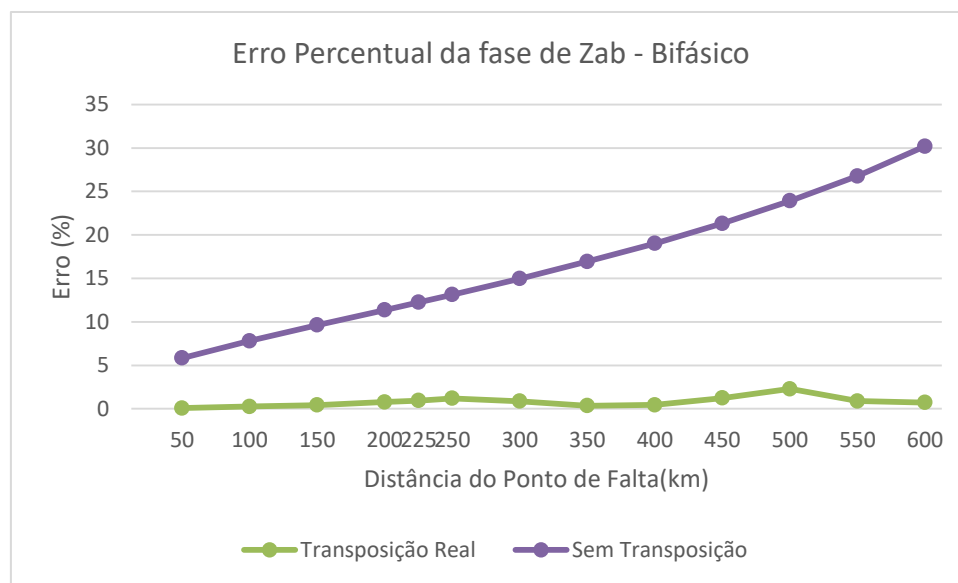


Figura 5.26 - Erro da Fase de Zab em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.

Os gráficos das Figuras 5.21 e 5.25 mostram claramente um erro relativo maior para a linha com transposição real em alguns pontos de falta. De fato, a definição de erro relativo restringe-se à comparação de valores, sendo assim, a linha com transposição real diverge mais da linha de transposição ideal do que a linha sem transposição.

As Figuras 5.27, 5.28 e 5.29 apresentam as análises em regime permanente para as unidades de impedância Z_{at} , Z_{bt} e Z_{ab} , respectivamente.

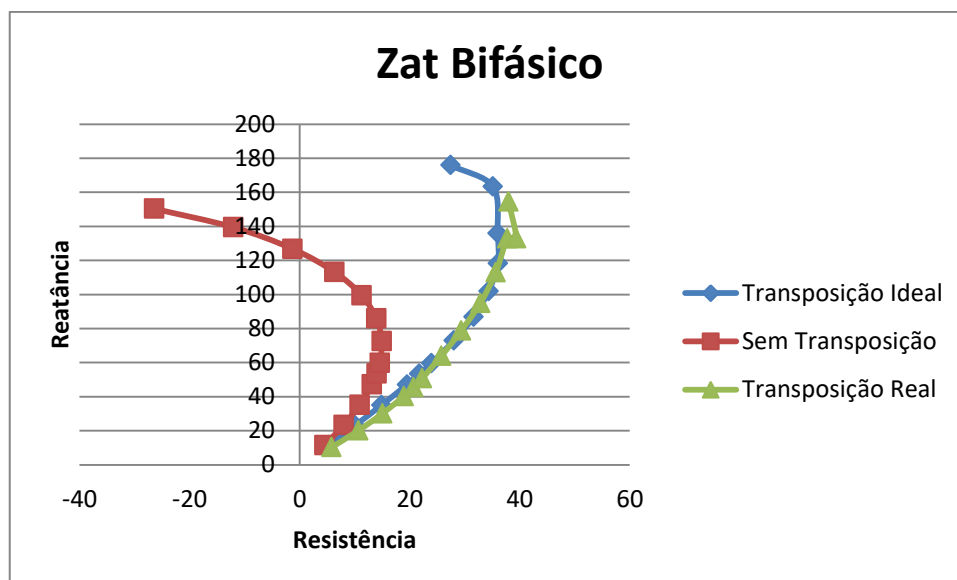


Figura 5.27 – Valores de Zat em Regime Permanente pós Curto.

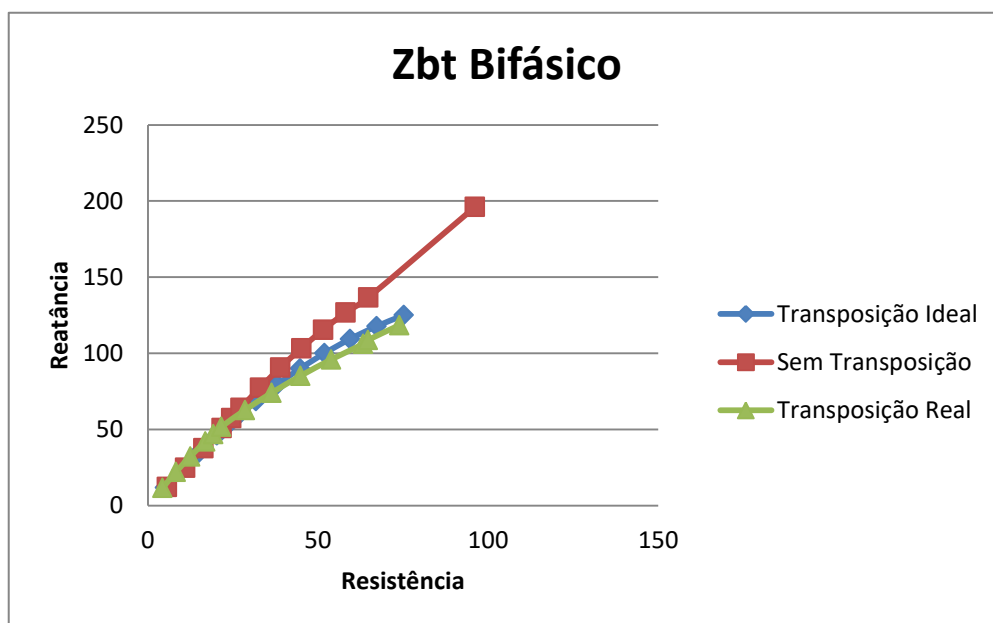


Figura 5.28 – Valores de Zbt em Regime Permanente pós Curto.

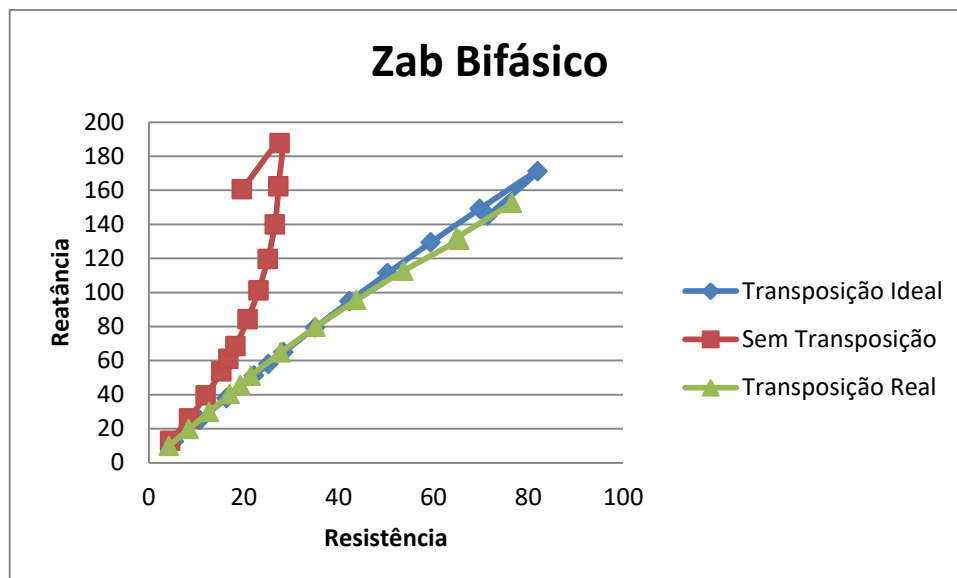


Figura 5.29 – Valores de Zab em Regime Permanente pós Curto.

Neste caso, cabe afirmar que, apesar do erro percentual dos valores de módulo e fase das impedâncias em muitos pontos de falta ao longo da linha ser maior para o caso da transposição real do que para o caso sem transposição, quando comparados com o valor da linha com transposição ideal, a análise da impedância como um ponto em regime permanente no diagrama R-X mostra que o caso da linha sem transposição diverge dos demais casos. Lembrando que, no diagrama R-X, $R_r = |Z_r| \cos(\Theta)$ e $X_r = |Z_r| \sin(\Theta)$, ou seja, os valores tanto do módulo quanto da fase influenciam na representação da impedância como um ponto do diagrama R-X.

5.2.3 Curto Trifásico com Terra

No caso de um curto-circuito trifásico com terra, pelo menos uma das seis unidades de impedância do relé deverá identificar a falta.

a) Diagrama R-X

A Figura 5.30 mostra o comportamento do sistema de proteção das unidades fase-terra para um curto trifásico, enquanto a Figura 5.31 refere-se às unidades fase-fase para uma falta aplicada à 225 quilômetros da barra de Paulo Afonso.

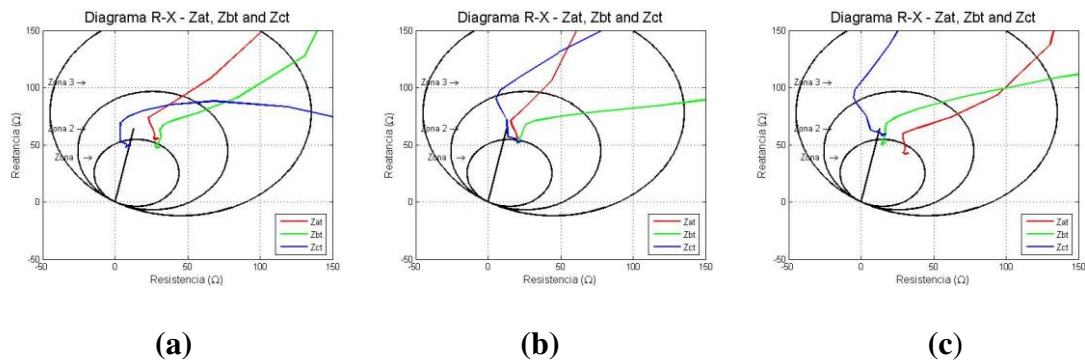


Figura 5.30 - Diagrama R-X das unidades Z_{at} , Z_{bt} e Z_{ct} para um curto-circuito trifásico à 225 km (a) Linha Sem Transposição (b) Linha Idealmente Transposta (c) Linha com Transposição Real.

