



**AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA EM LINHAS DE
INTERCONEXÃO DE COMPLEXOS EÓLICOS**

GABRIEL BARRETO DOS SANTOS

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

AVALIAÇÃO DA PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA EM LINHAS DE
INTERCONEXÃO DE COMPLEXOS EÓLICOS

GABRIEL BARRETO DOS SANTOS

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE.

APROVADA POR:

FELIPE VIGOLVINO LOPES, Dr., ENE/UnB
(ORIENTADOR)

ALEX REIS, Dr., FGA/UnB
(CO-ORIENTADOR)

FERNANDO CARDOSO MELO, Dr., ENE/UnB
(EXAMINADOR INTERNO)

MARIA LEONOR SILVA DE ALMEIDA, Dra., UFG
(EXAMINADORA EXTERNA)

Brasília, 9 de dezembro de 2019.

FICHA CATALOGRÁFICA

DOS SANTOS., G. B.

Avaliação da Proteção de Distância em Linhas de Interconexão de Complexos Eólicos. [Distrito Federal] 2019.

VII, 100p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Engenharia Elétrica, 2019).

Dissertação de Mestrado, Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Linha de Transmissão

3. Proteção de Distância

I. ENE/FT/UnB

2. Energia Eólica

4. Linha de Interconexão

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

DOS SANTOS., G. B. (2019). Avaliação da Proteção de Distância em Linhas de Interconexão de Complexos Eólicos, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGEE-UnB 734/19, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 100p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Gabriel Barreto dos Santos

TÍTULO: Avaliação da Proteção de Distância em Linhas de Interconexão de Complexos Eólicos.

GRAU: Mestre ANO: 2019

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte deste trabalho de graduação pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Gabriel Barreto dos Santos

Departamento de Eng. Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

À toda minha família e à todos os meus amigos, DEDICO.

AGRADECIMENTOS

Agradeço acima de tudo a Deus, criador de tudo e de todas as possibilidades.

À toda minha família, por todo amor, apoio e por todo suporte me dado ao longo vida, para que eu me dedicasse aos estudos.

À todos os meus amigos pelos momentos de apoio e descontração me proporcionados.

Ao meu orientador, Professor Felipe, pela excelente orientação e amizade, sem a qual não teria sido possível a conclusão deste trabalho.

Ao meu co-orientador, Professor Alex, pela extrema dedicação e prestimosidade me dada desde o início desta pesquisa.

Ao Professor Kleber e aos meus amigos do Laboratório de Proteção de Sistemas Elétricos da Universidade de Brasília pelo excelente convívio e apoio durante este período.

Aos amigos da Mizu e Polimix Energia pelo apoio e flexibilidade me fornecida para a finalização desta etapa da minha vida.

Aos colegas, professores e funcionários da Universidade de Brasília que, direta ou indiretamente, contribuíram para a realização deste trabalho.

RESUMO

Com o desenvolvimento tecnológico e o elevado nível competitivo na qual as fontes renováveis de energia elétrica atingiram no mercado mundial, tem-se verificado um alto índice de penetração dessas fontes no sistema elétrico brasileiro. Neste contexto, a energia eólica tem sido protagonista no desenvolvimento energético nas regiões nordeste e sul do país. Diante do exposto, faz-se necessário avaliar possíveis impactos ocasionados pela inserção destas fontes no sistema elétrico como um todo. Em linha com o descrito, esta dissertação tem como foco de seu estudo, a avaliação do comportamento da proteção de distância quando aplicada a uma linha de transmissão (LT) que interliga parques eólicos com o restante do sistema elétrico. Para realizar tal estudo, foi modelado no *Alternative Transients Program* (ATP) um sistema teste típico de complexos eólicos, com modelagem *full-converter*, em operação no Sistema Interligado Nacional (SIN). Diante dos testes avaliados é possível perceber a grande influência dos sinais gerados pelo complexo eólico sobre o funcionamento da proteção de distância.

Palavras-chave: Linha de transmissão, energia eólica, *full-converter*, proteção de distância.

ABSTRACT

With the technological development and the high competitive level in which renewable sources of electricity reached the world market, a high degree of penetration of these sources in the Brazilian electric system has been verified. In this context, wind energy has been a protagonist in energy development in the northeast and south of the country. Given the above, it is necessary to evaluate possible effects caused by the insertion of these sources in the electrical system as a whole. In line with the above, this dissertation focuses on its study, an assessment of the behavior of distance protection when applied to a transmission line (LT) that interconnects wind farms with the rest of the electrical system. To carry out this study, was modeled on Alternative Transients Program (ATP), a typical full-converter wind complex test system operating in the National Interconnected System (SIN). Given the tests evaluated, it is possible to notice the great influence of the signals generated by the wind complex on the distance protection operation.

Keywords: Transmission lines, wind energy, full-converter, distance protection.

SUMÁRIO

Sumário	i
Lista de Figuras	v
Lista de Tabelas	xi
Siglas	xii
Lista de Símbolos	xiv
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Contextualização do tema	1
1.2 Motivação	2
1.3 Contribuições e Publicações	3
Capítulo 2 – A Unidade de Geração Eólica	4
2.1 Considerações Iniciais	4
2.2 Modelagem da Unidade de Geração Eólica à Máquina Síncrona	6
2.2.1 Vento e Turbina	6
2.2.2 Máquina Síncrona	7
2.2.3 Conversor de Conexão	10
2.3 Modelo Computacional Utilizado	12
Capítulo 3 – Fundamentos da Proteção de Distância	15
3.1 Considerações Iniciais	15
3.2 Cálculo da Impedância de Falta	16
3.3 O Diagrama $R-X$ e Características de Operação	24
3.4 Zonas de Proteção	26
3.5 Comparadores	27
3.5.1 Característica Mho Autopolarizada	28
3.5.1.1 Comparador de Fase	29

3.5.2	Característica Mho Polarizada	31
3.5.2.1	Polarização por Memória de Tensão	31
Capítulo 4 – Revisão Bibliográfica		33
4.1	Contribuição de Curto Circuito	33
4.2	Influência de Complexos Eólicos nos Sistemas de Proteção	34
Capítulo 5 – Resultados e Análises das Simulações		37
5.1	Considerações Iniciais	37
5.1.1	Unidade de Geração	38
5.1.2	Sistema Elétrico Teste	40
5.1.2.1	Rede Coletora em 34,5 kV	40
5.1.2.2	Transformador Elevador 34,5/138 kV	41
5.1.2.3	Linha de Transmissão em 138 kV	41
5.1.2.4	Transformador Elevador 138/500 kV	41
5.1.2.5	Linha de Transmissão em 500 kV	41
5.1.2.6	Circuito Equivalente de Thévenin	42
5.1.3	Proteção de Distância	43
5.2	Resultados e Simulações	44
5.2.1	Faltas ABC	45
5.2.1.1	Resistência de Falta $10\mu\Omega$ - Aplicadas em 5%, 10% e 15% do Terminal Local	45
5.2.1.2	Resistência de Falta $10\mu\Omega$ - Aplicadas em 85%, 90% e 95% do Terminal Local	48
5.2.1.3	Resistência de Falta 5Ω - Aplicadas em 5%, 10% e 15% do Terminal Local	50
5.2.1.4	Resistência de Falta 5Ω - Aplicadas em 85%, 90% e 95% do Terminal Local	53
5.2.2	Faltas ABT	55
5.2.2.1	Resistência de Falta $10\mu\Omega$ - Aplicadas em 5%, 10% e 15% do Terminal Local	55
5.2.2.2	Resistência de Falta $10\mu\Omega$ - Aplicadas em 85%, 90% e 95% do Terminal Local	58
5.2.2.3	Resistência de Falta 5Ω - Aplicadas em 5%, 10% e 15% do Terminal Local	60
5.2.2.4	Resistência de Falta 5Ω - Aplicadas em 85%, 90% e 95% do Terminal Local	63
5.2.3	Faltas AB	65

5.2.3.1	Resistência de Falta $10\mu\Omega$ - Aplicadas em 5%, 10% e 15% do Terminal Local	65
5.2.3.2	Resistência de Falta $10\mu\Omega$ - Aplicadas em 85%, 90% e 95% do Terminal Local	67
5.2.3.3	Resistência de Falta 5Ω - Aplicadas em 5%, 10% e 15% do Terminal Local	69
5.2.3.4	Resistência de Falta 5Ω - Aplicadas em 85%, 90% e 95% do Terminal Local	72
5.2.4	Faltas AT	75
5.2.4.1	Resistência de Falta $10\mu\Omega$ - Aplicadas em 5%, 10% e 15% do Terminal Local	75
5.2.4.2	Resistência de Falta $10\mu\Omega$ - Aplicadas em 85%, 90% e 95% do Terminal Local	77
5.2.4.3	Resistência de Falta 5Ω - Aplicadas em 5%, 10% e 15% do Terminal Local	79
5.2.4.4	Resistência de Falta 5Ω - Aplicadas em 85%, 90% e 95% do Terminal Local	82
 Capítulo 6 – Conclusão		 85
 Referências Bibliográficas		 87
 Apêndice A – Parâmetros do Sistema		 91
A.1	Rede Coletora em 34,5 kV	91
A.2	Transformador Elevador 34,5/138 kV	91
A.3	Linha de Transmissão em 138 kV	92
A.4	Transformador Elevador 138/500 kV	92
A.5	Linha de Transmissão em 500 kV	93
A.6	Conjunto Equivalente de Thevenin	93
 Apêndice B – Faltas ABC		 98
B.1	Resistência de Falta $10\mu\Omega$ - Aplicadas em 20%, 40%, 60% e 80% do Terminal Local	98
B.2	Resistência de Falta 5Ω - Aplicadas em 20%, 40%, 60% e 80% do Terminal Local	99
 Apêndice C – Faltas ABT		 103
C.1	Resistência de Falta $10\mu\Omega$ - Aplicadas em 20%, 40%, 60% e 80% do Terminal Local	103
C.2	Resistência de Falta 5Ω - Aplicadas em 20%, 40%, 60% e 80% do Terminal Local	104

Apêndice D – Faltas AB	108
D.1 Resistência de Falta $10 \mu\Omega$ - Aplicadas em 20%, 40%, 60% e 80% do Terminal Local	108
D.2 Resistência de Falta 5Ω - Aplicadas em 20%, 40%, 60% e 80% do Terminal Local	109
Apêndice E – Faltas AT	113
E.1 Resistência de Falta $10 \mu\Omega$ - Aplicadas em 20%, 40%, 60% e 80% do Terminal Local	113
E.2 Resistência de Falta 5Ω - Aplicadas em 20%, 40%, 60% e 80% do Terminal Local	114

LISTA DE FIGURAS

2.1	Máquina de indução com rotor em gaiola de esquilo (REIS, 2014).	4
2.2	Máquina de indução duplamente alimentada (REIS, 2014)	5
2.3	Máquina síncrona à imã permanente (REIS, 2014).	5
2.4	Máquina síncrona com rotor bobinado (REIS, 2014).	6
2.5	Máquina síncrona.	9
2.6	Conversor do tipo <i>back to back</i> . (REIS, 2014)	11
2.7	Modelo computacional implementado.	12
2.8	Fluxograma de implementação da fonte de corrente controlada.	13
3.1	Representação da impedância de sequência positiva de uma linha de transmissão. (SILVA, 2009)	17
3.2	Circuitos de sequência para uma falta entre as fases B e C.	18
3.3	Circuitos de sequência para uma falta entre as fases B e C.	18
3.4	Circuitos de sequência para uma falta entre as fases B e C envolvendo o terra.	20
3.5	Circuitos de sequência para uma falta trifásica.	21
3.6	Circuitos de sequência para uma falta monofásica.	22
3.7	Representação de uma impedância no diagrama $R-X$. (SILVA, 2009)	25
3.8	Características de operação do relé de distância: (a) Impedância; (b) Mho; (c) Lenticular; (d) Retângulo; (e) Blinder; (f) Reatância; (g) Resistência. (SILVA, 2009)	25
3.9	Trajectoria da impedância vista pelo relé para a característica: (a) mho; (b) quadrilateral. (SILVA, 2009)	26
3.10	Representação das zonas de proteção dos relés de distância. (ANDERSON, 1999)	27
3.11	Representação das zonas de proteção dos relés de distância no diagrama $R-X$. (SILVA, 2009)	28
3.12	Representação das características mho no plano $R-X$. (SILVA, 2009)	29
3.13	Relação entre as fases de Z_{op} e Z_{pol} , para Z_R : (a) dentro da característica mho; (b) sobre a característica mho; (c) fora da característica mho. (SILVA, 2009)	30
3.14	Característica mho polarizada: (a) falta na direção direta; (b) falta na direção reversa (SILVA, 2009)	32
5.1	Diagrama unifilar do sistema estudado.	38
5.2	Comportamento da unidade geradora: corrente injetada no barramento CC.	39
5.3	Comportamento da unidade geradora: (a) potência ativa (b) potência reativa	39

5.4	Rede coletora modelada.	40
5.5	Circuito equivalente de Thévenin	43
5.6	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $ \hat{I}_{AB} $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $ \hat{V}_{AB} $	46
5.7	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle\hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle\hat{V}_{AB}$	46
5.8	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$	47
5.9	Comparador de fase para a característica mho polarizada para unidade AB: (a) 5% da linha protegida (b) 10% da linha protegida (c) 15% da linha protegida	48
5.10	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $ \hat{I}_{AB} $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $ \hat{V}_{AB} $	49
5.11	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle\hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle\hat{V}_{AB}$	49
5.12	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$	50
5.13	Comparador de fase para a característica mho polarizada para a unidade AB: (a) 85% da linha protegida (b) 90% da linha protegida (c) 95% da linha protegida	50
5.14	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $ \hat{I}_{AB} $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $ \hat{V}_{AB} $	51
5.15	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle\hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle\hat{V}_{AB}$	51
5.16	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$	52
5.17	Comparador de fase para a característica mho polarizada: (a) 5% da linha protegida (b) 10% da linha protegida (c) 15% da linha protegida	53
5.18	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $ \hat{I}_{AB} $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $ \hat{V}_{AB} $	53
5.19	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle\hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle\hat{V}_{AB}$	54
5.20	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$	54
5.21	Comparador de fase para a característica mho polarizada unidade AB: (a) 85% da linha protegida (b) 90% da linha protegida (c) 95% da linha protegida	55
5.22	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $ \hat{I}_{AB} $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $ \hat{V}_{AB} $	56
5.23	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle\hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle\hat{V}_{AB}$	56
5.24	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$	57

5.25	Comparador de fase para a característica mho polarizada unidade AB: (a) 5% da linha protegida (b) 10% da linha protegida (c) 15% da linha protegida	57
5.26	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $ \hat{I}_{AB} $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $ \hat{V}_{AB} $	58
5.27	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle \hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle \hat{V}_{AB}$	59
5.28	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$	59
5.29	Comparador de fase para a característica mho polarizada unidade AB: (a) 85% da linha protegida (b) 90% da linha protegida (c) 95% da linha protegida	60
5.30	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $ \hat{I}_{AB} $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $ \hat{V}_{AB} $	61
5.31	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle \hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle \hat{V}_{AB}$	61
5.32	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$	62
5.33	Comparador de fase para a característica mho polarizada: (a) 5% da linha protegida (b) 10% da linha protegida (c) 15% da linha protegida	63
5.34	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $ \hat{I}_{AB} $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $ \hat{V}_{AB} $	63
5.35	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle \hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle \hat{V}_{AB}$	64
5.36	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$	64
5.37	Comparador de fase para a característica mho polarizada unidade AB: (a) 85% da linha protegida (b) 90% da linha protegida (c) 95% da linha protegida	65
5.38	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $ \hat{I}_{AB} $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $ \hat{V}_{AB} $	65
5.39	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle \hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle \hat{V}_{AB}$	66
5.40	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$	67
5.41	Comparador de fase para a característica mho polarizada unidade AB: (a) 5% da linha protegida (b) 10% da linha protegida (c) 15% da linha protegida	67
5.42	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $ \hat{I}_{AB} $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $ \hat{V}_{AB} $	68
5.43	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle \hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle \hat{V}_{AB}$	68
5.44	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$	69
5.45	Comparador de fase para a característica mho polarizada unidade AB: (a) 85% da linha protegida (b) 90% da linha protegida (c) 95% da linha protegida	69

5.46	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $ \hat{I}_{AB} $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $ \hat{V}_{AB} $	70
5.47	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle\hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle\hat{V}_{AB}$	70
5.48	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$	71
5.49	Comparador de fase para a característica mho polarizada: (a) 5% da linha protegida (b) 10% da linha protegida (c) 15% da linha protegida	72
5.50	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $ \hat{I}_{AB} $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $ \hat{V}_{AB} $	72
5.51	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle\hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle\hat{V}_{AB}$	73
5.52	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$	73
5.53	Comparador de fase para a característica mho polarizada unidade AB: (a) 85% da linha protegida (b) 90% da linha protegida (c) 95% da linha protegida	74
5.54	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AT - $ \hat{I}'_A $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AT - $ \hat{V}_A $	75
5.55	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AT - $\angle\hat{I}'_A$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AT - $\angle\hat{V}_A$	75
5.56	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AT,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AT,REM}$	76
5.57	Comparador de fase para a característica mho polarizada unidade AB: (a) 5% da linha protegida (b) 10% da linha protegida (c) 15% da linha protegida	77
5.58	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AT - $ \hat{I}'_A $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AT - $ \hat{V}_A $	78
5.59	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AT - $\angle\hat{I}'_A$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AT - $\angle\hat{V}_A$	78
5.60	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AT,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AT,REM}$	79
5.61	Comparador de fase para a característica mho polarizada unidade AB: (a) 85% da linha protegida (b) 90% da linha protegida (c) 95% da linha protegida	79
5.62	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AT - $ \hat{I}'_A $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AT - $ \hat{V}_A $	80
5.63	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AT - $\angle\hat{I}'_A$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AT - $\angle\hat{V}_A$	80
5.64	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$	81
5.65	Comparador de fase para a característica mho polarizada: (a) 5% da linha protegida (b) 10% da linha protegida (c) 15% da linha protegida	81

5.66	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AT - $ \hat{I}'_A $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AT - $ \hat{V}_A $	82
5.67	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AT - $\angle \hat{I}'_A$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AT - $\angle \hat{V}_A$	82
5.68	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$	83
5.69	Comparador de fase para a característica mho polarizada: (a) 5% da linha pro- tegida (b) 10% da linha protegida (c) 15% da linha protegida	83
B.1	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $ \hat{I}_{AB} $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $ \hat{V}_{AB} $	98
B.2	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle \hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle \hat{V}_{AB}$	99
B.3	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,LOC}$	99
B.4	Comparador de fase para a característica mho polarizada por memória de tensão: (a) 20% da linha protegida (b) 40% da linha protegida (c) 60% da linha protegida (d) 80% da linha protegida	100
B.5	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $ \hat{I}_{AB} $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $ \hat{V}_{AB} $	101
B.6	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle \hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle \hat{V}_{AB}$	101
B.7	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,LOC}$	102
B.8	Comparador de fase para a característica mho polarizada por memória de tensão: (a) 20% da linha protegida (b) 40% da linha protegida (c) 60% da linha protegida (d) 80% da linha protegida	102
C.1	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $ \hat{I}_{AB} $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $ \hat{V}_{AB} $	103
C.2	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle \hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle \hat{V}_{AB}$	104
C.3	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,LOC}$	104
C.4	Comparador de fase para a característica mho polarizada por memória de tensão: (a) 20% da linha protegida (b) 40% da linha protegida (c) 60% da linha protegida (d) 80% da linha protegida	105
C.5	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $ \hat{I}_{AB} $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $ \hat{V}_{AB} $	106
C.6	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle \hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle \hat{V}_{AB}$	106
C.7	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,LOC}$	107

C.8	Comparador de fase para a característica mho polarizada por memória de tensão: (a) 20% da linha protegida (b) 40% da linha protegida (c) 60% da linha protegida (d) 80% da linha protegida	107
D.1	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $ \hat{I}_{AB} $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $ \hat{V}_{AB} $	108
D.2	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle \hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle \hat{V}_{AB}$	109
D.3	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,LOC}$	109
D.4	Comparador de fase para a característica mho polarizada por memória de tensão: (a) 20% da linha protegida (b) 40% da linha protegida (c) 60% da linha protegida (d) 80% da linha protegida	110
D.5	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $ \hat{I}_{AB} $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $ \hat{V}_{AB} $	111
D.6	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle \hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle \hat{V}_{AB}$	111
D.7	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,LOC}$	112
D.8	Comparador de fase para a característica mho polarizada por memória de tensão: (a) 20% da linha protegida (b) 40% da linha protegida (c) 60% da linha protegida (d) 80% da linha protegida	112
E.1	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $ \hat{I}'_A $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $ \hat{V}_A $	113
E.2	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AT - $\angle \hat{I}'_A$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle \hat{V}_A$	114
E.3	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AT,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AT,LOC}$	114
E.4	Comparador de fase para a característica mho polarizada por memória de tensão: (a) 20% da linha protegida (b) 40% da linha protegida (c) 60% da linha protegida (d) 80% da linha protegida	115
E.5	Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $ \hat{I}'_A $ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $ \hat{V}_A $	116
E.6	Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AT - $\angle \hat{I}'_A$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle \hat{V}_A$	116
E.7	Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AT,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AT,LOC}$	117
E.8	Comparador de fase para a característica mho polarizada por memória de tensão: (a) 20% da linha protegida (b) 40% da linha protegida (c) 60% da linha protegida (d) 80% da linha protegida	117

LISTA DE TABELAS

3.1	Grandezas de entrada do relé de distância.	23
3.2	Unidades de proteção sensibilizadas pelo relé de distância. (SILVA, 2009)	24
A.1	Impedâncias dos alimentadores em 34,5 kV.	91
A.2	Parâmetros dos transformadores de 34,5/138 kV.	92
A.3	Parâmetros da LT em 138 kV.	92
A.4	Parâmetros do transformador de 138/500 kV.	93
A.5	Parâmetros da LT em 500 kV.	93
A.6	Parâmetros da primeira LT localizada entre o terminal remoto e barra A.	94
A.7	Parâmetros da segunda LT localizada entre terminal remoto e barra A.	94
A.8	Parâmetros da LT localizada entre terminal remoto e barra B.	94
A.9	Parâmetros da LT localizada entre as barras B e C.	95
A.10	Parâmetros da LT localizada entre terminal remoto e barra C.	95
A.11	Parâmetros da LT localizada entre terminal remoto e barra D.	95
A.12	Parâmetros da LT localizada entre as barras C e D.	96
A.13	Parâmetros da impedância equivalente de Thevenin conectada ao terminal remoto	96
A.14	Parâmetros da impedância equivalente de Thevenin conectada a barra A	96
A.15	Parâmetros da impedância equivalente de Thevenin conectada a barra B	96
A.16	Parâmetros da impedância equivalente de Thevenin conectada a barra C	96
A.17	Parâmetros da impedância equivalente de Thevenin conectada a barra D	97
A.18	Parâmetros da fonte de tensão equivalente de Thevenin conectada ao terminal remoto	97
A.19	Parâmetros da fonte de tensão equivalente de Thevenin conectada às barras A, B, C e D	97

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
SIN	Sistema Interligado Nacional
MME	Ministério de Minas e Energia
PAE	Produção Anual de Energia
SCIG	<i>Squirrel Cage Induction Generator</i>
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
PMSG	<i>Permanent Magnetic Synchronous Generator</i>
EMTP	<i>Electromagnetic Transients Program</i>
ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
RTDS	<i>Real Time Digital Simulator</i>
FT	Falta monofásica
FF	Falta bifásica
FFT	Falta bifásica terra
FFF	Falta trifásica
AT	Falta entre a fase A e a terra em sistemas trifásicos
BT	Falta entre a fase B e a terra em sistemas trifásicos
CT	Falta entre a fase C e a terra em sistemas trifásicos
ABT	Falta entre a fases A, a fase B e a terra em sistemas trifásicos
BCT	Falta entre a fases B, a fase C e a terra em sistemas trifásicos
CAT	Falta entre a fases C, a fase A e a terra em sistemas trifásicos

AB	Falta entre as fases A e B em sistemas trifásicos
BC	Falta entre as fases B e C em sistemas trifásicos
CA	Falta entre as fases C e A em sistemas trifásicos
ABC	Falta trifásica em sistemas trifásicos
CC	Corrente Contínua
LCL	Indutivo-Capacitivo-Indutivo
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulate</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LT	Linha de Transmissão
PAC	Ponto de Acoplamento Comum

LISTA DE SÍMBOLOS

dt	Passo de Integração
t	Tempo
P_{mec}	Potência Mecânica
C_p	Coefficiente de Potência
λ_i	Coefficiente Adimensional da Turbina
λ	Razão de Velocidade da Turbina
β	Ângulo de Passo das Pás
ρ	Densidade do Ar
A	Área Varrida pelas Pás da Turbina
R	Raio da Área Varrida pelas Pás da Turbina
$\omega_{turbina}$	Velocidade Mecânica da Turbina
v_{vento}	Velocidade do Vento
v_{base}	Componente Base da Velocidade do Vento
v_{rajada}	Componente de Rajada da Velocidade do Vento
$v_{ruído}$	Componente de Ruído da Velocidade do Vento
V_a	Tensão nos Terminais da Fase A da Máquina Síncrona
V_b	Tensão nos Terminais da Fase B da Máquina Síncrona
V_c	Tensão nos Terminais da Fase C da Máquina Síncrona
V_f	Tensão nos Terminais do Enrolamento de Campo da Máquina Síncrona
R_a	Resistência do Enrolamento da Fase A da Máquina Síncrona

R_b	Resistência do Enrolamento da Fase B da Máquina Síncrona
R_c	Resistência do Enrolamento da Fase C da Máquina Síncrona
R_f	Resistência do Enrolamento de Campo da Máquina Síncrona
R_D	Resistência do Enrolamento Amortecedor de Eixo Direto da Máquina Síncrona
R_Q	Resistência do Enrolamento Amortecedor de Eixo em Quadratura da Máquina Síncrona
i_a	Corrente que Circula no Enrolamento da Fase A da Máquina Síncrona
i_b	Corrente que Circula no Enrolamento da Fase B da Máquina Síncrona
i_c	Corrente que Circula no Enrolamento da Fase C da Máquina Síncrona
λ_a	Fluxo Concatenado pelo Enrolamento da Fase A da Máquina Síncrona
λ_b	Fluxo Concatenado pelo Enrolamento da Fase B da Máquina Síncrona
λ_c	Fluxo Concatenado pelo Enrolamento da Fase C da Máquina Síncrona
L_{xx}	Indutância Própria do Enrolamento X da Máquina Síncrona
L_{xy}	Indutância Mútua Entre o Enrolamento X e o Enrolamento Y da Máquina Síncrona
T_{ele}	Conjugado Eletromagnético Exercido pelo Máquina Síncrona ao Eixo de Acoplamento
T_{mec}	Conjugado Mecânico Exercido pela Turbina ao Eixo de Acoplamento
J	Constante de Inércia
n_p	Número de Polos da Máquina Síncrona
λ_d	Fluxo Magnético de Eixo Direto do Estator da Máquina
λ_q	Fluxo Magnético de Eixo em Quadratura do Estator da Máquina
i_d	Corrente de Eixo Direto do Estator da Máquina
i_q	Corrente de Eixo em Quadratura do Estator da Máquina
$I_{CC,controlada}$	Corrente Injetada no Barramento CC do Aerogerador
$I_{CC,nominal}$	Corrente Nominal no Barramento CC do Aerogerador

$V_{d,rede}$	Tensão De Eixo Direto na Rede de Conexão da Máquina
\hat{V}_R	Fasor de Tensão Medido pelo Relé de Distância
\hat{V}_F	Fasor de Tensão no Ponto de Falta
\hat{I}_R	Fasor de Corrente Medido pelo Relé de Distância
Z_R	Impedância Medida pelo Relé de Distância
z_l	Impedância da Linha de Transmissão por Unidade de Comprimento
F	Ponto de Falta
h	Distância Entre o Terminal Monitorado e o Ponto de Falta
\hat{V}_{R0}	Fasor de Tensão de Sequência Zero Medida pelo Relé de Distância
\hat{V}_{R1}	Fasor de Tensão de Sequência Positiva Medida pelo Relé de Distância
\hat{V}_{R2}	Fasor de Tensão de Sequência Negativa Medida pelo Relé de Distância
\hat{V}_{F0}	Fasor de Tensão de Sequência Zero no Ponto de Falta
\hat{V}_{F1}	Fasor de Tensão de Sequência Positiva no Ponto de Falta
\hat{V}_{F2}	Fasor de Tensão de Sequência Negativa no Ponto de Falta
\hat{I}_{R0}	Fasor de Corrente de Sequência Zero Medido pelo Relé de Distância
\hat{I}_{R1}	Fasor de Corrente de Sequência Positiva Medido pelo Relé de Distância
\hat{I}_{R2}	Fasor de Corrente de Sequência Negativa Medido pelo Relé de Distância
z_{l0}	Impedância de Sequência Zero da Linha de Transmissão por Unidade de Comprimento
z_{l1}	Impedância de Sequência Positiva da Linha de Transmissão por Unidade de Comprimento
z_{l2}	Impedância de Sequência Negativa da Linha de Transmissão por Unidade de Comprimento
\hat{V}_{Ra}	Fasor de Tensão na Fase A Medida pelo Relé de Distância
\hat{V}_{Rb}	Fasor de Tensão na Fase B Medida pelo Relé de Distância

\hat{V}_{Rc}	Fasor de Tensão na Fase C Medida pelo Relé de Distância
\hat{I}_{Ra}	Fasor de Corrente na Fase A Medida pelo Relé de Distância
\hat{I}_{Rb}	Fasor de Corrente na Fase B Medida pelo Relé de Distância
\hat{I}_{Rc}	Fasor de Corrente na Fase C Medida pelo Relé de Distância
K_0	Fator de Compensação de Sequência Zero
Z_{AT}	Unidade de Proteção do Relé de Distância para Faltas entre a Fase A e o Terra
Z_{BT}	Unidade de Proteção do Relé de Distância para Faltas entre a Fase B e o Terra
Z_{CT}	Unidade de Proteção do Relé de Distância para Faltas entre a Fase C e o Terra
Z_{AB}	Unidade de Proteção do Relé de Distância para Faltas entre as Fases A e B
Z_{BC}	Unidade de Proteção do Relé de Distância para Faltas entre as Fases B e C
Z_{CA}	Unidade de Proteção do Relé de Distância para Faltas entre as Fases C e A
T_2	Tempo de Atuação da Segunda Zona do Relé de Distância
T_3	Tempo de Atuação da Terceira Zona do Relé de Distância
\hat{V}_{op}	Tensão de Operação
\hat{V}_{pol}	Tensão de Polarização
\hat{V}_{sup}	Tensão de Suplementação
k_p	Porcentagem de Suplementação
Z_A	Impedância de Alcance
θ_{L1}	Ângulo da Impedância de Sequência Positiva da Linha de Transmissão
τ	Ângulo de Torque Máximo do Relé de Distância
ϕ	Ângulo de Atuação do Relé de Distância

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

Junto ao crescimento demográfico, o consumo de energia elétrica tem crescido ao longo dos anos. Em consonância aos anseios socioambientais que clamam pela busca por novas fontes de energia, o Brasil tem desenvolvido seu parque gerador com fontes de energia limpas e renováveis, ao passo que ao final de 2027, 48% da matriz energética será renovável e 86% da energia elétrica gerada será oriunda de fontes renováveis (EPE, 2018). Grande parte deste número se dá à crescente exploração do potencial eólico do país, vislumbrando-se incrementos de até 2000 MW por ano (EPE, 2018). Com isso o sistema elétrico de potência brasileiro irá crescer em tamanho e complexidade, tendo em vista que essa fonte de energia possui características técnicas e operativas diferentes das demais fontes comumente utilizadas na geração de energia.

Considerando o cenário apresentado, para que toda a energia gerada por esta fonte alternativa chegue até o consumidor final, é importante que se adquira uma maior confiabilidade nos sistemas de transmissão de energia elétrica, o que se reflete em incentivos econômicos tanto para os geradores eólicos, quanto para as empresas detentoras de concessão de transmissão prestem o serviço com o maior índice de continuidade possível (ANEEL, 2016) (MME, 2018). Caso as empresas de geração de energia eólica tenham sua injeção de potência no Sistema Interligado Nacional (SIN) interrompida, elas poderão não atingir a sua expectativa de Produção Anual de Energia (PAE), acarretando em um decréscimo no montante de energia que poderá ser comercializado por aquela central geradora no ano seguinte. Já a regulamentação vigente para as concessionárias do serviço de transmissão de energia, estabelece que sejam aplicados descontos financeiros em sua receita caso a linha de transmissão saia de operação (ANEEL, 2016).

Um dos principais fatores que causam a saída de operação das linhas de transmissão são os curtos-circuitos, também denominados neste trabalho de faltas ou defeitos (PAYTHANKAR,

2007). As faltas em sistemas elétricos de potência, caracterizam-se por condições anormais de operação, que provocam desligamentos não programados em seus componentes (SILVA, 2009). Saber identificar e eliminar esses defeitos, é de suma importância para o bom funcionamento dos sistemas elétricos de potência. Neste contexto surgem as preocupações com os possíveis impactos que o crescimento das fontes eólicas podem causar nas funções tradicionais de proteção, pois de fato, sua operação se dá de forma intermitente, tendo como principal variável as condições meteorológicas locais. Outro fator determinante, é o emprego de conversores eletrônicos, que possibilitam o acoplamento das unidades geradoras à rede elétrica, e portanto mudam drasticamente a característica operativa desta fonte quando comparada às demais fontes de geração de energia elétrica, que são majoritariamente interligadas à rede através de máquinas síncronas tradicionais. Estas exemplificações, dentre outras, evidenciam que a operação das unidades de geração eólica podem provocar alterações nas características operativas da rede como um todo, sendo necessário analisar os possíveis impactos causados por esta fonte de geração de energia.

Devido às suas extensas dimensões físicas e as demais adversidades climáticas nas quais estão submetidas, as linhas de transmissão são os equipamentos de um sistema elétrico de potência que estão mais susceptíveis às faltas (SILVA, 2009). Cerca de 50% dos defeitos totais do sistema, estão contidos nas linhas de transmissão (PAYTHANKAR, 2007). A extinção rápida e apropriada destes defeitos está diretamente relacionada com a estabilidade do sistema, de modo que, uma operação inapropriada do sistema de proteção pode acarretar em uma situação de instabilidade, ocasionando grandes desligamentos em efeito cascata (SILVA, 2009).

Dentre as funções de proteção mais utilizadas em linhas de transmissão, destaca-se a proteção de distância (ZIEGLER; AKTIENGESELLSCHAFT, 2000). Este tipo de proteção baseia-se na medição indireta da distância de localização de falta, mediante o cálculo da impedância de sequência positiva do trecho da linha entre o relé e o local da falta (SILVA, 2009).

1.2 MOTIVAÇÃO

Por ser uma função de proteção amplamente difundida no mercado, o mal funcionamento da proteção de distância caracteriza-se como uma preocupação. É sabido que devido a interface realizada pelos conversores de potência e seus controles associados, os aerogeradores moder-

nos possuem características próprias de funcionamento. As peculiaridades apresentadas por esta forma de geração, podem se traduzir em eventuais problemas na atuação da proteção de distância.

Desta forma, nota-se a necessidade de avaliar o impacto no desempenho da função de proteção de distância, tendo como foco de análise as mudanças ocasionadas por complexos eólicos conectados em um dos terminais de uma linha de transmissão à ser protegida.

1.3 CONTRIBUIÇÕES E PUBLICAÇÕES

Dentre as contribuições científicas deste trabalho, destacam-se:

- a) Desenvolvimento de um modelo simplificado de aerogerador em softwares do tipo *Electromagnetic Transients Program*;
- b) Desenvolvimento de um sistema teste típico que pode ser utilizado para testes nas mais diversas áreas de interesse;
- c) Avaliação do comportamento da proteção de distância frente a parques eólicos baseados em aerogeradores do tipo *full-converter*;

Os estudos desenvolvidos durante o mestrado possibilitaram a publicação dos seguintes artigos em anais de conferências nacionais e internacionais:

- a) **SANTOS, G. B. dos**; LOPES, F. V.; REIS, A. Review of Technical Impacts and Concerns Caused by Distributed Generation in Distribution Systems Protection. In: 2018 SIMPOSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELETRICOS (SBSE). Niterói, 2018. (SANTOS; LOPES, 2018).
- b) COSTA, J. S.; **SANTOS, G. B. dos**; *et al.* Investigation on Full-Converter-Based Wind Power Plant Behavior During Short-Circuits. In: 4th WORKSHOP ON COMMUNICATION NETWORKS AND POWER SYSTEMS (WCNPS 2019). Brasília, 2019. (COSTA *et al.*, 2019b).
- c) COSTA, J. S.; **SANTOS, G. B. dos**; *et al.* Análise de Transitórios de Falta em Linha de Transmissão Considerando Conexão de Parque Eólico Interfaceado por Conversores. In: 12th SEMINAR ON POWER ELECTRONICS AND CONTROL (SEPOC). Natal, 2019. (COSTA *et al.*, 2019a).

A UNIDADE DE GERAÇÃO EÓLICA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Se tratando de unidades de geração eólica, é possível classificá-las em 4 principais tipos: gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo, gerador de indução duplamente alimentado, gerador síncrono à imã permanente e gerador síncrono com conversão plena. Por consistirem em máquinas de diferentes topologias, possuem comportamentos transitórios divergentes e tecnologias embarcadas distintas, este trabalho trata no detalhe, apenas dos aspectos construtivos e comportamentais do aerogerador que utiliza a máquina síncrona com conversão plena. Entretanto, é realizado a seguir um breve resumo das principais características construtivas e operativas de cada uma das topologias supracitadas:

- O aerogerador baseado na máquina de indução com rotor em gaiola de esquilo, comumente conhecido como "*Squirrel Cage Induction Generator*" (SCIG), é apresentado na Figura 2.1 (Chen *et al.*, 2009). Esta concepção de aerogerador não visa auxiliar no controle dinâmico dos parâmetros de tensão da rede (SLOOTWEG *et al.*, 2001). Portanto, utiliza-se apenas um banco de capacitores conectados em paralelo ao aerogerador para a compensação da energia reativa indutiva consumida pela própria máquina elétrica (WU *et al.*, 2011).

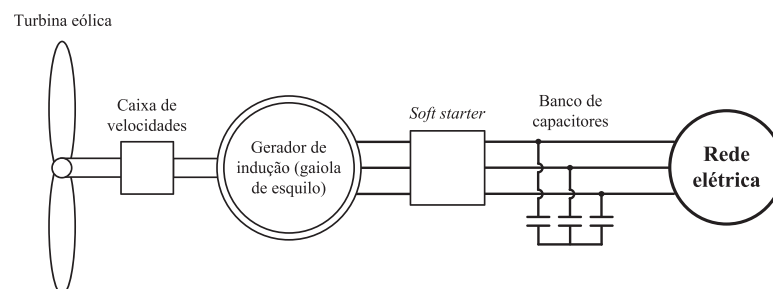


Figura 2.1. Máquina de indução com rotor em gaiola de esquilo (REIS, 2014).

- A estrutura construtiva da máquina de indução duplamente alimentada é apresentada na Figura 2.2 (Chen *et al.*, 2009). Também conhecida como "*Doubly Fed Induction Generator*" (DFIG), é possível perceber a existência de um conversor de topologia *back-to-back* conectado entre a rede elétrica e o rotor da máquina de indução. De modo a obter um melhor uso deste conversor, diversas técnicas de controle têm sido desenvolvidas na literatura com o objetivo de extrair a máxima potência disponível no vento, além da possibilidade de se auxiliar na estabilidade de tensão em regime permanente de operação (REIS, 2014).

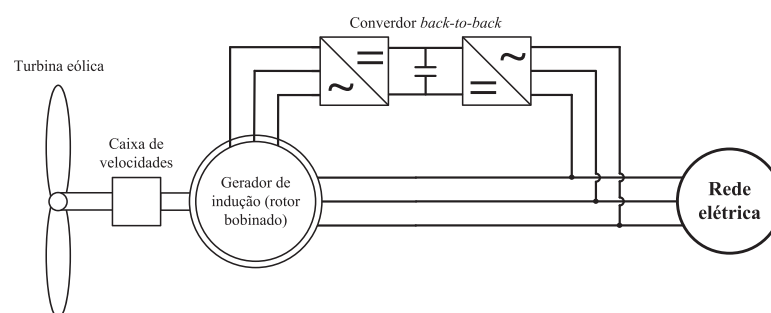


Figura 2.2. Máquina de indução duplamente alimentada (REIS, 2014)

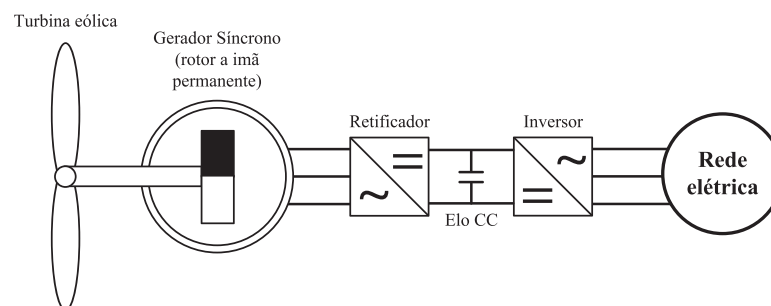


Figura 2.3. Máquina síncrona à imã permanente (REIS, 2014).

- As Figuras 2.3 e 2.4 apresentam as topologias típicas de sistemas eólicos constituídos por máquinas síncronas e conversores plenos (BLAABJERG *et al.*, 2012). O esquema apresentado na Figura 2.3, possui acoplado em seu rotor um imã permanente. Já o esquemático da Figura 2.4, possui um eletroímã excitado por um conversor do tipo CC/CC. Para ambos os casos, toda a eletricidade gerada pela máquina escoará para a rede através dos conversores. De forma geral, os conversores que realizam a interface entre máquina e a rede, são utilizados para o emprego de técnicas de controle operativo, fornecendo para

o aerogerador a capacidade de aproveitar o vento com a máxima eficiência possível, além de possibilitar a participação no controle de energia reativa e por consequência na estabilidade de tensão da rede em que a máquina se encontra conectada auxiliando manter a tensão dentro dos limites adequados.

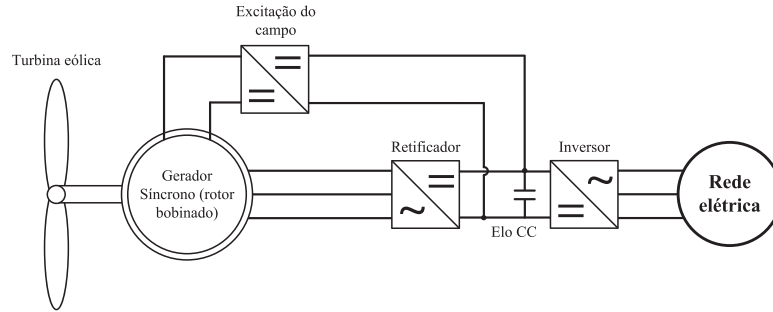


Figura 2.4. Máquina síncrona com rotor bobinado (REIS, 2014).

Para que a avaliação do comportamento da proteção de distância frente aos complexos eólicos seja possível, é necessário conhecer as características dinâmicas do conjunto de equipamentos supramencionados. Posto isto, o presente capítulo tem como principal objetivo apresentar a fundamentação teórica necessária para que tal tarefa seja alcançada. Em (REIS, 2014) são apresentados maiores detalhes sobre o que tange o aerogerador com a topologia utilizada por este trabalho.

2.2 MODELAGEM DA UNIDADE DE GERAÇÃO EÓLICA À MÁQUINA SÍNCRONA

2.2.1 Vento e Turbina

A potência mecânica que a turbina eólica é capaz de extrair da energia mecânica proveniente dos ventos, em sintonia com os procedimentos clássicos, é expressa por (2.1)(2.2)(2.3)(2.4) (Chen *et al.*, 2009):

$$P_{mec} = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho A v_{vento}^3 \quad (2.1)$$

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,22 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{-\frac{12,5}{\lambda_i}} \quad (2.2)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1}} \quad (2.3)$$

$$\lambda = \frac{\omega_{turbina} R}{v_{vento}} \quad (2.4)$$

sendo: ρ – densidade do ar (kg/m^3); A – área varrida pelas pás da turbina eólica (m^2); v_{vento} – velocidade do vento (m/s); R – raio da turbina; ω_{turbina} – velocidade angular da turbina (rad/s); β – ângulo de passo (rad); λ , λ_i e C_p são coeficientes adimensionais;

O coeficiente de potência C_p , expressa a relação entre a quantidade de potência disponível no vento e aquela quantidade que efetivamente é extraída pela parte mecânica da turbina eólica. Esta quantidade é dependente do ângulo de passo das pás da turbina β , e do coeficiente adimensional λ , que é comumente denominado de razão de velocidade da turbina. Este coeficiente correlaciona a velocidade linear da ponta da pá, com a velocidade do vento.

Tendo em vista que a potência extraída pela turbina eólica é proporcional ao cubo da velocidade do vento, quantificar esta grandeza de forma assertiva se faz necessário. Desta forma, segundo os procedimentos clássicos encontrados na literatura (Anderson; Bose, 1983), o vento é modelado pela soma de quatro parcelas, nas quais:

$$v_{\text{vento}} = v_{\text{base}} + v_{\text{rajada}} + v_{\text{rampa}} + v_{\text{ruído}} \quad (2.5)$$

sendo: v_{base} - a parcela de velocidade constante (m/s); v_{rajada} - a componente que representa a rajada do vento (m/s); v_{rampa} - a componente que apresenta um crescimento da velocidade do vento em rampa (m/s); $v_{\text{ruído}}$ - a componente que retrata o ruído (m/s)

Outro aspecto muito importante no que diz respeito à potência mecânica extraída pela turbina, está no controle do ângulo de passo. Com o objetivo de limitar a potência mecânica fornecida ao gerador elétrico, de forma automática o ângulo de passo varia quando a velocidade mecânica da turbina ultrapassa determinado limiar utilizado como valor de referência. Sem comprometer o entendimento dos resultados apresentados por este trabalho, em (CARVALHO, 2006) são apresentados maiores detalhes sobre o assunto.

2.2.2 Máquina Síncrona

No que tange a modelagem da máquina síncrona trifásica, apresenta-se o modelo clássico muito difundido na literatura que se baseia na aplicação da Lei de Faraday-Lenz sobre o fluxo magnético concatenado pelos enrolamentos da máquina síncrona (ANDERSON *et al.*, 2003)(KUNDUR *et al.*, 1994)(OLIVEIRA, 2018). De forma simplificada e seguindo os procedimentos clássicos de modelagem, as relações entre fluxo magnético, tensões e correntes utilizando

as referências abc podem ser obtidas seguindo as equações (2.6), (2.7), (2.8) e (2.9). A disposição construtiva das indutâncias contidas na máquina síncrona podem ser melhor compreendidas ao analisar a Figura 2.5.

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_a & 0 & 0 \\ 0 & R_b & 0 \\ 0 & 0 & R_c \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} - \frac{\partial}{\partial t} \begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

$$\begin{bmatrix} v_f \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_f & 0 & 0 \\ 0 & R_D & 0 \\ 0 & 0 & R_Q \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} - \frac{\partial}{\partial t} \begin{bmatrix} \lambda_f \\ \lambda_D \\ \lambda_Q \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

$$\begin{bmatrix} \lambda_a \\ \lambda_b \\ \lambda_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_{af} & L_{aD} & L_{aQ} \\ L_{bf} & L_{bD} & L_{bQ} \\ L_{cf} & L_{cD} & L_{cQ} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

$$\begin{bmatrix} \lambda_f \\ \lambda_D \\ \lambda_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{fa} & L_{fb} & L_{fc} \\ L_{Da} & L_{Db} & L_{Dc} \\ L_{Qa} & L_{Qb} & L_{Qc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_{ff} & L_{fD} & L_{fQ} \\ L_{Df} & L_{DD} & L_{DQ} \\ L_{Qf} & L_{QD} & L_{QQ} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

sendo:

- v_a , v_b , v_c e v_f são respectivamente, a tensão terminal entre fase "a" e o neutro, tensão terminal entre fase "b" e o neutro, tensão terminal entre fase "c" e neutro, tensão de campo.
- i_a , i_b , i_c , i_f , i_D e i_Q são respectivamente, a corrente que circula na fase "a" do estator, na fase "b", na fase "c", a corrente que circula no enrolamento de campo e as correntes que circulam nos enrolamentos amortecedores de eixo direto e de eixo em quadratura.
- R_a , R_b , R_c , R_f , R_D e R_Q são respectivamente, as resistências ôhmicas do enrolamento na fase "a", fase "b", fase "c", resistência ôhmica do enrolamento de campo, resistências ôhmicas do enrolamento amortecedor de eixo direto e enrolamento amortecedor de eixo em quadratura.
- λ_a , λ_b , λ_c , λ_f , λ_D e λ_Q , são respectivamente, os fluxos magnéticos concatenados pelos enrolamentos da fase "a", fase "b", fase "c", enrolamento de campo, enrolamento amortecedor de eixo direto e enrolamento amortecedor de eixo em quadratura.

- L_{aa} , L_{bb} , L_{cc} , L_{ff} , L_{DD} e L_{QQ} , são respectivamente, as indutâncias próprias do enrolamento da fase "a", fase "b", fase "c", enrolamento de campo e enrolamentos amortecedores de eixo direto e de eixo em quadratura.
- L_{ab} , L_{ac} , L_{ba} , L_{bc} , L_{ca} e L_{cc} são as indutâncias mútuas entre os enrolamentos que estão contidos no estator.
- L_{fD} , L_{fQ} , L_{Df} , L_{DQ} , L_{Qf} e L_{QD} são as indutâncias mútuas entre os enrolamentos que estão contidos no rotor.
- As demais indutâncias L_{af} , L_{aD} , L_{aQ} , L_{bf} , L_{bD} , L_{bQ} , L_{cf} , L_{cD} , L_{cQ} , L_{fa} , L_{Da} , L_{Qa} , L_{fb} , L_{Db} , L_{Qb} , L_{fc} , L_{Dc} , L_{Qc} são as indutâncias mútuas entre os enrolamentos do estator e do rotor.

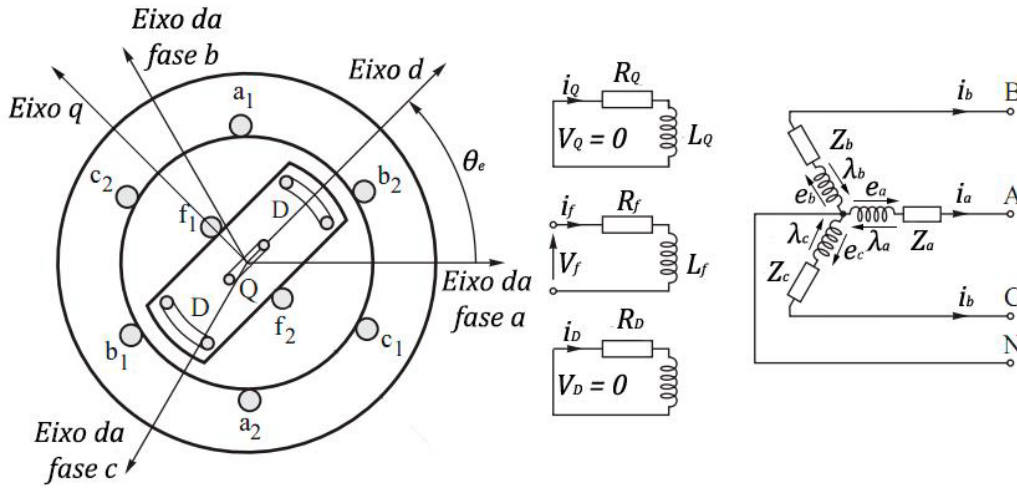


Figura 2.5. Máquina síncrona.

