



**UM ALGORITMO PARA A MITIGAÇÃO DO EFEITO DO
INFEED NO AJUSTE DAS ZONAS DA FUNÇÃO DE PROTEÇÃO
DE DISTÂNCIA**

JÉSSICA SANTORO GONÇALVES PENA

**TESE DE DOUTORADO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

UM ALGORITMO PARA A MITIGAÇÃO DO EFEITO DO
INFEED NO AJUSTE DAS ZONAS DA FUNÇÃO DE PROTEÇÃO
DE DISTÂNCIA

Jéssica Santoro Gonçalves Pena

TESE DE DOUTORADO SUBMETIDA AO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO
PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU
DE DOUTORA EM ENGENHARIA ELÉTRICA.

APROVADA POR:

Prof. Kleber Melo e Silva, D.Sc. (UnB/ENE)
(Orientador)

Prof. Felipe Vigolvino Lopes, D.Sc. (UFPB)
(Examinador Externo)

Prof. José Carlos de Melo Vieira Júnior, D.Sc. (USP/EESC)
(Examinador Externo)

Prof. Francisco Damasceno Freitas, D.Sc. (UnB/ENE)
(Examinador Interno)

PUBLICAÇÃO: PPGEE.TD - 183/22.

Brasília/DF, 22 de dezembro de 2021.

FICHA CATALOGRÁFICA

PENA, JÉSSICA SANTORO GONÇALVES

Um Algoritmo para a Mitigação do Efeito do Infeed no Ajuste das Zonas da Função de Proteção de Distância [Distrito Federal] 2021.

xiii, 98p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Doutora, Tese de Doutorado – Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia).

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Proteção de Distância
 2. Efeito da Corrente de Infeed
 3. Sobrealcance de Zonas de Proteção de Distância
- I. ENE/FT/UnB
 - II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

PENA, J. S. G. (2021). Um Algoritmo para a Mitigação do Efeito do Infeed no Ajuste das Zonas da Função de Proteção de Distância, Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGEE.TD - 183/22, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 98p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTORA: Jéssica Santoro Gonçalves Pena

TÍTULO: Um Algoritmo para a Mitigação do Efeito do Infeed no Ajuste das Zonas da Função de Proteção de Distância.

GRAU/ANO: Doutora em Engenharia Elétrica/2021

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta tese de doutorado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. A autora reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta tese de doutorado pode ser reproduzida sem autorização por escrito da autora.

Jéssica Santoro Gonçalves Pena

Departamento de Eng. Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por ter me dado o dom da vida e por seu infinito amor.

Ao meu marido, Douglas Pena, por todo amor, incentivo, companheirismo e compreensão. Esta caminhada não seria a mesma sem você.

À toda minha família, em especial aos meus pais, Orlando Gonçalves e Denise Gonçalves, e à minha irmã, Jamille Gonçalves, por todo apoio e carinho.

Ao meu orientador, Prof. Kleber Melo e Silva que, com muita paciência, dedicação e disposição, me orientou nesta pesquisa.

Ao professor Helon Braz, pela participação valiosa no desenvolvimento deste trabalho.

Aos membros da banca examinadora pelas contribuições que resultaram em melhorias nesta tese.

Aos meus colegas do Laboratório de Proteção de Sistemas Elétricos (LAPSE) que contribuíram para o meu crescimento e aprendizado, especialmente à Larissa Marques, Letícia Gama e Suellen Silva, pela amizade e apoio.

Enfim, agradeço a todos que de alguma forma colaboraram para a conclusão desta tese.

RESUMO

Um novo algoritmo para mitigar o efeito do *infeed* no desempenho da função de proteção de distância é proposto nesta tese. A metodologia proposta utiliza informações dos elementos da matriz Z_{bus} , os dados de impedância das linhas de transmissão e da condição operacional do sistema para realizar o ajuste da sua segunda zona. É realizada uma avaliação comparativa do desempenho da função de proteção de distância ajustada com os ajustes propostos e com aqueles obtidos seguindo-se um procedimento tradicional de cálculo. Os resultados obtidos revelam que o ajuste adaptativo da segunda zona do relé garante o correto funcionamento das zonas de sobrealcance. Com isso, a cobertura de *backup* é melhorada significativamente, além de evitar a sobreposição de zonas de proteção entre linhas adjacentes. O algoritmo proposto pode ser usado para aplicações *offline* e *online*. Para aplicações *offline*, o algoritmo dá suporte aos engenheiros de proteção, fornecendo cálculo de ajustes otimizados. Por outro lado, também pode ser usado para aplicações *online* no contexto de esquemas de proteção adaptativos. Para tanto, o ajuste do relé pode ser atualizado dependendo se as contingências são detectadas pela análise de dados do SCADA. Além disso, os resultados indicam a utilidade e o valor da estratégia proposta do ponto de vista prático, uma vez que pode ser implementada com tecnologia já disponível no mercado.

Palavras-chave: Proteção de distância, efeito da corrente de *infeed*, sobrealcance de zonas de proteção de distância.

ABSTRACT

A new algorithm to mitigate the effect of infeed on the performance of the distance protection function is proposed in this thesis. The proposed methodology uses information from the elements of the matrix Z_{bus} , the impedance data of the transmission lines and the operational status of power apparatus to perform overreaching distance zones settings. A comparison of the distance function adjusted with the proposed settings and those obtained following a traditional calculation procedure is performed. The obtained results reveal that the proposed settings ensure the correct operation of overreaching zones. As a result, the backup coverage is improved in addition to avoiding distance zones overlapping between adjacent lines. It can be used for both offline and online applications straightforwardly. For offline applications, the proposed algorithm gives support to protection engineers, providing optimal settings calculation. On the other hand, it can also be used for online applications in the context of wide-area adaptive protection schemes. Aiming to do so, the relay can change its settings depending on whether contingencies are detected by SCADA data analysis. Furthermore, the results indicate the usefulness and value of the proposed strategy from the practical point of view, since it can be implemented with technology already available on the market.

Keywords: Distance protection, infeed current effect, overreaching distance zones.

SUMÁRIO

Sumário	i
Lista de Figuras	iii
Lista de Tabelas	vi
Lista de Símbolos	vii
Glossário	xiii
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Contextualização do Tema	1
1.2 Motivação	4
1.3 Objetivos e Contribuições desta Tese	7
1.3.1 Publicação em Revista	7
1.4 Organização do Texto	7
Capítulo 2 – Fundamentos da Função de Proteção de Distância	9
2.1 Princípios da Função de Proteção de Sistemas Elétricos	10
2.2 Princípios da Função de Proteção de Distância	11
2.3 Cálculo da Impedância de Falta	11
2.3.1 Falta Trifásica	12
2.3.2 Falta Monofásica	14
2.4 Diagrama R-X e Características de Operação	15
2.4.1 Característica de Operação Quadrilateral	17
2.4.2 Característica Mho Autopolarizada	17
2.4.2.1 Comparador de Fase	18
2.4.3 Característica Mho Polarizada	19
2.4.3.1 Polarização por Memória de Tensão	19
2.5 Zonas de Proteção	19
2.6 Impacto do <i>Infeed</i> na operação dos relés de distância	20
2.6.1 Ajuste da segunda zona do relé - desconsiderando o <i>infeed</i>	22
2.6.2 Ajuste da segunda zona do relé - considerando o <i>infeed</i>	23
2.7 Síntese do Capítulo	24
Capítulo 3 – Revisão do Estado da Arte	25
3.1 Estado da Arte sobre a Função de Proteção de Distância em Linhas de Transmissão	25
3.2 Síntese da Revisão Bibliográfica e Avaliação das Tendências	30
3.3 Síntese do Capítulo	33

Capítulo 4 – Algoritmo Proposto para a Função de Proteção de Distância	35
4.1 Formulação Proposta	35
4.1.1 Unidades de distância Fase-Fase (FF)	37
4.1.2 Unidades de distância fase-terra (FT)	39
4.1.3 Ajustes de 2ª zona para unidades de distância FF e FT	41
4.1.4 Processo de Otimização Simplificado	42
4.2 Aplicação do algoritmo proposto	44
4.3 Síntese do Capítulo	46
Capítulo 5 – Resultados	47
5.1 Dados do sistema estudado	47
5.1.1 Caso 1	49
5.1.2 Caso 2	54
5.2 Influência das barras de fronteira	59
5.3 Avaliação Experimental	60
5.4 Síntese do Capítulo	63
Capítulo 6 – Conclusões e Propostas de Trabalhos Futuros	64
Referências Bibliográficas	67
Apêndice A – Matriz de impedância do sistema	71
A.1 Montagem da matriz de impedância do sistema	71
Apêndice B – Cálculo dos ajustes e da impedância de alcance	74
B.1 Cálculo dos ajustes para a Característica Quadrilateral	74
B.1.1 Unidades fase-fase	74
B.1.1.1 Limite Reativo	74
B.1.1.2 Limite Resistivo	75
B.1.2 Unidades fase-terra	76
B.1.2.1 Limite Reativo	76
B.1.2.2 Limite Resistivo	76
B.2 Impedância de Alcance para a Característica Quadrilateral	77
B.3 Alcance do relé para a Característica Mho	78

LISTA DE FIGURAS

2.1	Circuito trifásico.	12
2.2	Circuitos de sequência para uma falta trifásica.	13
2.3	Circuitos de sequência para uma falta monofásica na fase A.	14
2.4	Diagrama R-X.	16
2.5	Trajetória da impedância vista pelo relé para a característica: (a) mho; (b) quadrilateral (SILVA, 2009).	16
2.6	Característica Quadrilateral.	17
2.7	Representação da característica mho no plano R-X (SILVA, 2009).	18
2.8	Sistema elétrico analisado.	21
4.1	Modelo geral do sistema analisado.	35
4.2	Fluxograma do Processo de Otimização.	44
4.3	Exemplos de curvas de impedâncias vistas pelo relé, calculadas usando o método proposto para diferentes circuitos de <i>infeed</i>	46
5.1	Sistema de Potência Avaliado.	48
5.2	Caso 1 – Cobertura efetiva obtida pelos ajustes propostos e tradicionais considerando o sistema sem contingência: (a) unidades FF; (b) unidades FT.	49
5.3	Caso 1 – Comparação de desempenho dos ajustes de 2ª zona de distância calculados usando o algoritmo proposto e o método tradicional, considerando diferentes tipos de faltas: (a) AT, (b) BC, (c) BCT e (d) ABC.	50
5.4	Caso 1 – Matriz de cobertura para unidades de distância FF no caso de uma única contingência em circuitos de <i>infeed</i> para: (a) ajustes propostos calculados sem considerar as contingências; (b) ajustes tradicionais.	51

5.5	Caso 1 – Matriz de cobertura para unidades de distância FT no caso de uma única contingência em circuitos de <i>infeed</i> para: (a) ajustes propostos calculados sem considerar as contingências; (b) ajustes tradicionais.	51
5.6	Caso 1 – Comparação de desempenho dos ajustes de 2ª zona de distância calculados usando o algoritmo proposto e o método tradicional, sem considerar contingências durante o processo de otimização, para o sistema com contingências, considerando diferentes tipos de faltas: (a) AT, (b) BC, (c) BCT e (d) ABC.	52
5.7	Exemplos de curvas de impedâncias vistas pelo relé para o caso 1.	52
5.8	Caso 1 – Resultados do novo ajuste proposto para unidades FF considerando contingências durante o processo de otimização: (a) cobertura efetiva para o sistema sem contingência (b) matriz de cobertura no caso de contingências em circuitos de <i>infeed</i>	53
5.9	Caso 1 – Comparação de desempenho dos ajustes de 2ª zona de distância para unidades FF, calculados usando o algoritmo proposto e o método tradicional, considerando contingências durante o processo de otimização, para o sistema com contingências, para diferentes tipos de faltas: (a) BC, (b) BCT e (c) ABC.	53
5.10	Caso 2 – Cobertura efetiva obtida pelos ajustes propostos e tradicionais considerando o sistema sem contingência: (a) unidades FF; (b) unidades FT.	54
5.11	Caso 2 – Comparação de desempenho dos ajustes de 2ª zona de distância calculados usando o algoritmo proposto e o método tradicional, considerando diferentes tipos de faltas: (a) AT, (b) BC, (c) BCT e (d) ABC.	55
5.12	Caso 2 – Matriz de cobertura para unidades de distância FF no caso de uma única contingência em circuitos de <i>infeed</i> para: (a) ajustes propostos calculados sem considerar as contingências; (b) ajustes tradicionais.	56
5.13	Caso 2 – Matriz de cobertura para unidades de distância FT no caso de uma única contingência em circuitos de <i>infeed</i> para: (a) ajustes propostos calculados sem considerar as contingências; (b) ajustes tradicionais.	56

5.14	Caso 2 – Comparação de desempenho dos ajustes de 2ª zona de distância calculados usando o algoritmo proposto e o método tradicional, sem considerar contingências durante o processo de otimização, para o sistema com contingências, considerando diferentes tipos de faltas: (a) AT, (b) BC, (c) BCT e (d) ABC.	57
5.15	Exemplos de curvas de impedâncias vistas pelo relé para o caso 2.	57
5.16	Caso 2 – Cobertura efetiva dos ajustes propostos, considerando as contingências nos circuitos de <i>infeed</i> , e dos ajustes tradicionais: (a) unidades de distância FF; (b) unidades de distância FT.	58
5.17	Caso 2 – Matriz de cobertura para os ajustes propostos calculados considerando as contingências nos circuitos de <i>infeed</i> : (a) Unidade de distância FF; (b) Unidade de distância FT.	58
5.18	Caso 2 – Comparação de desempenho dos ajustes de 2ª zona de distância calculados usando o algoritmo proposto e o método tradicional, considerando contingências durante o processo de otimização, para o sistema com contingências, para diferentes tipos de faltas: (a) AT, (b) BC, (c) BCT e (d) ABC.	58
5.19	Ajuste Proposto x Variação da impedância das barras de fronteira.	59
5.20	Teste no relé - Falta AT na linha MRD_GNN_L1.	61
5.21	Teste no relé - Falta BC na linha CGD_GNN_L1.	61
5.22	Teste no relé - Falta BCT na linha RC2_GNN_L1.	62
5.23	Teste no relé - Falta ABC na linha MRR_GNN_L1.	62

LISTA DE TABELAS

1.1	Expansão da Rede Básica 2016 a 2020 – Linhas de Transmissão (ONS, 2021a).	2
1.2	Desempenho dos sistemas de proteção das linhas de transmissão contabilizadas em 2020, de acordo com informações do ONS (ONS, 2021b; ONS, 2021c).	3
1.3	Desligamentos forçados das Linhas de Transmissão em 2020, de acordo com informações do ONS (ONS, 2021b).	4
2.1	Sinais de entrada para as unidades fase-terra e fase-fase da função de proteção distância.	12
3.1	Resumo dos trabalhos referentes à função de proteção de distância de linhas de transmissão.	31
B.1	Impedâncias de alcance da característica reatância.	78
B.2	Impedâncias de alcance da característica impedância angular.	78

LISTA DE SÍMBOLOS

Z_{AT}	Unidade de impedância do relé para faltas que envolvam a fase A do sistema.
Z_{BT}	Unidade de impedância do relé para faltas que envolvam a fase B do sistema.
Z_{CT}	Unidade de impedância do relé para faltas que envolvam a fase C do sistema.
Z_{AB}	Unidade de impedância do relé para faltas que envolvam as fases AB do sistema.
Z_{BC}	Unidade de impedância do relé para faltas que envolvam as fases BC do sistema.
Z_{CA}	Unidade de impedância do relé para faltas que envolvam as fases CA do sistema.
$\bar{V}^{(a)}$	Fasor da tensão na fase A.
$\bar{V}^{(b)}$	Fasor da tensão na fase B.
$\bar{V}^{(c)}$	Fasor da tensão na fase C.
$\bar{I}^{(a)}$	Fasor da corrente na fase A.
$\bar{I}^{(b)}$	Fasor da corrente na fase B.
$\bar{I}^{(c)}$	Fasor da corrente na fase C.
a	Operador matemático complexo usado na transformação em componentes simétricas ($a = 1\angle 90^\circ$).
s	Componentes de sequência zero $s = 0$, positiva $s = 1$ e negativa $s = 2$.
k_0	Fator de compensação de sequência zero.
$\bar{I}^{(s)}$	Fasor das correntes de sequência do circuito.

$\overline{V}_R^{(s)}$	Fasor da tensão de sequência vista pelo relé.
$\overline{V}_F^{(s)}$	Fasor da tensão de sequência no ponto F onde ocorreu a falta.
$\overline{I}_R^{(s)}$	Fasor corrente de sequência vista pelo relé.
\overline{E}_S	Fonte de tensão do equivalente de Thévenin S.
$Z_S^{(s)}$	Impedância de sequência do equivalente de Thévenin S.
$Z_L^{(s)}$	Impedância de sequência por unidade de comprimento da linha de transmissão.
h	Porcentagem do comprimento total da linha onde ocorreu a falta.
$\overline{V}_F^{(a)}$	Fasor da tensão na fase A do sistema no ponto F onde ocorreu a falta.
$\overline{I}_{R,comp}^{(a)}$	Fasor da corrente compensada na fase A do sistema vista pelo relé.
Z_R	Impedância aparente vista pelo relé.
r_R	Parte real da impedância aparente vista pelo relé.
x_R	Parte imaginária da impedância aparente vista pelo relé.
θ_R	Ângulo da impedância aparente vista pelo relé.
\overline{V}_{op}	Fasor da tensão de operação dos comparadores que implementam a característica de operação do relé.
\overline{V}_{pol}	Fasor da tensão de polarização dos comparadores que implementam a característica de operação do relé.
Z_A	Impedância de alcance do relé.
θ_{L1}	Ângulo da impedância de sequência positiva da linha de transmissão.
τ	Ângulo de projeto da característica Mho.
ϕ	Ângulo de diferença das fases dos fasores \widehat{V}_{op} e \widehat{V}_{pol} .
\overline{V}_{pre}	Fasor da tensão de pré-falta.
k_p	Porcentagem de suplementação da tensão de falta.
T_2	Tempo de atraso da atuação da segunda zona de proteção do relé.
$Z_{MP}^{(s)}$	Impedância de sequência da linha de transmissão MP.

$Z_{PQ}^{(s)}$	Impedância de sequência da linha de transmissão PQ.
$Z_{NP}^{(s)}$	Impedância de sequência da linha de transmissão NP.
$Z_{MN}^{(s)}$	Impedância de sequência da linha de transmissão MN.
m_{PQ}	Cobertura efetiva da linha de transmissão PQ.
m_{NP}	Cobertura efetiva da linha de transmissão PN.
$\bar{I}_N^{(s)}$	Fasor das corrente de sequência vindas da barra N.
$\bar{I}_M^{(s)}$	Fasor das corrente de sequência vindas da barra M.
$\bar{I}_P^{(s)}$	Fasor das corrente de sequência vindas da barra P.
M	Coefficiente de <i>infeed</i> .
\bar{I}_{infeed}	Correntes de <i>infeed</i> .
$Z_{bus}^{(s)}$	Matriz de sequência de Impedância Nodal do circuito.
$z_{ik}^{(s)}$	Impedância obtida a partir da matriz $Z_{bus}^{(s)}$.
$\bar{I}_F^{(s)}$	Fasor da corrente de sequência no ponto F onde ocorreu a falta.
$\bar{V}_{R,m}^{(s)}$	Fasor da tensão de sequência positiva vista pelo relé.
$\bar{I}_{R,m}^{(s)}$	Fasor corrente de sequência vista pelo relé.
$\Gamma_n^{(s)}$	Termo que representa a relação entre as impedâncias.
$\bar{V}_{R,m}^{(a)}$	Fasor da tensão na fase A do sistema vista pelo relé.
$\bar{V}_{R,m}^{(b)}$	Fasor da tensão na fase B do sistema vista pelo relé.
$\bar{V}_{R,m}^{(c)}$	Fasor da tensão na fase C do sistema vista pelo relé.
$\bar{I}_{R,m}^{(a)}$	Fasor da corrente na fase A do sistema vista pelo relé.
$\bar{I}_{R,m}^{(b)}$	Fasor da corrente na fase B do sistema vista pelo relé.
$\bar{I}_{R,m}^{(c)}$	Fasor da corrente na fase C do sistema vista pelo relé.

$Z_{R,m}^{(ab)}$	Impedância aparente vista pelo relé na fases AB .
$Z_{R,m}^{(aT)}$	Impedância aparente vista pelo relé na fase AT .
k_{r2}	Fator de compensação de corrente residual da linha de transmissão r-2.
k_{m2}	Fator de compensação de corrente residual da linha de transmissão m-2.
Z_{seg}^{FF}	Ajuste da segunda zona de proteção de distância para unidades fase-fase.
$C_{R,m}^{FF}$	Cobertura da proteção efetiva de retaguarda para unidades fase-fase.
$G_{R,m}^{FF}$	Somatório do Γ para unidades fase-fase.
$CT_{R,m}^{FF}$	Cobertura total da proteção efetiva de retaguarda para unidades fase-fase.
Z_{seg}^{FT}	Ajuste da segunda zona de proteção de distância para unidades fase-terra.
$C_{R,m}^{FT}$	Cobertura da proteção efetiva de retaguarda para unidades fase-terra.
$G_{R,m}^{FT}$	Somatório do Γ para unidades fase-terra.
$CT_{R,m}^{FT}$	Cobertura total da proteção efetiva de retaguarda para unidades fase-terra.
C_{max}	Cobertura máxima considerada para proteção de <i>backup</i> .
Δh_{max}	Incremento máximo considerado no processo de otimização.
$XAG1$	Ajuste tradicional para uma falta AT (teste do relé).
$XAG2$	Ajuste proposto para uma falta AT (teste do relé).
$XAB1$	Ajuste tradicional para uma falta AB (teste do relé).
$XAB2$	Ajuste proposto para uma falta AB (teste do relé).
$XBC1$	Ajuste tradicional para uma falta BC (teste do relé).
$XBC2$	Ajuste proposto para uma falta BC (teste do relé).
$XCA1$	Ajuste tradicional para uma falta CA (teste do relé).
$XCA2$	Ajuste proposto para uma falta CA (teste do relé).
X_{pri}^{FF}	Limite reativo da primeira zona de proteção para unidade fase-fase.
X_{seg}^{FF}	Limite reativo da segunda zona de proteção para unidade fase-fase.

R_{pri}^{FF}	Limite resistivo da primeira zona de proteção para unidade fase-fase.
R_{seg}^{FF}	Limite resistivo da segunda zona de proteção para unidade fase-fase.
X_{pri}^{FT}	Limite reativo da primeira zona de proteção para unidade fase-terra.
X_{seg}^{FT}	Limite reativo da segunda zona de proteção para unidade fase-terra.
R_{pri}^{FT}	Limite resistivo da primeira zona de proteção para unidade fase-terra.
R_{seg}^{FT}	Limite resistivo da segunda zona de proteção para unidade fase-terra.
m	Alcance da zona de proteção na característica Quadrilateral.
σ	Ângulo da impedância de alcance associada à característica direcional 1.
β	Ângulo da impedância de alcance associada à característica direcional 2.
$Z_{A,1}$	Impedância de alcance associada à característica direcional 1.
$Z_{A,2}$	Impedância de alcance associada à característica direcional 2.
$Z_{A,3}$	Impedância de alcance associada à característica reatância.
$Z_{A,4}$	Impedância de alcance associada à característica impedância angular.
X	Limite reativo do elemento fase-fase ou fase-terra, respectivo a cada zona de proteção.
R	Limite resistivo do elemento fase-fase ou fase-terra, respectivo a cada zona de proteção.
\bar{V}_{bus}''	Fasor tensão para circuito puro de falta.
\bar{I}_{bus}''	Fasor corrente para circuito puro de falta.
\bar{I}_n''	Fasor corrente na barra n para circuito puro de falta.
\bar{I}_{Fn}''	Fasor corrente de falta.
\bar{V}_n''	Fasor tensão na barra n para circuito puro de falta.
\bar{V}_k''	Fasor tensão na barra k para circuito puro de falta.
\bar{V}_k'	Fasor tensão na barra k para circuito pré-falta.
Z_{kn}^{bus}	Impedância obtida a partir da matriz Z_{bus} para o trecho kn.

Z_{nn}^{bus}	Impedância obtida a partir da matriz Z_{bus} para o trecho nn.
\bar{E}_n	Fasor tensão nas barras ($n = 1, \dots, N$).

GLOSSÁRIO

ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
DIR1	Característica Direcional 1
DIR2	Característica Direcional 2
FF	fase-fase
FT	fase-terra
IMP	Característica Impedância Angular
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
REAT1	Característica Reatância 1
REAT2	Característica Reatância 2
RNAs	Redes Neurais Artificiais
SIN	Sistema Interligado Nacional
SIR	<i>Source Impedance Ratio</i>
TCs	Transformadores de Corrente
TPs	Transformadores de Potencial
WABP	<i>Wide-Area Backup Protection</i>

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

A principal função do Sistema Elétrico de Potência consiste no fornecimento da energia elétrica para os centros consumidores, devendo seguir padrões de continuidade e qualidade. Para isso, os equipamentos que compõem os subsistemas de geração, transmissão e distribuição de energia necessitam de sistemas de proteção eficazes para agirem com segurança perante faltas, perturbações e outras condições adversas.

No que diz respeito ao sistema de proteção, este representa o conjunto de equipamentos e acessórios designados a atuar contra curtos-circuitos e demais condições de operação anormais dos componentes de um sistema elétrico. A atuação da proteção pode ser enquadrada em cinco tipos (ONS, 2021c):

- Correta: a função de proteção é solicitada e atua de acordo com a finalidade para a qual foi aplicada, para as grandezas supervisionadas dentro das faixas adequadamente ajustadas, dentro de sua área de supervisão e em tempo apropriado para as condições verificadas;
- Incorreta: a função de proteção é solicitada e atua em desacordo com a finalidade para a qual foi aplicada, para as grandezas supervisionadas dentro das faixas adequadamente ajustadas, dentro de sua área de supervisão e em tempo apropriado para as condições verificadas;
- Recusa de atuação: a função de proteção é solicitada e deixa de atuar, mesmo que existam todas as condições e a necessidade para atuar;
- Sem dados: neste caso, não é possível, com as informações disponíveis, classificar o desempenho da função de proteção;

- Acidental: a função de proteção atua sem ocorrência de falta ou anormalidade no sistema elétrico de potência, ou seja, quando não há sua devida solicitação. Este tipo de atuação é consequência de fatores externos que venham a interferir no seu desempenho normal, tais como erros humanos, falhas ou defeitos em relés, problemas na fiação de entrada dos transformadores de corrente (TCs) e transformadores de potencial (TPs), entre outros.

As linhas de transmissão correspondem aos elementos mais abundantes, responsáveis pela interligação entre as unidades geradoras e consumidoras de energia elétrica. Além disso, devido ao aumento da demanda por energia elétrica, o nível de solicitação das linhas de transmissão tem aumentado, o que tem resultado em investimentos para a ampliação da Rede Básica, conforme é ilustrado na Tabela 1.1 (ONS, 2021a).

Tabela 1.1. Expansão da Rede Básica 2016 a 2020 – Linhas de Transmissão (ONS, 2021a).

Linha de Transmissão	2016	2017	2018	2019	2020	Variação (%) 2016-2020
Total de circuitos	1.087	1.112	1.137	1.192	1.249	14,9
Extensão (km)	123.418	129.124	132.952	141.804	147.928	19,8

Tendo em vista o seu elevado grau de exposição, as linhas de transmissão da Rede Básica têm sido a principal origem das perturbações envolvendo essa rede, mantendo uma média de 70,36% de participação nos últimos cinco anos (ONS, 2021a). Em segundo lugar aparecem os componentes de controle de reativos da Rede Básica (compensadores síncronos e estáticos, banco de capacitores em derivação, reatores manobráveis em derivação e banco de capacitores série), com uma média de participação de 13,87%. Em seguida, os transformadores apresentam uma média de 8,27%. Já os componentes não pertencentes à Rede Básica, os barramentos e outros componentes (filtros e conversores), são aqueles que menos contribuem (ONS, 2021a).

O desempenho dos sistemas de proteção das linhas de transmissão da Rede de Operação (Rede Básica e Complementar) no ano de 2020 é mostrado na Tabela 1.2 (ONS, 2021b; ONS, 2021c).

Da Tabela 1.2, observa-se que em 2020 ocorreram 6.256 atuações dos sistemas de proteção das linhas de transmissão da Rede de Operação, das quais 41% foram verificadas em linhas de transmissão de 230 kV. Vale destacar que 46% das atuações incorretas e 50% das atuações acidentais foram devidas às linhas de transmissão de 230 kV.

Tabela 1.2. Desempenho dos sistemas de proteção das linhas de transmissão contabilizadas em 2020, de acordo com informações do ONS (ONS, 2021b; ONS, 2021c).

Tensão (kV)	Atuações		
	Corretas	Incorretas	Acidentais
800	30	0	0
750	12	1	1
600	132	1	0
500	2.239	40	97
440	346	6	9
345	523	8	20
230	2.379	51	144
138	199	3	15
Total	5.860	110	286

O desligamento forçado é caracterizado pela retirada de serviço de um componente, em condições não programadas, decorrente de falha ou de desligamento de emergência (ONS, 2021b). Este tipo de desligamento ocorre quando o equipamento é desligado automática ou manualmente para conter riscos à integridade de pessoas ou do meio ambiente, danos ao equipamento e outras consequências ao sistema elétrico.

