UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO–USP
ESCOLA POLITÉCNICA

Marcelo Meneghetti Peres

Análise do desempenho da função de
distância em linhas de transmissão que
utilizam o *unified power flow controller*

Marcelo Meneghetti Peres

Análise do desempenho da função de
distância em linhas de transmissão que
utilizam o *unified power flow controller*

Dissertação de mestrado apresentada à Escola Politécnica para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

São Paulo
2019

Marcelo Meneghetti Peres

Análise do desempenho da função de
distância em linhas de transmissão que
utilizam o *unified power flow controller*

Dissertação de mestrado apresentada à Escola Politécnica para a obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Giovanni Manassero Junior

São Paulo

2019

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Peres, Marcelo Meneghetti

Análise do desempenho da função de distância em linhas de transmissão que utilizam o unified power flow controller / M. M. Peres -- versão corr. -- São Paulo, 2019.

130 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Sistemas elétricos de potência 2.Proteção de sistemas elétricos
3.Transmissão de energia elétrica por corrente alternada I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

*Aos meus amados pais **Serafim** e **Miriam** por todo apoio e amor incondicional que dedicaram a mim em cada momento de suas vidas. À minha tia **Mary** por todos os conselhos. A meu irmão **Renato** pelo exemplo profissional que sempre foi. À minha amada esposa **Daniela** por ser a inspiração de tudo de bom que construí em minha vida.*

Agradecimentos

Aos professores de minha graduação Romildo Paradelo, Eduardo Botter e Norberto Augusto Jr., pelos ensinamentos, apoio e orientação para o ingresso no programa de mestrado.

Aos Eng.^{os} Rogerio Yonemura, Marcelo Spinella Moraes e Floriano Torres Neto por toda a ajuda técnica prestada.

Ao meu orientador Prof. Dr. Giovanni Manassero Junior por todo suporte técnico, teórico e incentivo no desenvolvimento desse trabalho.

Ao meu pai Serafim Peres Neto que foi um exemplo de esforço, dedicação e caráter a ser seguido até seu último dia.

À minha mãe Miriam Aparecida Meneghetti Peres pelo apoio incansável e ajuda inestimável em cada fase de minha vida.

À minha tia Mary de Fátima Meneghetti pela fundamental presença em todos os momentos.

Ao meu irmão Prof. Eng.^o Renato Meneghetti Peres pelo incentivo, ajuda pessoal e profissional, e por toda parceria que se pode esperar de um irmão.

Ao meu amigo Antônio Carlos Augusto Jr. pelo inestimável apoio pessoal.

À minha amada esposa M.^a Daniela Signorini Marcilio pelo apoio, amor e presença que foram fundamentais em cada momento desse trabalho.

A todos os meus amigos espirituais que me guiaram até aqui.

*“Sonhos não morrem,
apenas adormecem na alma da gente
e basta só uma frase
para eles renascерem outra vez.”
(Francisco Cândido Xavier)*

RESUMO

Este trabalho apresenta a análise do comportamento da função de proteção de distância em sistemas de transmissão de energia elétrica que fazem uso de controladores unificados de fluxo de potência (*unified power flow controllers*). A análise proposta baseia-se em medições de tensões e correntes fornecidas por transformadores de instrumentação, posicionados nas barras onde esse equipamento é instalado, a um dispositivo eletrônico inteligente. O estudo foi elaborado em rotina computacional no software MATLAB® e foi submetido a testes por meio de simulações de um sistema de transmissão no ambiente Simulink®. Os resultados obtidos permitem analisar o impacto desse equipamento na proteção assim como a melhor escolha para o posicionamento dos transformadores de instrumentação.

Palavras-chave: sistemas elétricos de potência, proteção de sistemas elétricos, sistemas flexíveis de transmissão em corrente alternada, controlador unificado de fluxo de potência.

ABSTRACT

This work presents the analysis behavior of the distance protection function in power transmission systems that use unified power flow controllers. The proposed analysis is based on voltage and current measurements provided by instrument transformers, positioned on the buses where this equipment is installed, to an intelligent electronic device. The study was elaborated in a computational routine in the MATLAB[®] software suite and was tested via simulations of a transmission system in the Simulink[®] environment. The results reveal the impact of this equipment on the protection function and provide information about the best choice for the positioning of the instrument transformers.

Keywords: power systems, power system protection, flexible AC transmission systems, unified power flow controller.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Unifilar simplificado do UPFC	21
Figura 2 – Linha de transmissão	26
Figura 3 – Região de não atuação da função de distância no plano complexo . . .	31
Figura 4 – Formas das zonas de proteção utilizadas pela função de distância . . .	32
Figura 5 – Zonas de proteção diretas e reversa da função de distância mho e quadrilateral	33
Figura 6 – Zonas de proteção e tempos de atuação	34
Figura 7 – Função de distância com teleproteção	35
Figura 8 – <i>Directional Comparison Blocking</i> - DCB	36
Figura 9 – <i>Directional Comparison Unblocking</i> - DCUB	36
Figura 10 – <i>Direct Underreach Transfer Trip</i> - DUTT	36
Figura 11 – <i>Permissive Overreaching Transfer Trip</i> - PUTT	37
Figura 12 – <i>Permissive Underreaching Transfer Trip</i> - POTT	37
Figura 13 – Característica mho	38
Figura 14 – Características mho deslocada	39
Figura 15 – Características tomate	40
Figura 16 – Características lente	40
Figura 17 – Característica quadrilateral	41
Figura 18 – <i>Static Synchronous Series Compensator</i>	43
Figura 19 – <i>Static Synchronous Compensator</i>	45
Figura 20 – Sistema de potência com o <i>Unified Power Flow Controller</i> (UPFC) modelado	47
Figura 21 – Desempenho do UPFC	49
Figura 22 – Sistema de transmissão com a presença do UPFC	50
Figura 23 – Impedância aparente vista pelo relé de distância na presença de UPFC e <i>Static Synchronous Compensator</i> (STATCOM) em falta fase - terra .	51
Figura 24 – Impedância aparente vista pelo relé de distância na presença de UPFC e STATCOM em falta fase - fase	51

Figura 25 – Impedância aparente vista pelo relé de distância para diferentes θ_{SE} ($0^\circ \leq \theta_{SE} \leq 360^\circ$)	52
Figura 26 – Impedância aparente vista pelo relé de distância para diferentes níveis de tensão da componente série	53
Figura 27 – Trajetória da impedância equivalente	54
Figura 28 – Trajetória da impedância sem a presença do UPFC	55
Figura 29 – Trajetória da impedância com UPFC no meio da linha	55
Figura 30 – Trajetória da impedância UPFC no final da linha	56
Figura 31 – Característica quadrilateral com UPFC no final da linha	56
Figura 32 – Característica quadrilateral com UPFC no meio da linha	56
Figura 33 – Fluxograma da metodologia proposta	60
Figura 34 – Unifilar do Sistema	63
Figura 35 – Curva de capacidade do UPFC com 0.1 [pu] de tensão série inserida	65
Figura 36 – <i>Pickup</i> e Acomodação	68
Figura 37 – Tempo médio de <i>pickup</i>	71
Figura 38 – Tempo médio de acomodação	72
Figura 39 – Histograma dos tempos de <i>pickup</i> para o curto-circuito dupla-fase	74
Figura 40 – Histograma dos tempos de acomodação para o curto-circuito dupla-fase	77
Figura 41 – Tensões no terminal B_2 - Curto-circuito BC; $t_f = 0, 37$; $R_f = 1$; $D_f =$ 30; sem UPFC	79
Figura 42 – Correntes do terminal B_2 ao terminal B_3 - Curto-circuito BC; $t_f =$ 0, 37; $R_f = 1$; $D_f = 30$; sem UPFC	80
Figura 43 – Tensões no terminal B_1 - Curto-circuito BC; $t_f = 0, 37$; $R_f = 1$; $D_f =$ 30; Ajuste UPFC:1	80
Figura 44 – Tensões no terminal B_2 - Curto-circuito BC; $t_f = 0, 37$; $R_f = 1$; $D_f =$ 30; Ajuste UPFC:1	81
Figura 45 – Correntes do terminal B_1 ao terminal B_2 - Curto-circuito BC; $t_f =$ 0, 37; $R_f = 1$; $D_f = 30$; Ajuste UPFC:1	81
Figura 46 – Correntes do terminal B_2 ao terminal B_3 - Curto-circuito BC; $t_f =$ 0, 37; $R_f = 1$; $D_f = 30$; Ajuste UPFC:1	82
Figura 47 – Elementos de proteção B_2 - B_2 - Curto-circuito BC; $t_f = 0, 37$; $R_f = 1$; $D_f = 30$; sem UPFC	83
Figura 48 – Elementos de proteção B_2 - B_2 - Curto-circuito BC; $t_f = 0, 37$; $R_f = 1$; $D_f = 30$; Ajuste UPFC: 1	83
Figura 49 – Elementos de proteção B_1 - B_1 - Curto-circuito BC; $t_f = 0, 37$; $R_f = 1$; $D_f = 30$; Ajuste UPFC: 1	84
Figura 50 – Elementos de proteção B_1 - B_2 - Curto-circuito BC; $t_f = 0, 37$; $R_f = 1$; $D_f = 30$; Ajuste UPFC: 1	84

Figura 51 – Elementos de proteção B_2 – B_1 - Curto-circuito BC; $t_f = 0,37$; $R_f = 1$; $D_f = 30$; Ajuste UPFC: 1	85
Figura 52 – Histograma dos tempos de <i>pickup</i> para o curto-circuito dupla-fase-terra	87
Figura 53 – Histograma dos tempos de acomodação para o curto-circuito dupla- fase-terra	90
Figura 54 – Tensões no terminal B_2 - Curto-circuito BCN; $t_f = 0,37$; $R_f = 2$; $D_f = 15$; sem UPFC	92
Figura 55 – Correntes do terminal B_2 ao terminal B_3 - Curto-circuito BCN; $t_f =$ $0,37$; $R_f = 2$; $D_f = 15$; sem UPFC	93
Figura 56 – Tensões no terminal B_1 - Curto-circuito BCN; $t_f = 0,37$; $R_f = 2$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 2	93
Figura 57 – Tensões no terminal B_2 - Curto-circuito BCN; $t_f = 0,37$; $R_f = 2$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 2	94
Figura 58 – Correntes do terminal B_1 ao terminal B_2 - Curto-circuito BCN; $t_f =$ $0,37$; $R_f = 2$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 2	94
Figura 59 – Correntes do terminal B_2 ao terminal B_3 - Curto-circuito BCN; $t_f =$ $0,37$; $R_f = 2$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 2	95
Figura 60 – Elementos de proteção B_2 – B_2 - Curto-circuito BCN; $t_f = 0,37$; $R_f = 2$; $D_f = 15$; sem UPFC	96
Figura 61 – Elementos de proteção B_2 – B_2 - Curto-circuito BCN; $t_f = 0,37$; $R_f = 2$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 2	96
Figura 62 – Elementos de proteção B_1 – B_1 - Curto-circuito BCN; $t_f = 0,37$; $R_f =$ 2 ; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 2	97
Figura 63 – Elementos de proteção B_1 – B_2 - Curto-circuito BCN; $t_f = 0,37$; $R_f =$ 2 ; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 2	97
Figura 64 – Elementos de proteção B_2 – B_1 - Curto-circuito BCN; $t_f = 0,37$; $R_f =$ 2 ; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 2	98
Figura 65 – Histograma dos tempos de <i>pickup</i> para o curto-circuito fase-terra . . .	100
Figura 66 – Histograma de dos tempos de acomodação para o curto-circuito fase-terra	103
Figura 67 – Tensões no terminal B_1 - Curto-circuito AN; $t_f = 0,37$; $R_f = 5$; $D_f =$ 45 ; sem UPFC	105
Figura 68 – Correntes do terminal B_2 ao terminal B_3 - Curto-circuito AN; $t_f =$ $0,37$; $R_f = 5$; $D_f = 45$; sem UPFC	106
Figura 69 – Tensões no terminal B_1 - Curto-circuito AN; $t_f = 0,37$; $R_f = 5$; $D_f =$ 45 ; Ajuste UPFC: 3	106
Figura 70 – Tensões no terminal B_2 - Curto-circuito AN; $t_f = 0,37$; $R_f = 5$; $D_f =$ 45 ; Ajuste UPFC: 3	107
Figura 71 – Correntes do terminal B_1 ao terminal B_2 - Curto-circuito AN; $t_f =$ $0,37$; $R_f = 5$; $D_f = 45$; Ajuste UPFC: 3	107

Figura 72 – Correntes do terminal B_2 ao terminal B_3 - Curto-circuito AN; $t_f = 0,37$; $R_f = 5$; $D_f = 45$; Ajuste UPFC: 3	108
Figura 73 – Elementos de proteção B_2 – B_2 - Curto-circuito AN; $t_f = 0,37$; $R_f = 5$; $D_f = 45$; sem UPFC	109
Figura 74 – Elementos de proteção B_2 – B_2 - Curto-circuito AN; $t_f = 0,37$; $R_f = 5$; $D_f = 45$; Ajuste UPFC: 3	109
Figura 75 – Elementos de proteção B_1 – B_1 - Curto-circuito AN; $t_f = 0,37$; $R_f = 5$; $D_f = 45$; Ajuste UPFC: 3	110
Figura 76 – Elementos de proteção B_1 – B_2 - Curto-circuito AN; $t_f = 0,37$; $R_f = 5$; $D_f = 45$; Ajuste UPFC: 3	110
Figura 77 – Elementos de proteção B_2 – B_1 - Curto-circuito AN; $t_f = 0,37$; $R_f = 5$; $D_f = 45$; Ajuste UPFC: 3	111
Figura 78 – Histograma dos tempos de <i>pickup</i> para o curto-circuito trifásico	113
Figura 79 – Histograma dos tempos de acomodação para o curto-circuito trifásico	116
Figura 80 – Tensões no terminal B_2 - Curto-circuito ABC; $t_f = 0,37$; $R_f = 0$; $D_f = 15$; sem UPFC	118
Figura 81 – Correntes do terminal B_2 ao terminal B_3 - Curto-circuito ABC; $t_f = 0,37$; $R_f = 0$; $D_f = 15$; sem UPFC	119
Figura 82 – Tensões no terminal B_1 - Curto-circuito ABC; $t_f = 0,37$; $R_f = 0$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 0	119
Figura 83 – Tensões no terminal B_2 - Curto-circuito ABC; $t_f = 0,37$; $R_f = 0$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 0	120
Figura 84 – Correntes do terminal B_1 ao terminal B_2 - Curto-circuito ABC; $t_f = 0,37$; $R_f = 0$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 0	120
Figura 85 – Correntes do terminal B_2 ao terminal B_3 - Curto-circuito ABC; $t_f = 0,37$; $R_f = 0$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 0	121
Figura 86 – Elementos de proteção B_2 – B_2 - Curto-circuito ABC; $t_f = 0,37$; $R_f = 0$; $D_f = 15$; sem UPFC	122
Figura 87 – Elementos de proteção B_2 – B_2 - Curto-circuito ABC; $t_f = 0,37$; $R_f = 0$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 0	122
Figura 88 – Elementos de proteção B_1 – B_1 - Curto-circuito ABC; $t_f = 0,37$; $R_f = 0$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 0	123
Figura 89 – Elementos de proteção B_1 – B_2 - Curto-circuito ABC; $t_f = 0,37$; $R_f = 0$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 0	123
Figura 90 – Elementos de proteção B_2 – B_1 - Curto-circuito ABC; $t_f = 0,37$; $R_f = 0$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 0	124

Lista de tabelas

Tabela 1 – Taxa de ocorrências de defeitos nos componentes dos sistemas	22
Tabela 2 – Elementos de fase e terra da proteção de distância	29
Tabela 3 – Dados dos equivalentes nas barras B_1 , B_3 e B_4	63
Tabela 4 – Dados das Linhas do Sistema- unidades por [km]	63
Tabela 5 – Níveis de transferência de potência devido ao UPFC	66
Tabela 6 – Simulações de curto-circuito efetuadas	67
Tabela 7 – Tempos de <i>pickup</i> sem o UPFC, em [ms]	69
Tabela 8 – Tempos de acomodação sem o UPFC, em [ms]	70
Tabela 9 – Histograma dos tempos de <i>pickup</i> sem o UPFC	70
Tabela 10 – Histograma dos tempos de acomodação sem o UPFC	70
Tabela 11 – Tempo médio de <i>pickup</i> [ms]	71
Tabela 12 – Tempo médio de acomodação [ms]	72
Tabela 13 – Comportamento dos tempos de <i>pickup</i> para o curto-circuito dupla-fase	73
Tabela 14 – Dados para o histograma dos tempos de <i>pickup</i> para o curto-circuito dupla-fase	75
Tabela 15 – Comportamento dos tempos de acomodação para o curto-circuito dupla- fase	76
Tabela 16 – Dados para o histograma de acomodação dos curtos-circuitos dupla-fase	78
Tabela 17 – Comportamento dos tempos de <i>pickup</i> para o curto-circuito dupla-fase- terra	86
Tabela 18 – Dados para o histograma dos tempos de <i>pickup</i> para o curto-circuito dupla-fase-terra	88
Tabela 19 – Comportamento dos tempos de acomodação para o curto-circuito dupla- fase-terra	89
Tabela 20 – Dados para o histograma dos tempos de acomodação para o curto- circuito dupla-fase-terra	91
Tabela 21 – Comportamento dos tempos de <i>pickup</i> para o curto-circuito fase-terra .	99

Tabela 22 – Dados para o histograma dos tempos de <i>pickup</i> para o curto-circuito fase-terra	101
Tabela 23 – Comportamento dos tempos de acomodação para o curto-circuito fase-terra	102
Tabela 24 – Dados para o histograma de acomodação para o curto-circuito fase-terra	104
Tabela 25 – Comportamento dos tempos de <i>pickup</i> para o curto-circuito trifásico	112
Tabela 26 – Dados para o histograma dos tempos de <i>pickup</i> para o curto-circuito trifásico	114
Tabela 27 – Comportamento dos tempos de acomodação para o curto-circuito trifásico	115
Tabela 28 – Dados para o histograma de tempos de acomodação para o curto-circuito trifásico	117
Tabela 29 – Estudo de caso - tempos de <i>pickup</i> para o curto-circuito trifásico	124
Tabela 30 – Estudo de caso - tempos de acomodação para o curto-circuito trifásico	125

Lista de siglas

ANAFAS *Análise de Faltas Simultâneas*

ANSI *American Nation Standards Institute*

ATP *Alternative Transients Program*

CSC *Current Source Converter*

DC *Directional Comparison*

DCB *Directional Comparison Blocking*

DCUB *Directional Comparison Unblocking*

DOTT *Direct Overreach Transfer Trip*

DUTT *Direct Underreach Transfer Trip*

EPRI *Electric Power Research Institute*

FACTS *Flexible Alternating Current Transmission Systems*

GPS *Global Positioning System*

GTO *Gate Turn-Off Thyristor*

IED *Intelligent Electronic Device*

IGBT *Insulated-Gate Bipolar Transistor*

ONS *Operador Nacional do Sistema*

PJM *Pennsylvania New Jersey Maryland*

POTT *Permissive Underreaching Transfer Trip*

PSCAD *Power Systems Computer Aided Design*

PUTT *Permissive Overreaching Transfer Trip*

RTDS *Real Time Digital Simulator*

SIN Sistema Interligado Nacional

SSSC *Static Synchronous Series Compensator*

STATCOM *Static Synchronous Compensator*

TC transformador de corrente

TDF transformada discreta de Fourier

TP transformador de potencial

TT *Transfer Trip*

UPFC *Unified Power Flow Controller*

VSC *Voltage Source Converter*

Sumário

1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	20
1.1	Introdução	20
1.1.1	Unified Power Flow Controller	21
1.1.2	Proteção de linhas de transmissão	22
1.1.3	Proteção de distância na presença do UPFC	23
1.2	Objetivos do trabalho	23
1.3	Estrutura do texto	24
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
2.1	Função de proteção de distância	25
2.1.1	Introdução	25
2.1.2	Zonas de proteção	30
2.1.3	Função de distância com auxílio da teleproteção	34
2.1.4	Detalhes das zonas de proteção da função de distância	37
2.2	<i>Unified Power Flow Controller</i>	41

2.2.1	Introdução	41
2.2.2	Princípio de funcionamento do UPFC	43
2.2.3	Detalhes do UPFC	46
2.2.4	Modelagem do UPFC em um sistema de potência	47
2.2.5	Modelagem do UPFC em regime dinâmico	48
2.3	Função de proteção de distância na presença do UPFC	49
2.3.1	Análise do impacto do UPFC apresentada na referência (KHEDERZA- DEH, 2008)	50
2.3.2	Análise do impacto do UPFC apresentada na referência (DESHMUKH; BEDI; PATNE, 2016)	52
2.3.3	Análise do impacto do UPFC apresentada na referência (KAZEMI; JA- MALI; SHATERI, 2010)	55
2.3.4	Análise do impacto do UPFC apresentada na referência (KONG et al., 2018)	57
3	METODOLOGIA	58
3.1	Introdução	58
3.1.1	Metodologia proposta	59
4	RESULTADOS	62
4.1	Introdução	62
4.1.1	Características do sistema de transmissão utilizado	62
4.1.2	Características do <i>Unified Power Flow Controller</i>	64
4.2	Descrição dos casos de simulação	65
4.3	Ajustes da função de proteção de distância	67

4.4	Análise do desempenho da função de proteção de distância para as simulações	67
4.4.1	Análise global da função de proteção de distância sem a presença do UPFC	69
4.4.2	Análise global da função de proteção de distância com a presença do UPFC	71
4.4.3	Análise dos curtos-circuitos dupla-fase	72
4.4.4	Análise dos curtos-circuitos dupla-fase-terra	86
4.4.5	Análise dos curtos-circuitos fase-terra	99
4.4.6	Análise dos curtos-circuitos trifásicos	112
5	CONCLUSÕES	126
	REFERÊNCIAS	128

Considerações Iniciais

1.1 Introdução

O crescimento populacional e o desenvolvimento industrial tornam cada vez mais importante a disponibilidade de energia elétrica para suprimento das necessidades de bem estar social e de crescimento econômico. Essa disponibilidade é garantida por meio de um robusto e confiável sistema de transmissão de energia, que atende aos grandes centros consumidores urbanos e também às regiões rurais menos populosas, conectando consumidores de energia elétrica com as diversas usinas que compõem o parque de geração nacional.

No entanto, a expansão desse sistema de transmissão, que pretende atender ao crescimento populacional e econômico, especialmente no que se refere ao estabelecimento de novos corredores de transmissão, pode apresentar limitações, visto que existem restrições ambientais a serem consideradas. Além disso, as restrições ambientais também limitam a prospecção e exploração de novos recursos energéticos e isso implica redução da capacidade marginal de geração.