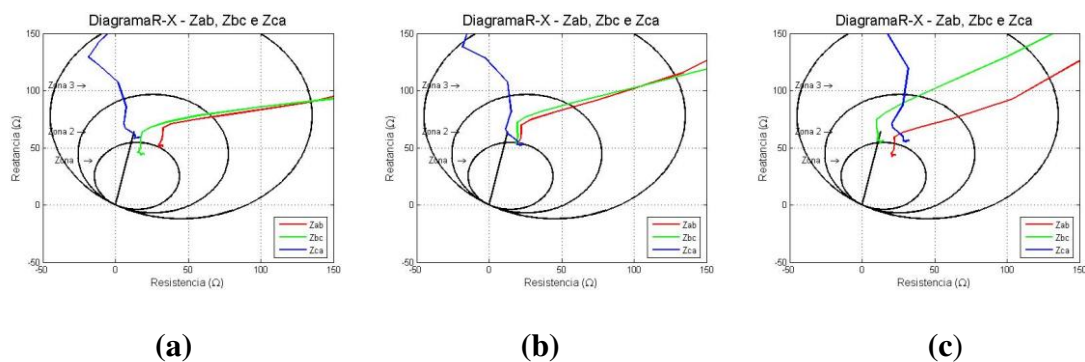


Figura 5.31 - Diagrama R-X das unidades Z_{ab} , Z_{bc} e Z_{ca} para um curto-circuito trifásico à 225 km (a) Linha Sem Transposição (b) Linha Idealmente Transposta (c) Linha com Transposição Real.

De acordo com os diagramas das figuras 5.30 e 5.31 o relé de distância atua em sua primeira zona de proteção independentemente da transposição aplicada à linha.

O resultado das simulações de faltas à 250 km da barra PA200 são mostrados a seguir nas figuras 5.32 e 5.33.

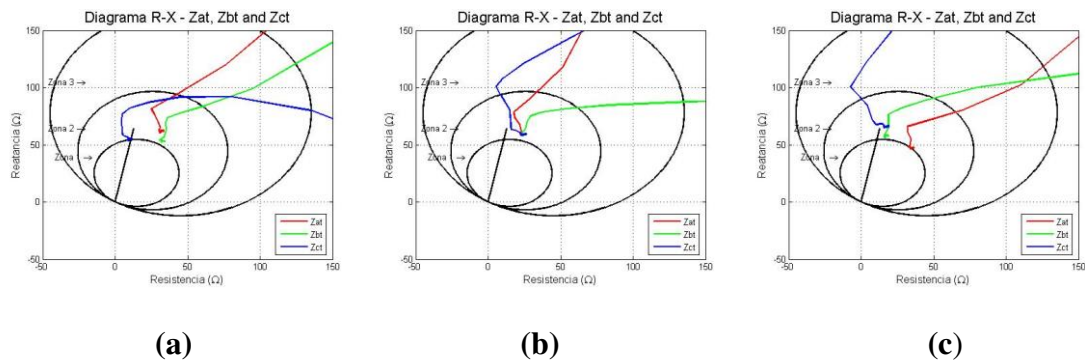


Figura 5.32 - Diagrama R-X das unidades Z_{at} , Z_{bt} e Z_{ct} para um curto-circuito trifásico à 250 km (a) Linha Sem Transposição (b) Linha Idealmente Transposta (c) Linha com Transposição Real.

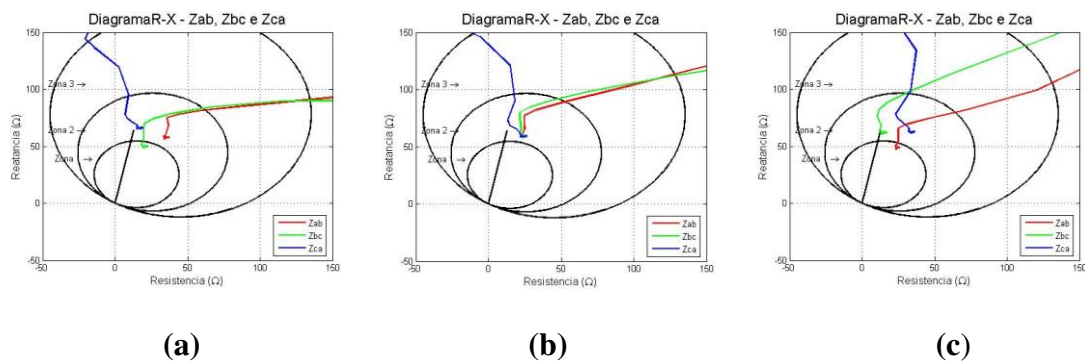


Figura 5.33 - Diagrama R-X das unidades Z_{ab} , Z_{bc} e Z_{ca} para um curto-circuito trifásico à 250 km (a) Linha Sem Transposição (b) Linha Idealmente Transposta (c) Linha com Transposição Real.

Novamente observa-se um sobrealcançe quando a linha de transmissão com transposição real ou sem transposição é considerada. Percebe-se que, na ocorrência de um curto-circuito trifásico, o relé da linha idealmente transposta atua em sua segunda zona de proteção. Na linha sem transposição, a unidade Z_{bc} faz com que o relé atue em sua primeira zona de proteção, mesmo que as demais unidades de impedância enxerguem a falta na segunda zona. Por fim, o relé da linha com transposição real também atua em sua primeira zona de proteção, tendo duas unidades de impedância dentro desta (Z_{at} e Z_{ab}).

É importante frisar que os resultados estão sendo apresentados para uma distância de 225 km e 250 km da barra de PA200 apenas pelo fato de ser um ponto importante no que diz respeito à atuação do sistema de proteção, pois os casos de transposição divergem em relação à zona de proteção em que o relé deve atuar.

Ao analisar os diagramas R-X apresentados neste capítulo, nota-se que as unidades de impedância da linha com transposição ideal convergem para o mesmo ponto em regime permanente.

b) Aplicação da falta ao longo da linha

Ao aplicar uma falta trifásica ao longo da linha da Figura 4.4, considerando os três casos de transposição, foi calculado o erro dos valores de módulo e fase em regime permanente das seis unidades de impedância.

As Figuras 5.34, 5.35, 5.36, 5.37, 5.38, 5.39, 5.40, 5.41, 5.42, 5.43, 5.44 e 5.45 representam os gráficos do erro percentual do módulo e fase das impedâncias Z_{at} , Z_{bt} , Z_{ct} , Z_{ab} , Z_{bc} e Z_{ca} , respectivamente, tomando como base os valores da linha de transposição ideal.

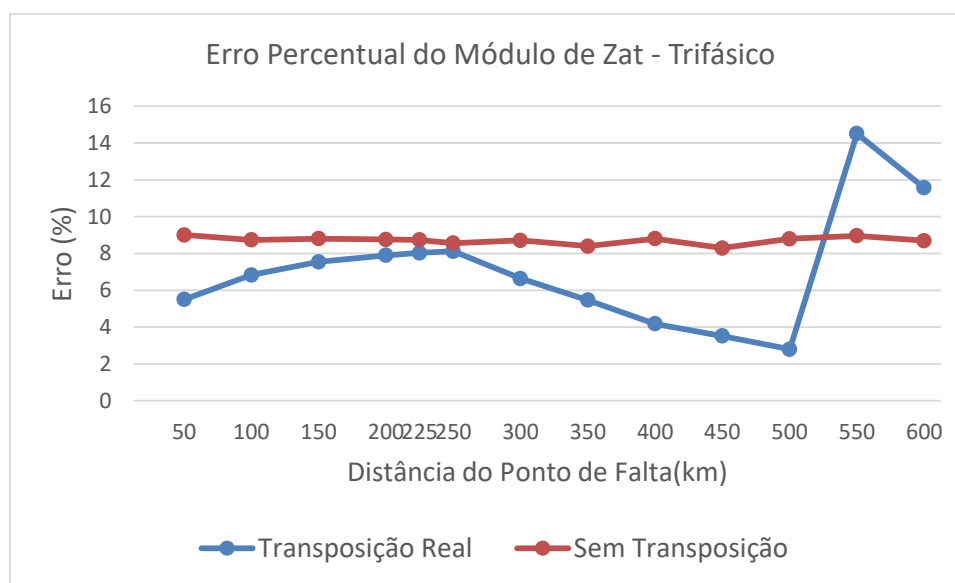


Figura 5.34 - Erro do módulo de Z_{at} em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.

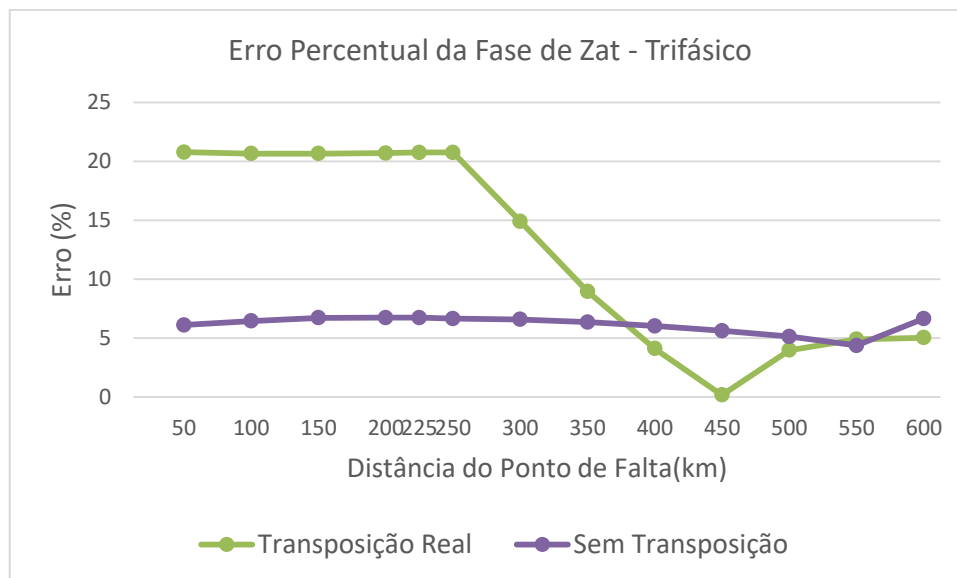


Figura 5.35 - Erro da fase de Zat em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.