Partindo das equações supramencionadas, pode-se inferir que a máquina síncrona funciona a partir da interação dos efeitos eletromagnéticos entre enrolamentos que estão localizados no rotor e os enrolamentos que estão situados no estator. Com a energização da máquina em conjunto de sua força motriz, fluxos magnéticos são concatenados em seus enrolamentos, que por sua vez, geram tensão nos terminais da máquina. Por consequência, passa-se a circular corrente nos enrolamentos que estão localizados no estator. Cabe ressaltar, que as indutâncias próprias e mútuas apresentadas, variam com a posição física do rotor da máquina. Em (KUNDUR *et al.*, 1994) e (OLIVEIRA, 2018) é explicado em maiores detalhes a metodologia aplicável para o cálculo destes parâmetros, cujo procedimento não é foco deste trabalho.

De forma adicional, (2.10), explicita o conjugado eletromagnético T_{ele} , em referência θdq , que o gerador elétrico exerce sobre o eixo de acoplamento turbina-gerador. Concomitantemente, (2.11) modela o balanço entre o conjugado mecânico T_{mec} e o conjugado eletromagnético T_{ele} , os relacionando em conjunto com a velocidade mecânica $\omega_{turbina}$ e o momento de inércia J .

$$T_{ele} = \frac{3n_p}{4}(\lambda_d i_q - \lambda_q i_d) \quad (2.10)$$

$$T_{mec} - T_{ele} = J \frac{d\omega_{turbina}}{dt} \quad (2.11)$$

sendo:

- n_p é o número de polos da máquina.
- i_d é a corrente no estator da máquina de eixo direto.
- i_q é a corrente no estator da máquina de eixo em quadratura.
- λ_d é o fluxo concatenado no estator da máquina de eixo direto.
- λ_q é o fluxo concatenado no estator da máquina de eixo em quadratura.

2.2.3 Conversor de Conexão

Se tratando deste componente em um contexto de máquina síncrona com rotor bobinado, a topologia mais utilizada é a apresentada na Figura 2.6 (BLAABJERG *et al.*, 2012) (Liserre *et al.*, 2011) (Emanuel *et al.*, 2009) (REIS, 2014), na qual o conversor do lado do gerador é formado por uma ponte retificadora passiva adjacente a um conversor CC/CC do tipo *boost*. Acoplado ao barramento CC, existe ainda outro conversor CC/CC do tipo *buck*, onde sua função é fornecer tensão adequada para a alimentação do enrolamento de campo da máquina. O conversor do lado da rede, caracteriza-se por um inversor de dois níveis do tipo fonte de tensão Voltage Source Converter (VSC), que está conectado à rede por meio de um filtro do tipo LCL (Indutivo-Capacitivo-Indutivo) (REIS, 2014).

O retificador e o conversor *boost*, em conjunto, compreendem a primeira etapa de integração do aerogerador à rede elétrica, pois possuem como uma de suas funções fundamentais, a

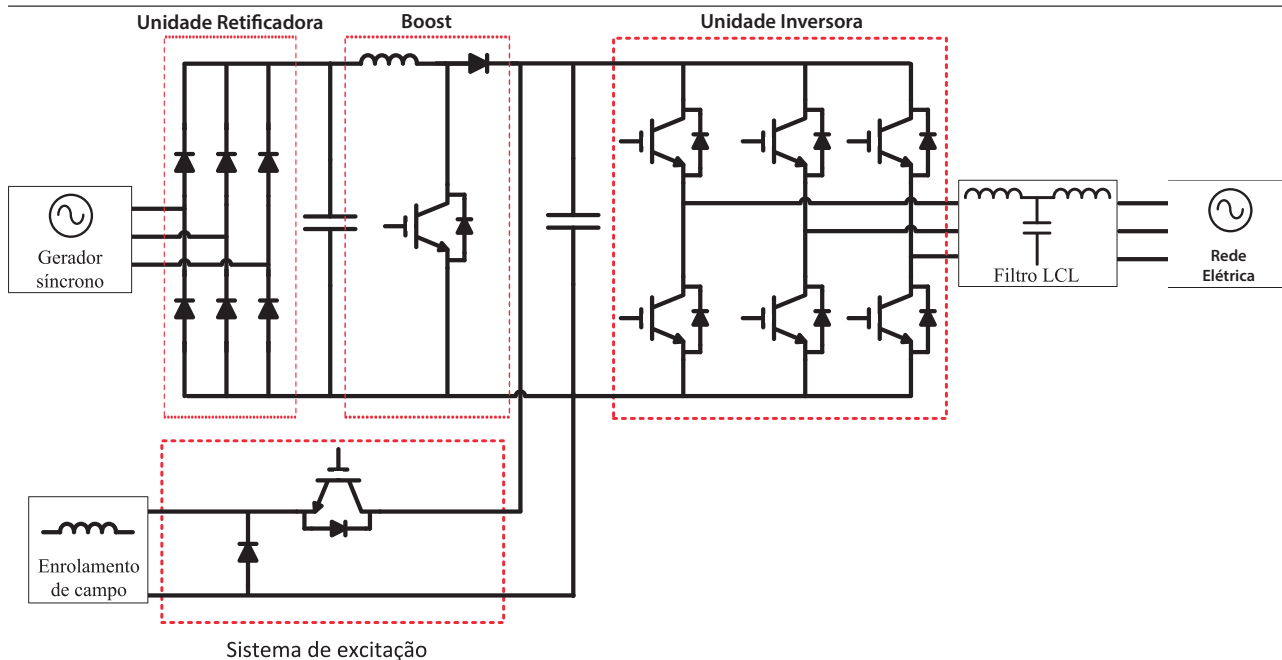


Figura 2.6. Conversor do tipo *back to back*. (REIS, 2014)

retificação de formas de ondas de amplitudes e frequências variáveis, em formas de onda com grandezas contínuas ao longo do tempo (REIS, 2014). Além da função supramencionada, de forma simultânea, o conversor *boost* controla a corrente injetada no barramento CC com o intuito de realizar o rastreamento do ponto de máxima potência, a fim de que toda a energia disponível no vento seja efetivamente convertida em eletricidade. Os mecanismos de controle, regimes operacionais e algoritmo de controle podem ser encontrados com maiores detalhes em (REIS, 2014). Entretanto, cabe ressaltar, que diante de um regime de subtensão na rede em que o aerogerador está conectado, o conversor *boost* tende a cessar a injeção de potência no barramento CC, com o intuito de anular a contribuição de curto-circuito do aerogerador.

Conforme mencionado, acoplado ao barramento CC está situado um conversor do tipo *buck*, que objetiva reduzir os níveis de tensão para suprir o enrolamento de campo da máquina síncrona de rotor bobinado. Toda a estratégia de controle envolvida à este conversor também pode ser encontrada em (REIS, 2014).

O inversor de potência e o filtro LCL consistem nos dispositivos finais do aerogerador, sendo a última etapa até sua conexão com a rede. Uma vez que um inversor do tipo fonte de tensão é utilizado, é possível realizar o ajuste do fluxo de potência ativa e reativa atuando sobre a amplitude e ângulo de fase das tensões sintetizadas pelo conversor. Diante do exposto, a

máquina consegue ajustar o seu ponto operativo com o objetivo de auxiliar na estabilidade de tensão da rede durante eventos adversos, como por exemplo uma falta. Já o filtro LCL além de dar uma característica indutiva para as saídas do inversor, busca também a atenuação das distorções harmônicas oriundas do chaveamento *Pulse Width Modulation* (PWM). Todas as estratégias de controle e modelos matemáticos envolvidos são apresentados em (REIS, 2014).

2.3 MODELO COMPUTACIONAL UTILIZADO

Com o intuito de reduzir o esforço computacional e principalmente, o tempo de simulação, para a realização dos testes aqui propostos foi utilizada uma simplificação do modelo apresentado em (REIS, 2014). Esta simplificação representa bem o aerogerador perante aos testes aqui realizados, nos quais basicamente objetiva-se avaliar o comportamento da rede frente à sua presença e não à interação entre seus componentes. Ademais, cabe ressaltar que essa simplificação foi realizada para viabilizar convergência mais rápida das simulações realizadas, evitando problemas de oscilação numérica e convergência do programa EMTP utilizado.

Os modelos de vento, turbina, gerador síncrono, retificador e conversores CC/CC, foram substituídos por uma fonte de corrente controlada, conforme pode ser observado na Figura 2.7. A forma como esta injeção de corrente é controlada, é apresentada de forma gráfica no fluxograma apresentado na Figura 2.8. Além da fonte de corrente controlada supracitada, em cascata manteve-se a modelagem completa do inversor de frequência, sucintamente mencionado em 2.2.3 e maior detalhado em (REIS, 2014)

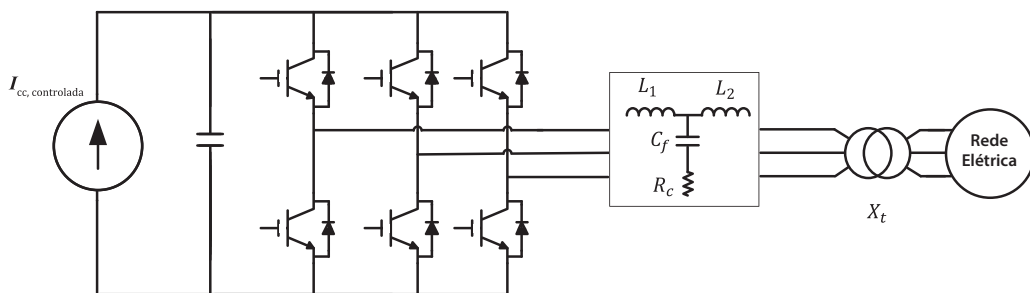


Figura 2.7. Modelo computacional implementado.

sendo: $V_{rede}(k-1)$ - é a tensão medida na rede no passo de integração passado; $I_{nominal}$ - é o valor de corrente nominal no barramento CC da máquina; $I_{CC,controlada}(k)$ - é a corrente

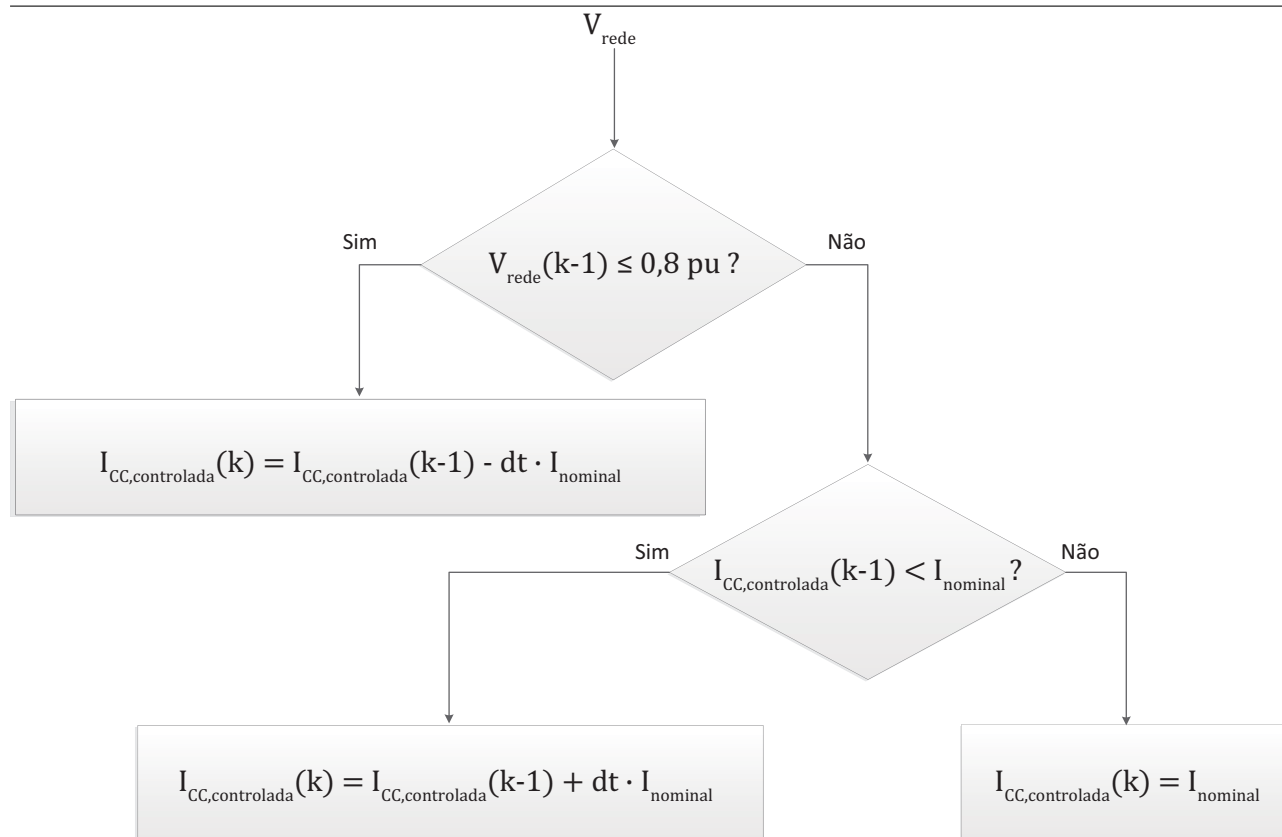


Figura 2.8. Fluxograma de implementação da fonte de corrente controlada.

injetada no barramento CC no passo de integração atual; $I_{CC,controlada}(k-1)$ - é a corrente injetada no barramento CC no passo de integração anterior; dt - é o passo de integração;

Conforme mostrado acima, o valor de corrente injetada no barramento CC, e portanto o montante de energia que será efetivamente sintetizada pelo inversor de potência, é dependente de duas variáveis: a corrente nominal que foi injetada no passo de integração passado e o nível de tensão na rede no instante discreto passado. A cada passo de integração os valores destas duas variáveis são checados com o intuito de se aumentar, manter ou diminuir a injeção de corrente no barramento CC, e por consequência, a injeção de potência na rede.

Quando a tensão na rede no instante passado for maior que 80% do seu valor nominal, e a corrente injetada no barramento CC no instante passado for menor que a corrente nominal de operação em regime permanente, ocorre um aumento da injeção de corrente em formato de rampa. Nesta condição, subentende-se que não coexiste nenhum tipo de afundamento de tensão na rede e a máquina ainda não atingiu seu ponto ótimo de operação.

Já para a situação em que o valor da tensão medida na rede no passo de integração passado for maior que 80% do seu valor nominal, e a corrente injetada no barramento CC for igual à corrente nominal da máquina, o valor de injeção de corrente será mantido constante, pois nesta condição infere-se que a máquina atingiu seu ponto de operação em regime permanente e não existe nenhum defeito na rede que ocasiona o afundamento de tensão.

Por fim, na condição em que a tensão na rede é menor que 80% do seu valor nominal, assume-se que existe algum tipo de anormalidade na rede. Portanto, a máquina passa a decrescer a injeção de corrente no barramento CC, com o intuito de não contribuir com este possível defeito.

Além da fonte de corrente controlada mencionada acima, em cascata manteve-se a modelagem completa do inversor de tensão, sucintamente mencionado na Seção 2.2.3, de acordo com dados reportados em (REIS, 2014).

FUNDAMENTOS DA PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Por motivos diversos, é comum que durante a operação de sistemas elétricos, ocorram falhas, aqui doravante denominadas por faltas ou curto-circuitos. Esses eventos são indesejados pois afetam o bom funcionamento do sistema. Como exemplo, para uma planta de geração, uma falta em sua linha de interconexão pode acarretar numa perda de receita para o investidor.

Um sistema de proteção tem como sua principal função detectar falhas no sistema elétrico, com o intuito de isolar suas partes afetadas de maneira rápida e assertiva, de modo a preservar a integridade dos equipamentos e evitar o desencadeamento de outros defeitos. Diante do exposto, alguns dos requisitos básicos de um sistema de proteção podem ser identificados (ANDERSON, 1999):

- **Sensibilidade:** é a capacidade de identificar faltas para as quais ele foi projetado.
- **Confiabilidade:** é a habilidade de atuar corretamente somente quando necessário.
- **Seletividade:** é a capacidade de prover a máxima continuidade de serviço com um mínimo de desconexões para isolar uma falta no sistema.
- **Coordenação:** consiste da determinação dos ajustes apropriados do sistema de proteção, a fim de se obter seletividade em sua operação.
- **Velocidade:** é a característica voltada para reduzir o tempo de duração da falta, para um mínimo de danos no sistema protegido.
- **Economia:** no sentido de se ter máxima proteção ao menor custo, considerando sempre o aspecto custo versus benefício.
- **Simplicidade:** é a característica que considera a utilização mínima de equipamentos e circuitos na execução da proteção.
- **Mantenabilidade:** é a capacidade de permitir manutenção rápida e precisa, reduzindo-

se ao mínimo os custos de manutenção e o tempo durante o qual o sistema fica fora de serviço.

O relé se faz o principal equipamento inserido em um sistema de proteção, pois este é o responsável por monitorar as condições operativas do sistema elétrico de potência, é o responsável por detectar as falhas, além de atuar sobre o equipamento de desconexão do trecho do circuito defeituoso, em suma maioria um disjuntor.

Os primeiros relés a serem fabricados foram os eletromecânicos. Eles são dotados de bobinas, molas, contatos fixos e móveis que se utilizam da interação dos campos magnéticos para operar. Já os relés eletrônicos, também conhecidos como estáticos, são constituídos por componentes eletrônicos fabricados a partir de materiais semicondutores. Por último, devido ao grande avanço da microeletrônica, surgiram os relés de proteção digitais. Tais dispositivos foram capazes de incorporar, além das funções de proteção propriamente ditas, funções de comunicação, medidas elétricas, controle, sinalização remota e acesso remoto (FILHO; MAMEDE, 2011).

Dentro de um sistema elétrico, as linhas de transmissão são os elementos que estão mais sujeitos a falhas, sendo estas, de natureza permanente ou temporária. Neste contexto, dentre as diversas funções de proteção em linhas de transmissão, a mais comumente empregada é a proteção de distância (KINDERMANN, 2005) (ZIEGLER; AKTIENGESELLSCHAFT, 2000).

Para facilitar o entendimento dos resultados obtidos nesta dissertação, neste Capítulo, são apresentados os principais conceitos utilizados no que tange a proteção de distância em linhas de transmissão, os quais se fazem necessários para o desenvolvimento do tema a que se refere este trabalho.

3.2 CÁLCULO DA IMPEDÂNCIA DE FALTA

A impedância de sequência positiva é distribuída e considerada constante por unidade de comprimento, de tal forma que opta-se por sua medição. Seu valor depende das características dos condutores e de suas disposições geométricas, além de ser comum a todos os tipos de falta (SILVA, 2009).

Diante de sua natureza distribuída, o lugar geométrico da impedância de sequência positiva de uma linha de transmissão no diagrama $R-X$ é um segmento de reta, como mostra a Figura

3.1. Existem unidades de proteção nos relés de distância que são responsáveis por monitorar de maneira contínua o valor dessas impedâncias para os mais diversos tipos de falta, sendo ela envolvendo apenas uma fase ou envolvendo mais de uma fase e o terra. Um aspecto importante na concepção da proteção de distância se dá na seleção dos sinais medidos pelo relé de modo que, nas condições de qualquer curto-circuito franco, a impedância medida pelo relé utilizando as unidades de proteção, seja igual à impedância de sequência positiva entre a localização do relé até o ponto de falta (COOK, 1985).

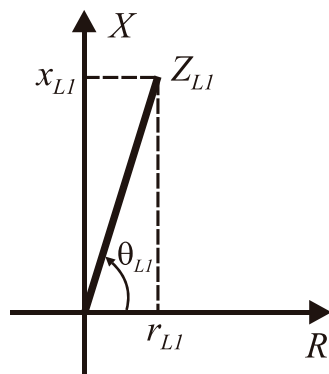


Figura 3.1. Representação da impedância de sequência positiva de uma linha de transmissão. (SILVA, 2009)

Em um sistema elétrico trifásico equilibrado são possíveis dez diferentes tipos de faltas: um tipo de falta trifásica, três faltas bifásicas, três faltas bifásicas-terra e três faltas monofásicas. Com base em seus circuitos de sequência, as equações que regem as relações entre tensões e correntes vistas pelo relé de distância são diferentes para cada um dos tipos supracitados. Diante do exposto, o relé de distância possui seis unidades de impedância, sendo três do tipo fase-fase e três do tipo fase-terra, que respondem de forma diferente a depender do tipo da falta. Contudo, ao menos uma destas unidades deve ser capaz de medir a impedância de sequência positiva do trecho da linha entre o relé e o local da falta (SILVA, 2009).

Com o intuito de identificar quais sinais devem ser usados para sensibilizar cada uma das unidades de impedância do relé, o diagrama unifilar de um sistema elétrico é apresentado na Figura 3.2. O mesmo será aqui utilizado como ponto de partida para a dedução das formulações aplicáveis ao longo do trabalho. Por conveniência, considera-se que os equivalentes de Thévenin em cada terminal da linha são iguais.

Uma análise do caso de uma falta bifásica entre as fases B e C, localizada a uma porcentagem

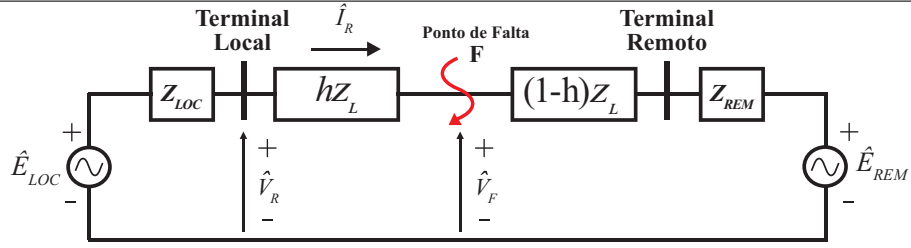


Figura 3.2. Circuitos de seqüência para uma falta entre as fases B e C.

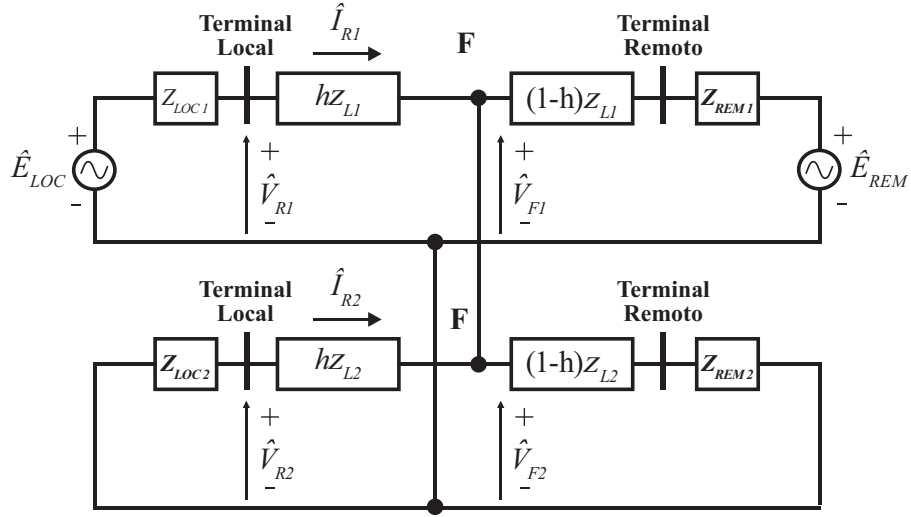


Figura 3.3. Circuitos de seqüência para uma falta entre as fases B e C.

h do comprimento total da linha, é realizada através da conexão dos circuitos de seqüência, cenário este que é ilustrado através da Figura 3.3. Assume-se que o relé de distância esteja instalado no Terminal Local da linha de transmissão ilustrada. Devido a ligação em paralelo dos circuitos de seqüência, é possível perceber que as tensões de seqüência positiva e negativa \hat{V}_{F1} e \hat{V}_{F2} são iguais no ponto de localização da falta de modo a satisfazer a seguinte igualdade:

$$\hat{V}_{F1} = \hat{V}_{F2} = \hat{V}_{R1} - hz_{L1}\hat{I}_{R1} = \hat{V}_{R2} - hz_{L2}\hat{I}_{R2} \quad (3.1)$$

onde:

- \hat{V}_{F1} e \hat{V}_{F2} , são respectivamente, os fasores das tensões de seqüência positiva e de seqüência negativa vistos pelo relé.
- z_{L1} e z_{L2} , são respectivamente, as impedâncias de seqüência positiva e negativa, por unidade de comprimento, da linha de transmissão.

- \hat{I}_{R1} e \hat{I}_{R2} , são respectivamente, os fasores das tensões de sequência positiva e de sequência negativa vistos pelo relé.

A partir do fato que as impedâncias de sequência positiva z_{L1} e negativa z_{L2} , por unidade de comprimento, sejam iguais ($z_{L1} = z_{L2}$), é possível rearranjar (3.1) de forma a se tornar viável calcular a impedância vista entre o relé e o ponto de falta, em função das grandezas de sequência, conforme (3.2).

$$hz_{L1} = \frac{\hat{V}_{R1} - \hat{V}_{R2}}{\hat{I}_{R1} - \hat{I}_{R2}} \quad (3.2)$$

A partir da transformação em componentes simétricas utilizando a matriz de transformação de Fortescue, observam-se as seguintes relações entre as grandezas de fase e de sequência do sistema:

$$\hat{V}_{Rb} = \hat{V}_{R0} + a^2\hat{V}_{R1} + a\hat{V}_{R2} \quad (3.3a)$$

$$\hat{V}_{Rc} = \hat{V}_{R0} + a\hat{V}_{R1} + a^2\hat{V}_{R2} \quad (3.3b)$$

$$\hat{I}_{Rb} = \hat{I}_{R0} + a^2\hat{I}_{R1} + a\hat{I}_{R2} \quad (3.3c)$$

$$\hat{I}_{Rc} = \hat{I}_{R0} + a\hat{I}_{R1} + a^2\hat{I}_{R2} \quad (3.3d)$$

sendo $a = 1\angle 120^\circ$, o operador rotacional muito utilizado em operações que envolvam componentes simétricas.

Ao substituir (3.3) em (3.1), com algumas manipulações algébricas é possível obter o conjunto de equações a seguir::

$$\hat{V}_{Rb} - \hat{V}_{Rc} = (a^2 - a)(\hat{V}_{R2} - \hat{V}_{R1}) \quad (3.4a)$$

$$\hat{I}_{Rb} - \hat{I}_{Rc} = (a^2 - a)(\hat{I}_{R2} - \hat{I}_{R1}) \quad (3.4b)$$

Após incrementar (3.4) em (3.2), obtém-se:

$$hz_{L1} = \frac{\hat{V}_{Rb} - \hat{V}_{Rc}}{\hat{I}_{Rb} - \hat{I}_{Rc}} \quad (3.5)$$

A partir de (3.5), é possível afirmar que se as entradas do relé forem as diferenças entre as tensões e correntes das fases B e C, o mesmo será capaz de calcular a impedância de sequência

positiva no trecho da linha entre o relé e o local da falta, no caso de uma falta bifásica entre as fases B e C. De forma análoga, é possível obter as expressões para o cálculo da impedância de sequência positiva vista pelo relé para os dois outros tipos de faltas bifásicas, como sendo a razão entre as diferenças das tensões e correntes nas fases envolvidas na falta. Definem-se, assim, as três unidades de impedância do tipo fase-fase do relé de distância: Z_{AB} , Z_{BC} e Z_{CA} .

Na Figura 3.4, põe-se ilustrado o circuito de sequência para o caso de uma falta bifásica-terra entre as fases B e C, no ponto F da linha.

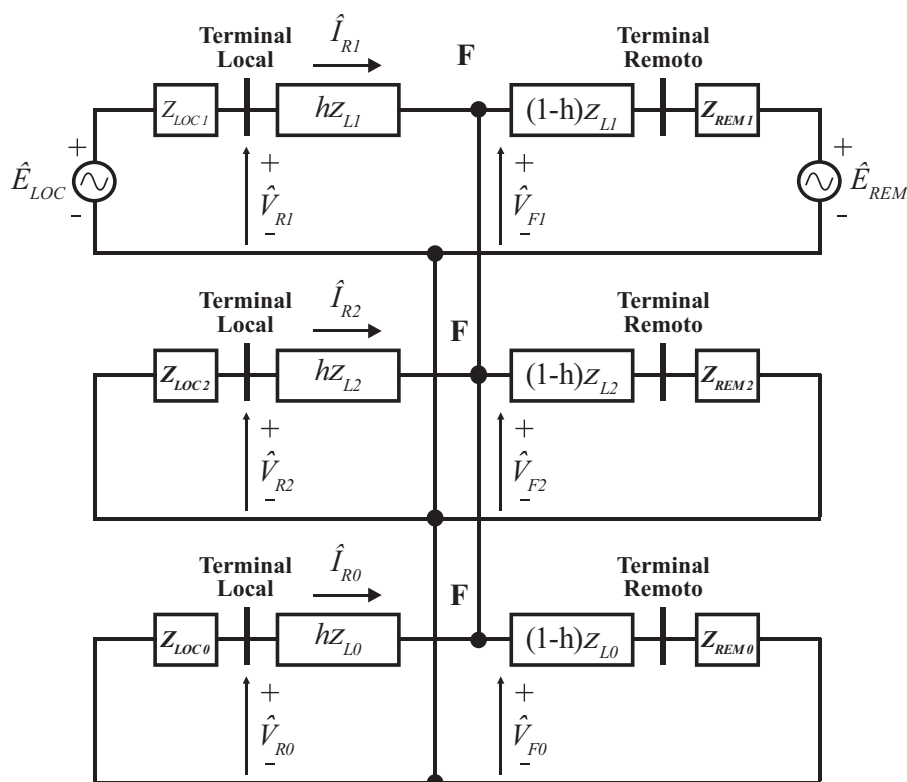


Figura 3.4. Circuitos de sequência para uma falta entre as fases B e C envolvendo o terra.

Sendo as relações entre sequência positiva e negativa idênticas às expostas em (3.1). Conclui-se que a unidade de proteção apresentada em (3.5), também mede a impedância de sequência positiva do trecho da linha entre o relé e o local da falta para o caso de uma falta bifásica para o terra entre as fases B e C. Esta conclusão pode estender-se para as demais impedâncias do tipo fase-fase do relé de distância.

Em se tratando das faltas trifásicas, apenas o circuito de sequência positiva é considerado,

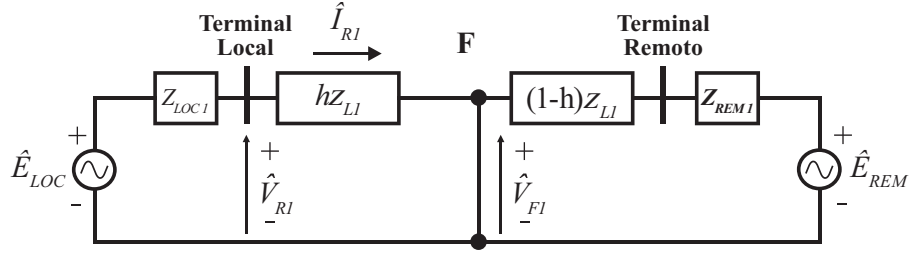


Figura 3.5. Circuitos de sequência para uma falta trifásica.

conforme indicado na Figura 3.5. Ao analisar esta figura, observa-se que:

$$\hat{V}_{R1} = \hat{V}_{Ra} = hz_{L1}\hat{I}_{R1} = hz_{L1}\hat{I}_{Ra} \quad (3.6a)$$

$$\hat{V}_{R2} = \hat{V}_{R0} = 0 \quad (3.6b)$$

$$\hat{I}_{R2} = \hat{I}_{R0} = 0 \quad (3.6c)$$

Da transformação em componentes simétricas, definem-se as seguintes relações:

$$\hat{V}_{Ra} = \hat{V}_{R1}, \hat{V}_{Rb} = a^2\hat{V}_{R1}, \hat{V}_{Rc} = a\hat{V}_{R1} \quad (3.7a)$$

$$\hat{I}_{Ra} = \hat{I}_{R1}, \hat{I}_{Rb} = a^2\hat{I}_{R1}, \hat{I}_{Rc} = a\hat{I}_{R1} \quad (3.7b)$$

Portanto, para uma falta trifásica:

$$hz_{L1} = \frac{\hat{V}_{Ra} - \hat{V}_{Rb}}{\hat{I}_{Ra} - \hat{I}_{Rb}} = \frac{\hat{V}_{Rb} - \hat{V}_{Rc}}{\hat{I}_{Rb} - \hat{I}_{Rc}} = \frac{\hat{V}_{Rc} - \hat{V}_{Ra}}{\hat{I}_{Rc} - \hat{I}_{Ra}} \quad (3.8)$$

Por fim, a Figura 3.6, apresenta a conexão dos circuitos de sequência para o caso de uma falta monofásica na fase A e no ponto F da linha de transmissão. A partir desta figura observam-se as seguintes equações:

$$\hat{V}_{F1} = \hat{V}_{R1} - hz_{L1}\hat{I}_{R1} \quad (3.9a)$$

$$\hat{V}_{F2} = \hat{V}_{R2} - hz_{L2}\hat{I}_{R2} \quad (3.9b)$$

$$\hat{V}_{F0} = \hat{V}_{R0} - hz_{L0}\hat{I}_{R0} \quad (3.9c)$$

Considerando-se um curto franco, a tensão na fase A no local da falta V_{Fa} será nula.

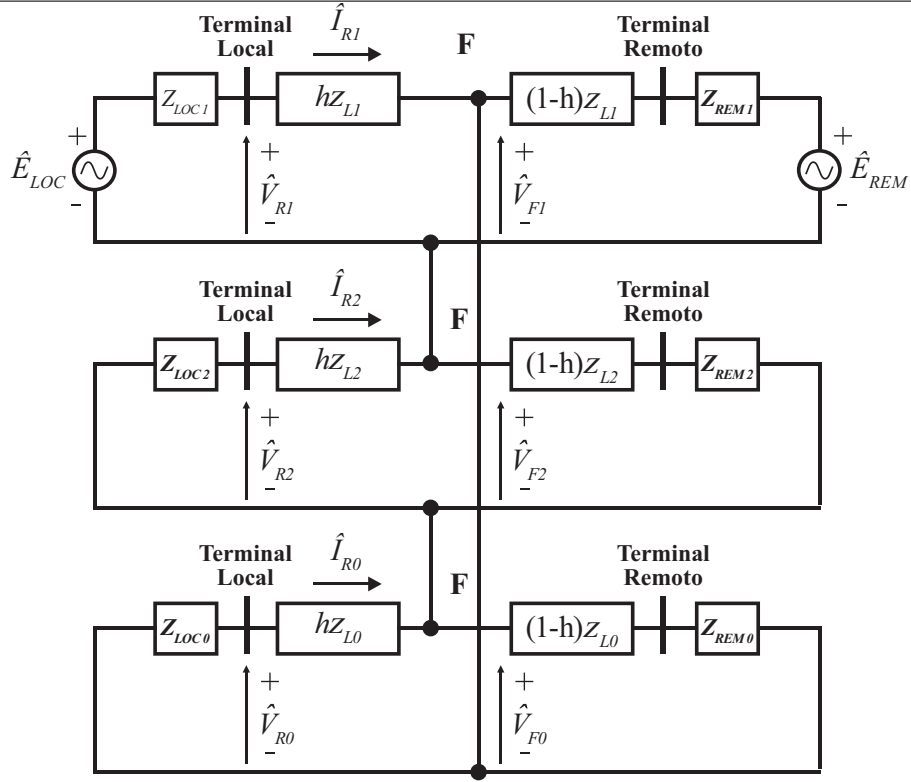


Figura 3.6. Circuitos de sequência para uma falta monofásica.

$$\hat{V}_{Fa} = \hat{V}_{F0} + \hat{V}_{F1} + \hat{V}_{F2} \quad (3.10a)$$

$$\hat{V}_{Fa} = (\hat{V}_{R0} + \hat{V}_{R1} + \hat{V}_{R2}) - hz_{L1}(\hat{I}_{R1} + \hat{I}_{R2}) - hz_{L0}\hat{I}_{R0} \quad (3.10b)$$

$$\hat{V}_{Fa} = \hat{V}_{Ra} - hz_{L1}\hat{I}_{Ra} - h\hat{I}_{R0}(z_{L0} + z_{L1}) = 0 \quad (3.10c)$$

Ao realizar alguns arranjos em (3.10), finalmente, uma nova corrente \hat{I}'_{Ra} , denominada como corrente compensada é calculada como:

$$\hat{I}'_{Ra} = \hat{I}_{Ra} + \frac{z_{L0} - z_{L1}}{z_{L1}}\hat{I}_{R0} = \hat{I}_{Ra} + K_0\hat{I}_{R0} \quad (3.11)$$

onde o termo K_0 é denominado fator de compensação de sequência zero. Ele é responsável por compensar o acomplamento mútuo entre a fase defeituosa e as fases sãs (SILVA, 2009) (ZCHOLL, 1995).

Finalmente a impedância de sequência positiva entre o relé e o ponto de falta, para uma falta monofásica AT, pode ser descrita por:

$$h_{zL1} = \frac{\hat{V}_{Ra}}{\hat{I}'_{Ra}} = \frac{\hat{V}_{Ra}}{\hat{I}_{Ra} + K_0 \hat{I}_{R0}} \quad (3.12)$$

A partir de (??, observa-se que se o relé de distância for alimentado com a tensão na fase A, e a corrente compensada na fase A, então será possível medir a impedância de sequência positiva entre o relé e o ponto de falta, para um defeito ocasionado na fase A. Essa constatação se estende para as demais faltas monofásicas, definindo-se as três unidades de impedância do tipo fase-terra do relé de distância: Z_{AT} , Z_{BT} e Z_{CT} (SILVA, 2009).

Importante ressaltar que para uma falta trifásica, a corrente compensada na fase A se torna a própria corrente \hat{I}_{Ra} , pois neste tipo de falta só há a componente de sequência positiva, o que torna a parcela $K_0 \hat{I}_{R0}$ nula. Portanto, (3.12) é idêntica à (3.8). Desta forma, todas as três unidades de impedância monofásica são capazes de medir a impedância de sequência positiva do trecho da linha entre o relé e o local da falta em uma falta trifásica.

Em (ZIEGLER; AKTIENGESELLSCHAFT, 2000) é apresentada a Tabela 3.1, na qual concatena as informações dos sinais de entrada em cada uma das unidades de impedância do relé de distância.

Tabela 3.1. Grandezas de entrada do relé de distância.

Unidade	Sinais de Tensão	Sinais de Corrente
Z_{AT}	\hat{V}_a	$\hat{I}_a + K_0 \hat{I}_R$
Z_{BT}	\hat{V}_b	$\hat{I}_b + K_0 \hat{I}_R$
Z_{CT}	\hat{V}_c	$\hat{I}_c + K_0 \hat{I}_R$
Z_{AB}	$\hat{V}_a - \hat{V}_b$	$\hat{I}_a - \hat{I}_b$
Z_{BC}	$\hat{V}_b - \hat{V}_c$	$\hat{I}_b - \hat{I}_c$
Z_{CA}	$\hat{V}_c - \hat{V}_a$	$\hat{I}_c - \hat{I}_a$

Uma vez definidas as unidades de impedância do relé de distância, tem-se que para cada tipo de falta incidente na linha de transmissão, haverá uma seleção de unidades capazes de medir a impedância de sequência positiva do trecho de linha entre o terminal do relé e o ponto de falta, conforme indicado na Tabela 3.2 (ZIEGLER; AKTIENGESELLSCHAFT, 2000).

Diversos fatores podem influenciar no valor da impedância aparente vista pelo relé de distância, de tal forma que a impedância medida seja diferente do local da falta efetivamente. São exemplos: a resistência de falta, a relação entre a impedância da fonte e da linha, conhecida

Tabela 3.2. Unidades de proteção sensibilizadas pelo relé de distância. (SILVA, 2009)

Tipo da Falta	Fases Envolvidas	Sigla	Unidades do Relé					
			Z_{AT}	Z_{BT}	Z_{CT}	Z_{AB}	Z_{BC}	Z_{CA}
Monofásica	A	AT	✓	-	-	-	-	-
	B	BT	-	✓	-	-	-	-
	C	CT	-	-	✓	-	-	-
Bifásica	A e B	AB	-	-	-	✓	-	-
	B e C	BC	-	-	-	-	✓	-
	A e C	AC	-	-	-	-	-	✓
Bifásica para Terra	A e B	ABT	✓	✓	-	✓	-	-
	B e C	BCT	-	✓	✓	-	✓	-
	A e C	ACT	✓	-	✓	-	-	✓
Trifásica	A, B e C	ABC	✓	✓	✓	✓	✓	✓

pelo termo em inglês System Impedance Ratio - SIR, o acoplamento com outras linhas, as correntes de infeed e outfeed provenientes de todos os terminais da linha, a presença de dispositivos de compensação série, o processo de estimação fasorial, etc (HOROWITZ; PHADKE, 2008) (ZIEGLER; AKTIENGESELLSCHAFT, 2000) (SCHWEITZER; ROBERTS, 1993).

3.3 O DIAGRAMA R - X E CARACTERÍSTICAS DE OPERAÇÃO

De uma forma cabível, no diagrama R - X é onde são explicitados as características da impedância aparente medida pelo relé de distância, onde o eixo das abscissas representa a resistência R e o eixo das ordenadas representa a reatância X (SILVA, 2009).

Como já mencionado, a filosofia por trás da proteção de distância se dá a partir da razão entre os fasores de tensão \hat{V}_R e corrente \hat{I}_R medidos pelo relé, onde obtém-se, uma impedância aparente Z_R vista pelo relé. Durante uma situação de curto-circuito, tende-se a ter um aumento da corrente \hat{I}_R e um afundamento da tensão \hat{V}_R , fato este, que ocasiona uma diminuição na impedância Z_R . Logo quanto mais próximo do terminal monitorado se encontra o defeito, menor será o valor desta impedância aparente.

Ainda se tratando da impedância Z_R , suas coordenadas são apresentadas no diagrama R - X por $r_R = |Z_R|\cos\theta_R$, para sua componente real, e por $x_R = |Z_R|\sen\theta_R$ para sua componente imaginária, conforme pode ser observado na Figura 3.7. O relé deve operar caso a impedância Z_R esteja dentro de sua característica de operação, que consiste em uma figura geométrica no

plano R - X . Tais características de operação apresentam diversas formas geométricas distintas, como: círculos, retângulos e elipses, conforme ilustrado pela Figura 3.8. A escolha da característica a ser utilizada, deve levar em consideração o estudo do comportamento da linha a ser protegida e das características disponíveis nos relés visando o melhor desempenho da proteção.

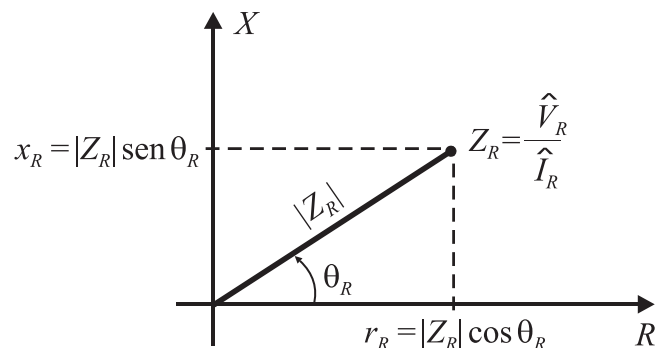


Figura 3.7. Representação de uma impedância no diagrama R - X . (SILVA, 2009)

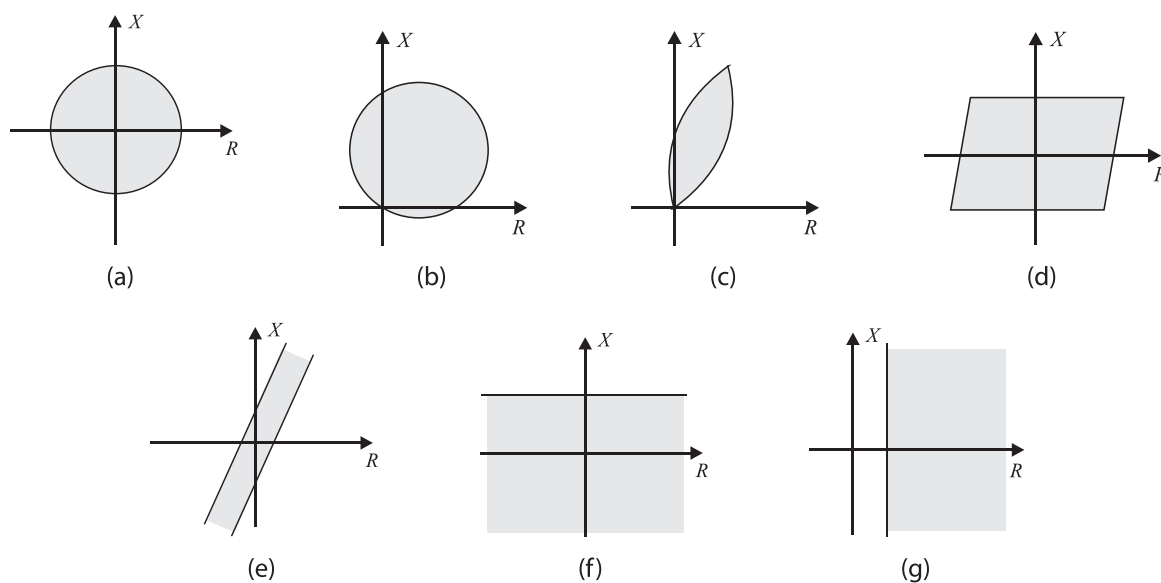


Figura 3.8. Características de operação do relé de distância: (a) Impedância; (b) Mho; (c) Lenticular; (d) Retângulo; (e) Blinder; (f) Reatância; (g) Resistência. (SILVA, 2009)

Em relação as características de operação e do diagrama R - X , é importante ressaltar que durante a operação normal do sistema, a impedância aparente medida pelo relé Z_R consistirá na impedância de carga, ou seja, a impedância aparente Z_R estará em um ponto fora da característica de operação do relé de distância. Tal questão pode ser avaliada através da Figura 3.9.

Além da questão supramencionada, a Figura 3.9, mostra que para uma situação de curto-circuito, a impedância Z_R se desloca do seu valor de carregamento em direção a característica de operação. Ao cruzar as fronteiras desta característica, de forma automática o relé encaminha um sinal de *trip* para que os disjuntores possam sectionar o circuito defeituoso.

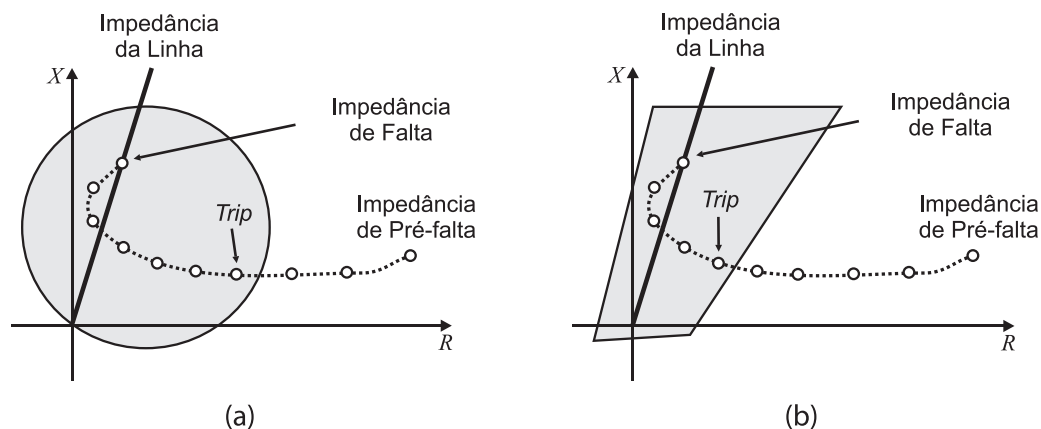


Figura 3.9. Trajetória da impedância vista pelo relé para a característica: (a) mho; (b) quadrilateral. (SILVA, 2009)

3.4 ZONAS DE PROTEÇÃO

As características de seletividade e coordenação de um relé de distância estão relacionadas ao ajuste das suas zonas de proteção. Estes ajustes se traduzem em diferentes alcances associados a tempos de atraso diferentes. Não raro, são utilizadas três zonas de proteção na operação do relé, à saber:

- **Primeira zona:** é ajustada tipicamente para cobrir entre 80% e 85% da linha protegida. O restante da linha não é coberto pela primeira zona para evitar que esta alcance outras linhas. Essa margem de segurança é necessária devido às imprecisões provocadas por diversas fontes de erro, tais como os transformadores para instrumento que podem tornar o relé sobrealçado ou subalçado, causando sua operação inadequada (COOK, 1985). Importante evidenciar que esta primeira zona não possui atraso intencional na operação.
- **Segunda zona:** deve proteger 100% da linha protegida pela primeira zona, mais em torno de 50% da menor linha adjacente a seu terminal remoto. Possui um atraso típico em sua atuação de um tempo T_2 da ordem de 200 a 500 ms.

- **Terceira zona:** possui seu alcance ajustado para proteger 100% da menor linha adjacente a seu terminal remoto, mais 20% da menor linha a sua jusante. Sua operação é retardada de um tempo T_3 da ordem de 800 ms.

Na Figura 3.10, encontra-se representados os diferentes zonas de proteção, correlacionando seu alcance com o seu tempo de atraso associado. Nesta figura, as zonas são nomeadas a partir do índice do disjuntor associado aquela zona de proteção.

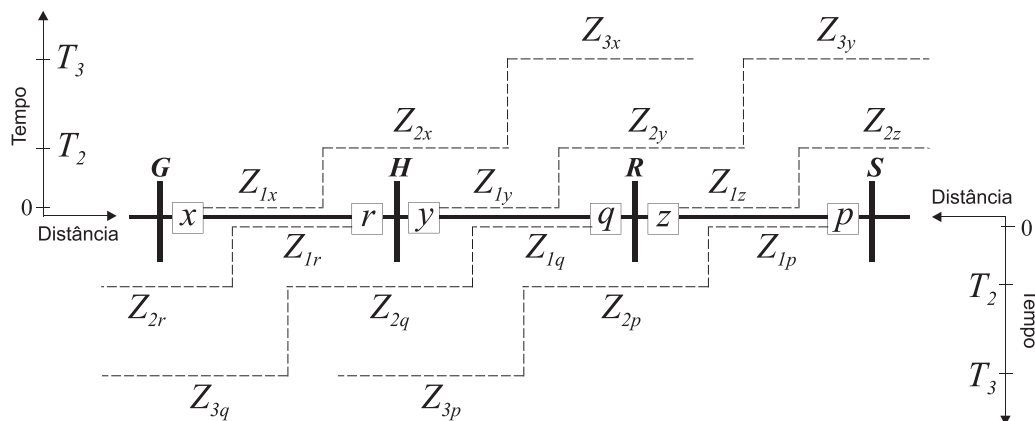


Figura 3.10. Representação das zonas de proteção dos relés de distância. (ANDERSON, 1999)

Se tratando da característica mho e suas zonas de proteção, a Figura 3.11 apresenta as diferentes zonas de proteção no diagrama $R-X$ para a linha de transmissão HR ilustrada na Figura 3.10.

3.5 COMPARADORES

O conceito dos comparadores se dá para a implementação de relés de distância. De uma maneira geral, dois sinais são comparados e a partir da defasagem ou da relação de suas magnitudes, sendo possível distinguir entre uma situação normal de operação e em condição defeituosa (PAYTHANKAR, 2007). O tamanho, forma e posição da característica de operação do relé, no plano $R-X$, são determinados a partir dos parâmetros dos comparadores. Dentre as características existentes, a mho é a mais difundida, por possuir algumas características desejáveis para a operação dos relés de distância tais como:

- Alcance finito;

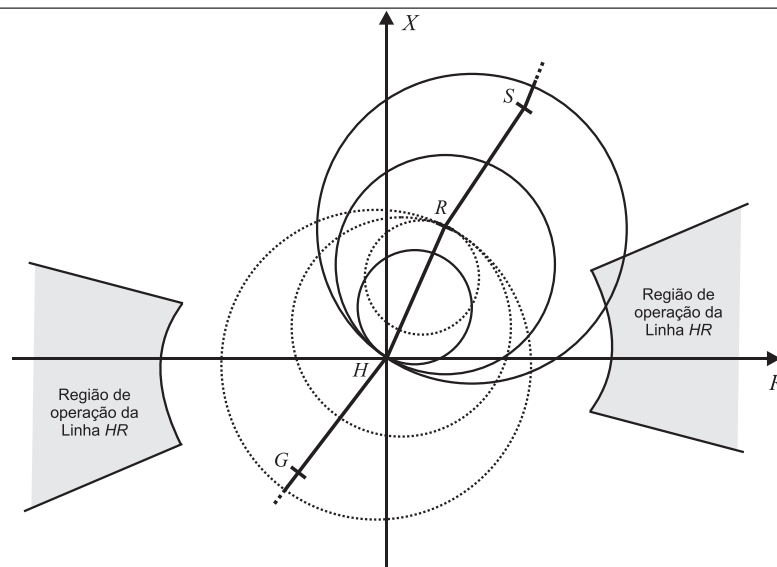


Figura 3.11. Representação das zonas de proteção dos relés de distância no diagrama R-X. (SILVA, 2009)

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

Diante do exposto, nesta seção serão discutidos os pormenores a respeito da característica mho, de modo a possibilitar a implementação do relé de distância a partir de comparadores.