Ambos aspectos têm contribuído para o aumento de complexidade nas tarefas de planejamento e operação do sistema de transmissão. Por essa razão, há diversos estudos que têm como objetivos otimizar a capacidade, garantir segurança e confiabilidade ao sistema, nesse cenário que se consolida.

É nesse contexto que se insere o conceito de equipamentos *Flexible Alternating Current Transmission Systems* (FACTS). Esses equipamentos, que são baseados em aplicações de eletrônica de potência e de controle, produzem ganhos significativos no processo de transmissão de energia, garantindo melhor confiabilidade aos sistemas elétricos de potência como um todo. Dentre as diversas tecnologias FACTS pode-se destacar o *Unified Power*

Flow Controller (UPFC).

No entanto, os equipamentos FACTS podem ocasionar variações nos sinais de tensões e correntes em um sistema de transmissão, e interferir com o desempenho de funções de proteção baseadas nesses sinais. Por essa razão, é imprescindível verificar a necessidade de se adotar soluções que mitiguem o impacto do uso de FACTS no desempenho dos sistemas de proteção, de modo a garantir a sua confiabilidade.

A seção 1.1.1 descreve brevemente o comportamento do UPFC, a seção 1.1.2 apresenta aspectos da função de proteção que é abordada neste trabalho e a seção 1.1.3 ilustra alguns aspectos sobre o impacto do UPFC nessa função de proteção.

1.1.1 Unified Power Flow Controller

A Figura 1 ilustra um UPFC que conecta dois terminais de um sistema de transmissão (B_1 e B_2). Esse equipamento é capaz de controlar simultaneamente o fluxo de potência entre esses terminais, por meio de um *Static Synchronous Series Compensator* (SSSC), e a tensão no terminal B_1 , por meio de um *Static Synchronous Compensator* (STATCOM) (FRONTIN, 2013). O SSSC e o STATCOM são conectados de tal maneira que compartilham um capacitor em comum.

Isso significa que potência ativa pode ser injetada em ambos os sentidos, entre os terminais onde o SSSC é instalado, e potência reativa pode ser injetada no terminal onde o STATCOM é instalado. Portanto, o UPFC é capaz de controlar simultaneamente a impedância do sistema, a magnitude da tensão em uma barra e os fluxos de potência ativa e reativa através dele, por meio do controle de injeção de tensão em série e em paralelo com o sistema elétrico de potência.

Figura 1 – Unifilar simplificado do UPFC

Fonte: o autor.

Visto que o UPFC é um equipamento de custo elevado, espera-se que suas proteções e as proteções dos equipamentos adjacentes garantam a sua integridade e a confiabilidade do

sistema como um todo. Entretanto a presença desse elemento nas linhas de transmissão interfere na dinâmica dos eventos de curto-circuito e pode produzir mudanças consideráveis no comportamento das funções de proteção tipicamente utilizadas nas proteções desses sistemas.

1.1.2 Proteção de linhas de transmissão

Em sistemas elétricos de potência, linhas de transmissão demandam atenção especial no que diz respeito à sua operação, devido à sua elevada taxa de falhas em relação aos demais componentes. A Tabela 1 e a referência (LABPLAN, 2006) descrevem a taxa de ocorrências de defeitos na rede básica do Sistema Interligado Nacional (SIN), em termos percentuais.

Tabela 1 – Taxa de ocorrências de defeitos nos componentes dos sistemas

Equipamento	[%] de ocorrências
Linhas aéreas	70,7
Transformadores	14,4
Geradores	13,5
Compensadores síncronos	0,5
Compensadores estáticos	0,9

Fonte: (LABPLAN, 2006)

Segundo os Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema (ONS) (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2016), os sistemas de proteção de linhas de transmissão da rede básica do SIN devem ter as seguintes funções e lógicas de proteção:

- a) função de distância para detecção de faltas entre fases e entre fases e terra, com temporizadores independentes por zona;
- b) função diferencial (opcional) com sincronização de tempo por *Global Positioning System* (GPS);
- c) função de sobrecorrente direcional residual e/ou de sequência negativa, com unidades instantânea e temporizada;
- d) detecção de perda de sinal de tensão para bloqueio de operação e alarme das funções de proteção que dependem de informação de tensão;
- e) detecção de faltas em eventuais zonas mortas;
- f) detecção de faltas no trecho da linha de transmissão que permanece energizado quando a chave isoladora da linha estiver aberta e seus disjuntores fechados em terminais de linha conectados a barramentos com arranjos do tipo disjuntor e meio ou anel;

- g) detecção de faltas que ocorram durante a energização da linha de transmissão; e
- h) bloqueio das unidades de distância por oscilação de potência, de disparo por oscilação de potência e de perda de sincronismo.

A função de distância é recomendada pelo ONS para a proteção de linhas de transmissão da rede básica do SIN. De forma resumida, essa função utiliza sinais de tensões e correntes fornecidos por transformadores de instrumentação para calcular a impedância vista do ponto onde esses transformadores estão instalados e compara esse valor calculado com a impedância de sequência positiva da linha de transmissão. Essa função possui elevado índice de confiabilidade e, em conjunto com demais recursos, como por exemplo, a teleproteção, garante atuação rápida e seletiva.

1.1.3 Proteção de distância na presença do UPFC

O UPFC é um elemento ativo, que possui capacidade de injetar potência ativa e reativa no sistema de transmissão onde ele se encontra instalado. Sendo assim, ele pode alterar os sinais de tensão e corrente desse sistema e interferir com o cálculo da impedância efetuado pela função de distância. Além disso, a posição dos transformadores de instrumentação no sistema de transmissão também pode interferir nesse cálculo (KONG et al., 2018).

Considerando o sistema ilustrado na Figura 1, há quatro possibilidades de instalação dos transformadores de instrumentação. São elas: transformadores de corrente e tensão instalados no terminal B_1 ; transformadores de tensão e corrente instalados no terminal B_2 ; transformador de tensão instalado no terminal B_1 e transformador de corrente instalado no terminal B_2 ; e transformador de tensão instalado no terminal B_2 e transformador de corrente instalado no terminal B_1 .

A análise do comportamento do sistema de proteção face a essas configurações é necessária, de modo a permitir a completa compreensão dos efeitos do UPFC no seu desempenho e auxiliar na tomada de decisões para a correção desses efeitos.

1.2 Objetivos do trabalho

Nesse contexto, a pesquisa apresentada neste trabalho contribui com a análise da função de distância em uma linha de transmissão que utilize o UPFC. Para tanto, são analisados vários cenários representativos com todas as possibilidades de conexão dos transformadores de instrumentação, vários ajustes do UPFC, e diversas situações de curto-circuito, com o objetivo de mapear completamente o comportamento dessa função de proteção nos cenários em questão.

1.3 Estrutura do texto

Este trabalho está dividido em capítulos, cujos conteúdos são

- Capítulo 1: apresenta a introdução da pesquisa proposta, a motivação para o desenvolvimento do tema em questão, uma breve descrição dos elementos envolvidos e o objetivo que se pretende alcançar.
- Capítulo 2: descreve os elementos teóricos do tema abordado, com o intuito de fornecer as bases teóricas relevantes de modo a proporcionar uma melhor compreensão dos resultados apresentados.
- Capítulo 3: apresenta a metodologia utilizada no trabalho, descrevendo os impactos do UPFC na proteção de distância em função da posição dos instrumentos de medição, ainda apresenta um diagrama em blocos com um passo a passo dos testes e simulações aplicados.
- Capítulo 4: neste capítulo são apresentados os resultados levantados com metodologia descrita no capítulo 3. Além disso, apresenta-se também uma análise desses resultados, considerando aspectos como tempo de resposta e de estabilização da função de proteção.
- Capítulo 5: apresenta-se a conclusão da investigação e proposição de trabalhos futuros com o tema abordado.

Revisão Bibliográfica

Este capítulo apresenta a revisão bibliográfica sobre a função de proteção de distância, sobre o UPFC e sobre o impacto desse equipamento na função de proteção de distância.

A seção 2.1 apresenta detalhes da função de distância empregada como função de proteção de linhas de transmissão da rede básica do SIN. Em seguida, a seção 2.2 descreve as funcionalidades do UPFC e as vantagens da sua aplicação em sistemas elétricos de potência interligados. Por fim, a seção 2.3 apresenta o impacto da presença do UPFC na proteção de distância.

2.1 Função de proteção de distância

2.1.1 Introdução

A função de proteção de distância é indispensável para a proteção de linhas de transmissão, segundo os Procedimentos de Rede do ONS (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2016). Essa função de proteção baseia-se no cálculo da impedância vista pelo ponto de instalação dos transformadores de instrumentação do sistema e na sua comparação com a impedância de sequência positiva da linha de transmissão (HOROWITZ; PHADKE, 2008). Segundo o *American Nation Standards Institute* (ANSI) a função de distância é denominada função ANSI21.

Visto que a impedância de sequência positiva da linha de transmissão é relativamente constante, a função de distância apresenta característica bastante seletiva, com menor tempo de atuação quando comparada com as demais funções de proteção, facilidade de coordenação, sendo menos sujeita a variações do sistema e com características de direcionalidade da falta (ZIEGLER, 2011).

Para exemplificar a função de distância, pode-se considerar o sistema ilustrado na figura 2.

Nessa figura há uma linha de transmissão de comprimento ℓ [km] que possui impedância de sequência positiva $\bar{z}_1 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$. Essa linha conecta os terminais B_2 e B_3 do sistema de transmissão da figura 2.

Figura 2 – Linha de transmissão

Fonte: o autor.

Caso ocorra uma falta entre os terminais B_2 e B_3 da linha de transmissão ilustrada, a uma distância x do terminal B_2 , o *Intelligent Electronic Device* (IED) instalado nesse terminal calcula a impedância de sequência positiva vista pelos transformadores de instrumentação, que deve ser proporcional à impedância de sequência positiva da linha e à distância x , onde a falta ocorreu.

Visto que o cálculo da impedância de sequência positiva depende do tipo de falta a que o sistema está sujeito, normalmente a função de distância possui seis elementos distintos que calculam a impedância de sequência positiva, três deles denominados elementos de terra ($\bar{Z}_{AN}$, $\bar{Z}_{BN}$ e $\bar{Z}_{CN}$) e outros três denominados elementos de fase ($\bar{Z}_{AB}$, $\bar{Z}_{BC}$ e $\bar{Z}_{CA}$) (KINDERMANN, 2014). Os elementos de terra calculam a impedância de sequência positiva vista pelo IED por meio dos transformadores de instrumentação para curtos-circuitos fase-terra (AN, BN e CN) e os elementos de fase calculam a impedância de sequência positiva para curtos-circuito fase-fase (AB, BC, CA, ABN, BCN, CAN e ABC).

Então, considerando as relações entre tensões e correntes na linha de transmissão ilustrada na figura 2, pode-se determinar quais as impedâncias calculadas pelos seis elementos de medição da função de distância, a partir do sistema de equações (1):

$$\begin{cases} \dot{V}_{AN}^{B_2} = \bar{z}_p \cdot x \cdot \dot{I}_A^{B_2} + \bar{z}_m \cdot x \cdot (\dot{I}_B^{B_2} + \dot{I}_C^{B_2}) + \dot{V}_{AN}^{falta} \\ \dot{V}_{BN}^{B_2} = \bar{z}_p \cdot x \cdot \dot{I}_B^{B_2} + \bar{z}_m \cdot x \cdot (\dot{I}_C^{B_2} + \dot{I}_A^{B_2}) + \dot{V}_{BN}^{falta} \\ \dot{V}_{CN}^{B_2} = \bar{z}_p \cdot x \cdot \dot{I}_C^{B_2} + \bar{z}_m \cdot x \cdot (\dot{I}_A^{B_2} + \dot{I}_B^{B_2}) + \dot{V}_{CN}^{falta} \end{cases} \quad (1)$$

Onde:

$\dot{V}_{AN}^{B_2}$, $\dot{V}_{BN}^{B_2}$ e $\dot{V}_{CN}^{B_2}$ são as tensões de fase no terminal B_2 , em [V];

$\dot{I}_A^{B_2}$, $\dot{I}_B^{B_2}$ e $\dot{I}_C^{B_2}$ são as correntes de linha no terminal B_2 , em [A];

$\dot{V}_{AN}^{falta}$, $\dot{V}_{BN}^{falta}$ e $\dot{V}_{CN}^{falta}$ são as tensões de fase no ponto de falta, em [V];

$\bar{z}_p$ é a impedância própria da linha de transmissão, em $\left[\frac{\Omega}{km}\right]$;

$\bar{z}_m$ é a impedância mútua da linha de transmissão, em $\left[\frac{\Omega}{km}\right]$; e

x é a distância da falta.

A partir dessas três equações pode-se estabelecer o cálculo de seis impedâncias que representam a impedância de sequência positiva da linha de transmissão para todos os possíveis curtos-circuitos. Nas seções 2.1.1.1 e 2.1.1.2 são apresentados os equacionamentos de um elemento de terra e de um elemento de fase para um curto-circuito fase-terra (AN) e um curto-circuito dupla-fase (BC), respectivamente, para exemplificar o cálculo da distância da falta ao terminal B_2 .

2.1.1.1 Curto-circuito fase-terra

A primeira equação do sistema de equações (1) pode ser reescrita para descrever um curto-circuito fase-terra, AN, há uma distância x do terminal B_2 , conforme a seguir.

$$\dot{V}_{AN}^{B_2} = \bar{z}_p \cdot x \cdot \dot{I}_A^{B_2} + \bar{z}_m \cdot x \cdot (\dot{I}_B^{B_2} + \dot{I}_C^{B_2}) + \dot{V}_{AN}^{falta} \quad (2)$$

Onde:

$$\frac{\dot{I}_A^{B_2} + \dot{I}_B^{B_2} + \dot{I}_C^{B_2}}{3} = \dot{I}_0^{B_2} \quad \rightarrow \quad \dot{I}_B^{B_2} + \dot{I}_C^{B_2} = 3 \cdot \dot{I}_0^{B_2} - \dot{I}_A^{B_2}$$

E:

$\dot{I}_0^{B_2}$ é a corrente de sequência zero no terminal B_2

Admitindo que a tensão no ponto de falta é nula, isto é, $\dot{V}_{AN}^{falta} = 0$, tem-se:

$$\dot{V}_{AN}^{B_2} = \bar{z}_p \cdot x \cdot \dot{I}_A^{B_2} + \bar{z}_m \cdot x \cdot (3 \cdot \dot{I}_0^{B_2} - \dot{I}_A^{B_2}) \quad (3)$$

Pode-se reescrever (3) conforme (4).

$$\dot{V}_{AN}^{B_2} = x \cdot [(\bar{z}_p - \bar{z}_m) \cdot \dot{I}_A^{B_2} + 3 \cdot \bar{z}_m \cdot \dot{I}_0^{B_2}] \quad (4)$$

Dado que as relações entre as impedâncias próprias e mútuas da linha de transmissão com as impedâncias de sequência positiva e zero são:

$$\begin{cases} \bar{z}_0 = \bar{z}_p + 2 \cdot \bar{z}_m \\ \bar{z}_1 = \bar{z}_p - \bar{z}_m \end{cases} \rightarrow \begin{cases} \bar{z}_p = \frac{\bar{z}_0 + 2 \cdot \bar{z}_1}{3} \\ \bar{z}_m = \frac{\bar{z}_0 - \bar{z}_1}{3} \end{cases} \quad (5)$$

Onde:

$\bar{z}_0$ é a impedância de sequência zero da linha de transmissão, em $\left[\frac{\Omega}{km}\right]$; e

$\bar{z}_1$ é a impedância de sequência positiva da linha de transmissão, em $\left[\frac{\Omega}{km}\right]$.

Pode-se substituir (5) em (4) e se obter:

$$x \cdot \bar{z}_1 = \frac{\dot{V}_{AN}^{B_2}}{\dot{I}_A^{B_2} + \left(\frac{\bar{z}_0 - \bar{z}_1}{\bar{z}_1}\right) \cdot \dot{I}_0^{B_2}} \rightarrow \bar{Z}_{AN} = x \cdot \bar{z}_1 = \frac{\dot{V}_{AN}^{B_2}}{\dot{I}_A^{B_2} + k_0 \cdot \dot{I}_0^{B_2}} \quad (6)$$

Onde $\bar{k}_0$ é o fator de compensação para a mútua de sequência zero.

Sendo assim, é possível notar que a distância da falta x é proporcional à impedância calculada pela função de distância e pela impedância de sequência positiva da linha.

2.1.1.2 Curto-circuito dupla-fase

As equações das fases B e C do sistema de equações (1) podem ser reescritas para descrever um curto-circuito dupla-fase, BC, há uma distância x do terminal B_2 , conforme a seguir.

$$\begin{cases} \dot{V}_{BN}^{B_2} = \bar{z}_p \cdot x \cdot \dot{I}_B^{B_2} + \bar{z}_m \cdot x \cdot (\dot{I}_C^{B_2} + \dot{I}_A^{B_2}) + \dot{V}_{BN}^{falta} \\ \dot{V}_{CN}^{B_2} = \bar{z}_p \cdot x \cdot \dot{I}_C^{B_2} + \bar{z}_m \cdot x \cdot (\dot{I}_A^{B_2} + \dot{I}_B^{B_2}) + \dot{V}_{CN}^{falta} \end{cases} \quad (7)$$

Subtraindo a segunda equação da primeira equação, ambas do sistema (7) tem-se:

$$\begin{aligned} \dot{V}_{BN}^{B_2} - \dot{V}_{CN}^{B_2} &= \bar{z}_p \cdot x \cdot \dot{I}_B^{B_2} + \bar{z}_m \cdot x \cdot (\dot{I}_C^{B_2} + \dot{I}_A^{B_2}) + \dot{V}_{BN}^{falta} \\ &\quad - \bar{z}_p \cdot x \cdot \dot{I}_C^{B_2} - \bar{z}_m \cdot x \cdot (\dot{I}_A^{B_2} + \dot{I}_B^{B_2}) - \dot{V}_{CN}^{falta} \end{aligned} \quad (8)$$

Admitindo que $\dot{V}_{BN}^{falta} = \dot{V}_{CN}^{falta}$, pode-se reescrever a equação (8), conforme:

$$\dot{V}_{BN}^{B_2} - \dot{V}_{CN}^{B_2} = \dot{V}_{BC}^{B_2} = \bar{z}_p \cdot x \cdot (\dot{I}_B^{B_2} - \dot{I}_C^{B_2}) - \bar{z}_m \cdot x \cdot (-3 \cdot \dot{I}_0^{B_2} + \dot{I}_B^{B_2} + 3 \cdot \dot{I}_0^{B_2} - \dot{I}_C^{B_2}) \quad (9)$$

Rearranjando os termos, tem-se:

$$\dot{V}_{BC}^{B_2} = \underbrace{(\bar{z}_p - \bar{z}_m)}_{\bar{z}_1} \cdot x \cdot (\dot{I}_B^{B_2} - \dot{I}_C^{B_2}) \rightarrow \bar{Z}_{BC} = x \cdot \bar{z}_1 = \frac{\dot{V}_{BC}^{B_2}}{\dot{I}_B^{B_2} - \dot{I}_C^{B_2}} \quad (10)$$

2.1.1.3 Demais curtos-circuitos

Para os demais tipos de curtos-circuitos são utilizados os quatro elementos restantes. A Tabela 2 apresenta um resumo das seis impedâncias calculadas pelos seis elementos da função de distância.

Tabela 2 – Elementos de fase e terra da proteção de distância

Elementos de terra		
Tipos de Curtos	Elemento	Impedância calculada
AN e ABC	AN	$\bar{Z}_{AN} = x \cdot \bar{z}_1 = \frac{\dot{V}_{AN}^{B_2}}{\dot{I}_A^{B_2} + k_0 \cdot \dot{I}_0^{B_2}}$
BN e ABC	BN	$\bar{Z}_{BN} = x \cdot \bar{z}_1 = \frac{\dot{V}_{BN}^{B_2}}{\dot{I}_B^{B_2} + k_0 \cdot \dot{I}_0^{B_2}}$
CN e ABC	CN	$\bar{Z}_{CN} = x \cdot \bar{z}_1 = \frac{\dot{V}_{CN}^{B_2}}{\dot{I}_C^{B_2} + k_0 \cdot \dot{I}_0^{B_2}}$
Elementos de fase		
Tipos de Curtos	Elemento	Impedância calculada
AB, ABN e ABC	AB	$\bar{Z}_{AB} = x \cdot \bar{z}_1 = \frac{\dot{V}_{AB}^{B_2}}{\dot{I}_A^{B_2} - \dot{I}_B^{B_2}}$
BC, BCN e ABC	BC	$\bar{Z}_{BC} = x \cdot \bar{z}_1 = \frac{\dot{V}_{BC}^{B_2}}{\dot{I}_B^{B_2} - \dot{I}_C^{B_2}}$
CA, CAN e ABC	CA	$\bar{Z}_{CA} = x \cdot \bar{z}_1 = \frac{\dot{V}_{CA}^{B_2}}{\dot{I}_C^{B_2} - \dot{I}_A^{B_2}}$

2.1.1.4 Transformadores de instrumentação

Deve-se ressaltar que os sinais utilizados para o cálculo dos elementos pela função de distância são provenientes dos transformadores de instrumentação. Sendo assim, os elementos medidos dependem das relações de transformação desses transformadores.

A equação (11) apresenta o cálculo do elemento $\bar{Z}_{AN}$ em valores secundários.

$$\bar{z}_{an} = \bar{Z}_{AN} \cdot \frac{RTC}{RTP} \quad (11)$$

Onde:

$\bar{Z}_{AN}$: elemento de terra da função de distância, em $[\Omega]$, para valores primários;

$\bar{z}_{an}$: elemento de terra da função de distância, em $[\Omega]$, para valores secundários;

RTC: relação de transformação do transformador de corrente (TC); e

RTP: relação de transformação do transformador de potencial (TP);

2.1.2 Zonas de proteção

Conforme descrito na seção 2.1.1 a função de distância calcula seis elementos distintos, que são capazes de identificar todos os tipos de curto-circuito que podem ocorrer na linha de transmissão e, além disso, estimar a distância desses curtos-circuitos ao terminal onde os transformadores de instrumentação estão instalados.

A função de distância usualmente empregada nos IEDs utiliza técnicas de processamento digital de sinais para calcular os fasores de tensões e correntes de interesse, a partir de amostras dos sinais provenientes dos transformadores de instrumentação e, em seguida, calcula os seis elementos de impedância (PHADKE; THORP, 2009).

