



**INFLUÊNCIA DE SISTEMAS HVDC NO DESEMPENHO
DA PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA DE LINHAS DE
TRANSMISSÃO CA**

José Jorge Corrêa Tavares

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

**FACULDADE DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO**

**INFLUÊNCIA DE SISTEMAS HVDC NO DESEMPENHO
DA PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA DE LINHAS DE
TRANSMISSÃO CA**

JOSÉ JORGE CORRÊA TAVARES

Dissertação de mestrado submetida ao Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Tecnologia da Universidade de Brasília, como parte dos requisitos necessários para obtenção do Grau de Mestre.

Aprovada por:

Kleber Melo e Silva, Dr. – ENE/UnB
(Orientador)

Felipe Vigolvino Lopes, Dr. – ENE/UnB
(Examinador Interno)

Paulo Márcio da Silveira, Dr. – UNIFEI
(Examinador Externo)

Antônio Carlos Siqueira de Lima, Dr. – UFRJ
(Examinador Externo)

FICHA CATALOGRÁFICA

TAVARES, JOSÉ JORGE CORRÊA

Influência de Sistemas HVDC no desempenho da proteção de distância de Linhas de Transmissão CA. [Distrito Federal] 2020.

xvii, 92p., 210x297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Dissertação de Mestrado, 2020).

Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia, Departamento de Engenharia Elétrica.

Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Proteção de Distância de Linhas de Transmissão

2. Sistemas HVDC.

3. CSC-LCC

4. Complexo do Madeira

I. ENE/FT/UnB.

II. Título (série).

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

TAVARES, J. J. C. (2020). Influência de Sistemas HVDC no Desempenho da Proteção de Distância de Linhas de Transmissão CA. [Distrito Federal] 2020. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGEE. DM-746/2020, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 92p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: José Jorge Corrêa Tavares

TÍTULO: Influência de Sistemas HVDC no Desempenho da Proteção de Distância de Linhas de Transmissão CA.

GRAU: Mestre

ANO: 2020

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta 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 desta dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

José Jorge Corrêa Tavares
Universidade de Brasília (UnB)
Campus Darcy Ribeiro
Faculdade de Tecnologia – FT
Departamento de Eng. Elétrica (ENE)
Brasília – DF CEP 70919-970

Dedico este trabalho às minhas filhas Maria Eduarda e Maria Fernanda, por servirem de inspiração e me fazerem buscar o melhor de mim.

AGRADECIMENTOS

Ao Senhor Nosso Deus, pelo dom da vida, pela saúde, pelas bênçãos que tem me dado e por todas as coisas que permitiu terem se concretizado em minha vida.

À Karla Patrícia, minha amada esposa, pela compreensão e apoio ao longo desses anos, fatores determinantes para a conclusão com sucesso desse trabalho. Às minhas filhas, Maria Eduarda e Maria Fernanda, que inocentemente abriram mão do tempo que lhes era devido para as nossas brincadeiras e por serem sempre inspiração na minha vida.

À minha Querida Mãe Maria dos Prazeres e ao meu Pai José Jorge Tavares, pelo apoio, incentivo e exemplo acadêmico que me deram ao continuar envidando esforços para estudar e se aperfeiçoarem em suas áreas mesmo diante das adversidades da vida. E especialmente aos meus Avós pelo exemplo de trabalho e por tudo que representaram para mim (In Memoriam).

Aos meus irmãos Juliano, Diego, Pietro, Breno e à minha irmã Irlanda por sempre me incentivarem e acreditarem no meu potencial. À minha sogra Margarida pelo incentivo.

Aos amigos da Eletronorte Leonardo, Onivaldo, Kenneth, Filipe, Aniela, João Paulo, Thiago, Joaquim, Ismael, Luís Cláudio e Dr.^a Elaine, pelo incentivo, disponibilidade nas conversas e idéias trocadas sobre o tema, em especial ao Prof. Nilo Sérgio pela amizade e apoio, por compartilhar seus conhecimentos sobre modelagem de sistemas elétricos de potência no ATP, imprescindíveis para o bom andamento dessa pesquisa.

Aos amigos do Laboratório de Proteção de Sistemas Elétricos da UnB (LAPSE) em especial ao Caio, Eduardo, Tiago, Pedro, Fernanda, Marayanne, Priscila e Prof.^a Maria Leonor por toda a amizade e apoio na solução das dúvidas. Ao Prof. Felipe Lopes, pelas sugestões na pesquisa e ensinamentos recebidos no curso e pela motivação que transmite aos seus alunos.

Ao Prof. Kleber Melo, pela disponibilidade, amizade e paciência, pelo exemplo de professor comprometido com o ensino, por ter contribuído significativamente para o meu crescimento pessoal e profissional e pela excelente orientação realizada, a qual foi fundamental para a conclusão dessa dissertação de mestrado.

Ao Prof. Methodio Godoy, paraninfo da turma de formandos em Engenharia Elétrica na UFPE em 2004, pela confiança, recomendação e incentivo para a realização do mestrado.

Ao Prof. José Carlos Oliveira, pelos esclarecimentos nas dúvidas sobre os Sistemas HVDC, todas as conversas e material disponibilizado sobre este tema tão importante e atual.

RESUMO

Neste trabalho, apresenta-se simulações realizadas para avaliar o desempenho da função de proteção de distância (código ANSI 21) em uma linha de transmissão adjacente ao *link* HVDC do Madeira. A função 21 com característica mho polarizada foi implementada para avaliar a influência do *link* HVDC de topologia LCC diante de situações de faltas na rede CA adjacente em 500 kV. Com esse propósito, foi modelado um sistema utilizando o software ATP, através de sua interface ATPDraw, com a utilização de parâmetros reais de linhas de transmissão (LTs). A validação do caso base em regime permanente foi realizada por meio de comparação com simulações realizadas no programa ANAREDE, ao passo que os níveis de curto-circuito foram comparados por meio de simulações no programa ANAFAS. Os resultados mostram as diferenças no desempenho da proteção de distância em função da presença do *link* HVDC. Neste trabalho, detalham-se as características operacionais do Sistema HVDC do Madeira, características dos modelos CSC-LCC e CSC-CCC de elos HVDC, de forma a subsidiar uma avaliação do seu impacto sobre a proteção de distância do Sistema CA adjacente através das situações evidenciadas nas simulações.

Palavras-Chave: Sistemas HVDC, CSC-LCC, ATP, Proteção de distância, Complexo do Madeira.

ABSTRACT

This master's thesis aims to present the simulations performed to evaluate the performance of the distance protection function (ANSI code 21) on a transmission line adjacent to the Madeira HVDC link. The polarized mho characteristic function 21 was implemented to evaluate the influence of the LCC topology HVDC link in the event of faults in the adjacent AC network. For this purpose, a system was modeled using the ATP software, through its ATPDraw interface, using real transmission line (TL) parameters. The validation of the base case on a permanent basis was performed by means of comparison with simulations carried out in the ANAREDE program, where as the short circuit levels were compared by means of simulations in the ANAFAS program. The results show the differences in the distance protection performance due to the presence of the HVDC link. In this work, the operational characteristics of the Madeira HVDC System, characteristics of the CSC-LCC and CSC-CCC models of HVDC links are detailed, in order to support an assessment of their impact on the protection of distance from the adjacent AC System through the situations evidenced in the simulations.

Keywords: HVDC, CSC-LCC, ATP, Distance Protection, Complexo do Madeira.

SUMÁRIO

RESUMO.....	vi
ABSTRACT	vii
LISTA DE TABELAS.....	xii
LISTA DE SÍMBOLOS	xiii
LISTA DE SIGLAS.....	xvii
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA.....	1
1.2. OBJETIVOS	4
1.3. PUBLICAÇÕES	5
1.4. ORGANIZAÇÃO DO TEXTO.....	5
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	6
2.1. FALHAS DE COMUTAÇÃO E CONTRIBUIÇÕES DE SISTEMAS HVDC..	7
2.2. INFLUÊNCIA DE SISTEMAS HVDC TIPO VSC NAS PROTEÇÕES CA	9
3. FUNDAMENTAÇÃO DA TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA	11
3.1. HISTÓRIA DA TRANSMISSÃO HVDC	11
3.2. O COMPLEXO DO MADEIRA.....	15
3.3. SISTEMA DE CONTROLE DO COMPLEXO DO MADEIRA	18
3.4. CONVERSORES CA-CC	19
3.5. CONVERSORES VSC E CSC	23
3.6. O CONVERSOR CSC-LCC.....	24
3.7. O CONVERSOR CSC-CCC	26
3.8. MODELAGEM DOS CONVERSORES CSC-LCC.	31
3.9. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	38
4. FUNDAMENTAÇÃO DA PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA PARA LINHAS DE TRANSMISSÃO.....	40
4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	40
4.2. IMPEDÂNCIA MEDIDA PELO RELÉ	42
4.3. DIAGRAMA RX E CARACTERÍSTICAS DE OPERAÇÃO.....	50
4.4. TRAJETÓRIA DA IMPEDÂNCIA MEDIDA PELO RELÉ	51
4.5. ZONAS DE PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA.....	52
4.6. COMPARADORES.....	55
4.6.1 Comparador de Fase.....	55

4.6.2	Comparador de Magnitude	57
4.6.3	Característica Mho Autopolarizada.....	58
4.6.4	Característica Mho Polarizada.....	59
5.	ANÁLISE DOS RESULTADOS.....	63
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	63
5.2	SISTEMA ELÉTRICO ANALISADO.....	63
5.3	PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA.....	69
5.4	PROCESSO DE ESTIMAÇÃO FASORIAL.....	70
5.4.1	Janelamento de Sinais	70
5.4.2	Algoritmos Baseados na Série de Fourier.....	71
5.4.3	Filtro Cosseno Modificado	72
5.5	ANÁLISE TRANSITÓRIA DE CURTO-CIRCUITO (ATC).....	74
5.5.1	Faltas internas na Linha 500 kV Araraquara 2 / Taubaté	75
5.5.2	Faltas internas na Linha Taubaté / Cachoeira Paulista	78
5.5.3	Faltas no Barramento da SE Taubaté.....	82
5.5.4	Faltas no Barramento da SE Cachoeira Paulista.....	84
5.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	87
6.	CONCLUSÕES E PROPOSTAS FUTURAS.....	88
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	90

LISTA DE FIGURAS

1.1 – Representação dos <i>links</i> de Integração em HVDC no Brasil	3
2.1 – <i>Modified</i> Prabha Kundur <i>Two-Area System</i>	9
3.1 – Sistema de transmissão do complexo do Rio Madeira.	16
3.2 – SE Araraquara 2, Polo 1 e Polo 2 do Bipolo 1.	16
3.3 – Linhas de Transmissão ± 600 kV Coletora Porto Velho / Araraquara 2.	16
3.4 – Bipolo 1 do Complexo HVDC do Madeira na SE Araraquara 2	17
3.5 – Representação Esquemática do Modo de Operação Bipolar e Monopolar.	18
3.6 – Representação Esquemática do Controle Mestre do Sistema HVDC do Madeira	19
3.7 – Tecnologias aplicáveis aos conversores HVDC	20
3.8 – Topologia do CSC-LCC	25
3.9 – Possibilidades de utilização do sistema de transmissão em HVDC	26
3.10 – Configurações conversora HVDC utilizando capacitores série – Arranjos CSC-CCC	28
3.11 – Topologia do Conversor CSC-CCC	29
3.12 – Arranjo topológico da estação conversora CSC-LCC.	32
3.13 – Esquemático dos perfis de onda durante transição no processo de comutação	33
3.14 – Perfis de onda de uma estação conversora com ângulo de disparo maior que 0° e ângulo de comutação diferente de 0°	34
4.1 – Diagrama unifilar de um circuito trifásico com uma falta aplicada no ponto F	43
4.2 – Diagramas de sequência zero, positiva e negativa considerando falta no ponto F.	44
4.3 – Diagramas de Sequência para uma falta trifásica.	45
4.4 – Circuitos de sequência para uma falta bifásica entre as fases B e C.	47
4.5 – Circuitos de sequência para uma falta bifásica para a terra e fases B e C.	48
4.6 – Circuitos de sequência para uma falta monofásica na fase A.	49
4.7 – Trajetória da impedância vista pelo relé (mho e quadrilateral).	52
4.8 – Representação da impedância medida pelo relé no plano complexo.	50

4.9 – Tipos de características de operação do relé de distância: (a) Impedância; (b) Mho; (c) Lenticular; (d) Retângulo; (e) Blinder; (f) Reatância; (g) Resistência.	51
4.10 – Representação das zonas de proteção de distância.	54
4.11 – Representação das zonas de proteção de distância no diagrama RX.	54
4.12 – Representação da interseção das zonas de atuação dos relés nos terminais de uma LT55	
4.13 – Representação da característica mho no plano RX.	56
4.14 – Relação entre as fases de Z_{op} e Z_{pol}	57
4.15 – Relação entre as magnitudes de Z_{op} e Z_{pol} e para o caso de Z_R : a) dentro da característica mho; b) sobre a característica mho; c) fora da característica mho.	58
4.16 – Tensão de suplementação para a tensão: a) V_a falta fase-terra; b) V_{bc} falta fase-fase...	60
4.17 – Característica mho polarizada: (a) falta na direção direta;(b) falta na direção reversa .	62
5.1 – Detalhe do Modelo <i>Benchmark</i> para Estudos de HVDC do Cigré topologia LCC.....	64
5.2 – Representação da Barra da SE Araraquara 2 e Rede CA Sudeste no sistema modelo....	66
5.3 – Representação das Usinas do Madeira e Setor 500 kV da SE Coletora Porto Velho.	67
5.4 – Representação do TF13 e SE Coletora Porto Velho e Sistema Acre-Rondônia 230 kV.	68
5.5 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal local SE Araraquara 2.....	77
5.6 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal remoto SE Taubaté.	77
5.7 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal local SE Araraquara 2.....	78
5.8 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal remoto SE Taubaté	78
5.9 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal local SE Araraquara 2.....	80
5.10 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal remoto SE Taubaté	80
5.11 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal local SE Araraquara 2.....	81
5.12 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal remoto SE Taubaté	81
5.13 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal local SE Araraquara 2.....	82
5.14 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal remoto SE Taubaté	83
5.15 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal local SE Araraquara 2.....	83
5.16 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal remoto SE Taubaté	84
5.17 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal local SE Araraquara 2.....	85
5.18 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal remoto SE Taubaté	85
5.19 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal local SE Araraquara 2.....	86
5.20 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal remoto SE Taubaté	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Síntese comparativa das tecnologias CSC e VSC para a transmissão HVDC	21
Tabela 2 – Sinais de entrada para as unidades do relé de distância.....	42
Tabela 3 – Tensão de suplementação das unidades do relé de distância.....	60
Tabela 4 – Análise Transitória de Curto-Circuito	74

LISTA DE SÍMBOLOS

f	Frequência fundamental do sinal.
\hat{V}_a	Fasor da tensão na fase A.
\hat{V}_b	Fasor da tensão na fase B.
\hat{V}_c	Fasor da tensão na fase C.
\hat{V}_{ab}	Fasor da tensão entre as fases A e B.
\hat{V}_{bc}	Fasor da tensão entre as fases B e C.
\hat{V}_{ca}	Fasor da tensão entre as fases C e A.
\hat{I}_a	Fasor de corrente fase A.
\hat{I}_b	Fasor de corrente fase B.
\hat{I}_c	Fasor de corrente fase C.
\hat{I}_C	Fasor de Corrente de carga total.
\hat{V}_R	Fasor da tensão vista pelo relé.
\hat{V}_{F1}	Fasor da tensão de sequência positiva no ponto F da falta.
\hat{V}_{F2}	Fasor da tensão de sequência negativa no ponto F da falta.
\hat{V}_{F0}	Fasor da tensão de sequência zero no ponto F da falta.
\hat{V}_{R1}	Fasor da tensão de sequência positiva vista pelo relé.
\hat{V}_{R2}	Fasor da tensão de sequência negativa vista pelo relé.
\hat{V}_{R0}	Fasor da tensão de sequência zero vista pelo relé.
\hat{V}_{Ra}	Fasor da tensão na fase A do sistema vista pelo relé.
\hat{V}_{Rb}	Fasor da tensão na fase B do sistema vista pelo relé.
\hat{V}_{Rc}	Fasor da tensão na fase C do sistema vista pelo relé.
\hat{V}_{min}	Fasor da tensão mínima de operação do sistema.
\hat{V}_{sup}	Fasor da tensão de suplementação da tensão de falta.
$\hat{V}_{pré}$	Fasor da tensão pré-falta.
\hat{V}_{op}	Fasor da tensão operação dos comparadores que implementam a característica de operação do relé.
\hat{V}_{pol}	Fasor da tensão de polarização dos comparadores que implementam a característica de operação do relé.
\hat{V}_M	Fonte de tensão do equivalente de Thévenin M.
\hat{V}_N	Fonte de tensão do equivalente de Thévenin N.

\hat{I}_R	Fasor da corrente vista pelo relé.
\hat{I}_{R1}	Fasor da corrente de sequência positiva vista pelo relé.
\hat{I}_{R2}	Fasor da corrente de sequência negativa vista pelo relé.
\hat{I}_{R0}	Fasor da corrente de sequência zero vista pelo relé.
\hat{I}_{Ra}	Fasor de corrente na fase A do sistema vista pelo relé.
\hat{I}_{Rb}	Fasor de corrente na fase B do sistema vista pelo relé.
\hat{I}_{Rc}	Fasor de corrente na fase C do sistema vista pelo relé.
\hat{I}_{F1}	Fasor da corrente de falta de sequência positiva.
\hat{I}_{F2}	Fasor da corrente de falta de sequência negativa.
\hat{I}_{F0}	Fasor da corrente de falta de sequência zero.
Z_R	Impedância aparente vista pelo relé.
r_R	Parte real da impedância aparente vista do relé.
x_R	Parte imaginária da impedância aparente vista do relé.
Z_F	Impedância de falta.
r_{L1}	Parte real da impedância de sequência positiva da linha de transmissão.
x_{L1}	Parte imaginária da impedância de sequência positiva da linha de transmissão.
Z_{M1}	Impedância de sequência positiva do equivalente de Thévenin M.
Z_{M2}	Impedância de sequência negativa do equivalente de Thévenin M.
Z_{M0}	Impedância de sequência zero do equivalente de Thévenin M.
Z_{N1}	Impedância de sequência positiva do equivalente de Thévenin N.
Z_{N2}	Impedância de sequência negativa do equivalente de Thévenin N.
Z_{N0}	Impedância de sequência zero do equivalente de Thévenin N.
Z_{L1}	Impedância de sequência positiva por unidade de comprimento da LT.
Z_{L2}	Impedância de sequência negativa por unidade de comprimento da LT.
Z_{L0}	Impedância de sequência zero por unidade de comprimento da LT.
Z_{AT}	Unidade de impedância do relé para faltas que envolvem a fase A do sistema.
Z_{BT}	Unidade de impedância do relé para faltas que envolvem a fase B do sistema.
Z_{CT}	Unidade de impedância do relé para faltas que envolvem a fase C do sistema.
Z_{AB}	Unidade de impedância do relé para faltas nas fases A e B do sistema.
Z_{BC}	Unidade de impedância do relé para faltas nas fases B e C do sistema.
Z_{CA}	Unidade de impedância do relé para faltas nas fases C e A do sistema.
Z_G	Unidade de impedância para terra.

C_1	Fator de distribuição de sequência positiva.
C_2	Fator de distribuição de sequência negativa.
C_0	Fator de distribuição de sequência zero.
Z_M	Impedância vista pelo relé em carregamento máximo do sistema.
Z_{op}	Impedância de operação dos comparadores do relé.
Z_{pol}	Impedância de polarização dos comparadores do relé.
Z_A	Impedância de alcance da proteção.
h	Porcentagem do comprimento total da linha onde ocorreu a falta.
K_0	Fator de compensação de sequência zero.
K_p	Porcentagem de suplementação da tensão de falta.
S	Potência aparente vista pelo relé.
P	Potência ativa vista pelo relé.
Q	Potência reativa vista pelo relé.
τ	Ângulo de torque máximo do relé
θ_R	Ângulo da impedância aparente vista pelo relé.
θ_{L1}	Ângulo da impedância de sequência positiva da linha de transmissão.
ϕ	Diferença das fases dos fasores \hat{V}_{op} e \hat{V}_{pol} no comparador de fase.
a	Operador complexo $1\angle 120^\circ$.
\hat{U}_m	Tensão no terminal M.
\hat{I}_m	Corrente no terminal M.
α	Ângulo de disparo dos tiristores.
μ	Ângulo de comutação.
δ	Ângulo de extinção.
ω	Frequência angular.
V_r	Tensão eficaz de linha na saída da ponte retificadora de 6 pulsos.
V_d	Tensão média na saída da ponte retificadora de 6 pulsos.
V_{d0}	Tensão média na saída da ponte retificadora de 6 pulsos sem carga.
V_{d12}	Tensão média na saída da ponte retificadora de 12 pulsos sem carga.
I_d	Valor médio de corrente do elo CC.
R_c	Resistência de comutação do retificador.
U_a	Força eletromotriz de alimentação da fase a da ponte conversora.
U_b	Força eletromotriz de alimentação da fase b da ponte conversora.
U_c	Força eletromotriz de alimentação da fase c da ponte conversora.

U_p	Tensão de saída do pólo positivo da ponte conversora.
U_n	Tensão de saída do pólo negativo da ponte conversora.
ΔV_d	Queda de tensão devido ao processo de comutação.
L_S	Indutância série da ponte retificadora de 6 pulsos.
C_S	Capacitância série da ponte retificadora de 6 pulsos.
i_{SC}	Corrente de curto-circuito durante processo de comutação.
i_1	Corrente na válvula 1 de tiristores.
i_2	Corrente na válvula 2 de tiristores.
i_3	Corrente na válvula 3 de tiristores.
i_4	Corrente na válvula 4 de tiristores.
i_5	Corrente na válvula 5 de tiristores.
i_6	Corrente na válvula 6 de tiristores.
i_a	Corrente na fase a de alimentação da ponte conversora.
i_b	Corrente na fase b de alimentação da ponte conversora.
i_c	Corrente na fase c de alimentação da ponte conversora.
H	Índice representativo das ordens harmônicas existentes no sinal.
X_{re}	Parte real do fasor inicial.
X_{im}	Parte imaginária do fasor inicial.
Y_{re}	Parte real do fasor rotacionado.
Y_{im}	Parte imaginária do fasor rotacionado.
X_{ren}	Parte real da n-ésima harmônica do sinal.
Y_{imn}	Parte imaginária da n-ésima harmônica do sinal.
X_{re1}	Parte real da componente de frequência fundamental do sinal.
Y_{im1}	Parte imaginária da componente de frequência fundamental do sinal.
N	Número de amostras em um ciclo da frequência fundamental do sinal.
X_{opt}	Reatância indutiva no sistema ATP.
C_{opt}	Reatância capacitiva no sistema ATP.
V_c	Máximo valor de tensão do capacitor no arranjo CSC-CCC.
ΔV_c	Variação da tensão no capacitor devido ao processo de comutação.
T_2	Tempo de atraso da atuação da segunda zona de proteção do relé.
T_3	Tempo de atraso da atuação da segunda zona de proteção do relé.

LISTA DE SIGLAS

ANAFAS	Programa de Análise de Falhas Simultâneas
ANAREDE	Programa de Análise de Redes Elétricas
ATC	Análise Transitória de Curto-Circuito
ATP	<i>Software Alternative Transients Program</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCC	<i>Capacitor Commutated Converter</i>
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
CIGRÉ	<i>Conférence Internationale Des Grands Reseaux Electriques</i>
CSC	<i>Current Source Converter</i>
ELETRONORTE	Centrais Elétricas do Norte do Brasil
EMT	<i>Electromagnetic Transients</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GSC	<i>Generation Station Coordinator</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
LAPSE	Laboratório de Proteção de Sistemas Elétricos
LCC	<i>Line Commutated Converter</i>
LT	Linha de Transmissão
MRPC	<i>Master Reactive Power Controller</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
RTDS	<i>Real Time Digital Simulator</i>
PSCAD	<i>Power System Computer Aided Design</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHVDC	<i>Ultra High Voltage Direct Current</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
UNB	Universidade de Brasília
VDCOL	<i>Voltage Dependent Current Order Limiter</i>
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>
FIR	<i>Finite Impulse Response</i>

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

A evolução da economia nacional está ligada ao crescimento do consumo de energia elétrica, que ocorre principalmente em função de uma melhor distribuição de renda, algo que de forma inequívoca torna uma nação mais desenvolvida. Com base nas análises das curvas de cargas industriais, especialmente as de grande porte localizadas na região Norte e Nordeste do Brasil, é possível identificar um crescimento considerável do consumo nos últimos anos ¹.

A projeção da demanda de energia elétrica e consumo de energia para o ano de 2026 mostra uma expansão numa trajetória ascendente que considera um aumento de 3,7% e corresponde a um consumo estimado em aproximadamente 745 TWh (EPE, 2017). Nesse cenário, o país deve ser capaz de atender este aumento no consumo através de investimentos, pela ampliação da capacidade de geração e pelo reforço do sistema de forma a disponibilizar recursos para viabilizar o escoamento da energia produzida (ONS, 2020).

Dentre as possibilidades de transporte dessa energia, de acordo com Kimbark (1971), a transmissão em corrente contínua CC começou a ser bastante utilizada no início do século XIX, até o surgimento dos transformadores e motores de indução em corrente alternada CA, que se apresentou como uma alternativa bastante competitiva. A partir desse conflito de tecnologias, Thomas Edison, defendia a utilização da corrente contínua no processo de distribuição de energia em oposição à utilização da corrente alternada, que era defendida por Westinghouse e Nikola Tesla.

No Brasil somente entre os anos de 1984 e 1987 entrou em operação comercial o primeiro sistema de transmissão em corrente contínua em alta tensão, que interligava a Usina

¹ Informação extraída do site www.ons.org.br, no dia 09/06/2020

Hidrelétrica de Itaipu para o Estado de São Paulo. Dois Bipolos de ± 600 kV, transmitindo inclusive a energia gerada a 50 Hz do lado paraguaio (GRAHAM; JONSSON; MONI, 2001).

No Brasil, o Sistema Interligado Nacional (SIN) é responsável pela produção e transmissão de energia elétrica no Brasil. Ele possui uma enorme rede de transmissão que permite a otimização da utilização da energia.

O SIN tem passado por um processo de expansão proporcionado principalmente pela construção de novas hidrelétricas, principalmente no Norte do País, com a implantação do complexo de geração/transmissão do Rio Madeira (UHEs Santo Antônio e Jirau) e da UHE Belo Monte.

Dentre as alternativas tecnológicas para realizar o escoamento da energia em grandes blocos e em longas distâncias no Brasil, que possui dimensões continentais, a transmissão em corrente contínua, denominada “*High Voltage Direct Current Transmission (HVDC)*” se consolida como uma opção bastante eficaz no seu propósito. O uso dos Sistemas HVDC vem sendo ampliado no país devido às vantagens em relação à transmissão em corrente alternada para grandes extensões.

Percebe-se uma relevância em estudar esquemas de proteção do sistema CA adjacentes a um *link* HVDC, devido aos diversos tipos de faltas que podem ocorrer e influenciar o desempenho de funções de proteção diante de perturbações (ANEEL, 2008), e devido à ampliação da utilização dos sistemas HVDC no Brasil pelas vantagens que oferece em relação a transmissão em corrente alternada para grandes extensões.

Dentre as premissas dos sistemas de proteção destaca-se o atendimento aos requisitos mínimos de sensibilidade, seletividade, rapidez e confiabilidade operativa, de forma que o seu desempenho não venha a comprometer a segurança do sistema elétrico, em operação normal ou diante de perturbações (ONS, 2011).

Os sistemas HVDC e suas redes CA adjacentes estão susceptíveis às faltas, que são condições anormais de operação que podem resultar em desligamentos intempestivos dos equipamentos, e devem ser eliminadas rapidamente de forma a garantir a estabilidade do sistema, mantendo a continuidade e isolando o defeito de forma seletiva (SILVA, 2009).

Em 2013, foram realizados os estudos pré-operacionais para integração do complexo do Rio Madeira, e em 2014 entrou em operação o 1º Bipolo, onde a coordenação entre as Usinas e as Funções Transmissão (Conversoras) eram exercidas por um Controle Mestre (TAVARES, 2017).

Recentemente, no Brasil, foram implementados sistemas de transmissão em ± 800 kV em níveis de transferência de potência de mais de 8000 MW, como no caso das Conversoras Xingu/Nova Iguaçu e Xingu/Estreito, e ainda os próximos empreendimentos da transmissão HVDC em 800 kV que serão construídos em breve, conversoras Parauapebas/Assis 2 e Graça Aranha/Silvânia, conforme detalhe mostrado na Figura 1.1.

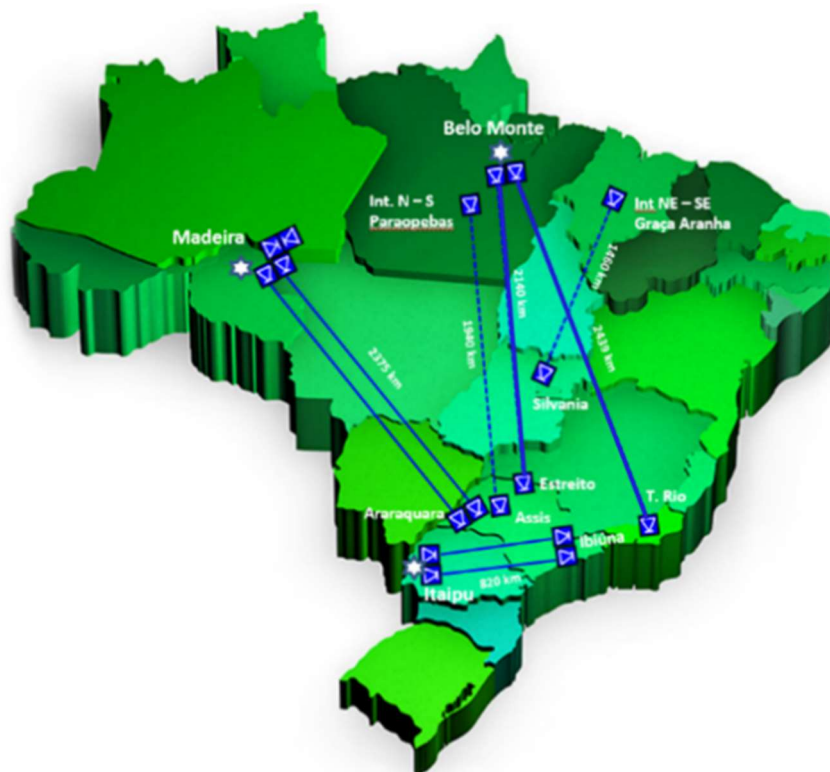


Figura 1.1 – Representação dos links de Integração em HVDC no Brasil
(Fonte: Apresentação EPE)

É possível notar uma convergência dos links HVDC chegando na Região Sudeste o que pode interferir no desempenho dinâmico do sistema elétrico em virtude do efeito DC multi-infeed que pode provocar uma interação entre os Bipolos. Além dessa problemática, esses sistemas de transmissão HVDC podem afetar os esquemas de proteção das linhas de transmissão em corrente alternada na circunvizinhança.