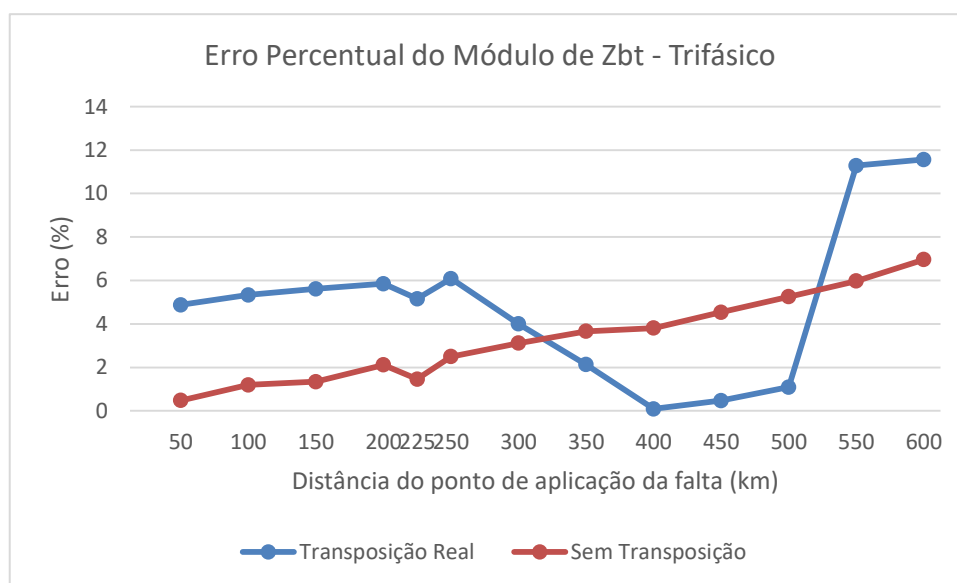


Figura 5.36 - Erro do módulo de Zbt em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.

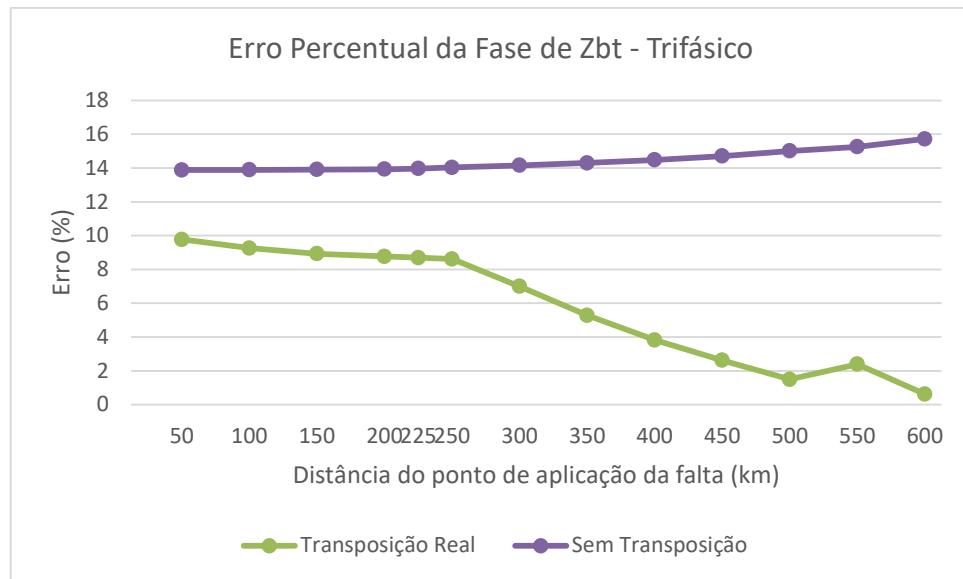


Figura 5.37 - Erro da fase de Zbt em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.

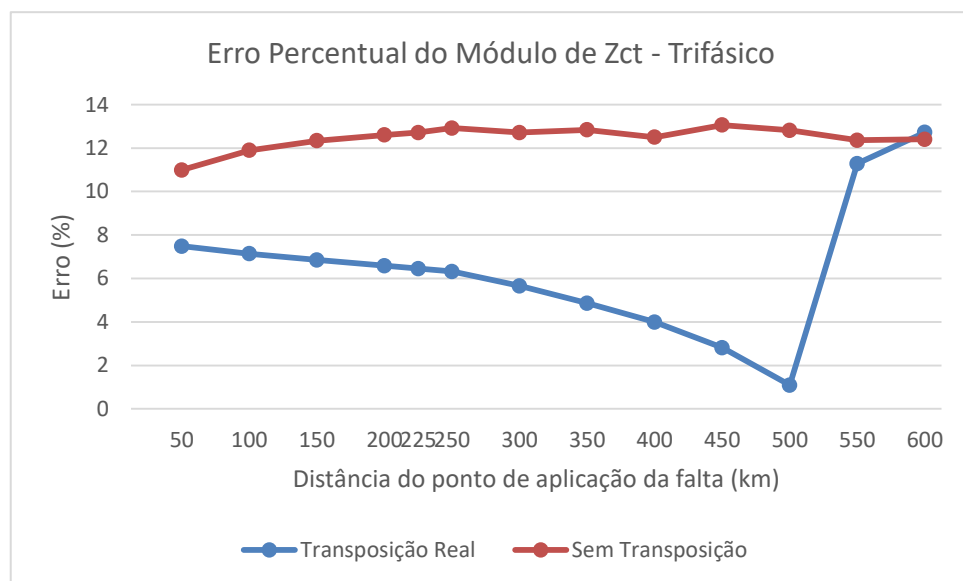


Figura 5.38 - Erro do módulo de Zct em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.

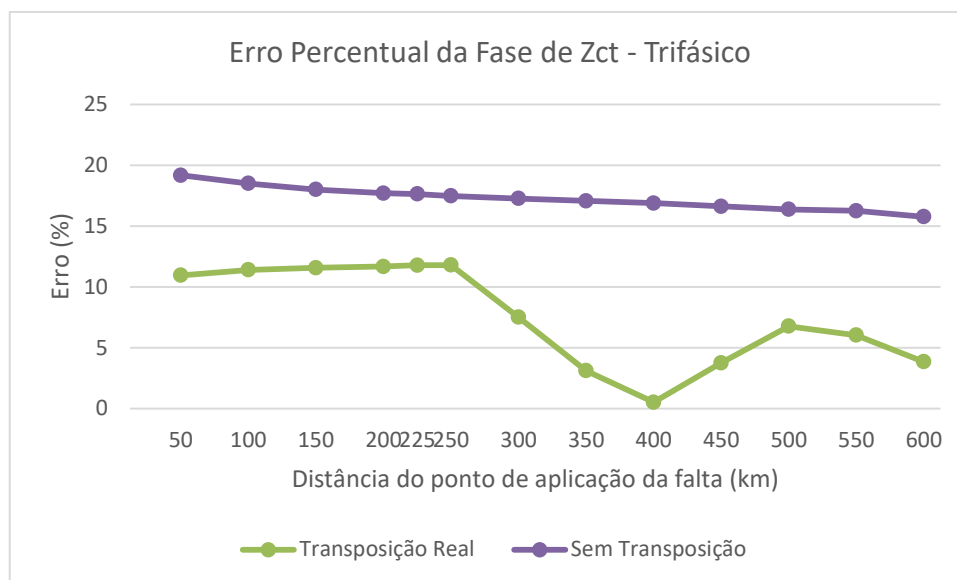


Figura 5.39 - Erro da fase de Zct em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.

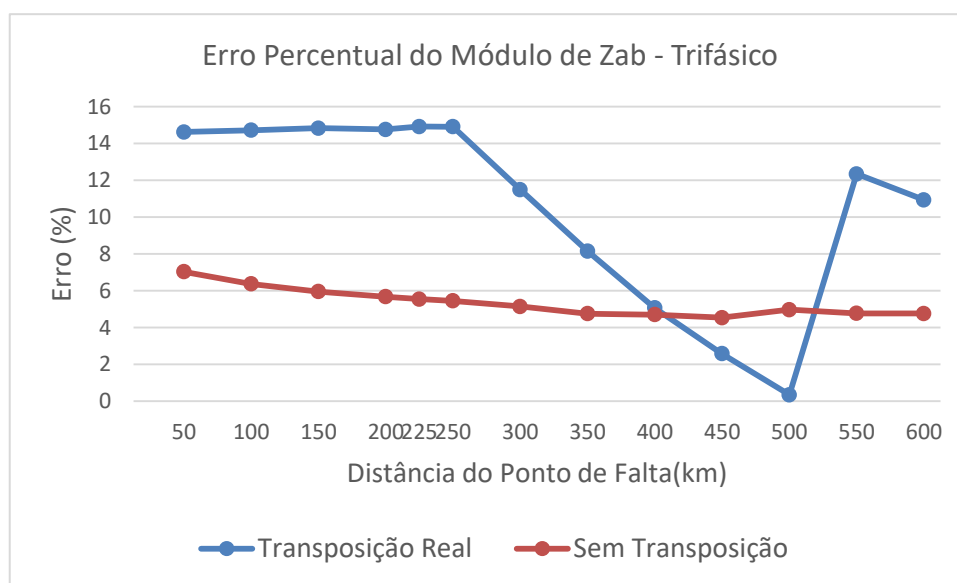


Figura 5.40 - Erro do módulo de Zab em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.