Isso significa que os IEDs são responsáveis por amostrar e digitalizar os sinais provenientes dos transformadores de instrumentação, com uma frequência de amostragem definida, processar esses sinais digitalizados, calcular as impedâncias dos seis elementos de proteção e decidir se há qualquer anormalidade. Essas tarefas devem ser realizadas em tempo de execução, toda vez que novas amostras de tensões e correntes são amostradas e digitalizadas.

Embora os IEDs utilizem técnicas de condicionamento de sinais para evitar erros no processamento devido a ruídos e/ou conteúdo harmônico, existem fontes de erro que não são passíveis de correção (LIMA, 2006). Algumas delas são:

- ❑ imprecisões nos transformadores de instrumentação;
- ❑ componentes exponenciais amortecidas nos sinais de correntes;
- ❑ componentes subsíncronas nos sinais de tensões e correntes; e
- ❑ resistência de falta não nula.

Por essas razões, espera-se que os seis elementos calculados pela função de distância apresentem erros que impeçam a exata identificação da falta e a correta estimativa da sua distância ao terminal onde estão instalados os transformadores de instrumentação. Sendo assim, para que seja possível identificá-la é necessário verificar quais os elementos da função de distância estão próximos do valor da impedância de sequência positiva da linha de transmissão. Isto é, se algum dos seis elementos têm um valor compatível com a

impedância de sequência positiva da linha. Caso essa situação seja identificada, a linha de transmissão se encontra em falta e o IED responsável pela sua proteção deve atuar, enviando um sinal de abertura para o disjuntor da linha, desconectando-a do terminal onde os transformadores de instrumentação estão instalados (ANDERSON, 1999).

Nesse contexto, pode-se definir o conceito de zona de proteção, isto é, zona de proteção é a região de sensibilidade que separa a região de atuação da função de distância da região de não-atuação. Visto que a função de distância deve analisar o módulo e a fase dos seis elementos para discernir se a linha de transmissão se encontra operando normalmente, ou em curto-circuito, é de se esperar que a zona de proteção seja uma área no plano complexo, também denominado diagrama R-X, que envolva parcialmente a impedância de sequência positiva da linha de transmissão, ou a sua totalidade (HOROWITZ; PHADKE, 2008).

A figura 3 ilustra o plano complexo, a região de operação normal da linha de transmissão e a sua impedância de sequência positiva. É de se esperar que a zona de proteção seja uma região nesse plano complexo, que não coincida com a região de operação do sistema de potência e esteja próxima da impedância de sequência positiva da linha de transmissão.

Figura 3 – Região de não atuação da função de distância no plano complexo

Fonte: o autor.

A posição dos elementos da função de distância no plano complexo depende do estado operativo da linha de transmissão, isto é, operação normal ou curto-circuito. Em operação normal, as impedâncias calculadas por esses elementos devem estar posicionadas no plano complexo dentro da região normal de operação e distantes da impedância de sequência positiva da linha de transmissão. Quando ocorre um curto-circuito, os seis elementos da função de distância calculam impedâncias que se deslocam da região de operação normal

em direção a diferentes pontos do plano complexo.

Para curtos-circuitos fase-terra ou dupla-fase-terra, é de se esperar que os elementos que se deslocam em direção à impedância de sequência positiva da linha de transmissão sejam AN, BN e CN. Para curtos-circuitos dupla-fase e trifásico é de se esperar que os elementos que se deslocam em direção à impedância de sequência positiva da linha de transmissão sejam AB, BC e CA.

Conforme mencionado anteriormente, os elementos da função de distância se deslocam em direção a uma área do plano complexo, próxima à impedância de sequência positiva da linha de transmissão. Essa área é denominada de zona de proteção e, tradicionalmente, as zonas de proteção da função de distância possuíam forma circular no plano complexo. Isso porque a função de distância foi originalmente implantada com tecnologia eletromecânica e a equação de torque dessa implantação tinha característica circular. No entanto, a implantação da função de distância com tecnologia digital, por meio dos modernos IEDs, permite a criação de zonas de proteção com formas mais complexas. Atualmente, as formas mais utilizadas para a proteção de linhas de transmissão são a forma mho e a forma quadrilateral, conforme ilustrado na figura 4.

Figura 4 – Formas das zonas de proteção utilizadas pela função de distância

Fonte: o autor.

Quando um ou mais elementos de proteção da função de distância entram na zona de proteção, o IED deve atuar, enviando um sinal de abertura ao disjuntor da linha de transmissão. Idealmente, é possível estabelecer uma zona de proteção que compreenda a totalidade da linha de transmissão, contudo, as diversas fontes de erro já mencionadas indicam que é necessário reduzir o tamanho da zona de proteção de modo a reduzir as falhas de segurança. Além disso, essa função deve prover retaguarda para as demais proteções do sistema elétrico e, portanto, existem outras zonas de proteção temporizadas que delimitam porções maiores do sistema elétrico.

A figura 5 ilustra quatro zonas de proteção distintas, para as funções de distância do tipo mho e quadrilateral. É possível notar que três zonas são diretas e protegem a linha de

transmissão a jusante do ponto de instalação dos transformadores de instrumentação e uma zona é reversa, protegendo a linha de transmissão a montante do ponto de instalação desses transformadores.

Figura 5 – Zonas de proteção diretas e reversa da função de distância mho e quadrilateral

Fonte: o autor.

Cada zona de proteção ilustrada na figura 5 apresenta um tempo característico de atuação e uma abrangência do sistema de transmissão protegido. Visto que a função de proteção de distância deve atuar rapidamente para eliminar defeitos na linha de transmissão protegida e prover retaguarda para os demais dispositivos de proteção do sistema de transmissão, normalmente (ANDERSON, 1999):

- a zona 1 se estende para garantir cobertura de até 85% da linha de transmissão e quando um ou mais dos seis elementos da função de distância entram nessa zona e estabilizam, o tempo de atuação deve ser instantâneo, isto é: $d_1 = 0,85$ (85 [%] de ℓ) e $t_1 = 0$ [ms];
- a zona 2 se estende para garantir cobertura de até 150% da linha de transmissão a jusante do ponto de instalação dos transformadores de instrumentação e quando um ou mais elementos da função de distância entram nessa zona e estabilizam, o tempo de atuação deve ser atrasado em aproximadamente 400 [ms], isto é $d_2 = 1,5$ (150 [%] de ℓ) e $t_2 = 400$ [ms];
- a zona 3 se estende para garantir cobertura de até 200% da linha de transmissão a jusante do ponto de instalação dos transformadores de instrumentação e quando um ou

mais elementos da função de distância entram nessa zona e estabilizam, o tempo de atuação deve ser atrasado em aproximadamente 1 [s], isto é $d_3 = 2,0$ (200 [%] de ℓ) e $t_3 = 1000$ [ms]; e

- a zona reversa se estende para garantir cobertura de até 50% da linha de transmissão a montante do ponto de instalação dos transformadores de instrumentação e quando um ou mais elementos da função de distância entram nessa zona e estabilizam, o tempo de atuação deve ser atrasado em aproximadamente 1 [s], isto é $d_r = -0,5$ (50 [%] de ℓ) a montante do ponto de instalação dos transformadores de instrumentação e $t_r = 1000$ [ms];

A figura 6 ilustra as zonas de proteção e seus tempos de atuação e a seção 2.1.4 apresenta detalhes das zonas de proteção com característica mho e quadrilateral

Figura 6 – Zonas de proteção e tempos de atuação

Fonte: o autor.

2.1.3 Função de distância com auxílio da teleproteção

A função de distância não apresenta característica unitária porque não protege 100% da linha de transmissão, visto que existem os fatores de erro descritos na seção 2.1.2 que podem impactar a sua precisão. Sendo assim, podem ocorrer situações em que curtos-circuitos na linha de transmissão não são eliminados instantaneamente. Conforme ilustrado na figura 7, os IEDs dos terminais B_2 e B_3 têm capacidade para proteger 100% da linha de transmissão visto que ambas as primeiras zonas de cada equipamento se sobrepõem. No entanto, percebe-se que a segunda zona do IED do terminal B_2 se sobrepõe à primeira zona do IED do terminal B_3 e vice-versa, quando a localização da falta se encontra após 85% da linha de transmissão, para o IED do terminal B_2 ou a 15% da linha, para o IED do terminal B_3 , respectivamente.

Figura 7 – Função de distância com teleproteção

Fonte: o autor.

Para que ambos os IEDs atuem na ocorrência de curtos-circuitos em 100% da linha de transmissão protegida há comunicação entre ambos, e esses fazem o uso de esquemas de teleproteção (HOROWITZ; PHADKE, 2008) baseados em lógicas de bloqueio/desbloqueio ou atuação, também denominada *Transfer Trip* (TT). A lógica de bloqueio/desbloqueio é aquela em que a presença de um sinal transmitido de um IED a outro impede/permite a atuação do disjuntor associado a esse último IED e a lógica TT é aquela em que esse sinal dá início à atuação do disjuntor ou é utilizada em uma lógica interna do IED que recebe o sinal, para a atuação no seu respectivo disjuntor.

A escolha das lógicas de teleproteção a serem empregadas em conjunto com a função de distância depende de critérios técnicos e econômicos e normalmente está relacionada com o tipo de canal de comunicação utilizado. Preferencialmente, utiliza-se a lógica de bloqueio/desbloqueio quando o meio de comunicação é parte integrante da linha de transmissão a ser protegida, visto que a perda desse meio de comunicação não pode ser um impeditivo para a operação do sistema de proteção como um todo. No entanto, quando o meio de comunicação entre os IEDs é outro, que não o próprio sistema de transmissão, normalmente se emprega lógicas do tipo TT.

2.1.3.1 Comparação direta (*Directional comparison*)

Emprega-se a lógica de bloqueio/desbloqueio por comparação direcional, denominada *Directional Comparison* (DC), quando o meio de comunicação é parte integrante da linha de transmissão a ser protegida. Essa lógica utiliza informações sobre a direcionalidade dos eventos de curto-circuito, determinada de forma independente pelos IEDs instalados em cada terminal da linha de transmissão para permitir ou bloquear a atuação dos disjuntores. Essa informação de direcionalidade é trocada entre os IEDs por meio do canal de comunicação e é capaz de determinar se o curto-circuito ocorreu na linha de transmissão protegida. As lógicas DC comumente utilizadas são: *Directional Comparison Blocking* (DCB) e *Directional Comparison Unblocking* (DCUB) (ANDERSON, 1999).

Figura 8 – *Directional Comparison Blocking* - DCB

Fonte: o autor.

Figura 9 – *Directional Comparison Unblocking* - DCUB

Fonte: o autor.

2.1.3.2 Transferência de Disparo (*Transfer trip*)

Caso o canal de comunicação não seja parte integrante da linha de transmissão a ser protegida, normalmente se utiliza a lógica de atuação TT ao invés da lógica de bloqueio/desbloqueio por comparação direcional. As lógicas TT comumente utilizadas são: *Direct Underreach Transfer Trip* (DUTT), *Direct Overreach Transfer Trip* (DOTT), *Permissive Overreaching Transfer Trip* (PUTT) e *Permissive Underreaching Transfer Trip* (POTT) (ANDERSON, 1999).

A lógica DUTT é bastante similar à lógica DC. No entanto, o sinal que circula pelo canal de comunicação é o sinal de atuação, ao invés do sinal de bloqueio/desbloqueio de atuação. Isso significa que o IED instalado em um dos terminais da linha de transmissão emite um sinal de atuação, quando o curto-circuito ocorrer em sua primeira zona de atuação, ao IED instalado no outro terminal que atua no seu respectivo disjuntor.

Figura 10 – *Direct Underreach Transfer Trip* - DUTT

Fonte: o autor.

A lógica DOTT é similar à lógica DUTT. No entanto, o sinal que circula pelo canal de

comunicação é o sinal de atuação que o IED instalado em um dos terminais da linha de transmissão emite ao IED instalado no outro terminal que atua no seu respectivo disjuntor, quando o curto-circuito ocorrer em sua segunda zona de atuação.

Na lógica PUTT o IED instalado em um dos terminais da linha de transmissão emite um sinal de atuação ao IED instalado no outro terminal, quando o curto-circuito ocorrer em sua primeira zona de atuação. O IED instalado no outro terminal possui uma zona primária estendida que valida, ou não, o sinal de atuação enviado pelo outro IED.

Figura 11 – *Permissive Overreaching Transfer Trip - PUTT*

Fonte: o autor.

Já na lógica POTT o IED instalado em um dos terminais da linha de transmissão emite um sinal de atuação ao IED instalado no outro terminal, quando o curto-circuito ocorrer em sua primeira zona estendida de atuação. O IED instalado no outro terminal possui uma zona primária também estendida que valida, ou não, o sinal de atuação enviado pelo outro IED.

Figura 12 – *Permissive Underreaching Transfer Trip - POTT*

Fonte: o autor.

2.1.4 Detalhes das zonas de proteção da função de distância

Conforme mencionado na seção 2.1.2 a característica de atuação da função de distância pode ser descrita através de seu diagrama R–X, que consiste basicamente na representação gráfica do comportamento dos limites de atuação dessa função em relação à impedância da linha analisada. Normalmente a característica é representada por formas geométricas, que são baseadas em comparadores de fase e magnitude (PAITHANKAR; BHIDE, 2011).

2.1.4.1 Característica mho

A característica mho é um círculo que possui diâmetro definido pelo ajuste da zona e que tangencia a origem do plano complexo. Sendo assim, essa característica é inerentemente direcional e proporciona seletividade, com boa acomodação da resistência de falta (ZIEGLER, 2011). A figura 13 ilustra a característica mho da zona primária e, portanto, o diâmetro dessa zona é $d_1 \cdot \bar{Z}_1$.

Figura 13 – Característica mho

Fonte: o autor.

A área dessa circunferência é definida pela comparação de ângulo entre o fasor que resulta da diferença entre o fasor que define o diâmetro da zona primária ($d_1 \cdot \bar{Z}_1$) e o fasor da impedância medida pelo elemento da função de distância ($\bar{Z}_{elemento}$) e esse último. Caso o ângulo seja menor ou igual a 90° pode-se afirmar que a $\bar{Z}_{elemento}$ encontra-se dentro da zona primária (FENTIE, 2016). Isto é:

- $0^\circ < \theta < 90^\circ \rightarrow$ elemento da função se encontra dentro da zona de atuação;
- $90^\circ < \theta < 180^\circ \rightarrow$ elemento da função se encontra fora da zona de atuação; e
- $\theta = 90^\circ \rightarrow$ não se pode afirmar se o elemento se encontra dentro ou fora da zona de atuação.

Visto que essa característica é construída considerando-se apenas a impedância de sequência positiva da linha de transmissão, sem considerar que possa existir resistência de falta decorrente de arcos elétricos, resistência da torre de transmissão, etc. existe o risco de curtos-circuitos não serem corretamente identificados. Sendo assim, os ajustes dessa característica devem ser cuidadosamente estudados para evitar comportamentos indesejados (RUSH, 2011).

Outra forma de evitar esses comportamentos é utilizar outros tipos de características: características mho modificadas ou a característica quadrilateral.

2.1.4.2 Características mho modificadas

Para atender à diversidade de comportamentos dos sistemas de potência e das condições anormais a que esses estão submetidos, é possível variar os ângulos de comparação da característica mho convencional de modo a modificá-la e garantir uma maior confiabilidade para a função de distância em diversas condições operativas.

Em condições de faltas muito próximas ao local de instalação dos transformadores de instrumentação, quando os sinais do TP são praticamente nulos, a característica mho convencional pode falhar. Para esses casos pode-se utilizar a característica mho deslocada, que inclui a origem do plano R-X na zona de proteção da característica. Essa característica está ilustrada na figura 14. Em condições onde se tem a incidência de faltas

Figura 14 – Características mho deslocada

Fonte: o autor.

com elevada componente resistiva costuma-se aplicar a característica tomate. Pode-se notar na figura 15 que essa característica tem uma tolerância maior ao deslocamento da impedância devido à componente resistiva. O ajuste dessa característica é obtido aumentando-se o ângulo de comparação para valores acima de 90° .

Em linhas de transmissão longas, cujas resistências série são consideravelmente inferiores do que as reatâncias série é preferível utilizar a característica lente. Pode-se notar na figura 16 que essa característica tem uma tolerância menor ao deslocamento da impedância devido à componente resistiva. O ajuste dessa característica é obtido diminuindo-se o ângulo de comparação para valores inferiores a 90° .

Figura 15 – Características tomate

Fonte: o autor.

Figura 16 – Características lente

Fonte: o autor.

2.1.4.3 Característica quadrilateral

A característica quadrilateral permite o ajuste independente de seus parâmetros e propicia melhor cobertura resistiva, especialmente para faltas à terra em linhas de transmissão curtas. A característica quadrilateral apresenta maior complexidade de ajuste, uma vez que é composta por componentes direcionais e reativos independentes, conforme pode ser observado na figura 17.

Figura 17 – Característica quadrilateral

Fonte: o autor.

2.2 Unified Power Flow Controller

2.2.1 Introdução

Os sistemas elétricos, que atendem aos grandes centros consumidores e também às regiões rurais menos populosas, conectam geradores e consumidores por meio de extensas redes de transmissão interligadas que devem garantir estabilidade, confiabilidade, segurança e eficiência para o sistema como um todo. Nesse contexto, essas redes de transmissão devem operar respeitando seus limites térmicos e sua capacidade de transferência de potência, quando os sistemas elétricos encontram-se operando em condições normais, com fluxos de potência que dependem do despacho de geração e das condições das cargas, ou em contingência.

Atualmente, restrições econômicas e ambientais têm levado essas redes de transmissão a operar mais próximas aos seus limites técnicos, com a consequente redução nos índices de confiabilidade do sistema como um todo. Para que seja possível manter esses níveis no cenário que se consolida, cada vez mais tem se utilizado dispositivos desenvolvidos para prover flexibilidade aos sistemas de transmissão.

Esses dispositivos são denominados FACTS e são baseados em componentes semicondutores de potência, que são capazes de controlar grandezas elétricas, tais como: impedâncias, tensões, correntes e fluxos de potência (FRONTIN, 2013). Os dispositivos FACTS têm sido desenvolvidos desde o início da década de 1970, porém só vieram a ter aplicações práticas a partir da década de 1980, com a redução no custo dos componentes eletrônicos e aceitação por parte do corpo técnico das concessionárias de transmissão. Vale ressaltar que o conceito FACTS foi formalizado pela primeira vez pelo *Electric Power Research*

Institute (EPRI), que é um instituto de pesquisa norte-americano, no fim da década de 1980 (HINGORANI; GYUGYI; EL-HAWARY, 2000).

De um modo geral, os dispositivos FACTS são compostos por conversores eletrônicos que alimentam capacitores e/ou reatores por meio do sistema elétrico. Esses dispositivos podem ser classificados de acordo com a forma de conexão com a rede elétrica, conforme o tipo de conversor eletrônico utilizado e segundo a forma de comutação dos componentes semicondutores utilizados nesses conversores. Segundo a forma de conexão com a rede elétrica, há quatro tipos:

- ❑ Em série: quando os dispositivos FACTS são conectados entre a barra da subestação e o *bay* da linha de transmissão;
- ❑ Em paralelo: quando os dispositivos FACTS são conectados na barra da subestação;
- ❑ Combinação série-paralelo: é uma combinação dos dois tipos de conexão descritos nos itens anteriores; e
- ❑ Combinação série-série: quando os dispositivos FACTS são conectados entre a barra da subestação e o *bay* da linha de transmissão em dois ramos série distintos.

Conforme o tipo de conversor, há dois tipos:

- ❑ *Voltage Source Converter* (VSC): possui capacidade de controle independente dos fluxos de potência ativa e reativa, característica que traz elevada flexibilidade para o conversor. Nesse conversor, a tensão no lado de corrente contínua é constante e o fluxo de potência se dá pela variação da corrente que ali circula; e
- ❑ *Current Source Converter* (CSC): também possui capacidade de controle dos fluxos de potência ativa e reativa, no entanto, nesse conversor a corrente no lado de corrente contínua é constante e o fluxo de potência se dá pela variação da tensão.

Segundo a forma de comutação dos componentes semicondutores utilizados, há dois tipos:

- ❑ Comutados pela rede: quando comparados aos dispositivos autocomutados, os dispositivos FACTS comutados pela rede apresentam custo inferior e são baseados em tiristores. Nesses dispositivos o sinal da rede é referência para a comutação dos tiristores;
- ❑ Autocomutados: os dispositivos autocomutados apresentam custo maior e apresentam maiores perdas, no entanto são mais flexíveis e permitem estratégias de controle mais sofisticadas (HINGORANI; GYUGYI; EL-HAWARY, 2000).

2.2.2 Princípio de funcionamento do UPFC

A figura 1 do capítulo 1 ilustra o equipamento denominado *Unified Power Flow Controller* (UPFC). Esse equipamento, que é composto por um *Static Synchronous Series Compensator* (SSSC) e um *Static Synchronous Compensator* (STATCOM) conectados de tal maneira que compartilham um capacitor em comum, é capaz de controlar simultaneamente os fluxos de potência ativa e reativa entre os terminais B_1 e B_2 (FRONTIN, 2013). Nesse contexto, a potência ativa pode ser injetada em ambos os sentidos, entre os terminais onde o SSSC é instalado, e a potência reativa pode ser injetada no terminal onde o STATCOM é instalado. Portanto, o UPFC é capaz de controlar simultaneamente a impedância do sistema, a magnitude da tensão em um terminal e os fluxos de potência ativa e reativa através dele, por meio do controle de injeção de tensão em série e em paralelo com o sistema elétrico de potência.

Na seção 2.2.2.1 é apresentado o fluxo de potência ativa e reativa entre dois terminais de um sistema elétrico, onde há um SSSC e na seção 2.2.2.2 é apresentado o fluxo de potência entre dois terminais de um sistema elétrico, onde há um STATCOM. Na seção 2.2.3 são apresentados os detalhes do UPFC com esses dois elementos utilizados em conjunto.

2.2.2.1 *Static Synchronous Series Compensator* (SSSC)

O SSSC é um compensador série baseado em um conversor eletrônico do tipo VSC que utiliza semicondutores autocomutados *Insulated-Gate Bipolar Transistor* (IGBT) e é inserido no sistema de transmissão entre dois terminais, por meio de um transformador de acoplamento, conforme ilustrado na figura 18.

Figura 18 – *Static Synchronous Series Compensator*

Fonte: o autor.