De acordo com o ONS (ONS, 2021b), os desligamentos de origem interna em linhas de transmissão em 2020, ou seja, relacionados às partes principais do componente em análise, em geral energizadas, representaram 80,2% dos desligamentos da Rede Básica e 77,1% dos desligamentos da Rede de Operação. A frequência dos desligamentos com origem da causa interna em 2020 atingiu o maior patamar dos últimos cinco anos. Os percentuais em relação aos desligamentos de origem secundária foram de 10,9% para Rede Básica e 12,7% para Rede de Operação. Considerando os desligamentos de origem externa, 7,9% foram ocasionados para Rede Básica e 9,1% para Rede de Operação. Já os ocasionados por origem operacional, 0,9% foram na Rede Básica e 1,1% na Rede de Operação. As origens citadas das causas de desligamento podem ser classificadas da seguinte forma (ONS, 2021b):

- Interna: a causa se relaciona com as partes principais do componente em análise, em geral energizadas, incluindo seus equipamentos terminais, tais como isoladores, seccionadoras, entre outros;
- Secundária: a causa se relaciona com os equipamentos secundários, complementares ou

auxiliares do componente em análise, tais como controle, comando, entre outros;

- Externa: atuação correta da proteção do componente em análise em virtude de falhas externas (atuação como proteção de retaguarda) ou por sobrecarga causada por desligamento de outro componente específico;
- Operacional: a causa se relaciona com naturezas elétricas sistêmicas, tais como oscilações sistêmicas, sobretensões, sobrefrequência, entre outros.

A Tabela 1.3 apresenta o número e a duração média dos desligamentos forçados das linhas de transmissão, por nível de tensão, da Rede de Operação do ONS em 2020. Da Tabela 1.3 nota-se que aproximadamente 42% dos casos ocorreram em linhas de transmissão de 230 kV e que a duração média dos desligamentos forçados foi maior nas linhas de 800 kV.

Tabela 1.3. Desligamentos forçados das Linhas de Transmissão em 2020, de acordo com informações do ONS (ONS, 2021b).

Tensão (kV)	Desligamentos	Duração média (hora/desligamento)
800	20	1,891
750	8	0,05
600	96	0,615
500	1236	0,261
440	183	0,258
345	285	0,271
230	1427	0,479
138	140	0,000

1.2 MOTIVAÇÃO

Analisando-se os dados estatísticos da Seção 1.1, verifica-se a importância de realizar um estudo detalhado das funções de proteção de linhas de transmissão, visando a implementação de esquemas cada vez mais eficazes, que garantam a integridade dos equipamentos do sistema e evitem o desencadeamento de outros distúrbios. Como as linhas de transmissão interligam outras redes mais complexas de circuitos elétricos, um desempenho inadequado pode gerar instabilidade que pode se propagar para o sistema como um todo e conseqüente gerar interrupção do fornecimento de energia elétrica aos consumidores, acarretando grandes prejuízos financeiros (HOROWITZ; PHADKE, 2008).

A função de um sistema de proteção é identificar faltas no sistema elétrico e desligar de modo seletivo as suas partes afetadas, de modo a preservar a integridade dos equipamentos e evitar o desencadeamento de outros defeitos. O tipo de função de proteção mais empregado em linhas de transmissão é a função de proteção de distância (ZIEGLER, 2006). O método consiste na utilização da distância, obtida de forma indireta por meio do cálculo da impedância de sequência positiva do trecho de linha entre o relé e o local da falta, comparando-a com sua característica de operação (ZIEGLER, 2006). Entretanto, há situações nas quais a função de proteção de distância não garante a rápida extinção da falta, sendo esta realizada após um tempo de atraso, podendo, neste caso, ultrapassar os limites de estabilidade do sistema (ANDERSON, 1999).

As características de seletividade e coordenação da função de proteção de distância estão relacionadas ao ajuste de suas zonas de proteção, que consiste de diferentes alcances, associados a diferentes tempos de atraso. Ao delimitar um alcance de uma zona, o mesmo pode sofrer variações de acordo com as influências externas impostas pelo sistema elétrico, como as correntes de *infeed*.

O efeito do *infeed* deve ser levado em consideração quando existe uma ou mais fontes de geração dentro da zona de proteção do relé, que possam contribuir com a corrente de falta, mas que não são considerados na formulação da função de proteção de distância. Neste caso, o valor da impedância medida pelo relé de distância é alterado e, a depender da topologia da rede, podem existir casos de sobrealcance ou subalcance.

O sobrealcance ocorre quando a função atua para faltas que ocorram em distâncias maiores do que a delimitada por seu alcance. Por outro lado, no caso em que a função subalcança, há uma diminuição da cobertura efetiva da função. Deve-se ressaltar que, tanto o subalcance como o sobrealcance podem ser imposições dos ajustes ou ocorrências indesejáveis causadas pelas condições operativas do sistema elétrico (KINDERMANN, 1999).

Tradicionalmente, os engenheiros de proteção consideram algumas condições operacionais críticas para incluir o efeito do *infeed* nos ajustes. No entanto, uma vez que é um desafio conhecer as correntes de *infeed*, a priori, para diferentes condições operacionais (ou seja, com e sem contingências), não há garantia de que a sobreposição de zonas de distância em linhas adjacentes seja completamente superada. Portanto, por uma questão de simplicidade, os enge-

nheiros de proteção desconsideram o efeito do *infeed* nos ajustes para evitar o sobrealcançe do relé. Como consequência, a cobertura de retaguarda em linhas adjacentes pode ser reduzida consideravelmente, dependendo dos níveis de corrente de *infeed* (ZIEGLER, 2006).

Para fornecer uma proteção de retaguarda remota para linhas adjacentes, é possível usar uma 3ª zona da função de proteção de distância (NERC, 2005). Entretanto, nesta abordagem há a possibilidade de ocorrer uma operação involuntária do sistema de proteção durante distúrbios generalizados, causando atuações em cascata de relés, como aconteceu no *blackout* da rede elétrica norte-americana em 2003 (NERC, 2004). Com isso, vários países, entre eles o Brasil, padronizaram o uso do princípio de proteção de retaguarda local para todo o sistema de transmissão, de forma que apenas a 1ª e 2ª zonas de distância são utilizadas (ONS, 2009).

A primeira zona é ajustada para atuar de maneira instantânea, enquanto a segunda zona para atuar como retaguarda local e remota. A impedância de alcance da primeira zona de proteção corresponde a uma porcentagem da impedância total da linha protegida. A segunda zona de proteção deve cobrir 100% da linha protegida pela primeira zona, mais cerca de até 50% da menor linha que deriva de seu terminal remoto. Dessa maneira, a segunda zona deve ser ajustada de modo que detecte um curto-circuito na barra remota da linha, devendo considerar o efeito do *infeed* (ZIEGLER, 2006).

Nesse contexto, operações mais seguras do sistema de proteção na presença do efeito do *infeed* correspondem a uma demanda do sistema elétrico de potência. Portanto, algoritmos têm sido propostos na literatura, buscando superar esses desafios e apresentar vantagens frente à função de proteção de distância tradicional, no que concerne à atuação da função de proteção considerando a influência do *infeed* (XIA *et al.*, 1994; KHAPARDE *et al.*, 1996; Sá *et al.*, 1997; LI *et al.*, 2000; EL-ARROUDI *et al.*, 2005; GALLEGÓ *et al.*, 2008; MAKWANA; BHALJA, 2011; RAMAN *et al.*, 2012; HAJ-AHMED; ILLINDALA, 2014; MOHAJERI *et al.*, 2015; KUNDU; PRADHAN, 2016; TASDIGHI; KEZUNOVIC, 2016; AL-EMADI *et al.*, 2016; PIETRAMALA *et al.*, 2016; NUNES; BRETAS, 2017; CHEN *et al.*, 2017; PALADHI; PRADHAN, 2018; TSIMTSIOS; NIKOLAIDIS, 2018; REGULSKI *et al.*, 2021).

1.3 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DESTA TESE

O objetivo principal desta tese é propor um algoritmo para a função de proteção de distância de linhas de transmissão baseado na adaptação do ajuste da sua segunda zona, considerando explicitamente o efeito do *infeed*. Para tanto, são utilizados os elementos da matriz Z_{bus} , os dados de impedância das linhas de transmissão e da condição operacional do sistema.

O método proposto foi avaliado por meio de simulações para um sistema elétrico que corresponde a uma parte do sistema elétrico da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF). O esquema apresentado pode ser usado para aplicações *offline* e *online*. Ademais, será realizada uma avaliação comparativa entre a proteção proposta e a tradicional para o cálculo dos ajustes da segunda zona da função de proteção de distância. Além disso, os sinais simulados no ATP/ATPDraw foram convertidos em arquivos COMTRADE e uma avaliação experimental foi realizada em um relé disponível no mercado.

1.3.1 Publicação em Revista

- *An Algorithm to Mitigate the Infeed Effect on Overreaching Distance Zones Settings*. IEEE Transactions on Power Delivery, 2021, <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2021.3128131>.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Esta tese está organizada de acordo com a seguinte estrutura:

- No Capítulo 2, abordam-se os conceitos da função de proteção de distância para linhas de transmissão, os quais servem de subsídio para elaboração do algoritmo proposto e melhor entendimento de seu desempenho;
- No Capítulo 3, realiza-se o levantamento do estado da arte sobre a proteção de distância de linhas de transmissão;
- No Capítulo 4 é apresentado o algoritmo proposto da função de proteção de distância para linhas de transmissão, baseado na adaptação do ajuste para a 2ª zona do relé de distância, considerando um termo relacionado à corrente de *infeed*;

- No Capítulo 5 são mostrados os resultados e as análises das simulações realizadas por meio do software *Alternative Transients Program* (ATP), nas quais foram consideradas diferentes condições de operação do sistema elétrico. Realiza-se uma avaliação comparativa entre a função de proteção de distância proposta e a função de proteção de distância tradicional, para a característica Mho. Posteriormente, uma avaliação experimental é realizada em um relé comercial, para a característica quadrilateral. Além disso, são realizadas análises de contingência, garantindo que não haja sobreposição de zonas de proteção; e
- Por fim, no Capítulo 6, são apresentadas as considerações finais e propostas de continuação da pesquisa.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS DA FUNÇÃO DE PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA

O sistema elétrico de potência é o responsável pelo fornecimento da energia elétrica para os centros consumidores, devendo seguir padrões de continuidade e qualidade. Para isso, os equipamentos que compõem os subsistemas de geração, transmissão e distribuição de energia necessitam de sistemas de proteção eficazes para agirem com segurança perante faltas e/ou condições adversas (ANDERSON, 1999). No que diz respeito à proteção de linhas de transmissão, a função de proteção de distância é utilizada. Ela recebe essa denominação por operar baseada na medição da distância até o local da falta, obtida indiretamente a partir da medição da impedância de sequência positiva do trecho da linha entre o relé e o local da falta (ZIEGLER, 2006).

Uma vez medido o valor da impedância, o relé compara, por exemplo, com um valor fixo de impedância que representa o trecho protegido de uma linha de transmissão. Caso o valor medido esteja compreendido na área definida pelo alcance, o relé de distância detecta que ocorreu uma falta no trecho protegido e atua (KINDERMANN, 1999). Ao delimitar um alcance de uma zona, apesar de ser definido um valor constante que corresponde a uma porcentagem da impedância total da linha protegida, o mesmo pode sofrer variações de acordo com as influências externas impostas pelo sistema elétrico. Nesse contexto, a compreensão aprofundada da função de proteção de distância se faz necessária, a fim de fundamentar aspectos importantes considerados no desenvolvimento deste trabalho. Então, apresentam-se neste capítulo os principais conceitos relacionados à função de proteção de distância em linhas de transmissão.

2.1 PRINCÍPIOS DA FUNÇÃO DE PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

O sistema de proteção tem como função fundamental identificar curtos-circuitos internos ao elemento protegido, de modo a isolar de maneira rápida e seletiva somente as partes defeituosas. Dessa maneira, almeja-se garantir a integridade dos equipamentos elétricos e evitar a propagação de outros defeitos. Neste contexto, para que a proteção opere satisfatoriamente, é necessário o atendimento de alguns requisitos, sendo eles (ANDERSON, 1999):

- Sensibilidade: habilidade de detecção de curtos-circuitos;
- Confiabilidade: capacidade para atuar corretamente quando necessário ou de evitar operações desnecessárias;
- Seletividade: capacidade de manter a continuidade de serviço, com um mínimo de desconexões, a fim de isolar a falta no sistema;
- Coordenação: capacidade de obter seletividade em sua operação por meio de ajustes apropriados do sistema de proteção;
- Velocidade: habilidade em reduzir o tempo de duração da falta, para minimizar danos no sistema;
- Economia: habilidade para obter a melhor relação custo *versus* benefício do sistema de proteção;
- Simplicidade: capacidade de utilizar apenas os equipamentos e circuitos necessários na operação da proteção; e
- Manutenibilidade: capacidade de minimizar os custos de manutenção e o tempo que o sistema fica inoperante, garantindo manutenção rápida e pontual.

Dentre as funções de proteção para linhas de transmissão, a função de proteção de distância é a mais empregada. Ela recebe essa denominação devido à proporcionalidade entre a impedância da linha de transmissão e o seu comprimento. Logo, o que é medido pela função de proteção de distância é a impedância da linha e não propriamente a distância (ZIEGLER, 2006).

2.2 PRINCÍPIOS DA FUNÇÃO DE PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA

A função de proteção de distância recebe como grandeza de entrada a relação da distância entre o ponto de instalação do relé e o ponto de falta do circuito elétrico. Basicamente, a função de proteção de distância analisa a corrente e a tensão do sistema para determinar se existe uma falta dentro ou fora de sua zona de operação (ELMORE, 2003).

A zona de operação da função de proteção de distância depende diretamente da impedância da linha protegida. Assim, a função de proteção de distância tem um alcance fixo (ELMORE, 2003). Se a impedância de falta medida for menor que a impedância de linha ajustada, uma falta interna à zona é detectada e um comando de *trip* é enviado para o disjuntor, podendo este ser instantâneo ou temporizado (ZIEGLER, 2006). Conseqüentemente, isso corresponde a uma decisão da função de proteção de distância, em sua forma mais simples, a partir da tensão e da corrente medidas no local do relé. Para esta decisão básica de proteção, nenhuma informação adicional é necessária e a proteção, portanto, não depende de equipamento adicional ou canais de transmissão de sinal (ZIEGLER, 2006).

2.3 CÁLCULO DA IMPEDÂNCIA DE FALTA

O relé deve receber corretamente sinais de tensão e corrente para medir a distância entre o ponto em que está instalado e a localidade da falta, para então calcular um valor adequado de impedância. Para cada tipo de falta existem diferentes equações que regem as relações entre as tensões e correntes vistas pela função de proteção de distância. Na Tabela 2.1, é mostrada uma síntese dos sinais de entrada das seis unidades de impedância da função de proteção de distância, em que três são do tipo fase-fase e três do tipo fase-terra. Portanto, pelo menos uma das unidades deve medir adequadamente a impedância de sequência positiva do trecho da linha entre o relé e o local da falta para cada tipo de falta (SILVA, 2009).

Da Tabela 2.1, a unidade de impedância do relé para faltas que envolvem as fases A, B, C, AB, BC e CA são, respectivamente, Z_{AT} , Z_{BT} , Z_{CT} , Z_{AB} , Z_{BC} e Z_{CA} , enquanto as tensões nas fases A, B e C são expressas por \bar{V}_a , \bar{V}_b e \bar{V}_c . Já as correntes nas fases A, B e C são expressas por \bar{I}_a , \bar{I}_b e \bar{I}_c , enquanto a corrente de sequência zero e o fator de compensação de sequência

zero, são, respectivamente, \bar{I}_0 e k_0 .

Tabela 2.1. Sinais de entrada para as unidades fase-terra e fase-fase da função de proteção distância.

Unidade	Sinais de Tensão	Sinais de Corrente
Z_{AT}	\bar{V}_a	$\bar{I}_a + k_0\bar{I}_0$
Z_{BT}	\bar{V}_b	$\bar{I}_b + k_0\bar{I}_0$
Z_{CT}	\bar{V}_c	$\bar{I}_c + k_0\bar{I}_0$
Z_{AB}	$\bar{V}_a - \bar{V}_b$	$\bar{I}_a - \bar{I}_b$
Z_{BC}	$\bar{V}_b - \bar{V}_c$	$\bar{I}_b - \bar{I}_c$
Z_{CA}	$\bar{V}_c - \bar{V}_a$	$\bar{I}_c - \bar{I}_a$

2.3.1 Falta Trifásica

Considere o diagrama unifilar do circuito elétrico trifásico, ilustrado na Figura 2.1. Neste circuito, os pontos A e B representam os terminais da linha de transmissão, com impedância z_L . A falta franca é indicada pelo ponto F , localizada a uma porcentagem h do tamanho total da linha de transmissão a partir do ponto A . Os fasores da tensão vista pelo relé, da tensão no ponto da falta e da corrente vista pelo relé são, respectivamente, \bar{V}_R , \bar{V}_F e \bar{I}_R . (SILVA, 2009).

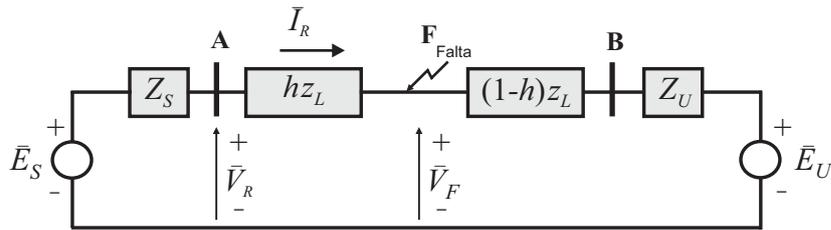


Figura 2.1. Circuito trifásico.

Em uma falta trifásica, todas as fases do sistema são afetadas sendo, portanto, uma falta equilibrada, em que há apenas o circuito de sequência positiva, conforme ilustrado na Figura 2.2.

A partir da Figura 2.2, e definindo $\bar{V}_R^{(s)}$ e $\bar{I}_R^{(s)}$ como a tensão e a corrente de sequência vistas pelo relé, onde o sobrescrito $(s) = (0), (1)$ ou (2) representa as componentes de sequência zero,

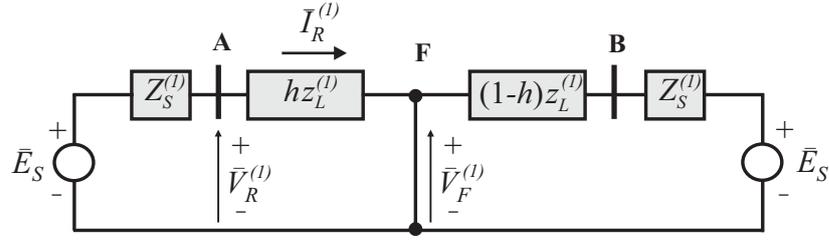


Figura 2.2. Circuitos de sequência para uma falta trifásica.

positiva e negativa, respectivamente, tem-se que (ZIEGLER, 2006):

$$\bar{V}_R^{(1)} = hz_L^{(1)}\bar{I}_R^{(1)}, \quad (2.1)$$

$$\bar{V}_R^{(1)} = \bar{V}_R^{(a)},$$

$$\bar{V}_R^{(1)} = hz_L^{(1)}\bar{I}_R^{(a)}.$$

$$\bar{V}_R^{(2)} = \bar{V}_R^{(0)} = 0. \quad (2.2)$$

$$\bar{I}_R^{(2)} = \bar{I}_R^{(0)} = 0. \quad (2.3)$$

Utilizando a transformação em componentes simétricas, pode-se escrever as unidades de fase em relação às unidades de sequência como:

$$\bar{V}_R^{(a)} = \bar{V}_R^{(1)}, \quad (2.4)$$

$$\bar{V}_R^{(b)} = a^2\bar{V}_R^{(1)},$$

$$\bar{V}_R^{(c)} = a\bar{V}_R^{(1)}.$$

$$\bar{I}_R^{(a)} = \bar{I}_R^{(1)}, \quad (2.5)$$

$$\bar{I}_R^{(b)} = a^2\bar{I}_R^{(1)},$$

$$\bar{I}_R^{(c)} = a\bar{I}_R^{(1)}.$$

Então, isolando $hz_L^{(1)}$ em (2.1) e utilizando os resultados de (2.4) e (2.5), bem como as informações da Tabela 2.1, tem-se que (ZIEGLER, 2006):

$$hz_L^{(1)} = \frac{\bar{V}_R^{(a)} - \bar{V}_R^{(b)}}{\bar{I}_R^{(a)} - \bar{I}_R^{(b)}} = \frac{\bar{V}_R^{(b)} - \bar{V}_R^{(c)}}{\bar{I}_R^{(b)} - \bar{I}_R^{(c)}} = \frac{\bar{V}_R^{(c)} - \bar{V}_R^{(a)}}{\bar{I}_R^{(c)} - \bar{I}_R^{(a)}}. \quad (2.6)$$

2.3.2 Falta Monofásica

Na falta monofásica apenas uma fase do sistema é afetada sendo, portanto, uma falta desequilibrada que envolve a terra, composta por todas as componentes de sequência. A Figura 2.3 ilustra a conexão dos circuitos de sequência para o caso de uma falta monofásica franca na fase A no ponto F da linha.

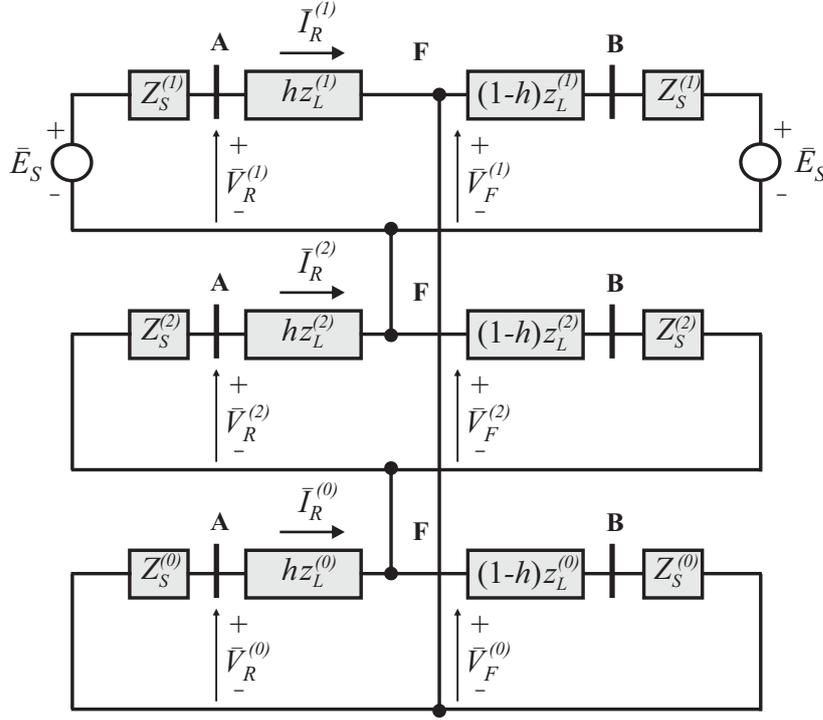


Figura 2.3. Circuitos de seqüência para uma falta monofásica na fase A.

A partir da Figura 2.3, nota-se que (ZIEGLER, 2006):

$$\bar{V}_F^{(1)} = \bar{V}_R^{(1)} - hz_L^{(1)}\bar{I}_R^{(1)}. \quad (2.7)$$

$$\bar{V}_F^{(2)} = \bar{V}_R^{(2)} - hz_L^{(2)}\bar{I}_R^{(2)}. \quad (2.8)$$

$$\bar{V}_F^{(0)} = \bar{V}_R^{(0)} - hz_L^{(0)}\bar{I}_R^{(0)}. \quad (2.9)$$

A tensão na fase A no ponto de falta, $\bar{V}_F^{(a)}$, é o somatório das tensões de seqüência, isto é,

$$\bar{V}_F^{(a)} = \bar{V}_F^{(0)} + \bar{V}_F^{(1)} + \bar{V}_F^{(2)}. \quad (2.10)$$

Substituindo em (2.10) as expressões (2.7),(2.8) e (2.9), tem-se que

$$\bar{V}_F^{(a)} = (\bar{V}_R^{(0)} + \bar{V}_R^{(1)} + \bar{V}_R^{(2)} - hz_L^{(1)}(\bar{I}_R^{(1)} + \bar{I}_R^{(2)}) - z_L^{(0)}\bar{I}_R^{(0)}). \quad (2.11)$$

Para o caso de um curto-circuito franco, a tensão na fase A, no local da falta, pode ser tida como zero. Então:

$$\bar{V}_F^{(a)} = \bar{V}_R^{(a)} - h z_L^{(1)} \bar{I}_R^{(a)} - (z_L^{(0)} - z_L^{(1)}) \bar{I}_R^{(0)} = 0. \quad (2.12)$$

Em que $\bar{V}_R^{(a)} = \bar{V}_R^{(0)} + \bar{V}_R^{(1)} + \bar{V}_R^{(2)}$ e $\bar{I}_R^{(a)} = \bar{I}_R^{(0)} + \bar{I}_R^{(1)} + \bar{I}_R^{(2)}$.

Pode-se então definir a corrente compensada, $\bar{I}_{R,comp}^{(a)}$, calculada como (ZIEGLER, 2006):

$$\begin{aligned} \bar{I}_{R,comp}^{(a)} &= \bar{I}_R^{(a)} + \frac{z_L^{(0)} - z_L^{(1)}}{z_L^{(1)}} \bar{I}_R^{(0)}, \\ \bar{I}_{R,comp}^{(a)} &= \bar{I}_R^{(a)} + K_0 \bar{I}_R^{(0)}, \end{aligned} \quad (2.13)$$

em que o termo K_0 é denominado de fator de compensação de sequência zero (ZOCHOLL, 1995).

Substituindo (2.13) em (2.12), obtém-se que:

$$h z_L^{(1)} = \frac{\bar{V}_R^{(a)}}{\bar{I}_{R,comp}^{(a)}} = \frac{\bar{V}_R^{(a)}}{\bar{I}_R^{(a)} + K_0 \bar{I}_R^{(0)}}. \quad (2.14)$$

Da Equação (2.14) verifica-se que a função de proteção de distância alimentada com tensão na fase A e com corrente compensada também na fase A é capaz de medir a impedância de sequência positiva do trecho da linha entre o relé e o local da falta. Tal verificação pode ser estendida para as demais faltas monofásicas. (ZIEGLER, 2006).

2.4 DIAGRAMA R-X E CARACTERÍSTICAS DE OPERAÇÃO

O diagrama de impedâncias, chamado de diagrama R-X, equivale a uma representação das características da função de proteção de distância, em que o eixo das abscissas representa a resistência R e das ordenadas a reatância X . A origem desse eixo, em que $Z_R = 0$ e $Z_X = 0$, representa o ponto de instalação do relé, de onde a distância é medida (ZIEGLER, 2006). Já a impedância aparente vista pelo relé pode ser obtida por meio da razão entre tensão e corrente de *loop* medidos pelo relé. Decompondo a impedância Z_R no eixo das abscissas e das ordenadas, tem-se que $r_R = |Z_R| \cos \theta_R$ e $x_R = |Z_R| \sin \theta_R$, conforme ilustrado na Figura 2.4.

A característica de operação da função de proteção de distância consiste de uma figura geométrica (círculos, retângulos, etc.) no plano R-X e, quando Z_R estiver dentro da característica

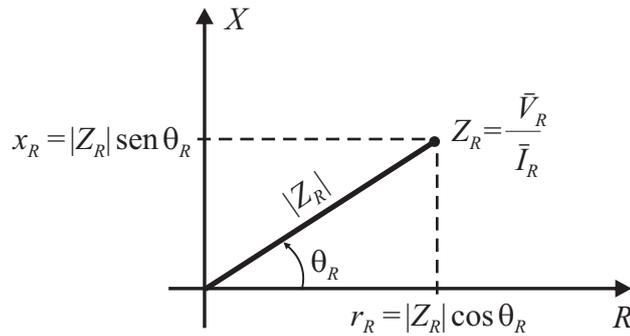


Figura 2.4. Diagrama R-X.

de operação, o relé deve operar. No regime permanente, denominada de condição de pré-falta, Z_R pode ser retratado no diagrama R-X por um ponto fora da característica de operação da função de distância, conforme mostrado na Figura 2.5 (ZIEGLER, 2006).