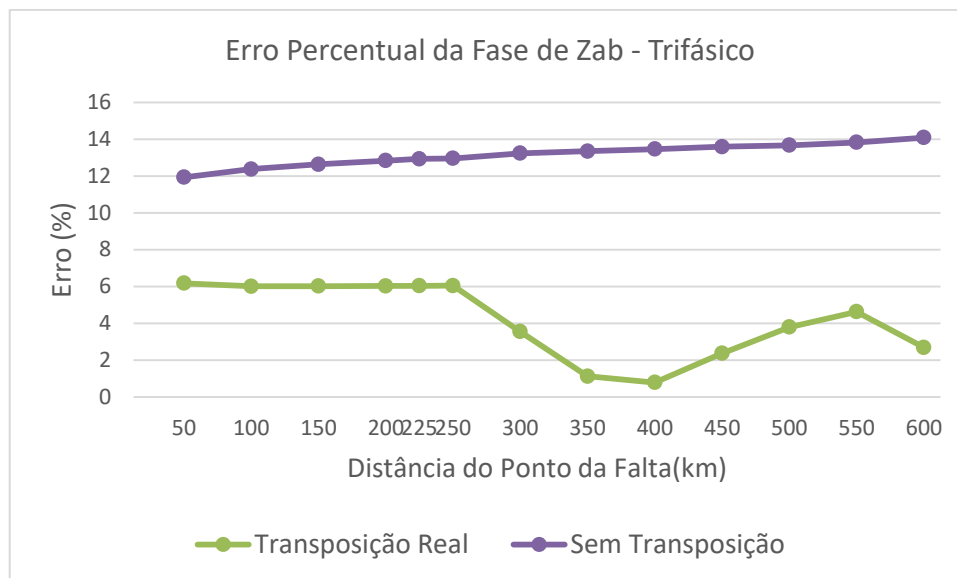


Figura 5.41 - Erro da fase de Zab em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.

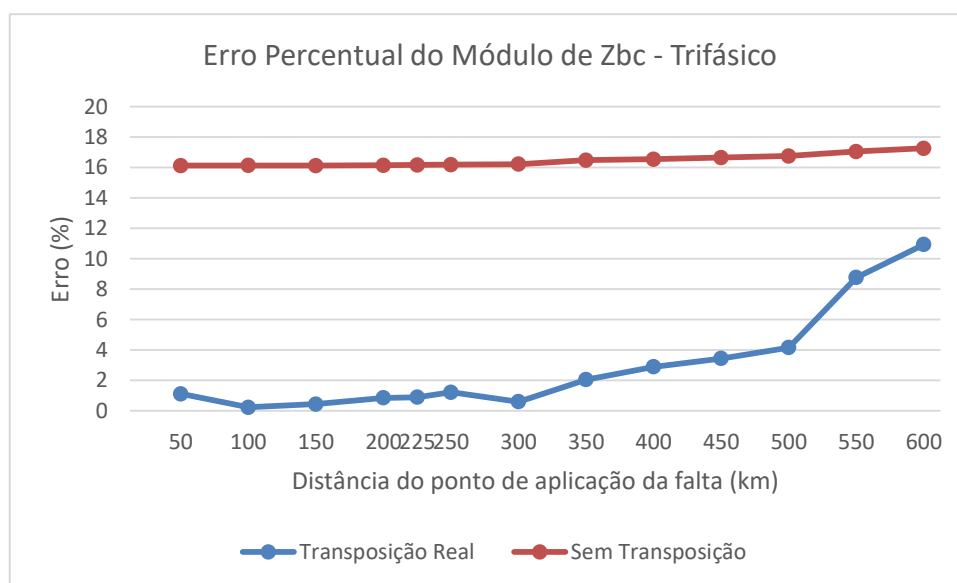


Figura 5.42 - Erro do módulo de Zbc em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.

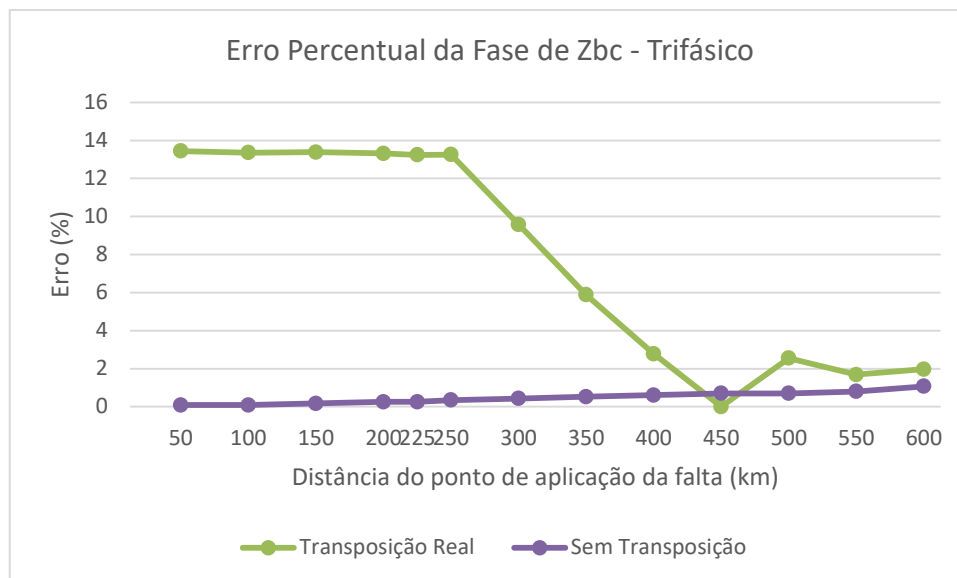


Figura 5.43 - Erro da fase de Zbc em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.

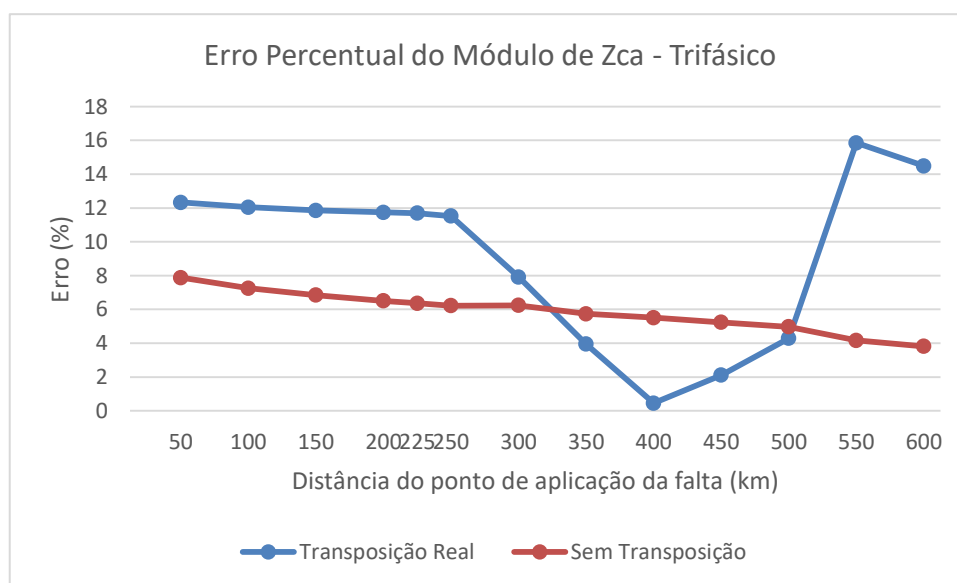


Figura 5.44 - Erro do módulo de Zca em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.

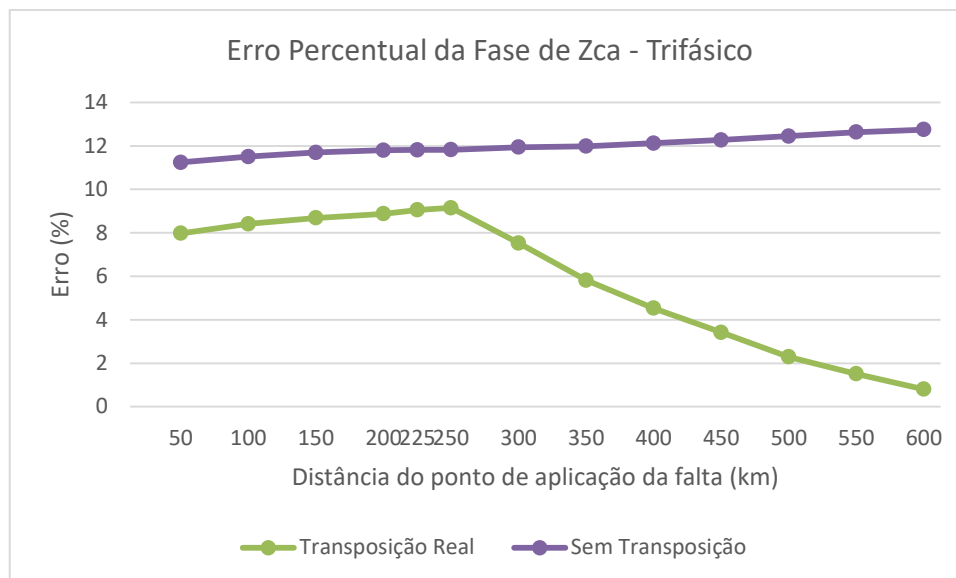


Figura 5.45 - Erro da fase de Zca em regime permanente tendo como referência os valores da linha com transposição ideal.

Analisando o caso de curto trifásico observa-se claramente um decaimento dos erros percentuais a partir do ponto de 250 km. Esse ponto está localizado no quarto trecho de transposição, que é exatamente o trecho em que se completa um ciclo de transposição.

Quando a falta é aplicada ao final de um ciclo completo de transposição o erro relativo do valor da corrente de falta diminui (Moreira, 2011), e isso reflete na impedância vista pelo relé. Os ciclos de transposição da linha serão analisados mais adiante neste capítulo.

As Figuras 5.46, 5.47, 5.48, 5.49, 5.50 e 5.51 mostram o comportamento dos valores em regime permanente de cada unidade de impedância vista pelo relé, após a ocorrência da falta, ao longo de toda a linha. Essa análise permite melhor visualização ao se comparar os casos com transposição real, ideal e sem transposição.

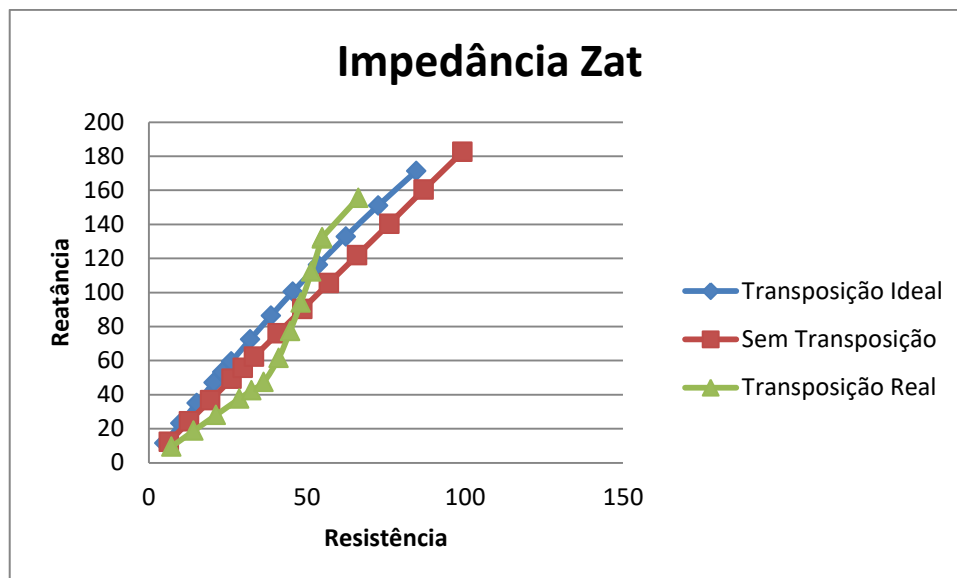


Figura 5.46 – Valores de Z_{at} em Regime Permanente pós Curto.