O SSSC se comporta como uma reatância controlável, instalada em série com os terminais B_1 e B_2 , que é capaz de trocar potência reativa com o sistema de transmissão, independentemente da corrente que circula no mesmo. Sendo assim, essa reatância série controlada pode ser representada por uma fonte de tensão ideal $-\dot{V}_{SE}$. Nesse caso, a

potência reativa que o equipamento fornece ao sistema de transmissão pode ser obtida a partir da potência complexa injetada no terminal B_2 a partir do terminal $B_1 - \bar{S}_{B_1 B_2}$.

$$\bar{S}_{B_1 B_2} = \dot{V}_{B_1} \cdot \dot{I}_{B_1 B_2}^* \quad (12)$$

Admitindo que o barramento que conecta o SSSC ao terminal B_2 seja representado por uma reatância série $-X$, pode-se reescrever a equação 12, conforme a equação 13.

$$\bar{S}_{B_1 B_2} = \dot{V}_{B_1} \cdot \left(\frac{\dot{V}_{B_1} + \dot{V}_{SE} - \dot{V}_{B_2}}{j \cdot X_{se}} \right)^* \quad (13)$$

Dado que:

$$\dot{V}_{B_1} = V_{B_1} \angle \theta_{B_1} = V_{B_1} [\cos(\theta_{B_1}) + j \cdot \sin(\theta_{B_1})]$$

$$\dot{V}_{B_2} = V_{B_2} \angle \theta_{B_2} = V_{B_2} [\cos(\theta_{B_2}) + j \cdot \sin(\theta_{B_2})]$$

$$\dot{V}_{SE} = V_{SE} \angle \theta_{SE} = V_{SE} [\cos(\theta_{SE}) + j \cdot \sin(\theta_{SE})]$$

Pode-se reescrever a equação 13 conforme a seguir.

$$\bar{S}_{B_1 B_2} = j \cdot \frac{\dot{V}_{B_1}}{X_{se}} \cdot (\dot{V}_{B_1} + \dot{V}_{SE} - \dot{V}_{B_2})^* \quad (14)$$

E as potências ativa e reativa injetadas no terminal B_2 por meio do terminal B_1 são dadas pelas equações 15, 16 e 17.

$$\bar{S}_{B_1 B_2} = \underbrace{\Re \left\{ j \cdot \frac{\dot{V}_{B_1}}{X_{se}} \cdot (\dot{V}_{B_1} + \dot{V}_{SE} - \dot{V}_{B_2})^* \right\}}_{P_{B_1 B_2}} + j \cdot \underbrace{\Im \left\{ j \cdot \frac{\dot{V}_{B_1}}{X_{se}} \cdot (\dot{V}_{B_1} + \dot{V}_{SE} - \dot{V}_{B_2})^* \right\}}_{Q_{B_1 B_2}} \quad (15)$$

Onde:

$$P_{B_1 B_2} = \frac{V_{B_1} \cdot V_{SE} \cdot \sin(\theta_{SE} - \theta_{B_1}) - V_{B_1} \cdot V_{B_2} \cdot \sin(\theta_{B_2} - \theta_{B_1})}{X_{se}} \quad (16)$$

$$Q_{B_1 B_2} = \frac{V_{B_1}^2 + V_{B_1} \cdot V_{SE} \cdot \cos(\theta_{B_1} - \theta_{SE}) - V_{B_1} \cdot V_{B_2} \cdot \cos(\theta_{B_1} - \theta_{B_2})}{X_{se}} \quad (17)$$

Sendo assim, pode-se perceber que o SSSC é capaz de fornecer um incremento de potência reativa ao sistema de transmissão, que é proporcional à magnitude da tensão entre os seus terminais e à defasagem entre a tensão no terminal B_1 e a tensão $\dot{V}_{SE}$.

Além disso, as duas equações indicam que é possível controlar ambas as potências. No entanto, caso a defasagem mencionada seja nula, há apenas injeção de potência reativa.

2.2.2.2 Static Synchronous Compensator (STATCOM)

O STATCOM é um compensador paralelo baseado em um conversor eletrônico do tipo VSC que utiliza semicondutores autocomutados IGBT e é inserido no sistema de transmissão entre um terminal e o neutro, por meio de um transformador de acoplamento, conforme ilustrado na figura 19. Esse equipamento tem o objetivo de melhorar a estabilidade dinâmica do sistema elétrico através do controle do fator de potência e da regulação de tensão (CAVALIERE, 2001).

Figura 19 – *Static Synchronous Compensator*

Fonte: o autor.

Conforme ilustrado nessa figura, o STATCOM se comporta como uma reatância controlável, instalada entre o terminal B_1 e o neutro, que é capaz de trocar potência reativa com o sistema de transmissão, independentemente da corrente que circula no mesmo. Sendo assim, essa reatância *shunt* controlada pode ser representada por uma fonte de tensão ideal – $\dot{V}_{SH}$. Nesse caso, a potência reativa que o equipamento fornece ao sistema de transmissão pode ser obtida a partir da potência complexa injetada no terminal B_2 a partir do terminal B_1 – $\bar{S}_{B_1B_2}$.

$$\bar{S}_{B_1B_2} = \dot{V}_{B_1} \cdot \dot{I}_{B_1B_2}^* \quad (18)$$

Admitindo que o barramento que conecta o terminal B_1 ao terminal B_2 seja representado por uma reatância série – X , pode-se reescrever a equação 18, conforme a equação 19.

$$\bar{S}_{B_1B_2} = \dot{V}_{B_1} \cdot \left(\frac{\dot{V}_{B_1} - \dot{V}_{B_2}}{j \cdot X} \right)^* \quad (19)$$

Dado que:

$$\dot{V}_{B_1} = \dot{V}_{SH}$$

E que:

$$\dot{V}_{SH} = V_{SH} \angle \theta_{SH} = V_{SH} [\cos(\theta_{SH}) + j \cdot \sin(\theta_{SH})]$$

Pode-se reescrever a equação 19 conforme a seguir.

$$\bar{S}_{B_1 B_2} = j \cdot \frac{\dot{V}_{SH}}{X} \cdot (\dot{V}_{SH} - \dot{V}_{B_2})^* \quad (20)$$

E as potências ativa e reativa injetadas no terminal B_2 por meio do terminal B_1 são dadas pelas equações 21, 22 e 23.

$$\bar{S}_{B_1 B_2} = \underbrace{\Re \left\{ j \cdot \frac{\dot{V}_{B_1}}{X} \cdot (\dot{V}_{SH} - \dot{V}_{B_2})^* \right\}}_{P_{B_1 B_2}} + j \cdot \underbrace{\Im \left\{ j \cdot \frac{\dot{V}_{SH}}{X} \cdot (\dot{V}_{SH} - \dot{V}_{B_2})^* \right\}}_{Q_{B_1 B_2}} \quad (21)$$

Onde:

$$P_{B_1 B_2} = \frac{V_{SH} \cdot V_{B_2} \cdot \sin(\theta_{SH} - \theta_{B_2})}{X} \quad (22)$$

$$Q_{B_1 B_2} = \frac{V_{SH}^2 - V_{SH} \cdot V_{B_2} \cos(\theta_{SH} - \theta_{B_2})}{X} \quad (23)$$

Sendo assim, pode-se perceber que o STATCOM é capaz de fornecer incrementos de potência ativa e reativa ao sistema de transmissão, que são proporcionais ao fasor da tensão $\dot{V}_{SH}$. A rigor, a tensão na barra B_1 depende também do equivalente de Thévenin conectado a esse terminal, mas pode ser controlada pelo STATCOM.

2.2.3 Detalhes do UPFC

O UPFC consiste na combinação entre um STATCOM e um SSSC, que permite a substituição de um equipamento com grande versatilidade de atuação, uma vez que é capaz de controlar tensões e fluxos de potência ativa e reativa no sistema de transmissão.

Por meio do UPFC pode-se injetar potência ativa e reativa em ambos os sentidos entre os terminais onde ele se encontra instalado (FRONTIN, 2013). Esse equipamento pode ser classificado como um compensador universal, com características operacionais que oferecem elevado grau de flexibilidade para o sistema de potência. Além disso, possui as vantagens listadas (ARNEZ, 2004):

- ❑ Espaço físico reduzido;
- ❑ Geração interna de tensão de compensação, independente da corrente da linha;
- ❑ Não apresenta ressonância com a impedância reativa da linha devido à baixa impedância dos conversores;
- ❑ Amortecimento altamente efetivo das oscilações de potência; e
- ❑ Operação em baixo nível de tensão.

O primeiro UPFC foi instalado na subestação Inez, que fica no estado de Kentucky, nos Estados Unidos e faz parte da área de operação do operador *Pennsylvania New Jersey Maryland* (PJM). O objetivo dessa instalação foi aumentar o fluxo de potência da linha de 138 [kV] que interliga as Subestações Inez com Big Standby, de capacidade final térmica de aproximadamente 950 [MVA]. Essa instalação ocorreu em duas etapas, no ano de 1998: primeiramente houve a instalação de um STATCOM com potência total de 320 [MW] e, posteriormente, um SSSC de características idênticas. Ambos proporcionaram uma maior flexibilidade operacional ao sistema de transmissão (SCHAUDER et al., 1998).

2.2.4 Modelagem do UPFC em um sistema de potência

Conforme ilustrado na figura 20 o UPFC pode ser modelado por duas fontes de tensão, sendo uma delas em série representando a parte da compensação série do UPFC (SSSC) a outra em paralelo representando a componente paralela (STATCOM). Nesse contexto, o fluxo de potências ativa e reativa que esse equipamento permite controlar está apresentado nas equações 24 e 25.

Figura 20 – Sistema de potência com o UPFC modelado

Fonte: o autor.

$$P_{B_1B_2} = \frac{V_{SH} \cdot V_{B_2} \cdot \sin(\theta_{SH} - \theta_{B_2}) - V_{SH} \cdot V_{SE} \cdot \cos(\theta_{SH} - \theta_{SE})}{X} \quad (24)$$

$$Q_{B_1B_2} = \frac{V_{SH}^2 + V_{SH} \cdot V_{SE} \cdot \cos(\theta_{SH} - \theta_{SE}) - V_{SH} \cdot V_{B_2} \cdot \cos(\theta_{SH} - \theta_{B_2})}{X} \quad (25)$$

Visto que o UPFC é um dispositivo FACTS cuja funcionalidade é baseada no controle de tensões, é essencial analisar as estratégias e comportamentos desse controle no sistema de transmissão a fim de melhorar as características do fluxo de potência. Conforme descrito em (HINGORANI; GYUGYI; EL-HAWARY, 2000) e (GYUGYI, 1992) as funções desempenhadas pelo UPFC são as seguintes:

- regulação e controle da tensão: permite a regulação e o controle da tensão no terminal B_1 através do STATCOM, gerando um incremento na magnitude de V_{B_1} , devido ao incremento do fasor de tensão em Δ_{B_1} ;
- compensação série reativa: é semelhante à função de compensação série capacitiva ou indutiva e consiste em inserir uma tensão em quadratura com a tensão no terminal B_1 ; e
- regulação do ângulo de fase: componente de tensão injetada de forma a causar um atraso ou adiantamento na tensão do terminal B_1 , ou seja, V_θ de mesma magnitude de V_{B_1} com sua fase alterada.

As funções de controle do UPFC estão ilustradas na figura 21.

2.2.5 Modelagem do UPFC em regime dinâmico

A análise do comportamento dinâmico do UPFC permite avaliar os seus transitórios e a estabilidade do sistema a que ele se encontra conectado e é importante na etapa de projeto desse equipamento e das estratégias de controle. Nesse contexto, há literatura especializada (GYUGYI, 1992; ARNEZ, 2004).

Visto que este trabalho tem como objetivo avaliar o impacto do UPFC na função de proteção de distância, os detalhes das estratégias de controle não são abordados, embora o comportamento dinâmico seja avaliado, no que diz respeito ao impacto que ele produz nessa função.

Figura 21 – Desempenho do UPFC

Fonte: ARNEZ (2004), adaptado pelo autor

2.3 Função de proteção de distância na presença do UPFC

Conforme apresentado na seção 2.1, a função de proteção de distância efetua o cálculo de seis elementos de impedância para determinar se a linha de transmissão protegida encontra-se operando em condições normais ou em curto-circuito. Logo, qualquer elemento que esteja conectado à linha de transmissão e contribua para modificações nos valores dos elementos de proteção deve ser levado em consideração, no momento em que são efetuados os ajustes da função de proteção de distância.

Em se tratando de elementos ativos conectados aos sistemas elétricos de potência, essa tarefa é particularmente difícil, visto que a previsão do seu comportamento quando submetidos a eventos de curto-circuito, que possuem natureza tipicamente aleatória, se torna bastante complexa.

O UPFC é um equipamento que interfere diretamente nos valores de tensões e correntes nos terminais onde ele se encontra conectado e, portanto, interfere no cálculo dos elementos de impedância. Nesta seção são apresentados aspectos do impacto do UPFC na função de proteção de distância.

A figura 22 apresenta uma linha de transmissão entre os terminais B_2 e B_3 conectada ao sistema interligado por meio de um UPFC instalado entre os terminais B_1 e B_2 . O IED em que se encontra instalada a função de proteção de distância utiliza sinais de tensões e correntes desse sistema de transmissão, por meio de TCs e TPs provenientes dos terminais

B_1 e/ou B_2 .

Figura 22 – Sistema de transmissão com a presença do UPFC

Fonte: o autor

Caso os sinais dos TCs e/ou TPs sejam provenientes do terminal B_1 , espera-se que o comportamento do UPFC tenha impacto no cálculo dos seis elementos de impedância. A seguir, são apresentados trabalhos que tratam deste assunto, especificamente.

2.3.1 Análise do impacto do UPFC apresentada na referência (KHEDERZADEH, 2008)

O trabalho descrito na referência (KHEDERZADEH, 2008) aborda o impacto do UPFC no comportamento da impedância calculada pela função de distância em um sistema de transmissão de 230 [kV], que possui um UPFC de 160 [MVA] instalado no meio de uma linha de transmissão de 200 [km]. Os resultados analisados nessa referência indicam que há alterações significativas no comportamento dos elementos de fase e de terra calculados pelo relé de distância.

As simulações apresentadas nesse trabalho indicam que o controle do fluxo de potência na linha foi efetuado por meio da regulação da tensão produzida pelo compensador SSSC do UPFC. Devido à alta magnitude da tensão de sequência zero em relação às sequências negativa e positiva, o impacto dessa componente é mais significativo do que de sua componente paralela, produzida pelo compensador STATCOM.

O diagrama R-X apresentado na figura 23 ilustra o comportamento do elemento de terra da fase A – $\bar{Z}_{AN}$ – para um curto-circuito fase-terra (AN), onde se nota o seu deslocamento para fora da primeira zona de atuação, evidenciando o maior impacto devido a componente série.

Figura 23 – Impedância aparente vista pelo relé de distância na presença de UPFC e STATCOM em falta fase - terra

Fonte: KHEDZERZDEH (2008), adaptado pelo autor.

A figura 24 apresenta o diagrama R-X para um curto-circuito fase-fase (BC) com o comportamento do elemento de fase – $\bar{Z}_{BC}$ que sofre alteração na presença do UPFC.

Figura 24 – Impedância aparente vista pelo relé de distância na presença de UPFC e STATCOM em falta fase - fase

Fonte: KHEDZERZDEH (2008), adaptado pelo autor.

O diagrama R-X da figura 25 ilustra o comportamento do elemento de terra – $\bar{Z}_{AN}$ – para um curto-circuito fase-terra (AN) em função da variação do ângulo de fase da tensão

em série injetada pelo UPFC. Nota-se que a impedância aparente vista pelo relé sofre variações de acordo com o valor dessa variável de controle.

Figura 25 – Impedância aparente vista pelo relé de distância para diferentes θ_{SE} ($0^\circ \leq \theta_{SE} \leq 360^\circ$)

Fonte: KHEDZERZDEH (2008), adaptado pelo autor.

O diagrama R-X da figura 26, ilustra que o elemento $\bar{Z}_{AN}$ sofre subbancance para um curto-circuito fase-terra (AN), que se torna mais severo quanto maior for a amplitude da tensão injetada pelo SSSC.

2.3.2 Análise do impacto do UPFC apresentada na referência (DESHMUKH; BEDI; PATNE, 2016)

O trabalho apresentado na referência (DESHMUKH; BEDI; PATNE, 2016) também investiga o impacto do UPFC no desempenho da proteção de distância, por meio da análise de uma falta fase-terra em uma linha de transmissão de circuito duplo de 500 [kV] e 200 [km] de comprimento, onde há um UPFC de 100 [MVA] instalado no meio de um dos circuitos.

Esse trabalho define a impedância aparente vista pelo relé conforme a equação 26.

Figura 26 – Impedância aparente vista pelo relé de distância para diferentes níveis de tensão da componente série

Fonte:

KHEDZERZDEH (2008), adaptado pelo autor.

$$\begin{aligned}
 \bar{Z}_{app} = & \underbrace{x \cdot \bar{z}_1}_{1^\circ \text{ termo}} + \underbrace{\frac{\dot{I}_{B1B2} \cdot (x - 0,5) \cdot \bar{z}_1}{\dot{I}_{B2} + k \cdot \dot{I}_{B20}}}_{2^\circ \text{ termo}} + \underbrace{\frac{\dot{V}_{SE}}{\dot{I}_{B2} + k \cdot \dot{I}_{B20}}}_{3^\circ \text{ termo}} + \dots \\
 & \dots + \underbrace{\frac{(x - 0,5) \cdot (\bar{z}_0 - \bar{z}_1) \cdot \dot{I}_{B1B20}}{\dot{I}_{B2} + k \cdot \dot{I}_{B20}}}_{4^\circ \text{ termo}} + \underbrace{\frac{\dot{I}_f \cdot R_f}{\dot{I}_{B2} + k \cdot \dot{I}_{B2}}}_{5^\circ \text{ termo}} \quad (26)
 \end{aligned}$$

Os termos dessa equação são:

- ❑ 1º termo: descreve a impedância de sequência positiva da linha de transmissão, do ponto de instalação dos transformadores de instrumentação até o local da falta;
- ❑ 2º termo: inclui o efeito da corrente de derivação $\dot{I}_{B1B2}$, injetada pelo STATCOM;
- ❑ 3º termo: inclui o efeito da tensão $\dot{V}_{SE}$ inserida pelo SSSC;
- ❑ 4º e 5º termos: são devidos à resistência de falta (uma vez que a indutância de falta é assumida como zero).

Essa equação permite observar que a impedância calculada pela função de distância pode variar, dependendo da corrente de derivação injetada pelo STATCOM e da tensão em série

inserida pelo SSSC, o que pode levar a uma operação incorreta por subalcançe, conforme ilustrado na figura 27.

Figura 27 – Trajetória da impedância equivalente

Fonte: DESHMUKH, BEDI e PATNE (2016), adaptado pelo autor.

2.3.3 Análise do impacto do UPFC apresentada na referência (KAZEMI; JAMALI; SHATERI, 2010)

Conforme observado no trabalho descrito na referência (KAZEMI; JAMALI; SHATERI, 2010), a impedância vista pelo relé de proteção é afetada devido a influência do UPFC presente no sistema. Essa influência é significativa e deve ser analisada uma vez que pode causar subbalcance nas zonas de proteção de distância do relé. Sendo o UPFC um dispositivo dinâmico, a sua influência na impedância estimada pela função de distância varia de acordo com as condições sistêmicas do momento analisado. A figura 28 apresenta a característica ideal da impedância de sequência positiva da linha sem a presença do UPFC durante uma falta.

Figura 28 – Trajetória da impedância sem a presença do UPFC

Fonte: KAZEMI, JAMALI e SHATERI (2010), adaptado pelo autor.

A figura 29 apresenta a característica da impedância de sequência positiva da linha com UPFC posicionado no meio da linha durante uma falta e a figura 30 considera o UPFC no final da linha.

Figura 29 – Trajetória da impedância com UPFC no meio da linha

Fonte: KAZEMI, JAMALI e SHATERI (2010), adaptado pelo autor.

Esse estudo propõe uma alteração na característica quadrilateral do relé por meio de um deslocamento nos seus *blindings* de acordo com a característica do UPFC. Dessa forma,

Figura 30 – Trajetória da impedância UPFC no final da linha

Fonte: KAZEMI, JAMALI e SHATERI (2010), adaptado pelo autor.

apresentam uma proteção mais abrangente, contudo, sem grandes alterações que possam impactar na confiabilidade do sistema.

A figura 31 apresenta a característica quadrilateral para o UPFC posicionado no final da linha e a figura 32 no meio da mesma, onde as linhas sólidas representam a característica quadrilateral convencional e as linhas pontilhadas a característica proposta no trabalho.

Figura 31 – Característica quadrilateral com UPFC no final da linha

Fonte: KAZEMI, JAMALI e SHATERI (2010), adaptado pelo autor.

Figura 32 – Característica quadrilateral com UPFC no meio da linha

Fonte: KAZEMI, JAMALI e SHATERI (2010), adaptado pelo autor.

2.3.4 Análise do impacto do UPFC apresentada na referência (KONG et al., 2018)

O trabalho descrito na referência (KONG et al., 2018) utiliza um projeto real de um UPFC a oeste de Nanjing na China para analisar os impactos na função de proteção de distância. O autor propõe a proteção de distância por meio das equações diferenciais que caracterizam a linha de transmissão, para a primeira zona e as demais zonas por meio da proteção de distância convencional. Segundo os autores, o método proposto não sofre interferência do UPFC por ter seu algoritmo baseado em valores instantâneos de tensões e corrente e apresenta uma aproximação ótima para o cálculo da distância da falta para defeitos internos à linha de transmissão protegida.

Contudo, para faltas externas à linha, as equações diferenciais não representam o fenômeno adequadamente. Logo a distância calculada não mais reflete a distância entre o ponto de falta e a barra onde os transformadores de instrumentação são instalados. Isso significa que se pode identificar um defeito interno ou externo pela variação na distância de falta calculada pelo método proposto.

Metodologia

3.1 Introdução

A utilização de FACTS em sistemas de transmissão de energia elétrica permite maior flexibilidade de operação e maior segurança, visto que as soluções normalmente empregadas são baseadas em equipamentos de eletrônica de potência controlados por sistemas rápidos e sofisticados. No entanto, a utilização dos FACTS traz novos desafios técnicos aos sistemas de transmissão, especialmente no que se refere à sua operação durante contingências severas, como curtos-circuitos.

Tipicamente, os sistemas de controle empregados são tecnologia proprietária, podem ser objeto de patentes ou de segredo industrial. Por essa razão, seu comportamento dinâmico não é naturalmente e facilmente caracterizável, quando submetidos a situações de curtos-circuitos. Essa circunstância traz desafios técnicos aos engenheiros de proteção, visto que cada tipo de FACTS de cada fabricante do setor elétrico pode ter comportamento distinto.

Sendo assim, qualquer proposta de solução para proteção de um sistema de transmissão onde se pretende instalar FACTS deve avaliar o comportamento desses equipamentos quando inseridos nesse sistema, para diversas condições de curto-circuito (com diferentes resistências de falta, fases envolvidas, distância de falta, ângulos de inserção, etc.) Em seguida, é preciso verificar o desempenho das proteções unitária, gradativa e intrínseca do sistema como um todo (OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO, 2016).