3.5.1 Característica Mho Autopolarizada

A característica mho autopolarizada é assim chamada por ter como sinal de polarização a própria tensão vista pelo relé. Utilizou-se essa característica por diversos anos em relés eletromecânicos, onde se explorou bastante suas vantagens e limitações frente às demais características, de maneira que ainda hoje muitos relés digitais comerciais a implementem (ZIEGLER; AKTI-ENGESELLSCHAFT, 2000). Por ser uma característica estática, no caso de uma falta franca muito próxima ao terminal monitorado, situação esta onde a tensão vista pelo relé será muito próxima de zero, não se há garantia de atuação correta, pois o seu limite de atuação não envolve a origem do plano R - X .

3.5.1.1 Comparador de Fase

Um comparador de fases tem como função determinar se a diferença do ângulo entre dois fasores está dentro ou fora de uma margem estabelecida (SCHWEITZER; ROBERTS, 1993). Para o caso da característica mho autopolarizada utiliza-se como sinal de operação e sinal de polarização as tensões \hat{V}_{op} e \hat{V}_{pol} explicitadas em (3.13) (PAYTHANKAR, 2007):

$$\hat{V}_{op} = Z_A \hat{I}_R - \hat{V}_R \quad (3.13a)$$

$$\hat{V}_{pol} = \hat{V}_R \quad (3.13b)$$

onde \hat{V}_R e \hat{I}_R são os fasores de tensão e corrente medidos pelo relé e Z_A é a impedância de alcance do relé, calculada conforme apresenta em (3.14):

$$Z_A = \frac{hZ_{L1}}{\cos(\theta_{L1} - \tau)} \quad (3.14)$$

sendo h a porcentagem da linha a ser protegida do comprimento total da linha de transmissão e τ o ângulo de projeto ou ângulo de torque máximo do relé (SILVA, 2009). Com o intuito de melhor acomodar a resistência de falta dentro da característica, o ângulo τ é ajustado para um valor menor que θ_{L1} , conforme ilustrado na Figura 3.12 (SILVA, 2009).

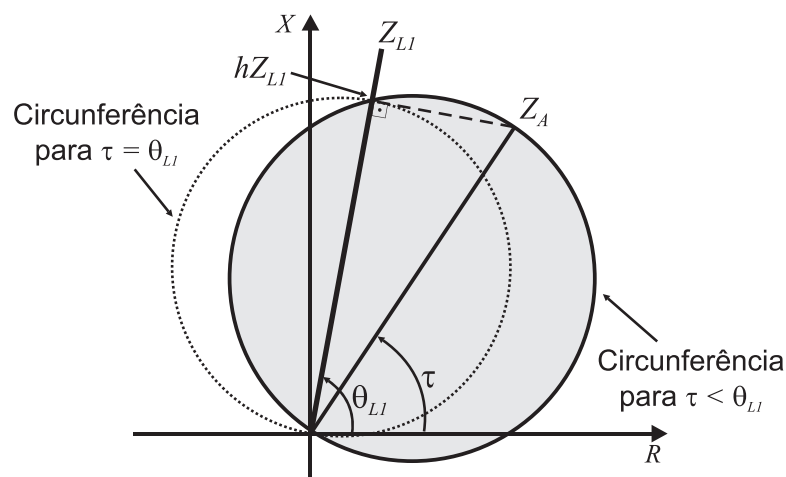


Figura 3.12. Representação das características mho no plano R-X. (SILVA, 2009)

O relé detecta uma falta em sua zona de proteção caso a seguinte condição seja satisfeita:

$$-90 \leq \phi \leq 90 \quad (3.15)$$

onde ϕ é a diferença das fases dos fasores \hat{V}_{op} e \hat{V}_{pol} .

Ao dividir (3.13) por \hat{I}_R , as grandezas de operação e polarização podem ser interpretadas como impedâncias (SILVA, 2009):

$$Z_{op} = Z_A - Z_R \quad (3.16a)$$

$$Z_{pol} = Z_R \quad (3.16b)$$

O intervalo não representado em (3.15), apresenta o caso em que a impedância medida pelo relé está fora do círculo de atuação. Para um maior nível de detalhe, as três condições angulares possíveis são apresentadas nas equações a seguir (FENTIE, 2016):

$$-90 < \phi < 90 \quad (3.17a)$$

$$90 < \phi < -90 \quad (3.17b)$$

$$\phi = \pm 90 \quad (3.17c)$$

onde (3.17a) apresenta a condição de detecção de falha, ou seja, o sistema elétrico está operando dentro da característica mho; enquanto em (3.17b) é apresentada a situação normal de carregamento, o que significa que o sistema elétrico está fora da característica mho; e por fim (3.17c), mostra a condição de indeterminação, onde o ponto operativo do sistema está inscrito nos limites da característica mho. A partir da representação das impedâncias Z_{op} e Z_{pol} no diagrama R - X , a Figura 3.13 apresenta de forma gráfica as situações possíveis.

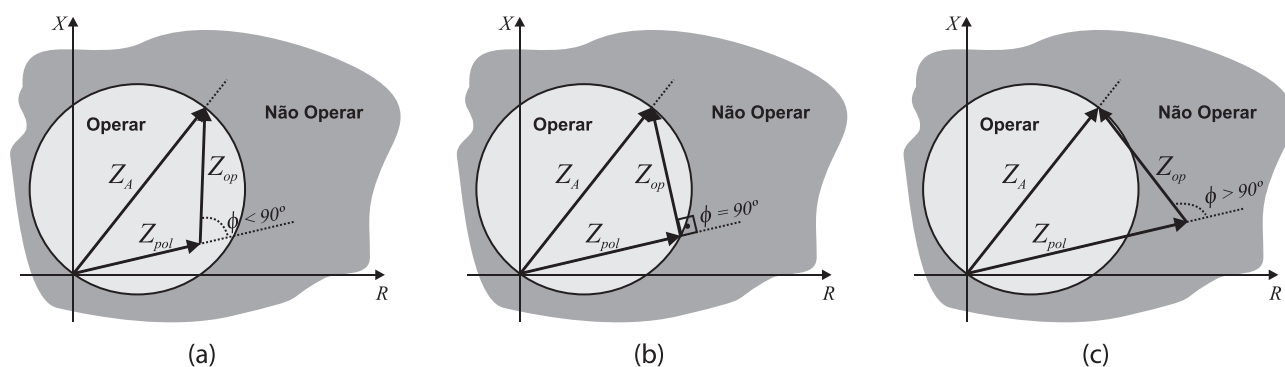


Figura 3.13. Relação entre as fases de Z_{op} e Z_{pol} , para Z_R : (a) dentro da característica mho; (b) sobre a característica mho; (c) fora da característica mho. (SILVA, 2009)

3.5.2 Característica Mho Polarizada

Para faltas com baixo valor de resistência de falta e próximas ao ponto de aquisição dos sinais de entrada no relé, a tensão \hat{V}_R pode ser aproximadamente zero, o que pode ocasionar erros na operação da característica mho autopolarizada. Diante do exposto, a característica mho polarizada é utilizada com a finalidade de contornar esta deficiência, uma vez que é utilizado como tensão de polarização \hat{V}_{pol} a tensão medida pelo relé \hat{V}_R mais uma parcela de suplementação, que depende do tipo de polarização a ser utilizada (ZIEGLER; AKTIENGESELLSCHAFT, 2000) (COOK, 1985).

3.5.2.1 Polarização por Memória de Tensão

A polarização por meio da memória de tensão consiste em suplementar a tensão na fase defeituosa utilizando-se as tensões de pré-falta. Este tipo de polarização pode ser empregado para qualquer tipo de falta, mas deve-se tomar precauções no caso de sistemas nos quais a frequência de operação possa variar durante a falta (ZIEGLER; AKTIENGESELLSCHAFT, 2000).

Ao utilizar do esquema de polarização por memória de tensão, a tensão de polarização \hat{V}_{pol} é calculado como expresso em (3.18):

$$\hat{V}_{pol} = (1 - k_p)\hat{V}_R + k_p\hat{V}_{pre} \quad (3.18)$$

onde \hat{V}_{pre} é a tensão de suplementação e k_p é a porcentagem de suplementação. Na prática, esta polarização só é utilizada durante alguns ciclos após a detecção da falta, permitindo a detecção de faltas trifásicas com tensão próximas à zero (SILVA, 2009).

Em ambos os casos, com a polarização cruzada ou com a polarização por memória de tensão de pré-falta, em casos de faltas internas diretas, a característica de operação do relé é expandida envolvendo a origem, permitindo a detecção da falta que resulte numa tensão zero. No caso de defeitos na sua direção reversa, a característica de operação contrai-se, evitando a operação indevida. Este comportamento é conveniente e é amplamente empregado na proteção de linhas de transmissão (ZIEGLER; AKTIENGESELLSCHAFT, 2000). Na Figura 3.14a, é apresentada a expansão da característica mho durante a ocorrência de defeitos na própria linha protegida.

Por outro lado, na Figura 3.14b, é apresentada a contração da característica mho, resultado de um defeito reverso. Nas Figuras 3.14, a característica mho autopolarizada está tracejada e Z_{fonte} representa a impedância da fonte equivalente a montante do relé.

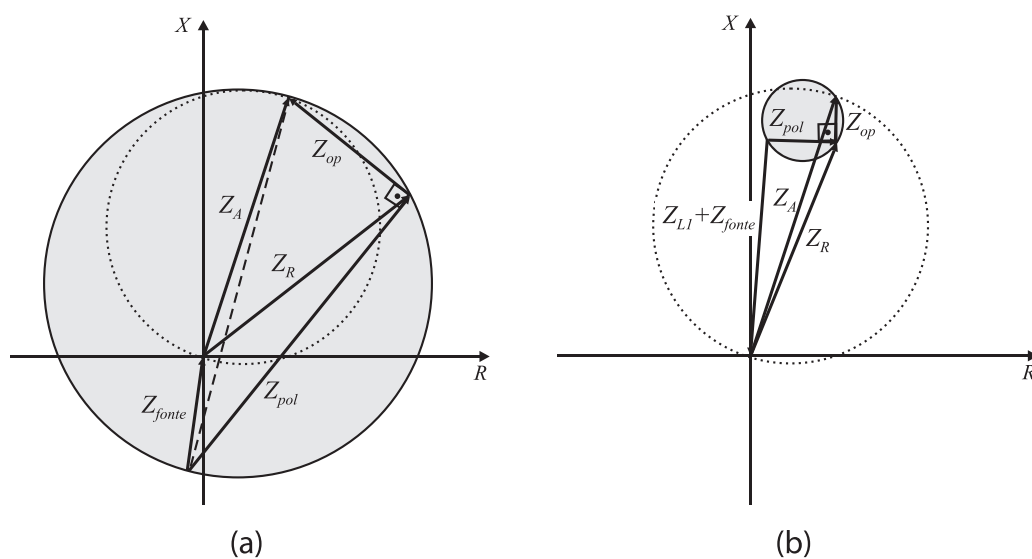


Figura 3.14. Característica mho polarizada: (a) falta na direção direta; (b) falta na direção reversa (SILVA, 2009)

Coexistem diferentes tipos de polarização por memória de tensão, à depender da escolha da tensão de suplementação \hat{V}_{pre} . Dentre elas, a mais utilizada é a polarização por memória de tensão de sequência positiva (SCHWEITZER; ROBERTS, 1993). A polarização por memória de tensão de sequência positiva foi desenvolvida objetivando aumentar a confiabilidade e seletividade dos sistemas de proteção. De fato, esta metodologia se apresenta como um excelente sinal de polarização, uma vez que este sinal representa uma referência confiável de tensão de polarização por estar presente em todos os tipos de faltas.

Em (SILVA; ALMEIDA, 2016), é apresentado um filtro digital que tem como objetivo memorizar a tensão de sequência positiva em condição pré-falta para ser utilizada como sinal de polarização em instantes de pós falta. Para que o filtro não carregue a informação de pré-falta durante todo o período defeituoso, o mesmo leva em consideração uma constante de esquecimento.

REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Com o objetivo de melhor compreender a respeito da proteção de distância aplicada em linhas de transmissão na presença de complexos eólicos, apresenta-se neste capítulo uma revisão bibliográfica a respeito dos trabalhos que ajudaram no entendimento deste assunto e na interpretação dos resultados que serão expostos em seguida. Para melhor organizar este capítulo o mesmo será subdividido em duas partes: Seção 4.1 onde será apresentada uma revisão sobre as contribuições de curto-circuito oriundas de complexos eólicos; e por fim, a Seção 4.2, onde são apresentados trabalhos que tratam a respeito da proteção de distância incluindo parques eólicos.

4.1 CONTRIBUIÇÃO DE CURTO CIRCUITO

Como regra geral os trabalhos apresentados nesta seção possuem como objetivo mostrar que as técnicas tradicionais de modelagem da rede utilizando os circuitos de sequência não são suficientes quando aerogeradores estão presentes na rede. Tendo em vista as suas particularidades envolvendo a eletrônica de potência e seus controles associados.

O trabalho (HOWARD, 2013) possui como objetivo principal o desenvolvimento de modelos de circuito de sequência para os tipos de aerogeradores existentes. São apresentados o comportamento bem como as formas de ondas típicas em condições de falta. Além da apresentação dessas formas de ondas conclusões são tiradas com base na análise do seu comportamento transitório.

Em (FARANTATOS *et al.*, 2013) são apresentados modelos detalhados para o estudo de curto-circuito para as máquinas *DFIG* e *Full Converter*. Também são discutidos os impactos potenciais no bom funcionamento e na coordenação dos relés de proteção. O trabalho também mostra que as contribuições de curto-circuito variam com a topologia da máquina, com os

controles associados àquele aerogerador bem como sistemas de proteção de seus componentes internos.

No trabalho proposto por (Muljadi *et al.*, 2010), são analisadas as contribuições de curto-circuito ocasionadas por aerogeradores a partir de modelos genéricos das principais topologias. Os efeitos de diferentes tipos de falta, localizações de falta e controles são avaliados.

Em (HOWARD *et al.*, 2011) é desenvolvido um modelo no domínio de sequência para a topologia DFIG de aerogerador. O modelo é confrontado com resultados de alguns modelos existentes de *softwares* consolidados do tipo *EMTP*. São apresentados bons resultados para o modelo no domínio de sequência para o valor RMS da contribuição de falta durante o regime permanente de falta.

Por fim, em (ELNAGGAR; ERLICH, 2016) uma análise detalhada da corrente de sequência negativa é realizada sob cada objetivo de controle da máquina *DFIG*. Com base nas análises observadas um conjunto de equações matemáticas são propostas para modelar a máquina de forma analítica.

Ao considerar os aspectos apresentados pelos trabalhos, conclui-se que não houveram avaliações profundas quanto as contribuições de falta vistas através da ótica da proteção de distância. Diante do exposto, neste trabalho serão apresentadas contribuições que complementam os trabalhos citados acima.

4.2 INFLUÊNCIA DE COMPLEXOS EÓLICOS NOS SISTEMAS DE PROTEÇÃO

No trabalho realizado por (Qin-hao *et al.*, 2012) é apresentado um estudo da influência dos parques eólicos que utilizam máquinas do tipo DFIG, na polarização por tensão de sequência positiva dos relés de distância. Para isto são utilizados modelos no PSCAD. O trabalho mostra que esta função pode apresentar problemas com alcance e atrasos de atuação.

Em (LI *et al.*, 2011) um sistema utilizando um modelo de máquina do tipo DFIG é modelado de forma detalhada na plataforma RTDS. Com o intuito de reduzir o esforço computacional, é apresentada uma metodologia de simplificação de um conjunto de máquinas em apenas uma. Por fim, são realizados testes em relés reais. A máquina equivalente estabelecida é validada. São apresentados grandes impactos na proteção de distância enquanto a proteção diferencial

tem bons resultados.

Na publicação (LÚCIO, 2018), são realizadas simulações com o intuito de verificar o comportamento da proteção de distância frente as flutuações de tensão e frequência ocasionadas pela integração de diversos tipos de turbinas eólicas em um sistema teste. São apresentadas relações entre a atuação da proteção de distância e parâmetros como carregamento e flutuação de tensão.

Nas pesquisas reportadas em (Srivastava *et al.*, 2014) e (Srivastava *et al.*, 2013) são discutidos os comportamentos das características mho polarizada utilizando a polarização cruzada, e mho autopolarizada, respectivamente. Para entender estes comportamentos, comparações são realizadas entre um sistema com fontes tradicionais e um sistema que substitui essas fontes por parques eólicos com máquinas do tipo DFIG. São apresentadas relações entre o desempenho da proteção e parâmetros como o tipo de falta e a resistência de falta.

Em (Phadke *et al.*, 2016) é apresentado um novo esquema de proteção para linhas conectadas com máquinas do tipo DFIG. Para a validação do esquema proposto são utilizadas simulações no PSCAD com um modelo simplificado de aerogerador. É verificado uma boa assertividade desse esquema de proteção para faltas assimétricas enquanto para faltas simétricas o esquema proposto verifica uma assertividade ruim.

Em (GHORBANI *et al.*, 2017) é apresentado um método que combina a proteção de distância e a proteção diferencial. Com esta combinação de técnicas de proteção é possível eliminar os erros de subalcance e sobrealcance do relé de distância. Todos os testes foram utilizados uma máquina do tipo DFIG como modelo.

Em (LI *et al.*, 2018) a composição da corrente de falta de um aerogerador do tipo DFIG é analisada, ilustrando algumas características oriundas das eólicas no terminal em que é a mesma é conectada. De forma adicional o comportamento da proteção de distância frente aos aerogeradores são avaliados. Por fim, um algoritmo de proteção de distância no domínio do tempo é proposto e validado. Conclui-se que as eólicas se comportam como uma fonte fraca, além de problemas com a atuação para determinados tipos de falta.

(Sun *et al.*, 2017) analisam os impactos causados por parques eólicos baseados na tecnologia DFIG na proteção de distância utilizada como proteção de *backup*. A análise apresentada por

este artigo utiliza a fonte de geração eólica como fonte de *in-feed*. Apresentam-se maiores impactos na proteção de distância quando avaliada na ocorrência de faltas trifásicas.

(Zhou *et al.*, 2018) analisam os impactos na proteção de distância causados pelas turbinas eólicas que são diretamente conectadas à rede. As análises são feitas apenas em faltas que envolvam o terra. Além disso o artigo mostra que quanto maior o grau de penetração das eólicas maior são os impactos gerados. De forma adicional o artigo mostra que quanto maior o número de parques eólicos maior pode ser os efeitos na proteção de distância.

Com o intuito de diminuir os esforços computacionais oriundos das simulações envolvendo turbinas eólicas, em (Li *et al.*, 2011) é apresentada uma metodologia que simplifica diversos aerogeradores do tipo DFIG em um só. Utiliza-se a plataforma RTDS para os testes propostos.

Conforme apresentado acima, o aumento repentino e a alta penetração de fontes renováveis, principalmente as fontes eólicas, tem causado grande preocupação na comunidade científica. Devido a sua ampla utilização comercial, o aerogerador do tipo DFIG vem sendo alvo de pesquisa nas áreas de proteção. Entretanto, conforme discutido em (REIS, 2014), com a evolução tecnológica dos elementos semicondutores utilizados nos conversores de potência, existe uma real tendência de utilização das máquinas do tipo *full-converter*. Diante do exposto, os resultados e discussões geradas por este trabalho possuem como foco a máquina síncrona interfaceada por conversores plenos.

RESULTADOS E ANÁLISES DAS SIMULAÇÕES

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Com o intuito de avaliar o comportamento transitório do sistema, e assim mapear de forma mais concisa o comportamento da proteção de distância frente a sinais gerados por aerogeradores do tipo *full-converter*, o *software Alternative Transients Program* (ATP) foi utilizado para a implementação e simulação de toda uma infraestrutura elétrica utilizada para representar o sistema teste utilizado. A infraestrutura elétrica mencionada, é semelhante às instalações reais de complexos eólicos em operação no Sistema Interligado Nacional (SIN). O *software* ATP consiste em um programa do tipo EMTP muito difundido e utilizado na literatura para estudos que envolvem o comportamento transitório de elementos que estão conectados à rede.

A Figura 5.1, apresenta o diagrama unifilar simplificado do sistema elétrico avaliado. O complexo eólico apresentado consiste em um conjunto de três parques eólicos: dois destes com 35 aerogeradores; e um com 25 aerogeradores de 2,3 MW cada. Estas máquinas são interligadas através de vários circuitos em 34,5 kV. Estes circuitos chegam em uma subestação elevadora que se interconecta ao Ponto de Acoplamento Comum (PAC) através de uma linha de transmissão em 138 kV, na qual objetiva representar uma linha de transmissão de interesse restrito. Por fim, a linha de transmissão a ser avaliada está sob tensão de 500 kV/60 Hz e 239 km de extensão, cuja sua função principal é interligar o PAC (terminal local) ao conjunto equivalente de Thévenin (terminal remoto), os quais têm por objetivo representar o restante do SIN. Todos os parâmetros elétricos das linhas, alimentadores, transformadores e equivalentes de Thévenin serão apresentados na Subseção 5.1.2

Para atingir os resultados aqui propostos, algumas discussões preliminares se fazem necessárias. Esta seção tem como objetivo delinear essas informações iniciais que são de importantes para o completo entendimento dos resultados que serão apresentados em seguida.

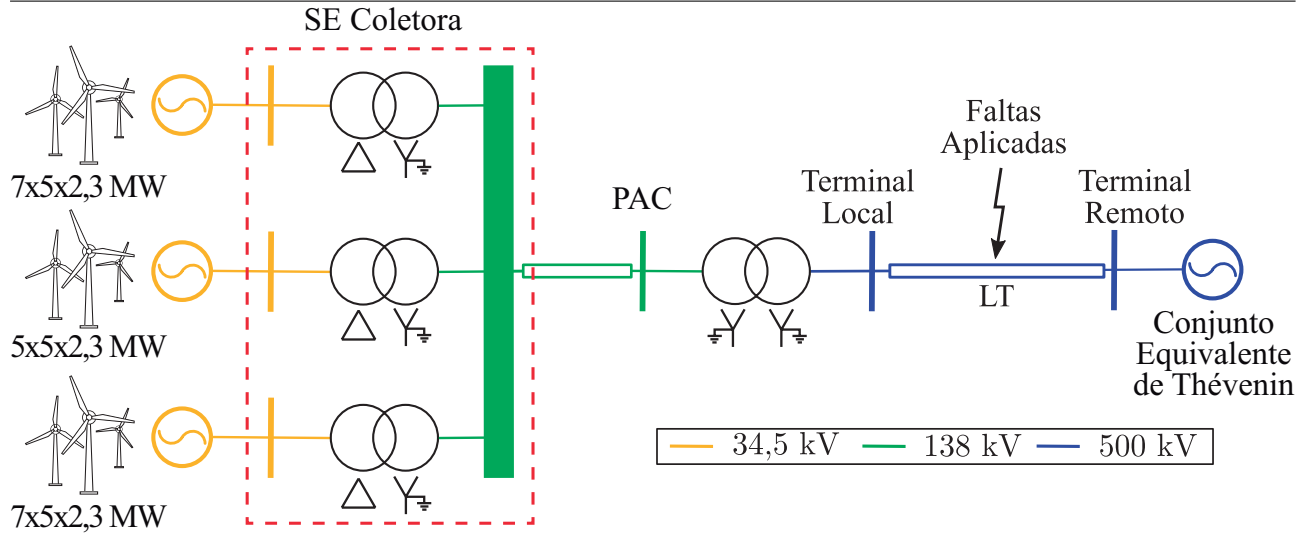


Figura 5.1. Diagrama unifilar do sistema estudado.

5.1.1 Unidade de Geração

Conforme mencionado na subseção 2.3, a unidade geradora utilizada foi modelada de forma simplificada. De fato, a modelagem detalhada de aerogeradores para fins de simulações no domínio do tempo é uma questão desafiadora, pois requisita a implementação detalhada de toda a sua estrutura eletromecânica associada. Devido à constante de inércia inerente ao conjunto gerador, para alguns eventos de curta duração, da ordem de milisegundos, as variações nesta interface são mínimas. Diante do exposto e seguindo a prática comum apresentada na literatura sobre a investigação de simplificações de modelos de turbinas eólicas, optou-se por suprimir a parcela do modelo completo que não teria grande influência nos resultados aqui analisados (PEREIRA *et al.*, 2014).

As Figuras 5.2, 5.3(a) e 5.3(b), em conjunto apresentam de forma gráfica o comportamento clássico da unidade geradora modelada frente a uma falta na linha de transmissão avaliada. A Figura 5.2 representa o comportamento da fonte de corrente controlada, frente a um defeito na rede, enquanto que a Figura 5.3, apresenta a variação no fluxo de potência da máquina, variação esta fruto do controle do inversor ao identificar um distúrbio na rede elétrica.

Ao avaliar as imagens supracitadas, é possível perceber que durante grande parte da simulação o modelo ainda não encontrou o seu ponto de regime permanente, e portanto ainda encontra-se em período de estabilização. Além disso, nota-se uma mudança de comportamento

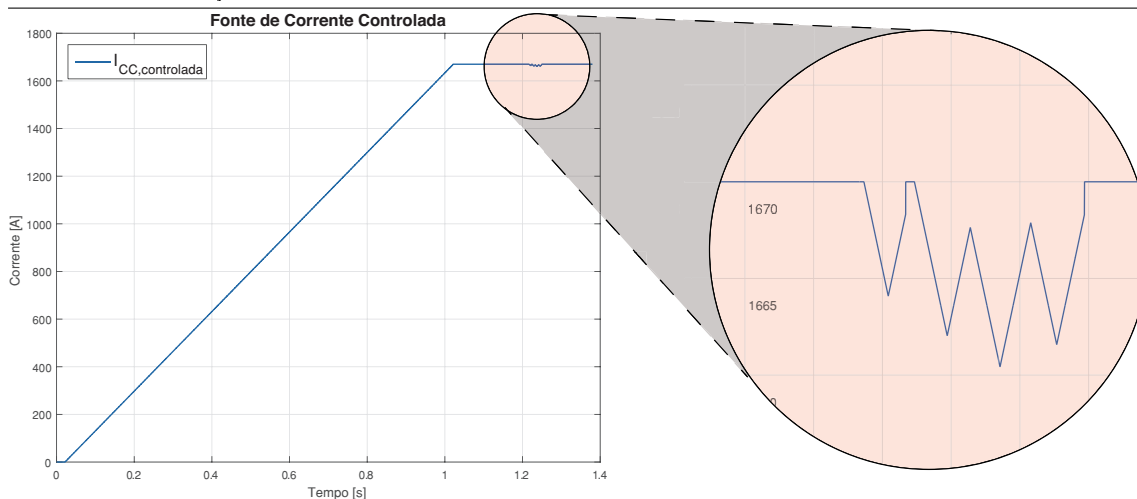


Figura 5.2. Comportamento da unidade geradora: corrente injetada no barramento CC.

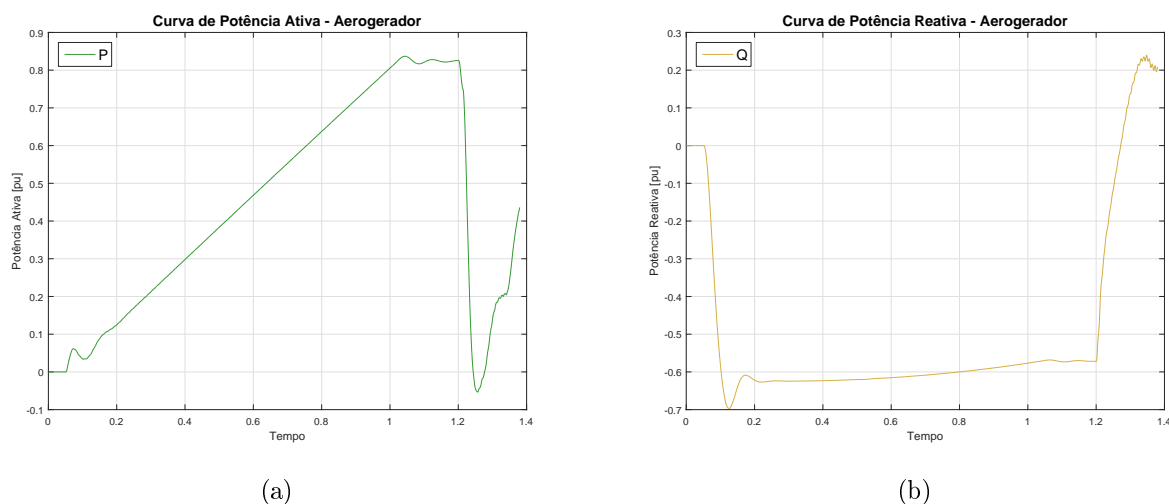


Figura 5.3. Comportamento da unidade geradora: (a) potência ativa (b) potência reativa

da máquina a partir de 1,2s, momento onde foi aplicado um defeito na rede. Percebe-se uma queda na curva de potência ativa gerada pela máquina, como ilustra a Figura 5.3(a). De forma concomitante, nota-se um aumento na potência reativa gerada pela máquina, conforme apresentada pela Figura 5.3(b). Ademais, conforme apresentado pela Figura 5.2, a partir deste instante existe um transitório na corrente injetada no barramento CC.

Os três acontecimentos se dão em decorrência do defeito no sistema. Durante um evento que ocasione a queda de tensão na rede, o aerogerador passa a fornecer energia reativa capacitiva com o intuito de auxiliar na estabilidade de tensão do sistema elétrico. Em paralelo, o modelo

passa a diminuir a potência ativa injetada na rede, com o intuito de não contribuir com possíveis falhas elétricas. Concomitantemente, a corrente injetada no barramento CC passa a decair até que os padrões mínimos de tensão sejam restabelecidos.

5.1.2 Sistema Elétrico Teste

Conforme mencionado previamente, o sistema teste utilizado consiste em um conjunto de elementos elétricos que simulam a topologia de instalações elétricas típicas de complexos eólicos em funcionamento no SIN. As subseções a seguir em conjunto com o Apêndice A, apresentam as informações à respeito dos parâmetros utilizados para a implementação dos elementos na plataforma ATP.

5.1.2.1 Rede Coletora em 34,5 kV

Devido aos longos distanciamentos entre as máquinas nos complexos eólicos, um conjunto de alimentadores foi modelado com o intuito de simular uma rede coletora. Cada um desses alimentadores interliga cinco aerogeradores até a subestação elevadora, conforme apresenta a Figura 5.4.

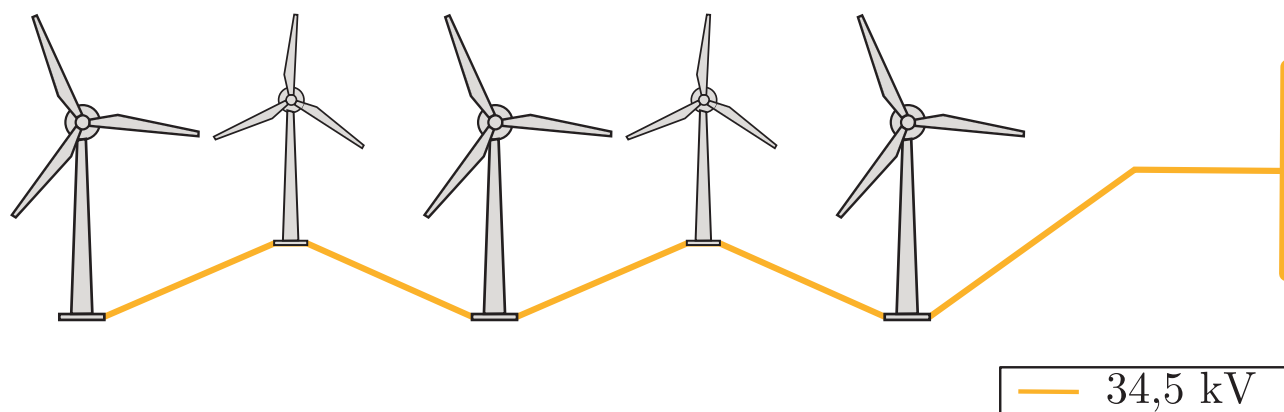


Figura 5.4. Rede coletora modelada.

Visando simplificar a modelagem desta rede coletora, assumiu-se que: todos os aerogeradores estão igualmente distanciados entre si e entre a subestação coletora; que todos os alimentadores são perfeitamente transpostos. Portanto, todas as impedâncias que interligam as máquinas até a subestação são iguais e não há impedâncias mútuas entre as fases do alimentador. A Tabela

A.1, apresenta os parâmetros elétricos atribuídos a estes alimentadores.

5.1.2.2 Transformador Elevador 34,5/138 kV

Para a modelagem dos transformadores elevadores, foi utilizado o modelo de transformador saturável disponível no ATP. De forma análoga à rede coletora, foram atribuídos os mesmos parâmetros para os três transformadores responsáveis por elevar a tensão de 34,5 kV para 138 kV. Além dos parâmetros requisitados pelo modelo supracitado, foram acrescentadas ainda capacitâncias parasitas entre o enrolamento primário e o terra, entre os enrolamentos primários e secundários e entre o enrolamento secundário e o terra. A Tabela A.2 apresenta os parâmetros utilizados nesta modelagem.

5.1.2.3 Linha de Transmissão em 138 kV

A linha de transmissão em 138 kV foi modelada utilizando o modelo à parâmetros distribuídos, invariantes na frequência e considerada perfeitamente transposta. Possui 9 km de comprimento e conforme apresentado na Figura 5.1, interliga a subestação coletora até o PAC. A Tabela A.3, apresenta os parâmetros utilizados para modelar esta linha de transmissão no ATP.

5.1.2.4 Transformador Elevador 138/500 kV

O transformador de 138/500 kV também foi modelado utilizando o modelo para transformadores trifásicos saturáveis contido no ATP. Seus parâmetros são apresentados na Tabela A.4. Para este transformador, utilizou-se os valores *default* do modelo para os parâmetros do ramo de magnetização e dados de saturação.

5.1.2.5 Linha de Transmissão em 500 kV

Conforme mencionado acima e apresentado na Figura 5.1, esta contido nesta linha de transmissão o foco do estudo deste trabalho, pois é neste elemento onde serão aplicadas faltas em

diversos pontos para avaliar o comportamento da proteção de distância. Esta LT foi escolhida, por ser a primeira linha imediatamente após o PAC, portanto, não a sua operação é não é de responsabilidade de nenhum parque que se conecta a rede básica através do PAC.

O bom funcionamento desta linha de transmissão é de fundamental importância para o sistema no geral, uma vez que caso não haja confiabilidade em sua operação diversos agentes são prejudicados. Por não existir um plano de contingência caso esta linha seja desenergizada, os parques conectados no terminal local desta linha serão impedidos de injetar energia no SIN, desta forma ficam vulneráveis em não arcar com seus compromissos contratuais. Concomitantemente, o proprietário da linha de transmissão também poderá sofrer sanções financeiras ou prejuízos diversos, em casos de atuações indevidas ou a não atuação da proteção.

Desta forma, a Tabela A.5 apresenta os parâmetros aplicáveis para a modelagem desta linha de transmissão. Ressalta-se foi utilizado o modelo à parâmetros distribuídos e invariantes na frequência para a sua modelagem, sendo esta LT foi considerada perfeitamente transposta.

5.1.2.6 Circuito Equivalente de Thévenin

Com o intuito de atender às diretrizes para estudos elétricos apresentadas em (ONS, 2018), modelou-se todas as linhas de transmissão adjuntas até a terceira vizinhança do PAC, conforme apresentado na Figura 5.5. Além das linhas adjacentes, foram adicionados equivalentes de Thévenin em cada uma das barras para representar o restante do sistema que está conectado àquela barra. Diante do exposto, faz-se necessário apresentar os parâmetros utilizados para modelar os elementos utilizados para representar estes equivalentes no ATP. As Tabelas A.6 A.7 A.8 A.9 A.10 A.11 e A.12 apresentam os parâmetros utilizados nas LTs que interligam as barras.

Já as Tabelas A.13, A.14, A.15, A.16 e A.17 apresentam os parâmetros utilizados para modelar as impedâncias dos equivalentes de Thévenin conectados às barras, conforme ilustrado na Figura 5.5.

Ademais, as Tabelas A.18 e A.19 apresentam os parâmetros utilizados para modelar as fontes de tensão dos equivalentes de Thévenin conectados às barras, conforme apresentado pela Figura 5.5.

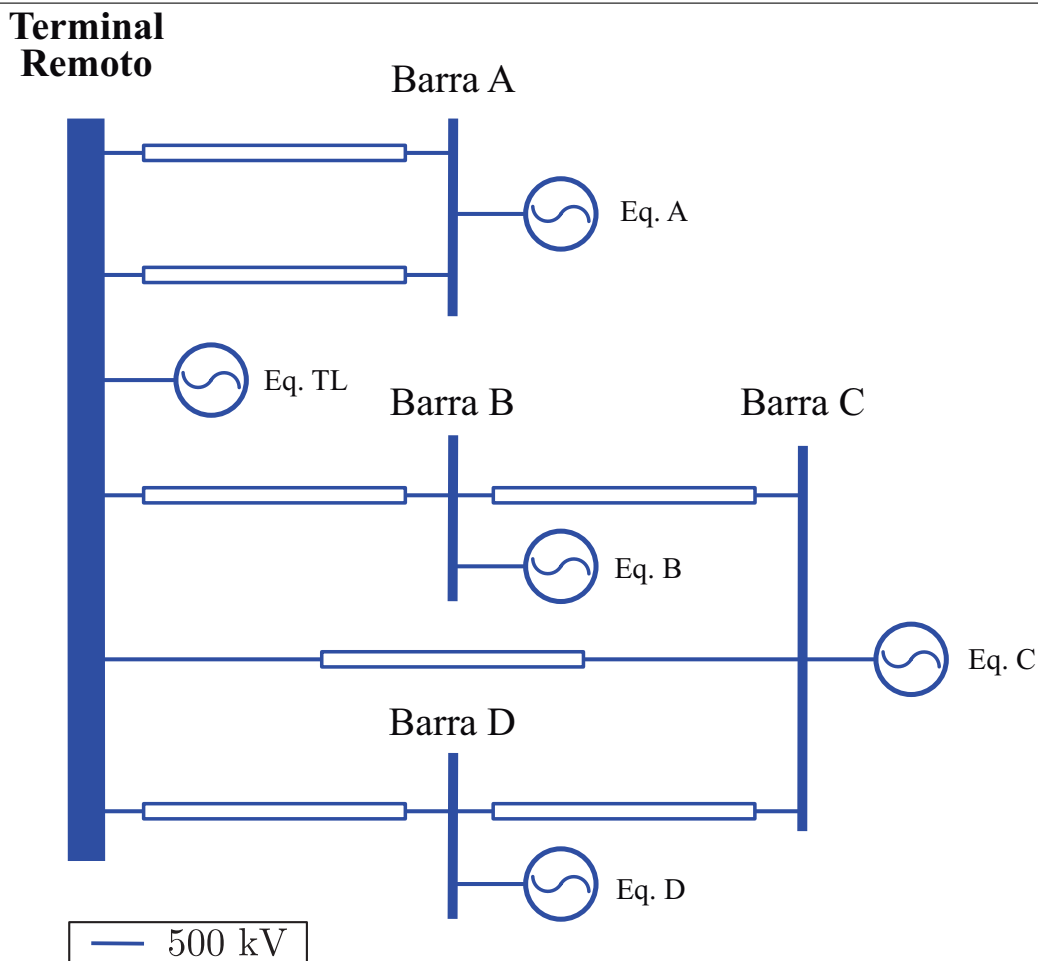


Figura 5.5. Circuito equivalente de Thévenin

Para representar as linhas adjacentes ao terminal remoto, utilizou-se o modelo a parâmetros distribuídos e constantes na frequência. As linhas de transmissão foram consideradas perfeitamente transpostas. Para modelar as impedâncias dos equivalentes de Thévenin, foi utilizado o modelo de cabos a parâmetros concentrados no domínio de sequência. Por fim, para modelar as fontes de tensão dos equivalentes de Thévenin, foi utilizado o modelo de fonte de tensão AC trifásico existente no ATP, assumindo todas as fontes aterradas com tensão de entrada em valor eficaz medida entre fases.

5.1.3 Proteção de Distância

Para a realização dos testes propostos, foram implementados algoritmos que tem por objetivo simular o comportamento da proteção de distância em um relé real. Desta forma, trata-

se como sinais de entrada no algoritmo implementado, os sinais simulados pela plataforma ATP/ATPDraw. Os sinais gerados pelo ATP foram constituídos com um passo de integração de $1 \mu s$ e exportados para um arquivo externo utilizando a função *writeln* da linguagem MODELS.

No algoritmo implementado, o sinal simulado pelo ATP passa por alguns processos intermediários à estimação fasorial, são eles: filtro *anti-aliasing* e reamostragem. Objetivado a retirar as componentes de alta frequência contidas no sinal simulado, foi utilizado um filtro passa baixa do tipo Butterwoth de 3ª ordem e frequência de corte de 180 Hz. A reamostragem do sinal simulado pelo ATP foi realizada visando reduzir o número de amostras por ciclo, desta forma, o sinal foi reamostrado a uma frequência de 960 Hz, resultando em um sinal com 16 amostras por ciclo. Por fim, para o processo de estimação fasorial, foi utilizado o filtro cosseno modificado, apresentado em (HART *et al.*, 2000).

Foram ajustadas duas zonas de proteção: a primeira em 80% do comprimento da linha protegida e a segunda com 120% de alcance. Com o intuito de melhor acomodar a resistência de falta dentro da característica mho, utilizou-se $\tau = \pi/3$ rad como ângulo de torque. Avaliou-se o comportamento da característica mho autopolarizada e mho polarizada com polarização por memória de tensão. Para memorizar os sinais de sequência positiva foi utilizado o filtro proposto em (SILVA; ALMEIDA, 2016), com parâmetro de esquecimento configurado em $\alpha = 1/16$ constante ao longo de toda a simulação.

5.2 RESULTADOS E SIMULAÇÕES

Foram simuladas faltas do tipo AT, AB, ABT e ABC em 5%, 10%, 15%, 20%, 40%, 60%, 80%, 85%, 90% e 95% da linha de transmissão, tomando como referência o terminal local. Também foram simuladas faltas com resistência de $10 \mu\Omega$ (faltas consideradas francas) e 5Ω para cada um dos casos supracitados. Os defeitos foram todos aplicados no instante 1,2 s da simulação. Visando demonstrar as situações de distâncias de faltas mais críticas, sejam elas mais próximas do terminal monitorado ou logo após o alcance da proteção, nesta seção serão apresentados os resultados obtidos para faltas simuladas de 5% a 15% e de 85% a 95% da linha protegida. Os demais resultados podem ser encontrados nos Apêndices. Vale ressaltar que será

apresentado apenas a unidade de falta que seria sensibilizada após o processo de seleção de fases que é realizado de forma anterior à atuação da proteção.

Afim de comparar o comportamento da proteção de distância frente a sinais gerados por turbinas eólicas com os sinais decorrentes de modelos de geração tipicamente adotadas em estudos tradicionais, o algoritmo implementado foi aplicado aos sinais medidos nos terminais local (eólica) e remoto (circuito equivalente de Thévenin). Uma vez que no durante o período de falta, a corrente medida pelo terminal local será a contribuição de curto-circuito apresentada pelo complexo eólico. Por sua vez, a corrente medida pelo terminal remoto será a contribuição de curto-circuito oriunda do conjunto equivalente de Thévenin.

É válido pontuar que devido à comparação entre os terminais da eólica e das fontes tradicionais, as faltas simuladas entre 20% e 80% estão contidas nas primeiras zonas de proteção de ambos os terminais da linha. Já as faltas simuladas entre 5% e 15% da LT fazem parte da primeira zona de proteção para o terminal local, mas estão na segunda zona de proteção para o terminal remoto. Por fim, as faltas entre 85% e 95% da LT fazem parte da primeira zona de proteção para o terminal remoto e contidas na segunda zona de proteção quando vistas pelo terminal local. Desta forma, aqui serão apresentados os comparadores de fase apenas para as primeiras zonas de proteção da função de distância.

5.2.1 Faltas ABC

5.2.1.1 Resistência de Falta $10\mu\Omega$ - Aplicadas em 5%, 10% e 15% do Terminal Local

A Figura 5.6 apresenta uma comparação entre os módulos dos fasores estimados à partir dos sinais medidos pelo terminal local e terminal remoto da linha protegida. Onde as Figuras 5.6(a) e 5.6(b) apresentam de forma respectiva a comparação entre as magnitudes dos fasores de corrente e tensão da unidade de falta AB do relé de distância.

De forma adicional, a Figura 5.7 apresenta a comparação entre os ângulos dos fasores estimados à partir dos sinais medidos pelos terminais local e remoto da linha protegida. As Figuras 5.7(a) e 5.7(b) apresentam a comparação entre os ângulos dos fasores de corrente e tensão da unidade de falta AB do relé de distância, respectivamente.

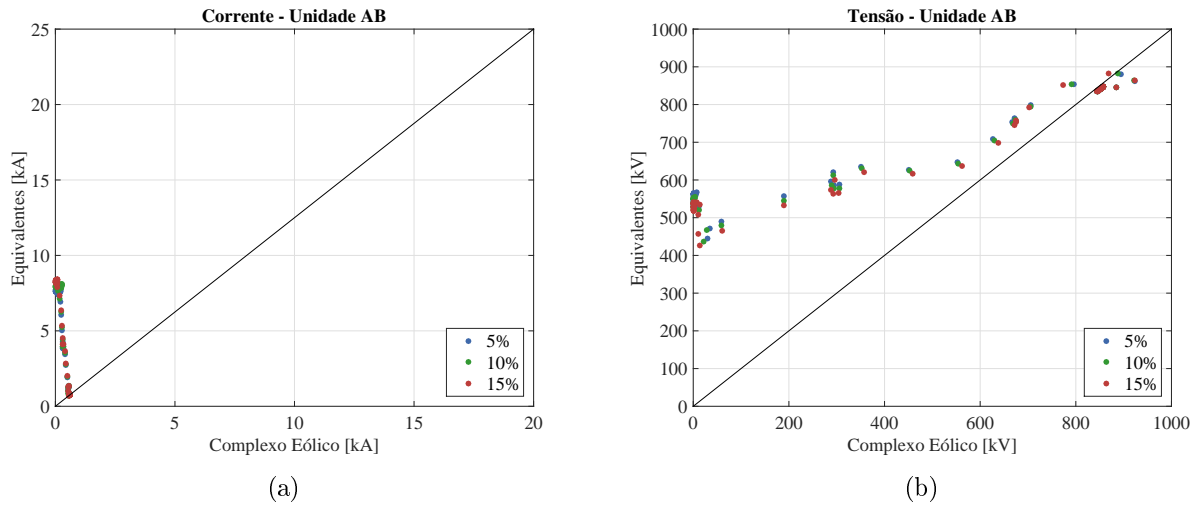


Figura 5.6. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $|\hat{I}_{AB}|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $|\hat{V}_{AB}|$

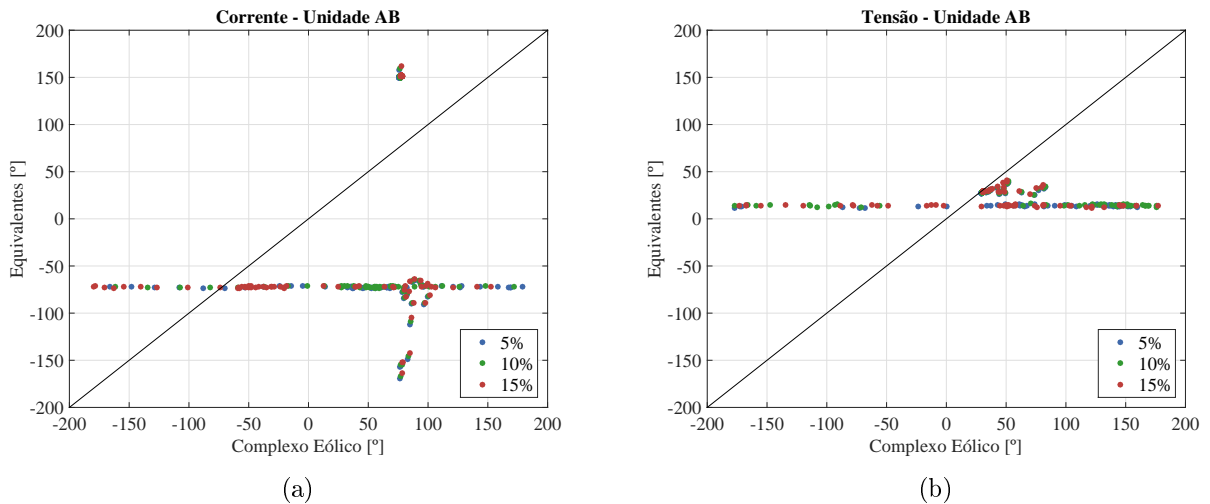


Figura 5.7. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle \hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle \hat{V}_{AB}$

As Figuras 5.6 e 5.7 são denominadas diagrama de dispersão. O diagrama de dispersão tem como objetivo comparar diretamente dois sinais os relacionando através de sua linha transversal, a qual representa a linha de igualdade entre as grandezas comparadas. De uma maneira geral, para o estudo aqui proposto o diagrama de dispersão servirá para compreender a diferença nos fasores estimados através das contribuições de falta gerada para ambos os terminais.

Ao avaliar as comparações apresentadas pelas Figuras 5.6, 5.7, percebe-se a atuação do controle sobre os sinais de falta. Visto que mesmo para faltas muito próximas ao terminal monitorado, não existem grandes variações nas magnitudes dos fasores de corrente estimados

para este terminal. Enquanto de forma paralela, coexiste uma grande variação nos ângulos destes fasores.

Desta forma, infere-se que durante uma condição defeituosa, os aerogeradores limitam a magnitude da sua parcela de contribuição ao curto-circuito. De forma paralela, os aerogeradores utilizam a variação dos ângulos de fase para controlar sua potência injetada na rede e atuar sob o controle de tensão da rede.

A Figura 5.8 apresenta a alocação das impedâncias medidas pela unidade de falta AB no diagrama R-X dentro da característica mho. Na Figura 5.8(a) são ilustradas as impedâncias medidas à partir do terminal local da linha protegida, enquanto na Figura 5.8(b) são expostas as impedâncias medidas a partir do terminal remoto da linha protegida.