1.2. OBJETIVOS

O objetivo principal desta dissertação é: avaliar o desempenho da função de proteção de distância, em uma linha de transmissão localizada nas proximidades do complexo HVDC do Madeira. Desta forma, foram definidos como objetivos específicos:

- Realizar uma revisão bibliográfica sobre os fundamentos da Transmissão em Corrente Contínua e tipologia dos Conversores CC-CA e sobre os fundamentos da proteção de distância baseada em fasores, aplicados em linhas de transmissão;
- Modelar, expandir e ajustar o Sistema *Benchmark* do Cigré para estudos de HVDC de forma a representar o Complexo do Madeira, utilizando *softwares* do tipo EMT (*Electromagnetic Transients*), através da utilização do *ATPDraw*;
- Estudar os métodos de estimação de fasores utilizados nos algoritmos da proteção de distância (21) e encontrar o mais apropriado para extração dos sinais digitais a serem analisados no sistema modelado;
- Executar simulações no *Alternative Transients Program* (ATP) e finalmente avaliar o desempenho da proteção de distância, numa rede CA adjacente próxima ao sistema de transmissão HVDC, em diferentes condições de curtos-circuitos.

1.3. PUBLICAÇÕES

Parte dos estudos desenvolvidos durante o mestrado acadêmico realizado no Laboratório de Proteção de Sistemas Elétricos LAPSE-UnB possibilitou a publicação do seguinte artigo em conferência internacional:

- TAVARES, J.J.C.; DIAS, L. M.; SILVA, K.M.; **FUNÇÕES DE PROTEÇÃO DO SISTEMA HVDC DO BIPOLO 1 DO COMPLEXO DO MADEIRA: OPERAÇÃO DO SISTEMA COM FOCO NA DISPONIBILIDADE DE EQUIPAMENTOS.** In: XVIII Encontro Regional Ibero-americano do CIGRE, 2019, Foz do Iguaçu-PR.

1.4. ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Com o intuito de atender as metas supracitadas, esta proposta de dissertação encontra-se estruturada da seguinte forma:

- No Capítulo 2, apresenta-se uma revisão bibliográfica baseada em trabalhos que motivaram a busca de um melhor entendimento sobre o assunto e auxiliaram na interpretação dos resultados.
- No Capítulo 3, descreve-se a história dos Sistemas HVDC, o Complexo do Madeira, os conversores CA-CC (VSC e CSC) e a modelagem do arranjo CSC-LCC.
- No Capítulo 4, realiza-se uma revisão da fundamentação da proteção de Distância em LTs através da exposição dos conceitos existentes nos cálculos das impedâncias medidas pelos relés, Diagramas RX, Comparadores e Zonas de proteção.
- No Capítulo 5, apresenta-se o modelo utilizado, o método de estimação fasorial assim como os resultados encontrados nas simulações computacionais no ATP.
- No Capítulo 6, são apresentadas as conclusões acerca dos resultados obtidos, verificando a análise do desempenho da Proteção de Distância no sistema modelado, assim como apresenta propostas para trabalhos futuros.
- Por fim, no Capítulo 7, é referenciado todo o material bibliográfico utilizado e consultado para o desenvolvimento do trabalho.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Durante o processo estrutural desta dissertação, identificou-se que na literatura, os arranjos topológicos dos sistemas HVDC possuem tecnologia do tipo CSC, do inglês *Current Source Converter* e do tipo VSC, do inglês *Voltage Source Converter*. Especificamente a do tipo CSC se subdivide em duas frentes, a topologia CSC-LCC (*Line Commutated Converter*) e a topologia CSC-CCC (*Capacitor Commutated Converter*).

A maioria dos sistemas HVDC compostos pela tecnologia LCC (Line-commutated converter) baseada em tiristores requer um suporte significativo de potência reativa nos terminais retificador e inversor. Um dos principais benefícios dos sistemas LCC é a sua alta capacidade em níveis de tensão e fluxos de energia (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007).

A dificuldade de encontrar, de forma clara na literatura científica, os efeitos comprovados dos Sistemas HVDC do tipo CSC-LCC nas proteções de uma rede CA, motivou a pesquisa realizada, sendo escolhida a Região Sudeste, em função dos empreendimentos de transmissão em Corrente Contínua que chegam nessa Região e por ser uma área com malha consolidada recentemente modificada.

Com o objetivo de compreender melhor o comportamento das proteções de sistemas CA, especificamente, a proteção de distância, na presença de sistemas HVDC de topologia LCC, este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica realizada em trabalhos que auxiliaram na interpretação dos resultados que serão expostos em seguida.

A fim de facilitar o entendimento, este capítulo subdividiu-se em duas partes:

Seção 2.1 apresenta uma revisão sobre os fenômenos das falhas de comutação e as contribuições de curto-circuito de Sistemas HVDC e a seção 2.2 apresenta trabalhos a respeito da influência de sistemas HVDC do tipo VSC em proteções CA, e também do impacto de sistemas HVDC na rede CA, com foco na proteção de distância.

2.1. FALHAS DE COMUTAÇÃO E CONTRIBUIÇÕES DE SISTEMAS HVDC

Na literatura, geralmente percebe-se que são mencionadas apenas situações de falhas de comutação de válvulas e não as contribuições de Sistemas HVDC para faltas na rede CA adjacente, em função de sua inerente capacidade de bloqueio e pela atuação do limitador de corrente dependente da tensão (VDCOL).

De acordo com Arrilaga (1998), uma falha de comutação trata-se de um defeito dinâmico que ocorre quando uma das válvulas não extingue a corrente no instante em que deveria bloquear a transferência para a próxima válvula conforme lógica de comutação.

Conforme mencionado por Rahmi *et al.* (2011), com a incidência de um aumento súbito na corrente dos transformadores conversores pode ocorrer uma falha de comutação no *link* HVDC. Este tipo de ocorrência também pode ser causada por uma falha no sistema de controle, no entanto o afundamento de tensão no sistema CA adjacente é a causa mais comum.

Roseblum (2014) analisou que, para faltas no Sistema CA ocorre um afundamento de tensão que é refletido na redução da tensão CC, fazendo com que a malha de controle que limita a ordem de corrente dependente do valor da tensão CC (VDCOL) atue. Este procedimento reduz a ordem de corrente impedindo a contribuição para a falta. Na ocorrência de um curto na barra CA o elo CC é temporariamente bloqueado.

Thio C.V., Davies J.B., Kent K.L (1996) destacam que faltas monofásicas do sistema de corrente alternada mais próximas do terminal do inversor são mais propícias a causar falhas de comutação devido ao afundamento da tensão CA resultante e que é significativamente o fator mais determinante para eventos desse tipo.

Matias (2015) enfatiza a capacidade de bloqueio das válvulas conversoras em sua característica de não contribuição de sistemas HVDC para curtos-circuitos na rede CA.

Zhu R., Li K., Shi F. (2019) através de simulações no modelo do Cigre no PSCAD analisaram a influência de falhas de comutação HVDC na proteção de distância, onde os resultados da pesquisa mostram que o modelo em certas condições, onde a falha na comutação da transmissão CC seja causada por defeitos no sistema CA, prejudica a atuação da proteção de distância.

Hansen A., Havemann H. (2000) elaboraram uma estratégia de controle baseada em processamento de sinais, onde é possível monitorar de forma contínua as tensões da rede e reduzir o risco de uma falha de comutação em sistemas HVDC.

Zhao, Priebe e Curis (2011) mencionam que a potência CC transmitida pode ser comumente controlada através da regulação do ângulo de disparo, mas durante distúrbios o controle das válvulas de tiristores pode ser limitado.

Segundo Zhao, Priebe e Curis (2011), afirma-se que em estado estacionário o sistema HVDC pode ser considerado uma fonte de tensão constante ou corrente constante, mas que alguns fenômenos, como a absorção de correntes distorcidas por harmônicos por exemplo, podem impactar o sistema de proteção CA.

De acordo com Kundur (1998), um dos principais fatores atrativos para a tecnologia HVDC é justamente a baixa contribuição de curto-circuito para o sistema CA. Para distúrbios no sistema CA que provoquem um afundamento de tensão, o sistema CC pode sofrer uma falha de comutação no lado inversor e até mesmo efetuar o bloqueio da transmissão, para que o sistema CA seja devidamente recomposto.

Kundur (1998) destaca que faltas no lado da estação retificadora não contribuem para o curto-circuito devido a uma característica básica de transmissão de potência unidirecional.

Em boa parte dos trabalhos analisados não foram mencionadas nas avaliações, contribuições significativas de elos HVDC, para faltas na rede CA adjacente, nem os

aspectos detalhados do impacto nas funções de proteção, particularmente da proteção de distância.

Este trabalho vem complementar os estudos a respeito dos impactos do elo HVDC na proteção de linhas da rede CA, particularmente na proteção de distância.

2.2. INFLUÊNCIA DE SISTEMAS HVDC TIPO VSC NAS PROTEÇÕES CA

Em Beaumont, Brown e Chan (2017) foi avaliado o impacto de sistemas HVDC do tipo VSC nos sistemas de proteção CA onde se destaca que o conversor é capaz de limitar o aumento da corrente que flui através das válvulas sem qualquer estresse nos componentes. Ressalta ainda que o conversor não será desligado devido falhas no lado CA do inversor, apenas será desligado quando a falha reduzir qualquer uma das tensões de fase para zero no terminal conversor por um período prolongado.

Em Alam, Leite e Liang (2017) foi modelado um sistema, conforme detalhe mostrado na Figura 2.1, em 400 kV, 50 Hz integrado a um elo CC do tipo VSC no PSCAD e avaliado o desempenho da proteção de distância a partir da modificação do sistema Prabha Kundur *Two-Area*, sendo verificado em alguns casos que pode ocorrer a atuação indevida desta proteção para alguns tipos de curtos-circuitos.

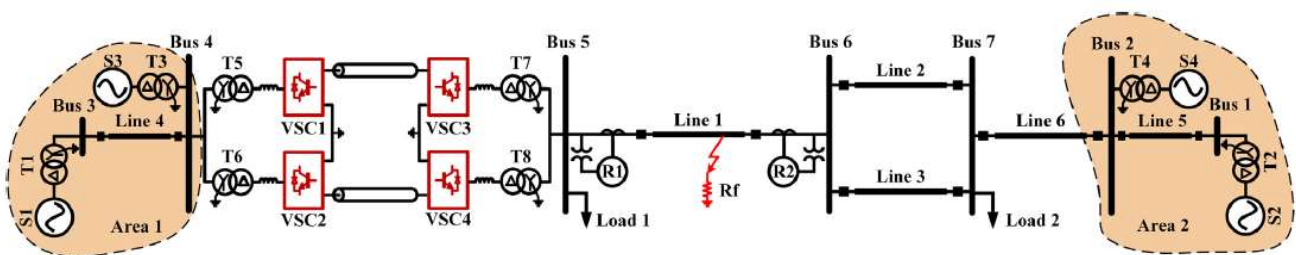


Figura 2.1 – *Modified Prabha Kundur Two-Area System*
(KUNDUR, 1994)

Ainda nas simulações do trabalho (ALAM; LEITE; LIANG, 2017), são apresentados os impactos da injeção de potência reativa e dos limites de saturação do conversor, sendo

identificada a necessidade de uma adaptação baseada em inteligência artificial para reduzir a influência dos Sistemas HVDC do tipo VSC nos dispositivos de proteção.

Novamente no trabalho Zhao, Priebe e Curis (2011), menciona-se que o elo HVDC influencia a operação das proteções CA provocando a atuação indesejada ou indevida, e destaca o fenômeno da falha de comutação como um dos eventos mais significativos da interação entre os sistemas CA-CC com impactos nas proteções de corrente alternada.

Diante do aumento gradual na utilização de sistemas HVDC, principalmente os de topologia CSC-LCC no cenário brasileiro, devido a maior viabilidade econômica na transmissão de grandes blocos de potência ativa, é necessário o aprofundamento de estudos nesse tema de forma a avaliar seus impactos nas proteções CA adjacentes (SILVA JÚNIOR, 2018).

Vale destacar que, não foram encontrados trabalhos que apresentassem de forma clara e detalhada o impacto de um sistema HVDC de topologia CSC-LCC nas proteções de um sistema CA adjacente.

Nesse contexto, este trabalho possui como foco avaliar a partir da modificação do modelo *Benchmark* para estudos de HVDC do Cigré a influência de sistemas de topologia CSC-LCC na proteção de distância da linha de transmissão em 500 kV Araraquara 2 / Taubaté, detalhando suas características operacionais de acordo com as situações evidenciadas a partir de simulações.

3. FUNDAMENTAÇÃO DA TRANSMISSÃO EM CORRENTE CONTÍNUA

3.1. HISTÓRIA DA TRANSMISSÃO HVDC

O desenvolvimento dos primeiros elos comerciais de transmissão de energia elétrica utilizando corrente contínua em alta tensão (HVDC) datam do início da década de 30, quando as primeiras válvulas à vapor de mercúrio e os primeiros arranjos topológicos de conversores de potência CA-CC adquiriram características mais robustas e confiáveis. Em 1941, o primeiro contrato comercial de HVDC foi estabelecido e tinha por finalidade suprir a cidade de Berlim por um elo subterrâneo de 60 MW, ± 400 kV, com extensão de 115 km. Em 1945, este elo estava pronto para operar, entretanto, devido a Segunda Guerra Mundial, o sistema foi desfeito e desativado (KIM *et al.*, 2009).

Na Suécia, a partir da década de 40, quando grandes aproveitamentos hidroelétricos foram construídos na região norte do país, surgiu concomitantemente a necessidade de que fossem construídas linhas de transmissão de energia elétrica que teriam de cruzar longas distâncias até as regiões mais ao sul, onde se localizavam as principais cidades. Por causa dos desenvolvimentos efetuados nas válvulas a vapor de mercúrio, formou-se o interesse de se transmitir estes montantes de energia elétrica em HVDC. Para que isto pudesse ser realizado, um elo experimental entre as cidades de Mellerud e Trollhattan foi comissionado para transmissão de 6,5 MW, em +90 kV (60 km). O sucesso da operação desta linha foi tão promissor que em 1954, o então Conselho Sueco De Energia, procedeu a favor do comissionamento do que é considerado o primeiro elo comercial HVDC do mundo. Este se constituiu por um arranjo submarino de 20 MW, +110 kV, que interliga a ilha de Gotland e o continente sueco (EKSTRÖM, 1990)

Em 1882, criou-se a primeira estação de energia capaz de atender em corrente contínua a 110 V numa distância de 1,6 km, alimentada por geradores CC movidos por

turbinas a vapor, o que resultou num aumento significativo da demanda por energia elétrica contribuindo bastante para o desenvolvimento tecnológico (KIMBARK, 1971).

A façanha deste elo entre Gotland e o continente foi tamanha que nove outros elos HVDC foram comissionados e construídos utilizando válvulas a vapor de mercúrio. O último destes, que entrou em operação foi o Bipolo 1 de Nelson River com 895 km (Manitoba, Canadá), em 1973, que possuía potência nominal de 1620 MW, em ± 450 kV (KIMBARK, 1971).

Não obstante aos resultados motivadores que apresentavam estes tipos de linhas de transmissão, problemas comuns experimentados por este tipo de elo foram detectados e, em sua grande maioria atribuídos às próprias válvulas, as quais evidenciaram fragilidades associadas a questões como (EKSTRÖM, 1990):

- Descargas elétricas parciais;
- Sobreaquecimento;
- Baixa flexibilidade aos limites de tensão;
- Altos índices de manutenção;
- Grandes áreas físicas para instalação das válvulas;

Apesar destas limitações, os avanços quanto ao emprego da tecnologia da transmissão em CC continuaram e por volta de 1970 surgiu uma tecnologia alternativa que visava a substituição das válvulas à vapor de mercúrio por semicondutores de potência controlados.

Estes componentes foram denominados por *Silicon Controlled Rectifiers* (SCR) e, posteriormente, a designação “tiristores” passou a dominar a terminologia aplicável (AHMED, 2000).

A operação do *link* de transmissão para fornecer o suprimento energético à Ilha de Gotland despertou o interesse de outros países. A partir de então uma série de vantagens na

transmissão utilizando a tecnologia HVDC frente ao CA para longas distâncias foi descrita, levando em comparação principalmente os fatores econômicos (KIMBARK, 1971).

Desde esta época a tecnologia de transmissão CC foi então totalmente migrada para o uso de conversores equipados com dispositivos semicondutores tiristorizados, inclusive substituindo aquelas que empregavam válvulas de mercúrio. Esta alteração creditou muito às linhas de corrente contínua pois, nestas, os conversores de potência se apresentam com níveis de confiabilidade elevados, baixos índices de manutenção, elevados níveis de tensão por ponte e instalações físicas substancialmente menores do que àquelas requeridas pelas válvulas à vapor de mercúrio (KIMBARK, 1971).

É cabível neste momento citar que, comparativamente às interligações em CA, uma linha de transmissão em CC apresenta as seguintes vantagens (KIM *et al.* ,2009):

- Não existe limite técnico para o comprimento físico de uma interligação em CC;
- Não há aumento significativo do nível de curto-circuito do sistema CA ao qual se encontra conectada a estação inversora (ponto de entrega da energia);
- Não há maiores dependências operacionais do sistema de transmissão quanto a variáveis como: impedância, ângulo de fase, frequência, etc;
- Há grandes possibilidades do emprego de propriedades operativas que conduzam a estabilização das redes CA, inclusive das unidades de geração.
- Menor faixa de servidão das linhas de transmissão CC;
- Perdas reduzidas para transmissões em longas distâncias;
- Redução do custo total para transmissão de energia para longas distâncias;
- Controle rápido das correntes de curto;
- Menores níveis de curto-circuito;
- Distúrbios em um sistema não são propagados para o outro;

- Controle rápido e preciso do fluxo de potência;
- Transmissão com ajuda do eletrodo de terra;
- Conexão de sistemas CA sem necessidade de sincronismo;

Atualmente, as tecnologias HVDC se encontram difundidas no mundo inteiro, por diversas empresas do setor de energia que fabricam equipamentos desse tipo, que podem ser contemplados nos mais de 120 arranjos comercialmente instalados. No entanto, ainda existem muitos desafios a serem superados por esta técnica de transmissão. Um deles é a mudança da topologia tradicional compostas por arranjo de conversores tiristorizados de doze pulsos por outras topologias, a exemplo do emprego de arranjos de seis pulsos com chaveamentos em alta frequência (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007).

Diversos fundamentos sobre os Conversores do tipo *Line Commutated Converters* – LCC, e *Voltage Source Converters* – VSC, e diversas formas de realizar a conversão CA-CC, bem como os princípios utilizados na proteção dos conversores e também no controle de potência reativa são citados em (KIMBARK, 1971).

Um outro grande desafio está no emprego da UHVDC (*Ultra High Voltage Direct Current*), onde a tensão contínua de polo alcançaria patamares de ± 1000 kV. Isso representaria um aumento considerável no montante da potência transmitida por polo, redução das perdas, assim como estenderia o alcance das linhas aéreas em CC. Apesar do reconhecimento de que estas duas frentes já se fazem presentes em alguns elos construídos recentemente, ainda há desafios importantes a serem transpostos (KIM *et al.*, 2009).

Num sistema integrado, a definição de subestações coletoras de sistemas receptores e de atendimento regional é primordial para aproveitamentos que se localizam em regiões remotas e que não possuem carga suficiente para absorver toda geração disponível. Entretanto, é necessário atentar para um grande número de linhas em HVDC chegando em regiões próximas umas das outras, numa configuração de multiterminais (*multi-infeed*) o que

pode ocasionar problemas na operação sistêmica (FRONTIN; REIS, 1987; FRONTIN *et al.*, 2010).

3.2. O COMPLEXO DO MADEIRA

A rede de transmissão denominada Complexo HVDC do Rio Madeira está localizada no estado brasileiro de Rondônia, conforme mostrado na Figura 3.1, e têm a capacidade de converter um montante de 7100 MW de potência ativa, advindas das UHEs de Jirau e Santo Antônio, das quais 6300 MW têm por destinação a Região Sudeste do País e 800 MW abastecem a região Norte.

Com relação aos dois Bipolos construídos com topologia CSC-LCC, cada um deles possui potência nominal de 3150 MW, em ± 600 kV, sendo o Bipolo 1 de propriedade da Eletrobras Eletronorte e o Bipolo 2 de propriedade do Agente IE Madeira, que interliga a subestação Coletora de Porto Velho (500 kV) à subestação de Araraquara 2 (500 kV) a qual é mostrada nas Figuras 3.2 e 3.4, pertencente ao SIN (Sistema Interligado Nacional). As linhas CC, mostradas na Figura 3.3, possuem um comprimento físico de aproximadamente 2375 km e são as maiores linhas de transmissão em HVDC em operação no mundo.

O Complexo do Madeira ainda conta com dois Blocos de Conversoras *Back-to-Back*, também de propriedade da Eletrobras Eletronorte, com potência de 400 MW cada, em $\pm 37,8$ kV, e topologia CSC-CCC, os quais permitem o aproveitamento da energia das Usinas Santo Antônio e Jirau para o Subsistema Acre-Rondônia.



Figura 3.1 – Sistema de transmissão do Complexo do Rio Madeira.
 Fonte: Apresentação Eletronorte



Figura 3.2 – SE Araraquara 2, Polo 1 e Polo 2 do Bipolo 1.
 Fonte: Eletronorte



Figura 3.3 – Linhas de Transmissão ± 600 kV Coletora Porto Velho / Araraquara 2.
 Fonte: Eletronorte



Figura 3.4 – Bipolo 1 do Complexo HVDC do Madeira na SE Araraquara 2
Fonte: Eletronorte

Os Bipolos do Sistema HVDC do Madeira possuem uma flexibilidade operativa bastante significativa, conforme mostrado na Figura 3.5, permitindo que em caso de indisponibilidade de um dos polos ou de uma das linhas de transmissão em 600 kV a capacidade de transmissão não seja completamente interrompida passando do Modo Bipolar para o Modo Monopolar com Retorno por Terra ou Monopolar com Retorno Metálico (TAVARES, 2017).

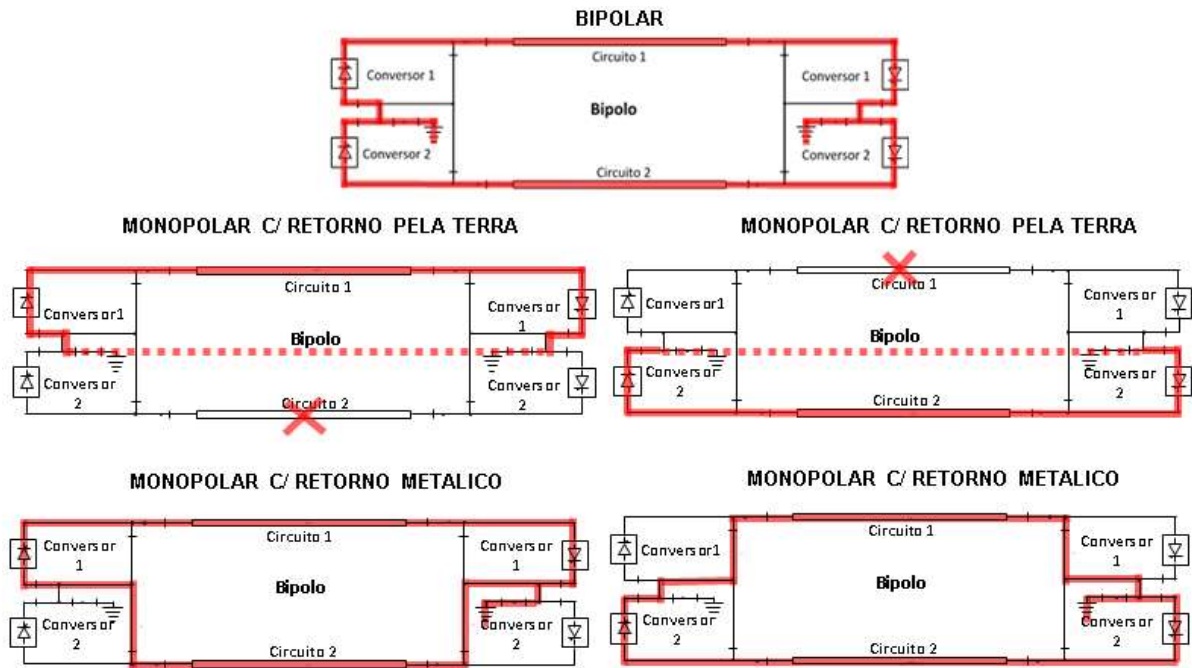


Figura 3.5 – Representação Esquemática do Modo de Operação Bipolar e Monopolar.
 Fonte: Apresentação Eletronorte

3.3. SISTEMA DE CONTROLE DO COMPLEXO DO MADEIRA

O Controle Mestre, conforme esquemático representado na Figura 3.6, é o equipamento responsável por coordenar funções primordiais no sistema de geração e transmissão do Complexo HVDC do Madeira (ANEEL, 2008).

Dentre essas funções podemos destacar:

- Realizar o balanço entre as potências geradas pelas usinas e transmitidas pelas linhas em corrente contínua, Bipolos e das conversoras *Back-to-Back*;
- Equilibrar e controlar o fluxo de energia reativa entre os conversores HVDC e as redes de corrente alternada;
- Realizar o controle da frequência CA do sistema.

O Controle Mestre também é responsável por redistribuir ordens de potência ativa de uma forma ideal entre os Bipolos e *Back-to-Back* devido à perda ou limitação na capacidade de transmissão em qualquer parte do sistema, equalizando a potência ativa na barra CA de

500 kV na SE Coletora Porto Velho com o montante gerado pelas Usinas de Santo Antônio e Jirau.

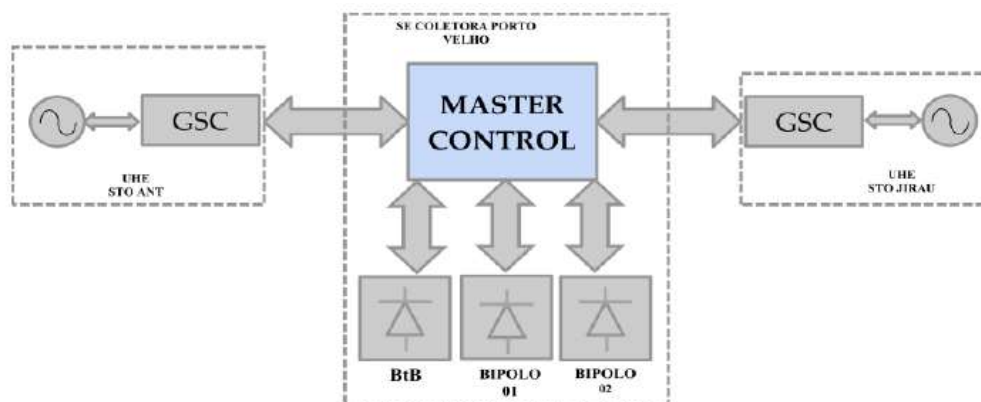


Figura 3.6 – Representação Esquemática do Controle Mestre do Sistema HVDC do Madeira

Fonte: Apresentação Eletronorte

Os geradores localizados em Jirau e Santo Antônio que alimentam a transmissão HVDC precisam estar coordenados, de forma a manter equilibrada a potência ativa gerada e a potência consumida. Esta é a função da Estação Coordenadora de Geração (GSC) juntamente com o Controle Mestre de Potência Reativa (MRPC) que utiliza a informação do número de geradores conectados, número de linhas CA conectadas e número de filtros CA inseridos.

Se a capacidade do Sistema HVDC for reduzida, em virtude de trip no Polo ou no Bipolo, o Controle Mestre agirá rapidamente recalculando imediatamente o valor da potência ativa que pode ser transmitida pelo Sistema, e o GSC atuará equalizando o fluxo de potência ativa através do envio de trip às unidades de geração selecionadas (TAVARES, 2017).

3.4. CONVERSORES CA-CC

Um sistema HVDC requer pontes conversoras que executam a função de transformar a energia CA em CC e vice-versa. Em se tratando de conexões de dois terminais, a Figura

3.7 ressalta duas estratégias utilizadas para a topologia e características operacionais das estações retificadora e inversora. Estas duas filosofias básicas atreladas com os princípios construtivos e operacionais podem ser identificadas como (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007):

- Tecnologia CSC (*Current Source Converter*);
- Tecnologia VSC (*Voltage Source Converter*).

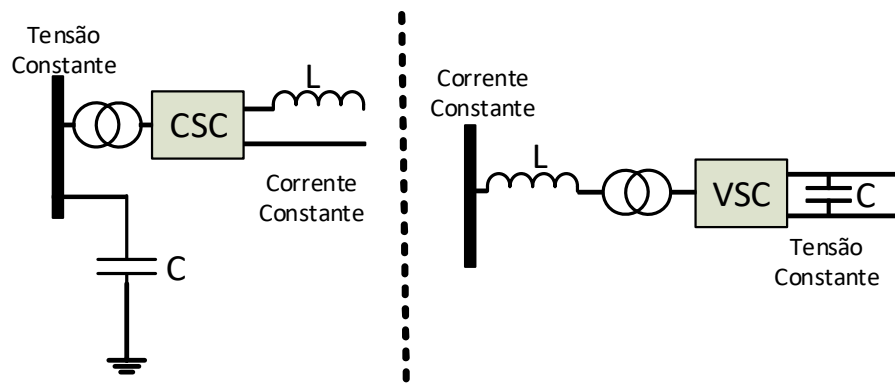


Figura 3.7 – Tecnologias aplicáveis aos conversores HVDC
 Fonte: Apresentação CEPEL

A topologia CSC (*Current Source Converter*) é um pouco mais vantajosa do ponto de vista econômico, sendo mais viável comercialmente pelas suas características de maiores níveis de tensão e pela capacidade mais elevada de transmissão de potência ativa (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007).