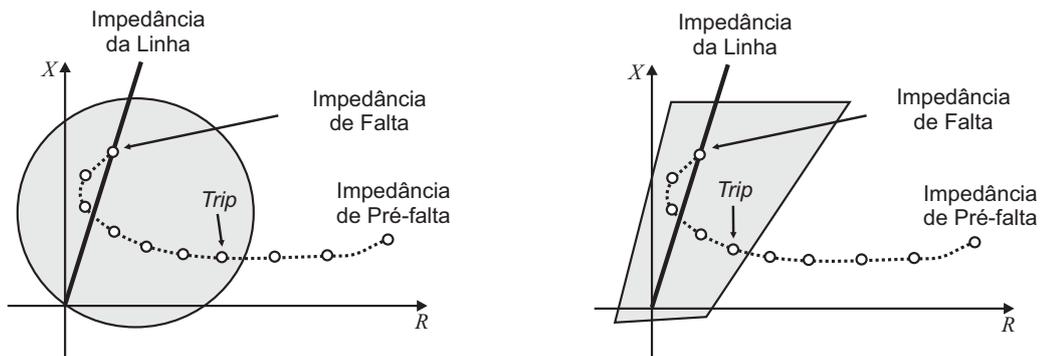


Figura 2.5. Trajetória da impedância vista pelo relé para a característica: (a) mho; (b) quadrilateral (SILVA, 2009).

No caso de uma falta na linha protegida, a trajetória de Z_R segue do seu valor inicial de pré-falta para dentro da característica de operação do relé, gerando um sinal de comando ou *trip* para a abertura dos disjuntores (SILVA, 2009).

Os parâmetros dos comparadores determinam a forma, o tamanho e a posição da característica de operação do relé representado no plano R-X. Dentre as características de operação, a mho é a mais difundida, por possuir características apropriadas para utilização em um relé de distância (ZIEGLER, 2006). Por esse motivo, a seguir é detalhada a característica mho, de modo que os resultados das simulações serão apresentados utilizando essa característica. Entretanto, para mostrar a utilidade do método proposto, a característica quadrilateral será usada para testes em um relé convencional.

2.4.1 Característica de Operação Quadrilateral

A característica de operação quadrilateral é tipicamente utilizada na proteção fase-terra e fase-fase de linhas de transmissão, sendo composta por quatro características de operação independentes: as características direcionais, indicadas pelos números 1 e 2, a característica reatância, indicada pelo número 3, e a característica impedância angular, indicada pelo número 4, conforme Figura 2.6 (FERRER; SCHWEITZER, 2010).

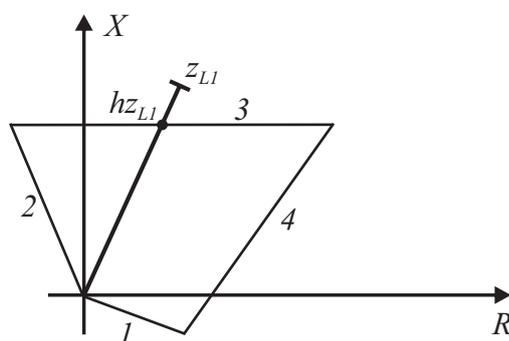


Figura 2.6. Característica Quadrilateral.

A característica direcional é definida no diagrama R-X como uma reta que passa pela origem, enquanto a característica reatância é representada no diagrama R-X como uma reta paralela ao eixo R. Já a característica impedância angular é uma generalização da característica reatância e também pode ser usada para representar a característica resistência, que é equivalente à reatância, porém com impedância puramente real (FERRER; SCHWEITZER, 2010).

2.4.2 Característica Mho Autopolarizada

Na característica mho autopolarizada, a grandeza de polarização aplicada nos comparadores que implementam a característica de operação do relé é a própria tensão de entrada do relé. As grandezas de operação e polarização do comparador de fase podem ser interpretadas como impedâncias, representadas no diagrama R-X. São possíveis três situações para a localização de Z_R : dentro, sobre e fora da característica mho de operação. Nos dois primeiros casos, a falta é detectada pela função de proteção de distância (ZIEGLER, 2006).

2.4.2.1 Comparador de Fase

Pode-se determinar as tensões de operação \bar{V}_{op} e de polarização \bar{V}_{pol} do comparador de fase para a característica mho autopolarizada como (PAINTHANKAR; BHIDE, 2007):

$$\bar{V}_{op} = -\bar{V}_R + Z_A \bar{I}_R, \quad (2.15)$$

$$\bar{V}_{pol} = \bar{V}_R, \quad (2.16)$$

em que \bar{V}_R é a tensão medida pelo relé; \bar{I}_R é a corrente medida pelo relé e Z_A é a impedância de alcance do relé, calculada como:

$$Z_A = \frac{hZ_{L1}}{\cos(\theta_{L1} - \tau)}, \quad (2.17)$$

em que h é a porcentagem do tamanho total da linha de transmissão referente à zona protegida e τ é o ângulo de projeto da característica mho (PAINTHANKAR; BHIDE, 2007).

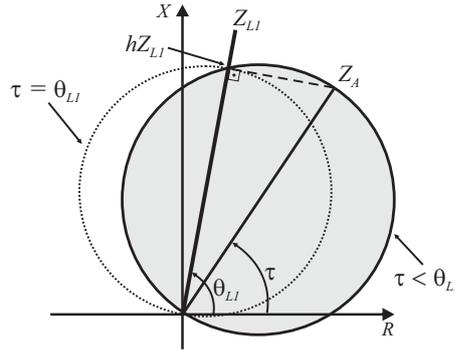


Figura 2.7. Representação da característica mho no plano R-X (SILVA, 2009).

Definindo ϕ como a diferença entre as fases dos fasores \bar{V}_{op} e \bar{V}_{pol} , a função de proteção de distância identifica uma falta em sua zona de proteção caso o seguinte requisito seja atendido:

$$-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ \quad (2.18)$$

Para que as grandezas de operação e polarização do comparador de fase sejam interpretadas como impedâncias, pode-se dividir (2.15) e (2.16) pela corrente \bar{I}_R , obtendo-se, respectivamente, as impedâncias Z_{op} e Z_{pol} :

$$Z_{op} = -Z_R + Z_A, \quad (2.19)$$

$$Z_{pol} = Z_R, \quad (2.20)$$

sendo Z_R a impedância aparente vista pelo relé (PAINTHANKAR; BHIDE, 2007).

2.4.3 Característica Mho Polarizada

A característica mho polarizada é aplicada para evitar problemas caso a tensão vista pelo relé seja aproximadamente zero, como em faltas com baixo valor de resistência de falta e próximas do ponto de medição de tensão do relé. Tais condições podem acarretar a operação incorreta da característica mho autopolarizada. Como alternativa, pode-se utilizar a característica mho polarizada, em que a tensão de polarização passa a ser obtida por meio da tensão vista pelo relé mais uma parcela de suplementação, relacionada ao tipo de polarização empregada (ZIEGLER, 2006; COOK, 1985).

2.4.3.1 Polarização por Memória de Tensão

Na polarização por memória de tensão, a tensão na fase defeituosa é representada utilizando-se as tensões de pré-falta. Este tipo de polarização pode ser aplicado, mesmo em situações com tensões próximas de zero ou com inversão de tensão em linhas compensadas (ZIEGLER, 2006). Neste caso, a tensão de polarização \bar{V}_{pol} é calculada como:

$$\bar{V}_{pol} = (1 - k_p)\bar{V}_R^{(1)} + k_p\bar{V}_{pre}, \quad (2.21)$$

em que \bar{V}_{pre} é a tensão de suplementação; k_p é a porcentagem de suplementação e $\bar{V}_R^{(1)}$ é a tensão de sequência positiva vista pelo relé (ZIEGLER, 2006).

Para defeitos à frente do relé, a característica de operação da função de proteção de distância, envolvendo a origem, é expandida, permitindo a detecção da falta mesmo que a tensão seja zero. Entretanto, para defeitos que ocorram na direção reversa, a característica de operação diminui, evitando uma atuação indevida. Tal comportamento é amplamente empregado na proteção de linhas de transmissão (ZIEGLER, 2006).

2.5 ZONAS DE PROTEÇÃO

Para que a proteção opere satisfatoriamente e atenda aos requisitos da função de proteção de distância, são necessários ajustes apropriados das zonas de proteção, que equivalem a diferentes alcances, com diferentes tempos de atraso. Apesar de no passado a função de proteção de

distância ser ajustada com três zonas de atuação, hoje, são comumente utilizadas só duas zonas (ONS, 2009). Entretanto, a depender da aplicação, mais zonas podem ser consideradas (ZIEGLER, 2006).

Normalmente, para a primeira zona de proteção, a impedância de alcance representa uma porcentagem de 80 a 85% da impedância total da linha protegida. Em virtude das imprecisões provocadas por diversas fontes de erro, pode-se estabelecer uma margem de segurança de 20 a 15%. Além disso, sua operação não apresenta tempo de atraso intencional (COOK, 1985). Já a segunda zona de proteção tem um tempo de atraso intencional T_2 em sua operação, tipicamente da ordem de 200 a 500 ms. A segunda zona deve garantir a cobertura de 100% da linha protegida pela primeira zona, mais em torno de até 50% da menor linha que derive de seu terminal remoto jusante (ANDERSON, 1999).

2.6 IMPACTO DO *INFEED* NA OPERAÇÃO DOS RELÉS DE DISTÂNCIA

Para a implementação prática da função de proteção de distância, deve-se considerar vários fatores que podem influenciar a operação dos relés. Tais fatores podem afetar, por exemplo, a precisão da medição de distância ou o ajuste das zonas de proteção (ZIEGLER, 2006). O efeito do *infeed* deve ser considerado quando existem fontes dentro da zona de proteção de um relé que possam contribuir com a corrente de falta, sem ser vista pelo relé.

Se as correntes de *infeed* forem desconsideradas quando presentes na falta, a cobertura efetiva da zona de proteção diminui. Dessa forma, ao realizar o ajuste deve-se garantir que o máximo alcance seja escolhido. Entretanto, a depender do caso, é possível que o relé perca cobertura inclusive para a barra remota. Contudo, ao considerar as correntes de *infeed* no ajuste quando não estão presentes na falta, a cobertura do relé aumenta. Dessa forma, a retaguarda remota é garantida. Todavia, de acordo com o caso, é provável que haja sobreposição de zonas quando as fontes de *infeed* estiverem desconectadas. O efeito do *infeed* varia com a configuração e mudanças do sistema, influenciando no valor da impedância aparente vista pelo relé (ELMORE, 2003).

Considere o sistema elétrico ilustrado na Figura 2.8, composto de 4 (quatro) barras e 3 (três) linhas de transmissão. Para o caso de uma falta trifásica entre as barras P e Q, o relé é

instalado entre as barras M e P sofrerá a influência da corrente de *infeed* oriunda da barra N.

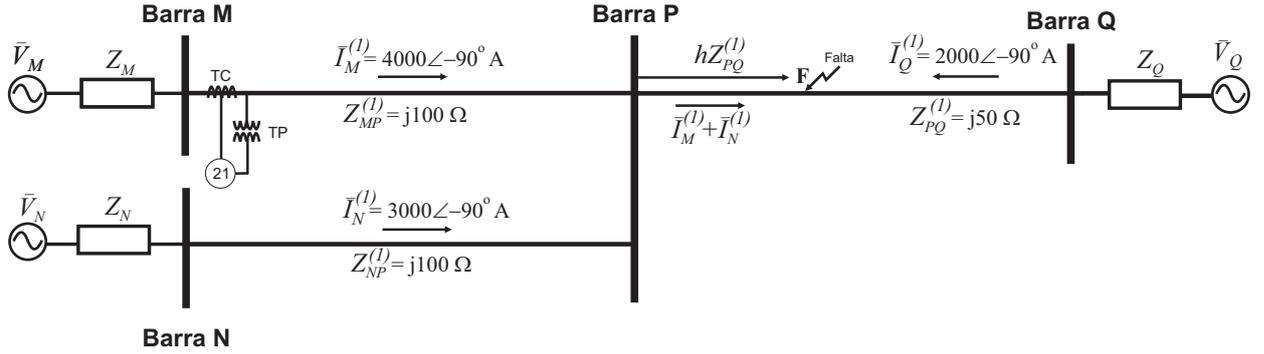


Figura 2.8. Sistema elétrico analisado.

A tensão de sequência positiva vista pelo relé, $\bar{V}_R^{(1)}$ pode ser calculada como:

$$\bar{V}_R^{(1)} = \bar{I}_R^{(1)} Z_{MP}^{(1)} + (\bar{I}_M^{(1)} + \bar{I}_N^{(1)}) h Z_{PQ}^{(1)}. \quad (2.22)$$

Sendo $\bar{I}_N^{(1)}$ a contribuição da corrente de *infeed* vinda da barra N, $\bar{I}_M^{(1)}$ a corrente de sequência positiva vista pelo relé; $Z_{MP}^{(1)}$ a impedância de sequência positiva da linha de transmissão protegida na primeira zona; $Z_{PQ}^{(1)}$ a impedância de sequência positiva da menor linha de transmissão a jusante e h é a posição da falta na linha PQ .

A impedância do relé pode ser obtida dividindo a expressão em (2.22) pela corrente de sequência positiva vista pelo relé, sendo que, nesse caso, $\bar{I}_M^{(1)} = \bar{I}_R^{(1)}$ (ZIEGLER, 2006):

$$\frac{\bar{V}_R^{(1)}}{\bar{I}_R^{(1)}} = Z_R^{(1)} = Z_{MP}^{(1)} + h Z_{PQ}^{(1)} + \frac{\bar{I}_N^{(1)}}{\bar{I}_R^{(1)}} h Z_{PQ}^{(1)}. \quad (2.23)$$

O termo $\frac{\bar{I}_N^{(1)}}{\bar{I}_R^{(1)}}$ representa o erro causado pelo *infeed*, denominado de coeficiente de *infeed*, M . Então, (2.23) pode ser reescrita como:

$$Z_R^{(1)} = Z_{MP}^{(1)} + (1 + M) h Z_{PQ}^{(1)}, \quad (2.24)$$

em que M é o coeficiente de *infeed*, dado por (ZIEGLER, 2006):

$$M = \frac{\Sigma \bar{I}_{infeed}}{\bar{I}_R^{(1)}}. \quad (2.25)$$

Para realizar o ajuste da segunda zona do relé ilustrado na Figura 2.8, pode-se proceder, basicamente, de duas formas: considerar ou não as correntes de *infeed*. A seguir, apresenta-se uma discussão acerca dessas alternativas.

2.6.1 Ajuste da segunda zona do relé - desconsiderando o *infeed*

Ao desconsiderar as correntes de *infeed*, a impedância vista pelo relé $Z_R^{(1)}$ pode ser calculada da seguinte forma:

$$Z_R^{(1)} = Z_{MP}^{(1)} + hZ_{PQ}^{(1)}. \quad (2.26)$$

Considerando $h = 0,2$ e substituindo os valores de impedância das linhas, tem-se que:

$$Z_R^{(1)} = j100 + 0,2 \cdot j50 = j110 \Omega. \quad (2.27)$$

Mesmo sendo escolhido $h = 0,2$, para uma cobertura para curtos-circuitos em até 20% da linha PQ (medidos da Barra P), a cobertura efetiva m_{PQ} desse ajuste para essa linha pode ser obtido a partir de 2.24:

$$m_{PQ} = \frac{Z_R^{(1)} - Z_{MP}^{(1)}}{Z_{PQ}^{(1)} (1 + M_{PQ})} = \frac{Z_R^{(1)} - Z_{MP}^{(1)}}{Z_{PQ}^{(1)} \left(1 + \frac{\bar{I}_N^{(1)}}{\bar{I}_M^{(1)}}\right)} = \frac{j110 - j100}{j50 \left(1 + \frac{3000\angle -90^\circ}{4000\angle -90^\circ}\right)} = 11,42\%. \quad (2.28)$$

De forma análoga, a cobertura efetiva m_{NP} do ajuste da segunda zona do relé para a linha NP pode ser calculada como:

$$m_{NP} = \frac{Z_R^{(1)} - Z_{MP}^{(1)}}{Z_{NP}^{(1)} (1 + M_{NP})} = \frac{Z_R^{(1)} - Z_{MP}^{(1)}}{Z_{NP}^{(1)} \left(1 + \frac{\bar{I}_P^{(1)}}{\bar{I}_M^{(1)}}\right)} = \frac{j110 - j100}{j100 \left(1 + \frac{2000\angle -90^\circ}{4000\angle -90^\circ}\right)} = 6,67\%. \quad (2.29)$$

A partir da análise dos resultados apresentados em (2.28) e (2.29), pode-se fazer as seguintes considerações a respeito dessa alternativa de ajuste:

- No caso de não considerar as correntes de *infeed* no ajuste da segunda zona, a cobertura efetiva da mesma para as linhas a jusante fica reduzida. Nesse sentido, pode-se concluir que a adoção dessa alternativa de ajuste visa, basicamente, garantir a retaguarda remota para curtos-circuitos na Barra P e não nas linhas a jusante.
- Caso as correntes de *infeed* aumentem, o relé ficará ainda mais subalcançado, de modo que a cobertura efetiva do ajuste de segunda zona para as linhas a jusante será ainda menor.
- Caso as correntes de *infeed* diminuam, o relé ficará menos subalcançado, de modo que a cobertura efetiva do ajuste de segunda zona para as linhas a jusante será maior.

- No caso das fontes de *infeed* estarem desconectadas, a cobertura para a linha PQ será de 20%, conforme escolhido no ajuste, enquanto que a cobertura para a linha NP será de:

$$m_{NP} = \frac{Z_R^{(1)} - Z_{MP}^{(1)}}{Z_{NP}^{(1)}} = \frac{j110 - j100}{j100} = 10\%. \quad (2.30)$$

- Nessa alternativa de ajuste, há a garantia de não haver sobreposição de segundas zonas, a despeito da cobertura efetiva de curtos-circuitos nas linhas a jusante ser bastante reduzida quando as fontes de *infeed* estão conectadas ao sistema.

2.6.2 Ajuste da segunda zona do relé - considerando o *infeed*

Ao considerar as correntes de *infeed*, a impedância vista pelo relé $Z_R'^{(1)}$ é calculada da seguinte forma:

$$Z_R'^{(1)} = Z_{MP}^{(1)} + hZ_{PQ}^{(1)} \left(1 + \frac{\bar{I}_N^{(1)}}{\bar{I}_M^{(1)}} \right), \quad (2.31)$$

em que $\bar{I}_N^{(1)}$ é a contribuição da corrente de *infeed* vinda da barra N e $\bar{I}_M^{(1)}$ é a corrente vista pelo relé.

A escolha da porcentagem h é crítica nessa alternativa de ajuste, pois no caso das fontes de *infeed* estarem desconectadas, o relé poderá sobrealcançar a ponto de haver sobreposição das segundas zonas. Escolhendo inicialmente $h = 0,2$, e substituindo os respectivos valores em (2.31) tem-se que $Z_R'^{(1)} = j117,5\Omega$.

Deve-se verificar se o ajuste determinado acarretará em sobreposição de segundas zonas no caso das fontes de *infeed* serem desconectadas do sistema em questão. Então,

$$x = \frac{Z_R'^{(1)} - Z_{MP}^{(1)}}{Z_{PQ}^{(1)} \left(1 + \frac{0}{\bar{I}_M^{(1)}} \right)} = \frac{j117,5 - j100}{j50} = 35\%. \quad (2.32)$$

Logo, considerando as correntes de *infeed* e escolhendo $h = 0,2$, garante-se que a cobertura para curtos-circuitos na linha PQ será de 20% e ainda que quando as fontes de *infeed* estiverem desconectadas, essa cobertura será de 35%, de modo a não haver sobreposição de segundas zonas.

Por outro lado, a cobertura para curtos-circuitos na linha NP quando as fontes de *infeed* estiverem presentes, calculada a partir de (2.29), será $m_{NP} = 11,67\%$. Para o caso em que as fontes de *infeed* estejam desconectadas, $m_{NP} = 17,5\%$.

Com base nos resultados apresentados acima, pode-se fazer as seguintes considerações a respeito dessa alternativa de ajuste:

- Ao adotar essa alternativa de ajuste, deseja-se garantir uma retaguarda remota não só para a barra a jusante, mas como também para as linhas a jusante. De fato, garante-se uma cobertura mínima para curtos-circuitos na menor linha a jusante, ao se considerar a máxima corrente de *infeed* nos ajustes;
- A escolha do valor de h é crítica, a fim de garantir que não haja sobreposição de zonas quando as fontes de *infeed* estiverem desconectadas;
- Caso as correntes de *infeed* aumentem, o relé ficará mais subalcançado, de modo que a cobertura efetiva do ajuste de segunda zona para as linhas a jusante será menor;
- Caso as correntes de *infeed* diminuam, o relé ficará sobrealcançado, de modo que a cobertura efetiva do ajuste de segunda zona para as linhas a jusante será maior.
- No caso das fontes de *infeed* estarem desconectadas no sistema em questão, a cobertura para a linha PQ será de 35%, enquanto que a da linha NP será de 17,5%.

2.7 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentados os conceitos mais relevantes sobre a função de proteção de distância, os quais incluem os princípios da função de proteção de distância, a fundamentação acerca do cálculo da impedância de falta e das características de operação. Além disso, foram indicados aspectos importantes da operação de relés de distância como as zonas de proteção e apresentados os fatores de influência da operação dos relés de distância, que abrangem a problemática do ajuste de relés na presença de correntes de *infeed*. Tradicionalmente, o efeito do *infeed* nos ajustes são desconsiderados para evitar o sobrealcance do relé. Como consequência, a cobertura de retaguarda em linhas adjacentes pode ser reduzida consideravelmente, dependendo dos níveis de corrente de *infeed*. Portanto, a metodologia proposta, busca apresentar vantagens frente à função de proteção de distância tradicional, no que concerne à atuação da função de proteção considerando a influência do *infeed*.

REVISÃO DO ESTADO DA ARTE

A fim de contextualizar esta tese acerca dos trabalhos que discorrem sobre a função de distância em linhas de transmissão, descreve-se neste capítulo o levantamento do estado da arte do referido tema, juntamente com uma apresentação concisa das ideias mais relevantes dos principais artigos relacionados ao assunto. Ademais, são expostos comentários quanto às possíveis lacunas e as maiores contribuições de cada uma das produções citadas.

3.1 ESTADO DA ARTE SOBRE A FUNÇÃO DE PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

Xia *et al.* (1994) propõem um conceito de configuração adaptativa para o cálculo da impedância vista pelo relé de distância ao considerar as correntes de *infeed* no ajuste. Xia *et al.* (1994) apresentam a determinação da impedância vista pelo relé a partir de uma equação ponderada em que os pesos de cada termo dependem dos parâmetros de rede, da tensão da fonte e da relação entre a impedância da fonte e a da linha, conhecida pelo termo em inglês *Source Impedance Ratio* (SIR). Já Khaparde *et al.* (1996) sugerem uma metodologia para garantir a correta operação do relé em uma linha de transmissão de dois terminais, sob a influência da resistência de falta e da localização de faltas. São utilizadas as redes neurais artificiais (RNAs) para ajustar as configurações dos relés de forma adaptativa. A alteração na característica quadrilateral do relé é alcançada por meio de ajustes nos limites e pesos nas RNAs. Os resultados da simulação mostram as vantagens da utilização das RNAs para diferentes aplicações.

Sá *et al.* (1997) desenvolvem um modelo probabilístico para o ajuste de todas as zonas de um relé de distância, considerando as variações na topologia do sistema. Os diferentes perfis obtidos a partir da variação na topologia do sistema são computados no cálculo da impedância aparente. A distribuição de probabilidade da impedância aparente é uma função aleatória,

com um intervalo proporcional ao comprimento da linha até a falta, estabelecendo um limiar máximo e mínimo dentro das zonas de proteção. Já Li *et al.* (2000) apresentam um relé de distância digital inteligente que pode se adaptar a alterações na condição de carga do sistema. Segundo os autores, como os principais fatores que afetam a região de operação ideal de um relé de distância digital são o fluxo de potência ativa e reativa na linha, a impedância medida pelo relé deve considerar as diferentes condições de fluxo de potência do sistema. Então, são simuladas dez condições diferentes de fluxo de potência para o sistema em estudo e, por meio do método de RNAs, são traçadas regiões de operação para o relé. Foram, então simulados casos com diferentes resistências de falta em diferentes locais da linha. Os resultados mostraram uma correta atuação do relé, indicando que o método proposto poderia ser aplicado em sistemas reais.

El-Arroudi *et al.* (2005) propõem uma nova metodologia para os ajustes dos relés de distância, baseada em uma análise de eventos e suas consequências. A metodologia proposta converte as sequências desses eventos em parâmetros de configuração inicial para o relé, a fim de inicializá-lo com as configurações desejadas. Uma vez que os valores iniciais são determinados, uma análise de coordenação é executada para determinar os parâmetros de ajuste que representam as configurações ótimas do relé de distância. O ajuste proposto inclui as características de impedância, as configurações de detecção de falta e a sensibilidade necessária do relé em termos de tensão e corrente. As configurações do relé são atualizadas automaticamente após cada alteração importante no estado da topologia da rede.

Gallego *et al.* (2008) investigam como a presença das correntes de *infeed* influencia na atuação da função de proteção de distância, podendo ocasionar subalcance ou sobrealcance. Simulações com os dados de um sistema real mostram a importância de avaliar cada situação de operação do relé obtendo diferentes condições de ajuste de acordo com a configuração do sistema. Já Chavez *et al.* (2008) apresentam um modelo computacional para o ajuste da impedância vista pelo relé de distância, nas Zonas 2 e 3, durante alterações na topologia do sistema. O ajuste do relé é obtido por meio de algoritmos computacionais desenvolvidos para analisar a topologia da rede, comparar as impedâncias vistas pelos relés para a obtenção das diferentes configurações das zonas de proteção e realizar estudos de curto-circuito para a avaliação de diferentes tipos de faltas no sistema. No desenvolvimento desta ferramenta, são utilizados

métodos de busca *off-line* baseados na Teoria de Grafos e critérios de ajuste pré-determinados que podem ser modificados e estendidos para as zonas de proteção.

Makwana & Bhalja (2011) propuseram um esquema adaptativo para um relé de distância digital para compensar os fatores que influenciam a medição da impedância vista pelo relé durante os curto-circuitos fase-fase e fase-fase-terra. O impacto dos fenômenos de resistência de falta, as correntes de *infeed* e o acoplamento mútuo foram considerados. O esquema adaptativo proposto baseia-se na derivação do valor compensado da impedância, utilizando a teoria das componentes simétricas e a adaptação da característica quadrilateral. Já Raman *et al.* (2012) apresentam um esquema baseado em lógica *fuzzy* para a operação da proteção de distância de *backup*, na presença de um STATCOM instalado no barramento do gerador. A presença do STATCOM afeta o funcionamento normal do relé de distância, influenciando na medição da localização de falta. É proposta uma formulação para um relé mho adaptável, para a função fase 21, que responde em todo o tempo de operação. Simulações em regime transitório foram usadas para os estudos. A interação entre a simulação e a lógica *fuzzy* é realizada *online* para permitir uma abordagem em *loop* fechado. Os resultados obtidos validam a metodologia proposta.

Haj-ahmed & Illindala (2014) propõem uma nova metodologia, programada na plataforma Java, baseada em sistemas multi-agentes. Nesta metodologia, vários agentes do sistema são projetados para modificar adaptativamente a configuração do relé de distância via comunicação com as subestações vizinhas. O esquema de coordenação proposto ajuda a aprimorar a seletividade do relé e foi testado usando os *softwares Matlab e Simulink*. Os resultados dos testes demonstram que o método proposto reduz efetivamente o mau funcionamento do relé de distância sob condições de sobrecarga. Já Mohajeri *et al.* (2015) apresentam um novo método para definir a característica quadrilateral do relé de distância, considerando os critérios de sensibilidade e seletividade para zonas de proteção. No método proposto, além das variações de resistência de falta, fluxo de carga pré-falta e erros de medição, também são consideradas as alterações probabilísticas da topologia do sistema e seus efeitos correspondentes. A definição da característica quadrilateral ótima é obtida usando o algoritmo genético. Os resultados obtidos para o novo método demonstram um aumento notável na precisão desse esquema em comparação aos convencionais.

Tasdighi & Kezunovic (2015) avaliam o impacto da alteração da topologia de um sistema

de transmissão no desempenho da função de proteção de distância. Tal análise é feita para uma falta trifásica no barramento remoto, uma falta trifásica no barramento adjacente e uma falta trifásica na extremidade da linha. Para cada um desses casos a matriz Z_{bus} é recalculada, montando um banco de dados que é utilizado para comparar as configurações da topologia vigente com as pré-estabelecidas, por meio da característica *mho*. São então identificados quais são os pontos vulneráveis na proteção do sistema após essas alterações na topologia. Já Ma *et al.* (2016) propõem um conceito de configuração adaptativa para o cálculo da impedância vista pelo relé de distância ao considerar as correntes de *infeed* no ajuste. Ma *et al.* (2016) sugerem um fator de ajuste determinado pela probabilidade da falta ser detectada corretamente quando o relé opera. Entretanto, o método proposto é baseado na informação de inicialização da função de distância convencional, o que pode interferir nos resultados encontrados.