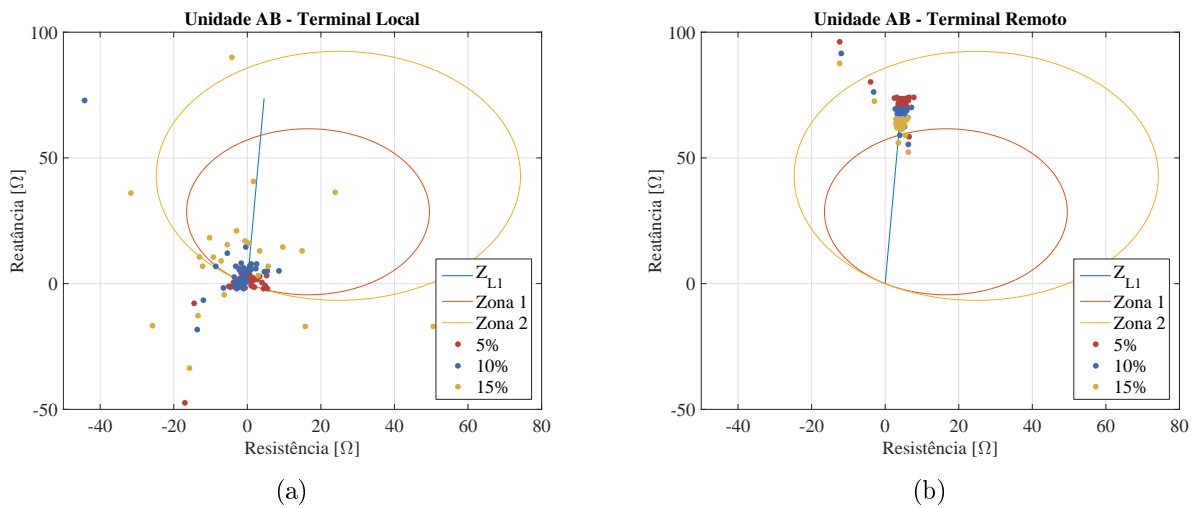


Figura 5.8. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$

Ao avaliar as Figuras 5.8(a) e 5.8(b) nota-se que as impedâncias vistas pelo terminal local, e portanto as impedâncias medidas a partir dos sinais gerados pelo complexo eólico, possuem um comportamento disperso dentro do diagrama R-X da função de distância. Isto se dá pelo comportamento incomum de módulo e fase dos sinais utilizados nas unidades de falta, além da inserção de componentes de frequência inter-harmônicas no sinal a que o fasor foi estimado. A dispersão das impedâncias estimadas pode causar problemas com a correta atuação à depender da distância de falta, além dos notórios problemas com o alcance da função de distância.

A Figura 5.9 apresenta a relação entre o ângulo de atuação do comparador de fases ϕ e o tempo de atuação para a característica mho polarizada por memória de tensão de sequência

positiva.

Conforme ilustrado pela Figura 5.9(a), é possível perceber o comportamento dinâmico da característica mho polarizada, visto que quando aplicada aos sinais medidos pelo terminal local, a característica apresenta tempos de atuação satisfatórios. Já quando aplicada aos fasores estimados pelo terminal remoto a característica atua de forma incorreta, visto que para este caso as faltas simuladas estão na área de sua segunda zona de atuação.

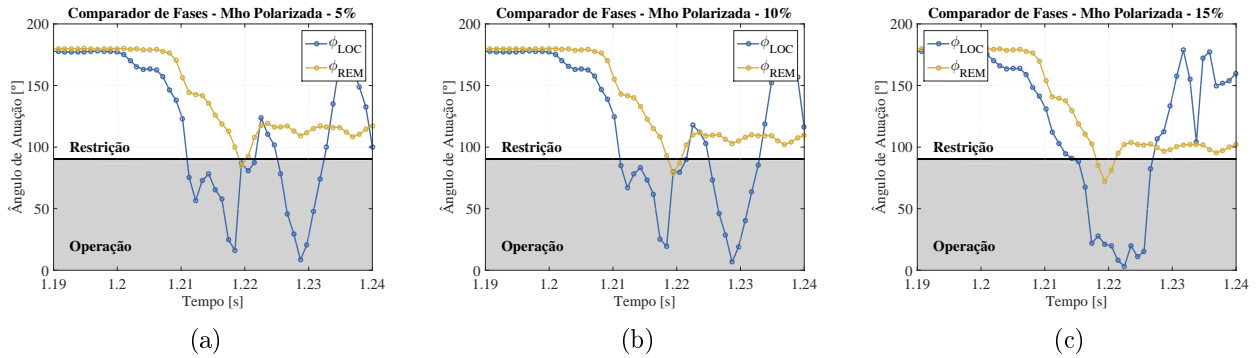


Figura 5.9. Comparador de fase para a característica mho polarizada para unidade AB: (a) 5% da linha protegida (b) 10% da linha protegida (c) 15% da linha protegida

5.2.1.2 Resistência de Falta $10\mu\Omega$ - Aplicadas em 85%, 90% e 95% do Terminal Local

As Figuras 5.10 e 5.11 apresentam a comparação entre os sinais medidos pelas unidades de falta nos terminais local e remoto da linha de transmissão protegida para a unidade de proteção AB. Nota-se comportamento semelhante ao discutido na seção anterior: limitação na magnitude dos sinais e grande variação de fase destes mesmos sinais.

A Figura 5.12 apresenta as impedâncias vistas pelo relé de distância no diagrama R-X para os sinais das unidade de falta AB e AT via terminal local e terminal remoto.

Nota-se que devido a distância de falta, quando utilizados os sinais medidos pelo terminal local, a característica mho autopolarizada passa a não detectar falhas de forma assertiva. Fato este que torna-se preocupante, uma vez que para esta distância de falta, o terminal local funcionaria como proteção de *backup* para o terminal remoto. Desta forma, ficam prejudicadas a coordenação e a seletividade do sistema de proteção. Este fato se dá pelo comportamento atípico dos sinais gerados pelo complexo eólico em conjunto com o erro associado ao efeito

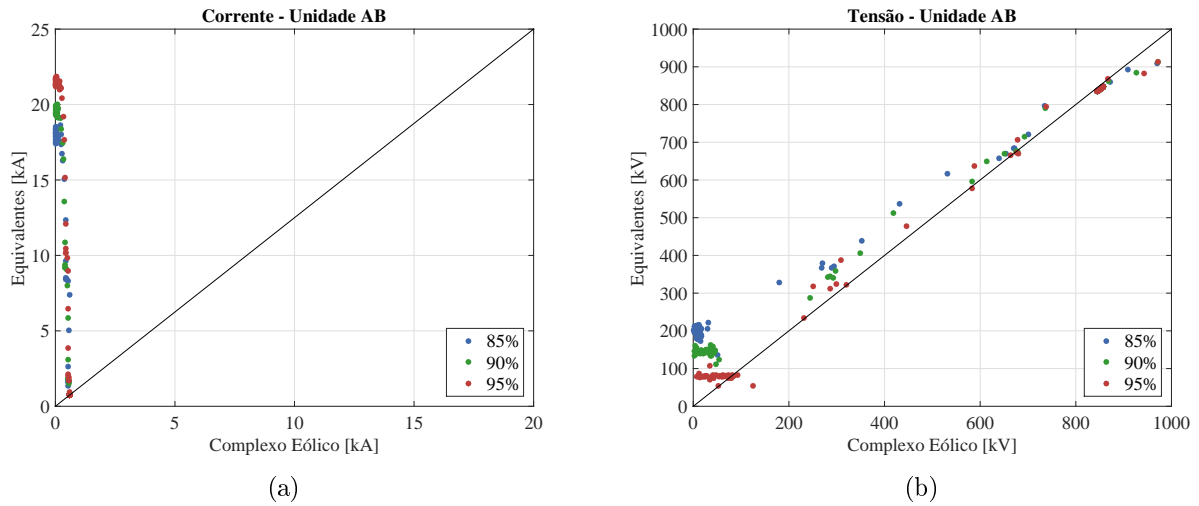


Figura 5.10. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $|\hat{I}_{AB}|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $|\hat{V}_{AB}|$

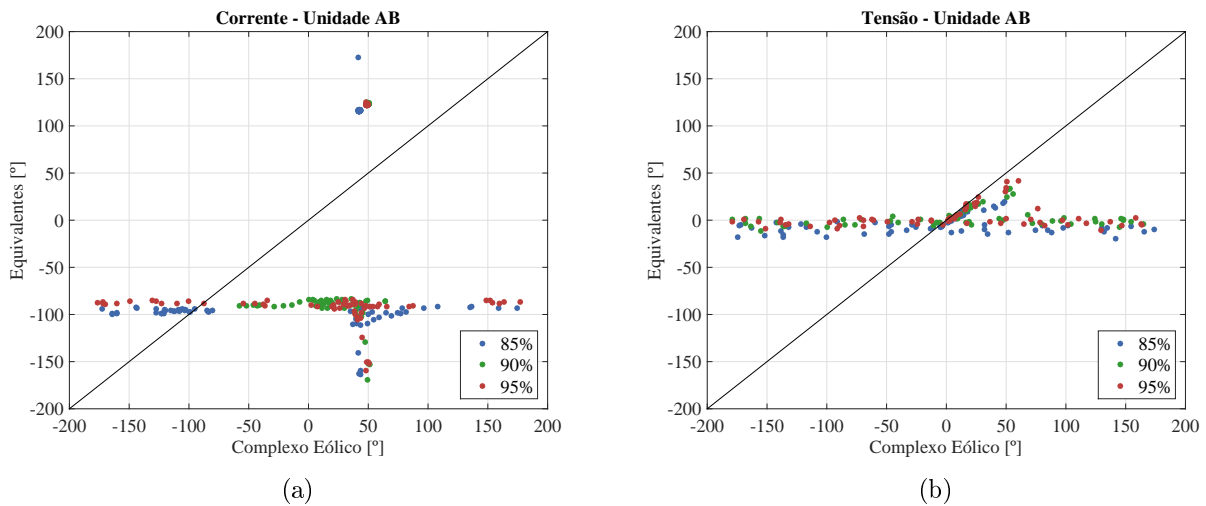


Figura 5.11. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle \hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle \hat{V}_{AB}$

capacitivo da linha protegida. Visto que, este efeito cresce de forma proporcional a distância de falta, dada a característica distribuída dos parâmetros em derivação da linha de transmissão.

De forma adicional, as Figuras 5.13, apresentam o comportamento do ângulo ϕ do comparador de fases, bem como os tempos de atuação, para às característica mho polarizada.

Nota-se que a característica mho polarizada detecta os defeitos com alto grau de instabilidade. Esta situação também é preocupante, uma vez que para esta distância de falta não era para a característica identificar o defeito em sua primeira zona de proteção. Percebe-se também que para todos os casos apresentados pela Figura 5.13 o terminal local atua primeiro,

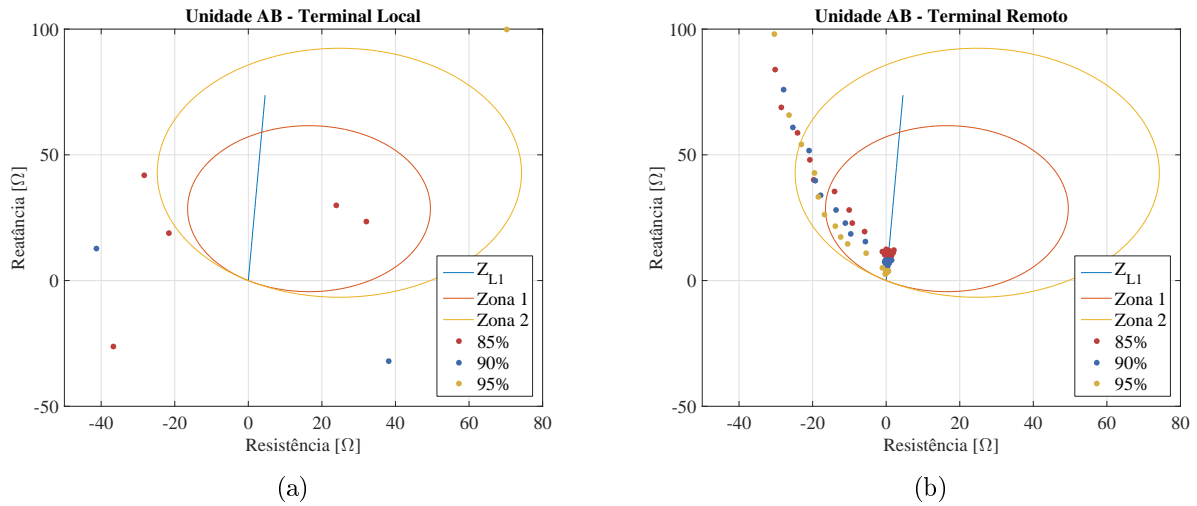


Figura 5.12. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$

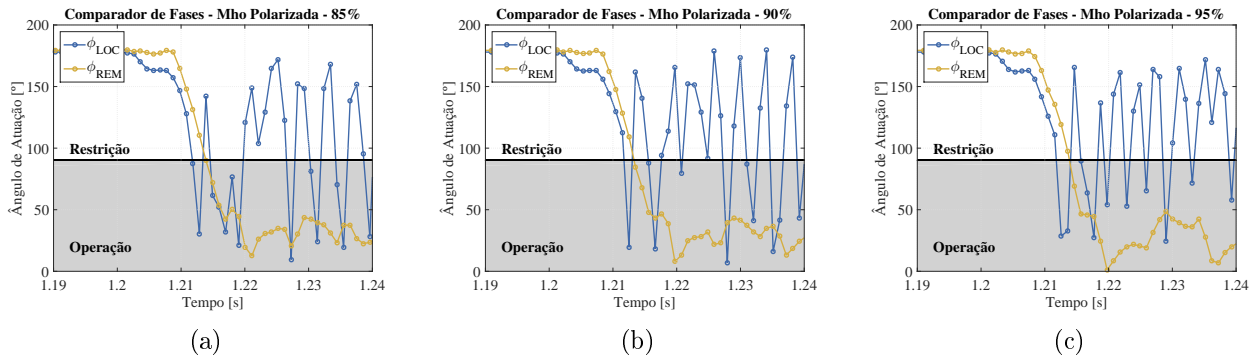


Figura 5.13. Comparador de fase para a característica mho polarizada para a unidade AB: (a) 85% da linha protegida (b) 90% da linha protegida (c) 95% da linha protegida

prejudicando a coordenação da proteção de distância, dada que para esta situação o relé de distância oriundo do terminal local deveria funcionar de forma temporizada, atuando como proteção de *backup* do terminal remoto.

5.2.1.3 Resistência de Falta 5Ω - Aplicadas em 5%, 10% e 15% do Terminal Local

As Figuras 5.14, 5.15, apresentam as comparações entre os sinais vistos pelo relé de distância entre os terminais local e remoto. De forma similar ao comentado nas seções anteriores, nota-se uma limitação nos valores dos módulos dos sinais, e uma alta variação nos valores das fases dos sinais. Conforme já mencionado, este comportamento decorre do funcionamento dos inversores de frequência que fazem a interface do sistema gerador com a rede elétrica.

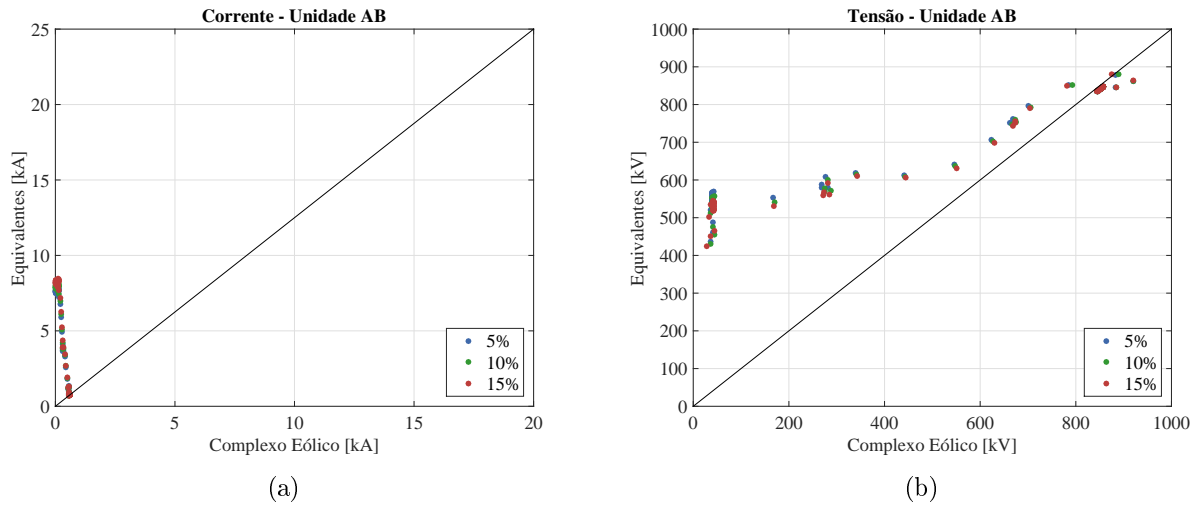


Figura 5.14. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $|\hat{I}_{AB}|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $|\hat{V}_{AB}|$

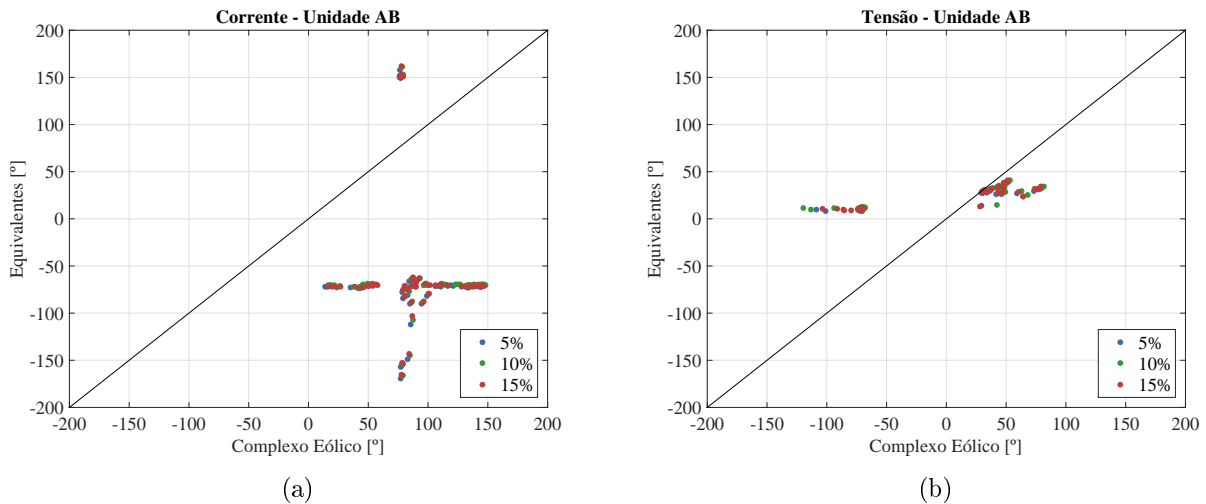


Figura 5.15. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle \hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle \hat{V}_{AB}$

A Figura 5.16 ilustra as impedâncias vistas pela unidade AB da função de distância no diagrama R-X. A Figura 5.16(a) apresenta as impedâncias vistas pelo terminal local enquanto a Figura 5.16(b) apresenta as impedâncias vistas através do terminal remoto da linha monitorada.

Ao avaliar as Figuras 5.16(a) e 5.16(b), percebe-se que inexistem impedâncias dentro da característica mho para os sinais obtidos através do terminal local. Portanto, conclui-se que para faltas ABC com baixa resistência de falta, a característica mho autopolarizada se torna ineficaz quando aplicada à contribuições de falta do complexo eólico. Uma vez que, conforme visto na seção anterior, para faltas simuladas nesta mesma distância de falta e com resistência

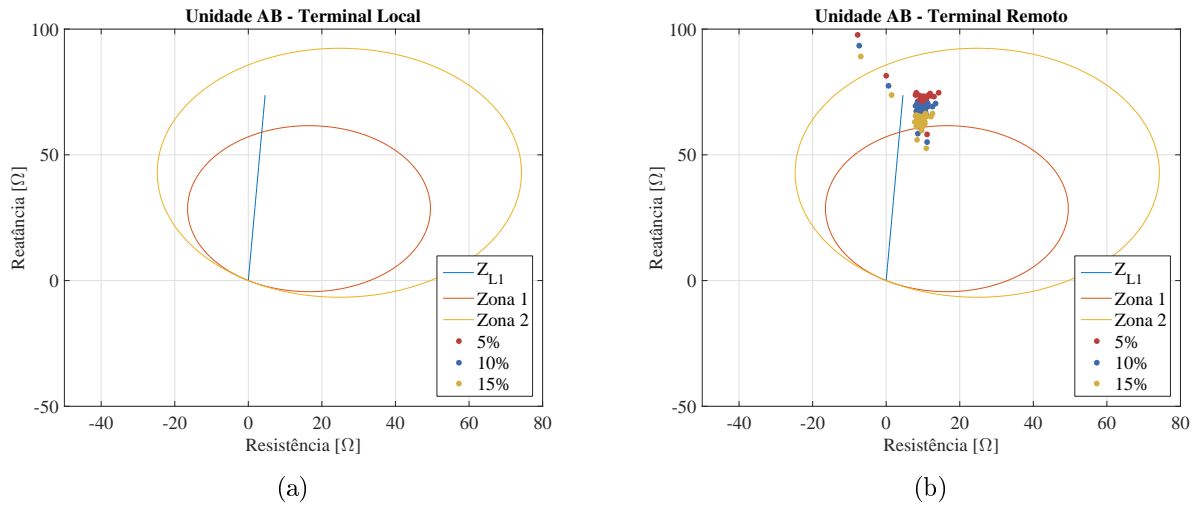


Figura 5.16. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$

de falta próxima a zero, a característica conseguiu identificar o defeito, mesmo que de forma instável dentro da característica. A não detecção da falha dentro das zonas de atuação da característica se dá por uma sobreposição de fatores: as componentes de outras frequências que ocasionam dificuldades na estimação fasorial; o comportamento atípico das tensões e correntes medidas pelo *loop* de falta; e o erro inserido a medição dos sinais junto a resistência de falta.

De forma contrária, a Figura 5.16(b), apresenta as impedâncias medidas a partir dos sinais vistos pelo terminal remoto da linha protegida. Percebe-se a influência da resistência de falta sob a medição das impedâncias na unidade de falta avaliada. Em conformidade com o discutido na literatura, o efeito da resistência de falta pode causar problemas com o alcance da proteção de distância.

As Figuras 5.17 ilustram o comportamento da característica mho polarizada para os casos propostos. Constata-se que devido a técnica de polarização utilizada em conjunto ao seu perfil dinâmico, quando aplicada aos sinais do terminal local, a característica consegue identificar o defeito com eficácia durante um período de tempo determinado. Em consequência da constante de esquecimento utilizada no sinal de polarização, ao decorrer certo tempo a característica passa a não perceber mais a falha. O que pode ser um problema à depender da estratégia de *trip* adotada para o sistema de proteção. De forma adicional, quando a característica é aplicada aos sinais medidos pelo terminal remoto, é possível perceber um problema de alcance da característica, o que acarreta em uma atuação incorreta.

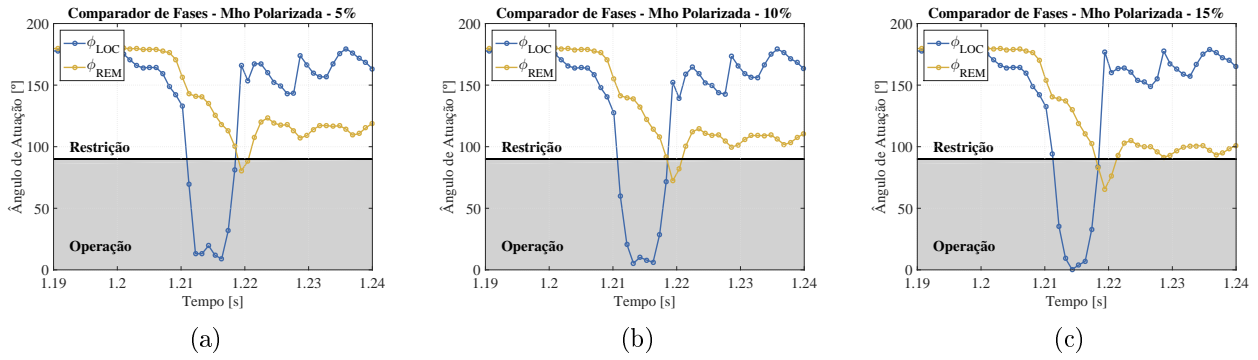


Figura 5.17. Comparador de fase para a característica mho polarizada: (a) 5% da linha protegida (b) 10% da linha protegida (c) 15% da linha protegida

5.2.1.4 Resistência de Falta 5Ω - Aplicadas em 85%, 90% e 95% do Terminal Local

De forma semelhante ao apresentado nas seções anteriores, as Figuras 5.18, 5.19, apresentam as comparações realizadas entre os sinais da unidade de falta AB do relé de distância para ambos os terminais.

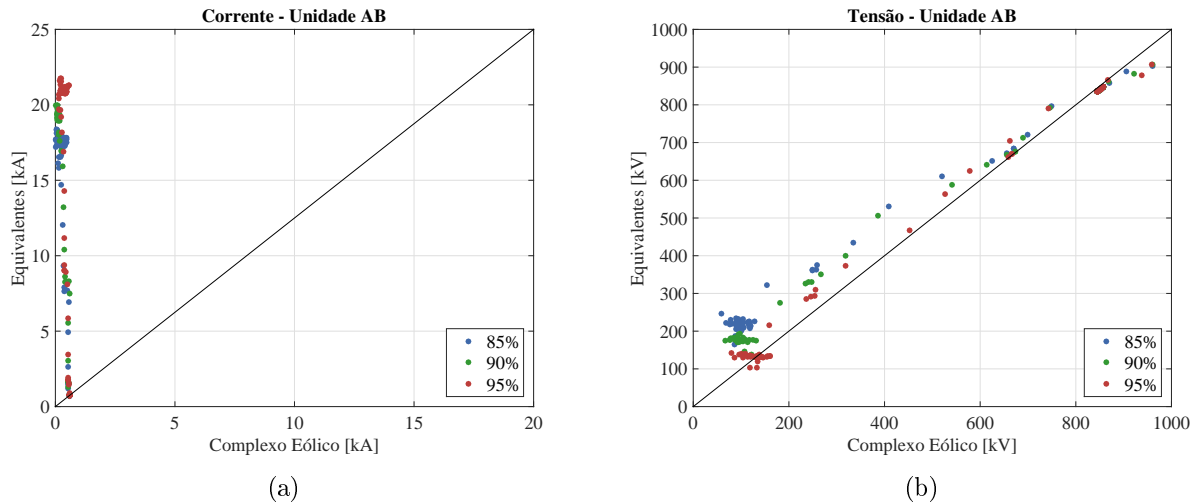


Figura 5.18. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $|\hat{I}_{AB}|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $|\hat{V}_{AB}|$

A Figura 5.20 apresenta a acomodação das impedâncias medidas pelo relé no diagrama R-X. De forma semelhante ao discutido na seção anterior, para os sinais medidos pelo terminal local, não há detecção de falha por parte da característica mho autopolarizada. Enquanto que para os sinais medidos pelo terminal remoto, a característica atua normalmente.

Por fim, a Figura 5.21 apresentam o ângulo de atuação ϕ para a característica mho polarizada. Os comportamentos são semelhantes aos já discutidos previamente, onde as Figuras

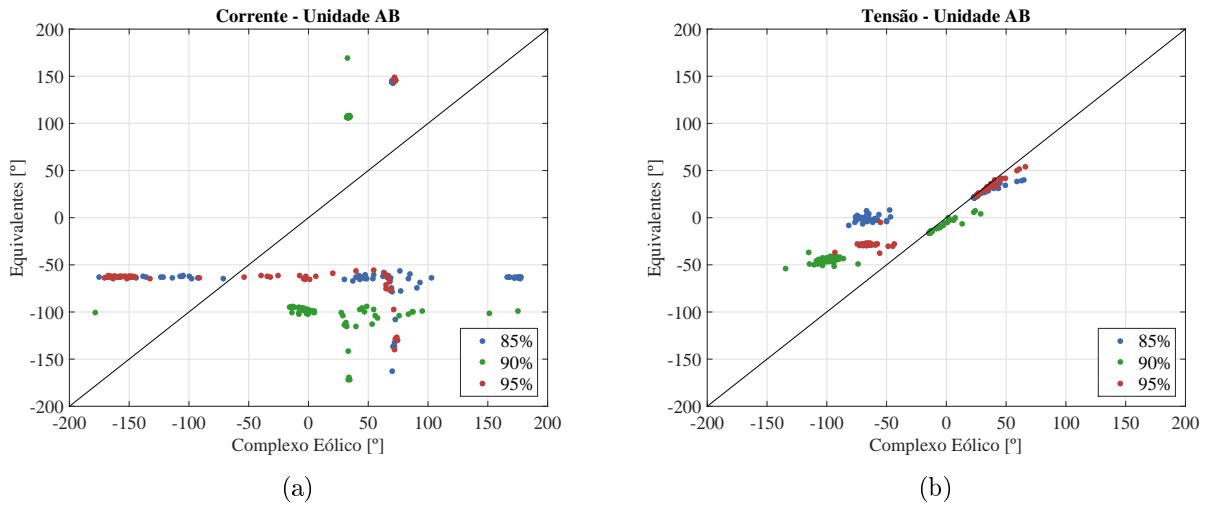


Figura 5.19. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - \hat{I}_{AB} (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - \hat{V}_{AB}

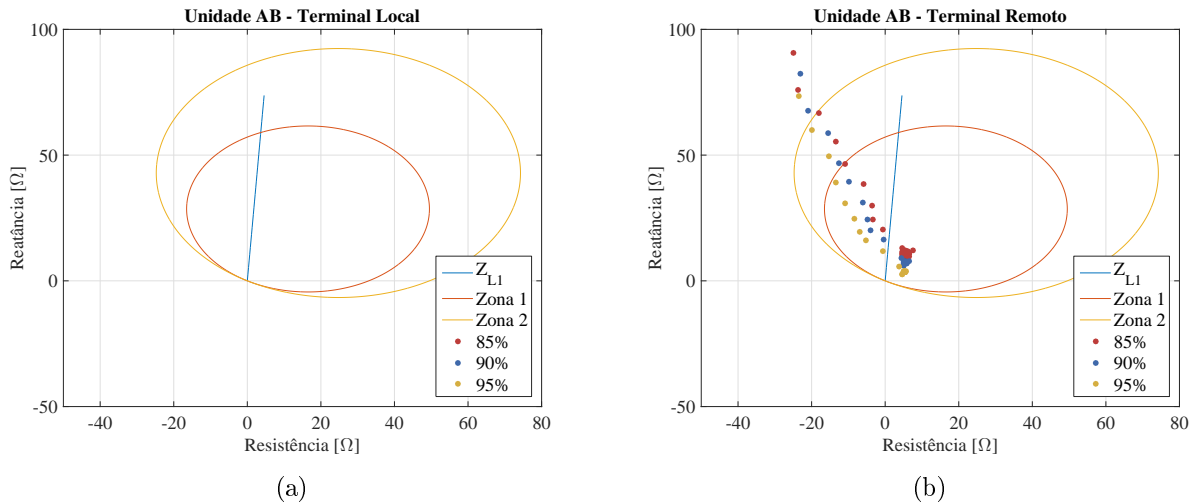


Figura 5.20. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$

5.21(a), 5.21(b) e 5.21(c) indicam uma preocupação adicional no que refere-se a característica mho polarizada, pois há detecção na primeira zona de atuação para faltas que deveriam ser enxergadas apenas na sua segunda zona de atuação.

De forma adicional, através das Figuras 5.21(a) e 5.21(b), nota-se que o comparador de fases do terminal local detectou a falha primeiro que o terminal remoto. O que de fato pode causar problemas com a coordenação e seletividade dos relés de distância, pois o relé instalado no terminal local iria mandar um comando de *trip* antes do relé instalado no terminal remoto.

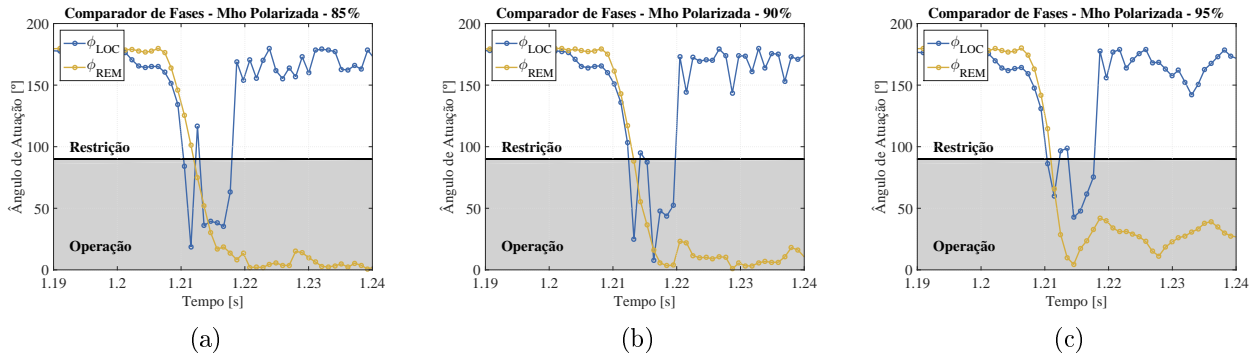


Figura 5.21. Comparador de fase para a característica mho polarizada unidade AB: (a) 85% da linha protegida (b) 90% da linha protegida (c) 95% da linha protegida

5.2.2 Falta ABT

5.2.2.1 Resistência de Falta $10\mu\Omega$ - Aplicadas em 5%, 10% e 15% do Terminal Local

Assim como na seção anterior, serão apresentadas as figuras que comparam o comportamento das grandezas da unidade de falta AB, a alocação das impedâncias medidas pela unidade de falta AB, bem como o ângulo de atuação ϕ para a característica mho polarizada por memória de tensão.

Portanto, as Figuras 5.22 e 5.23 comparam as grandezas medidas pelas unidades de falta do relé entre os terminais local e remoto da LT protegida. Onde: a Figura 5.22(a) apresenta a comparação entre os módulos do fasor de corrente utilizado na unidade AB da função de distância; a Figura 5.22(b) ilustra a comparação entre os módulos do fasor de tensão utilizado da unidade AB do relé; a Figura 5.23(a) ilustra a comparação entre as fases do fasor de corrente da unidade AB de proteção; por fim, a Figura 5.23(b) demonstra a comparação entre as fases do fasor de tensão medido na unidade de falta AB.

Assim como nos outros casos já discutidos, quando avaliados pela ótica do complexo eólico, percebe-se uma alta variação nas fases e uma limitação nos módulos dos sinais da unidade de proteção.

A Figura 5.24 demonstra as impedâncias medidas pelas unidades de falta AB dentro do diagrama R-X. A Figura 5.24(a) apresenta as impedâncias medidas pela unidade AB através do terminal local da linha protegida. A Figura 5.24(b) ilustra as impedâncias medidas pela

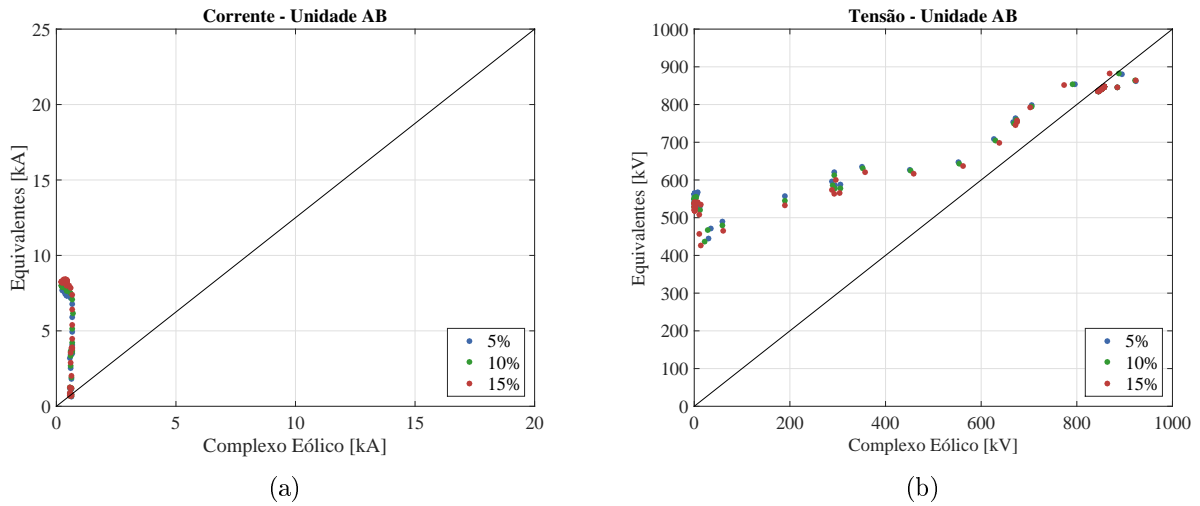


Figura 5.22. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $|\hat{I}_{AB}|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $|\hat{V}_{AB}|$

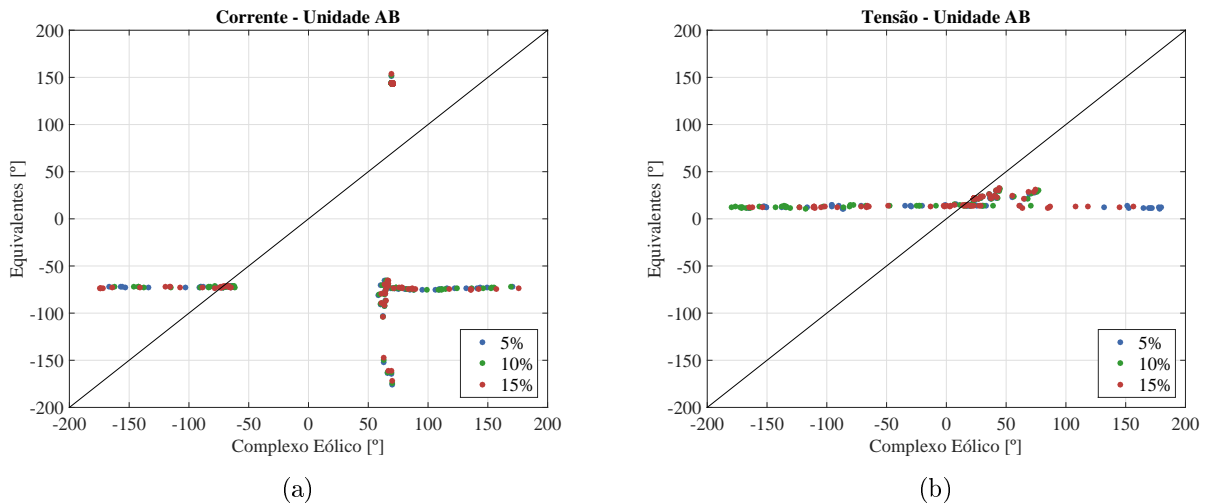


Figura 5.23. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle \hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle \hat{V}_{AB}$

unidade AB visto através do terminal remoto da linha protegida.

Ao avaliar a Figura 5.24(a), é possível se perceber uma grande dispersão dentro da característica mho quando aplicados os sinais vistos pelo terminal local. De forma concomitante, ao observar a Figura 5.24(b) para os sinais medidos pelo terminal remoto, existe uma menor instabilidade na impedância medida e portanto, as impedâncias trazem uma maior assertividade na medição da distância de falta. Em consonância com o já discutido, a instabilidade inserida na medição das impedâncias se dá pelos transitórios incomuns gerados pelos inversores de frequência que acoplam as unidades geradoras ao sistema elétrico.

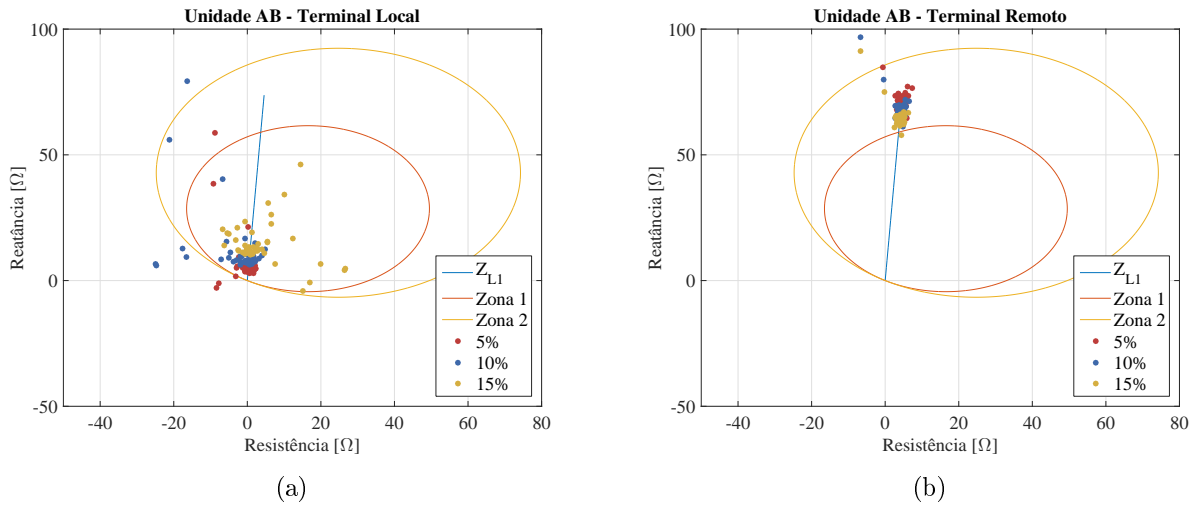


Figura 5.24. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$

A Figura 5.25 apresenta o comportamento da característica mho polarizada por memória de tensão para os sinais medidos pelo terminal local e remoto da linha protegida.

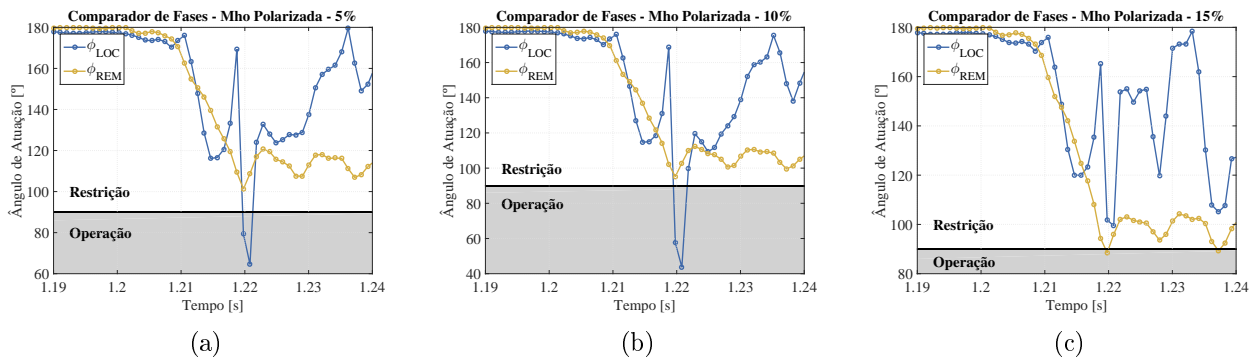


Figura 5.25. Comparador de fase para a característica mho polarizada unidade AB: (a) 5% da linha protegida (b) 10% da linha protegida (c) 15% da linha protegida

Ao avaliar as Figuras 5.25(a), 5.25(b), nota-se que para os sinais medidos pelo terminal local, a característica mho polarizada consegue atuar por determinado período de tempo. Conforme já mencionado, este comportamento pode ser problemático à depender da estratégia de *trip* utilizada.

Já para os sinais medidos pelo terminal remoto, para as distâncias de falta de 5% e 10%, a característica funciona com assertividade, uma vez que para faltas simuladas nestas distâncias a proteção de fato não deve atuar. No que refere-se à Figura 5.25(c), quando aplicada aos sinais oriundos do complexo eólico a característica não atua. Quando aplicados os sinais vistos pelo terminal remoto a característica atua de forma incorreta. Os comportamentos discutidos acima

podem ser vistos como uma consequência de dois fatores, à saber: comportamento atípico do sinal oriundo do sistema de geração eólica, sobrealcançe em decorrência da corrente capacitiva da linha de transmissão.

5.2.2.2 Resistência de Falta $10\mu\Omega$ - Aplicadas em 85%, 90% e 95% do Terminal Local

Seguindo o padrão de apresentação de resultados, na sequência serão expostas as comparações entre sinais das unidades de proteção AB, a alocação das impedâncias medidas no diagrama R-X, e a atuação da característica mho polarizada.

Portanto, as Figuras 5.26, 5.27 apresentam os fasores vistos pelo *loop* de falta AB, comparados entre terminal local e remoto da linha protegida. Como já discutido nas seções anteriores, os sinais vistos pelo terminal local são limitados em módulo e variam em fase, quando comparados aos sinais vistos pelo terminal remoto. Efeito decorrente da atuação dos inversores de frequência.

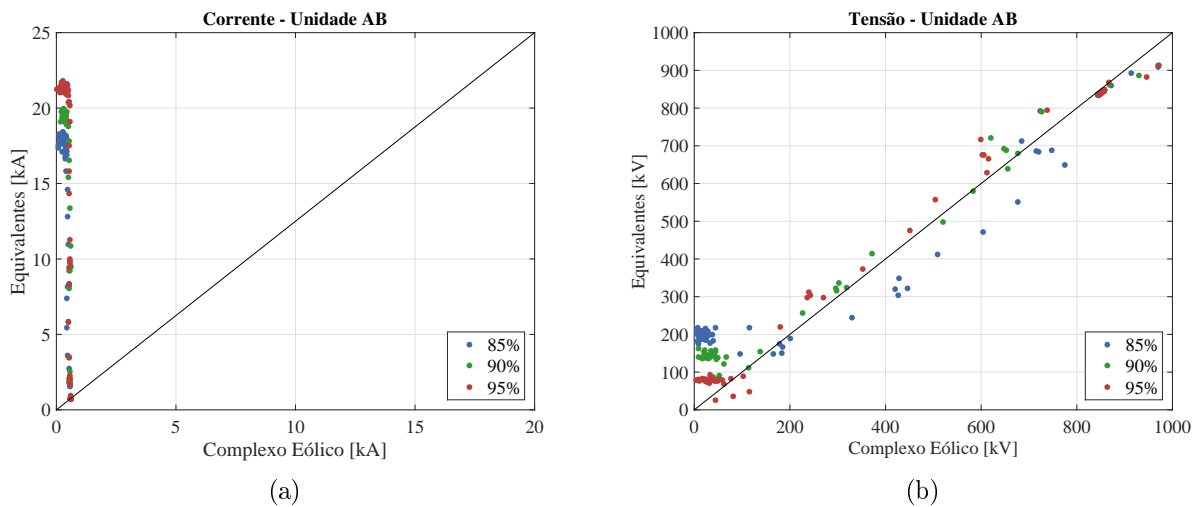


Figura 5.26. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $|\hat{I}_{AB}|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $|\hat{V}_{AB}|$

Em paralelo, é apresentado pela Figura 5.28 a alocação das impedâncias medidas pela unidade de proteção AB no diagrama R-X.

Ao comparar a Figura 5.28(a), na qual representa as impedâncias medidas pela unidade de proteção AB do terminal local, com a Figura 5.28(b), que ilustra as impedâncias medidas

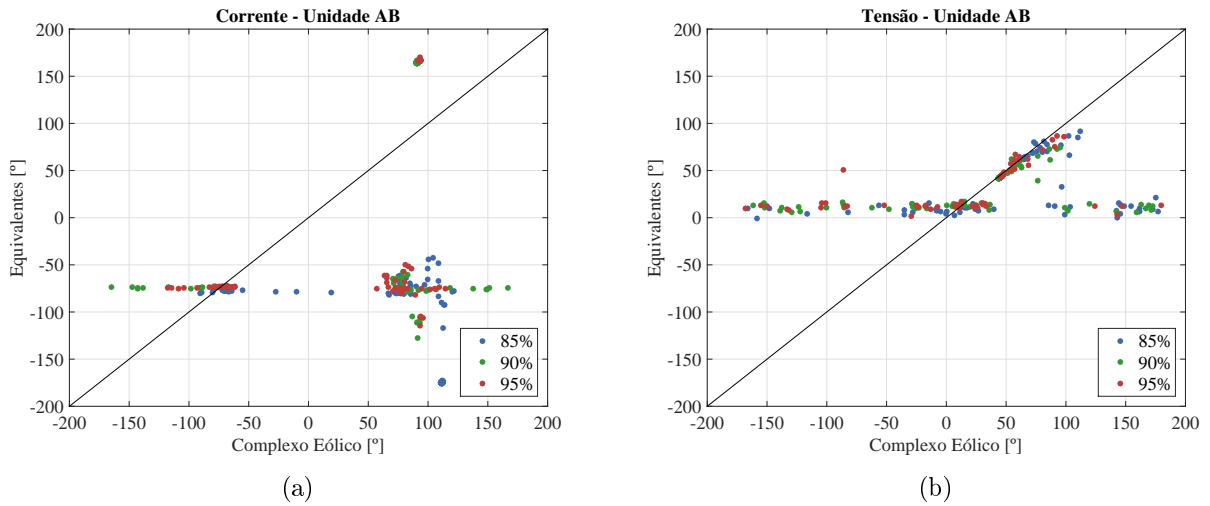


Figura 5.27. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - \hat{I}_{AB} (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - \hat{V}_{AB}

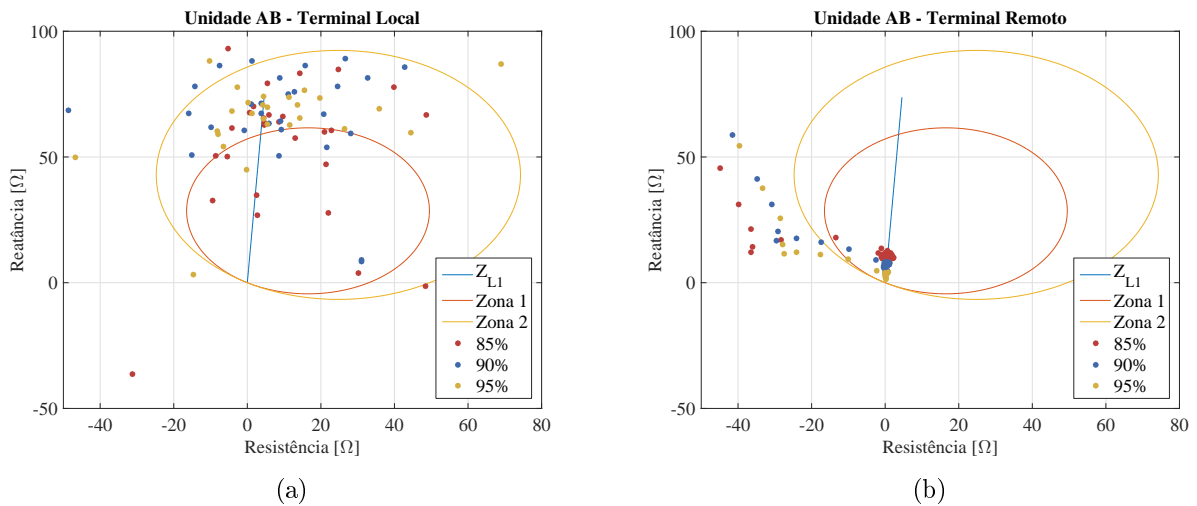


Figura 5.28. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$

pela unidade de falta AB do terminal remoto, nitidamente percebe-se uma maior dispersão e portanto um maior erro associado, por parte da proteção adjunta ao terminal local. Conforme apresentado pela Figura 5.28(a). Para todas as distâncias de falta apresentadas, houveram impedâncias medidas dentro da primeira zona de proteção da característica mho. Conforme já discutido, este comportamento pode acarretar comandos de *trips* indevidos. As impedâncias medidas através do terminal remoto, apresentam uma boa alocação dentro da característica mho, e portanto não houveram problemas com a atuação da proteção.

A característica dispersa das impedâncias medidas pelo *loop* de falta AB pode ser entendida por uma sobreposição de efeitos, à saber: a inserção de componentes de frequências inter-

harmônicas por parte do complexo eólico; o efeito capacitivo da linha de transmissão; e por fim a característica atípica dos transitórios de falta medidos pelo terminal local.

De forma concomitante, a Figura 5.29 ilustra as respostas da característica mho polarizada para a unidade AB do relé de distância.