Nos capítulos 1 e 2 foram apresentadas as características do UPFC além de bibliografia especializada, que avalia o seu impacto na função de proteção de distância. É nesse cenário que se insere este trabalho, isto é, busca-se entender como relacionar os dois elementos que compõem o UPFC em um sistema de transmissão com o sistema de proteção, a fim de garantir que o sistema de proteção seja confiável, evitando danos ao próprio UPFC e

aos demais elementos constituintes do sistema de transmissão em caso de curtos-circuitos. Além disso, esse sistema de proteção deve ser seguro, evitando atuações indevidas, que podem indisponibilizar o sistema de transmissão, trazendo prejuízos financeiros e operacionais aos responsáveis pela concessão do serviço.

Sendo assim, este trabalho propõe uma metodologia que consiste em simular o UPFC no sistema de transmissão em que ele será inserido, a fim de analisar o seu comportamento e as suas respostas em diversas situações de contingência, incluindo todos os tipos de curtos-circuitos, variando-se as fases envolvidas, as resistências de falta, o ângulo de inserção e a distância da falta ao ponto de conexão do UPFC, bem como a sua influência na resposta função de proteção de distância, considerando os dois aspectos mencionados: confiabilidade e segurança.

É importante ressaltar que essa análise deve ser realizada para as diversas condições operativas do equipamento e para todas as possibilidades de posicionamento dos transformadores de instrumentação. Só assim é possível levantar uma quantidade de dados suficiente para mapear todos os seus impactos no sistema de proteção da linha de transmissão e propor soluções para garantir a sua melhor condição operacional.

3.1.1 Metodologia proposta

A metodologia proposta tem como ideia principal permitir um completo levantamento de dados que permita ao engenheiro de proteção analisar o impacto na proteção da linha de transmissão quando houver a necessidade de instalação do UPFC. Para tanto é proposta uma rotina de simulações e testes que, quando configurados para o sistema de transmissão de interesse e executados conforme sugerido, possibilitam a decisão quanto a posição de instalação dos transformadores de instrumentação, bem como indicam os ajustes na função de proteção de distância.

Esse procedimento está ilustrado na figura 33.

Figura 33 – Fluxograma da metodologia proposta

Fonte: o autor.

A metodologia proposta neste texto e ilustrada na figura 33 consiste nas seguintes etapas:

- ❑ implementar o modelo do sistema de transmissão a ser instalado em *software* de simulação: normalmente se utilizam *softwares* padronizados para esse tipo de simulação, tais como o Análise de Faltas Simultâneas (ANAFAS), o *Alternative Transients Program* (ATP), o *Power Systems Computer Aided Design* (PSCAD), etc.;
- ❑ implementar o modelo do UPFC bem como seus sistemas de controle nesse *software*: é possível desenvolver modelos numéricos que atendam às necessidades de simulação considerando a dinâmica dos sistemas de proteção, utilizando as informações dos próprios fabricantes de UPFC. Vale ressaltar que já existem iniciativas nesse sentido, para a modelagem dos conversores eletrônicos utilizados em aplicações de geração distribuída. Atualmente os fabricantes são *encorajados* a elaborar modelos dos seus conversores para estudos de curto-circuito no ANAFAS;
- ❑ configurar os controles do UPFC: a partir da curva de capacidade do UPFC e dos seus parâmetros de projeto é possível determinar quais configurações devem ser

analisadas no contexto dos sistemas de proteção que se pretende ajustar;

- ❑ implementar os modelos dos transformadores de instrumentação: a partir dos dados desses equipamentos é possível desenvolver os modelos com o nível de detalhamento que se deseja;
- ❑ elaborar uma rotina de testes: essa rotina de testes deve envolver a simulação de diversos tipos de curto-circuito, variando-se sua posição, resistência de falta, ângulo de incidência, fases envolvidas, carregamento da linha de transmissão, posição dos transformadores de instrumentação, etc.;
- ❑ avaliar o desempenho do sistema de proteção: isso pode ser feito por meio da elaboração uma rotina de *software* que emule o sistema de proteção, ou exportando os dados de simulação em formato digital para uma caixa de testes e avaliando o desempenho real desse sistema, ou ainda, utilizando um equipamento para simulação digital de tempo real como o *Real Time Digital Simulator* (RTDS), também avaliando o desempenho real do sistema de proteção;
- ❑ avaliar os resultados das simulações: determinar taxa de falhas de segurança e de operação, a fim de verificar a confiabilidade do sistema de proteção como um todo e os ajustes propostos para as funções de proteção a serem utilizadas, bem como os tempos de *pickup* e de acomodação dessas funções, para avaliar a sua estabilidade.

Vale ressaltar que para melhor representatividade dos resultados obtidos com o procedimento proposto, os testes e simulações devem ser executados com dados reais do UPFC a ser utilizado, bem como suas devidas características operacionais, que devem ser disponibilizadas previamente pelo fabricante, uma vez que tais elementos são construídos de forma customizada para o sistema em que será implantado.

Essa metodologia proposta foi utilizada neste trabalho e os resultados apresentados no capítulo 4, que possuem uma quantidade de dados satisfatória, fornecem subsídios para a tomada de decisão no que tange a função de proteção de distância e o posicionamento dos transformadores de instrumentação.

Resultados

4.1 Introdução

Este capítulo apresenta os resultados de simulações de um sistema de transmissão típico que utiliza UPFC. Esses resultados foram obtidos por meio da metodologia apresentada no capítulo 3 de modo que fosse possível compreender o impacto do UPFC na função de proteção de distância.

Os detalhes sobre o sistema simulado e sobre o UPFC estão apresentados nos itens 4.1.1 e 4.1.2. Nas demais seções são apresentados os detalhes dos casos de simulação, o comportamento do sistema frente a esses casos, bem como o desempenho da função de distância.

4.1.1 Características do sistema de transmissão utilizado

O sistema de transmissão utilizado para avaliação do impacto do UPFC na função de proteção de distância é implementado pela função `<power_upfc_gto48p>` do MATLAB®.

Para as simulações executadas nesse trabalho, foi utilizado o modelo disponível no software MATLAB® 2015a juntamente com o sistema para o qual esse UPFC foi customizado, conforme unifilar apresentado na figura 34.

Essas simulações consideram situações de curto-circuito fase-terra (AN), dupla-fase (BC), dupla-fase-terra (BCN) e trifásico (ABC) com e sem a presença do UPFC, para que fosse possível avaliar as condições de *pickup* e acomodação da função de proteção de distância.

Figura 34 – Unifilar do Sistema

Fonte: o autor.

O sistema que está ilustrado na figura 34 possui nível de tensão de 500 [kV] e quatro barras: B_1 , B_2 , B_3 e B_4 . As barras B_1 , B_3 e B_4 correspondem aos pontos de conexão do sistema de transmissão e do UPFC ao restante do sistema elétrico e os dados das tensões equivalentes de Thèvenin ($\dot{V}_{th}$), bem como suas potências de curto-circuito trifásicas ($\bar{S}_{cc,3\phi}$) estão apresentados na tabela 3.

Tabela 3 – Dados dos equivalentes nas barras B_1 , B_3 e B_4

Barra	$\dot{V}_{th}$ [kV]	$\bar{S}_{cc,3\phi}$ [MVA]
B_1	524,55 $\angle$ 9,2°	8500 $\angle$ 84.29°
B_3	500,00 $\angle$ - 10,8°	6500 $\angle$ 82.87°
B_4	490,00 $\angle$ - 30,8°	9000 $\angle$ 84.29°

Fonte: o autor.

Os equivalentes e as barras estão interligados por meio de três linhas de transmissão de alta tensão: a linha L_1 , que interliga as barras B_1 e B_4 e possui 200 [km] de comprimento; a linha L_2 , que interliga as barras B_2 e B_3 e possui 75 [km] de comprimento; e a linha L_3 , que interliga as barras B_3 e B_4 e possui 180 [km] de comprimento. Os dados das impedâncias de sequência dessas três linhas estão apresentados na tabela 4.

Tabela 4 – Dados das Linhas do Sistema- unidades por [km]

Linhas	R_0 [Ω]	L_0 [mH]	C_0 [ηF]	R_1 [Ω]	L_1 [mH]	C_1 [ηF]
L_1	0,386	4,126	7,751	0,254	0,934	12,740
L_2	0,386	4,126	7,751	0,254	0,934	12,740
L_3	0,386	4,126	7,751	0,254	0,934	12,740

Fonte: o autor.

4.1.2 Características do *Unified Power Flow Controller*

O UPFC utilizado nas simulações é baseado em conversores *Gate Turn-Off Thyristor* (GTO) de quarenta e oito níveis e 100 [MVA] de potência nominal (MATHWORKS, 2016). Esse UPFC está localizado a montante da linha L_2 , entre as barras B_1 e B_2 , e é capaz de controlar as potências ativas e reativas que circulam pelas barras B_1 e B_2 , assim como controlar a tensão na barra B_1 .

Os conversores STATCOM e SSSC trocam energia entre si por meio de um barramento de corrente contínua. Além disso, o SSSC pode inserir o máximo de 10% da tensão nominal fase-terra, que é equivalente a 28,87 [kV].

Além da operação conjunta de ambos os conversores, na configuração UPFC, o modelo utilizado nas simulações permite a operação apenas como STATCOM, com capacidade de controle da tensão no barramento B_1 , ou apenas como SSSC, com capacidade de controle da tensão inserida em série com os terminais B_1 e B_2 .

Quando os dois conversores estão operando no modo UPFC, o conversor STATCOM controla a tensão do barramento B_1 por meio da energia reativa absorvida ou produzida, permitindo também a transferência ativa de energia para o conversor SSSC pelo barramento de corrente contínua. Esse conversor opera em um ângulo de condução constante ($\sigma = 180^\circ - 7,5^\circ = 172,5^\circ$) produzindo uma forma de onda de tensão de 48 níveis, apresentando níveis harmônicos significativos para as harmônicas de ordem 47^a e 49^a. O conversor SSSC é capaz de inserir até 10% da tensão nominal de fase com ângulo variando de 0° a 360° , em série com os terminais B_1 e B_2 , variando-se o seu ângulo de condução σ .

Quando o sistema de transmissão opera sem a contribuição do UPFC o fluxo de potência é de 870 [MW] e -60 [MVar] da barra B_1 para a barra B_2 . Caso o UPFC esteja operando nesse sistema o fluxo de potência pode ser alterado pela curva de capacidade do UPFC. O resultado está ilustrado na figura 35.

Figura 35 – Curva de capacidade do UPFC com 0.1 [pu] de tensão série inserida

Fonte: MATLAB[®], adaptado pelo autor.

4.2 Descrição dos casos de simulação

Os casos de simulação foram elaborados com o objetivo de se analisar o desempenho da função de proteção de distância para diversos tipos de curtos-circuito, considerando diversos pontos distintos, resistências de falta, fases envolvidas, ângulos de inserção, bem como diversas condições operativas do sistema elétrico e do UPFC.

As simulações foram elaboradas considerando-se os quatro tipos de curtos-circuitos (fase-terra, dupla-fase, dupla-fase-terra e trifásico) aplicados em cinco pontos distintos da linha de transmissão L_2 ($D_{falta} = 15, 30, 45, 50$ e 65 [km]).

Para os curtos-circuitos trifásicos e dupla-fase foram consideradas quatro resistências de falta distintas ($R_{falta} = 0, 1, 2$ e 5 [Ω]), que representam o arco primário característico dessas ocorrências, e para os curtos-circuitos fase-terra e dupla-fase-terra foram consideradas cinco resistências de falta ($R_{falta} = 0, 1, 2, 5$ e 10 [Ω]), que representam também a resistência do aterramento das torres de transmissão, além da resistência do arco primário.

Para o completo entendimento do impacto do UPFC na função de proteção de distância, foram feitas simulações para quatro níveis de operação distintos. Todos esses níveis respeitam a curva de capacidade ilustrada na figura 35 e estão apresentados na tabela 5. Ademais, optou-se por efetuar testes no sistema proposto com a retirada total do UPFC,

possibilitando a comparação dos tempos de atuação e acomodação da função de proteção de distância em todos os casos.

É importante ressaltar que o cenário com a presença do UPFC injetando potência ativa e reativa nulas no sistema é diferente do cenário sem a presença desse equipamento, visto que durante transitórios o UPFC pode contribuir com a transferência de potência ativa e reativa, mesmo com seus ajustes nulos.

Tabela 5 – Níveis de transferência de potência devido ao UPFC

Nível do UPFC	P_{ref} [pu]*	Q_{ref} [pu]*
0	0	0
1	9,13	1,17
2	10,16	-0,25
3	8,44	-0,63

*A potência de base é 100 [MVA]

Fonte: o autor.

Para todas as simulações foram consideradas quatro possibilidades de instalação para os transformadores de instrumentação, representadas pela nomenclatura B_x-B_y . O primeiro termo é referente à barra onde está conectado o TP e o segundo é referente à barra onde está conectado o TC. Dessa forma tem-se:

- B_1-B_1 : ambos os transformadores de instrumentação instalados na barra B_1 ;
- B_1-B_2 : os TPs instalados na barra B_1 e os TCs instalados na barra B_2 ;
- B_2-B_1 : os TPs instalados na barra B_2 e os TCs instalados na barra B_1 ; e
- B_2-B_2 : ambos os transformadores de instrumentação instalados na barra B_2 .

As simulações foram ajustadas com tempo máximo de $\frac{40}{60}$ de segundos, levando em consideração dois ângulos de incidência distintos para a ocorrência da falta: $t_{falta} = \frac{22}{60}$ [s] e $t_{falta} = \frac{22,25}{60}$ [s], permitindo a análise do impacto da componente unidirecional da corrente de falta no cálculo fasorial a partir da transformada discreta de Fourier (TDF).

Essas simulações estão descritas na tabela 6. Conforme apresentado nessa tabela, foram feitas três mil trezentos e sessenta simulações no total.

Tabela 6 – Simulações de curto-circuito efetuadas

Fases envolvidas	Entradas TPs/TCs	D_{falta} [km]	R_{falta} [Ω]	Nível do UPFC	t_{falta} [s]	Elementos analisados	Total
ABC	B_x-B_y	15, 30,	0, 1,	0,	0,367	Todos	800
AN		45,	2,	1,		AN	960
BC		50 e	5 e	2 e	0,375	BC	640
BCN		65	10*	3		BC	960

*Para os curtos-circuitos fase-terra e dupla-fase-terra

Fonte: o autor.

4.3 Ajustes da função de proteção de distância

O ajuste da função de distância passa inicialmente pela a decisão de qual característica deve ser utilizada, dentre aquelas apresentadas no capítulo 2. Como o objetivo da função de proteção de distância é proteger uma linha curta de extra-alta tensão, que apresenta uma resistência de sequência positiva pequena quando comparada com as elevadas resistências de falta empregadas, faz-se necessário selecionar uma característica que seja adequada para considerar o deslocamento da impedância ocasionado por essas circunstâncias. Para tanto, foi escolhida arbitrariamente uma característica mho do tipo tomate, cujo ângulo de comparação é de 135° . O ajuste da primeira zona protege até 85% da linha L_2 (delimitada pelas barras B_2 e B_3) e todos os casos de simulação devem sensibilizar idealmente apenas a função de proteção nessa zona de atuação.

A segunda e terceira zonas estão ajustadas para proteger até 120% e 250%, respectivamente, dessa linha de transmissão, enquanto a zona reversa está ajustada para proteger até 50% da mesma linha, porém a montante da barra B_2 .

4.4 Análise do desempenho da função de proteção de distância para as simulações

As análises dos resultados obtidos levou em consideração todas as simulações descritas na tabela 6. Para cada uma foram efetuadas análises do tempo de acomodação e tempo de *pickup* da proteção, que estão ilustrados na figura 36 e são definidos como:

- **Tempo de acomodação:** intervalo de tempo, em [s], entre a última amostra da simulação e a primeira amostra que se encontra dentro de uma circunferência com raio 5% da impedância dessa última amostra, sem que haja amostras subsequentes registradas fora dessa circunferência; e

- **Tempo de *pickup***: intervalo de tempo, em [s], entre o instante de ocorrência da falta e a primeira amostra a ser registrada na primeira zona, sem que haja amostras subsequentes registradas fora da referida zona.

Figura 36 – *Pickup* e Acomodação

Fonte: o autor.

Tanto para o tempo de acomodação quanto para o tempo de *pickup* foram levantados os seus valores médios e desvios-padrões, seus valores máximos e mínimos, bem como os histogramas com os intervalos de tempo obtidos. Sendo assim, tem-se:

- Tempo médio de acomodação e de *pickup*: média de todos tempos obtidos para todas as simulações efetuadas, para cada uma das grandezas de interesse;
- Desvio padrão dos tempos de acomodação e de *pickup*: desvio padrao de todos os tempos obtidos para todas as simulações efetuadas, para cada uma das grandezas de interesse;
- Tempo máximo de acomodação e de *pickup*;
- Tempo mínimo de acomodação e de *pickup*; e

- Histograma dos tempos de acomodação por faixa de tempo, em [ms] (<20 , $20-40$, $40-60$, $60-80$, $80-100$, $100-120$ e >120).
- Histograma dos tempos de *pickup* em termos de frações de ciclo de 60 [Hz] ($< 0,5$; $0,5-0,75$; $0,75-1$; $1-1,25$; $1,25-1,5$; $1,5-1,75$; $1,75-2$; e > 2).

Além disso, são apresentadas as taxas de falha de operação e de segurança da função de proteção de distância, para caracterizar a confiabilidade dessa função no cenário das simulações.

Destaca-se que durante a etapa de coleta de dados, constatou-se que a variação no ângulo de incidência não produziu diferenças sensíveis nos resultados e, portanto, optou-se por incorporar os resultados de ambos os ângulos de incidência para compor tabelas únicas.

Para cada tipo de curto-circuito um caso específico é descrito e analisado, apresentando-se as curvas de tensão e corrente, assim como a característica do relé durante o curto-circuito para as quatro posições dos transformadores de instrumentação.

4.4.1 Análise global da função de proteção de distância sem a presença do UPFC

Para esta análise foram simulados cento e oitenta casos de curto-circuito com o UPFC removido do sistema de transmissão. Para tanto, utilizou-se os mesmos dados das simulações apresentadas na tabela 6, que incluem as variações de distância, resistência de falta e ângulo de incidência (evidentemente só existe o bay de linha para instalação dos transformadores de instrumentação, visto que o UPFC foi removido).

Esses casos servem como base de comparação para as análises da resposta da função de proteção de distância com o UPFC fazendo parte do sistema.

Como era esperado, em todos os casos simulados houve *pickup* da função de distância na sua primeira zona e os valores dos tempos de *pickup* estão apresentados nas tabelas 7, 8, 9 e 10.

Tabela 7 – Tempos de *pickup* sem o UPFC, em [ms]

Tipo de curto-circuito	Média	Desvio Padrão	Máximo	Mínimo
BC	11,71	3,78	29,69	7,29
BCN	12,43	5,67	29,69	7,29
AN	11,02	4,56	30,21	6,25
ABC	11,64	4,14	30,73	5,73

Fonte: o autor.

Tabela 8 – Tempos de acomodação sem o UPFC, em [ms]

Tipo de curto-circuito	Média	Desvio Padrão	Máximo	Mínimo
BC	27,21	11,12	46,88	15,63
BCN	30,91	13,94	46,88	15,63
AN	24,22	8,98	42,19	15,63
ABC	30,95	8,37	46,88	15,63

Fonte: o autor.

Tabela 9 – Histograma dos tempos de *pickup* sem o UPFC

Fração de ciclo de 60 [Hz]	Tipos de curto-circuito			
	BC	BCN	AN	ABC
<0,50	4	9	13	31
0,5–0,75	20	21	23	122
0,75–1,00	14	12	12	74
1,00–1,25	1	4	0	5
1,25–1,50	0	0	0	0
1,50–1,75	0	0	0	2
1,75–2,00	1	4	2	6
>2,00	0	0	0	0
NA*	0	0	0	0

*NA–Não Aplicável, pois não houve pickup

Fonte: o autor.

Tabela 10 – Histograma dos tempos de acomodação sem o UPFC

Tempo [ms]	Tipos de curto-circuito			
	BC	BCN	AN	ABC
<20	20	25	25	22
20–40	11	1	23	114
40–60	9	24	2	24
60–80	0	0	0	0
80–100	0	0	0	0
100–120	0	0	0	0
>120	0	0	0	0

Fonte: o autor.

4.4.2 Análise global da função de proteção de distância com a presença do UPFC

As tabelas 11 e 12, assim como os gráficos das figuras 37 e 38 apresentam o tempo médio de *pickup* e acomodação, respectivamente, para cada tipo de curto-circuito, considerando as posições dos TPs e TCs.

Uma avaliação preliminar dos dados apresentados nessas tabelas e gráficos evidencia que a função de proteção de distância possui melhor desempenho quando os transformadores de instrumentação estão instalados na configuração B_2-B_2 , como era de se esperar.

Contudo, comparando esse desempenho ao desempenho da função de distância para o sistema sem a presença do UPFC, ainda é possível perceber uma elevação nos tempos de *pickup* e acomodação, o que indica que o UPFC interfere negativamente, mesmo no caso em que os transformadores de instrumentações estão na configuração B_2-B_2 .

Tabela 11 – Tempo médio de *pickup* [ms]

Configuração dos TPs e TCs	Tipos de curto-circuito			
	BC	BCN	AN	ABC
B_1-B_1	14,82	16,63	NA*	25,69
B_1-B_2	12,59	12,27	NA*	13,05
B_2-B_1	14,67	15,35	20,21	26,74
B_2-B_2	12,14	12,81	15,21	12,15
SEM UPFC	11,71	12,43	11,02	11,64

*NA–Não Aplicável, pois não houve pickup

Fonte: o autor.

Figura 37 – Tempo médio de *pickup*

Fonte: o autor.

Tabela 12 – Tempo médio de acomodação [ms]

Configuração dos TPs e TCs	Tipos de curto-circuito			
	BC	BCN	AN	ABC
B_1-B_1	86,40	84,42	NA*	136,46
B_1-B_2	28,61	36,33	NA*	59,23
B_2-B_1	77,03	91,89	106,54	121,24
B_2-B_2	27,08	31,69	60,72	32,53
SEM UPFC	27,21	30,91	24,22	30,95

*NA–Não Aplicável, pois não houve pickup

Fonte: o autor.

Figura 38 – Tempo médio de acomodação

Fonte: o autor.