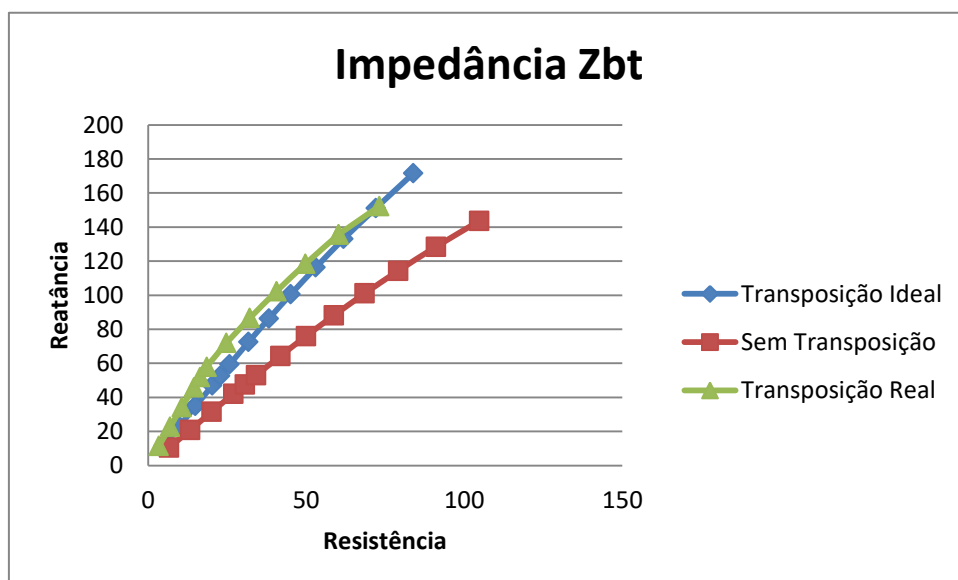


Figura 5.47 – Valores de Z_{bt} em Regime Permanente pós Curto.

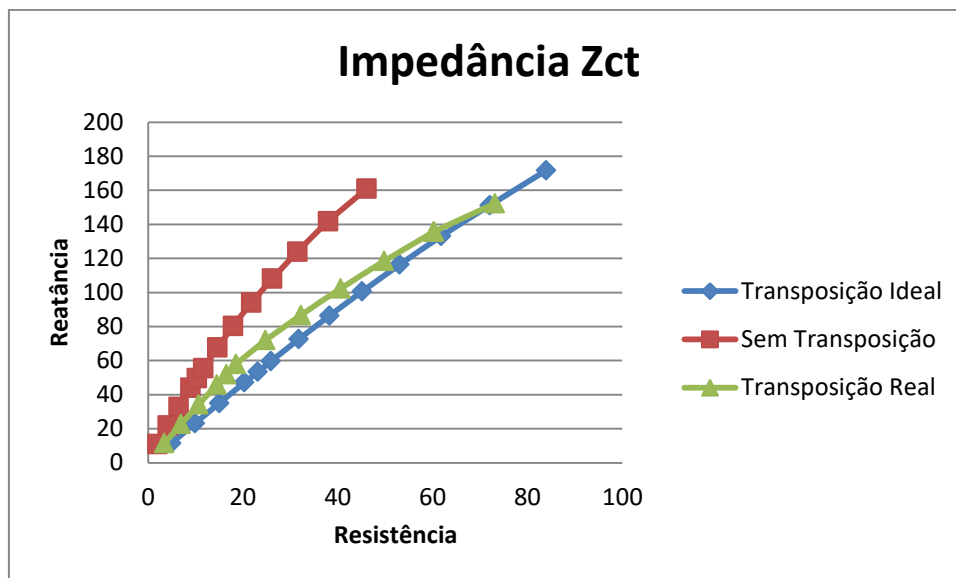


Figura 5.48 – Valores de Z_{ct} em Regime Permanente pós Curto.

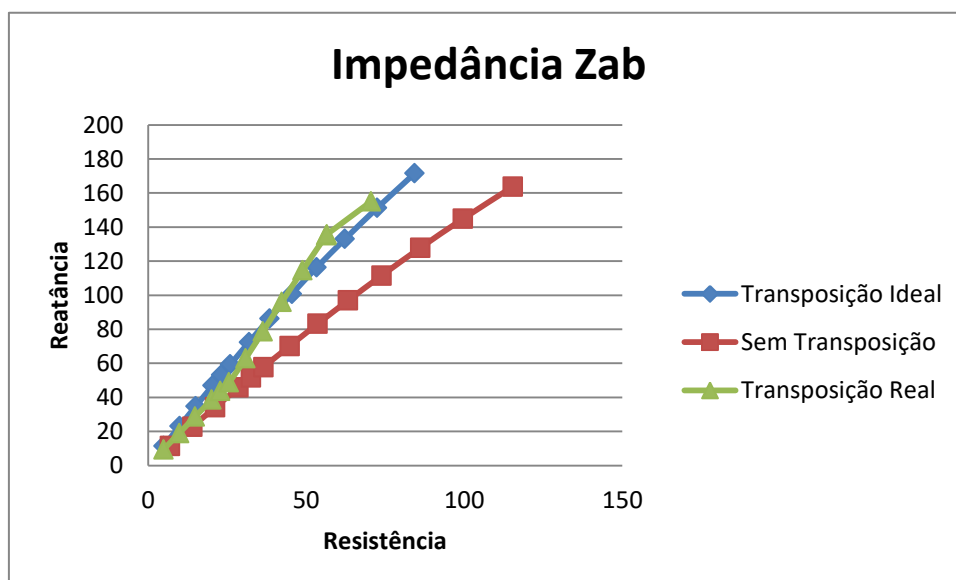


Figura 5.49 – Valores de Z_{ab} em Regime Permanente pós Curto.

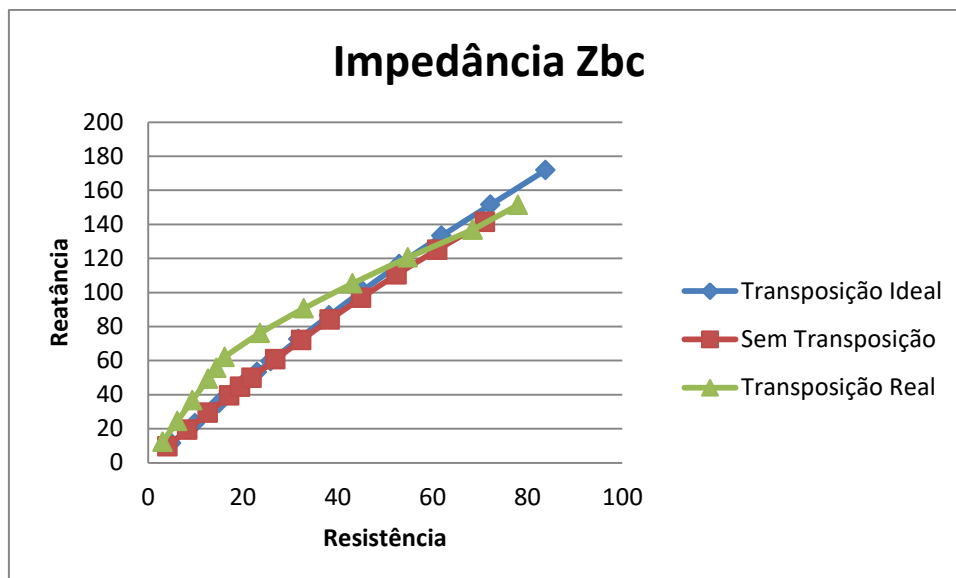


Figura 5.50 – Valores de Zbc em Regime Permanente pós Curto.

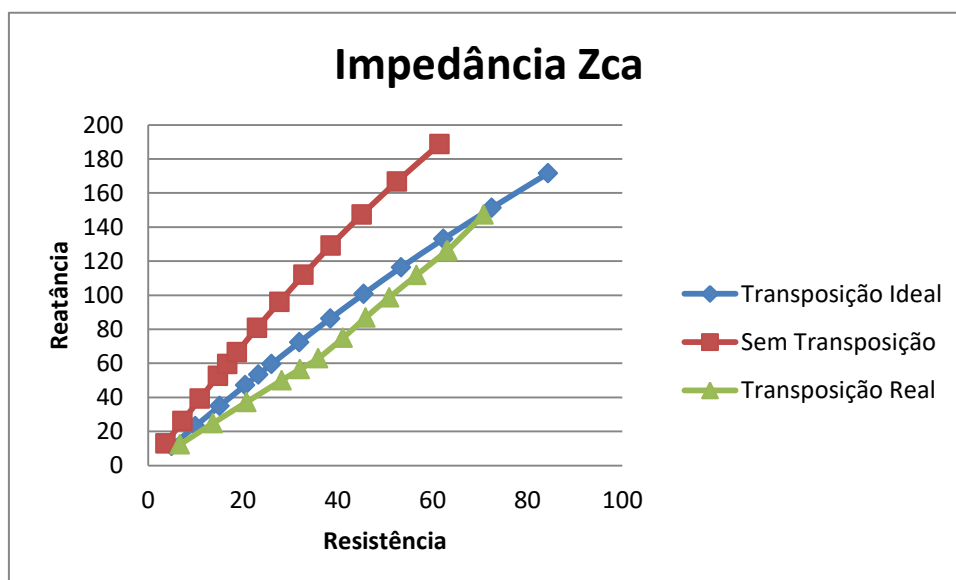


Figura 5.51 – Valores de Zca em Regime Permanente pós Curto.