No entanto, a utilização dos sistemas HVDC de tecnologia VSC (*Voltage Source Converter*) tem crescido significativamente com recentes melhorias implementadas, por exemplo, com o uso de transistores do tipo *Insulated Gate Bipolar Transistor* (IGBT), que causou uma revolução na transmissão de energia elétrica em grande escala em vários lugares (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007).

Uma comparação resumida pode ser feita entre as duas tecnologias através da Tabela 1, com alguns atributos associados com o emprego de uma e outra estratégia (SOOD, 2006).

Tabela 1 - Síntese comparativa das tecnologias de conversão CSC e VSC para a transmissão HVDC

		Tipo do Conversor	
		CSC	VSC
Lado CA		<ul style="list-style-type: none"> • Atua como sendo uma fonte de tensão constante; • Requer um capacitor para armazenamento de energia • Requer grandes filtros CA para eliminação das componentes harmônicas; • Requer suprimento de potência reativa para correção do fator de potência. 	<ul style="list-style-type: none"> • Atua como sendo uma fonte de corrente constante; • Requer um indutor para armazenamento de energia • Requer pequenos filtros CA para eliminação das componentes harmônicas de alta frequência; • Não requer suprimento de potência reativa para correção do fator de potência.
Lado CC		<ul style="list-style-type: none"> • Atua como uma fonte de corrente constante; • Requer um indutor como elemento armazenador de energia; • Requer filtros DC; • Acompanha limitações nas características de curto-circuito. 	<ul style="list-style-type: none"> • Atua como uma fonte de tensão constante; • Requer um capacitor como elemento armazenador de energia; • A energia armazenada no capacitor provém da filtragem CC sem custos adicionais; • Problemas em faltas CC, pois, o capacitor contribui para aumento das correntes de falta.
Chaves		<ul style="list-style-type: none"> • Comutado pela linha (CSC-LCC) ou comutado forçadamente por um capacitor colocado em série (CSC-CCC); • Chaveamento em baixas frequências; • Baixo percentual de perdas ativas nos chaveamentos; 	<ul style="list-style-type: none"> • Auto comutado • Chaveamento em altas frequências; • Alto percentual de perdas ativas nos chaveamentos;
Falha de Comutação		<ul style="list-style-type: none"> • Pode ocorrer para faltas CA e afundamentos de tensão; 	<p>Não ocorre;</p>

	CSC	VSC
Consumo de potência reativa	<ul style="list-style-type: none"> • Consome em torno de 50 a 60% do montante correspondente de potência ativa transmitida; 	<ul style="list-style-type: none"> • Dispensa compensação reativa shunt e ainda pode gerar ou absorver reativo do Sistema CA;
Dependência de fonte CA	<ul style="list-style-type: none"> • Fonte de tensão CA (geração ou síncrono) é obrigatória; 	<ul style="list-style-type: none"> • Não é necessária fonte CA podendo alimentar cargas passivas
Harmônicos e Filtros	<ul style="list-style-type: none"> • Necessita de filtros de corrente CA para absorver harmônicos $(12n+1)$ e, para linhas aéreas, filtros CC para harmônicos de ordem $12n$; 	<ul style="list-style-type: none"> • Geração de harmônicos pode ser reduzida aumentando-se a frequência de chaveamento (filtros fisicamente menores);
Proteção diante de faltas CC	<ul style="list-style-type: none"> • Rápida recuperação é possível; 	<ul style="list-style-type: none"> • Rápida recuperação é difícil sem disjuntores CC;
Custo e perdas	<ul style="list-style-type: none"> • Melhores até o momento; 	<ul style="list-style-type: none"> • As diferenças estão diminuindo devido às melhorias na tecnologia VSC;
Tamanho das estações conversoras	<ul style="list-style-type: none"> • Maiores; 	<ul style="list-style-type: none"> • Consideravelmente menores.
Limites de Potência	<ul style="list-style-type: none"> • 0-1500 MW por estação; • Até 1000 kV; 	<ul style="list-style-type: none"> • 0-500 MW por estação; • Até 300 kV.

3.5. CONVERSORES VSC E CSC

Linhas de transmissão de energia elétrica em corrente contínua têm em suas estações conversoras o aparato necessário para condução do processo de retificação e inversão da forma de onda senoidal originada por suas respectivas matrizes energéticas. Para tanto, um tipo de dispositivo é indispensável, o semicondutor. Esse é o objeto central de uma estação conversora, sendo assim o grande responsável pela expansão da transmissão HVDC (KIMBARK, 1971).

Conforme a tecnologia dos materiais semicondutores encontrava melhorias em seu processo de fabricação, e, por conseguinte, outros fabricantes também se aventuravam em obter seus modelos, o emprego deste foi se consolidando, a ponto de substituir por completo as antigas válvulas a vapor de mercúrio. Isto se mostra verdade, pois para o caso da transmissão de grandes montantes de energia em longas distância, o tiristor é o dispositivo base para essas estações conversoras (PINTO; PAGIORO; AZEVEDO, 2013; GRAHAM *et al*, 2012).

Qualquer desafio relacionado ao entendimento das pontes conversoras de potência diferente do tradicional tem na alteração da topologia estrutural das pontes retificadora e inversora alguma expectativa de inovação. Cada arranjo desenvolvido possui alternativas atrativas do ponto de vista técnico-econômico que devem ser corretamente contextualizadas e consideradas para cada ocasião. Naturalmente, é cabível novamente citar aqui que existem basicamente dois tipos de conversores (SOOD, 2006):

- Os conversores em que o processo de comutação ocorre de maneira natural, ou seja, respeitando um sinal de tensão existente na rede, estes são chamados na literatura de CSCs (*Current Source Converter*);

- E aqueles conversores que empregam chaveamentos em altas frequências, os quais são chamados de conversores de comutação forçada, também conhecidos por VSCs (*Voltage Source Converter*).

Apesar de ambas configurações serem passíveis de utilização na transmissão de energia elétrica em corrente contínua, a topologia CSC apresenta facilidades para transmissão de valores de potência ativa elevados. Diante do exposto, cabe aqui sintetizar os arranjos CSCs tradicionais das estações conversoras de comutação natural. Estes, por sua vez, são divididos em duas categorias (SOOD, 2006):

- O Conversor CSC-LCC (*Line Commutated Converter*) (SOOD, 2006), amplamente difundido e deste o início da década de 50 empregado por todas as fabricantes de equipamentos para transmissão HVDC no mundo;
- O Conversor CSC-CCC (*Capacitor Commutated Converter*) (SOOD, 2006), cuja topologia surgiu concomitantemente com a anterior, mas, por motivos que serão mostrados adiante, somente no início da década de 90 o primeiro arranjo foi construído.

3.6. O CONVERSOR CSC-LCC

A configuração topológica do conversor LCC, mostrada na Figura 3.8, parte da premissa da utilização de uma ponte conversora trifásica convencional, conhecida como ponte de Graetz, ou ponte de 6 (seis) pulsos. Comparativamente com outras topologias apresentadas na literatura, esta configuração proporciona uma melhor utilização da potência das unidades de transformação e baixos picos de tensão nas válvulas tiristorizadas. Por estes motivos o primeiro *link* HVDC operante intitulado Gotland (1954) foi empregado utilizando esta topologia, cabe ressaltar que os dispositivos utilizados à época eram as válvulas à vapor de mercúrio (KIM *et al.*, 2009).

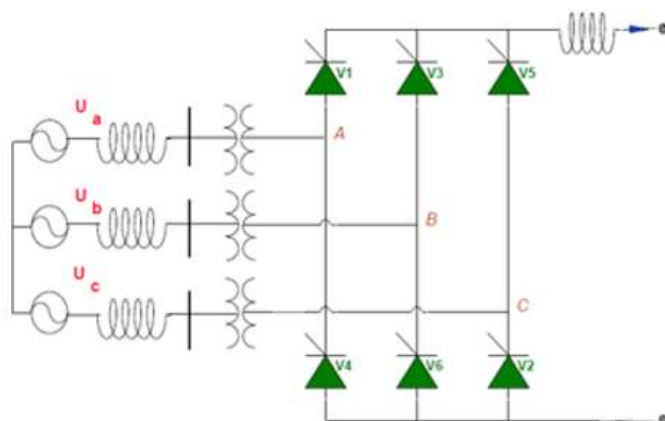


Figura 3.8 – Topologia do CSC-LCC
 Fonte: Apresentação CEPEL

Entretanto, como a topologia LCC foi desenvolvida objetivando a existência de uma corrente CC constante fluindo pelo elo, algumas características inerentes deste modo de operação são conhecidas, por exemplo (SOOD, 2006):

- As válvulas tiristorizadas não podem ser retiradas de operação instantaneamente, devendo satisfazer duas condições: a corrente que flui através da válvula deve ser nula e a tensão anodo-catodo negativa. Estas condições são satisfeitas a partir do disparo da válvula seguinte, este processo é conhecido como comutação;
- As tensões requeridas para o desbloqueio (disparo) e bloqueio das válvulas são originadas por um sistema CA existente, tanto na estação retificadora como na estação inversora;
- Apesar de ser possível a inversão de fluxo de potência pelas linhas de transmissão, não existe a possibilidade da inversão do sentido da corrente que flui pelo sistema;
- Em sistemas CA com baixos níveis de curto-circuito, problemas de instabilidade podem levar a falhas de comutação. Este problema é agravado

pelos bancos de capacitores *shunt* que usualmente são utilizados para compensação de potência reativa consumida pelo conversor.

Apesar destas limitações, esta topologia apresenta características relevantes como a capacidade de transmissão de montantes de potência ativa por polo da ordem de 1500 MW, em níveis de tensão CC que facilmente atinge o patamar dos 600 kV, estas qualidades apresentadas permitem identificar a extensa lista das possibilidades de aplicações, como mostrado na Figura 3.9, que podem ser executadas utilizando esse arranjo (SOOD, 2006).

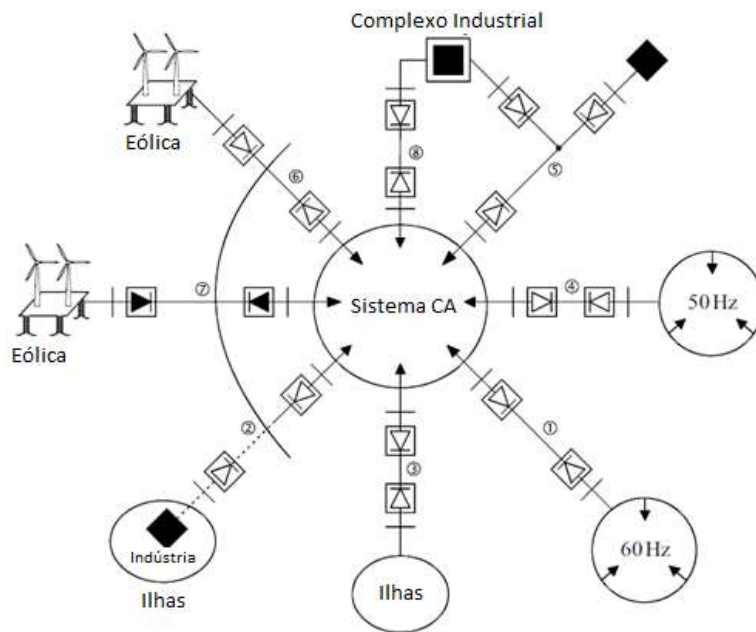


Figura 3.9 – Possibilidades de utilização do sistema de transmissão em HVDC
Fonte: Apresentação Eletronorte

3.7. O CONVERSOR CSC-CCC

Como visto nos itens anteriores, a transmissão de energia elétrica em corrente contínua baseada em pontes de 6 pulsos, com tiristores convencionais, apesar de ser muito eficiente e confiável acarreta expressivas demandas em termos de potência reativa para os sistemas CA as quais estas são conectadas. Isto se mostra num estado crítico especialmente quando estão conectados a sistemas CA que possuem baixo nível de curto-circuito, o que

certamente facilita a ocorrência de falhas de comutação na estação inversora (KIM *et al.*, 2009).

No Brasil, a tecnologia HVDC-CCC foi implementada inicialmente na interligação *Back-to-Back* do sistema brasileiro (Garabi – 60 Hz) com o sistema elétrico argentino (Rincón de Santa Maria – 50 Hz), inicialmente projetada para uma potência 1000 MW depois expandida para 2200 MW pela duplicação da estação conversora.

Do lado do Brasil a subestação de Garabi apresenta um baixo nível de curto-circuito e uma linha de transmissão longa (360 km), que requeria um adequado controle de potência reativa. Então o CCC se mostrou solução para ambos os problemas evitando assim uma compensação num ponto intermediário da linha (GRAHAM *et al.*, 2000).

Em teoria, a substituição da comutação natural das válvulas em HVDC por um sistema com comutação forçada provavelmente eliminaria os problemas associados às falhas de comutação e permitiria que, ao mesmo tempo, a necessidade da existência de um sistema CA conectado a estação inversora não fosse mais crucial. Neste ponto, o sistema chamado de VSC seria a resposta direta para tal suposição, no entanto, como dito anteriormente, os montantes de potência transmitida desenvolvidos são bem inferiores e os custos significativamente elevados quando comparados aos praticados pelos sistemas CSCs (SARCINELLI *et al.*, 2008).

A busca por meios economicamente viáveis e que apresentem segurança operacional, ainda baseados em arranjos comuns formado por tiristores levou a discussão de topologias que considerassem capacitores série em sistemas HVDC. Na Figura 3.10 apresentam-se três configurações possíveis para o método CSC-CCC, as quais foram encontradas na literatura (SARCINELLI *et al.*, 2008).

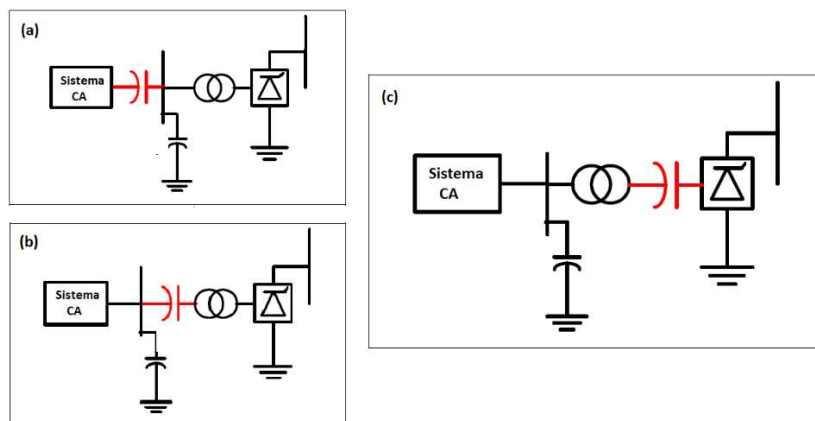


Figura 3.10 – Configurações conversora HVDC utilizando capacitores série – Arranjos CSC-CCC
(SARCINELLI *et al.*, 2008)

A partir da Figura 3.10, os arranjos se apresentam de forma que (SARCINELLI, 2008):

- Para o arranjo da Figura 3.10(a), pode-se verificar que o capacitor é localizado em série com a linha CA de alimentação do sistema HVDC. Este tipo de configuração em nada difere da tradicional executada em linhas CA para diminuição da sua reatância, todavia, esta configuração não possui uma direta influência na operação interna do conversor;
- No arranjo da Figura 3.10(b), o capacitor é localizado no ramo da estação conversora, inserido no lado de mais alta tensão transformador. Para este tipo de topologia, é verificado na literatura que a estação conversora é influenciada pela presença do capacitor, possibilitando assim a comutação forçada das válvulas que compõe a ponte de Graetz. Entretanto, para esse caso o banco de capacitores está localizado no lado de mais alta tensão do transformador, o que em muitos casos significam níveis de tensão acima dos 500 kV, o que inviabiliza a construção das unidades capacitivas no que diz respeito ao nível de isolamento da mesma.
- No arranjo da Figura 3.10(c), que similarmente ao arranjo do item (b) apresenta suas unidades capacitivas inseridas no ramo da conversora, com a ressalva de que agora este está localizado do lado de mais baixa tensão do transformador, é apresentado a solução

mais viável para a composição do arranjo CSC-CCC. Isto implica em dizer que o efeito capacitivo que influencia a comutação forçada das válvulas tiristorizadas se faz presente também nesta topologia. Adicionalmente, a questão do nível de isolamento do banco de capacitores pode ser melhor resolvida (Como exemplo o *Back-to-Back* do Madeira com $\pm 37,8$ kV).

Uma vez apresentada as possíveis configurações do arranjo CCC, a Figura 3.11 apresenta o diagrama esquemático no arranjo mencionado na Figura 3.10 (c).

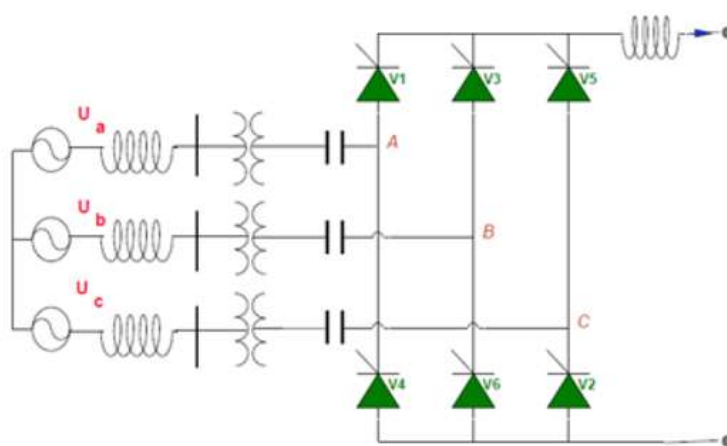


Figura 3.11 - Topologia do Conversor CSC-CCC
Fonte: Apresentação CEPEL

Em resumo, a topologia apresentada na Figura 3.11 difere da tradicional somente pela presença de um banco de capacitores série com a ponte de Graetz. Entretanto, essa diferença implica em uma série de novas dificuldades de operação do elo e, apesar de, desde a década de 50 se cogitar o uso desta topologia, somente em 1997, em um *link* entre Brasil e Argentina, que a topologia se fez operante em escala comercial (SARCINELLI *et al*, 2008).

Pode-se enumerar quatro pontos pelos quais a topologia CCC foi decisiva no comissionamento e operação do *Back-to-Back* de Garabi (1997), sendo estes pontos os principais motivos pelo qual o sistema CCC foi cogitado em oposição ao LCC (SOOD, 2006).

- A alternativa CCC possui uma dinâmica de operação mais estável em sistema fracos, ou seja, sistema que apresentam níveis de curto-circuito mais baixos, próximos aos valores nominais de potência ativa a ser transmitida pelo *link* HVDC;
- Uma vez que a impedância dos capacitores é tipicamente várias vezes maior do que a impedância do transformador, as magnitudes das correntes de curto-circuito são consideravelmente diminuídas quando da ocorrência do mesmo no lado CC, permitindo assim a otimização da vida útil dos transformadores e das válvulas;
- A drástica diminuição da demanda de potência reativa o que possibilita a operação desta topologia com fator de potência unitário.

Cabe aqui a menção de que, além do elo implementado em Garabi, a topologia CCC foi implantada em outros 2 arranjos *Back-to-Back*, a citar, em ordem cronológica:

- O arranjo *Back-to-Back* entre o Brasil e a Argentina chamado Garabi (1999-2002), de potência 2200 MW em ± 70 kV, divididos em Garabi I e II;
- O arranjo *Back-to-Back* em Rapid City (2003), de potência 200 MW em ± 13 kV, divididos em duas unidades de 100 MW, instaladas na Dakota do Sul, EUA;
- Os arranjos *Back-to-Back* do Madeira (2015), de potência 800 MW em $\pm 37,8$ kV, divididos em duas estações de 400 MW.

Outro assunto importante quando o CCC está em pauta é o dimensionamento do capacitor, pois este implica diretamente nos efeitos acima citados. Um capacitor muito pequeno (potência reativa muito inferior ao valor de potência ativa a ser transmitida pelo elo) irá causar uma grande sobretensão nos terminais das válvulas e também não irá suprir o montante necessário de potência reativa para o sistema. Um capacitor muito grande irá

drenar correntes capacitivas do sistema CA, sem mencionar o custo das unidades em questão. Portanto, o que se espera de um sistema como esse é que suas unidades capacitivas não provoquem sobretensões maiores do que 10% nas válvulas e que também consiga compensar a demanda por potência reativa para que a estação conversora apresente fator de potência unitário (SOOD, 2006).

3.8. MODELAGEM DOS CONVERSORES CSC-LCC.

Certamente, a opção por uma ou outra topologia de arranjo CSC irá implicar em diferentes equacionamentos para determinação dos valores de tensão e corrente. No entanto a maioria dos Bipolos é constituído pela topologia CSC-LCC, e oferece uma maior estabilidade dinâmica em comparação à topologia CSC-CCC. Ao se escolher a primeira, diminui-se significativamente o número de variáveis a serem consideradas no regime transitório de comutação entre válvulas, visto que a presença do capacitor série, implica em uma troca de energia entre o sistema e o mesmo, que muitas vezes pode ocasionar ferroressonância (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007) (SARCINELLI *et al*, 2008).

Nos equacionamentos de tensão e corrente para o arranjo CSC-LCC, dentro do processo de conversão CA-CC, deve-se considerar o período de comutação entre as válvulas, evidenciado como ângulo de comutação μ . Deve-se considerar, três fatores determinantes para a origem deste ângulo de comutação (ARRILLAGA; LIU; WATSON, 2007):

- A indutância da fonte, não permite que o componente que está conduzindo a corrente de carga seja comutado instantaneamente por tensão reversa, devido à entrada em condução de outro componente;
- Existirá um intervalo em que a corrente de carga é transferida para o outro componente. Portanto neste período existirão dois componentes conduzindo;
- Este efeito implica na redução do valor médio da tensão na carga, e deve ser levado em consideração para efeito de análise do processo.

Uma vez que em Sistemas HVDC o ângulo de comutação é uma variável sempre presente e, por experiência, praticamente todos os fabricantes operam seus sistemas de controle em função do mesmo, os equacionamentos de tensão e corrente da estação conversora em situação ideal serão demonstrados de forma simplificada.

As análises de correntes e tensão para o arranjo CSC-LCC encontram-se evidenciadas em Kamakshaiyah (2011), Kimbark (1971), Ekström (1990), Oliveira e Vieira (2012), Arrillaga (1998) e Padiyar (1990), e nesta dissertação serão somente resumidas. Na Figura 3.12, mostra-se o arranjo da topologia CSC-LCC a ser considerada e na Figura 3.13, ilustram-se as formas de onda para o caso da operação deste tipo de conversor com um ângulo de disparo α , e também com ângulo de comutação μ maiores que zero, mostrando ainda a denotação de δ que é o ângulo de extinção do processo de comutação.

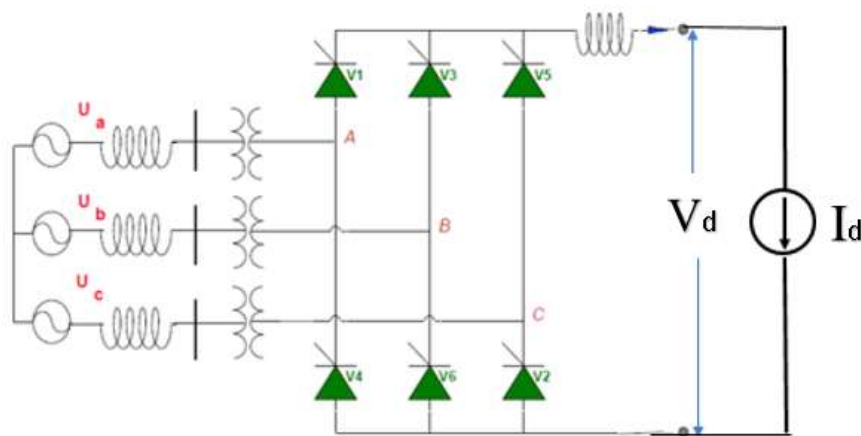


Figura 3.12 – Arranjo topológico da estação conversora CSC-LCC.
 Fonte: Apresentação CEPTEL

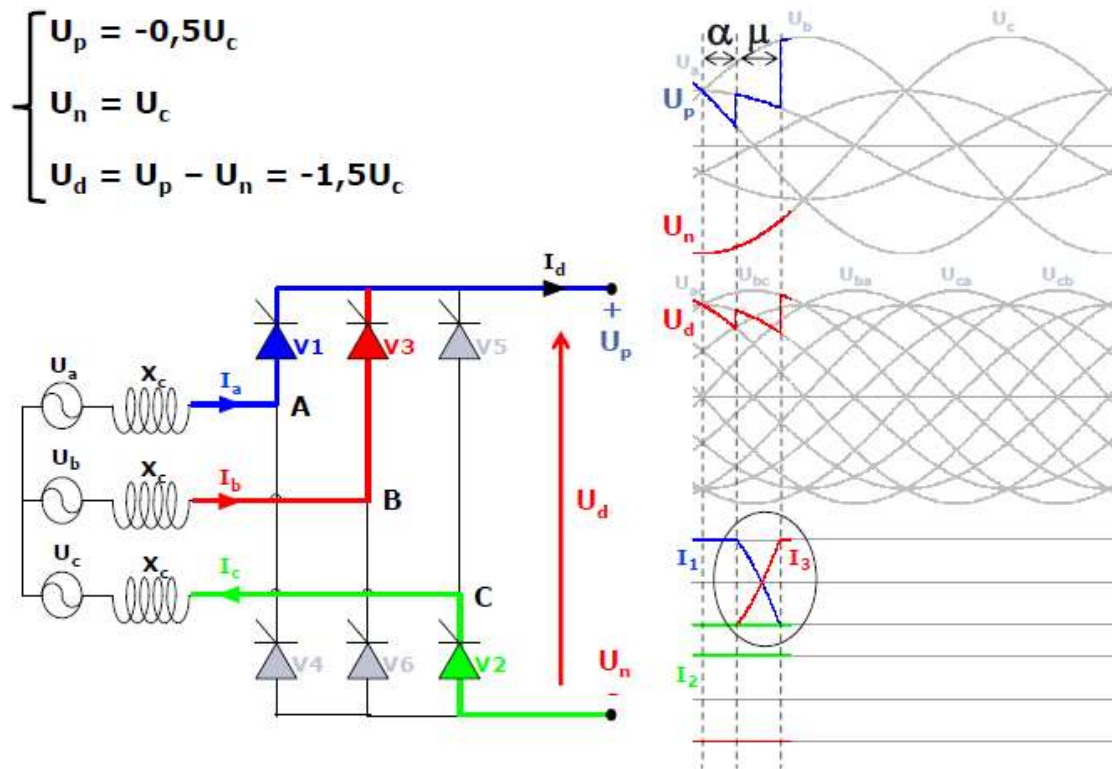


Figura 3.13 a – Esquemático dos perfis de onda durante transição no processo de comutação de válvulas. Fonte: Apresentação CEPTEL

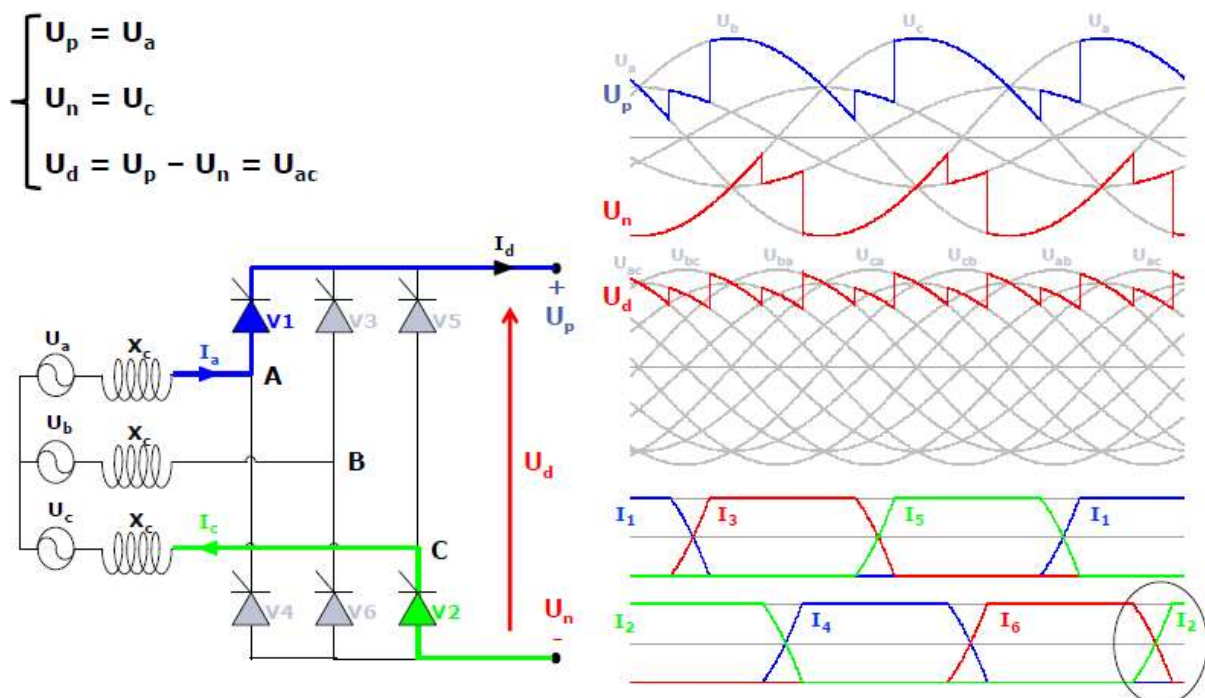


Figura 3.13 b – Esquemático dos perfis de onda durante transição no processo de comutação de válvulas. Fonte: Apresentação CEPTEL