4.4.3 Análise dos curtos-circuitos dupla-fase

A análise detalhada para os curtos-circuitos dupla-fase consiste na determinação dos tempos de *pickup* e de acomodação da função de distância na presença do UPFC, considerando os quatro níveis de compensação propostos para as simulações, bem como a descrição e análise de um caso específico de simulação, que está apresentado no item 4.4.3.1.

A tabela 13 apresenta os valores médios, desvios-padrões, máximos e mínimos dos tempos de *pickup*, considerando os quatro níveis de compensação do UPFC.

Tabela 13 – Comportamento dos tempos de *pickup* para o curto-circuito dupla-fase

Configuração dos TPs e TCs	Média [ms]	Desvio padrão [ms]	Máximo [ms]	Mínimo [ms]
UPFC: 0				
B_1-B_1	15,31	6,90	47,4	8,33
B_1-B_2	12,89	2,11	16,14	8,33
B_2-B_1	15,06	8,44	47,4	7,81
B_2-B_2	12,28	3,47	29,17	7,81
UPFC: 1				
B_1-B_1	14,84	6,74	46,88	8,33
B_1-B_2	12,51	2,10	15,63	7,81
B_2-B_1	14,79	7,51	46,35	7,81
B_2-B_2	12,30	3,59	29,69	7,29
UPFC: 2				
B_1-B_1	14,36	6,18	46,88	8,33
B_1-B_2	12,43	2,04	15,63	7,81
B_2-B_1	14,54	7,26	44,79	7,81
B_2-B_2	12,10	3,52	29,17	7,29
UPFC: 3				
B_1-B_1	14,79	6,61	46,35	8,33
B_1-B_2	12,53	2,10	15,63	7,81
B_2-B_1	14,28	7,32	45,31	7,29
B_2-B_2	11,88	3,50	29,17	7,29

Fonte: o autor.

Comparando o resultado do desempenho da função de distância para os quatro níveis de compensação do UPFC, nas quatro configurações de medição (B_1-B_1 , B_1-B_2 , B_2-B_1 e B_2-B_2), percebe-se que a alteração desses modos pouco interfere, ou seja, uma vez que o UPFC esteja operando dentro dos limites de sua curva de capacidade a variação no desempenho da proteção de distância pode ser considerada desprezível. No entanto, é importante ressaltar que, embora a variação no desempenho da função de distância seja desprezível, o desempenho global é inferior ao caso do sistema operando sem a presença do UPFC.

Tomando o tempo médio de *pickup* como elemento de análise, percebe-se uma melhora nas configurações de medição B_1-B_2 e B_2-B_2 em oposição às configurações B_2-B_1 e B_1-B_1 . Esse mesmo comportamento aparece nas análises de desvios padrões e tempos máximos. Já os tempos mínimos não apresentam essa clara relação, visto que a variação entre eles é pequena.

Pode-se notar então que o compensador SSSC produz impacto mais significativo no desempenho da função de proteção de distância, do que o compensador STATCOM.

O histograma de *pickup* da figura 39, agrupa seus resultados por arranjo de conexão dos

transformadores de instrumentação, pois os mesmos interferem mais do que o nível de compensação do UPFC conforme apresentando na tabela 13. Percebe-se que há uma grande concentração de *pickups* nos intervalos 0,5–0,75 e 0,75–1,00.

Figura 39 – Histograma dos tempos de *pickup* para o curto-circuito dupla-fase

Fonte: o autor.

Detalhes dos dados utilizados para a elaboração do histograma da figura 39 podem ser observados na tabela 14.

Tabela 14 – Dados para o histograma dos tempos de *pickup* para o curto-circuito dupla-fase

	Configuração dos TPs e TCs	Nível de compensação do UPFC			
	B₁–B₁	0	1	2	3
Fração de ciclo de 60 [Hz]	< 0,50	0	0	0	0
	0,50–0,75	12	13	13	13
	0,75–1,00	20	20	20	20
	1,00–1,25	5	4	5	4
	1,25–1,50	0	0	0	0
	1,50–1,75	0	0	0	0
	1,75–2,00	1	2	1	2
	> 2,00	2	1	1	1
	NA*	0	0	0	0
Fração de ciclo de 60 [Hz]	B₁–B₂	0	1	2	3
	< 0,50	0	1	1	1
	0,50–0,75	15	14	14	14
	0,75–1,00	23	25	25	25
	1,00–1,25	2	0	0	0
	1,25–1,50	0	0	0	0
	1,50–1,75	0	0	0	0
	1,75–2,00	0	0	0	0
	> 2,00	0	0	0	0
	NA*	0	0	0	0
Fração de ciclo de 60 [Hz]	B₂–B₁	0	1	2	3
	< 0,50	1	1	2	2
	0,50–0,75	14	14	14	14
	0,75–1,00	19	19	19	19
	1,00–1,25	2	2	1	1
	1,25–1,50	0	0	0	0
	1,50–1,75	1	1	1	1
	1,75–2,00	0	0	1	0
	> 2,00	3	3	2	3
	NA*	0	0	0	0
Fração de ciclo de 60 [Hz]	B₂–B₂	0	1	2	3
	< 0,50	2	2	3	3
	0,50–0,75	17	18	18	21
	0,75–1,00	19	18	17	14
	1,00–1,25	1	1	1	1
	1,25–1,50	0	0	0	0
	1,50–1,75	0	0	0	0
	1,75–2,00	1	1	1	1
	> 2,00	0	0	0	0
	NA*	0	0	0	0

*NA–Não Aplicável, pois não houve pickup

Fonte: o autor.

Os tempos de acomodação para o curto-circuito dupla-fase estão apresentados na tabela 15. Nota-se que o melhor desempenho da função de distância ocorre novamente para as configurações B_1-B_2 e B_2-B_2 , considerando os quatro níveis de compensação do UPFC, o que se encontra de acordo com os tempos de *pickup*.

Ainda que os ajustes do UPFC causem uma variação mais sensível nos tempos de acomodação do que nos tempos de *pickup*, essa variação não caracteriza de forma clara e suficiente uma relação de dependência. Além disso, destaca-se os maiores tempos de acomodação na condição em que o UPFC está conectado na rede, porém sem injetar ativos ou reativos no sistema.

Tabela 15 – Comportamento dos tempos de acomodação para o curto-circuito dupla-fase

Configuração dos TPs e TCs	Média [ms]	Desvio padrão [ms]	Máximo [ms]	Mínimo [ms]
UPFC: 0				
B_1-B_1	102,65	15,49	125	68,75
B_1-B_2	29,43	11,61	73,44	19,27
B_2-B_1	87,35	16,08	133,33	51,04
B_2-B_2	28,72	9,25	62,5	18,23
UPFC: 1				
B_1-B_1	87,52	19,30	122,4	43,23
B_1-B_2	27,56	9,29	55,21	17,19
B_2-B_1	79,63	14,06	136,46	55,73
B_2-B_2	26,10	7,05	42,19	18,23
UPFC: 2				
B_1-B_1	80,66	19,92	119,27	38,02
B_1-B_2	29,33	12,83	68,23	18,23
B_2-B_1	73,63	18,10	122,92	35,94
B_2-B_2	26,52	7,16	42,19	16,15
UPFC: 3				
B_1-B_1	74,76	16,80	106,77	38,02
B_1-B_2	28,13	9,93	57,81	18,23
B_2-B_1	67,5	22,44	133,85	33,33
B_2-B_2	26,99	8,89	46,35	18,23

Fonte: o autor.

A análise do histograma dos tempos de acomodação, apresentado na figura 40, evidencia o melhor desempenho da função de distância para as configurações de medição B_1-B_2 e B_2-B_2 . Para essas configurações, a maior concentração de casos ocorreu nos intervalos 20–40 para os quatro níveis de compensação do UPFC.

Figura 40 – Histograma dos tempos de acomodação para o curto-circuito dupla-fase

Fonte: o autor.

Detalhes dos dados utilizados para a elaboração do histograma da figura 40 podem ser observados na tabela 16.

Considerando a confiabilidade da função de proteção de distância utilizada, pode-se afirmar que as simulações não indicaram falhas de operação ou falhas de segurança nos seis elementos da função de distância.

Tabela 16 – Dados para o histograma de acomodação dos curtos-circuitos dupla-fase

		Configuração dos TPs e TCs	Nível de compensação do UPFC			
		B_1-B_1	0	1	2	3
Tempo em [ms]		< 20	0	0	0	0
		20–40	0	0	1	1
		40–60	0	4	6	8
		60–80	4	11	12	15
		80–100	13	10	12	14
		100–120	18	14	9	2
		> 120	5	1	0	0
Tempo em [ms]		B_1-B_2	0	1	2	3
		< 20	1	10	13	9
		20–40	33	25	20	26
		40–60	5	5	6	5
		60–80	1	0	1	0
		80–100	0	0	0	0
		100–120	0	0	0	0
		> 120	0	0	0	0
Tempo em [ms]		B_2-B_1	0	1	2	3
		< 20	0	0	0	0
		20–40	0	0	2	4
		40–60	2	1	5	13
		60–80	8	18	22	13
		80–100	22	19	8	6
		100–120	7	1	2	2
		> 120	1	1	1	2
Tempo em [ms]		B_2-B_2	0	1	2	3
		< 20	9	15	15	18
		20–40	26	23	23	16
		40–60	4	2	2	6
		60–80	1	0	0	0
		80–100	0	0	0	0
		100–120	0	0	0	0
		> 120	0	0	0	0

Fonte: o autor.

4.4.3.1 Estudo de caso - curto-circuito dupla-fase

O estudo de caso consiste em um curto-circuito dupla-fase (BC), a 30 [km] da barra B_2 , com resistência de falta de 1 [Ω] e nível 1 de compensação do UPFC.

As figuras 41 e 42 apresentam os sinais de tensão e corrente na barra B_2 do sistema de transmissão, sem a presença do UPFC.

As figuras 43 e 44 apresentam os sinais de tensão nas barras B_1 e B_2 e, por fim, as figuras 45 e 46 apresentam os sinais de corrente nos ramos B_1-B_2 e B_2-B_3 do sistema de transmissão, essas com a presença do UPFC. Assim é possível visualizar o impacto gerado nas formas de onda pela presença desse elemento no sistema.

Comparando os sinais de tensão apresentados nas figuras, percebe-se a alteração nos sinais em B_1 em relação aos sinais em B_2 , devido à presença do SSSC que compõe o UPFC.

Com relação aos gráficos de corrente, o impacto é praticamente inexistente. Isso justifica a análise feita anteriormente acerca do desempenho da função de distância, em que as configurações de medição B_1-B_2 e B_2-B_2 proporcionaram desempenhos melhores dos que as configurações B_2-B_1 e B_1-B_1 .

Figura 41 – Tensões no terminal B_2 - Curto-circuito BC; $t_f = 0,37$; $R_f = 1$; $D_f = 30$; sem UPFC

Fonte: o autor.

Figura 42 – Correntes do terminal B_2 ao terminal B_3 - Curto-circuito BC; $t_f = 0,37$; $R_f = 1$; $D_f = 30$; sem UPFC

Fonte: o autor.

Figura 43 – Tensões no terminal B_1 - Curto-circuito BC; $t_f = 0,37$; $R_f = 1$; $D_f = 30$; Ajuste UPFC:1

Fonte: o autor.

Figura 44 – Tensões no terminal B_2 - Curto-circuito BC; $t_f = 0,37$; $R_f = 1$; $D_f = 30$; Ajuste UPFC:1

Fonte: o autor.

Figura 45 – Correntes do terminal B_1 ao terminal B_2 - Curto-circuito BC; $t_f = 0,37$; $R_f = 1$; $D_f = 30$; Ajuste UPFC:1

Fonte: o autor.

Figura 46 – Correntes do terminal B_2 ao terminal B_3 - Curto-circuito BC; $t_f = 0,37$; $R_f = 1$; $D_f = 30$; Ajuste UPFC:1

Fonte: o autor.

Esses dados servem como base para análise dos diagramas de impedância para esse curto-circuito nas quatro configurações de medição. Sendo assim:

- ❑ Figura 47 apresenta os elementos da função de distância para o caso de simulação sem a presença do UPFC;
- ❑ Figura 48 apresenta esses elementos para o caso de simulação com a presença do UPFC e configuração de medição B_2-B_2 ;
- ❑ Figura 49 apresenta os mesmos elementos, também para o caso de simulação com a presença do UPFC, porém com configuração de medição B_1-B_1 ;
- ❑ Figura 50 apresenta o mesmo que as duas anteriores, porém com configuração de medição B_1-B_2 ; e
- ❑ Figura 51 apresenta os mesmos elementos da função de distância para o mesmo caso de simulação com a presença do UPFC, porém com a configuração de medição B_2-B_1 .

Figura 47 – Elementos de proteção B_2-B_2 - Curto-circuito BC; $t_f = 0,37$; $R_f = 1$; $D_f = 30$; sem UPFC

Fonte: o autor.

Figura 48 – Elementos de proteção B_2-B_2 - Curto-circuito BC; $t_f = 0,37$; $R_f = 1$; $D_f = 30$; Ajuste UPFC: 1

Fonte: o autor.

Figura 49 – Elementos de proteção B_1-B_1 - Curto-circuito BC; $t_f = 0,37$; $R_f = 1$; $D_f = 30$; Ajuste UPFC: 1

Fonte: o autor.

Figura 50 – Elementos de proteção B_1-B_2 - Curto-circuito BC; $t_f = 0,37$; $R_f = 1$; $D_f = 30$; Ajuste UPFC: 1

Fonte: o autor.

Figura 51 – Elementos de proteção B_2-B_1 - Curto-circuito BC; $t_f = 0,37$; $R_f = 1$; $D_f = 30$; Ajuste UPFC: 1

Fonte: o autor.

Na figura 48 pode-se observar que o elemento $\bar{Z}_{BC}$ apresenta o comportamento esperado e caminha em direção à primeira zona da função de proteção de distância. Os tempos de *pickup* e de acomodação foram 10,42 [ms] e 18,23 [ms], respectivamente e são considerados aceitáveis tendo em vista os requisitos do ONS.

Na figura 49 percebe-se que o elemento $\bar{Z}_{BC}$ também caminha em direção à primeira zona da função de proteção de distância. Contudo, a configuração da medição utilizada (B_1-B_1) promove um pequeno deslocamento no plano complexo da impedância calculada. Os tempos de *pickup* e de acomodação são 11,46 [ms] e 89,58 [ms], respectivamente. Esses tempos indicam claramente que há uma redução no desempenho da função de distância devido ao elevado tempo de acomodação.

Na figura 50, é possível notar que o elemento $\bar{Z}_{BC}$ possui comportamento similar ao mesmo elemento da figura 48 (configuração de medição B_2-B_2). Com relação aos tempos de *pickup* e de acomodação, essa medição apresenta os valores de 10,42 [ms] e 18,23 [ms], respectivamente.

O elemento $\bar{Z}_{BC}$ ilustrado na figura 51 apresenta comportamento similar ao mesmo elemento da figura 49 (configuração de medição B_2-B_2). Ainda que esteja caminhando para a primeira zona, seu tempo de acomodação apresenta valor muito elevado, de 64,58 [ms], embora o tempo de *pickup* tenha o valor de 10,94 [ms].

4.4.4 Análise dos curtos-circuitos dupla-fase-terra

A análise detalhada para os curtos-circuitos dupla-fase-terra consiste na determinação dos tempos de *pickup* e de acomodação da função de distância na presença do UPFC, considerando os quatro níveis de compensação propostos para as simulações, bem como a descrição e análise de um caso específico de simulação, que está apresentado no item 4.4.4.1. Este procedimento é o mesmo que foi feito para a análise dos curtos-circuitos dupla-fase.

A tabela 17 apresenta os valores médios, desvios-padrões, máximos e mínimos dos tempos de *pickup*, considerando os quatro níveis de compensação do UPFC.

Tabela 17 – Comportamento dos tempos de *pickup* para o curto-circuito dupla-fase-terra

Configuração dos TPs e TCs	Média [ms]	Desvio padrão [ms]	Máximo [ms]	Mínimo [ms]
UPFC: 0				
B_1-B_1	20,13	15,97	67,19	8,33
B_1-B_2	12,60	2,32	16,15	8,33
B_2-B_1	15,90	9,33	47,40	7,81
B_2-B_2	12,93	5,26	29,17	7,81
UPFC: 1				
B_1-B_1	15,99	9,10	46,88	8,33
B_1-B_2	12,18	2,32	16,15	7,81
B_2-B_1	16,03	9,49	48,96	7,81
B_2-B_2	12,99	5,34	29,69	7,29
UPFC: 2				
B_1-B_1	15,19	7,96	45,83	8,33
B_1-B_2	12,05	2,25	15,63	7,81
B_2-B_1	14,83	7,71	42,71	7,81
B_2-B_2	12,78	5,39	29,69	7,29
UPFC: 3				
B_1-B_1	15,20	7,77	45,83	8,33
B_1-B_2	12,23	2,36	16,15	7,81
B_2-B_1	14,63	7,26	33,85	7,29
B_2-B_2	12,54	5,36	29,17	7,29

Fonte: o autor.

Observando-se o resultado do desempenho da função de distância para os quatro níveis de compensação do UPFC, nas quatro configurações de medição, percebe-se que o seu comportamento é similar ao comportamento observado para os curtos-circuitos dupla-fase, ainda que para o curto-circuito dupla-fase-terra os tempos de *pickup* possuam valores mais elevados.

Analisando-se o histogramas da figura 52, que trata dos tempos de *pickup*, percebe-se novamente que não há evidências de que o impacto do UPFC na proteção de distância dependa do seu nível de compensação. Pode-se notar nessa figura que uma grande

concentração dos tempos de *pickup* ocorre nos intervalos 0,5–0,75 e 0,75–1,00.

Figura 52 – Histograma dos tempos de *pickup* para o curto-circuito dupla-fase-terra

Fonte: o autor.

Detalhes dos dados utilizados para elaboração do histograma da figura 52 estão apresentados na tabela 18.

Tabela 18 – Dados para o histograma dos tempos de *pickup* para o curto-circuito dupla-fase-terra

	Configuração dos TPs e TCs	Nível de compensação do UPFC			
	B₁–B₁	0	1	2	3
Fração de ciclo de 60 [Hz]	< 0,50	0	0	0	0
	0,50–0,75	20	20	20	20
	0,75–1,00	16	20	20	20
	1,00–1,25	4	3	4	5
	1,25–1,50	0	1	1	0
	1,50–1,75	1	0	0	0
	1,75–2,00	2	3	3	3
	> 2,00	7	3	2	2
	NA*	0	0	0	0
Fração de ciclo de 60 [Hz]	B₁–B₂	0	1	2	3
	< 0,50	0	3	4	3
	0,50–0,75	20	17	16	17
	0,75–1,00	25	29	30	28
	1,00–1,25	5	1	0	2
	1,25–1,50	0	0	0	0
	1,50–1,75	0	0	0	0
	1,75–2,00	0	0	0	0
	> 2,00	0	0	0	0
	NA*	0	0	0	0
Fração de ciclo de 60 [Hz]	B₂–B₁	0	1	2	3
	< 0,50	4	4	5	5
	0,50–0,75	16	16	18	19
	0,75–1,00	18	17	16	16
	1,00–1,25	3	3	3	4
	1,25–1,50	2	3	3	0
	1,50–1,75	0	0	0	0
	1,75–2,00	0	1	0	2
	> 2,00	7	6	5	4
	NA*	0	0	0	0
Fração de ciclo de 60 [Hz]	B₂–B₂	0	1	2	3
	< 0,50	5	5	5	5
	0,50–0,75	21	22	24	27
	0,75–1,00	16	15	13	10
	1,00–1,25	4	4	4	4
	1,25–1,50	0	0	0	0
	1,50–1,75	1	1	1	1
	1,75–2,00	3	3	3	3
	> 2,00	0	0	0	0
	NA*	0	0	0	0

*NA–Não Aplicável, pois não houve pickup

Fonte: o autor.

Os tempos de acomodação para o curto-circuito dupla-fase-terra estão apresentados na tabela 19. Nota-se que o melhor desempenho da função de distância ocorre para as configurações de medição B_1-B_2 e B_2-B_2 , para os quatro níveis de compensação do UPFC. Esse comportamento também é semelhante ao comportamento dos tempos de acomodação para o curto-circuito dupla-fase. Novamente pode se notar que os maiores tempos de acomodação ocorrem quando o UPFC está conectado no sistema de transmissão, porém sem injetar ativos ou reativos no sistema.

Tabela 19 – Comportamento dos tempos de acomodação para o curto-circuito dupla-fase-terra

Configuração dos TPs e TCs	Média [ms]	Desvio padrão [ms]	Máximo [ms]	Mínimo [ms]
UPFC: 0				
B_1-B_1	108,36	15,09	133,33	84,37
B_1-B_2	36,13	17,11	88,54	18,75
B_2-B_1	96,36	18,36	154,16	56,77
B_2-B_2	31,65	17,99	113,54	18,23
UPFC: 1				
B_1-B_1	84,60	17,34	122,92	53,12
B_1-B_2	37,65	21,37	101,04	18,23
B_2-B_1	99,28	16,83	132,81	66,15
B_2-B_2	32,40	12,71	64,58	18,23
UPFC: 2				
B_1-B_1	73,67	16,10	121,88	35,94
B_1-B_2	36,93	19,35	89,06	18,23
B_2-B_1	87,75	16,93	141,66	51,56
B_2-B_2	30,94	11,53	46,35	18,23
UPFC: 3				
B_1-B_1	71,07	11,86	97,4	40,1
B_1-B_2	34,59	15,18	73,44	18,23
B_2-B_1	84,18	20,03	150,52	48,96
B_2-B_2	31,76	14,79	98,96	18,23

Fonte: o autor.

Os resultados apresentados no histograma dos tempos de acomodação, ilustrado na figura 53, salienta que o desempenho da função de distância é melhor quando a configuração das medições é B_1-B_2 ou B_2-B_2 . Em ambas as configurações a maior concentração de casos ocorreu nos intervalos 20–40 [ms] para os quatro níveis de compensação do UPFC.

Figura 53 – Histograma dos tempos de acomodação para o curto-circuito dupla-fase-terra

Fonte: o autor.

Detalhes dos dados utilizados para a elaboração do histograma da figura 53 estão apresentados na tabela 20.

Ainda que o comportamento elétrico do curto-circuito dupla-fase-terra difira do curto-circuito dupla-fase, os tempos de *pickup* e de acomodação de ambos são bastante semelhantes. Isso significa que os elementos da função de distância para esses curtos-circuitos se comportam similarmente.