Nota-se que para as unidades de impedância Z_{at} e Z_{bc} os valores das linhas não transpostas são mais próximas da transposição ideal do que a transposição real.

A linha L_2 em estudo é um exemplo de uma linha com transposição bem irregular, e, mesmo assim, pode-se observar a influência da transposição das fases nos resultados obtidos.

5.1.4 Análise dos Ciclos de Transposição

Nos gráficos do erro percentual que foram apresentados anteriormente, pode-se observar que o caso sem transposição em relação ao caso de transposição ideal possui um comportamento quase que linear para todos os tipos de falta e impedâncias. Já o caso de transposição real apresenta picos de máximos e mínimos do erro ao longo da linha, mostrando um comportamento oscilatório. Isso pode ser explicado através dos ciclos de transposição presentes na linha L_2 .

a) Primeiro Ciclo de Transposição

A figura 5.52 apresenta um ciclo completo de transposição da sequência de fases CBA. Esse ciclo vai do quilômetro 0 ao 225.

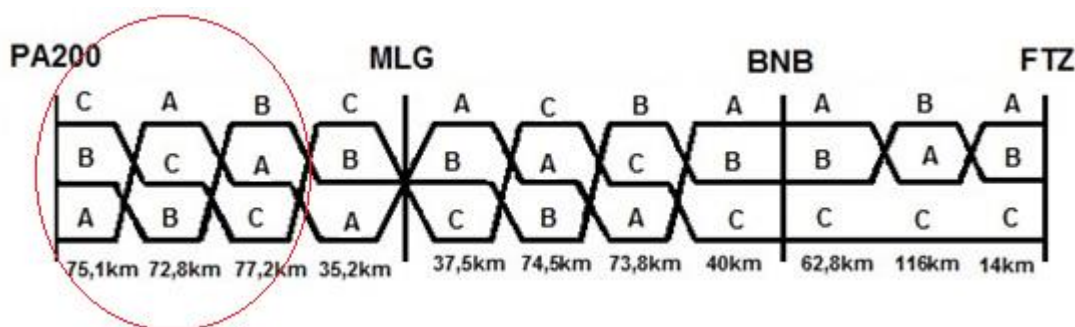


Figura 5.52 – Primeiro Ciclo de Transposição de Fases da linha L_2 .

Considerando que a transposição de fases é uma ferramenta que visa minimizar o desequilíbrio das impedâncias próprias e mútuas, entende-se que ao final de um ciclo completo de transposição, esses efeitos sejam menores do que no meio de um ciclo.

Ainda de acordo com a figura 5.52, observa-se que o ponto de falta à 150 km de distância da barra PA200 fica no meio do ciclo de transposição. Na ocorrência de uma falta nesse primeiro trecho, o erro ainda não é tão perceptível visto que ocorre ainda muito perto da barra de Paulo Afonso.

b) Segundo Ciclo de Transposição

A Figura 5.53 ilustra o segundo ciclo de transposição da linha L_2 que tem início na barra de Milagres com a sequência de fases ABC.

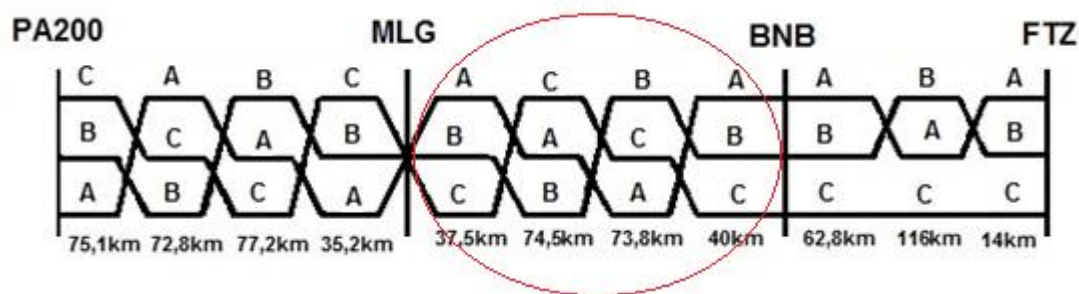


Figura 5.53 – Segundo Ciclo de Transposição de Fases da linha L₂.

O ciclo com sequência de fases ABC tem início na barra de Milagres e no ponto à 446,1 km da barra PA200 a fase ABC torna-se a se repetir até 550 km. Analisando este ciclo, podemos considerar que o ponto de 350 km é o mais próximo a metade do ciclo e os pontos de 500 a 550 km podem apresentar resultados melhores por estarem ao fim do ciclo.

Nos gráficos de erro percebe-se que os pontos que se destacam por uma queda do valor do erro relativo são: 250 km e 500 km. Isso pode ser explicado pelo fato de que os mesmo encontram-se ao final dos ciclos de transposição, fazendo com que os resultados apresentados sejam mais próximos dos valores da transposição ideal.

6 Conclusões e Propostas para Trabalhos Futuros

6.1 Conclusões

Na ocorrência de uma falta, o relé de proteção compara o valor da impedância de sequência positiva da linha de transmissão com a impedância vista pelo relé em uma situação de falta. Para isso, considera-se a linha perfeitamente equilibrada e com transposição ideal.

Os resultados das simulações mostram o erro ao se tratar linhas sem transposição ou com transposição real como idealmente transpostas. De forma geral, pode existir algum ponto na linha de transmissão em que a leitura da impedância vista pelo relé na condição de falta implique na abertura dos disjuntores ou de forma antecipada ou com atraso.

No caso das linhas analisadas neste trabalho, ambas apresentaram erros de sobrealcançe, ou seja, para os casos sem transposição ou com transposição real, o relé identifica a falta em sua primeira zona de proteção quando deveria identificar na segunda. De fato, o esse comportamento é menos prejudicial ao sistema, enquanto um atraso no tempo de detecção da falta pode trazer danos irreparáveis.

Como a transposição de linhas é um artifício dispendioso devido à instalação de torres próprias para transpor as fases, muitas vezes opta-se por utilizar linhas sem transposição. O maior erro encontrado foi de 50% do valor do módulo da impedância Z_{bt} quando comparado ao valor ideal, atuando com subalcançe para um curto circuito bifásico com terra. Embora seja um valor alto, as demais unidades de impedância foram capazes de atuar com um erro reduzido e, desta forma, mais próximo do ideal.

6.2 Propostas para Trabalhos Futuros

Como sugestão de trabalhos futuros, é importante analisar as mesmas linhas aqui estudadas com outros tipos de proteção, como o relé diferencial e o relé de ondas viajantes, verificando assim se, para linhas sem transposição, seria mais adequado a utilização de sistemas de proteção atuais.

Outra sugestão a ser analisada são os efeitos da transposição real ou a falta de transposição em uma linha de circuito duplo. Quando linhas de transmissão paralelas ou de circuito duplo não são transpostas, existe um efeito de acoplamento elétrico entre as diferentes componentes de sequência, que afetam as proteções de distância convencionais, mesmo com a compensação da corrente de sequência zero na linha adjacente. A impedância de falta medida pelo relé será afetada tanto pela impedância mútua entre as linhas paralelas quanto pelo efeito de acoplamento das diferentes componentes de sequência da linha simples (WENZHE, 2016).

7 Referências Bibliográficas

- ALSTOM Grid. Network protection & automation guide, edition May 2011, ISBN: 978-0-9568678-0-3
- ANGELIDIS, G. and SEMLYEN, A., “*Direct Phase-Domain Calculation of Transmission Line Transients Using Two-Sided Recursions*”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.10, No 2, abril 1995, págs. 941-949.
- BERMAN, A. and XU, W. “*Analysis of Faulted Power Systems By Phase Coordinates*”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, April 1998.
- BONNEVILLE, Power Authority. *Electromagnetic Transients Program (EMTP) Rule Book*, Apr. 1982.
- CARSON, J. R. “*Wave Propagation in Overhead Wires With Ground Return*”, Bell System Technical Journal, Vol. 5, New York, 1926.
- CHEN, C. T. *Linear System Theory and Design*, 1 ed. New York: Holt, Rinehart and Winston, 1984.
- DAHANE, A. S.*, DAMBHARE, S. S., “*A Novel Algorithm For Differential Protection Of Untransposed Transmission Line Using Synchronized Measurements.*” IET Digital Library, 2012.
- DJAGAROV, N., DJAGAROVA, J. “*Asymmetrical Conditions Caused by Longitudinal Asymmetry in Network.*” International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University, 2017.
- DOMMEL, H. W. “*Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single and Multi-Phase Networks*”, IEEE Transactions Power Apparatus and Systems, vol. PAS-88, pp. 388-399, April 1969.
- DOMMEL, H. W. *EMTP Theory Book*, Microtran Power System Analysis Corporation, Vancouver B. C., Canada, May 1996.

- FLORES, A. V. E. “*Análise da Correta Modelagem da Transposição em Linhas de Transmissão no Domínio da Frequência*” Dissertação de Mestrado da Universidade Estadual de Campinas, 2006.
- FORTESCUE C. L. “*Method of Simmetrical Coordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks*”, *Trans A.I.E.E.*, Vol. 37, p 1027, 1918.
- GAJBHIYE, R. K., KULKARNI, P., SOMAN, S. A. “Generic Fault Analysis in Phase Coordinates”, In: *International Conference on Power Systems*, Kathmandu, Nepal, Vol. 2, N° 114, p 593, November 2004.
- GLOVER, J. D. and SARMA, M. S. *Power Systems Analysis and Design*, Third Edition, Brooks/Cole, 2002.
- HOROWITZ, S. H. and PHADKE, A. G. *Power System Relaying*, Third Edition, Wiley 2008.
- KALYUZHNY, A. and KUSHNIR, G. “*Analysis of Current Unbalance In Transmission Systems With Short Lines.*” *IEEE Transactions On Power Delivery*, VOL. 22, N°. 2, April 2007.
- KATO, M., HISAKADO, T., TAKANI, H., UMEZAKI, H., SEKIGUCHI, K., “*Live line measurement of untransposed three phase transmission line parameters for relay settings.*” *IEEE PES General Meeting*, Providence, RI, USA, 2010.
- KINDERMANN, G., *Curto-Circuito*, 2 ed., Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997.
- LANCZOS, C. *Applied Analysis*, Prentice-Hall, New Jersey, 1956.
- MAKWANA, V. H. and BHALJA, B.R. “*New digital distance relaying scheme for phase faults on doubly fed transmission lines*”. *IET Gener. Transm. Distrib.* 6(3), 265–273 (2012).
- MAKWANA, V. H. and BHALJA, B.R. “*Transmission Line Protection Using Digital Technology*”, *Energy Systems in Electrical Engineering*, Springer Science+Business Media Singapore (2016).
- MEYER, C. D. *Matrix Analysis and Applied Linear Algebra*, SIAM, Philadelphia, 2000.
- MONTICELLI, A., GARCIA, A., “*Introdução a Sistemas de Energia Elétrica*”, Editora da Unicamp, Campinas, SP, 2003.