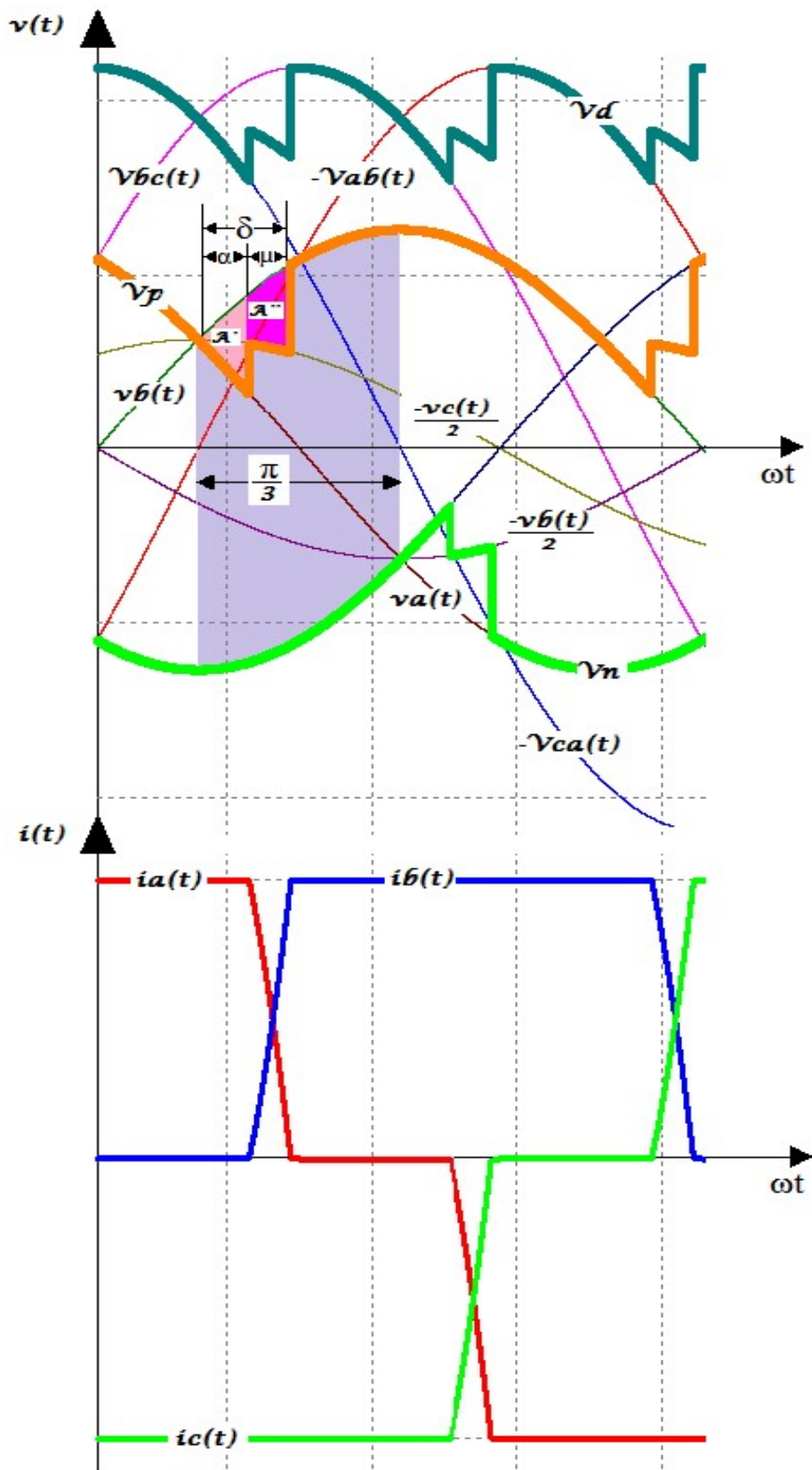


Figura 3.14 – Perfis de onda de uma estação conversora com ângulo de disparo maior que 0° e ângulo de comutação diferente de 0° . Fonte: Apresentação CEPEL

Neste ponto, algumas equações são importantes para análise, considerando o fasor da tensão de saída dado por $V_0(t) = \sqrt{3}V_m \cos(\omega t)$, onde V_m representa a amplitude da tensão de fase (valor de pico). A tensão média CC de saída da ponte conversora de seis pulsos numa condição ideal (sem carga) V_{d0} , pode ser encontrada através da integração da tensão de saída $V_0(t)$, representada pela Equação (3.1):

$$V_{d0} = \frac{1}{\pi/3} \int_{-\pi/6}^{\pi/6} V_0(t) d(\omega t) \quad (3.1)$$

Tem-se que,

$$V_{d0} = \frac{3}{\pi} \int_{-\pi/6}^{\pi/6} \sqrt{3}V_m \cos(\omega t) d(\omega t) \quad (3.2)$$

$$V_{d0} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_m \quad (3.3)$$

Considerando a tensão eficaz de linha na entrada do retificador como V_r , tem-se que

$$V_r = \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} V_m \quad (3.4)$$

$$V_{d0} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_r \quad (3.5)$$

A partir desse ponto, deve ser considerado o controle de fase das válvulas tiristorizadas através de um ângulo de disparo α , neste caso, para encontrar o valor da tensão média CC de saída da ponte conversora de seis pulsos (V_d), deve-se calcular o valor médio de $V_0(t)$ através da expressão (3.6) onde o valor da tensão V_d será representada por,

$$V_d = \frac{1}{\pi/3} \int_{(-\pi/6)+\alpha}^{(\pi/6)+\alpha} V_0(t) d(\omega t) \quad (3.6)$$

$$V_d = \frac{1}{\pi/3} \int_{(-\pi/6)+\alpha}^{(\pi/6)+\alpha} V_m \cos(\omega t) d(\omega t) \quad (3.7)$$

$$V_d = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_m \left[\text{sen} \left(\frac{\pi}{6} + \alpha \right) + \text{sen} \left(\frac{\pi}{6} - \alpha \right) \right] \quad (3.8)$$

$$V_d = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_m \left[2\text{sen} \left(\frac{\pi}{6} \right) \text{cos}\alpha \right] \quad (3.9)$$

$$V_d = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_m \text{cos}\alpha \quad (3.10)$$

$$V_d = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_r \text{cos}\alpha \quad (3.11)$$

Onde a expressão encontrada para V_d equivale à tensão CC média numa ponte conversora de 6 pulsos, considerando o ângulo de disparo (α) das válvulas de tiristores, e substituindo a Equação (3.5) na Equação (3.9) tem-se que:

$$V_d = V_{d0} \text{cos}\alpha \quad (3.12)$$

De acordo com (KAMAKSHIAH, 2011), a partir das análises das formas de onda das Figuras 3.13 e 3.14, e considerando a partir desse momento o ângulo de comutação (μ), tem-se que a tensão V_d pode ser expressa por:

$$V_d = \frac{3\sqrt{3}}{2\pi} V_m [\text{cos}\alpha + \text{cos}(\alpha + \mu)] \quad (3.13)$$

$$V_d = \frac{V_{d0}}{2} [\text{cos}\alpha + \text{cos}(\alpha + \mu)] \quad (3.14)$$

Durante o processo de comutação das válvulas, as fases são curto-circuitadas resultando na circulação de corrente (i_{sc}). A partir da derivada de corrente no instante de comutação da ponte conversora, temos a seguinte Equação:

$$2L_s \frac{di_{sc}(t)}{dt} = \sqrt{3}V_m \text{cos} \left(\omega t - \frac{2\pi}{3} \right) \quad (3.15)$$

na qual, L_s representa a indutância série.

Ao final do processo de comutação, temos que:

$$I_d = \frac{\sqrt{3}V_m}{2\omega L_s} [\cos(\alpha) - \cos(\delta)] \quad (3.16)$$

Na qual, δ representa o ângulo de extinção do processo de comutação igual a $(\alpha + \mu)$.

Na Equação (3.16), apresenta-se o cálculo de I_d , que é o valor médio de corrente do elo CC, em função da tensão CA, e dos respectivos ângulos α e δ .

Eliminando o termo $\cos(\alpha + \mu)$ da Equação (3.13), tem-se que :

$$V_d = \frac{3\sqrt{3}}{2\pi} V_m \left[2\cos\alpha - \frac{2I_d\omega L_s}{\sqrt{3}V_m} \right] \quad (3.17)$$

$$V_d = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_m [\cos\alpha] - \frac{I_d 3\omega L_s}{\pi} \quad (3.18)$$

Com relação a quantificação da queda de tensão ΔV_d pelo fato de existir um ângulo de comutação, esta pode ser demonstrada pela Equação (3.19).

$$\Delta V_d = \frac{3}{\pi} \omega L_s I_d = R_c I_d, \quad (3.19)$$

para

$$R_c = \frac{3}{\pi} \omega L_s. \quad (3.20)$$

Na qual R_c representa a resistência de comutação do retificador.

Com relação ao equacionamento da tensão média de saída da ponte retificadora de 6 pulsos (V_d), tem-se que ela pode ser expressa por:

$$V_d = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_r \cos(\alpha) - \Delta V_d = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_r \cos(\alpha) - R_c I_d = \frac{3\sqrt{2}V_r}{\pi} [\cos(\alpha) + \cos(\delta)] \quad (3.21)$$

Caso seja considerada uma ponte retificadora de 12 (doze) pulsos numa condição sem carga (para ângulo de disparo α igual a zero) e que possui em sua composição duas

pontes retificadoras de 6 pulsos ligadas em série, de acordo com (KAMAKSHIAIAH, 2011), a tensão média pode ser expressa a partir da Equação (3.3) por:

$$V_{d12} = 2V_{d0} = 2 \left(\frac{3\sqrt{3}}{\pi} V_m \right) \quad (3.22)$$

Ficam aqui expostos os principais equacionamentos de tensão e corrente pertinentes à topologia CSC-LCC, que visam sintetizar as principais variáveis pertencentes ao modo de operação desta ponte conversora. Neste trabalho, apenas a modelagem da topologia CSC-LCC foi abordada.

3.9. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, apresentou-se uma síntese das principais informações relativas aos desempenhos e equacionamentos de tensão e corrente dos conversores do tipo CSC (*Current Sourced Converter*), a saber, o arranjo CSC-LCC (*Line Commutated Converter*) e o arranjo CSC-CCC (*Capacitor Commutated Converter*).

Inicialmente, relataram-se os principais atrativos da utilização do conversor CSC frente ao conversor VSC, destacando as principais perspectivas, positivas e negativas, da utilização dessa topologia. Foi ressaltado que a topologia CSC tem suas subdivisões.

A topologia CSC-LCC certamente é a topologia mais conhecida e utilizada em arranjos HVDC no mundo, além de ter sido utilizada desde os primeiros arranjos HVDC comercialmente disponíveis no mundo. Possui grande demanda de potência reativa para que suas estações conversoras consigam operar de forma satisfatória.

A topologia CSC-CCC surgiu concomitantemente com a topologia CSC-LCC, entretanto por quesitos técnicos, somente no fim do século XX começou a ser explorada a nível comercial.

Quando o sistema CA conectado ao conversor possui baixo nível de curto-circuito, ou seja, é um sistema um pouco mais fraco eletricamente, os conversores CCC são mais adequados que os conversores convencionais do tipo LCC, considerando que os CCC são menos susceptíveis à incidência de falhas de comutação.

Por fim, foram destacados os equacionamentos das principais variáveis de tensão e corrente relativos à topologia CSC-LCC de operação dos elos HVDC.

4. FUNDAMENTAÇÃO DA PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA PARA LINHAS DE TRANSMISSÃO

4.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A proteção do Sistema Elétrico de Potência atua através de relés estrategicamente instalados na rede, isolando o defeito do restante do sistema diante de grandezas que ultrapassem valores previamente estabelecidos (KINDERMANN, 2005).

A principal função de um sistema de proteção é detectar faltas assegurando de forma mais breve possível a isolação de funções de transmissão, preservando a integridade dos demais equipamentos do sistema elétrico e minimizando os danos oriundos destas perturbações.

Um sistema de proteção deve seguir os seguintes requisitos básicos (ANDERSON, 1999):

- Sensibilidade: capacidade de identificar falhas para as quais ele foi projetado;
- Confiabilidade: habilidade de atuar corretamente quando necessário ou de evitar operações desnecessárias;
- Seletividade: capacidade de prover a máxima continuidade de serviço com um mínimo de desconexões para isolar uma falta no sistema;
- Coordenação: capacidade de determinar a sequência de ajustes de tempo pré-estabelecidos do sistema de proteção, de forma a definir a prioridade de atuação da proteção;
- Velocidade: característica voltada para reduzir o tempo de duração da falta, para um mínimo de danos no sistema protegido;
- Economia: relaciona-se ao objetivo de sempre avaliar o custo *versus* benefício, visando ter máxima proteção ao menor custo;

- Simplicidade: característica que considera a utilização mínima de equipamentos e circuitos na execução da proteção; e
- Manutenibilidade: capacidade de permitir manutenção rápida e pontual, reduzindo-se ao mínimo os custos de manutenção e o tempo durante o qual o sistema fica fora de serviço.

Com o avanço da microeletrônica, surgiram os relés digitais, que se diferem dos relés eletromecânicos e estáticos por apresentarem a seguintes vantagens:

- Implementação flexível de algoritmos de proteção, integrando em um só relé diferentes funções como: sobrecorrente, sobretensão, diferencial e distância.
- A flexibilidade funcional, permitindo ao relé a realização de diversas funções, tais como: medição, monitoramento e controle.
- Integração digital, onde é possível a comunicação entre o relé e outros dispositivos.
- Auto-monitoramento, que permite ao próprio relé averiguar a integridade do seu software e do seu hardware.
- Aquisição e armazenamento de dados de oscilografia de curta e longa duração;
- Implementação de rotinas de detecção, classificação e localização de faltas.

O relé de distância realiza, constantemente, medições de certos parâmetros da linha, tais como sua impedância, admitância e/ou reatância, através de equipamentos auxiliares comumente conhecidos como transformadores de corrente (TCs) e transformadores de potencial (TPs) (KINDERMANN, 2005).

No que diz respeito à proteção de linhas de transmissão, a proteção de distância é notoriamente a mais utilizada. Ela recebe essa denominação por operar baseada na medição

da distância até o local da falta, obtida indiretamente a partir da medição da impedância de sequência positiva do trecho da linha entre o relé e o local da falta (ZIEGLER, 2006).

4.2. IMPEDÂNCIA MEDIDA PELO RELÉ

O relé de distância opera quando a impedância ou reatância vista pelo relé, ultrapassa os limites previamente ajustados (KINDERMANN, 2005).

Num sistema elétrico trifásico, perfeitamente equilibrado, podemos considerar a existência de 10 tipos de curtos-circuitos que podem ocorrer, a saber: um trifásico, três bifásicos, três bifásicos para a terra e três monofásicos. Para cada um desses tipos de faltas as equações que regem as relações entre as tensões e correntes vistas pelo relé de distância são diferentes.

Para que o relé seja capaz de detectar todos esses tipos de defeito, ele dispõe de seis unidades de impedância, também denominadas de *loops* de falta, três de fase e três de terra, em que pelo menos uma deve ser sensibilizada na presença de um curto-circuito. Na tabela 2 são apresentados os sinais de tensão e corrente utilizados como sinais de entrada das seis unidades de impedância do relé de distância.

Tabela 2– Sinais de entrada para as unidades fase-terra e fase-fase do relé de distância.

<u>Unidade</u>	<u>Sinais de Tensão</u>	<u>Sinais de Corrente</u>
Z_{AT}	\hat{V}_a	$\hat{I}_a + K_0 \hat{I}_0$
Z_{BT}	\hat{V}_b	$\hat{I}_b + K_0 \hat{I}_0$
Z_{CT}	\hat{V}_c	$\hat{I}_c + K_0 \hat{I}_0$
<hr/>		
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}	$\hat{V}_c - \hat{V}_a$	$\hat{I}_c - \hat{I}_a$

Onde o termo K_0 é denominado fator de compensação de sequência zero, este fator será responsável por compensar o acoplamento mútuo de sequência zero entre a fase defeituosa e as fases sãs (SILVA, 2009).

$$K_0 = \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{3Z_{L1}} \quad (4.1)$$

Como as unidades de medição do relé avaliam a impedância de sequência positiva da linha de transmissão, pode ser verificada uma vantagem significativa, pois dessa maneira o *loop* de falta não está subordinado à resistividade do solo, como acontece no caso da impedância de sequência zero.

Durante uma falta, o relé de distância vai efetuar uma medição de impedância aparente composta por dois termos, como segue:

$$Z_{aparente} = hZ_{L1} + Erro \quad (4.2)$$

Onde o termo Z_{L1} , corresponde à impedância total da linha de transmissão e h corresponde ao percentual do comprimento da linha onde está localizada a falta, acrescentando o erro de medição (SILVA, 2009).

A fim de identificar quais sinais devem ser usados em cada uma das unidades de impedância do relé, seja o diagrama unifilar de um sistema elétrico, e considerando uma falta trifásica, o circuito de sequência é constituído apenas da sequência positiva, conforme indicado na Figura 4.1.

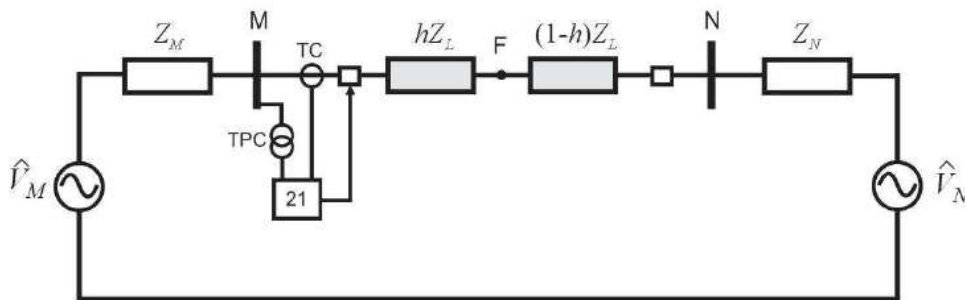


Figura 4.1 – Diagrama unifilar de um circuito trifásico com uma falta aplicada no ponto F (SILVA, 2009).

A Figura 4.2 representa os equivalentes de seqüência zero, positiva e negativa associados ao diagrama unifilar mostrado na Figura 4.1.

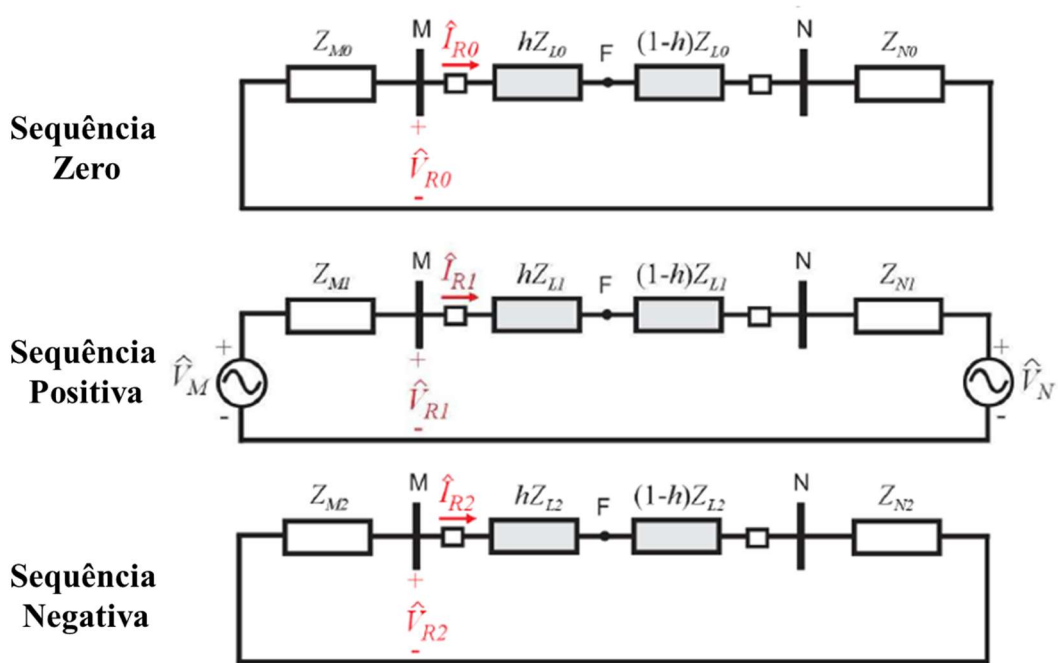


Figura 4.2 – Diagramas de seqüência zero, positiva e negativa considerando falta no ponto F (SILVA, 2009).

Considerando os equivalentes representados anteriormente, podemos representar as impedâncias equivalentes de seqüência zero (Z_0), positiva (Z_1) e negativa (Z_2) associadas aos respectivos fatores de divisão de corrente C_0 , C_1 e C_2 :

$$Z_0 = \frac{(Z_{M0} + hZ_{L0}) \cdot [(1-h)Z_{L0} + Z_{N0}]}{Z_{M0} + Z_{L0} + Z_{N0}} \quad (4.3)$$

$$Z_1 = \frac{(Z_{M1} + hZ_{L1}) \cdot [(1-h)Z_{L1} + Z_{N1}]}{Z_{M1} + Z_{L1} + Z_{N1}} \quad (4.4)$$

$$Z_2 = \frac{(Z_{M2} + hZ_{L2}) \cdot [(1-h)Z_{L2} + Z_{N2}]}{Z_{M2} + Z_{L2} + Z_{N2}} \quad (4.5)$$

$$C_0 = \frac{(1-h)Z_{L0} + Z_{N0}}{Z_{M0} + Z_{L0} + Z_{N0}} \quad (4.6)$$

$$C_1 = \frac{(1-h)Z_{L1} + Z_{N1}}{Z_{M1} + Z_{L1} + Z_{N1}} \quad (4.7)$$

$$C_2 = \frac{(1-h)Z_{L2} + Z_{N2}}{Z_{M2} + Z_{L2} + Z_{N2}} \quad (4.8)$$

4.2.1 Falta Trifásica

Na Figura 4.3, ilustra-se a interligação dos circuitos de sequência, para o caso de uma falta trifásica, localizada a uma porcentagem h do comprimento total da linha de transmissão, considerando que o relé de distância esteja instalado no terminal A.

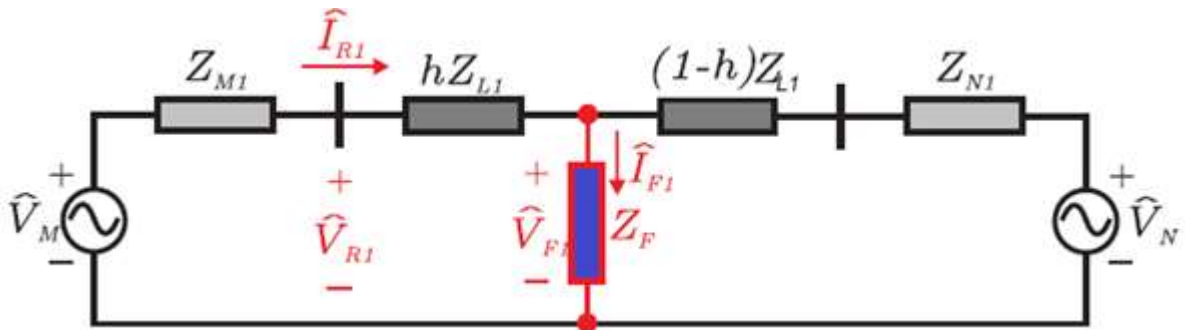


Figura 4.3 – Diagramas de Sequência para uma falta trifásica. (SILVA, 2009).

Do circuito mostrado na Figura 4.3 é possível expressar a corrente e tensão de sequência positiva vista pelo relé da seguinte forma:

$$I_{R1} = C_1 I_{F1} \quad (4.9)$$

$$V_{R1} = hZ_{L1} I_{R1} + V_{F1} = \left(hZ_{L1} I_{R1} + \frac{Z_F}{C_1} \right) I_{R1} \quad (4.10)$$

Considerando um curto-circuito trifásico, as correntes de fase vistas pelo relé de distância podem ser representadas pelas equações conforme (Silva, 2009).

$$\hat{I}_A = C_1 \cdot \hat{I}_{F1} \quad (4.11)$$

$$\hat{I}_B = a^2 \cdot C_1 \cdot \hat{I}_{F1} \quad (4.12)$$

$$\hat{I}_C = a \cdot C_1 \cdot \hat{I}_{F1} \quad (4.13)$$

$$\hat{I}_A - \hat{I}_B = (1 - a^2) \cdot C_1 \cdot \hat{I}_{F1} \quad (4.14)$$

$$\hat{I}_B - \hat{I}_C = (a^2 - a) \cdot C_1 \cdot \hat{I}_{F1} \quad (4.15)$$

$$\hat{I}_C - \hat{I}_A = (a - 1) \cdot C_1 \cdot \hat{I}_{F1} \quad (4.16)$$

Já as tensões vistas pelo relé de distância ainda considerando um curto-circuito trifásico, podem ser representadas pelas equações conforme (Silva, 2009).

$$\hat{V}_A = (hZ_{L1} + \frac{Z_F}{C_1}) \cdot C_1 \cdot \hat{I}_{F1} \quad (4.17)$$

$$\hat{V}_B = (hZ_{L1} + \frac{Z_F}{C_1}) \cdot a^2 \cdot C_1 \cdot \hat{I}_{F1} \quad (4.18)$$

$$\hat{V}_C = (hZ_{L1} + \frac{Z_F}{C_1}) \cdot a \cdot C_1 \cdot \hat{I}_{F1} \quad (4.19)$$

$$\hat{V}_A - \hat{V}_B = (hZ_{L1} + \frac{Z_F}{C_1}) \cdot (1 - a^2) \cdot C_1 \cdot \hat{I}_{F1} \quad (4.20)$$

$$\hat{V}_B - \hat{V}_C = (hZ_{L1} + \frac{Z_F}{C_1}) \cdot (a^2 - a) \cdot C_1 \cdot \hat{I}_{F1} \quad (4.21)$$

$$\hat{V}_A - \hat{V}_C = (hZ_{L1} + \frac{Z_F}{C_1}) \cdot (a - 1) \cdot C_1 \cdot \hat{I}_{F1} \quad (4.22)$$

Para o tipo de curto trifásico analisado, teremos todas as seis unidades responsáveis pela eliminação da falta.

Utilizando a unidade Z_{BC} como referência a expressão da impedância é:

$$Z_{BC} = \frac{\hat{V}_B - \hat{V}_C}{\hat{I}_B - \hat{I}_C} = hZ_{L1} + \frac{Z_F}{C_1} \quad (4.23)$$

4.2.2 Falta Bifásica

Na Figura 4.4, ilustra-se a interligação dos circuitos de sequência, para o caso de uma falta bifásica entre as fases B e C, localizada a uma porcentagem h do comprimento total da linha de transmissão, considerando que o relé de distância esteja instalado no terminal A.

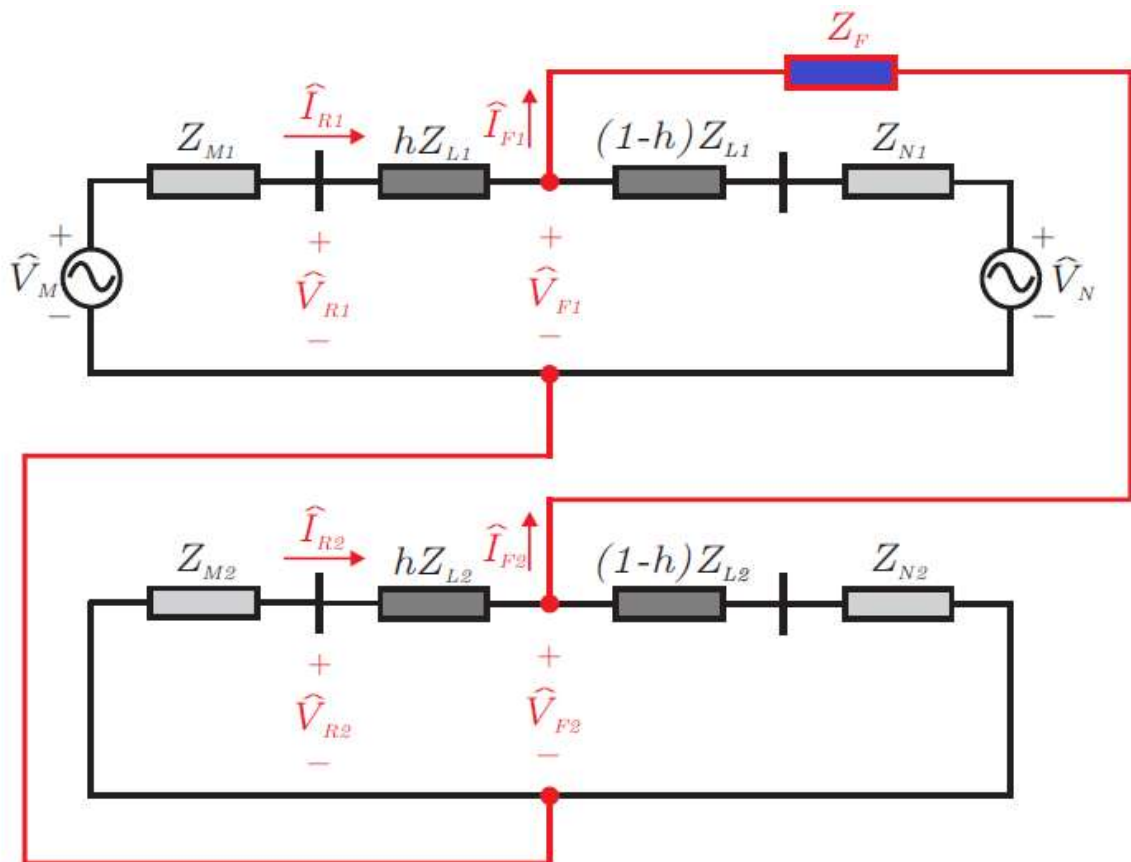


Figura 4.4 - Circuitos de seqüência para uma falta bifásica entre as fases B e C. (SILVA, 2009)

Para uma falta bifásica para a terra a partir das fases B e C a unidade de proteção Z_{BC} será responsável para eliminar o curto-circuito. E esta impedância aparente vista pelo relé pode ser representada pela seguinte expressão:

$$Z_{BC} = \frac{\hat{V}_B - \hat{V}_C}{\hat{I}_B - \hat{I}_C} = hZ_{L1} + \frac{Z_F}{C_1 + C_2} \quad (4.24)$$

4.2.3 Falta Bifásica para Terra

Na Figura 4.5, ilustra-se a conexão dos circuitos de sequência para o caso de uma falta bifásica para a terra entre as fases B e C no ponto F da linha de transmissão.