Kundu & Pradhan (2016) e Tasdighi & Kezunovic (2016) apresentam um ajuste adaptativo para relés de distância que atualiza a característica de operação dos relés de acordo com as mudanças na topologia do sistema. O método proposto por Kundu & Pradhan (2016) sugerem que os parâmetros do equivalente de Thevenin sejam calculados separadamente para cada linha, conectados a uma barra. Os termos de potência são obtidos a partir do fluxo de potência da linha de referência. Para a atualização do ajuste da característica do relé, um mapa da rede é formado utilizando as informações da topologia vigente do sistema. Tasdighi & Kezunovic (2016) propõem a adequação das configurações do relé de distância a partir da comparação da impedância aparente da topologia vigente e de um limiar pré-estabelecido, o qual é calculado a partir de um banco de dados com valores de tensão e corrente para vários tipos de faltas e diferentes topologias do sistema. Para o cálculo da tensão são utilizados os valores da matriz Z_{bus} . Para cada falta implementada, a tensão de todas as barras poderia ser calculada e armazenada separadamente. Os resultados mostram que, com a incorporação do algoritmo, as operações de proteção podem se tornar mais seguras.

Al-Emadi *et al.* (2016) apresentam um algoritmo baseado em sincrofasores. Neste método, os sinais de tensão e corrente dos barramentos são enviados ao sistema de proteção central e, neste sistema, é fornecido um algoritmo baseado no cálculo de potência ativa nos barramentos, capaz de eliminar os efeitos das correntes de *infeed* e da resistência de falta. O estudo inclui análise e modelagem analítica e, nos resultados da modelagem, é considerada uma variedade

de falhas com diferentes valores de resistência de falta. As simulações são realizadas em um sistema do IEEE de 14 barramentos. Os resultados mostram que, para os casos estudados, a função de proteção de distância é aprimorada, mitigando o efeito do *infeed*.

Pietramala *et al.* (2016) e Nunes & Bretas (2017) sugerem alternativas para a problemática do *infeed* e validam os resultados encontrados utilizando a característica mho. Pietramala *et al.* (2016) corrigem as medições de impedância do elemento de distância sob condições de *infeed* a partir de um algoritmo de polarização corretiva baseado nas correntes do terminal de alimentação. Quando a polarização corretiva é representada na característica mho, é possível observar que a falta é corretamente identificada. Nunes & Bretas (2017) apresentam uma metodologia adaptativa para o relé de distância por meio de uma impedância aparente compensada. A análise da operação do relé a partir da metodologia proposta é feita com base na característica mho, mostrando uma redução de erros de subalcance ou sobrealcance.

Chen *et al.* (2017) utilizam um algoritmo de proteção de grandes áreas (*Wide-Area Backup Protection - WABP*) que coleta os status dos relés de distância de 2^a e 3^a zonas nos terminais local e remoto. Quando uma falta ocorre, o WABP decide se a falta está no trecho protegido da linha de transmissão ou fora. Em seguida, determina o tempo de atraso adequado de atuação do relé e atua em coordenação com os relés de distância convencionais. Com o WABP proposto, o ajuste de perfis de distância convencionais pode ser simplificado. Já Paladhi & Pradhan (2018) propõem um ajuste adaptativo para evitar o mau funcionamento da primeira zona de relés de distância com característica quadrilateral, após mudanças estruturais e operacionais do sistema. O método proposto utiliza as configurações iniciais do sistema para calcular um fator de correção para os parâmetros da configuração adaptativa, enquanto a configuração fixa mantém o requisito de *trip* instantâneo para qualquer falta dentro do alcance do relé. Dessa maneira, se houver uma falta na primeira zona, após qualquer mudança estrutural ou operacional no sistema, o relé identifica a falta dentro da configuração adaptativa, após 2 ciclos do início da falta, mesmo que a configuração fixa falhe.

Tsimtsios & Nikolaidis (2018) apresentam alternativas para o problema e validam os resultados encontrados utilizando a característica quadrilateral. Tsimtsios & Nikolaidis (2018) propõem um fator de compensação de sequência zero adaptado para reduzir o efeito do *infeed* em redes de distribuição. O termo sugerido, que considera a não-homogeneidade da linha, é

ajustado para os termos da característica quadrilateral e é validado em um sistema de distribuição da Grécia.

Mousavi *et al.* (2020) propõem um esquema de proteção adaptativa por meio de um algoritmo de proteção de grandes áreas. Neste método, uma função objetivo é definida com base no desempenho de várias zonas de relés de distância e informações de *links* de telecomunicações para cobrir o mau funcionamento de relés devido às incertezas da rede. Dependendo da posição de cada relé na linha de transmissão, os fatores de ponderação para a função objetivo são determinados por meio de um algoritmo de otimização e levando em consideração as possíveis incertezas da rede elétrica. Já a configuração adaptativa para 3ª zona de um relé de distância, proposta por Regulski *et al.* (2021), é baseada em medições sincronizadas. O funcionamento do algoritmo proposto tem como objetivo reduzir o impacto da corrente de *infeed* nos casos em que há mais de uma linha adjacente. Supõe-se que as medições sincronizadas de tensões e correntes são tomadas no local do relé e no final de cada linha adjacente. O algoritmo, então, detecta eventos internos e identifica as correntes de *infeed* para estender o alcance da 3ª zona e eliminar o problema de subalcance.

3.2 SÍNTESE DA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E AVALIAÇÃO DAS TENDÊNCIAS

Sobre os trabalhos relativos à função de proteção de distância em linhas de transmissão, ressalta-se que suas contribuições são significativas, pois esclarecem aspectos importantes relacionados a esse tipo de proteção, no que diz respeito às características e peculiaridades da função de proteção de distância e às vantagens decorrentes da utilização desse tipo de função para linhas de transmissão. Além disso, essas produções apontam as situações nas quais a proteção pode atuar incorretamente, indicando as possíveis soluções que asseguram a atuação adequada da função de proteção de distância em linhas de transmissão.

Ao delimitar um alcance de uma zona, apesar de ser definido um valor constante, o mesmo pode sofrer variações de acordo com as influências externas impostas pelo sistema elétrico. Tais influências podem ser causadas devido a contribuições intermediárias como as correntes de *infeed*. Ao não considerar as correntes de *infeed* no ajuste da segunda zona do relé, a cobertura efetiva da mesma para as linhas a jusante é reduzida e o relé estaria subalcançado. Caso as

correntes de *infeed* aumentem, o relé ficará ainda mais subalcançado, de modo que a cobertura efetiva do ajuste de segunda zona para as linhas a jusante será ainda menor. Caso as correntes de *infeed* diminuam, o relé ficará sobrealcançado, de modo que a cobertura efetiva do ajuste de segunda zona para as linhas a jusante será maior.

As produções descritas nesta revisão bibliográfica são classificadas na Tabela 3.1 conforme os principais aspectos analisados em cada um dos trabalhos citados.

Tabela 3.1. Resumo dos trabalhos referentes à função de proteção de distância de linhas de transmissão.

Referência	Aspectos analisados							
	CO	CS	FM	FT	\hat{I}/\hat{V}	Z	EA	CC
Xia <i>et al.</i> (1994)	–	✓	✓	–	✓	–	✓	–
Khaparde <i>et al.</i> (1996)	–	✓	✓	–	✓	–	✓	–
Sá <i>et al.</i> (1997)	–	–	✓	✓	✓	–	–	✓
Li <i>et al.</i> (2000)	–	–	✓	–	–	–	✓	–
El-Arroudi <i>et al.</i> (2005)	✓	–	✓	✓	✓	–	✓	–
Gallego <i>et al.</i> (2008)	✓	✓	✓	–	✓	–	–	–
Chavez <i>et al.</i> (2008)	–	–	✓	✓	–	✓	✓	–
Makwana & Bhalja (2011)	✓	✓	✓	✓	✓	–	✓	–
Raman <i>et al.</i> (2012)	✓	–	–	✓	✓	–	✓	–
Haj-ahmed & Illindala (2014)	✓	–	–	✓	✓	–	✓	–
Tasdighi & Kezunovic (2015)	✓	–	–	✓	–	✓	–	✓
Mohajeri <i>et al.</i> (2015)	✓	–	–	✓	–	✓	–	–
Ma <i>et al.</i> (2016)	–	–	–	✓	✓	–	✓	–
Kundu & Pradhan (2016)	✓	–	✓	✓	✓	–	✓	✓
Tasdighi & Kezunovic (2016)	✓	–	–	✓	–	✓	✓	✓
Al-Emadi <i>et al.</i> (2016)	✓	✓	✓	✓	✓	–	–	–
Pietramala <i>et al.</i> (2016)	✓	✓	✓	✓	✓	–	–	✓
Nunes & Bretas (2017)	✓	✓	✓	–	✓	–	✓	–
Chen <i>et al.</i> (2017)	✓	–	✓	✓	–	✓	✓	–
Paladhi & Pradhan (2018)	✓	✓	✓	✓	✓	–	✓	–
Tsimtsios & Nikolaidis (2018)	✓	–	✓	✓	✓	–	✓	–
Mousavi <i>et al.</i> (2020)	–	–	✓	✓	–	–	✓	–
Regulski <i>et al.</i> (2021)	✓	–	✓	✓	✓	–	✓	–
Algoritmo Proposto	✓	✓	✓	✓	–	✓	✓	✓

Legenda:

CO: Característica de operação do relé;

CS: Componente de Sequência;

FM: Falta Monofásica;

FT: Falta Trifásica;

\hat{I}/\hat{V} : Baseado em medição de corrente ou tensão;

Z: Baseado em valores de impedância;

EA: Esquema adaptativo;

CC: Cenários de Contingência.

Com base nessa tabela, verifica-se que a grande maioria dos artigos considera os seguin-

tes parâmetros: aplicação da metodologia proposta e apresentação dos resultados utilizando uma característica de operação do relé (mho ou quadrilateral), utilização das componentes de sequência, aplicação para diferentes tipos da falta (Monofásica e Trifásica), a implementação requer valores de corrente/tensão ou impedância, corresponde a um esquema adaptativo e se considera cenários de contingências durante as análises.

El-Arroudi *et al.* (2005), Raman *et al.* (2012), Haj-ahmed & Illindala (2014), Tasdighi & Kezunovic (2015), Al-Emadi *et al.* (2016), Pietramala *et al.* (2016), Kundu & Pradhan (2016), Tasdighi & Kezunovic (2016), Nunes & Bretas (2017) e Chen *et al.* (2017) sugerem alternativas que podem ser aplicadas especificamente para a característica Mho, enquanto El-Arroudi *et al.* (2005), Gallego *et al.* (2008), Haj-ahmed & Illindala (2014), Makwana & Bhalja (2011), Mohajeri *et al.* (2015), Paladhi & Pradhan (2018) e Tsimtsios & Nikolaidis (2018) sugerem alternativas que podem ser aplicadas especificamente para a característica quadrilateral.

A influência dos componentes de sequência é avaliada nos trabalhos de Xia *et al.* (1994), Khaparde *et al.* (1996), Gallego *et al.* (2008), Makwana & Bhalja (2011), Al-Emadi *et al.* (2016), Pietramala *et al.* (2016), Nunes & Bretas (2017) e Paladhi & Pradhan (2018).

Apenas nos trabalhos de Raman *et al.* (2012), Haj-ahmed & Illindala (2014), Tasdighi & Kezunovic (2015), Mohajeri *et al.* (2015), Ma *et al.* (2016) e Tasdighi & Kezunovic (2016) não são apresentadas alternativas que podem ser aplicadas para casos de faltas monofásicas. Já as faltas trifásicas não são abordadas nos trabalhos de Xia *et al.* (1994), Khaparde *et al.* (1996), Li *et al.* (2000), Gallego *et al.* (2008) e Nunes & Bretas (2017).

Xia *et al.* (1994), Khaparde *et al.* (1996), Sá *et al.* (1997), El-Arroudi *et al.* (2005), Gallego *et al.* (2008), Makwana & Bhalja (2011), Raman *et al.* (2012), Haj-ahmed & Illindala (2014), Ma *et al.* (2016), Kundu & Pradhan (2016), Al-Emadi *et al.* (2016), Pietramala *et al.* (2016), Nunes & Bretas (2017), Paladhi & Pradhan (2018), Tsimtsios & Nikolaidis (2018) e Regulski *et al.* (2021) sugerem alternativas em que a implementação requer valores de corrente ou tensão, enquanto os trabalhos de Chavez *et al.* (2008), Tasdighi & Kezunovic (2015), Mohajeri *et al.* (2015), Tasdighi & Kezunovic (2016) e Chen *et al.* (2017) utilizam valores de impedância.

São propostos esquemas adaptativos em Xia *et al.* (1994), Khaparde *et al.* (1996), Li *et al.* (2000), El-Arroudi *et al.* (2005), Chavez *et al.* (2008), Makwana & Bhalja (2011), Raman *et al.* (2012), Haj-ahmed & Illindala (2014), Ma *et al.* (2016), Kundu & Pradhan (2016), Tasdighi

& Kezunovic (2016), Nunes & Bretas (2017), Chen *et al.* (2017), Paladhi & Pradhan (2018), Tsimtsios & Nikolaidis (2018), Regulski *et al.* (2021) e Regulski *et al.* (2021).

Cenários de contingências são abordados, de alguma maneira, nos trabalhos de Sá *et al.* (1997), Tasdighi & Kezunovic (2015), Kundu & Pradhan (2016), Tasdighi & Kezunovic (2016) e Pietramala *et al.* (2016). Entretanto, nos trabalhos citados, não é realizado um estudo do impacto desses cenários de contingência e nem são fornecidas alternativas para evitar a sobreposição da 2ª zona de linhas adjacentes que podem ocorrer nessa situação, como é proposto neste trabalho.

Vale destacar que os métodos apresentados por Makwana & Bhalja (2011) e Paladhi & Pradhan (2018) propõem um ajuste adaptativo aplicável apenas na primeira zona e não consideram cenários de contingência nas análises.

A partir do levantamento dos principais trabalhos que versam sobre a função de proteção de distância para linhas de transmissão, foi possível verificar os tópicos pouco explorados até então, e os aspectos já identificados como possíveis problemas na atuação da função de proteção de distância de linhas, bem como as soluções empregadas nos trabalhos analisados.

Com base neste levantamento e visando uma alternativa à função de proteção de distância tradicional, este trabalho propõe um algoritmo que emprega, de maneira adaptada, o ajuste para a segunda zona do relé de distância, para a compensação da influência das correntes de *infeed* de acordo com as mudanças na topologia do sistema, como em cenários com contingências. Para tal, é considerado um termo relacionado à corrente de *infeed*, determinado diretamente por meio dos elementos da matriz Z_{bus} . Dessa maneira, este trabalho fornece uma alternativa para a função de proteção de distância em linhas de transmissão, mesmo em situações com influência da corrente de *infeed*.

3.3 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentados os trabalhos referentes à função de proteção de distância de linhas de transmissão que avaliam ou propõem alternativas para casos em que o relé de distância não atua corretamente na detecção de faltas, devido a influência das correntes de *infeed*. Em seguida, foram elencados os principais aspectos tratados nestes trabalhos e feito o

levantamento dos principais parâmetros considerados, que são: característica de operação do relé (mho ou quadrilateral), utilização das componentes de sequência, tipo da falta (monofásica e trifásica), a implementação com valores de corrente/tensão ou impedância, corresponde a um esquema adaptativo e se considera cenários de contingências durante as análises.

ALGORITMO PROPOSTO PARA A FUNÇÃO DE PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA

A presente tese propõe um algoritmo para a função de proteção de distância de linhas de transmissão baseado na adaptação do ajuste para a segunda zona. O ajuste considera um termo relacionado à corrente de *infeed*, que depende dos elementos da matriz Z_{bus} e da impedância da linha. A seguir, apresenta-se o desenvolvimento do procedimento de ajuste proposto.

4.1 FORMULAÇÃO PROPOSTA

As características de seletividade e coordenação da função de proteção de distância estão relacionadas ao ajuste de suas zonas de proteção. Tais aspectos são satisfeitos ao se considerar o efeito do *infeed* no ajuste das suas zonas de sobrealcance.

Para melhor entendimento do procedimento de ajuste proposto, considere um sistema no qual há N contribuições de *infeed*, conforme ilustrado na Figura 4.1. As linhas de transmissão, que começam da barra 3 até a barra N , terminam na barra 2. O relé de distância é localizado na barra r , uma falta é aplicada na barra fictícia 1, que está inserida na linha entre as barras m e 2. No exemplo mostrado na Figura 4.1, a barra r , onde está o relé, é assumida como a barra 3, e a barra m corresponde à barra 4.

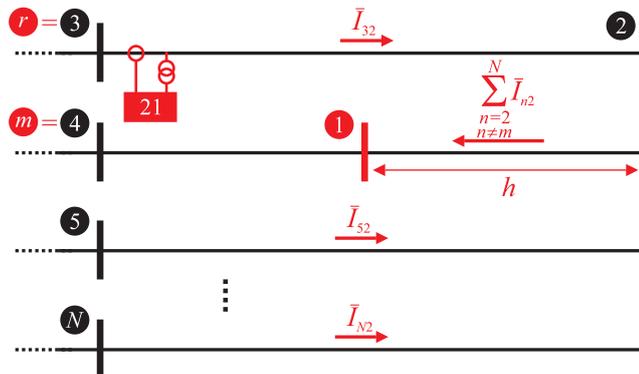


Figura 4.1. Modelo geral do sistema analisado.

Desse modo, a tensão no ponto do relé pode ser calculada como (ZIEGLER, 2006):

$$\bar{V}_R = Z_{32}\bar{I}_{32} + hZ_{42}(\bar{I}_{32} + \bar{I}_{52} + \dots + \bar{I}_{N2}), \quad (4.1)$$

onde h é o percentual da linha 4–2 correspondente ao segmento da linha 1–2 (veja a Figura 4.1); Z_{32} e Z_{42} são as impedâncias das linhas 3–2 e 4–2, respectivamente; e \bar{I}_{ij} é a corrente de *infeed* que vem da barra i em direção à barra j .

Uma vez que a corrente no ponto do relé é \bar{I}_{32} , a impedância aparente vista pelo relé é calculada como:

$$Z_R = \frac{\bar{V}_R}{\bar{I}_R} = Z_{32} + hZ_{42} \left(1 + \underbrace{\sum_{n=5}^N \frac{\bar{I}_{n2}}{\bar{I}_{32}}}_M \right), \quad (4.2)$$

onde o coeficiente de *infeed* é chamado de M (ZIEGLER, 2006). Normalmente, o coeficiente de *infeed* é um número positivo, com fase aproximadamente nula, que faz com que o relé de distância seja submetido ao subbalcance.

Da Equação (4.2), e com base na topologia do sistema mostrado na Figura 4.1, pode-se escrever as tensões de seqüência no ponto do relé para uma falta na barra 1, entre a linha $m-2$, como:

$$\bar{V}_{R,m}^{(s)} = Z_{r2}^{(s)}\bar{I}_{r2}^{(s)} + hZ_{m2}^{(s)} \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \bar{I}_{n2}^{(s)}, \quad (4.3)$$

onde o sobrescrito $(s) = (0), (1)$ ou (2) representa as componentes de seqüência zero, positiva e negativa, respectivamente; h é a porcentagem da linha $m - 2$ da barra 1 para a 2; $Z_{r2}^{(s)}$ e $Z_{m2}^{(s)}$ são as impedâncias de seqüência da linha do relé $r - 2$ e da linha de falta $m - 2$, respectivamente; e $\bar{I}_{n2}^{(s)}$ é a corrente de *infeed* de seqüência vinda da barra n em direção à barra 2, que pode ser calculada, considerando o circuito puro de falta, como:

$$\bar{I}_{n2}^{(s)} = \frac{\bar{V}_n^{(s)} - \bar{V}_2^{(s)}}{Z_{n2}^{(s)}}, \quad (4.4)$$

Ao analisar o sistema ilustrado na Figura 4.1, pode-se montar a matriz de impedância de seqüência do sistema ($Z_{bus}^{(s)}$), para o circuito puro de falta (Apêndice A.1). A partir dos termos da ($Z_{bus}^{(s)}$), é possível reescrever as relações de tensão como:

$$\frac{\bar{V}_n^{(s)} - \bar{V}_2^{(s)}}{Z_{n2}^{(s)}} = - \left[\frac{z_{n1}^{(s)} - z_{21}^{(s)}}{Z_{n2}^{(s)}} \right] \bar{I}_f^{(s)} = \Gamma_{n2}^{(s)} \bar{I}_f^{(s)}. \quad (4.5)$$

com

$$\Gamma_{n2}^{(s)} = \frac{z_{n1}^{(s)} - z_{21}^{(s)}}{Z_{n2}^{(s)}}. \quad (4.6)$$

onde $z_{n1}^{(s)}$ e $z_{21}^{(s)}$ representam os elementos $(n, 1)$ e $(2, 1)$ da matriz de impedância de sequência do sistema, respectivamente; $Z_{n2}^{(s)}$ é a impedância de sequência da linha $n - 2$; e $\bar{I}_f^{(s)}$ é a corrente de falta de sequência.

Substituindo (4.5) em (4.3):

$$\bar{V}_{R,m}^{(s)} = Z_{r2}^{(s)} \bar{I}_{r2}^{(s)} + h Z_{m2}^{(s)} \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \Gamma_{n2}^{(s)} \bar{I}_f^{(s)}. \quad (4.7)$$

De forma análoga, pode-se definir $\bar{I}_{r2}^{(s)} = \Gamma_{r2}^{(s)} \bar{I}_f^{(s)}$, substituindo este termo em (4.7):

$$\bar{V}_{R,m}^{(s)} = Z_{r2}^{(s)} \Gamma_{r2}^{(s)} \bar{I}_f^{(s)} + h Z_{m2}^{(s)} \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \Gamma_{n2}^{(s)} \bar{I}_f^{(s)}. \quad (4.8)$$

Finalmente, colocando o termo $\Gamma_{r2}^{(s)} \bar{I}_f^{(s)}$ em evidência em (4.8), tem-se que:

$$\bar{V}_{R,m}^{(s)} = \left[Z_{r2}^{(s)} + h Z_{m2}^{(s)} \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \frac{\Gamma_{n2}^{(s)}}{\Gamma_{r2}^{(s)}} \right] \Gamma_{r2}^{(s)} \bar{I}_f^{(s)}. \quad (4.9)$$

Com o objetivo de entender como as unidades de distância fase-fase (FF) e fase-terra (FT) atuam durante faltas, considera-se a análise de falta trifásica e monofásica-terra discutida a seguir.

4.1.1 Unidades de distância Fase-Fase (FF)

Para analisar a resposta das unidades de distância FF, considera-se uma falta trifásica ocorrendo na linha com falta $m-2$. De acordo com os fundamentos da análise de faltas (ANDERSON,

1999), $\bar{V}_{R,m}^{(a)} = \bar{V}_{R,m}^{(1)}$ e $\bar{V}_{R,m}^{(b)} = a^2\bar{V}_{R,m}^{(1)}$, tem-se que:

$$\bar{V}_{R,m}^{(a)} - \bar{V}_{R,m}^{(b)} = \left[Z_{r2}^{(1)} + hZ_{m2}^{(1)} \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \frac{\Gamma_{n2}^{(1)}}{\Gamma_{r2}^{(1)}} \right] (1 - a^2) \Gamma_{r2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)}, \quad (4.10)$$

$$\bar{V}_{R,m}^{(b)} - \bar{V}_{R,m}^{(c)} = \left[Z_{r2}^{(1)} + hZ_{m2}^{(1)} \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \frac{\Gamma_{n2}^{(1)}}{\Gamma_{r2}^{(1)}} \right] (a^2 - a) \Gamma_{r2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)},$$

$$\bar{V}_{R,m}^{(c)} - \bar{V}_{R,m}^{(a)} = \left[Z_{r2}^{(1)} + hZ_{m2}^{(1)} \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \frac{\Gamma_{n2}^{(1)}}{\Gamma_{r2}^{(1)}} \right] (a - 1) \Gamma_{r2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)}, \quad (4.11)$$

onde os sobrescritos (a), (b) e (c) representam as unidades de fase, e a constante complexa $a = 1\angle 120^\circ$.

As correntes de fase vistas pelo relé podem ser obtidas a partir da transformação em componentes simétricas aplicadas às correntes de sequência vistas pelo relé:

$$\begin{aligned} \bar{I}_{R,m}^{(a)} &= \Gamma_{r2}^{(0)} \bar{I}_f^{(0)} + \Gamma_{r2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)} + \Gamma_{r2}^{(2)} \bar{I}_f^{(2)} = \Gamma_{r2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)}, \\ \bar{I}_{R,m}^{(b)} &= \Gamma_{r2}^{(0)} \bar{I}_f^{(0)} + a^2 \Gamma_{r2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)} + a \Gamma_{r2}^{(2)} \bar{I}_f^{(2)} = a^2 \Gamma_{r2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)}, \\ \bar{I}_{R,m}^{(c)} &= \Gamma_{r2}^{(0)} \bar{I}_f^{(0)} + a \Gamma_{r2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)} + a^2 \Gamma_{r2}^{(2)} \bar{I}_f^{(2)} = a \Gamma_{r2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)}. \end{aligned} \quad (4.12)$$

Da mesma forma, $\bar{I}_{R,m}^{(a)} = \bar{I}_{R,m}^{(1)}$ e $\bar{I}_{R,m}^{(b)} = a^2\bar{I}_{R,m}^{(1)}$. Então, da Equação (4.5) obtém-se:

$$\begin{aligned} \bar{I}_{R,m}^{(a)} - \bar{I}_{R,m}^{(b)} &= (1 - a^2) \Gamma_{r2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)}, \\ \bar{I}_{R,m}^{(b)} - \bar{I}_{R,m}^{(c)} &= (a^2 - a) \Gamma_{r2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)}, \\ \bar{I}_{R,m}^{(c)} - \bar{I}_{R,m}^{(a)} &= (a - 1) \Gamma_{r2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)}. \end{aligned} \quad (4.13)$$

A partir dos fundamentos da proteção de distância, a impedância aparente vista pela unidade fase-fase é calculada como (ZIEGLER, 2006):

$$\begin{aligned} Z_{R,m}^{(ab)} &= \frac{\bar{V}_{R,m}^{(a)} - \bar{V}_{R,m}^{(b)}}{\bar{I}_{R,m}^{(a)} - \bar{I}_{R,m}^{(b)}}, \\ Z_{R,m}^{(bc)} &= \frac{\bar{V}_{R,m}^{(b)} - \bar{V}_{R,m}^{(c)}}{\bar{I}_{R,m}^{(b)} - \bar{I}_{R,m}^{(c)}}, \\ Z_{R,m}^{(ca)} &= \frac{\bar{V}_{R,m}^{(c)} - \bar{V}_{R,m}^{(a)}}{\bar{I}_{R,m}^{(c)} - \bar{I}_{R,m}^{(a)}}. \end{aligned} \quad (4.14)$$

Portanto, substituindo (4.10) e (4.13) em (4.14) tem-se que a impedância aparente vista pela unidade fase-fase AB é:

$$Z_{R,m}^{(ab)} = Z_{r2}^{(1)} + hZ_{m2}^{(1)} \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \frac{\Gamma_{n2}^{(1)}}{\Gamma_{r2}^{(1)}}, \quad (4.15)$$

em que a Equação (4.15) depende apenas das informações de impedância da linha e dos elementos de impedância da matriz Z_{bus} de sequência. Da mesma forma, é possível determinar a impedância aparente vista pelo relé para as outras unidades fase-fase.