- MOREIRA, G. A. F. “*Análise Comparativa de Correntes de Curto-Circuito Utilizando o Método das Componentes Simétricas e o Método das Componentes de Fase*”. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, PB, novembro 2011.
- MOURA, D. S. “*Avaliação do Impacto da Compensação Série na Proteção de Distância de Linhas de Transmissão Usando Estimação de Fasores*”. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal da Bahia, Salvador, BA, abril 2012.
- NGUYEN, H. V., DOMMEL, H. W., MARTÍ, J. R., “*Direct Phase-Domain Modeling of Frequency-Dependent Overhead Transmission Lines*”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No 3, Julho 1997, págs. 1335-1342.
- SILVA, K. M. “*Estimação de fasores baseada na transformada wavelet para uso na proteção de distância de linhas de transmissão.*” Ph.D. dissertation, Universidade Federal de Campina Grande, abril, 2009.
- STEVENSON Jr., W. D. “*Elementos de Análise de Sistemas de Potência*”. 2ª. Edição, McGraw-Hill, São Paulo, 1986.
- WENZHE C., ZHIGUO H., JUN G., YIQI D., DINGXIANG D., XINGGUO W. “*Research on the Distance Protection Performance for Untransposed Parallel Transmission Lines Based on Six-phase Parameter Information.*” 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2016.
- ZANETTA JR., L. C., “*Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência*”, Editora Livraria da Física, São Paulo, 2006.
- ZIEGLER, G. “*Numerical Distance Protection: Principles and Applications*”. 3. ed. Berlin, Germany: Siemens, AG, 2008.
- ZOCHOLL, S. E., “*Sequence Components and Untransposed Transmission Lines*”. Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, 2010.

Apêndice A: Artigos publicados

- XX CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA (CBA)– BELO HORIZONTE, SETEMBRO DE 2014

TÍTULO: AVALIAÇÃO DO IMPACTO DO DESEQUILÍBRIO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO NA PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA

AUTORES: S. I. A SOUZA, F. A. MOREIRA

- INTERNACIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEMS TRANSIENTS (IPTTS) – CROATIA , JUNHO DE 2015.

TÍTULO: EVALUATION OF THE IMPACT OF TRANSMISSION LINE UNBALANCE IN THE DISTANCE PROTECTION

AUTORES: S. I. A SOUZA, F. A. MOREIRA

Apêndice B: Arquivos do ATP utilizados para as linhas L₁ e L₂

Dados da Linha L₁

```
BEGIN NEW DATA case
$PARAMETER
C ----- DADOS DOS EQUIVALENTES -----
R0EQ01 = 10.141
X0EQ01 = 187.54
R1EQ01 = 8.713
X1EQ01 = 256.61
R0EQ02 = 11.268
X0EQ02 = 208.38
R1EQ02 = 9.681
X1EQ02 = 285.13
C ----- RESISTÊNCIAS DE FALTA -----
RTERRA = 1.0
RFASES_CA = 1.0e12
RFASES_AB = 1.0e12
RFASES_BC = 1.0e12
C ----- LOCALIZAÇÃO DA FALTA -----
C ----- CAPACITORES SERIE GC=40% -----
C CFIMAA=0
C ----- LOCALIZAÇÃO DA FALTA -----
C DCAPAC = 0
TREC01 = 256.0
TREC02 = 758.0
C ----- ÂNGULO DE INCIDÊNCIA DA FALTA -----
ANGULO = 90.0 $$
C ----- INSTANTE DE APLICAÇÃO DA FALTA -----
T_TERRA = (306.10712180+ANGULO)/(60.0*360.0)+0.1
T_FASE_A = (306.10712180+ANGULO)/(60.0*360.0)+0.1
T_FASE_B = 1.0
T_FASE_C = 1.0
C ----- TEMPO MÁXIMO E PASSO DE TEMPO -----
T_MAXIMO = '.3500000'
DELTA_T = '4.16e-6'
TAXA_AMOSTRAGEM = 101.
TAXA = '0101'
BLANK PARAMETER
C -----
$DUMMY, XYZ000
C Miscellaneous Data Card ....
POWER FREQUENCY
C   1   2   3   4   5   6   7   8
C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
C DELTAT  TMAX  XOPT  COPT
DELTA_TT_MAXIMO  60.  60.
  TAXA  TAXA   1   1   1   0   0   1   0
C -----
C Fazendo uso da MODELS.
C -----
MODELS
INPUT
  atp_t { ATP(t) }
```

```

va { V(L1TP1A) }
vb { V(L1TP1B) }
vc { V(L1TP1C) }
ia { V(LT1C1A) }
ib { V(LT1C1B) }
ic { V(LT1C1C) }
sa { SWITCH(TERMA) }
sb { SWITCH(TERMB) }
sc { SWITCH(TERMC) }
sn { SWITCH(COMUM) }
OUTPUT
vaFilt
vbFilt
vcFilt
iaFilt
ibFilt
icFilt
MagVA
MagVB
MagVC
MagIA
MagIB
MagIC
fEst

$INCLUDE FiltroAnalogico.mdl
$INCLUDE ModeloRele.mdl

-----
--      FILTRAGEM DOS SINAIS      --
-----

-- Filtragem dos sinais de tensão --
USE FiltANA AS FiltANAV
INPUT
  sigInA:=va
  sigInB:=vb
  sigInC:=vc
OUTPUT
  vaFilt:=sigOutA
  vbFilt:=sigOutB
  vcFilt:=sigOutC
ENDUSE

-- Filtragem dos sinais de corrente --
USE FiltANA AS FiltANAI
INPUT
  sigInA:=ia
  sigInB:=ib
  sigInC:=ic
OUTPUT
  iaFilt:=sigOutA
  ibFilt:=sigOutB
  icFilt:=sigOutC
ENDUSE

USE ModeloRele AS ModeloRele

```

```

INPUT
time:=atp_t
va:=vaFilt
vb:=vbFilt
vc:=vcFilt
ia:=iaFilt
ib:=ibFilt
ic:=icFilt
      SW_A:= sa
      SW_B:= sb
      SW_C:= sc
      SW_N:= sn
OUTPUT
MagVA:=MagVA
MagVB:=MagVB
MagVC:=MagVC
MagIA:=MagIA
MagIB:=MagIB
MagIC:=MagIC
ENDUSE

```

```

RECORD
vaFilt AS vaFilt
vbFilt AS vbFilt
vcFilt AS vcFilt
iaFilt AS iaFilt
ibFilt AS ibFilt
icFilt AS icFilt
MagVA AS MagVA
MagVB AS MagVB
MagVC AS MagVC
MagIA AS MagIA
MagIB AS MagIB
MagIC AS MagIC
ENDRECORD
ENDMODELS
C
C   1   2   3   4   5   6   7   8
C 3456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
C
C -----
C Equivalente no Barramento de 230 kV
C -----
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C >
EQF1A EQT1A      1.E-4      1
EQF1B EQT1B      1.E-4      1
EQF1C EQT1C      1.E-4      1
EQF2A EQT2A      1.E-4
EQF2B EQT2B      1.E-4
EQF2C EQT2C      1.E-4
C -----
C Resistência no ponto de falta.
C -----
$VINTAGE, 1
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C >
COMUM      RTERRA      0

```

```

TERMA TERMB      RFASES_AB      0
TERMB TERMC      RFASES_BC      0
TERMC TERMA      RFASES_CA      0
$VINTAGE, 0
C
C CURRENT TRANSFORMERS
$INCLUDE L1LCT.PCH
C COUPLING CAPACITOR VOLTAGE TRANSFORMERS
$UNITS, 60., 0.0,
$INCLUDE L1LVT.PCH
$UNITS, -1., -1., { Restore values that existed b4 preceding $UNITS
C -----
C Linha Analisada.
C -----
C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R      >< A      >< B      ><Leng><><>0
$VINTAGE, 1
-1T1CHVAFALTAA      4.07230E-01 7.27111E+02 1.89245E+05-1.00000E+02 1 3
-2T1CHVBFALTAB      1.57864E-02 2.25565E+02 2.96490E+05-1.00000E+02 1 3
-3T1CHVCFALTAC      1.60429E-02 1.93094E+02 2.95631E+05-1.00000E+02 1 3
$VINTAGE, 0
0.58498526 0.70710678 -0.41110536
0.00792985 0.00000000 0.00468114
0.56143784 0.00000000 0.81358513
-0.01569332 0.00000000 0.00449271
0.58498526 -0.70710678 -0.41110536
0.00792985 0.00000000 0.00468114
$VINTAGE, 1
-1FALTAAT2CHVA      4.07230E-01 7.27111E+02 1.89245E+05-9.14000E+02 1 3
-2FALTABT2CHVB      1.57864E-02 2.25565E+02 2.96490E+05-9.14000E+02 1 3
-3FALTACT2CHVC      1.60429E-02 1.93094E+02 2.95631E+05-9.14000E+02 1 3
$VINTAGE, 0
0.58498526 0.70710678 -0.41110536
0.00792985 0.00000000 0.00468114
0.56143784 0.00000000 0.81358513
-0.01569332 0.00000000 0.00449271
0.58498526 -0.70710678 -0.41110536
0.00792985 0.00000000 0.00468114
C
BLANK
C -----
C Chaves para a simulação das faltas fase-fase e fase-terra.
C -----
C Faltas fase-fase.
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< Ie ><Vf/CLOP >< type >
TERMA FALTAA T_FASE_A      1.      0
TERMB FALTAB T_FASE_B      1.      0
TERMC FALTAC T_FASE_C      1.      0
C Faltas fase-terra.
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< Ie ><Vf/CLOP >< type >
TERMA COMUM T_TERRA      1.      0
TERMB COMUM T_TERRA      1.      0
TERMC COMUM T_TERRA      1.      0
C -----
C Chaves para a dos terminais da linha.
C -----
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< Ie ><Vf/CLOP >< type >