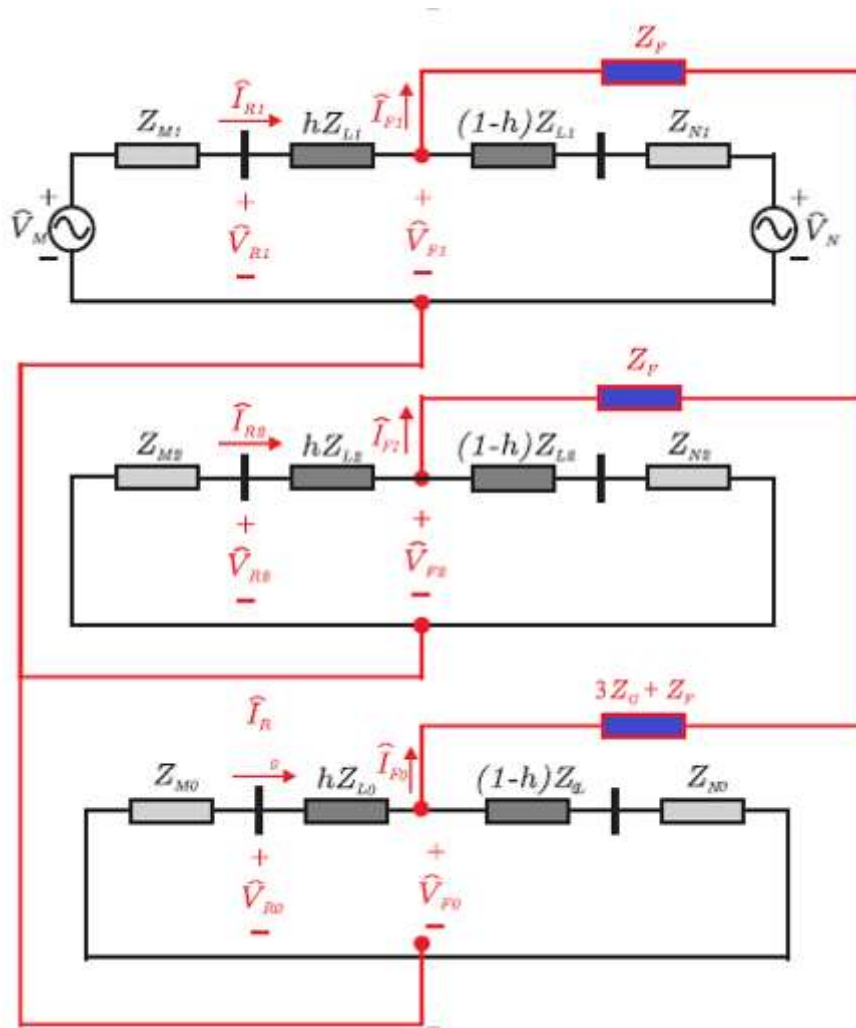


Figura 4.5 – Circuitos de sequência para uma falta bifásica para a terra e fases B e C. (SILVA, 2009)

De forma semelhante, para uma falta bifásica para a terra a partir das fases B e C a unidade de proteção Z_{BC} também será responsável para eliminar o curto-circuito. E a impedância aparente vista pelo relé pode ser representada pela seguinte expressão:

$$Z_{BC} = \frac{\hat{V}_B - \hat{V}_C}{\hat{I}_B - \hat{I}_C} = hZ_{L1} + \frac{(1+D)Z_F}{C_1 + C_2D} \quad (4.25)$$

$$\text{Onde } D = \frac{Z_0 + Z_F + 3Z_G}{Z_0 + Z_F + 2Z_F + 3Z_G}$$

4.2.4 Falta Monofásica

Na Figura 4.6, ilustra-se a conexão dos circuitos de seqüência para o caso de uma falta monofásica na fase A no ponto F da linha de transmissão.

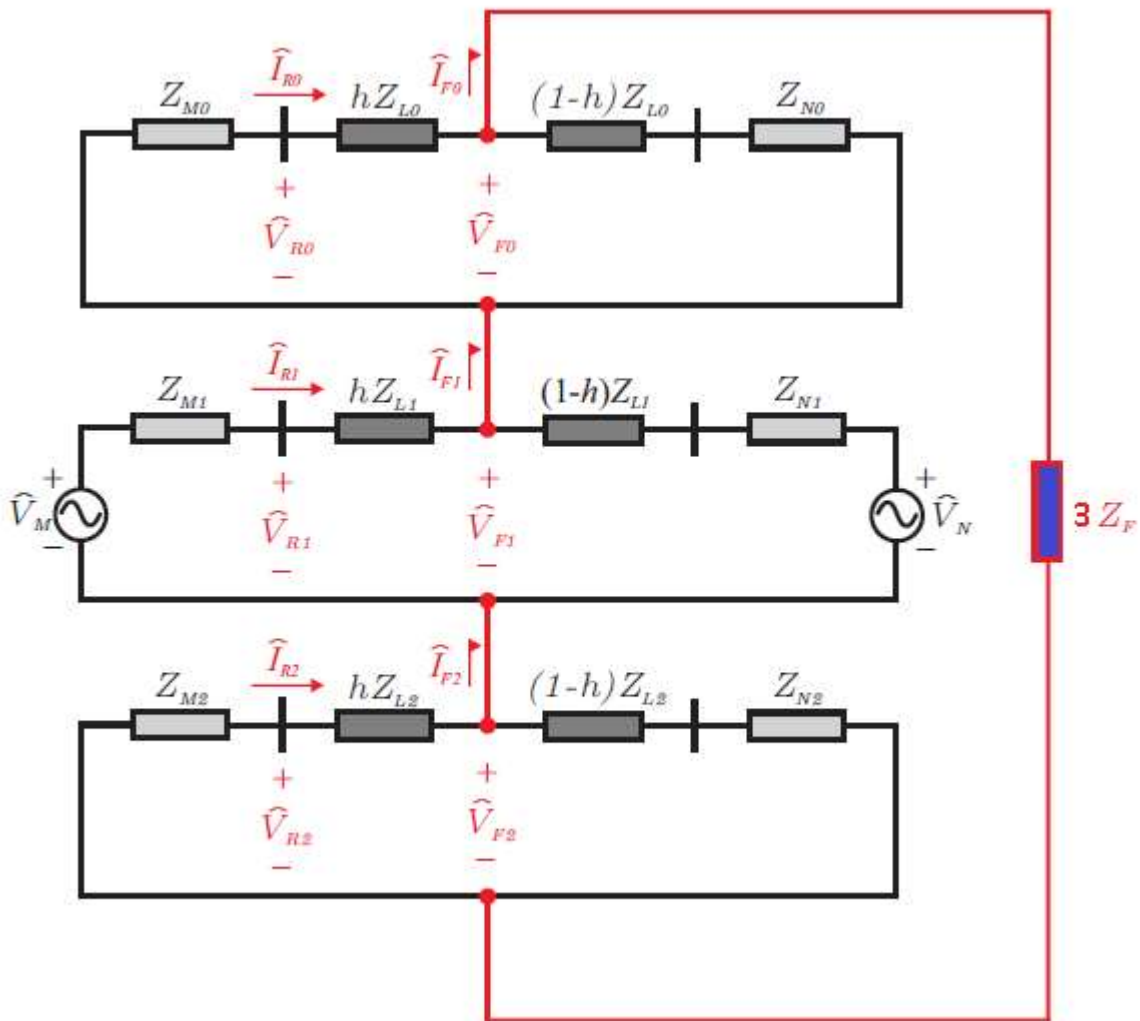


Figura 4.6 – Circuitos de seqüência para uma falta monofásica na fase A. (SILVA, 2009)

Para uma falta monofásica a partir da fase A a unidade de proteção Z_{AT} será responsável para eliminar o curto-circuito. E a impedância aparente Z_{AT} vista pelo relé pode ser representada pela seguinte expressão:

$$Z_{AT} = \frac{\hat{V}_A}{\hat{I}_A + K_0 \hat{I}_N} = hZ_{L1} + \frac{3 C_0 Z_F}{C_1 + C_2 + (1 + 3 K_0)} \quad (4.26)$$

4.3. DIAGRAMA RX E CARACTERÍSTICAS DE OPERAÇÃO.

A representação da impedância de sequência positiva no diagrama RX é o segmento de reta que liga a origem ao ponto correspondente à impedância de falta medida (SILVA, 2009).

As características de operação de um relé de distância podem ser representadas através de um diagrama de impedâncias denominado de diagrama RX, cujo eixo das abscissas representa a resistência R e o eixo das ordenadas a reatância X (SILVA, 2009).

O lugar geométrico da impedância de sequência positiva de uma linha de transmissão no diagrama RX é um segmento de reta. A representação do diagrama RX e característica da linha de transmissão neste plano podem ser vistas na Figura 4.7.

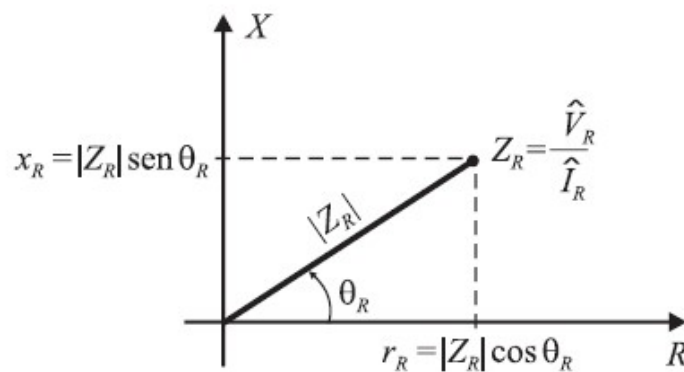


Figura 4.7 – Representação da impedância medida pelo relé no plano complexo. (SILVA, 2009)

A representação da impedância aparente Z_R é feita no primeiro quadrante, cujas coordenadas no diagrama RX são $R = Z_R \cos \theta$ e $X = Z_R \sin \theta$. Esta é obtida a partir de valores da tensão e corrente medidas no ponto de instalação do relé (SILVA, 2009).

O relé deve operar caso a impedância aparente vista pelo relé Z_R se encontre dentro de sua característica de operação, que consiste de uma figura geométrica no plano RX. Diversas figuras geométricas são utilizadas, como círculos, retângulos e elipses, bem como a combinação delas, conforme ilustrado na Figura 4.8.

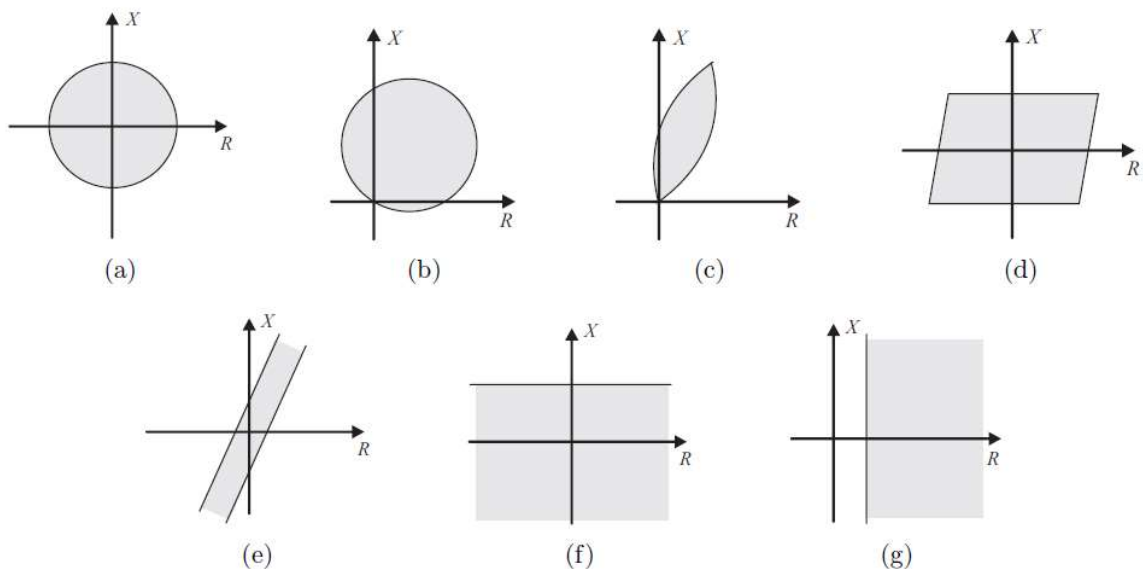


Figura 4.8 – Tipos de características de operação do relé de distância: (a) Impedância; (b) Mho; (c) Lenticular; (d) Retângulo; (e) Blinder; (f) Reatância; (g) Resistância.
(SILVA, 2009)

A característica de operação Mho é a mais difundida e apropriada para relés de distância por possuir alcance finito, direcionalidade, boa acomodação da resistência de falta e menor sensibilidade às oscilações de potência (ZIEGLER, 2006).

4.4. TRAJETÓRIA DA IMPEDÂNCIA MEDIDA PELO RELÉ

Em condições normais de operação, o sistema elétrico opera em regime permanente, e nesta situação a impedância aparente vista pelo relé Z_R pode ser representada por um ponto

fora da característica de operação no diagrama RX, numa situação denominada de pré-falta que antecede à falta, esta impedância Z_R terá comportamento semelhante mas ainda sem sensibilizar o relé de distância, conforme ilustrado na Figura 4.9. O valor dessa impedância durante a fase de pré-falta dependerá do fluxo de potência ativa e reativa e da condição do carregamento na linha protegida (SILVA, 2009).

Quando ocorre um curto-circuito, esta impedância aparente Z_R se desloca para dentro da característica de operação sensibilizando dessa forma o relé de distância, que poderá enviar um sinal de desligamento (trip) para abertura dos disjuntores nos terminais da linha de transmissão. A trajetória da impedância consistirá na sequência de valores calculados desde a condição pré-falta até o valor de regime permanente de falta (SILVA, 2009).

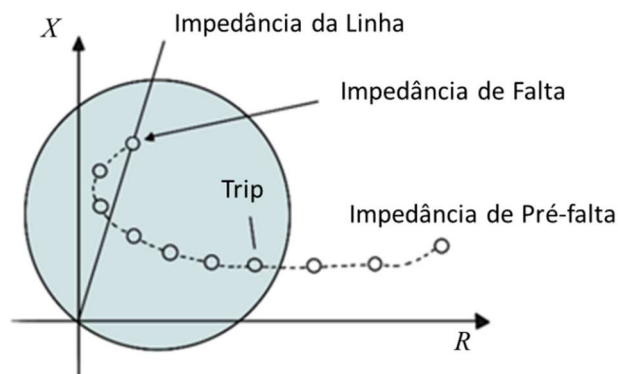


Figura 4.9 – Trajetória da impedância vista pelo relé (característica mho).
(SILVA, 2009)

4.5. ZONAS DE PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA.

As características de seletividade e coordenação de um relé de distância estão relacionadas aos ajustes de suas zonas de proteção, que se consistem de diferentes alcances, associados a diferentes tempos de atraso. Não raro são utilizadas três zonas de proteção na operação do relé, mas, a depender da aplicação, mais zonas podem ser consideradas (ZIEGLER, 2006).

Tipicamente, a impedância de alcance da primeira zona de proteção corresponde a uma porcentagem de 80 a 85% da impedância total da linha protegida. A margem de segurança de 20 a 15% é necessária devido às imprecisões provocadas por diversas fontes de erro, tais como os transformadores para instrumento, que podem introduzir o erro de subalcance (impedância medida maior do que a real) ou erro de sobrealcance (impedância medida menor do que a real) causando sua operação inadequada (COOK, 1985). Na primeira zona não existe tempo de atraso intencional na operação.

A segunda zona de proteção deve cobrir 100% da linha protegida pela primeira zona, mais em torno de 50% da menor linha que emane de seu terminal remoto. Tipicamente, a sua operação é retardada de um tempo T_2 da ordem de 200 a 500 ms (SILVA, 2009).

A principal função da segunda zona de proteção é a de proteção de retaguarda para faltas ocorridas em linhas adjacentes à linha protegida pela primeira zona. Geralmente, o seu alcance é ajustado para proteger 100% da menor linha que emana do terminal remoto da linha protegida pela primeira zona, mais 20% da menor linha a sua jusante. Atualmente a terceira zona é pouco usada no SIN, geralmente permanece desabilitada em virtude da existência da proteção de retaguarda local. A sua operação também é retardada de um tempo T_3 da ordem de 800 ms (SILVA, 2009). A Figura 4.10 representa os diferentes tempos de atuação do relé de distância para essas 3 zonas de proteção.

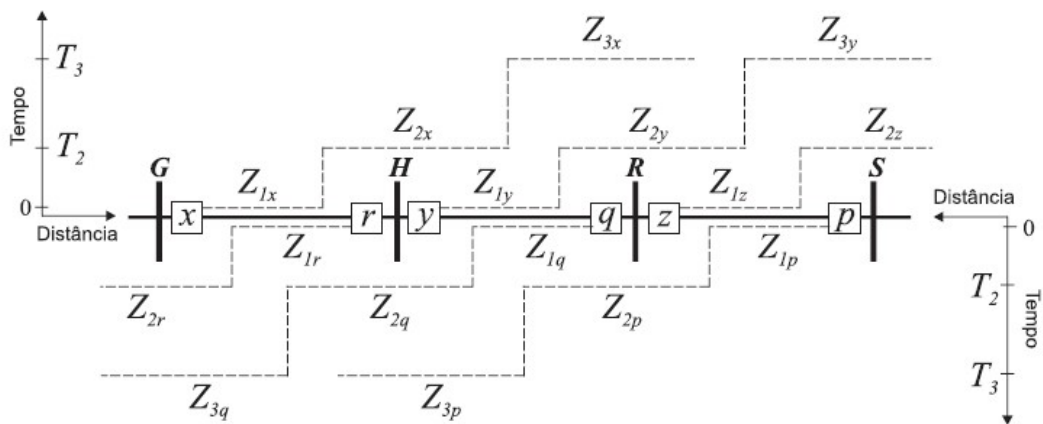


Figura 4.10 - Representação das zonas de proteção de distância.
(ANDERSON, 1999)

Na Figura 4.11, está representado o diagrama RX onde as diferentes zonas de proteção da Figura 4.10 estão contempladas considerando a característica de operação mho.

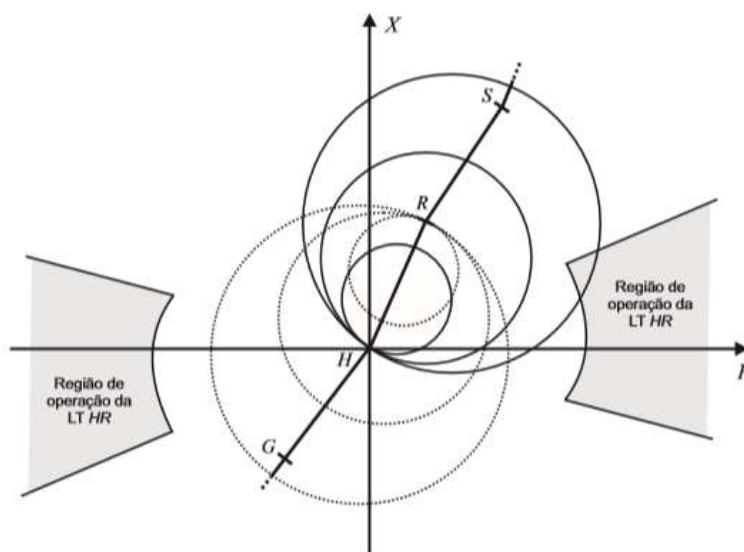


Figura 4.11 – Representação das zonas de proteção de distância no diagrama RX.
(SILVA, 2009)

Na Figura 4.12 encontra-se representada a interseção das zonas de atuação dos relés nos terminais R e S de uma linha de transmissão, com sinais obtidos pelos TCs e TPs instalados e a 1ª zona ajustada para 80% do comprimento da LT.

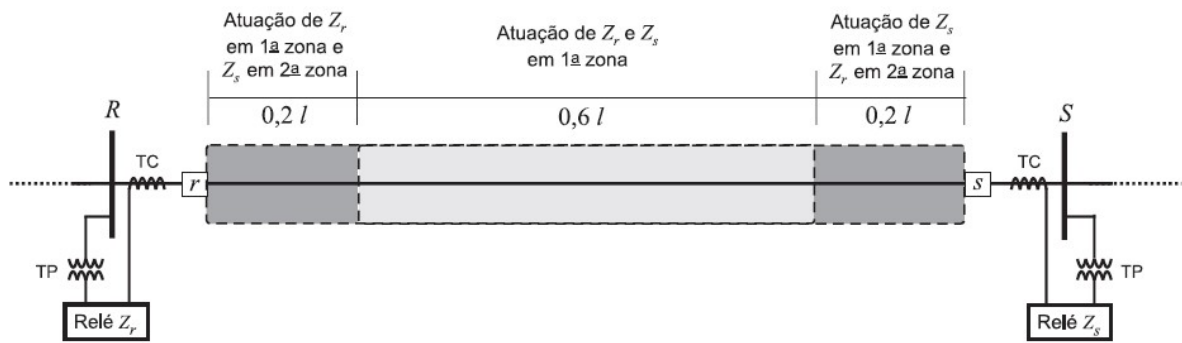


Figura 4.12 – Representação da interseção das zonas de atuação dos relés nos terminais de uma LT (SILVA, 2009)

Em uma situação de curto-circuito, a impedância Z_R desloca do seu valor inicial de pré-falta para dentro da característica de operação do relé, podendo acionar um sinal de trip para abertura dos disjuntores. A trajetória da impedância Z_R é uma sequência de valores calculados desde a pré-falta até o valor de regime permanente de falta (SILVA, 2009).

O tempo decorrido para que a impedância mude da sua condição de pré-falta para o valor dentro da característica de operação do relé é chamado de tempo de detecção de falta, este depende do algoritmo de seleção de fases utilizado (ANDERSON, 1999).

4.6. COMPARADORES.

Na implementação da função de proteção de distância o conceito dos comparadores de fase e magnitude é bastante utilizado. Consiste na comparação entre dois sinais onde são verificadas as situações de defasagem e magnitude de forma a distinguir uma condição de falta de uma condição normal de operação (PAITHANKAR; BHIDE, 2004).

A forma, o tamanho e a posição da característica de operação do relé no diagrama RX podem ser determinadas através dos parâmetros dos comparadores.

4.6.1 Comparador de Fase

A definição dos fasores da tensão de operação e tensão de polarização do comparador de fase para a característica mho autopolarizada pode ser escrita como (SILVA, 2009):

$$\hat{V}_{op} = -\hat{V}_R + Z_A \hat{I}_R \quad (4.27)$$

$$\hat{V}_{pol} = \hat{V}_R \quad (4.28)$$

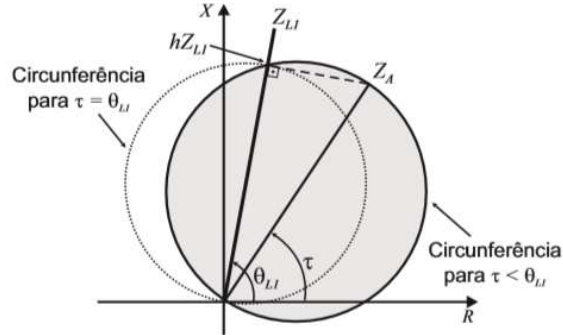


Figura 4.13 – Representação da característica mho no plano RX. (SILVA, 2009)

Considerando V_R e I_R os fasores da tensão e corrente medidos pelo relé, respectivamente e Z_A a impedância do alcance do relé, que pode ser calculada conforme indicado na Figura 4.13 como:

$$Z_A = \frac{hZ_{L1}}{\cos(\theta_{L1} - \tau)} \quad (4.29)$$

Neste caso o parâmetro h representa a porcentagem da linha de transmissão que será protegida e τ o ângulo de projeto da característica mho, ou ângulo de torque máximo do relé.

Comumente um ajuste é realizado para que o ângulo τ nos relés eletromecânicos seja igual ao ângulo θ_{L1} da linha, através de uma impedância réplica. No entanto, com a finalidade de aprimorar a abrangência da resistência de falta, o ângulo τ poderá ser ajustado para um valor menor que θ_{L1} , conforme ilustrado na Figura 4.13.

Uma falta dentro da zona de proteção pode ser verificada pelo relé caso seja atendida a seguinte condição:

$$-90^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ \quad (4.30)$$

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

As grandezas de operação e polarização do comparador de fase podem ser interpretadas como impedâncias. Para tanto, dividem-se as Equações 4.27 e 4.28 pelo fasor \hat{I}_R , resultando em:

$$Z_{op} = -Z_R + Z_A \quad (4.31)$$

$$Z_{pol} = Z_R \quad (4.32)$$

Neste caso, a impedância aparente Z_R vista pelo relé é calculada como a razão entre \hat{V}_R e \hat{I}_R . As impedâncias Z_{op} e Z_{pol} podem ser representadas no plano RX como mostrado na Figura 4.15, na qual são ilustradas as três situações possíveis para a localização de Z_R : dentro da característica mho (Figura 4.14(a)); sobre a característica mho (Figura 4.14(b)); e fora da característica mho (Figura 4.14(c)). Nos dois primeiros casos a condição da Inequação 4.30 é atendida, em que o relé detecta a falta dentro de sua característica de operação.

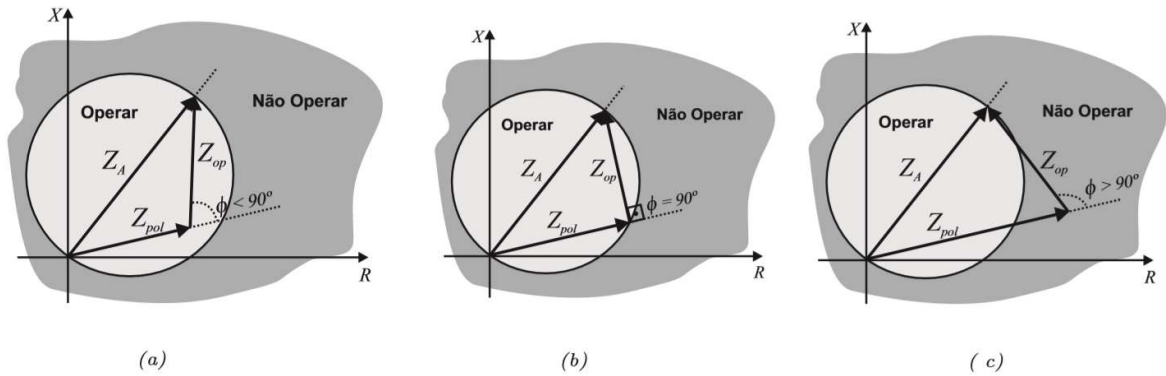


Figura 4.14 – Relação entre as fases de Z_{op} e Z_{pol} .
(SILVA, 2009)

4.6.2 Comparador de Magnitude

Os fasores de tensão \hat{V}_{op} e \hat{V}_{pol} do comparador de magnitude para a característica mho autopolarizada são definidos como (PAITHANKAR; BHIDE, 2004):

$$\hat{V}_{op} = \frac{Z_A}{2} \hat{I}_R \quad (4.33)$$

$$\hat{V}_{pol} = -\hat{V}_R + \frac{Z_A}{2} \hat{I}_R \quad (4.34)$$

Uma condição de falta poderá ser detectada caso a seguinte condição seja atendida:

$$\hat{V}_{op} \geq \hat{V}_{pol} \quad (4.35)$$

$$\hat{V}_{op} = \frac{Z_A}{2} \hat{I}_R \quad (4.36)$$

$$\hat{V}_{pol} = -\hat{V}_R + \frac{Z_A}{2} \hat{I}_R \quad (4.37)$$

As diferentes condições em que o valor de impedância medida pelo relé Z_R , podem ser representadas no plano RX como mostrado na Figura 4.15.

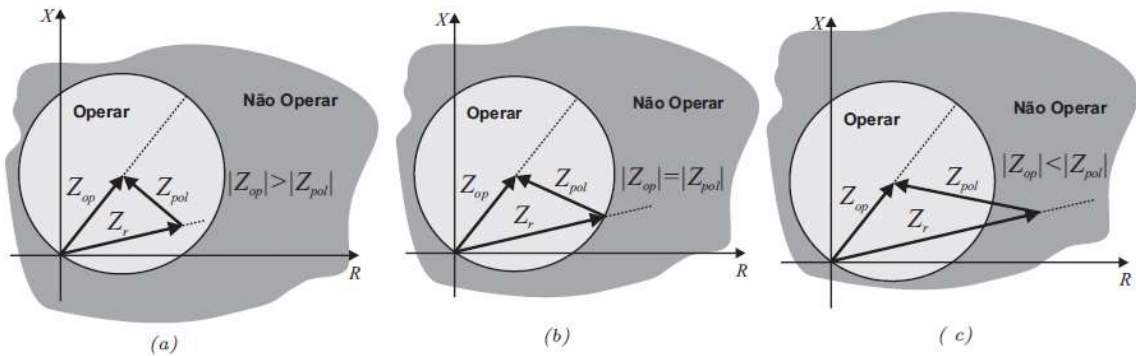


Figura 4.15 – Relação entre as magnitudes de Z_{op} e Z_{pol} e para o caso de Z_R : a) dentro da característica mho; b) sobre a característica mho; c) fora da característica mho. (SILVA, 2009)

4.6.3 Característica Mho Autopolarizada.

Os relés eletromecânicos utilizaram durante muito tempo esse tipo de característica e ainda são implementadas por muitos relés digitais comerciais nos tempos atuais. O termo autopolarização é utilizado devido ao fato de que a grandeza de polarização utilizada é a própria tensão de entrada no relé (ZIEGLER, 2006).

4.6.4 Característica Mho Polarizada.

A característica mho polarizada é bastante utilizada quando se deseja amenizar os problemas devidos à ineficiência do modelo para detectar faltas próximas ao ponto de instalação do relé (com tensão nula) e curtos-circuitos que possuem um baixo valor de resistência de falta.

Nesses casos o modelo a ser utilizado deve levar em consideração a polarização \hat{V}_{pol} , e a tensão medida do relé \hat{V}_R mais uma parcela de tensão de suplementação que irá depender do tipo de polarização que vai ser utilizada (ZIEGLER, 2006).

4.6.4.1 Polarização Cruzada

A polarização cruzada consiste na suplementação da tensão na fase defeituosa com uma tensão em quadratura, referente às fases sãs. Na Figura 4.16(a), ilustra-se a seleção da tensão de suplementação \hat{V}_{bc} para uma falta monofásica em A, enquanto a tensão $\hat{V}_{ca} - \hat{V}_{ab}$, mostrada na Figura 4.16(b), é utilizada para suplementar faltas bifásicas entre B e C. Na Tabela 3 são mostradas as tensões de suplementação utilizadas para cada uma das unidades de um relé de distância (ZIEGLER, 2006).