4.1.2 Unidades de distância fase-terra (FT)

Com o objetivo de analisar a resposta das unidades de distância FT, considera-se uma falta monofásica-terra na fase A, ocorrendo na linha com falta $m-2$. As tensões de sequência vistas pelo relé podem ser calculadas como:

$$\bar{V}_{R,m}^{(0)} = \left[Z_{r2}^{(0)} + hZ_{m2}^{(0)} \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \frac{\Gamma_{n2}^{(0)}}{\Gamma_{r2}^{(0)}} \right] \Gamma_{r2}^{(0)} \bar{I}_f^{(0)}, \quad (4.16)$$

$$\bar{V}_{R,m}^{(1)} = \left[Z_{r2}^{(1)} + hZ_{m2}^{(1)} \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \frac{\Gamma_{n2}^{(1)}}{\Gamma_{r2}^{(1)}} \right] \Gamma_{r2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)},$$

$$\bar{V}_{R,m}^{(2)} = \left[Z_{r2}^{(2)} + hZ_{m2}^{(2)} \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \frac{\Gamma_{n2}^{(2)}}{\Gamma_{r2}^{(2)}} \right] \Gamma_{r2}^{(2)} \bar{I}_f^{(2)}.$$

Considerando um curto-circuito monofásico na fase A, a tensão de fase no ponto do relé pode ser escrita como:

$$\begin{aligned} \bar{V}_{R,m}^{(a)} &= \bar{V}_{R,m}^{(0)} + \bar{V}_{R,m}^{(1)} + \bar{V}_{R,m}^{(2)} \\ &= \left[\begin{array}{l} Z_{r2}^{(0)} + hZ_{m2}^{(0)} \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \frac{\Gamma_{n2}^{(0)}}{\Gamma_{r2}^{(0)}} \\ Z_{r2}^{(1)} + hZ_{m2}^{(1)} \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \frac{\Gamma_{n2}^{(1)}}{\Gamma_{r2}^{(1)}} \\ Z_{r2}^{(2)} + hZ_{m2}^{(2)} \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \frac{\Gamma_{n2}^{(2)}}{\Gamma_{r2}^{(2)}} \end{array} \right] \Gamma_{r2}^{(0)} \bar{I}_f^{(0)} + \Gamma_{r2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)} + \Gamma_{r2}^{(2)} \bar{I}_f^{(2)}. \end{aligned} \quad (4.17)$$

Rearranjando os termos da Equação (4.17), considerando que as impedâncias de sequência negativa são iguais às positivas, e que a relação das correntes de sequência no ponto de falta é

$\bar{I}_f^{(0)} = \bar{I}_f^{(1)} = \bar{I}_f^{(2)}$, tem-se que:

$$\begin{aligned}
\bar{V}_{R,m}^{(a)} &= Z_{r2}^{(0)} \Gamma_{r2}^{(0)} \bar{I}_f^{(0)} + 2Z_{r2}^{(1)} \Gamma_{r2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)} + \left[hZ_{m2}^{(0)} \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \Gamma_{n2}^{(0)} \bar{I}_f^{(0)} + 2hZ_{m2}^{(1)} \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \Gamma_{n2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)} \right], \\
&= Z_{r2}^{(1)} \Gamma_{r2}^{(0)} \bar{I}_f^{(0)} + 2Z_{r2}^{(1)} \Gamma_{r2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)} - Z_{r2}^{(1)} \Gamma_{r2}^{(0)} \bar{I}_f^{(0)} + Z_{r2}^{(0)} \Gamma_{r2}^{(0)} \bar{I}_f^{(0)} \\
&\quad + hZ_{m2}^{(1)} \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \Gamma_{n2}^{(0)} \bar{I}_f^{(0)} + 2hZ_{m2}^{(1)} \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \Gamma_{n2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)} - hZ_{m2}^{(1)} \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \Gamma_{n2}^{(0)} \bar{I}_f^{(0)} + hZ_{m2}^{(0)} \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \Gamma_{n2}^{(0)} \bar{I}_f^{(0)}, \\
&= Z_{r2}^{(1)} \left[\Gamma_{r2}^{(0)} \bar{I}_f^{(0)} + 2\Gamma_{r2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)} \right] + \left[Z_{r2}^{(0)} - Z_{r2}^{(1)} \right] \Gamma_{r2}^{(0)} \bar{I}_f^{(0)} \\
&\quad + hZ_{m2}^{(1)} \left[\sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \Gamma_{n2}^{(0)} \bar{I}_f^{(0)} + 2 \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \Gamma_{n2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)} \right] + \left[hZ_{m2}^{(0)} - hZ_{m2}^{(1)} \right] \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \Gamma_{n2}^{(0)} \bar{I}_f^{(0)}, \\
&= Z_{r2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)} \left[\left(\Gamma_{r2}^{(0)} + 2\Gamma_{r2}^{(1)} \right) + \left(\frac{Z_{r2}^{(0)} - Z_{r2}^{(1)}}{Z_{r2}^{(1)}} \right) \Gamma_{r2}^{(0)} \right] \\
&\quad + hZ_{m2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)} \left[\sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \left(\Gamma_{n2}^{(0)} + 2\Gamma_{n2}^{(1)} \right) + \left(\frac{Z_{m2}^{(0)} - Z_{m2}^{(1)}}{Z_{m2}^{(1)}} \right) \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \Gamma_{n2}^{(0)} \right].
\end{aligned} \tag{4.18}$$

Definindo os fatores de compensação de corrente residual das linhas $r2$ e $m2$, pode-se, então, reescrever a Equação (4.18) como:

$$\begin{aligned}
\bar{V}_{R,m}^{(a)} &= Z_{r2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)} \left[2\Gamma_{r2}^{(1)} + (1 + K_{r2}) \Gamma_{r2}^{(0)} \right] \\
&\quad + hZ_{m2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)} \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \left[2\Gamma_{n2}^{(1)} + (1 + K_{m2}) \Gamma_{n2}^{(0)} \right],
\end{aligned} \tag{4.19}$$

onde $K_{r2} = \frac{Z_{r2}^{(0)} - Z_{r2}^{(1)}}{Z_{r2}^{(1)}}$ e $K_{m2} = \frac{Z_{m2}^{(0)} - Z_{m2}^{(1)}}{Z_{m2}^{(1)}}$.

Da Equação (4.4) tem-se que:

$$\bar{I}_{R,m}^{(a)} = \bar{I}_{R,m}^{(0)} + \bar{I}_{R,m}^{(1)} + \bar{I}_{R,m}^{(2)} = \Gamma_{r2}^{(0)} \bar{I}_f^{(0)} + 2\Gamma_{r2}^{(1)} \bar{I}_f^{(1)}. \tag{4.20}$$

Adicionando o termo $K_{r2} \bar{I}_{R,m}^{(0)}$ em ambos os lados da Equação (4.20), tem-se que:

$$\begin{aligned}
\bar{I}_{R,m}^{(a)} &= \left[\Gamma_{r2}^{(0)} + 2\Gamma_{r2}^{(1)} \right] \bar{I}_f^{(1)} + K_{r2} \bar{I}_{R,m}^{(0)} - K_{r2} \bar{I}_{R,m}^{(0)}, \\
&= \left[2\Gamma_{r2}^{(1)} + (1 + K_{r2}) \Gamma_{r2}^{(0)} \right] \bar{I}_f^{(1)} - K_{r2} \bar{I}_{R,m}^{(0)}
\end{aligned} \tag{4.21}$$

É possível reescrever a Equação (4.21) como:

$$\bar{I}_{R,m}^{(a)} + K_{r2} \bar{I}_{R,m}^{(0)} = \bar{I}_f^{(1)} \left[2\Gamma_{r2}^{(1)} + (1 + K_{r2}) \Gamma_{r2}^{(0)} \right] \quad (4.22)$$

A partir dos fundamentos da proteção de distância, a impedância aparente vista pelo relé na unidade fase-terra AT é calculada como (ZIEGLER, 2006):

$$Z_{R,m}^{(aT)} = \frac{\bar{V}_{R,m}^{(a)}}{\bar{I}_{R,m}^{(a)} + K_{r2} \bar{I}_{R,m}^{(0)}}. \quad (4.23)$$

Portanto, substituindo (4.19) e (4.22) em (4.23) tem-se que:

$$Z_{R,m}^{(aT)} = Z_{r2}^{(1)} + h Z_{m2}^{(1)} \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \frac{2\Gamma_{n2}^{(1)} + (1 + K_{m2}) \Gamma_{n2}^{(0)}}{2\Gamma_{r2}^{(1)} + (1 + K_{r2}) \Gamma_{r2}^{(0)}}, \quad (4.24)$$

em que a Equação (4.24) depende apenas da impedância da linha e dos elementos da matriz Z_{bus} de sequência.

Da mesma forma, é possível determinar a impedância aparente vista pelo relé para as outras unidades fase-terra.

4.1.3 Ajustes de 2ª zona para unidades de distância FF e FT

Considerando as faltas nas diferentes linhas conectadas à barra 2, e variando o percentual h da linha faltosa (ver Figura 4.1), pode-se calcular o ajuste da 2ª zona Z_{seg}^{FF} para unidades de distância FF usando a Equação (4.15). Desse modo, a cobertura da proteção efetiva de retaguarda $C_{R,m}^{FF}$ para faltas nas diferentes linhas pode ser obtida levando em consideração o efeito do *infeed*, resolvendo:

$$Z_{seg}^{FF} = \underbrace{Z_{r2}^{(1)} + C_{R,m}^{FF} Z_{m2}^{(1)} G_{R,m}^{FF}}_{Z_{R,m}^{FF}}, \quad (4.25)$$

onde $Z_{R,m}^{FF}$ é a impedância aparente vista pela unidade de distância FF do relé para uma falta ocorrendo na porcentagem $C_{R,m}^{FF}$ da linha $m-2$; $m \neq r$ e o coeficiente $G_{R,m}^{FF}$ é calculado como:

$$G_{R,m}^{FF} = \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \frac{\Gamma_{n2}^{(1)}}{\Gamma_{r2}^{(1)}}. \quad (4.26)$$

Assim, a cobertura total da proteção efetiva de retaguarda $CT_{R,m}^{FF}$, para todas as linhas

adjacentes conectadas à barra 2, pode ser obtida como:

$$CT_{R,m}^{FF} = \sum_{\substack{m=3 \\ m \neq r}}^N C_{R,m}^{FF}. \quad (4.27)$$

De acordo com a Equação (4.24), pode-se calcular o ajuste da 2ª zona Z_{seg}^{FT} para unidades de distância FT levando em consideração o efeito do *infeed*, considerando faltas fase-terra nas diferentes linhas conectadas à barra 2, e alterando a porcentagem h onde a falta pode ocorrer. Assim, a cobertura efetiva $C_{R,m}^{FT}$ para faltas em linhas diferentes pode ser determinada como:

$$Z_{seg}^{FT} = \underbrace{Z_{r2}^{(1)} + C_{R,m}^{FT} Z_{m2}^{(1)} G_{R,m}^{FT}}_{Z_{R,m}^{FT}}, \quad (4.28)$$

onde $Z_{R,m}^{FT}$ é a impedância aparente vista pela unidade de distância FT do relé para uma falta fase-terra ocorrendo na porcentagem $C_{R,m}^{FT}$ da linha $m-2$; $m \neq r$ e o coeficiente $G_{R,m}^{FT}$ é calculado como:

$$G_{R,m}^{FT} = \sum_{\substack{n=3 \\ n \neq m}}^N \frac{2\Gamma_{n2}^{(1)} + (1 + K_{m2}) \Gamma_{n2}^{(0)}}{2\Gamma_{r2}^{(1)} + (1 + K_{r2}) \Gamma_{r2}^{(0)}}. \quad (4.29)$$

Assim, a cobertura total da proteção efetiva de retaguarda $CT_{R,m}^{FT}$, para todas as linhas adjacentes conectadas à barra 2, pode ser determinada como:

$$CT_{R,m}^{FT} = \sum_{\substack{m=3 \\ m \neq r}}^N C_{R,m}^{FT}. \quad (4.30)$$

Para definir os melhores ajustes do relé Z_{seg}^{FF} e Z_{seg}^{FT} , um método de otimização simplificado é aplicado. Para tal, a soma da cobertura de *backup* em todas as linhas adjacentes é maximizada e restrita a uma cobertura máxima especificada de uma linha adjacente em particular, para evitar a sobreposição de zonas de distância.

4.1.4 Processo de Otimização Simplificado

Para simplificar, os sobrescritos FF e FT serão omitidos, uma vez que o mesmo processo de otimização é aplicado para ambas as unidades. O objetivo é calcular a porcentagem h_m na linha adjacente $m-2$ usada para calcular os ajustes da 2ª zona que maximizam a cobertura de

backup efetiva para todas as linhas adjacentes, sujeito à restrição dada C_{max} , que representa a cobertura máxima considerada para proteção de *backup*.

A premissa assumida é que, para a k -ésima iteração, $h_{m,k}$ tem uma relação polinomial com a cobertura máxima de *backup* $C_{m,k}$ entre as linhas adjacentes. Portanto, um polinômio de interpolação de Lagrange de segunda ordem foi aplicado como segue (PRESS *et al.*, 2007):

$$\begin{aligned} h_{m,k} = & \frac{(1 - C_{m,k-2})}{(C_{m,k-3} - C_{m,k-2})} \frac{(1 - C_{m,k-1})}{(C_{m,k-3} - C_{m,k-1})} h_{m,k-3} \\ & + \frac{(1 - C_{m,k-3})}{(C_{m,k-2} - C_{m,k-3})} \frac{(1 - C_{m,k-1})}{(C_{m,k-2} - C_{m,k-1})} h_{m,k-2} \\ & + \frac{(1 - C_{m,k-3})}{(C_{m,k-1} - C_{m,k-3})} \frac{(1 - C_{m,k-2})}{(C_{m,k-1} - C_{m,k-2})} h_{m,k-1}. \end{aligned} \quad (4.31)$$

O ajuste da 2ª zona de distância é calculado para $h_{m,k}$ [usando a Equação (4.15) ou (4.24)], e sua cobertura efetiva de *backup* para cada linha adjacente é calculada [usando a Equação (4.25) ou (4.28)]. Deste modo, $C_{m,k}$ é considerada a maior cobertura de *backup* entre as linhas adjacentes, criando um par ordenado $(h_{m,k}, C_{m,k})$. Então a Equação (4.31) é aplicada a $k + 1$, e assim por diante. O processo de otimização continua até o $h_{m,k}$ ótimo ser obtido, sujeito à restrição C_{max} . É utilizado um comparador mho autopolarizado para garantir que não haja sobrelance das barras remotas e sobreposição de 2ª zona.

Critérios especiais devem ser considerados para $k \leq 2$: para $k = 0$, $(h_{m,0}, C_{m,0}) = (0, 0)$ e para $k = 1$, $h_{m,1}$ é considerado igual a um valor de inicialização h_{ini} arbitrário. Então, o ajuste da 2ª zona de distância é calculado para h_{ini} , e a cobertura máxima de *backup* $C_{m,1}$ é considerada a maior cobertura entre as linhas adjacentes, criando o par ordenado $(h_{m,1}, C_{m,1})$. Para $k = 2$, por sua vez, a porcentagem $h_{m,2}$ é calculada usando o polinômio de Lagrange de primeira ordem como (PRESS *et al.*, 2007):

$$h_{m,2} = \frac{1}{C_{m,1}} h_{m,1}. \quad (4.32)$$

Em seguida, o ajuste da 2ª zona é calculado e a cobertura máxima de *backup* $C_{m,2}$ é considerada a maior cobertura efetiva em linhas adjacentes, criando o par ordenado $(h_{m,2}, C_{m,2})$.

Para evitar problemas de convergência, o $h_{m,k}$ para cada iteração deve ser confinado a um limite definido como:

$$h_{m,k-1} - \Delta h_{max} < h_{m,k} < h_{m,k-1} + \Delta h_{max}, \quad (4.33)$$

onde Δh_{max} é o incremento máximo considerado.

No final de todo o processo de otimização, o h_m ótimo e seu ajuste de 2ª zona correspondente para cada linha adjacente são obtidos, bem como sua cobertura efetiva de *backup* em cada circuito, conforme ilustrado no fluxograma a seguir:

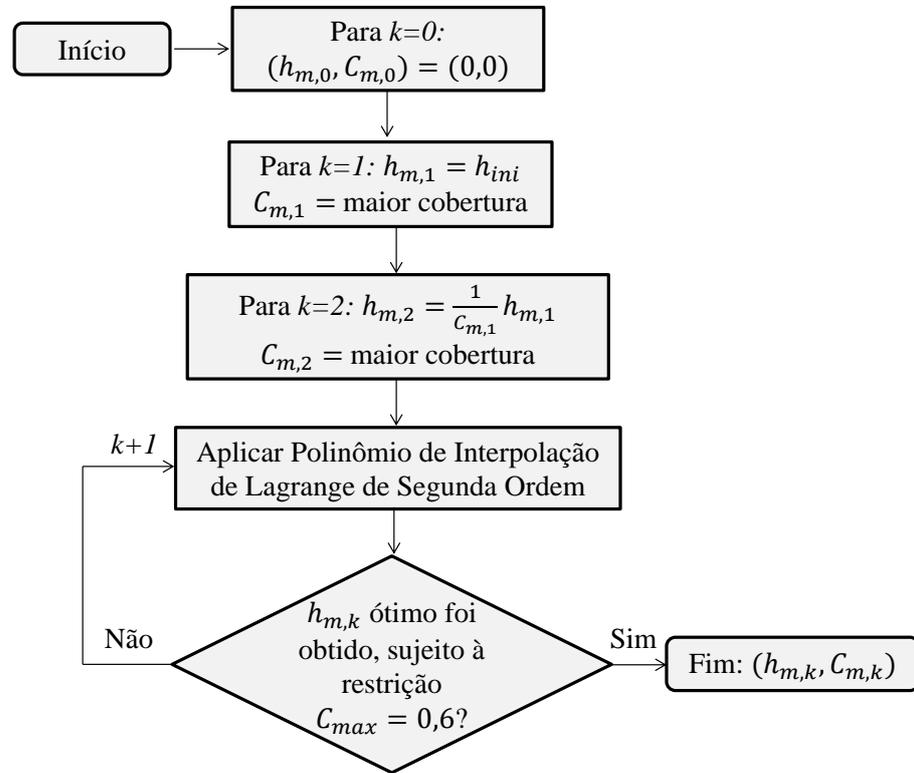


Figura 4.2. Fluxograma do Processo de Otimização.

Os ajustes propostos Z_{seg}^{FF} e Z_{seg}^{FT} são aqueles que levam à maior cobertura percentual efetiva total, que são calculados usando a Equação (4.27) para unidade FF e usando a Equação (4.30) para unidades FT.

4.2 APLICAÇÃO DO ALGORITMO PROPOSTO

Destaca-se que o método proposto fornece ajustes ideais de 2ª zona, que podem ser usados para aplicações *offline* e *online*. Para aplicações *offline*, o algoritmo proposto dá suporte aos engenheiros de proteção, fornecendo cálculos de ajustes ideais. Cenários de contingência de equipamentos próximos podem ser levados em consideração durante o processo de otimização, para evitar a sobreposição da 2ª zona de linhas adjacentes. Além disso, com o decorrer do

tempo, mudanças permanentes de topologia podem ocorrer e novos equipamentos podem ser conectados à rede, de modo que o algoritmo proposto também pode ser usado para monitorar a eficácia dos ajustes dos relés de distância continuamente.

Para aplicações *online*, seguindo o conceito de proteção adaptativa de grandes áreas, os resultados do algoritmo proposto podem ser integrados em um *loop* para alterar os ajustes dos relés dinamicamente. Para isso, a informação operacional dos equipamentos de potência fornecidos pelo SCADA poderia ser usada para decidir se os ajustes do relé devem ser atualizados.

Além disso, vale ressaltar que a atualização deve ser feita apenas para as contingências que levam a um grande sobrealcance e podem causar sobreposição de 2ª zona em linhas adjacentes. Como essas situações são conhecidas de antemão, os ajustes podem ser calculados *offline*, em vez de executar o método proposto *online*. Desse modo, pode-se entender que os ajustes propostos podem sempre fornecer a cobertura de proteção de *backup* ideal.

Destaca-se que, embora o método proposto utilize apenas dados de impedância, não considera que as correntes de *infeed* estejam em fase com a medida pelo relé. De fato, a não linearidade do sistema e, por sua vez, o deslocamento do ângulo de fase entre as contribuições de corrente de falta ao longo da rede ainda é representado por meio da matriz Z_{bus} .

Na Figura 4.3 são exibidas as curvas da impedância aparente vista pelo relé para diferentes linhas adjacentes, calculadas pelo método proposto. Nesta representação é possível visualizar a trajetória da impedância vista pelo relé de proteção durante um curto-circuito e os respectivos casos de sobrealcance. A linha preta representa o módulo da diferença entre a impedância de ajuste e a do relé, isto é, $|Z_a - Z_{L_{relé}}|$. Por meio dessa métrica é possível verificar quando há (curvas de impedância abaixo da métrica) ou não (curvas de impedância acima da métrica) sobrealcance das linhas adjacentes.

Cabe destacar que, apesar do método proposto usar apenas dados de impedância, o procedimento de otimização empregado fornece os ajustes ótimos levando em consideração o comportamento não linear do sistema, evidenciado pelas curvas de impedância da Figura 4.3. Além disso, pode-se observar pela análise das simulações no ATP/ATPDraw que os ajustes representam corretamente os limites da cobertura de *backup* das linhas adjacentes e garantem que não haja sobreposição de 2ª zona.

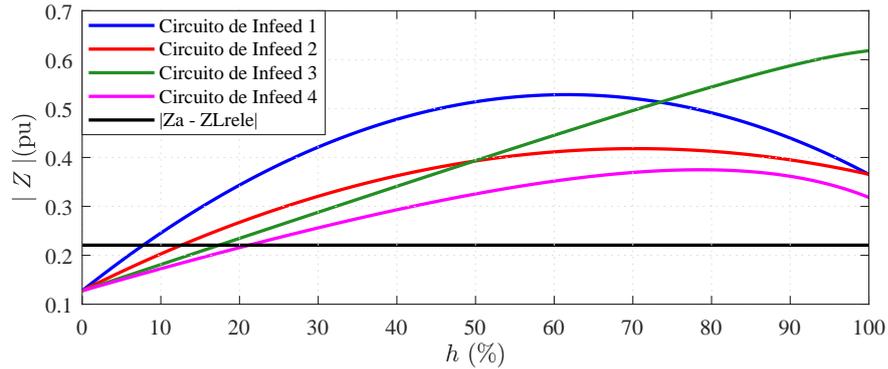


Figura 4.3. Exemplos de curvas de impedâncias vistas pelo relé, calculadas usando o método proposto para diferentes circuitos de *infeed*.

4.3 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou o cálculo da impedância vista pelo relé de distância para linhas de transmissão, considerando um termo relacionado à corrente de *infeed* que é determinado por meio da impedância da linha e dos termos da matriz Z_{bus} . Para determinar os melhores ajustes do relé para as unidades FF e FT, um método de otimização simplificado é aplicado, em que a soma da cobertura de *backup* em todas as linhas adjacentes é maximizada e restrita a uma cobertura máxima especificada de uma linha adjacente em particular, para evitar a sobreposição de zonas de distância. O método proposto fornece ajustes ideais de 2ª zona, que podem ser usadas para aplicações *offline* e *online*. No próximo capítulo, o algoritmo proposto será avaliado.

RESULTADOS

Com o intuito de analisar o desempenho do algoritmo proposto, foi elaborado um programa que calcula o ajuste do relé de distância para linhas de transmissão, considerando um termo relacionado à corrente de *infeed* que é determinado por meio da impedância da linha e dos elementos da matriz Z_{bus} . Foram avaliados sinais referentes à faltas no sistema correspondente a uma parte do Sistema Elétrico da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF). Para determinar os melhores ajustes do relé para as unidades FF e FT, um método de otimização simplificado é aplicado, em que a soma da cobertura de *backup* em todas as linhas adjacentes é maximizada e restrita a uma cobertura máxima especificada de uma linha adjacente em particular, para evitar a sobreposição de zonas de distância. Além disso, os sinais simulados no ATP/ATPDraw foram convertidos em arquivos COMTRADE e uma avaliação experimental foi realizada em um relé disponível no mercado.

5.1 DADOS DO SISTEMA ESTUDADO

Com o objetivo de avaliar o algoritmo proposto, o sistema de potência representado na Figura 5.1 foi modelado no software ATP/ATPDraw. Esse sistema corresponde a uma parte do Sistema Elétrico da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF). Os transformadores de potência foram representados usando o modelo de transformador saturável e as linhas de transmissão foram modeladas como totalmente transpostas usando o modelo de Bergeron (LEUVEN EMTP CENTER, 1987). Os reatores de carga e de derivação foram modelados como componentes concentrados. Os equivalentes de Thévenin foram incluídos nas barras de fronteira (ou seja, AGL, RC1 e RC2), considerando suas impedâncias próprias e mútuas. Em seguida, os dados de impedância do sistema foram usados para calcular o ajuste da 2ª zona do relé de distância por meio do algoritmo proposto no Capítulo 4. Então, as faltas foram simuladas usando o ATP/ATPDraw para avaliar o desempenho real da cobertura de *backup*

dos ajustes obtidos.

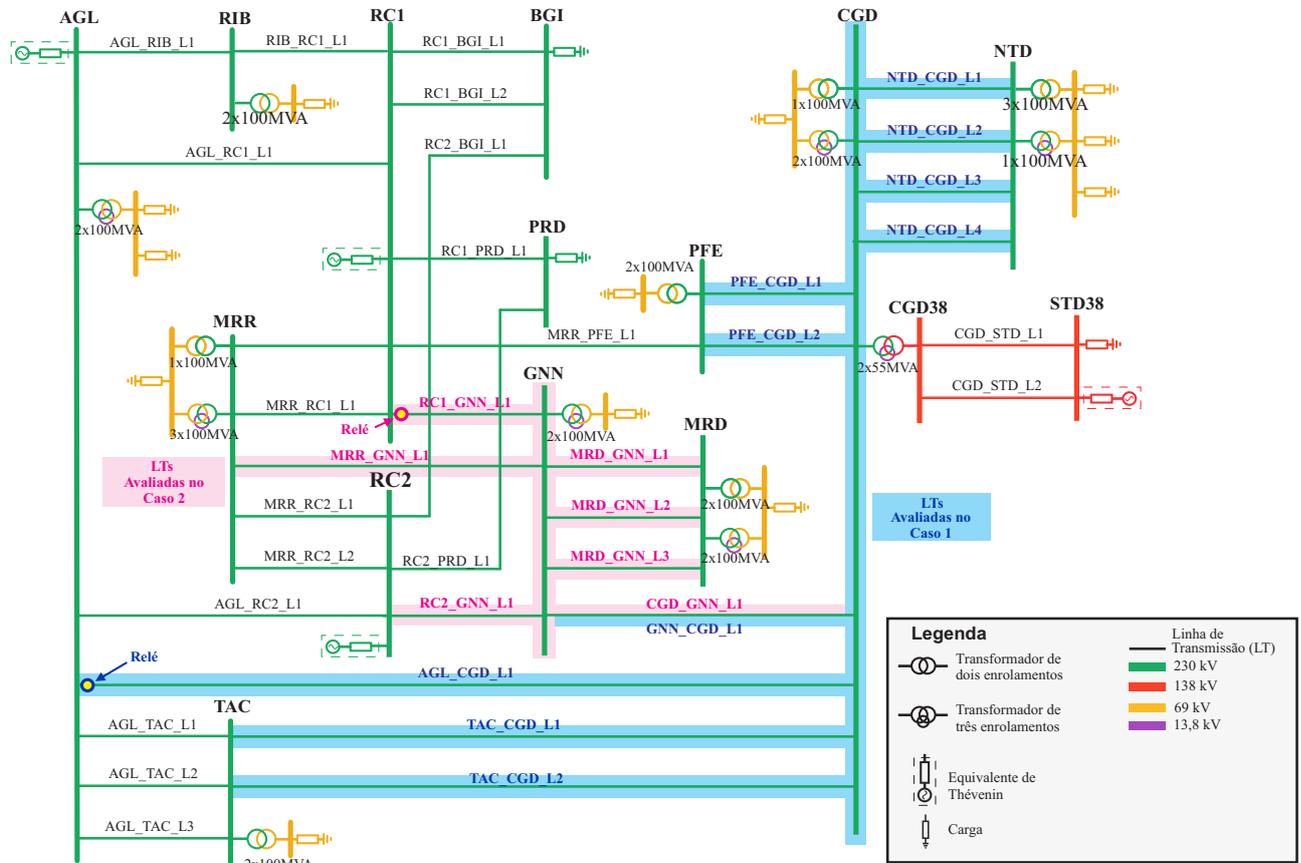


Figura 5.1. Sistema de Potência Avaliado.

Os ajustes obtidos pelo algoritmo proposto consideram a restrição máxima de 60% (ou seja, $C_{max} = 0,6$) para a cobertura de *backup* efetiva. Os resultados são comparados aos calculados pelo método tradicional, sem levar em consideração o efeito de *infeed* e considerando 30% da impedância da menor linha adjacente (ZIEGLER, 2006). Dois casos diferentes foram analisados. Em cada um, as matrizes de cobertura para zonas de distância FF e FT foram calculadas e ilustradas usando *heatmaps* (ou mapas de calor) que correspondem a uma representação gráfica a qual utiliza cores como referência para facilitar o entendimento das informações. Em seguida, as faltas foram simuladas no ATP/ATPDraw e os sinais obtidos usando intervalos de tempo de 1 μ s, exatamente na zona de cobertura máxima de *backup* obtida pelo algoritmo proposto para cada linha adjacente. Um filtro *Butterworth* anti-aliasing passa baixa de terceira ordem, com frequência de corte em 180 Hz, foi aplicado a tensões e correntes no ponto de relé (veja a Figura 5.1). Os sinais filtrados foram reamostrados em 16 amostras por ciclo de 60 Hz e, em seguida, os fasores foram estimados usando o algoritmo relatado em (SILVA; NASCIMENTO,

2018). A impedância aparente vista pelo relé foi simulada para cada unidade de distância e posicionada no plano definido por R-X, referente ao diagrama de impedância, com a 2ª zona de distância da característica Mho ajustada para a metodologia proposta e a tradicional.

5.1.1 Caso 1

No Caso 1, foram consideradas as linhas das barras AGL, GNN, NTD, PFE e TAC para a barra CGD (ver linhas de transmissão destacadas em azul na Figura 5.1). Neste caso, o relé está localizado no terminal AGL da linha de transmissão AGL_CGD_L1. O algoritmo proposto foi aplicado à topologia do sistema mostrado na Figura 5.1, sem contingências. Convergiu em 65 iterações para unidades FF e em 61 iterações para unidades FT. A cobertura efetiva obtida usando os ajustes propostos e tradicionais é ilustrada nas Figuras 5.2(a) e 5.2(b) para unidades FF e FT, respectivamente.