```

```

L1LBKAT1CHVA   -1.   1.0                               1
L1LBKBT1CHVB   -1.   1.0                               1
L1LBKCT1CHVC   -1.   1.0                               1
EQT2A T2CHVA   -1.   1.0                               1
EQT2B T2CHVB   -1.   1.0                               1
EQT2C T2CHVC   -1.   1.0                               1
C -----
C Chaves para a conexão das fontes dos equivalentes.
C -----
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< Ie ><Vf/CLOP >< type >
SOUR1AEQF1A    -1.   1.                                1
SOUR1BEQF1B    -1.   1.                                0
SOUR1CEQF1C    -1.   1.                                0
SOUR2AEQF2A    -1.   1.                                1
SOUR2BEQF2B    -1.   1.                                0
SOUR2CEQF2C    -1.   1.                                0
C
BLANK
C -----
C Fonte senoidal 500,0 kV (RMS), 60 Hz.
C Fonte 1: 1,02 p.u. fase 0,0.
C Fonte 2: 0,98 p.u. fase -10,0.
C -----
C < n 1><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/T0>< A1 >< T1 >< TSTART >< TSTOP >
14SOUR1A 0 416413. 60. 0.00 -1. 1.
14SOUR1B 0 416413. 60. -120.00 -1. 1.
14SOUR1C 0 416413. 60. 120.00 -1. 1.
C
14SOUR2A 0 400083. 60. -10.00 -1. 1.
14SOUR2B 0 400083. 60. -130.00 -1. 1.
14SOUR2C 0 400083. 60. 110.00 -1. 1.
C
BLANK
SOUR1ASOUR1BSOUR1CEQF1A EQF1B EQF1C EQT1A EQT1B EQT1C
L1TP1AL1TP1BL1TP1CLT1C1ALT1C1BLT1C1CEQT1A FALTAAT1CHVA
BLANK OUTPUT
BLANK PLOT
BEGIN NEW DATA case
BLANK

```

Dados da Linha L₂

```

BEGIN NEW DATA case
C
$PARAMETER
C ----- DADOS DOS EQUIVALENTES -----
R0EQ01 = 1.0414
X0EQ01 = 18.754
R1EQ01 = 0.8713
X1EQ01 = 25.661
C ----- RESISTÊNCIAS DE FALTA -----
RTERRA = 1.0
RFASES_CA = 1.0e12
RFASES_AB = 1.0e12
RFASES_BC = 1.0e12
C ----- LOCALIZAÇÃO DA FALTA -----

```



```

C ----- CAPACITORES SERIE GC=40% -----
C CFIMAA=0
C ----- LOCALIZAÇÃO DA FALTA -----
C DCPAC = 0
TREC01 = 25
TREC02 = 453.8
C ----- ÂNGULO DE INCIDÊNCIA DA FALTA -----
ANGULO = 90.0 $$
C ----- INSTANTE DE APLICAÇÃO DA FALTA -----
T_TERRA = (306.10712180+ANGULO)/(60.0*360.0)+0.1
T_FASE_A = (306.10712180+ANGULO)/(60.0*360.0)+0.1
T_FASE_B = 1.0
T_FASE_C = 1.0
C ----- TEMPO MÁXIMO E PASSO DE TEMPO -----
T_MAXIMO = '.3500000'
DELTA_T = '4.16e-6'
TAXA_AMOSTRAGEM = 101.
TAXA = '0101'
BLANK PARAMETER
C
C -----
$DUMMY, XYZ000
C Miscellaneous Data Card ....
POWER FREQUENCY
C   1   2   3   4   5   6   7   8
C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
C DELTAT  TMAX  XOPT  COPT
DELTA_TT_MAXIMO  60.  60.
  TAXA  TAXA   1   1   1   0   0   1   0
C -----
C Fazendo uso da MODELS.
C -----
MODELS
INPUT
  atp_t { ATP(t) }
  va { V(L1TP1A) }
  vb { V(L1TP1B) }
  vc { V(L1TP1C) }
  ia { V(LT1C1A) }
  ib { V(LT1C1B) }
  ic { V(LT1C1C) }
  sa { SWITCH(TERMA) }
  sb { SWITCH(TERMB) }
  sc { SWITCH(TERMC) }
  sn { SWITCH(COMUM) }
OUTPUT
  vaFilt
  vbFilt
  vcFilt
  iaFilt
  ibFilt
  icFilt
  MagVA
  MagVB
  MagVC
  MagIA

```

MagIB
MagIC
fEst

\$INCLUDE FiltroAnalogico.mdl
\$INCLUDE ModeloRele.mdl

-- FILTRAGEM DOS SINAIS --

-- Filtragem dos sinais de tensão --

USE FiltANA AS FiltANAV

INPUT

sigInA:=va

sigInB:=vb

sigInC:=vc

OUTPUT

vaFilt:=sigOutA

vbFilt:=sigOutB

vcFilt:=sigOutC

ENDUSE

-- Filtragem dos sinais de corrente --

USE FiltANA AS FiltANAI

INPUT

sigInA:=ia

sigInB:=ib

sigInC:=ic

OUTPUT

iaFilt:=sigOutA

ibFilt:=sigOutB

icFilt:=sigOutC

ENDUSE

USE ModeloRele AS ModeloRele

INPUT

time:=atp_t

va:=vaFilt

vb:=vbFilt

vc:=vcFilt

ia:=iaFilt

ib:=ibFilt

ic:=icFilt

SW_A:= sa

SW_B:= sb

SW_C:= sc

SW_N:= sn

OUTPUT

MagVA:=MagVA

MagVB:=MagVB

MagVC:=MagVC

MagIA:=MagIA

MagIB:=MagIB

MagIC:=MagIC

ENDUSE

RECORD

vaFilt AS vaFilt
vbFilt AS vbFilt
vcFilt AS vcFilt
iaFilt AS iaFilt
ibFilt AS ibFilt
icFilt AS icFilt
MagVA AS MagVA
MagVB AS MagVB
MagVC AS MagVC
MagIA AS MagIA
MagIB AS MagIB
MagIC AS MagIC

ENDRECORD

ENDMODELS

C

C 1 2 3 4 5 6 7 8

C 34567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

C

C -----

C Equivalente no Barramento de 230 kV

C -----

C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C >

51EQF1A EQT1A R0EQ01X0EQ01 2

52EQF1B EQT1B R1EQ01X1EQ01 2

53EQF1C EQT1C

C -----

C Resistência no ponto de falta.

C -----

\$VINTAGE, 1

C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< L >< C >

COMUM RTERRA 0

TERMA TERMB RFASES_AB 0

TERMB TERMC RFASES_BC 0

TERMC TERMA RFASES_CA 0

\$VINTAGE, 0

C

C CURRENT TRANSFORMERS

\$INCLUDE L1LCT.PCH

C COUPLING CAPACITOR VOLTAGE TRANSFORMERS

\$UNITS, 60., 0.0,

\$INCLUDE L1LVT.PCH

\$UNITS, -1., -1., { Restore values that existed b4 preceding \$UNITS

C -----

C Linha Analisada.

C -----

C < n 1>< n 2><ref1><ref2>< R >< A >< B ><Leng><><>0

\$VINTAGE, 1

-1T1CHVAFALTAA 3.60127E-01 7.01158E+02 1.73978E+05-1.50000E+02 1 3

-2T1CHVBFALTAB 4.93916E-02 2.21493E+02 2.92042E+05-1.50000E+02 1 3

-3T1CHVCFALTAC 4.92666E-02 1.60119E+02 2.92437E+05-1.50000E+02 1 3

\$VINTAGE, 0

0.55472412 0.82041864 -0.09850365

0.00444309 -0.00551425 -0.02364157

0.50968150 -0.30842622 0.74903865

0.00364100 0.02610858 0.00683118

```

0.65757913 -0.47997059 -0.65460762
-0.00791238 -0.02650848 0.01101886
C
C
$VINTAGE, 1
-1FALTAAT2CHVA      3.60127E-01 7.01158E+02 1.73978E+05-5.28900E+02 1 3
-2FALTABT2CHVB      4.93916E-02 2.21493E+02 2.92042E+05-5.28900E+02 1 3
-3FALTAAT2CHVC      4.92666E-02 1.60119E+02 2.92437E+05-5.28900E+02 1 3
$VINTAGE, 0
0.55472412 0.82041864 -0.09850365
0.00444309 -0.00551425 -0.02364157
0.50968150 -0.30842622 0.74903865
0.00364100 0.02610858 0.00683118
0.65757913 -0.47997059 -0.65460762
-0.00791238 -0.02650848 0.01101886
C
C
$VINTAGE, 1
BLANK
C -----
C Chaves para a simulação das faltas fase-fase e fase-terra.
C -----
C Faltas fase-fase.
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< Ie ><Vf/CLOP >< type >
TERMA FALTA T_FASE_A      1.          0
TERMB FALTA T_FASE_B      1.          0
TERMC FALTA T_FASE_C      1.          0
C Faltas fase-terra.
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< Ie ><Vf/CLOP >< type >
TERMA COMUM T_TERRA      1.          0
TERMB COMUM T_TERRA      1.          0
TERMC COMUM T_TERRA      1.          0
C -----
C Chaves para a dos terminais da linha.
C -----
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< Ie ><Vf/CLOP >< type >
L1LBKAT1CHVA      -1.    1.0          1
L1LBKBT1CHVB      -1.    1.0          1
L1LBKCT1CHVC      -1.    1.0          1
C          0
C -----
C Chaves para a conexão das fontes dos equivalentes.
C -----
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< Ie ><Vf/CLOP >< type >
SOUR1AEQF1A      -1.    1.          1
SOUR1BEQF1B      -1.    1.          1
SOUR1CEQF1C      -1.    1.          1
BLANK
C -----
C Fonte senoidal 230,0 kV (RMS), 60 Hz.
C Fonte 1: 1,05 p.u. fase 0,0.
C Fonte 2: 0,95 p.u. fase -10,0.
C -----
C < n 1><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/T0>< A1 >< T1 >< TSTART >< TSTOP >
14SOUR1A 0 191550.    60.    0.00          -1.    1.
14SOUR1B 0 191550.    60. -120.00          -1.    1.

```

14SOURIC 0 191550. 60. 120.00 -1. 1.
C
BLANK
SOUR1ASOUR1BSOURICEQF1A EQF1B EQF1C EQT1A EQT1B EQT1C
L1TP1AL1TP1BL1TP1CLT1C1ALT1C1BLT1C1CEQT1A
BLANK OUTPUT
BLANK PLOT
BEGIN NEW DATA case
BLANK