Com a polarização cruzada, calcula-se a tensão \hat{V}_{pol} como:

$$\hat{V}_{pol} = (1 - K_p)\hat{V}_R + \frac{jK_p}{\sqrt{3}}\hat{V}_{sup} \quad (4.38)$$

sendo K_p a porcentagem da suplementação e V_{sup} a tensão de suplementação.

Uma desvantagem desse tipo de suplementação está no fato de que não há suplementação no caso de faltas trifásicas, uma vez que todas as fases são afetadas. Neste caso, deve-se utilizar uma suplementação a partir de uma memória de tensão pré-falta (SILVA, 2009).

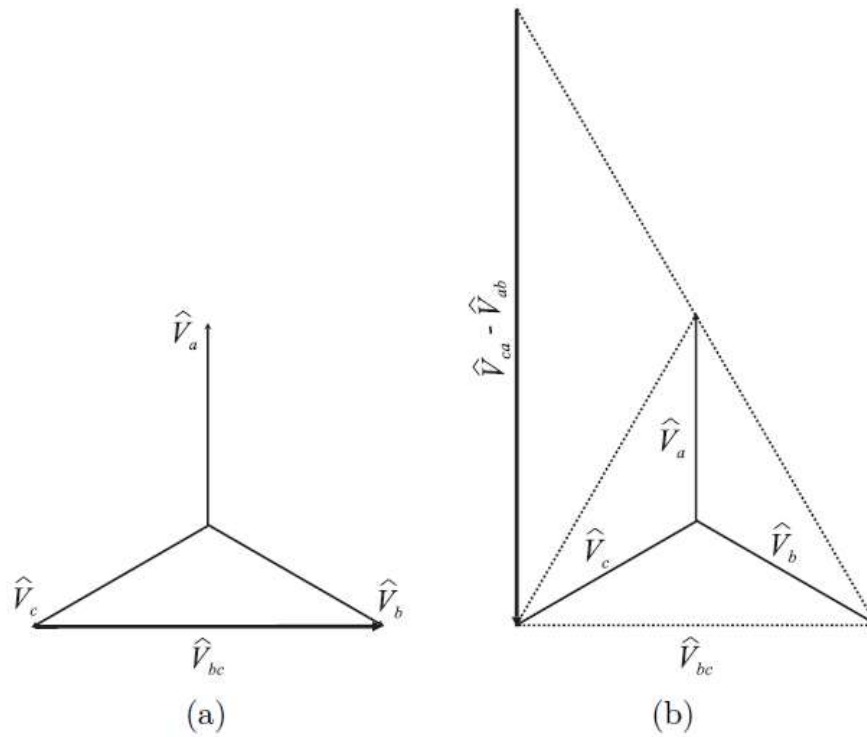


Figura 4.16 – Tensão de suplementação para a tensão: a) \hat{V}_a falta fase-terra; b) \hat{V}_{bc} falta fase-fase. (SILVA, 2009)

Tabela 3 - Tensão de suplementação das unidades de fase-terra e fase-fase do relé de distância.

<u>Unidade</u>	<u>Tensão de Suplementação</u>
Z_{AT} Z_{BT} Z_{CT}	\hat{V}_{bc} \hat{V}_{ca} \hat{V}_{ab}
Z_{AB} Z_{BC} Z_{CA}	$\hat{V}_{bc} - \hat{V}_{ca}$ $\hat{V}_{ca} - \hat{V}_{ab}$ $\hat{V}_{ab} - \hat{V}_{ca}$

4.6.4.2 Polarização por Memória de Tensão

De forma a garantir a sensibilidade e segurança para uma função proteção que se utiliza do sinal de tensão, é imprescindível a utilização de referências confiáveis de ângulo e magnitude. Esta confiabilidade é comumente obtida por meio de diferentes estratégias de polarização de tensão, sendo bastante utilizada a polarização por memória de tensão de sequência positiva, por apresentar um melhor desempenho diante de todos os tipos de faltas, mesmo aquelas com tensões próximas de zero (ZIEGLER, 2006).

A polarização por meio da memória de tensão consiste em realizar a suplementação de tensão na fase defeituosa utilizando-se das tensões pré-falta. Esse tipo de polarização pode ser utilizado em qualquer tipo de falta, no entanto deve-se tomar alguns cuidados no caso de sistemas onde a frequência de operação possa variar durante a falta (ZIEGLER, 2006).

Utilizando-se o esquema de polarização por memória de tensão, a tensão de polarização \hat{V}_{pol} passa a ser calculada como:

$$\hat{V}_{pol} = (1 - K_p)\hat{V}_R + K_p\hat{V}_{pre} \quad (4.39)$$

sendo \hat{V}_{pre} a tensão de suplementação e K_p a porcentagem de suplementação.

Na prática, essa polarização só é utilizada durante um intervalo de alguns ciclos após a detecção da falta, permitindo a detecção de faltas trifásicas com tensão zero (SILVA, 2009).

Em ambos os casos, com a polarização cruzada ou com a polarização por memória de tensão de pré-falta, a característica de operação do relé é expandida envolvendo a origem, permitindo a detecção da falta que resulte numa tensão zero. Todavia, isso só ocorre para defeitos à frente do relé. No caso de defeitos na sua direção reversa, a característica de operação contrai-se, evitando a operação indevida. Este comportamento é extremamente conveniente e é amplamente empregado na proteção de linhas de transmissão (ZIEGLER, 2006).

Na Figura 4.17 (a), ilustra-se a expansão da característica mho durante a ocorrência de faltas internas na linha de transmissão protegida. Na Figura 4.17 (b), por sua vez, pode-se observar a contração da característica, que resulta da ocorrência de faltas reversas. Nas Figuras 4.17 (a) e 4.17 (b), a característica mho polarizada está destacada pela linha contínua e a característica mho autopolarizada está tracejada e Z_{fonte} representa a impedância da fonte equivalente a montante do relé.

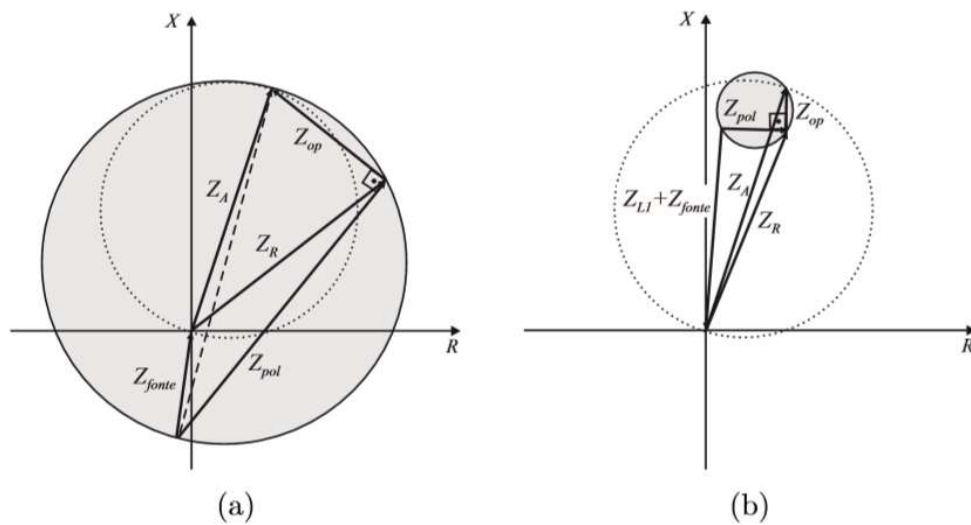


Figura 4.17 – Característica mho polarizada: (a) falta na direção direta; (b) falta na direção reversa (SILVA, 2009).

5. ANÁLISE DOS RESULTADOS

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A partir da dificuldade relatada em encontrar trabalhos que apresentassem os efeitos de *links* HVDC do tipo CSC-LCC na função de proteção de distância, esta dissertação tem como objetivo específico avaliar a influência de um *link* HVDC com características do tipo CSC-LCC inserido num sistema CA, semelhante ao Complexo do Madeira, em situações transitórias que podem afetar o desempenho da proteção de distância de linhas de transmissão adjacentes.

Com propósito de realizar essa análise de forma satisfatória, foi necessário realizar a modelagem do arranjo elétrico do elo de corrente contínua inserido numa rede CA no *software* ATP. O ATP consiste em um programa do tipo EMT utilizado para estudos que envolvem os comportamentos transitórios em sistemas elétricos de potência.

5.2 SISTEMA ELÉTRICO ANALISADO.

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 na presença de um *link* HVDC, foi utilizado um sistema modificado a partir do modelo *Benchmark* para estudos de HVDC do Cigré, conforme mostrado na Figura 5.1.

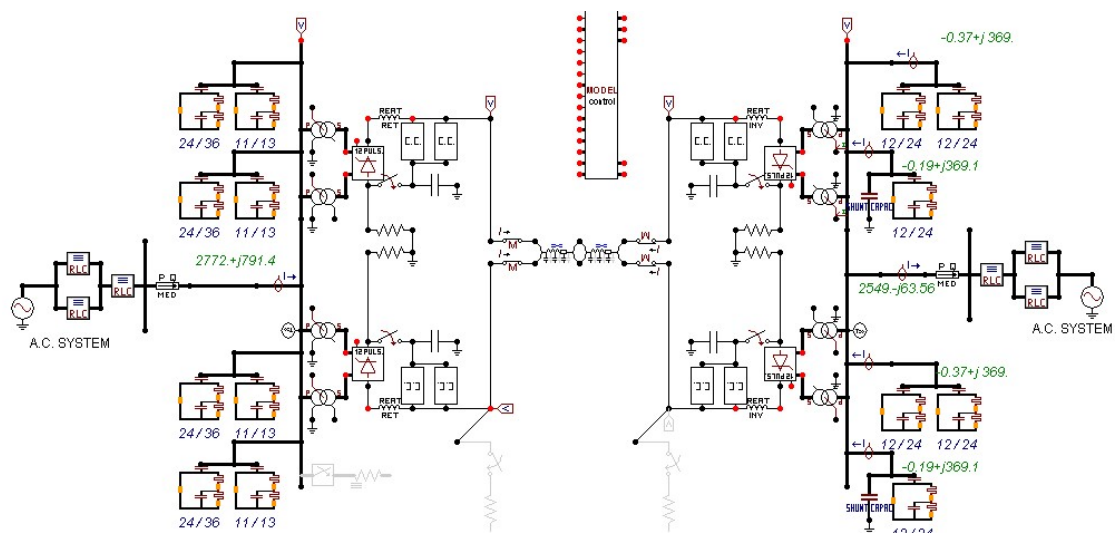


Figura 5.1 – Detalhe do Modelo *Benchmark* para Estudos de HVDC do Cigré topologia LCC

Na utilização do modelo *Benchmark* não houve alteração dos parâmetros dos transformadores conversores, sendo considerada que a quantidade de harmônicos é muito superior se comparada aos transformadores convencionais em corrente alternada, o que resulta em perdas adicionais devido à formação de pontos quentes nos seus enrolamentos (KAMAKSHIAH, 2011).

São utilizados filtros CA neste modelo para eliminar harmônicas de ordem 11, 13, 24 e 36 no lado retificador, e de ordem 12 e 24 no lado inversor, em função do modelo representar uma ponte conversora de 12 pulsos. Estes filtros CA vão limitar as distorções para um patamar aceitável e ainda suprir a potência reativa necessária ao processo de transmissão. No lado CC também são utilizados filtros para eliminar harmônicos de ordem 12 e 24, embora não sejam necessários para o suprimento de reativo (KIM *et al.*, 2009).

Também são utilizados os reatores de alisamento em série com a linha CC com a finalidade de reduzir os harmônicos no lado CC, bem como amenizar as ondulações de tensão CC na saída das pontes conversoras, as quais são ocasionadas em virtude do processo de comutação das válvulas de tiristores.

Neste modelo, os parâmetros da linha CC são calculados usando o Modelo de Bergeron para frequência de 0,001 Hz, o qual também não foi alterado. Desta forma, a resistência da linha fica melhor ajustada ao comportamento no lado CC (SARCINELLI, 2014). No entanto os equivalentes de rede CA foram substituídos pelos dados reais de equipamentos obtidos junto às empresas transmissoras.

Para as fontes de inicialização do sistema, cabe reforçar que o ATP calcula um fluxo de carga considerando os valores declarados para cada fonte, e nesse ponto foram modificados os ajustes em cada uma das fontes inicializadoras, localizadas no terminal retificador e inversor, de forma a encontrar um melhor ponto de operação para o início da transmissão de potência ativa que equivale ao desbloqueio realizado no Bipolo do Madeira.

Na plataforma do software ATP foram realizadas simulações iniciais, efetuando a implementação de modificações e a ampliação de toda uma infraestrutura elétrica representativa similar ao Complexo do Madeira, Usinas de Santo Antônio e Jirau, Subsistema Acre-Rondônia e parte da Área Sudeste 500 kV CA utilizada para representar o sistema teste em operação integrada com o Sistema Interligado Nacional (SIN) numa condição sistêmica em que há apenas a disponibilidade operacional de 1 Bipolo, ausência das Conversoras *Back-to-Back* na SE Coletora Porto Velho e o Transformador Provisório nº 13 (TF13) de 525/230 kV e 465 MVA, conectado ao Sistema 230 kV Acre-Rondônia ilustrado conforme Figuras 5.2, 5.3 e 5.4.

Esta configuração um pouco mais simplificada utilizada no trabalho foi escolhida pela representatividade que apresenta, e sobretudo pela dificuldade encontrada na modelagem no ATP dos dois Bipolos operando em paralelo, bem como em virtude da ausência de um modelo inicial que representasse as conversoras *Back-to-Back* que utilizam a topologia CSC-CCC.

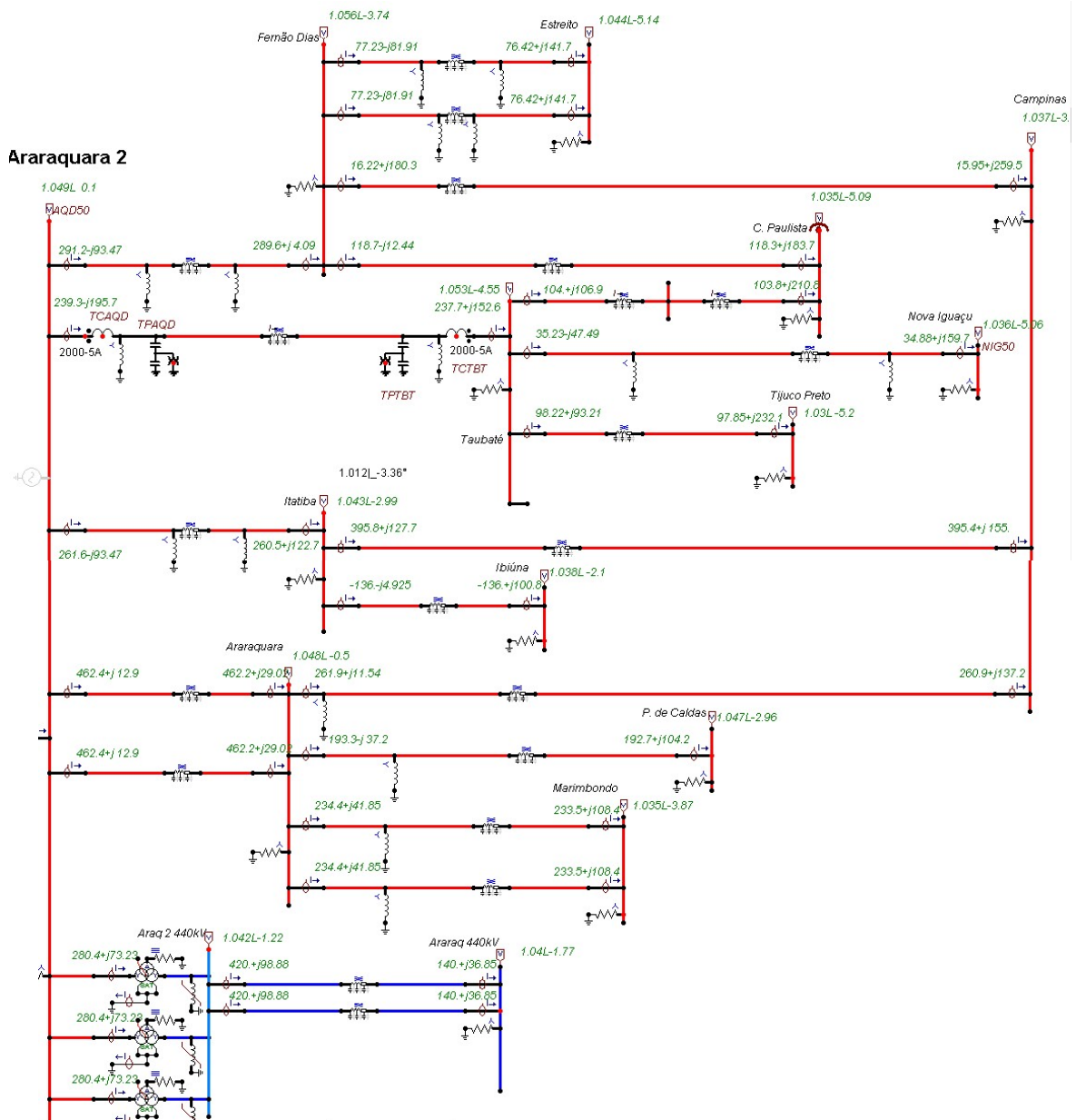


Figura 5.2 – Representação da Barra da SE Araraquara 2 e Rede CA Sudeste no sistema modelo.

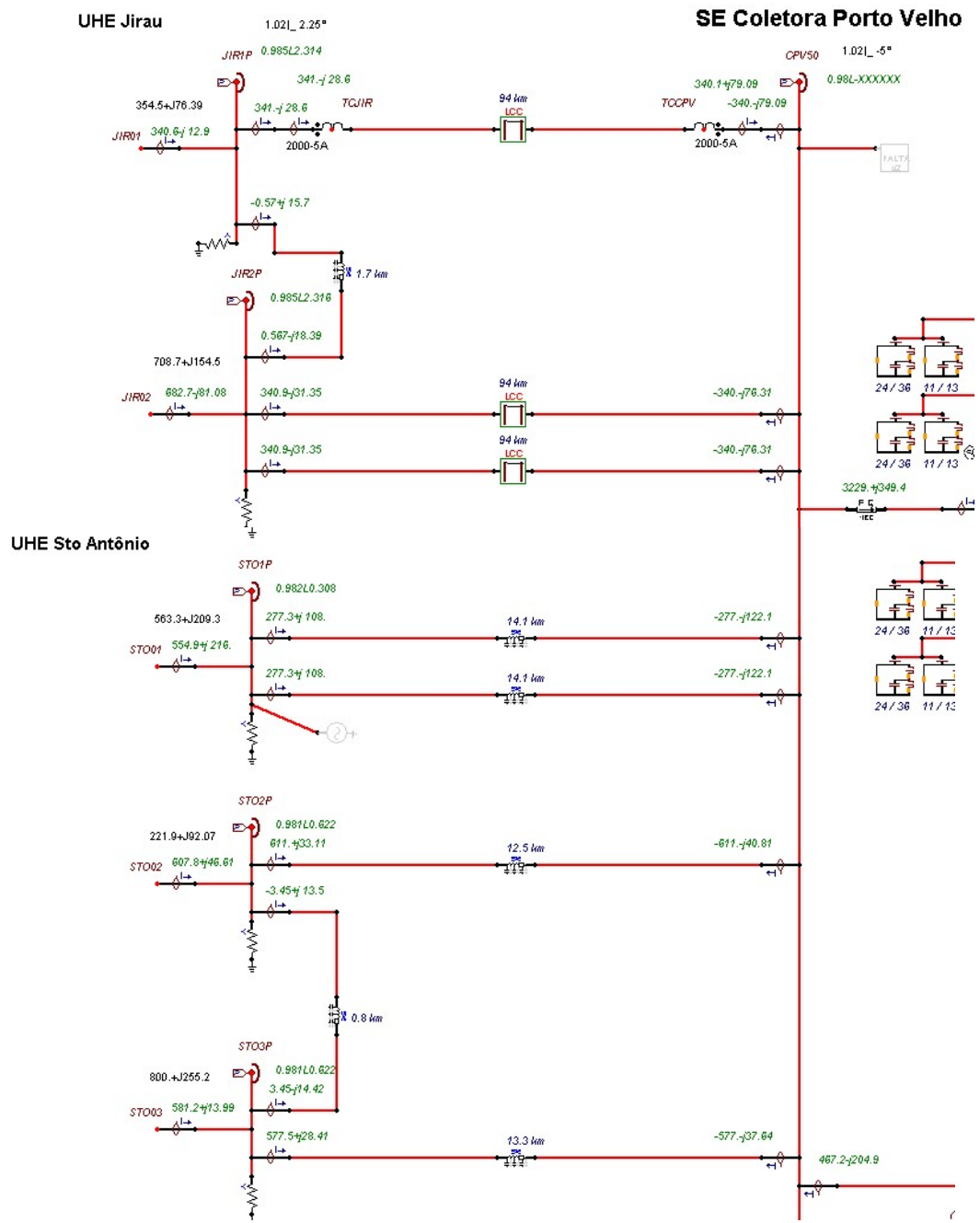


Figura 5.3 – Representação das Usinas do Madeira e Barramento 500 kV da SE Coletora Porto Velho.

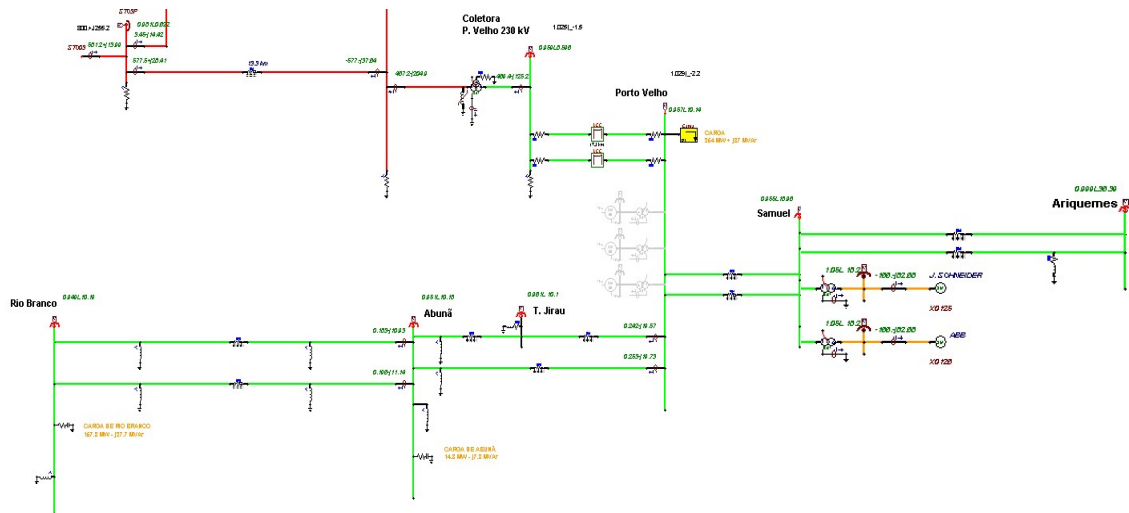


Figura 5.4 – Representação do TF13 na SE Coletora Porto Velho e Subsistema Acre-Rondônia 230 kV.

Inicialmente foi necessário realizar uma conversão de todos os parâmetros dos equipamentos, como reatores, transformadores e linhas de transmissão pois o sistema *Benchmark Cigré* possui valores para reatância indutiva (X_{opt}) e reatância capacitiva (C_{opt}) iguais à zero, o que implicou na necessidade de alteração dos parâmetros a serem utilizados para Indutância (mH) e Capacitância (μF) na plataforma ATP.

A modelagem das Linhas de Transmissão no ATP foi realizada utilizando dados reais dos equipamentos que estão em operação no SIN, obtidos a partir de informações das empresas proprietárias e validados no ANAREDE e no ANAFAS. Os valores encontrados representavam resistência, indutância série e capacitância shunt de sequência positiva e zero de LTs. Desta maneira, ao modelar as linhas de transmissão, foi utilizado o modelo a parâmetros distribuídos (LineZT_3) e constantes na frequência de LTs trifásicas idealmente transpostas.

O sistema apresentado na Figura 5.2 representa a linha de transmissão Araraquara 2 / Taubaté com aproximadamente 334 km e tensão nominal de 500 kV. Devido à não observância dos parâmetros do solo e de forma a simplificar os cálculos, nesse trabalho foi considerada nula a condutividade e permissividade elétrica relativa do solo.

Essa LT de propriedade da COPEL atravessa 28 municípios do interior paulista para ligar a Subestação Araraquara II, situada no município de Araraquara (SP), à Subestação Taubaté, esta linha possibilita o escoamento de parte da energia proveniente das usinas do Rio Madeira (Jirau e Santo Antônio), no Estado de Rondônia, até os principais centros de carga de São Paulo e Rio de Janeiro.

Com o intuito de analisar a influência do *link* HVDC no desempenho das proteções da rede CA adjacentes, foi avaliado o comportamento da função proteção de distância instalada na linha Araraquara 2 / Taubaté em diversas situações de faltas por meio do sistema modelado no *software* ATP. Nos terminais das linhas, foram representados circuitos equivalentes de rede (Thévenin), cujos parâmetros utilizados foram obtidos através de dados dos programas ANAREDE e ANAFAS, ambos do CEPEL.

5.3 PROTEÇÃO DE DISTÂNCIA

Para possibilitar a realização dos testes, a partir do sistema modelado no *software* ATP / ATPDraw foram extraídos os sinais primários de corrente e tensão dos TCs e TPCs conectados na linha 500 kV Araraquara 2 / Taubaté numa frequência fundamental f de 60 Hz, e levados para utilização num algoritmo implementado com objetivo de simular o comportamento da função proteção de distância.

Os ajustes foram realizados em duas zonas de proteção, a primeira em 85% da impedância de sequência positiva da linha de transmissão e a segunda zona em 125%, e em seguida foi avaliado o comportamento da característica m_{ho} autopolarizada e polarizada por memória de tensão de sequência positiva.

5.4 PROCESSO DE ESTIMAÇÃO FASORIAL

No algoritmo implementado foi realizado todo o processamento dos sinais por meio de um Filtro Butterworth passa baixa anti-aliasing de terceira ordem, com frequência de corte de 180 Hz. Desse modo, os sinais de saída foram reamostrados a uma taxa de 16 amostras por ciclo de 60 Hz, que é uma taxa de amostragem comumente recomendada para relés de proteção (960 amostras por segundo ou 960 Hz).

A estimação dos fasores de tensão e corrente na frequência fundamental foi empregada para possibilitar o funcionamento adequado da proteção de distância mesmo diante das componentes harmônicas de altas frequências que surgem oriundas do *link* HVDC.

As componentes harmônicas características de Sistemas HVDC estão relacionadas com o número de pulsos da configuração do conversor, definido como o número de comutações não-simultâneas por ciclo de frequência elétrica natural. Independente das condições de fornecimento da rede, estas componentes harmônicas sempre irão surgir a partir da operação da estação conversora (ARRILAGA, 1998).

Para representar um fasor a partir de um determinado sinal de entrada senoidal é necessário realizar um processo de estimação, em virtude da ausência de informação dos valores reais de amplitude e ângulo de fase do sinal avaliado. No entanto, a estimação de um fasor pode ser entendida como uma filtragem digital, em virtude da utilização de filtros digitais nas amostras (SILVA, 2009).

5.4.1 Janelamento de Sinais

Usualmente em proteção de sistemas elétricos de potência são utilizados algoritmos não-recursivos de janela fixa no processo de estimação fasorial, destacam-se nesse ponto os algoritmos baseados na Transformada Discreta de Fourier.

Os algoritmos de estimação de fasores não recursivos de janela fixa realizam a avaliação de um determinado conjunto de amostras do sinal a ser estimado, chamado de

janela de dados. A partir de cada janela de dados são estimadas a amplitude e a fase do fasor na frequência fundamental do sinal (SILVA, 2009).

5.4.2 Algoritmos Baseados na Série de Fourier

Um sinal senoidal $x(t)$ pode ser representado pela série de Fourier como (SILVA, 2009):

$$x(t) = \frac{X_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} X_{ren} \cos(2\pi nft) + \sum_{n=1}^{\infty} X_{imn} \text{sen}(2\pi nft) \quad (5.1)$$

onde f é a frequência fundamental do sinal e nf representa a n -ésima harmônica do sinal.

Os coeficientes podem ser determinados conforme (Silva, 2009):

$$X_0 = \int_t^{t+T} x(t)dt \quad (5.2)$$

$$X_{ren} = \int_t^{t+T} x(t)\cos(n\omega t)dt \quad (5.3)$$

$$X_{imn} = \int_t^{t+T} x(t)\text{sen}(n\omega t)dt \quad (5.4)$$

onde T representa o período do sinal e ω sua frequência angular, calculada como $\omega = 2\pi f$.

O algoritmo de Fourier de Um Ciclo realiza o procedimento de extração da componente de frequência fundamental de um sinal $x(t)$, partindo inicialmente do produto de um ciclo de amostras do sinal com as funções seno e cosseno (SILVA, 2009).

Utilizando (5.3) e (5.4) na frequência fundamental $x(t)$ em (5.1):

$$X_{re1} = \int_t^{t+T} x(t)\cos(\omega t)dt \quad (5.5)$$

$$X_{im1} = \int_t^{t+T} x(t)\text{sen}(\omega t)dt \quad (5.6)$$

5.4.3 Filtro Cosseno Modificado

Dentre os métodos disponíveis para realizar a filtragem de sinais no domínio do tempo foi escolhido o algoritmo Filtro Cosseno Modificado, definido em (Hart *et al.*, 2000), que é derivado dos algoritmos baseados na Série de Fourier.

O algoritmo Filtro Cosseno Modificado utiliza o método da Transformada de Fourier Discreta em Ciclo Completo, e usa em seguida um fator de correção para se obter a ortogonalidade entre as partes real e imaginária do fasor (KÜSEL, 2011).

Este algoritmo apresenta uma significativa atenuação do efeito da componente DC de decaimento exponencial, que tradicionalmente se apresenta como um dos principais problemas existentes nos métodos de estimação fasorial (SILVA, 2009).