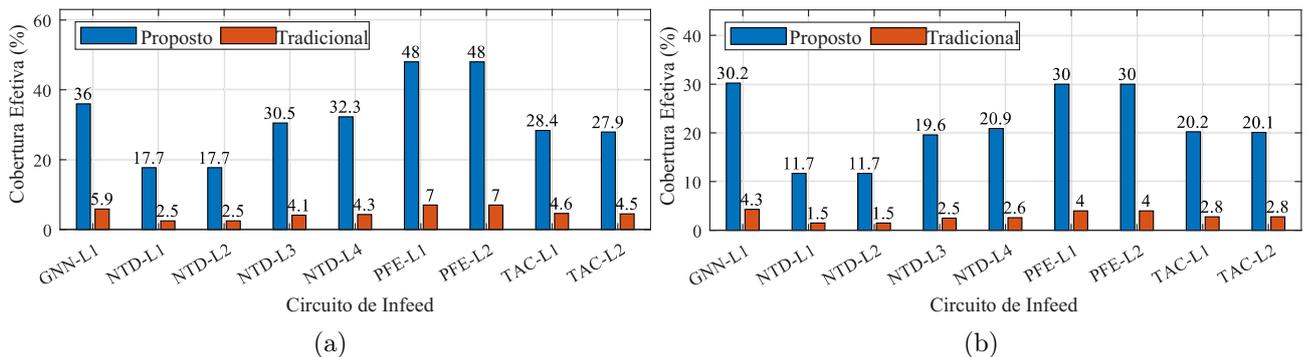


Figura 5.2. Caso 1 – Cobertura efetiva obtida pelos ajustes propostos e tradicionais considerando o sistema sem contingência: (a) unidades FF; (b) unidades FT.

Nota-se que os ajustes propostos levam a uma cobertura de *backup* muito maior para linhas adjacentes. De fato, uma vez que o procedimento tradicional aqui avaliado desconsidera o efeito de *infeed*, e a barra CGD concentra um grande número de circuitos, a cobertura de *backup* determinada a partir dos ajustes tradicionais é significativamente reduzida.

O desempenho do relé de distância para faltas simuladas usando o ATP/ATPDraw é mostrado nas Figuras 5.3. Cada cor usada para plotar a impedância aparente representa os resultados para uma falta simulada em uma linha adjacente particular, exatamente na cobertura máxima de *backup* calculada usando o algoritmo proposto [ver Figuras 5.2(a) e 5.2(b)]. Por exemplo, a cor azul é usada para traçar a impedância aparente vista pelo relé para faltas na

linha TAC_CGD_L1, enquanto a cor verde é usada para faltas na linha GNN_CGD_L1, e assim por diante. A característica Mho cinza claro representa a 2ª zona de distância obtida usando os ajustes propostos, enquanto a mais escura foi ajustada usando o procedimento tradicional.

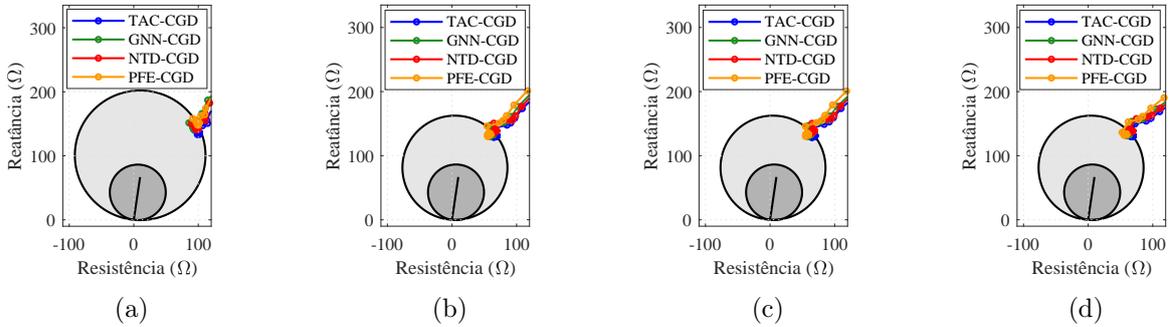


Figura 5.3. Caso 1 – Comparação de desempenho dos ajustes de 2ª zona de distância calculados usando o algoritmo proposto e o método tradicional, considerando diferentes tipos de faltas: (a) AT, (b) BC, (c) BCT e (d) ABC.

Na Figura 5.3(a), a impedância aparente calculada pela unidade de distância ZAT para uma falta AT é mostrada, enquanto as Figuras 5.3(b) e 5.3(c) representam a impedância aparente vista pela unidade de distância ZBC para faltas BC e BCT, respectivamente. A Figura 5.3(d), por sua vez, mostra a impedância aparente vista pela unidade de distância ZAB para uma falta trifásica. Como pode ser observado, a impedância aparente estabeleceu-se no limite da característica Mho cinza claro em todos os casos, revelando que os ajustes propostos melhoram o desempenho da proteção de distância. Por outro lado, se o procedimento de ajuste tradicional for usado, o relé subalcança e não fornece proteção de *backup* eficaz.

Com o objetivo de avaliar ainda mais a eficácia dos ajustes propostos e tradicionais, a contingência de cada circuito de *infeed* foi avaliada e, em seguida, a cobertura de proteção de *backup* nos circuitos restantes foram computados. O estudo de contingência corresponde à remoção de uma linha de operação nas barras remotas, o que reduzirá a contribuição da corrente de *infeed*, podendo causar sobrealcança. Os resultados obtidos são mostrados nas Figuras 5.4(a) e 5.4(b) para unidades FF, respectivamente, enquanto os resultados para as unidades FT são mostrados nas Figuras 5.5(a) e 5.5(b), respectivamente.

Esses números representam as matrizes de cobertura para análise de contingência. Suas linhas representam a cobertura efetiva dos ajustes do relé para os circuitos de *infeed*, considerando que um deles está sob contingência. Por exemplo, a primeira linha das matrizes mostradas nas

Figuras 5.4 e 5.5 apresenta a cobertura efetiva dos ajustes propostos e tradicionais para cada circuito de *infeed*, considerando que a linha TAC_CGD_L1 está em contingência.

Sempre que a cobertura efetiva for menor que a restrição máxima de 60%, a célula correspondente será preenchida com a cor verde. Caso contrário, as células são preenchidas em vermelho, indicando que a restrição máxima foi violada. As células que estão nas diagonais principais, as quais estão representadas na cor azul e com a letra X, foram utilizadas para representar a respectiva linha em contingência.

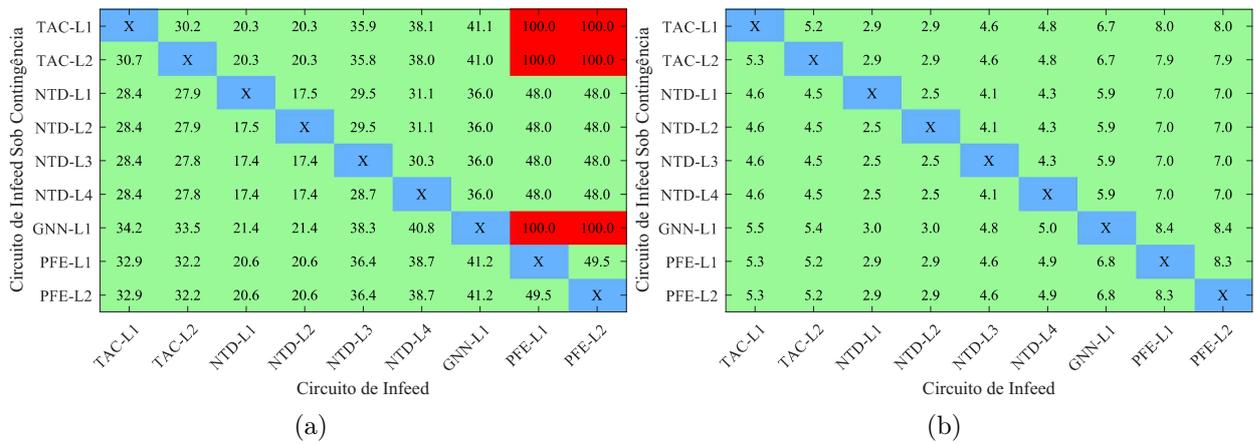


Figura 5.4. Caso 1 – Matriz de cobertura para unidades de distância FF no caso de uma única contingência em circuitos de *infeed* para: (a) ajustes propostos calculados sem considerar as contingências; (b) ajustes tradicionais.

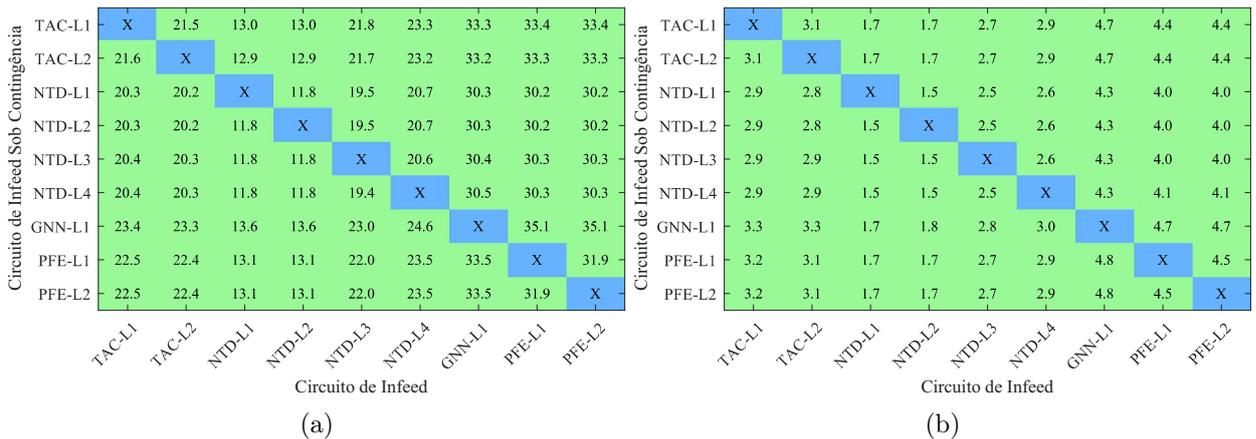


Figura 5.5. Caso 1 – Matriz de cobertura para unidades de distância FT no caso de uma única contingência em circuitos de *infeed* para: (a) ajustes propostos calculados sem considerar as contingências; (b) ajustes tradicionais.

O desempenho do relé de distância para faltas simuladas usando o ATP/ATPDraw é mostrado nas Figuras 5.6. Nesse caso, é comparado o desempenho dos ajustes de 2ª zona de distância calculados usando o algoritmo proposto e o método tradicional, sem considerar con-

tingências durante o processo de otimização, mas para o sistema com contingência simples em GNN_CGD_L1.

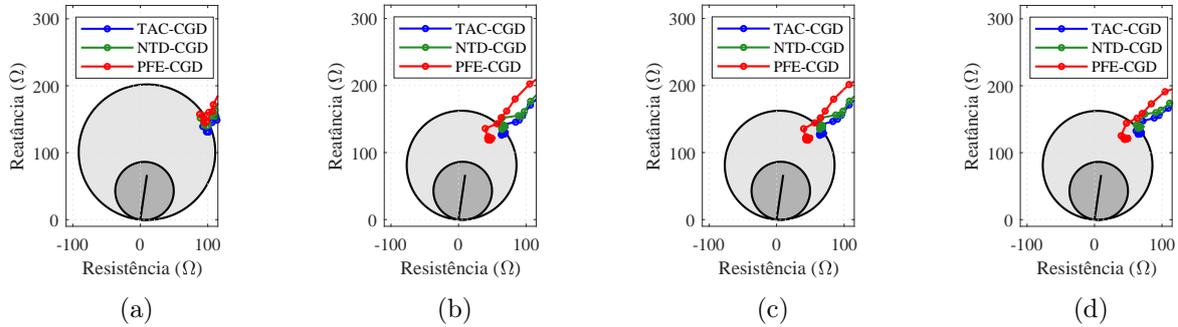


Figura 5.6. Caso 1 – Comparação de desempenho dos ajustes de 2ª zona de distância calculados usando o algoritmo proposto e o método tradicional, sem considerar contingências durante o processo de otimização, para o sistema com contingências, considerando diferentes tipos de faltas: (a) AT, (b) BC, (c) BCT e (d) ABC.

Pela análise das Figuras 5.4(a), 5.6(b), 5.6(c) e 5.6(d), nota-se que os ajustes propostos levam a uma cobertura efetiva maior para unidades de distância FF em comparação com as tradicionais. No entanto, eles ultrapassam a restrição durante contingências, revelando que este ajuste deve ser atualizado.

Na Figura 5.7 têm-se as curvas da impedância aparente vista pelo relé calculadas pelo método proposto para o cenário sem considerar contingências durante o processo de otimização, para o sistema com contingências. Pode-se observar que, nos ajustes propostos que ultrapassam a restrição durante contingências, há sobrealcançe das barras remotas e sobreposição de 2ª zona.

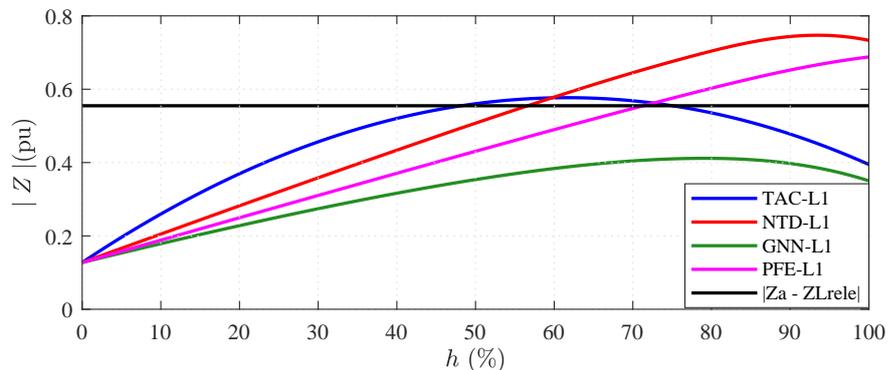


Figura 5.7. Exemplos de curvas de impedâncias vistas pelo relé para o caso 1.

Em aplicações *offline*, as contingências podem ser levadas em consideração durante o processo de otimização, resultando em novos ajustes que evitam a sobreposição de 2ª zonas. A

cobertura efetiva obtida usando este novo ajuste para unidades FF é ilustrada na Figura 5.8(a), e a matriz de cobertura efetiva correspondente é mostrada na Figura 5.8(b).

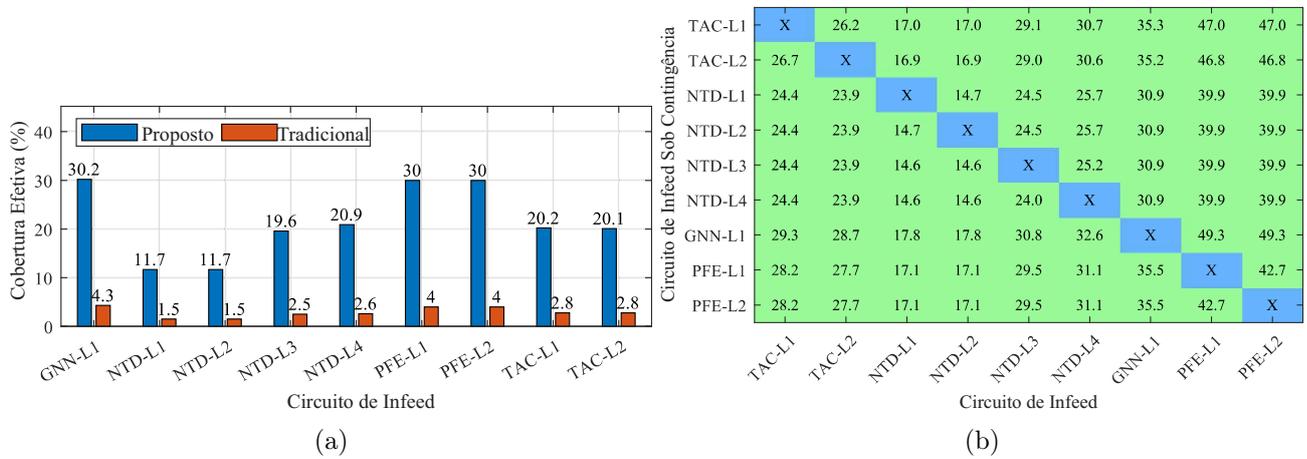


Figura 5.8. Caso 1 – Resultados do novo ajuste proposto para unidades FF considerando contingências durante o processo de otimização: (a) cobertura efetiva para o sistema sem contingência (b) matriz de cobertura no caso de contingências em circuitos de *infeed*.

O desempenho do relé de distância, considerando o sistema com contingência simples em GNN_CGD_L1, para faltas nas unidades FF simuladas usando o ATP/ATPDraw é mostrado nas Figuras 5.9. Nesse caso, é comparado o desempenho dos ajustes de 2ª zona de distância FF calculados usando o algoritmo proposto e o método tradicional, considerando contingências durante o processo de otimização para o sistema com contingências.

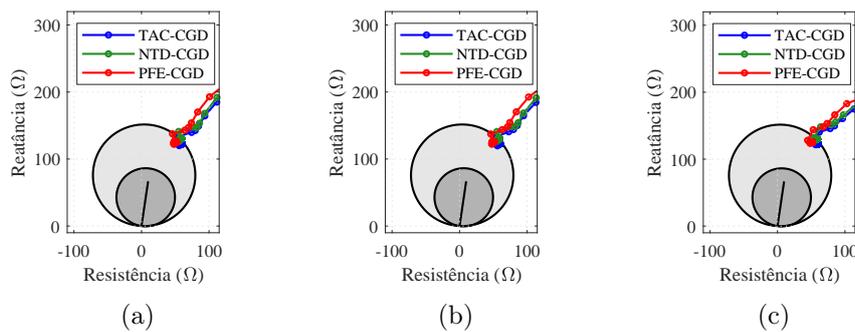


Figura 5.9. Caso 1 – Comparação de desempenho dos ajustes de 2ª zona de distância para unidades FF, calculados usando o algoritmo proposto e o método tradicional, considerando contingências durante o processo de otimização, para o sistema com contingências, para diferentes tipos de faltas: (a) BC, (b) BCT e (c) ABC.

Conforme observado, o sobrealcance foi completamente superado, e a cobertura efetiva do cenário proposto ainda é maior do que a obtida com o cenário tradicional. Alternativamente, um esquema de proteção adaptável pode ser implementado para aplicativos *online*. Portanto, sempre que contingências nas linhas TAC_CGD_L1, TAC_CGD_L2 e GNN_CGD_L1 forem detectadas pela análise dos dados do SCADA, novos ajustes para o sistema operando com cada

uma delas fora de serviço poderão ser enviados para o relé. Além disso, como esses cenários são conhecidos de antemão, os ajustes podem ser calculados *offline*. Desse modo, pode-se entender que os ajustes propostos sempre podem fornecer a cobertura de proteção de *backup* ideal.

Por outro lado, além do ajuste proposto para unidades FT levar a uma cobertura de proteção de *backup* maior do que o ajuste tradicional, não há sobrealcançe maior que 60%, mesmo quando ocorrem contingências em circuitos de *infeed*. Portanto, no caso das unidades FT, o ajuste proposto calculado sem levar em consideração as contingências não precisa ser atualizado.

5.1.2 Caso 2

No Caso 2, foram consideradas as linhas das barras RC1, RC2, CGD, MRR e MRD para a barra GNN (ver linhas de transmissão destacadas a rosa na Figura 5.1). Neste caso, o relé está localizado no terminal RC1 da linha RC1_GNN_L1.

O algoritmo proposto foi aplicado à topologia do sistema mostrado na Figura 5.1, sem considerar contingências. Convergiu em 61 iterações para unidades FF e 54 iterações para unidades FT. A cobertura efetiva obtida usando os ajustes propostos e os tradicionais é ilustrada nas Figuras 5.10(a) e 5.10(b) para unidades FF e FT, respectivamente. Como se pode ver, os ajustes propostos levam a uma maior cobertura de *backup* para as linhas adjacentes (pelo menos o dobro em todos os casos).

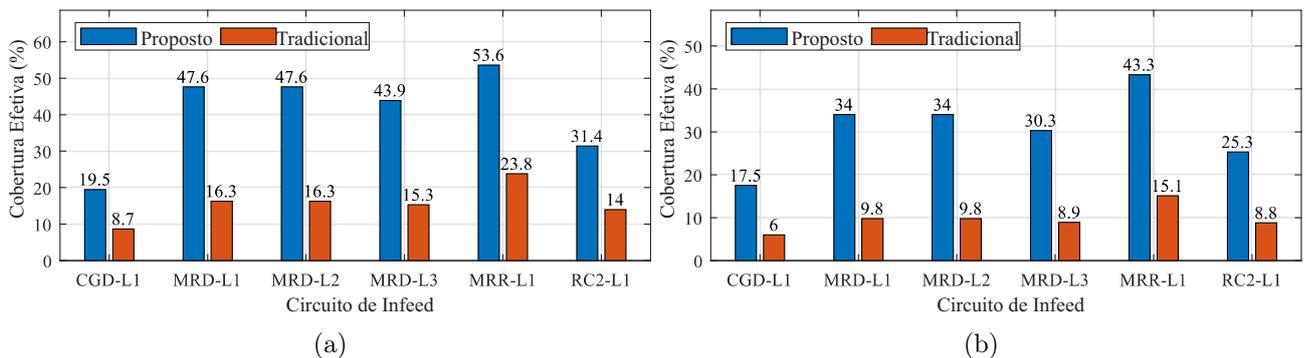


Figura 5.10. Caso 2 – Cobertura efetiva obtida pelos ajustes propostos e tradicionais considerando o sistema sem contingência: (a) unidades FF; (b) unidades FT.

O desempenho do relé de distância para faltas simuladas usando o ATP/ATPDraw é mostrado nas Figuras 5.11. Cada cor usada para traçar a impedância aparente representa os resultados de uma falta simulada na cobertura de *backup* máxima calculada usando o algoritmo

proposto para cada linha adjacente. Por exemplo, a cor azul é usada para traçar a impedância aparente vista pelo relé para faltas na linha MRD_GNN_L1, enquanto a cor verde é usada para faltas na linha CGD_GNN_L1, e assim por diante. A característica Mho cinza claro representa a 2ª zona de distância obtida usando os ajustes propostos, enquanto a mais escura foi ajustada usando os ajustes tradicionais.

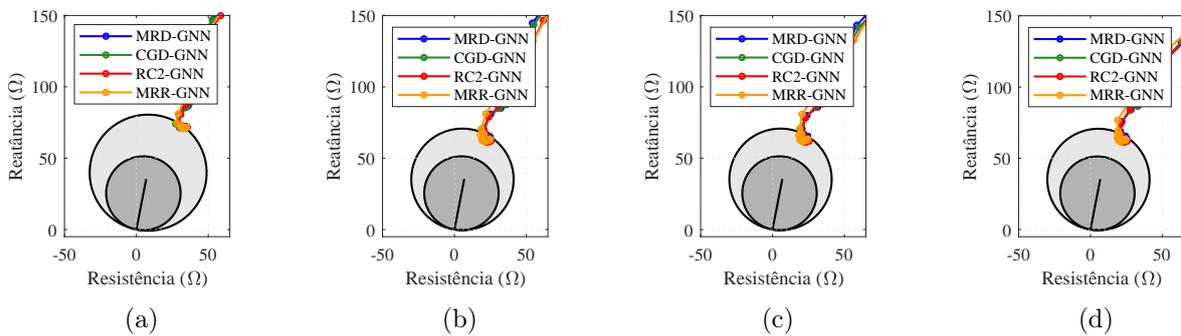


Figura 5.11. Caso 2 – Comparação de desempenho dos ajustes de 2ª zona de distância calculados usando o algoritmo proposto e o método tradicional, considerando diferentes tipos de faltas: (a) AT, (b) BC, (c) BCT e (d) ABC.

Na Figura 5.11(a), a impedância aparente calculada pela unidade de distância ZAT para uma falta AT é mostrada, enquanto as Figuras 5.11(b) e 5.11(c) representam a impedância aparente vista pela unidade de distância ZBC para faltas BC e BCT, respectivamente. A Figura 5.11(d), por sua vez, mostra a impedância aparente vista pela unidade de distância ZAB para uma falta trifásica.

Como pode ser observado, a impedância aparente estabeleceu-se no limite da característica Mho cinza claro em todos os casos, revelando que os ajustes propostos melhoram o desempenho da proteção de distância. Por outro lado, se o procedimento de ajuste tradicional for usado, o relé subalcança e não fornece proteção de *backup* eficaz.

As matrizes de cobertura para análise de contingência dos ajustes propostos e tradicionais, respectivamente, são mostradas nas Figuras 5.12(a) e 5.12(b) para unidades de distância FF, enquanto as unidades FT são mostradas nas Figuras 5.13(a) e 5.13(b).

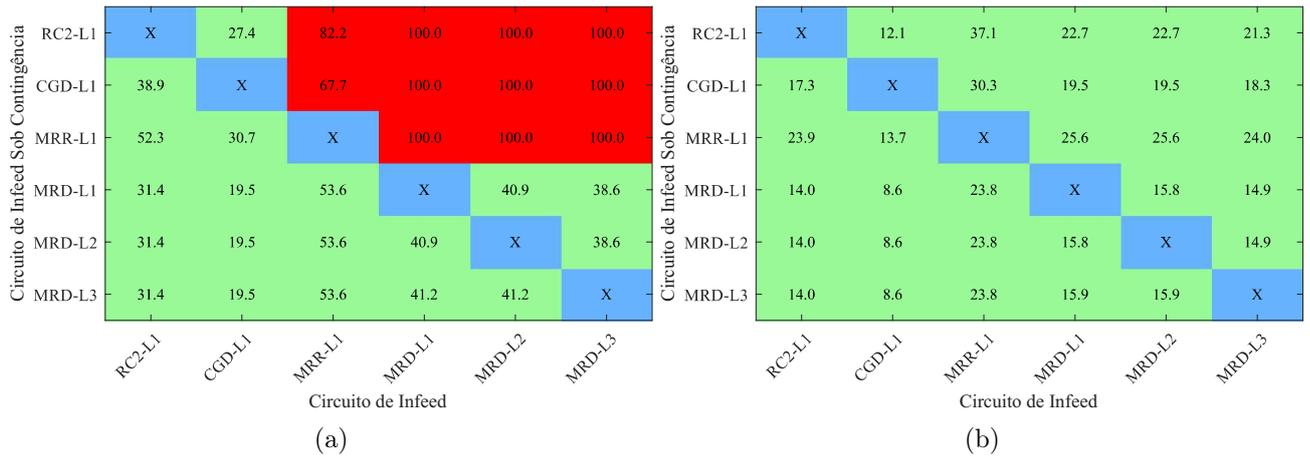


Figura 5.12. Caso 2 – Matriz de cobertura para unidades de distância FF no caso de uma única contingência em circuitos de *infeed* para: (a) ajustes propostos calculados sem considerar as contingências; (b) ajustes tradicionais.

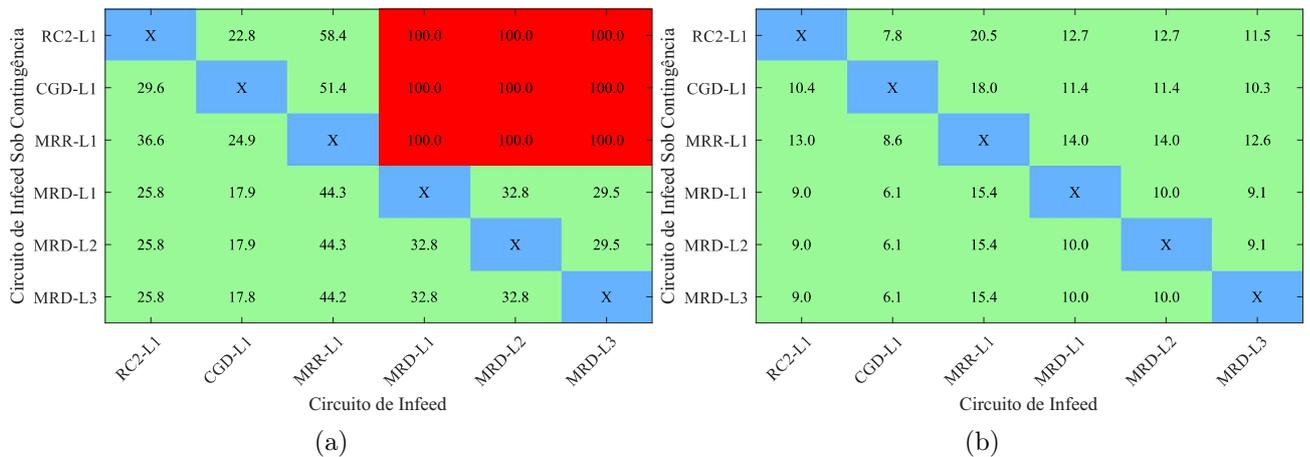


Figura 5.13. Caso 2 – Matriz de cobertura para unidades de distância FT no caso de uma única contingência em circuitos de *infeed* para: (a) ajustes propostos calculados sem considerar as contingências; (b) ajustes tradicionais.