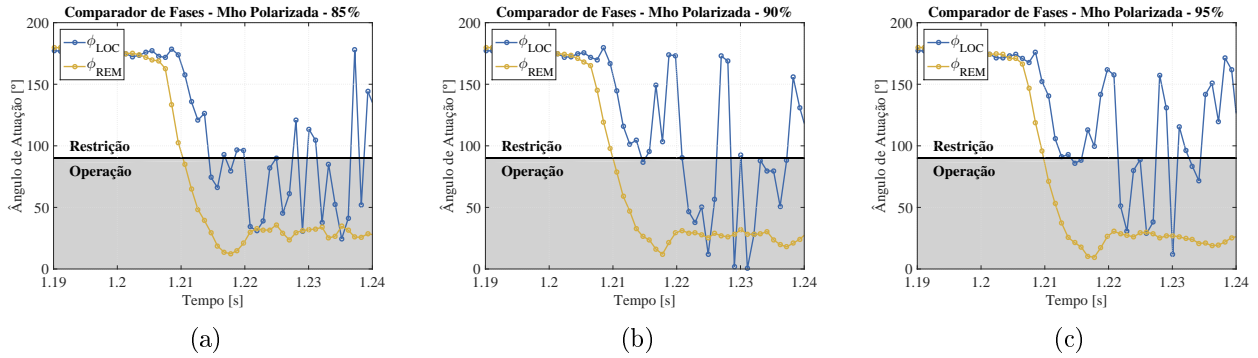


Figura 5.29. Comparador de fase para a característica mho polarizada unidade AB: (a) 85% da linha protegida (b) 90% da linha protegida (c) 95% da linha protegida

Percebe-se que o ângulo ϕ_{LOC} apresenta grande instabilidade. Este efeito acaba por acarretar atuações indevidas por parte da proteção de distância associada ao terminal local, uma vez que para as distâncias de falta avaliadas nesta seção, o terminal local deveria identificar falhas apenas em sua segunda zona de proteção. Esta instabilidade pode ser entendida através dos sinais de operação utilizados pelo comparador de fases, uma vez que estes sinais acabam por ser influenciados pelo comportamento atípico dos inversores de frequência.

De forma concomitante, a característica mho polarizada quando aplicada aos sinais medidos pelo terminal remoto, apresenta o comportamento esperado. Nota-se que a polarização por memória de tensão de sequência positiva traz um ganho na velocidade de atuação, uma vez que devido ao processo de estimação fasorial utilizado esperava-se que a proteção atuasse aproximadamente um ciclo após a aplicação da falta.

5.2.2.3 Resistência de Falta 5Ω - Aplicadas em 5%, 10% e 15% do Terminal Local

Seguindo o padrão de apresentação de resultados proposto pelas demais seções, as Figuras 5.30 e 5.31, apresentam as comparações entre os sinais vistos pelo relé de distância situados nos terminais local e remoto. Como já esperado, percebe-se uma limitação nos valores dos módulos dos sinais oriundos do sistema eólico, enquanto de forma simultânea percebe-se uma

alta variação nos valores das fases destes mesmos sinais.

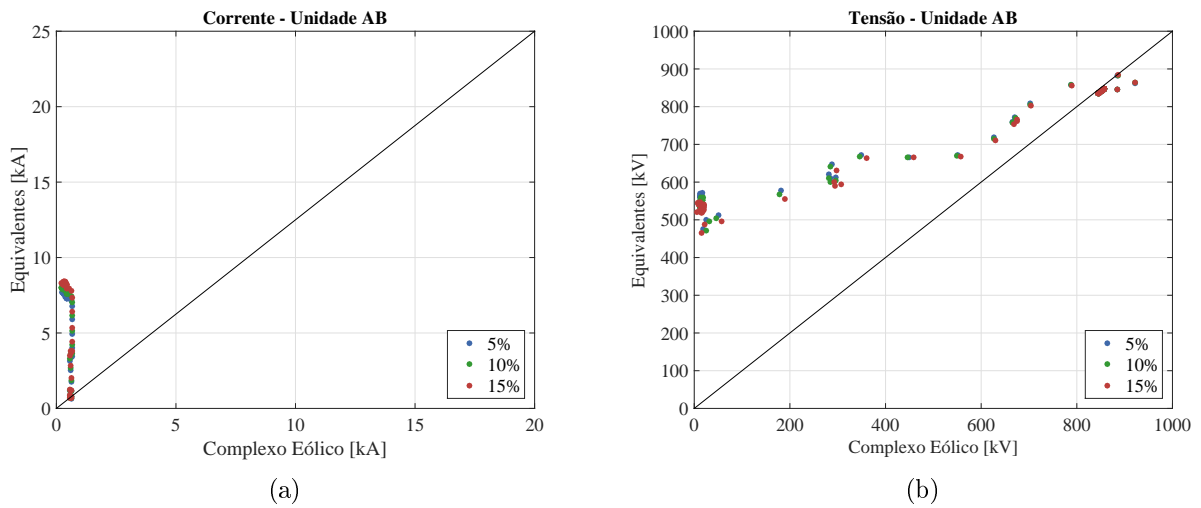


Figura 5.30. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $|\hat{I}_{AB}|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $|\hat{V}_{AB}|$

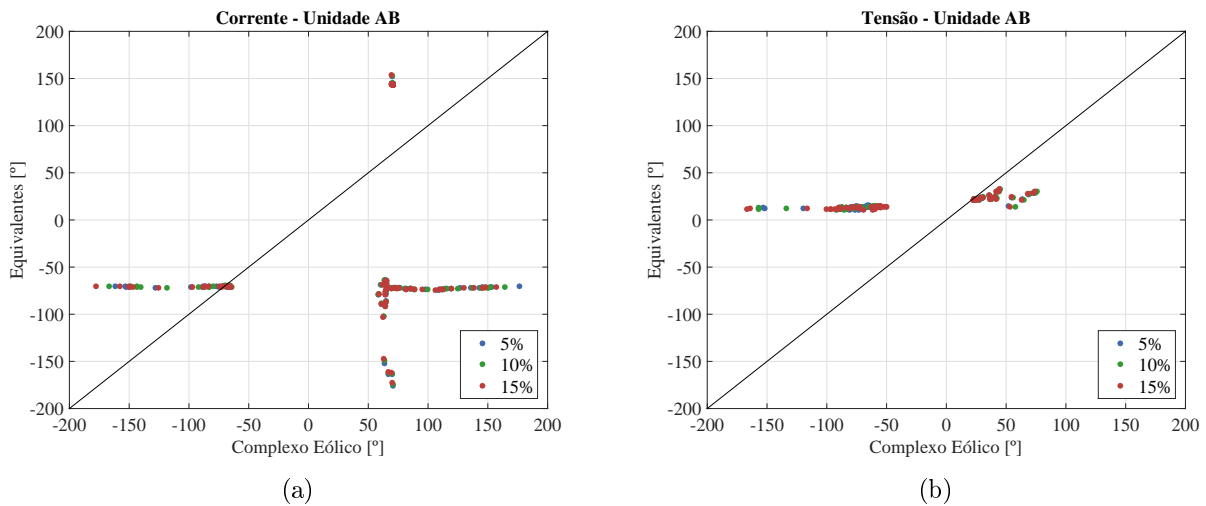


Figura 5.31. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle\hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle\hat{V}_{AB}$

A Figura 5.32 ilustra as impedâncias vistas pela unidade AB da função de distância no diagrama R-X. A Figura 5.32(a) demonstra as impedâncias vistas através das medições realizadas pelo terminal local enquanto a Figura 5.32(b) apresenta as impedâncias medidas através do terminal remoto da linha protegida.

Ao avaliar as Figuras 5.32(a) e 5.32(b), percebe-se que quando utilizados as contribuições de falta oriundas da geração eólica a característica mho autopolarizada foi incapaz de medir de forma correta as impedâncias, nota-se que a maioria das medições ficaram fora da característica.

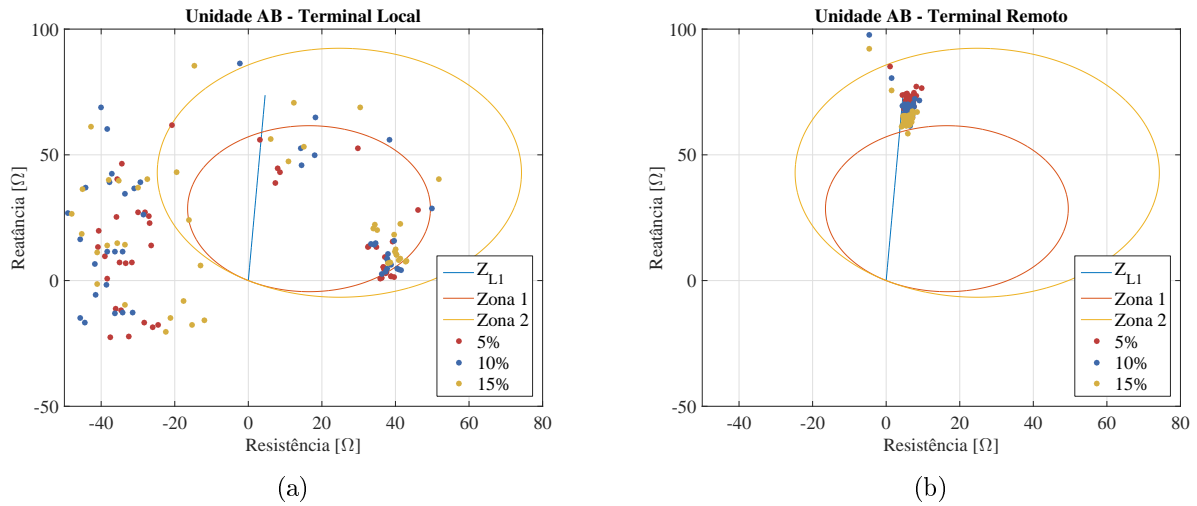


Figura 5.32. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$

Portanto, conclui-se que para faltas ABT com baixa resistência de falta, e quando aplicada as contribuições de falta do complexo eólico, a característica se faz ineficiente mesmo para faltas próximas ao terminal monitorado. Confrontando-se os resultados apresentados na Figura 5.32 com os resultados ilustrados na Figura 5.24, nota-se uma clara perda de eficiência devido a inserção da resistência de falta. Onde para faltas simuladas nesta mesma distância de falta e com resistência de falta próxima a zero ($10 \mu\Omega$), a característica obteve uma maior assertividade da distância de falta.

No que tange os resultados apresentados pela Figura 5.32(b). Percebe-se que de forma contrária ao supracitado, para as medições realizadas pelo relé de distância adjacente ao terminal remoto foram obtidos resultados satisfatórios. Nota-se a influência da resistência de falta sob a medição das impedâncias da unidade de falta avaliada, onde segundo a literatura pode causar problemas com o alcance da função de distância.

A Figura 5.33 ilustra o comportamento da característica mho polarizada para os casos propostos. Constata-se que devido a característica dinâmica da polarização utilizada, quando aplicada aos sinais do terminal local, a característica consegue identificar o defeito durante um pequeno período de tempo. De forma adicional é importante comentar à respeito do atraso na atuação da proteção, uma vez que para os casos ilustrados a proteção atuou cerca de 20 milissegundos após a aplicação da falta. Ainda é válido comentar que conforme ilustrado pela Figura 5.33(c) a característica mho polarizada oriunda do terminal remoto atuou de forma

indevida.

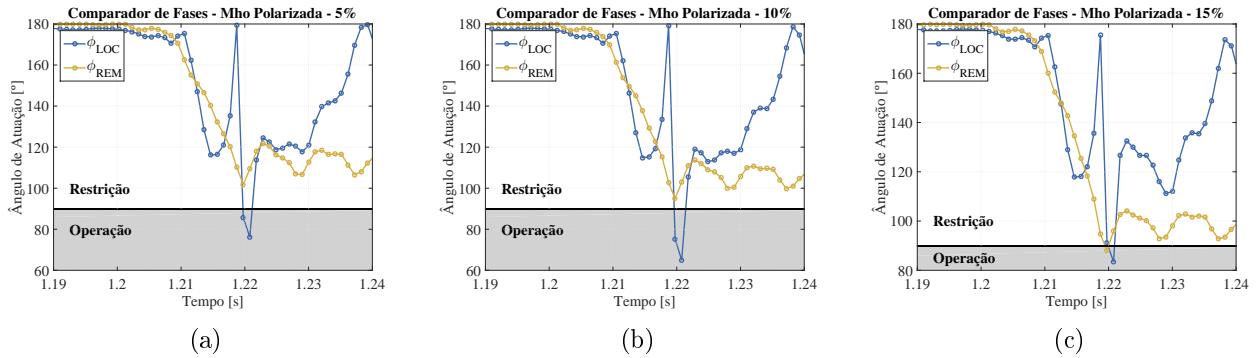


Figura 5.33. Comparador de fase para a característica mho polarizada: (a) 5% da linha protegida (b) 10% da linha protegida (c) 15% da linha protegida

5.2.2.4 Resistência de Falta 5Ω - Aplicadas em 85%, 90% e 95% do Terminal Local

Seguindo o modelo de apresentação de resultados proposto, as Figuras 5.34, 5.35, apresentam as comparações realizadas entre os sinais da unidade de falta AB do relé de distância para ambos os terminais.

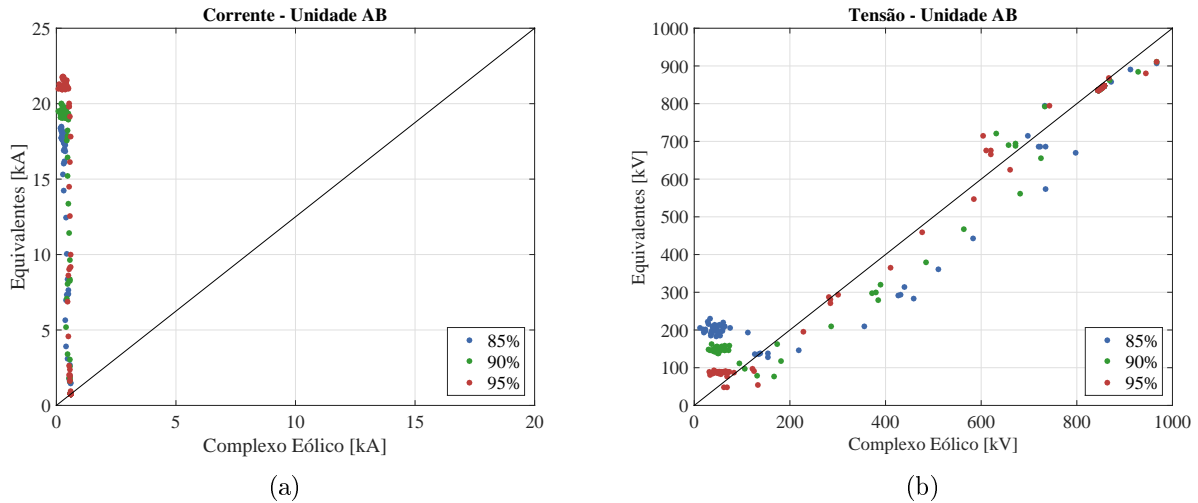


Figura 5.34. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $|\hat{I}_{AB}|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $|\hat{V}_{AB}|$

A Figura 5.36 apresenta a acomodação das impedâncias medidas pela função mho auto-polarizada no diagrama R-X. Onde a Figura 5.36(a) ilustra as impedâncias medidas através das contribuições de falta vindas do complexo eólico, enquanto a Figura 5.36(b) apresenta as impedâncias medidas através das contribuições de falta oriundas do terminal remoto. Nota-se

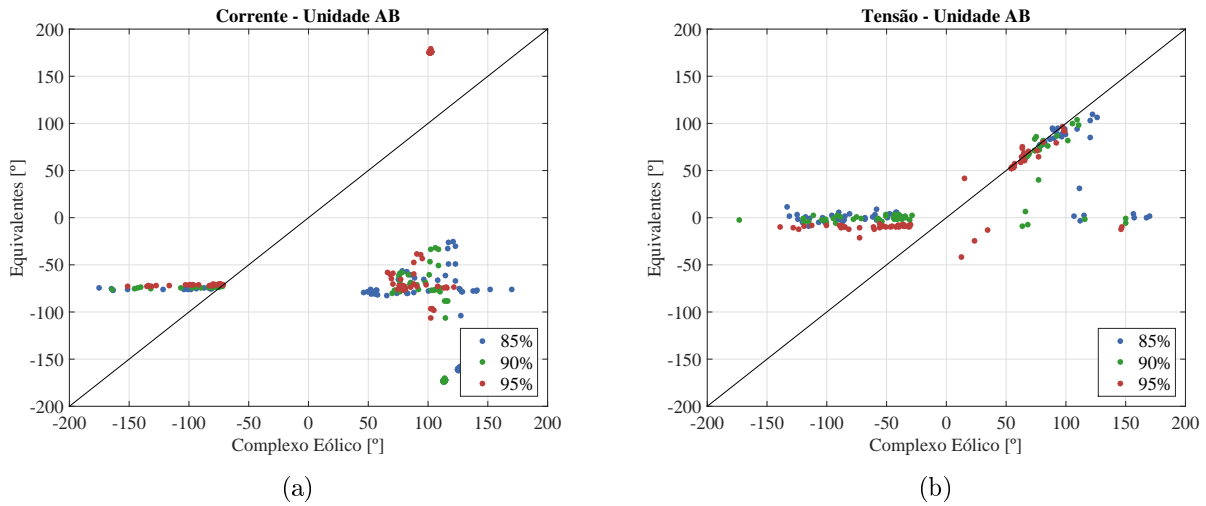


Figura 5.35. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - \hat{I}_{AB} (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - \hat{V}_{AB}

que para os sinais medidos pelo terminal local, não há detecção de falha por parte da característica mho autopolarizada. Enquanto que para os sinais medidos pelo terminal remoto, a característica atua normalmente.

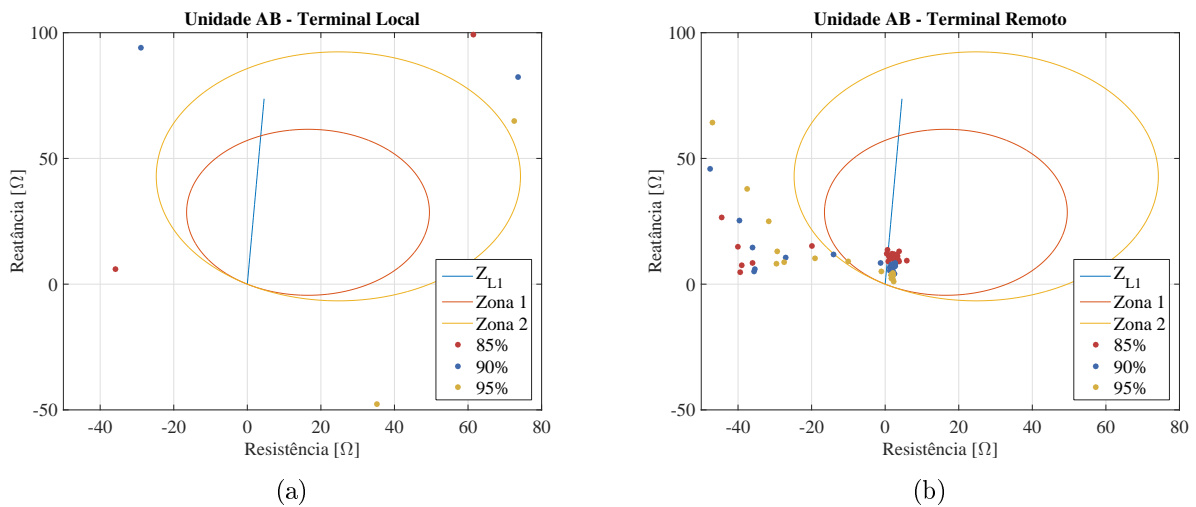


Figura 5.36. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$

Por fim, a Figura 5.37 apresenta o ângulo de atuação ϕ para a característica mho polarizada visto através de ambos os terminais. Nota-se através das Figuras 5.37(a), 5.37(b) e 5.37(c) um problema de sobrealcance da característica, pois há detecção na primeira zona de atuação para faltas que deveriam ser enxergadas apenas na sua segunda zona de atuação.

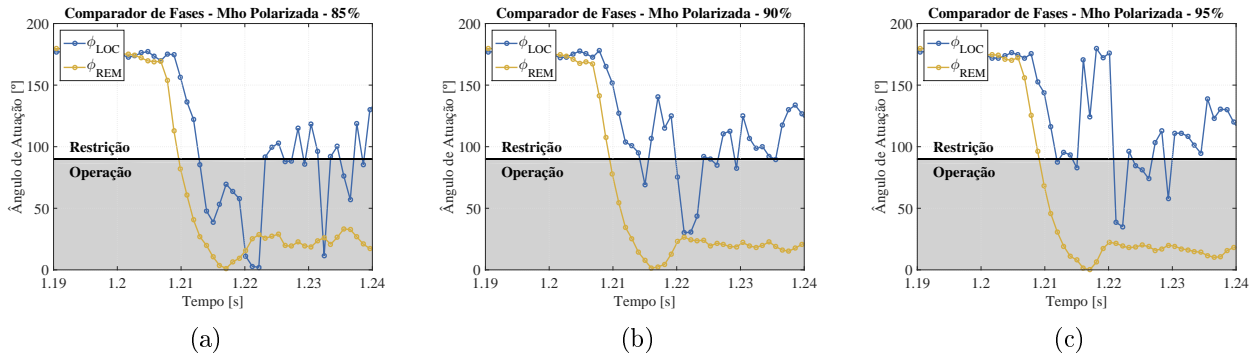


Figura 5.37. Comparador de fase para a característica mho polarizada unidade AB: (a) 85% da linha protegida (b) 90% da linha protegida (c) 95% da linha protegida

5.2.3 Faltas AB

5.2.3.1 Resistência de Falta $10\mu\Omega$ - Aplicadas em 5%, 10% e 15% do Terminal Local

A Figura 5.38 e 5.39 apresentam a comparação entre os sinais da unidade de proteção AB. Onde a Figura 5.38(a) apresenta a comparação entre os módulos dos fasores de corrente medidos entre terminal local e remoto da linha de transmissão. De mesma forma, a Figura 5.38(b) ilustra a comparação entre o módulo dos fasores de tensão vistos pelo terminal local e remoto da LT. Enquanto as Figuras 5.39(a) e 5.39(b) apresentam a comparação dos sinais de corrente e tensão medidos pelos terminais local e remoto da linha protegida.

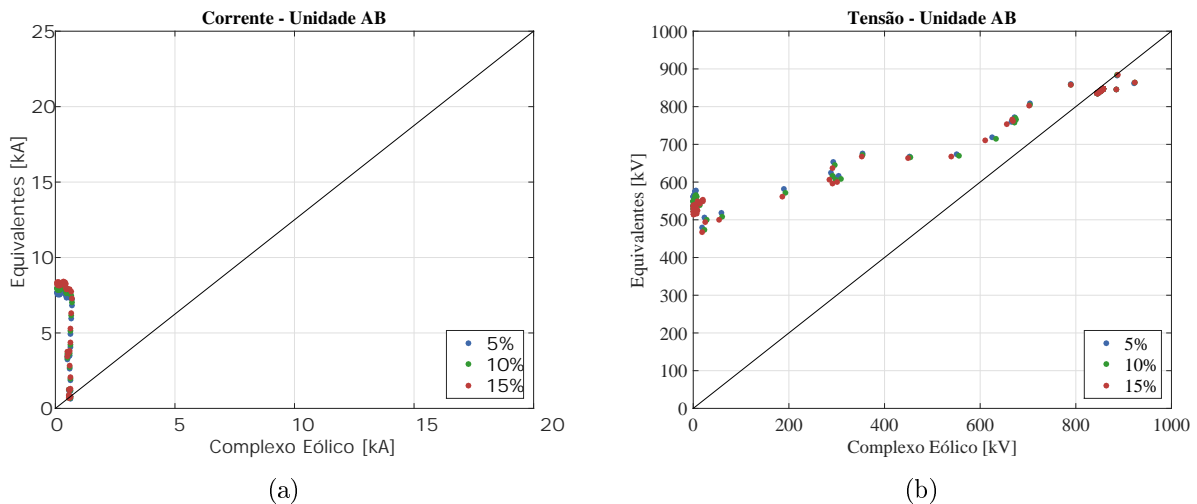


Figura 5.38. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $|\hat{I}_{AB}|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $|\hat{V}_{AB}|$

Assim como nos demais casos já discutidos, os sinais citados apresentam o comportamento

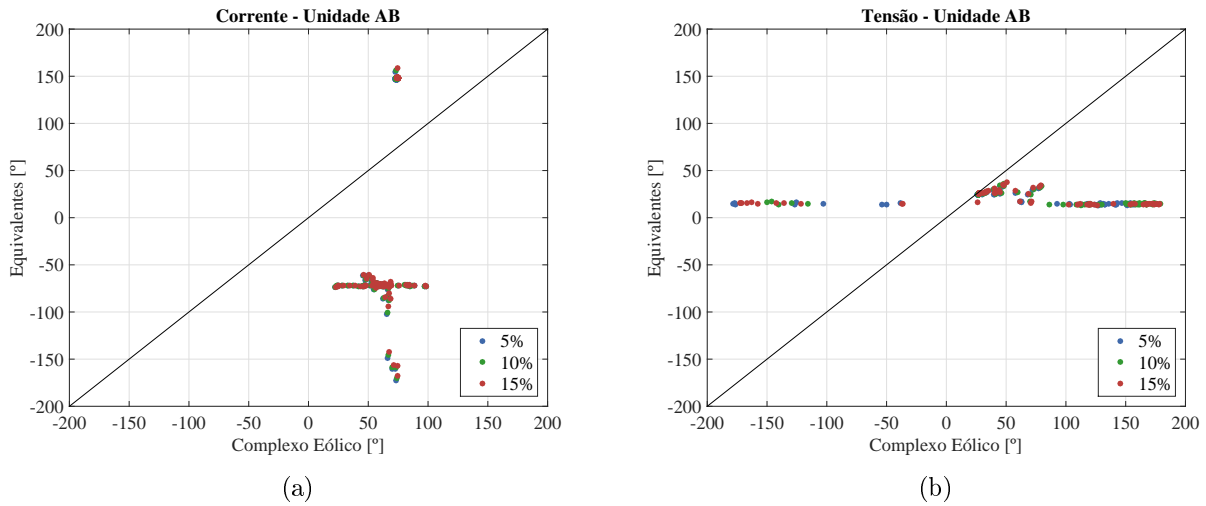


Figura 5.39. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - \hat{I}_{AB} (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - \hat{V}_{AB}

atípico nos fasores estimados para o terminal local da linha protegida, onde em resumo apresentam a limitação em módulo a variação em fase. Conforme já explicado, este fato é decorrente da interface realizada pelos inversores de frequência.

A Figura 5.40 informa sobre a alocação das impedâncias dentro das zonas de atuação da característica mho. Na Figura 5.40(a), é possível perceber a grande instabilidade nas impedâncias medidas através do terminal local da linha protegida. Diante do exposto, os problemas com o alcance são notórios. Ao avaliar a Figura 5.40(b), que ilustra as impedâncias medidas pelo terminal remoto, nota-se que os locais de falta são estimados com maior acurácia, diferente do caso citado anteriormente.

Já a Figura 5.41 ilustra o comportamento da função de distância por parte da característica mho polarizada, pelos terminais local e remoto da linha protegida.

Nota-se através das Figuras 5.41(a), 5.41(b) e 5.41(c) que o relé de distância instalado no terminal local é capaz de identificar o defeito durante um período limitado de tempo, o que pode se tornar um problema à depender da estratégia de *trip* adotada. Através das figuras citadas, é possível perceber o atraso na atuação da proteção do terminal local, onde espera-se identificar o defeito em até um ciclo após a aplicação da falta. A Figura 5.41(c) também apresenta um erro no alcance por parte do terminal remoto, visto que a proteção deste terminal identifica a falta em sua primeira zona de atuação.

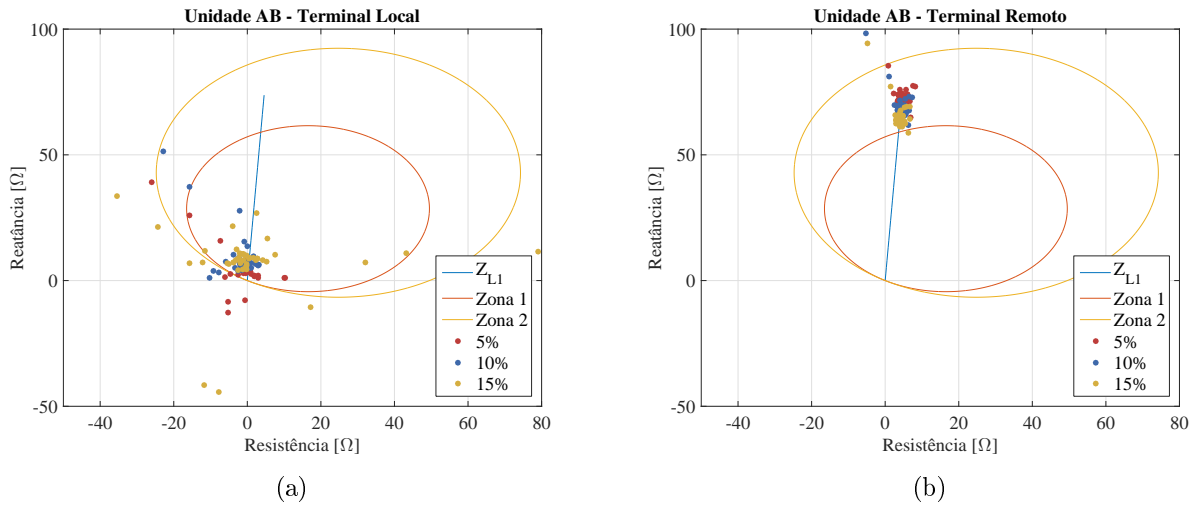


Figura 5.40. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$

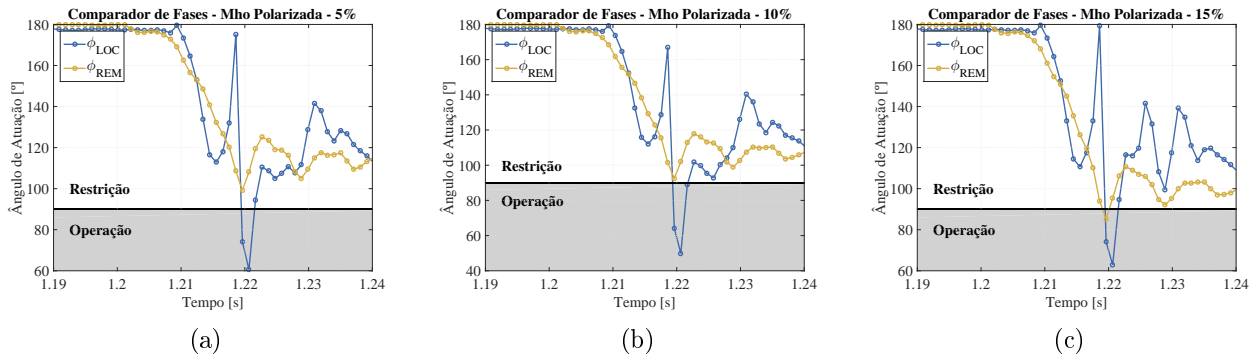


Figura 5.41. Comparador de fase para a característica mho polarizada unidade AB: (a) 5% da linha protegida (b) 10% da linha protegida (c) 15% da linha protegida

5.2.3.2 Resistência de Falta $10\mu\Omega$ - Aplicadas em 85%, 90% e 95% do Terminal Local

As Figuras 5.42 e 5.43 apresentam as comparações realizadas para os sinais utilizados pela unidade de proteção AB para os terminais local e remoto.

A Figura 5.44 apresenta o comportamento das impedâncias medida pela unidade AB frente a característica mho no diagrama R-X. Sendo a Figura 5.44(a) as impedâncias vistas pelo relé instalado no terminal local da linha. Enquanto a Figura 5.44(b) ilustra as impedâncias medidas pelo relé de distância instalado no terminal remoto da linha protegida.

Nota-se que para as distâncias de falta em questão, a medição das impedâncias realizada pelo terminal local se mostra completamente dispersa dentro da característica mho. O que pode

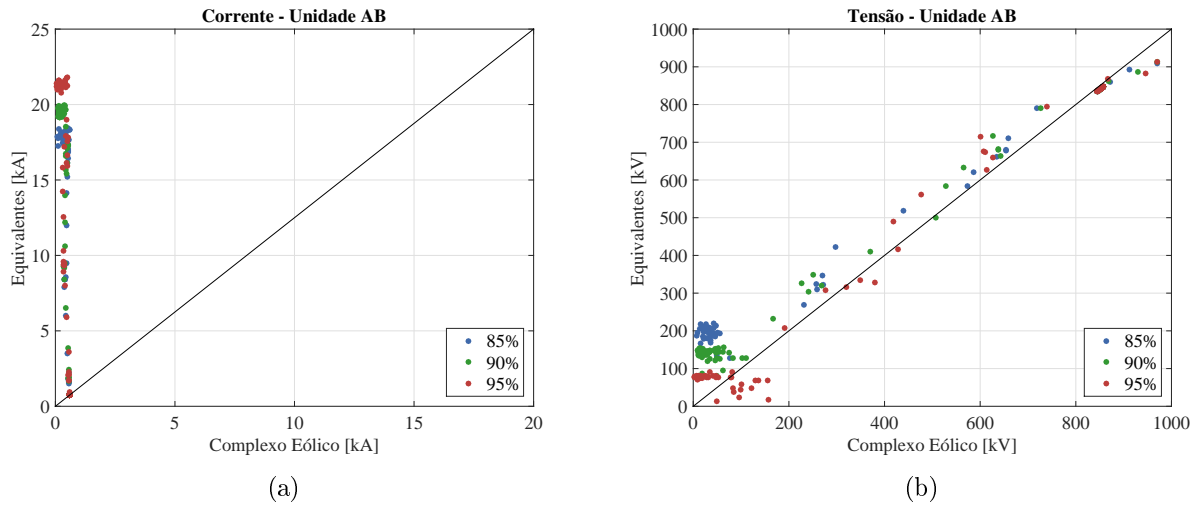


Figura 5.42. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $|\hat{I}_{AB}|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $|\hat{V}_{AB}|$

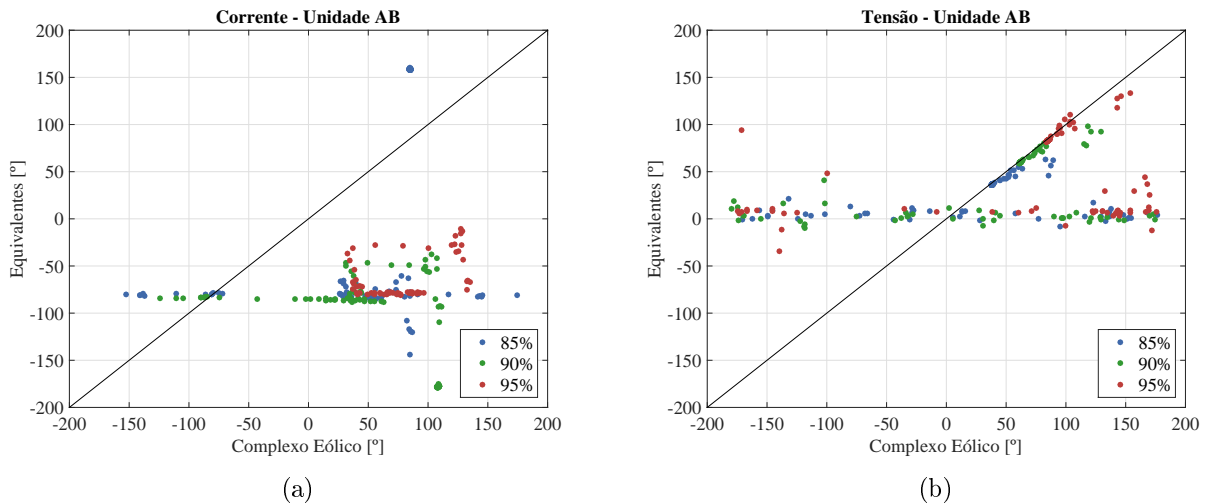


Figura 5.43. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle \hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle \hat{V}_{AB}$

acarretar em atuações indesejadas, visto que foram medidas impedâncias dentro da primeira zona de atuação e a depender da estratégia de *trip* adotada, poderia suceder em um desligamento indesejado. De forma complementar ao supradescrito, percebe-se diversas marcações fora das regiões de atuação, o que poderia fazer com o que o relé não atuasse sob uma condição real de falta.

A Figura 5.45 apresenta o comportamento da característica mho polarizada para a unidade de proteção AB. As Figuras 5.45(a), 5.45(b) e 5.45(c) relacionam o ângulo de atuação ϕ com o tempo t para as faltas simulada em 85%, 90% e 95% da linha protegida.

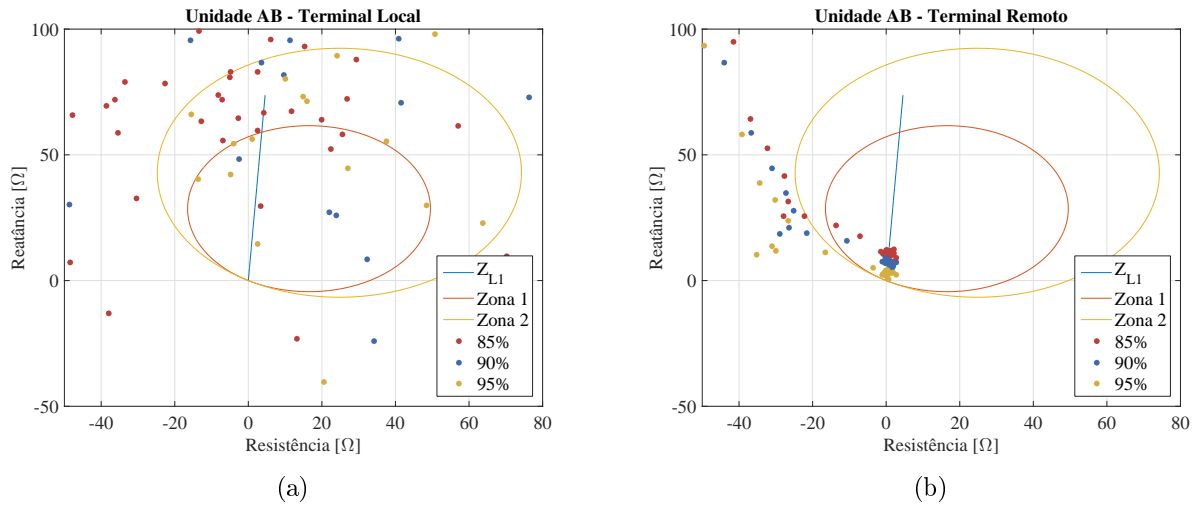


Figura 5.44. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$

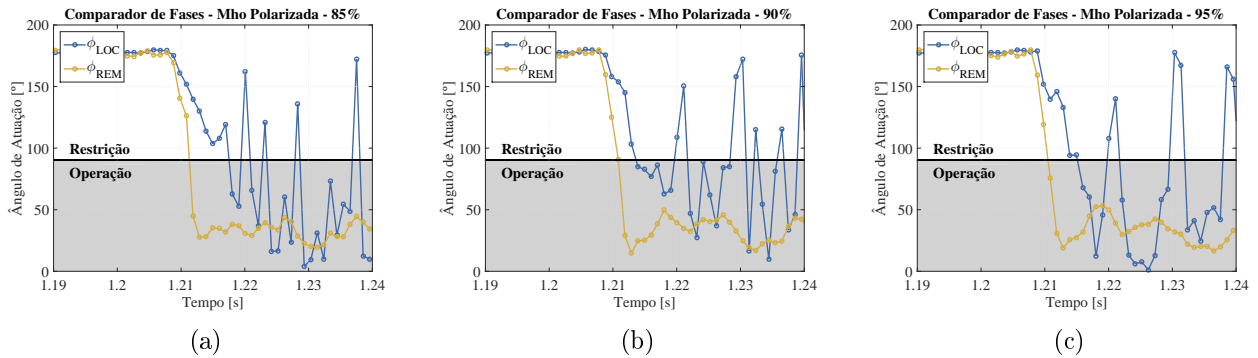


Figura 5.45. Comparador de fase para a característica mho polarizada unidade AB: (a) 85% da linha protegida (b) 90% da linha protegida (c) 95% da linha protegida

Através das Figuras 5.45(a), 5.45(b) e 5.45(c), nota-se que para todos os casos apresentados houveram atuações indevidas por parte do terminal local, além da instabilidade notória dos ângulos oriundos do comparador de fases. Entretanto, percebe-se também que a característica aplicada aos sinais medidos através do terminal remoto obteve resultados satisfatórios, visto que a característica atuou de forma mais rápida que o esperado.

5.2.3.3 Resistência de Falta 5Ω - Aplicadas em 5%, 10% e 15% do Terminal Local

As Figuras 5.46 e 5.47, apresentam as comparações entre os sinais medidos pelo relé de distância em ambos os terminais. Como já esperado, percebe-se uma restrição nas magnitudes das contribuições de falta oriundas do sistema eólico, concomitantemente percebe-se uma alta

variação nos valores das fases destes mesmos sinais.

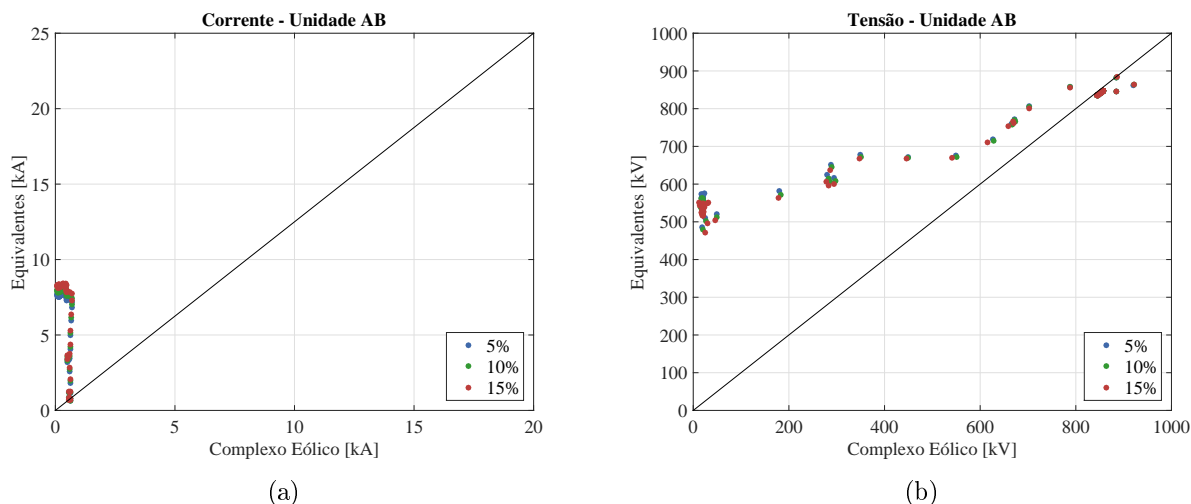


Figura 5.46. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $|\hat{I}_{AB}|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $|\hat{V}_{AB}|$

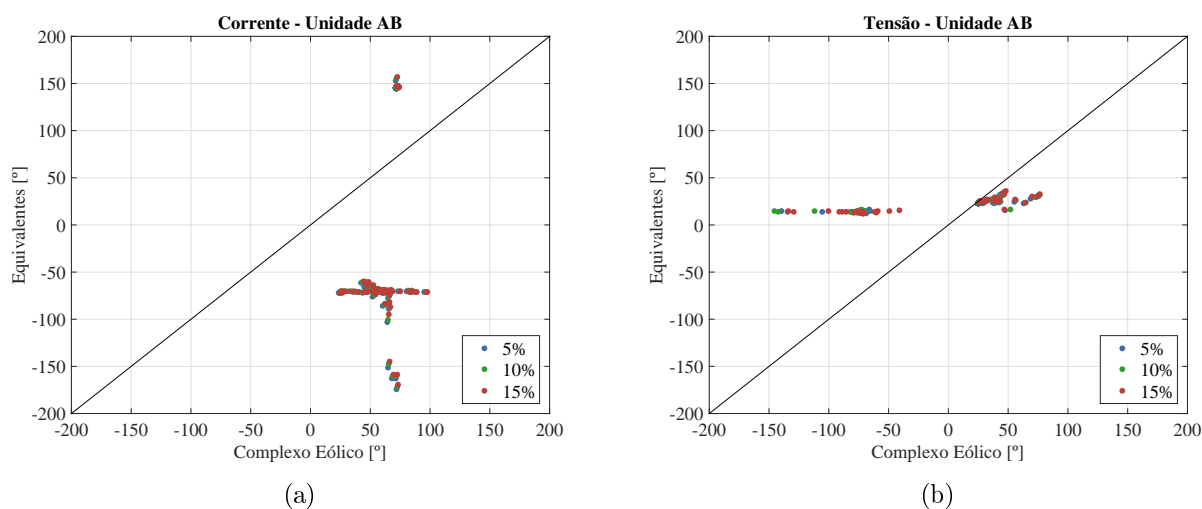


Figura 5.47. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle\hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle\hat{V}_{AB}$

A Figura 5.48 apresenta as impedâncias vistas pela unidade AB da função de distância no diagrama R-X. A Figura 5.48(a) demonstra as impedâncias vistas através das medições realizadas pelo terminal local enquanto a Figura 5.48(b) ilustra as impedâncias medidas através do terminal remoto da linha protegida.

Ao avaliar as Figuras 5.48(a) e 5.48(b), percebe-se que quando aplicadas as medições vistas pelo terminal local a característica mho autopolarizada foi incapaz de medir de forma correta as impedâncias, visto que não houveram medições dentro da característica mho. De forma

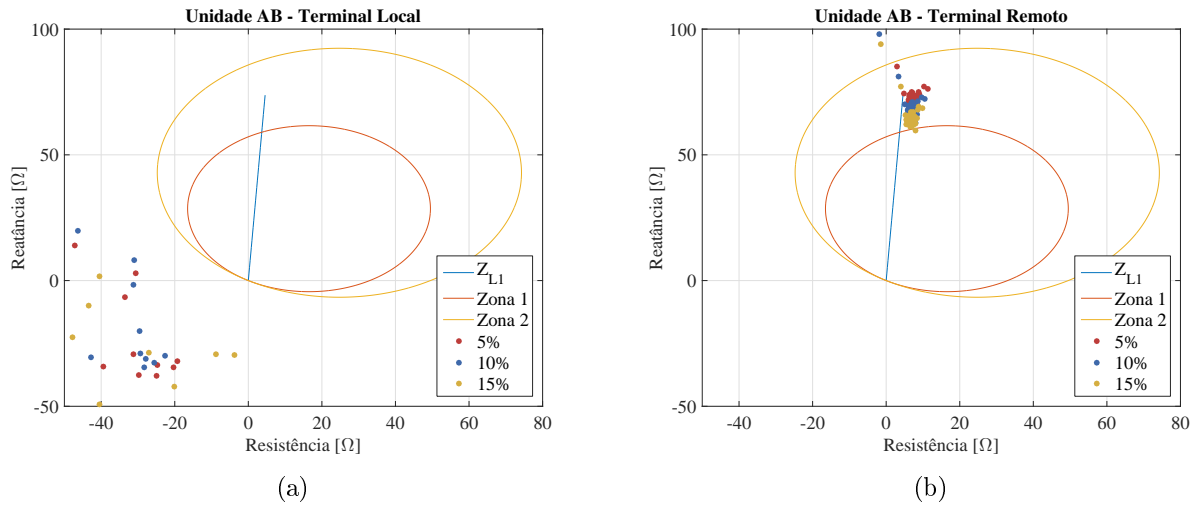


Figura 5.48. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$

contrária, quando aplicados os sinais medidos pelo terminal remoto, as impedâncias medidas para o período de falta se alojaram dentro da característica mho. Este fato comprova como os sinais sintetizados pelos inversores de frequência podem influenciar de forma negativa o bom funcionamento da proteção de distância.

Além do fato descrito, ao comparar os resultados apresentados na Figura 5.48 com os resultados ilustrados na Figura 5.40, é possível concluir que ao inserir uma baixa resistência de falta a característica mho autopolarizada perde sua eficiência, culminando na não atuação. Nesta situação, a proteção adjacente ao terminal remoto atua de forma temporizada, o que poderia causar danos a integridade física da linha de transmissão.

A Figura 5.49 ilustra o comportamento da característica mho polarizada para os casos propostos. Onde as Figuras 5.49(a), 5.49(b) e 5.49(c) apresentam o ângulo ϕ para ambos os terminais.

Constata-se que devido a característica dinâmica da característica mho polarizada, quando aplicada às contribuições de falta vindas do complexo eólico, a característica consegue identificar o defeito durante um pequeno período de tempo. De forma adicional é importante comentar à respeito do atraso na atuação da proteção, uma vez que para os casos ilustrados a proteção atuou com tempo superior ao de um ciclo. a característica mho polarizada oriunda do terminal remoto atuou de forma indevida.

Ainda é válido pontuar que conforme ilustrado pela Figura 5.49(c), nota-se um erro de

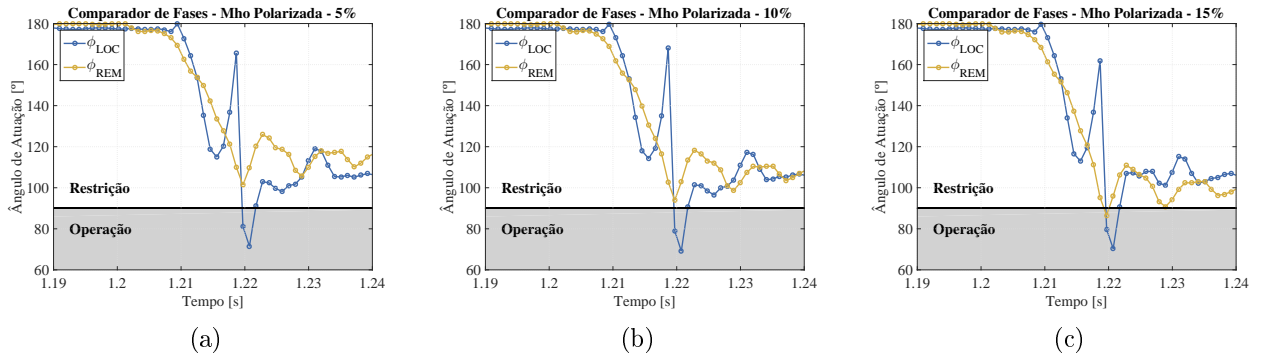


Figura 5.49. Comparador de fase para a característica mho polarizada: (a) 5% da linha protegida (b) 10% da linha protegida (c) 15% da linha protegida

alcance da proteção adjacente ao terminal remoto, uma vez que para o caso em questão a proteção alcançou o defeito em sua primeira zona de proteção.

5.2.3.4 Resistência de Falta 5Ω - Aplicadas em 85%, 90% e 95% do Terminal Local

As Figuras 5.50 e 5.51, apresentam as comparações realizadas entre os sinais da unidade de falta AB do relé de distância para ambos os terminais. Onde: a Figura 5.50(a) apresenta a comparação entre os módulos dos fasores $\hat{I}_{AB,LOC}$ e $\hat{I}_{AB,REM}$; a Figura 5.50(b) apresenta a comparação entre os módulos dos fasores $\hat{V}_{AB,LOC}$ e $\hat{V}_{AB,REM}$; Já as Figuras 5.51(a) e 5.51(b) apresentam de forma respectiva a comparação entre as fases dos fasores \hat{I}_{AB} e \hat{V}_{AB} para ambos os terminais.