O algoritmo Filtro Cosseno Modificado é do tipo não recursivo, pois utiliza a memória de tensão de sequência positiva que realiza a soma dos fasores em instantes diferentes (ALMEIDA, 2016).

Os algoritmos não-recursivos são essencialmente filtros digitais do tipo FIR (do inglês, *Finite Impulse Response*), onde a saída do filtro depende apenas de um histórico finito do sinal de entrada. Eles possuem coeficientes constantes e utilizam janelas de dados de comprimento finito. Suas saídas dependem apenas das amostras contidas na janela de dados (SILVA, 2009).

Em algoritmos não recursivos, cada nova amostra deve ser estimada para um sinal senoidal em regime permanente o qual terá uma magnitude constante e efetuará a rotação no sentido anti-horário de um deslocamento angular com amostra correspondente a

$$\theta = \frac{2\pi H}{N} \quad (5.7)$$

na qual H corresponde ao índice que representa todas as ordens harmônicas existentes no sinal analisado (ALMEIDA, 2016).

Diante desta situação, ao utilizar fasores estimados em algoritmos não recursivos diretamente em uma soma, onde as parcelas são definidas em instantes diferentes, o resultado obtido estará incorreto em função de um ângulo de defasamento (θ). Logo, deve ser corrigida a fase do fasor estimado antes da sua utilização, através da transformação linear de rotação:

$$\begin{bmatrix} Y_{re}(k) \\ Y_{im}(k) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(k\theta) & \text{sen}(k\theta) \\ -\text{sen}(k\theta) & \cos(k\theta) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_{re}(k) \\ X_{im}(k) \end{bmatrix} \quad (5.8)$$

na qual X_{re} e X_{im} correspondem as partes real e imaginária do fasor inicial, respectivamente, e Y_{re} e Y_{im} correspondem as partes real e imaginária do fasor rotacionado (ALMEIDA, 2016).

Em (Küsel, 2011) foi destacado que a parte real do fasor associado ao sinal digital $x(k)$ pode ser calculado no instante k , através do filtro cosseno de um ciclo de Fourier definido em (Silva, 2009):

$$X_{re}(k) = \frac{2}{N} \sum_{r=0}^{N-1} x(k - N + 1 + r) \cos r\delta \quad (5.9)$$

A estimação da parte imaginária do fasor pode ser realizada conforme (Küsel, 2011) a partir de duas saídas consecutivas do filtro cosseno de um ciclo de Fourier. Apesar das janelas consecutivas não serem ortogonais, a parte imaginária do fasor X_{im} pode ser representada corretamente na equação (5.10):

$$X_{im}(k) = \frac{X_{re}(k-1) - X_{re}(k) \cos\delta}{\text{sen}\delta} \quad (5.10)$$

para a qual, $\delta = \frac{2\pi}{N}$

Desta maneira, o fasor $\hat{X}(k)$ pode ser determinado através das equações (5.9) e (5.10).

$$\hat{X}(k) = X_{re}(k) + jX_{im}(k) \quad (5.11)$$

Este algoritmo pode ser entendido como um filtro que recebe um sinal digital, o qual é composto por frequência fundamental, harmônicas e componentes de frequência.

Geralmente os filtros cosseno são mais afetadas pelas componentes interharmônicas (KÜSEL, 2011).

5.5 ANÁLISE TRANSITÓRIA DE CURTO-CIRCUITO (ATC)

Nas simulações de curto-circuito foram avaliadas faltas do tipo AT, BC, BCT e ABC, em 90%, 95%, 97%, 98% e 99% na linha de transmissão 500 kV Araraquara 2 / Taubaté, e em 0%, 1%, 2%, 3%, 5% e 10% na linha de transmissão 500 kV Taubaté / Cachoeira Paulista. Essas faltas também foram simuladas nos barramentos de subestações adjacentes verificando o comportamento na presença e na ausência do *link* HVDC, apenas os resultados de algumas dessas simulações serão mostrados, pois observou-se que as demais apresentam desempenho semelhante.

As faltas foram aplicadas em $t = 800 \text{ ms}$, sendo verificada uma estabilidade do Bipolo após ocorrer o desbloqueio das válvulas conversoras e iniciada a transmissão de potência ativa, todos estes curtos-circuitos ocorreram com Resistência de Falta (R_f) igual a zero, e foram mantidos até o tempo final de simulação em $t = 1300 \text{ ms}$. Foi utilizado como referência o terminal Local na SE Araraquara 2 e o terminal Remoto na SE Taubaté.

Através das simulações foram obtidos resultados que permitem observar o comportamento da proteção de distância no intervalo de tempo compreendido entre a partida ou desbloqueio do Bipolo que consiste no regime permanente pré-falta, seguido da aplicação do curto-circuito até o final da simulação. Os curtos-circuitos analisados juntamente com suas respectivas configurações estão descritos na Tabela 4.

Tabela 4 – Análise Transitória de Curto-Circuito

Casos ATC Analisados / Tipos de Falta	Localização das Faltas
--	-------------------------------

AT / BC / BCT / ABC	Interna à LT Araraquara 2 – Taubaté (90%, 95%, 97%, 98% e 99%)
AT / BC / BCT / ABC	Interna à LT Taubaté – Cachoeira Paulista (0%, 1%, 2%, 3%, 5% e 10%)
AT / BC / BCT / ABC	SE Araraquara 2
AT / BC / BCT / ABC	SE Taubaté
AT / BC / BCT / ABC	SE Cachoeira Paulista
AT / BC / BCT / ABC	SE Tijuco Preto
AT / BC / BCT / ABC	SE Fernão Dias
AT / BC / BCT / ABC	SE Nova Iguaçu

Para cada uma das condições de curto-circuito (tipo de falta e localização da falta), foi avaliado o desempenho da proteção de distância com o sistema modelado em 2 situações distintas: 1) Sem o *link* HVDC e 2) Com o *link* HVDC (Derivado do Modelo *Benchmark*).

5.5.1 Faltas internas na Linha 500 kV Araraquara 2 / Taubaté

As trajetórias no digrama RX das unidades de impedâncias aparentes, na presença do *link* HVDC, em todos os casos se deslocam e sensibilizam a função de proteção de distância, indicando um efeito de sobrealcance do relé, destacando inclusive a atuação dos comparadores de fase do terminal local em 1ª zona.

Nas Figuras 5.5, 5.6, 5.7 e 5.8 estão representados os diagramas RX e os comparadores local e remoto para a falta bifásica do tipo BC na linha Araraquara 2 / Taubaté fora do alcance ajustado de 1ª zona em 95% a partir do terminal local (próximo à barra de Taubaté). Para todos os outros tipos de falta nesse local houve sensibilização do relé de distância em Araraquara 2.

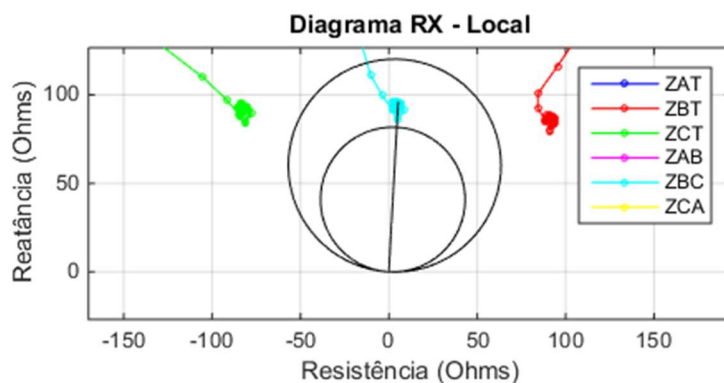
Pode ser verificado, quando da ausência do *link* HVDC, que no terminal local não ocorre sensibilização da característica mho, enquanto que para o terminal remoto, a característica atua normalmente.

A Figura 5.7 (b) apresenta as relações entre o ângulo de atuação do comparador de fase e o tempo de atuação para a característica mho polarizada por memória de tensão de sequência positiva, onde se percebe que a característica atua de forma indevida para a falta bifásica BC aplicada fora da primeira zona que está parametrizada em 85% a partir do terminal local.

Pode-se perceber que na Figura 5.5 (a) que mostra as impedâncias vistas pela função de proteção de distância no diagrama RX no curto-circuito bifásico (BC) não ocorre sensibilização do relé, no entanto na Figura 5.7 (a) a atuação ocorre em 1ª zona quando o *link* HVDC encontra-se conectado na SE Araraquara 2, o que pode sugerir um efeito de sobrealcance.

Este desempenho diferente do esperado sugere algum tipo de erro no processo de estimação fasorial provocado por componentes interharmônicas que provocam um efeito de sobrealcance no relé.

Caso 1. Falta Bifásica BC aplicada em 95% do Terminal Local – Sem *link* HVDC



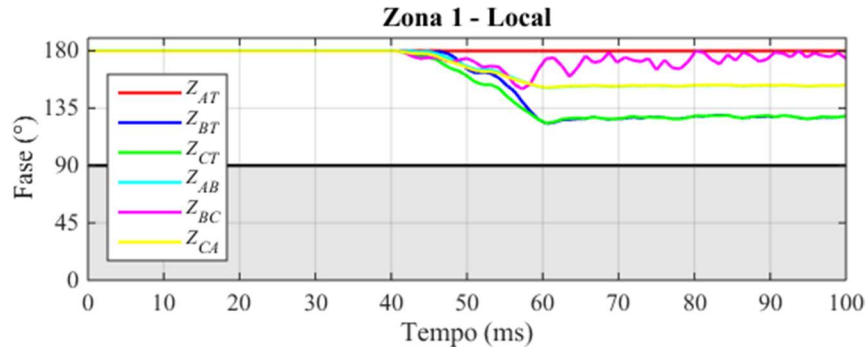


Figura 5.5 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal local SE Araraquara 2.

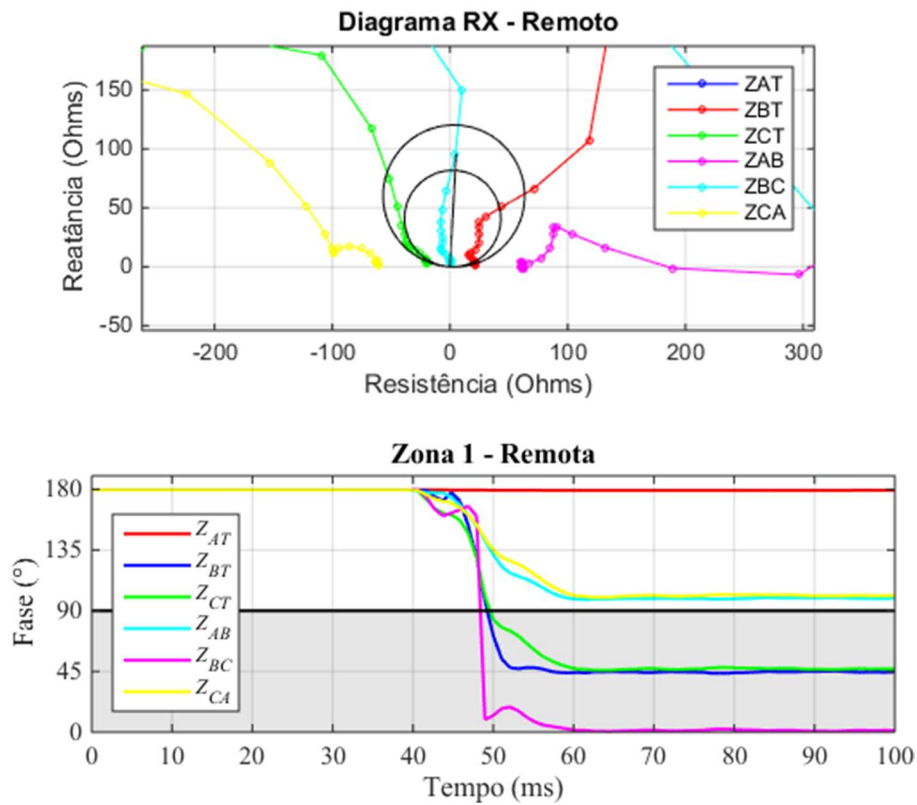
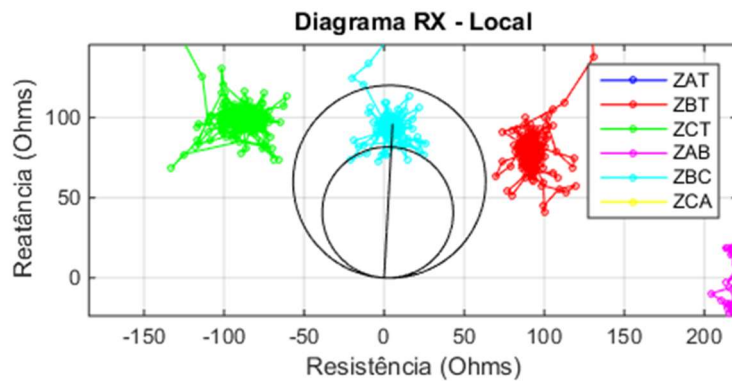


Figura 5.6 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal remoto SE Taubaté. Caso 1. Falta Bifásica BC aplicada em 95% do Terminal Local – Com link HVDC



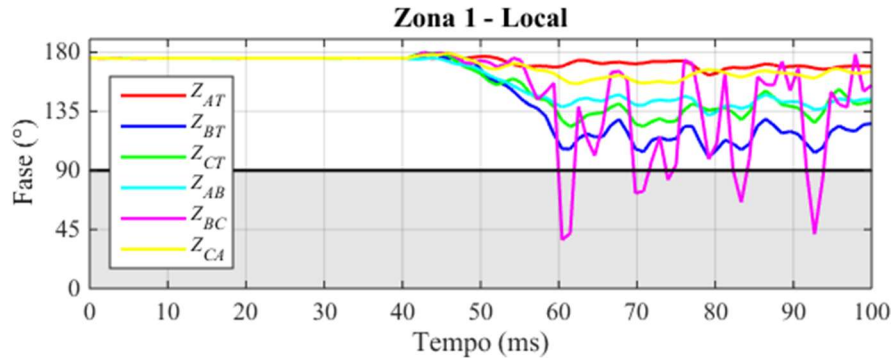


Figura 5.7 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal local SE Araraquara 2

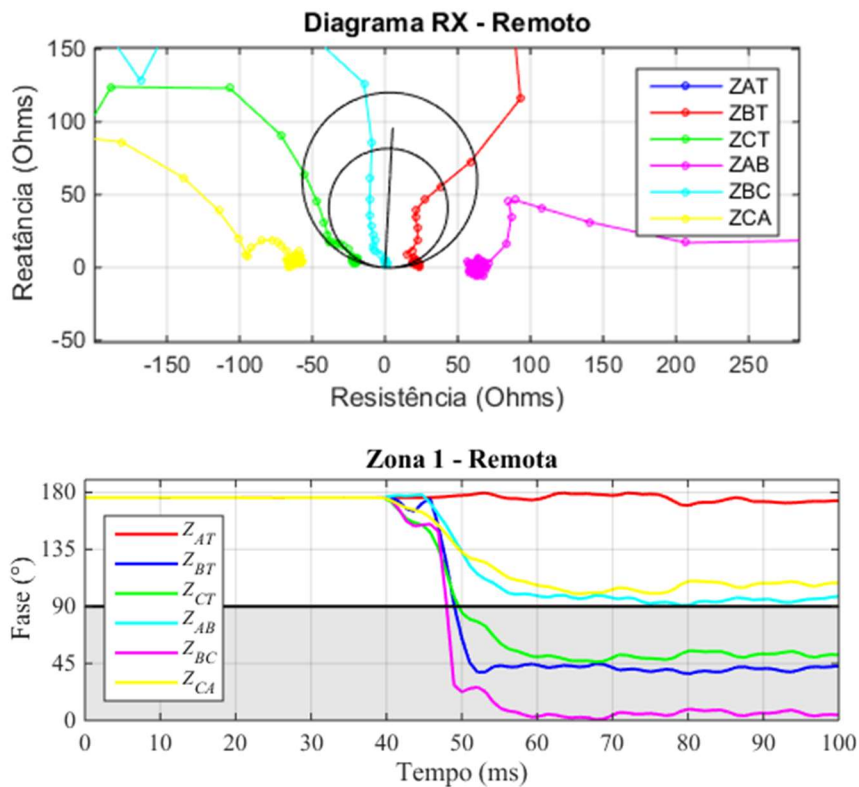


Figura 5.8 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal remoto SE Taubaté

5.5.2 Faltas internas na Linha Taubaté / Cachoeira Paulista

De forma semelhante, podemos verificar que nas Figuras 5.9, 5.10, 5.11 e 5.12, estão representados os diagramas RX e os comparadores local e remoto para a falta do tipo monofásica AT na linha Taubaté / Cachoeira Paulista em 2%, que está fora do alcance ajustado de 1ª zona, no entanto ainda nos limites de 2ª zona (125%), em relação a linha de transmissão Araraquara 2 / Taubaté. As trajetórias no diagrama RX da impedância aparente vistas pelas unidades de impedância em todos os casos na presença do *link* HVDC sensibilizam

a função proteção de distância localizado no terminal local da SE Araraquara 2 em 1ª zona denotando um possível efeito de sobrealcance do relé de distância.

Na avaliação da atuação do comparador de fases no terminal remoto foi verificado o comportamento dinâmico da característica mho polarizada por memória de tensão de sequência positiva, onde se percebe que não ocorre atuação da proteção (terminal remoto localizado na SE Taubaté) para direção reversa, indicando uma contração da característica. As trajetórias no digrama RX das unidades de impedâncias aparentes, na presença do *link* HVDC, em praticamente todos os casos sensibilizam a função de proteção de distância, indicando um efeito de sobrealcance do relé, destacando inclusive a atuação dos comparadores de fase do terminal local em 1ª zona.

Nas Figuras 5.9, 5.10, 5.11 e 5.12 são apresentadas as relações entre o ângulo de atuação do comparador de fase e o tempo de atuação para a característica mho polarizada por memória de tensão de sequência positiva, onde se percebe que a característica atua de forma indevida para faltas aplicadas fora da primeira zona que está parametrizada em 85% a partir do terminal local.

Exemplificando, pode-se perceber que na Figura 5.9 (a) que mostra a trajetória da impedância vista pelo relé de distância no diagrama RX para um curto-circuito monofásico (AT) não ocorre sensibilização do relé na ausência do *link* HVDC, no entanto na Figura 5.11 (a) quando o *link* HVDC encontra-se conectado na SE Araraquara 2 a atuação do relé ocorre em 1ª zona, o que pode sugerir novamente um erro no processo de estimação fasorial que provoca um efeito de sobrealcance no relé.

Caso 2. Falta AT aplicada em 2% da linha Taubaté / Cachoeira Paulista – Sem *link* HVDC

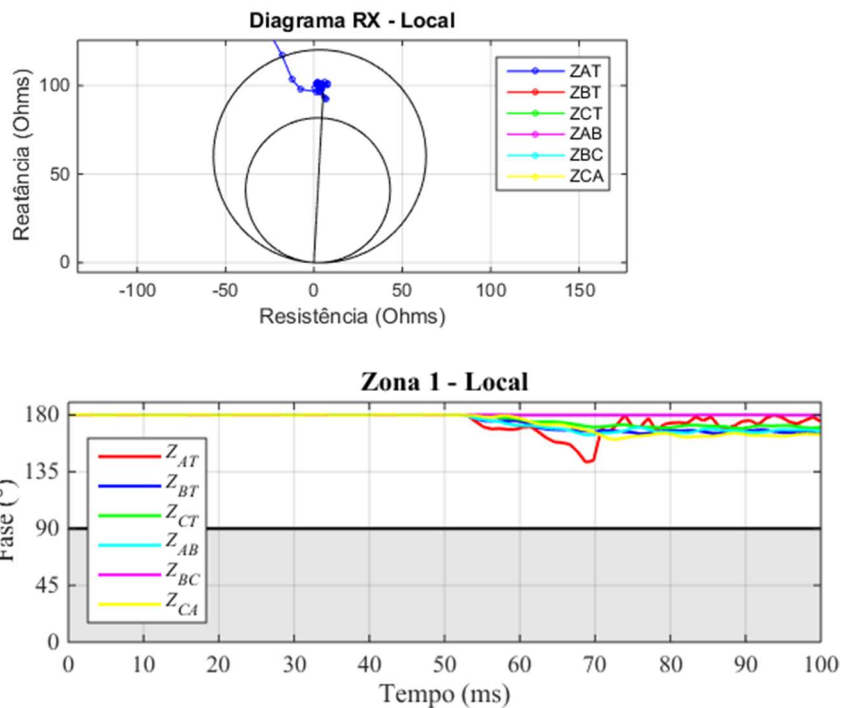


Figura 5.9 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal local SE Araraquara 2

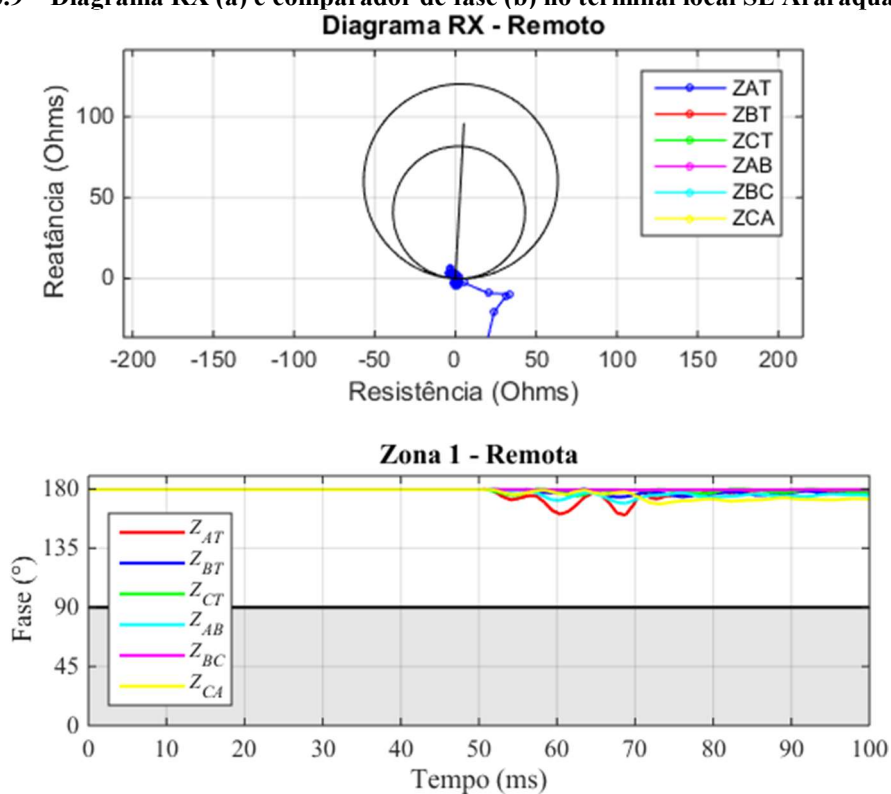


Figura 5.10 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal remoto SE Taubaté

Caso 2. Falta AT aplicada em 2% da linha Taubaté / Cachoeira Paulista – Com *link* HVDC

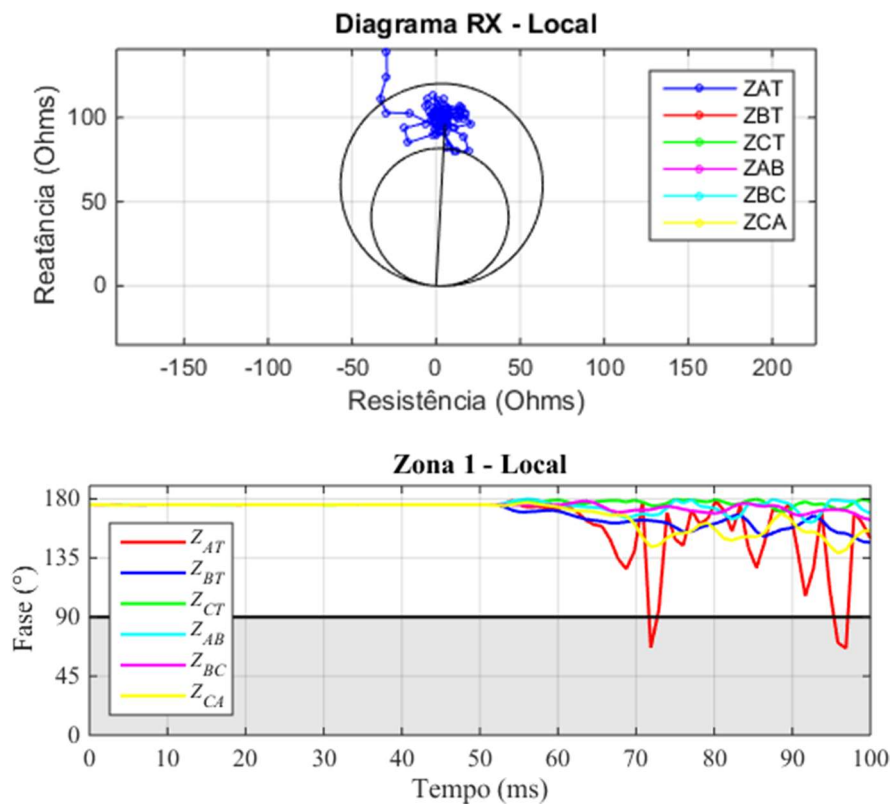


Figura 5.11 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal local SE Araraquara 2

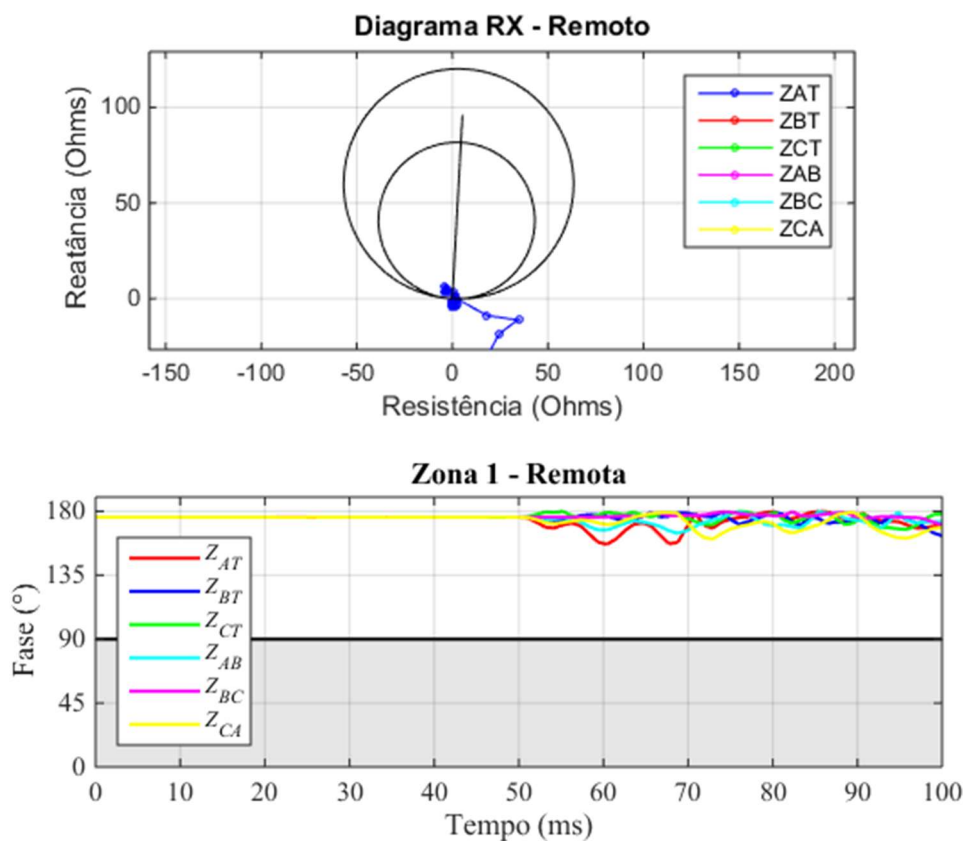


Figura 5.12 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal remoto SE Taubaté

5.5.3 Faltas no Barramento da SE Taubaté

Nas Figuras 5.13, 5.14, 5.15 e 5.16, são apresentados os comportamentos dos comparadores de fase no terminal local instalado na SE Araraquara 2 e no terminal remoto na SE Taubaté diante de uma falta bifásica com terra (BCT) nesta mesma barra, onde é possível identificar através das análises das trajetórias no digrama RX da impedância aparente vista pelas unidades de impedância, que ocorre a sensibilização da função proteção de distância na presença do *link* HVDC, denotando novamente um possível efeito de sobrealcançe no relé de distância, esta situação também é verificada para os outros tipos de curtos-circuitos (AT, BC e ABC).