Tabela 20 – Dados para o histograma dos tempos de acomodação para o curto-circuito dupla-fase-terra

		Configuração dos TPs e TCs	Nível de compensação do UPFC			
		B_1-B_1	0	1	2	3
Tempo em [ms]		< 20	0	0	0	0
		20–40	0	0	1	0
		40–60	0	5	11	8
		60–80	0	13	22	31
		80–100	15	22	13	11
		100–120	23	9	2	0
		> 120	12	1	1	0
Tempo em [ms]		B_1-B_2	0	1	2	3
		< 20	2	12	16	8
		20–40	32	27	22	30
		40–60	9	1	2	8
		60–80	6	7	8	4
		80–100	1	2	2	0
		100–120	0	1	0	0
		> 120	0	0	0	0
Tempo em [ms]		B_2-B_1	0	1	2	3
		< 20	0	0	0	0
		20–40	0	0	0	0
		40–60	1	0	2	3
		60–80	4	5	12	17
		80–100	29	20	26	24
		100–120	11	20	8	1
		> 120	5	5	2	5
Tempo em [ms]		B_2-B_2	0	1	2	3
		< 20	21	19	21	23
		20–40	16	11	9	7
		40–60	11	18	20	19
		60–80	0	2	0	0
		80–100	1	0	0	1
		100–120	1	0	0	0
		> 120	0	0	0	0

Fonte: o autor.

Considerando o aspecto de confiabilidade da função de proteção de distância utilizada, nos cenários das simulações apresentados, pode-se destacar que não houve falhas de operação e de segurança para todos os seiscentos e quarenta casos de curto-circuito dupla-fase-terra.

4.4.4.1 Estudo de caso - curto-circuito dupla-fase-terra

O estudo de caso consiste em um curto-circuito dupla-fase-terra (BCN), a 15 [km] da barra B_2 , com resistência de falta de 2 [Ω] e nível 2 de compensação do UPFC.

As figuras 54 e 55 apresentam os sinais de tensão e corrente na barra B_2 do sistema de transmissão, sem a presença do UPFC.

As figuras 56 e 57 apresentam os sinais de tensão nas barras B_1 e B_2 e, por fim, as figuras 58 e 59 apresentam os sinais de corrente nos ramos B_1-B_2 e B_2-B_3 do sistema de transmissão, essas com a presença do UPFC. Assim é possível visualizar o impacto gerado nas formas de onda pela presença desse elemento no sistema.

Observando-se os sinais de tensão pode-se perceber um impacto nas tensões de fase nas fases B e C, que apresentam sensível aumento para o caso onde há a presença do UPFC (de cerca de 100 [kV] de pico, sem o UPFC, para 200 [kV] de pico, com o UPFC).

Já os gráficos de corrente apresentam uma variação mais evidente na corrente da fase A, que apresenta nível elevado de distorção.

Figura 54 – Tensões no terminal B_2 - Curto-circuito BCN; $t_f = 0,37$; $R_f = 2$; $D_f = 15$; sem UPFC

Fonte: o autor.

Figura 55 – Correntes do terminal B_2 ao terminal B_3 - Curto-circuito BCN; $t_f = 0,37$; $R_f = 2$; $D_f = 15$; sem UPFC

Fonte: o autor.

Figura 56 – Tensões no terminal B_1 - Curto-circuito BCN; $t_f = 0,37$; $R_f = 2$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 2

Fonte: o autor.

Figura 57 – Tensões no terminal B_2 - Curto-circuito BCN; $t_f = 0,37$; $R_f = 2$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 2

Fonte: o autor.

Figura 58 – Correntes do terminal B_1 ao terminal B_2 - Curto-circuito BCN; $t_f = 0,37$; $R_f = 2$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 2

Fonte: o autor.

Figura 59 – Correntes do terminal B_2 ao terminal B_3 - Curto-circuito BCN; $t_f = 0,37$; $R_f = 2$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 2

Fonte: o autor.

O comportamento dos elementos de distância para esses curtos-circuitos estão descritos nas figuras que seguem. São elas:

- ❑ Figura 60 apresenta os elementos da função de distância para o caso de simulação sem a presença do UPFC;
- ❑ Figura 61 apresenta esses elementos para o caso de simulação com a presença do UPFC e configuração de medição B_2-B_2 ;
- ❑ Figura 62 apresenta os mesmos elementos, também para o caso de simulação com a presença do UPFC, porém com configuração de medição B_1-B_1 ;
- ❑ Figura 63 apresenta o mesmo que as duas anteriores, porém com configuração de medição B_1-B_2 ; e
- ❑ Figura 64 apresenta os mesmos elementos da função de distância para o mesmo caso de simulação com a presença do UPFC, porém com a configuração de medição B_2-B_1 .

Figura 60 – Elementos de proteção B_2-B_2 - Curto-circuito BCN; $t_f = 0,37$; $R_f = 2$; $D_f = 15$; sem UPFC

Fonte: o autor.

Figura 61 – Elementos de proteção B_2-B_2 - Curto-circuito BCN; $t_f = 0,37$; $R_f = 2$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 2

Fonte: o autor.

Figura 62 – Elementos de proteção B_1-B_1 – Curto-circuito BCN; $t_f = 0,37$; $R_f = 2$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 2

Fonte: o autor.

Figura 63 – Elementos de proteção B_1-B_2 – Curto-circuito BCN; $t_f = 0,37$; $R_f = 2$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 2

Fonte: o autor.

Figura 64 – Elementos de proteção B_2-B_1 – Curto-circuito BCN; $t_f = 0,37$; $R_f = 2$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 2

Fonte: o autor.

O elemento $\bar{Z}_{BC}$, calculado por meio da configuração de medição B_2-B_2 e ilustrado na figura 61, apresenta deslocamento para a primeira zona da função de proteção de distância, conforme esperado. O tempos de *pickup* e acomodação foram respectivamente 9,38[ms] e 18,73[ms], que são tempos aceitáveis no que se refere aos requisitos do ONS.

O elemento $\bar{Z}_{BC}$ ilustrado na figura 62 também novamente converge para a primeira zona da proteção de distância. Visto que a configuração de medição é B_1-B_1 há um pequeno deslocamento dessa impedância no diagrama R-X. No entanto, para os elementos $\bar{Z}_{BN}$ e $\bar{Z}_{CN}$ o deslocamento é significativo devido às variações nos sinais de tensão e corrente produzidas pela compensação do UPFC. Os tempos de *pickup* e de acomodação do elemento $\bar{Z}_{BC}$ são de 9,9[ms] e 55,73[ms], respectivamente. Sendo assim, fica clara a perda de desempenho da função de distância, similarmente ao comportamento da essa função, para o curto-circuito dupla-fase.

No caso da configuração de medição B_1-B_2 pode-se perceber que o elemento $\bar{Z}_{BC}$ apresenta também um pequeno deslocamento dentro de diagrama R-X ilustrado na figura 63. Para essa configuração de medição e esse elemento da função de proteção de distância, os tempos de *pickup* e acomodação são 9,9 [ms] e 67,71 [ms], respectivamente. Nota-se novamente para esse caso um significativo deslocamento dos elementos $\bar{Z}_{BN}$ e $\bar{Z}_{CN}$.

Para o elemento $\bar{Z}_{BC}$ obtido com a configuração de medição B_2-B_1 pode-se notar que ele se desloca para a primeira zona da função de distância, conforme ilustrado na figura 64.

Seu tempo de acomodação apresenta o valor elevado de 90,1 [ms], enquanto seu tempo de *pickup* apresenta o valor de 9,9 [ms].

4.4.5 Análise dos curtos-circuitos fase-terra

Assim como feito nas duas análises anteriores, a análise detalhada dos curtos-circuitos fase-terra é efetuada a partir da determinação dos tempos de *pickup* e de acomodação da função de proteção de distância, considerando os quatro níveis de compensação do UPFC propostos para as simulações, bem como a descrição e análise de um caso de simulação específico que está apresentado no item 4.4.5.1.

Na tabela 21 estão apresentados os valores médios, os desvios-padrões, os valores máximos e mínimos dos tempos de *pickup* para os quatro níveis de compensação do UPFC.

Tabela 21 – Comportamento dos tempos de *pickup* para o curto-circuito fase-terra

Configuração dos TPs e TCs	Média [ms]	Desvio padrão [ms]	Máximo [ms]	Mínimo [ms]
UPFC: 0				
B_1-B_1	NA*	NA*	NA*	NA*
B_1-B_2	NA*	NA*	NA*	NA*
B_2-B_1	30,86	50,82	225,52	14,06
B_2-B_2	15,61	1,76	24,48	14,06
UPFC: 1				
B_1-B_1	NA*	NA*	NA*	NA*
B_1-B_2	NA*	NA*	NA*	NA*
B_2-B_1	18,53	9,83	60,42	14,06
B_2-B_2	15,08	0,84	16,67	14,06
UPFC: 2				
B_1-B_1	NA*	NA*	NA*	NA*
B_1-B_2	NA*	NA*	NA*	NA*
B_2-B_1	15,88	2,83	30,21	14,06
B_2-B_2	14,93	0,80	16,67	13,54
UPFC: 3				
B_1-B_1	NA*	NA*	NA*	NA*
B_1-B_2	NA*	NA*	NA*	NA*
B_2-B_1	15,57	2,32	29,69	14,06
B_2-B_2	15,23	2,02	28,13	13,54

*NA - Não Aplicável, pois não houve pickup

Fonte: o autor.

Os dados apresentados na tabela 21 indicam que o impacto do UPFC no desempenho da função de proteção de distância é significativo para os curtos-circuitos fase-terra. Quando a configuração utilizada é B_1-B_1 ou B_1-B_2 , os elementos de terra da função de distância foram deslocados para fora da zona primária dessa função e, portanto, não possuem tempo de *pickup* definido conforme o critério apresentado.

Percebe-se também que, para o nível de compensação do UPFC sem a injeção de ativos e reativos, há ainda maiores tempos de *pickup* do que para os curtos-circuitos já avaliados.

Para os demais níveis de compensação, percebe-se uma semelhança nos resultados para os níveis 2 e 3. Destaca-se ainda, a semelhança entre o desempenho da função de proteção para as configurações de medição B_2-B_1 e B_2-B_2 .

O histograma dos tempos de *pickup* para os curtos-circuitos fase-terra resume-se às configurações de medição B_2-B_1 e B_2-B_2 e está apresentado na figura 65. Nesse histograma pode-se perceber que quase a totalidade de tempos de *pickup* ocorre nas janelas de tempo 0,5–0,75 e 0,75–1,00 com predominância de resultados na primeira.

De forma análoga aos curtos-circuitos analisados anteriormente percebe-se uma influência pequena entre os níveis de compensação do UPFC e o desempenho da função de distância conforme tabela 21.

Figura 65 – Histograma dos tempos de *pickup* para o curto-circuito fase-terra

Fonte: o autor.

Detalhes dos dados utilizados para elaboração do histograma da figura 65 estão apresentados na tabela 22.

Tabela 22 – Dados para o histograma dos tempos de *pickup* para o curto-circuito fase-terra

	Configuração dos TPs e TCs	Nível de compensação do UPFC			
		0	1	2	3
Fração de ciclo de 60 [Hz]	B₁–B₁				
	< 0,50	0	0	0	0
	0,50–0,75	0	0	0	0
	0,75–1,00	0	0	0	0
	1,00–1,25	0	0	0	0
	1,25–1,50	0	0	0	0
	1,50–1,75	0	0	0	0
	1,75–2,00	0	0	0	0
	> 2,00	0	0	0	0
	NA*	50	50	50	50
Fração de ciclo de 60 [Hz]	B₁–B₂				
	< 0,50	0	0	0	0
	0,50–0,75	0	0	0	0
	0,75–1,00	0	0	0	0
	1,00–1,25	0	0	0	0
	1,25–1,50	0	0	0	0
	1,50–1,75	0	0	0	0
	1,75–2,00	0	0	0	0
	> 2,00	0	0	0	0
	NA*	50	50	50	50
Fração de ciclo de 60 [Hz]	B₂–B₁				
	< 0,50	0	0	0	0
	0,50–0,75	0	0	0	0
	0,75–1,00	30	33	35	37
	1,00–1,25	13	11	12	12
	1,25–1,50	2	0	1	0
	1,50–1,75	0	0	1	0
	1,75–2,00	0	2	1	1
	> 2,00	5	4	0	0
	NA*	0	0	0	0
Fração de ciclo de 60 [Hz]	B₂–B₂				
	< 0,50	0	0	0	0
	0,50–0,75	0	0	0	0
	0,75–1,00	36	40	43	42
	1,00–1,25	12	10	7	7
	1,25–1,50	1	0	0	0
	1,50–1,75	1	0	0	0
	1,75–2,00	0	0	0	1
	> 2,00	0	0	0	0
	NA*	0	0	0	0

*NA–Não Aplicável, pois não houve pickup

Fonte: o autor.

Os tempos de acomodação para o curto-circuito fase-terra estão apresentados na tabela 23. Conforme mencionado anteriormente, não houve *pickup* para as configurações de medição B_1-B_1 e B_1-B_2 e, portanto, não faz sentido avaliar os tempos de acomodação para ambas. Para as outras duas configurações nota-se um melhor desempenho da função de proteção para os casos B_2-B_2 . Porém, comparados aos curtos-circuitos já analisados, nota-se uma significativa perda nesse desempenho, independentemente do nível de compensação do UPFC.

Tabela 23 – Comportamento dos tempos de acomodação para o curto-circuito fase-terra

Configuração dos TPs e TCs	Média [ms]	Desvio padrão [ms]	Máximo [ms]	Mínimo [ms]
UPFC: 0				
B_1-B_1	NA*	NA*	NA*	NA*
B_1-B_2	NA*	NA*	NA*	NA*
B_2-B_1	128,53	55,50	262,50	18,23
B_2-B_2	78,18	77,35	264,58	20,30
UPFC: 1				
B_1-B_1	NA*	NA*	NA*	NA*
B_1-B_2	NA*	NA*	NA*	NA*
B_2-B_1	113,40	38,68	238,54	18,75
B_2-B_2	66,97	57,38	245,83	18,75
UPFC: 2				
B_1-B_1	NA*	NA*	NA*	NA*
B_1-B_2	NA*	NA*	NA*	NA*
B_2-B_1	91,33	32,39	219,79	22,4
B_2-B_2	38,39	32,38	155,72	16,67
UPFC: 3				
B_1-B_1	NA*	NA*	NA*	NA*
B_1-B_2	NA*	NA*	NA*	NA*
B_2-B_1	92,92	51,33	235,94	22,40
B_2-B_2	59,32	65,80	234,38	16,15

*NA - Não Aplicável - Não houve acomodação

Fonte: o autor.

Os resultados apresentados no histograma dos tempos de acomodação, ilustrado na figura 66 evidencia o comportamento inadequado da proteção na presença do UPFC, para as configurações de medição B_1-B_1 , B_1-B_2 e B_2-B_1 , destaque a essa última que possui a grande maioria dos tempos de acomodação com tempos superiores a 120, restando apenas a configuração B_2-B_2 como aceitável.

Figura 66 – Histograma de dos tempos de acomodação para o curto-circuito fase-terra

Fonte: o autor.

Detalhes dos dados utilizados para a elaboração do histograma da figura 66 estão apresentados na tabela 24.

Tabela 24 – Dados para o histograma de acomodação para o curto-circuito fase-terra

		Configuração dos TPs e TCs				Nível de compensação do UPFC			
		B_1-B_1	0	1	2	3			
Tempo em [ms]		< 20	0	0	0	0			
		20–40	0	0	0	0			
		40–60	0	0	0	0			
		60–80	0	0	0	0			
		80–100	0	0	0	0			
		100–120	0	0	0	0			
		> 120	0	0	0	0			
		B_1-B_2	0	1	2	3			
Tempo em [ms]		< 20	0	0	0	0			
		20–40	0	0	0	0			
		40–60	0	0	0	0			
		60–80	0	0	0	0			
		80–100	0	0	0	0			
		100–120	0	0	0	0			
		> 120	0	0	0	0			
		B_2-B_1	0	1	2	3			
Tempo em [ms]		< 20	1	1	0	0			
		20–40	1	2	2	8			
		40–60	0	2	6	6			
		60–80	6	1	6	9			
		80–100	7	3	20	13			
		100–120	12	26	12	6			
		> 120	23	15	4	8			
		B_2-B_2	0	1	2	3			
Tempo em [ms]		< 20	0	1	4	7			
		20–40	32	27	36	30			
		40–60	0	4	2	0			
		60–80	1	4	2	1			
		80–100	1	3	2	0			
		100–120	1	3	2	3			
		> 120	15	8	2	9			

Fonte: o autor.

Considerando o critério de confiabilidade, apenas quatrocentos casos, do total de oitocentos não apresentaram falha de operação. Todos os casos de falha de operação deslocaram o elemento de impedância da função de distância para a terceira zona, que possui tempos de atuação inaceitáveis para a proteção adequada da linha L_2 . No entanto, ressalta-se que todas as falhas de operação aconteceram nas para configurações de medição que utilizam TCs e/ou TPs antes do UPFC.

4.4.5.1 Estudo de caso - curto-circuito fase-terra

O estudo de caso consiste em um curto-circuito fase-terra (AN), a 45 [km] da barra B_2 , com resistência de falta de 5 [Ω] e nível 3 de compensação do UPFC.

As figuras 67 e 68 apresentam os sinais de tensão e corrente na barra B_2 do sistema de transmissão, sem a presença do UPFC.

As figuras 69 e 70 apresentam os sinais de tensão nas barras B_1 e B_2 e, por fim, as figuras 71 e 72 apresentam os sinais de corrente nos ramos B_1-B_2 e B_2-B_3 do sistema de transmissão, essas com a presença do UPFC. Assim é possível visualizar o impacto gerado nas formas de onda pela presença desse elemento no sistema.

A comparação entre as tensões medidas em B_1 e B_2 apresentada nas figuras evidencia uma mudança relevante nas tensões de fase. A tensão na fase em falta apresenta a variação mais relevante, praticamente triplicando a sua amplitude, enquanto as demais tensões de fase sofreram redução, sendo a tensão na fase B a mais impactada. Já os gráficos de corrente apresentaram uma diferença menos relevante.

Figura 67 – Tensões no terminal B_1 - Curto-circuito AN; $t_f = 0,37$; $R_f = 5$; $D_f = 45$; sem UPFC

Fonte: o autor.

Figura 68 – Correntes do terminal B_2 ao terminal B_3 - Curto-circuito AN; $t_f = 0,37$; $R_f = 5$; $D_f = 45$; sem UPFC

Fonte: o autor.

Figura 69 – Tensões no terminal B_1 - Curto-circuito AN; $t_f = 0,37$; $R_f = 5$; $D_f = 45$; Ajuste UPFC: 3

Fonte: o autor.

Figura 70 – Tensões no terminal B_2 - Curto-circuito AN; $t_f = 0,37$; $R_f = 5$; $D_f = 45$; Ajuste UPFC: 3

Fonte: o autor.

Figura 71 – Correntes do terminal B_1 ao terminal B_2 - Curto-circuito AN; $t_f = 0,37$; $R_f = 5$; $D_f = 45$; Ajuste UPFC: 3

Fonte: o autor.

Figura 72 – Correntes do terminal B_2 ao terminal B_3 - Curto-circuito AN; $t_f = 0,37$; $R_f = 5$; $D_f = 45$; Ajuste UPFC: 3

Fonte: o autor.

O comportamento dos elementos de distância para esses curtos-circuitos estão descritos nas figuras que seguem. São elas:

- ❑ Figura 73 apresenta os elementos da função de distância para o caso de simulação sem a presença do UPFC;
- ❑ Figura 74 apresenta esses elementos para o caso de simulação com a presença do UPFC e configuração de medição B_2-B_2 ;
- ❑ Figura 75 apresenta os mesmos elementos, também para o caso de simulação com a presença do UPFC, porém com configuração de medição B_1-B_1 ;
- ❑ Figura 76 apresenta o mesmo que as duas anteriores, porém com configuração de medição B_1-B_2 ; e
- ❑ Figura 77 apresenta os mesmos elementos da função de distância para o mesmo caso de simulação com a presença do UPFC, porém com a configuração de medição B_2-B_1 .

Figura 73 – Elementos de proteção B_2-B_2 - Curto-circuito AN; $t_f = 0,37$; $R_f = 5$; $D_f = 45$; sem UPFC

Fonte: o autor.

Figura 74 – Elementos de proteção B_2-B_2 - Curto-circuito AN; $t_f = 0,37$; $R_f = 5$; $D_f = 45$; Ajuste UPFC: 3

Fonte: o autor.

Figura 75 – Elementos de proteção B_1-B_1 - Curto-circuito AN; $t_f = 0,37$; $R_f = 5$; $D_f = 45$; Ajuste UPFC: 3

Fonte: o autor.

Figura 76 – Elementos de proteção B_1-B_2 - Curto-circuito AN; $t_f = 0,37$; $R_f = 5$; $D_f = 45$; Ajuste UPFC: 3

Fonte: o autor.

Figura 77 – Elementos de proteção B_2-B_1 - Curto-circuito AN; $t_f = 0,37$; $R_f = 5$; $D_f = 45$; Ajuste UPFC: 3

Fonte: o autor.

O desempenho da função de distância para a simulação com a configuração de medição B_2-B_2 , ilustrada na figura 74, é razoável com o deslocamento do elemento $\bar{Z}_{AN}$ para a sua zona primária. Nessa simulação o tempo de *pickup* foi de 14,58 [ms] e o tempo de acomodação de 25 [ms]

Por outro lado, o desempenho da função de distância para a simulação com a configuração de medição B_1-B_1 , ilustrada na figura 75, apresentou desempenho inaceitável, visto que o elemento $\bar{Z}_{AN}$ foi deslocado para a terceira zona. Como esperado, o impacto causado pelo UPFC na tensão da fase A é responsável por esse comportamento. Visto que nessa situação houve falha de operação, é irrelevante mencionar os tempos de *pickup* e de acomodação.

Na figura 76 é ilustrado o comportamento dos elementos da função de distância para a configuração de medição B_1-B_2 . Como era de se esperar, o desempenho da função de distância para essa configuração também foi inaceitável, visto que o UPFC impacta decisivamente na tensão da fase A, de forma ao comportamento da função de distância para a configuração de medição B_1-B_1 . Como o elemento $\bar{Z}_{AN}$ foi deslocado para fora da zona primária, os tempos de atuação e acomodação desse caso deixam de ser relevantes.

O comportamento da função de distância para o caso de simulação apresentado na figura 77, onde a configuração de medição é B_2-B_1 é bastante semelhante ao comportamento dessa função quando a configuração de medição é B_2-B_2 . Esse comportamento

decorre do fato que o UPFC pouco impactou nos valores de corrente. Vale ressaltar, no entanto, que o tempo de acomodação apresentou-se mais elevado nesse caso (97,92 [ms]), sendo quase quatro vezes maior que o tempo de acomodação para a configuração de medição B_2-B_2 . Por outro lado, seu tempo de *pickup* apresentou-se igual, com valor de 14,58 [ms].