O desempenho do relé de distância para faltas simuladas usando o ATP/ATPDraw é mostrado nas Figuras 5.14. Nesse caso, é comparado o desempenho dos ajustes de 2ª zona de distância calculados usando o algoritmo proposto e o método tradicional, sem considerar contingências durante o processo de otimização, mas para o sistema com contingência simples em MRR_GNN_L1.

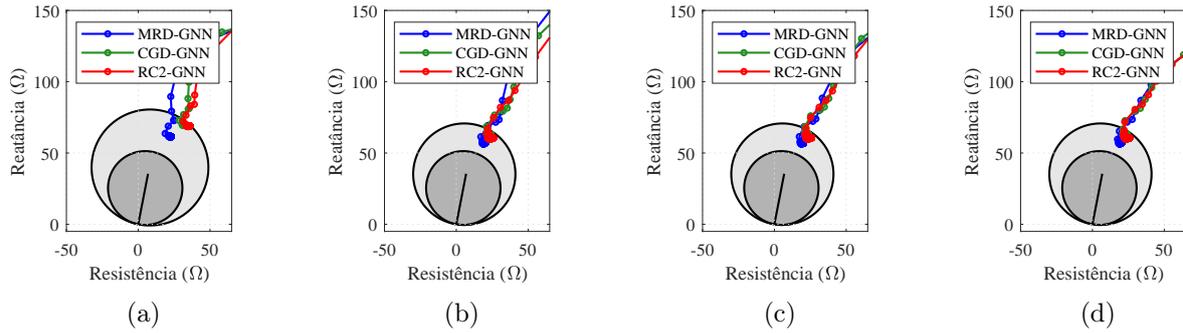


Figura 5.14. Caso 2 – Comparação de desempenho dos ajustes de 2ª zona de distância calculados usando o algoritmo proposto e o método tradicional, sem considerar contingências durante o processo de otimização, para o sistema com contingências, considerando diferentes tipos de faltas: (a) AT, (b) BC, (c) BCT e (d) ABC.

Nota-se que os ajustes propostos levam a uma cobertura efetiva maior para unidades FF e FT em comparação com os ajustes tradicionais. No entanto, ambas as unidades sobrealçam durante contingências, revelando que estes ajustes devem ser atualizados. Na Figura 5.15 têm-se as curvas da impedância aparente vista pelo relé calculadas pelo método proposto para o cenário sem considerar contingências durante o processo de otimização, para o sistema com contingências. Pode-se observar que, nos ajustes propostos que ultrapassam a restrição durante contingências, há sobrealcance das barras remotas e sobreposição de 2ª zona. Em aplicações *offline*, as contingências podem ser levadas em consideração durante o processo de otimização, resultando em novos ajustes que evitam a sobreposição de 2ª zonas. A cobertura de *backup* obtida usando este novo ajuste para unidades FF e FT é ilustrada nas Figuras 5.16(a) e 5.16(b), respectivamente. As matrizes de cobertura correspondentes são mostradas nas Figuras 5.17(a) e 5.17(b), respectivamente.

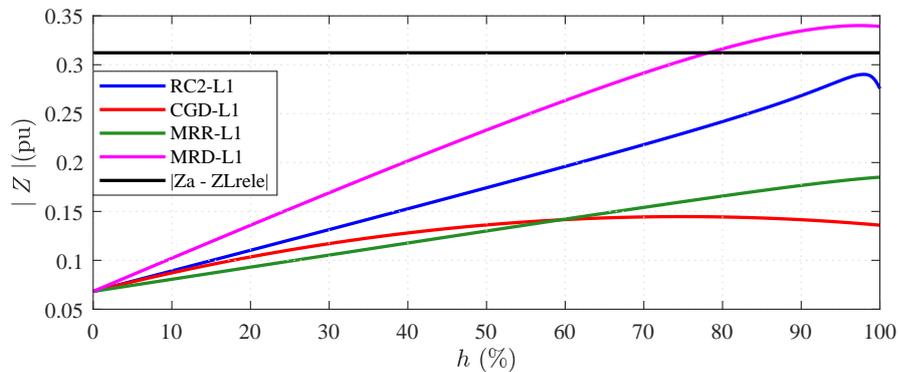


Figura 5.15. Exemplos de curvas de impedâncias vistas pelo relé para o caso 2.

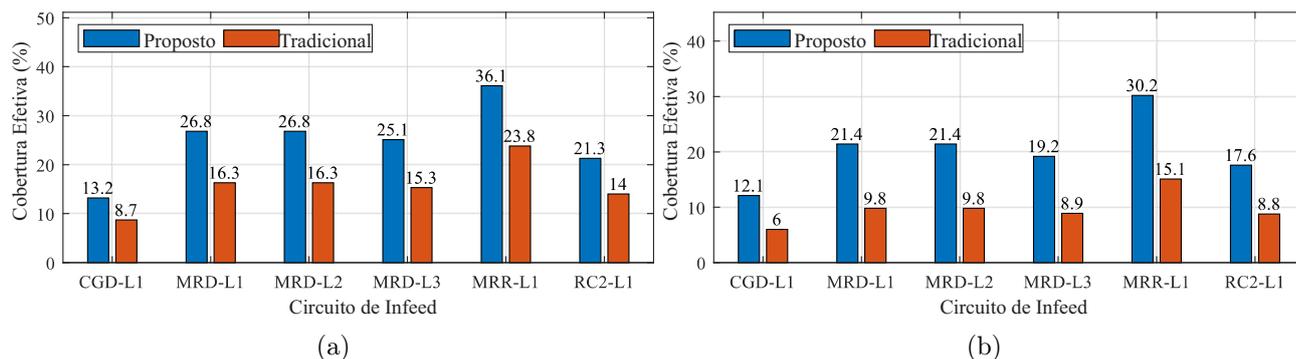


Figura 5.16. Caso 2 – Cobertura efetiva dos ajustes propostos, considerando as contingências nos circuitos de *infeed*, e dos ajustes tradicionais: (a) unidades de distância FF; (b) unidades de distância FT.

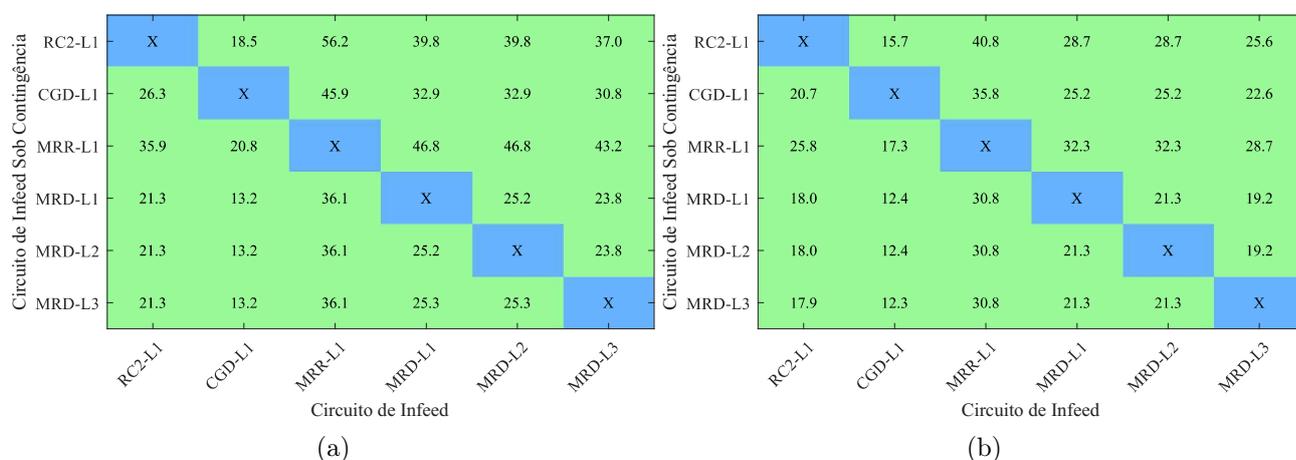


Figura 5.17. Caso 2 – Matriz de cobertura para os ajustes propostos calculados considerando as contingências nos circuitos de *infeed*: (a) Unidade de distância FF; (b) Unidade de distância FT.

O desempenho do relé de distância, considerando o sistema com contingência simples em MRR_GNN_L1, para faltas simuladas usando o ATP/ATPDraw é mostrado nas Figuras 5.18. Nesse caso, é comparado o desempenho dos ajustes de 2ª zona de distância calculados usando o algoritmo proposto e o método tradicional, considerando contingências durante o processo de otimização para o sistema com contingências.

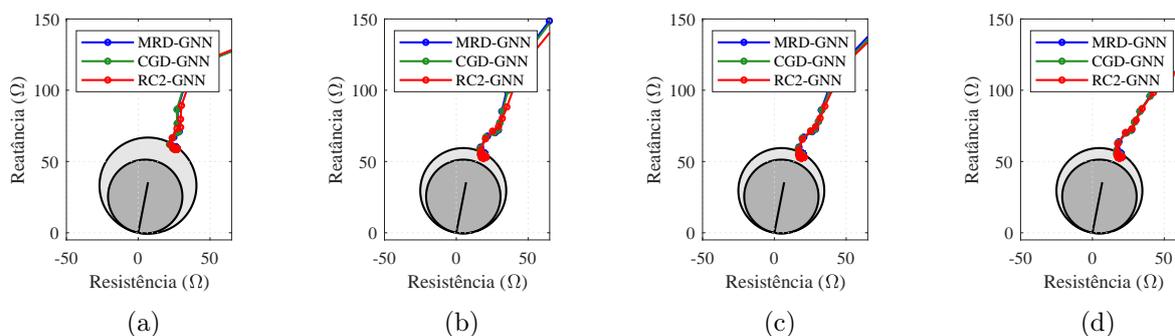


Figura 5.18. Caso 2 – Comparação de desempenho dos ajustes de 2ª zona de distância calculados usando o algoritmo proposto e o método tradicional, considerando contingências durante o processo de otimização, para o sistema com contingências, para diferentes tipos de faltas: (a) AT, (b) BC, (c) BCT e (d) ABC.

Conforme observado, o sobrealcance foi resolvido para as unidades FF e FT e a cobertura efetiva dos ajustes propostos é ainda maior do que a obtida usando os ajustes tradicionais. Alternativamente, um esquema de proteção adaptável pode ser implementado para aplicações *online*. Portanto, sempre que as contingências nas linhas RC2_GNN_L1, CGD_GNN_L1 e MRR_GNN_L1 forem detectadas pela análise dos dados do SCADA, novos ajustes previamente calculados *offline* para o sistema podem ser enviados para o relé. Desse modo, os ajustes propostos sempre poderiam fornecer a cobertura de proteção de *backup* ideal, além de evitar a sobreposição de 2ª zona.

5.2 INFLUÊNCIA DAS BARRAS DE FRONTEIRA

Com o objetivo de avaliar o impacto das impedâncias das barras de fronteira nos ajustes propostos, foi realizada uma análise de sensibilidade. Em cada caso, as impedâncias equivalentes de Thévenin nas barras de fronteira AGL, RC1 e RC2 (ver Figura 5.1) foram variadas de -50% a $+50\%$, e a variação de magnitude dos ajustes obtidos por meio do algoritmo proposto para as unidades FF e FT foram observadas, conforme mostrado na Figura 5.19.

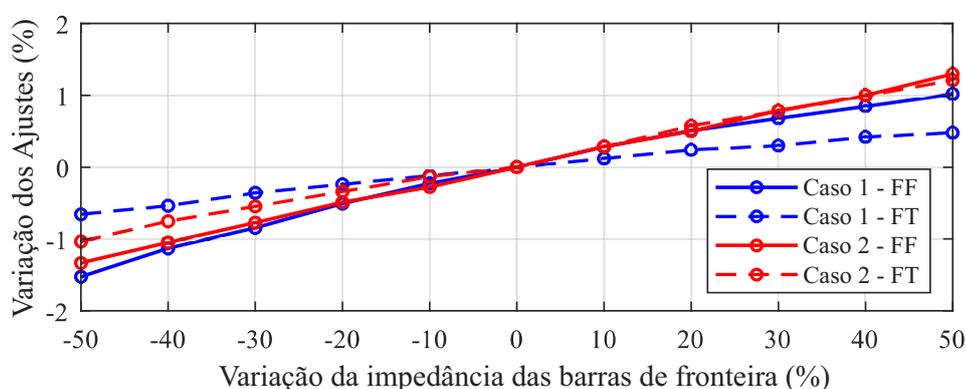


Figura 5.19. Ajuste Proposto x Variação da impedância das barras de fronteira.

Verifica-se que, mesmo com uma variação significativa das impedâncias nas barras de fronteira, a variação nos ajustes é entre $\pm 1,35\%$. Recomenda-se que, sempre que possível, os limites do sistema monitorado sejam definidos a duas barras de distância da barra do relé.

Desse modo, esses equivalentes não têm influência significativa nos ajustes propostos, de modo que seu impacto pode ser desconsiderado e seus valores para apenas uma condição operacional específica são necessários (por exemplo, para condição de carga pesada). De fato, os

dados de impedância e a condição operacional do sistema monitorado são mais importantes para o algoritmo proposto.

5.3 AVALIAÇÃO EXPERIMENTAL

O desempenho dos ajustes propostos também foi avaliado em um relé comercial, considerando os casos 1 e 2 descritos na Seção 5.1.1 e 5.1.2. Para mostrar a utilidade do método proposto, a característica quadrilateral foi usada para as unidades de distância de 2ª zona FF e FT em vez da característica M_{ho} . Para tanto, foram consideradas apenas as reatâncias dos ajustes propostos e tradicionais, já que o alcance das demais (direcionais e impedância angular) são fixas, dependendo da impedância da linha.

Para fins de comparação, o método tradicional foi setado na zona 1 e o algoritmo proposto na zona 2 do relé. Os sinais simulados no ATP/ATPDraw foram convertidos em arquivos COMTRADE e um teste de reprodução foi realizado usando um conjunto de teste de um relé convencional.

São, então, mostradas para o caso 2 as formas de onda de corrente e o *trip* do relé obtidos por meio do teste realizado, considerando diferentes tipos de faltas: (a) AT, (b) BC, (c) BCT e (d) ABC, respectivamente. Na Figura 5.20 é ilustrado o resultado para uma falta AT na linha MRD_GNN_L1, em que o ajuste tradicional, representado pela unidade XAG1, não atua, enquanto a unidade XAG2, que representa o ajuste proposto, atua.

Na Figura 5.21 é ilustrado o resultado para uma falta BC na linha CGD_GNN_L1, em que o ajuste tradicional, representado pela unidade XBC1, não atua, enquanto a unidade XBC2, que representa o ajuste proposto, atua.

Na Figura 5.22 é ilustrado o resultado para uma falta BCT na linha RC2_GNN_L1, em que o ajuste tradicional, representado pela unidade XBC1, não atua, enquanto a unidade XBC2, que representa o ajuste proposto, atua.

Na Figura 5.23 é ilustrado o resultado para uma falta ABC na linha MRR_GNN_L1, em que o ajuste tradicional, representado pelas unidades XAB1, XBC1 e XCA1 não atuam, enquanto as unidades XAB2, XBC2 e XCA2, que representam o ajuste proposto, atuam.

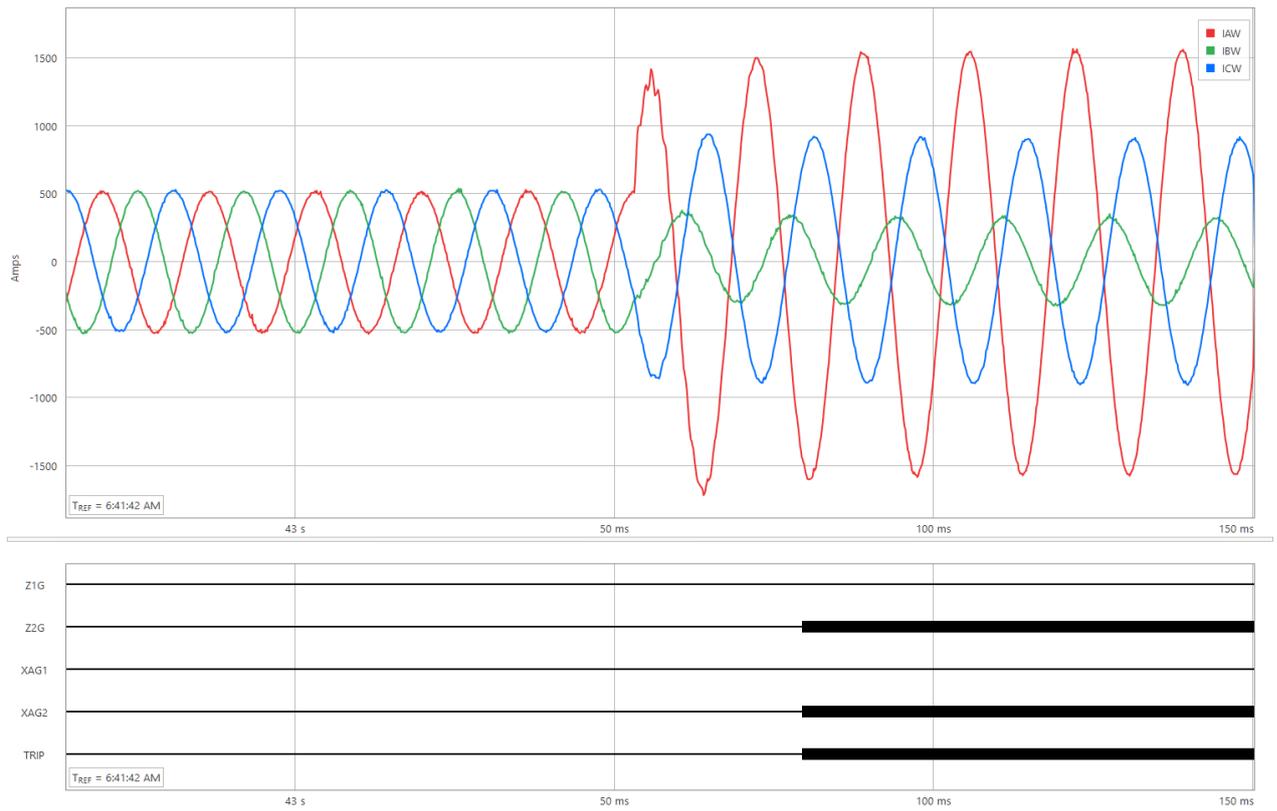


Figura 5.20. Teste no relé - Falta AT na linha MRD_GNN_L1.

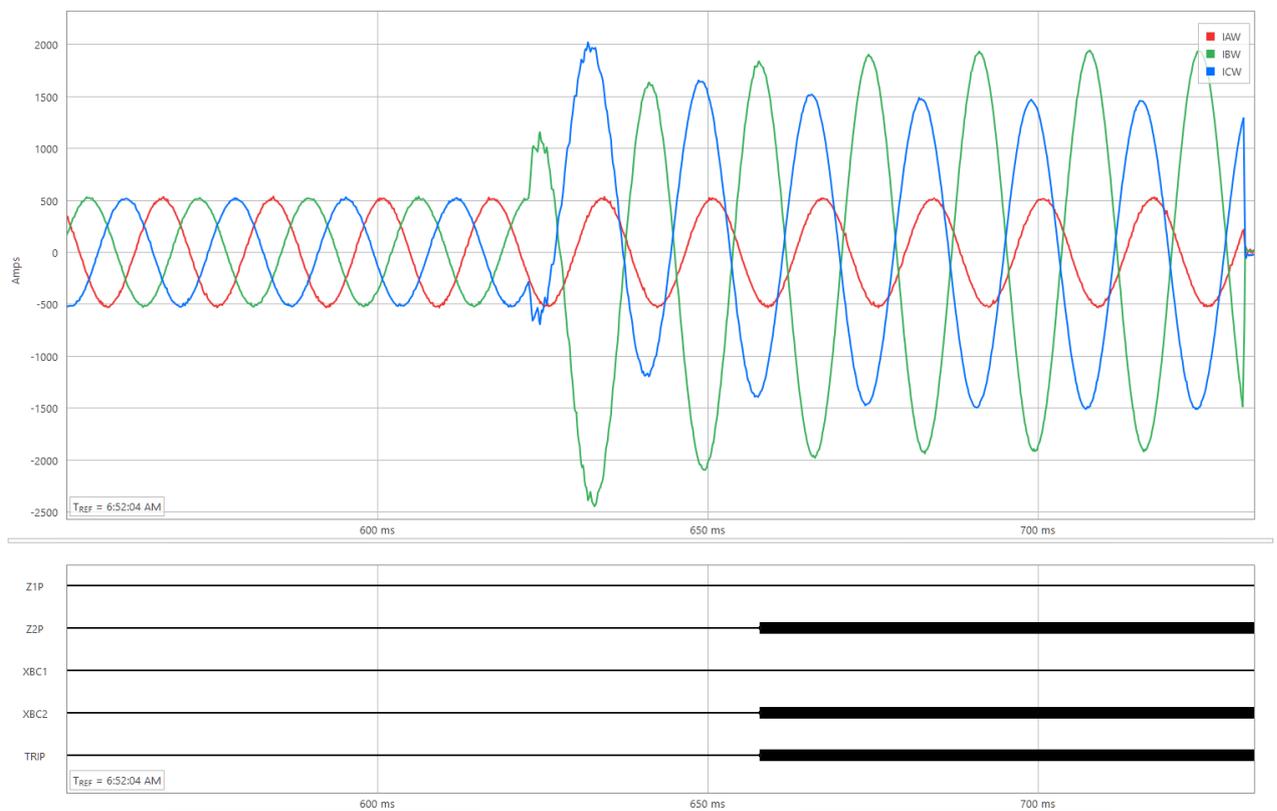


Figura 5.21. Teste no relé - Falta BC na linha CGD_GNN_L1.

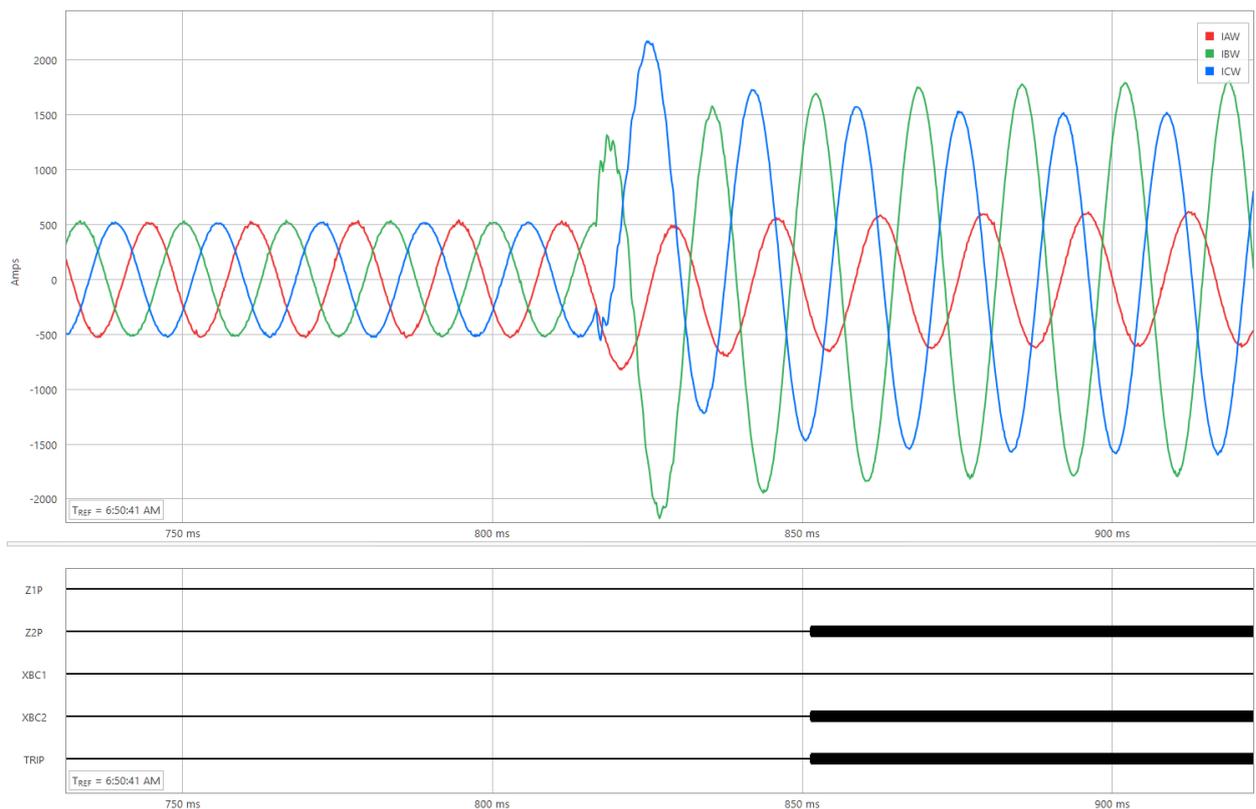


Figura 5.22. Teste no relé - Falta BCT na linha RC2_GNN_L1.

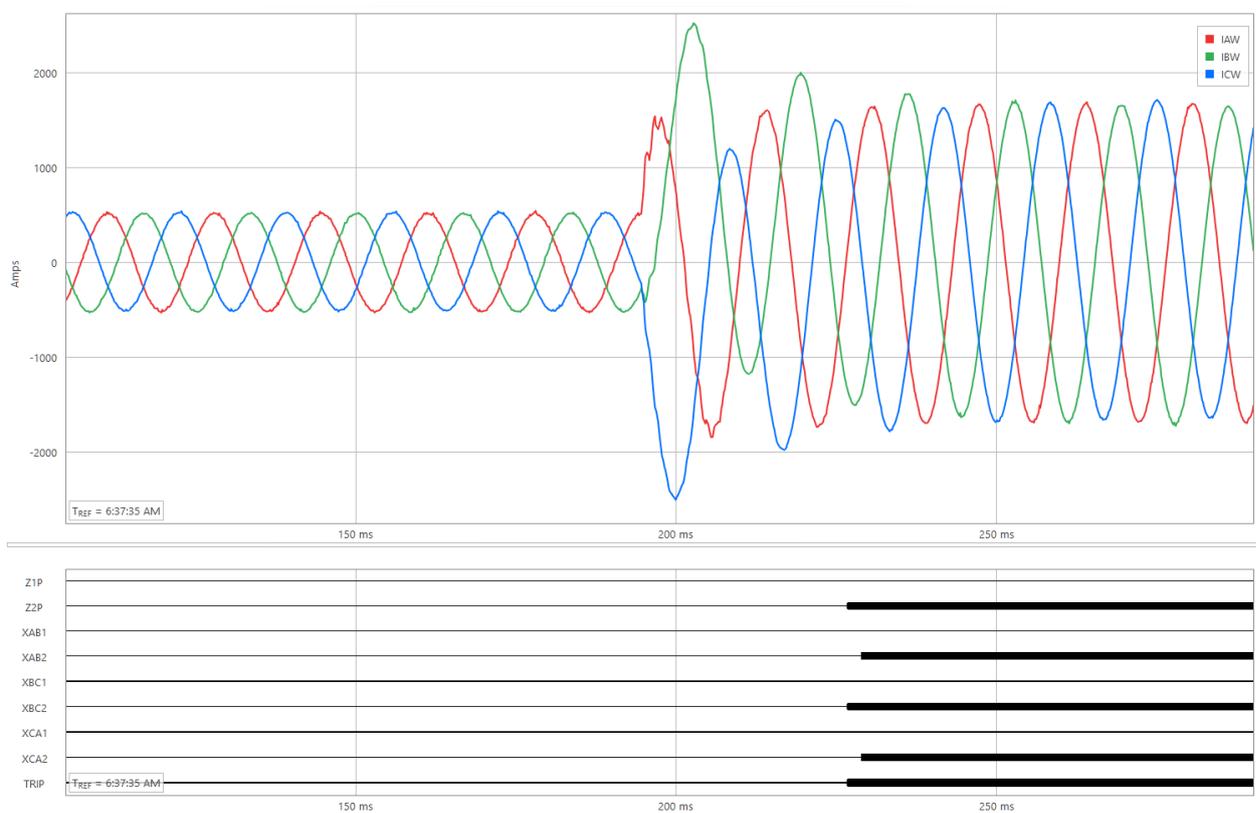


Figura 5.23. Teste no relé - Falta ABC na linha MRR_GNN_L1.

Os resultados obtidos reafirmaram as simulações computacionais, de forma que todas as faltas foram detectadas somente quando os ajustes propostos foram utilizados, garantindo a cobertura máxima de *backup* para cada linha adjacente.

5.4 SÍNTESE DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi apresentada uma avaliação do método proposto, realizada por meio de uma investigação do desempenho da proteção de distância em um sistema real. Para tanto, foram apresentados os resultados obtidos da avaliação do circuito em estudo, a partir do ajuste do relé para os casos com e sem *infeed*. Para todos os casos simulados, o algoritmo proposto apresentou melhor desempenho que o tradicionalmente empregado, para os casos em que há a influência da corrente de *infeed*.

CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE TRABALHOS FUTUROS

Nesta tese, é proposto um algoritmo adaptativo para mitigar o efeito do *infeed* na proteção de distância de linhas de transmissão. Para isso, o esquema apresentado calcula os ajustes de 2ª zona, utilizando apenas dados de impedância e de operação do sistema, de forma que as informações de tensões e correntes são desnecessárias. O algoritmo proposto pode ser usado para aplicações *offline* e *online*.

Para aplicações *offline*, o algoritmo dá suporte aos engenheiros de proteção, fornecendo cálculo de ajustes otimizados. Por outro lado, também pode ser usado para aplicações *online* no contexto de esquemas de proteção adaptativos. Para tanto, o ajuste do relé pode ser atualizado dependendo se as contingências são detectadas pela análise de dados do SCADA. Vale ressaltar que os ajustes só precisam ser alterados se a contingência ocorrer em alguns circuitos de *infeed*. Como esses cenários são conhecidos de antemão, os ajustes podem ser calculados *offline*. Além disso, não há necessidade de fazer alterações para contingências em linhas distantes. Desse modo, de acordo com a metodologia proposta, pode-se entender que os ajustes propostos sempre podem fornecer a cobertura máxima de *backup* para cada linha adjacente.

Para o desenvolvimento da metodologia proposta, no Capítulo 2, foi descrita a fundamentação da função de proteção de distância, a fim de identificar aspectos importantes sobre a operação da proteção em linhas de transmissão. Essa exposição sobre a função de proteção de distância convencional foi necessária a fim de contextualizar os principais problemas da função de proteção de distância para linhas.

Em seguida, realizou-se no Capítulo 3 uma revisão bibliográfica dos principais trabalhos que versam sobre a função de proteção de distância para linhas de transmissão. Com base nesse levantamento, foi possível verificar os tópicos pouco explorados até então, e os aspectos já identificados como possíveis problemas na atuação da função de proteção de distância de

linhas, bem como as soluções empregadas nos trabalhos analisados.

No Capítulo 4, foi apresentado o algoritmo de proteção para o cálculo da impedância vista pelo relé de distância para linhas de transmissão, considerando um termo relacionado à corrente de *infeed* que é determinado por meio da impedância da linha e dos termos da matriz Z_{bus} . Para determinar os melhores ajustes do relé para as unidades FF e FT, um método de otimização simplificado é aplicado, em que a soma da cobertura de *backup* em todas as linhas adjacentes é maximizada e restrita a uma cobertura máxima especificada de uma linha adjacente em particular, para evitar a sobreposição de zonas de distância.

No Capítulo 5, a eficácia do algoritmo proposto foi avaliada por meio de faltas simuladas em um sistema de potência real no software ATP/ATPDraw. A impedância aparente vista pelo algoritmo do relé para cada caso foi plotada no diagrama R-X junto com as características Mho de 2ª zona de distância ajustadas usando os ajustes propostos e tradicionais. Foi observado que a impedância aparente se estabeleceu no limite da característica Mho, usando os ajustes propostos, em todos os casos. Desse modo, tem-se que o algoritmo apresentado melhora significativamente a cobertura de proteção de *backup* levando em consideração o efeito de *infeed*, enquanto evita zonas de distância sobrepostas entre linhas adjacentes. Os mesmos resultados foram observados na avaliação experimental usando um relé disponível comercialmente. Isso destaca a utilidade e o valor do esquema proposto do ponto de vista prático, uma vez que pode ser implementado com a tecnologia digital já disponível no mercado.

Como continuação dos estudos realizados nesta tese, são sugeridas as seguintes propostas de trabalhos futuros:

- Avaliar o método proposto considerando o efeito do carregamento e da resistência de falta. Vale ressaltar que o método desconsidera o efeito da corrente de carregamento e da resistência de falta, da mesma forma que o procedimento de ajuste tradicional, usado por engenheiros de proteção. Como resultado, a função de proteção de distância pode subalcançar ou sobrealcançar, dependendo da condição de carregamento e resistência de falta.
- Avaliar o procedimento de ajuste proposto considerando linhas de circuito duplo e com compensação série, tendo em vista que essas características impactam negativamente o

desempenho da função de proteção de distância tradicional. Neste caso, como continuação dos estudos realizados nesta tese, propõe-se aprimorar o método proposto para determinar os ajustes adequados, evitando possíveis operações com sobre ou subbalance.

- Aprimorar ajustes de polarização, já que o método apresentado propõe uma correção nos ajustes de 2^a zona, em vez de quantidades de polarização de distância (por exemplo, zero e quantidades de sequência negativa), o que poderia melhorar ainda mais o desempenho da função de proteção de distância.
- Avaliar o impacto de fontes fracas, como fontes renováveis conectadas à rede por inversores. No cenário em que as fontes solar e eólica apresentam uma tendência de aumento expressivo de participação na matriz energética global nas próximas décadas essa avaliação se torna uma contribuição adicional.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AL-EMADI, N. A.; GHORBANI, A.; MEHRJERDI, H. Synchrophasor-based backup distance protection of multi-terminal transmission lines. *IET Generation, Transmission and Distribution*, v. 10, p. 3304–3313, April 2016. ISSN 1751-8687. Citado 4 vezes nas páginas 6, 28, 31 e 32.
- ANDERSON, P. M. *Power System Protection*. Piscataway, New Jersey, EUA: John Wiley & Sons Inc., 1999. Citado 5 vezes nas páginas 5, 9, 10, 20 e 38.
- CHAVEZ, A. A.; GUARDADO, J. L.; SEBASTIAN, D.; MELGOZA, E. Distance protection coordination using search methods. *IEEE Latin America Transactions*, v. 6, n. 1, p. 51–58, March 2008. ISSN 1548-0992. Citado 3 vezes nas páginas 26, 31 e 32.
- CHEN, M.; SHEN, S.; HE, B. Research on a distance relay-based wide-area backup protection algorithm for transmission lines. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 32, n. 1, p. 97–105, February 2017. ISSN 0885-8977. Citado 5 vezes nas páginas 6, 29, 31, 32 e 33.
- COOK, V. *Analysis of Distance Protection*, Research Studies Press. [S.l.]: John Wiley & Sons, 1985. Citado 2 vezes nas páginas 19 e 20.
- EL-ARROUDI, K.; JOÓŠ, G.; MCGILLIS, D. T.; BREARLEY, R. Comprehensive transmission distance protection settings using an intelligent-based analysis of events and consequences. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 20, n. 3, p. 1871–1824, July 2005. ISSN 0885-8977. Citado 4 vezes nas páginas 6, 26, 31 e 32.
- ELMORE, W. A. *Protective Relaying Theory And Applications*. [S.l.]: CRC Press, 2003. Citado 2 vezes nas páginas 11 e 20.
- FERRER, H. J. A.; SCHWEITZER, I. E. O. *Modern Solutions for Protection, Control and Monitorin of Eletronic Power System*. Pullman, WA: Schweitzer Engineering Laboratories Inc, 2010. Citado na página 17.
- GALLEGO, C.; URRESTY, J.; GERS, J. Enhanced protection security using the system integrity protection scheme(sips). *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, p. 1–6, August 2008. Citado 4 vezes nas páginas 6, 26, 31 e 32.
- GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. J. *Power System Analysis and Design*. [S.l.]: Cengage Learning, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 71 e 72.
- HAJ-AHMED, M. A.; ILLINDALA, M. S. Intelligent coordinated adaptive distance relaying. *Electric Power Systems Research*, v. 110, p. 163–171, May 2014. Citado 4 vezes nas páginas 6, 27, 31 e 32.
- HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. *Power System Relaying*. 3rd. ed. West Sussex, England: John Wiley & Sons Inc, 2008. Citado na página 4.

- KHAPARDE, S. A.; WARKE, N.; AGARWAL, S. H. An adaptive approach in distance protection using an artificial neural network. *Electric Power Systems Research*, v. 37, p. 39–44, April 1996. Citado 4 vezes nas páginas 6, 25, 31 e 32.
- KINDERMANN, G. *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. [S.l.]: Editora Sagra Luzzato, 1999. Citado 2 vezes nas páginas 5 e 9.
- KUNDU, P.; PRADHAN, A. K. Enhanced protection security using the system integrity protection scheme(sips). *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 31, n. 1, p. 228–235, February 2016. ISSN 0885-8977. Citado 5 vezes nas páginas 6, 28, 31, 32 e 33.
- LEUVEN EMTP CENTER. *ATP - Alternative Transient Program: Rule book*. Herverlee, Belgium, 1987. Citado na página 47.
- LI, K. K.; LAI, L. L.; DAVID, A. K. Stand alone intelligent digital distance relay. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 15, n. 1, p. 137–142, February 2000. ISSN 0885-8950. Citado 4 vezes nas páginas 6, 26, 31 e 32.
- MA, J.; LIU, C.; THORP, J. S. A wide-area backup protection algorithm based on distance protection fitting factor. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 31, n. 5, p. 2196–2205, October 2016. ISSN 0885-8977. Citado 3 vezes nas páginas 28, 31 e 32.
- MAKWANA, V.; BHALJA, B. New adaptive digital distance relaying scheme for double infeed parallel transmission line during inter-circuit faults. *IET Generation, Transmission and Distribution*, v. 5, n. 6, p. 667–673, June 2011. ISSN 1751-8687. Citado 5 vezes nas páginas 6, 27, 31, 32 e 33.
- MOHAJERI, A.; SEYEDI, H.; SABAH, M. Optimal setting of distance relays quadrilateral characteristic considering the uncertain effective parameters. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 73, p. 1051–1059, December 2015. Citado 4 vezes nas páginas 6, 27, 31 e 32.
- MOUSAVI, S. A. E.; CHABANLOO, R. M.; FARROKHIFAR, M.; POZO, D. Wide area backup protection scheme for distance relays considering the uncertainty of network protection. *Electric Power Systems Research*, v. 189, p. 106651, 2020. ISSN 0378-7796. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 31.
- NERC. *Technical Analysis of the August 14, 2003, Blackout: What Happened, Why, and What Did We Learn?* Princeton, NJ, EUA, 2004. Citado na página 6.
- NERC. *Rationale for the Use of Local and Remote (Zone 3) Protective Relaying Backup Systems*. Princeton, NJ, EUA, 2005. Citado na página 6.
- NUNES, J. U. N.; BRETAS, A. S. Ground distance relaying with remote end infeed compensation. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, July 2017. ISSN 1944-9933. Citado 5 vezes nas páginas 6, 29, 31, 32 e 33.
- ONS. *Procedimentos de Rede - Submódulo 2.6: Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações*. Rio de Janeiro, Brasil: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 6 e 20.
- ONS. *Análise estatística das perturbações ocorridas na rede básica referente ao ano de 2020 - RT-ONS DPL 0191/2021*. Rio de Janeiro, Brasil: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2021. Citado 2 vezes nas páginas vi e 2.

- ONS. *Relatório de análise estatística de desligamentos forçados referente ao ano de 2020: Linhas de Transmissão - RT-ONS DPL 0188/2021*. Rio de Janeiro, Brasil: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2021. Citado 4 vezes nas páginas vi, 2, 3 e 4.
- ONS. *Relatório de análise estatística do desempenho dos sistemas de proteção e dos relés de proteção referente ao ano de 2020: Linhas de Transmissão - RT-ONS DPL 0189/2021*. Rio de Janeiro, Brasil: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2021. Citado 4 vezes nas páginas vi, 1, 2 e 3.
- PAINTHANKAR, Y. G.; BHIDE, S. R. *Fundamentals of Power System Protection*. New Delhi, India: Prentice-Hall, 2007. Citado na página 18.
- PALADHI, S.; PRADHAN, A. K. Adaptive zone-1 setting following structural and operational changes in power system. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 33, n. 2, p. 560–569, July 2018. ISSN 1937-4208. Citado 5 vezes nas páginas 6, 29, 31, 32 e 33.
- PIETRAMALA, P. C.; ALLA, M.; JOHNSON, B. K. Distance element corrective biasing during remote infeed conditions. *North American Power Symposium (NAPS)*, September 2016. Citado 5 vezes nas páginas 6, 29, 31, 32 e 33.
- PRESS, W. H.; TEUKOLSKY, S. A.; VETTERLING, W. T.; FLANNERY, B. P. *Numerical Recipes: The Art of Scientific Computing*. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2007. Citado na página 43.
- RAMAN, S.; GOKARAJU, R.; JAIN, A. An adaptive fuzzy mho relay for phase backup protection with infeed from statcom. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 28, n. 1, p. 120–128, December 2012. ISSN 0885-8977. Citado 4 vezes nas páginas 6, 27, 31 e 32.
- REGULSKI, P.; REBIZANT, W.; KEREIT, M.; SCHNEIDER, S. Adaptive reach of the 3rd zone of a distance relay with synchronized measurements. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 36, n. 1, p. 135–144, 2021. Citado 5 vezes nas páginas 6, 30, 31, 32 e 33.
- Sá, J. P.; AFONSO, J.; RODRIGUES, R. A probabilistic approach to setting distance relays in transmission networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 12, n. 2, p. 681–686, April 1997. ISSN 0885-8977. Citado 5 vezes nas páginas 6, 25, 31, 32 e 33.
- SILVA, K. M. *Estimação de fasores baseada na transformada Wavelet para uso na proteção de distância de linhas de transmissão*. 2009. Citado 5 vezes nas páginas iii, 11, 12, 16 e 18.
- SILVA, K. M.; NASCIMENTO, F. A. O. Modified dft-based phasor estimation algorithms for numerical relaying applications. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 33, n. 3, p. 1165–1173, Jun. 2018. Citado na página 49.
- TASDIGHI, M.; KEZUNOVIC, M. Impact analysis of network topology change on transmission distance relay settings. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, July 2015. ISSN 1932-5517. Citado 4 vezes nas páginas 27, 31, 32 e 33.
- TASDIGHI, M.; KEZUNOVIC, M. Automated review of distance relay settings adequacy after the network topology changes. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 31, n. 4, p. 1873–1881, August 2016. ISSN 0885-8977. Citado 5 vezes nas páginas 6, 28, 31, 32 e 33.

- TSIMTSIOS, A. M.; NIKOLAIDIS, V. C. Setting zero-sequence compensation factor in distance relays protecting distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 33, n. 3, p. 1236–1246, June 2018. ISSN 0885-8977. Citado 5 vezes nas páginas 6, 29, 31, 32 e 33.
- XIA, Y. Q.; LI, K. K.; DAVID, A. K. Adaptive relay setting for stand-alone digital distance protection. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 9, n. 1, p. 480–491, January 1994. ISSN 0885-8977. Citado 4 vezes nas páginas 6, 25, 31 e 32.
- ZIEGLER, G. *Numerical Distance Protection: Principles and Applications*. 2nd. ed. Berlin, Germany: Siemens, 2006. Citado 17 vezes nas páginas 5, 6, 9, 10, 11, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 36, 38, 41 e 48.
- ZOCHOLL, S. E. *Three-phase Circuit Analysis and the Mysterious K0 Factor*. Pullman, Washington USA: Schweitzer Engineering Laboratories Inc, 1995. Citado na página 15.

APÊNDICE A

MATRIZ DE IMPEDÂNCIA DO SISTEMA

A.1 MONTAGEM DA MATRIZ DE IMPEDÂNCIA DO SISTEMA

A matriz de impedância do sistema, Z_{bus} , também pode ser utilizada para a análise de faltas. No caso de uma falta trifásica balanceada, apenas o circuito de sequência positiva é considerado.

Considere um curto-circuito trifásico em qualquer barra n . Usando o método da superposição, o estado pós-falta corresponde ao estado pré-falta mais o estado de falta pura. Para o circuito puro de falta, tem-se que (GLOVER *et al.*, 2012):

$$\bar{V}_{bus}'' = Z_{bus} \bar{I}_{bus}'' \quad (\text{A.1})$$

em que \bar{V}_{bus}'' e \bar{I}_{bus}'' correspondem, respectivamente, aos vetores tensão e corrente do circuito puro de falta.

Como o circuito puro de falta contém apenas uma fonte, localizada na barra com falta n , o vetor corrente contém apenas um componente diferente de zero, $\bar{I}_n'' = -\bar{I}_{Fn}''$. Além disso, a tensão na barra de falta $\bar{V}_n'' = -\bar{V}_F$. Reescrevendo a Equação A.1, tem-se que (GLOVER *et al.*, 2012):

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_1'' \\ \bar{V}_2'' \\ \vdots \\ -\bar{V}_F \\ \vdots \\ \bar{V}_n'' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11}^{bus} & Z_{12}^{bus} & \cdots & Z_{1n}^{bus} & \cdots & Z_{1N}^{bus} \\ Z_{21}^{bus} & Z_{22}^{bus} & \cdots & Z_{2n}^{bus} & \cdots & Z_{2N}^{bus} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{n1}^{bus} & Z_{n2}^{bus} & \cdots & Z_{nn}^{bus} & \cdots & Z_{nN}^{bus} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{N1}^{bus} & Z_{N2}^{bus} & \cdots & Z_{Nn}^{bus} & \cdots & Z_{NN}^{bus} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ -\bar{I}_{Fn}'' \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (\text{A.2})$$

Da Equação A.2, a corrente de falta é:

$$\bar{I}_{Fn}'' = \frac{\bar{V}_F}{Z_{nn}^{bus}}. \quad (\text{A.3})$$

Também da Equação A.2 e Equação A.3, a tensão em qualquer barra k no circuito puro de falta é:

$$\bar{V}_k'' = Z_{kn}^{bus}(-\bar{I}_{Fn}'') = -\frac{Z_{kn}^{bus}}{Z_{nn}^{bus}}\bar{V}_F. \quad (\text{A.4})$$

Para o circuito de pré-falta, negligenciando a corrente de carga, todas as tensões ao longo do circuito são iguais à tensão de pré-falta, isto é, $\bar{V}_k' = \bar{V}_F$, para cada barra k . Aplicando o princípio da superposição (GLOVER *et al.*, 2012):

$$\begin{aligned} \bar{V}_k &= \bar{V}_k' + \bar{V}_k'' = \bar{V}_F - \frac{Z_{kn}^{bus}}{Z_{nn}^{bus}}\bar{V}_F. \\ \bar{V}_k &= \left(1 - \frac{Z_{kn}^{bus}}{Z_{nn}^{bus}}\right)\bar{V}_F, \\ k &= 1, 2, \dots, N \end{aligned} \quad (\text{A.5})$$

Negligenciando as correntes de carga, as fontes internas de tensão de todas as máquinas síncronas do circuito são iguais em magnitude e fase. Como tal, elas podem ser conectadas e substituídas por uma fonte equivalente \bar{V}_F de uma barra neutra 0 para uma barra de referência r . Então, usando a matriz Z_{bus} , as correntes de falta são dadas por (GLOVER *et al.*, 2012):

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_F - \bar{E}_1 \\ \bar{V}_F - \bar{E}_2 \\ \vdots \\ \bar{V}_F - \bar{E}_n \\ \vdots \\ \bar{V}_F - \bar{E}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11}^{bus} & Z_{12}^{bus} & \dots & Z_{1n}^{bus} & \dots & Z_{1N}^{bus} \\ Z_{21}^{bus} & Z_{22}^{bus} & \dots & Z_{2n}^{bus} & \dots & Z_{2N}^{bus} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{n1}^{bus} & Z_{n2}^{bus} & \dots & Z_{nn}^{bus} & \dots & Z_{nN}^{bus} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{N1}^{bus} & Z_{N2}^{bus} & \dots & Z_{Nn}^{bus} & \dots & Z_{NN}^{bus} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \\ \vdots \\ \bar{I}_n \\ \vdots \\ \bar{I}_N \end{bmatrix}. \quad (\text{A.6})$$

em que $\bar{I}_1, \bar{I}_2, \dots$ são as correntes nas barras e $(\bar{V}_F - \bar{E}_1), (\bar{V}_F - \bar{E}_2), \dots$ são as tensões entre as barras.

Para uma falta monofásica é preciso determinar a matriz Z_{bus} para cada componente de sequência separadamente, isto é, Z_{bus}^0 para sequência zero, Z_{bus}^1 para sequência positiva e Z_{bus}^2 para sequência negativa. Em geral, para uma falta na barra k , as componentes simétricas da corrente de falta são:

$$\bar{I}_k^0 = \bar{I}_k^1 = \bar{I}_k^2 = \frac{\bar{V}_k'}{Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + Z_{kk}^0 + 3Z_f}. \quad (\text{A.7})$$

em que Z_{kk}^1 , Z_{kk}^2 e Z_{kk}^0 são os elementos da diagonal da matriz Z_{bus}^j e V_k' é a tensão de pré-falta.

As correntes de fase durante a falta, na barra k , são:

$$\bar{I}_k^{abc} = a\bar{I}_k^{012}. \quad (\text{A.8})$$

As componentes simétricas de tensão na i -ésima barra durante a falta é:

$$\bar{V}_i^0(F) = 0 - Z_{ik}^0 I_k^0. \quad (\text{A.9})$$

$$\bar{V}_i^1(F) = V_i' - Z_{ik}^0 I_k^0.$$

$$\bar{V}_i^2(F) = 0 - Z_{ik}^0 I_k^0.$$

(A.10)

em que V_i' é a tensão de pré-falta na i -ésima barra. As tensões de fase durante a falta são:

$$\bar{V}_i^{abc} = a\bar{V}_i^{012}. \quad (\text{A.11})$$

As componentes simétricas da corrente para uma falta entre as linhas i e j são:

$$\bar{I}_{ij}^0 = \frac{\bar{V}_i^0(F) - \bar{V}_j^0(F)}{Z_{ij}^0}. \quad (\text{A.12})$$

$$\bar{I}_{ij}^1 = \frac{\bar{V}_i^1(F) - \bar{V}_j^1(F)}{Z_{ij}^1}.$$

$$\bar{I}_{ij}^2 = \frac{\bar{V}_i^2(F) - \bar{V}_j^2(F)}{Z_{ij}^2}.$$

(A.13)

em que Z_{ij}^0 , Z_{ij}^1 e Z_{ij}^2 são as impedâncias de sequência entre as barras i e j .

As correntes de fase durante a falta entre as linhas i e j são:

$$\bar{I}_{ij}^{abc} = a\bar{I}_{ij}^{012}. \quad (\text{A.14})$$

APÊNDICE B

CÁLCULO DOS AJUSTES E DA IMPEDÂNCIA DE ALCANCE

A coordenação dos relés de distância deve garantir os requisitos básicos de um sistema de proteção e a existência de uma segunda proteção que detecte a anormalidade, atuando como retaguarda sem comprometer a seletividade.

B.1 CÁLCULO DOS AJUSTES PARA A CARACTERÍSTICA QUADRILATERAL

B.1.1 Unidades fase-fase

Os ajustes utilizados nas unidades fase-fase limitam o alcance reativo e resistivo das zonas de atuação do relé de distância. Esses ajustes são estabelecido de forma que o sistema elétrico fique protegido contra faltas bifásicas e trifásicas.

B.1.1.1 Limite Reativo

Considerando um alcance de 80% do comprimento total da linha de transmissão para primeira zona de proteção, calcula-se o limite reativo desta zona como:

$$X_{pri}^{FF} = 0,8 \cdot |Z_{L1}|. \quad (B.1)$$

O ajuste para a reatância do elemento de distância Quadrilateral de fase de segunda zona será de 150% da impedância de sequência positiva da linha protegida.

$$X_{seg}^{FF} = 1,5 \cdot |Z_{L1}|. \quad (B.2)$$

Considere, por exemplo, uma linha de 100 km e com impedância de sequência positiva de:

$$Z_{L1} = 9,76 + 49,79i. \quad (\text{B.3})$$

Substituindo o valor do módulo da impedância de sequência positiva nas Equações B.1-B.2 obtêm-se:

$$X_{pri}^{FF} = 40.5901\Omega. \quad (\text{B.4})$$

$$X_{seg}^{FF} = 76.1064\Omega. \quad (\text{B.5})$$

B.1.1.2 Limite Resistivo

Considerando um ajuste de 100% da impedância de sequência positiva da linha para primeira zona de proteção, calcula-se o limite resistivo desta zona como:

$$R_{pri}^{FF} = |Z_{L1}|. \quad (\text{B.6})$$

O ajuste para a resistência do elemento de distância quadrilateral de fase de segunda zona será 120% do alcance estabelecido no elemento reativo de fase da respectiva zona de proteção.

$$R_{seg}^{FF} = 1,5 \cdot X_{seg}^{FF}. \quad (\text{B.7})$$

Substituindo o valor do módulo da impedância de sequência positiva nas Equações B.6-B.7 obtêm-se:

$$R_{pri}^{FF} = 50.7376\Omega. \quad (\text{B.8})$$

$$R_{seg}^{FF} = 114.1595\Omega. \quad (\text{B.9})$$

B.1.2 Unidades fase-terra

Os ajustes utilizados nas unidades fase-terra limitam o alcance reativo e resistivo contra faltas monofásicas.

B.1.2.1 Limite Reativo

Os mesmos ajustes utilizados nos elementos reativos de fase são empregados nos elementos de terra:

$$X_{pri}^{FT} = 40.5901\Omega. \quad (\text{B.10})$$

$$X_{seg}^{FT} = 76.1064\Omega. \quad (\text{B.11})$$

B.1.2.2 Limite Resistivo

O ajuste para a resistência do elemento de distância quadrilateral nas unidades fase-terra de primeira zona é dado por (SEL, 2014):

$$R_{pri}^{FT} = 20(1 - m)X_{L1}. \quad (\text{B.12})$$

em que m é o alcance definido para a primeira zona de proteção e X_{L1} é a reatância de sequência positiva da linha de transmissão.

O alcance da resistência para a unidade de distância quadrilateral nas unidades fase-terra de segunda zona é dado por (SEL, 2014):

$$R_{seg}^{FT} = \left(\frac{X_{seg}^{FT}}{X_{pri}^{FT}} \right) \cdot R_{pri}^{FT}. \quad (\text{B.13})$$

Atribuindo-se o alcance de 80% para primeira zona de proteção e substituindo o valores encontrados para os limites reativos das unidades fase-terra nas Equações B.12-B.13 obtêm-se:

$$R_{pri}^{FT} = 199.1600\Omega. \quad (\text{B.14})$$

$$R_{seg}^{FT} = 373.4250\Omega. \quad (\text{B.15})$$

B.2 IMPEDÂNCIA DE ALCANCE PARA A CARACTERÍSTICA QUADRILATERAL

A impedância de alcance, representada na forma complexa polar, associada à característica direcional, representada pelo número 1 é:

$$Z_{A,1} = 1\angle(90^\circ - \sigma). \quad (\text{B.16})$$

A impedância de alcance associada a característica direcional representada pelo número 2 é dada por:

$$Z_{A,1} = 1\angle\beta. \quad (\text{B.17})$$

Escolhendo-se σ igual a 15° e β igual a 10° , que são valores comumente encontrados na prática, obtêm-se:

$$Z_{A,1} = 1\angle75^\circ\Omega. \quad (\text{B.18})$$

$$Z_{A,2} = 1\angle10^\circ\Omega. \quad (\text{B.19})$$

Com relação a característica reatância, representada pelo número 3, a impedância de alcance é:

$$Z_{A,3} = X\angle90^\circ. \quad (\text{B.20})$$

na qual X representa o limite reativo do elemento, fase-fase ou fase-terra, respectivo a cada zona de proteção.

Apresenta-se na Tabela B.1 os valores para impedâncias de alcance da característica reatância nas diferentes zonas de proteção:

Tabela B.1. Impedâncias de alcance da característica reatância.

Unidade de Impedância	Zona de proteção	Impedância de Alcance (Ω)
fase–fase	1	$177\angle 90^\circ$
fase–fase	2	$417\angle 90^\circ$
fase–terra	1	$177\angle 90^\circ$
fase–terra	2	$417\angle 90^\circ$

O vetor associado a impedância angular, representada pelo número 4, é dependente do ângulo da impedância de sequência positiva da linha de transmissão θ_{L1} e é dado por:

$$Z_{A,4} = R \sin(\theta_{L1}) \angle (\theta_{L1} - 90^\circ). \quad (\text{B.21})$$

sendo R o limite resistivo do elemento, fase-fase ou fase-terra, respectivo a cada zona de proteção.

Apresenta-se na Tabela B.2 os valores para impedâncias de alcance da característica impedância angular nas diferentes zonas de proteção:

Tabela B.2. Impedâncias de alcance da característica impedância angular.

Unidade de Impedância	Zona de proteção	Impedância de Alcance (Ω)
fase–fase	1	$178\angle 90^\circ$
fase–fase	2	$418\angle 90^\circ$
fase–terra	1	$178\angle 90^\circ$
fase–terra	2	$418\angle 90^\circ$

B.3 ALCANCE DO RELÉ PARA A CARACTERÍSTICA MHO

Os alcances da característica Mho de primeira e segunda zonas podem ser definidos, respectivamente, por:

$$Z_{A1} = 0.85 \frac{Z_{LT}}{\cos(\theta - \tau)}, \quad (\text{B.22})$$

$$Z_{A2} = 1.30 \frac{Z_{LT}}{\cos(\theta - \tau)}, \quad (\text{B.23})$$

em que θ equivale ao ângulo da linha de transmissão e τ o ângulo de projeto da característica Mho, ou ângulo de torque máximo do relé.