Caso 3. Falta Bifásica com Terra BCT aplicada na SE Taubaté – Sem *link* HVDC

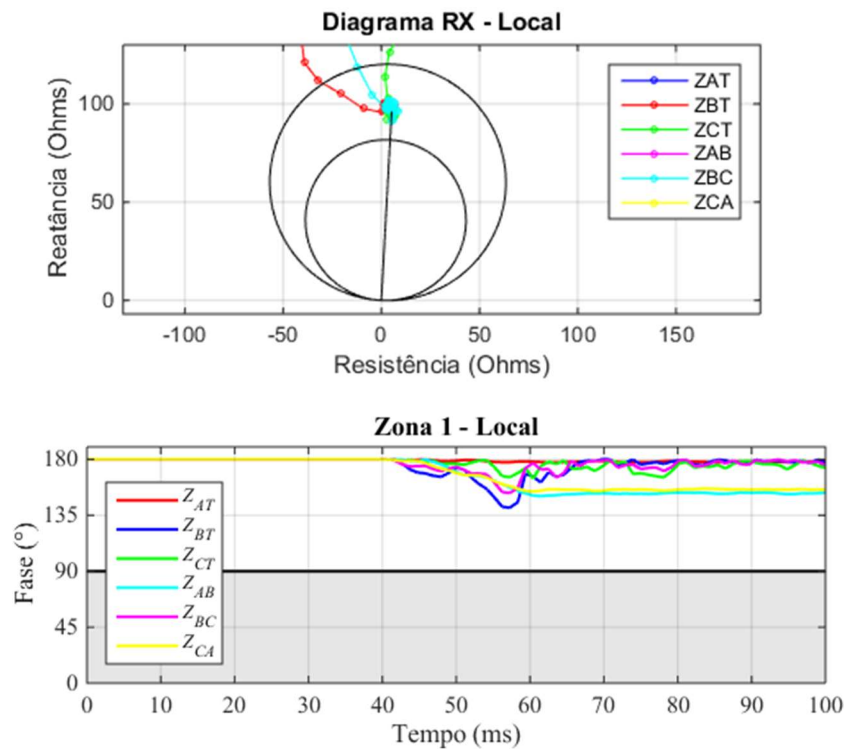


Figura 5.13 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal local SE Araraquara 2

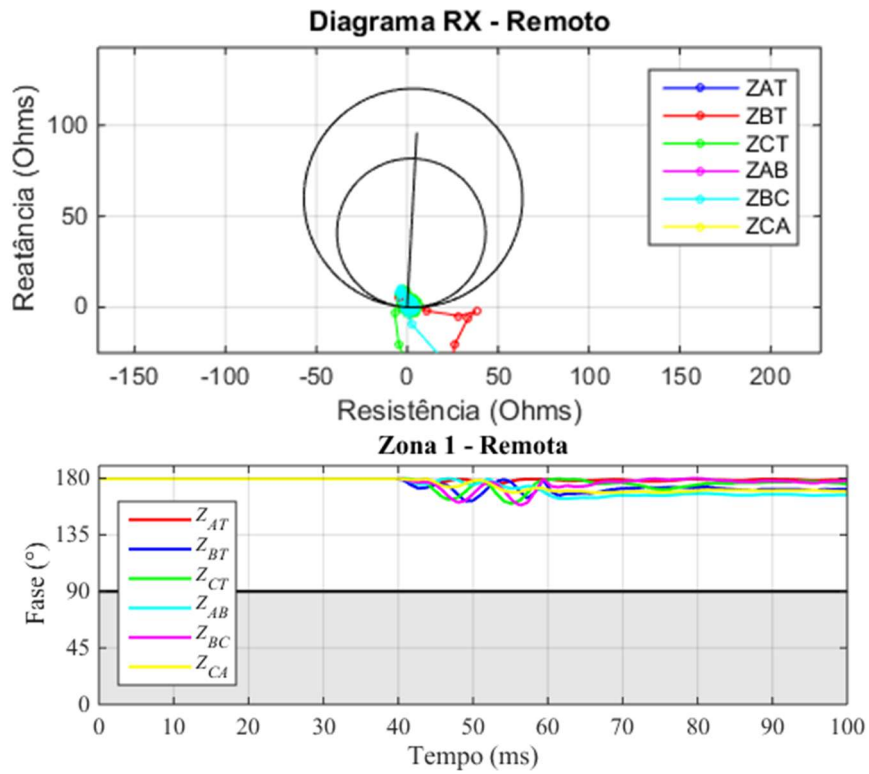


Figura 5.14 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal remoto SE Taubaté

Caso 3. Falta Bifásica com Terra BCT aplicada na SE Taubaté – Com *link* HVDC

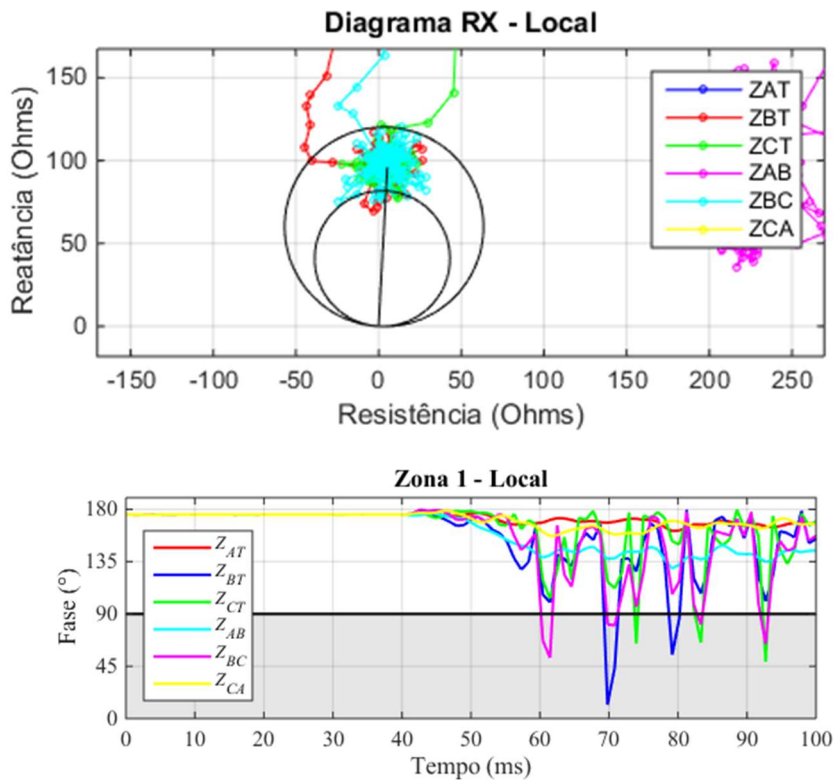


Figura 5.15 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal local SE Araraquara 2

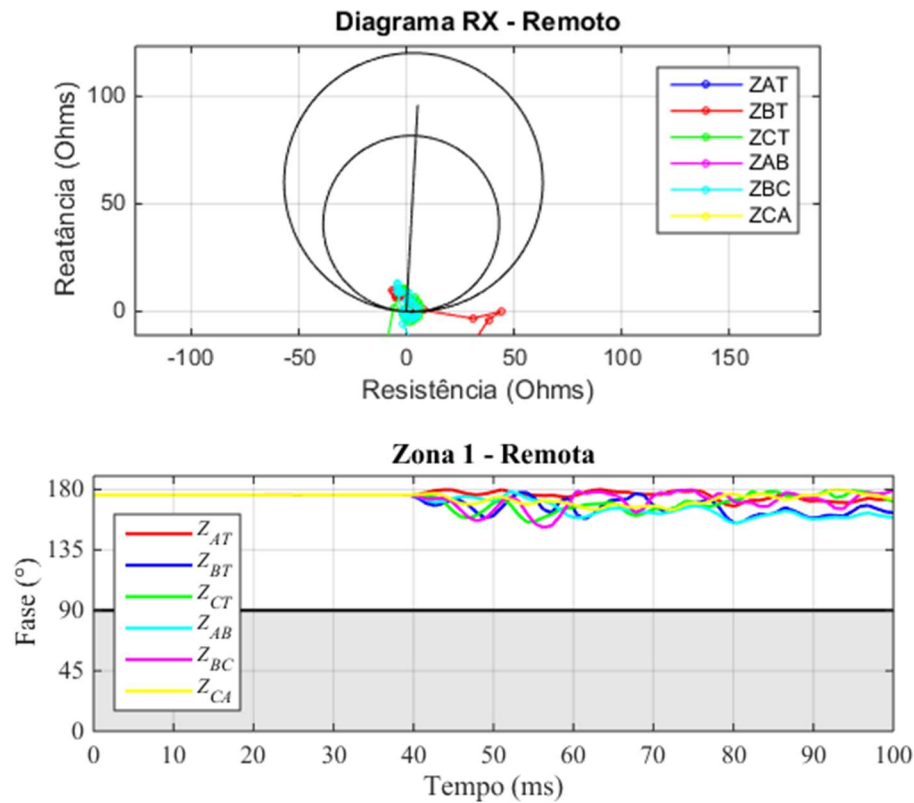


Figura 5.16 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal remoto SE Taubaté

5.5.4 Faltas no Barramento da SE Cachoeira Paulista

As Figuras 5.17, 5.18, 5.19 e 5.20, evidenciam os comportamentos dos comparadores de fase no terminal local instalado na SE Araraquara 2 e no terminal remoto na SE Taubaté diante de uma falta trifásica (ABC) ocorrida na barra da SE Cachoeira Paulista, onde é possível identificar através das análises das trajetórias no digrama RX da impedância aparente vista pelas unidades de impedância, que ocorre a sensibilização em 2ª zona da função proteção de distância na presença do *link* HVDC, denotando novamente uma falha na atuação que resulta num efeito de sobrealcance no relé de distância.

Caso 4. Falta Trifásica ABC aplicada na SE Cachoeira Paulista – Sem link HVDC

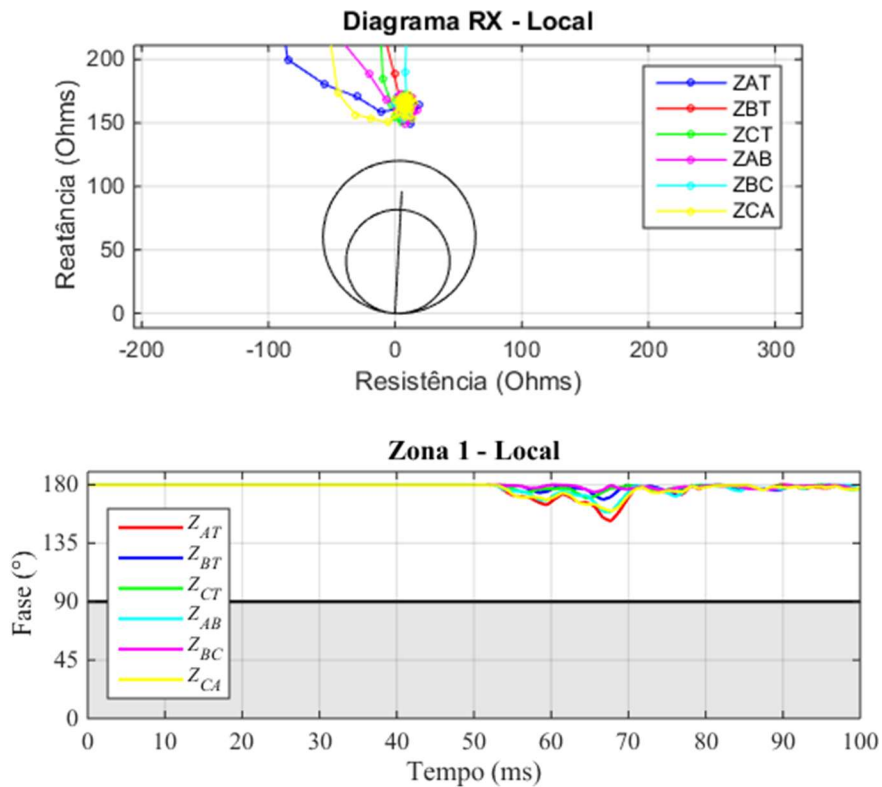


Figura 5.17 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal local SE Araraquara 2

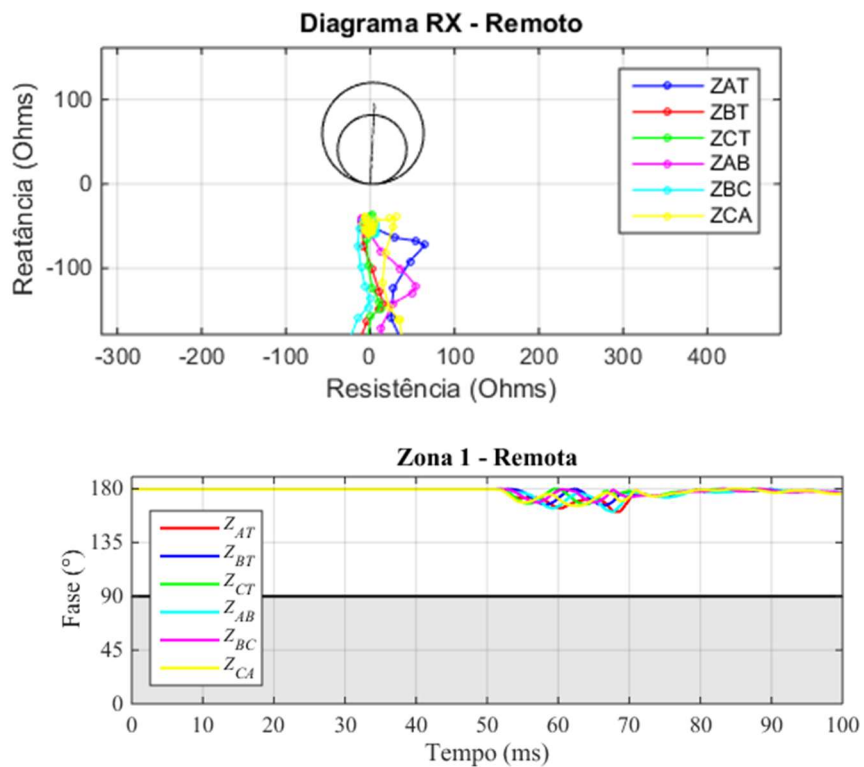


Figura 5.18 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal remoto SE Taubaté

Caso 4. Falta Trifásica ABC aplicada na SE Cachoeira Paulista – Com *link* HVDC

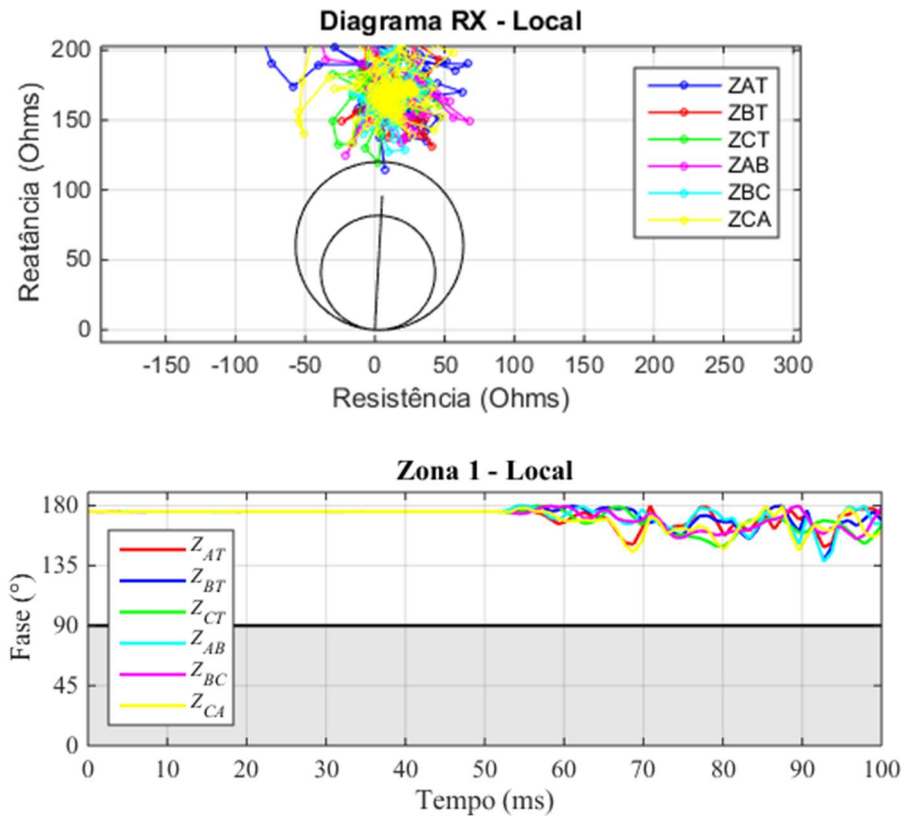


Figura 5.19 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal local SE Araraquara 2

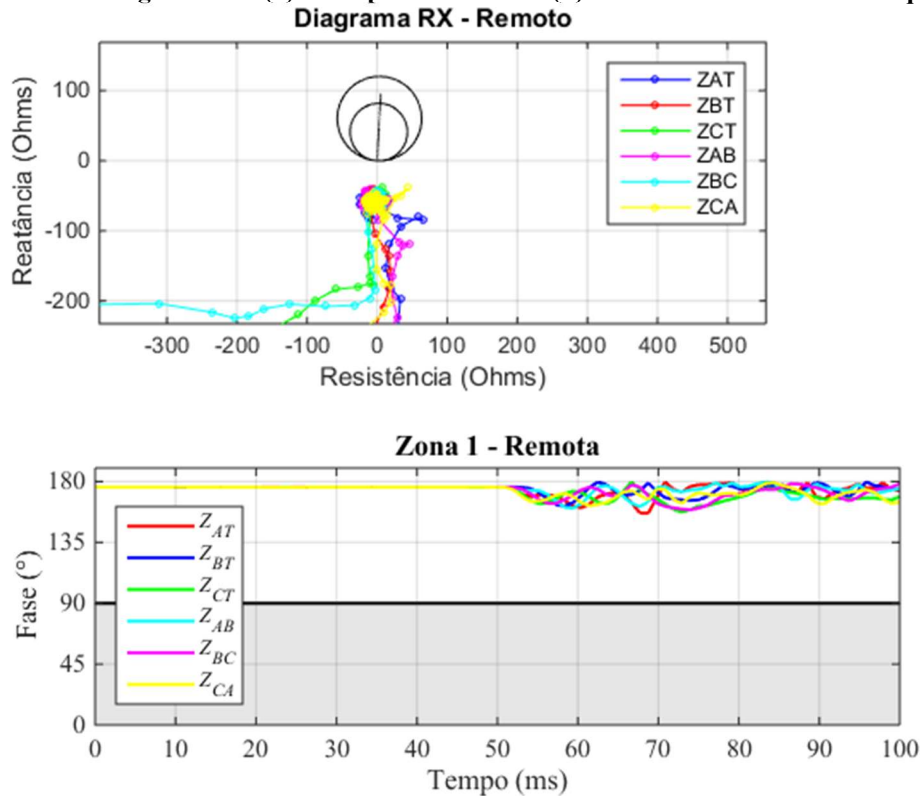


Figura 5.20 – Diagrama RX (a) e comparador de fase (b) no terminal remoto SE Taubaté

5.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS.

O Capítulo 5 destaca as simulações realizadas a partir do sistema modificado a partir do modelo *benchmark* do Cigré para estudos de HVDC como parte representativa do Complexo do Madeira, analisando os tipos de faltas na rede CA em que se percebe a influência do *link* HVDC no desempenho da função proteção de distância instalada na linha de transmissão adjacente Araraquara 2 / Taubaté em 500 kV.

Foi apresentada uma síntese das análises das faltas realizadas na rede CA adjacente ao *link* HVDC e seus efeitos na proteção de distância, em diferentes tipos de curto-circuito com variações da localização em linha de transmissão e subestações.

Observa-se nos casos avaliados que a presença do *link* HVDC notadamente tem efeito nas simulações do desempenho da proteção de linha onde em alguns casos a mesma sofre uma interferência (efeito de sobrealcance) que pode prejudicar a seletividade do relé e afetar de maneira significativa o sistema, cabendo uma avaliação sobre a necessidade de revisão dos ajustes da proteção de distância de forma a contemplar determinadas situações não identificadas anteriormente nos estudos.

Este erro identificado do desempenho da proteção de distância independe do método de estimação fasorial utilizado, e pode ocorrer para qualquer algoritmo derivado da Transformada de Fourier, em virtude de componentes de frequência interharmônicas oriundas da resposta do *link* HVDC à falta, que não são filtradas totalmente no filtro anti-aliasing, influenciando a atuação dos comparadores de fase do relé.

6. CONCLUSÕES E PROPOSTAS FUTURAS

Apesar dos Sistemas HVDC não terem contribuição significativa para curtos-circuitos na rede CA devido ao bloqueio realizado pelas válvulas conversoras e pela atuação do limitador de ordem de corrente dependente da tensão (VDCOL), pode ser verificado de acordo com os resultados apresentados uma certa influência no desempenho da proteção de distância de linhas CA adjacentes.

A proteção de distância deveria atuar apenas para curtos-circuitos internos, de forma a manter o princípio da seletividade, entretanto, foi verificado a partir deste trabalho que em virtude da presença do *link* HVDC próximo à rede CA esse princípio pode ser afetado, de modo que a função proteção de distância passa a operar numa condição de sobrealcance e é sensibilizada para vários tipos de curtos-circuitos internos à linha de transmissão Araraquara 2 / Taubaté (90%, 95%, 97%, 98% e 99%) mas localizados fora do ajuste de 1ª zona e inclusive para curtos-circuitos na linha subsequente que emana do terminal remoto, a linha de transmissão 500 kV Taubaté / Cachoeira Paulista (0%, 1%, 2%, 3%, 5% e 10%) que também sensibiliza o relé de distância em 1ª zona localizado na SE Araraquara 2.

Em alguns casos, para faltas na barra da SE Cachoeira Paulista, enquanto no sistema sem o *link* HVDC não ocorre sensibilização da proteção, os sistemas com o *link* HVDC para faltas bifásicas com terra e trifásicas sensibilizam o relé de distância em 2ª zona conforme análise dos Comparadores de Fase e Diagramas RX da LT Araraquara 2 / Taubaté, mesmo numa condição fora do alcance de 125% a partir do terminal local.

Esta atuação indevida que prejudicou o desempenho da proteção de distância, pode ser considerada uma falha significativa, que independe do método de estimação, visto que ocorre para qualquer algoritmo de estimação de fasores tradicionais baseados na Transformada Discreta de Fourier, em virtude de componentes de frequência

interharmônicas, oriundas da resposta do *link* HVDC à falta, que não são filtradas totalmente no filtro anti-aliasing, influenciando a atuação dos comparadores de fase do relé.

Em função do trabalho realizado e dos resultados alcançados, propõe-se de forma a dar continuidade ao estudo apresentado nesta dissertação os seguintes tópicos:

- Avaliar o desempenho de outras proteções (diferencial por exemplo) para outras linhas de transmissão CA adjacentes ao *link* HVDC e também no lado do retificador (SE Coletora Porto Velho) em situações de diferentes tipos de falta;
- Avaliar o impacto da presença do *link* HVDC no desempenho da função proteção de distância baseada no domínio do tempo implementados em relés disponíveis no mercado;
- Avaliar o impacto de um conversor de topologia CSC-CCC nas funções de proteção no lado do retificador e no lado da rede CA adjacente em situações de diferentes tipos de falta.
- Avaliar de forma detalhada o impacto das falhas de comutação nos sistemas HVDC de topologia CSC-LCC e CSC-CCC.
- Realizar testes e simulações com réplicas no ambiente RTDS do Complexo HVDC do Madeira operando com 2 Bipolos de forma a verificar o desempenho das proteções adjacentes, bem como a existência do Efeito DC multi-infeed que provoca interação entre os elos CC.

Diante do exposto, também deve ser avaliado junto às empresas de transmissão envolvidas a necessidade da realização de ajustes nos relés de distância localizados na linha de transmissão em 500 kV Araraquara 2 / Taubaté considerando o possível efeito de sobrealcance identificado nas simulações em que o *link* HVDC do Madeira se encontrava conectado ao sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AHMED A., *Eletrônica de potência*. Pearson Education do Brasil, 2000.
- ALAM M., LEITE H., LIANG J., *Effects of VSC based HVDC system on distance protection of transmission lines*, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2017.
- ALMEIDA, M. L., *Proteção Diferencial de Linhas de Transmissão Baseada no Plano Alfa de Potências Complexas*. Brasília, 2016.
- ANDERSON P.M., *Power System Protection*. New Jersey, USA: IEEE Press Series on Power Engineering, 1999.
- ANEEL, *Transmissão Associada à Integração das usinas do Rio Madeira, Características e Requisitos Básicos das instalações de Transmissão*. Anexo 6A-CC, Lote LA-CC, Requisitos de compensação reativa. Edital de Leilão nº 007/2008.
- ANEEL, *Transmissão associada à integração das usinas do Rio Madeira – Conversoras do Bipolo 1 – SE Coletora Porto Velho e SE Araraquara 2 – Anexo 6C-CC Lote LC-CC* Edital de Leilão nº 007/2008 –.
- ARRILLAGA J., *High Voltage Direct Current Transmission*. 2 ed. London, Institution of Electrical Engineers publications, 1998.
- ARRILLAGA J.; LIU Y. H.; WATSON N.R., *Flexible Power Transmission: The HVDC Options*. Wiley, 2007.
- BEAUMONT, P., BROWN W., CHAN S., *Impact of Voltage Source Converter (VSC) Based HVDC Transmission on AC System Protection*. C20. 2017.
- COOK V., *Analysis of Distance Protection, Research Studies*. Wiley & Sons, 1985.
- EKSTRÖM A. and T. R. I. of Technology. Electric Power Research Center, *High Power Electronics HVDC and SVC*. Royal Institute of Technology, 1990.
- EPE. *Empresa de Pesquisa Energética. Série: Estudos da Demanda. 2017*. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes>>.
- FRONTIN, S. O.; et al; *Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas aplicadas a Linhas de Transmissão*, SNPTEE, 2010.
- FRONTIN, S. O.; REIS, L. B.; *Novas tecnologias em Sistemas de Transmissão HVDC*. IX SNPTEE, Belo Horizonte, 1987.
- GRAHAM J. F., HOLMGREN T, FISCHER P, *The Rio Madeira HVDC System – Design aspects of Bipole 1 and the connector to Acre-Rondônia*, in Cigre B4 2012.
- GRAHAM J., MENZIES D., PING W., “*Electrical System Considerations for Argentina-Brazil 1000 MW*”. Asea Brown Boverly ABB, CEPTEL, Brazil.

GRAHAM J.; JONSSON B.; MONI, *The Garabi 2000 MW interconnection Back-to-Back HVDC to connect weak AC systems*, 2001.

HAMMER W., *Dynamic Modeling of Line and Capacitor Commutated Converters for HVDC Power Transmission*, ETH - Swiss Federal Institute of Technology, 2003.

HANSEN A., HAVEMANN H. *Decreasing the Commutation Failure Frequency in HVDC Transmission Systems* IEEE Transactions on Power Delivery, V. 15, N. 3, 2000.

HART, D. G.; SMITH, R. A. *Modified Cosine Filters*. 2000. U.S. Patent.

IZIDORO A. A., *Uma Contribuição ao Estudos Dos Conversores Comutados a Capacitores (CCC)* UNIFEI - Universidade Federal de Itajubá, 2005.

KAMAKSHIAH, S., KAMARAJU, V. *HVDC Transmission*, no. v. 1. Tata McGraw Hill, New Delhi, 2011.

KIM C. K., V. K. SOOD, G. S. JANG, S. J. LIM, AND S. J. LEE, *HVDC Transmission: Power Conversion Applications in Power Systems*. Wiley, 2009.

KIMBARK, E. W., *Direct Current Transmission*, no. v. 1. Wiley-Interscience, 1971.

KINDERMANN G., *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*, vol. 1.- 2005

KUNDUR P., *Power System Stability and Control*, McGrawHill, New York, 1994.

KÜSEL, B. F. *Um Novo Algoritmo de Estimação de Fasores para a Proteção de Distância de Linhas de Transmissão*, Brasília 2011.

MATIAS, E. Y., *Avaliação do desempenho dinâmico e imunidade a falhas de comutação para faltas remotas em sistemas HVDC híbridos em linhas longas*. Campinas, 2015.

OLIVEIRA J.C., VIEIRA T., *Comparative Evaluation of Noncharacteristic Harmonic Generation by DC Transmission Systems with CSC Layouts under Assymetrical Operation Conditions*, Doctoral Thesis Proposal.2012.

ONS. *Operador Nacional do Sistema Elétrico.Dados Operacionais de Carga e Geração*.2020. Disponível em:<[http://www.ons.org.br/sites-pt/energia agora/carga e geração](http://www.ons.org.br/sites-pt/energia%20agora/carga%20e%20gera%C3%A7%C3%A3o)>.

ONS *Submódulo 2.6: Requisitos Mínimos para os Sistemas de Proteção e de Telecomunicações dos Procedimentos de Rede do ONS*. Brasília, Novembro 2011.

PADIYAR, K.R., *HVDC Power Transmission Systems: Technology and System Interactions*. Wiley, 1990.

PAITHANKAR, Y. G.; BHIDE, S. R. *Fundamentals of Power System Protection*. Prentice-Hall of India Pvt. Ltd, 2004.

- PINTO R. A. M., Pagioro A., *The Rio Madeira HVDC System – Implementation and Commissioning of Bipole 1 and the Connector to Acre-Rondônia in HVDC and Power Electronics to Boost Network Performance* - Cigré-Brasil, 2013.
- RAHMI E., GOLE A. M., DAVIES J. B., *et al. Commutation Failure Analysis in Multi-Infed HVDC Systems*, IEEE Transactions On Power Delivery, 2011.
- ROSEMBLUM, Y., *Análise da Interação entre Elos de Corrente Contínua em Redes Eletricamente Próximas*. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2014.
- SAADREVA, L. A. M., *Estudo de um sistema HVDC com Capacitor de Comutação* UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2012.
- SARCINELLI G., PING W., *et al., Capacitor Commutated Converted (CCC) HVDC Interconnections: Digital modeling and Benchmark Circuit*. Cigré Work Group B4.34, 2008.
- SARCINELLI G., CATTAN F., CARVALHO D., GOMES S., *HVDC Transmission Line Modeling Analysis in PSCAD and ATP Programs*, XIII SEPOPE, May 2014, Foz do Iguaçu, Brazil.
- SILVA JÚNIOR, F. C. *Proteção de linhas de transmissão aéreas de sistemas LCC-HVDC monopolares baseada em ondas viajantes utilizando um terminal*. UFRN, 2018
- SILVA, K., *Estimação de fasores baseada na transformada wavelet para uso na proteção de distância de linhas de transmissão* Ph.D. dissertation, UFCG, 2009.
- SOOD, V. K., *HVDC and FACTS Controllers: Applications of Static Converters in Power Systems*. Springer US, 2006.
- STOLTZ M., BAHRMAN M., DICKINSON D., *The Rapid City DC Tie*, IEEE PES Power Systems Conference and Exposition. 2006.
- TAVARES, J.; *Funções operacionais do controle mestre no sistema HVDC do Rio Madeira: coordenação entre Bipolos, Back-to-Back e Usinas Hidrelétricas*. XXIV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, PR, 2017.
- THIO C.V., DAVIES J.B., KENT K.L., *Commutation Failures In HVDC Transmission Systems* IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 2, April
- ZHAO X; PRIEBE, *et. al, Impact of HVDC Stations on Protection of AC Systems*, Cigré Working Group B5/B4.25. 2011.
- ZHU R., LI K., SHI F., *et al, The Analysis of Influence of HVDC Commutation Failure on Distance Protection* IEEE 3rd Information Technology, Networking, Electronic and Automation Control Conference (ITNEC 2019)
- ZIEGLER G. *Numerical Distance Protection: Principles and Applications*. 2. ed. Berlin, Germany: Siemens, AG, 2006.