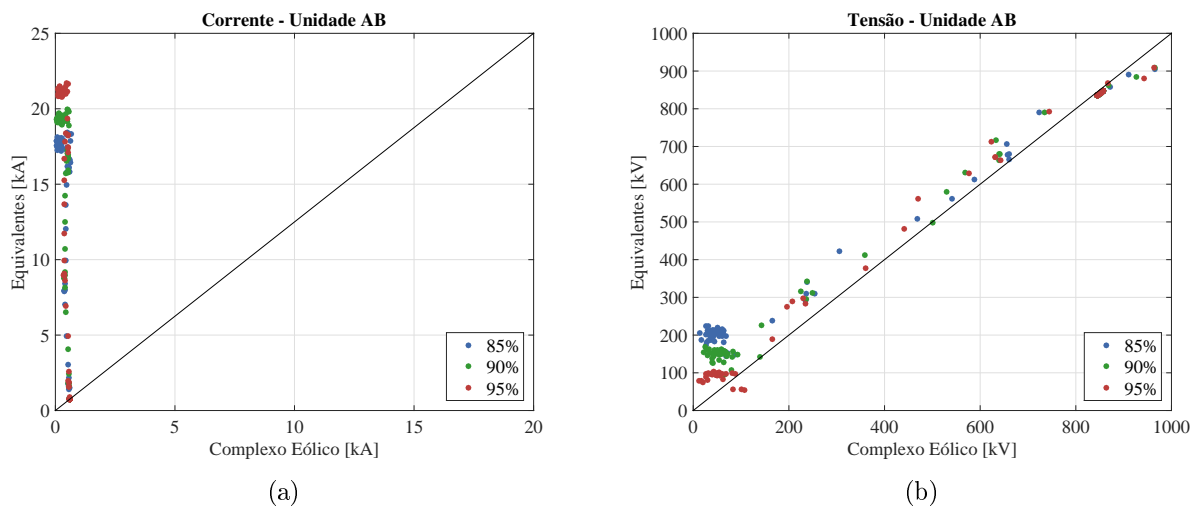


Figura 5.50. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $|\hat{I}_{AB}|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $|\hat{V}_{AB}|$

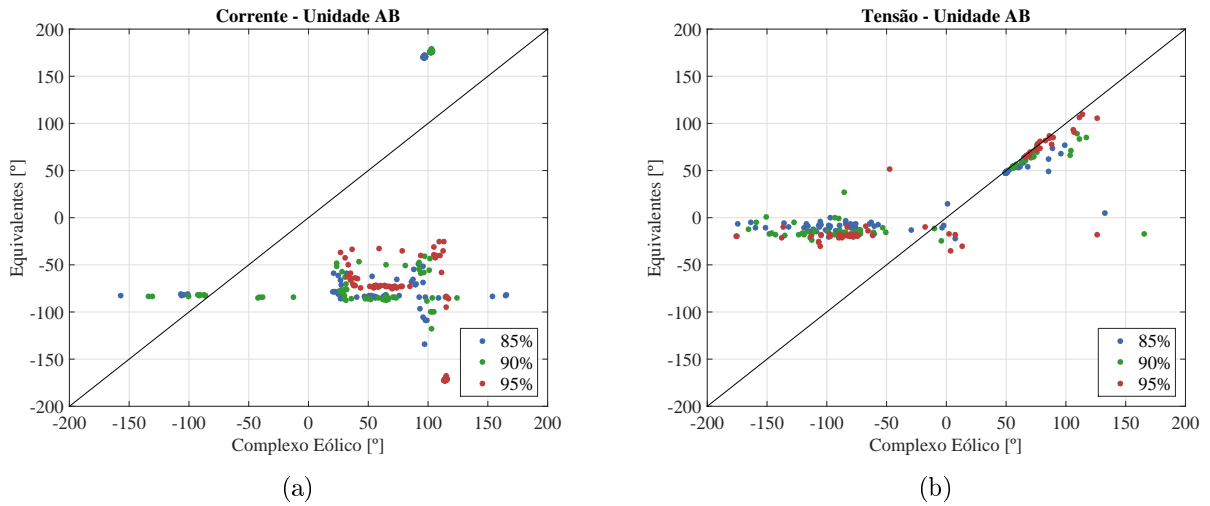


Figura 5.51. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle \hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle \hat{V}_{AB}$

Conforme ilustrado pelas Figuras 5.51 e 5.50, e em conformidade com o já apresentado, o terminal local quando comparado ao terminal remoto continua se comportando da mesma maneira: limitando a magnitude dos fasores e variando as fases do terminal local.

A Figura 5.52 apresenta o comportamento das impedâncias medidas pela característica mho autopolarizada no diagrama R-X. A Figura 5.52(a) ilustra as impedâncias medidas através das contribuições de falta vindas do complexo eólico, enquanto a Figura 5.52(b) apresenta as impedâncias medidas através das contribuições de falta oriundas do terminal remoto.

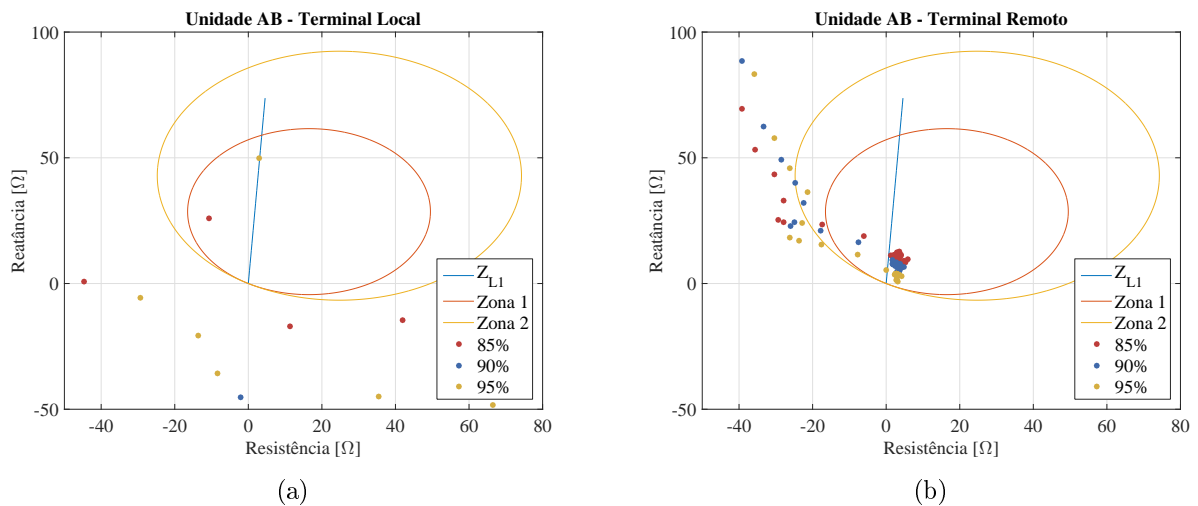


Figura 5.52. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$

Ao avaliar a Figura 5.52(a), percebe-se que para as impedâncias medidas através do terminal

local praticamente inexitem medições dentro da característica mho. Com a exceção de uma medição para a falta simulada a 90% da linha protegida. Atribui-se esta medição a trajetória realizada pela impedância até seu ponto de convergência, que conforme pode ser observado encontra-se fora da característica mho. A situação supramencionada demonstra que a proteção adjunta ao terminal local não é capaz de funcionar como proteção de *backup* do terminal remoto, diante do fato em que para as faltas simuladas não foi possível alcança-las dentro da segunda zona de proteção.

De forma contrária ao discutido acima, a proteção aplicada aos sinais medidos através do terminal remoto apresenta resultados satisfatórios, uma vez que conforme apresentado pela Figura 5.52(b) as impedâncias se concentram próximas ao local de falta simulado. Nota-se ainda o efeito da resistência de falta nas impedâncias medidas, uma vez que as impedâncias apresentadas pela Figura 5.52(b) encontram-se deslocadas em direção ao eixo das abscissas.

Por fim, a Figura 5.53 apresenta o ângulo de atuação ϕ para a característica mho polarizada visto através de ambos os terminais. Nota-se através das Figuras 5.53(a), 5.53(b) e 5.53(c) um problema de sobrealcance por parte da proteção instalada no terminal local, pois há detecção na primeira zona de atuação para faltas que deveriam ser enxergues apenas na segunda zona de atuação.

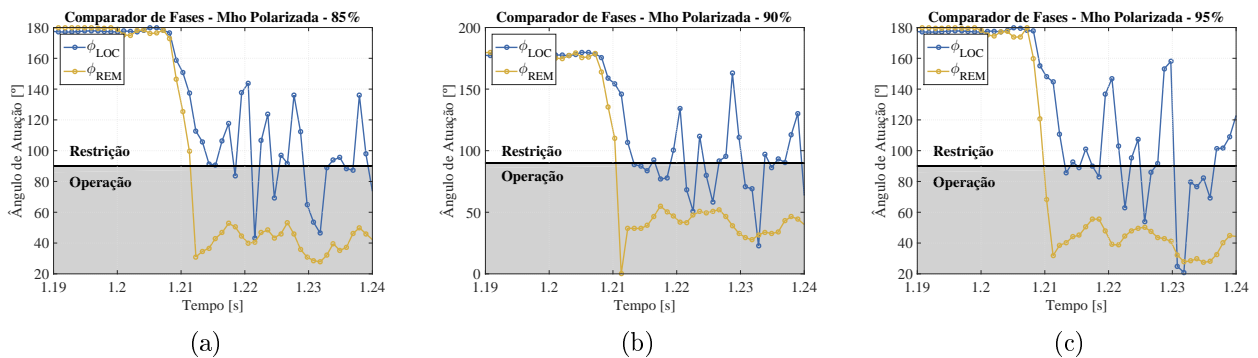


Figura 5.53. Comparador de fase para a característica mho polarizada unidade AB: (a) 85% da linha protegida (b) 90% da linha protegida (c) 95% da linha protegida

Para todas as distâncias de falta apresentadas na Figura 5.53 é possível perceber o comportamento instável no ângulo ϕ do comparador de fases, fato que se decorre da alta variabilidade no sinal de operação da característica mho polarizada. Ademais é possível perceber que a função de distância quando aplicada aos sinais medidos pelo terminal remoto funciona sem apresentar preocupações.

5.2.4 Faltas AT

5.2.4.1 Resistência de Falta $10\mu\Omega$ - Aplicadas em 5%, 10% e 15% do Terminal Local

Seguindo em acordo aos demais casos apresentados, as Figuras 5.54 e 5.55 apresentam a comparação entre os sinais obtidos através dos terminais local e remoto utilizados pela unidade de proteção AT do relé de distância.

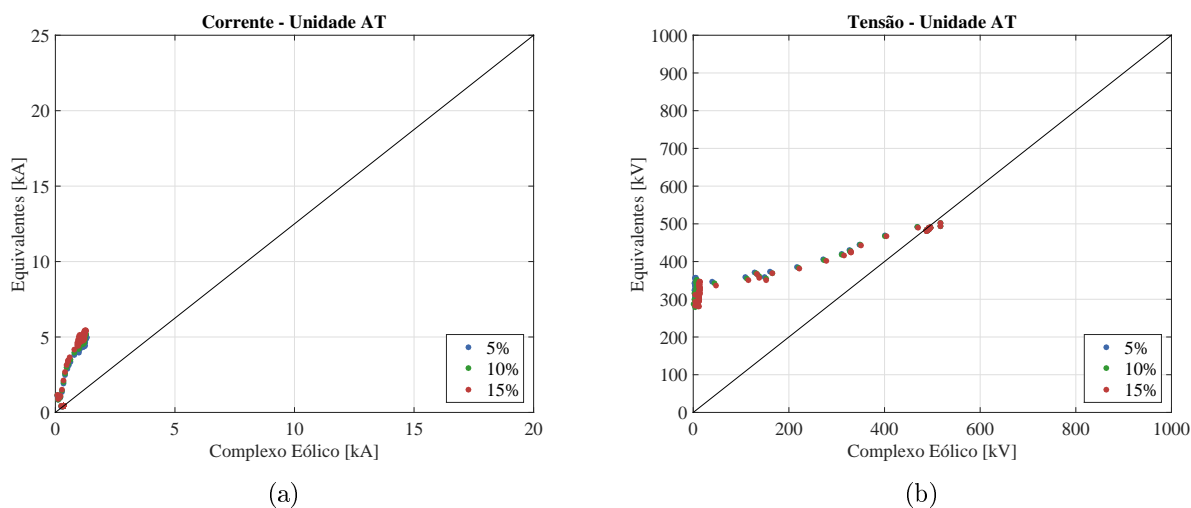


Figura 5.54. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AT - $|\hat{I}'_A|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AT - $|\hat{V}_A|$

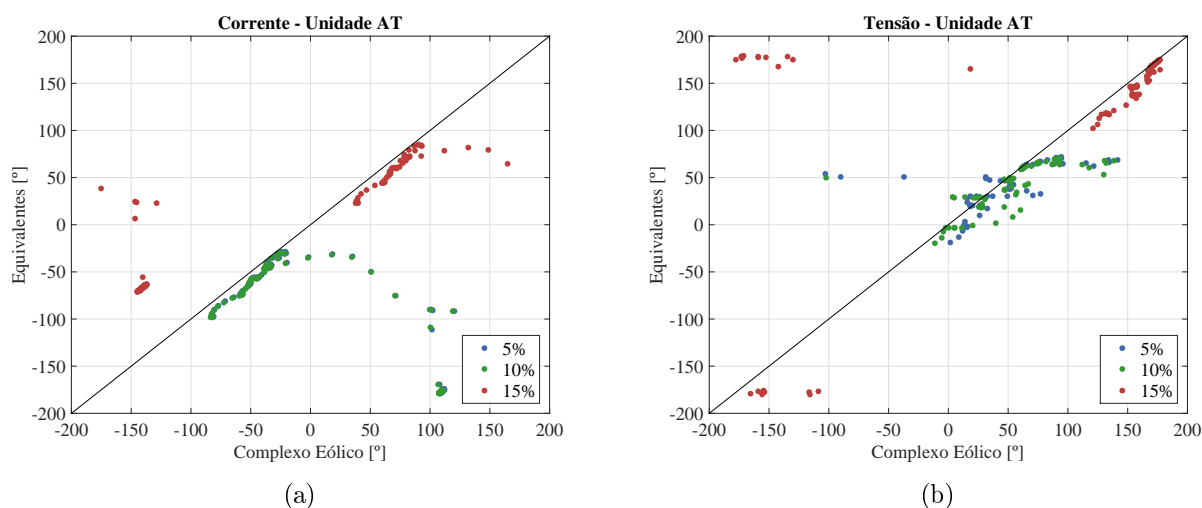


Figura 5.55. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AT - $\angle\hat{I}'_A$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AT - $\angle\hat{V}_A$

Vale atentar-se às Figuras 5.54(a) e 5.55(a). Nota-se que existe um comportamento diferente

quando comparadas às demais figuras já apresentadas até o momento. Percebe-se que o módulo da corrente da unidade de falta AT, vista pelo terminal local, apresenta um ligeiro aumento em sua magnitude. Concomitantemente, percebe-se um comportamento diferente para as fases do fasor \hat{I}'_A . Atribui-se este comportamento à correção dada pelo fator $K_0 I_0$ aplicada a corrente medida pelo relé de distância. De fato, para o sistema avaliado, a ligação do transformador imediatamente à montante a linha protegida é Yt-Yt, o qual permite a passagem de corrente de sequência zero para faltas que envolvem o terra na linha de transmissão protegida. A correção aplicada por este fator acaba por influenciar o comportamento da corrente utilizada na unidade de proteção AT, conforme pode ser observado.

A Figura 5.56 apresenta as impedâncias medidas pelo relé e às dispõe no diagrama R-X. A Figura 5.56(a) ilustra as impedâncias medidas pelo terminal local. Enquanto a Figura 5.56(b) apresenta as impedâncias vistas através do terminal remoto.

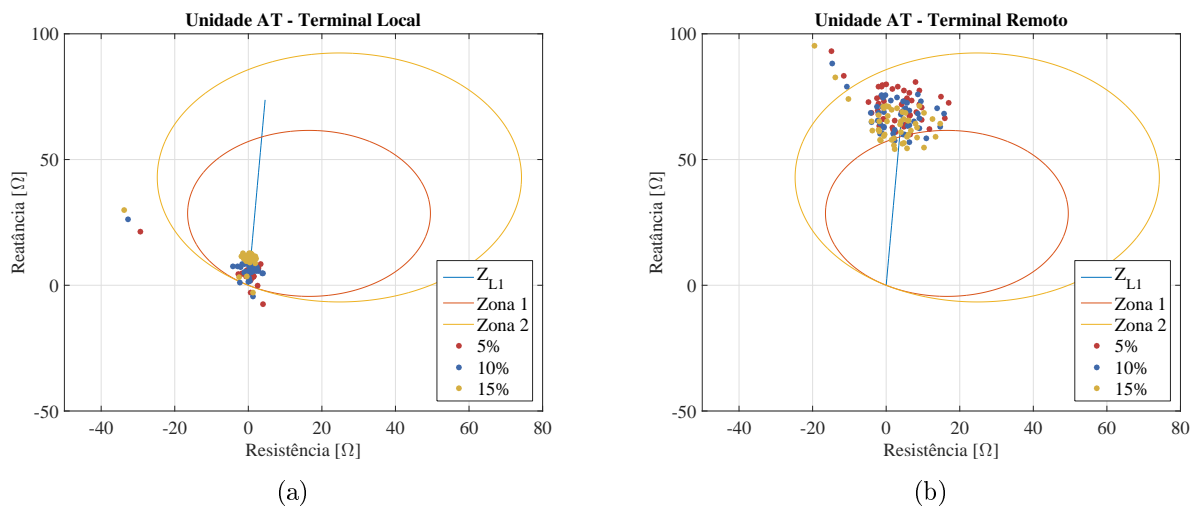


Figura 5.56. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AT,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AT,REM}$

Ao analisar as Figuras 5.56(a) e 5.56(b) percebe-se que de forma contrária aos demais casos já apresentados, as impedâncias vistas pelo terminal local conseguem ser aferidas com uma melhor acurácia. Enquanto as impedâncias vistas pelo terminal remoto possuem uma característica dispersa dentro da característica mho. Nota-se que algumas das impedâncias medidas pelo terminal remoto são aferidas dentro da primeira zona de proteção, esta situação se caracteriza como um sobrealcance da função de distância

Diante do exposto e das demais situações apresentadas, é possível afirmar que para as

distâncias de falta avaliadas, a corrente de sequência zero auxilia no bom funcionamento da característica mho quando aplicadas às contribuições de falta vindas do complexo eólico. Enquanto que para o terminal remoto, a corrente de sequência zero insere erros na medição da impedância aferida.

Por fim, a Figura 5.57 apresenta o comportamento da característica mho polarizada frente aos defeitos em questão.

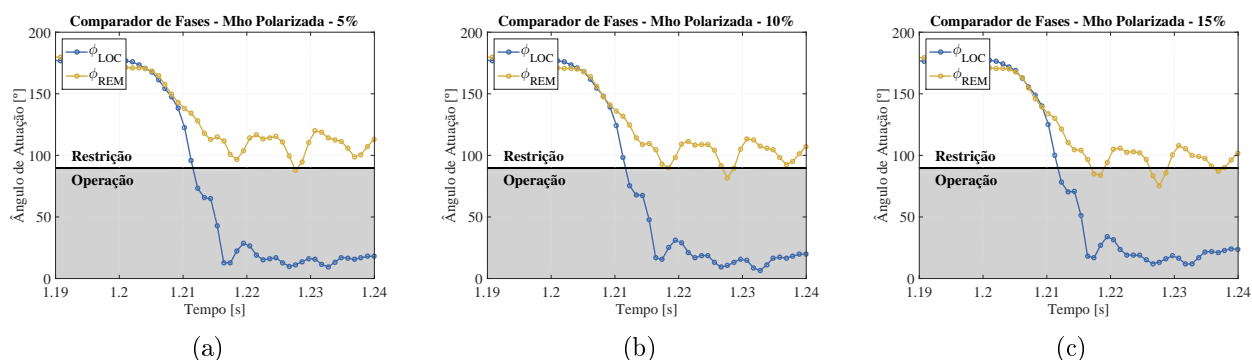


Figura 5.57. Comparador de fase para a característica mho polarizada unidade AB: (a) 5% da linha protegida (b) 10% da linha protegida (c) 15% da linha protegida

Conforme apresentado pelas Figuras 5.57(a), 5.57(b) e 5.57(c) para o terminal remoto, a característica mho polarizada acaba por alcançar as faltas dentro de sua primeira zona. Fato decorrente da sobreposição de dois fatores: sequência zero e efeito capacitivo da linha.

5.2.4.2 Resistência de Falta $10\mu\Omega$ - Aplicadas em 85%, 90% e 95% do Terminal Local

As Figuras 5.58 e 5.59 apresentam as comparações realizadas entre os sinais da unidade de proteção AT vistos pelo terminal local e remoto.

De forma semelhante ao apresentado na seção anterior, nota-se a influência da sequência zero nas contribuições de falta vindas do complexo eólico, tanto no módulo quanto na fase da corrente utilizada na unidade de proteção AT.

Já a Figura 5.60 apresenta as impedâncias vistas pelos terminais local e remoto plotadas no diagrama R-X.

Através da Figura 5.60(a), nota-se a grande dispersão das impedâncias medidas pelo termi-

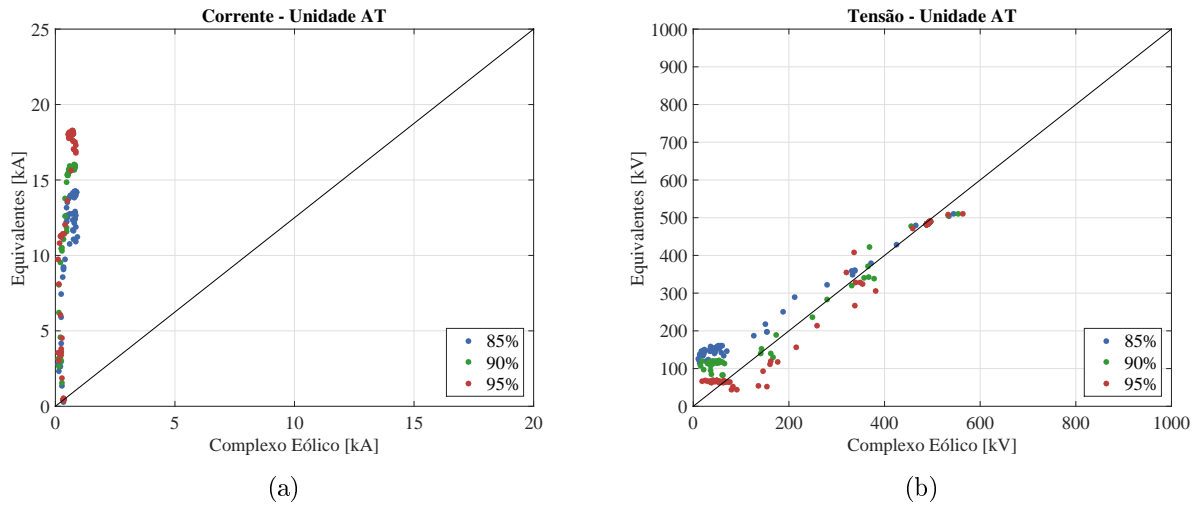


Figura 5.58. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AT - $|\hat{I}'_A|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AT - $|\hat{V}'_A|$

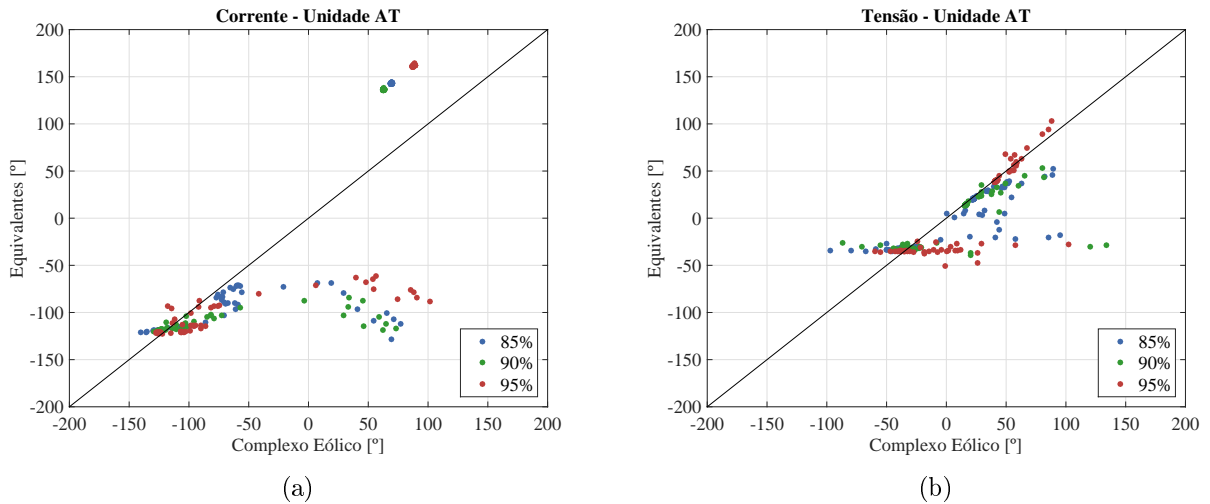


Figura 5.59. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AT - $\angle \hat{I}'_A$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AT - $\angle \hat{V}'_A$

nal local. Percebe-se também que grande parte das impedâncias medidas estão inseridas dentro da primeira zona de proteção, o que acarretaria em comandos de *trip* indesejados.

Por fim, a Figura 5.61 apresenta o comportamento da característica mho polarizada para os casos em análise.

Percebe-se que para as faltas simuladas em 90% e 95% da linha protegida, o ângulo ϕ_{LOC} atua de forma equivocada, uma vez que as faltas descritas deveriam ser enxergues apenas pela segunda zona de proteção. Já a característica mho polarizada aplicada às contribuições do terminal remoto não apresentam preocupações adicionais.

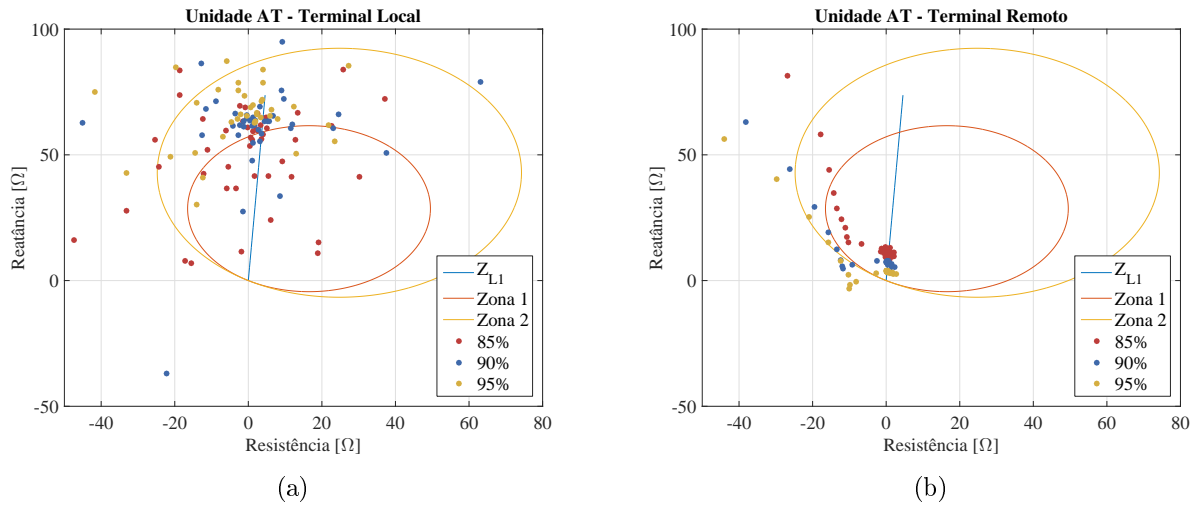


Figura 5.60. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AT,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AT,REM}$

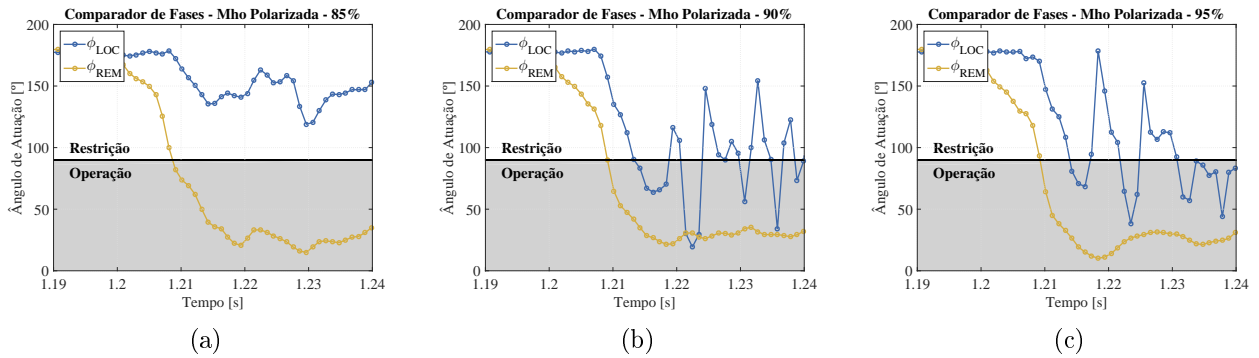


Figura 5.61. Comparador de fase para a característica mho polarizada unidade AB: (a) 85% da linha protegida (b) 90% da linha protegida (c) 95% da linha protegida

5.2.4.3 Resistência de Falta 5Ω - Aplicadas em 5%, 10% e 15% do Terminal Local

As Figuras 5.62 e 5.63, apresentam as comparações entre os sinais medidos pelo relé de distância em ambos os terminais. Em conformidade com as demais faltas AT já apresentadas, percebe-se um ligeiro aumento na magnitude do fasor \hat{I}'_A e uma maior homogeneidade nas fases comparadas entre os terminais.

A Figura 5.64 apresenta as impedâncias vistas pela unidade AT da função de distância no diagrama R-X. A Figura 5.64(a) demonstra as impedâncias vistas através das medições realizadas pelo terminal local enquanto a Figura 5.64(b) ilustra as impedâncias medidas através do terminal remoto da linha protegida.

Ao avaliar a Figura 5.64(a), percebe-se que quando aplicadas as medições oriundas do

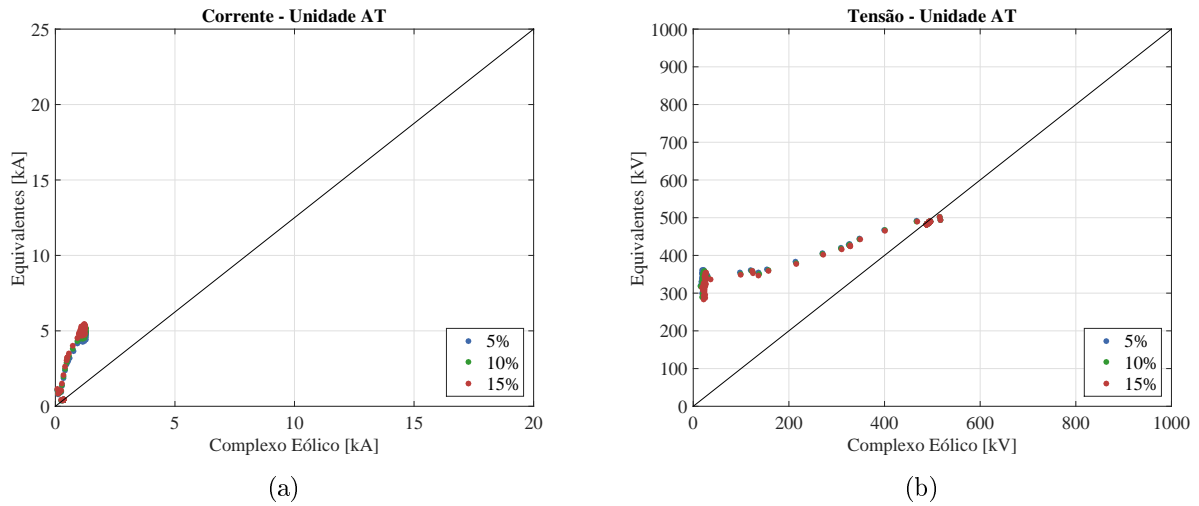


Figura 5.62. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AT - $|\hat{I}'_A|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AT - $|\hat{V}_A|$

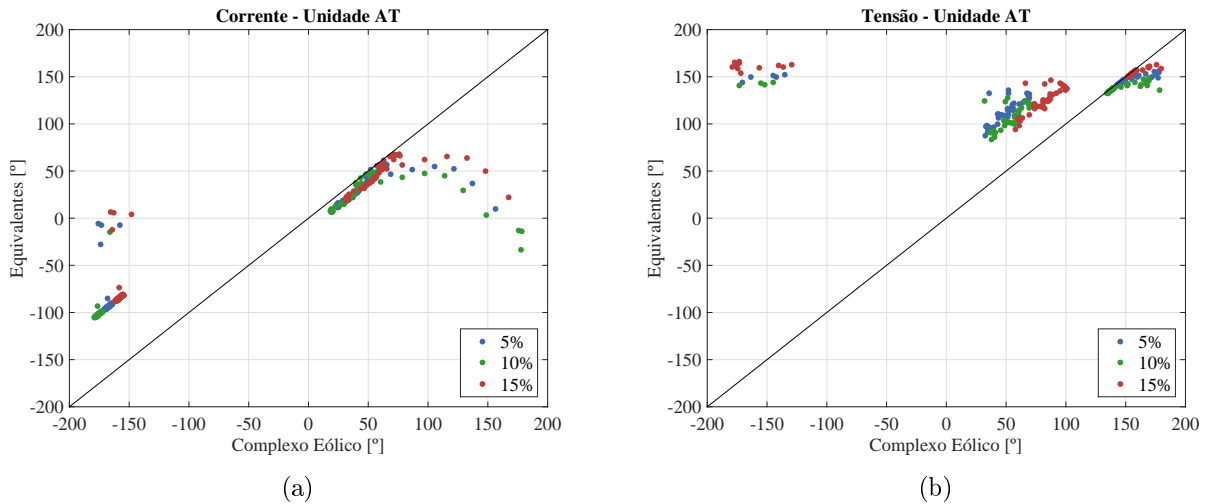


Figura 5.63. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AT - $\angle \hat{I}'_A$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AT - $\angle \hat{V}_A$

terminal local, a característica mho autopolarizada enxerga uma falta com resistência mais elevada, visto o tamanho do deslocamento no sentido positivo do eixo das abcissas. Ao analisar a Figura 5.64(b), nota-se que as impedâncias medidas através do terminal remoto da linha, se apresentam de forma dispersa dentro da característica mho.

Ao comparar os resultados apresentados na Figura 5.64 com os resultados ilustrados na Figura 5.56, é possível concluir que ao inserir uma baixa resistência de falta a característica mho autopolarizada passa a medir as impedâncias com uma menor acurácia.

A Figura 5.65 ilustra o comportamento da característica mho polarizada para os casos

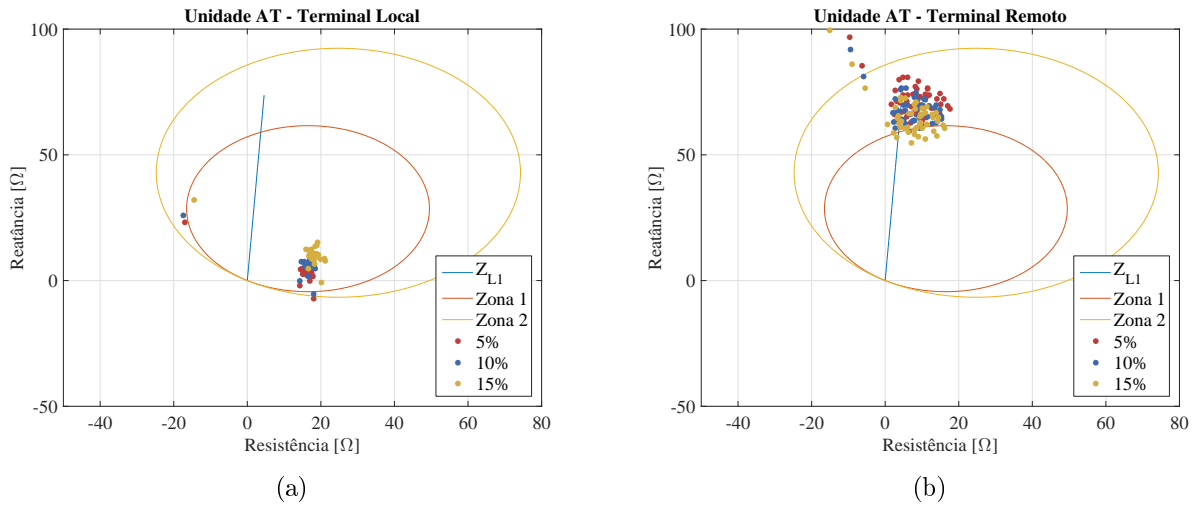


Figura 5.64. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$

propostos. Onde as Figuras 5.65(a), 5.65(b) e 5.65(c) apresentam o ângulo ϕ para ambos os terminais.

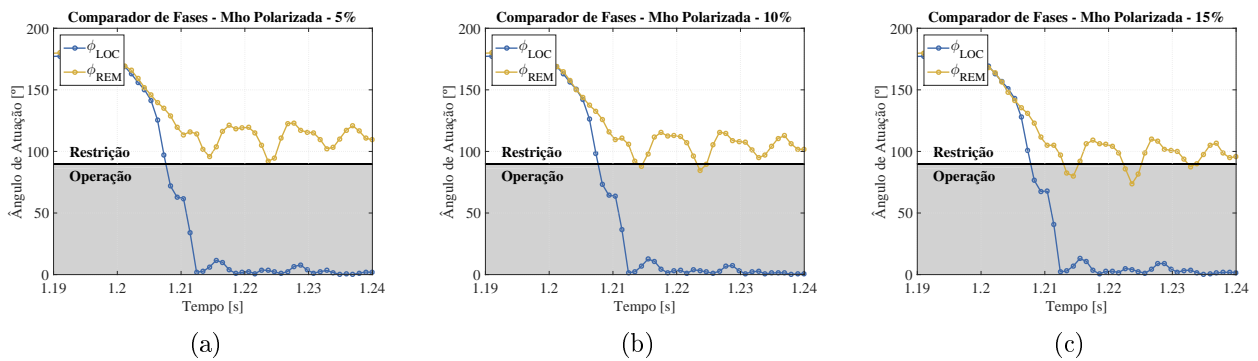


Figura 5.65. Comparador de fase para a característica mho polarizada: (a) 5% da linha protegida (b) 10% da linha protegida (c) 15% da linha protegida

Constata-se que devido a característica dinâmica da característica mho polarizada, quando aplicada às contribuições de falta vindas do complexo eólico, a característica consegue identificar o defeito com perfeição. Ainda é válido pontuar que conforme ilustrado pelas Figuras 5.49(b) e 5.49(c) a característica mho polarizada oriunda do terminal remoto atuou de forma indevida para algumas das distâncias de falta apresentadas.

5.2.4.4 Resistência de Falta 5Ω - Aplicadas em 85%, 90% e 95% do Terminal Local

Seguindo o padrão de apresentação de resultados, as Figuras 5.66 e 5.67 apresentam as comparações entre os fasores estimados pelo relé de distância em ambos os terminais.

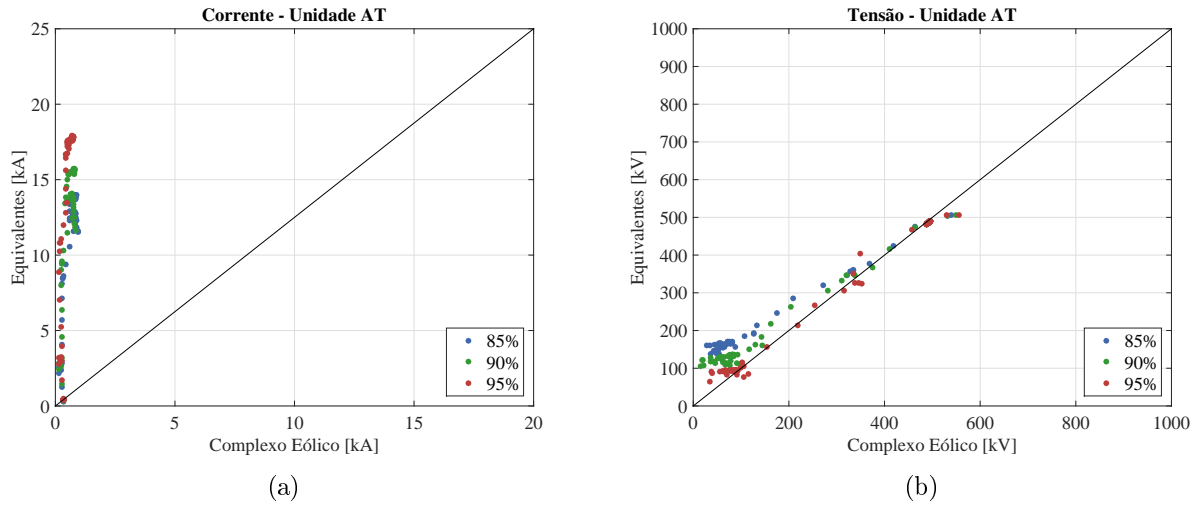


Figura 5.66. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AT - $|\hat{I}'_A|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AT - $|\hat{V}_A|$

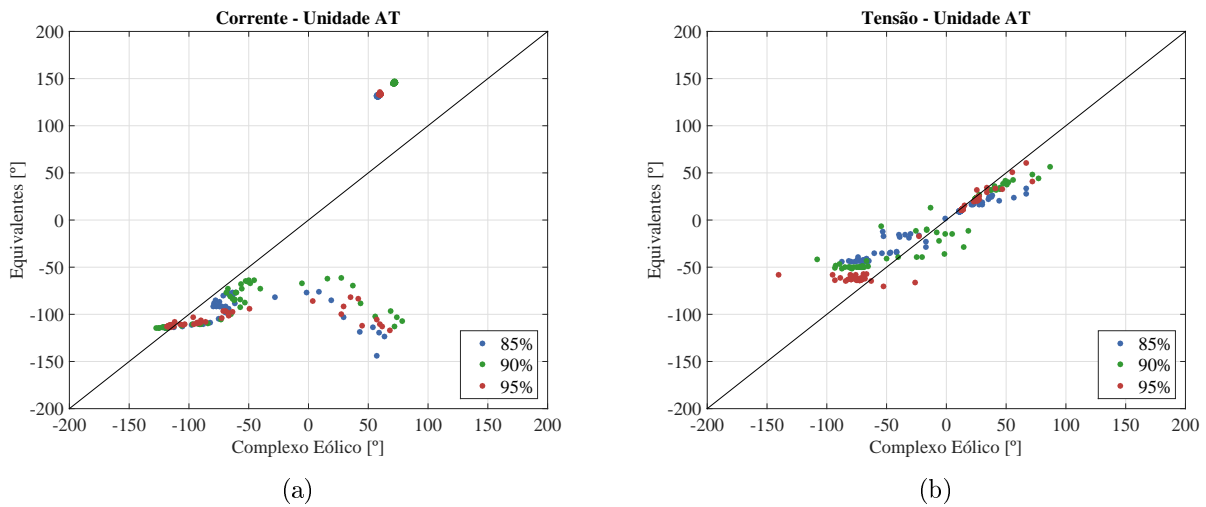


Figura 5.67. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AT - $\angle \hat{I}'_A$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AT - $\angle \hat{V}_A$

A Figura 5.68 apresenta as impedâncias medidas pela unidade de proteção AT da função de distância no diagrama R-X. A Figura 5.68(a) apresenta as impedâncias vistas através das medições realizadas pelo terminal local enquanto a Figura 5.68(b) ilustra as impedâncias medidas através do terminal remoto da linha protegida.

Ao avaliar a Figura 5.68(a), percebe-se que para as medições oriundas do terminal local

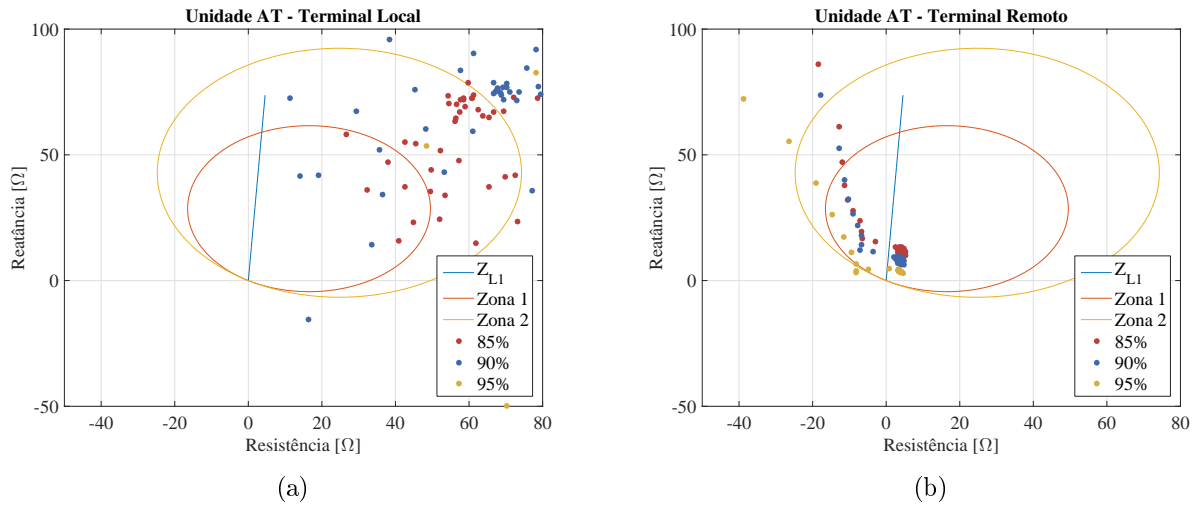


Figura 5.68. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,REM}$

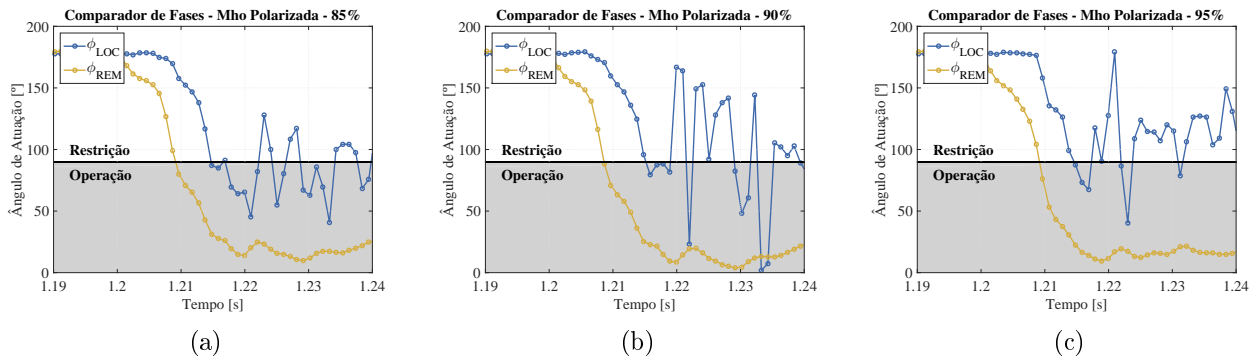


Figura 5.69. Comparador de fase para a característica mho polarizada: (a) 5% da linha protegida (b) 10% da linha protegida (c) 15% da linha protegida

a característica mho autopolarizada não conseguiu medir de forma precisa as impedâncias de falta, dada o alto deslocamento das medições em relação ao eixo das abcissas. Ao analisar a Figura 5.68(b), nota-se que as impedâncias medidas através do terminal remoto da linha se apresentam de forma concisa dentro da característica mho.

A Figura 5.69 ilustra o comportamento da característica mho polarizada para os casos propostos. Onde as Figuras 5.69(a), 5.69(b) e 5.69(c) apresentam o ângulo ϕ para ambos os terminais e distâncias de interesse.

Constata-se que para todos os casos apresentados, quando aplicada às contribuições de falta vindas do complexo eólico, a característica atua de forma indevida. Enquanto para o terminal remoto, a característica mho polarizada obtém resultados coerentes com o esperado. Ainda é válido comentar sobre a alta variabilidade no sinal vindo do terminal local. Atribui-se este

efeito ao sinal de operação utilizado pela característica e apresentado pelas Figuras 5.66(b) e 5.67(a)

CONCLUSÃO

Motivada pelo acréscimo das fontes eólicas e a pela ampla utilização da função de distância em linhas de transmissão, esta dissertação teve como objetivo avaliar o comportamento da proteção de distância aplicada em linhas de interconexão de parques eólicos. Para a realização dos testes propostos foi modelado no ATP um sistema teste semelhante a parques reais em operação no SIN.

A avaliação do comportamento da função de distância se deu monitorando a característica m_{ho} autopolarizada e m_{ho} polarizada. Com o intuito de discutir e apresentar os possíveis comportamentos da proteção de distância foram escolhidos casos dentro da primeira e da segunda zona dos terminais local e remoto para cada um dos tipos de falta: FFF, FFT, FF e FT.

De forma adicional, foi possível apresentar um padrão no comportamento atípico dos sinais monitorados pelas unidades de proteção de cada tipo de falta avaliada. Este comportamento atípico se dá em decorrência da interface realizada pelos conversores de frequência que durante uma falha na rede elétrica tende a limitar a contribuição das máquinas e ajudar na manutenção da estabilidade de tensão. Este efeito se traduz em uma limitação nas amplitudes dos sinais e uma grande variação nas fases destes sinais.

A partir dos resultados obtidos no Capítulo 5 foi possível perceber que os parques eólicos podem influenciar de diversas formas na boa atuação da proteção de distância à saber:

- no alcance, visto que para diversos casos apresentados as impedâncias medidas pelo terminal local da linha protegida aparecem de forma dispersa dentro do diagrama R-X;
- na velocidade, uma vez que para alguns casos apresentados, a característica m_{ho} polarizada apresenta um atraso na atuação quando comparados os sinais vistos pelos terminais local e remoto;
- na confiabilidade, dado que para alguns casos ilustrados não existe a detecção do defeito;
- na coordenação e seletividade, visto que para algumas faltas simuladas na segunda zona

de proteção o relé as enxergar como dentro da primeira zona;

De forma geral, através dos resultados apresentados foi possível enxergar os riscos em que este tipo de geração causa na proteção de distância, demonstrando a necessidade de estudos sobre novos esquemas e funções de proteção que sejam imunes ao comportamento atípico verificado.

Como propostas de trabalho futuro, podem ser levadas em consideração os seguintes pontos:

- a avaliação das funções de proteção no domínio do tempo e baseada na teoria de ondas viajantes, uma vez que a utilização destas funções de proteção estão cada vez mais palpáveis;
- a avaliação de funções de proteção unitária, tais como a proteção diferencial e esquemas de proteção *Direct Underreach Transfer Trip* (DUTT);
- a verificação de possíveis melhorias a partir do uso de teleproteção;
- análise de outras topologias e controles de unidades eólicas, verificando as particularidades e influências de cada uma;

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Resolução Normativa n.º 729 de 28 de junho de 2016*. Brasília, 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren2016729.pdf>>. Acesso em: 25 de abril de 2019. Citado na página 1.
- ANDERSON, P. *Power System Protection*. McGraw-Hill, 1999. (IEEE Press power engineering series). ISBN 9780071343237. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=eP9qQgAACAAJ>>. Citado 3 vezes nas páginas v, 15, and 27.
- ANDERSON, P.; FOUAD, A.; ELECTRICAL, I. of; ENGINEERS, E. *Power system control and stability*. IEEE Press, 2003. (IEEE Press power engineering series). ISBN 9780471238621. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=8-xSAAAAMAAJ>>. Citado na página 7.
- Anderson, P. M.; Bose, A. Stability simulation of wind turbine systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-102, n. 12, p. 3791–3795, Dec 1983. Citado na página 7.
- BLAABJERG, F.; LISERRE, M.; MA, K. Power electronics converters for wind turbine systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 48, p. 708–719, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 5 and 10.
- CARVALHO, B. C. *Desenvolvimento de modelo computacional de sistemas eólicos utilizando geradores síncronos para estudos de desempenho no contexto da qualidade da energia elétrica*. 233 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, Minas Gerais, Brasil, nov 2006. Citado na página 7.
- Chen, Z.; Guerrero, J. M.; Blaabjerg, F. A review of the state of the art of power electronics for wind turbines. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 24, n. 8, p. 1859–1875, Aug 2009. Citado 3 vezes nas páginas 4, 5, and 6.
- COOK, V. *Analysis of Distance Protective Relaying*. [S.l.]: Jonh Wiley & Sons, New York, USA, 1985. Citado 3 vezes nas páginas 17, 26, and 31.
- COSTA, J. S.; GAMA, L. A.; TOLEDO, R. T.; SANTOS, G. B.; LOPES, F. V. Análise de transitorios de falta em linha de transmissão considerando conexão de parque eólico interfaceado por conversores. In: 12.º SEMINAR ON POWER ELECTRONICS AND CONTROL. Natal, 2019. p. 1–6. Citado na página 3.
- COSTA, J. S.; TOLEDO, R. T.; GAMA, L. A.; SANTOS, G. B.; LOPES, F. V. Investigation on full-converter-based wind power plant behavior during short-circuits. In: 4TH WORKSHOP ON COMMUNICATION NETWORKS AND POWER SYSTEMS (WCNPS 2019). Brasília, 2019. p. 1–6. Citado na página 3.
- ELNAGGAR, A.; ERLICH, I. Analysis of fault current contribution of doubly-fed induction generator wind turbines during unbalanced grid faults. *Renewable Energy*, v. 91, p. 137–146, 06 2016. Citado na página 34.