4.4.6 Análise dos curtos-circuitos trifásicos

A análise do comportamento da proteção de distância para os curtos-circuitos trifásicos obedece o mesmo procedimento estabelecido anteriormente. Sendo assim, essa análise é efetuada a partir da determinação dos tempos de *pickup* e de acomodação da função de proteção de distância, considerando os quatro níveis de compensação do UPFC propostos para as simulações, bem como a descrição e análise de um caso de simulação específico que está apresentado no item 4.4.6.1.

Na tabela 25 estão apresentados os valores médios, os desvios-padrões, os valores máximos e mínimos dos tempos de *pickup* para os quatro níveis de compensação do UPFC.

Tabela 25 – Comportamento dos tempos de *pickup* para o curto-circuito trifásico

Configuração dos TPs e TCs	Média [ms]	Desvio padrão [ms]	Máximo [ms]	Mínimo [ms]
UPFC: 0				
B_1-B_1	25,13	28,73	123,44	7,29
B_1-B_2	13,64	5,70	46,88	6,77
B_2-B_1	26,62	40,42	181,77	6,25
B_2-B_2	12,32	4,431	31,77	6,25
UPFC: 1				
B_1-B_1	27,24	25,91	121,88	6,77
B_1-B_2	12,73	3,68	30,73	6,25
B_2-B_1	27,15	39,49	179,17	6,25
B_2-B_2	12,28	4,42	31,77	6,25
UPFC: 2				
B_1-B_1	21,91	16,06	71,87	6,77
B_1-B_2	12,66	3,67	30,21	6,25
B_2-B_1	29,03	47,81	229,17	6,25
B_2-B_2	12,06	4,45	31,77	5,73
UPFC: 3				
B_1-B_1	28,49	25,93	110,94	6,77
B_1-B_2	13,18	4,43	31,77	6,25
B_2-B_1	24,18	33,00	154,69	6,25
B_2-B_2	11,96	4,70	31,77	5,73

Fonte: o autor.

Os dados que compõem a tabela 25 apontam que o impacto do UPFC no desempenho

da função de proteção de distância é similar ao desempenho apresentado para os curtos-circuitos dupla-fase e dupla-fase-terra.

A relação entre o comportamento do desempenho da função e os níveis de compensação do UPFC, considerando as mesmas configurações de medição, permanecem as mesmas, ainda que o curto-circuito trifásico tenha tempos de *pickup* maiores em comparação com os tempos de *pickup* para esses curtos-circuitos.

O histograma apresentado na figura 78 revela o baixo impacto do nível de compensação do UPFC no desempenho da função de proteção de distância. Nesse histograma percebe-se uma grande concentração dos tempos de *pickup* nos intervalos 0,5–0,75 e 0,75–1,00.

Figura 78 – Histograma dos tempos de *pickup* para o curto-circuito trifásico

Fonte: o autor.

Detalhes dos dados utilizados para elaboração do histograma da figura 78 estão apresentados na tabela 26.

Tabela 26 – Dados para o histograma dos tempos de *pickup* para o curto-circuito trifásico

	Configuração dos TPs e TCs	Nível de compensação do UPFC			
		0	1	2	3
Fração de ciclo de 60 [Hz]	B₁–B₁				
	< 0,50	6	8	8	8
	0,50–0,75	60	62	62	62
	0,75–1,00	40	48	55	44
	1,00–1,25	11	15	17	12
	1,25–1,50	0	0	0	0
	1,50–1,75	3	6	10	3
	1,75–2,00	12	24	26	14
	> 2,00	24	53	38	61
	NA*	84	24	24	36
Fração de ciclo de 60 [Hz]	B₁–B₂				
	< 0,50	10	16	18	12
	0,50–0,75	86	96	94	100
	0,75–1,00	106	101	102	97
	1,00–1,25	14	20	19	18
	1,25–1,50	0	1	1	0
	1,50–1,75	4	2	2	5
	1,75–2,00	3	4	4	8
	> 2,00	5	0	0	0
	NA*	12	0	0	0
Fração de ciclo de 60 [Hz]	B₂–B₁				
	< 0,50	13	14	20	20
	0,50–0,75	88	83	83	88
	0,75–1,00	79	73	70	74
	1,00–1,25	20	20	17	14
	1,25–1,50	1	0	0	0
	1,50–1,75	0	4	4	3
	1,75–2,00	7	12	14	7
	> 2,00	32	34	32	34
	NA*	0	0	0	0
Fração de ciclo de 60 [Hz]	B₂–B₂				
	< 0,50	20	24	28	30
	0,50–0,75	116	116	119	122
	0,75–1,00	90	83	78	73
	1,00–1,25	4	6	4	3
	1,25–1,50	0	0	0	0
	1,50–1,75	2	4	4	4
	1,75–2,00	8	7	7	8
	> 2,00	0	0	0	0
	NA*	0	0	0	0

*NA–Não Aplicável, pois não houve pickup

Fonte: o autor.

Os tempos de acomodação para o curto-circuito trifásico estão apresentados na tabela 27. Nota-se que para os quatro níveis de compensação do UPFC existe um melhor desempenho da função de distância para as configurações de medição B_1-B_2 e B_2-B_2 , de forma bastante semelhante às respostas dos curtos-circuito dupla-fase e dupla-fase-terra.

Contudo, percebe-se um aumento significativo nos tempos de acomodação. Ainda que os ajustes do UPFC causem uma variação mais sensível nos tempos de acomodação em relação aos tempos de *pickup*, essa variação não caracteriza uma clara relação de causa-efeito. Entretanto, destaca-se que diferentemente dos demais curtos-circuitos, os tempos mais elevados se concentraram no nível de compensação 1 do UPFC.

Tabela 27 – Comportamento dos tempos de acomodação para o curto-circuito trifásico

Configuração dos TPs e TCs	Média [ms]	Desvio padrão [ms]	Máximo [ms]	Mínimo [ms]
UPFC: 0				
B_1-B_1	139,67	30,84	245,83	80,20
B_1-B_2	43,29	37,40	212,50	19,79
B_2-B_1	129,75	32,74	220,83	83,33
B_2-B_2	37,84	37,51	244,79	15,63
UPFC: 1				
B_1-B_1	142,85	53,86	290,63	74,48
B_1-B_2	66,28	67,19	289,58	16,14
B_2-B_1	124,76	38,37	258,85	64,58
B_2-B_2	33,14	29,28	258,33	16,67
UPFC: 2				
B_1-B_1	129,81	51,45	285,42	61,46
B_1-B_2	62,34	55,66	285,42	18,75
B_2-B_1	111,69	35,59	205,73	58,33
B_2-B_2	28,55	6,02	40,10	17,19
UPFC: 3				
B_1-B_1	133,52	57,38	288,54	61,98
B_1-B_2	65,01	67,31	289,06	19,79
B_2-B_1	118,75	32,60	207,29	56,77
B_2-B_2	30,59	18,50	202,6	17,19

Fonte: o autor.

Os tempos de acomodação ilustrados no histograma da figura 79 evidencia novamente o melhor desempenho da função de distância para as configurações de medição B_1-B_2 e B_2-B_2 . Para esses casos ocorreu maior concentração nos intervalos 20–40, para os quatro níveis de compensação do UPFC.

Figura 79 – Histograma dos tempos de acomodação para o curto-circuito trifásico

Fonte: o autor.

Detalhes dos dados utilizados para a elaboração do histograma da figura 79 estão apresentados na tabela 28.

Tabela 28 – Dados para o histograma de tempos de acomodação para o curto-circuito trifásico

		Configuração dos TPs e TCs				Nível de compensação do UPFC			
		B_1-B_1	0	1	2	3			
Tempo em [ms]		< 20	0	0	0	0			
		20–40	0	0	0	0			
		40–60	0	0	0	0			
		60–80	0	6	32	33			
		80–100	6	36	42	26			
		100–120	38	45	30	40			
		> 120	112	129	112	105			
		B_1-B_2	0	1	2	3			
Tempo em [ms]		< 20	1	6	4	2			
		20–40	176	139	118	115			
		40–60	28	17	54	66			
		60–80	0	28	25	22			
		80–100	0	17	13	3			
		100–120	4	5	1	2			
		> 120	19	28	25	30			
		B_2-B_1	0	1	2	3			
Tempo em [ms]		< 20	0	0	0	0			
		20–40	0	0	0	0			
		40–60	0	0	1	1			
		60–80	0	34	58	35			
		80–100	39	30	43	27			
		100–120	72	45	38	59			
		> 120	129	131	100	118			
		B_2-B_2	0	1	2	3			
Tempo em [ms]		< 20	25	26	27	30			
		20–40	187	206	212	203			
		40–60	10	0	1	4			
		60–80	1	0	0	0			
		80–100	0	3	0	0			
		100–120	0	0	0	0			
		> 120	17	5	0	3			

Fonte: o autor.

A análise da confiabilidade da função de proteção para o curto-circuito trifásico indica que dos seiscentos e quarenta casos simulados, trinta e um casos apresentaram falha de operação. Todos esses casos de falha de operação representam casos de deslocamento dos elementos de fase e de terra para a segunda zona da função de distância, ao invés da primeira.

Ressalta-se ainda que todas as falhas de operação aconteceram para as configurações de medição B_1-B_1 e B_1-B_2 .

4.4.6.1 Estudo de caso - curto-circuito trifásico

O estudo de caso consiste em um curto-circuito trifásico (ABC), a 15 [km] da barra B_2 , com resistência de falta nula e nível 0 de compensação do UPFC.

As figuras 80 e 81 apresentam os sinais de tensão e corrente na barra B_2 do sistema de transmissão, sem a presença do UPFC.

As figuras 82 e 83 apresentam os sinais de tensão nas barras B_1 e B_2 e, por fim, as figuras 84 e 85 apresentam os sinais de corrente nos ramos B_1-B_2 e B_2-B_3 do sistema de transmissão, essas com a presença do UPFC. Assim é possível visualizar o impacto gerado nas formas de onda pela presença desse elemento no sistema.

A comparação entre as tensões medidas em B_1 e B_2 ilustrada nessas figuras apresenta um pequeno aumento nas medições de tensão, enquanto as correntes não apresentam evidências de variações significativas.

Figura 80 – Tensões no terminal B_2 - Curto-circuito ABC; $t_f = 0.37$; $R_f = 0$; $D_f = 15$; sem UPFC

Fonte: o autor.

Figura 81 – Correntes do terminal B_2 ao terminal B_3 - Curto-circuito ABC; $t_f = 0,37$; $R_f = 0$; $D_f = 15$; sem UPFC

Fonte: o autor.

Figura 82 – Tensões no terminal B_1 - Curto-circuito ABC; $t_f = 0,37$; $R_f = 0$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 0

Fonte: o autor.

Figura 83 – Tensões no terminal B_2 - Curto-circuito ABC; $t_f = 0,37$; $R_f = 0$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 0

Fonte: o autor.

Figura 84 – Correntes do terminal B_1 ao terminal B_2 - Curto-circuito ABC; $t_f = 0,37$; $R_f = 0$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 0

Fonte: o autor.

Figura 85 – Correntes do terminal B_2 ao terminal B_3 - Curto-circuito ABC; $t_f = 0,37$; $R_f = 0$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 0

Fonte: o autor.

O comportamento dos elementos de distância para esses curtos-circuitos estão descritos nas figuras que seguem. São elas:

- ❑ Figura 86 apresenta os elementos da função de distância para o caso de simulação sem a presença do UPFC;
- ❑ Figura 87 apresenta esses elementos para o caso de simulação com a presença do UPFC e configuração de medição B_2-B_2 ;
- ❑ Figura 88 apresenta os mesmos elementos, também para o caso de simulação com a presença do UPFC, porém com configuração de medição B_1-B_1 ;
- ❑ Figura 89 apresenta o mesmo que as duas anteriores, porém com configuração de medição B_1-B_2 ; e
- ❑ Figura 90 apresenta os mesmos elementos da função de distância para o mesmo caso de simulação com a presença do UPFC, porém com a configuração de medição B_2-B_1 .

Figura 86 – Elementos de proteção B_2 - B_2 - Curto-circuito ABC; $t_f = 0.37$; $R_f = 0$; $D_f = 15$; sem UPFC

Fonte: o autor.

Figura 87 – Elementos de proteção B_2 - B_2 - Curto-circuito ABC; $t_f = 0,37$; $R_f = 0$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 0

Fonte: o autor.

Figura 88 – Elementos de proteção B_1-B_1 - Curto-circuito ABC; $t_f = 0,37$; $R_f = 0$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 0

Fonte: o autor.

Figura 89 – Elementos de proteção B_1-B_2 - Curto-circuito ABC; $t_f = 0,37$; $R_f = 0$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 0

Fonte: o autor.

Figura 90 – Elementos de proteção B_2-B_1 - Curto-circuito ABC; $t_f = 0,37$; $R_f = 0$; $D_f = 15$; Ajuste UPFC: 0

Fonte: o autor.

Por se tratar de um curto-circuito trifásico, deve-se analisar os resultados apresentados levando em consideração todos os seis elementos de impedância que, para a configuração de medição B_2-B_2 conforme ilustrado na figura 87, convergem corretamente para a primeira zona da função de distância como esperado.

Os tempos de *pickup* e de acomodação estão apresentados nas tabelas 29 e 30. Destaca-se nesse caso, o elevado tempo de acomodação dos elementos de impedância $\bar{Z}_{BN}$ e $\bar{A}_{AB}$.

Tabela 29 – Estudo de caso - tempos de *pickup* para o curto-circuito trifásico

Medição	Pickup AN (Z1)	Pickup BN (Z1)	Pickup CN (Z1)	Pickup AB (Z1)	Pickup BC (Z1)	Pickup CA (Z1)
B_2-B_2	7,29	6,77	9,38	6,25	9,38	8,33
B_1-B_1	7,81	9,90	10,94	7,29	10,94	9,38
B_1-B_2	7,81	8,85	9,90	6,77	10,42	8,85
B_2-B_1	7,81	8,33	9,90	6,25	9,90	8,85

Fonte: o autor.

Considerando o desempenho da função de distância, ilustrado na figura 88, pode-se dizer que todos os elementos da função de distância se deslocam para a primeira zona quando a configuração de medição é B_1-B_1 , ainda que seja notável um pequeno deslocamento do posicionamento final dos elementos de terra e de fase.

Nas tabelas 29 e 30 nota-se os respectivos tempos de *pickup* e de acomodação. Os elevados tempos desse último, em todos os elementos, apresenta uma dificuldade em relação ao

Tabela 30 – Estudo de caso - tempos de acomodação para o curto-circuito trifásico

Nome do caso	Acom. AN [ms]	Acom. BN [ms]	Acom. CN [ms]	Acom. AB [ms]	Acom. BC [ms]	Acom. CA [ms]
B_2-B_2	43,75	244,79	42,71	244,27	31,25	44,27
B_1-B_1	143,75	188,54	158,85	155,21	192,19	139,06
B_1-B_2	56,25	156,25	40,10	155,72	30,73	42,19
B_2-B_1	102,08	101,56	103,65	101,56	102,08	103,13

Fonte: o autor.

ajuste de tempo total da proteção.

A figura 89 ilustra o comportamento dos elementos da função de impedância para a configuração de medição B_1-B_2 . Nesse caso tem-se novamente as medições de tensão sendo feitas antes do UPFC e a de corrente após. Dessa forma, espera-se um comportamento semelhante ao caso B_1-B_1 como é confirmado pela figura, onde se pode identificar o deslocamento das impedâncias de falta. Novamente os tempos de *pickup* apresentam-se em níveis aceitáveis enquanto os tempos de acomodação dos elementos $\bar{Z}_{BN}$ e $\bar{Z}_{AB}$ são elevados, conforme as tabelas 29 e 30.

Por fim, a figura 90 ilustra o comportamento dos elementos da função de distância para a configuração de medição B_2-B_1 . Nessa configuração não se identifica o deslocamento dos elementos, ainda que os tempos de acomodação tenham sido elevados.

Conclusões

Este trabalho analisou o comportamento da proteção de distância em um sistema de transmissão de energia na presença do UPFC. Foram analisados cenários representativos com todas as possibilidades de conexão dos transformadores de instrumentação, vários ajustes do UPFC, e diversas situações de curtos-circuitos. Para tanto, analisou-se os tempos de *pickup* e acomodação de três mil trezentos e sessenta simulações comparando-os com os mesmos, porém obtidos em simulações sem a presença do UPFC no sistema.

No primeiro capítulo foram contextualizados os pontos relevantes que motivaram o estudo apresentado. No segundo capítulo apresentou-se as teorias que nortearam a pesquisa, com foco na proteção de distância e na modelagem do UPFC. Em seguida, no terceiro capítulo, descreveu-se em detalhes a metodologia que deve ser adotada pelo engenheiro de proteção na análise de funções de proteção em linhas de transmissão que utilizem o UPFC. Por fim, no quarto capítulo apresentou-se os resultados obtidos para todos os casos estudados, bem como uma análise mais aprofundada de quatro casos representativos dos demais.

Pode-se constatar que a presença do UPFC conectado ao sistema de transmissão afetou negativamente o desempenho da função de proteção de distância para todos os curtos-circuitos analisados, mesmo quando seu nível de compensação era nulo, ou seja, quando o mesmo não estava atuando na compensação do sistema. Verificou-se também que, nessa condição específica, houve maior impacto negativo nos tempos de *pickup* e de acomodação do que nas demais configurações de compensação. Ainda que pareçam desprezíveis, essas variações produzem impactos negativos nos tempos da função de proteção de distância, mesmo com o UPFC operando dentro da sua curva de capacidade, que é fornecida pelo fabricante.

Vale ressaltar que, como era de se esperar, a escolha da posição dos TCs e TPs é de suma importância no desempenho da função de proteção de distância, como se pode observar neste trabalho, isto é, o impacto do UPFC foi menor quando a proteção utilizou

os transformadores de instrumentação na configuração B2-B2, ou seja, TCs e TPs depois do UPFC.

Os curtos-circuitos dupla fase e dupla fase-terra apresentaram comportamentos semelhantes, ainda que o segundo tenha apresentado maiores tempos de *pickup* e acomodação. Para ambos os casos constatou-se um melhor rendimento da proteção nas configurações B1-B2 e B2-B2, o que evidencia uma maior relevância da componente do SSSC na análise dos curtos-circuitos. No entanto, os mesmos não apresentaram falha de operação ou falha de segurança para nenhuma das configurações analisadas. Os curtos-circuitos trifásicos apresentaram comportamento semelhante aos dois citados mas com desempenho inferior, além de apresentar falha de operação para casos nas configurações B1-B1 e B1-B2.

Os curtos-circuitos fase-terra apresentaram impactos mais significativos especialmente nas configurações B1-B1 e B1-B2. Além de um desempenho inferior em relação aos curtos-circuitos dupla-fase e dupla-fase-terra as análises desse curto-circuito apresentaram falha de operação nas configurações B1-B1 e B1-B2.

Para concluir, a principal contribuição deste trabalho consiste na análise do impacto na função de proteção de distância causado pela presença do UPFC em um sistema de transmissão e espera-se que esta linha de pesquisa se consolide e siga com um estudo aprofundado na busca de soluções para a compensação desses impactos, permitindo aplicação da proteção de distância de forma a proteger também o UPFC sem prejuízo em termos de confiabilidade.

Referências

- ANDERSON, P. M. **Power system protection**. [S.l.]: McGraw-Hill New York, 1999.
- ARNEZ, R. L. V. **Contribuição ao estudo de aplicações do UPFC em redes elétricas**. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2004.
- CAVALIERE, C. A. C. Análise de STATCOM operando em sistemas desbalanceados. **Universidade Federal do Rio de Janeiro, Tese de Doutorado**, 2001.
- DESHMUKH, N.; BEDI, A. S.; PATNE, N. Analysis of distance protection performance for line employing UPFC. In: IEEE. **Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES), IEEE International Conference on**. [S.l.], 2016. p. 1–4.
- FENTIE, D. D. Understanding the dynamic mho distance characteristic. In: IEEE. **Protective Relay Engineers (CPRE), 2016 69th Annual Conference for**. [S.l.], 2016. p. 1–15.
- FRONTIN, S. O. **Equipamentos de alta tensão – prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas**. Primeira edição,. Brasília: Goya Editora, 2013.
- GYUGYI, L. Unified power-flow control concept for flexible AC transmission systems. **IEE proceedings C (generation, transmission and distribution)**, v. 139, n. 4, p. 323–331, 1992.
- HINGORANI, N. G.; GYUGYI, L.; EL-HAWARY, M. **Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems**. [S.l.]: IEEE press New York, 2000. v. 1.
- HOROWITZ, S. H.; PHADKE, A. G. **Power system relaying**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2008. v. 22.
- KAZEMI, A.; JAMALI, S.; SHATERI, H. Adaptive distance protection in presence of UPFC on a transmission line. In: **10th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change**. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–6.

- KHEDERZADEH, M. UPFC operating characteristics impact on transmission line distance protection. In: IEEE. **Power and Energy Society General Meeting- Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE**. [S.l.], 2008. p. 1–6.
- KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Florianópolis: Universidade Federal de Santa Catarina, 2014. v. 2.
- KONG, X. et al. A three-zone distance protection scheme capable to cope with the impact of UPFC. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 33, n. 2, p. 949–959, 2018.
- LABPLAN, L. de Planejamento de Sistemas de E. E. **Desenvolvimento de uma base de dados aplicada a estudos de confiabilidade para sistemas de geração e transmissão: Indicadores de desempenho probabilístico de componentes de geração e transmissão do SIN**. [S.l.], 2006.
- LIMA, M. M. M. **Alguns fatores afetando o desempenho de relés de distância**. Tese (Doutorado) — COPPE, Rio de Janeiro, 2006.
- MATHWORKS. **UPFC detailed model**. 2016. <<https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/upfc-detailed-model.html>>. Acesso em: 22 jun. 2019.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção**. Rio de Janeiro, 2016.
- PAITHANKAR, Y. G.; BHIDE, S. R. **Fundamentals of power system protection**. 2. ed. Nova Delhi: PHI Learning, 2011.
- PHADKE, A. G.; THORP, J. S. **Computer relaying for power systems**. 2. ed. West Sussex, England: John Wiley & Sons, 2009.
- RUSH, P. **Proteção e Automação de Redes – Conceito e Aplicação**. 1. ed. [S.l.]: Editora Edgard Blücher, 2011. (coordenação da tradução de José Antonio Jardini).
- SCHAUDER, C. et al. AEP UPFC project: installation, commissioning and operation of the ± 160 MVA STATCOM (phase i). **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 13, n. 4, p. 1530–1535, 1998.
- ZIEGLER, G. **Numerical distance protection: principles and applications**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011.