- Emanuel, H.; Schellschmidt, M.; Wachtel, S.; Adloff, S. Power quality measurements of wind energy converters with full-scale converter according to iec 61400-21. In: *2009 10th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–7. Citado na página 10.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERÉTICA. *Plano Decenal de Energia - 2027*. Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>>. Acesso em: 06 de junho de 2019. Citado na página 1.
- FARANTATOS, E.; KARAAGAC, U.; SAAD, H.; MAHSEREDJIAN, J. Short-circuit current contribution of converter interfaced wind turbines and the impact on system protection. In: . [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–9. Citado na página 33.
- FENTIE, D. D. Understanding the dynamic mho distance characteristic. In: IEEE. *2016 69th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)*. [S.l.], 2016. p. 1–15. Citado na página 30.
- FILHO, J.; MAMEDE, D. *Proteção de sistemas elétricos de potência*. Grupo Gen - LTC, 2011. ISBN 9788521618843. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=8w3SygAACAAJ>>. Citado na página 16.
- GHORBANI, A.; MEHRJERDI, H.; AL-EMADI, N. Distance-differential protection of transmission lines connected to wind farms. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 89, 07 2017. Citado na página 35.
- HART, D. G.; NOVOSEL, D.; SMITH, R. A. *MODIFIED COSINE FILTERS*. Google Patents, 2000. US Patent 6,154,687. Disponível em: <<https://patents.google.com/patent/US6154687A/en>>. Citado na página 44.
- HOROWITZ, S.; PHADKE, A. *Power System Relaying*. Wiley, 2008. (RSP). ISBN 9780470758793. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=4A3Kw3fgNusC>>. Citado na página 24.
- HOWARD, D.; RESTREPO, J.; SMITH, T.; STARKE, M.; DANG, J.; HARLEY, R. Calculation of fault current contribution of type i wind turbine-generators. p. 1–7, 07 2011. Citado na página 34.
- HOWARD, D. F. *SHORT-CIRCUIT CURRENTS IN WIND-TURBINE GENERATOR NETWORKS*. 273 p. Tese (PHD) — Georgia Institute of Technology, Campina Grande, Paraíba, Brasil, Nov 2013. Citado na página 33.
- KINDERMANN, G. *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*. 2. ed. Florianópolis, Brasil: [s.n.], 2005. Citado na página 16.
- KUNDUR, P.; BALU, N.; LAUBY, M. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill Education, 1994. (EPRI power system engineering series). ISBN 9780070359581. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=2cbvyf8Ly4AC>>. Citado 2 vezes nas páginas 7 and 9.
- LI, B.; LIU, J.; WANG, X.; ZHAO, L. Fault studies and distance protection of transmission lines connected to dfig-based wind farms. *Applied Sciences*, v. 8, p. 562, 04 2018. Citado na página 35.

- LI, G.; ZHANG, B.; WANG, J.; BO, Z.; YIP, T.; WRITER, D.; LEI, Y.-m. Dfig-based wind farm electromagnetic dynamic model and impact on protection relay of transmission network. v. 1, 10 2011. Citado na página 34.
- Li, G. H.; Zhang, B. H.; Wang, J.; Hao, Z. G.; Bo, Z. Q.; Writer, D.; Yip, T. Wind farm electromagnetic dynamic model and outgoing line protection relay rtds testing. In: *2011 46th International Universities' Power Engineering Conference (UPEC)*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–6. Citado na página 36.
- Liserre, M.; Cardenas, R.; Molinas, M.; Rodriguez, J. Overview of multi-mw wind turbines and wind parks. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 58, n. 4, p. 1081–1095, April 2011. Citado na página 10.
- LÚCIO, R. I. A. Behavior of distance protections near wind farms. *online] Available: https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/395143996730/Artigo_Rita.pdf*. [Accessed 24 August 24, 2016], 2018. Citado na página 35.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Portaria 216, de 28 de setembro de 2018*. Brasília, 2018. Disponível em: <http://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/43017477/do1-2018-10-01-portaria-n-216-de-28-de-setembro-de-2018-43017263>. Acesso em: 06 de junho de 2019. Citado na página 1.
- Muljadi, E.; Samaan, N.; Gevorgian, V.; Jun Li; Pasupulati, S. Short circuit current contribution for different wind turbine generator types. In: *IEEE PES General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 1–8. Citado na página 34.
- OLIVEIRA, J. P. J. d. *Geradores síncronos a imãs permanentes aplicados a aerogeradores : modelagem, obtenção de parâmetros e validação laboratorial*. 184 p. Tese (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade de Brasília, Brasília, Distrito Federal, Brasil, jul 2018. Citado 2 vezes nas páginas 7 and 9.
- ONS. Diretrizes e critérios para estudos elétricos. In: *Procedimentos de Rede*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–112. Citado na página 42.
- PAYTHANKAR, Y. G. *Fundamentals of Power System Protection*. 1. ed. India, Prentice-Hall: New Delhi, 2007. Citado 3 vezes nas páginas 2, 27, and 29.
- PEREIRA, H.; CUPERTINO, A.; TEODORESCU, R.; SILVA, S. High performance reduced order models for wind turbines with full-scale converters applied on grid interconnection studies. *Energies*, v. 7, p. 7694–7716, 11 2014. Citado na página 38.
- Phadke, V.; Pathradkar, S.; Rajput, A.; Unde, S.; Dambhare, S. Distance protection of lines connected to doubly fed induction generator based wind farms. In: *2016 IEEE 7th Power India International Conference (PIICON)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–6. Citado na página 35.
- Qin-hao, L.; Yong-jun, Z.; Wei-peng, Y.; Feng, L. A study on influence of wind power on positive sequence voltage polarized impedance relay. In: *2012 Power Engineering and Automation Conference*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–4. Citado na página 34.
- REIS, A. *Uma contribuição para o controle operativo de unidades eólicas: modelagem, regulação de tensão e minimização das distorções harmônicas*. 196 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Uberlândia, Uberlândia, Minas Gerais, Brasil, jan 2014. Citado 9 vezes nas páginas v, 4, 5, 6, 10, 11, 12, 14, and 36.

- SANTOS, G. B. dos; LOPES, F. V. A review of technical impacts and concerns caused by distributed generation in distribution systems protection. In: 2018 SIMPOSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELETRICOS (SBSE). Niterói, 2018. p. 1–6. Citado na página 3.
- SCHWEITZER, E. O.; ROBERTS, J. *Distance Relay Element Design*. Washington, USA: Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, Pullman, 1993. Citado 3 vezes nas páginas 24, 29, and 32.
- SILVA, K. M.; ALMEIDA, M. L. S. Filtro de memória de tensão de sequência positiva para uso em relés numéricos microprocessados. In: *2016 69th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–15. Citado 2 vezes nas páginas 32 and 44.
- SILVA, K. M. e. *Estimação de Fasores Baseada na Transformada Wavelet para Uso na Proteção de Distância de Linhas de Transmissão*. 203 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, Paraíba, Brasil, abril 2009. Citado 15 vezes nas páginas v, xi, 2, 16, 17, 22, 23, 24, 25, 26, 28, 29, 30, 31, and 32.
- SLOOTWEG, J.; HAAN, S.; POLINDER, H.; KLING, W. Voltage control methods with grid connected windturbines: a tutorial review. *Wind Engineering*, v. 25, p. 353–365, 11 2001. Citado na página 4.
- Srivastava, S.; Biswal, A.; Ganesan, S.; Shenoy, U. J. Behavior of self polarized mho characteristic on lines fed from dfig based wind farms. In: *2013 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 1–6. Citado na página 35.
- Srivastava, S.; Biswal, A.; Shenoy, U. J. Behavior of quadrature polarized mho characteristic on lines fed from dfig based wind farms. In: *2014 Eighteenth National Power Systems Conference (NPSC)*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–6. Citado na página 35.
- Sun, F.; Zhang, Y.; Faried, S. O.; Wheeler, K.; Elsamahy, M. Impact of dfig-based wind farms on generator distance phase backup protection. In: *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6. Citado na página 35.
- WU, B.; LANG, Y.; ZARGARI, N.; KOURO, S. *Power conversion and control of wind energy systems*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011. v. 76. Citado na página 4.
- Zhou, S.; Gu, Y.; Song, W.; Wang, C.; Bai, F.; Wang, Y. Research of impact of the direct drive wind farm on power system relay protection. In: *2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 1–7. Citado na página 36.
- ZIEGLER, G.; AKTIENGESELLSCHAFT, S. *Numerical distance protection: principles and application*. [S.l.]: Publicis MCD, 2000. ISBN 9783895781421. Citado 6 vezes nas páginas 2, 16, 23, 24, 28, and 31.
- ZOCHOLL, S. E. Three-phase circuit analysis and the mysterious k0 factor. *22nd Annual Western Protective Relay Conference*, October 1995. Citado na página 22.

PARÂMETROS DO SISTEMA

Neste capítulo são apresentados as tabelas contendo os parâmetros dos elementos implementados na plataforma ATP, conforme mencionado no 5

A.1 REDE COLETORA EM 34,5 KV

Na Tabela A.1 são apresentados os dados dos alimentadores em 34,5 kV modelados no ATP.

Tabela A.1. Impedâncias dos alimentadores em 34,5 kV.

Parâmetro	Valor	Unidade
R_{aa}	0,105	Ω
R_{bb}	0,105	Ω
R_{cc}	0,105	Ω
L_{aa}	0,21	mH
L_{bb}	0,21	mH
L_{cc}	0,21	mH
C_{aa}	0,00011	μF
C_{bb}	0,00011	μF
C_{cc}	0,00011	μF

A.2 TRANSFORMADOR ELEVADOR 34,5/138 KV

Na Tabela A.2 são apresentados os dados dos transformadores 34,5/138 kV modelados no ATP.

Tabela A.2. Parâmetros dos transformadores de 34,5/138 kV.

Parâmetro	Valor	Unidade
V_{prim}	34500	V
R_{prim}	0,085	Ω
L_{prim}	2,7	mH
C_{prim}	$4E - 6$	μF
V_{sec}	79674,33	V
R_{sec}	1,36	Ω
L_{sec}	43,26	mH
C_{sec}	$8E - 6$	μF
R_m	8501	Ω
F_0	129,42	Wb/volta
I_0	3,2793	A
$C_{pri,sec}$	$1E - 9$	μF
Defasagem	30	Graus

A.3 LINHA DE TRANSMISSÃO EM 138 KV

Na Tabela A.3 são apresentados os dados da linha de transmissão em 138 kV modelada no ATP.

Tabela A.3. Parâmetros da LT em 138 kV.

Parâmetro	Valor	Unidade
R_1	0,0755	Ω
L_1	1,1925	mH
C_1	0,005554	μF
R_0	0,4231	Ω
L_0	3,7765	mH
C_0	0,009883	μF
Condutância	0,0000	\mathcal{U}
Comprimento	9	km

A.4 TRANSFORMADOR ELEVADOR 138/500 KV

Na Tabela A.4 são apresentados os dados do transformador 138/500 kV modelado no ATP.

Tabela A.4. Parâmetros do transformador de 138/500 kV.

Parâmetro	Valor	Unidade
V_{prim}	138000	V
R_{prim}	0,14	Ω
L_{prim}	18,24	mH
C_{prim}	0	μF
V_{sec}	500000	V
R_{sec}	1,81	Ω
L_{sec}	239,46	mH
C_{sec}	0	μF
R_m	1000000	Ω
F_0	0	Wb/volta
I_0	0	A
$C_{pri,sec}$	0	μF
Defasagem	0	Graus

A.5 LINHA DE TRANSMISSÃO EM 500 KV

Na Tabela A.5 são apresentados os dados da linha de transmissão em 500 kV modelada no ATP.

Tabela A.5. Parâmetros da LT em 500 kV.

Parâmetro	Valor	Unidade
R_1	0,0191	Ω
L_1	0,8183	mH
C_1	0,0142	μF
R_0	0,2044	Ω
L_0	2,1655	mH
C_0	0,009	μF
Condutância	0,0000	\mathcal{U}
Comprimento	239	km

A.6 CONJUNTO EQUIVALENTE DE THEVENIN

As Tabelas A.6 A.7 A.8 A.9 A.10 A.11 e A.12 apresentam os dados utilizados para modelar as linhas de transmissão adjacentes contidas no conjunto equivalente de Thevenin.

As Tabelas A.13, A.14, A.15, A.16 e A.17 apresentam os dados utilizados para modelar as

Tabela A.6. Parâmetros da primeira LT localizada entre o terminal remoto e barra A.

Parâmetro	Valor	Unidade
R_1	0,0267	Ω
L_1	0,8647	mH
C_1	0,0135	μF
R_0	0,3971	Ω
L_0	3,1034	mH
C_0	0.0089	μF
Condutância	0,0000	\mathcal{U}
Comprimento	105,53	km

Tabela A.7. Parâmetros da segunda LT localizada entre terminal remoto e barra A.

Parâmetro	Valor	Unidade
R_1	0,0183	Ω
L_1	0,7082	mH
C_1	0,0163	μF
R_0	0,3907	Ω
L_0	3,8673	mH
C_0	0.0067	μF
Condutância	0,0000	\mathcal{U}
Comprimento	105,3	km

Tabela A.8. Parâmetros da LT localizada entre terminal remoto e barra B.

Parâmetro	Valor	Unidade
R_1	0,0267	Ω
L_1	0,8647	mH
C_1	0,0135	μF
R_0	0,3971	Ω
L_0	3,1034	mH
C_0	0.0089	μF
Condutância	0,0000	\mathcal{U}
Comprimento	142,86	km

impedâncias dos equivalentes de Thevenin no ATP.

As Tabela A.18 e A.19 apresentam os dados utilizados para modelar as fontes de tensão dos equivalentes de Thevenin no ATP.

Tabela A.9. Parâmetros da LT localizada entre as barras B e C.

Parâmetro	Valor	Unidade
R_1	0,0267	Ω
L_1	0,8647	mH
C_1	0,0135	μF
R_0	0,3971	Ω
L_0	3,1034	mH
C_0	0.0089	μF
Condutância	0,0000	\mathcal{U}
Comprimento	52,3	km

Tabela A.10. Parâmetros da LT localizada entre terminal remoto e barra C.

Parâmetro	Valor	Unidade
R_1	0,0183	Ω
L_1	0,7082	mH
C_1	0,0163	μF
R_0	0,3907	Ω
L_0	3,8673	mH
C_0	0.0067	μF
Condutância	0,0000	\mathcal{U}
Comprimento	196.7	km

Tabela A.11. Parâmetros da LT localizada entre terminal remoto e barra D.

Parâmetro	Valor	Unidade
R_1	0,0177	Ω
L_1	0,7119	mH
C_1	0,016	μF
R_0	0,3198	Ω
L_0	3,6153	mH
C_0	0.0074	μF
Condutância	0,0000	\mathcal{U}
Comprimento	196.7	km

Tabela A.12. Parâmetros da LT localizada entre as barras C e D.

Parâmetro	Valor	Unidade
R_1	0,0177	Ω
L_1	0,7119	mH
C_1	0,016	μF
R_0	0,3198	Ω
L_0	3,6153	mH
C_0	0.0074	μF
Condutância	0,0000	\mathcal{U}
Comprimento	415	km

Tabela A.13. Parâmetros da impedância equivalente de Thevenin conectada ao terminal remoto

Parâmetro	Valor	Unidade
R_1	4,9741	Ω
L_1	1071,1604	mH
R_0	0,9384	Ω
L_0	255,4993	mH

Tabela A.14. Parâmetros da impedância equivalente de Thevenin conectada a barra A

Parâmetro	Valor	Unidade
R_1	295,1775	Ω
L_1	4114,7679	mH
R_0	1,6111	Ω
L_0	87,7679	mH

Tabela A.15. Parâmetros da impedância equivalente de Thevenin conectada a barra B

Parâmetro	Valor	Unidade
R_1	0,001	Ω
L_1	132,9456	mH
R_0	0,001	Ω
L_0	49,38	mH

Tabela A.16. Parâmetros da impedância equivalente de Thevenin conectada a barra C

Parâmetro	Valor	Unidade
R_1	3,9689	Ω
L_1	102,748	mH
R_0	4,1285	Ω
L_0	110,2805	mH

Tabela A.17. Parâmetros da impedância equivalente de Thevenin conectada a barra D

Parâmetro	Valor	Unidade
R_1	2,8332	Ω
L_1	85,5133	mH
R_0	10,426	Ω
L_0	170,7149	mH

Tabela A.18. Parâmetros da fonte de tensão equivalente de Thevenin conectada ao terminal remoto

Parâmetro	Valor	Unidade
Amplitude	490000	V
Frequência	60	Hz
Ângulo da Fase A	-15	Graus

Tabela A.19. Parâmetros da fonte de tensão equivalente de Thevenin conectada às barras A, B, C e D

Parâmetro	Valor	Unidade
Amplitude	500000	V
Frequência	60	Hz
Ângulo da Fase A	0	Graus

B.1 RESISTÊNCIA DE FALTA $10 \mu\Omega$ - APLICADAS EM 20%, 40%, 60% E 80% DO TERMINAL LOCAL

A Figura B.1 apresenta a comparação entre os módulos dos fasores utilizados na unidade de proteção AB do relé de distância. A Figura e B.2 apresenta a comparação entre as fases destes fasores.

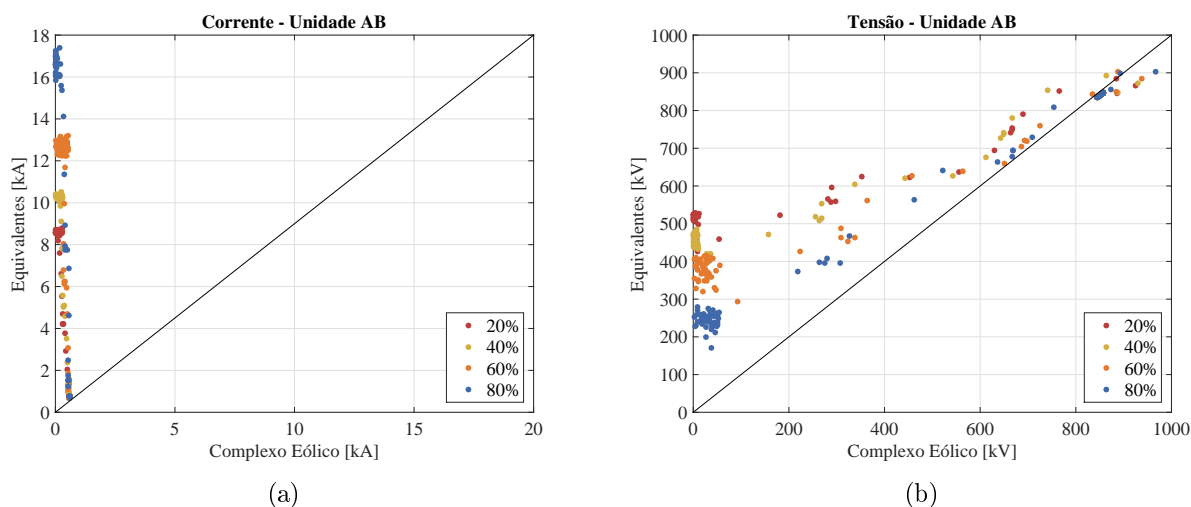


Figura B.1. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $|\hat{I}_{AB}|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $|\hat{V}_{AB}|$

As impedâncias medidas pelos terminais local e remoto são ilustradas no diagrama R-X pela Figura B.3.

Já os ângulos ϕ dos comparadores de fase para a característica mho polarizada por memória de tensão são ilustrados pela Figura B.1.

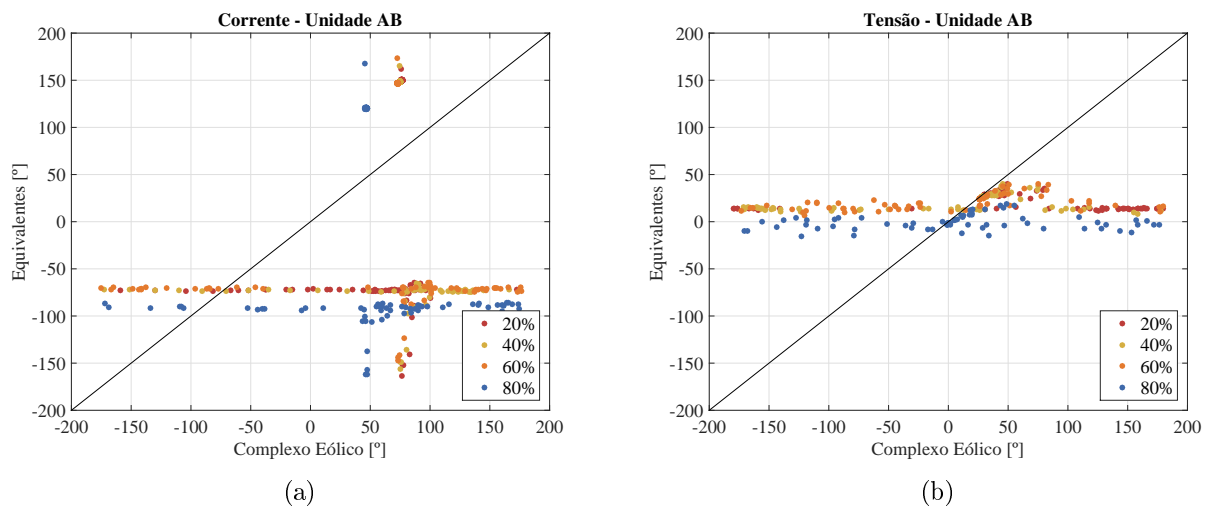


Figura B.2. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - \hat{I}_{AB} (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - \hat{V}_{AB}

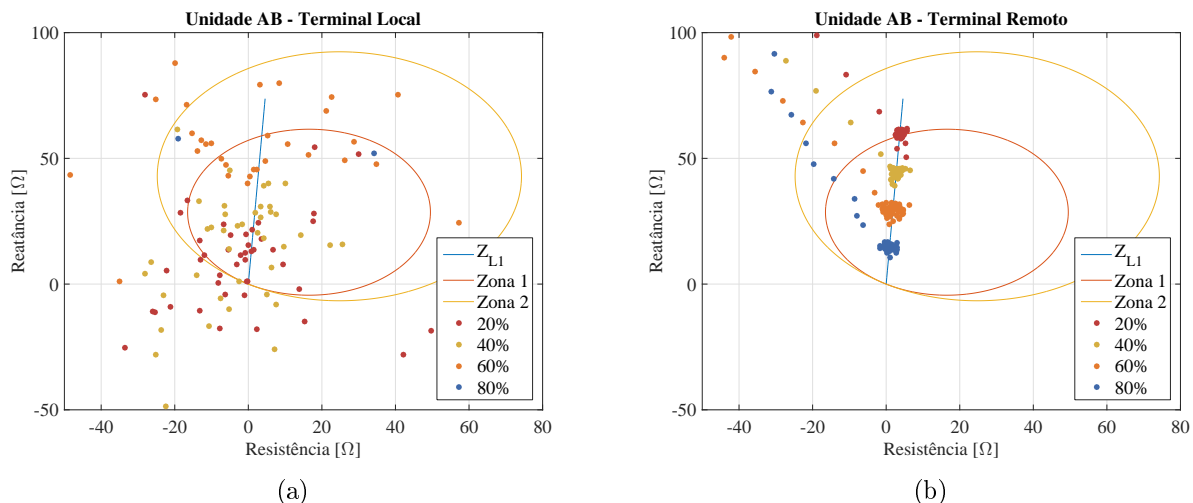


Figura B.3. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,LOC}$

B.2 RESISTÊNCIA DE FALTA 5 Ω - APLICADAS EM 20%, 40%, 60% E 80% DO TERMINAL LOCAL

De forma semelhante ao apresentado na seção anterior, a Figura B.5 apresenta a comparação para os módulos $|\hat{I}_{AB}|$ e $|\hat{V}_{AB}|$ para ambos os terminais da linha protegida. A Figura B.6 apresenta a comparação entre as fases dos fasores \hat{I}_{AB} e \hat{V}_{AB} para os terminais local e remoto.

No que tange a Figura B.7, as impedâncias medidas pelos terminais local e remoto são ilustradas no diagrama R-X pela Figuras B.7(a) e B.7(b), respectivamente.

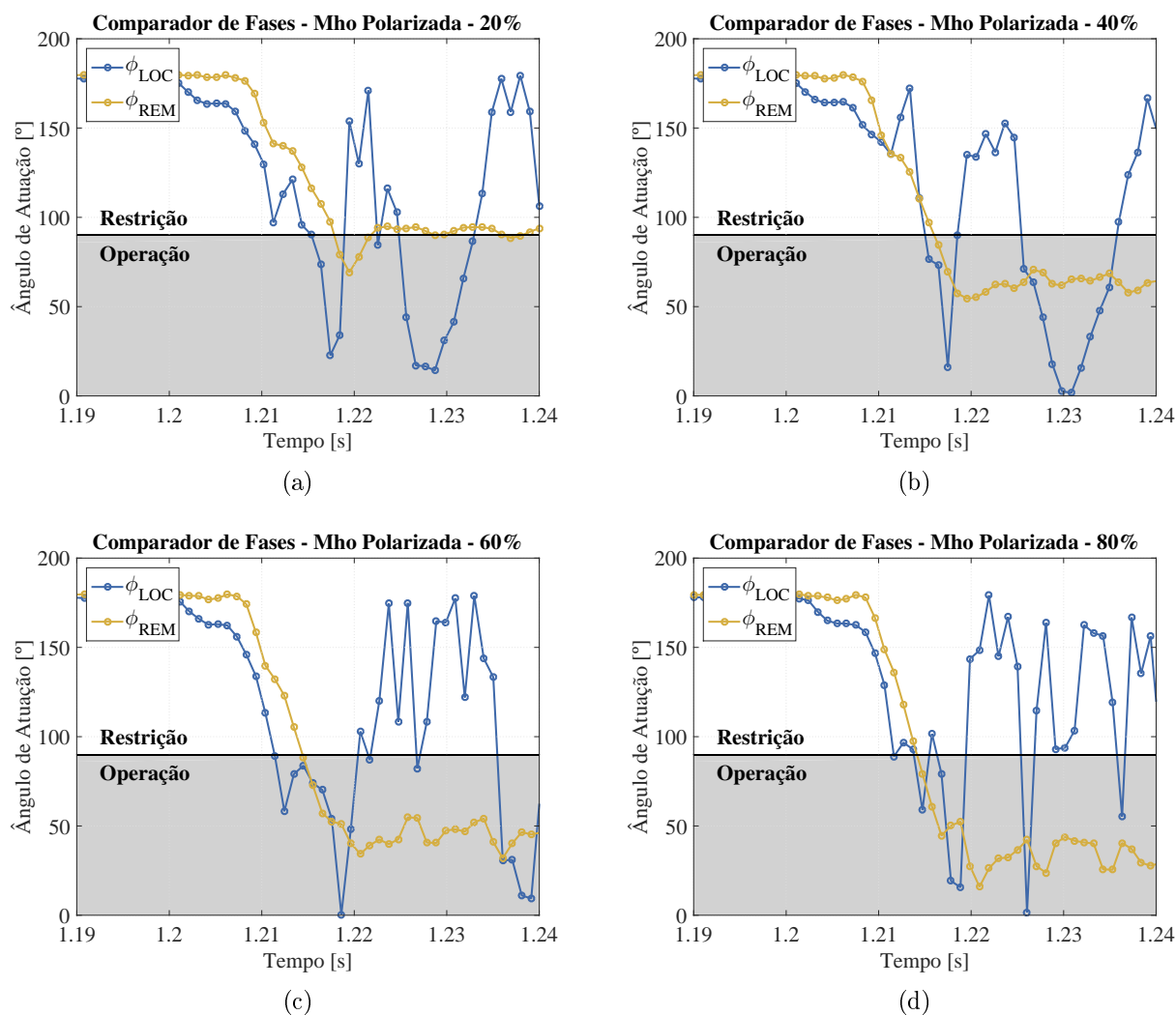


Figura B.4. Comparador de fase para a característica mho polarizada por memória de tensão: (a) 20% da linha protegida (b) 40% da linha protegida (c) 60% da linha protegida (d) 80% da linha protegida

O comportamento dos ângulos ϕ dos comparadores de fase para a característica mho polarizada por memória de tensão são ilustrados pela Figura C.2.

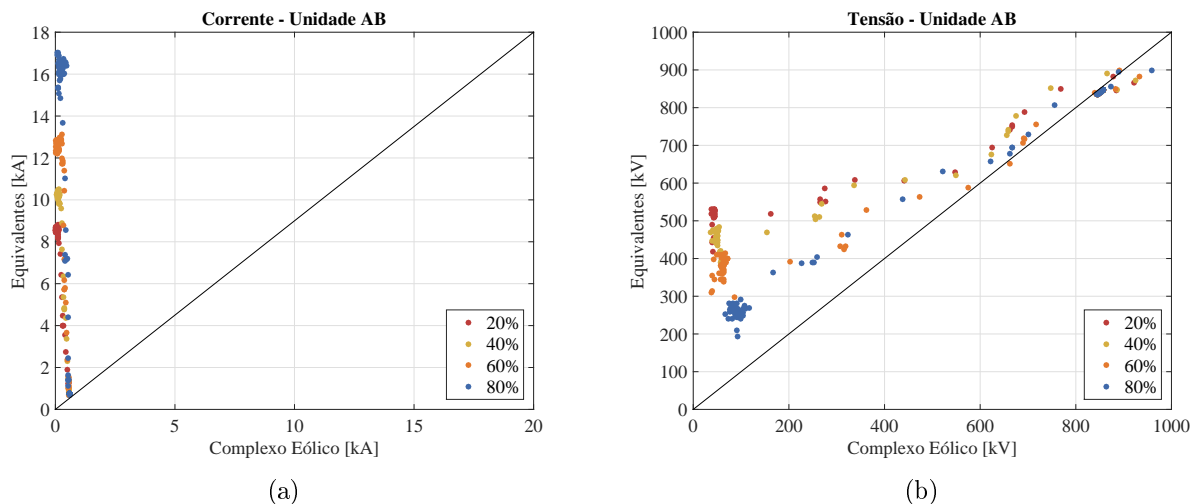


Figura B.5. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $|\hat{I}_{AB}|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $|\hat{V}_{AB}|$

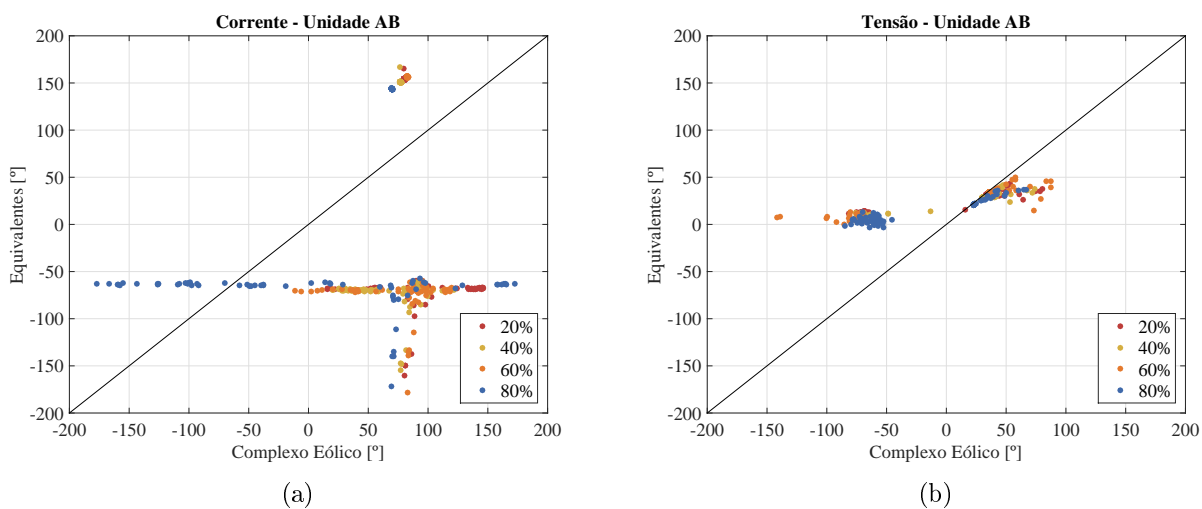


Figura B.6. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle \hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle \hat{V}_{AB}$

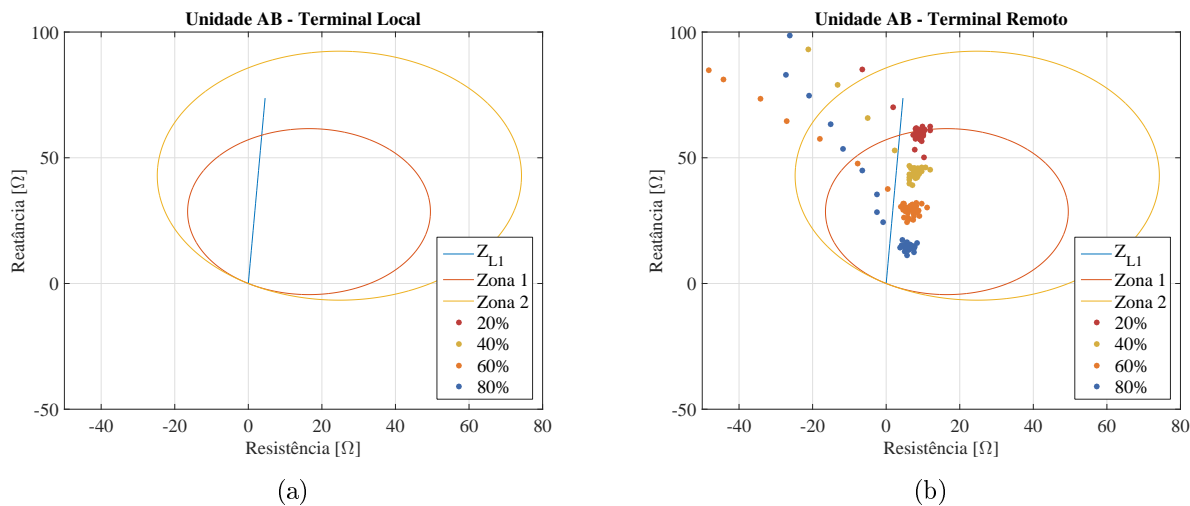


Figura B.7. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,LOC}$

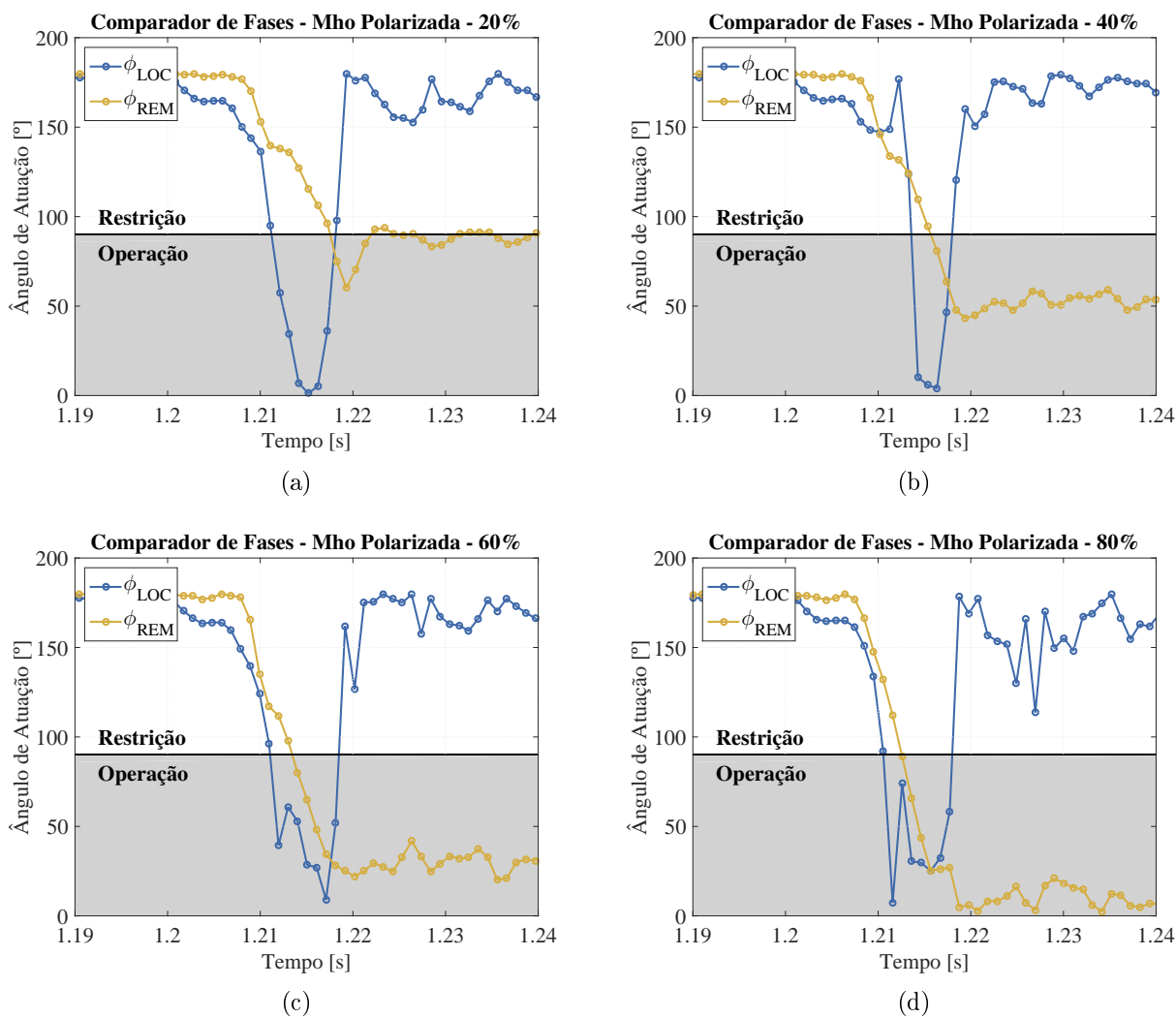


Figura B.8. Comparador de fase para a característica mho polarizada por memória de tensão: (a) 20% da linha protegida (b) 40% da linha protegida (c) 60% da linha protegida (d) 80% da linha protegida

C.1 RESISTÊNCIA DE FALTA $10 \mu\Omega$ - APLICADAS EM 20%, 40%, 60% E 80% DO TERMINAL LOCAL

De forma semelhante aos demais resultados apresentados, a Figura C.1 apresenta a comparação entre os módulos dos fasores \hat{I}_{AB} e \hat{V}_{AB} para as contribuições de falta vindas do terminal local e remoto. A Figura C.2 apresenta a comparação entre as fases destes fasores.

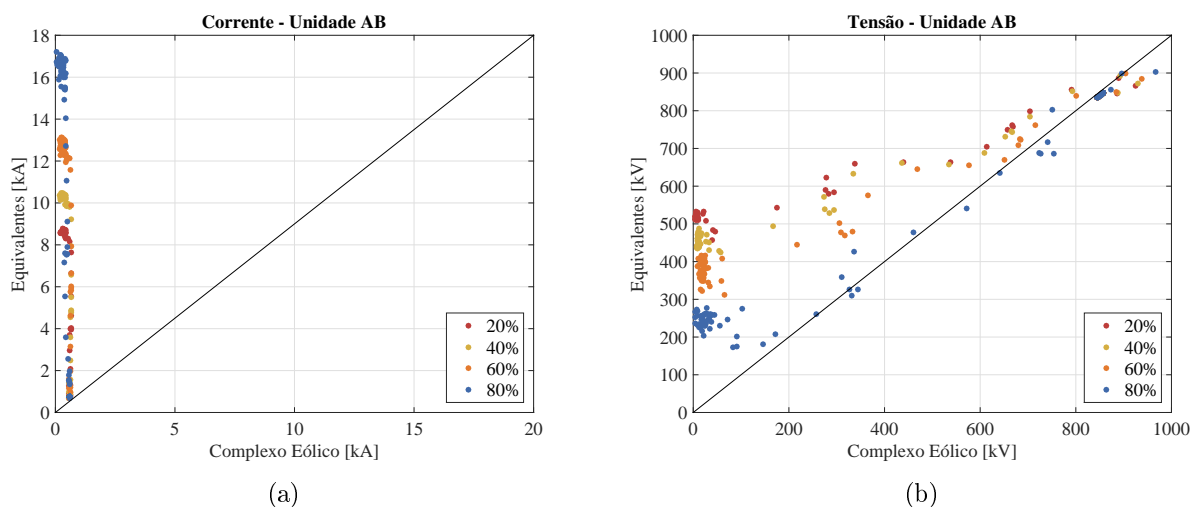


Figura C.1. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $|\hat{I}_{AB}|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $|\hat{V}_{AB}|$

As impedâncias medidas pelos terminais local e remoto são ilustradas no diagrama R-X pela Figura B.3.

Já os ângulos ϕ dos comparadores de fase para a característica mho polarizada por memória de tensão são ilustrados pela Figura C.1.

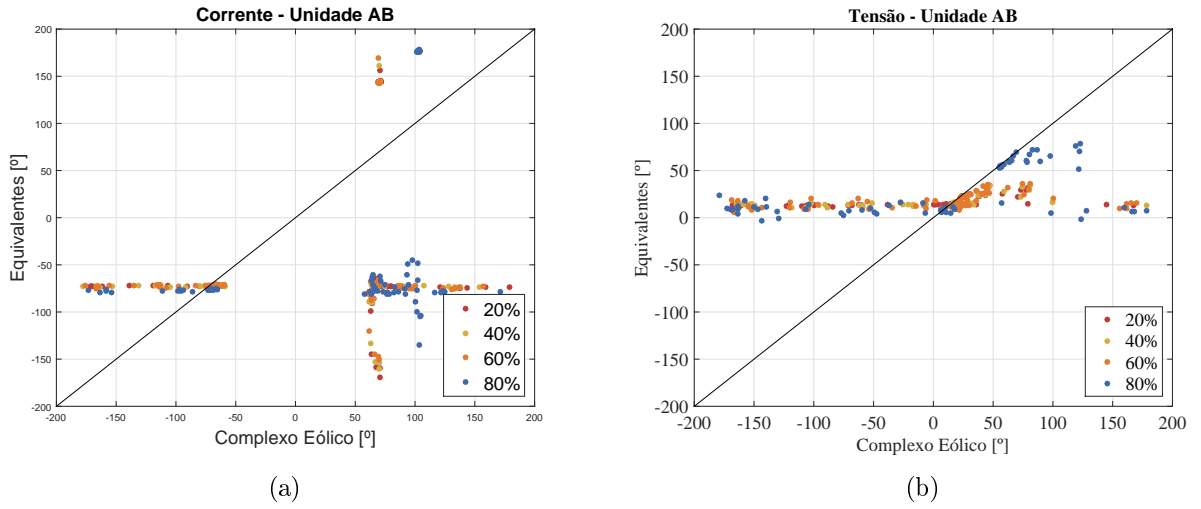


Figura C.2. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - \hat{I}_{AB} (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - \hat{V}_{AB}

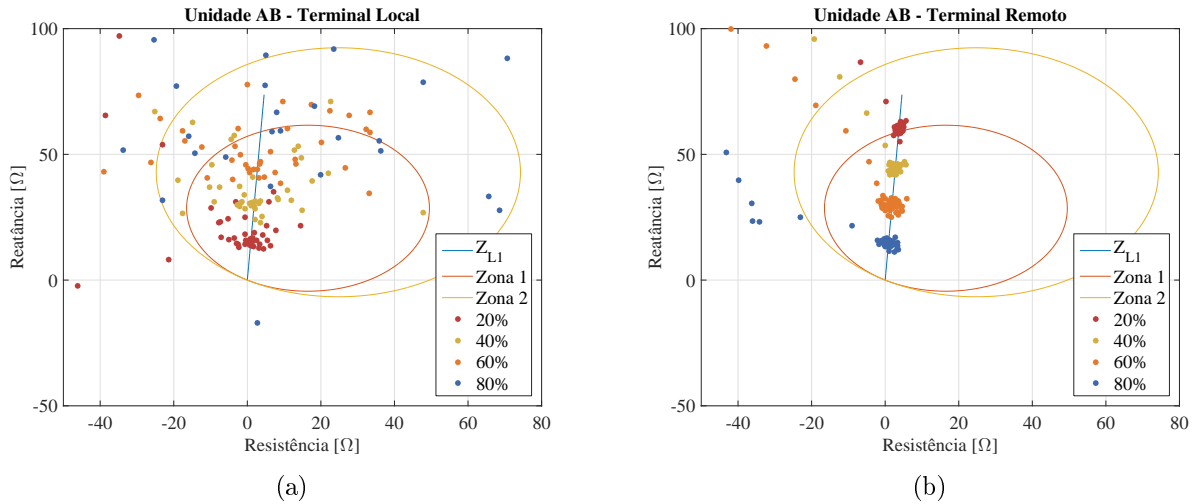


Figura C.3. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,LOC}$

C.2 RESISTÊNCIA DE FALTA 5 Ω - APLICADAS EM 20%, 40%, 60% E 80% DO TERMINAL LOCAL

A Figura C.5 apresenta a comparação para os módulos $|\hat{I}_{AB}|$ e $|\hat{V}_{AB}|$ para ambos os terminais da linha protegida. A Figura C.6 apresenta a comparação entre as fases dos fasores \hat{I}_{AB} e \hat{V}_{AB} para os terminais local e remoto.

No que tange a Figura C.7, as impedâncias medidas pelos terminais local e remoto são ilustradas no diagrama R-X pela Figuras C.7(a) e B.7(b), respectivamente.

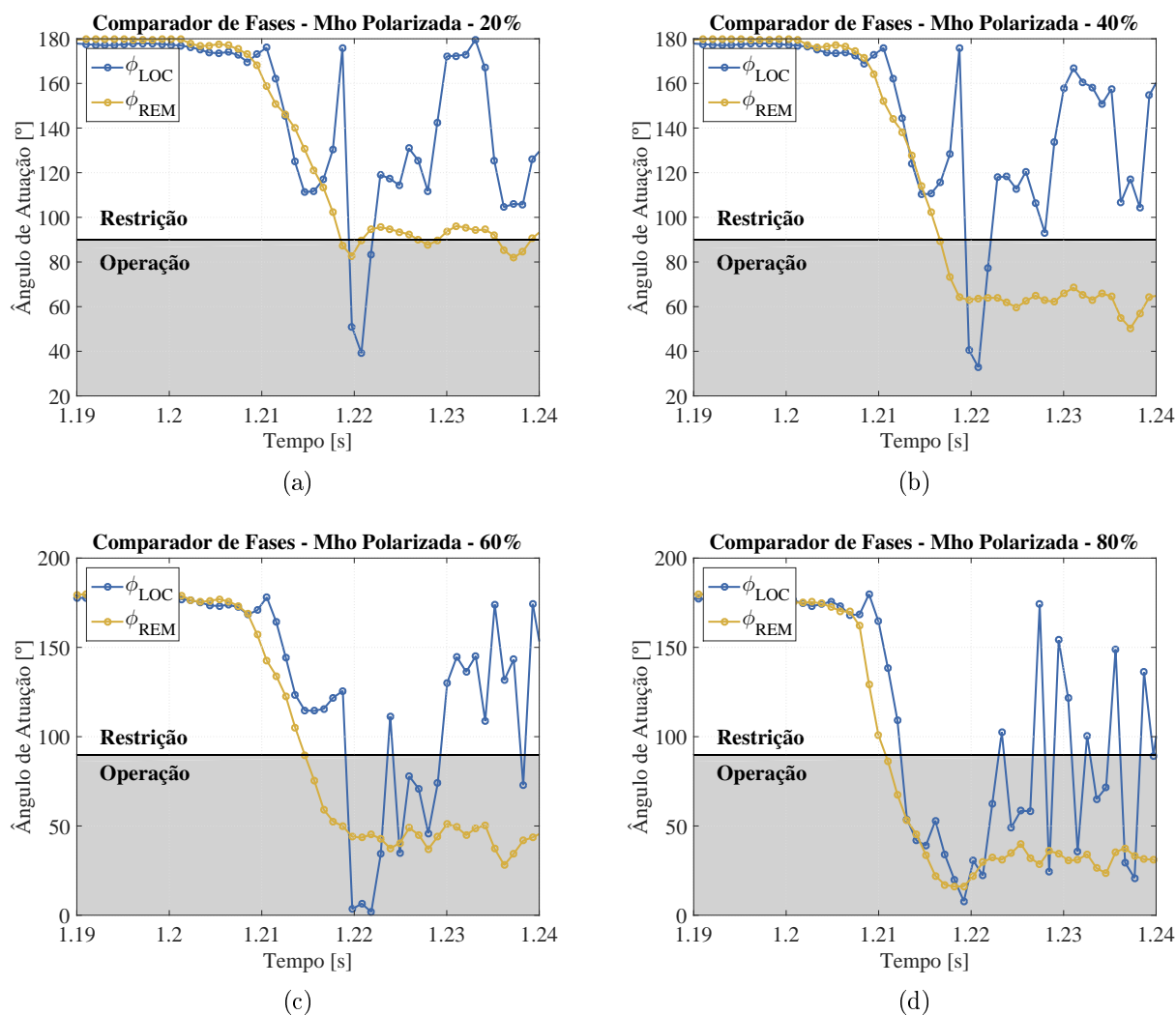


Figura C.4. Comparador de fase para a característica mho polarizada por memória de tensão: (a) 20% da linha protegida (b) 40% da linha protegida (c) 60% da linha protegida (d) 80% da linha protegida

O comportamento dos ângulos ϕ dos comparadores de fase para a característica mho polarizada por memória de tensão são ilustrados pela Figura C.2.

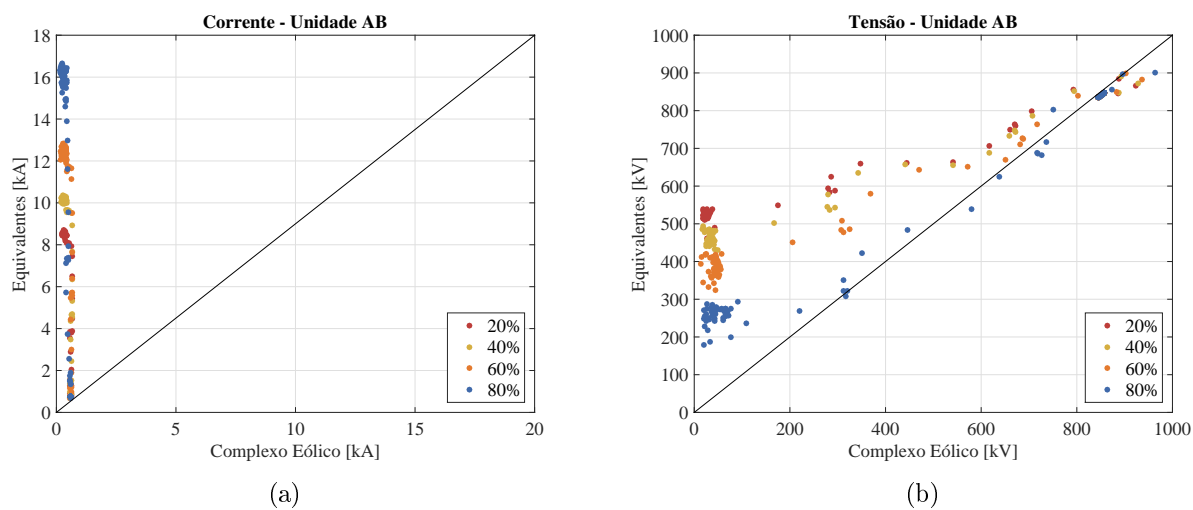


Figura C.5. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $|\hat{I}_{AB}|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $|\hat{V}_{AB}|$

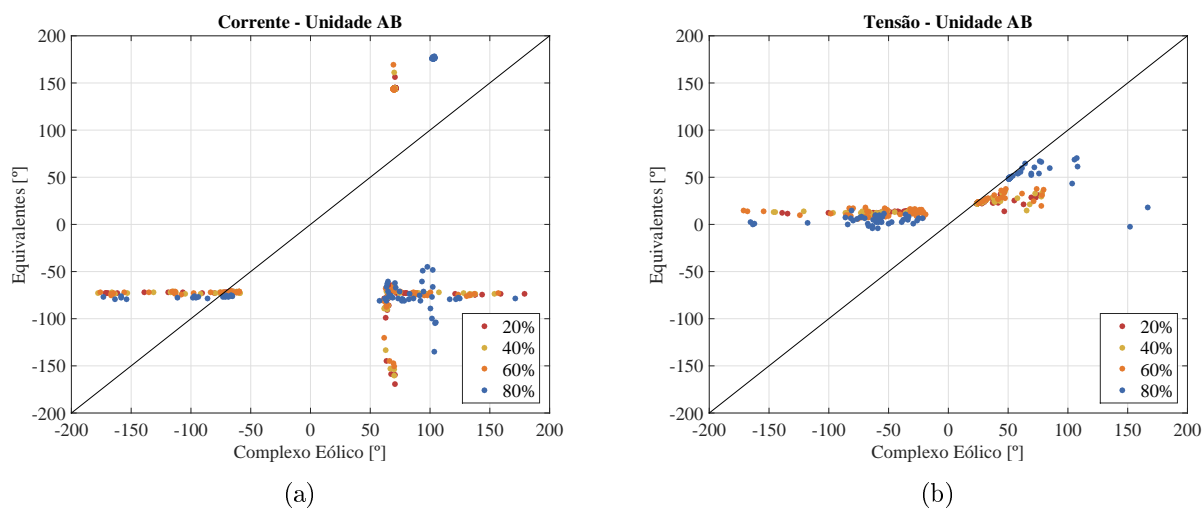


Figura C.6. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle \hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle \hat{V}_{AB}$

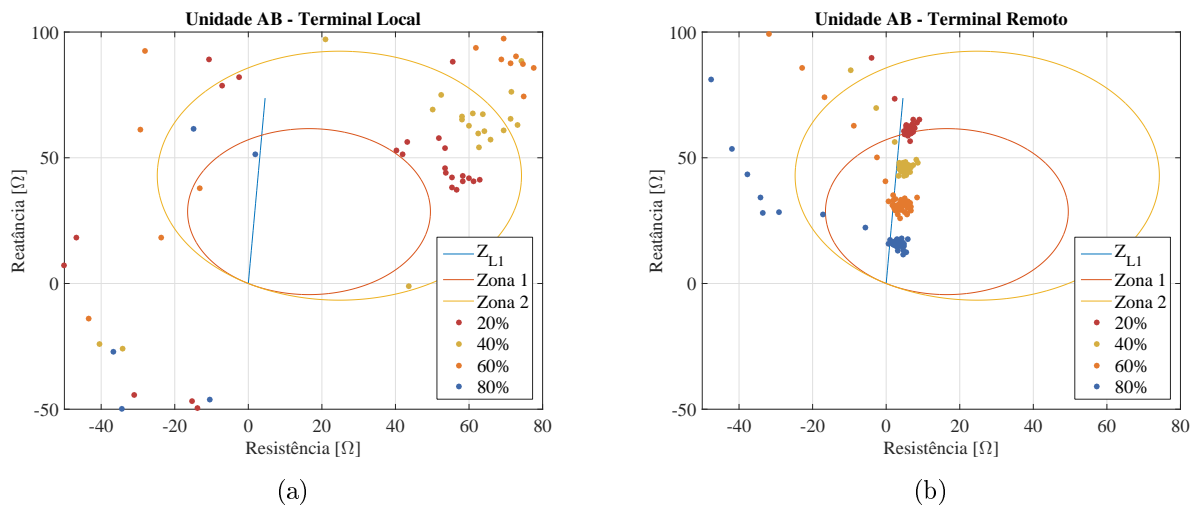


Figura C.7. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,LOC}$

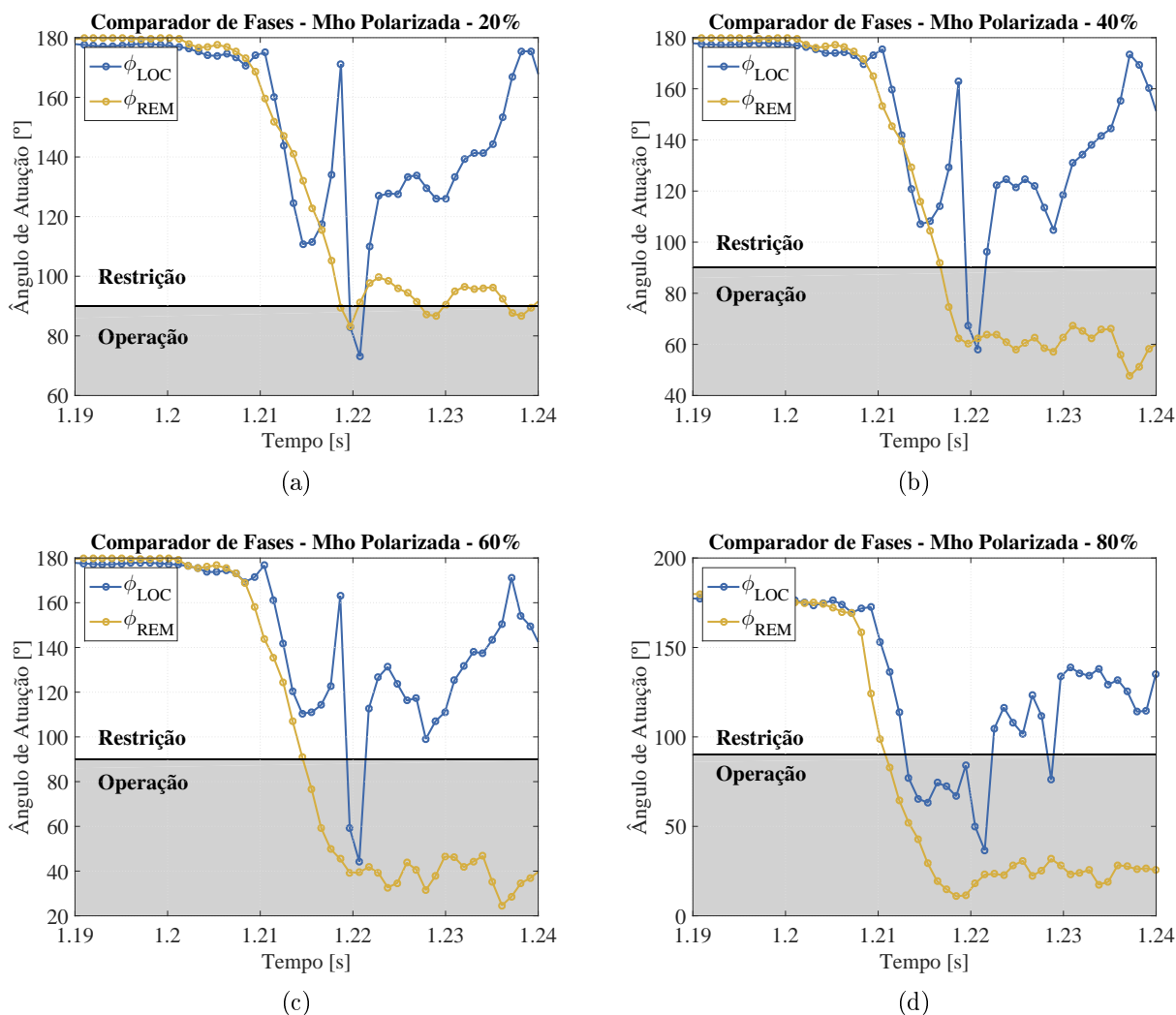


Figura C.8. Comparador de fase para a característica mho polarizada por memória de tensão: (a) 20% da linha protegida (b) 40% da linha protegida (c) 60% da linha protegida (d) 80% da linha protegida

D.1 RESISTÊNCIA DE FALTA $10 \mu\Omega$ - APLICADAS EM 20%, 40%, 60% E 80% DO TERMINAL LOCAL

De forma semelhante aos demais resultados apresentados, a Figura D.1 apresenta a comparação entre os módulos dos fasores \hat{I}_{AB} e \hat{V}_{AB} para as contribuições de falta vindas do terminal local e remoto. A Figura D.2 apresenta a comparação entre as fases destes fasores.

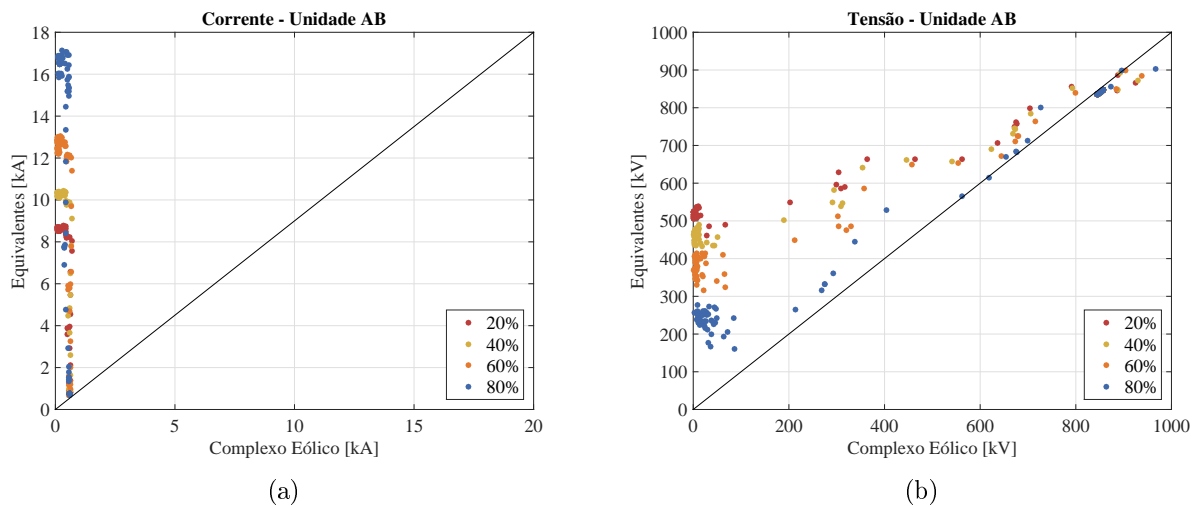


Figura D.1. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $|\hat{I}_{AB}|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $|\hat{V}_{AB}|$

As impedâncias medidas pelos terminais local e remoto são ilustradas no diagrama R-X pela Figura D.3.

Os ângulos ϕ dos comparadores de fase para a característica mho polarizada por memória de tensão são ilustrados pela Figura D.1.

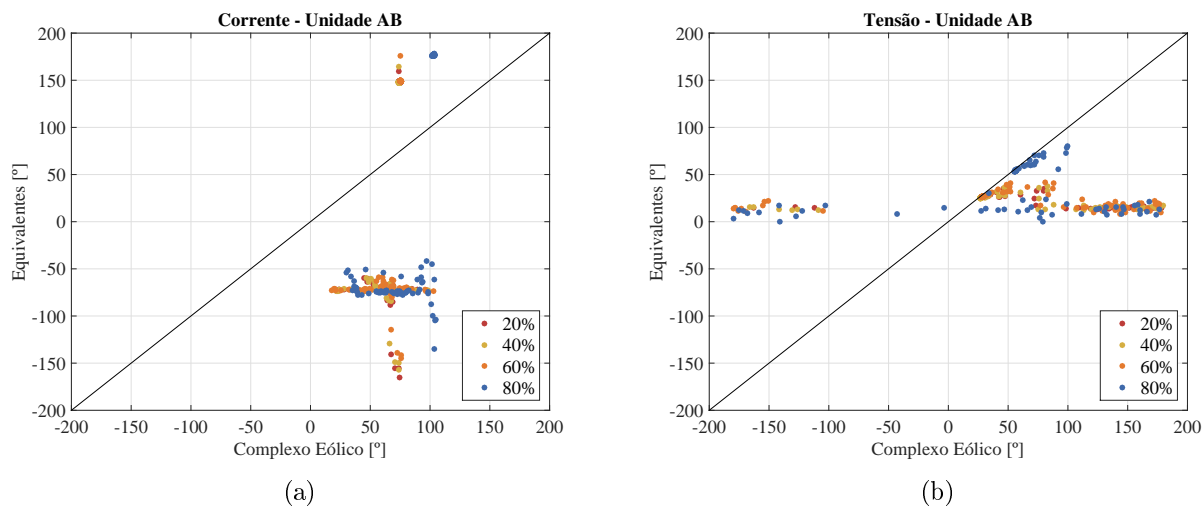


Figura D.2. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - \hat{I}_{AB} (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - \hat{V}_{AB}

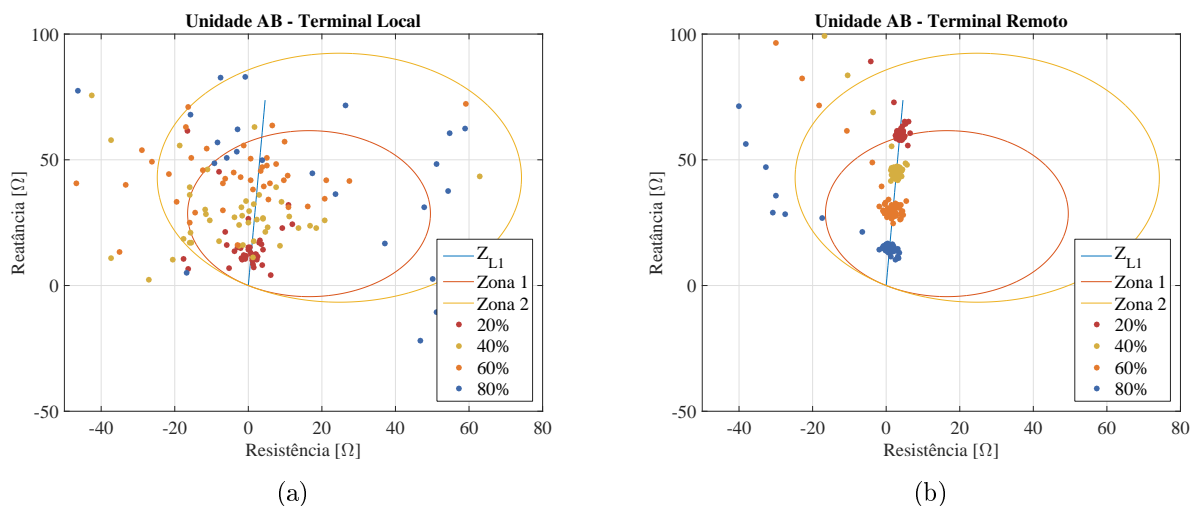


Figura D.3. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,LOC}$

D.2 RESISTÊNCIA DE FALTA 5 Ω - APLICADAS EM 20%, 40%, 60% E 80% DO TERMINAL LOCAL

A Figura D.5 apresenta a comparação para os módulos $|\hat{I}_{AB}|$ e $|\hat{V}_{AB}|$ para ambos os terminais da linha protegida. Enquanto a Figura D.6 apresenta a comparação entre as fases dos fasores \hat{I}_{AB} e \hat{V}_{AB} para os terminais local e remoto.

Se tratando dos resultados apresentados através da Figura D.7, as impedâncias medidas pelos terminais local e remoto são ilustradas no diagrama R-X pela Figuras D.7(a) e D.7(b), respectivamente.

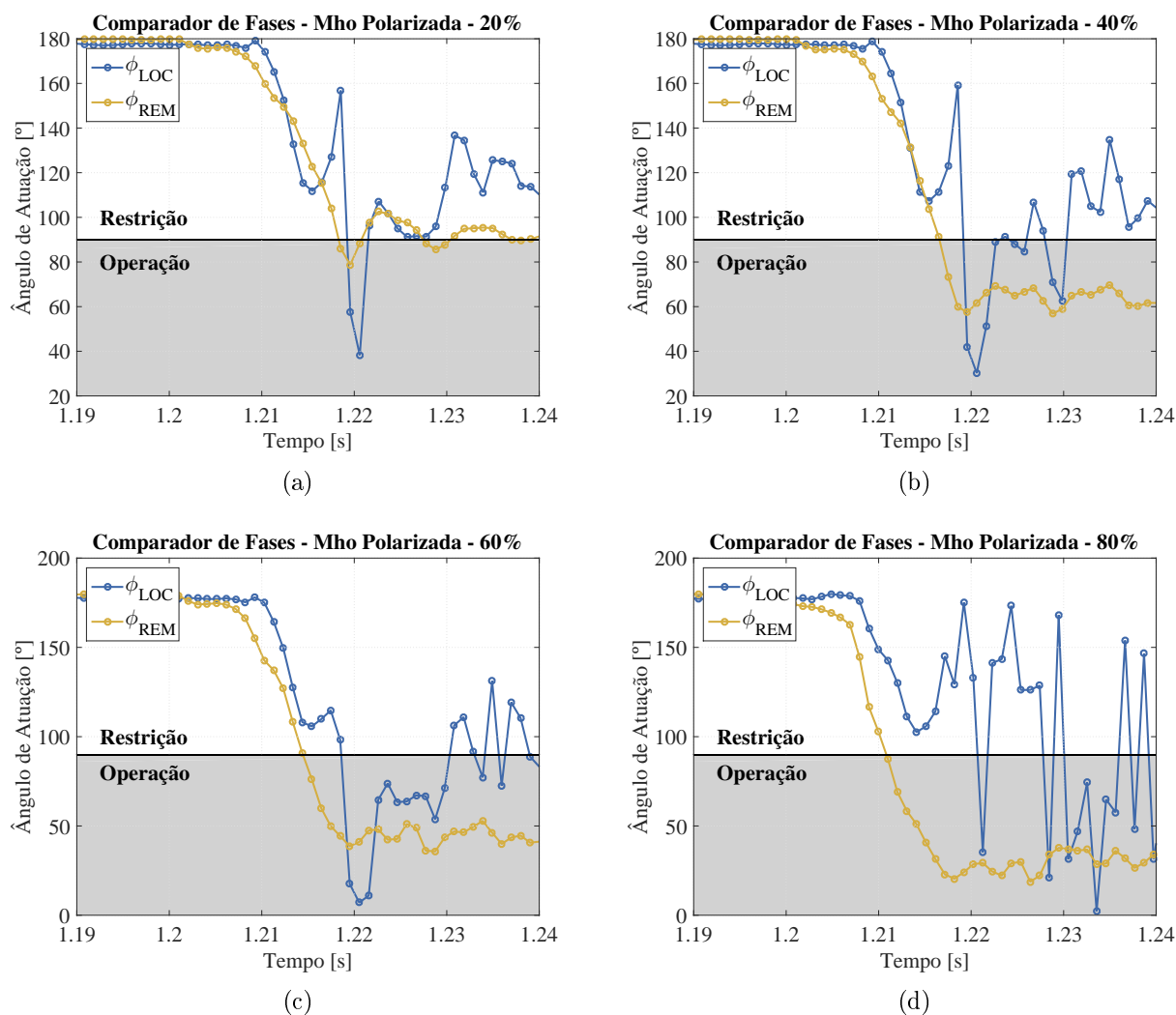


Figura D.4. Comparador de fase para a característica mho polarizada por memória de tensão: (a) 20% da linha protegida (b) 40% da linha protegida (c) 60% da linha protegida (d) 80% da linha protegida

Através da Figura D.2 é apresentado o comportamento da característica mho polarizada onde são ilustrados os ângulos ϕ dos comparadores de fase para a característica.

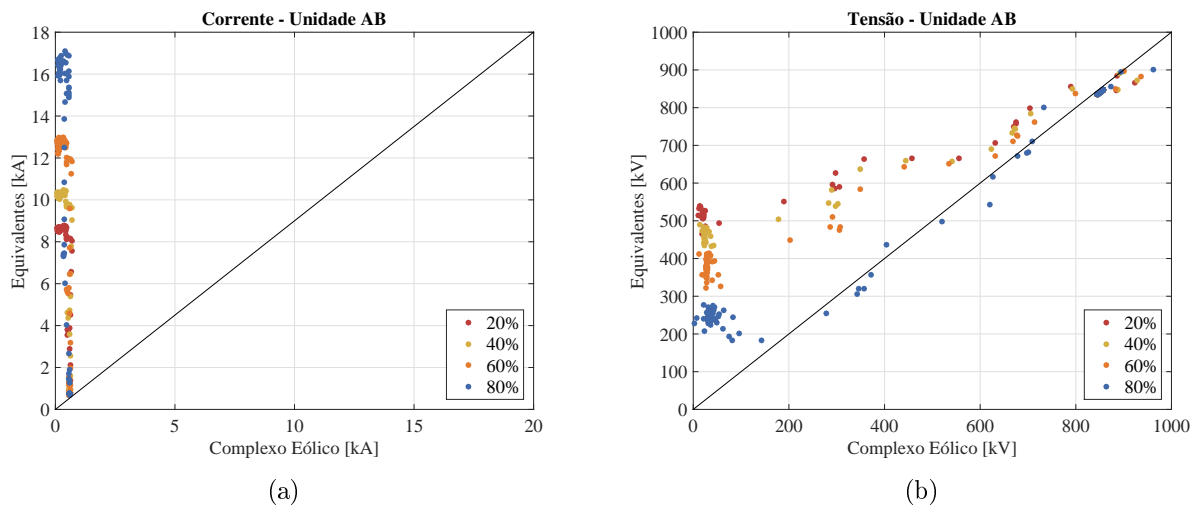


Figura D.5. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $|\hat{I}_{AB}|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $|\hat{V}_{AB}|$

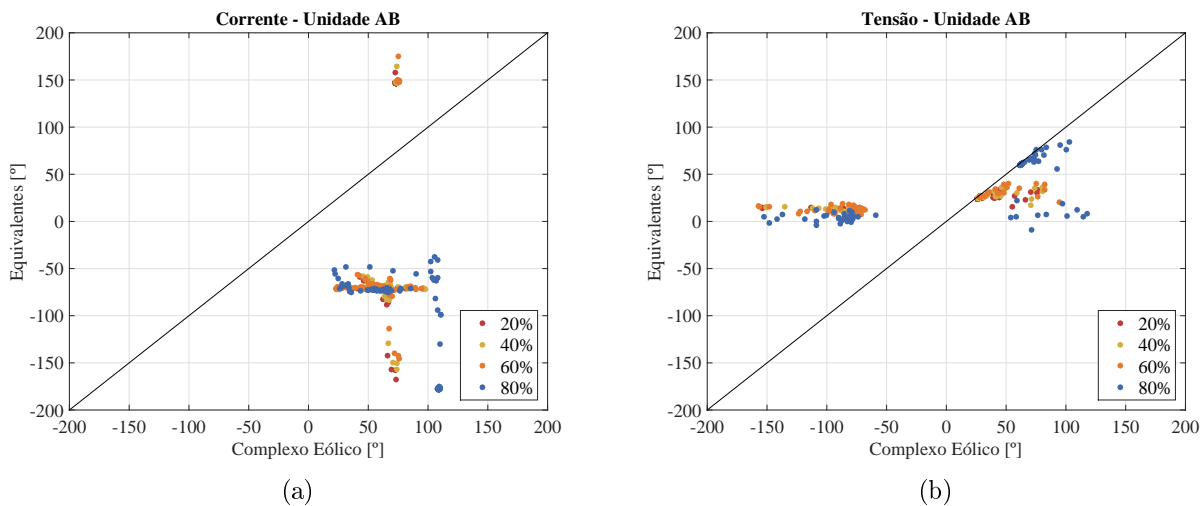


Figura D.6. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AB - $\angle \hat{I}_{AB}$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle \hat{V}_{AB}$

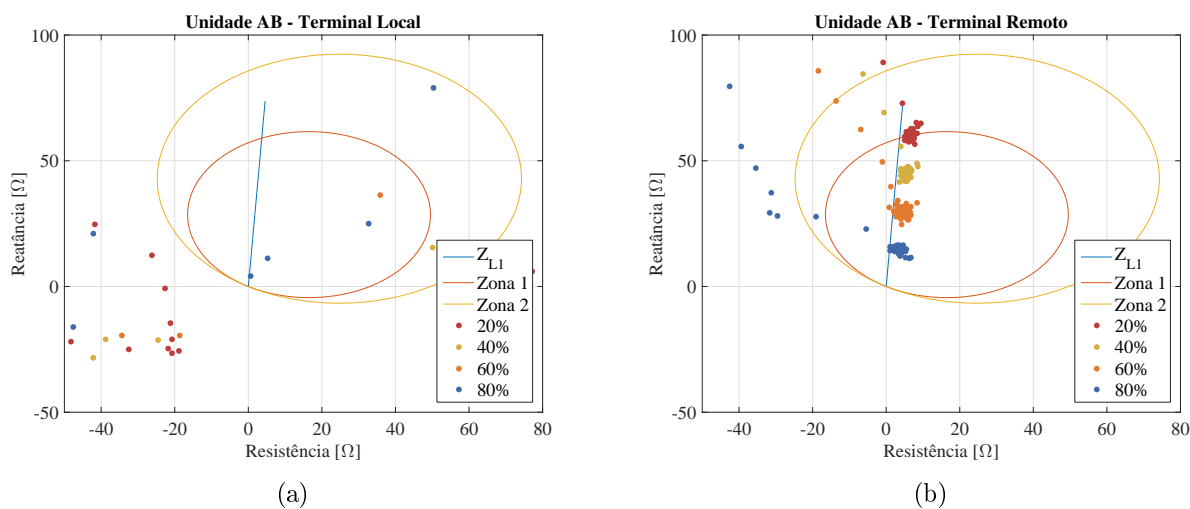


Figura D.7. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AB,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AB,LOC}$

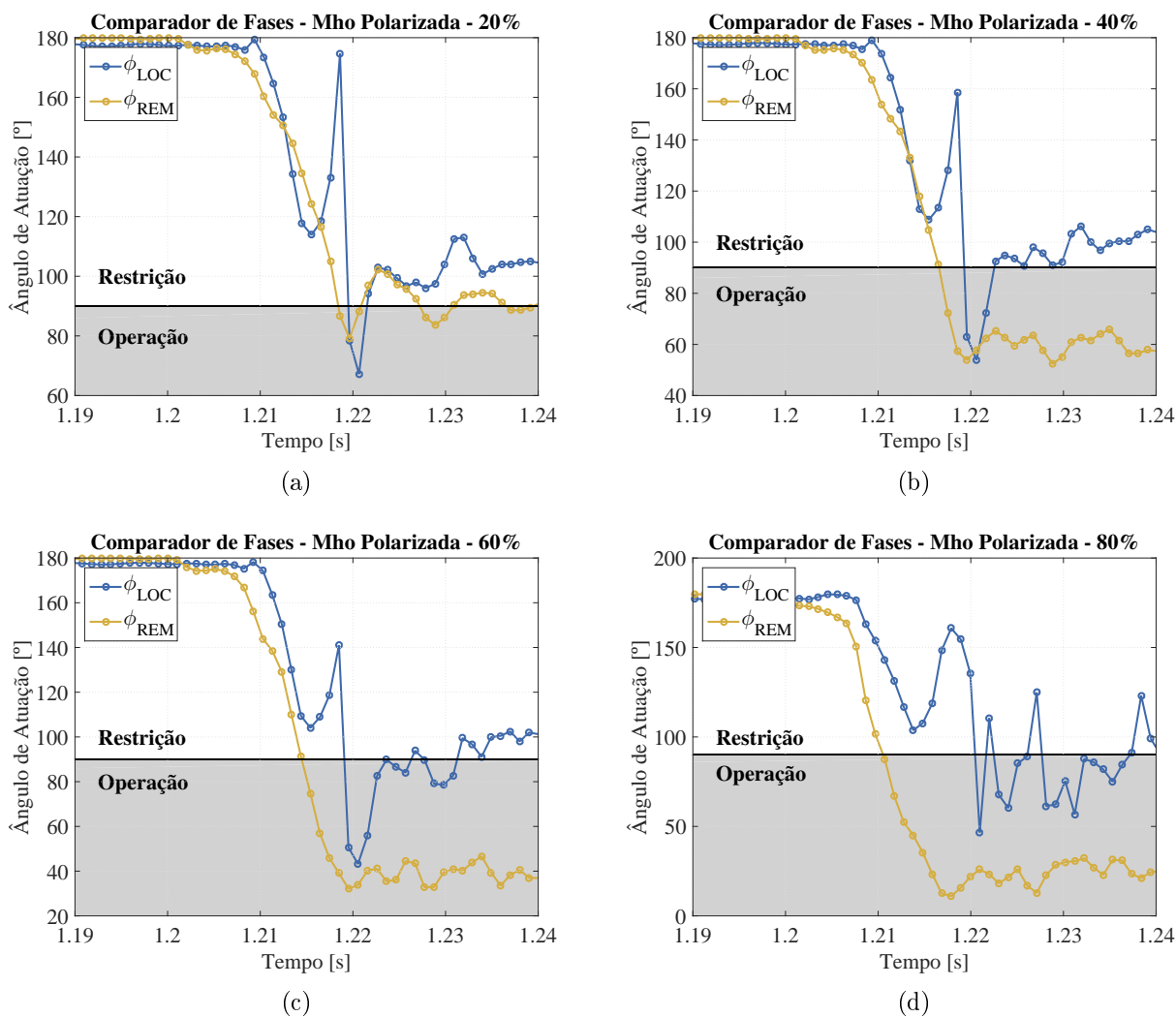


Figura D.8. Comparador de fase para a característica mho polarizada por memória de tensão: (a) 20% da linha protegida (b) 40% da linha protegida (c) 60% da linha protegida (d) 80% da linha protegida

E.1 RESISTÊNCIA DE FALTA $10 \mu\Omega$ - APLICADAS EM 20%, 40%, 60% E 80% DO TERMINAL LOCAL

A Figura E.1 apresenta a comparação entre os módulos dos fasores \hat{I}'_A e \hat{V}_A para as contribuições de falta vindas do terminal local e remoto. A Figura E.2 apresenta a comparação entre as fases destes fasores.

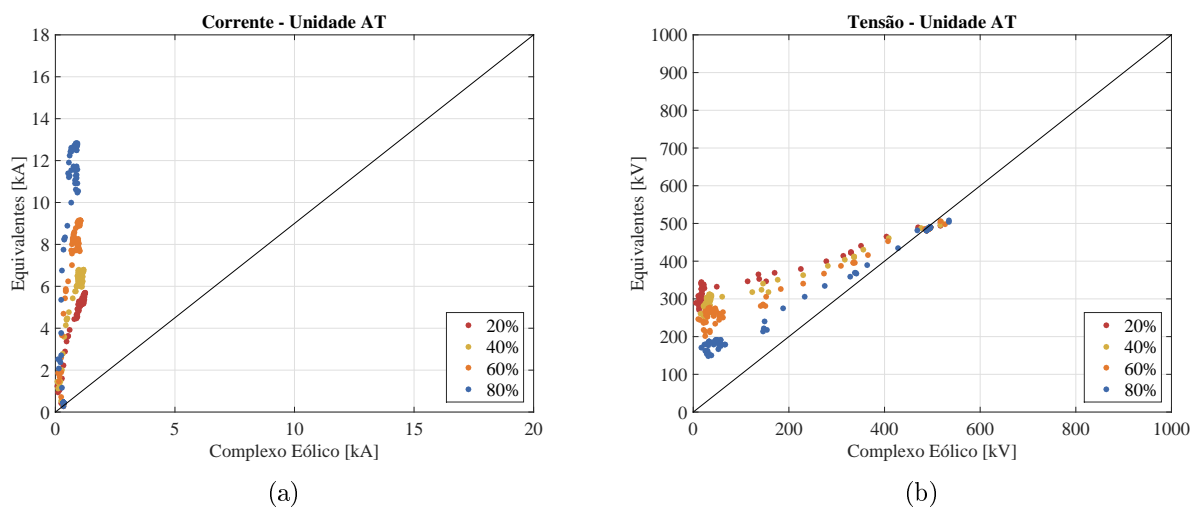


Figura E.1. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $|\hat{I}'_A|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $|\hat{V}_A|$

As impedâncias medidas pelos terminais local e remoto são ilustradas no diagrama R-X pela Figura E.3.

Os ângulos ϕ dos comparadores de fase para a característica mho polarizada por memória de tensão são ilustrados pela Figura E.1.

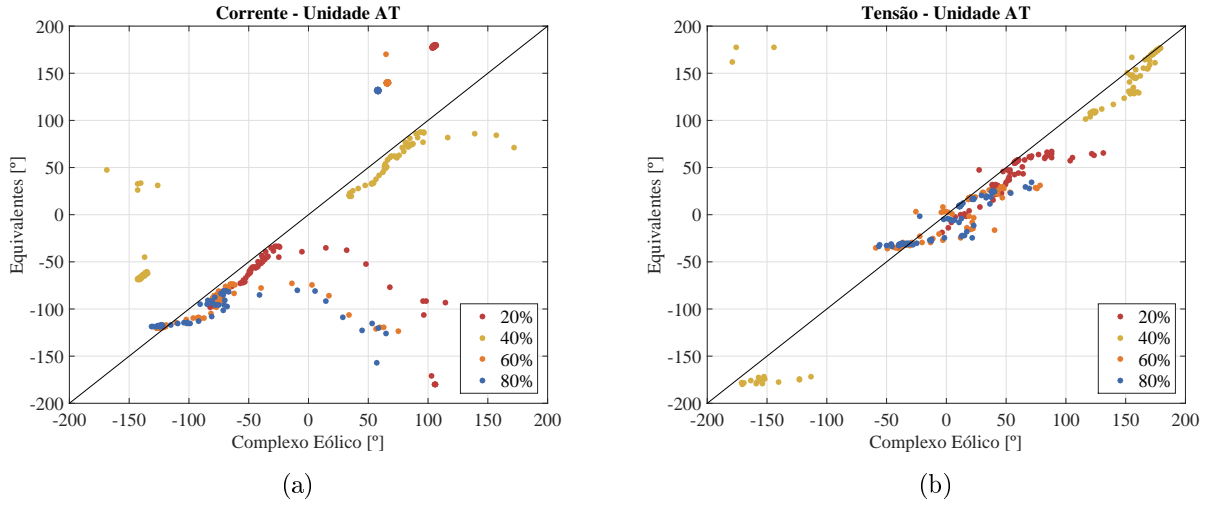


Figura E.2. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AT - \hat{I}'_A (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - \hat{V}_A

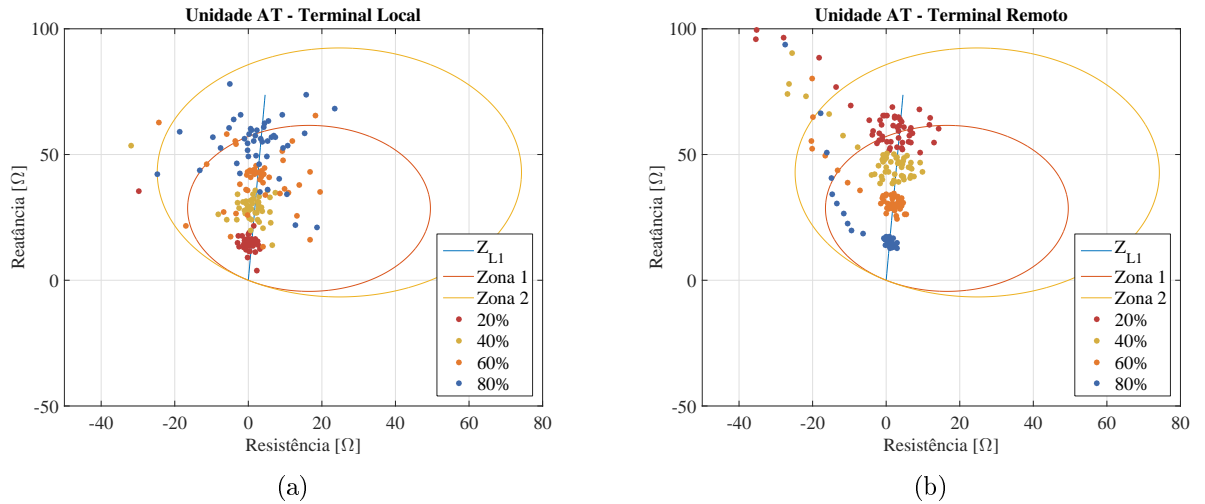


Figura E.3. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AT,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AT,LOC}$

E.2 RESISTÊNCIA DE FALTA 5 Ω - APLICADAS EM 20%, 40%, 60% E 80% DO TERMINAL LOCAL

A Figura E.5 apresenta a comparação entre os módulos dos fasores \hat{I}'_A e \hat{V}_A para as contribuições de falta vindas do terminal local e remoto. A Figura E.6 apresenta a comparação entre as fases destes fasores.

As impedâncias medidas pelos terminais local e remoto são ilustradas no diagrama R-X pela Figura E.7.

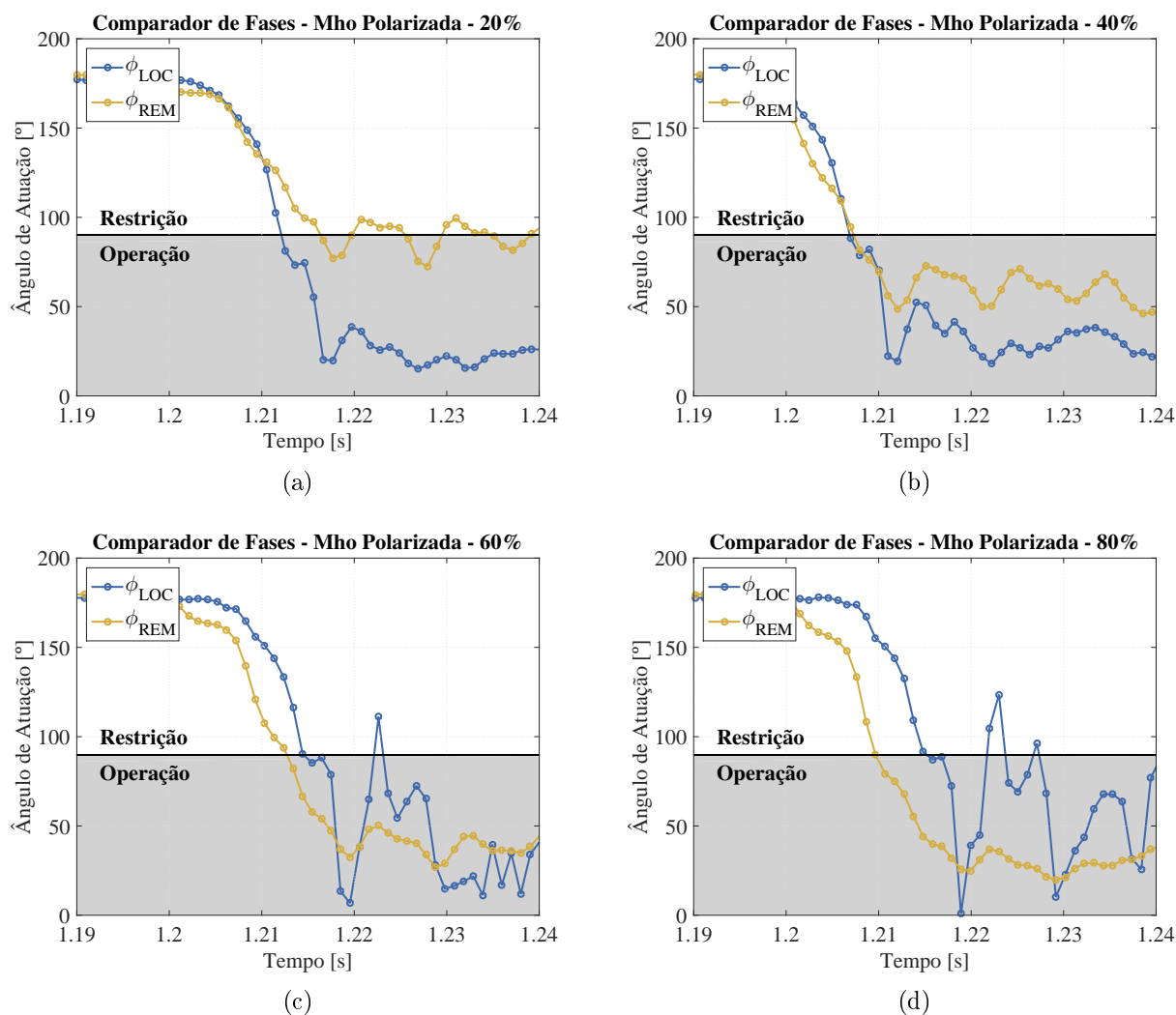


Figura E.4. Comparador de fase para a característica mho polarizada por memória de tensão: (a) 20% da linha protegida (b) 40% da linha protegida (c) 60% da linha protegida (d) 80% da linha protegida

Os ângulos ϕ dos comparadores de fase para a característica mho polarizada por memória de tensão são ilustrados pela Figura E.2.

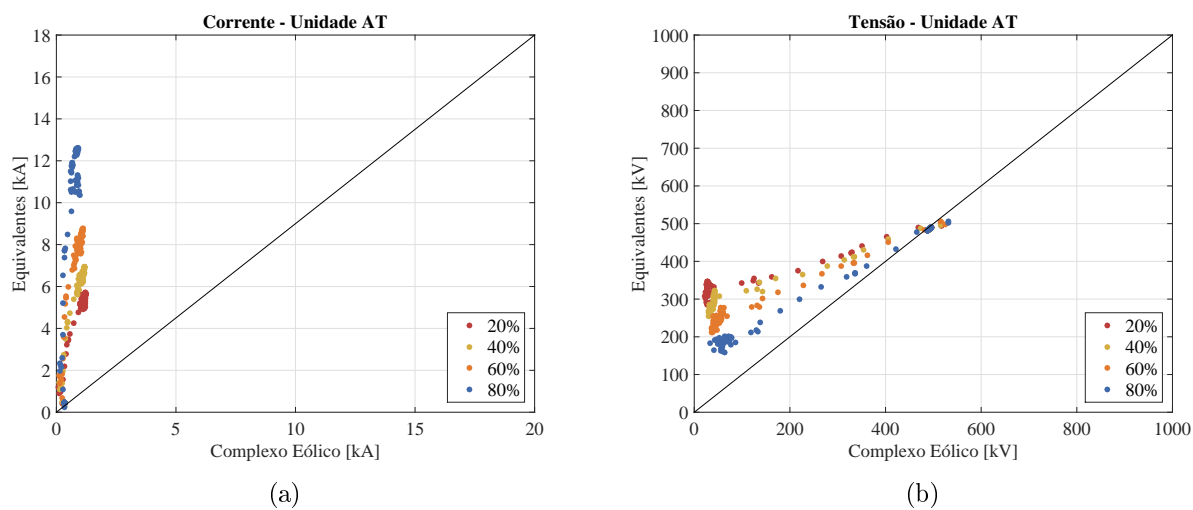


Figura E.5. Comparação entre sinais: (a) módulo da corrente medida pela unidade AB - $|\hat{I}'_A|$ (b) módulo da tensão medida pela unidade AB - $|\hat{V}_A|$

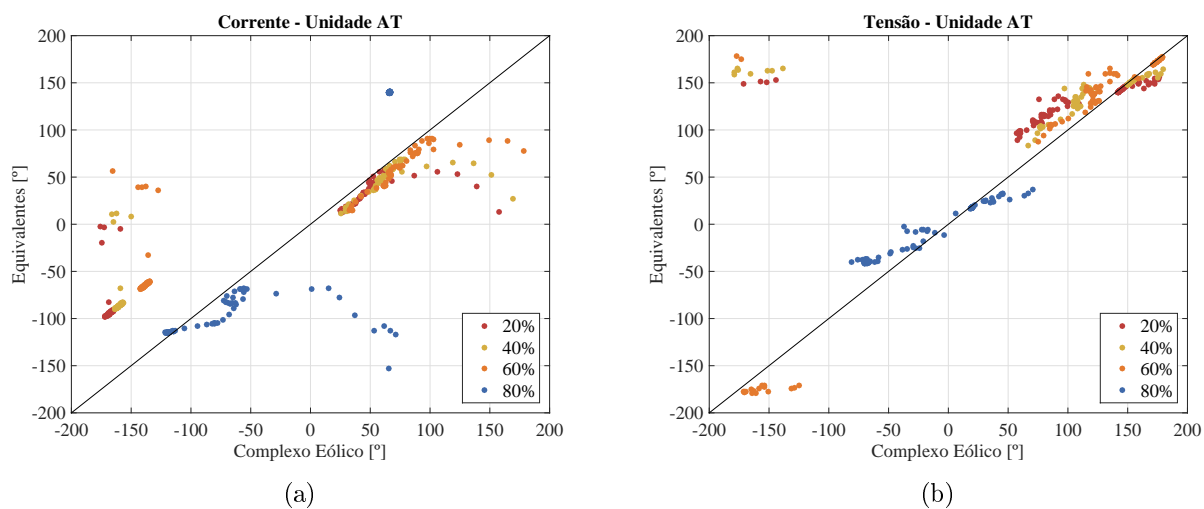


Figura E.6. Comparação entre sinais: (a) ângulo da corrente medida pela unidade AT - $\angle \hat{I}'_A$ (b) ângulo da tensão medida pela unidade AB - $\angle \hat{V}_A$

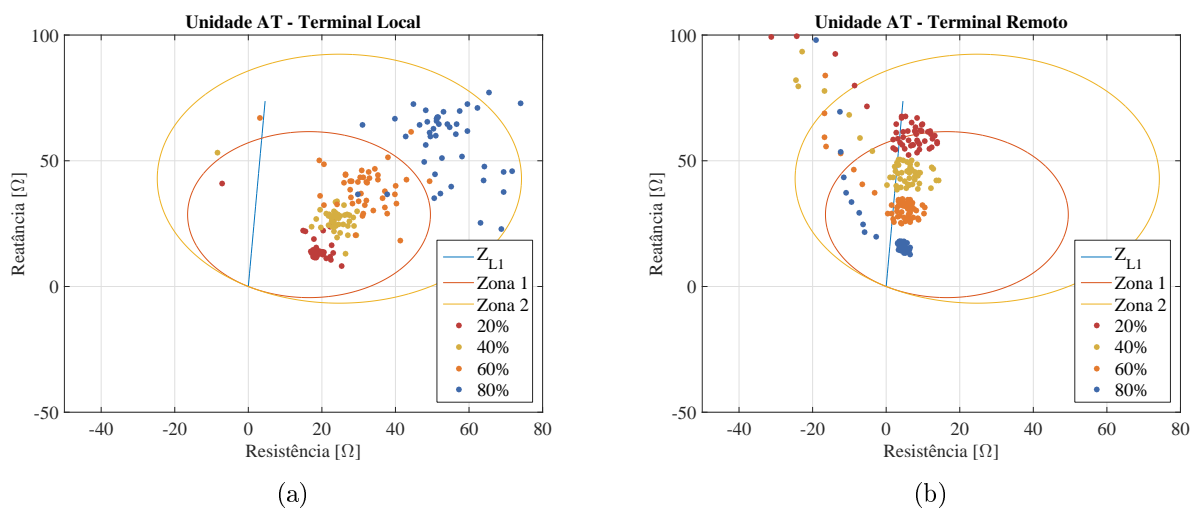


Figura E.7. Impedâncias medidas pelo relé de distância: (a) terminal local - $Z_{AT,LOC}$ (b) terminal remoto - $Z_{AT,LOC}$

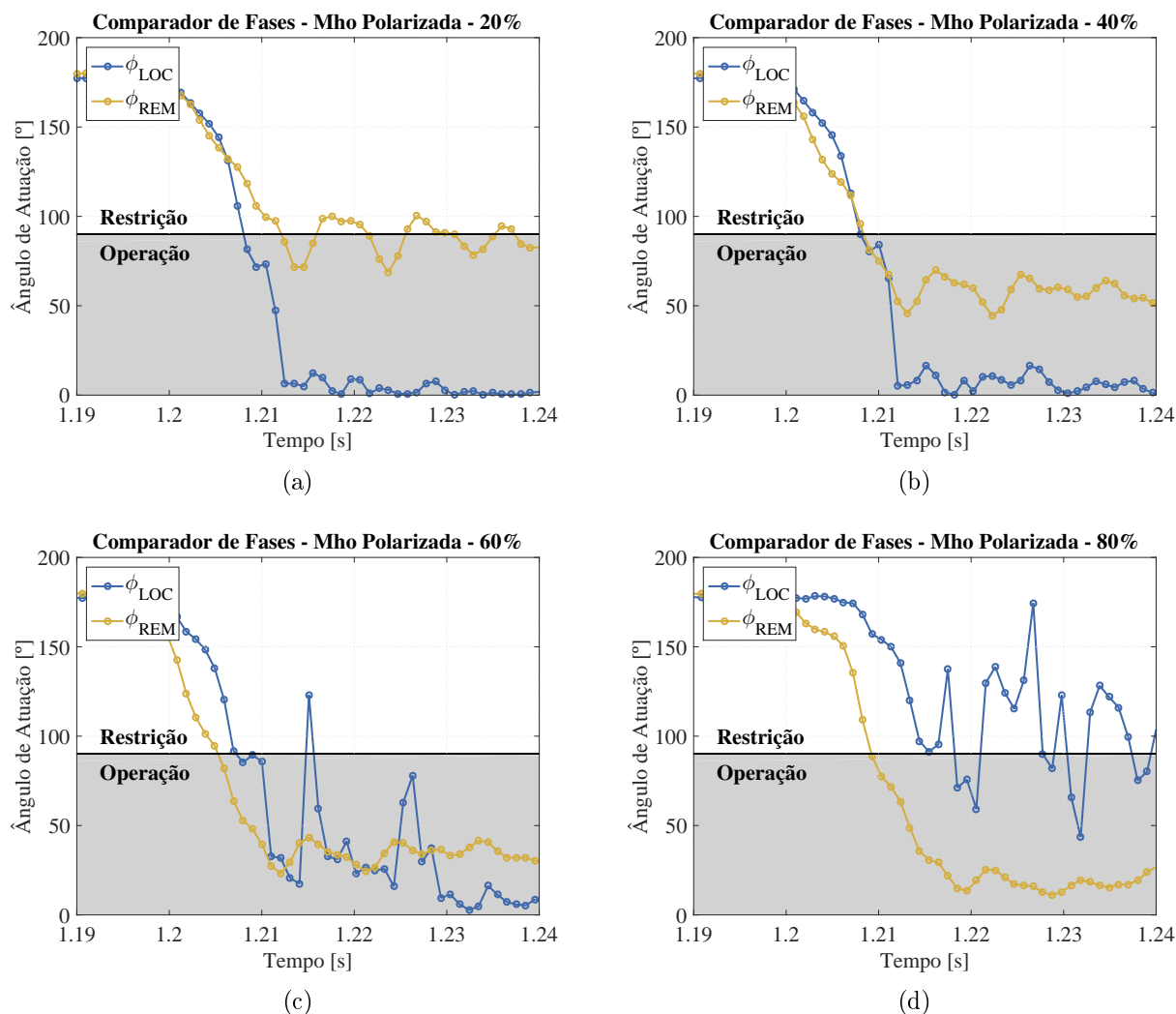


Figura E.8. Comparador de fase para a característica mho polarizada por memória de tensão: (a) 20% da linha protegida (b) 40% da linha protegida (c) 60% da linha protegida (d) 80% da linha protegida